

**EVALUACIÓN DE LA LONGITUD DE NAVEGACIÓN EN POZOS
HORIZONTALES DE UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA**

SILVIA JULIANA IBAÑEZ IRREÑO



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**EVALUACIÓN DE LA LONGITUD DE NAVEGACIÓN EN POZOS
HORIZONTALES DE UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA**

SILVIA JULIANA IBAÑEZ IRREÑO

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
de Petróleos**

Director

ING. JULIO CESAR PEREZ ANGULO

Docente UIS

Co-Directores

ING. WILSON PARRA MORENO

MCs. JORGE ELIECER RAMIREZ CASTRILLO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

Dedico este triunfo a mis padres **LUIS EDUARDO IBAÑEZ** y **MYRIAN IRREÑO** por darme un hogar lleno de amor, por confiar en mí y por su dedicación, lo cual me ha servido de fortaleza para mi desarrollo profesional, pero sobre todo porque a pesar de esos momentos difíciles me llenaron de ánimo para seguir adelante y no rendirme.

A mi hermana **ERIKA MILENA** por ser mi ejemplo de paciencia, perseverancia y fortaleza; por ser esa compañera fiel e incondicional, por sus palabras de aliento, por su ayuda y por recordarme que de la mano con **DIOS** todo es posible.

A mi tía **ELSA** y mis primas **DIANA** y **MONICA**, quienes siempre estuvieron acompañándome con su cariño, consejos y colaboración en este recorrido.

A mis amigos y compañeros de estudio (**El Guajiro, Fanny, Lina, el Paisa, Hoover, Manuel, León, el negro, Betty, Janice, Egu**) quienes compartieron noches de traspasado, ratos de ocio y momentos de felicidad y de lágrimas; a ellos muchas gracias por hacer parte de mi vida y espero que en el camino nos sigamos encontrando para compartir muchos momentos más.

A **Ruby** y a **Leidy** por ser mis amigas incondicionales, por su apoyo y palabras de ánimo cuando más las necesite, por no dejarme nunca sola en este proceso que no fue nada fácil. Me siento muy afortunada de contar con personitas como ustedes y sé que así será por el resto de nuestros días.

SILVIA JULIANA IBAÑEZ IRREÑO

AGRADECIMIENTOS

Ante todo, agradezco la oportunidad que me ha brindado la petrolera Pacific Rubiales Energy Meta Petroleum Corp., de poder realizar mi trabajo de grado para obtener mi título de Ingeniero de Petróleos.

A Dios por guiarme y ser mi luz en este camino, para lograr la consecución de tan importante logro.

A mis padres y hermana por creer en mí, por no dejarme desfallecer nunca en este proceso y darme la oportunidad de formarme académicamente.

Así mismo quiero agradecer de una forma muy especial a los ingenieros Alberto Flórez, Wilson Parra, **Jose Chiquinquirá Ferrer**, Jorge E. Ramírez y al Ingeniero Fabian Hernandez por sus recomendaciones, paciencia, colaboración y ayuda incondicional en este largo proceso.

Al grupo de Petrofísica, Yacimientos y Geología, por su colaboración en el suministro de la información y transmitirme sus conocimientos.

Al Ingeniero Julio Cesar Perez Angulo por su confianza y colaboración durante el desarrollo del proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander y a los profesores de la escuela de Ingeniería de Petróleos y a todo su personal que hace parte de esta.

SILVIA JULIANA IBAÑEZ IRREÑO

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
1. FUNDAMENTOS TEORICOS	19
1.1 POZOS HORIZONTALES	19
1.1.1 Ventajas de los Pozos Horizontales	19
1.1.2 Desventajas de los Pozos Horizontales	20
1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES	20
1.2.1 Pozos de radio ultracorto.	20
1.2.2 Pozos de radio corto	21
1.2.3 Pozos de radio medio	21
1.2.4 Pozos de radio largo.	21
1.2.5 Pozos multilaterales	22
1.3 PARÁMETROS GEOMÉTRICOS PARA EL DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO HORIZONTAL	23
1.4 APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES	25
1.5 RÉGIMENES DE FLUJO	29
1.6 PRODUCTIVIDAD EN POZOS HORIZONTALES	31
1.6.1 Heterogeneidad del Yacimiento.	31
1.7 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	33
1.7.1 Factores que afectan el Índice de Productividad	40
1.7.2 Tasa de producción.	40
1.8 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN	40
1.8.1 Curvas de declinación de producción	41
1.9 PRESIÓN DE YACIMIENTO	46

1.9.1 Caída de Presión a través de un Pozo Horizontal	46
1.10 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD (HI)	49
1.10.1 Producción de agua.	52
1.11 ÍNDICE DE EFICIENCIA DE COMPLETAMIENTO (CEI)	54
2. METODOLOGÍA	56
2.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	57
2.2 RECOLECCIÓN Y VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN	57
2.2.1 Información de pruebas de producción.	57
2.2.2 Propiedades del yacimiento.	59
2.3 DIVISIÓN EN GRUPOS BASADO EN EL NETPAY	60
2.4 MODELOS DE ANÁLISIS	61
2.4.1 Índice de productividad (IP).	61
2.4.2 Índice de heterogeneidad (HI).	64
2.4.3 Índice de eficiencia de completamiento (CEI).	70
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	72
3.1 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD (HI)	72
3.1.1 NetPay 11-30 ft.	72
3.1.2 NetPay 31-35 ft.	75
3.1.3 NetPay 36-40 ft.	78
3.1.4 NetPay 41-52 ft.	81
3.1.5 NetPay 53-78 ft.	84
3.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (PI)	87
3.2.1 NetPay 11-30 ft.	87
3.2.2 NetPay 31-35 ft.	89
3.2.3 NetPay 36-40 ft.	90

3.2.4 NetPay 41-52 ft.	91
3.2.5 NetPay 53-78 ft.	92
3.3 ÍNDICE DE EFICIENCIA DE COMPLETAMIENTO (Cei)	93
4. ANÁLISIS FINANCIERO	95
5. CONCLUSIONES	97
6. RECOMENDACIONES	99
BIBLIOGRAFIA	100
ANEXOS	101

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. Perforación Horizontal – Radio largo, medio y corto	22
FIGURA 2. Pozos Multilaterales	23
FIGURA 3. Parámetros Geométricos para un Pozo Vertical	25
FIGURA 4. Conificación de pozos Verticales y Horizontales	27
FIGURA 5. Múltiples Arenas de un mismo pozo	28
FIGURA 6. Regímenes de flujo en pozos horizontales	30
FIGURA 7. Comparación entre las áreas de drenaje de Pozos Verticales y Horizontales	35
FIGURA 8. Área de drenaje cilíndrica de pozos horizontales	37
FIGURA 9. Área de drenaje de un pozo horizontal	38
FIGURA 10. Separador de fondo	53
FIGURA 11. Grafica de Productividad	62
FIGURA 12. IP vs Espesor Basal (Espesor 11-30ft)	63
FIGURA 13. IP vs Longitud Hidrocarburo (Espesor 11-30ft)	63
FIGURA 14. IP vs (L*H) (Espesor 11-30ft)	64
FIGURA 15. Lista de grupos	65
FIGURA 16. Data Registers	66
FIGURA 17. Varia-30bles Calculadas	67
FIGURA 18. Variable Calculada para el Petróleo	67
FIGURA 19. Formula Índice de Heterogeneidad	68
FIGURA 20. Índice de Heterogeneidad Acumulado	69

FIGURA 21. Ubicación Campo Rubiales	107
FIGURA 22. Polígono Campo Rubiales / Piriri	107
FIGURA 23. Corte Geológico general, Campo Rubiales- Piriri	114
FIGURA 24. Modelo Estratigráfico y sistemas petrolíferos de la cuenca	115
FIGURA 25. Columna Estratigráfica. Cuenca Llanos Orientales	116
FIGURA 26. Columna Estratigráfica Campo Rubiales	117
FIGURA 27. Completamiento Verticales con empaquetamiento de grava en hueco revestido.	127
FIGURA 28. Completamiento pozos horizontales (hueco abierto).	129
FIGURA 29. Completamiento Verticales ensanchado en hueco abierto	130
FIGURA 30. Completamiento hueco abierto ensanchado con empaque de grava (Verticales)	131
FIGURA 31. Ventana de inicio OFM	138
FIGURA 32. Menú File	139
FIGURA 33. Menú Edit	140
FIGURA 34. Menú View	140
FIGURA 35. Menú Database	141
FIGURA 36. Menú step	142
FIGURA 37. Menú Analysis	142
FIGURA 38. Menú Tools	143
FIGURA 39. Menú Window	143
FIGURA 40. Menú Help	144

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Efectos de la Relación Kv/Kh en la Razón de Productividad de Pozo Horizontal/Vertical	32
Gráfica 2. Efecto de la fricción en un Pozo Horizontal	49
Gráfica 3. Índice de Heterogeneidad	52
Gráfica 4. Metodología aplicada	56
Gráfica 5. ÍNDICE DE EFICIENCIA DE COMPLETAMIENTO	71
Gráfica 6. Ubicación en el Campo. RB 11-30 ft	73
Gráfica 7. Índice de Heterogeneidad. RB 11-30 ft	73
Gráfica 8. Ubicación en el Campo. PR 11-30 ft	74
Gráfica 9. Índice de Heterogeneidad. PR 11-30 ft	75
Gráfica 10. Ubicación en el Campo. RB 31-35 ft	76
Gráfica 11. Índice de Heterogeneidad. RB 31-35 ft	76
Gráfica 12. Ubicación en el Campo. PR 31-35 ft	77
Gráfica 13. Índice de Heterogeneidad. PR 31-35 ft	78
Gráfica 14. Ubicación en el Campo. RB 36-40 ft	79
Gráfica 15. Índice de Heterogeneidad. RB 36-40 ft	79
Gráfica 16. Ubicación en el Campo. PR 36-40 ft	80
Gráfica 17. Índice de Heterogeneidad. PR 36-40 ft	81
Gráfica 18. Ubicación en el Campo. RB 41-52 ft	82
Gráfica 19. Índice de Heterogeneidad. RB 41-52 ft	82
Gráfica 20. Ubicación en el Campo. PR 41-52 ft	83
Gráfica 21. Índice de Heterogeneidad. PR 41-52 ft	84
Gráfica 22. Ubicación en el Campo. RB 53-78 ft	85
Gráfica 23. Índice de Heterogeneidad. RB 53-78 ft	85

Gráfica 24. Ubicación en el Campo. PR 53-78 ft	86
Gráfica 25. Índice de Heterogeneidad. PR 53-78 ft	87
Gráfica 26 Índice de Productividad para el Netpay 11-30 ft.	88
Gráfica 27. Índice de Productividad para el Netpay 31-35 ft.	89
Gráfica 28. Índice de Productividad para el Netpay 36-40 ft.	90
Gráfica 29. Índice de Productividad para el Netpay 41-52 ft.	91
Gráfica 30. Índice de Productividad para el Netpay 53-78 ft.	92
Gráfica 31. Producción Campo Rubiales	109
Gráfica 32. Campañas de perforación del Campo Rubiales	111

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos de Producción de Pozo	58
Tabla 2. Propiedades del Yacimiento	59
Tabla 3. Grupos de pozos	61
Tabla 4. Longitudes Óptimas para los diferentes NetPay	94
Tabla 5. Factores del Yacimiento y de los Fluidos	125

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA LONGITUD DE NAVEGACIÓN EN POZOS HORIZONTALES DE UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA*.

AUTOR: SILVIA JULIANA IBAÑEZ IRREÑO**

PALABRAS CLAVES: Pozos Horizontales, Longitud de Navegación, Crudo Pesado.

DESCRIPCIÓN

A nivel mundial la industria petrolera, ha experimentado un crecimiento sustancial durante los últimos años e indiscutiblemente se encuentra posicionada en uno de sus mejores momentos, la alta demanda energética, asociada a un número reducido de nuevos descubrimientos de importancia, ha elevado el precio de los hidrocarburos.

Es así como en Colombia la mayoría de los yacimientos de crudo liviano son campos maduros que se han ido depletando constantemente con el paso del tiempo; lo cual ha hecho que la industria petrolera volviera a darle importancia a campos de crudo pesado y extrapesado que no gozaban de tanta importancia por su poca rentabilidad o dificultad operacional. La perforación direccional indiscutiblemente brinda múltiples ventajas, pero también tiene costos operacionales altos y dificultades operacionales, aún más en estos pozos donde se navega a través de la arena productora aproximadamente 1300 ft.

Principalmente este proyecto busca entregar un estudio estadístico realizado a 290 pozos asociados al campo en estudio (Campo Rubiales) con el fin de optimizar la longitud de navegación de los pozos horizontales, con el fin de localizar las áreas que aún no se han drenado y plantear nuevos arreglos de pozos.

El análisis de los resultados obtenidos a través de los análisis realizados fue soportado por una evaluación financiera la cual permitió la elección de las modificaciones más convenientes para el sistema.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Julio Cesar Perez Angulo, Co-directores: Ing. Wilson Parra Moreno. MCs. **Jorge Eliecer Ramirez Castrillo**.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF NAVIGATION LENGTH IN HORIZONTAL WELLS OF COLOMBIAN HEAVY OILFILED*.

AUTHOR: SILVIA JULIANA IBAÑEZ IRREÑO**

KEYWORDS: Horizontal Wells, Navigation Length, Heavy Oil.

DESCRIPTION

In the world, the oil industry has experienced a high increase through the last years and there is no discussion about that the oil industry is established in one of the best times, the high energy demand in combination with a reduce number of new discoveries; have increased the price of hydrocarbons.

In Colombia the most of the light oil reservoirs are mature oilfields that have decreased the production constantly thought the years; for that reason during the last years the oil industry has given the importance to heavy oilfield and extra heavy oilfield that had not the importance due to their little profitability. The directional drilling has many advantages and has high operational costs and some operational difficulties; we can find those factors most commonly in wells where we can sail through to producing sand approximately 1300 ft.

The main objective of this thesis is look for a kind of statistic study to determinate the horizontal longitude drilling well, this study was accomplished to 290 wells from Rubiales Oilfield, with the purpose of to optimize the navigation length in horizontals wells, also it is useful to locate the areas that has not been drained yet, and to study the possibility to put new well setting.

The analysis of the results that has been obtained by this study was supported by a financial evaluation that allowed the choice of the all modifications more convenient for the system.

*Research work.

** Faculty of Physical – Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Ing. Julio Cesar Perez Angulo, Co- directores: Ing. Wilson Parra Moreno. MCs. **Jorge Eliecer Ramirez Castrillo**

INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años la industria del petróleo ha experimentado un crecimiento vertiginoso a nivel mundial e indiscutiblemente se encuentra posicionada en uno de sus mejores momentos, la alta demanda energética, asociada a un número reducido de nuevos descubrimientos de importancia, ha elevado el precio de este hidrocarburo a niveles insospechados.

Es importante recordar que en Colombia la mayoría de los yacimientos de crudo liviano son campos maduros que han ido depletando constantemente con el paso del tiempo; lo cual ha hecho que la industria petrolera volviera a darle importancia a campos de crudo pesado y extrapesado que no gozaban de tanta importancia por su poca rentabilidad o dificultad operacional.

Campo Rubiales, en el departamento del Meta se ha posicionado como el principal y más importante yacimiento de crudo pesado en nuestro país; donde actualmente se perforan aproximadamente 50 pozos al mes (verticales, desviados y horizontales), esto debido a que se tiene identificada la zona de interés, la cual es la Unidad de Arenas Basales, la cual cumple con unas propiedades petrofísicas, prospectivas para la acumulación de hidrocarburos, además se tiene una historia de producción suficientemente amplia para asegurar la calidad del crudo producida. En el año 2006 se inició la perforación de pozos tipo horizontal con el fin de incrementar la productividad y garantizar el drenaje homogéneo del yacimiento, esto debido a que se obtiene mayor área de contacto con la arena productora.

La perforación direccional indiscutiblemente brinda múltiples ventajas, pero también tiene costos operacionales altos y dificultades operacionales, aún más en

estos pozos donde se navega a través de la arena productora aproximadamente 1300 ft.

Por lo anterior expuesto, se vio la necesidad de desarrollar este proyecto, el cual busca determinar la longitud optima de sección navegada en los pozos horizontales productores de crudo pesado en Campo Rubiales basándose en el análisis de comportamiento de los pozos perforados, su respectivo historial de producción y las propiedades petrofísicas obtenidas, con el fin de incrementar la eficiencia de drenaje del yacimiento, además de minimizar tiempos operacionales, costos y lograr mejores resultados de producción.

1. FUNDAMENTOS TEORICOS

Muchos pozos horizontales se han perforado en todo el mundo, con el fin de mejorar el área de drenaje y por tanto aumentar la productividad.

1.1 POZOS HORIZONTALES

Son perforados de manera direccional, paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento, a una profundidad y dirección establecida, donde se encuentra ubicado el yacimiento. Alcanzan 90° de desviación con respecto a la vertical.

La extensión de la sección lateral (horizontal) depende de la magnitud del yacimiento, del área que se desee drenar en el mismo y de las condiciones tanto de perforación como de producción.

Los continuos y significativos avances en la perforación, completación y producción de los pozos horizontales, han hecho que hoy en día los pozos horizontales sea una de las más efectivas herramientas para aumentar la productividad, especialmente en áreas de crudos pesados y extrapesados.¹

1.1.1 Ventajas de los Pozos Horizontales

- Representa un incremento en la productividad del yacimiento.
- Mayor eficiencia de barrido y exposición a la inyección por tener un área de contacto mayor.
- Incremento en el índice de productividad de 2 a 5 veces más que la de un pozo vertical.
- Incremento en el área de drenaje.

¹GAMBOA, Alba. DETERMINACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD MÁXIMA EN POZOS HORIZONTALES EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD O SECCIÓN HORIZONTAL. Caracas, marzo de 2003.

- Recuperación rápida de las reservas.
- Mejor conocimiento de la heterogeneidad del yacimiento

1.1.2 Desventajas de los Pozos Horizontales

- El costo de un pozo horizontal es de 1,3 a 4 veces mayor que el de un pozo vertical.
- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- La corrida de registros presenta dificultad para corregir el rumbo de la perforación.
- Las opciones de recompletación son limitadas.
- La excesiva ondulación de la trayectoria del pozo y los bajos gradientes de presión podrían dificultar la limpieza del mismo

1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES

Los tipos de pozos horizontales se clasifican de acuerdo al tamaño del radio de curvatura que presenten. El radio de curvatura es muy importante ya que este da la idea de cómo el radio puede afectar el montaje de la herramienta en fondo de pozo en los diferentes tipos de pruebas y registros que se realicen durante todo el proyecto, el tamaño y las medidas de la herramienta deben ser acordes con el tamaño del hueco en el fondo; igualmente el radio de curvatura indica la longitud horizontal que puede tener el pozo.

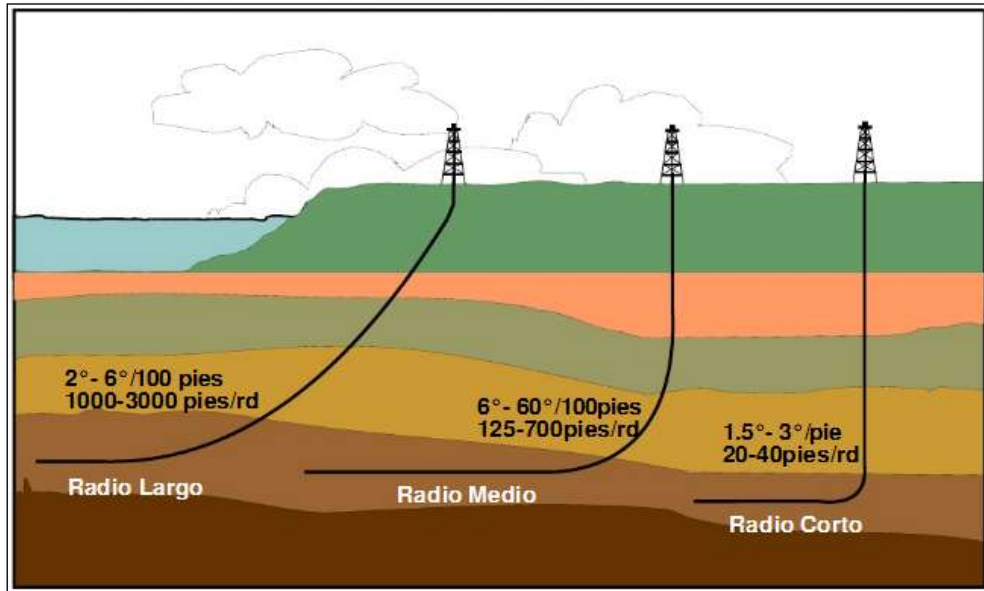
1.2.1 Pozos de radio ultracorto. Se caracteriza por emplear un radio de curvatura entre 10 y 20 pies, utiliza agua a altas presiones como mecanismo de perforación, limitado a yacimientos poco consolidados. Con este sistema, se pueden obtener secciones horizontales de 100 a 200 pies de longitud, sus aplicaciones son limitadas.

1.2.2 Pozos de radio corto. Este sistema es también llamado “rotacional”, debido al uso de herramientas y equipo rotatorio para la obtención del pozo hasta la horizontal. Se caracteriza por tener un radio de curvatura inferior a 50 pies, con una razón de curvatura por pie perforado superior a un grado. Este sistema puede adoptar secciones horizontales entre los 200 a 800 pies. Este tipo de pozos pueden ser completados con hueco abierto o liner-ranurado.

1.2.3 Pozos de radio medio. El radio de giro es de 200 a 800 pies; el ángulo de construcción es de $6^{\circ}/100$ pies a $20^{\circ}/100$ pies. Este sistema permite obtener secciones horizontales superiores a los 1000 pies de longitud. Este tipo de pozos ha empezado a adquirir mayor importancia que los demás pozos, puesto que el radio de giro es amplio y es posible emplear en el fondo herramientas de uso convencional.

1.2.4 Pozos de radio largo. El radio de giro es de 1000 a 3000 pies; el ángulo de construcción es de $2^{\circ}/100$ pies a $6^{\circ}/100$ pies, la longitud promedio de la sección horizontal está entre 2000 a 5000 pies. Sin embargo cuando superan los 4000 pies, pueden presentarse dificultades con el torque y el arrastre de ripios originados en la etapa de perforación. Este patrón es muy común en operaciones off-shore incluyendo yacimientos ultra-profundos, para perforar múltiples pozos desde una misma plataforma.

FIGURA 1. Perforación Horizontal – Radio largo, medio y corto



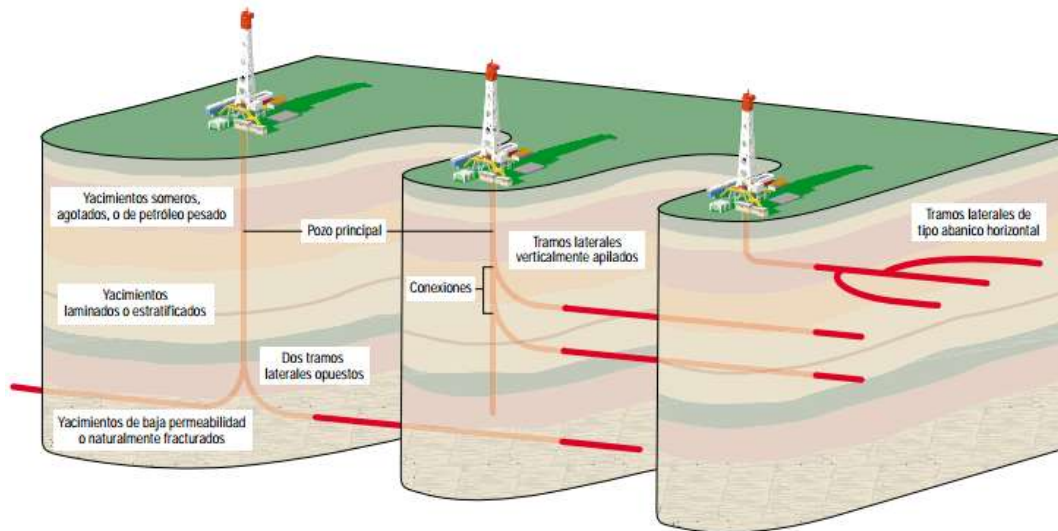
Fuente. JIMÉNES QUIJADA, Romer José. EVALUACION DE LOS PARAMETROS QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES PERFORADOS EN EL DISTRITO GAS ANACO. Puerto la Cruz, Octubre de 2009.

1.2.5 Pozos multilaterales. Consisten básicamente en un pozo primario y uno o más huecos secundarios que parten del pozo primario, cuyo objetivo es reducir el número de pozos que se perforan, además de optimizar la producción de las reservas. Según la geometría del yacimiento se puede construir distintas configuraciones de pozos multilaterales para lograr drenar los yacimientos de manera más eficiente, entre ellos tenemos:

Huecos de diámetro reducido o “Slim Hole”: son pozos que se perforan con propósitos de hacer el trabajo economizando recursos y obteniendo más provecho, utilizando una broca de 7” o menos. La utilización de este método es muy efectiva en exploración y/o captura de información sobre los yacimientos.

Hasta el momento no se ha encontrado una manera de clasificar al tipo de pozo multilateral ya que la forma y variedad esta solo limitada a nuestra imaginación y a las características de nuestros reservorios.

FIGURA 1. Pozos Multilaterales



Fuente. OILFIELD REVIEW, Fracturamiento de Múltiples Zonas, Administración del agua Subterránea y Resistividad triaxial. Schlumberger. Otoño de 2008

1.3 PARÁMETROS GEOMÉTRICOS PARA EL DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO HORIZONTAL²

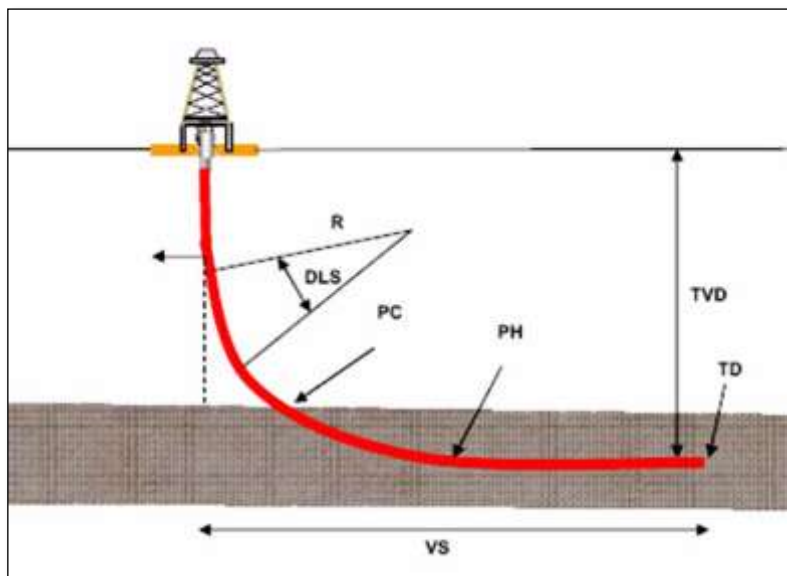
Al realizar el diseño un pozo horizontal debe tenerse en consideración una serie de datos sobre las características del área superficial, del yacimiento, del taladro que será utilizado y de las herramientas disponibles. Estas características originan una serie de parámetros que son los siguientes:

- **Profundidad Vertical Verdadera (TVD):** Es la distancia vertical de cualquier punto dado del hoyo al piso de la mesa rotaria del taladro de perforación utilizado.
- **Objetivo:** Es un punto fijo en el subsuelo de la formación que va a ser conectada a producción con el hoyo desviado.
- **Punto de Desviación o Kick Off Point (KOP):** Es el punto de la trayectoria en el cual el pozo se comienza a desviar de la vertical.

²MEJIA BLANCO, Jaiomar Rafael. DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES COMPLETADOS EN EL CAMPO COROCORO, GOLFO DE PARIÁ. Puerto la Cruz, Octubre de 2011.

- **Radio de Curvatura (R):** Es la distancia medida sobre las líneas perpendiculares a cada tangente de la curva desde el centro o punto de convergencia de todas estas líneas.
- **Sección de Incremento de Angulo:** Es la sección donde se incrementa el ángulo a una tasa controlada hasta alcanzar el ángulo máximo de inclinación. Esta sección del hoyo viene después del arranque inicial y se mide en grados por cada 100 pies de longitud.
- **Sección Tangencial o Mantenimiento de Angulo:** Es la sección donde se mantiene el mismo ángulo de inclinación. En el caso de los pozos horizontales con esta sección se podría llegar al objetivo y terminarlo, igualmente es la zona en donde será ubicado la bomba.
- **Punto revestidor (PC):** es el punto de la trayectoria del pozo en el cual se asienta el revestidor de producción. Se ubica justo en el tope de la arena objetivo, o en algunos casos dentro de la arena, con el mismo ángulo de navegación del pozo horizontal.
- **Punto Horizontal (PH):** es el punto de la trayectoria del pozo en el cual se alcanza la sección horizontal.
- **Profundidad Final (TD):** es la profundidad o longitud total alcanzada por el pozo.
- **Profundidad Medida (MD):** es la distancia medida de cualquier punto dado del hoyo al piso de la mesa rotaria del taladro de perforación utilizado, el cual considera el ángulo de inclinación de la trayectoria de navegación.
- **Desplazamiento Horizontal (VS):** Es la distancia horizontal desde la locación del pozo hasta su profundidad final.
- **Tasa de construcción de Angulo o Severidad de la Pata de Perro (DLS):** es la razón de cambio de la inclinación por unidad de longitud medida generalmente en grados por cada 100 pies de longitud.

FIGURA 2. Parámetros Geométricos para un Pozo Vertical



Fuente. MEJIAS BLANCO, Jaiomar Rafael. DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES COMPLETADOS EN EL CAMPO COROCORO, GOLFO DE PARIÁ. Puerto la cruz, Octubre de 2011.

1.4 APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

En la industria petrolera cada vez es mayor el uso de pozos horizontales; se han considerado como una forma de optimizar la productividad de un pozo y los costos de un proyecto, su aplicación también varía de acuerdo a las condiciones de acumulación de Hidrocarburos en el subsuelo³. Entre las aplicaciones más frecuentes se tiene:

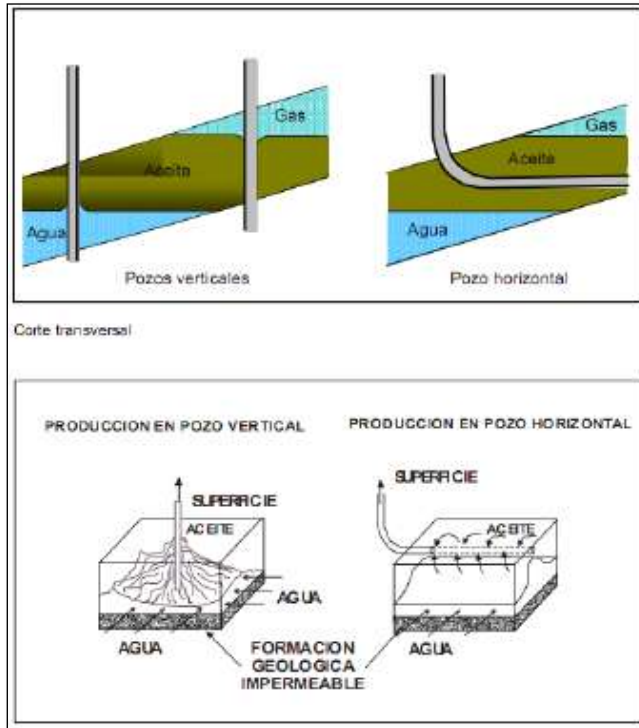
- **Inaccesibilidad.** Los campos petrolíferos están frecuentemente ubicados justo debajo de obstrucciones naturales o hechas por el hombre; tales como montañas, ríos, carreteras y zonas habitadas. Debido a esto no es posible obtener una permisología en algunas áreas, en las cuales el trabajo de perforación pueda

³JIMÉNES QUIJADA, Romer José. EVALUACION DE LOS PARAMETROS QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES PERFORADOS EN EL DISTRITO GAS ANACO. Puerto la Cruz, octubre de 2009.

constituir un riesgo para el ambiente, personas o infraestructuras que allí se encuentren. En tales casos, dichos yacimiento son explotados por medio de la perforación de pozos direccionales y/o horizontales desde una locación fuera del área restringida.

- **Yacimiento con espesor delgado.** La producción de un yacimiento de bajo espesor puede ser incrementada mediante un pozo horizontal. El beneficio obtenido dependerá directamente de la relación de la permeabilidad vertical y horizontal (K_v/K_h) del yacimiento.
- **Reducción de la conificación.** A diferencia de los pozos convencionales, los horizontales poseen una menor tendencia a presentar conificación del gas debido a la reducción de la caída de presión entre la capa de gas y el pozo horizontal. La conificación del agua en los pozos horizontales está relacionada con la caída de presión que se genera en el talón de la sección horizontal al momento de iniciar la producción en el pozo, esta caída de presión debe ser controlada para evitar el influjo de agua temprana en el pozo.

FIGURA 3. Conificación de pozos Verticales y Horizontales



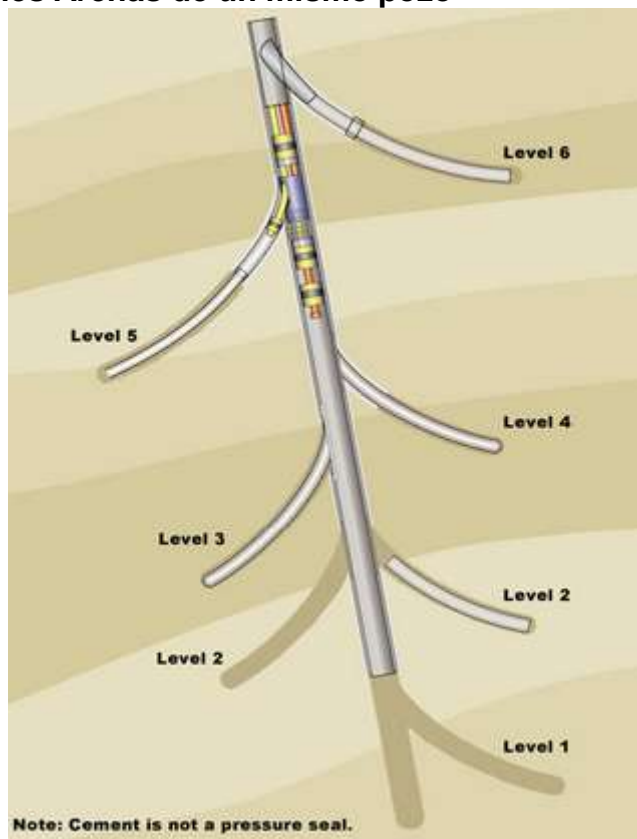
Fuente. RAMÍREZ HERRERA, Jairo Andrés y IZQUIERDO ROMERO, Andrés Felipe. SELECCIÓN DE TÉCNICAS PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO RUBIALES. Fundación Universidad de América Facultad de Ingeniería. Bogotá, D.C. 2009

- **Yacimientos Naturalmente Fracturados.** Las fracturas naturales, cuya geometría es prácticamente vertical, es una de las principales aplicaciones en la perforación horizontal, especialmente en yacimientos con baja permeabilidad, por lo que su producción depende directamente, de la intersección de tantas fracturas como sea posible. Por consecuencia, un pozo horizontal presenta mayor posibilidad de interceptar las fracturas, que un pozo vertical.
- **Yacimientos de crudo pesado.** Una de las principales aplicaciones de la tecnología de perforación horizontal es la explotación de yacimientos de crudo pesado y extrapesado, tanto para la producción de petróleo en frío como en proyectos de recuperación mejorada. Esto se debe a que en este tipo de

yacimientos el petróleo usualmente presenta una viscosidad considerable, y por ende menor movilidad que la del agua o la del gas.

- **Para producir múltiples arenas con un mismo pozo.** Toso dirigido a reducir económicamente las operaciones de perforación, atravesando a un mismo tiempo horizontales productores, en los que entrando inclinada u horizontalmente se conecta y producen a través del mismo Pozo Vertical.

FIGURA 5. Múltiples Arenas de un mismo pozo



Fuente. Gamboa, Alba. Determinación de la productividad máxima en pozos horizontales en función de la longitud o sección horizontal. Caracas, Marzo de 2003

- **Perforaciones costa afuera.** Se refiere a problemas de la perforación y los costos relacionados con esto. En pozos costa afuera, en lugares remotos, y en zonas de medio ambiente sensible, donde los costos del proyecto solo se pueden

reducir disminuyendo el número de pozos requeridos para drenar un determinado volumen del yacimiento, los pozos horizontales son utilizados como alternativa, ofreciendo ventajas únicas.

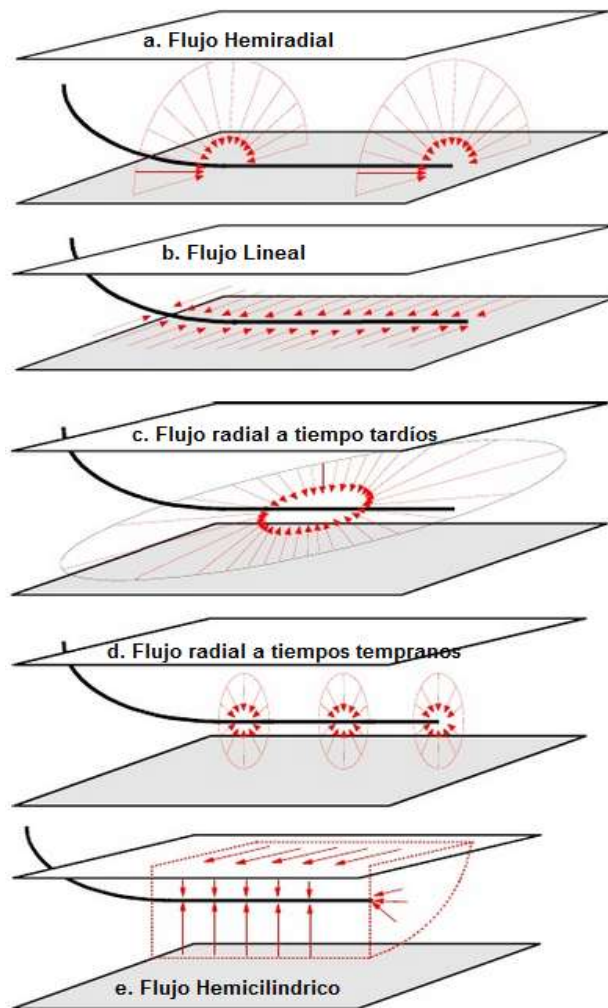
1.5 RÉGIMENES DE FLUJO

Los regímenes de flujo en un pozo horizontal difieren ampliamente de los que ocurren en un pozo vertical. Al inicio de la producción, los pozos experimentan altas tasas de producción, durante el periodo que dure esta elevada producción y se alcance la condición de estado semiestable se pueden observar varios regímenes de flujo.

- **Régimen Radial Temprano.** Inicialmente cuando se pone el pozo en producción se desarrolla un flujo radial en el plano vertical perpendicular al pozo. El pozo actúa como si fuese vertical “volteado” en un yacimiento infinito lateralmente con espesor L . Este periodo de flujo termina cuando se “siente” el efecto del tope o del fondo de la formación o cuando el flujo a través del final del pozo afecta la respuesta de presión.
- **Régimen Lineal Temprano.** Si el pozo horizontal es suficientemente largo comparado con el espesor de la formación se puede presentar un periodo de flujo lineal una vez que el diferencial de presión (Δp) alcance o “toque” los límites superior e inferior.
- **Régimen Pseudoradial Tardío.** Si la longitud del pozo es comparable con el tamaño del yacimiento, entonces se desarrollara eventualmente un flujo pseudoradial. Este periodo de flujo finaliza cuando la presión de transición alcanza uno de los límites exteriores del yacimiento. Igualmente está influenciada por la longitud de la sección horizontal del pozo y por la permeabilidad horizontal.

- **Régimen Lineal Tardío.** Para yacimientos con espesor definido, se puede presentar un segundo periodo de flujo lineal. Este periodo de flujo ocurre, cuando la presión de transición, alcanza los extremos laterales del yacimiento y el flujo hacia esa dirección se encuentra en estado pseudo-estático. Este periodo de llegar a desarrollarse, se presentaría después de finalizado un flujo pseudo-radial.

FIGURA 4. Regímenes de flujo en pozos horizontales



Fuente. FERNÁNDEZ M., Marco ANTONIO. DISEÑO ÓPTIMO DE LA PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES BAJO EL MÉTODO DE PRODUCCIÓN DE DRENAJE POR DRENAJE ASISTIDO CON VAPOR. República Bolivariana de Venezuela, Universidad de Zulia.

1.6 PRODUCTIVIDAD EN POZOS HORIZONTALES

Una de las mayores ventajas de un pozo horizontal sobre uno vertical, es el área de contacto más grande que hay entre el pozo horizontal y el reservorio, comparado con un pozo vertical en el mismo reservorio. Esto puede significativamente mejorar la productividad de dicho reservorio, Sin embargo la productividad de un pozo horizontal puede ser afectada considerablemente por la heterogeneidad del yacimiento, los mala perforación de los mismos y como adicional y considerándose un parámetro bastante importante, por la pérdida de presión por fricción.

1.6.1 Heterogeneidad del Yacimiento. La heterogeneidad en el yacimiento desempeña un papel sumamente importante ya que cuando nos referimos a esta, estamos hablando de largos procesos geológicos donde actúan diversos ambientes deposicionales tanto en tiempo como en espacio. Por consiguiente las características de los yacimientos son variables como resultado de subsecuentes reorganizaciones físicas y químicas, como la compactación, solución, dolomitización y cementación.

En reservorios, el comportamiento de las propiedades de la roca (porosidad y permeabilidad) dependen de la naturaleza de los sedimentos y en el ambiente deposicional. Sin embargo, en realidad las características geológicas de las rocas que conforman los yacimientos son extremadamente variables y presentan variaciones laterales y verticales. Estas variaciones pueden ocurrir a grandes distancias, o incluso a distancias muy cercanas.

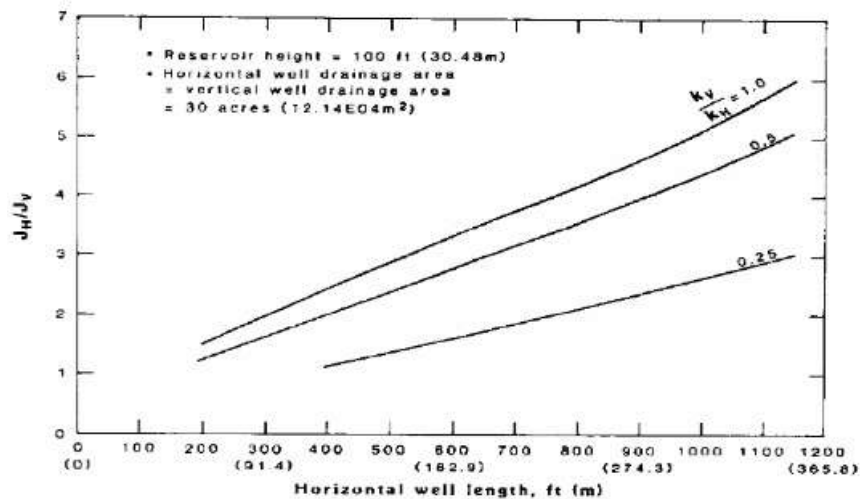
La permeabilidad del yacimiento, tiene una influencia sobre el grado de flujo de fluido en el yacimiento. El valor del efecto de daño, el radio de drenaje, y la productividad de un pozo, son todas funciones de la permeabilidad promedio del yacimiento. Cuanto mayor sea la permeabilidad del yacimiento mejor será el

rendimiento de producción esperado. Esto es cierto tanto para pozos verticales como para pozos horizontales.

La anisotropía de la permeabilidad tiene una influencia sobre la productividad de un pozo horizontal como se muestra previamente en la gráfica 3. Cuando existen grandes relaciones de anisotropía el pozo horizontal debería ser perforado perpendicularmente a la máxima permeabilidad a fin de maximizar la producción.

La permeabilidad vertical es algo difícil de evaluar. Las mediciones son generalmente tomadas de datos de núcleos que pudieran ser un poco diferentes a la permeabilidad vertical real en el yacimiento. Tomando en cuenta que el análisis de núcleo es conducido sobre una pequeña porción de la zona, el efecto general de la lutita o arcilla no puede ser estimado. En formaciones de arenas limpias y gruesas la permeabilidad puede ser ligeramente diferente de la permeabilidad horizontal y la relación K_v/K_h se aproximaría a 1.

Gráfica 1. Efectos de la Relación K_v/K_h en la Razón de Productividad de Pozo Horizontal/Vertical



Fuente. GAMBOA, Alba. DETERMINACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD MÁXIMA EN POZOS HORIZONTALES EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD O SECCIÓN HORIZONTAL. Caracas, Marzo de 2003.

1.7 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El concepto de índice de productividad (IP), fue desarrollado como un indicador o parámetro clave en la determinación de la capacidad de producción de un pozo; es decir, es el potencial o capacidad que tiene un pozo para producir fluido relacionado con un diferencial de presión entre la presión estática del pozo y la presión de fondo fluyente. Desafortunadamente el IP no es una cantidad fija constante, sino que varía en función de la caída de presión.

El Índice de productividad de un pozo (IP) se define como el cociente entre la tasa de producción de petróleo y la caída de presión existente en el área de drenaje del pozo. Se expresa en Bpd/Lpc, que significa barriles fiscales producidos diariamente por cada libra por pulgada cuadrada de diferencial de presión, y es el indicador numérico de la calidad del pozo como productor. Si se asume que la presión en los límites del yacimiento puede mantenerse constante, es decir, se considera la condición de estado estable, es posible calcular el IP de la siguiente manera.

$$IP = \frac{Q_o}{(P_e - P_{wf})} \quad \text{Ecuación 1}$$

La ecuación 1 se puede reescribir en términos de la Ley de Darcy como:

$$IP = \frac{0,007078 * K_o * h}{\mu_o * \beta_o * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

IP = Índice de Productividad, BPPD/Lppc.

Q_o = Tasa de Petróleo, BPPD.

P_e = Presión Estática del yacimiento, Lppc.

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, Lppc.

K_o = Permeabilidad efectiva del petróleo, mD.

h = Espesor del yacimiento, pies.

μ_o = Viscosidad del petróleo, cp.

β_o = Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

r_w = Radio del pozo pies.

r_e = Radio de drenaje de un pozo vertical, pies.

L = Longitud horizontal efectiva, pies.

La ecuación expresa el índice de productividad en términos radiales, asumiendo que el área de drenaje de un pozo vertical es aproximadamente una circunferencia de centro en el pozo y de radio r_e .

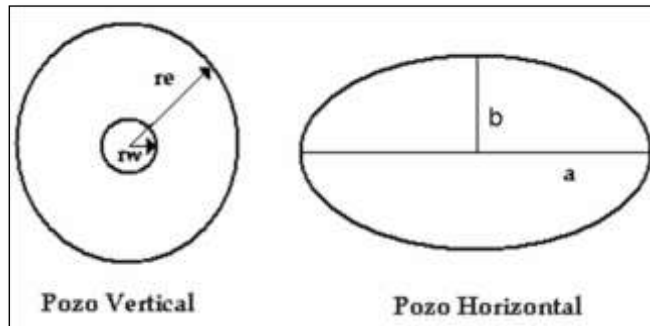
A menos, que se especifique de otra forma, el IP también se basa en la producción neta de líquidos (producción de hidrocarburos líquidos más la producción de agua). Hasta alcanzar la presión de saturación su formulación representa la productividad como una relación lineal, lo que hace precisar que quien determina su comportamiento lineal, es la ausencia o presencia del gas en el área de drenaje por el pozo. Para que el IP se rija por la ecuación 2, la presión del yacimiento debe ser mayor a la presión de saturación donde todo el gas se encuentra en solución en el petróleo.

Sin embargo, es importante agregar que la ecuación presentada anteriormente (Ecuación 2) es aplicable a pozos verticales. No obstante, también existen soluciones analíticas de estado continuo para pozos horizontales; esta supone al igual que en los pozos verticales, que no hay un cambio de presión con el tiempo.

Es aceptado que el área de drenaje de un pozo horizontal es aproximadamente igual a una elipse (Figura 7) cuyos focos se sitúan en los extremos de la sección horizontal y cuyo semieje menor y mayor están dados por el espaciado lateral

del pozo y la mitad de la longitud horizontal más el espaciamento lateral, respectivamente.

FIGURA 5. Comparación entre las áreas de drenaje de Pozos Verticales y Horizontales



Fuente. FERNÁNDEZ M., Marco Antonio. DISEÑO ÓPTIMO DE LA PERFORACIÓN Y EL COMPLETACIÓN DE POZOS HORIZONTALES BAJO EL MÉTODO DE PRODUCCIÓN DE DRENAJE POR GRAVEDAD ASISTIDO CON VAPOR. República Bolivariana de Venezuela, Universidad del Zulia

En la práctica, muy pocos yacimientos operan bajo condiciones de estado continuo, de hecho, la mayoría de los yacimientos exhiben un cambio de presión con el tiempo. En este sentido, las soluciones de estado continuo son usadas ampliamente debido:

- Estas son fáciles de deducir analíticamente.
- Es sumamente fácil convertir los resultados de estado continuo a un periodo transitorio y semicontinuo, usando los concepto de expansión del área de drenaje con el tiempo, el radio efectivo del pozo y factores de forma.
- Los resultados matemáticos de estado continuo pueden ser verificados experimentalmente con la construcción de modelos físicos en el laboratorio.

Joshi introdujo una ecuación basada en la ecuación 2 que toma en cuenta la geometría del pozo horizontal, añadiendo la longitud y el espaciamento.

$$IP = \frac{Q_o}{\Delta P} = \frac{0,00708 * K_o * \frac{h}{(\mu_o * \beta_o)}}{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right) + \left(\frac{h}{L} * \ln \frac{h}{2r_w}\right)} \quad \text{Ecuación 3}$$

Cálculo del eje mayor o semieje más abajo, denomina diferente de la elipse drenada se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$a = \frac{L}{2} * \left(0,5 + \sqrt{0,25 + \left(2 * \frac{r_{eh}}{L}\right)^4}\right)^{0,5} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde r_{eh} está dada por la expresión:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{Adh}{\pi}} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

IP = Índice de Productividad, BPPD/Lppc.

Q_o = Tasa de Petróleo, BPPD.

P_e = Presión Estática del yacimiento, Lppc.

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, Lppc.

K_o = Permeabilidad efectiva del petróleo, mD.

h = Espesor del yacimiento, pies.

μ_o = Viscosidad del petróleo, cp.

β_o = Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

r_w = Radio del pozo pies.

r_e = Radio de drenaje de un pozo vertical, pies.

a = Semieje mayor de la elipse del área de drenaje de un pozo horizontal, pies.

L = Longitud horizontal efectiva, pies.

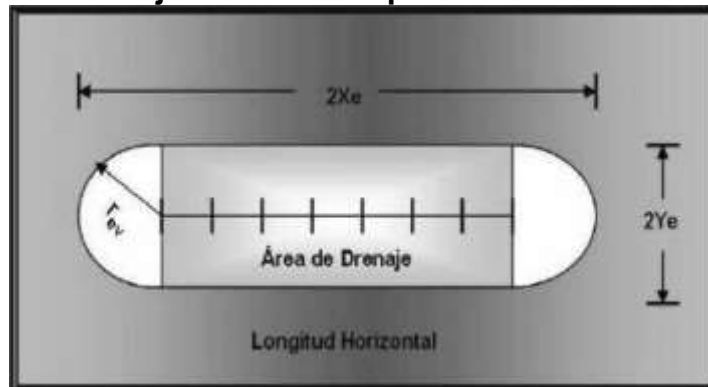
r_{eh} = Radio de drenaje de un pozo horizontal, pies.

Para determinar el área de drenaje, Joshi en su método supone dos áreas. Una viene dada por un rectángulo y dos semicírculos, y la segunda área por una elipse. Donde el área de drenaje del pozo viene dada por:

$$Adh = \frac{Adc + Ade}{2} \quad \text{Ecuación 6}$$

- **Área de drenaje cilíndrica:** Este tipo de área de drenaje supone que el pozo horizontal drena el área de un rectángulo en el centro, y el área de dos semicírculos en los extremos del rectángulo. Cada uno de los semicírculos contribuye $\frac{1}{2}$ de la producción de un pozo vertical r_{ev} .

FIGURA 6. Área de drenaje cilíndrica de pozos horizontales



Fuente. FERNÁNDEZ M., Marco Antonio. DISEÑO ÓPTIMO DE LA PERFORACIÓN Y EL COMPLETACIÓN DE POZOS HORIZONTALES BAJO EL MÉTODO DE PRODUCCIÓN DE DRENAJE POR GRAVEDAD ASISTIDO CON VAPOR. República Bolivariana de Venezuela, Universidad del ZULIA

La ecuación utilizada para el cálculo del área de drenaje cilíndrica es la siguiente:

$$Adc = \frac{(\pi * r_{ev}^2) + (L * 2r_{ev})}{43560} \quad \text{Ecuación 7}$$

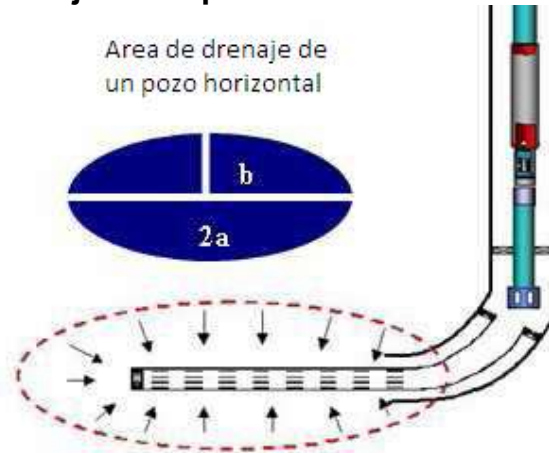
Donde:

r_{ev} = Radio de drenaje del pozo horizontal, pies.

L = Longitud horizontal del pozo, pies.

- **Área de drenaje Elíptica:** Este tipo de área de drenaje está representada por una elipse y está basada en el trabajo de Giger (1983) y Joshi (1986).

FIGURA 7. Área de drenaje de un pozo horizontal



Fuente. FERNÁNDEZ M., Marco Antonio. DISEÑO ÓPTIMO DE LA PERFORACIÓN Y EL COMPLETACIÓN DE POZOS HORIZONTALES BAJO EL MÉTODO DE PRODUCCIÓN DE DRENAJE POR GRAVEDAD ASISTIDO CON VAPOR. República Bolivariana de Venezuela, Universidad del ZULIA

Joshi dividió el problema en tres dimensiones considerando una elipse de eje menor “b” igual al radio de drenaje del pozo vertical, y de eje mayor “a” igual a la mitad de la longitud del pozo horizontal, más el radio del pozo vertical.

Entre las ecuaciones que se usan para el cálculo del área de drenaje elíptica de un pozo horizontal se tiene:

$$a = \left(\frac{L}{2} + r_{ev} \right) \text{ Ecuación 8}$$

$$b = r_{ev} \text{ Ecuación 9}$$

$$Ade = \frac{\pi * b * a}{43560} \text{ Ecuación 10}$$

$$Ade = \frac{\pi * r_{ev} * \left(\frac{L}{2} + r_{ev}\right)}{43560} \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

a = Mitad del eje mayor de la elipse, pies.

b = Mitad del eje menor de la elipse, pies.

r_{ev} = Radio de drenaje, pies.

L = Longitud de la sección horizontal del pozo, pies.

Basado en las anteriores ecuaciones podemos ver que el índice de productividad es afectado por el espesor del yacimiento de modo que las productividades máximas se alcanzan cuando L es muy superior a h.

El índice de productividad de un pozo horizontal es de 2 a 8 veces mayor que el de un pozo vertical en un mismo yacimiento, dada la mayor exposición con la zona productora y la menor caída de presión que se genera para una producción equivalente. Asimismo, el índice de productividad en estos pozos es función directa de su longitud efectiva, siendo directamente proporcional al incremento de dicha longitud tal como lo demuestran las estadísticas a nivel mundial sobre la materia. El índice de productividad se ve afectado en forma considerable por el espesor neto petrolífero de la arena reservorio, y por tal razón, las altas productividades por lo general están asociadas con grandes longitudes y espesores.

1.7.1 Factores que afectan el Índice de Productividad

- Efecto de turbulencia en la masa de flujo.
- Disminución de la permeabilidad relativa del petróleo K_{ro} debido a la presencia de gas libre en el yacimiento el cual fluye por efecto de una caída de presión.
- Incremento de la viscosidad del petróleo.
- Cuando la presión cae por debajo de la presión de burbujeo P_b , debido a la liberación de gas en solución.
- Reducción de la permeabilidad (K), debido a la compresibilidad de la formación.
- Un excesivo diferencial de presión puede causar que se paralice por completo la producción de líquido y se convierta dicho pozo en productor de gas, esto puede explicarse por una fase de gas en el yacimiento.

1.7.2 Tasa de producción. Es el volumen de petróleo producido por pozo o por día a condiciones de presión (14.7 psi) y temperatura (60 °F) expresada en BNPD a nivel de campo.

Tasa Óptima de producción. Es el intervalo en el cual cada una de las fases muestra un comportamiento estable en su desplazamiento, y la producción de crudo es superior a la de agua. De igual forma puede definirse como una tasa de mantenimiento, que además de poderse aplicar en aquellos pozos donde la irrupción de agua ya ocurrió, también es válida a considerar tanto en los que aún no ocurre tal situación, para mantener la producción libre de agua, o para retrasar su aumento en el tiempo.

1.8 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

La declinación de producción tiene lugar desde el momento que el yacimiento disminuye su capacidad de producción, producto de una caída de la presión

interna lo que conlleva a una reducción de los niveles energéticos del mismo, que reduce el desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos productores. Para evaluar la declinación de producción de pozos, yacimiento o campo se usan curvas de declinación de producción, las cuales constituyen el método más sutil y sencillo.

- Tasa de declinación nominal
- Tasa de declinación efectiva

1.8.1 Curvas de declinación de producción. Las curvas de declinación de producción son un método empírico para estudiar el comportamiento actual del campo y predecir el futuro, representan uno de los métodos dinámicos de cálculos más usados en la Ingeniería de Yacimientos. Este método está basado en la extrapolación del comportamiento de la curva de producción. Esta curva se obtiene por lo general, graficando la tasa de producción o producción acumulada (Eje de las Ordenadas) en función del tiempo como variable independiente (Eje de las Abscisas). Es importante destacar que para propósitos de extrapolación la tasa de producción debe ser función de la variable independiente y debe variar de manera uniforme y definible.

El análisis de las curvas de declinación de producción representa una herramienta útil y rápida para predecir en forma aproximada la futura capacidad de producción de los pozos, yacimientos y campos. Las curvas de declinación de producción suponen que todos los factores que han afectado la producción en el pasado lo continuarán haciendo en el futuro. Esto permite hacer la extrapolación del comportamiento pasado, lo cual es la base matemática de este procedimiento predictivo.

Deben prevalecer condiciones estables de producción del yacimiento con el fin de extrapolar las curvas de declinación con cierto grado de exactitud. Esta condición se consigue si los mecanismos de producción del yacimiento no son alterados. Sin embargo, cuando se realiza algún proyecto para mejorar el recobro de petróleo, o gas como perforación de pozos, inyección de fluidos, fracturamiento y acidificación, las curvas de declinación pueden ser usadas para estimar el comportamiento del pozo o yacimiento antes y después del proceso o trabajo de estimulación realizado, y así comparar el comportamiento y evaluar económicamente el cambio realizado.⁴

1.8.1.1 Tipos de curvas de declinación

- **Declinación exponencial.** La declinación exponencial, llamada también declinación geométrica o semilogarítmica, por su sencillez y porque la mayoría de los pozos siguen una declinación constante en gran parte de su vida productiva, es quizás uno de los métodos más utilizados para evaluar la historia de producción de un yacimiento y sus reservas.

La declinación exponencial, puede definirse como el valor constante que toma la tasa instantánea de producción, al no variar con el tiempo. Es decir, es el cambio que se experimenta en la producción con el tiempo y representa un porcentaje invariable de la tasa de producción.

$$D = D_i = Cte$$

La descripción matemática de la curva de declinación exponencial se simplifica mediante el uso de la rapidez de la declinación, D , que no es más que la

⁴RAMÍREZ HERRERA, Jairo Andrés y IZQUIERDO ROMERO, Andrés Felipe. SELECCIÓN DE TÉCNICAS PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO RUBIALES. Fundación Universidad de América Facultad de Ingeniería. Bogotá, D.C. 2009

pendiente de la recta obtenida al graficar (q) contra el tiempo (t) en escala semi-log.

$$D = -\frac{d(\ln q)}{dt} = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad \text{Ecuación 12}$$

Para llegar a la ecuación exponencial se integra la rapidez de la declinación:

$$-\int_{t_i}^t D dt = \int_{q_{oi}}^{q_o} d \ln q \quad \text{Ecuación 13}$$

$$-(D)(t - t_i) = \ln q_o - \ln q_{oi} \quad \text{Ecuación 14}$$

$$e^{-(D)(t-t_i)} = e^{\ln \frac{q_o}{q_{oi}}} \quad \text{Ecuación 15}$$

$$\left(\frac{q_o}{q_{oi}}\right) = e^{-(D)(t-t_i)} \quad \text{Ecuación 16}$$

$$q_o = q_{oi} * e^{-D(t-t_i)} \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

q_o : Tasa de producción de aceite (bpd).

q_{oi} : Tasa de producción de aceite inicial (bpd).

D : Rapidez de la declinación (días⁻¹).

t : Tiempo (días).

t_i : Tiempo inicial (días).

Este tipo de declinación ocurre generalmente cuando el yacimiento produce sólo por la expansión del gas disuelto en el petróleo, lo cual significa que la presión del

yacimiento excede al punto de burbujeo. Bajo estas condiciones el factor de compresibilidad, la permeabilidad y la viscosidad son constantes. Por debajo del punto de burbujeo, si el yacimiento produce bajo condiciones de empuje por gas en solución, todos los factores antes mencionados, cambian a variables y no puede obtenerse una ecuación de declinación. Sin embargo, es frecuente encontrar que los pozos continúan produciendo con una declinación a porcentaje constante, pero el factor de declinación es insignificamente más pequeño que durante el período por encima del punto de burbujeo.

- **Declinación hiperbólica.** Este tipo de declinación ocurre generalmente después que el drenaje por gravedad se ha convertido en el mecanismo dominante de empuje y usualmente tiene lugar durante dos niveles tardíos de agotamientos. La declinación puede cambiar a exponencial nuevamente en las etapas tardías.

Este método de análisis, considera que la declinación lejos de permanecer invariable con el tiempo, es una medida proporcional a la tasa de producción.

El uso de este método, por su complejidad, no era muy atractivo; sin embargo, la aparición del computador solucionó lo tedioso que implica la determinación de las constantes de la ecuación hiperbólica.

Este tipo de curva de declinación utiliza las siguientes ecuaciones:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q_o}{q_{oi}}\right)^n \quad \text{Ecuación 18}$$

$$D = D_i * \left(\frac{q_o}{q_{oi}}\right)^n \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde, n y D son constantes.

n representa a una constante de declinación la cual es positiva, $0 \leq n \leq 1$ D_i , es la velocidad de declinación en el momento en el que predomina q_i y el tiempo t es el lapso que tarda en reducirse q_i a q .

$$q_o = \frac{q_{oi}}{(1+nD_it)^{\frac{1}{n}}} \text{ Ecuación 20}$$

- **Declinación armónica.** En algunas oportunidades el factor de declinación no es constante y decrece proporcionalmente con la tasa de producción (q), esto es conocido como declinación armónica. En pocos casos reales, encontramos que la declinación armónica se adapta al comportamiento de la historia de producción de un yacimiento.

La declinación armónica es un caso particular de a declinación hiperbólica, en 108 este caso el valor de la constante de declinación n es igual a 1.

Este tipo de declinación es común en yacimientos que producen por segregación gravitacional, y en yacimientos de petróleo de alta viscosidad que producen por empuje de un acuífero. Debido a que la relación de movilidades es desfavorable, la irrupción del agua ocurre tempranamente y el volumen de producción de petróleo será obtenido con altos cortes de agua. Si la tasa total de fluidos se mantiene constante luego que la cantidad de agua se ha incrementado en el fluido total, se tiene como consecuencia que la producción de petróleo declina. Esta declinación sobre un período apreciable puede ser descrita por una declinación armónica. Dependiendo de diversos factores, pero principalmente de la relación de movilidades, la curva de producción eventualmente declinará en forma curva según esta tendencia de declinación armónica.

$$D = D_i * \frac{q_o}{q_{oi}} \text{ Ecuación 21}$$

1.9 PRESIÓN DE YACIMIENTO

Representa la energía natural del yacimiento por lo que se convierte en un parámetro muy importante en la predicción de la productividad. El mejoramiento en la productividad típica de un pozo horizontal es de 2 a 5 veces más que la de un pozo vertical. Sin embargo, si la presión del yacimiento es muy baja (yacimiento altamente agotado), es posible que la perforación de un pozo horizontal no incremente la productividad lo suficiente como para justificar económicamente el pozo.⁵

1.9.1 Caída de Presión a través de un Pozo Horizontal. En un pozo horizontal el incremento del área de contacto a bajos diferenciales de presión (drawdown) permite recuperar más cantidad de petróleo y gas, además de reducir los problemas de conificación de agua y gas. Sin embargo, existe un factor que puede limitar la longitud útil de un pozo horizontal y es la pérdida por fricción en el pozo.

La pérdida por fricción es la caída de presión que se origina en el pozo debido al roce entre el fluido y las paredes internas de la tubería.

Sin embargo, en el ámbito de Ingeniería la pregunta debe orientarse al estudio de cuál es la caída de presión esperada en un pozo horizontal y como está con respecto a la caída de presión entre la presión estática del yacimiento (ΔP) y la presión de fondo fluente, ($P - P_{wf}$). Si la caída de presión del pozo horizontal es pequeña al compararse con la caída entre la presión de yacimiento y la de fondo fluente, para todos los propósitos prácticos, un pozo horizontal puede ser considerado como un pozo de conductividad infinita, es decir, un pozo a una

⁵QUIJADA JIMENEZ, Romer José. EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES PERFORADOS EN EL DISTRITO GAS ANACO. Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui, Departamento de Ingeniería de Petróleo.

presión constante. En contraste con eso, si la presión a través de la sección horizontal es significativa con respecto al diferencial de presión, entre la presión del yacimiento y la de fondo fluyente, este diferencial cambiaría a través de la longitud del pozo, por lo tanto, cambiaría también la producción del pozo.

La caída de presión a lo largo de la longitud horizontal es muy pequeña y en algunos casos puede despreciarse. Sin embargo, bajo ciertas circunstancias, como aquellas que envuelven altas tasas de flujo de crudo liviano (mayores que 10.000 BPD) o flujo de crudos altamente viscosos, es posible tener una significativa caída de presión en la sección horizontal del pozo.

En estas situaciones, una longitud óptima de pozo puede ser calculada considerando caídas de presión en la tubería y las tasas de producción de petróleo por el cambio del diferencial de presión de yacimiento a lo largo del pozo

La influencia de tener altas caídas de presión a lo largo de la sección horizontal del pozo (L) se puede deber a la presencia de fluidos de viscosidad elevada como es el caso de crudos pesados. Además, en el caso de pozos horizontales de petróleo liviano, las tasas que oscilen entre 30MBPD a 40 MBPD. Estas tasas serán posibles en yacimientos con una permeabilidad elevada (a partir de 1 Darcy). En estos yacimientos, la caída de presión desde el yacimiento al pozo puede ser muy pequeña, y se puede comparar con las caídas de presión en el tramo horizontal de la tubería. En cada caso, la perforación en un tramo adicional de sección horizontal no garantizará el aumento de producción.

Yacimientos con problemas de conificación de agua y gas, se presentan debido a la excesiva caída de presión de fondo alrededor de los pozos, y puede incrementar la tendencia de gas y agua a conificarse rápidamente en un punto de mínima presión en los pozos verticales y formar crestas en los horizontales.

En los pozos horizontales las grandes caídas de presión a través de la sección horizontal ocurren principalmente en yacimientos con altas permeabilidades. En tales yacimientos, las tasas de flujo no están restringidas por la productividad del pozo, sino por las limitaciones de caídas de presión en las tuberías de producción.

Dikken trabajó en un modelo en el cual el flujo en el pozo era monofásico, turbulento y estable. Su trabajo requirió valores de tasas de producción, longitud y diámetro del pozo, rugosidad de la tubería y propiedades básicas del fluido y del yacimiento.

En pozos horizontales de sección horizontal pequeña, la fricción es despreciable y el pozo actúa con un diferencial de presión uniforme, la tasa de producción q , entonces aumenta rápidamente con la longitud del pozo, L . En pozos con secciones horizontales largas, la fricción agota el diferencial de presión que existe en el pozo productor, entonces la tasa de producción es independiente de la longitud (Un aumento de un pie de longitud en la sección horizontal no genera un aumento significativo de la tasa). Todos los pozos horizontales se encuentran entre estos extremos.

Lo que interesa es la longitud a la cual la fricción comienza a reducir la tasa significativamente. En el trabajo realizado por Novy el punto de “perdida de fricción significativa” es definido como:

$$\frac{q_1}{q_0} = 0,9$$

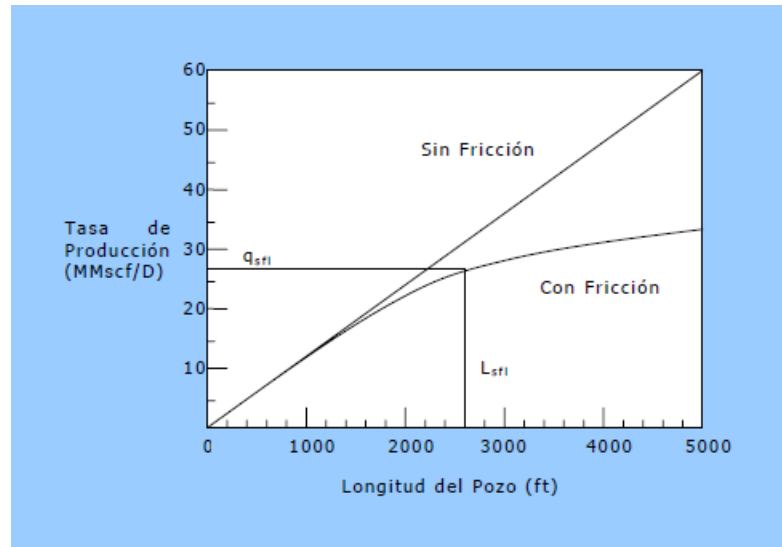
Donde:

$$q_1 = 0,9 * J_s \Delta P = \text{Tasa de producción con fricción } (L^3/t)$$

$$q_0 = J \Delta P = \text{Tasa de producción sin fricción } (L^3/t)$$

De su trabajo se muestra la Figura 18 en donde se presenta un pozo en el cual, cuando la fricción reduce la tasa de producción en un 10%, este tiene una longitud de L_{sfl} , la tasa del pozo con esta longitud (con fricción) es q_{sfl} .

Gráfica 2. Efecto de la fricción en un Pozo Horizontal



Fuente. GAMBOA, Alba. DETERMINACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD MÁXIMA EN POZOS HORIZONTALES EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD O SECCIÓN HORIZONTAL. Caracas, marzo de 2003

1.10 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD (HI) ⁶

El análisis del HI es el proceso de comparar los desempeños de los pozos individuales pertenecientes a un grupo con el desempeño promedio de dicho grupo (Región, Campo o bloque) en un tiempo dado. Es recomendable agrupar los pozos por entes relacionados (campo o estructura y unidad completada), y realizar el análisis para cada unidad. En este análisis comparamos las tasas de petróleo, gas y agua a nivel del pozo (en el presente caso el yacimiento solo produce agua y petróleo ya que es subsaturado), con el fin de identificar aquellos pozos con sub-desempeño o sobre-desempeño.

⁶INDIVIDUAL WELL LEVEL ANALYSIS, HETEROGENEITY INDEZ. Schlumberger

El HI se define como:

$$HI = \frac{\text{value}_{\text{pozo}}}{\text{value}_{\text{promedio de los pozos}}} - 1 \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde *value* puede ser caudal de agua, de fluido o de petróleo, producción acumulada, GOR o corte de agua. Otros valores que se pueden usar para calcular el HI son parámetros como K o KH (pueden ser dependientes o no del tiempo), la presión (de fondo o de la cabeza del pozo), P/Z (gas), viscosidad, etc. La limitación siempre será la disponibilidad de datos. Cuando HI es mayor a cero indica que el pozo tiene un desempeño superior al promedio y cuando es menor que cero, quiere decir que el desempeño es menor que el promedio. Las tasas de aceite y agua por unidad de arena completada se pueden obtener de las pruebas de producción (PLTs) que se hayan realizado.

Para realizar un correcto análisis del índice de heterogeneidad es mejor usar un HI acumulado a través del tiempo y graficar $HI_{\text{acumulado}}$ de producción de petróleo vs. $HI_{\text{acumulado}}$ de producción de agua. Donde el $HI_{\text{acumulado}}$ será:

$$HI_{\text{acumulado}} = \sum_{t=1}^i HI = \sum_{t=1}^i \left[\frac{\text{value}_{\text{Pozo_al_tiempo_i}}}{\text{value}_{\text{Promedio_de_los_Pozos_al_tiempo_i}}} - 1 \right] \quad \text{Ecuación 23}$$

Donde $HI_{\text{acumulado}}$ es el índice de heterogeneidad acumulado para el número de meses *i*, $\text{value}_{\text{Pozo_al_tiempo_i}}$ es el valor del parámetro del pozo al tiempo *i* y $\text{value}_{\text{Promedio_de_los_Pozos_al_tiempo_i}}$ es el valor promedio de todos los pozos al tiempo *i*.

El $HI_{\text{acumulada}}$ se calcula para cada pozo desde el primer mes de producción hasta el tiempo actual o hasta cuando se haya registrado la última fecha de producción.

La grafica de $HI_{acumulado}$ de producción de petróleo vs. $HI_{acumulado}$ de producción de agua es llamada “Cross hair plot”.

Estos son gráficos de dispersión (o gráficas X-Y) con el valor acumulado a través del tiempo de los índices de heterogeneidad (HI) en los dos ejes. Generalmente la escala se establece para que el origen de los ejes, que es el punto donde yace el promedio (o la línea “0”), esté en la mitad de la gráfica. Los índices de heterogeneidad y las “Cross-Hair plot” de producción identificarán 4 cuadrantes los cuales identifican 4 comportamientos diferentes.

El primer cuadrante muestra aquellos pozos con productividad tanto de petróleo como de agua por encima del promedio. Estos pozos no son a primera vista candidatos a workover, (Sin embargo pueden ser candidatos para control de agua).

Los pozos en el segundo cuadrante tienen el mejor desempeño, ya que tienen tasas de petróleo por encima del promedio y tasas de agua por debajo del promedio. Estos pozos no son a primera vista candidatos a ningún trabajo sin embargo pueden estar en zonas de alto rendimiento en las cuales se pueden perforar nuevos pozos o completar pozos existentes.

El tercer cuadrante muestra los pozos con tasas de petróleo y de agua por debajo del promedio, siendo esos los peores pozos en términos de productividad total y candidatos potenciales a estimular o recobro mejorado.

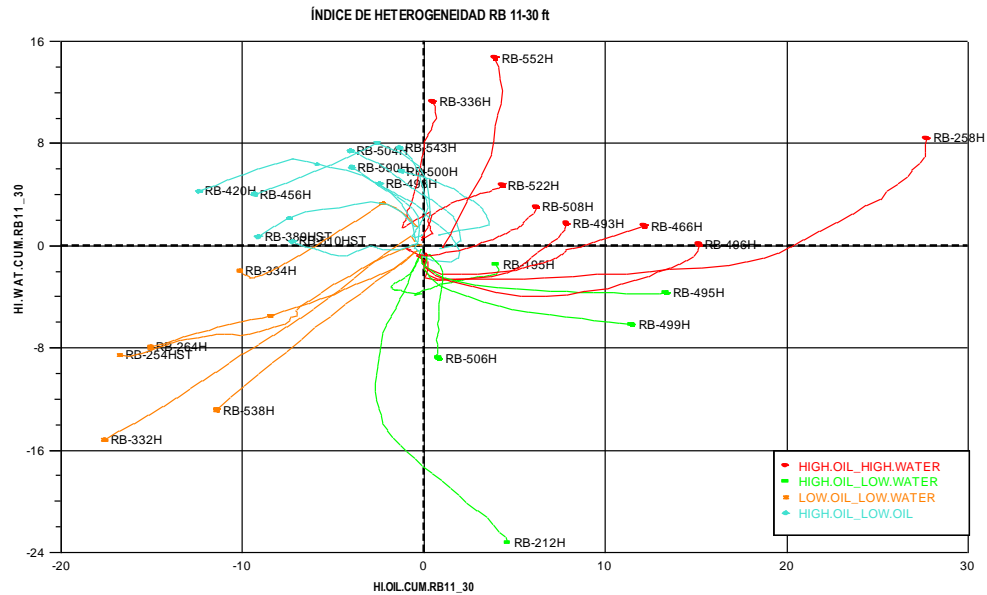
En el cuarto cuadrante, los pozos con tasa de petróleo por debajo del promedio y tasa de agua por encima del promedio son generalmente los primeros candidatos para tratamientos de control de agua tales como aislamientos de intervalos acuíferos para lo cual se recomienda primero adquirir información de Pruebas de

producción (PLT) que soporte las decisiones.

Así, considerando las propiedades del yacimiento y teniendo en cuenta el cross hair plot, podemos definir que los pozos en el cuadrante I y II tienen un desempeño superior a los que se encuentra en el cuadrante III y IV.

Gráfica 3. Índice de Heterogeneidad

Date:2/1/1985



Fuente. Autor, OFM

1.10.1 Producción de agua. Durante la producción de los campos petroleros las compañías operadoras tienen que manejar la producción de tres tipos de fluidos petróleo, gas y agua. De estos tres fluidos el agua es el fluido que no se desea producir, aunque de debe tener en cuenta el tipo de agua que se está produciendo, es fundamental distinguir entre el agua de barrido, agua buena (aceptable) y agua mala o excesiva.

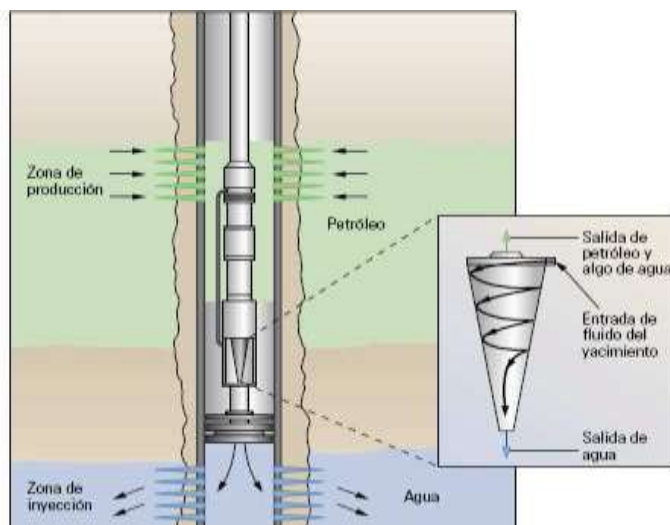
1.10.1.1 Agua de Barrido. Es el agua que proviene de un acuífero activo o de un pozo inyector. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del

manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.

1.10.1.2 Agua Buena. Es el agua producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la Relación Agua Petróleo (RAP). Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en la matriz de la formación. El flujo fraccional del agua es determinado por la mezcla natural que provoca un aumento proporcional y gradual de la relación agua petróleo.

Dado que el agua buena es definida como el conjunto de producción de petróleo agua, el agua producida debería eliminarse en teoría lo más pronto posible en forma ideal mediante un separador de fondo (figura 19). “Estos separadores junto con las bombas electro sumergibles me ayudan a separar hasta el 50% del agua e inyectarla en el fondo” lo que me evita costos de levantamiento y separación de agua en superficie.

FIGURA 10. Separador de fondo



Fuente. BAILEY Bill, CRABTRRE Nike, TYRIE Jeb. Control de agua, Schlumberger.

1.10.1.3 Agua Mala. Es definida como el agua producida dentro del hueco que no produce petróleo o cuando no compensa el costo asociado al manejo del agua, es decir la producción de agua excede el límite económico de la RAP.

1.11 ÍNDICE DE EFICIENCIA DE COMPLETAMIENTO (CEI) ⁷

Para este proceso se define el completamiento como la comunicación entre cada uno de los estratos y el pozo. Esta técnica de análisis utiliza varios de los mismos cálculos desarrollados con el análisis HI anteriormente descrito. El análisis CEi es el proceso de integrar las propiedades petrofísicas de la roca (HI de las propiedades de la roca) cerca de la pared del hueco, con la productividad (HI de petróleo acumulado), entonces CEi será:

$$CEi = HI_{fluid} - HI_{rock} \quad \text{Ecuación 24}$$

Donde:

$$HI_{rock} = \frac{(\phi * h)_{pozo}}{(\phi * h)_{promedio}} - 1 = \frac{(k * h)_{pozo}}{(k * h)_{promedio}} - 1 \quad \text{Ecuación 25}$$

El HI_{fluid} es el término que depende del tiempo y él HI_{rock} es constante a lo largo de la vida de producción del pozo. Este índice debe ser usado teniendo en cuenta el comportamiento del pozo poco tiempo después de que este haya sido puesto en producción de un intervalo dado, ya que la producción a largo plazo depende de la geometría y de los límites del yacimiento. Cuando CEi es mayor que cero indica que la roca tiene una calidad relativamente baja con respecto a la producción de ese pozo. Cuando es menor que cero indica que la calidad de roca es relativamente alta y la producción es baja para esa calidad de roca. El CEi Puede

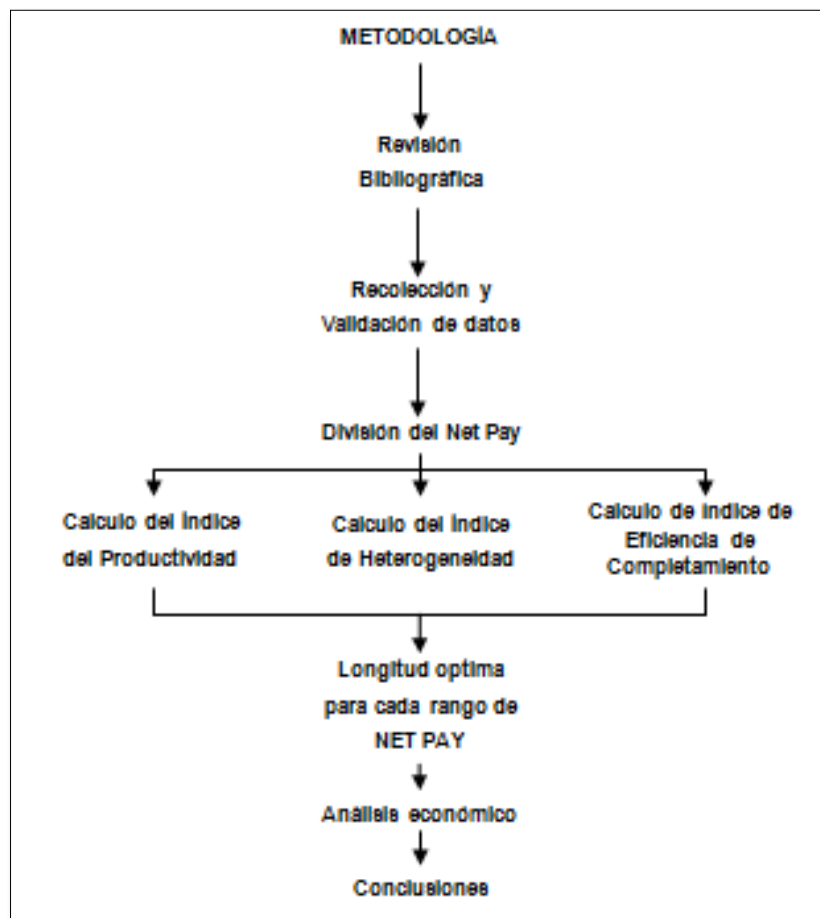
⁷SPE 36604. Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing. R.D. Reese, Schlumberger GeoQuest. Copyright 1996, Society of Petroleum Engineers, Inc.

ser utilizado para evaluar la calidad de un completamiento pero esta no es la única forma de evaluar el la calidad del completamiento también se puede evaluar con base en las gráficas “Cross-Hair” del HI de las propiedades petrofísicas de la roca vs el HI del petróleo acumulado o caudal de petróleo, los pozos de la misma campaña de perforación se definen claramente en cuatro cuadrantes. Los pozos en cada cuadrante se clasifican por categorías de desempeño de producción de petróleo y calidad de la roca del estrato. Estas gráficas “Cross-Hair”, cuando se usan conjuntamente con mapas de ubicación de pozos, se puede definir un comportamiento regional de productividad ubicando zonas de al rendimiento de los pozos. Un Cei alto puede estar relacionado con un buen soporte de presión, una saturación de aceite alta o tal vez una buena movilidad de aceite. Un CEi bajo puede estar relacionado con problemas de skin.

2. METODOLOGÍA

Para la obtención de la longitud horizontal optima en los pozos de Campo Rubiales, se partió de una base de datos existente de PACIFIC RUBIALES ENERGY en el Software OILFIELD MANAGER (OFM), donde se encuentran unificados los datos relacionados con la vida productiva del campo, coordenadas, características de yacimiento y de fluidos, etc. En este estudio la metodología utilizada es esquematizada en la Figura 20.

Gráfica 4. Metodología aplicada



Fuente. Autor

2.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Con el objetivo de tener un mejor entendimiento del tema en estudio, se hizo necesario realizar una revisión bibliográfica de los diferentes conceptos que se relacionen con el aumento de la productividad teniendo en cuenta en la longitud de navegación de pozos horizontales.

La parte teórica se fundamenta en reportes técnicos y libros en donde se analizaron los diferentes parámetros de incidencia en la producción, basados en la sección navegada de los pozos horizontales. También se procedió a unificar toda la información necesaria existente de los pozos del área, así como también una recolección de la información de los métodos de producción, problemas operacionales en el área y el estado actual de los pozos.

2.2 RECOLECCIÓN Y VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN

En esta etapa fue necesario hacer un barrido de toda la información histórica de producción y datos de yacimientos de los pozos seleccionados.

Esta información fue extraída de las fichas de pozo, registros de cementación, historial de producción y mapas con contornos del campo, de donde se substrajo datos como: Taza de producción de aceite y agua, datos de presión, cementación, WOC, permeabilidad horizontal, porosidad, NETPAY, etc.

2.2.1 Información de pruebas de producción. Se obtuvo la información plasmada en de las pruebas de producción de los pozos seleccionados para el análisis. Las variables registradas son: caudal de fluido total, caudal de crudo, caudal de agua, presión de fondo fluyendo y corte de agua. Tabla 2.

Tabla 1. Datos de Producción de Pozo

POZOS	QF (BFPD)	QO (BOPD)	P. WF (PSI)	% BSW
RB-349H	4007	1843	910	47
RB-054H	5678	3034	876	41,13
RB-545H	3285	1426	939	45
RB-105HST	2369	1621	890	19
RB-232H	3940	1908	934	56
RB-205H	5688	3290	748	35
RB-070H	4621	1853	884	61
RB-108H	6023	2153	839	72
RB-350H	6069	3332	712	49
RB-376H	4006	2263	863	47
RB-176H	5963	2920	784	45
RB-168H	2661	1711	896	26
RB-342H	6653	3766	668	38
RB-476H	3851	2336	746	42
RB-157H	6745	2368	735	64
RB-391H	2166	1359	894	40
RB-484H	8721	1989	770	79
RB-064H	5652	2194	809	57
RB-530H	6069	2937	814	48
RB-515H	4504	2370	712	45
RB-314H	1583	1481	937	24
RB-307H	5144	379	950	93
RB-373H	6211	3660	587	39
RB-200H	6208	2032	795	62
RB-485H	4429	2046	886	61
RB-348H	3250	1804	903	40
RB-493H	6318	2634	827	62
RB-202H	3829	1296	934	61
RB-259H	5385	2895	756	58
RB-203H	1484	1197	959	34
RB-223H	4429	1758	759	58
RB-305H	4165	735	894	72
RB-249H	5541	1429	796	76
RB-548H	4931	303	965	92
RB-498H	2796	1596	906	52

Fuente: El Autor

2.2.2 Propiedades del yacimiento. Hace referencia a los datos de yacimientos requeridos para la simulación y adicionalmente para realizar los cálculos pertinentes. La información es: presión estática del yacimiento, permeabilidad horizontal, Longitud horizontal, NETPAY, WOC, cementación y porosidad. Tabla 3.

Tabla 2. Propiedades del Yacimiento

POZOS	P. EST (PSI)	LONG (MD) (FT)	NETPAY (FT)	SELLO	CEMENTACIÓN	WOC	K (MD)	% POROSIDAD
RB-493H	1156	1190	25	Si	Bueno	8	4890,3	0,28
RB-330H	1094	571	29	No	Bueno	58	7914,9	0,31
RB-498H	1172	994	25	No	Bueno	8	5120,7	0,29
RB-496H	1158	942	26	Si	Bueno	25	6923	0,31
RB-258H	1113	833	24	Si	Bueno	24	4388,9	0,29
RB-552H	1050	1207	18	No	Bueno	96	11906,5	0,32
RB-495H	1157	641	27	No	Bueno	20	6176	0,31
RB-336H	1098	1125	27	Si	Bueno	31	3696	0,28
RB-331HST	1089	948	11	Si	Bueno	35	5868,1	0,3
RB-590H	1109	1123	26	No	Bueno	40	5891,6	0,29
RB-508H	1061	1010	17	Si	Bueno	39	6662	0,3
RB-522H	992	1115	25	No	Bueno	44	6954	0,33
RB-466H	1100	897	30	Si	Bueno	33	6448,5	0,29
RB-543H	1155	1155	22	Si	Bueno	16	5104,5	0,29
RB-420H	1135	1163	23	Si	Bueno	19	6272,9	0,31
RB-500H	1142	1060	28	Si	Bueno	35	6027	0,3
RB-499H	1176	781	27	Si	Bueno	37	10989,6	0,31
RB-335H	1097	454	14	Si	Bueno	38	1258,8	0,24
RB-195H	989	858	24	Si	Bueno	16	2203,6	0,26
RB-456H	1155	1256	19	No	Bueno	102	7172,5	0,32
RB-510HST	1086	725	23	Si	Bueno	49	7414,9	0,31
RB-506H	1048	763	17	Si	Bueno	11	3439,2	0,3
RB-504H	1141	1095	20	No	Bueno	28	4609,5	0,31
RB-334H	1066	738	26	Si	Bueno	56	4464,6	0,29
RB-212H	1105	922	28	Si	Bueno	44	8020,4	0,32
RB-254HST	1104	1043	28	Si	Bueno	60	6487,2	0,31
RB-264H	1056	957	21	Si	Bueno	43	3875,4	0,29
RB-538H	1116	213	28	Si	Bueno	26	2438,8	0,28
RB-389HST	1063	821	24	Si	Bueno	6	8681,8	0,32
RB-332H	1092	1214	29	Si	Bueno	52	5425,8	0,29

Fuente: El Autor

El objetivo de recopilar toda esta información es analizar la influencia que puede tener cada uno de estos parámetros con la producción de petróleo y a su vez la relación que existe con respecto a la longitud de navegación horizontal de los pozos.

2.3 DIVISIÓN EN GRUPOS BASADO EN EL NETPAY

Para poder realizar un buen análisis en base a estos modelos, fue necesario agrupar los pozos por campo o estructura y por espesor de Hidrocarburo o por arena en la cual están completados, con el fin de tener condiciones posibles a comparar.

Estos rangos surgieron después de un complejo análisis en el cual se observó el comportamiento de los pozos a través de su vida productiva y las posibles causas de su buen o mal desempeño, por otra parte esto nos permitió concluir que los parámetros de yacimiento son los de mayor influencia. Así, en orden de importancia están el espesor de arena y la longitud de la sección horizontal, relacionadas mediante un factor denominado $L * H_{\text{atravesado}}$ la cual es función de la geometría del yacimiento y se podría relacionar con el área de drenaje. Teniendo en cuenta lo anterior, los pozos fueron divididos de la siguiente manera:

Tabla 3. Grupos de pozos

Contrato	NETPAY	N° Pozos
RUBIALES	11 - 30 ft	30
	31 - 35 ft	28
	36 - 40 ft	19
	41 - 52 ft	29
	53 - 78 ft	21
PIRIRI	11 - 30 ft	11
	31 - 35 ft	13
	36 - 40 ft	12
	41 - 52 ft	9
	53 - 78 ft	5

Fuente: Autor

2.4 MODELOS DE ANÁLISIS

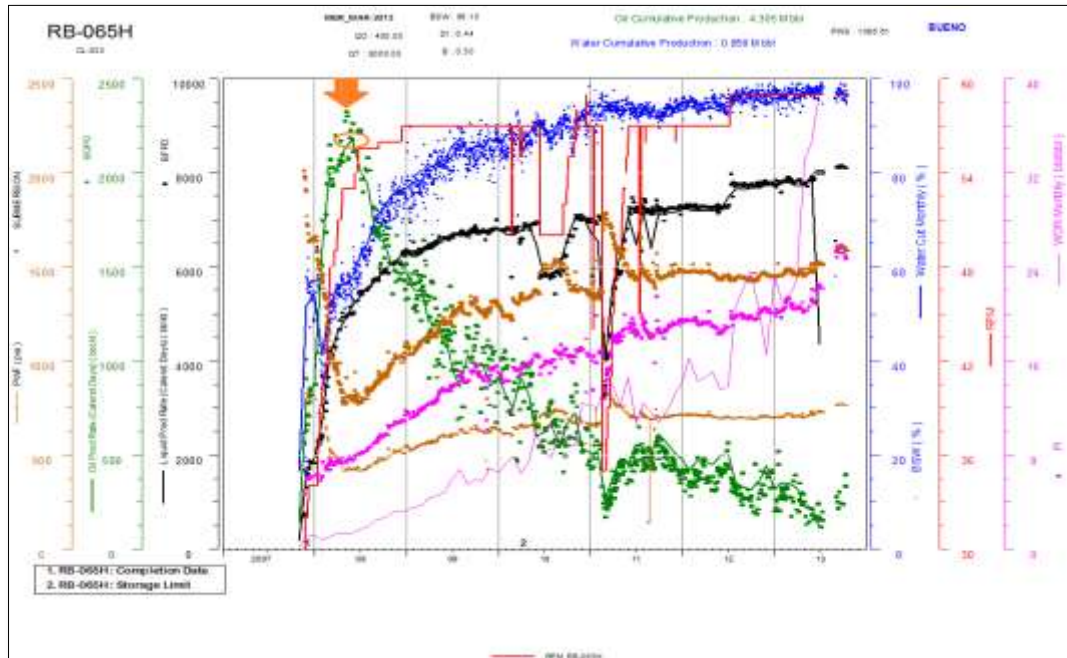
La metodología aplicada consta de tres modelos de análisis: Índice de Heterogeneidad (HI), Índice de Productividad (IP) y el Índice de Eficiencia de Completamiento (CEI). Estos análisis son herramientas estadísticas y empíricas utilizadas para la clasificación de la eficiencia de los diferentes métodos de completamiento, así como la identificación de pozos con buen y mal desempeño de producción.

Con el fin de tener fácil acceso a la información, se creó una hoja de Excel de todos los pozos involucrados en este estudio, con cada una de sus variables y fue allí donde se empezaron a hacer los filtros de la información y a observar sus comportamientos grupales.

2.4.1 Índice de productividad (IP). Se calculó con base al modelo planteado por Joshi y mediante la Ec.38. Para este cálculo se tuvo en cuenta variables como: la presión estática, caudal de petróleo y presión de fondo fluyendo de cada pozo.

La presión estática al igual que la presión de fondo fluyendo y el caudal, se determinaron por medio de graficas de producción Vs tiempo de cada pozo. Estos valores fueron tomados en el punto en que la taza alcanzo su máximo de producción. Figura 31.

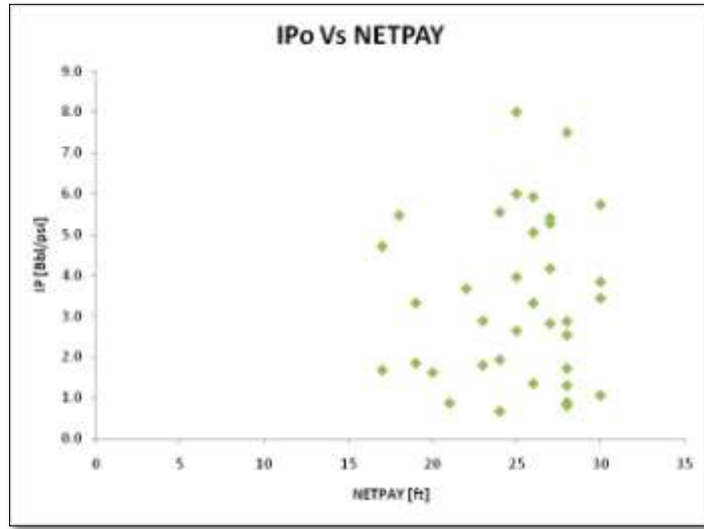
FIGURA 8. Grafica de Productividad



Fuente. Autor, OFM

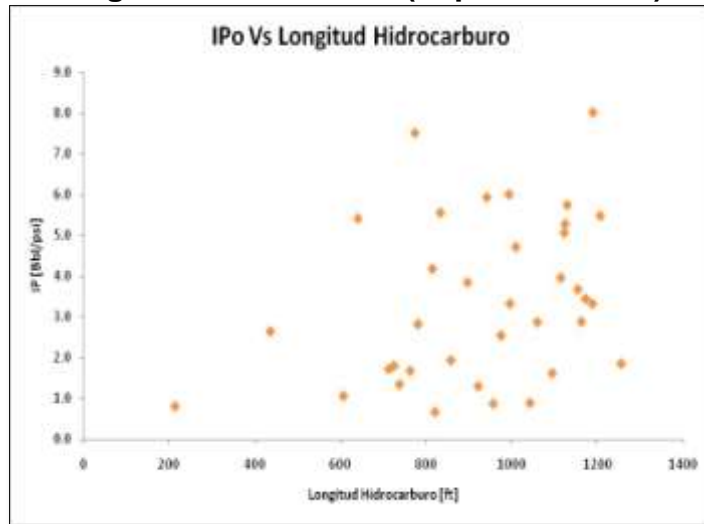
Posteriormente se procedió a graficar IP $[bl/psi]$ vs Espesor basal $[ft]$ y IP $[bl/psi]$ vs Espesor Hidrocarburo $[ft]$, respectivamente. Los valores de Espesor Basal y el de Espesor de Hidrocarburo, se obtuvieron de la tabla 4. Figura 32 y Figura 33.

FIGURA 9. IP vs Espesor Basal (Espesor 11-30ft)



Fuente: Autor. EXCEL

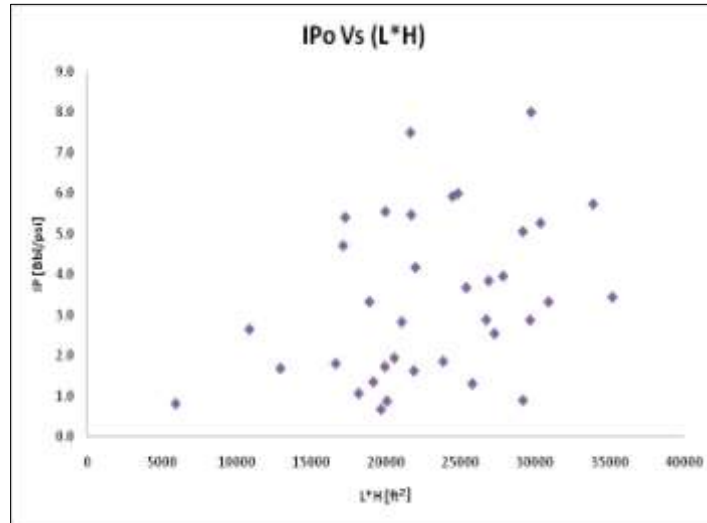
FIGURA 10. IP vs Longitud Hidrocarburo (Espesor 11-30ft)



Fuente: Autor. EXCEL

Debido a la dispersión de los datos y a la poca claridad en la tendencia de los mismos, se tuvo en cuenta la variable anteriormente nombrada $L \times H_{\text{atravesado}}$, donde se asocia el Netpay y la longitud horizontal; eso hace a esta variable esté en función de la geometría del yacimiento.

FIGURA 11. IP vs (L*H) (Espesor 11-30ft)



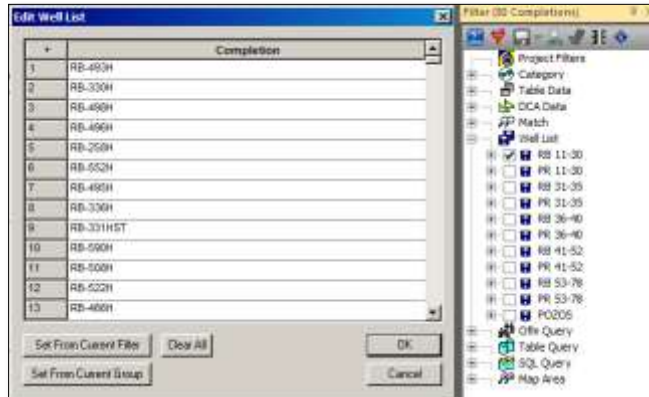
Fuente: Autor. EXCEL

2.4.2 Índice de heterogeneidad (HI). El índice de heterogeneidad se manejó por medio del Simulador (OFM) y de los gráficos llamados Cross Hair Plot, los cuales sirven para graficar valores de índices de heterogeneidad de dos variables.

Este procedimiento se hace tanto para la producción del petróleo como para el agua y con cada rango de Netpay.

✓ El primer paso fue crear en OFM una lista para cada grupo de pozos. Como se observa en la Figura 35.

FIGURA 12. Lista de grupos



Fuente: Autor. OFM

✓ **Análisis Individual de pozos.** Se creó un Data Registers con el fin de calcular la producción por pozo promedio del grupo, mientras pozos individuales son evaluados al mismo tiempo.

Primero se selecciona el listado de pozos del rango a manejar, nos dirigimos a la barra de herramientas, a la opción Data Registers, definimos variables X (Date) y en Y (Oil.Rate_Proday o Water.Rate_Proday); siendo Proday la variable que le indica al programa, que seleccione la producción acumulada del mes y la divida entre el número de días que estuvo produciendo el pozo.

FIGURA 13. Data Registers

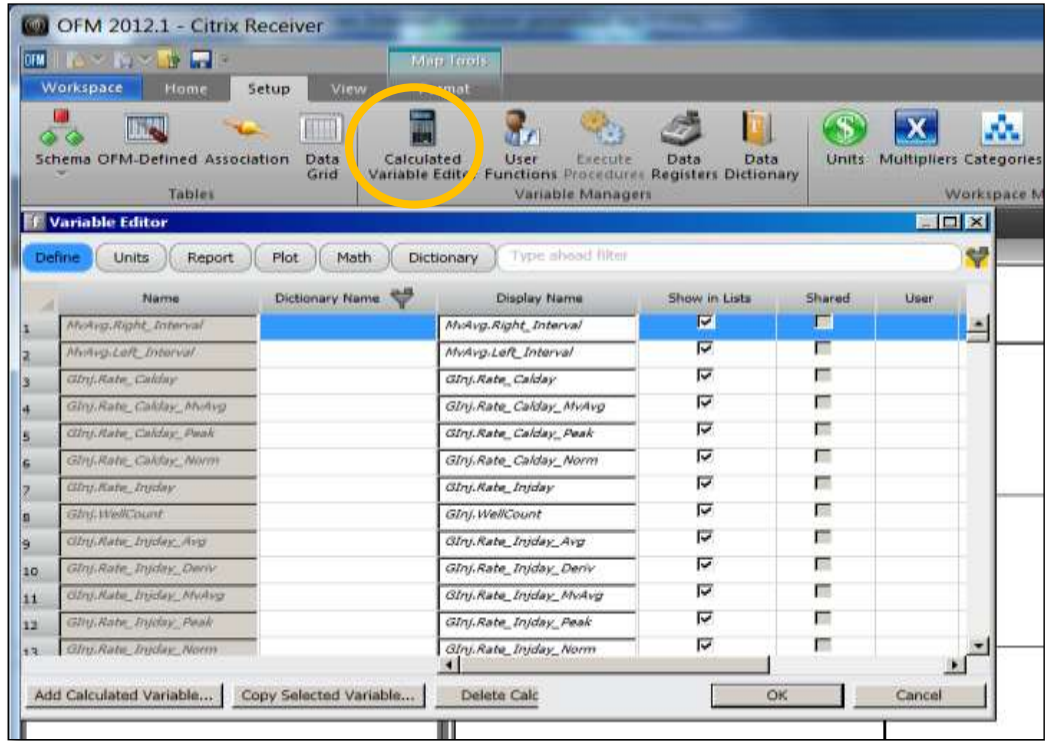


Fuente: Autor. OFM

✓ **Variables calculadas para los promedios de producción.** En esta etapa se crean las variables calculadas con el fin de tener acceso a los registros y a los valores de producción promedio ya calculados.

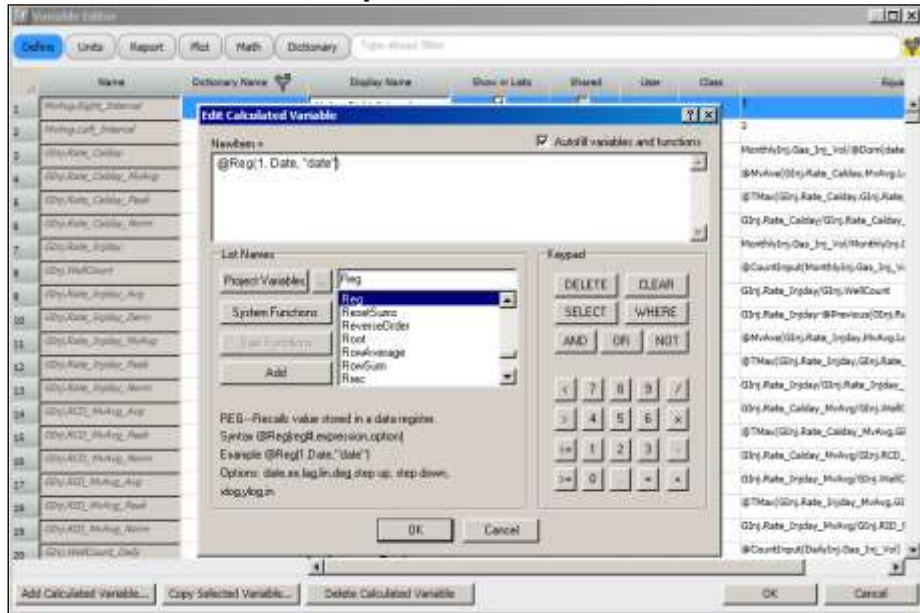
Nos dirigimos a la barra de herramientas en la opción Calculated Variable (Figura 28), donde se crean las variables que van a leer los registros ya creados; el número significa el registro al que se va a remitir y va a leer, el Date es para que muestre los registros a través del tiempo y “date” es para que lo muestre en la fecha en que lo está leyendo. Figura 29.

FIGURA 14. Varia-30bles Calculadas



Fuente: El Autor. OFM

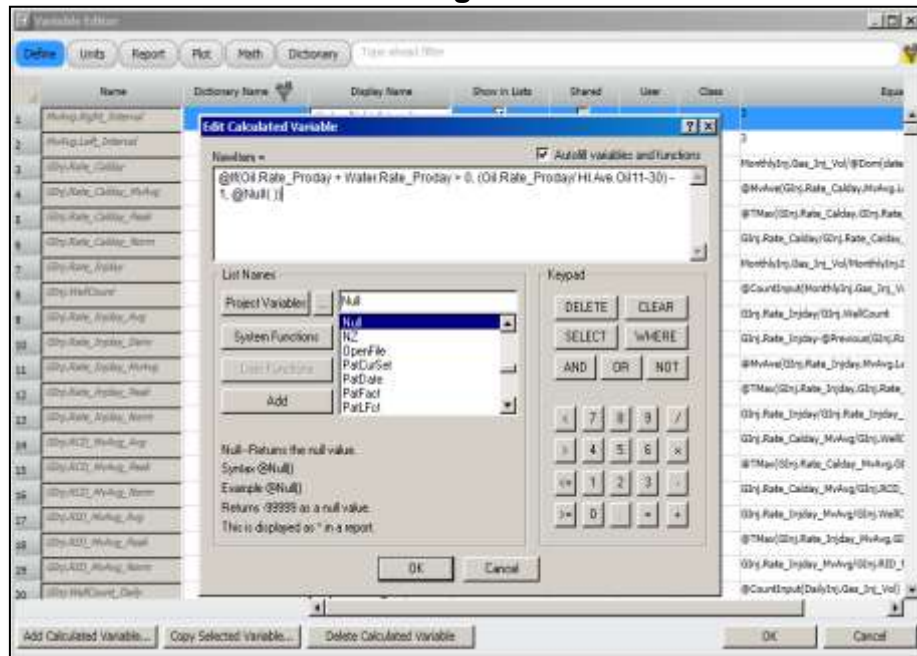
FIGURA 15. Variable Calculada para el Petróleo



Fuente: El Autor. OFM

✓ **Variable del Índice de Heterogeneidad.** Se crean las variables calculadas para el Índice de Heterogeneidad de acuerdo con la definición de la Ec. 36 y teniendo en cuenta las variables creadas anteriormente para las tasas de producción de petróleo y agua.

FIGURA 16. Formula Índice de Heterogeneidad



Fuente: El Autor. OFM

✓ **Índice de Heterogeneidad Acumulado.** Para evitar tener en cuenta los días en que pudo haber estado cerrado el pozo temporalmente, se generan las variables adecuadas para el cálculo del Índice de Heterogeneidad Acumulado.

FIGURA 17. Índice de Heterogeneidad Acumulado



Fuente: El Autor. OFM

La expresión **@RSum()** se encarga de dar el verdadero valor final del HI, debido a que tiene en cuenta el comportamiento de todos los HI acumulados de producción del pozo.

✓ **Construcción de los Cross Hair Plot.** Se seleccionan las variables ya calculadas para el Índice de Heterogeneidad Acumulado, con la finalidad de crear un gráfico de dispersión que contenga dichas variables, el cual muestra las condiciones para cada cuadrante del Cross Hair Plot.

✓ **Ajuste de la graficas Cross Hair Plot.** Luego de cargar los datos necesarios en el simulador y de haber creado las variables calculadas, el siguiente paso fue ajustar los ejes de cada una de las gráficas para realizar un claro análisis de las gráficas.

Crear dos gráficas, una donde se pueda ver el comportamiento de los pozos a través del tiempo y otra la ubicación de los pozos en el campo.

2.4.3 Índice de eficiencia de completamiento (CEI). El CEI es un análisis similar en concepto al de Índice de Heterogeneidad (HI), excepto que este incorpora propiedades petrofísicas para establecer una relación entre la calidad de la formación y el rendimiento de producción, lo que permite identificar oportunidades de optimización.

En este análisis se utilizaron las propiedades petrofísicas de la roca cerca de la pared del hueco (HI de las propiedades de la roca) y la historia de productividad (HI de petróleo acumulado).

Los resultados del análisis CEI se integraron con los obtenidos de la evaluación del Índice de heterogeneidad (HI) descrito en el ítem anterior.

A continuación se muestran los pasos que se siguieron para hallar el CEI:

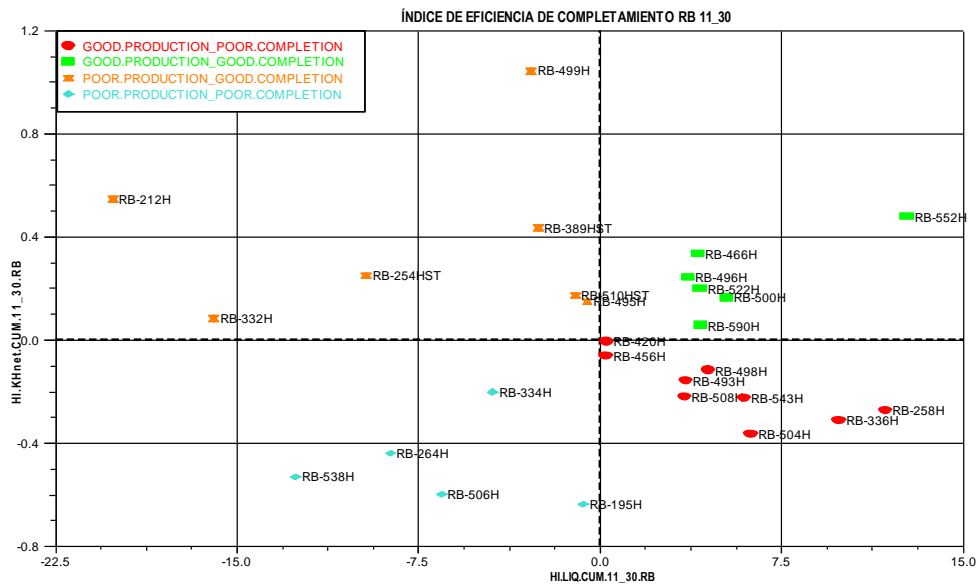
- ✓ Normalizar por grupos los datos de producción en función del tiempo, hasta el punto de la primera producción de petróleo.
- ✓ Calcular la tasa de producción de petróleo promedio de todos los grupos.
- ✓ Calcular el petróleo acumulado promedio a partir de la tasa promedio de petróleo por pozo.
- ✓ Obtener la relación del petróleo acumulado de cada completamiento al petróleo acumulado promedio de todos los completamientos.
- ✓ Restar el valor de uno (1) de la relación obtenida en el punto anterior para normalizar los valores HI de petróleo acumulado a cero.
- ✓ Sumar los valores HI de petróleo acumulado en el tiempo.
- ✓ Calcular la capacidad de flujo KH por cada pozo.
- ✓ Calcular el KH promedio de todos los pozos.
- ✓ Obtener la relación entre el KH de cada pozo y el KH promedio.

✓ Restarle el valor de uno (1) de la relación obtenida KH al calcular el promedio de todos los pozos, para normalizarlo a cero.

Los pozos en cada cuadrante se clasifican por categorías de desempeño en función de petróleo y de la calidad de la roca del yacimiento.

Gráfica 5. ÍNDICE DE EFICIENCIA DE COMPLETAMIENTO

Date:2/1/1985



Fuente. Autor, OFM.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con el fin de dar cumplimiento a los objetivos planteados en este proyecto se realizó un análisis a los resultados arrojados por cada uno de los métodos aplicados y que posteriormente se tuvieron en cuenta para concluir este estudio. Análisis serán mostrados a continuación:

3.1 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD (HI)

Fue el primer análisis que se realizó y se enfocó a las tasas de producción de agua y de aceite, con el fin de identificar aquellos pozos con sub-desempeño o sobre-desempeño; tomando como base o punto de comparación un pozo tipo, el cual describe el comportamiento promedio del grupo de pozos a analizar.

Los pozos que se encuentran en los cuadrantes I y II de las gráficas, son pozos con desempeño superior al grupal y sobre todo a los pozos que se encuentran en los cuadrantes III y IV.

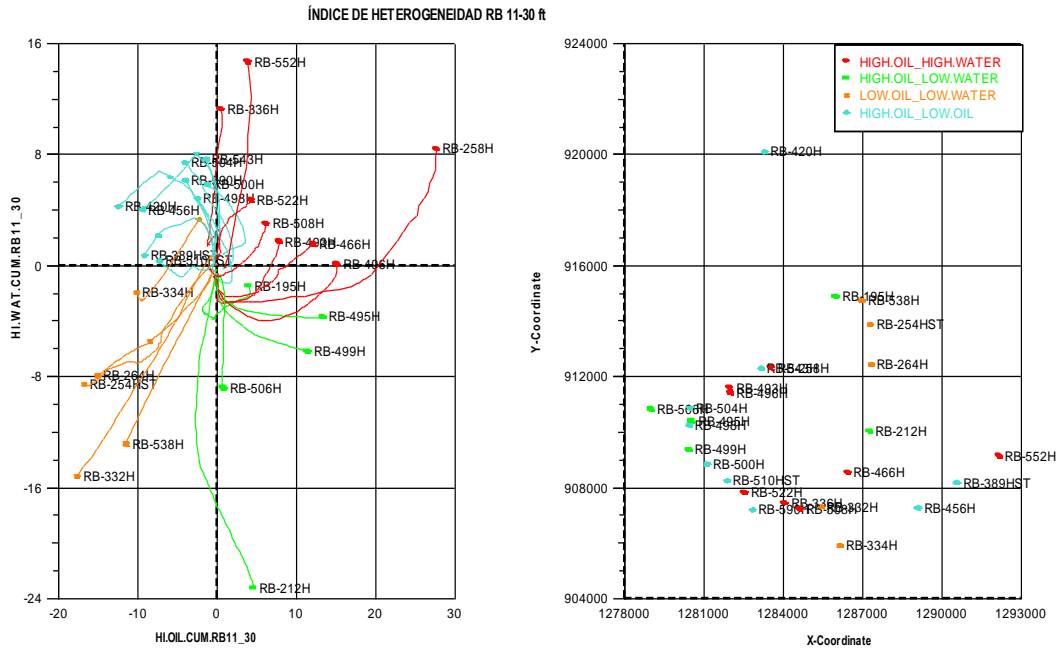
3.1.1 NetPay 11-30 ft. Debido que en el campo se presenta el contrato Piriri y Rubiales, este espesor al igual que los demás se manejaron en dos grupos por las características de la zona y la cercanía al acuífero.

En el gráfico 6 y 8 se observa el comportamiento del índice de Heterogeneidad y la localización en el campo, tanto del contrato Rubiales como el de Piriri respectivamente.

Rubiales: Son 6 pozos los pozos que presentaron mejor desempeño en este rango y en su mayoría se encuentran localizados en el sur-occidente del campo, con una longitud horizontal de alrededor de 829 ft, estos pozos manejaron un promedio de 55% BSW y un espesor de sello considerable. Grafico 7.

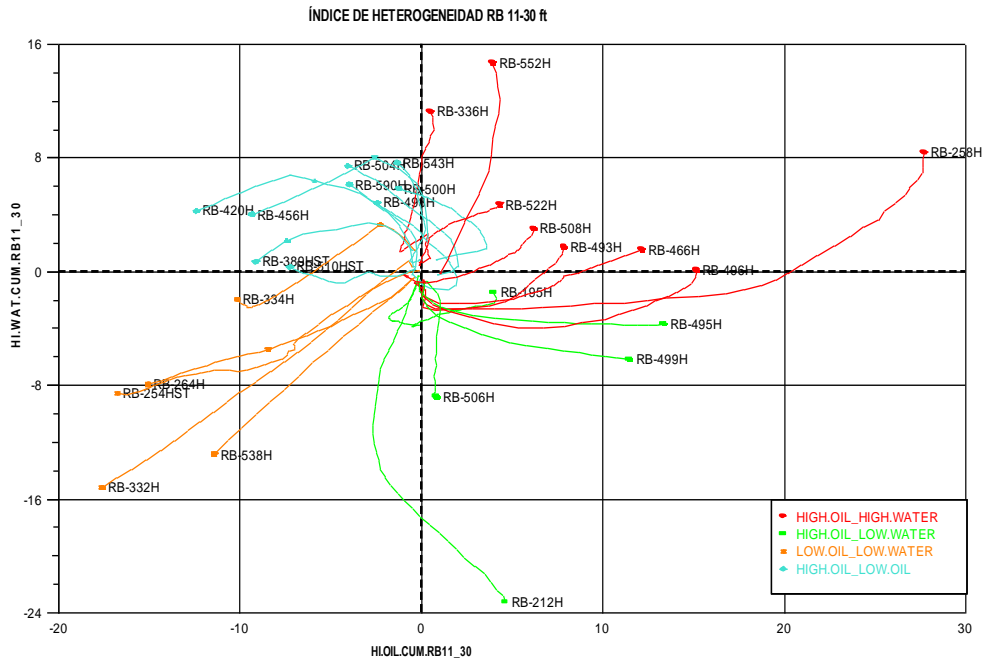
Gráfica 6. Ubicación en el Campo. RB 11-30 ft

Date:2/1/1985



Gráfica 7. Índice de Heterogeneidad. RB 11-30 ft

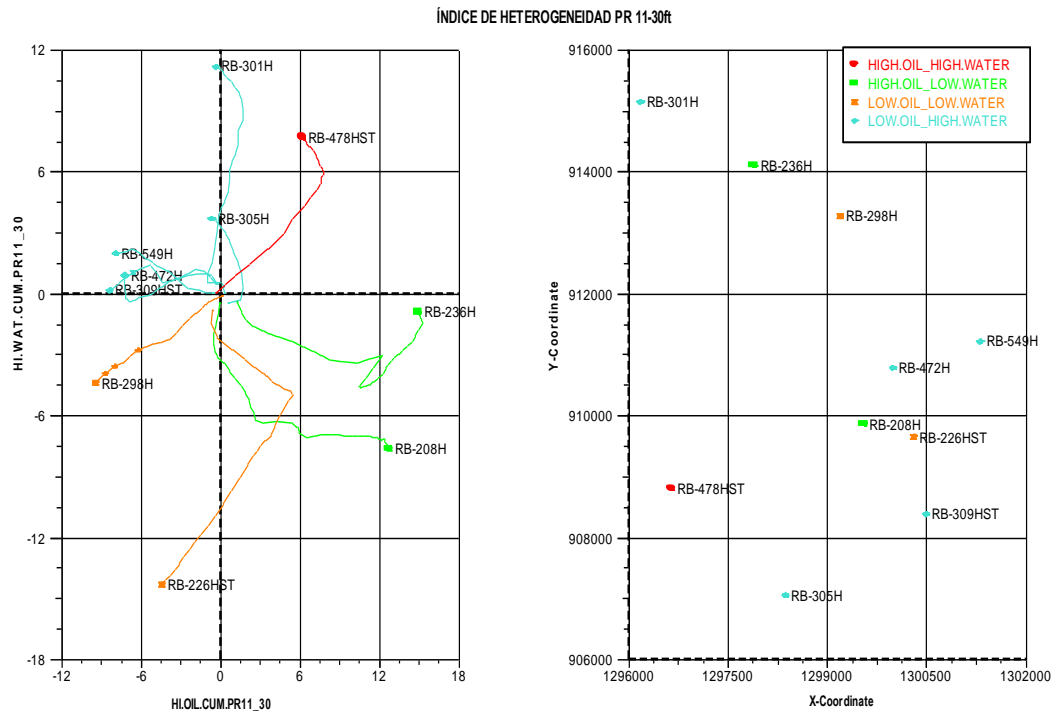
Date:2/1/1985



Pirirí: En este rango predominan los pozos con una tasa alta de agua; Aunque sobresalen 2 pozos cuyo comportamiento es muy bueno debido a las bajas tasas de agua y altas tasas de petróleo. Estos pozos tienen una longitud horizontal aproximada de 764 ft, manejaron un promedio de 87% BSW y un espesor de sello considerable. Grafico 9.

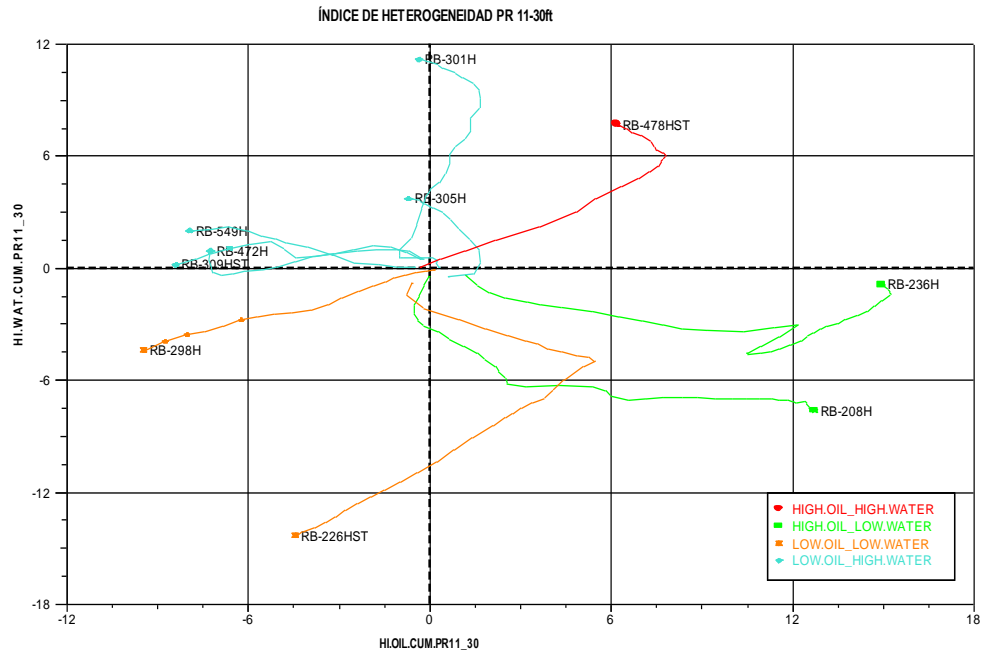
Gráfica 81. Ubicación en el Campo. PR 11-30 ft

Date:5/1/1985



Gráfica 2. Índice de Heterogeneidad. PR 11-30 ft

Date:5/1/1985

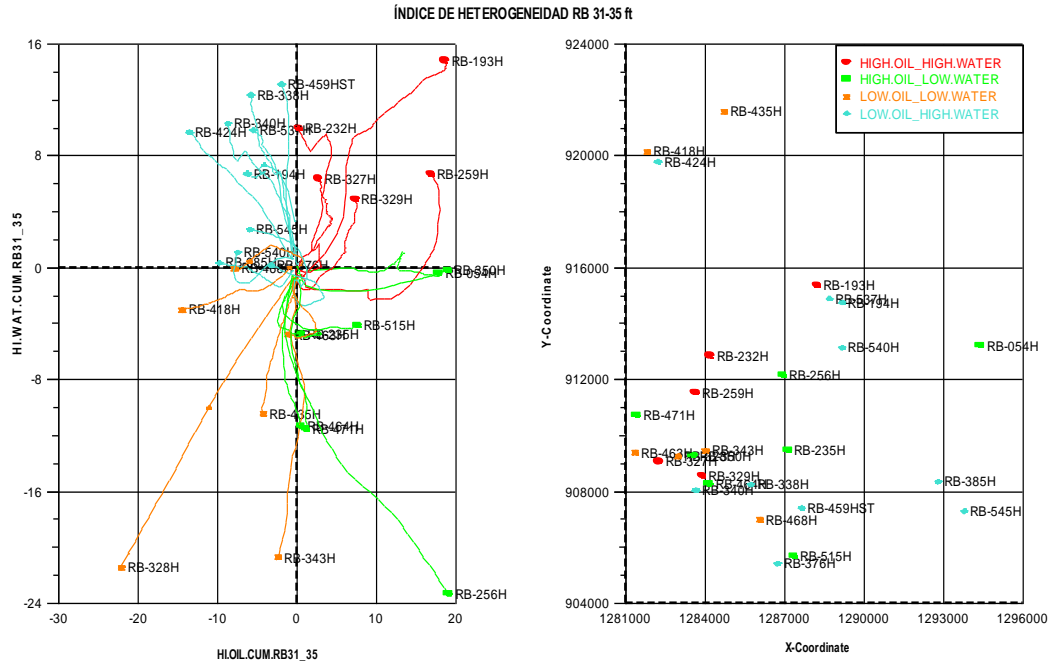


3.1.2 NetPay 31-35 ft. En el gráfico 10 y 12 se observa el comportamiento del índice de Heterogeneidad y la ubicación en el campo, tanto del contrato Rubiales como el de Piriri respectivamente.

Rubiales: Teniendo en cuenta el Gráfico 11 son 7 los pozos que tienen mejor comportamiento comparado con los demás del grupo. Estos pozos manejan una producción con altas tasas de petróleo y bajos cortes de agua, la longitud horizontal de estos pozos es aproximadamente de 860 ft, con un 49% BSW y presentan sellos.

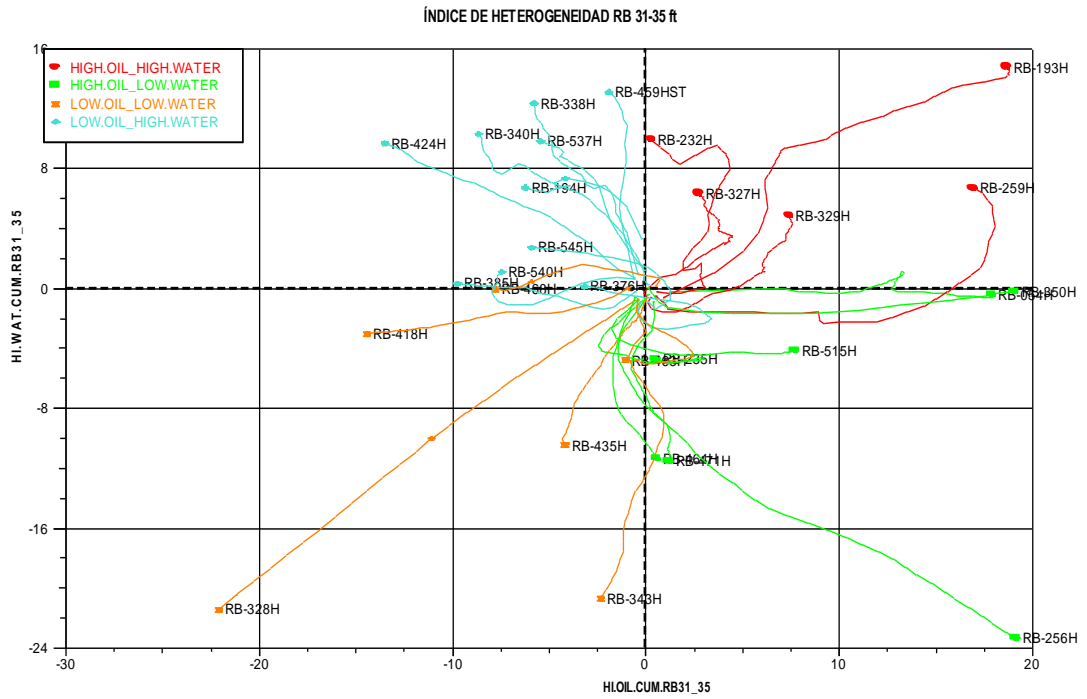
Gráfica 10. Ubicación en el Campo. RB 31-35 ft

Date:9/1/1987



Gráfica 31. Índice de Heterogeneidad. RB 31-35 ft

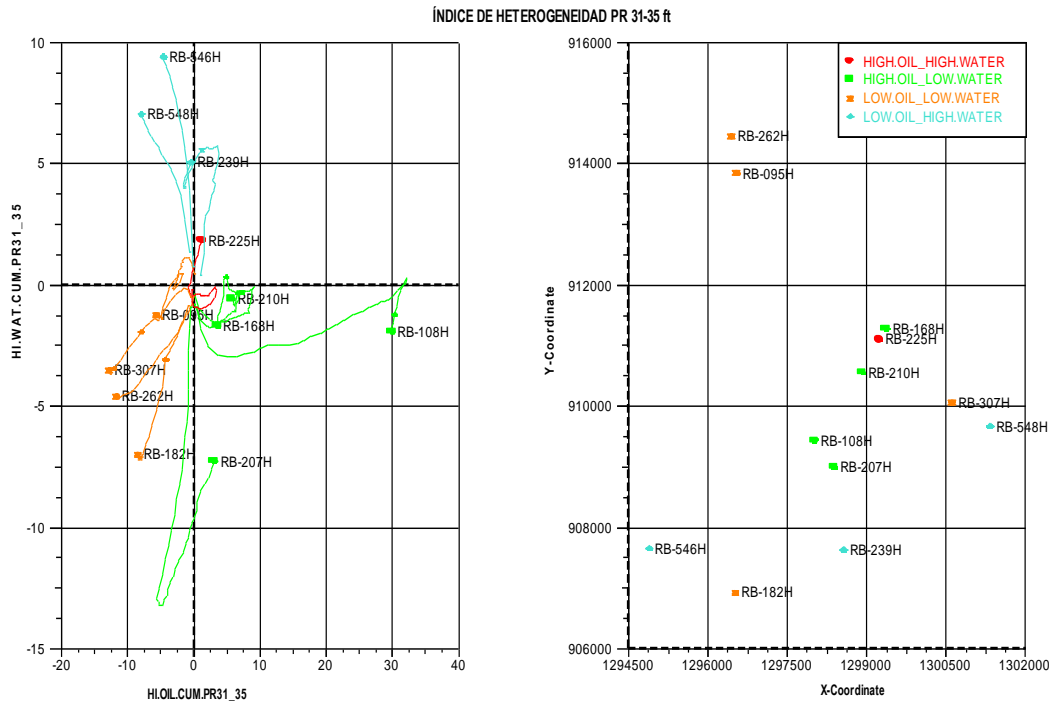
Date:9/1/1987



Piriri: Se observan 4 pozos cuyo comportamiento es muy bueno debido a las bajas tasas de agua y altas tasas de petróleo. Estos pozos tienen una longitud horizontal aproximada de 884 ft, manejaron un promedio de 66% BSW y un espesor de alrededor de 5,5 ft de sello. Grafico 13.

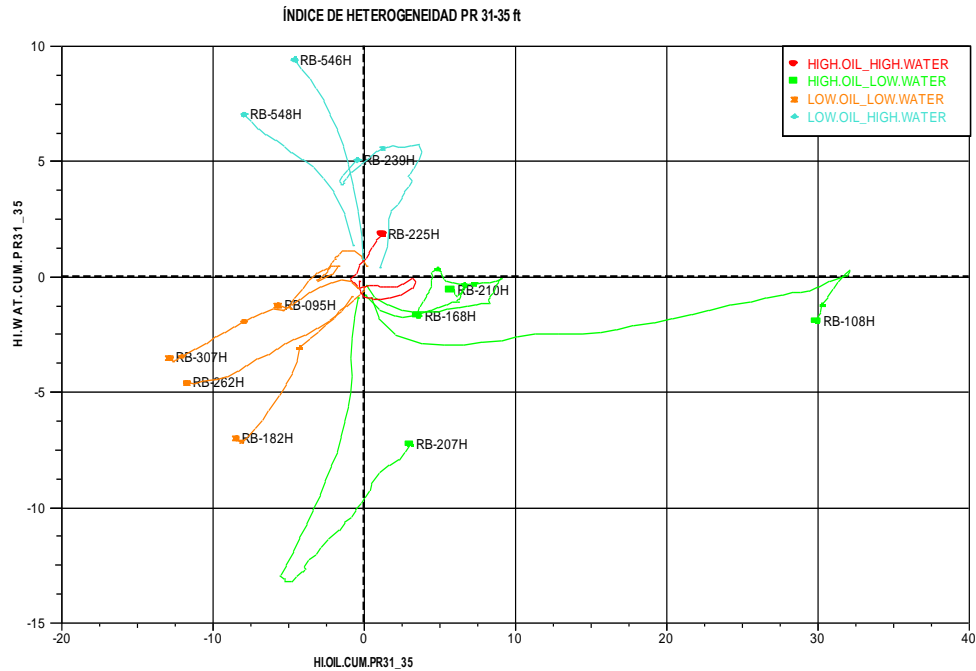
Gráfica 12. Ubicación en el Campo. PR 31-35 ft

Date:3/1/1986



Gráfica 13. Índice de Heterogeneidad. PR 31-35 ft

Date:3/1/1986



3.1.3 NetPay 36-40 ft. En el gráfico 14 y 16 se observa el comportamiento del índice de Heterogeneidad y la ubicación en el campo, tanto del contrato Rubiales como el de Piriri respectivamente.

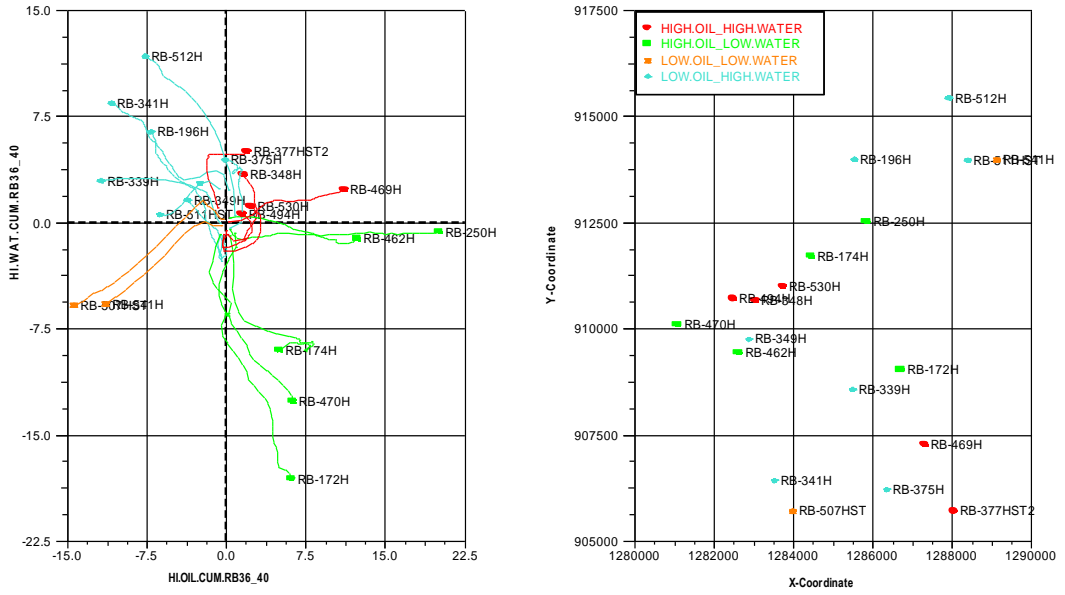
Rubiales: Los pozos pertenecientes a este grupo están ubicados cerca de la zona de Piriri y en su mayoría presentan gran producción de agua, aunque cabe destacar el buen desempeño de 5 pozos los cuales manejan altas tasas de crudo y tasas de agua muy por debajo de la promedio grupal.

Estos pozos tienen una longitud horizontal aproximada de 999 ft, manejaron un promedio de 46 % BSW y un espesor de alrededor de 7,6 ft de sello. Grafico 15.

Gráfica 14. Ubicación en el Campo. RB 36-40 ft

Date:8/1/1985

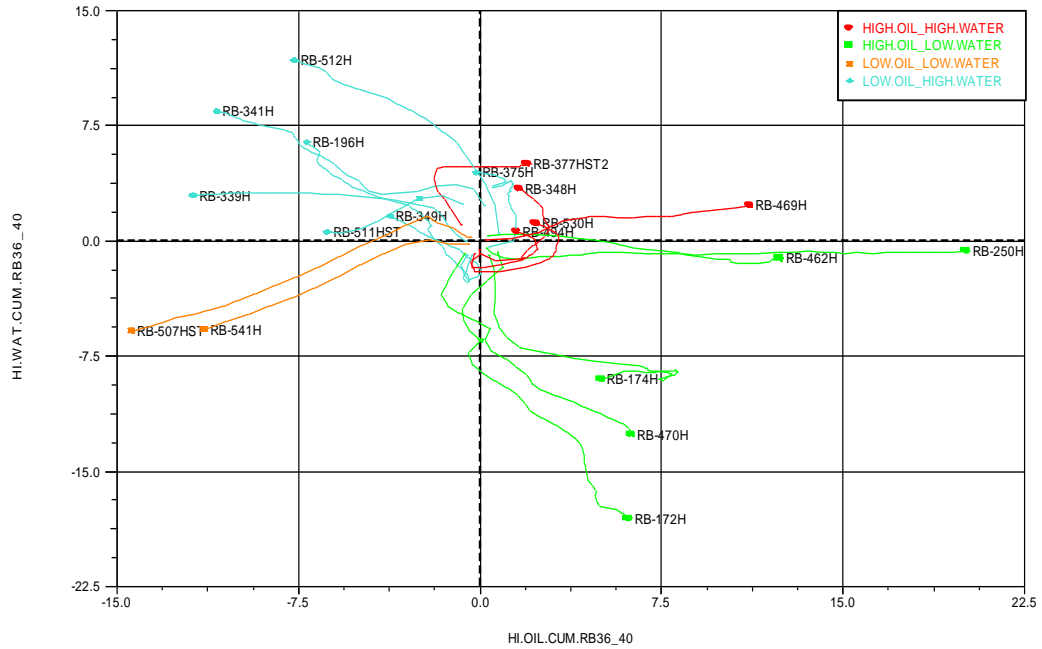
ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD RB 36-40 ft



Gráfica 45. Índice de Heterogeneidad. RB 36-40 ft

Date:8/1/1985

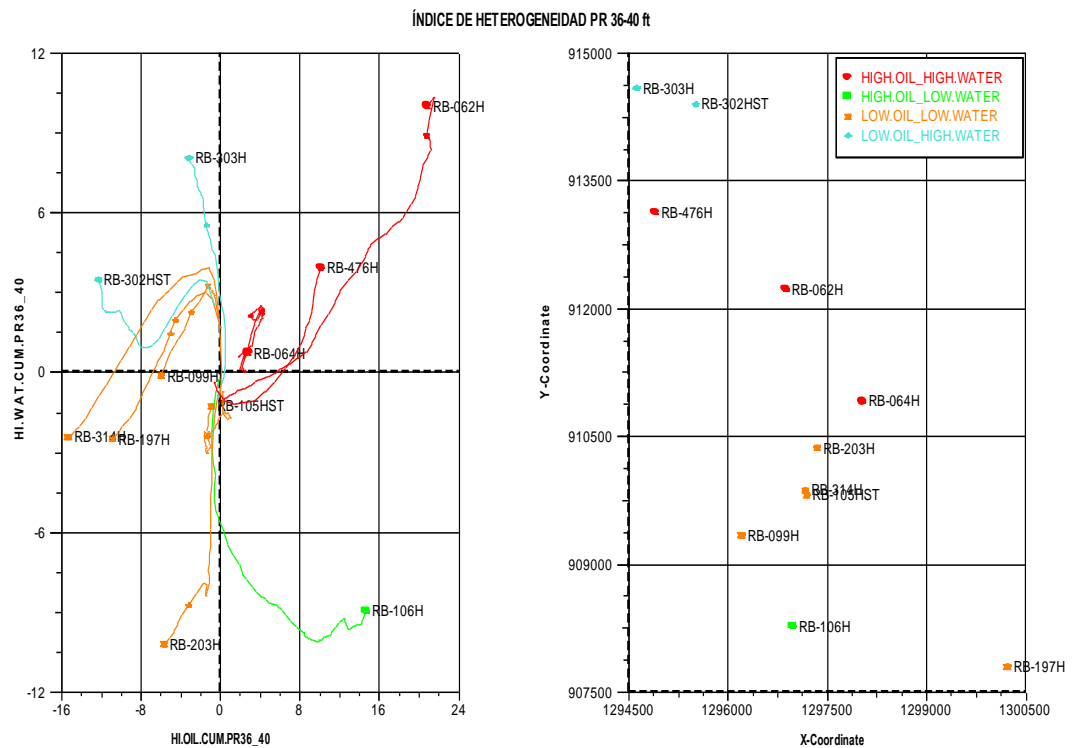
ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD RB 36-40 ft



Piriri: Por medio del grafico 17 se puede observar que en este grupo solo es un pozo el que tiene un buen comportamiento y que la gran mayoría tiene tasas elevadas de agua, aunque un grupo importante de pozos están por debajo de la producción promedio tanto de petróleo como de agua. Este pozo tiene una longitud horizontal aproximada de 973 ft, con un 86% BSW y no tiene sello, pero si un espesor considerable de carbón el cual hace las veces de sello.

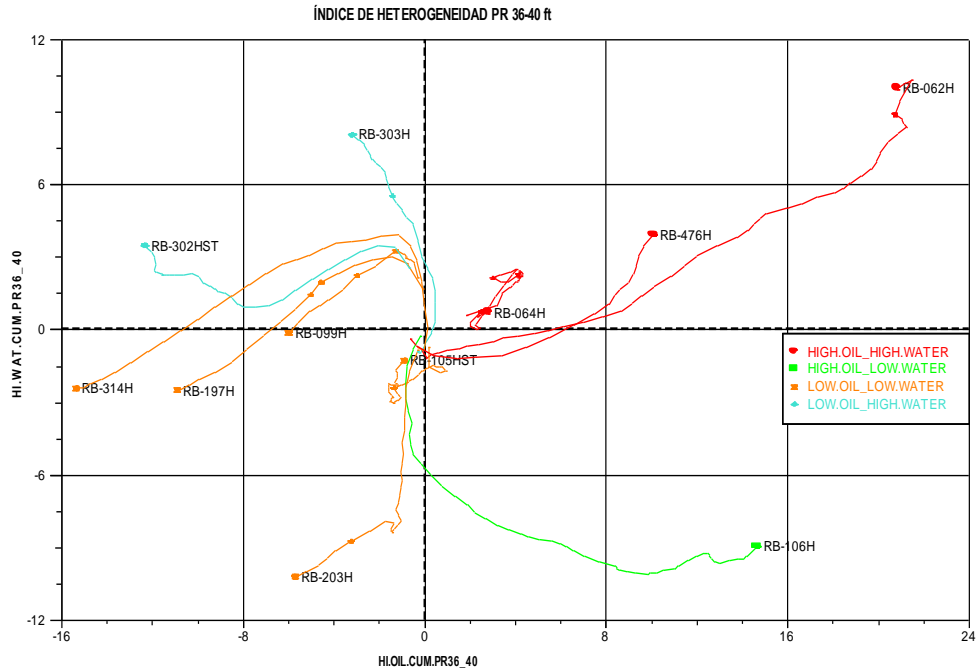
Gráfica 16. Ubicación en el Campo. PR 36-40 ft

Date:5/1/1987



Gráfica 17. Índice de Heterogeneidad. PR 36-40 ft

Date:5/1/1987



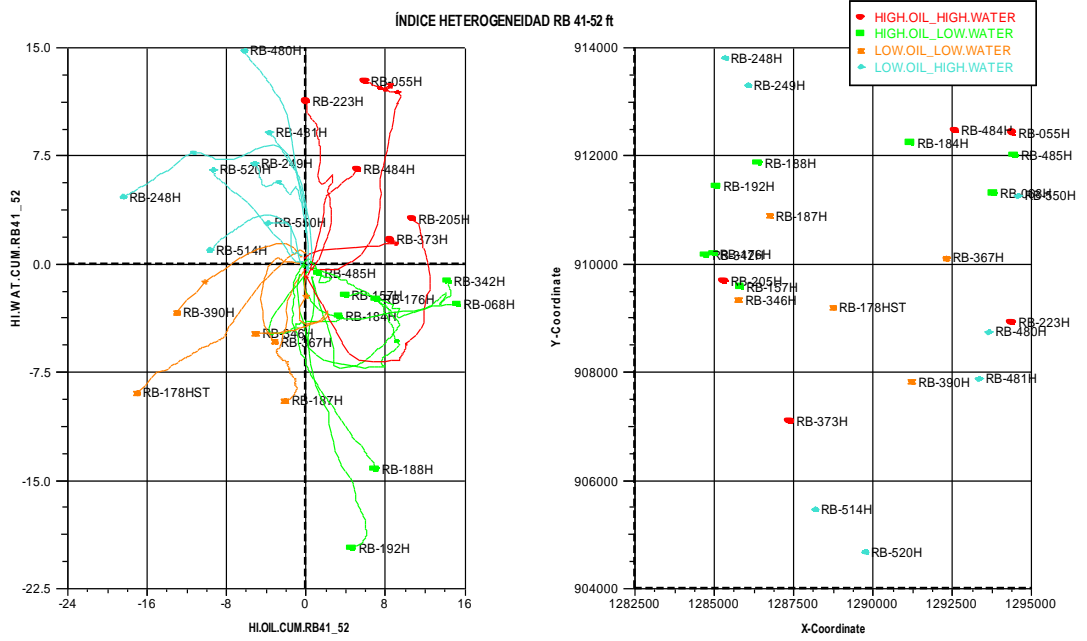
3.1.4 NetPay 41-52 ft. En el gráfico 18 y 20 se observa el comportamiento del índice de Heterogeneidad y la ubicación en el campo, tanto del contrato Rubiales como el de Piriri respectivamente.

Rubiales: Los pozos con mejor desempeño de este grupo se encuentran localizados en el centro del campo, la mayoría de estos 8 pozos manejan tasas de crudo muy superiores a la promedio y tienen tendencia a permanecer así.

Estos pozos tienen una longitud horizontal aproximada de 921 ft, manejaron un promedio de 53 % BSW y un espesor de alrededor de 10,3 ft de sello. Gráfico 19.

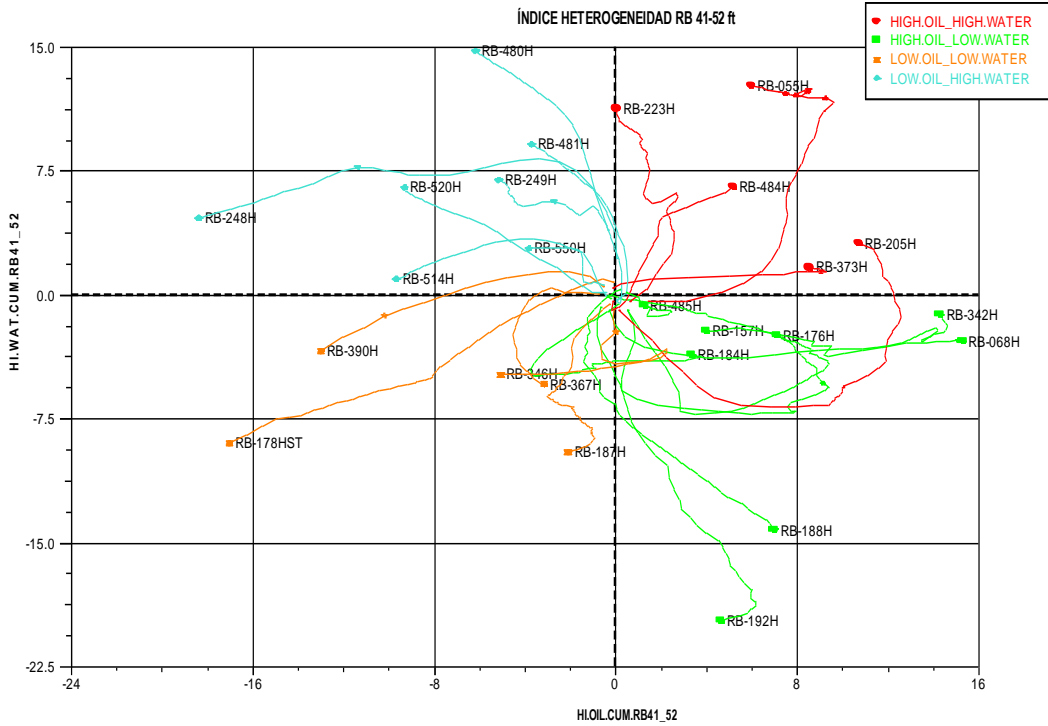
Gráfica 18. Ubicación en el Campo. RB 41-52 ft

Date: 8/1/1987



Gráfica 19. Índice de Heterogeneidad. RB 41-52 ft

Date: 8/1/1987

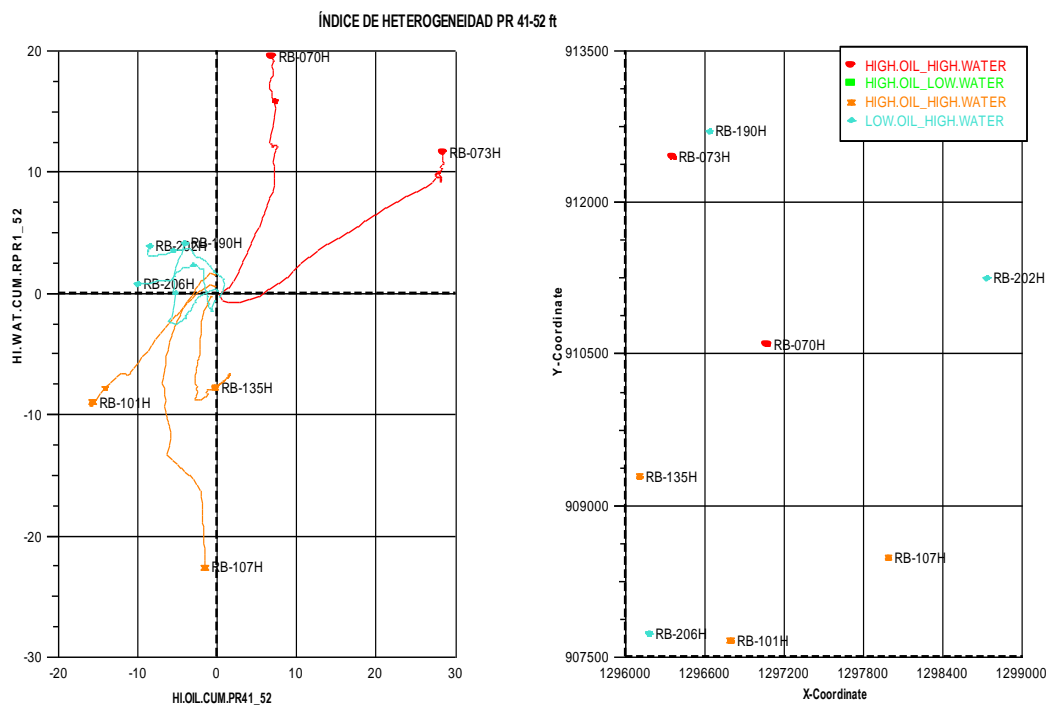


Piriri: Este grupo se caracteriza por tener altas tasas de agua y se encuentran localizados entre el límite de Piriri y Rubiales. No hay ningún pozo en el segundo cuadrante que es donde se encuentran los pozos con mejor desempeño, pero si hay 2 pozos en el primer cuadrante presentando altas tasas tanto de agua como de crudo.

Estos pozos tienen una longitud horizontal aproximada de 869 ft, con un 57% BSW y en cuanto al espesor del sello, uno tiene un sello de 8 ft y el otro no tiene sello, haciendo de esta manera que se manejen diferentes tasas de crudo. Grafica 21

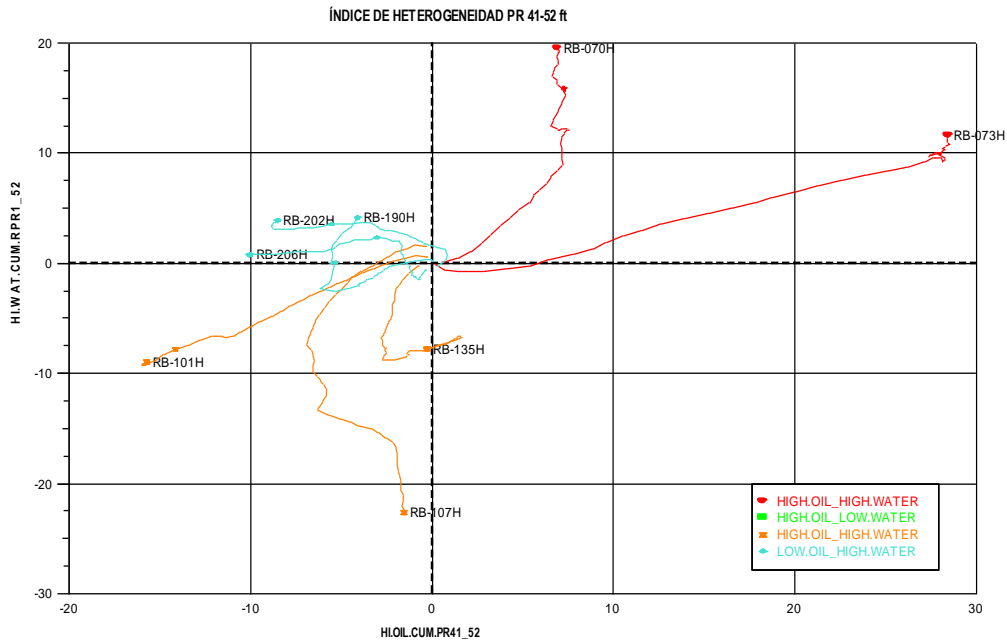
Gráfica 50. Ubicación en el Campo. PR 41-52 ft

Date:6/1/1986



Gráfica 61. Índice de Heterogeneidad. PR 41-52 ft

Date:6/1/1986



3.1.5 NetPay 53-78 ft. En el gráfico 22 y 24 se observa el comportamiento del índice de Heterogeneidad y la ubicación en el campo, tanto del contrato Rubiales como el de Piriri respectivamente.

Rubiales: El gráfico 23 se puede observar la tendencia marcada que tiene los pozos de esta zona en las altas tasas de agua y son tan solo dos los que muestran un aumento en el crudo y disminución en la producción de agua. Estos pozos tienen una longitud horizontal aproximada de 921 ft, manejaron un promedio de 53 % BSW y un espesor de alrededor de 10,3 ft de sello.

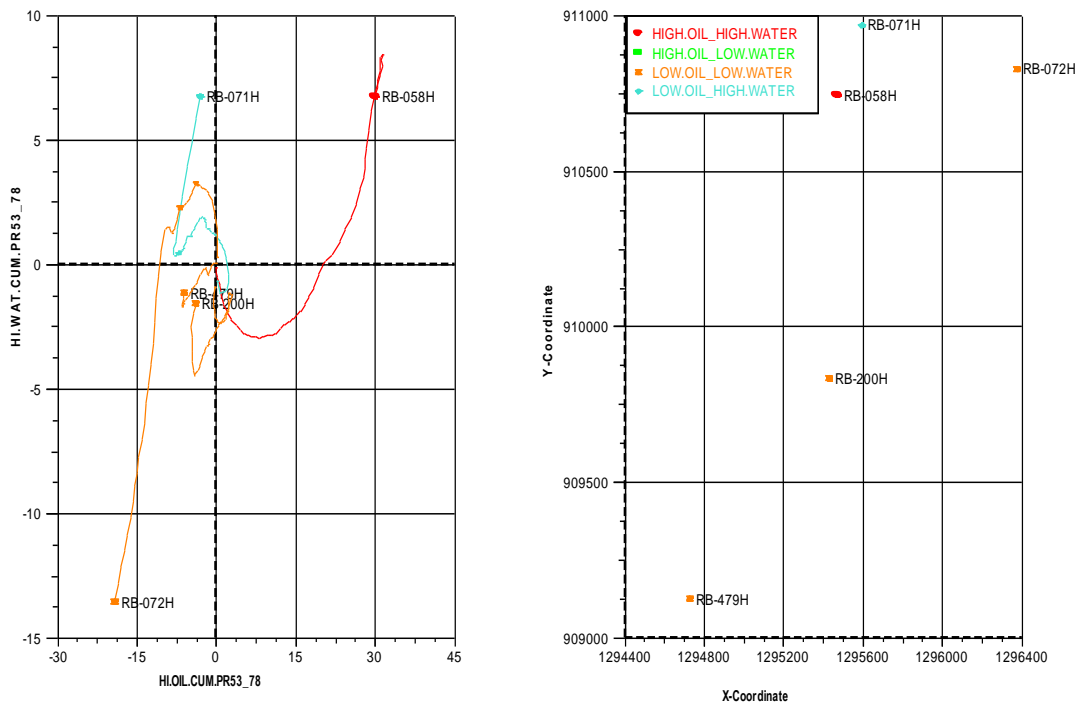
Piriri: No hay ningún pozo en el segundo cuadrante que es donde se encuentran los pozos con mejor desempeño, pero si hay 1 pozo en el primer cuadrante presentando altas tasas tanto de agua como de crudo.

Estos pozos tienen una longitud horizontal aproximada de 1031 ft y con un 66% BSW. Grafica 25

Gráfica 24. Ubicación en el Campo. PR 53-78 ft

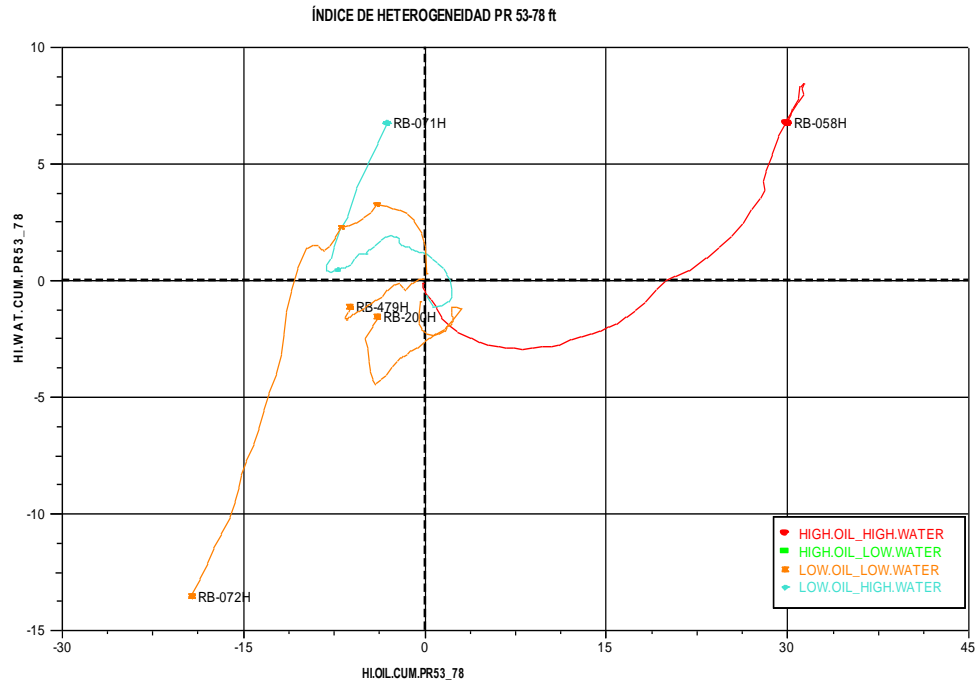
Date:6/1/1987

ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD PR 53-78 ft



Gráfica 95. Índice de Heterogeneidad. PR 53-78 ft

Date:6/1/1987



3.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (PI)

Fue el segundo análisis realizado y parte fundamental para concluir los rangos óptimos de la sección horizontal. Este análisis tenía como fin encontrar la relación entre el PI con respecto al espesor de arena, la longitud de la sección navegada y un factor que relaciona estas dos variables, denominado $L \cdot H_{\text{atravesado}}$ el cual es función de la geometría del yacimiento y se podría relacionar con el área de drenaje.

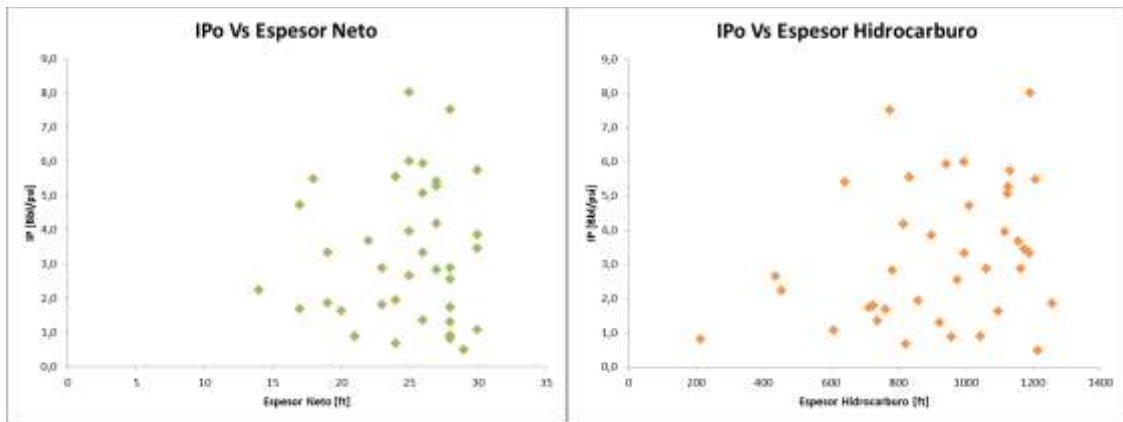
3.2.1 NetPay 11-30 ft. De la gráfica del IP Vs Longitud de hidrocarburo, podemos concluir que a mayor longitud mayor IP; sin embargo, muestra que para incrementar el IP de 6 a 8, requiere incrementar la longitud a perforar en aproximadamente 300 ft. Gráfica 26b.

Mediante la Gráfica 26c se puede determinar que el IP óptimo de este espesor tiende a estabilizarse en 6 bbl/pie y que a pesar que se incremente la longitud del pozo (después de 1190 ft), no se lograra un incremento apreciable de su producción.

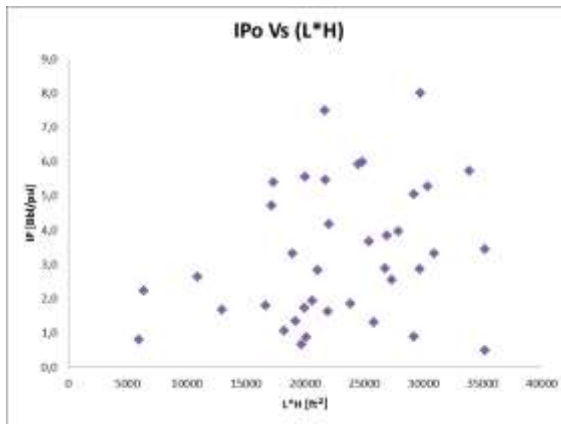
Gráfica 26. Índice de Productividad para el Netpay 11-30 ft.

a

b



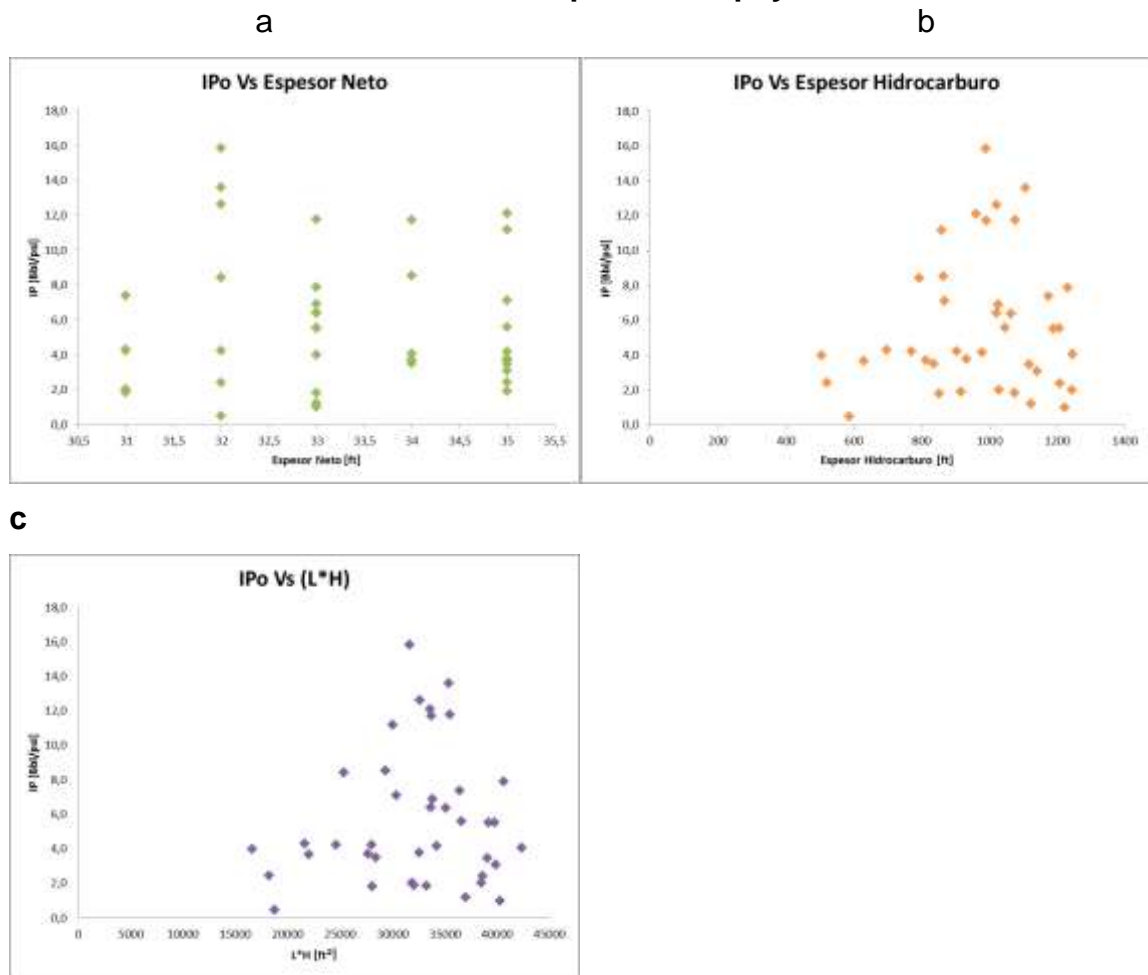
c



3.2.2 NetPay 31-35 ft. Al observar el comportamiento de los pozos en la gráfica 27b, se puede concluir que a 1000 ft de longitud se logra el mayor IP con 16 Bbl/psi y después de esta longitud no se logra un aumento significativo en el IP y por lo contrario se ven valores menores a este IP máximo ya alcanzado.

Como puede verse en la Grafica 27c el área de drenaje promedio es de 31616 ft² y con un IP de 16 Bbl/psi.

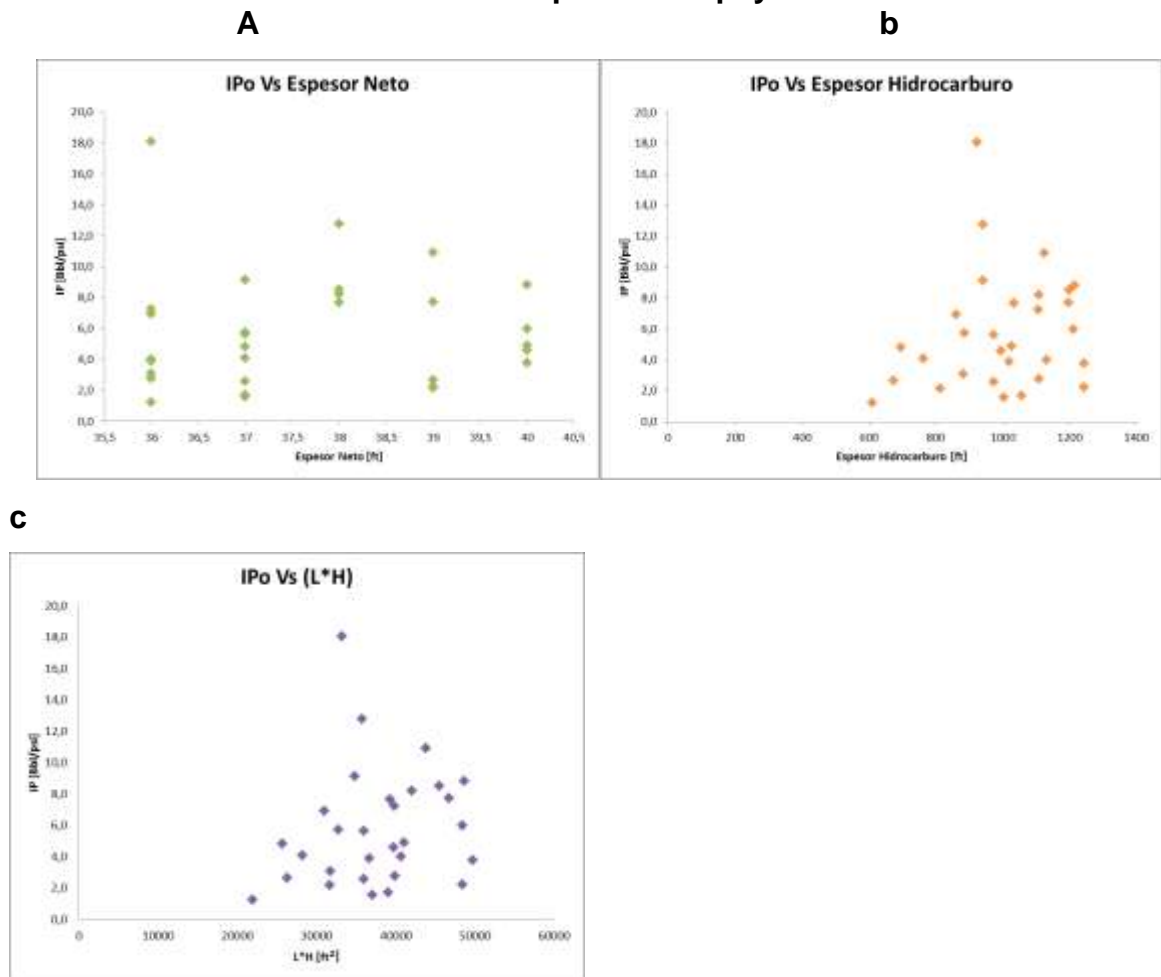
Gráfica 107. Índice de Productividad para el Netpay 31-35 ft.



3.2.3 NetPay 36-40 ft. Mediante la gráfica 28b se puede concluir que a 923 ft de longitud se logra el mayor IP con 18 Bbl/psi y después de esta longitud no se logra un aumento significativo en el IP y por lo contrario se ven valores menores a este IP máximo ya alcanzado.

Como puede verse en la Grafica 28c el área de drenaje es del alrededor de 33228 ft² y con un IP de 18 Bbl/psi.

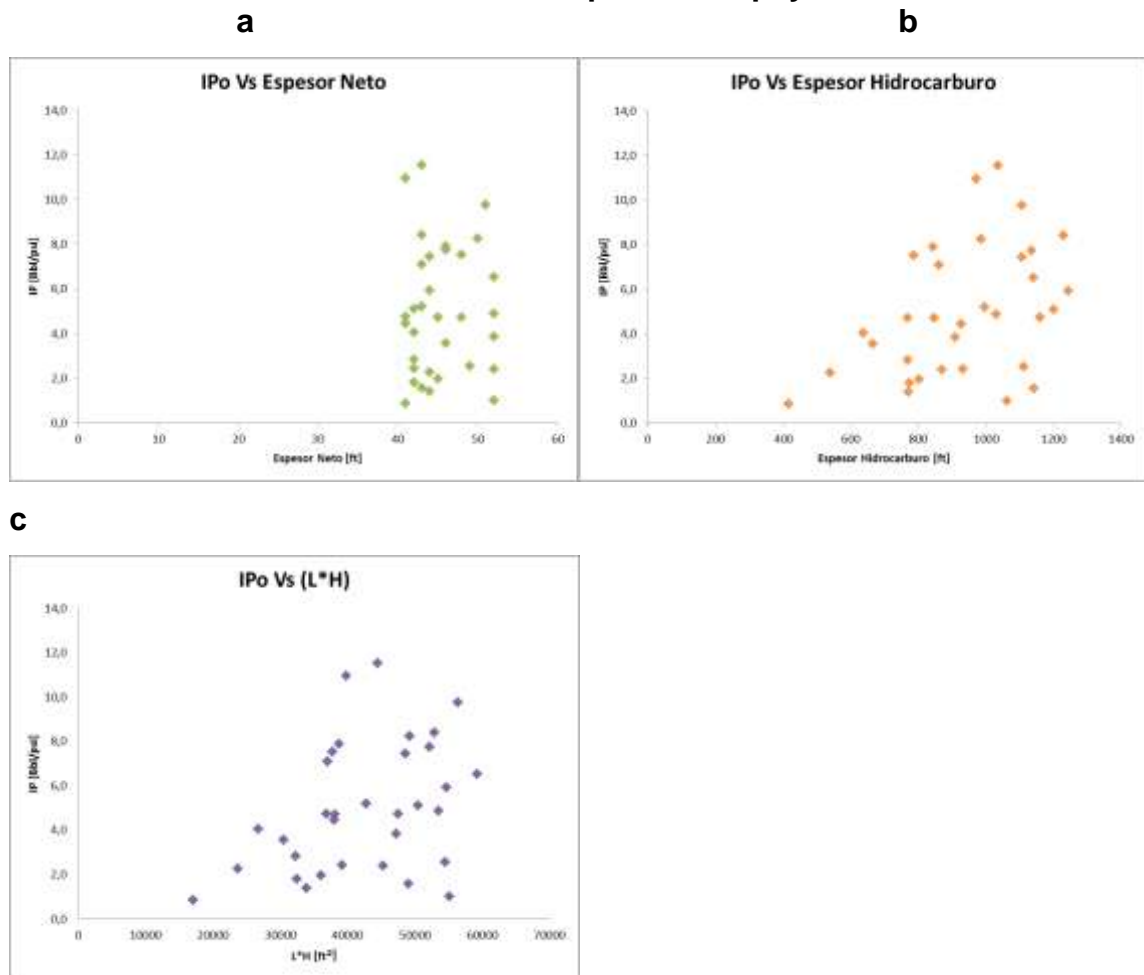
Gráfica 28. Índice de Productividad para el Netpay 36-40 ft.



3.2.4 NetPay 41-52 ft. El comportamiento de los pozos muestra una tendencia en la cual se puede decir que al aumentar la longitud horizontal aumenta la producción; aunque el máximo valor de IP 11,5 Bbl/ psi se alcanza en los 1030 ft, y después de este valor no se logra un aumento significativo en IP. Gráfica 29b.

Como puede verse en la Grafica 29c el área de drenaje es del alrededor de 44462 ft² y con un IP de 11,5 Bbl/psi.

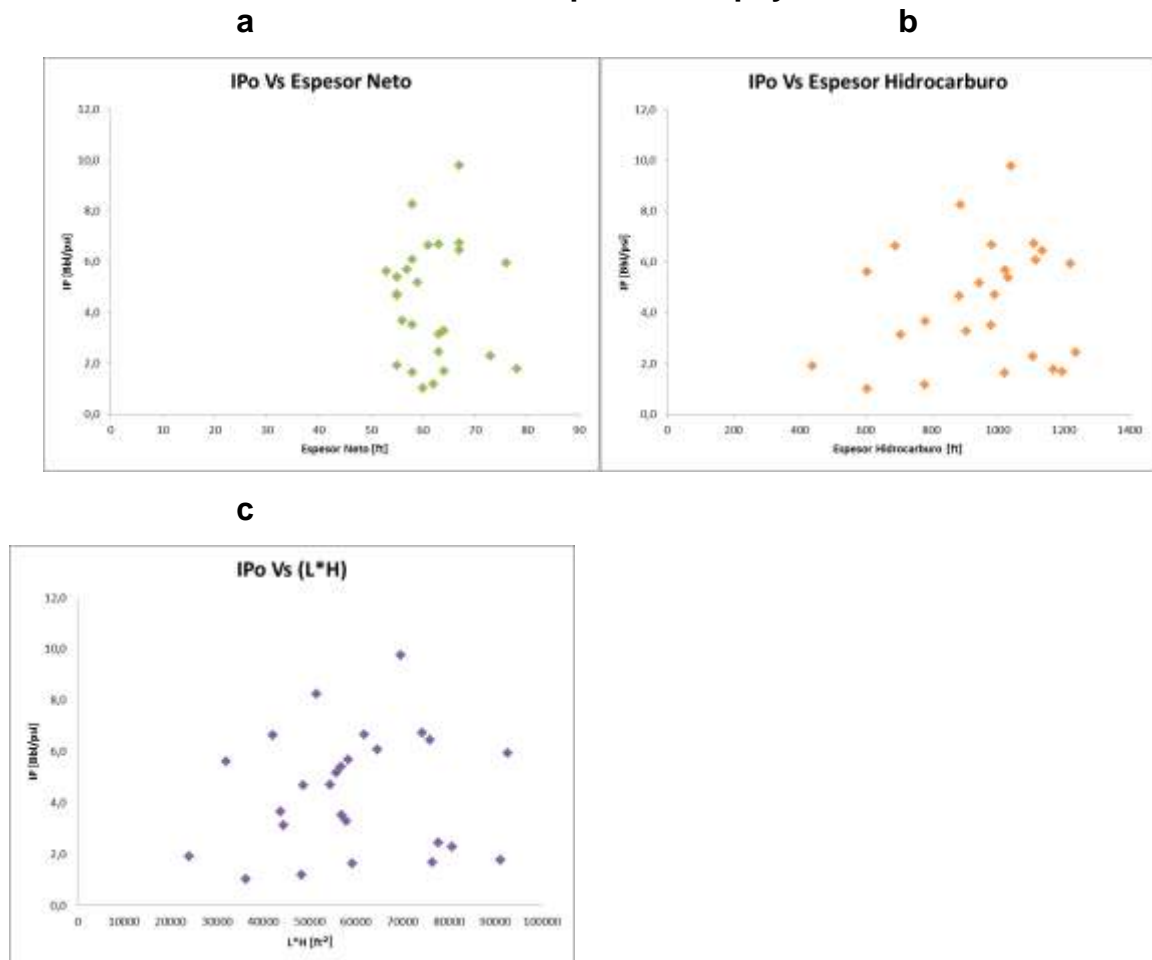
Gráfica 2911. Índice de Productividad para el Netpay 41-52 ft.



3.2.5 NetPay 53-78 ft. El comportamiento de los pozos muestra una tendencia en la cual se puede decir que al aumentar la longitud horizontal aumenta la producción; aunque el máximo valor de IP 9,8 Bbl/ psi se alcanza en los 1040 ft, y después de este valor no se logra un aumento significativo en IP. Gráfica 30b.

Como puede verse en la Grafica 30c el área de drenaje es del alrededor de 69680 ft² y con un IP de 9,8 Bbl/psi.

Gráfica 120. Índice de Productividad para el Netpay 53-78 ft.



3.3 ÍNDICE DE EFICIENCIA DE COMPLETAMIENTO (Cei)

Debido a que en este análisis se incorporan variables que describen la calidad de la roca y por lo tanto la eficiencia del completamiento del pozo, se tomó como el último punto para concluir nuestro estudio.

El análisis que se le hizo a la formación cerca a la cara del pozo fue por medio de las permeabilidades, ya que es una variable representativa y en este campo las permeabilidades que se manejan son bastante grandes y varían mucho.

Fue necesario mirar todas las notas de campo, el tipo de completamiento y de procesos a los que fueron sometidos cada uno de los pozos, pero en especial a aquellos que se encontraban en el primer cuadrante (los pozos que están en color verde) los cuales presentan un excelente rendimiento en producción de fluido con base a la calidad del yacimiento.

De acuerdo al comportamiento de los resultados presentados en cada uno de los métodos aplicado en este estudio, cabe destacar que en las arenas de espesor intermedio como lo son 36 – 40 ft, alcanzan su máximo nivel de producción en una longitud máxima de 998 ft de sección horizontal, logrando no ser afectados considerablemente por los efectos de disminución que aún en este punto los efectos de la aumento de la fricción sean muy influenciados.

En la siguiente tabla se muestran los rangos de la sección horizontal óptimos donde se alcanzaría su máximo nivel de producción aprovechando la sección perforada, basados en los espesores de NetPay y su eficiencia de completamiento.

Tabla 4. Longitudes Óptimas para los diferentes NetPay

	RUBIALES			PIRIRI		
NetPay	L*H	Longitud (ft)	IP	L*H	Longitud (ft)	IP
11-30 ft	29750	828 - 1190	8	21672	764 - 774	7,5
31-35 ft	31616	874 - 988	15,8	33600	883 -960	12,1
36-40 ft	33228	922 - 998	18,1	35702	935 - 956	12,8
41-52 ft	44462	944 - 1034	11,5	39770	868 - 970	11
53-78 ft	69680	902 -1040	9,8	51446	887 - 1030	8,3

En la tabla 4 se observan los rangos en los cuales se puede manejar la longitud de la sección horizontal en los pozos para lograr un rendimiento de producción máximo sin tener que perforar más pies y que no logren ser drenados debido a los diferentes factores influyentes, tales como el la disminución de la presión por el aumento en la fricción en la sección horizontal.

4. ANÁLISIS FINANCIERO

Debido que este campo está conformado por arenas no consolidadas, los tiempos de perforación tardan entre uno y dos días o máximo tres días para lograr una longitud horizontal de 1200ft, aunque a veces no se logran ni los tres días dependiendo de la distancia al contacto WOC y de eventualidades que se vayan presentando en la perforación.

Con base a los cortos tiempos manejados en la perforación no se ve una diferencia considerable en el dinero gastado al perforar 300ft o 400ft menos, debido a que estos pies se perforan en aproximadamente 6 horas, pero si sería un tiempo importante cuando a tiempo de exposición se refiere y a evitar pegas con pérdidas de sarta.

Hora de perforación US\$ 2500

Perforar 1200 ft tarda 26 horas

1 ft de liner vale US\$ 20

Por lo anterior y ya observado en las nuevas longitudes planteadas en el punto donde más longitud se deja de perforar son 372 ft que corresponden a un ahorro de 8 horas ósea a US\$ 20000 de costo de taladro y a US\$ 7440 de liner; para un total por pozo de US\$ 27440.

Este ahorro representaría un rango más importante en cuanto a costos, si se habla de campañas de perforación, donde se perforan gran número de pozos. Aunque en cuanto al tiempo que se ahorra por la perforación de cada pozo estaríamos hablando de que en 190 pozos perforados se ahorraría alrededor de 1520 horas de perforación que equivalen a 63 días y medio, donde se podrían perforar 21 pozos

más aprovechando el tiempo de taladro y la nuevas y posibles ubicaciones para mejorar la producción de ciertas zonas del campo.

5. CONCLUSIONES

- Utilizando el concepto desarrollado en este trabajo se puede diseñar la perforación de un pozo horizontal tomando L_{max} como medida para alcanzar la máxima producción de un pozo siempre que las operaciones de perforación lo permitan.
- La máxima productividad de un pozo horizontal se alcanza cuando variando su longitud se obtiene un incremento en la tasa de producción con una variación mínima en la presión.
- La longitud máxima ideal se obtiene en yacimientos de alta permeabilidad vertical porque se maximiza la producción en todo el intervalo.
- Con base al análisis del gráfico del índice de heterogeneidad se puede concluir que los pozos con mayor corte de agua y menor índice de productividad presentaron dificultades de arenamiento y conificación.
- Con base en el índice de productividad y en el índice de heterogeneidad se estableció que en un Netpay de 36 – 40 ft se alcanza el máximo índice de productividad, con una longitud horizontal entre 922 – 998 ft.
- El Netpay de menor espesor, (11 – 30 ft) para Rubiales con rango de sección horizontal entre 828 – 1190 ft, presentan los índices de Productividad más bajo y adicionalmente producción de agua temprana, lo que confirma que la mayor longitud en la sección horizontal no siempre corresponde a la mayor productividad.

- El contacto agua-petróleo, se presenta a diferentes niveles estructurales profundizándose en la misma dirección en la que buza el yacimiento.
- El valor agregado bajo el punto de vista financiero se verá reflejado en la perforación de nuevos pozos horizontales con la longitud recomendada en este estudio.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar una campaña de levantamiento de información para mejorar la caracterización de fluidos y pruebas de presiones, para un mejor análisis y mapeo del campo.
- Se recomienda la realización de una campaña de reactivación de pozos, para mejorar el recobro y desarrollar reservas remanentes.
- Se propone como alternativa para minimizar la alta producción de agua en el yacimiento: optimizar los métodos de levantamiento, realizar correcciones en la cementación primaria y aislar zonas ofensoras de agua, así como investigar el uso de químicos inhibidores.

BIBLIOGRAFIA

BRICE B.W. Production impacts on ΔP Friction in Horizontal Production Wells. SPE Paper 23686.

CHO, H y SHAH, S.N. Optimization of Well Length for Horizontal Drilling. Journal Canadian of Petroleum Technology. Abril 2002.

DIKKEN B.J.: Pressure Drop in Horizontal Wells and its Effects on Production Performance. Paper SPE 19824.

ESSENFELD M. Pozos Horizontales y Secciones Horizontales en Re-entry. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Trabajo de Ascenso. Julio 1997.

JIM L. New Productivity Formule of Horizontal Wells. Journal Canadian of Petroleum Technology. Octubre 2002.

MOIX MUNTO Rigoberto, Evaluación Económica de Proyectos Petroleros. Bogotá, Gerencia de Operaciones, Noviembre de 2012.

MORALES, Diego., LANDAETA, Libia., RODRÍGUEZ Javier, PACIFIC RUBIALES ENERGY. Estudio Integrado de Yacimientos-Campo Rubiales. Gerencia de yacimientos META PETROLEUM CORP. PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Enero 2010.

NOVY, R.A. Caída de Presión en Pozos Horizontales, ¿Cuándo puede ser Ignorada? SPE, Mobil & Dcorp.

RESTREPO, Lady. Evaluación de Controladores de Flujo en los pozos Horizontales del Campo Rubiales. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos Bogotá, Universidad de América, Facultad de Ingeniería Bogotá 2012.

SALEH, S.T. Formation Damage Study with a Horizontal Wellbore Model. Journal of Petroleum Science and Engineering. 1997

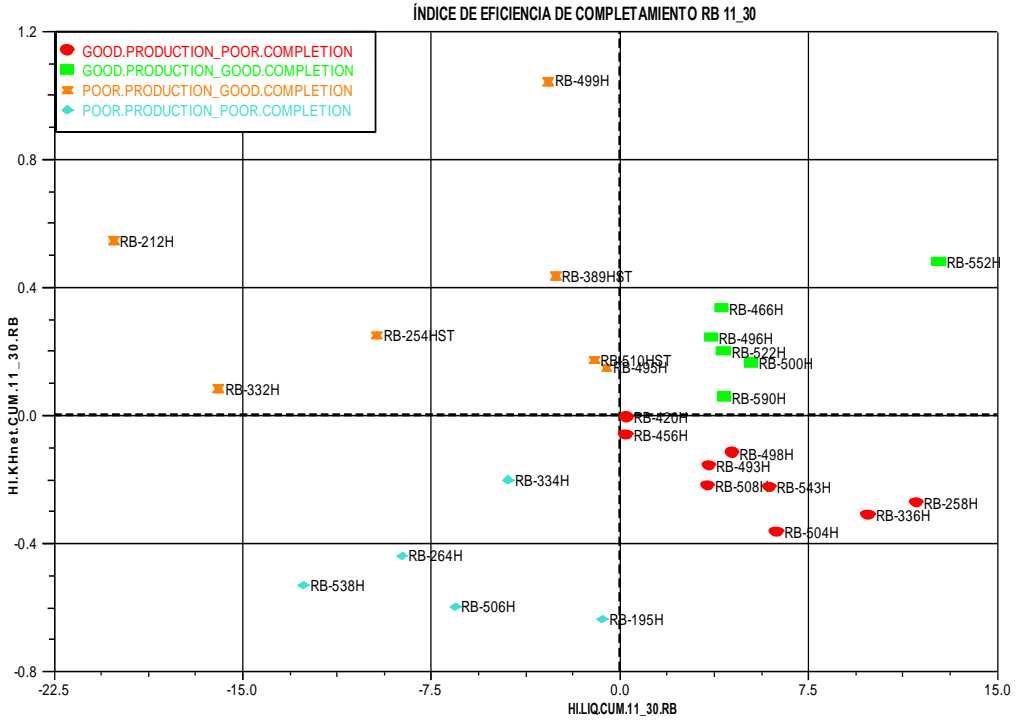
SCHNERK G.C., Madeen C.N. The Austin Chalk: Simulation of Horizontal Wells in Heterogeneous Formation SPE Paper 20716.

ANEXOS

Anexo A. INDICE DE EFICENCIA DE COMPLETAMIENTO

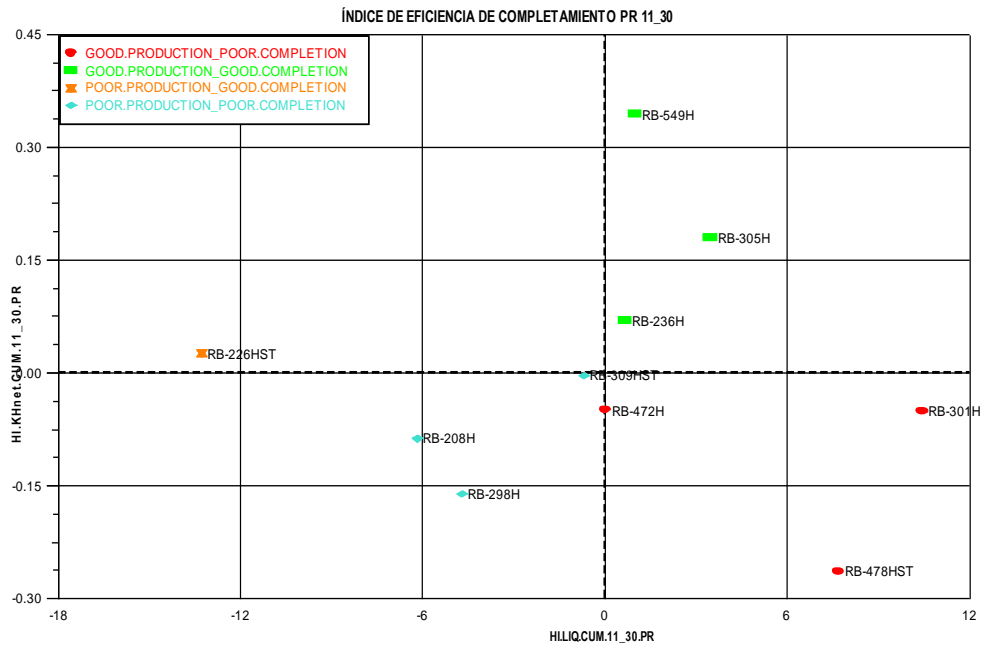
A1. RUBIALES NetPay 11-30 ft

Date:2/1/1985



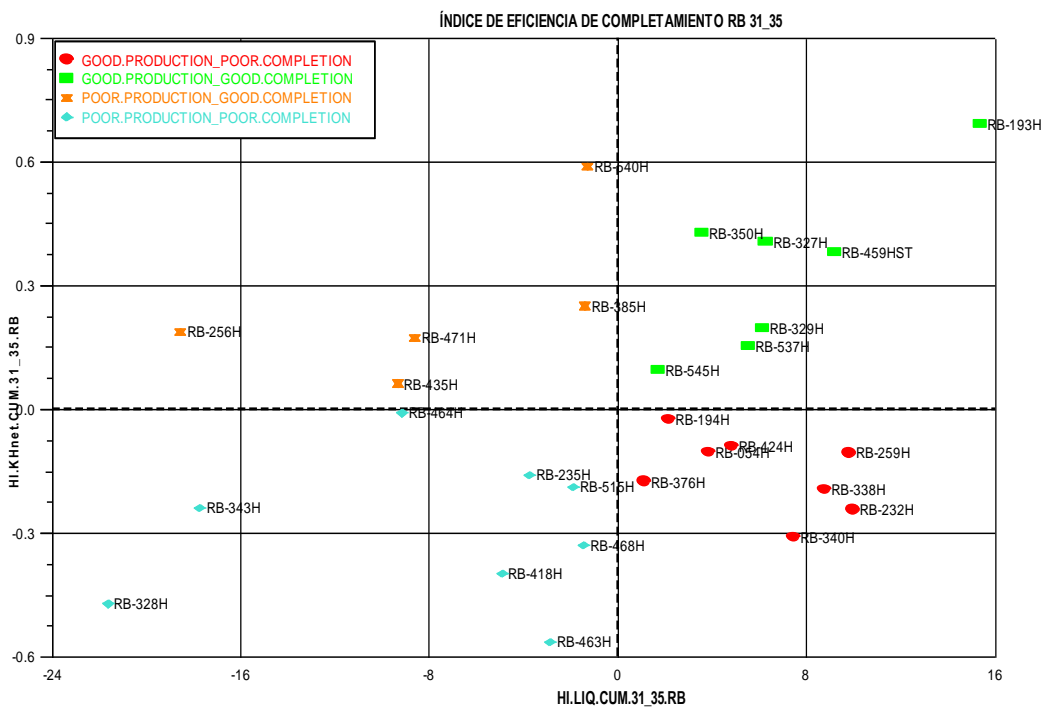
A2. PIRIRI NetPay 11-30 ft

Date:5/1/1985



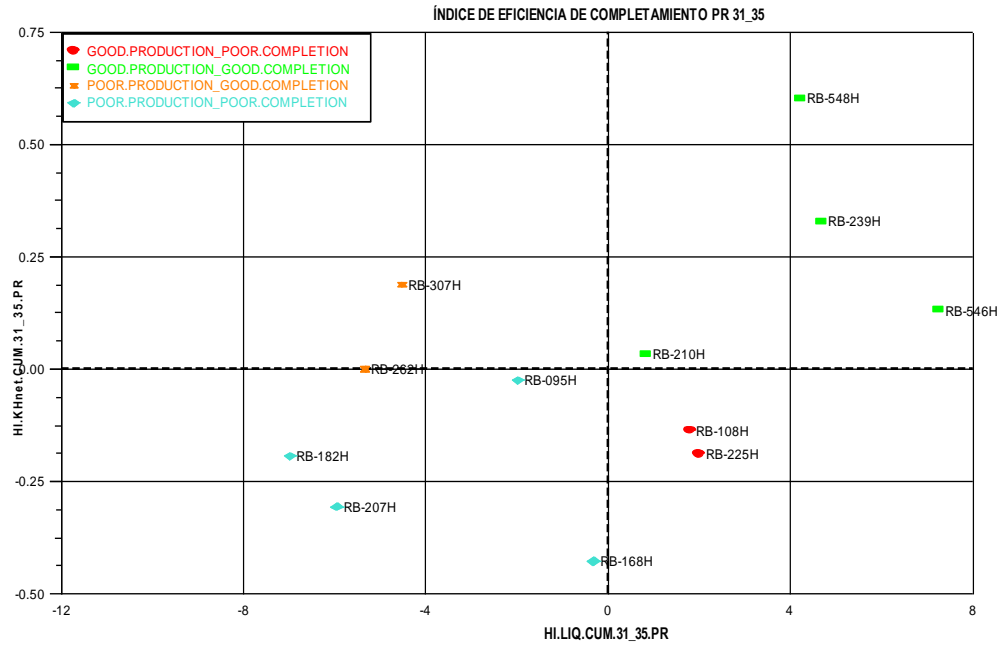
A3. RUBIALES NetPay 31- 35 ft

Date:9/1/1987



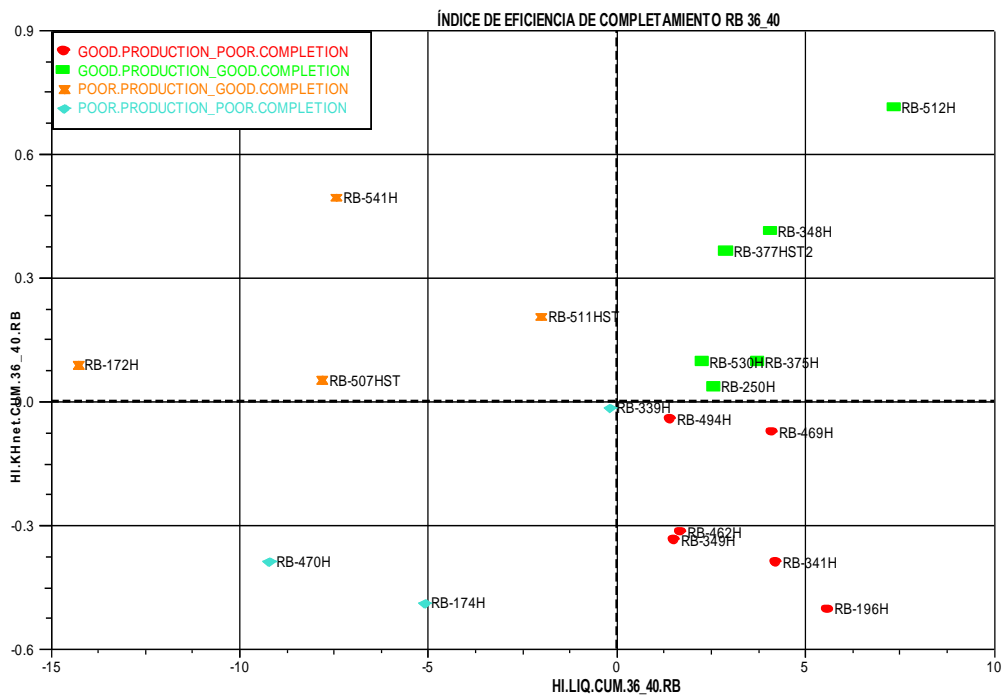
A4. PIRIRI NetPay 31-35 ft

Date:3/1/1986



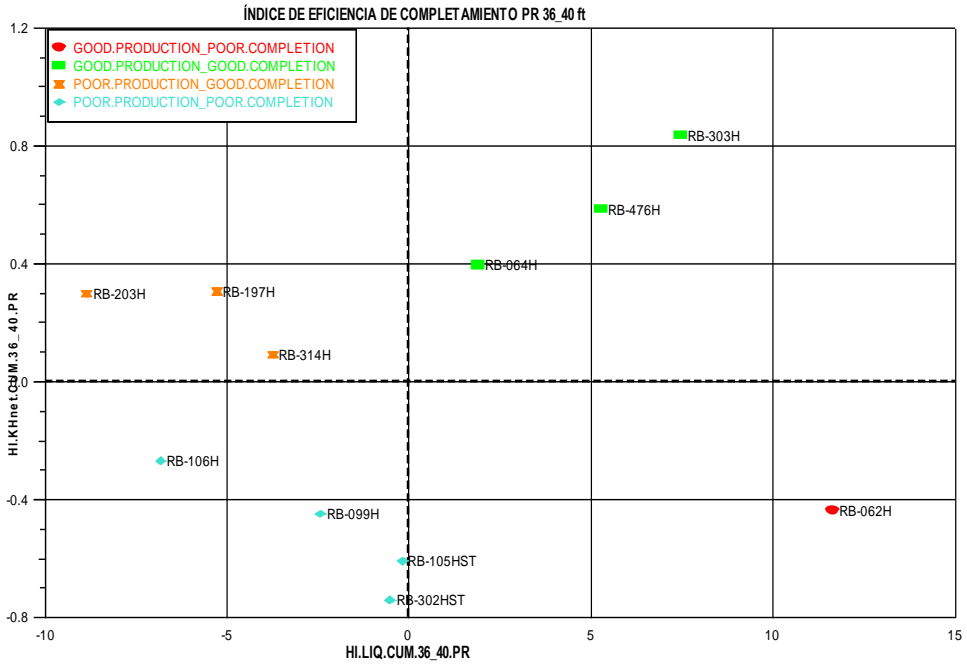
A5. RUBIALES NetPay 36-40 ft

Date:8/1/1985



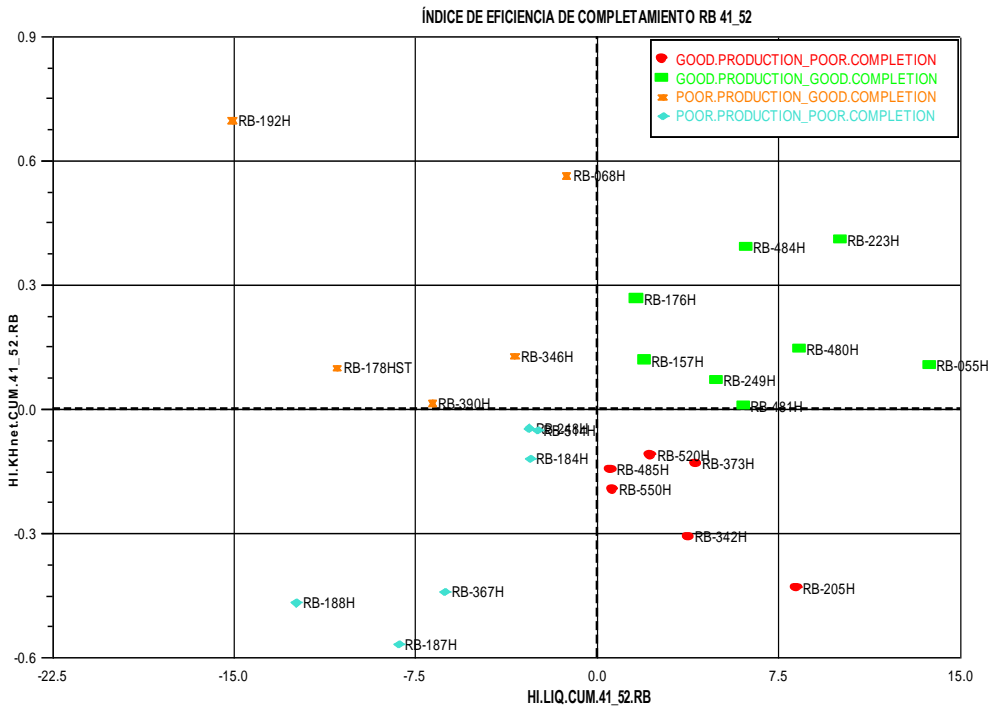
A6. PIRIRI NetPay 36-40 ft

Date:5/1/1987



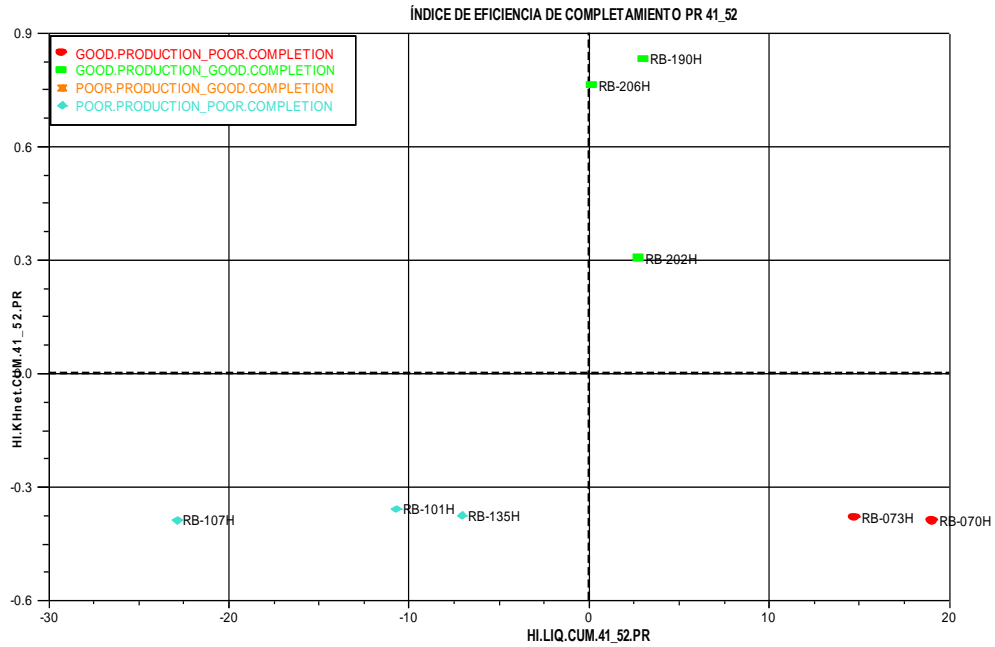
A7. RUBIALES NetPay 41-52 ft

Date:8/1/1987



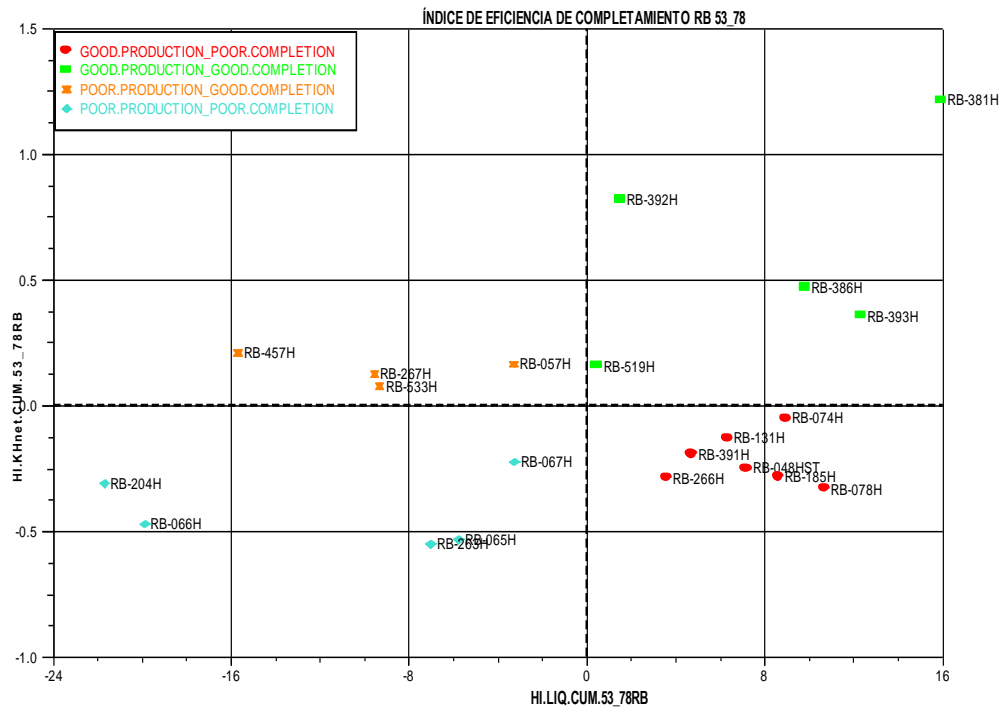
A8. PIRIRI NetPay 41-52 ft

Date:6/1/1986



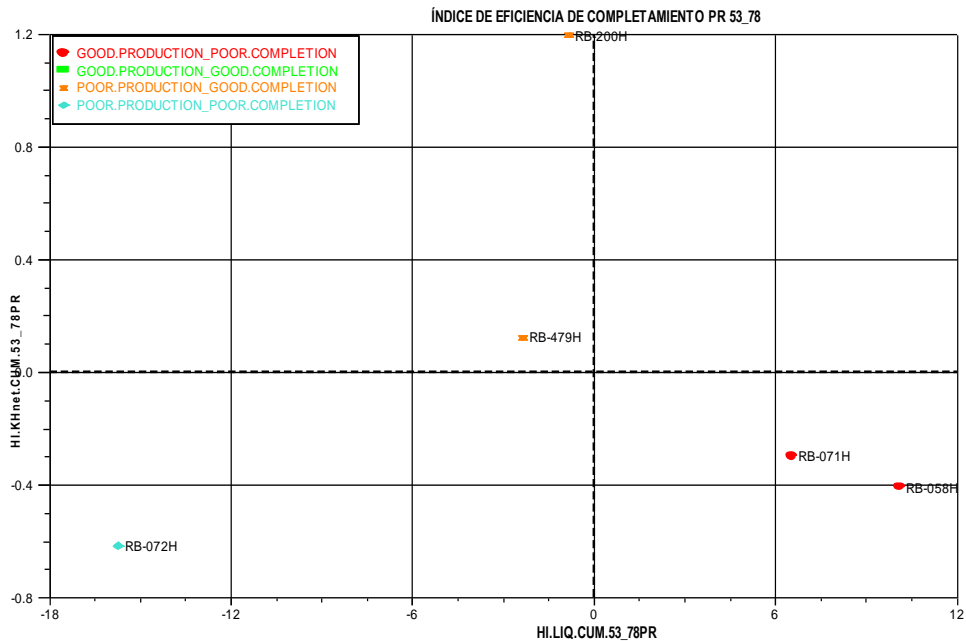
A9. RUBIALES NetPay 53-78ft

Date:10/1/1988



A10. PIRIRI NetPay 53-78 ft

Date:6/1/1987



ANEXO B. GENERALIDADES DE CAMPO RUBIALES

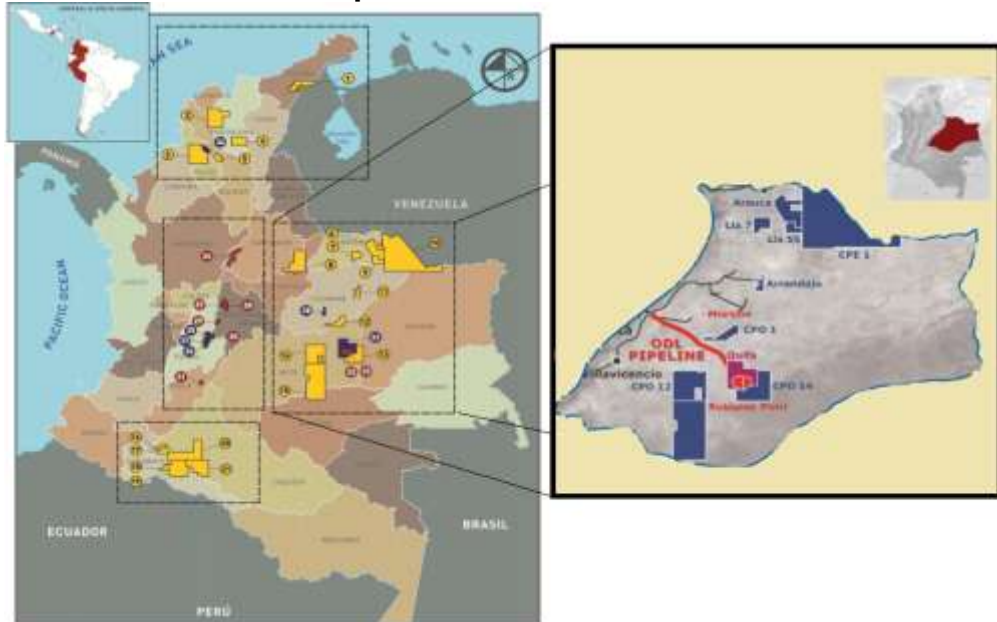
Se expone la historia y el desarrollo del Campo Rubiales; su actual desempeño y productividad para conocer más a fondo su comportamiento a partir de sus propiedades petrofísicas.

B1.1 UBICACIÓN CAMPO RUBIALES⁸

El Campo Rubiales se encuentra ubicado sobre la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia en el Departamento del Meta, hacia el Este de la ciudad de Villavicencio, capital del departamento. Se encuentra localizado a 167 Km del municipio de Puerto Gaitán y a 465 Km de la ciudad de Bogotá.

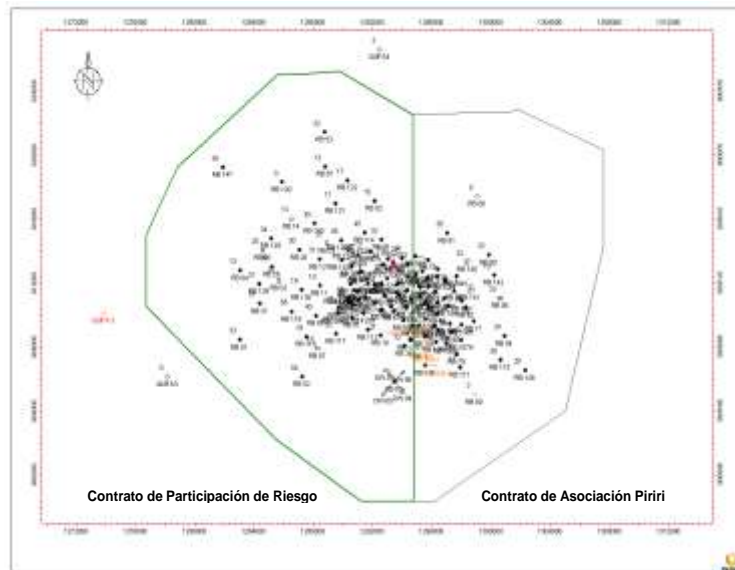
⁸ INFORME TECNICO ANUAL AÑO 2010, CONTRATO PARTICIPACIÓN DE RIESGO RUBIALES. PRESENTADO AL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, BOGOTA D.C., ENERO 2011.

FIGURA 218. Ubicación Campo Rubiales



Fuente. Gerencia de Yacimientos Pacific Rubiales Energy Metapetroleum CORP.

FIGURA 219. Polígono Campo Rubiales / Piriri



Fuente. Informe Técnico Anual año 2008, Contrato de Participación de Riesgo Rubiales

B1.2 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Rubiales fue descubierto en el año 1982 por la compañía Intercol subsidiaria de la Exxon, perforándose el primer pozo llamado Rubiales-1. En el año 1988 ECOPETROL firma los contratos de Participación de Riesgo Rubiales y Asociación Pirirí con las compañías asociadas Tethys Petroleum, Tumsector y Astralstake, las cuales más adelante en el año 1995 inician la operación de perforación de manera autónoma bajo la modalidad “Sólo Riesgo”.

En el año 1997 se cierra el Campo Rubiales debido a numerosos problemas de orden público y a causa de la baja rentabilidad de la producción de crudo pesado. En julio del año 2002 los grupos Elliot y Synergy entran en participación como accionistas y fiscalizadores de las Asociadas dejando a la empresa Tethys Petroleum la función de operadora del Campo Rubiales donde se perforan 6 pozos alcanzando una producción de 940 bbl/día. En el año 2003 se lleva a cabo con éxito la primera campaña de perforación con 14 pozos verticales y una producción media de 3817 bbl/día; en este mismo año las compañías Coplex, Rubiales y Tumsector se fusionan pasando a ser parte de la compañía Metapetroleum Corp. la cual toma la función de Operadora del campo con el 80% y le concede a Tethys Petroleum el 20% restante. En el año 2005 se desarrolla con el mismo éxito anterior la segunda campaña de perforación y para el año 2006 se cumple con el objetivo del proyecto de 12K o 12000 barriles de petróleo por día para dar paso al inicio de la tercera campaña de perforación.

En el mes de abril del 2006 se inicia además la Operación Conjunta y finaliza la etapa de explotación de Solo Riesgo, dando como resultado el inicio de la participación de ECOPETROL en la operación del campo. Para el año 2007 Petro Rubiales, predecesora de Pacific Rubiales Energy adquiere la empresa Metapetroleum y la producción del campo alcanza los 24.529 bbl/día. En el 2008

se realiza la fusión entre Petro Rubiales y Pacific Stratus Energy, adquiriendo también la compañía Kappa Energy Holdings; dando como origen a Pacific Rubiales Energy Corporation con una producción media de 30.253 bbl/día.⁹

Gráfica 313. Producción Campo Rubiales



Fuente. OFM, Autor

B1.2.1 Campañas de Perforación. En el Campo Rubiales se realizaron perforaciones de pozos desde el año 1981, pero no fue hasta su reanudación que la actividad exploratoria y productiva con sus campañas de perforación en el 2003 se incrementó permitiendo alcanzar las metas propuestas por la compañía. En la Gráfica 1, se pueden apreciar dichas campañas a lo largo del desarrollo del Campo Rubiales.

En el año 2003 se llevó a cabo la primera campaña de perforación con 14 pozos verticales productores donde se implementó el sistema de levantamiento PCP

⁹INFORME TECNICO ANUAL AÑO 2008, CONTRATO PARTICIPACIÓN DE RIESGO RUBIALES. PRESENTADO AL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, BOGOTA D.C.

(Bomba de Cavidades Progresivas) el cual resultó eficaz con el comportamiento del pozo.

Para el 2005 se implementó un nuevo sistema de levantamiento ESP (Bomba Electro-sumergible) y fue aplicado en por primera vez en el pozo RB-016 y RB-024.

Para la campaña del año 2006 se obtuvo un total de 10 pozos entre los cuales se introdujo el primer inyector y dos desviados.

En la campaña del 2007 la cantidad de pozos horizontales perforados con respecto a las campañas anteriores se incrementó en un 320%.

En la campaña del 2008 se terminaron 69 pozos aumentando en un 166,6% con respecto al total de pozos perforados en las campañas anteriores, teniendo hasta ese año un total de cinco pozos inyectores.

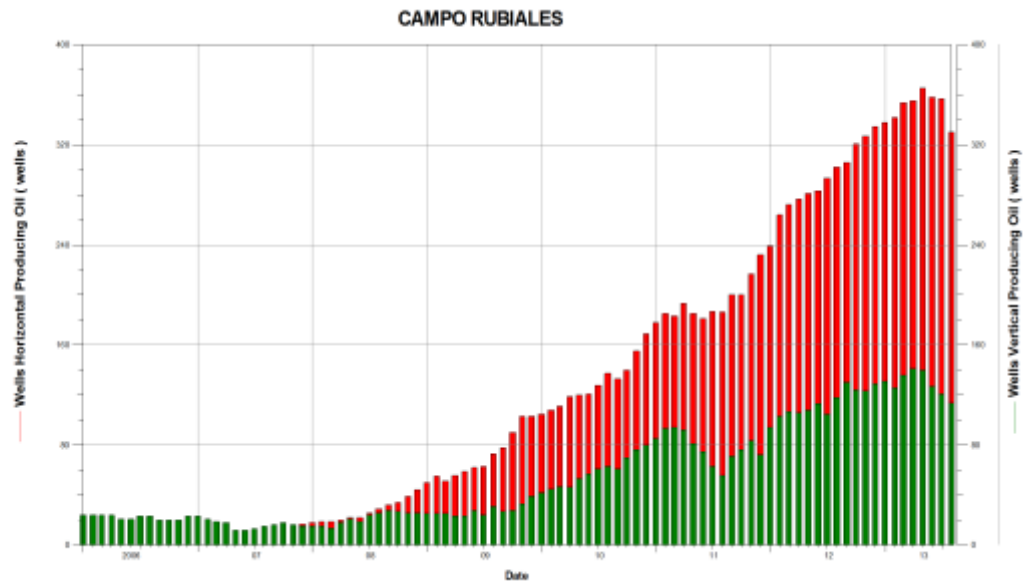
En la campaña del 2009 se aumentaron las perforaciones llegando a completar 107 pozos de los cuales ocho fueron inyectores. En este año Pacific Rubiales Energy opera como una compañía integrada con activos productores de gas y petróleo y una exploración potencial significativa, cerrando con una producción de 140.190 bbls/día.

En el año del 2010 el Campo Rubiales contaba con un total de 408 pozos de los cuales 24 son pozos inyectores de agua.

En el año del 2011 se aumentó el número de pozos, perforando 95 pozos productores y 8 pozos inyectores, cerrando el año con una producción de 180.274bbls/día.

En el año 2012, fueron perforados un total de 127 pozos y entre ellos: 26 pozos verticales, 95 pozos horizontales y 6 pozos desviados. Durante el periodo comprendido por este año no se perforaron pozos exploratorios en este contrato.

Gráfica 314. Campañas de perforación del Campo Rubiales



Fuente. OFM, Autor

B1.3 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO¹⁰

El principal desarrollo Campo Rubiales se centra en las Areniscas Basales de la formación Carbonera, las cuales corresponden a la edad del Eoceno Superior – Oligoceno Inferior.

El tipo de ambiente en el que se depositaron las Areniscas Basales son de tipo Fluvial, la geometría del yacimiento lo califica como complejo porque es una combinación entre canales entrecruzados, canales con sinuosidad alta y canales tipo meandro; los cuales migraron y operaron de forma lateral sobre una llanura

¹⁰ INFORME TECNICO ANUAL AÑO 2008, CONTRATO PARTICIPACIÓN DE RIESGO RUBIALES. PRESENTADO AL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, BOGOTA D.C.

aluvial estable (es decir de baja subsidencia), generando una variedad de sub ambientes entre los que se encuentran: barras, intra-canales, islas, entre otros.

Las interpretaciones de los corazones soportadas por la evaluación de registros muestran un dominio fluvial desarrollado por un sistema estuarino. La dirección del sistema fluvial es noroeste, en cualquier punto ubicado en la secuencia del canal, pero la dirección local del flujo puede variar por el carácter sinuoso de algunos canales específicos.

Gran parte de los corazones muestran características de comportamiento el cual consiste en la posición del canal hacia arriba generando una pérdida de la calidad del yacimiento en esa dirección. La base de algunos canales aislados muestra impregnaciones bajas de hidrocarburos e intercalaciones de arcillas. No todo el intervalo del canal son arenas en el yacimiento, en la secuencia total deposicional de la roca yacimiento hay combinaciones de canales relacionados al yacimiento como barras de puntos, barras longitudinales, diques, barras de hendidura y barras transversales.

El yacimiento correspondiente al Campo Rubiales es encontrado en la unidad de Areniscas Basales, ofreciendo el mayor medio para correlacionar los ciclos de formación del canal. La limonita, las llanuras de inundación y la arcilla argilolita, generan 55 depósitos limitados que pueden formar barreras de permeabilidades verticales y laterales.

B1.4 GEOLOGÍA¹¹

La roca generadora del petróleo, para el Campo Rubiales, es la Formación Gacheta de origen marino y edad Cretáceo Superior, que se encuentra al occidente en el área del Piedemonte Llanero donde alcanzó el enterramiento y madurez térmica necesaria para la generación y expulsión de hidrocarburos.

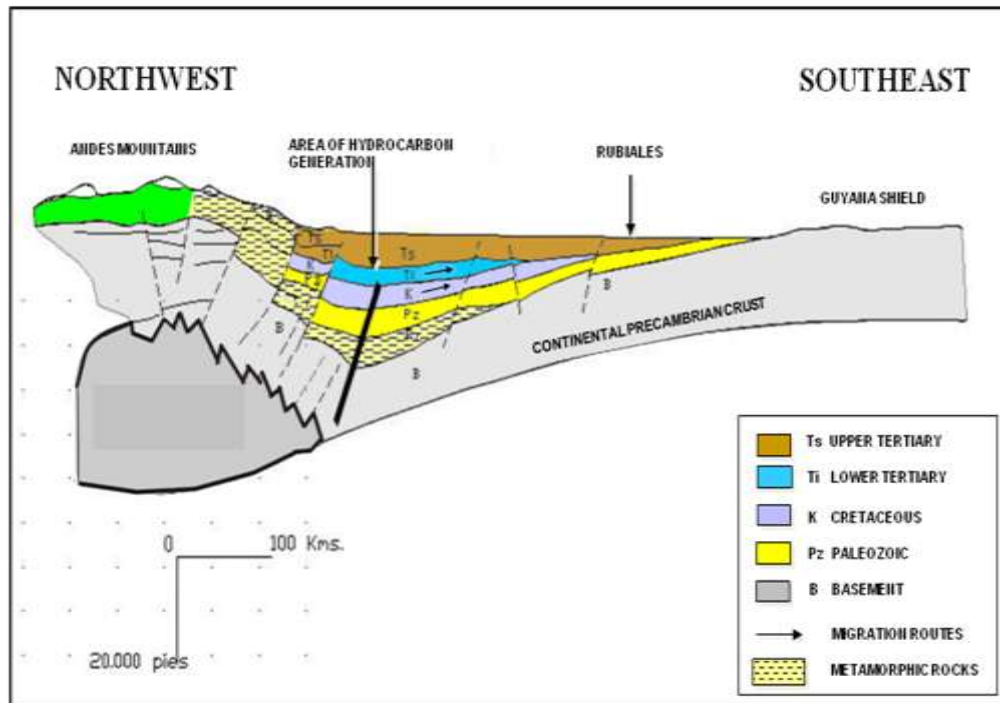
El área del Piedemonte Llanero se constituye en el sitio de generación de los Hidrocarburos de la cuenca. Análisis geoquímicos del aceite del Campo Rubiales indican que la roca generadora de estos hidrocarburos es la Formación Gachetá.

B1.4.1 Geología Regional. Geológicamente el campo Rubiales se encuentra ubicado en una porción de cuenca Foreland, donde algunos sedimentos Paleógenos y Neógenos están descansando sobre rocas Precámbricas y Paleozoicas del escudo de la Guayana.

La cuenca de los Llanos Orientales presenta un desarrollo correspondiente a una mega secuencia de Synrift relacionada con la separación de Norte y Sur América en el Proto-Caribe (Cooper et al 1995).

¹¹FLOREZ, Alberto, et al. PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. ACIPET. Incremento en el recobro de crudos pesados mediante la perforación de pozos horizontales-Campo Rubiales- Colombia. 2011

FIGURA 23. Corte Geológico general, Campo Rubiales- Piriri



Fuente. Evaluación de la viabilidad de la inyección de espuma como métodos de control de la producción de agua en el campo Rubiales mediante simulación numérica.

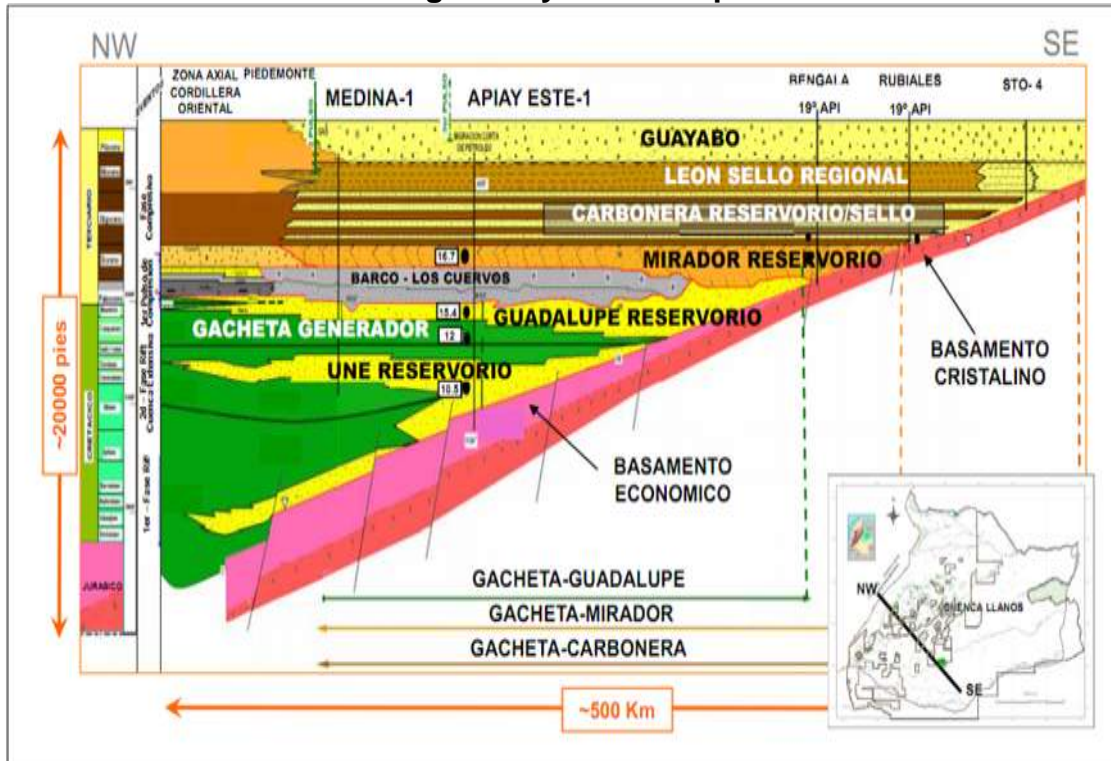
La acreción de la Cordillera Occidental al continente Suramericano durante el Cretácico Tardío al Eoceno Medio permite la creación del espacio de acomodación donde una secuencia de sedimentos de la cuenca antepaís pudieron ser depositados. Este proceso de sedimentación se completó con un importante evento tectónico de deformación ocurrido hacia el Eoceno medio en este sector de la cuenca que posibilitó el restablecimiento de una etapa de sedimentación específica en la cuenca antepaís, específicamente en las áreas de la Cordillera Oriental y los Llanos generando los depósitos fluviales, de llanuras costeras y perimareales de las formaciones Mirador y Carbonera durante el Eoceno Medio y el Oligoceno.

Los depósitos terciarios de la Cuenca de los Llanos Orientales en Colombia corresponden en específico a sistemas de depositación fluvial, los cuales estarían

caracterizados por ríos trezados conformados principalmente por cuerpos de arena de migración variada y que están comúnmente inter-estratificados con sedimentos finos de inundación.

B1.4.2 Estratigrafía. La cuenca de los Llanos Orientales se extiende desde el cabalgamiento frontal de la cordillera Oriental de Colombia, al oeste de los afloramientos Precámbricos de Escudo Guayanés (Rio Orinoco- Guaviare) al este, de trata de una cuenca asimétrica constituida por sedimentos cretácicos y terciarios que descansan discordantemente sobre el Paleozoico y el basamento. La secuencia sedimentaria de edad Paleozoica – Pleistoceno sobrepasa los 25.000 pies en proximidades de la Cordillera Oriental y disminuye progresivamente en dirección Este – Sureste donde alcanza 2000 pies a 3000 pies aproximadamente.

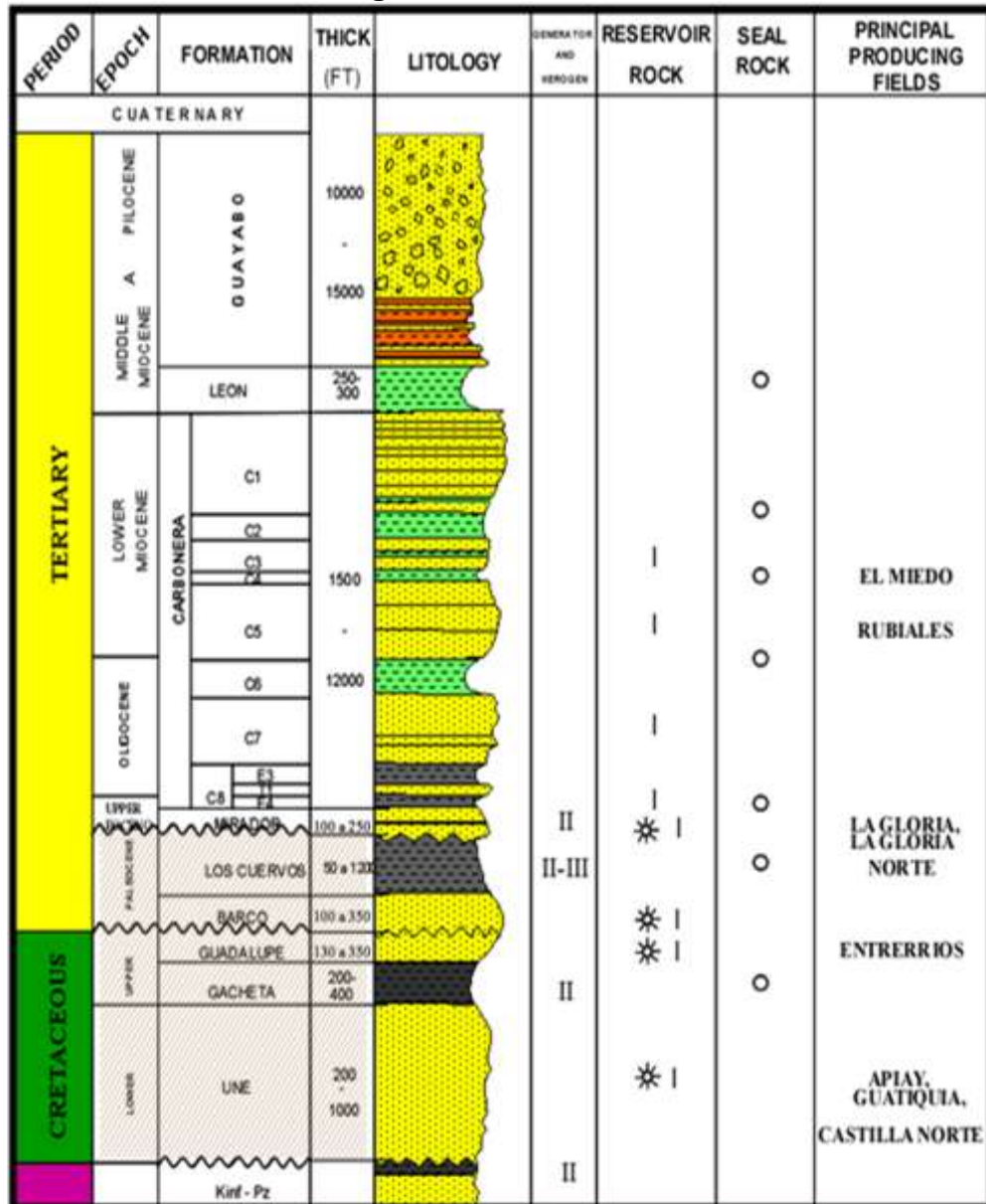
FIGURA 220. Modelo Estratigráfico y sistemas petrolíferos de la cuenca



Fuente. Informe técnico anual año 2008, contrato participación de riesgo rubiales. Presentado al ministerio de minas y energía, Bogotá D.C.

En el área del Contrato de Participación de Riesgo Rubiales la secuencia estratigráfica está constituida por rocas que van desde el Precámbrico pasando por el Paleozoico Inferior, Terciario (Formaciones Carbonera, León Shale, Guayabo y Necesidad) separadas por discordancias regionales (Figura 6).

FIGURA 221. Columna Estratigráfica. Cuenca Llanos Orientales



Fuente. Informe técnico anual año 2008, contrato participación de riesgo rubiales. Presentado al ministerio de minas y energía, Bogotá D.C.

FIGURA 222. Columna Estratigráfica Campo Rubiales

EDAD	FORMACION	PROFUNDIDAD (pies)	LITOLOGIA	DESCRIPCION	FLUIDO
CUAT	ALUVION			Conglomerado constituido por cantos de arenisca en una matriz arenoarcillosa.	
TERCIARIO	FORMACION GUAYABO			Arenas y areniscas en una matriz arenosa.	AGUA
				Intercalaciones de areniscas y arcillolitas.	
		1471 (-765)		Arenas y areniscas en una matriz arcillosa.	
	FORMACION LEON	2103		Shale gris verdoso, fisil, laminar astilloso localmente con pirita.	AGUA
	C-1 C-2	(-1397)		Arena transparente translúcida de grano medio a grueso regularmente seleccionada Friable. Shale gris verdoso, fisil laminar astilloso.	AGUA
INTERMEDIO			Secuencia constituida por intercalaciones de areniscas, arcillolitas y limolitas.		
CUAT	ARENAS BASALES	2736 (-2030)		Arenisca cuarzosa, fina a gruesa, translúcida regularmente seleccionada. Niveles de arcillolitas.	PETROLEO
		3006 (-2300)			
PALEOZOICO		(-2300)		Areniscas cuarcíticas fina o gruesa. Con intercalaciones de areniscas y limolitas gris micaceas. Shale carmelito oscuro compacto.	AGUA
		TD -2365 3071			

Fuente. RAMÍREZ HERRERA, Jairo Andrés y IZQUIERDO ROMERO, Andrés Felipe. SELECCIÓN DE TÉCNICAS PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO RUBIALES. Fundación Universidad de América Facultad de Ingeniería. Bogotá, D.C. 2009

Paleozoico. Los principales afloramientos del Paleozoico se localizan en los extremos N y S de la Cordillera Oriental de Colombia (Macizos de Santander, Floresta y Quetame) al igual que en el dominio Sub-Andino meridional correspondiente al Umbral Estructural Paleozoico que se extiende desde el Escudo

de la Guayana hasta la Cordillera (Umbral de Vaupés) Serranía de la Macarena, Chiribiquete y Yurupary en la Amazonía al Este.

En el Campo Rubiales la mayoría de los pozos han perforado rocas del Paleozoico, dichos rocas están constituidos por cuarcitas de colores claros compactas, muy cementadas, micropiríticas con inclusiones de glauconita, y niveles de limolitas silíceas claras muy duras.

Mesozoico. En el área de Rubiales los sedimentos del Tríasico, Jurásico y Cretácico no se depositaron o fueron erosionados.

Cenozoico. Terciario: En el sector de la Cuenca de los Llanos Orientales donde se encuentra el Campo Rubiales los sedimentos del Terciario Inferior no se depositaron o fueron erosionados. Sólo se encuentran presentes las formaciones Carbonera, León, Guayabo y Necesidad

- **Formación Carbonera:** El nombre de esta Formación procede de la quebrada La Carbonera, en el flanco Oriental del Anticlinal Petrólea de la Concesión Barco. Allí consiste de una serie gruesa de arcillolita gris a gris verdosa, marrón y areniscas asociadas con carbones, en las partes superior e inferior. La arenisca es mayor en la parte inferior de la sección y las capas son más masivas que en la parte superior. Las secciones de carbonera en la Concesión Barco y en Táchira occidental presentan un espesor que varía entre 410 –560 m. Los contactos son graduales en el techo con la Formación León Shale y en la base con la Formación Mirador. La amplia distribución de mantos de carbón y de fósiles vegetales indica un ambiente de deposición continental. La edad de esta formación está entre Eoceno Superior y Oligoceno.

En el Campo Rubiales, la Formación Carbonera presenta una secuencia incompleta debido al acuñaamiento de las diferentes Unidades sobre el Paleozoico. Las Unidades presentes en el área son:

Formación Carbonera Unidad Areniscas Basales: Dicha Unidad constituye el yacimiento productor en el área del Campo Rubiales, está compuesta por cuarzo-arenitas, arenitas subarcósicas, gris claras, de granos finos a grueso, regularmente seleccionados, friables, con porosidades que varían entre 25 y 32% y permeabilidades del orden de 5 a 10 Darcies. Dichas areniscas están constituidas principalmente por cuarzo mono-cristalino y en menor proporción cuarzo policristalino y feldespato potásico. El espesor varía entre 130 y 200 pies, el contacto inferior con el Paleozoico es discordante y gradual hacia el techo con la Unidad Carbonera Intermedio. Análisis de corazones presentan asociaciones palinológicas que indican una edad Eoceno Superior y un ambiente continental para esta Unidad.

Formación Carbonera Unidad Carbonera Intermedio: En el Campo Rubiales la secuencia estratigráfica que suprayace a la Unidad Areniscas Basales e infrayace a la Unidad C-2 del Carbonera se denomina operativamente como Formación Carbonera Unidad Carbonera Intermedio. Dicha Unidad está constituida por una serie de intercalaciones de arenisca gris clara, de granos finos a medio, regularmente seleccionados, friables y arcillolitas gris verdosas, subfísiles moderadamente compactas. Localmente ocurren delgadas capas de carbón. El espesor oscila entre 360 y 415 pies. Los contactos inferior con las Areniscas Basales y superior con la unidad C-2 son gradacionales. Análisis palinológicos que indican una edad Oligoceno - Mioceno Inferior y un ambiente costanero bajo para esta Unidad.

Formación Carbonera Unidad C-2: La Formación Carbonera Unidad C-2, suprayace la Unidad Carbonera Intermedio e infrayace la Unidad Carbonera C1. Está compuesta por Shale gris verdoso, fisil laminar astilloso moderadamente compacto, lustre ceroso localmente con inclusiones de pirita. El espesor varía entre 100 y 110 pies. Los contactos inferior y superior de esta unidad son gradacionales. Las asociaciones de microfauna (foraminíferos bentónicos) y microflora (polen, esporas y dinoflagelados) indican una edad Mioceno Temprano y un ambiente de deposición marino somero para esta Unidad.

Formación Carbonera Unidad C-1: Esta Unidad corresponde al tope de la Formación Carbonera y está constituida por areniscas gris claras, blancas, de grano fino a grueso, sub-angular, sub-redondeado regularmente seleccionadas, friables, con delgadas intercalaciones de lutitas gris verdosas claras, astillosas.

El espesor es del orden de entre 70 y 80 pies. Los contactos tanto inferior como superior con el C-2 y con el León Shale son gradacionales. Palinológicamente se determinó que estos sedimentos se depositaron durante el Mioceno Inferior en un ambiente costanero bajo.

- **Formación León Shale:** La sedimentación de la parte superior de la Formación Carbonera fue seguida de una transgresión marina que depositó una espesa secuencia de lutitas sobre toda la Cuenca de los Llanos que se denomina Formación León. Dicha Formación en el área está compuesta por una secuencia monótona de lutita (“*Shale*”) gris verdoso, fisil, laminar, astillosa moderadamente compacta. El espesor oscila entre 550 y 580 pies. El contacto con la Formación Guayabo que la suprayace es transicional. Las asociaciones de microfauna y microflora permiten indicar que estos sedimentos se depositaron durante el Mioceno Medio (Zona de *Crassoretitietes vanaadshooveni*) en un ambiente marino somero.

- **Formación Guayabo:** Luego del depósito de las lutitas de la Formación León, se presentan movimientos orogénicos que generan un retiro de los mares de la Cuenca de los Llanos e inician el levantamiento de la Cordillera Oriental; al mismo tiempo que se depositó una espesa sección de sedimentos en toda la Cuenca que se conoce como Formación Guayabo.

La Formación Guayabo en el sector de Rubiales presenta una parte superior constituida en su mayoría por areniscas de grano medio a grueso de color gris, carmelito claro, regularmente seleccionada friables con delgadas intercalaciones de arcillolitas y limolitas moteadas. Asociaciones palinológicas indican una edad Mioceno Tardío (Zona *Bombacacidites ciriloencis*) y un ambiente continental para esta parte de la formación. La parte inferior es predominantemente arcillosa y está constituida por arcillolitas y limolitas abigarradas con intercalaciones de areniscas y carbones. Estudios palinológicos sugieren una edad Mioceno Medio (Zona de *Crassoretitriletes vanraadishooveni*) y un ambiente de depósito de aguas salobres para esta parte del Guayabo. El espesor de la formación en el área varía entre 1100 y 1300 pies.

- **Formación Necesidad:** La Formación Necesidad está constituida por una secuencia de conglomerados poco consolidados en una matriz arcillo-arenosa, alternando con areniscas de grano fino a grueso y en menor proporción: arcillas. En el área de Rubiales tiene un espesor reducido. El contacto inferior con la Formación Guayabo es discordante. Se considera una edad Plioceno-Pleistoceno con un ambiente continental.

B1.4.3 Petrofísica¹²

- **Propiedades Petrofísicas Generales.** Las Areniscas Basales de la Formación Carbonera generalmente presentan buena calidad de roca, con porosidades efectivas alrededor del 30%, alcanzando valores de hasta 34% en las arenas más limpias.

Las permeabilidades son mayores de ocho Darcies alcanzando valores de 10 Darcies en algunos intervalos, siendo el promedio de 10 Darcies.

Los valores de resistividad en las zonas de agua varía entre 20-30 ohm-m, con valores de agua irreducible (SWirr) obtenidos de las pruebas de presión capilar en corazones de 4 a 24% con un promedio de 21%. En las zonas de petróleo los valores de resistividad pueden llegar a valores altos de hasta 2000 ohm-m. El contenido de arcilla ocasiona la disminución en las lecturas de resistividad.

- **Contacto de Agua.** El contacto de agua en los pozos del Campo ha sido identificado a diferentes profundidades mediante los registros eléctricos. Esta variación de profundidad se podría interpretar como un contacto agua-petróleo inclinado asociado con el mecanismo hidrodinámico típico en la Cuenca de Los Llanos.

B1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

B1.5.1 Roca Generadora. La roca generadora del petróleo almacenado en la Cuenca de los Llanos Orientales se ha atribuido a la Formación Gachetá de origen marino y edad Cretácico Tardío, que se encuentra al occidente, en el área del Piedemonte Llanero donde alcanzó el enterramiento y madurez térmica necesaria

¹²RAMÍREZ HERRERA, Jairo Andrés y IZQUIERDO ROMERO, Andrés Felipe. SELECCIÓN DE TÉCNICAS PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO RUBIALES. Fundación Universidad de América Facultad de Ingeniería. Bogotá, D.C. 2009

para la generación y expulsión de hidrocarburos. El área del Piedemonte Llanero se constituye en el principal sitio de generación de los hidrocarburos de la cuenca. Análisis geoquímicos del aceite del Campo Rubiales indican que la roca generadora de estos hidrocarburos es la Formación Gachetá.

B1.5.2 Migración y Entrampamiento. El petróleo entrampado en la parte central y oriental de la Cuenca de los Llanos migró desde el piedemonte al sitio de acumulación. El hidrocarburo migró lateralmente siguiendo el buzamiento regional hasta alcanzar las condiciones estructurales y/o estratigráficas adecuadas para la acumulación. El petróleo de los llanos representa dos fases de migración. La primera durante el Oligoceno-Mioceno Tardío y la segunda durante el Mioceno Tardío–Plioceno. Los hidrocarburos del Campo Rubiales migraron desde el Occidente hasta encontrar el *pinch-out* de las Areniscas Basales de la Formación Carbonera contra el Paleozoico.

B1.5.3 Rezumaderos de Petróleo y Gas en la Región. En el área correspondiente al Contrato de Participación de Riesgo Rubiales no se han observado rezumaderos de petróleo o gas. Hacia el sector Occidental de la Cuenca de los Llanos Orientales sobre la Cordillera Oriental de Colombia hay informaciones acerca de rezumaderos de petróleo posiblemente asociados a migraciones a través de planos de falla.

B1.5.4 Reservorios. En la Cuenca de los Llanos se tienen varias formaciones que actúan como reservorios de hidrocarburos; entre ellas están las formaciones del Cretácico Superior (Gachetá y Guadalupe) y Terciario (Barco-Los Cuervos, Mirador y Carbonera). En el Campo Rubiales el reservorio lo constituye la parte superior de las Areniscas Basales de la Formación Carbonera, con porosidades que varían entre 25% y 32% y permeabilidades del orden de 5 a 10 Darcies. El espesor neto petrolífero de dicha unidad en el campo está entre 10 y 80 pies.

B1.5.5 Características de los fluidos. Los factores del yacimiento y de los fluidos del campo Rubiales (Tabla 1), presenta una profundidad promedio de la Unidad Areniscas Basales de 2.700 Pies TVD, el aceite presente en los yacimientos del Campo Rubiales es de base parafínica y su gravedad API oscila alrededor de los 12.5°API, clasificándose de esta manera como un crudo pesado. De acuerdo al comportamiento de la presión la cual medida a una profundidad promedio de la Unidad Areniscas Basales es de 1.170 psig y a su vez a una temperatura de yacimiento de 148 °F la presión de burbuja es de 80 psia, condiciones bajo las cuales la solubilidad del gas es de 5 SCF/STB, el factor volumétrico inicial fue de 1.013 Bbl/STB y la viscosidad del petróleo es 400 cp. En cuanto a la salinidad promedio del agua de formación es de 300 – 1000 ppm de sólidos disueltos totales.¹³

¹³GÓMEZ GUALDRON, Max Bradley. ANÁLISIS Y CUANTIFICACIÓN DE LAS INCERTIDUMBRES GEOLÓGICAS Y DE INGENIERÍA EN UN SECTOR DEL CAMPO RUBIALES, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingeniería. Bogotá, D.C. 2009

Tabla 5. Factores del Yacimiento y de los Fluidos

Parámetro	Propiedades de Roca y Fluido
Profundidad Promedio [U.A.B.]	2.700 [Pies] TVD
Espesor Neto de Arena	140 – 280 [Pies]
Porosidad	18 – 30 [%]
Saturación de Agua	25 – 58 [%]
Permeabilidad	5 – 15 [Darcies]
Salinidad de Agua Formación	300 – 1.000 [ppm]
Temperatura de Yacimiento	145 – 150 [°F]
Presión de burbuja @Ty	80 [Psia]
Viscosidad @Pb	350 - 480 [cp]
Compresibilidad del Fluido @ Ty	$9.84e10^{-6}$ [Psi^{-1}]
Presión del Yacimiento	1.170 [Psig] @ 2.700 [Pies]
Gravedad API	12.5 [API]
GOR	5 [SCF/STB]
F.V.F	1.013 [Bbl/STB]
Relación Agua Petróleo	4.2 bbls/bbls
%FR	16%

Fuente. GÓMEZ GUALDRON, Max Bradley. ANÁLISIS Y CUANTIFICACIÓN DE LAS INCERTIDUMBRES GEOLÓGICAS Y DE INGENIERÍA EN UN SECTOR DEL CAMPO RUBIALES, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingeniería. Bogotá, D.C. 2009.

B1.6 COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES

Se define como el completamiento o terminación de pozos al conjunto de trabajos que se realizan después de la perforación, para dejarlos en condiciones de producir más eficientemente los fluidos de la zona de interés o destinarlos a otros usos, por ejemplo la inyección de agua o gas. Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestimiento y finalmente, la instalación de la tubería de producción.

B1.6.1 Factores que determinan el diseño del Completamiento de pozos. La productividad de un pozo y su futura vida productiva es afectada por el tipo de completamiento y los trabajos efectuados durante la misma. La selección del completamiento tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en la forma más eficiente y por lo tanto, deben estudiarse cuidadosamente los factores que determinan dicha selección, tales como:

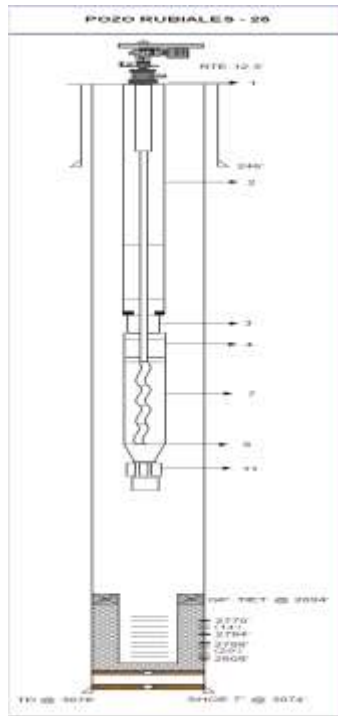
- ✓ Tasa de producción requerida.
- ✓ Reservas de zonas a completar.
- ✓ Soporte a esfuerzos
- ✓ Corrosión
- ✓ Volumen a extraer
- ✓ Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a completar.
- ✓ Requerimientos para el control de arena.
- ✓ Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, etc.
- ✓ Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- ✓ Inversiones requeridas.
- ✓ Necesidades futuras de estimulación.
- ✓ Arenamiento

Básicamente en el Campo Rubiales los pozos verticales son completados en hueco abierto, hueco revestido y los horizontales son completados en hueco abierto con liner ranurado.

B1.6.2 Tipo de Completamiento en Campo Rubiales. En este Campo se ha trabajado con cinco (4) tipos de Completamiento.

B1.6.2.1 Completamiento Verticales con empaquetamiento de grava en hueco revestido. Este completamiento consiste en perforar, correr y cementar el revestimiento hasta la profundidad final del pozo TD, luego se cañonea selectivamente en las zonas de interés para que la formación tenga comunicación con el hueco del pozo. En el Campo Rubiales es frecuentemente utilizado ya que los pozos son muy someros y se puede seleccionar las arenas productoras fácilmente. La selección de la bomba, PCP ESP), depende del potencial que tiene el pozo, comportamiento del yacimiento y el completamiento. El tipo de completamiento lo podemos ver en la figura 27.

FIGURA 223. Completamiento Verticales con empaquetamiento de grava en hueco revestido.

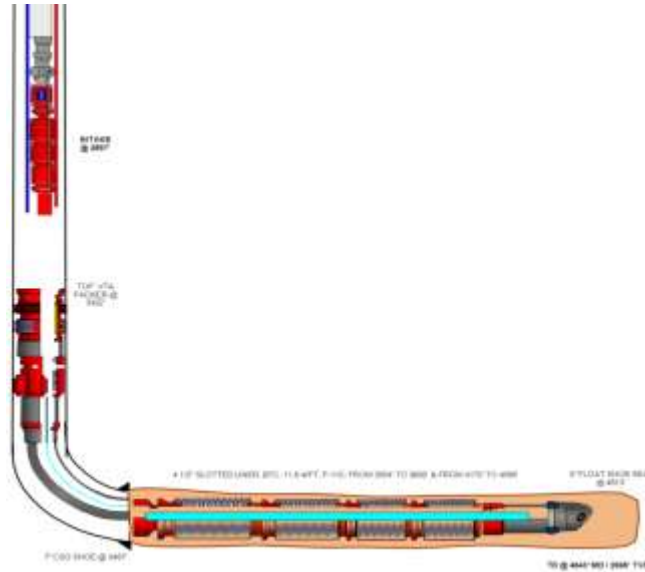


Fuente. GÓMEZ GUALDRON, Max Bradley. ANÁLISIS Y CUANTIFICACIÓN DE LAS INCERTIDUMBRES GEOLÓGICAS Y DE INGENIERÍA EN UN SECTOR DEL CAMPO RUBIALES. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingeniería. Bogotá, D.C. 2009.

B1.6.2.2 Completamiento pozos horizontales en hueco abierto. Consiste en correr y cementar el revestimiento hasta el momento que el pozo toma la dirección horizontal y se define el *entry point*, luego es completado con tubo ranurado en hueco abierto. El empaque es sentado en la parte vertical del pozo. Con este tipo de completamiento se contacta una mayor área de drenaje, y se puede controlar de una manera más fácil la producción de arena.

Una dificultad en este tipo de completamiento es la corrida de registros y operaciones de reacondicionamiento. El tipo de completamiento lo podemos ver en la figura 28.

FIGURA 224. Completamiento pozos horizontales (hueco abierto).



Fuente. GÓMEZ GUALDRON, Max Bradley. ANÁLISIS Y CUANTIFICACIÓN DE LAS INCERTIDUMBRES GEOLÓGICAS Y DE INGENIERÍA EN UN SECTOR DEL CAMPO RUBIALES, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingeniería. Bogotá, D.C. 2009.

B1.6.2.3 Completamiento Verticales ensanchado en hueco abierto. Este tipo de completamiento consiste en correr la broca, perforando la zona de interés, luego ensancho la zona de interés dándole una mayor área de drenaje, se corre un revestimiento hasta el tope de la formación, luego se corre un tubo ranurado para la implementación de grava ya que la arena del campo es poco consolidada. El tipo de completamiento lo podemos ver en la figura 29.

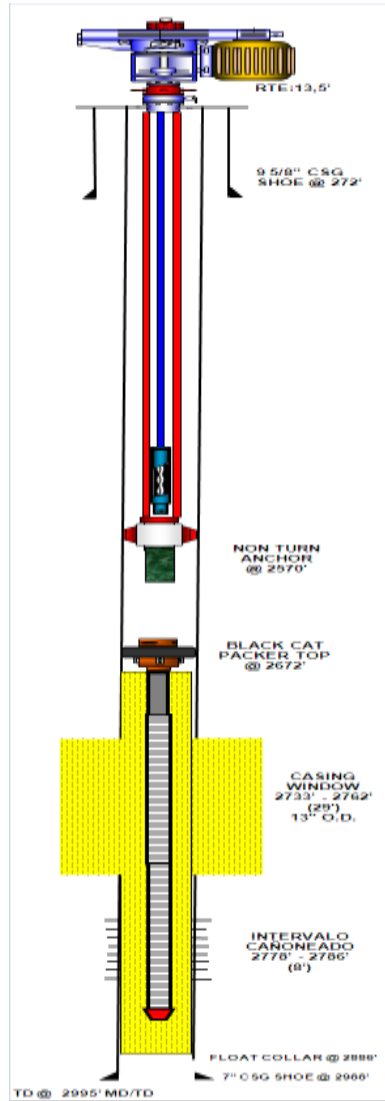
FIGURA 225. Completamiento Verticales ensanchado en hueco abierto



Fuente. GÓMEZ GUALDRON, Max Bradley. ANÁLISIS Y CUANTIFICACIÓN DE LAS INCERTIDUMBRES GEOLÓGICAS Y DE INGENIERÍA EN UN SECTOR DEL CAMPO RUBIALES, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingeniería. Bogotá, D.C. 2009.

B1.6.2.4 Completamiento ensanchado en hueco abierto con empaquetamiento de grava. Este tipo de completamiento consiste en correr la broca, perforando la zona de interés, luego ensancho la zona de interés dándole una mayor área de drenaje, se corre un revestimiento hasta el TD, luego se cementa. Luego se baja un ensanchador y amplía la zona de interés para un mayor drenaje, la ampliación de esta zona se hace cortando el revestimiento en la zona de interés. Por último se instala el completamiento con grava. El tipo de completamiento lo podemos ver en la figura 30.

FIGURA 26. Completamiento hueco abierto ensanchado con empaque de grava (Verticales)



Fuente. GÓMEZ GUALDRON, Max Bradley. ANÁLISIS Y CUANTIFICACIÓN DE LAS INCERTIDUMBRES GEOLÓGICAS Y DE INGENIERÍA EN UN SECTOR DEL CAMPO RUBIALES, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingeniería. Bogotá, D.C. 2009.

B1.7 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

El mecanismo de empuje existente en el Campo Rubiales es un empuje hidráulico debido a que el yacimiento está vinculado con un acuífero activo.

Este tipo de yacimientos se puede evidenciar el empuje hidráulico debido a que la presión del yacimiento no declina rápidamente y la evidencia de producción de agua temprana e ir aumentando con el tiempo. Este mecanismo de empuje se produce por la expansión del agua del acuífero asociado al yacimiento, a medida que la presión es reducida el agua se expande e invade el yacimiento reemplazando los fluidos extraídos.

La presencia del acuífero en este tipo de yacimiento es mostrado en los registros eléctricos donde se muestra el contacto agua- aceite, en el sostenimiento de la presión y la producción alta de agua.

B1.7.1 Sistema de levantamiento artificial¹⁴. En Campo Rubiales se requiere el uso de una fuente externa de energía con el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta superficie, a esto se le denomina levantamiento artificial.

El propósito de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que generen problemas de producción: arenamiento, conificación de agua, etc.

En la determinación de un sistema de levantamiento apropiado, se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

¹⁴GÓMEZ GUALDRON Max Bradley, Análisis y Cuantificación De Las Incertidumbres Geológicas y De Ingeniería En Un Sector de Campo Rubiales. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander, 2009.

- Mecanismo de empuje del yacimiento.
- Índice de productividad.
- Profundidad de la formación productora, nivel de fluido.
- Gradiente de presión.
- Factor volumétrico, °API, viscosidad del crudo.
- Problemas de arenamiento, parafinas.
- Costo de inversión, mantenimiento y reparación.

Existen cinco Métodos de Levantamiento Artificial

- ✓ Gas Lift (SLB)
- ✓ Bombeo Electro-Sumergible
- ✓ Bombeo Hidráulico
- ✓ Bombeo Mecánico
- ✓ Bombeo de Cavidades Progresivas

Teniendo en cuenta las características de Campo Rubiales, se manejan dos métodos de levantamiento artificial, adecuados para el mejoramiento de la producción de sus pozos (BES, PCP).

B1.7.1.1 Bombeo Electro-sumergible (BES). Es un sistema aplicado para desplazar volúmenes de crudo con una alta eficiencia y economía, en yacimientos potencial mente rentables y en pozos profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo. Este método es aplicado generalmente cuando se presentan los siguientes casos:

- ✓ Alto índice de productividad.
- ✓ Baja presión de fondo.
- ✓ Alta relación agua – petróleo
- ✓ Baja relación gas – líquido

El BES se basa en la utilización de bombas centrífugas (de múltiples etapas) de subsuelo ubicadas en el fondo del pozo, estas son accionadas por motores eléctricos.

El BES trabaja a profundidades entre los 12000 y 15000 pies, el rango de eficiencia está entre 18 – 68% y puede ser usado en pozos tanto verticales como desviados o inclinados.

Ventajas

- Los costos de levantamiento para grandes volúmenes son bajos.
- Es usado en pozos verticales y desviados.
- Pueden manejar tasas de producción alrededor de 200 – 90000 BPD.
- Este tipo de instalaciones no impacta fuertemente en las zonas urbanas.
- Bajo mantenimiento.
- Se facilita el monitoreo de presiones y temperaturas de fondo de hoyo, a través del uso de sensores.
- Puede ser manejado en pozos con grandes cortes de agua y baja relación gas-liquido. Alta resistencia en ambientes corrosivos.

Desventajas

- Es imprescindible la corriente eléctrica, se requiere de altos voltajes.
- Los cables se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas.
- No es recomendable cuando hay alta producción de sólidos.
- No es funcional a altas profundidades debido al costo del cable, a posibles problemas operacionales y a los requerimientos de alta potencia de superficie.
- Las bombas están afectadas por: temperatura de fondo y producción de arena.

B1.7.1.2 Bombeo de Cavidades Progresivas. El sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidad progresiva es una bomba de desplazamiento rotativo positivo. Este sistema se adapta en particular a fluidos viscosos, pesados aún si estos transportan partículas sólidas, y/o flujos bifásicos de gas y petróleo.

Ventajas

- Diseño simple de dos piezas.
- Excelente para crudo viscoso.
- Resistente a abrasivos y sólidos.
- No pulsante. No existe el bloqueo por gas o fluido emulsionado.
- Gravedades de crudo desde 5 a 42 API.
- Método Flexible.
- Uso de potencia eficiente.

Desventajas

- Sensible a sobre-presiones.
- Sensible a Pump off.
- Restringido en caudal (< 5000 bpd)
- Restringido en profundidad de asentamiento (< 6500 ft)
- Temperatura de operación limitada (< 250°F máximo)
- No es compatible con algunos químicos, H₂S y crudos de alta gravedad API.

ANEXO C. OIL FIELD MANAGER PRODUCTION SOFTWARE (OFM)

Oil field Manager Production Software (OFM) es una herramienta que permite la supervisión, monitorea y administración de la información de campos de petróleo y gas, permitiéndole al usuario visualizar, modificar y analizar datos de producción y yacimientos, además puede realizar análisis básicos y complejos para completamientos individuales o múltiples, grupos de pozos, uno o varios campos petroleros.

Esta herramienta le permite al usuario trabajar con una variedad de datos para identificar tendencias, localizar anomalías y pronosticar producción y tiene la ventaja de que es compatible con **Windows** y se puede cargar información como tablas de Access, lo que hace accesible su uso.

Administrar y manipular a información guardada en OFM es un proceso fácil, ya que para instalarlo en cualquier equipo, los requerimientos de **Hardware** y **Software** son mínimos. Una base de datos OFM está compuesta por una serie de archivos binarios que contiene datos agrupados específicamente, en un lenguaje de maquina estructurado y de rápido acceso y manejo. La información se carga a través de archivos de texto en caracteres ASCII.

Los archivos que se cargan a OFM contienen información de producción, inyección, pruebas de pozos, características (nombres, localización, formaciones, petrofísica, PVT entre otros.). Es indispensable para cargar los datos al **Software** tener editores de texto como **Wordpad** y procesadores de datos como **Access**.

En el momento de ingresar los datos es necesario tener especial cuidado de aquellos cuyo valor es cero, estos valores deben incluir ya que si en su lugar se deja un espacio en blanco; este no se tiene en cuenta al momento de la lectura,

debido a que los espacios cumplen la función de separadores de datos y el siguiente dato tomara el lugar del dato cuyo valor es cero, generando errores en la información y por ende en los resultados.¹⁵

Ventajas del OFM

- ✓ Manejo de la información de campos petroleros y de gas, durante las etapas de explotación y producción.
- ✓ Apoyo en la toma de decisiones de ingeniería, basados en los datos de producción actualizados.
- ✓ Es de gran utilidad en la detección temprana de problemas de pozo.
- ✓ Puede utilizarse para predecir la producción, sin requerir tanto tiempo e información como un **Software** numérico.

Keywords. Son palabras claves que tienen cada tipo de dato; Identifican los diferentes parámetros de manejo y las diferentes variables de entrada de cada dato en particular, por ejemplo “well” identifica a pozo y “wáter” cuando se refiere a agua. Aunque las keywords están predefinidas, el usuario puede cambiar, borrar o agregar aquellos que identifican variables, cuando lo considere necesario.

Tipos de tablas en OFM. En OFM se tienen disponibles dos tipos de tablas.

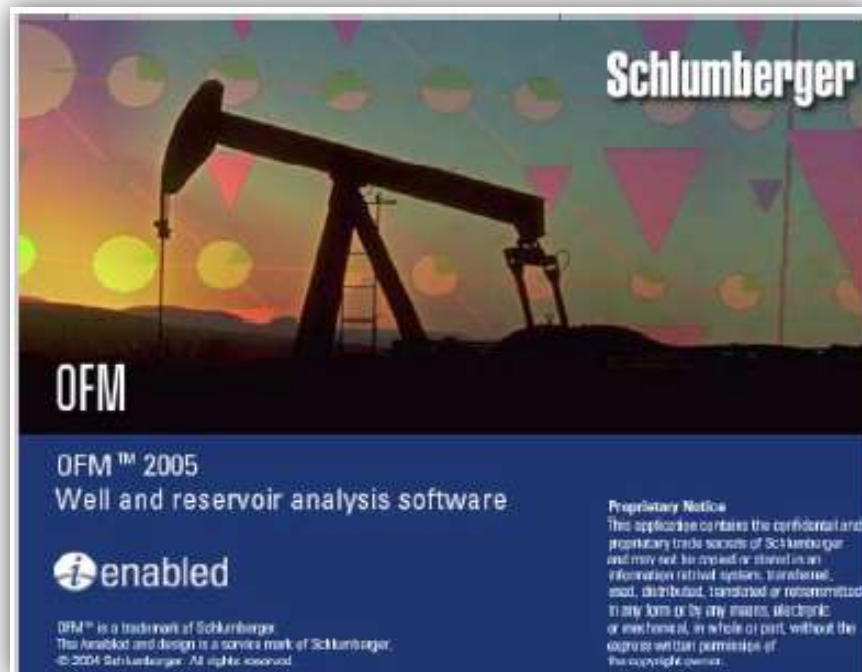
- ✓ **Estáticas.** Son tablas que contienen valores que no cambian con el tiempo, por ejemplo, coordenadas, propiedades petrofísicas entre otras.

- ✓ **Dinámicas.** Son tablas cuyos valores cambian con el tiempo, por ejemplo, producción de fluidos de un pozo productor, caudales de inyección para un pozo inyector entre otros.

¹⁵GÓMEZ SANABRÍA, Liliana. DETERMINACIÓN DE OPORTUNIDADES DE DESARROLLO EN CAMPOS MADUROS SOMETIDOS A INYECCIÓN DE AGUA EN EL SOFTWARE ASI Y OFM.

Cuando ya toda la información necesaria se encuentra cargada en la base de datos OFM, se puede acceder y trabajar con esta. Para iniciar OFM, se da doble clic sobre el icono de OFM y se aparece una ventana como la que se muestra en la figura 21; o puede abrirse directamente la base de datos.

FIGURA 27. Ventana de inicio OFM

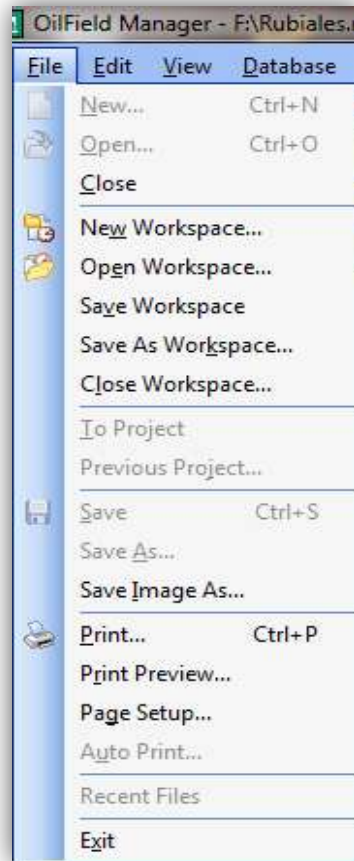


Fuente. Oilfield Manager Production Software

Menú de la herramienta OFM. Una vez ha sido abierta la base de datos sobre la cual se va a trabajar, se muestran los menús que tiene OFM y que permiten hacer varios tipos de análisis con la información. A continuación se dará una breve explicación de cada uno de ellos.

Menú File. Este menú da la opción de crear un nuevo proyecto, abrir uno que ya había sido creado, guardar los cambios que se vayan haciendo en el proyecto, imprimir alguna parte del proyecto. En la figura 22 se muestra el menú file.

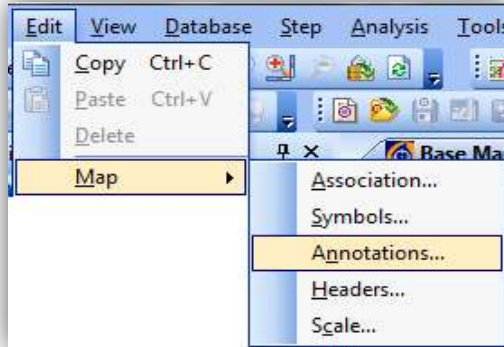
FIGURA 28. Menú File



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Menú Edit. El menú edición permite copiar, pegar o borrar algún dato o número de datos de la base de datos; además que permite aplicar propiedades y atributos a los mapas como leyendas, títulos, símbolos, colores, anotaciones entre otras. En la Figura 23 se puede ver la opción del menú edit.

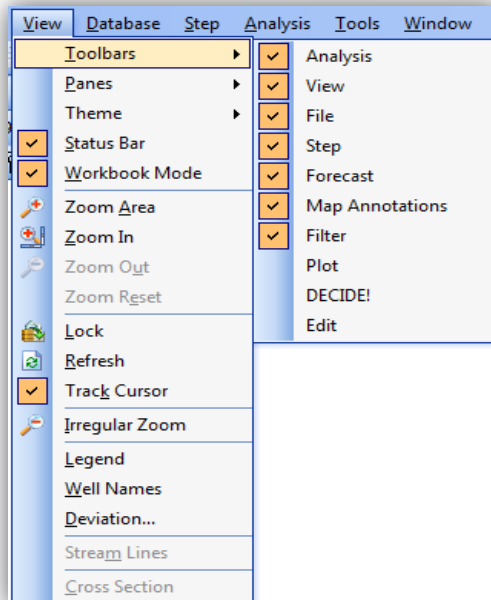
FIGURA 29. Menú Edit



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Menú View. Este menú presenta el usuario varias formas de visualizar la información y varias herramientas que requiera para su trabajo. En la Figura 24 se aprecia el menú View y desplegada la opción donde se puede activar o desactivar las barras de herramientas del **Software**.

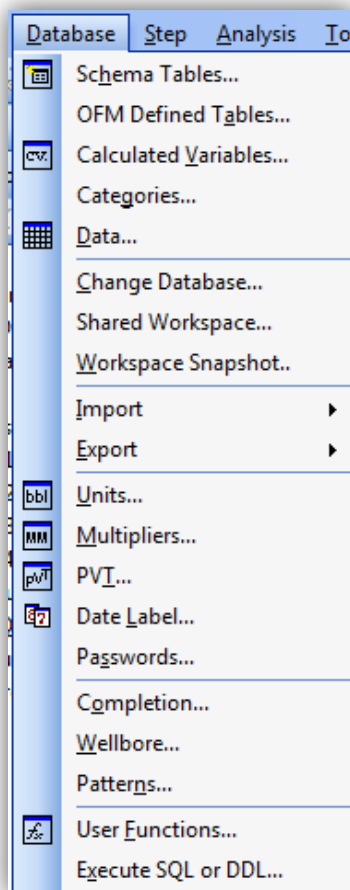
FIGURA 30. Menú View



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Menú Database. Este menú permite ver el esquema de tablas que maneja OFM, las variables que han sido ingresadas al **Software** y como se definen, además que permite agregar o quitar una nueva variable. También con él se puede importar y exportar tablas y establecer parámetros para los datos como unidades y multiplicadores entre otros. En la Figura 25 se puede apreciar la ventana del menú database.

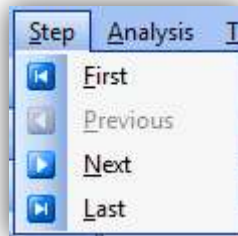
FIGURA 31. Menú Database



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Menú Step. Por medio de este menú se puede desplazar por cada uno de los completamientos que están cargados en la base de datos. También permite ir al primero o al último como se observa en la figura 26.

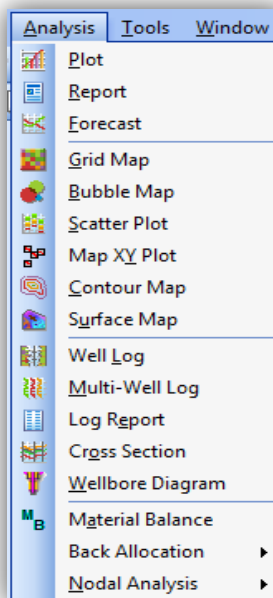
FIGURA 32. Menú step



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Menú Analysis. Este es el menú que permite manipular la información para realizar análisis basados en todos los procesos que pueden hacerse con los datos. Este menú permite hacer curvas de producción, inyección; reportes de producción e inyección, pronósticos de producción, grid map y bubble map de todas las propiedades para cada pozo o la zona de estudio entre otras. Un despliegue de las opciones que permite realizar el menú analysis se observa en la Figura 27.

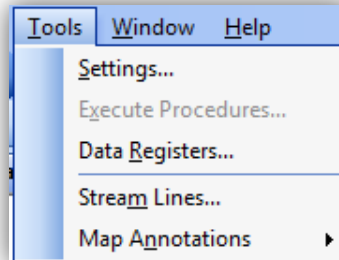
FIGURA 33. Menú Analysis



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Menú Tools. La opción más importante del menú tolos es que permite agregar o quitar archivos de tipo anotación, como fallas o mapas de contorno. En la Figura 28 se puede apreciar la ventana del menú de tools.

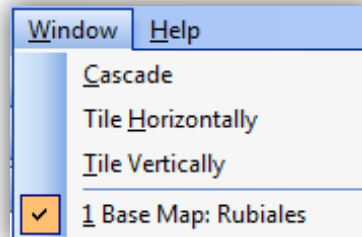
FIGURA 34. Menú Tools



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Menú Window. El menú window permite desplegar y observar varias ventanas de OFM a la vez. En la Figura 29 se observa la ventana del menú window.

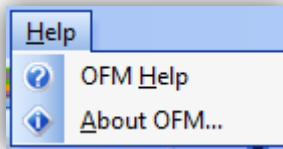
FIGURA 35. Menú Window



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Menú Help. Como su nombre lo indica el menú help, le ofrece ayudas técnicas al usuario e información del Software, como se observa en la Figura 30.

FIGURA 36. Menú Help



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Barras de herramientas en OFM. Además del menú anteriormente mencionado, OFM tiene unas barras de herramientas que le ayudan al usuario a la hora de desarrollar su trabajo. A continuación se definirán cada una de las barras de herramientas en OFM.

Barra de herramientas Analysis. En esta barra de herramientas queda guardado todo lo que se genere en OFM, como mapas de burbuja, curvas de producción, reportes entre otros.

Barra de herramientas Filter. En la mayoría de los campos petroleros se crea una base de datos para todo el campo, es mas en algunos casos se crea la base de datos para una cuenca, lo que implica que se manipula información para muchos pozos y muchas veces solo se requiere información de unos ciertos pozos específicos. La barra de herramientas “Filter”, permite al usuario filtrar los pozos por campos, reservorios, formaciones, estaciones de inyección, estado, tipo del pozo entre otros, lo que facilita al usuario la manipulación d la información de la información solo del área que necesita.

Barra de herramientas Properties. En esta barra de herramientas se puede modificar las propiedades de las curvas y gráficos creados en OFM; como color, escala, tamaño de línea, tamaño y estilo de fuente entre otros.

Barra de herramientas Forecast. En esta barra quedan guardados todos los proyectos de pronóstico que se hayan hecho a la información contenida en la base de datos.

Como se pudo observar, manejar la información de campo en una base de datos como OFM es de gran ayuda a la hora de realizar análisis y procedimientos para comprender mejor el comportamiento del campo y tratar de manejar la producción.