

**SELECCION DE POZOS PARA OPERACIONES DE WORKOVER MEDIANTE
ANALISIS AVANZADOS DE PRODUCCION EN EL CAMPO PROVINCIA**

**ANDREA CAMILA SANCHEZ PICON
MARCELA CAVIEDES GALINDO**

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

2011

**SELECCION DE POZOS PARA OPERACIONES DE WORKOVER MEDIANTE
ANALISIS AVANZADOS DE PRODUCCION EN EL CAMPO PROVINCIA**

**ANDREA CAMILA SANCHEZ PICON
MARCELA CAVIEDES GALINDO**

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

**DIRECTOR
ANIBAL ORDOÑEZ RODRIGUEZ
Ingeniero de Petróleos**

**Co-Director
GERMAN CASTILLO
Ingeniero de Petróleos**

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

2011

DEDICATORIA

Agradezco a Dios haberme dado la sabiduría y la fortaleza para que fuera posible alcanzar este triunfo, por ser mi creador, el motor de mi vida, porque todo lo que tengo, lo que puedo y lo que recibo es regalo que él me ha dado.

A mis padres, Luz Elena y Hevert por su comprensión, ayuda, el amor que siempre me han brindado, la enseñanza de valores morales y éticos que me han permitido alcanzar mis metas afrontando las adversidades sin perder nunca el sentido de la responsabilidad.

Agradezco a mis tíos Nohemí y Gratiniano que gracias a su inmensa generosidad me permitieron compartir con ellos esta experiencia brindándome siempre su apoyo y compañía. A todos mis amigos que compartieron esta hermosa experiencia la Universidad, muchas gracias y mil éxitos.

MARCELA CAVIEDES GALINDO

DEDICATORIA

A Dios por permitirme culminar esta etapa de la vida, por haberme dado la sabiduría necesaria y la fortaleza para vencer los obstáculos y alcanzar las metas.

A mi Mamí por su inmensa e incondicional ayuda y sobre todo durante mi desarrollo como profesional, por haberme inculcado los mejores valores y haberme guiado siempre por el camino correcto
Te amo mamá.

A mi padre (Q.E.P.D) porque sé que hubiera querido lo mejor para mí.

A mi abuelo, a mi abuela, a mis tíos y tías porque sin la ayuda de todos ustedes nunca hubiera podido llegar a la primera de mis metas.

A mi hermana, mis primos que los adoro y han estado siempre junto a mí.

A todos mis amigos de la universidad porque compartimos una excelente experiencia.

ANDREA CAMILA SANCHEZ PICON

AGRADECIMIENTOS

Presentamos nuestros agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander por brindarnos los conocimientos necesarios para formarnos como profesionales.

Al Ingeniero Alejandro Idrobo por su orientación y colaboración durante la planeación y desarrollo del proyecto.

A nuestro Director Aníbal Ordoñez Rodríguez por su apoyo durante la realización del presente trabajo.

A Nuestro Co-director Germán Castillo por brindarnos su apoyo y soporte durante todo el desarrollo del proyecto, siendo totalmente incondicional.

A Gustavo Andrés Pinzón, Ingeniero de Schlumberger por brindarnos su ayuda compartiendo toda su experiencia en el desarrollo de Procesos PASS utilizando el Software OFM.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	16
1. GENERALIDADES DEL CAMPO	18
1.1 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO PROVINCIA	20
1.2 INFORMACION GEOLOGICA Y DE YACIMIENTOS	21
1.2.1 Estratigrafía	21
1.2.2 Propiedades del Yacimiento	25
1.2.3 Geología Estructural del Campo Provincia	26
1.2.4 Reservas Campo Provincia	27
1.2.4.1 Petróleo Original	27
1.2.4.2 Gas Original	28
2. METODOLOGIA	29
2.1 EVALUACION DE LA INFORMACION PREVIA Y EXPERIENCIAS EN CAMPO	30
2.2 EVALUACION INICIAL	30
2.3 CONSTRUCCION DE LA BASE DE DATOS	31
2.4 ANALISIS DE PROCESOS DE INGENIERIA	32
2.5 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN EL DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	34
3. DESARROLLO ANALISIS DE PROCESOS DE INGENIERIA	37
3.1 GENERALIDADES OFM	37
3.2 PROCESOS GENERADOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A WORKOVER	38
3.3 PROCESOS	44
4. DESARROLLO DE LOS PROCESOS Y RESULTADOS	47
4.1 DETERMINACION DEL OOIP	47
4.2 CURVAS DE PRODUCCION	50
4.3 MAPAS DE BURBUJA	52

4.4 CALCULO DE RESERVAS	55
4.5 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD	62
4.6 ÍNDICE DE EFICIENCIA DE COMPLETAMIENTO	77
4.7 DAÑO APARENTE A LA FORMACION	84
4.8 RESULTADOS DEL ANALISIS INTEGRAL PARA LA SELECCION DE POZOS CANDIDATOS A WORKOVER	88
5. CONCLUSIONES	90
6. RECOMENDACIONES	92
BIBLIOGRAFIA	94

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización Campo Provincia	19
Figura 2. Columna Estratigráfica Campo Provincia	22
Figura 3. Geología Estructural Campo Provincia	27
Figura 4. Mapa Base Campo Provincia	39
Figura 5. Hneto Arena N	48
Figura 6. Porosidad Arena N	49
Figura 7. OOIP Arena N	49
Figura 8. Comportamiento de la producción de petróleo y agua.	51
Figura 9. Comportamiento de la producción de petróleo, gas y GOR	51
Figura 10. Petróleo Acum. Bloque 1-3	53
Figura 11. Gas Acum. Bloque 1-3	54
Figura 12. Agua Acum. Bloque 4-5	54
Figura 13. Gas Acum. Norm. Bloque 4-5	55
Figura 14. Curva de declinación del pozo Santos 85	61
Figura 15. Mapa de distribución del EUR para el bloque 1-3	62
Figura 16. Índice de Heterogeneidad O/G Bloque 1 y 3	66
Figura 17. Índice de Heterogeneidad O/G Bloque 1 y 3	66
Figura 18. Índice de Heterogeneidad O/G Bloque 2-8-9	67
Figura 19. Índice de Heterogeneidad O/G Bloque 4-5	67
Figura 20. Índice de Heterogeneidad O/G Bloque 6-7	68
Figura 21. Índice de Heterogeneidad O/G Bloque 10	68
Figura 22. Índice de Heterogeneidad O/W Bloque 1 y 3	69
Figura 23. Índice de Heterogeneidad O/W Bloque 4 y 5	69
Figura 24. Índice de Heterogeneidad O/W Bloque 6-7	70
Figura 25. Índice de Heterogeneidad O/W Bloque 2-8-9	70
Figura 26. Índice de Heterogeneidad O/W Bloque 10	71
Figura 27. Índice de eficiencia de completamiento bloque 10	78

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades de los fluidos y Yacimiento	25
Tabla 2. Distribución Bloques Campo Provincia	40
Tabla 3. Clasificación de los pozos Campo Provincia	42
Tabla 4. Factor de Recobro	50
Tabla 5. Pozos con mayor producción acumulada de petróleo	53
Tabla 6. Resultados Pronóstico bloque 1-3	57
Tabla 7. Resultados Pronóstico bloque 2-8-9	57
Tabla 8. Resultados Pronóstico bloque 4-5	58
Tabla 9. Resultados Pronóstico bloque 6-7	58
Tabla 10. Resultados Pronóstico bloque 10	60
Tabla 11. Índice de Heterogeneidad Bloque 1-3	64
Tabla 12. Clasificación de los pozos según su desempeño bloque 1-3.	71
Tabla 13. Clasificación de los pozos según su desempeño bloque 2-8-9	72
Tabla 14. Clasificación de los pozos según su desempeño bloque 4-5	74
Tabla 15. Clasificación de los pozos según su desempeño bloque 6-7	75
Tabla 16. Clasificación de los pozos según su desempeño bloque 10	76
Tabla 17. Índice de Eficiencia de completamiento Bloque 1-3	79
Tabla 18. Índice de Eficiencia de completamiento Bloque 2-8-9	80
Tabla 19. Índice de Eficiencia de completamiento Bloque 4-5	81
Tabla 20. Índice de Eficiencia de completamiento Bloque 6-7	82
Tabla 21. Índice de Eficiencia de completamiento Bloque 10	83
Tabla 22. Daño aparente bloque 1-3	85
Tabla 23. Daño aparente bloque 2-8-9	85
Tabla 24. Daño aparente bloque 4-5	86
Tabla 25. Daño aparente bloque 6-7	86
Tabla 26. Daño aparente bloque 10	87
Tabla 27. Pozos Candidatos para operaciones de Workover	89

RESUMEN

TITULO: SELECCION DE POZOS PARA OPERACIONES DE WORKOVER MEDIANTE ANALISIS AVANZADOS DE PRODUCCION EN EL CAMPO PROVINCIA **

AUTORES: MARCELA CAVIEDES GALINDO**
ANDREA CAMILA SANCHEZ PICON

PALABRAS CLAVES: PASS “Performance Assessment and Surveillance System”, Workover.

DESCRIPCION

Este trabajo presenta la aplicación de un enfoque metodológico tipo análisis de ingeniería al Campo Provincia ubicado en el Departamento de Santander, lo cual permitió la identificación y selección de pozos candidatos para trabajos de reacondicionamiento, generando una matriz de resultados en la cual se logró integrar todos los procesos realizados arrojando como candidatos a trabajos de Workover 12 pozos de la arena N .

La principal ventaja del enfoque es que permite obtener resultados en tiempos relativamente cortos comparados con otros estudios.

El análisis de procesos de ingeniería se fundamenta en la aplicación de protocolos derivados de la combinación de herramientas disponibles en OFM y otras aplicaciones computacionales. Estos procesos permiten la evaluación del desempeño del yacimiento. El presente documento consta de seis capítulos donde se explican los pasos que se desarrollaron, la metodología de integración, y los procesos de análisis usado para la identificación de los trabajos de reacondicionamiento. El primero de estos proporciona generalidades del campo y una caracterización de su geología estructural. El segundo capítulo explica la metodología aplicada en el proyecto. El siguiente capítulo describe el desarrollo de la metodología en el presente trabajo. En el cuarto capítulo se estudia el desarrollo de todos los procesos generados y se evalúan los resultados obtenidos. Por último en el quinto y sexto capítulo se mencionan las recomendaciones y conclusiones con la finalidad de mejorar la calidad de la evaluación mediante la consolidación de fortalezas y reducción de errores.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Ing. Aníbal Ordoñez Rodríguez. Co-Director GERMAN CASTILLO Ingeniero de Petróleos

ABSTRACT

TITLE: SELECTION OF WELL FOR WORKOVER OPERATIONS THROUGH PRODUCTION ADVANCED ANALYSIS IN THE PROVINCIA FIELD*

AUTHORS: MARCELA CAVIEDES GALINDO
ANDREA CAMILA SANCHEZ PICON**

KEYWORDS: PASS “Performance Assessment and Surveillance System”, Workover.

DESCRIPTION

This paper presents the application of such a methodological approach engineering analysis to the Provincia field located in the Department of Santander, which allowed the identification and selection of wells candidates for Workovers, generating a matrix results which were able to integrate all processes performed candidates showing as 12 wells workovers N sand.

The main advantage of the approach is that allow to get results in short relatively time compared with other studies.

The analysis of engineering processes based on the application of protocols derived from the combination of tools available on OFM and other computer applications. These processes allow the evaluation of reservoir performance. This document consists of six chapters which detail the steps that were developed, the integration methodology, and analysis processes used for identification of Workover. The first of these gives an overview of the field and a characterization of structural geology. The second chapter explains the methodology used in the project. The next chapter describes the development of the methodology in this work. In the fourth chapter studies the development of all the processes generated and evaluated the results. Finally in the fifth and sixth chapters refers to the recommendations and conclusions with the purpose to improve the quality of the evaluation through of the consolidation of strengths and reducing wrongs.

* Thesis of grade.

** Faculty of Physical-Chemical Engineering, Petroleum Engineering School, Director Eng. Aníbal Ordoñez Rodríguez. Co-Director GERMAN CASTILLO Ingeniero de Petróleos

INTRODUCCION

El petróleo es un recurso finito que está en constante declinación y la sociedad moderna depende fuertemente de este. Por esta razón es necesario establecer estrategias que permitan optimizar su producción de manera eficiente y económicamente viables. La complejidad de los sistemas de producción de petróleo y gas representan un reto único que se debe resolver.

El objetivo principal del ingeniero de petróleos es maximizar la recuperación de petróleo, gas y mantener su producción dentro de los límites técnicos y económicos. Las metas son difíciles de lograr debido a que el plan de producción de un solo pozo involucra varias etapas. Los intentos para optimizar la producción del petróleo han evolucionado en diferentes direcciones.

Generalmente para conseguir este objetivo se requiere la aplicación de Ingeniería en conjunto con nuevas tecnologías. Este enfoque debe ser rápido y claro permitiendo así identificar factores que permitan incrementar la producción.

En el campo Provincia se requiere optimizar la producción realizando estudios que permitan establecer los métodos más eficientes y viables para lograr este objetivo, siendo uno de ellos el desarrollo de un proyecto para realizar una campaña de workover en los pozos siendo esta la razón para el desarrollo de este trabajo.

El presente proyecto tiene como objetivo principal generar alternativas para mejorar la producción del Campo Provincia ubicado en el departamento de Santander mediante un análisis avanzado de ingeniería. El cual se fundamenta en la aplicación de procesos derivados de la combinación de herramientas disponibles en el software OFM "Oil Field Manager" propiedad de la Empresa Multinacional Schlumberger. Estos procesos permiten evaluar el desempeño del yacimiento, procesos en conjunto conforman lo que se denomina sistema y la

evaluación de este sistema se define como las acciones finales a seguir a nivel de pozo y de campo.

Después de tener caracterizado de la mejor manera el sistema mediante el cual se desarrolla el campo y haciendo un análisis conjunto de su estado, fue posible aportar las alternativas con las que se pretende incrementar la recuperación de petróleo. Estas alternativas están orientadas principalmente a la selección de pozos candidatos a trabajos de reacondicionamiento.

Se seleccionaron pozos con producción por debajo de su potencial con tasas de declinación bajas que cumplan con los requerimientos necesarios para aplicar trabajos de workover y así optimizar su producción.

La gran ventaja de este enfoque es que permite obtener resultados en tiempos relativamente cortos comparados con estudios de mayor envergadura, constituyéndose en un gran atractivo por los resultados que se podrán implementar a corto plazo.

En el presente documento se encontraran seis capítulos donde se explican los pasos que se desarrollaron, la metodología de integración, y los procesos de análisis usado para la identificación de los trabajos de reacondicionamiento. El primero de estos proporciona generalidades del campo y una caracterización de su geología estructural. El segundo capítulo explica la metodología aplicada en el proyecto. El siguiente capítulo describe el desarrollo de la metodología en el presente trabajo. En el cuarto capítulo se estudia el desarrollo de todos los procesos generados y se evalúan los resultados obtenidos. En el quinto capítulo se presentan de forma clara y ordenada los resultados del trabajo. Por último en el sexto y séptimo capítulo se mencionan las recomendaciones y conclusiones con la finalidad de mejorar la calidad de la evaluación mediante la consolidación de fortalezas y reducción de errores.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO¹

El campo Provincia se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en su flanco Oriental, entre los ríos Lebrija y Sogamoso, en el municipio de Sabana de Torres, departamento de Santander.

Los límites del campo son: al Norte el contrato de asociación entre ECOPETROL y la Compañía Tritón denominado El Piñal, al Sur el Campo Payoa actualmente manejado por la Compañía Petrosantander, al Occidente la Falla de Provincia y al Sur-Oriente un contacto aceite-agua y una Falla Inversa de Cabalgamiento asociada a la Falla Principal de Provincia. Dentro del Campo Provincia se encuentran las antiguas áreas de concesión, 604 "El Limón" (actualmente área de Suerte), 605 "El Roble" (actualmente áreas de Santos, Sabana y el Campo Bonanza) y 625 "El Conchal" (actualmente área de Conde). El Campo Provincia tiene una extensión de 11Km por 2Km de ancho para un área aproximada de 22 Km².

¹ Tomado de: TESIS DE GRADO: MANEJO DE LA INFORMACIÓN DEL SOFTWARE CORPORATIVO DWF PARA IDENTIFICAR Y ANALIZAR LOS PROBLEMAS DE OPERACIÓN EN EL CAMPO PROVINCIA, Ecopetrol S.A

Figura 1. Localización Campo Provincia



Fuente. Trabajo de Grado; Manejo de la Información del software Corporativo DWF para identificar y analizar los problemas de operación en el Campo Provincia ECOPEPETROL S.A.

1.1 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO PROVINCIA²

La exploración del Campo Provincia se inició entre los años de 1955 y 1956 cuando la International Petroleum Colombia Ltda. (Intercol) firmó las concesiones 604, 605 y 625, localizadas dentro del anticlinal asimétrico de Provincia.

Sinclair Colombian Oil Co, propuso la perforación de un pozo en un área subcontratada a la International Petroleum Colombia Ltda. Las compañías asociadas con la Sinclair en esta operación fueron Intercol (50%) y British Petroleum Co (25%). Con base en el concepto que la mayoría de producción de la cuenca provenía de estructuras situadas en los bloques caídos de las fallas, en Julio de 1959, se decidió perforar el Pozo Provincia 1 en el lado bajo de la Falla de Provincia. Este pozo fue abandonado en Diciembre de 1959 ya que a los 12.521 ft no había logrado llegar al objetivo en las areniscas del Eoceno. Más tarde, por estudios sísmicos se determinó que el pozo había sido perforado fuera del anticlinal de Provincia.

Con el fin de buscar la extensión Norte del Campo Provincia, Intercol perforó el Pozo Rosa 1 en la Concesión 604 entre Octubre y Diciembre de 1960, el cual se abandonó ya que a 12.501 pies se encontraba aún en la Formación Mugrosa, asumiéndose que el pozo estaba siendo perforado en un bajo estructural y probablemente en una zona de fallas.

Intercol compartió derechos sobre la Concesión 604 a Sinclair Colombian Co, perforándose los Pozos Palestina 1 y Rosa 2 que fueron abandonados más tarde por haberse perforado estructuralmente bajos.

² Tomado de: TESIS DE GRADO: MANEJO DE LA INFORMACIÓN DEL SOFTWARE CORPORATIVO DWF PARA IDENTIFICAR Y ANALIZAR LOS PROBLEMAS DE OPERACIÓN EN EL CAMPO PROVINCIA, Ecopetrol S.A

El período de explotación para la Concesión 605 (Santos y Bonanza) se inició el 2 de Noviembre de 1962, para la Concesión 625 (Conde) el 10 de Noviembre del mismo año y para la Concesión 604 (Suerte) el 9 de Abril de 1963.

El campo inició explotación comercial en Noviembre de 1962. Posteriormente Intercol compró la totalidad de las acciones y se hace cargo de toda la operación a partir del 1 de Enero de 1971, continuando con la explotación del campo hasta su reversión.

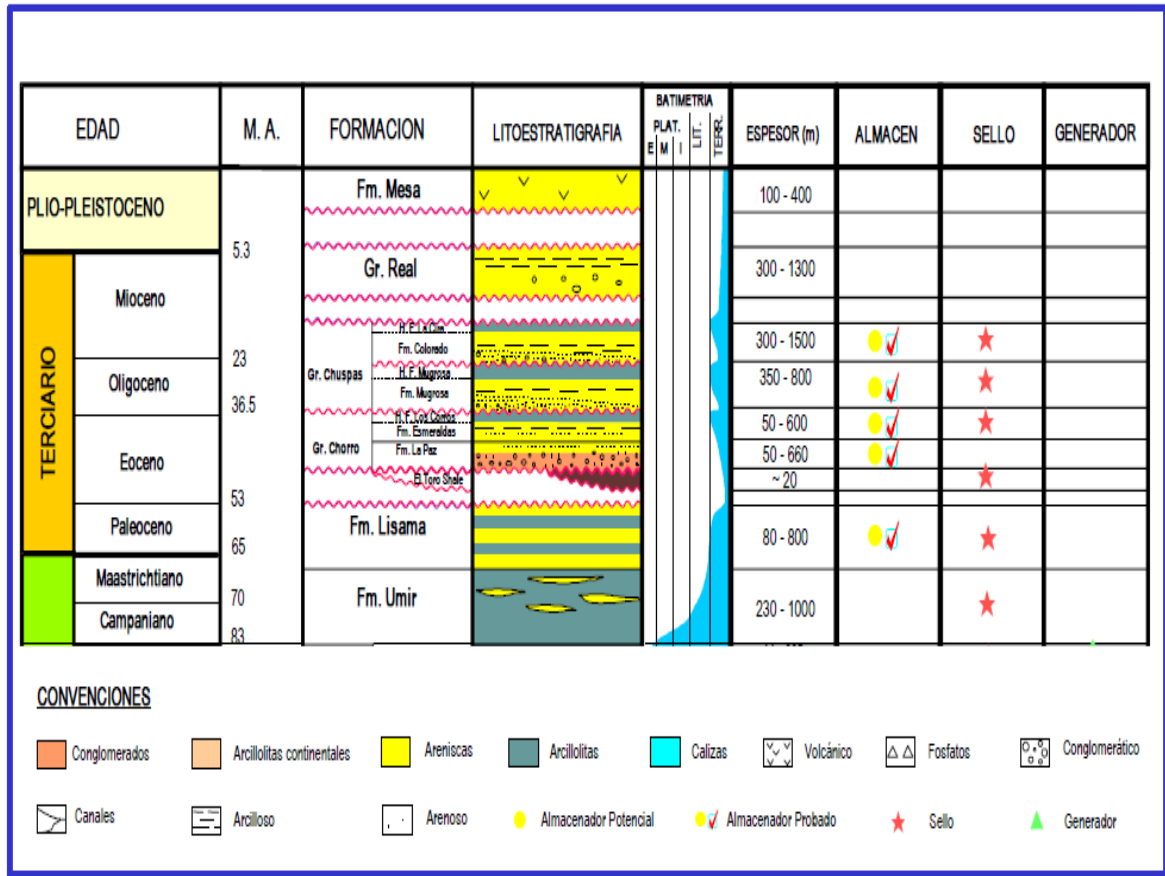
Finalmente, las áreas de Concesión revirtieron a la Nación el 10 de Noviembre de 1992 Santos, Bonanza y Conde, y en Abril de 1993 Suerte; tomando la administración de los mismos, La Empresa Colombiana de Petróleos, "ECOPETROL".

1.2 INFORMACION GEOLOGICA Y DE YACIMIENTOS³

1.2.1 Estratigrafía. La secuencia sedimentaria atravesada por los pozos perforados en el área del Campo Provincia, corresponde a sedimentos que van desde el Cretáceo (Formación Umir) al Terciario (Formación Real).

³ Tomado de: TESIS DE GRADO: MANEJO DE LA INFORMACIÓN DEL SOFTWARE CORPORATIVO DWF PARA IDENTIFICAR Y ANALIZAR LOS PROBLEMAS DE OPERACIÓN EN EL CAMPO PROVINCIA, Ecopetrol S.A

Figura 2. Columna Estratigráfica Campo Provincia



Fuente. Aplicación de la tecnología para incrementar la producción Campo Provincia. Base de datos [CD-ROM]. Bucaramanga: Ecopetrol ICP, 2009.

- **Cretáceo**

Formación Umir: Término usado originalmente por L.G Huntley (1917), refiriéndose a la secuencia expuesta a la localidad tipo, ubicada en la quebrada el mismo nombre, 3 km al Occidente del Cerro Umir. La parte inferior de esta formación está compuesta por arcillas oscuras, gris azulosa a negras con láminas delgadas carbonáceas. Esta unidad inferior está caracterizada por la presencia de delgadas láminas ferruginosas, lentes y pequeñas concreciones de hierro. La parte superior está constituida por delgadas capas de shales oscuros, intercalados con delgadas capas de carbón y arenas de grano muy fino a limo.

- **Terciario**

Gran parte de las unidades sedimentarias Terciarias fueron depositadas en un ambiente transicional y continental de aguas frescas. Estas unidades consisten principalmente de sedimentos clásticos de grano fino a grueso, alternando con arcillas, limos y delgados mantos de carbón. Los sedimentos fueron transportados dentro del valle, principalmente por corrientes fluviales de variado régimen energético. Los materiales gruesos fueron depositados como deltas o abanicos alrededor de la desembocadura de los ríos y los materiales medios a finos a lo largo de los espacios entre la desembocadura de los ríos. Asociados a estos deltas se forman una serie de lagos y pantanos donde se generaron depósitos clásticos de baja energía y de aguas frescas.

- **Paleoceno**

Formación Lisama: Definida por T.A. Link en 1925, su localidad tipo se encuentra ubicada en la quebrada Lisama en el sector Noreste de la Concesión de Mares.

Esta formación representa la transición en el tipo de ambiente de depósito, de un medio marino somero a uno continental. Descansa en forma concordante y gradacional sobre la formación Umir. Está conformada principalmente de shales y arcillas de varios colores (rojas, marrón, azul), con intercalaciones de capas de arena de grano fino, de colores gris claro, gris verdoso y marrón, con estratificación cruzada y secuencias grano crecientes, también se presentan delgados mantos de carbón. Los estratos de arena son más comunes hacia la base de la unidad.

- **Eoceno**

Formación La Paz: Namson (1994) propone que la formación La Paz estaría ausente en el anticlinal de Provincia y que las arenas basales serían desarrollos

arenosos a la base de la formación Esmeraldas. Consiste de una serie de areniscas conglomeráticas masivas con estratificación cruzada de color gris claro e intercalaciones de lutitas grises y feldespatos. En algunos sectores se presenta una disconformidad entre la formación La Paz y la formación Lisama.

Formación Esmeraldas: Esta formación fue probablemente nombrada primero por los geólogos del Gulf Oil Company y divulgada por Wheeler (1925). La localidad tipo se encuentra en el río Sogamoso. Está conformada por areniscas de estratificación delgada, micáceas y de grano fino, de color gris claro hasta verdoso, con intercalaciones de lutitas gris oscuro o manchas rojo violáceo, con algunos bancos delgados de lignito. Las arenas de la formación Esmeraldas poseen un menor contenido de feldespatos que la formación La Paz.

- **Oligoceno**

Formación Mugrosa: Nombre original asignado por geólogos de la Tropical Oil, refiriéndose a las rocas expuestas a lo largo del anticlinal de Mugrosa en el sector de la Concesión de Mares.

Constituida por arcillolitas de colores grises y púrpura, intercaladas con delgadas capas de arena de grano fino a medio y con menores intercalaciones de shales rojizos moteados. Las capas de arena son más comunes hacia la base de la unidad. El contacto inferior con la infrayacente formación Esmeraldas es discordante.

Formación Colorado: El nombre Colorado fue usado originalmente por A.K. McGill en 1929, más tarde fue publicado por Wheeler (1935). Una excelente sección de afloramientos sedimentarios se encuentra en el río Colorado. Conformada por shales arcillosos, de color frecuentemente rojo, alternado con

areniscas de grano grueso a conglomerático, en la parte superior se encuentra el horizonte de fósiles de la Cira, que contiene fragmentos arcillosos carbonáceos.

- **Mioceno**

Formación Real: Nombre publicado inicialmente como "Series Real" por Wheeler (1935), Word (1973) subdividió esta formación en tres unidades, (Superior, Medio e Inferior) la localidad tipo se encuentra al norte del río Opón, al occidente de la quebrada Real, cerca de la estación de triangulación Bandera Real.

Consiste de capas de arenas conglomeráticas con estratificación cruzada y capas de shales grises, azules y moteados; las arenas contienen gran cantidad de hornblenda y augita. La disminución de las intercalaciones de arenas y la presencia de gruesas capas de carbón interestratificados en sectores al norte de la cuenca indican una disminución del nivel energético del agente transportador.

1.2.2 Propiedades del Yacimiento. En la siguiente tabla se mencionan las propiedades del yacimiento correspondientes a cada una de las formaciones que conforman el Campo Provincia.

Tabla 1. Propiedades de los fluidos y Yacimiento

PROPIEDADES PETROFISICAS Y DE LOS FLUIDOS	FORMACION			
	Lisama	La Paz	Esmeralda	Mugrosa
Porosidad Efectiva (%)	18,6	16,8	18,25	22
Permeabilidad (md)	12,3	74,16	14	93,3
Saturación de Agua Inicial (%)	34,6	30,5	38	42,6
Presión Inicial (psia)	4400	4250	3900	3000
Gravedad API	34	32	31	23

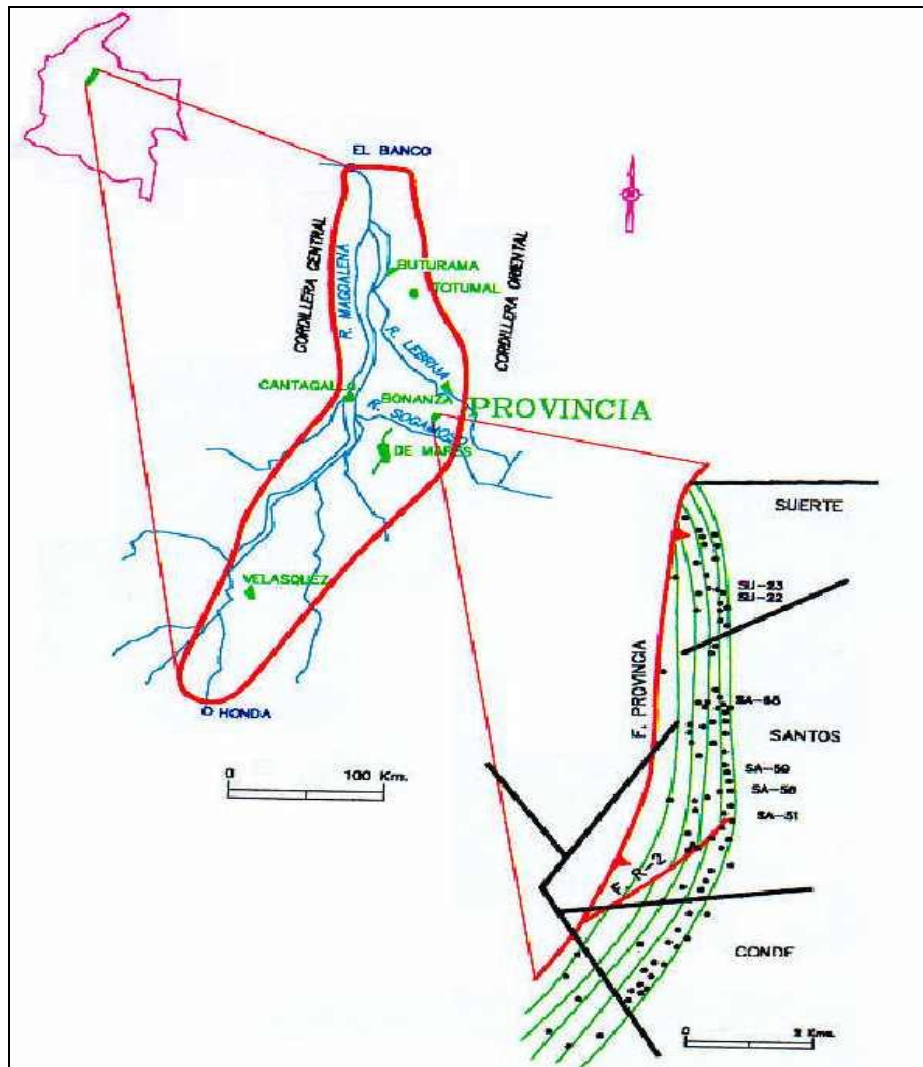
PROPIEDADES PETROFISICAS Y DE LOS FLUIDOS	FORMACION			
PROPIEDAD	Lisama	La Paz	Esmeralda	Mugrosa
Gravedad del Gas	0,69	0,75	0,7	0,68
Boi (Bls/STB)	1,424	1,47	1,261	1,222
Bwi (Bls/STB)	1,019	1,022	1,021	1,012
Viscosidad del Petróleo (cp)	0,591	0,538	0,797	2,37
Viscosidad del Gas (cp)	0,025	0,027	0,023	0,02
Viscosidad del Agua (cp)	0,397	0,373	0,38	0,475
GOR Inicial (SCF/STB)	800	900	780	570
Temperatura de Formación (°F)	170	175	170	140

Fuente. Aplicación de la tecnología para incrementar la producción Campo Provincia. Base de datos [CD-ROM]. Bucaramanga: Ecopetrol ICP, 2009.

1.2.3 Geología Estructural del Campo Provincia. El Campo Provincia se halla localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena que se conoce como una cuenca intracordillerana.

El modelo estructural con el cual se desarrolló el Campo Provincia, consiste de una estructura principal de tipo compresional representada por un anticlinal apretado asimétrico con fallas de tipo inverso en sentido Norte-Sur, (en el sector Oeste conocida como la Falla Inversa de Provincia) y fallas de tipo normal en sentido Oeste-Este con saltos muy pequeños localizadas principalmente en la cresta de la estructura. Asociados a la estructura principal se encuentran pliegues imbricados y fallados seccionados en bloques que muestran la complejidad estructural del sector como se ilustra en la figura 3.

Figura 3. Geología Estructural Campo Provincia



Fuente. Aplicación de la tecnología para incrementar la producción Campo Provincia. Base de datos [CD-ROM]. Bucaramanga: Ecopetrol ICP, 2009.

1.2.4 Reservas Campo Provincia.

1.2.4.1 Petróleo Original. El petróleo original (Original Oil In Place – OOIP) para el Campo Provincia (Santos, Suerte, Conde y Sabana) se determinó en 860 MMBls calculado a partir del método volumétrico.

- **Reservas Iniciales de aceite.** El cálculo de las reservas iniciales de petróleo se estimó en 202 MMBIs.
- **Reservas Remanentes de aceite.** Las reservas remanentes de aceite son el resultado de restar a las reservas recuperables la producción acumulada. La producción acumulada de aceite a diciembre de 2008 es de 157 MMBIs lo que permite concluir que el campo aún tiene por producir 45 MMBIs de petróleo.

Con base en el cálculo anterior se tiene que el factor de recobro actual del campo es de 18 %.

1.2.4.2 Gas Original. El gas original en el campo Provincia es del orden de 1 017,45 GPC.

- **Reservas Iniciales de Gas.** Las reservas iniciales de gas son de 827 GPC, estas se calcularon multiplicando las Reservas originales por un factor estadístico de Recobro, el cual es del orden del 64 % para los campos cuyo mecanismo de producción es de gas en solución.
- **Reservas Remanentes de Gas.** La producción acumulada de gas a diciembre de 2008 es de 727,8485026 GPC con lo cual las reservas remanentes de gas para el campo Provincia se estiman en 99,15 GPC.

2. METODOLOGIA

En la actualidad se presenta una fuerte demanda de petróleo en todo el mundo y la producción en los campos está en declinación por lo tanto es necesario utilizar nuevas técnicas que permitan realizar un mejoramiento del recobro en los campos.

Generalmente, para conseguir este objetivo, se requiere de la aplicación de ingeniería en conjunto con nuevas tecnologías. Un enfoque práctico de ingeniería, relativamente rápido para identificar oportunidades de incremento de producción en campos maduros, lo constituye el uso de metodologías tipo análisis de procesos de ingeniería⁴.

En este trabajo se presenta la aplicación de un enfoque metodológico, aplicando procesos dirigidos a seleccionar pozos adecuados para realizar operaciones de Workover en el Campo Provincia, ubicado en Santander.

Una de las ventajas del enfoque es que permite obtener resultados en tiempos relativamente cortos, comparados con estudios de mayor envergadura, aún con riesgos e incertidumbres manejables. La consecuencia obvia es que el adelanto de las actividades generadoras de producción se traduce en ganancias monetarias significativas para cualquier empresa.

El análisis de procesos de ingeniería⁵ se fundamenta en la aplicación de Protocolos derivados de la combinación de Herramientas disponibles en el

⁴ Tomado de: APLICACION DE METODOLOGIA PASS PARA LA IDENTIFICACION DE OPORTUNIDADES PARA INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD EN UN CAMPO MADURO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, V INGEPET, 2009.

⁵ PASS Performance Assessment and Surveillance System. Marca registrada de Schlumberger

software OFM⁶ y otras aplicaciones computacionales. Estos procesos permiten la evaluación del desempeño del yacimiento y combinados conforman lo que se denomina Sistema. La evaluación del sistema define las acciones finales a seguir en los ámbitos de pozo y de campo.

2.1 EVALUACION DE LA INFORMACION PREVIA Y EXPERIENCIAS EN CAMPO

Todo trabajo debe iniciarse con una revisión y evaluación previa de la información, así como una revisión de las experiencias operacionales existentes y anteriores. Este vital paso se traduce en transferencia de la curva de aprendizaje desde quienes han estado operando el campo y han realizado estudios con anterioridad, Esta fase del trabajo debe mirarse como una inversión, pues representa un potencial ahorro de tiempo y costos, además de una medida de mitigación del riesgo.

2.2 EVALUACION INICIAL

Entendido el comportamiento del campo, el equipo de trabajo debe focalizar el esfuerzo, con el objetivo de optimizar los recursos y obtener los resultados de acuerdo al tiempo y costo planificados. El próximo paso lo constituye entonces la identificación de los entes a jerarquizar. Tales entes pueden ser áreas, regiones, bloques, zonas o pozos individuales o agrupados según criterios lógicos. También es válida la combinación de entes, para formar nuevas entidades que pueden ser analizadas.

⁶ OFM (Oil Field Manager): Marca registrada de Schlumberger

2.3 CONSTRUCCION DE LA BASE DE DATOS

La etapa inicial corresponde al ingreso de la información en la base de datos. Usualmente se requiere de un tiempo considerable para ubicar los datos en archivos físicos. Este proceso debe tener además una fase de validación mínima de los datos. La base debe contener los siguientes datos:

- Información básica de pozos como coordenadas, áreas de ubicación, fecha de perforación, profundidades finales, tipos de pozos, etc.
- Datos geológicos tales como marcadores, fallas, contornos y propiedades petrofísicas.
- Perfiles de pozos con curvas originales y derivadas de la interpretación.
- Eventos: Fecha de trabajos, tipo de eventos
- Datos mecánicos de los pozos.
- Datos de propiedades de fluidos (salinidad de agua de formación, viscosidades, caracterizaciones físico-químicas, etc.).
- Histórico de intervalos abiertos a producción/inyección.
- Historia de producción (petróleo, agua, gas) e inyección de fluidos (agua, gas, vapor, polímeros, GLP, etc.).

Presiones estáticas y fluyentes, corregidas a las profundidades de interés.

La base de datos debe ser flexible y permitir el acceso eficaz a la información.

Para el caso ejemplo en este trabajo se creó una base de datos en Access que

posteriormente se cargó en la herramienta OFM, que además de ser una base de datos, permite ejecutar los procesos de análisis de una manera ágil y eficiente.

2.4 ANALISIS DE PROCESOS DE INGENIERIA⁷

Esta metodología se fundamenta en la aplicación de diversos *procesos*, derivados de la combinación de *herramientas* disponibles en OFM y otros programas computacionales. Estos procesos permiten evaluar el desempeño del yacimiento y combinados conforman lo que se denomina *Sistema o Área de Estudio*, los cuales a su vez definen las acciones finales a seguir en el ámbito de pozo y de campo.

Usualmente se divide en 3 categorías:

1. Herramientas de OFM: son herramientas que constituyen la unidad básica de análisis en el software.

- Análisis Curvas de Declinación
- Plots
- Mapas de Grilla
- Mapas de Burbuja
- Reportes
- Pronósticos
- Gráficos de dispersión
- Variables calculadas.
- Log análisis
- Diagramas de pozo
- Balance de materia

⁷ Tomado de: PRESENTACION DESARROLLO PROYECTO PASS YARIGUI-CANTAGALLO, Ecopetrol S.A, 2008

2. Procesos: la combinación de dos o más herramientas forman un proceso. La idea es revisar la data de todas las maneras posibles; nunca se deben tomar decisiones usando una sola herramienta en OFM, siempre se deben usar tantas como sea posible. El proceso se concentra en un estudio sub-especifico de un sistema, pero no responde o resuelve completamente un estudio de ingeniería.

Algunos de estos procesos generados son:

- Análisis de Reservas
- Eficiencias de W.O
- Índices de Heterogeneidad (HI)
- Índices de eficiencia de completamiento
- Análisis de Radio de Drenaje
- Daño aparente
- Análisis de diagramas de dispersión

3. Sistemas: este nivel representa un largo estudio en ingeniería de yacimientos. Combina dos o más procesos para obtener mayor precisión en los resultados. Algunos de estos sistemas son:

- Evaluación de Rendimiento
- Candidatos a Trabajos de Reacondicionamiento
- Perforación Infill

Para optimizar los tiempos de estudio, se deben seleccionar las correctas herramientas y procesos que mayor valor agregado proporcionen a la evaluación. Cabe destacar que cada campo o yacimiento presenta particularidades, por lo cual los procesos se ejecutan y adaptan para hacerlos aplicables, y en consecuencia, esto da origen a nuevos procesos.

2.5 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN EL DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA⁸

- **Mapas de grillas dinámicos y estáticos.** Los mapas de grillas o mallas son herramientas útiles para visualizar distintas propiedades, sean éstas dinámicas o estáticas. Ejemplos de propiedades dinámicas son los parámetros de producción, ya que cambian en el tiempo. Las variables estáticas, en cambio, se mantienen constantes en el tiempo, tales como las propiedades petrofísicas promedio calculadas para cada pozo-arena. Los mapas pueden animarse, sincronizarse con otros mapas o compararse simultáneamente e inclusive superponerse con mapas de burbujas.
- **Mapas de Producción e inyección acumulada y diaria.** Como soporte adicional mapas de grilla y burbuja de la producción acumulada y diaria actual por pozo, a nivel de cada arena permite visualizar áreas con buen aporte de fluidos, para diferentes etapas de la vida del campo. Esto puede entonces visualizarse a una fecha específica o animarlo históricamente. La combinación de esta herramienta con procesos anteriores ayuda a identificar pozos y/o áreas potenciales.
- **Gráficos de Dispersión.** Los gráficos de dispersión proveen una manera acertada de hacer un análisis multipozos. La información proveniente de un grupo de pozos puede ser graficada en una de las tantas variedades de gráficas disponibles. Los gráficos de dispersión pueden además ser animados de tal manera que permitan visualizar el comportamiento histórico de una determinada variable. Para una mejor visualización y análisis es usual generar un gráfico de dispersión adicional al de la(s) variables analizadas, representados por las coordenadas XY de los pozos en el campo. Con las opciones disponibles para la

⁸ Tomado de: Summaries of the lectures: PDVSA Anchor Program, GEOQUEST RESERVOIR TECHNOLOGIES PASS, Schlumberger, 2000.

identificación de puntos, es posible reconocer zonas en el yacimiento con tendencias de comportamiento similares, y detectar pozos con comportamientos anómalos, esto permite la discriminación de las áreas o zonas más atractivas según el sistema analizado.

- **Producción Normalizada.** Este proceso consiste básicamente en la normalización de las curvas de producción usando varios caminos de tal manera que los pozos puedan ser comparados desde un punto de vista más equitativo, diferente a la observación y análisis de la curva tradicional de producción.

Dado esto la normalización puede ser realizada:

- ✓ En amplitud, por ejemplo normalizando todos los datos mensuales de producción por el valor más alto de producción histórica encontrado.
- ✓ En tiempo, dividiendo la producción mensual o acumulada de aceite, agua y gas de cada pozo en el número de días activos acumulados.

Adicional a este proceso de normalización, las curvas de producción pueden ser suavizadas en el tiempo mediante el cálculo de promedios móviles o también se pueden crear pozos tipos, mediante el promedio del comportamiento de pozos con características comunes.

- **VARIABLES CALCULADAS.** Las variables calculadas permiten realizar operaciones usando datos del proyecto. Pueden ser simples expresiones o pueden involucrar funciones múltiples del sistema y del usuario. Las variables calculadas para un proyecto pueden ser creadas, editadas, y borradas, así mismo, realizan una operación aritmética después que los datos son agrupados en OFM, producto de la suma.

- **CURVAS DE DECLINACION.** Las curvas de declinación de la producción se usan ampliamente en el área de yacimientos y producción para evaluar cada pozo en forma individual, estudiar el comportamiento actual del campo y predecir producción futura.

El software OFM utiliza dos técnicas realizar pronósticos de la producción:

- La técnica Empírica
- La técnica Analítica.

Entre los métodos empíricos que utiliza OFM encontramos, el método Exponencial, Armónico e Hiperbólico, además encontramos el método de Fetkovich que es una técnica analítica. Cuando las estimaciones se basan en técnicas matemáticas o gráficas para el análisis de las curvas de declinación de la producción debe recordarse siempre que este análisis se usa solo por facilidad, es decir, es un método que acepta un tratamiento grafico o matemático, no se basa en leyes físicas que gobiernan el flujo de petróleo y gas a través de la formación.

Estas curvas se pueden trazar para cada pozo en particular, un grupo de pozos de un yacimiento o todos los pozos del mismo.

Estas curvas son de gran importancia para los ingenieros de campo, porque permiten tener información rápida y confiable sobre las expectativas de la producción para los siguientes meses, e indicando de forma gráfica cuales son los pozos o grupos de pozos que producen menos de lo esperado, de manera que se pueda planear los programas de recuperación de la producción.

3. DESARROLLO ANALISIS DE PROCESOS DE INGENIERIA

3.1 GENERALIDADES OFM⁹⁹

OFM es un software de análisis de información del pozo y reservorio, es una valiosa herramienta de producción. Incorpora técnicas de Ingeniería de petróleo y sistemas informáticos, mejorando la conectividad de la base de datos con gran funcionalidad que hacen de esta herramienta un recurso necesario para los Ingenieros de petróleos, permitiéndole administrar el reservorio y al mismo tiempo supervisar la producción.

Utilizando OFM, se puede construir gráficos, reportes, predecir futura producción y crear mapas en dos pasos básicos:

1. Identificar el pozo o grupos de pozos
2. Abrir una apropiada herramienta de análisis

Todo esto para poder tomar decisiones oportunas y eficientes en el menor tiempo posible.

OFM es una aplicación que utiliza tablas específicas para analizar y mostrar los datos. En una tabla específica, los datos se almacenan en tablas relacionadas por un identificador único. En OFM, las tablas específicas son referenciadas como un proyecto.

Los proyectos deben ser creados como una base de datos en Access que luego será importada desde el software.

⁹ Tomado de: Summaries of the lectures: PDVSA Anchor Program, GEOQUEST RESERVOIR TECHNOLOGIES PASS, Schlumberger, 2000.

Para crear un proyecto se necesitan los siguientes datos mínimos:

- Coordenadas de los pozos (X y Y)
- Nombres de los pozos con las arenas que están produciendo
- Datos de producción mensual o diaria

- **MAPA BASE.** El mapa base es lo primero que se observa en la pantalla cuando abrimos un proyecto OFM, es la ventana central de Oil Field Manager sirviendo como plataforma de lanzamiento de puntos para estas aplicaciones de Ingeniería. Después que los datos son cargados, OFM genera un mapa base, este puede ser utilizado como un buscador para seleccionar pozos o como una herramienta para visualizar los datos del proyecto antes del análisis.

El mapa base para el campo Provincia se ilustra en la figura 4. Los puntos indican la distribución de los pozos y a la derecha las convenciones para la forma y color del punto.

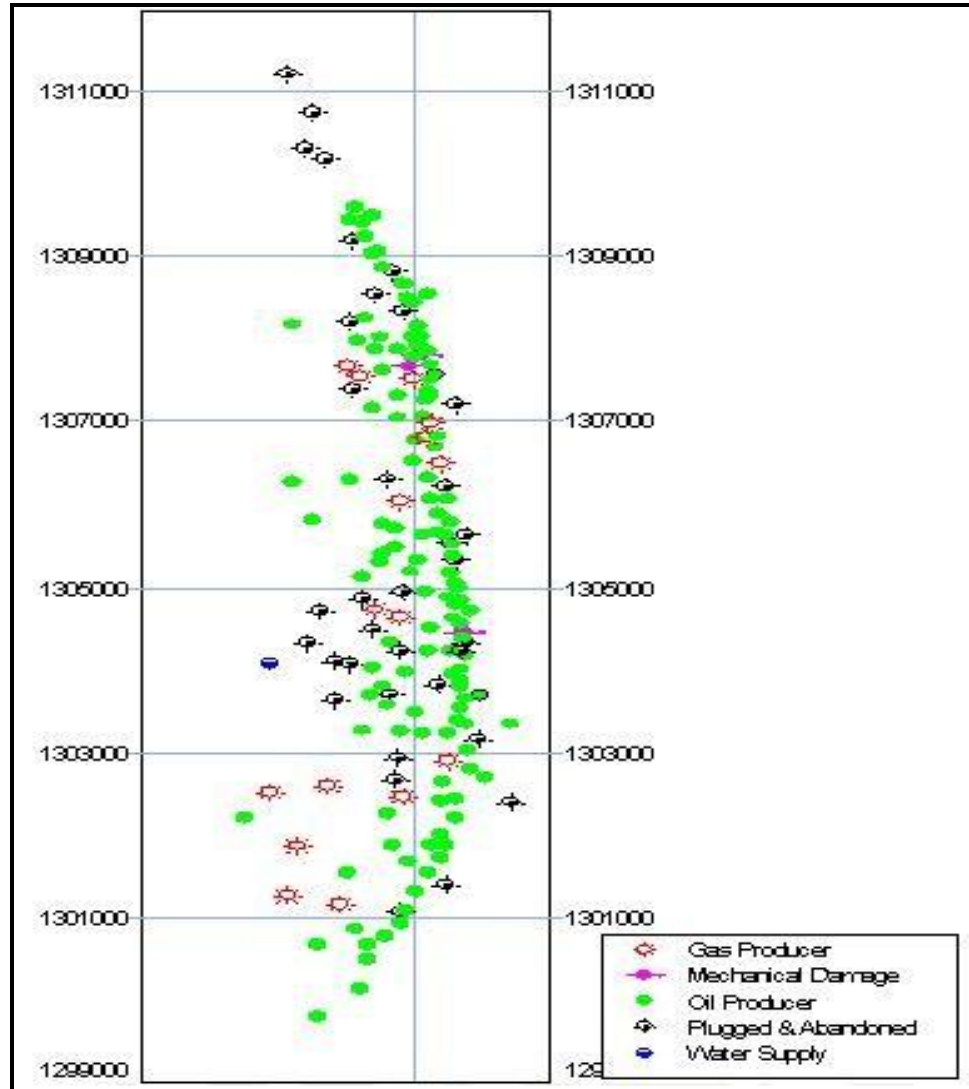
3.2 PROCESOS GENERADOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A WORKOVER

El objetivo principal es identificar pozos con comportamientos de producción anómalos:

- Producción por debajo de los promedios
- Correspondencia entre la producción del pozo y sus características petrofísicas
- Altas declinaciones-daño de formación
- Índices de productividad
- Gráficos de Dispersión
- Mapeo de fluidos producidos y sus diferentes relaciones

- Potenciales de producción inicial vs actual

Figura 4. Mapa Base Campo Provincia



Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Adicionalmente, se llevó a cabo una revisión detallada a nivel de pozo en cada entidad seleccionada (bloques, en este caso), complementando con la información de yacimientos, historias de perforación, producción, inyección y de eventos. Esto permite reconocer los factores que influyen en el bajo desempeño de algunos pozos, usualmente atribuibles a daños de formación y a deterioros en las

condiciones mecánicas de los pozos, aunque también existen otros como los niveles energéticos del yacimiento, el volumen de reservas remanentes, entre otros.

- **PROCESOS A REALIZAR**

1. Gráficos de Dispersión
2. Mapas de Burbuja
3. Índices de Heterogeneidad
4. Índices de Eficiencia de completamiento
5. Curvas de Declinación
6. Daño aparente a la formación

Inicialmente los procesos se desarrollaron realizando una división en bloques en el campo donde la distribución de los pozos se estableció como se ilustra en la tabla 2.

Tabla 2. Distribución Bloques Campo Provincia

Bloque 1-3	Bloque 2-8-9	Bloque 4-5	Bloque 6-7	Bloque 10
Conde 01	Sabana 01	Santos 03	Santos 15	Suerte 02
Conde 02	Sabana 02	Santos 07	Santos 18	Suerte 03
Conde 03	Sabana 03	Santos 09	Santos 23	Suerte 04
Conde 04	Santos 16	Santos 14	Santos 25	Suerte 07
Conde 05	Santos 19	Santos 22	Santos 39	Suerte 08
Conde 06	Santos 31	Santos 30	Santos 46	Suerte 09
Conde 07	Santos 35	Santos 33	Santos 50	Suerte 10
Conde 08	Santos 36	Santos 41	Santos 54	Suerte 12
Conde 09	Santos 48	Santos 47	Santos 70	Suerte 13
Conde 10	Santos 57	Santos 51	Santos 71	Suerte 15
Conde 11	Santos 62	Santos 60	Santos 76	Suerte 18
Conde 12	Santos 63	Santos 68	Santos 95	Suerte 24
Conde 13	Santos 77	Santos 79	Santos 96	Suerte 26

Bloque 1-3	Bloque 2-8-9	Bloque 4-5	Bloque 6-7	Bloque 10
Conde 15	Santos 83	Santos 88	Santos 97	Suerte 38
Conde 16	Santos 87	Santos 90	Santos 110	Suerte 42
Santos 01	Suerte 06	Santos 98	Santos 111	Suerte 43
Santos 02	Suerte 11	Santos 100	Santos 05	Suerte 44
Santos 08	Suerte 14	Santos 101	Santos 10	Suerte 45
Santos 13	Suerte 16	Santos 103	Santos 37	Suerte 46
Santos 17	Suerte 17	Santos 104	Santos 43	Suerte 47
Santos 24	Suerte 19	Santos 04	Santos 44	Suerte 48
Santos 27	Suerte 20	Santos 21	Santos 52	
Santos 32	Suerte 21	Santos 26	Santos 55	
Santos 40	Suerte 22	Santos 38	Santos 56	
Santos 42	Suerte 23	Santos 45	Santos 65	
Santos 66	Suerte 25	Santos 49	Santos 67	
Santos 72	Suerte 27	Santos 53	Santos 74	
Santos 82	Suerte 28	Santos 58	Santos 78	
Santos 85	Suerte 29	Santos 59	Santos 80	
Santos 94	Suerte 30	Santos 61	Santos 81	
Santos 102	Suerte 31	Santos 69	Santos 93	
Santos 105	Suerte 32	Santos 89	Santos 107	
Santos 106	Suerte 33	Santos 92	Santos 109	
Santos 115	Suerte 35	Santos 99		
	Suerte 36	Santos 113		
	Suerte 39			
	Suerte 41			
	Suerte 50			
Subtotal				
34	38	35	33	21
Total	161			

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

El desarrollo de la metodología aplicada a este campo se enfoca en evaluar el desempeño de la producción para la Arena N (formación Esmeraldas), los criterios de selección para esta arena serán mencionados en otro subcapítulo.

En la tabla 3 se mencionan cada uno de los pozos y el estado.

Tabla 3. Clasificación de los pozos Campo Provincia

Campo	Pozo	Estado	Campo	Pozo	Estado
CONDE	COND0001	Activo	SANTOS	SANT0072	Inactivo
CONDE	COND0002	Activo Gasífero	SANTOS	SANT0073	Inactivo
CONDE	COND0003	Abandonado	SANTOS	SANT0074	Inactivo
CONDE	COND0004	Activo	SANTOS	SANT0075	Abandonado
CONDE	COND0005	Activo	SANTOS	SANT0076	Activo
CONDE	COND0006	Activo	SANTOS	SANT0077	Activo
CONDE	COND0007	Abandonado	SANTOS	SANT0078	Activo
CONDE	COND0008	Activo	SANTOS	SANT0079	Inactivo
CONDE	COND0009	Inactivo	SANTOS	SANT0080	Activo
CONDE	COND0010	Activo	SANTOS	SANT0081	Inactivo
CONDE	COND0011	Inactivo	SANTOS	SANT0082	Inactivo
CONDE	COND0012	Activo	SANTOS	SANT0083	Inactivo Gasífero
CONDE	COND0013	Activo	SANTOS	SANT0084	Abandonado
CONDE	COND0015	Activo	SANTOS	SANT0085	Activo
CONDE	COND0016	Activo	SANTOS	SANT0086	Inactivo Gasífero
SABANA	SABA0001	Inactivo	SANTOS	SANT0087	Inactivo
SABANA	SABA0002	Activo	SANTOS	SANT0088	Activo
SABANA	SABA0003	Activo	SANTOS	SANT0089	Abandonado
SANTOS	SANT0001	Activo	SANTOS	SANT0090	Activo
SANTOS	SANT0002	Abandonado	SANTOS	SANT0091	Inactivo
SANTOS	SANT0003	Activo	SANTOS	SANT0092	Inactivo
SANTOS	SANT0004	Activo	SANTOS	SANT0093	Activo
SANTOS	SANT0005	Inactivo	SANTOS	SANT0094	Activo
SANTOS	SANT0006	Inactivo	SANTOS	SANT0095	Inactivo
SANTOS	SANT0007	Activo Gasífero	SANTOS	SANT0096	Activo
SANTOS	SANT0007	Activo Gasífero	SANTOS	SANT0097	Activo
SANTOS	SANT0008	Activo	SANTOS	SANT0098	Activo
SANTOS	SANT0009	Inactivo	SANTOS	SANT0099	Abandonado
SANTOS	SANT0010	Activo	SANTOS	SANT0100	Activo
SANTOS	SANT0011	Abandonado	SANTOS	SANT0101	Activo
SANTOS	SANT0012	Activo	SANTOS	SANT0102	Inactivo Gasífero
SANTOS	SANT0013	Inactivo	SANTOS	SANT0103	Inactivo
SANTOS	SANT0014	Abandonado	SANTOS	SANT0104	Activo
SANTOS	SANT0015	Inactivo	SANTOS	SANT0105	Activo
SANTOS	SANT0016	Activo	SANTOS	SANT0106	Activo
SANTOS	SANT0017	Abandonado	SANTOS	SANT0107	Activo

Campo	Pozo	Estado	Campo	Pozo	Estado
SANTOS	SANT0018	Abandonado	SANTOS	SANT0109	Activo
SANTOS	SANT0019	Activo	SANTOS	SANT0110	Inactivo
SANTOS	SANT0020	Abandonado	SANTOS	SANT0111	Activo
SANTOS	SANT0021	Abandonado	SANTOS	SANT0113	Activo
SANTOS	SANT0022	Abandonado	SANTOS	SANT0115	Activo
SANTOS	SANT0023	Abandonado	SUERTE	SUER0001	Abandonado
SANTOS	SANT0024	Activo Gasífero	SUERTE	SUER0002	Abandonado
SANTOS	SANT0025	Abandonado	SUERTE	SUER0003	Abandonado
SANTOS	SANT0026	Inactivo	SUERTE	SUER0004	Abandonado
SANTOS	SANT0027	Activo Gasífero	SUERTE	SUER0004	Abandonado
SANTOS	SANT0028	Abandonado	SUERTE	SUER0005	Abandonado
SANTOS	SANT0029	Inactivo	SUERTE	SUER0006	Inactivo
SANTOS	SANT0030	Activo	SUERTE	SUER0007	Abandonado
SANTOS	SANT0031	Inactivo	SUERTE	SUER0008	Abandonado
SANTOS	SANT0032	Activo Gasífero	SUERTE	SUER0009	Abandonado
SANTOS	SANT0033	Abandonado	SUERTE	SUER0010	Abandonado
SANTOS	SANT0034	Inactivo	SUERTE	SUER0011	Inactivo
SANTOS	SANT0035	Abandonado	SUERTE	SUER0012	Activo
SANTOS	SANT0036	Activo	SUERTE	SUER0013	Inactivo
SANTOS	SANT0037	Inactivo	SUERTE	SUER0014	Activo
SANTOS	SANT0038	Activo	SUERTE	SUER0015	Inactivo
SANTOS	SANT0039	Activo	SUERTE	SUER0016	Activo
SANTOS	SANT0039	Activo	SUERTE	SUER0017	Inactivo
SANTOS	SANT0040	Inactivo	SUERTE	SUER0018	Abandonado
SANTOS	SANT0041	Inactivo	SUERTE	SUER0019	Inactivo
SANTOS	SANT0042	Activo	SUERTE	SUER0020	Activo Gasífero
SANTOS	SANT0043	Activo	SUERTE	SUER0021	Activo Gasífero
SANTOS	SANT0044	Activo	SUERTE	SUER0022	Activo
SANTOS	SANT0045	Activo	SUERTE	SUER0023	Activo Gasífero
SANTOS	SANT0046	Activo	SUERTE	SUER0024	Activo
SANTOS	SANT0047	Activo	SUERTE	SUER0025	Activo
SANTOS	SANT0048	Abandonado	SUERTE	SUER0026	Inactivo
SANTOS	SANT0049	Abandonado	SUERTE	SUER0027	Inactivo
SANTOS	SANT0050	Inactivo Gasífero	SUERTE	SUER0028	Activo
SANTOS	SANT0051	Inactivo	SUERTE	SUER0029	Activo
SANTOS	SANT0052	Activo	SUERTE	SUER0030	Inactivo
SANTOS	SANT0053	Activo	SUERTE	SUER0031	Inactivo

Campo	Pozo	Estado	Campo	Pozo	Estado
SANTOS	SANT0054	Abandonado	SUERTE	SUER0032	Activo
SANTOS	SANT0055	Inactivo	SUERTE	SUER0033	Activo
SANTOS	SANT0056	Activo Gasífero	SUERTE	SUER0034	Activo
SANTOS	SANT0057	Activo	SUERTE	SUER0035	Inactivo
SANTOS	SANT0058	Inactivo	SUERTE	SUER0036	Inactivo
SANTOS	SANT0059	Activo	SUERTE	SUER0037	Inactivo
SANTOS	SANT0060	Abandonado	SUERTE	SUER0038	Activo
SANTOS	SANT0061	Abandonado	SUERTE	SUER0040	Activo
SANTOS	SANT0062	Activo Gasífero	SUERTE	SUER0041	Activo
SANTOS	SANT0063	Activo	SUERTE	SUER0042	Inactivo
SANTOS	SANT0064	Inactivo	SUERTE	SUER0043	Inactivo
SANTOS	SANT0065	Activo	SUERTE	SUER0044	Inactivo
SANTOS	SANT0066	Activo	SUERTE	SUER0045	Activo
SANTOS	SANT0067	Abandonado	SUERTE	SUER0046	Activo
SANTOS	SANT0068	Activo	SUERTE	SUER0047	Inactivo
SANTOS	SANT0069	Inactivo	SUERTE	SUER0048	Activo
SANTOS	SANT0070	Activo Gasífero	SUERTE	SUER0050	Activo
SANTOS	SANT0071	Activo			

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

3.3 PROCESOS

A continuación se mencionan los procesos desarrollados, así como la forma en que se plantearon los resultados obtenidos luego de realizar los análisis.

Inicialmente se evaluó cada uno de los pozos y cada uno de los procesos, permitiendo caracterizarlos dependiendo de los comportamientos observados. Para complementar el diagnóstico e integrar cada uno de los análisis, los resultados de los procesos se plasmaron en una matriz en Excel de la siguiente manera:

- **Mapas de burbuja.** Se clasificaron en 3 categorías de acuerdo al desempeño individual de los pozos respecto al promedio del grupo: alto, medio y

bajo. Es importante aclarar que cada uno de los rangos se estableció en intervalos de operación para pozos que se encontraran en él como también se revisó gráficamente el comportamiento.

- **Índices de Heterogeneidad.** Como se estudiara más adelante estos gráficos permiten ubicar los pozos en 4 cuadrantes y cada uno de ellos nos indica el desempeño y potencial del pozo para evaluar si podría convertirse en candidato para trabajos de reacondicionamiento. Por ello en la matriz en Excel se clasifican los pozos dependiendo del cuadrante en el que está ubicado. Además es importante revisar en la gráfica cual ha sido la trayectoria del comportamiento de la producción para cada pozo y así realizar el seguimiento histórico.
- **Índices de Eficiencia de Completamiento.** De igual manera se clasifican los pozos en 4 cuadrantes y se evalúa la capacidad de flujo para cada uno de ellos. Este proceso combina una variable estática (HI KHnet) con una variable dinámica (Índices de heterogeneidad para cada una de las fases).
- **Índices de daño.** Estos procesos permiten evaluar cualitativamente el daño en relación con el aceite y los líquidos totales normalizados, también se muestran como distribución en burbujas permitiéndonos identificar zonas con mayor índice de daño, en la matriz se establecieron las categorías: alto, medio y bajo.
- **Curvas de declinación.** se establecieron como el punto de partida para realizar el análisis y primer criterio de selección de pozos.

Mediante un reporte de los índices de declinación mensual nominal y las reservas de cada uno de los pozos, se logró establecer cuáles eran potencialmente aptos para realizar el análisis completo de los procesos.

En cada proceso se generó un reporte permitiendo validar los datos que se estaban graficando y revisar el comportamiento histórico para cada una de las variables. Estos se correlacionaron con los gráficos para plasmar un diagnóstico completo en la matriz integrando las tendencias con los procesos.

Las Curvas de Producción permitieron revisar el comportamiento histórico de la producción del campo e identificar así sus máximos picos de producción, como también el comportamiento del corte de agua y el número de pozos produciendo los fluidos de yacimiento.

4. DESARROLLO DE LOS PROCESOS Y RESULTADOS

4.1 DETERMINACION DEL OOIP¹⁰

Para determinar el OOIP se utilizó una de las herramientas que ofrece el Software Oil Field Manager, la cual permite calcular el Petróleo Original en sitio, con la información disponible, registrada y validada anteriormente. Esta técnica hace uso de mapas de grilla (espesor neto, porosidad y saturación de petróleo) en conjunto con la siguiente ecuación volumétrica:

$$OOIP = \frac{A * H_{net} * \Phi * S_o}{5,615 * B_{oi}}$$

A = Área del Yacimiento especificada en OFM en ft²

H_{net} = Espesor Neto, ft

Φ = Porosidad

S_o = Saturación de aceite

B_{oi} = Factor Volumétrico del aceite

Se determinó una distancia de 300 ft desde los pozos que se encontraban en los límites del yacimiento para generar el contorno de los mapas de grilla y de burbuja.

Esta aplicación realiza una multiplicación de los mapas de grilla, por ello no es necesario incluir el valor del área ya que la herramienta se encarga de realizar los cálculos pertinentes dependiendo de la zona seleccionada.

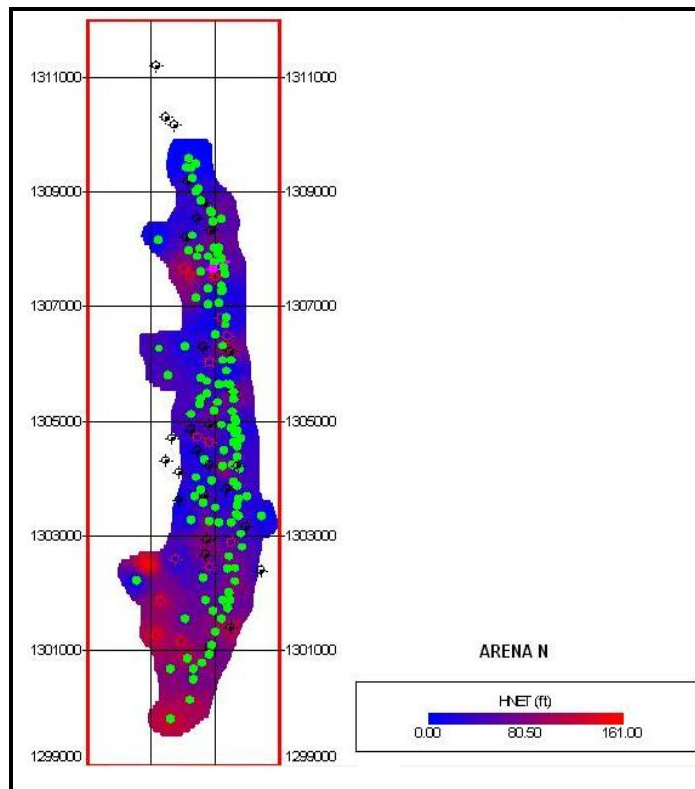
Inicialmente se determinó el OOIP para todas las arenas que constituyen la formación y de esta forma determinar en base a cuál de estas se realizaría el

¹⁰ Tomado de: Summaries of the lectures: PDVSA Anchor Program, GEOQUEST RESERVOIR TECHNOLOGIES PASS, Schlumberger, 2000.

estudio enfocado a seleccionar pozos adecuados para realizar trabajos de Workover.

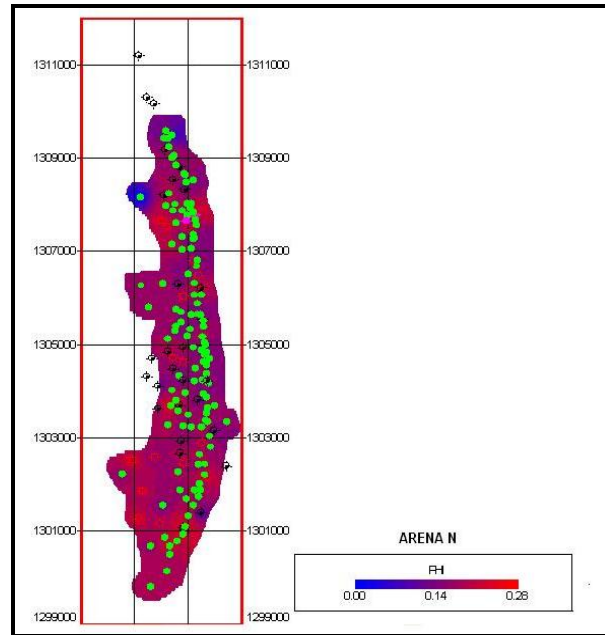
Los Mapas de grilla utilizados para determinar el OOIP de la arena N se ilustran a continuación (Figura 5 y 6), en este caso el conjunto de mapas necesarios para determinar el aceite en sitio para la arena N son:

Figura 5. Hneto Arena N



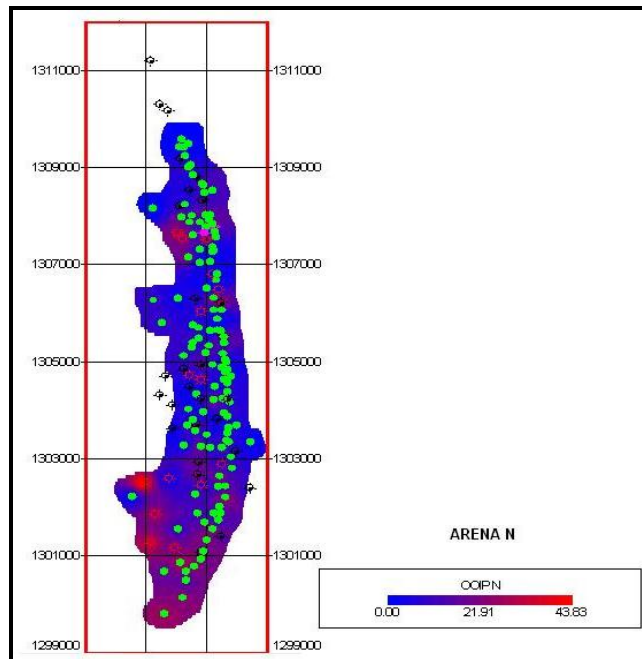
Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Figura 6. Porosidad Arena N



Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Figura 7. OOIP Arena N



Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Luego de determinar el OOIP se calculó el factor de recobro para cada una de las arenas obteniendo los resultados mostrados en la tabla 4:

Tabla 4. Factor de Recobro

ARENAS	Producción Acumulada de Aceite (Mbbbl)	Original Oil In Place (Mbbbl)	FR	%FR
K	4.458,3	56.001,3	0,08	8
L-1	51.182,7	179.452,0	0,29	29
L-3	31.827,5	104.118,0	0,31	31
M	16.435,8	124.155,0	0,13	13
N	22.589,0	160.757,0	0,14	14
O	16.404,1	114.676,0	0,14	14
P	5.939,4	120.436,0	0,05	5

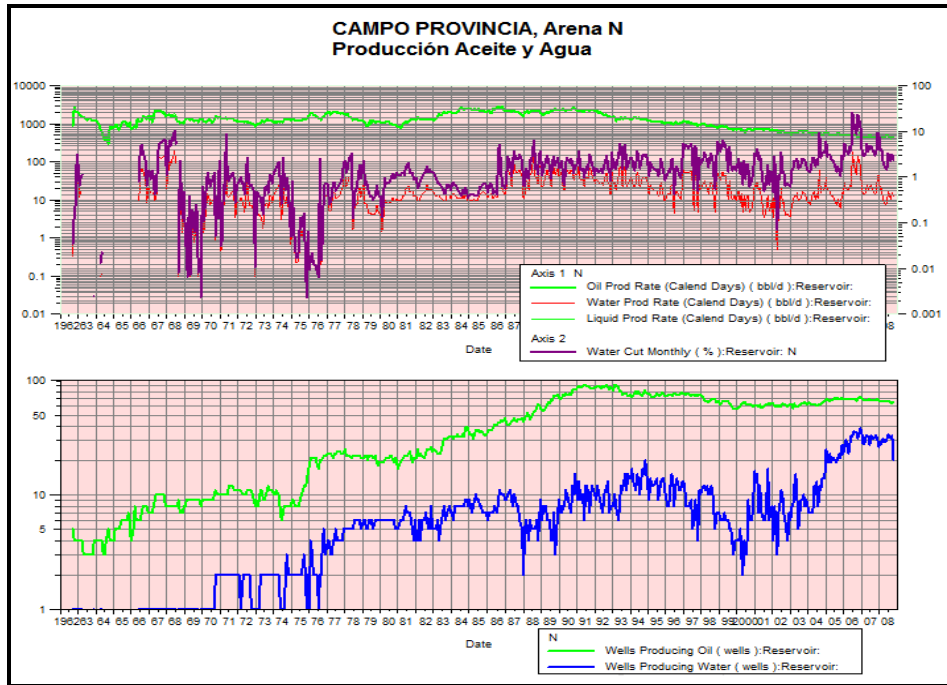
Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Realizando un análisis de las propiedades anteriormente determinadas y con la orientación del Ingeniero Co-director del proyecto se decide tomar la Arena N como caso estudio debido a que es una de las arenas que presenta menor Factor de Recobro pero a la vez por sus condiciones geológicas y estratigráficas se convierte en una zona con un buen potencial para realizar trabajos de mantenimiento en los pozos que la conforman y así optimizar la producción del campo.

4.2 CURVAS DE PRODUCCION

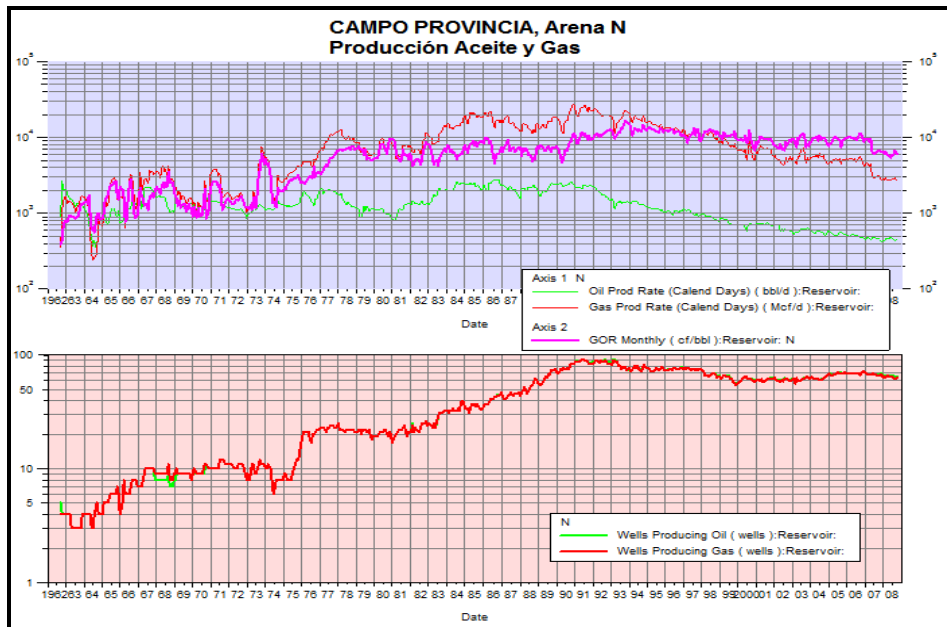
Representan el histórico de producción para un Campo o Pozo, se puede observar el comportamiento anual, mensual o diario de la producción de cada uno de los fluidos provenientes del yacimiento, así como el corte de agua y GOR.

Figura 8. Comportamiento de la producción de petróleo y agua.



Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Figura 9. Comportamiento de la producción de petróleo, gas y GOR.



Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

La figura 8 muestra un comportamiento estable para producción de petróleo en el campo y un corte de agua inferior esto debido a que este campo no posee alto corte de agua. Además se observan grandes fluctuaciones en su comportamiento.

4.3 MAPAS DE BURBUJA

Se generaron los siguientes mapas de burbuja para la Arena N:

- Producción acumulada de aceite
- Producción acumulada de aceite normalizada
- Producción acumulada de gas
- Producción acumulada de gas normalizada
- Producción acumulada de agua
- Producción acumulada de agua normalizada
- GOR acumulado
- WOR acumulado

Es importante mencionar que estos mapas nos ayudan a identificar pozos para los cuales su comportamiento es inferior o superior al promedio de un grupo de pozos en este caso al bloque en el que se encuentre.

Los mapas de burbuja son una de las herramientas más útiles nos permiten hacer comparaciones a nivel cualitativo y cuantitativo de las variables que se desean graficar para obtener los mejores resultados. Mediante la representación de burbujas a escala, estos tipos de mapas permiten relacionar gráficamente el desempeño de distintos pozos o grupo de pozos de manera acertada.

La Tabla 5 muestra los pozos con mayor producción acumulada de petróleo observada en los mapas.

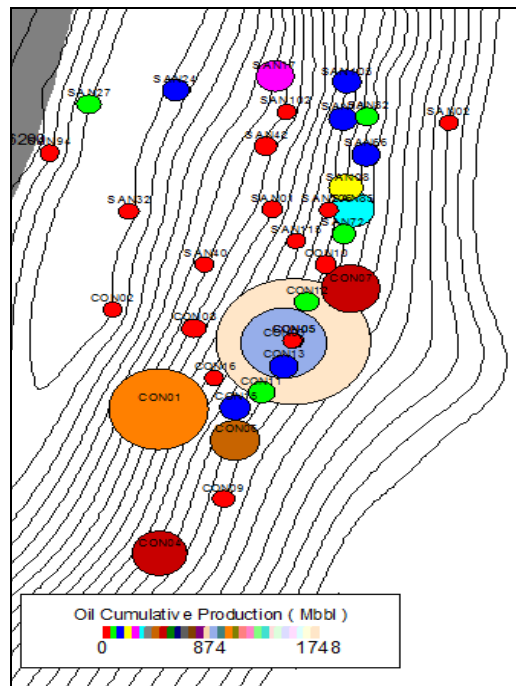
Tabla 5. Pozos con mayor producción acumulada de petróleo

POZOS	PRODUCCION ACUMULADA PETROLEO MBls
Conde 01	1.042
Conde 03	877
Suerte 09	882
Santos 03	500
Santos 101	365
Santos 26	342
Santos 53	380
Santos 18	643

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

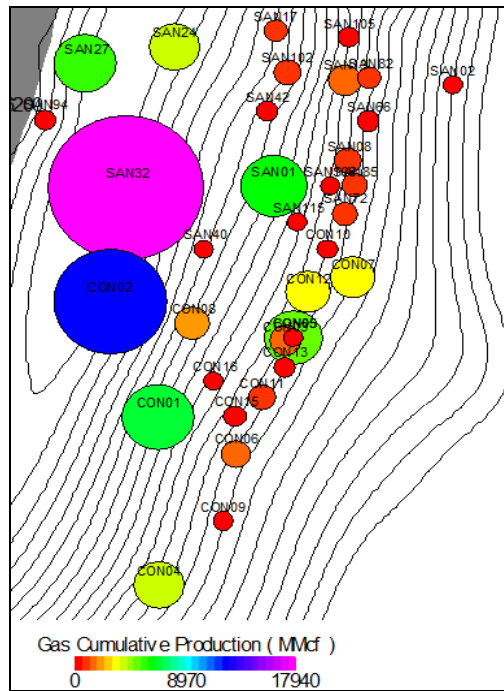
Las figuras (10-13) ilustran algunos ejemplos de los mapas de burbuja generados:

Figura 10. Petróleo Acum. Bloque 1-3



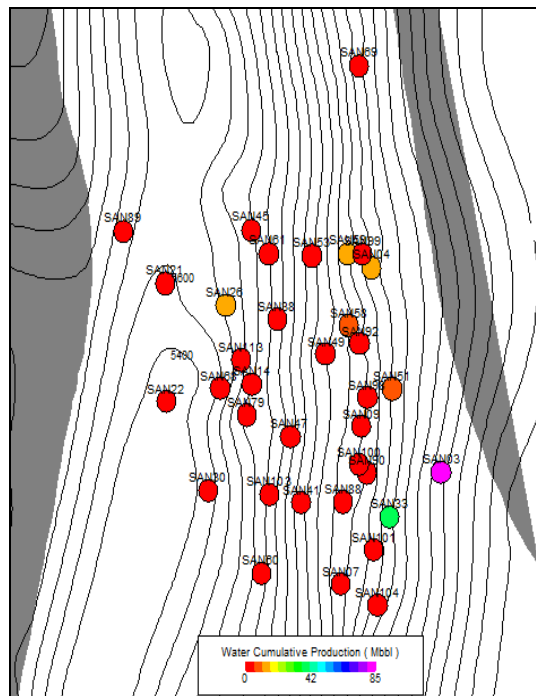
Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Figura 11. Gas Acum. Bloque 1-3



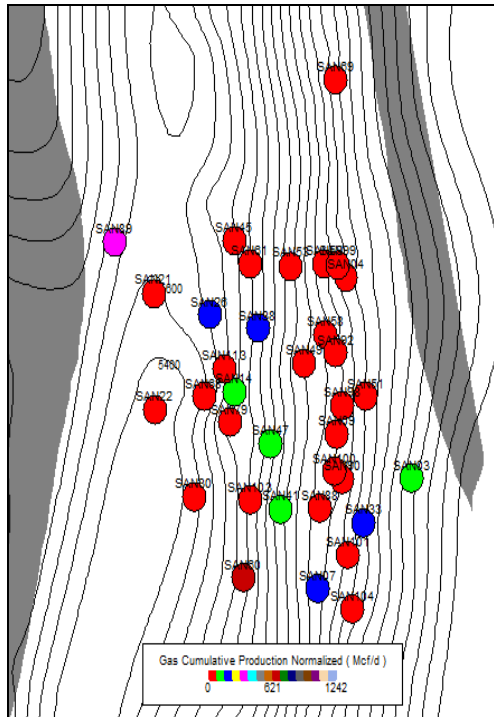
Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Figura 12. Agua Acum. Bloque 4-5



Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Figura 13. Gas Acum. Norm. Bloque 4-5



Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

4.4 CALCULO DE RESERVAS¹¹

Para determinar las reservas del campo se utilizan los gráficos de pronóstico. Esta herramienta se usa para analizar, predecir y planear el comportamiento de un pozo o grupo de pozos, usualmente se aplica sobre datos de completamiento de pozo o del grupo de pozos; además permite llevar a cabo un pronóstico de la declinación del pozo o del grupo de pozos, este pronóstico es el resultado de aplicar unas técnicas de fijación de curvas a los datos históricos de producción.

¹¹ Tomado de: Summaries of the lectures: PDVSA Anchor Program, GEOQUEST RESERVOIR TECHNOLOGIES PASS, Schlumberger, 2000.

Para crear un escenario de declinación existen tres tipos de criterios que deben ser fijados, estos criterios son la técnica donde se define el tipo de gráfico, relación de fases, pronóstico y tipo de declinación.

En el escenario también se define el tipo de tasa para la declinación que se puede usar, por ejemplo efectiva mensual o efectiva anual, en el escenario hay un pronóstico, donde se define el tiempo de inicio, la tasa de inicio, y el número de meses que se va a realizar el pronóstico, se puede definir la tasa de declinación para algún completamiento que no contenga suficientes datos y por eso deba aplicársele la del grupo calculada previamente.

Existen tres tipos de ecuaciones usadas en la creación de una curva de declinación, cada ecuación es aplicada a la tasa de declinación, las ecuaciones son:

- Declinación Exponencial, donde $b=0$
- Declinación Hiperbólica, donde $0 < b < 1$
- Declinación Armónica, donde $b=1$

Durante el análisis puede ser necesario visualizar datos o excluir anomalías, para ello es necesario fijar un límite superior y/o inferior, los cuales permiten escoger un rango de datos que proporcionen una tendencia del comportamiento.

Los parámetros que se tuvieron en cuenta para realizar este cálculo son los siguientes:

- Se fijaron para un tiempo de 120 meses
- Tasa Final: 4 bbl/día

- Tipo de declinación hiperbólica: mediante esta se obtiene un valor para el coeficiente b, que varía en el rango de 0 @ 1 cumpliendo así con la ecuación de Arps.
- Se realizaron los cálculos correspondientes a cantidad de reservas, índices de declinación mensual nominal, ultimo recobro esperado EUR (Np + Reservas) y el caudal inicial de cada pozo al inicio de la producción, todos estos cálculos se relacionaron con la fase aceite ya que es la de interés para el desarrollo de este proyecto.

Este procedimiento se convirtió en el primer filtro para pozos que no contaran con reservas se descartarían para realizar trabajos de workover ya que no son zonas con potencial y no sería rentable realizarlos.

El color rosa en las tablas (6-10) corresponde a los pozos que no poseen reservas y por lo tanto se descartan en el primer filtro.

Tabla 6. Resultados Pronóstico bloque 1-3

Pozos	DCA QOil vs Date Dec Index MN %	DCA QOil vs Date Rem Reserves Mbbl
COND0001:N	1.078	25.461
COND0002:N	0.056	2.995
COND0003:N	0.752	95.704
COND0004:N	0.225	39.045
COND0005:N	0.519	65.027
COND0006:N	0.616	33.507
COND0007:N	2.284	4.268
COND0008:N	1.093	9.348
COND0009:N	1.318	0.000
COND0010:N	0.547	0.000
COND0011:N	1.022	0.000
COND0012:N	2.904	0.000

Tabla 7. Resultados Pronóstico bloque 2-8-9

Pozos	DCA QOil vs Date Dec Index MN %	DCA QOil vs Date Rem Reserves Mbbl
SABA0001:N	0.984	21.762
SABA0002:N	0.000	0.000
SABA0003:N	0.364	22.036
SANT0016:N	0.863	21.902
SANT0019:N	2.045	6.373
SANT0031:N	2.255	0.000
SANT0035:N		
SANT0036:N	0.360	0.000
SANT0048:N	3.090	0.000
SANT0057:N	0.318	0.000
SANT0062:N	0.591	0.000
SANT0063:N	0.263	0.000

COND0013:N	0.560	26.450
COND0015:N	0.724	22.766
COND0016:N	0.000	0.000
SANT0001:N	0.497	0.000
SANT0002:N	37.551	0.000
SANT0008:N	0.916	0.000
SANT0013:N	0.340	0.000
SANT0017:N	2.299	33.079
SANT0024:N	0.455	0.000
SANT0027:N	0.225	0.000
SANT0032:N	0.114	0.000
SANT0040:N		
SANT0042:N	0.332	31.158
SANT0066:N	1.413	46.874
SANT0072:N	0.684	0.000
SANT0082:N	0.759	0.000
SANT0085:N	0.393	39.323
SANT0094:N	0.430	0.000
SANT0102:N	0.697	0.000
SANT0105:N	0.334	73.471
SANT0106:N		
SANT0115:N		

SANT0077:N	2.878	0.000
SANT0083:N	3.418	0.000
SANT0087:N	2.684	0.000
SUER0006:N	1.323	0.120
SUER0011:N	0.147	15.829
SUER0014:N	1.249	0.000
SUER0016:N	0.641	23.129
SUER0017:N	2.869	79.772
SUER0019:N	0.627	76.234
SUER0020:N	0.358	0.000
SUER0021:N	0.633	2.713
SUER0022:N	0.243	0.000
SUER0023:N	1.156	0.000
SUER0025:N	0.378	0.000
SUER0027:N	3.164	13.397
SUER0028:N	2.041	0.000
SUER0029:N	0.492	0.000
SUER0030:N	3.052	0.000
SUER0031:N	0.724	0.000
SUER0032:N	0.326	0.000
SUER0033:N	0.742	0.000
SUER0035:N	24.845	0.000
SUER0036:N	1.188	0.000
SUER0039:N	0.774	5.665
SUER0041:N	0.226	0.000
SUER0050:N		

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Tabla 8. Resultados Pronóstico bloque 4-5

Pozos	DCA QOil vs Date Dec Index MN %	DCA QOil vs Date Rem Reserves Mbbl
SANT0003:N	1.532	47.673
SANT0004:N	0.204	4.126
SANT0007:N	0.754	0.000

Tabla 9. Resultados Pronóstico bloque 6-7

Pozos	DCA QOil vs Date Dec Index MN %	DCA QOil vs Date Rem Reserves Mbbl
SANT0005:N	7.753	0.000
SANT0010:N		
SANT0015:N	0.473	4.994

SANT0009:N	0.431	0.000
SANT0014:N	0.622	102.504
SANT0021:N	5.833	8.536
SANT0022:N	7.348	0.000
SANT0026:N	1.804	0.000
SANT0030:N	0.069	0.000
SANT0033:N	1.924	0.000
SANT0038:N	1.197	0.000
SANT0041:N	1.308	1.148
SANT0045:N	0.320	8.099
SANT0047:N	0.171	49.870
SANT0049:N	2.339	0.774
SANT0051:N	0.478	1.119
SANT0053:N	0.345	56.731
SANT0058:N	0.487	22.769
SANT0059:N	0.271	29.886
SANT0060:N	4.204	3.703
SANT0061:N	1.182	44.078
SANT0068:N	1.803	2.220
SANT0069:N	0.727	0.000
SANT0079:N	0.676	148.357
SANT0088:N	0.313	34.352
SANT0089:N	27.534	13.457
SANT0090:N	0.252	20.760
SANT0092:N	3.534	0.375
SANT0098:N		
SANT0099:N		
SANT0100:N	0.166	4.628
SANT0101:N	0.367	89.381
SANT0103:N	1.603	46.909
SANT0104:N	0.299	27.235
SANT0113:N		

SANT0018:N	0.519	147.650
SANT0023:N	1.207	15.726
SANT0025:N	2.668	0.000
SANT0037:N	2.163	0.242
SANT0039:N	0.364	18.164
SANT0043:N	0.639	28.522
SANT0044:N	0.348	0.000
SANT0046:N	0.201	34.097
SANT0050:N	2.866	0.000
SANT0052:N	0.119	47.052
SANT0054:N	2.195	86.298
SANT0055:N	0.685	0.000
SANT0056:N	1.704	0.000
SANT0065:N	0.126	0.000
SANT0067:N	17.326	6.960
SANT0070:N	7.045	2.256
SANT0071:N	0.504	11.569
SANT0074:N	0.846	37.357
SANT0076:N		
SANT0078:N	0.346	82.530
SANT0080:N	0.206	0.000
SANT0081:N	0.658	20.585
SANT0093:N	0.428	0.000
SANT0095:N	3.344	0.000
SANT0096:N	3.199	9.454
SANT0097:N	0.707	0.000
SANT0107:N	0.264	27.092
SANT0109:N	3.026	2.258
SANT0110:N	0.252	45.896
SANT0111:N	0.440	8.814

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Tabla 10. Resultados Pronóstico bloque 10

Pozos	DCA QOil vs Date Dec Index MN %	DCA QOil vs Date Rem Reserves Mbbl
SUER0002:N		
SUER0003:N	0.779	29.322
SUER0004:N		
SUER0007:N	3.658	0.000
SUER0008:N	0.075	38.195
SUER0009:N	1.791	22.986
SUER0010:N	1.068	0.000
SUER0012:N	0.754	0.250
SUER0013:N		
SUER0015:N	1.923	13.651
SUER0018:N		
SUER0024:N	0.289	32.405
SUER0026:N	1.601	0.000
SUER0038:N	0.585	7.268
SUER0042:N	2.171	0.000
SUER0043:N	1.179	0.000
SUER0044:N	0.776	27.070
SUER0045:N	0.148	0.000
SUER0046:N	0.401	0.000
SUER0047:N	0.548	0.000
SUER0048:N		

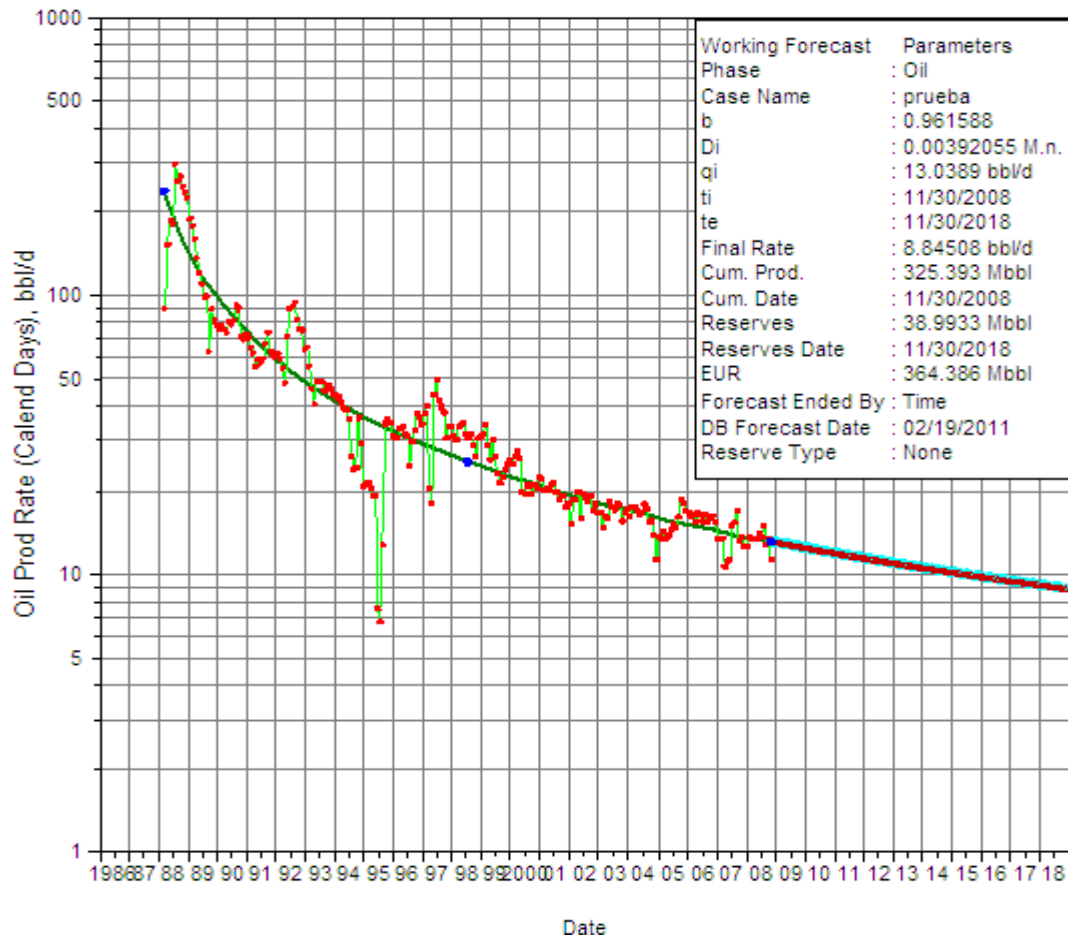
Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Este primer filtro determinó los pozos que contaban con potencial para realizar trabajos y posteriores análisis (79 pozos), resaltando que 16 de estos se encuentran abandonados.

A continuación se muestra la curva de declinación de producción y su respectiva predicción hecha para el pozo Santos 85, curvas realizadas para cada uno de los pozos correspondientes al campo Provincia de la arena N.

En este caso el pronóstico se terminó por tiempo, así que después de 120 meses de producción este pozo tiene potencial para seguir produciendo bajo las condiciones ya previamente establecidas.

Figura 14. Curva de declinación del pozo Santos 85

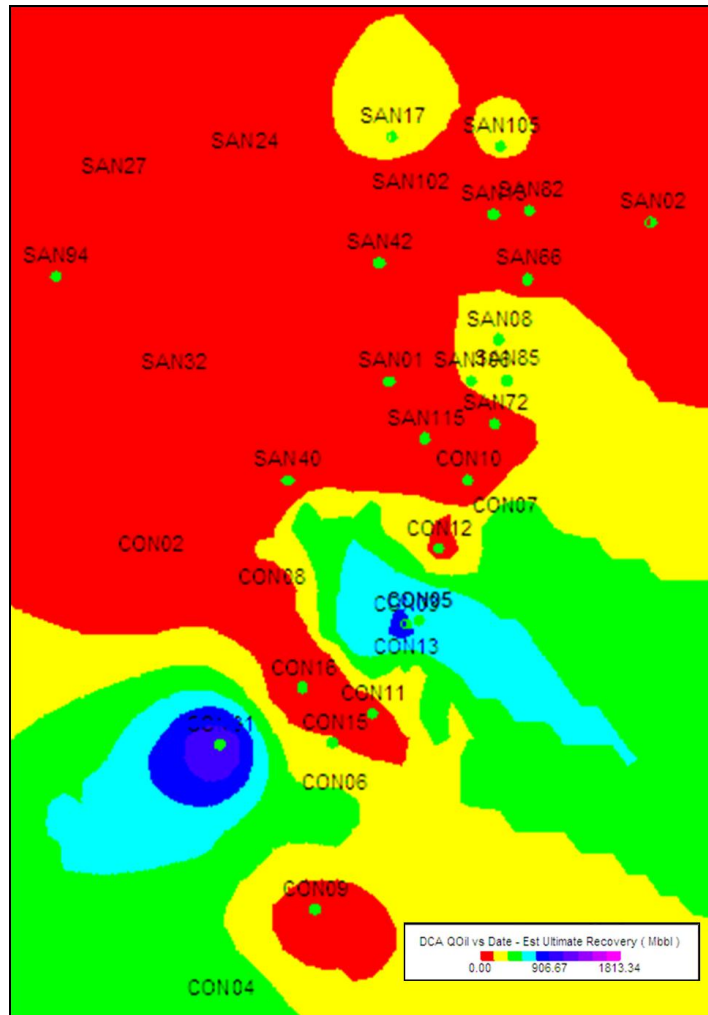


Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

En estos gráficos se puede observar la predicción realizada. Además el cuadro correspondiente a propiedades como: Índice de declinación (Di), caudal inicial (qi), tiempo inicial (ti), tiempo límite económico (te), rata de producción (bl/día), producción acumulada, reservas, ultimo recobro esperado (EUR), razón por la cual se terminó el pronóstico (tiempo o rata de producción), entre otras.

Se pueden generar mapas de grilla para cada una de las propiedades anteriormente mencionadas como el que muestra la figura 15.

Figura 15. Mapa de distribución del EUR para el bloque 1-3



Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

4.5 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD¹²

Comparar desempeños individuales de los pozos en un grupo para obtener el desempeño promedio de dicho grupo.

¹² Tomado de: Summaries of the lectures: PDVSA Anchor Program, GEOQUEST RESERVOIR TECHNOLOGIES PASS, Schlumberger, 2000.

Comparamos las tasas de petróleo, gas y agua a nivel de pozo.

$$HI = \frac{Valor_{Pozo}}{Valor_{promedio pozos}} - 1$$

En donde,

Valor pozo; hace referencia la data de producción de aceite, agua o gas según sea en análisis que se realizará de cada pozo.

Valor promedio de pozos; hace referencia al valor promedio de producción del conjunto de pozos filtrados.

Los gráficos de dispersión (XY), permiten visualizar el valor acumulado a través del tiempo de los HI en los dos ejes. Estos gráficos nos permiten identificar cuatro cuadrantes dependiendo de la data de producción escogida, los cuadrantes para el caso de un gráfico de producción de Aceite y Agua son:

1. Alto. Aceite / Alta. Agua
2. Alto. Aceite / Baja. Agua
3. Bajo. Aceite / Baja. Agua
4. Alta. Agua / Bajo. Aceite

Las gráficas nos sirven para identificar los pozos con comportamientos anómalos con respecto a la totalidad del campo o a un área específica del campo. Entre más pozos halla en un campo, mejor será esta herramienta estadística.

1. Pozos con productividad tanto de petróleo como de agua por encima del promedio: No son candidatos a estimular. "Pueden ser candidatos para control de agua".

2. Pozos con tasa de petróleo por encima del promedio y tazas de agua por debajo del promedio: Tienen el mejor desempeño, no son candidatos para realizar ningún trabajo.

3. Pozos con tasas de petróleo y agua por debajo del promedio: Son los peores pozos en términos de productividad y con alto potencial para realizar trabajos.

4. Pozos con tasa de petróleo por debajo del promedio y tasa de agua por encima del promedio: Son los primeros candidatos para control de agua.

Se determinaron los Índices de Heterogeneidad para el crudo, gas y agua utilizando una herramienta que nos brinda el software Oil Field Manager, generando gráficos de dispersión y realizando reportes para validar los datos.

Un ejemplo de reporte generado para el análisis se ilustra en la tabla 11.

Tabla 11. Índice de Heterogeneidad Bloque 1-3

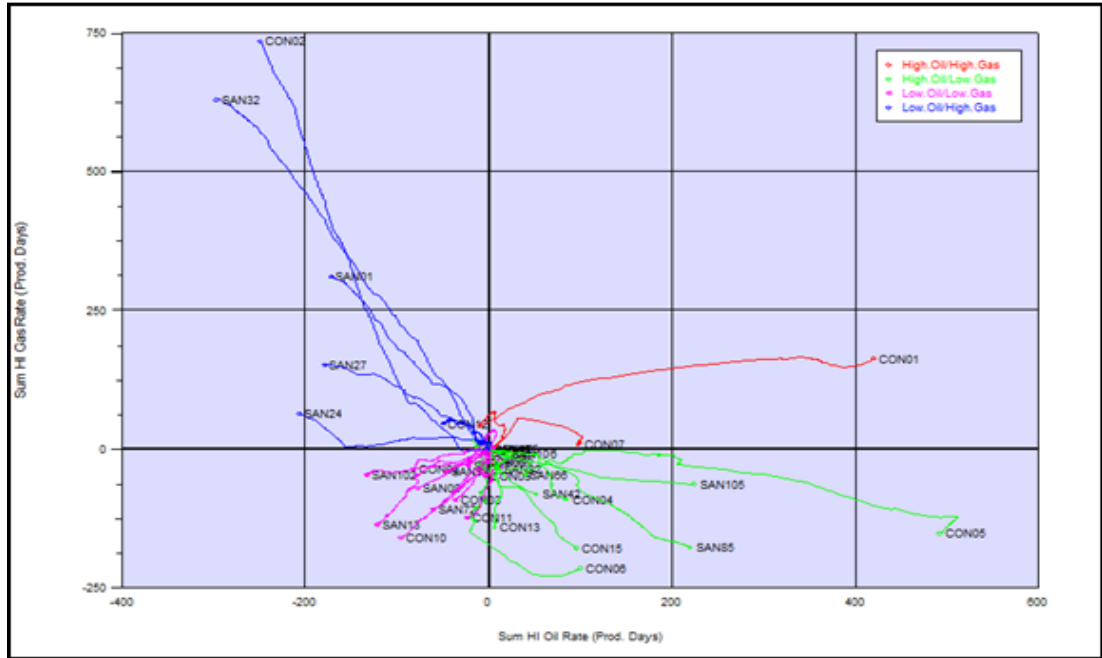
Name	HI.Oil_Sum_HI	HI.Water_Sum_HI
COND0001:N	420,2498	-13,9082
COND0002:N	-249,3250	0,0000
COND0003:N	-36,6105	0,0000
COND0004:N	84,7565	-8,3050
COND0005:N	491,7948	-10,0781
COND0005:O	-0,1315	-11,5207
COND0005:P	-6,8646	-9,9406
COND0006:N	99,7472	10,3182
COND0007:N	97,7247	0,0000
COND0008:N	-82,1687	-6,4942
COND0009:N	-3,0227	0,0000
COND0010:N	-95,1392	-11,2162
COND0011:N	-23,2541	-4,4334
COND0012:N	-49,6540	-10,0337
COND0013:N	6,5729	0,0000
COND0015:N	95,3596	122,0114
COND0016:N	0,0000	0,0000

Name	HI.Oil_Sum_HI	HI.Water_Sum_HI
SANT0001:N	-172,2072	-5,4907
SANT0002:N	-2,7902	0,0000
SANT0008:N	-77,4872	-7,1223
SANT0013:N	-121,1075	-31,0830
SANT0017:N	-21,8968	0,0000
SANT0024:N	-206,8752	-0,9597
SANT0027:N	-179,4097	-0,0263
SANT0032:N	-296,8009	0,0000
SANT0040:N	0,0000	0,0000
SANT0042:N	52,0438	-12,8117
SANT0066:N	39,7890	-1,8723
SANT0072:N	-59,5867	-22,7907
SANT0082:N	10,5376	85,0749
SANT0085:N	220,1983	-24,3203
SANT0094:N	-45,4129	1,7842
SANT0102:N	-132,5127	-9,6631
SANT0105:N	223,8681	-15,6097
SANT0106:N	19,6146	-1,5089
SANT0115:N	0,0000	0,0000

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

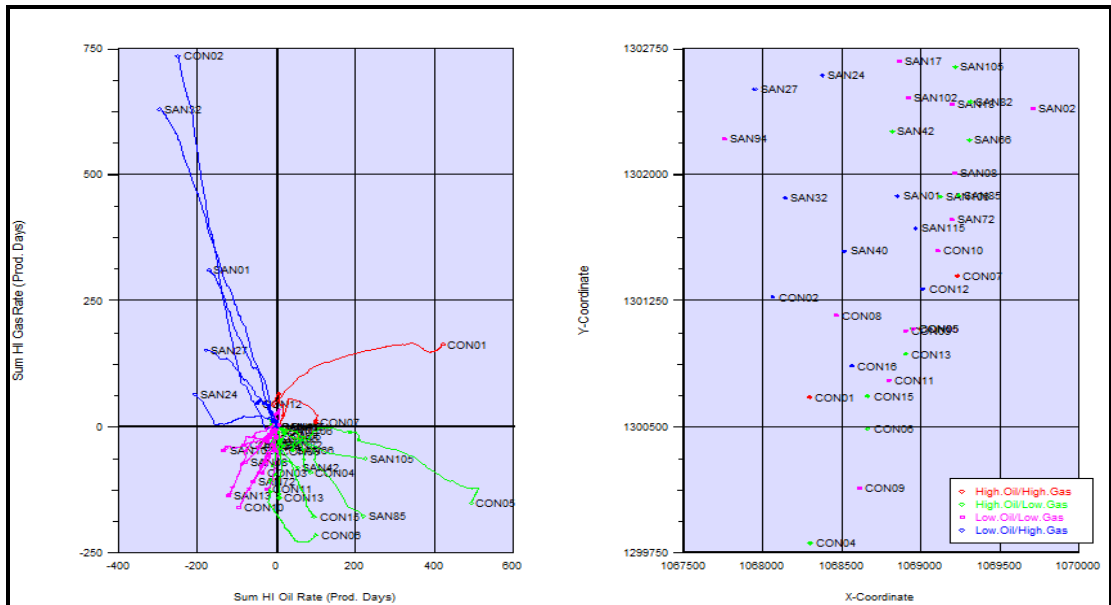
En las figuras (16-26) se ilustran los Indices de heterogeneidad para cada uno de los bloques que conforman el campo Provincia.

Figura 16. Índice de Heterogeneidad O/G Bloque 1 y 3



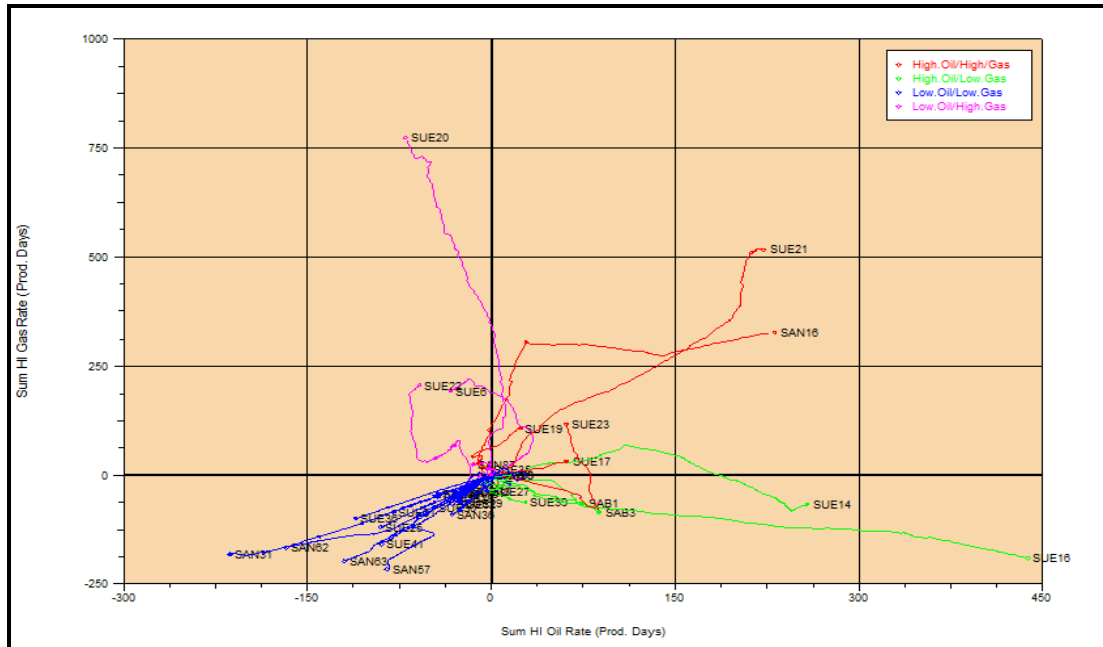
Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Figura 17. Índice de Heterogeneidad O/G Bloque 1 y 3



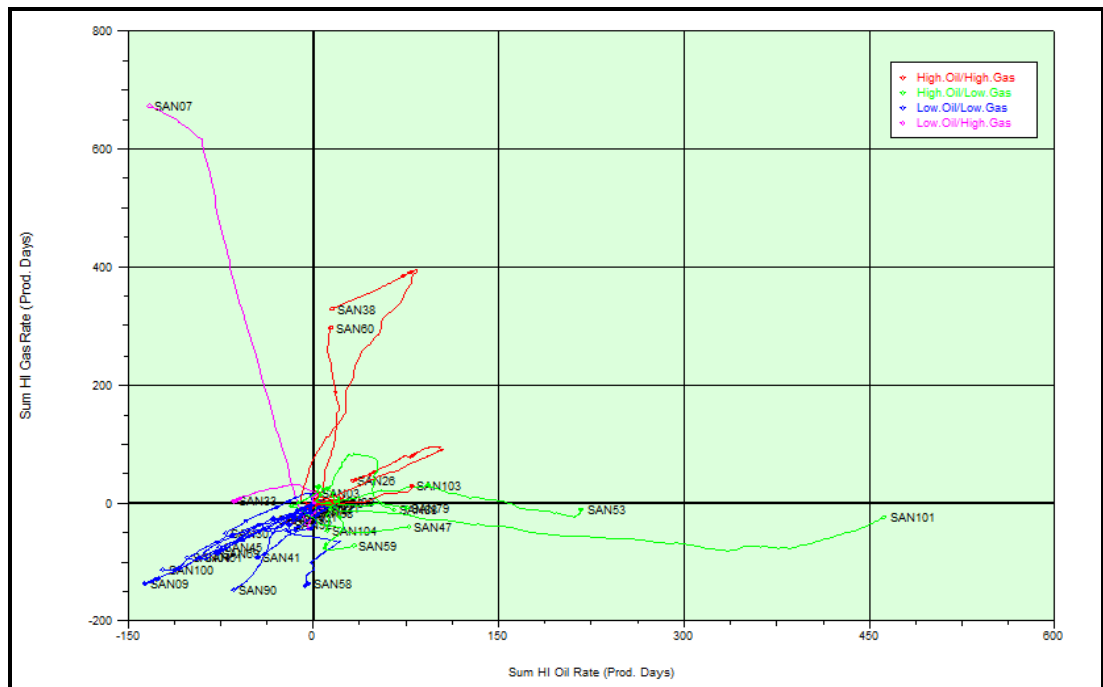
Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Figura 18. Índice de Heterogeneidad O/G Bloque 2-8-9



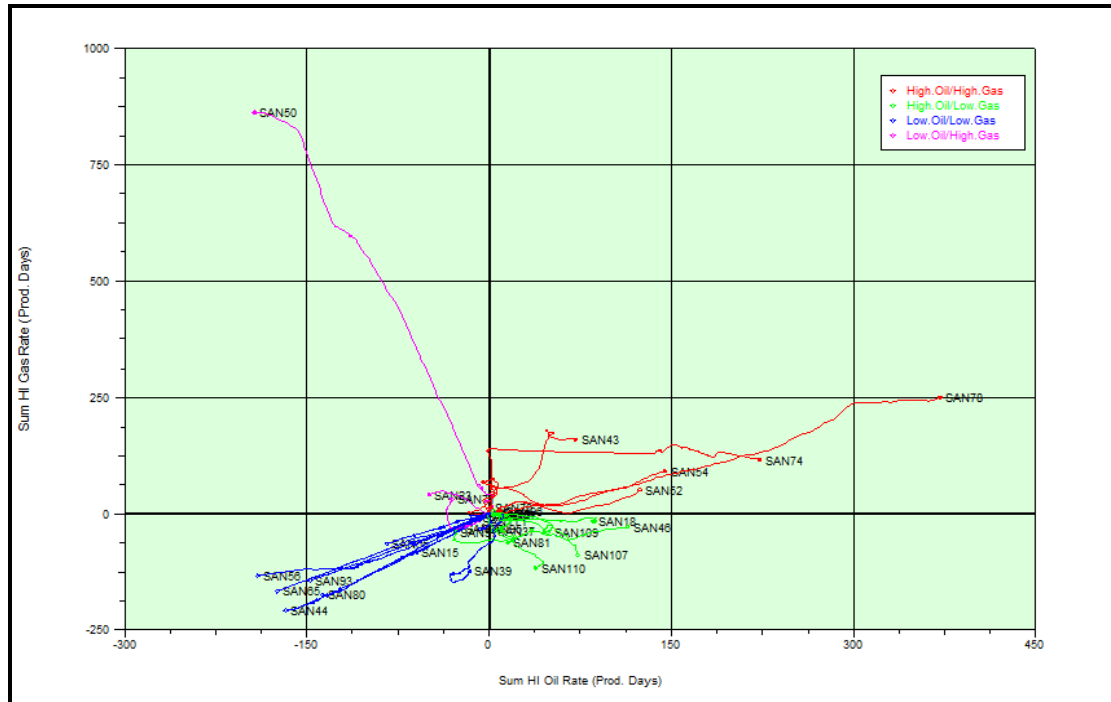
Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Figura 19. Índice de Heterogeneidad O/G Bloque 4-5



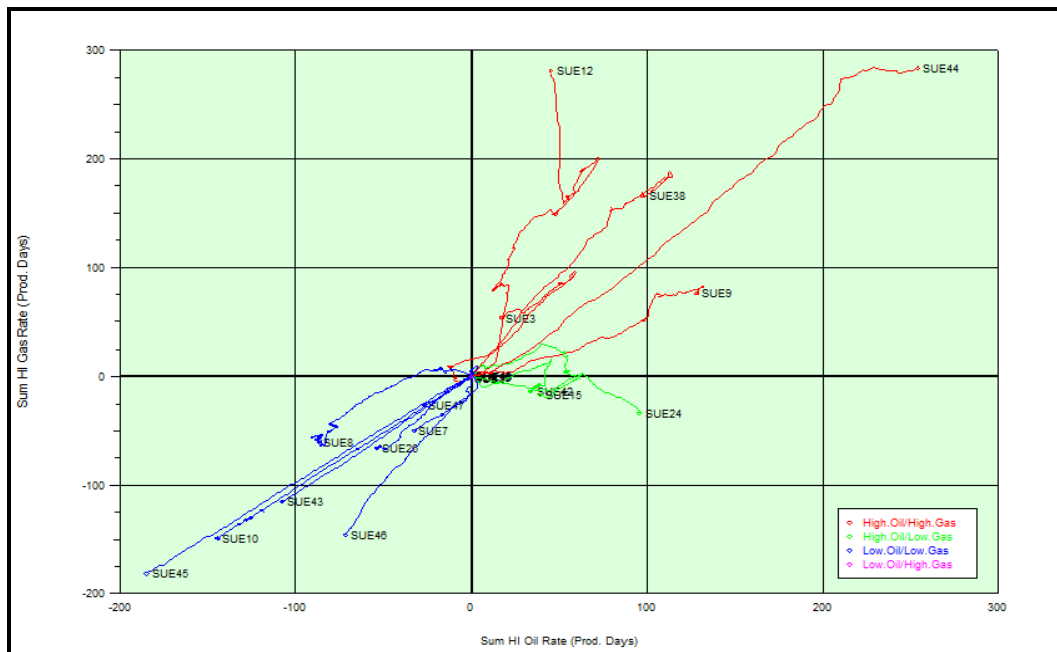
Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Figura 20. Índice de Heterogeneidad O/G Bloque 6-7



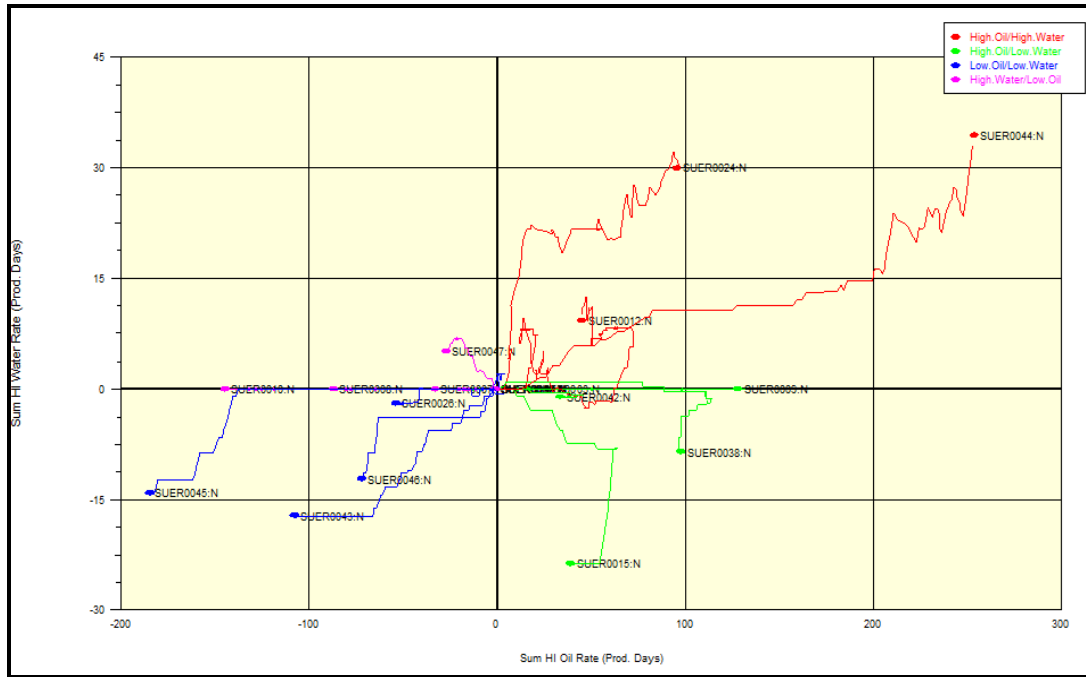
Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Figura 21. Índice de Heterogeneidad O/G Bloque 10



Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Figura 26. Índice de Heterogeneidad O/W Bloque 10



Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Como se mencionó anteriormente dependiendo de la ubicación de los pozos en cada uno de los cuadrantes se tabularon los pozos de acuerdo al desempeño de cada uno de ellos como se menciona en las tablas (12-16):

Tabla 12. Clasificación de los pozos según su desempeño bloque 1-3.

POZOS	<i>Índice de Heterogeneidad Oil/Water</i>				<i>Índice de heterogeneidad Oil/Gas</i>			
	HO/HW	HO/LW	LO/LW	HW/LO	HO/HG	HO/LG	LO/LG	HG/LO
Conde 01		X			X			
Conde 02			X					X
Conde 03				X			X	
Conde 04		X				X		
Conde 05		X				X		
Conde 06	X					X		
Conde 07	X				X			
Conde 08			X				X	
Conde 09			X	X			X	
Conde 10			X				X	

POZOS	<i>Índice de Heterogeneidad Oil/Water</i>				<i>Índice de heterogeneidad Oil/Gas</i>			
	HO/HW	HO/LW	LO/LW	HW/LO	HO/HG	HO/LG	LO/LG	HG/LO
Conde 11			x				x	
Conde 12			x					x
Conde 13	x					x		
Conde 15	x					x		
Conde 16	x			x	x	x	x	x
Santos 01			x					x
Santos 02			x	x			x	
Santos 08			x				x	
Santos 13			x				x	
Santos 17			x	x			x	
Santos 24			x					x
Santos 27			x					x
Santos 32			x	x				x
Santos 40	x				x	x	x	x
Santos 42		x				x		
Santos 66		x				x		
Santos 72			x				x	
Santos 82	x					x		
Santos 85		x				x		
Santos 94				x			x	
Santos 102			x				x	
Santos 105		x				x		
Santos 106		x				x		
Santos 115	x	x			x	x	x	x

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Tabla 13. Clasificación de los pozos según su desempeño bloque 2-8-9

POZOS	<i>Índice de Heterogeneidad Oil/Water</i>				<i>Índice de heterogeneidad Oil/Gas</i>			
	HO/HW	HO/LW	LO/LW	HW/LO	HO/HG	HO/LG	LO/LG	HG/LO
Sabana 01	x					x		
Sabana 02	x				x			
Sabana 03		x				x		
Santos 16	x				x			
Santos 19			x				x	
Santos 31			x				x	

POZOS	Índice de Heterogeneidad Oil/Water				Índice de heterogeneidad Oil/Gas			
	HO/HW	HO/LW	LO/LW	HW/LO	HO/HG	HO/LG	LO/LG	HG/LO
Santos 35	x				x			
Santos 36				x			x	
Santos 48			x				x	
Santos 57				x			x	
Santos 62			x				x	
Santos 63			x				x	
Santos 77			x				x	
Santos 83				x			x	
Santos 87			x					x
Suerte 06			x					x
Suerte 11			x				x	
Suerte 14	x					x		
Suerte 16		x				x		
Suerte 17	x				x			
Suerte 19		x			x			
Suerte 20			x					x
Suerte 21		x			x			
Suerte 22			x					x
Suerte 23	x				x			
Suerte 25			x				x	
Suerte 27			x				x	
Suerte 28			x				x	
Suerte 29			x				x	
Suerte 30			x				x	
Suerte 31			x				x	
Suerte 32			x				x	
Suerte 33			x				x	
Suerte 35			x					x
Suerte 36			x				x	
Suerte 39		x				x		
Suerte 41			x				x	
Suerte 50	x				x			

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Tabla 14. Clasificación de los pozos según su desempeño bloque 4-5

POZOS	Índice de Heterogeneidad Oil/Water				Índice de heterogeneidad Oil/Gas			
	HO/HW	HO/LW	LO/LW	HW/LO	HO/HG	HO/LG	LO/LG	HG/LO
Santos 03	x				x			
Santos 07			x					x
Santos 09			x				x	
Santos 14			x				x	
Santos 22			x				x	
Santos 30			x				x	
Santos 33				x				x
Santos 41				x			x	
Santos 47		x				x		
Santos 51				x			x	
Santos 60		x			x			
Santos 68			x				x	
Santos 79		x				x		
Santos 88		x				x		
Santos 90			x				x	
Santos 98			x				x	
Santos 100			x				x	
Santos 101		x				x		
Santos 103		x			x			
Santos 104		x				x		
Santos 04				x			x	
Santos 21	x					x		
Santos 26		x			x			
Santos 38		x			x			
Santos 45			x				x	
Santos 49			x				x	
Santos 53		x				x		
Santos 58				x			x	
Santos 59	x					x		
Santos 61			x				x	
Santos 69			x				x	
Santos 89	x	x			x			
Santos 92			x				x	
Santos 99			x				x	
Santos 113	x				x			

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Tabla 15. Clasificación de los pozos según su desempeño bloque 6-7

POZOS	Índice de Heterogeneidad Oil/Water				Índice de heterogeneidad Oil/Gas			
	HO/HW	HO/LW	LO/LW	HW/LO	HO/HG	HO/LG	LO/LG	HG/LO
Santos 15			x				x	
Santos 18	x					x		
Santos 23			x					x
Santos 25			x				x	
Santos 39			x				x	
Santos 46		x				x		
Santos 50			x					x
Santos 54	x				x			
Santos 70	x				x			
Santos 71			x					x
Santos 76			x				x	
Santos 95			x				x	
Santos 96		x			x			
Santos 97							x	
Santos 110	x					x		
Santos 111			x				x	
Santos 05			x				x	
Santos 10	x				x			
Santos 37	x					x		
Santos 43		x			x			
Santos 44			x				x	
Santos 52		x			x			
Santos 55			x				x	
Santos 56			x				x	
Santos 65			x				x	
Santos 67	x					x		
Santos 74	x				x			
Santos 78		x			x			
Santos 80			x				x	
Santos 81	x					x		
Santos 93			x				x	
Santos 107	x					x		
Santos 109	x					x		

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Tabla 16. Clasificación de los pozos según su desempeño bloque 10

POZOS	Índice de Heterogeneidad Oil/Water				Índice de heterogeneidad Oil/Gas			
	HO/HW	HO/LW	LO/LW	HW/LO	HO/HG	HO/LG	LO/LG	HG/LO
Suerte 02			x				x	
Suerte 03	x				x			
Suerte 04	x				x	x	x	x
Suerte 07			x				x	
Suerte 08			x				x	
Suerte 09	x				x			
Suerte 10			x				x	
Suerte 12	x				x			
Suerte 13	x				x	x	x	x
Suerte 15		x				x		
Suerte 18			x				x	
Suerte 24	x					x		
Suerte 26			x				x	
Suerte 38		x			x			
Suerte 42		x				x		
Suerte 43			x				x	
Suerte 44	x				x			
Suerte 45			x				x	
Suerte 46			x				x	
Suerte 47				x			x	
Suerte 48	x				x	x	x	x

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

A continuación se menciona la nomenclatura usada en los cuadrantes del proceso descrito:

HO/HW: Alto Aceite – Alto Gas

HO/LW: Alto Aceite – Baja Agua

LO/LW: Bajo Aceite – Baja Agua

HW/LO: Alta Agua – Bajo Aceite

HO/HG: Alto Aceite – Alto Gas

HO/LG: Alto Aceite – Bajo Gas

LO/LG: Bajo Aceite – Bajo Gas

HG/LO: Alto Gas – Bajo Aceite

A partir de la clasificación realizada para los pozos en las tablas generadas y analizando la ubicación de cada uno de ellos es posible establecer como segundo criterio los pozos candidatos para múltiples trabajos de workover. Siendo los mejores candidatos aquellos pozos que están ubicados en el tercer cuadrante ya que son pozos con tasas de petróleo y agua por debajo del promedio: Son los peores pozos en términos de productividad y con alto potencial para realizar trabajos.

4.6 ÍNDICE DE EFICIENCIA DE COMPLETAMIENTO

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 cálculos desarrollados con el análisis para los índices de heterogeneidad. Este proceso consiste en integrar las propiedades petrofísicas de la roca cerca a la cara del pozo, con la productividad (índice de heterogeneidad (HI) del petróleo acumulado). Esto se realiza a nivel de completamiento y las variables contempladas son variables estáticas, ya que dependen de un valor promedio fijo y variables dinámica, índices de heterogeneidad.

Para generar los Índices de Eficiencia de Completamiento se grafica HI.KHnet vs los HI del fluido que se quiere analizar.

En donde la ecuación definida para el Índice de Heterogeneidad y las propiedades petrofísicas de la roca es:

$$HI.KHnet = \frac{Reservoir .K * Hnet}{FUAvg.KHnet_Avg}$$

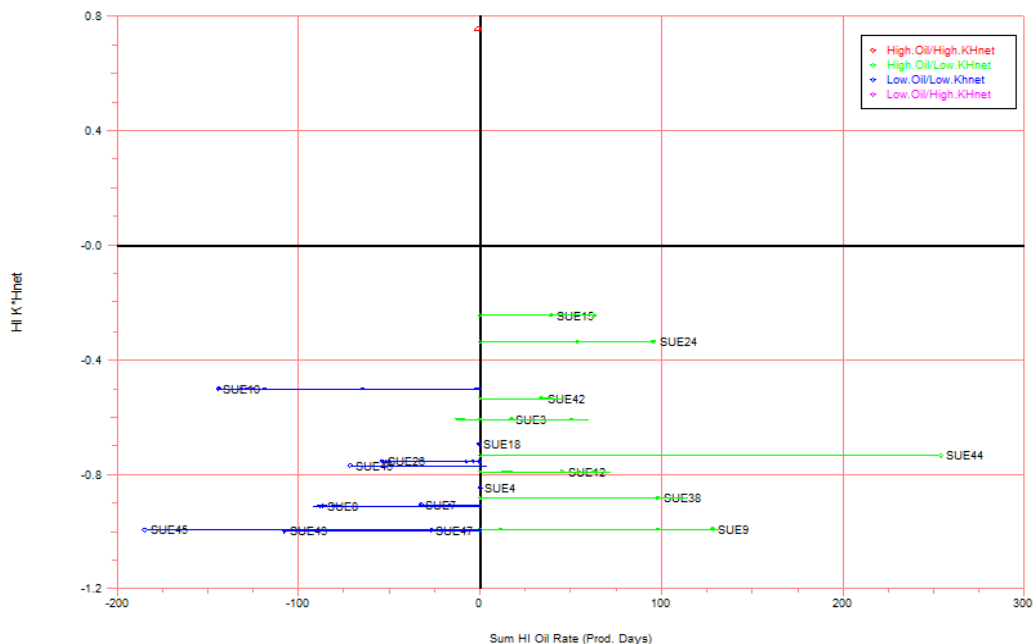
Donde FUAvg.KHnet_Avg es la variable encargada de promediar los datos para el grupo de pozos filtrados y así permitir el cálculo del índice de heterogeneidad de

las propiedades de la roca. Este dato debe ser cargado manualmente en el software pero es leído del reporte generado.

De igual manera, el gráfico de índice de eficiencia de completamiento ubica los pozos en cuatro cuadrantes. Estos fueron generados para cada una de las fases presentes en el yacimiento: petróleo, gas y agua; en todos los bloques.

En la figura 27 se ilustra la gráfica Índice de eficiencia de completamiento para el petróleo en el bloque 10; se puede observar la distribución de producción de los pozos que lo conforman y la capacidad de aporte de fluido de cada uno de ellos.

Figura 27. Índice de eficiencia de completamiento bloque 10



Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Dependiendo de la ubicación de los pozos en cada uno de los cuadrantes se tabularon los pozos de acuerdo al desempeño de cada uno de ellos como se ilustra en las tablas (17-21):

Tabla 17. Índice de Eficiencia de completamiento Bloque 1-3

POZOS	Índice de Eficiencia de Completamiento/Water				Índice de Eficiencia de Completamiento/Aceite			
	HW/H.Khnet	HW/L.Khnet	LW/L.Khnet	LW/H.KHnet	HO/HKHnet	HO/LKHnet	LO/LKHnet	LO/HKHnet
Conde 01			x			x		
Conde 02	x			x				x
Conde 03		x	x			x		
Conde 04			x			x		
Conde 05								
Conde 06		x				x		
Conde 07		x	x			x		
Conde 08			x				x	
Conde 09		x	x				x	
Conde 10	x							x
Conde 11	x				x			
Conde 12	x				x			
Conde 13	x			x	x			
Conde 15	x				x			
Conde 16		x	x			x	x	
Santos 01			x				x	
Santos 02		x	x				x	
Santos 08			x				x	
Santos 13		x					x	
Santos 17	x			x				x
Santos 24			x				x	
Santos 27				x				x
Santos 32	x			x				x
Santos 40		x	x			x	x	
Santos 42			x			x		
Santos 66	x				x			
Santos 72		x				x		
Santos 82		x				x		
Santos 85			x			x		
Santos 94			x				x	
Santos 102			x				x	
Santos 105				x	x			
Santos 106			x			x		
Santos 115		x	x			x	x	

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Tabla 18. Índice de Eficiencia de completamiento Bloque 2-8-9

POZOS	Índice de Eficiencia de Completamiento/Water				Índice de Eficiencia de Completamiento/Aceite			
	HW/HKHnet	HW/LKHnet	LW/LKHnet	LW/HKHnet	HO/HKHnet	HO/LKHnet	LO/LKHnet	LO/HKHnet
Sabana 01		x	x			x		
Sabana 02								
Sabana 03		x				x		
Santos 16								
Santos 19		x					x	
Santos 31		x					x	
Santos 35	x			x	x			x
Santos 36		x					x	
Santos 48		x	x			x		
Santos 57			x				x	
Santos 62			x				x	
Santos 63			x				x	
Santos 77		x					x	
Santos 83		x					x	
Santos 87		x					x	
Suerte 06	x			x	x			
Suerte 11		x	x				x	
Suerte 14				x	x			
Suerte 16			x			x		
Suerte 17		x	x			x		
Suerte 19	x				x			
Suerte 20	x							x
Suerte 21	x				x			
Suerte 22		x					x	
Suerte 23	x					x		
Suerte 25			x				x	
Suerte 27	x			x				x
Suerte 28	x			x				x
Suerte 29		x					x	
Suerte 30		x					x	
Suerte 31		x	x				x	
Suerte 32				x			x	
Suerte 33		x	x				x	
Suerte 35	x						x	

POZOS	Índice de Eficiencia de Completamiento/Water				Índice de Eficiencia de Completamiento/Aceite			
	HW/HKHnet	HW/LKHnet	LW/LKHnet	LW/HKHnet	HO/HKHnet	HO/LKHnet	LO/LKHnet	LO/HKHnet
Suerte 36			x				x	
Suerte 39	x				x			
Suerte 41			x				x	
Suerte 50		x	x			x	x	

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Tabla 19. Índice de Eficiencia de completamiento Bloque 4-5

POZOS	Índice de Eficiencia de Completamiento/Water				Índice de Eficiencia de Completamiento/Aceite			
	HW/HKHN	HW/LKHnt	LW/LKHN	LW/HKHN	HO/HKHnet	HO/LKHN	LO/LKHN	LO/HKHN
Santos 03		x				x		
Santos 07		x					x	
Santos 09		x					x	
Santos 14	x			x	x			
Santos 22		x					x	
Santos 30			x				x	
Santos 33		x					x	
Santos 41		x					x	
Santos 47			x			x		
Santos 51		x					x	
Santos 60	x				x			
Santos 68				x	x			
Santos 79		x	x			x		
Santos 88				x	x			
Santos 90		x					x	
Santos 98		x	x				x	
Santos 100	x							x
Santos 101			x			x		
Santos 103	x			x	x			
Santos 104		x				x		
Santos 04		x					x	
Santos 21		x	x				x	
Santos 26		x	x			x		
Santos 38			x			x		
Santos 45			x				x	

POZOS	Índice de Eficiencia de Completamiento/Water				Índice de Eficiencia de Completamiento/Aceite			
	HW/HKHn	HW/LKHnt	LW/LKHn	LW/HKHn	HO/HKHnet	HO/LKHn	LO/LKHn	LO/HKHn
Santos 49		x	x				x	
Santos 53								
Santos 58		x				x		
Santos 59		x				x		
Santos 61	x			x				x
Santos 69		x					x	
Santos 89	x			x	x			
Santos 92		x					x	
Santos 99			x				x	
Santos 113	x			x	x			x

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Tabla 20. Índice de Eficiencia de completamiento Bloque 6-7

POZOS	Índice de Eficiencia de Completamiento/Water				Índice de Eficiencia de Completamiento/Aceite			
	HW/HKHnet	HW/LKHnet	LW/LKHnet	LW/HKHnet	HO/HKHnet	HO/LKHnet	LO/LKHnet	LO/HKHnet
Santos 15		x	x				x	
Santos 18	x			x	x			
Santos 23								
Santos 25		x	x				x	
Santos 39			x				x	
Santos 46			x			x		
Santos 50		x	x				x	
Santos 54	x			x	x			
Santos 70		x	x			x		
Santos 71			x				x	
Santos 76		x	x				x	
Santos 95		x	x				x	
Santos 96			x			x		
Santos 97		x					x	
Santos 110		x				x		
Santos 111			x				x	
Santos 05	x			x				x

POZOS	<i>Indice de Eficiencia de Completamiento/Water</i>				<i>índice de Eficiencia de Completamiento/Aceite</i>			
	HW/HKHnet	HW/LKHnet	LW/LKHnet	LW/HKHnet	HO/HKHnet	HO/LKHnet	LO/LKHnet	LO/HKHnet
Santos 10								
Santos 37		x	x			x		
Santos 43			x			x		
Santos 44			x				x	
Santos 52			x			x		
Santos 55		x	x				x	
Santos 56			x				x	
Santos 65			x				x	
Santos 67		x	x			x		
Santos 74	x				x			
Santos 78				x	x			
Santos 80			x				x	
Santos 81		x				x		
Santos 93			x				x	
Santos 107		x				x		
Santos 109		x				x		

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Tabla 21. Índice de Eficiencia de completamiento Bloque 10

POZOS	<i>Indice de Eficiencia de Completamiento Water</i>				<i>índice de Eficiencia de Completamiento Aceite</i>			
	HW/HKHnet	HW/LKHnet	LW/LKHnet	LW/HKHnet	HO/HKHnet	HO/LKHnet	LO/LKHnet	LO/HKHnet
Suerte 02	x			x				x
Suerte 03	x			x				x
Suerte 04		x	x			x	x	
Suerte 07		x	x				x	
Suerte 08		x	x				x	
Suerte 09		x	x			x		
Suerte 10	x			x				x
Suerte 12		x					x	
Suerte 13								
Suerte 15	x			x				x
Suerte 18		x	x				x	
Suerte 24	x				x			
Suerte 26		x					x	

POZOS	Índice de Eficiencia de Completamiento Water				Índice de Eficiencia de Completamiento Aceite			
	HW/HKHnet	HW/LKHnet	LW/LKHnet	LW/HKHnet	HO/HKHnet	HO/LKHnet	LO/LKHnet	LO/HKHnet
Suerte 38		x				x		
Suerte 42				x	x			
Suerte 43		x					x	
Suerte 44		x				x		
Suerte 45			x				x	
Suerte 46		x					x	
Suerte 47			x				x	
Suerte 48								

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

En este criterio de selección los pozos que están ubicados en el tercer cuadrante con tasa de producción de aceite y capacidad de flujo por debajo del promedio serían los pozos potenciales para realizar trabajos de reacondicionamiento.

4.7 DAÑO APARENTE A LA FORMACION

Es un indicador del grado de daño a la formación en la vecindad del pozo, los resultados de estos cálculos se representan en mapas de burbuja o grilla. Es importante resaltar que esta es una propiedad de tipo cualitativo.

Se generaron mapas de grilla para las siguientes variables para cada uno de los bloques y se clasificaron de igual manera en las categorías: bajo, medio y alto.

Se emplearon las siguientes fórmulas para el respectivo cálculo:

$$\text{Daño aparente} = \frac{\text{Reservoir.KH}_{net}}{\text{Oil.cum}_{normalized}}$$

$$\text{Daño aparente} = \frac{\text{Reservoir.KH}_{net}}{\text{Liq.cum}_{normalized}}$$

Esta variable nos indica que si el producto del KHnet es alto pero el líquido producido acumulado es bajo el resultado es un mayor daño aparente.

El resultado entre la permeabilidad y el espesor neto de la arena productora, representa el grado en que esta puede proveer un suministro de fluidos de yacimiento, de manera que es muy importante realizar esta clasificación teniendo en cuenta la propiedad ya mencionada.

En las tablas (22-26) se ilustra la tabulación de los datos realizados para estos mapas donde solo se citan los pozos que han pasado los filtros para los ítems anteriormente descritos (79 pozos).

Tabla 22. Daño aparente bloque 1-3

Bloque 1-3		
Well	Liq. Apparent Formation Damage	Oil. Apparent Formation Damage
Conde 01	Low	Low
Conde 02	High	High
Conde 03	Low	Low
Conde 04	Low	Low
Conde 05	Low	Low
Conde 06	Low	Low
Conde 07	Low	Low
Conde 08	Low	Low
Conde 13	Low	Low
Conde 15	Low	Low
Santos 17	Low	Low
Santos 42	Low	Low
Santos 66	Low	Low
Santos 85	Low	Low
Santos 105	Low	Low

Liq.Apparent Formation Damage	
0<1730	Low

Tabla 23. Daño aparente bloque 2-8-9

Bloque 2-8-9		
Well	Liq. Apparent Formation Damage	Oil. Apparent Formation Damage
Sabana 01	Low	Low
Sabana 03	Low	Low
Santos 16	Low	Low
Santos 19	Low	Low
Suerte 06	Low	Low
Suerte 11	Low	Low
Suerte 16	Low	Low
Suerte 17	Low	Low
Suerte 19	Low	Low
Suerte 21	Medium	Low
Suerte 27	Medium	Low
Suerte 39	High	Medium

Liq.Apparent Formation Damage	
6<298	Low

1730<8650	Medium
8650<10380	High
Oil. Apparent Formation Damage	
0<1500	Low
1500<7500	Medium
7500<9000	High

298<1469	Medium
1469<1761	High
Oil. Apparent Formation Damage	
6<838	Low
838<1671	Medium
1671<2503	High

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Tabla 24. Daño aparente bloque 4-5

Bloque 4-5		
Well	Liq. Apparent Formation Damage	Oil. Apparent Formation Damage
Santos 03	Low	Low
Santos 14	Low	Low
Santos 41	Low	Low
Santos 47	Low	Low
Santos 51	Low	Low
Santos 60	Low	Low
Santos 68	High	Low
Santos 79	Low	Low
Santos 88	High	Low
Santos 90	Low	Low
Santos 100	High	Low
Santos 101	Low	Low
Santos 103	Medium	Low
Santos 104	Low	Low
Santos 04	Low	Low
Santos 21	Low	Low
Santos 45	Low	Low
Santos 49	Low	Low
Santos 53	Low	Low
Santos 58	Low	Low
Santos 59	Low	Low

Tabla 25. Daño aparente bloque 6-7

Bloque 6-7		
Well	Liq. Apparent Formation Damage	Oil. Apparent Formation Damage
Santos 18	Low	Low
Santos 23	Low	Low
Santos 39	Low	Low
Santos 46	Low	Low
Santos 54	Low	Low
Santos 70	Low	Low
Santos 71	Low	Low
Santos 96	High	High
Santos 110	Low	Low
Santos 111	Low	Low
Santos 37	Low	Low
Santos 43	Low	Low
Santos 52	Low	Low
Santos 67	Low	Low
Santos 74	Low	Low
Santos 78	Low	Low
Santos 81	Low	Low
Santos 107	Low	Low
Santos 109	Low	Low

Santos 61	Low	Low
Santos 89	Low	Low
Santos 92	Medium	Low

Liq.Apparent Formation Damage	
1<97	Low
97<193	Medium
193<289	High
Oil. Apparent Formation Damage	
1<1667	Low
1667<3334	Medium
3334<5000	High

Liq.Apparent Formation Damage	
3<312	Low
312<621	Medium
621<931	High
Oil. Apparent Formation Damage	
5<1670	Low
1670<3335	Medium
3335<5000	High

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Tabla 26. Daño aparente bloque 10

Bloque 10		
Well	Liq. Apparent Formation Damage	Oil. Apparent Formation Damage
Suerte 03	Low	Low
Suerte 08	Low	Low
Suerte 09	Low	Low
Suerte 12	Low	Low
Suerte 15	Low	Low
Suerte 24	Low	Low
Suerte 38	Low	Low
Suerte 44	Low	Low
Liq.Apparent Formation Damage		
0<147	Low	
147<294	Medium	
294<441	High	
Oil. Apparent Formation Damage		
0<1167	Low	
1167<2334	Medium	
2334<3501	High	

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Los pozos correspondientes a los Bloques 1 y 3 son los que presentan mayor índice de daño con respecto al resto de pozos, resaltando que dos de ellos se encuentran abandonados Conde 13 y Santos 17. Además los pozos que menor índice de daño presentan son los correspondientes a los bloques 4 y 5, donde 5 pozos se encuentran abandonados Santos 60, 21, 49, 61 y 89.

Con respecto a los bloques 6 y 7 el índice de daño también es bajo y tiene 4 pozos abandonados Santos 18, 23, 54 y 67. Por último en el bloque 10 se encuentran abandonados 2 pozos Suerte 03 y 09.

El color rosa en las anteriores tablas indican los pozos seleccionados para realizar trabajos de reacondicionamiento seleccionados luego de realizar un análisis integral de todos los procesos ya descritos.

4.8 RESULTADOS DEL ANALISIS INTEGRAL PARA LA SELECCION DE POZOS CANDIDATOS A WORKOVER

Además de todos los criterios descritos se revisaron los eventos que afectaron e influenciaron el desarrollo de la vida productiva de cada uno de los pozos que conforman el campo, tales como: cañoneos, aislamientos, squeeze, abandonos, arenamientos, limpiezas, cierres temporales, entre otros, que se encuentran disponibles gracias a la recopilación inicial de datos históricos de los pozos y a su correspondiente tabulación.

Por último se decidió postular los pozos para trabajos de reacondicionamiento mencionados en la tabla 27:

Tabla 27. Pozos Candidatos para operaciones de Workover

Pozos Seleccionados	
Bloque 1-3	Conde 8
Bloque 2-8-9	Suerte 11
Bloque 4-5	Santos 14
	Santos 90
	Santos 100
	Santos 4
	Santos 45
	Santos 58
Bloque 6-7	Santos 39
	Santos 71
	Santos 111
Bloque 10	Suerte 8

Fuente. Software Oil Field Manager SCHLUMBERGER

Los criterios de mayor relevancia tenidos en cuenta para esta selección, fueron las reservas para cada pozo tomado como el primer filtro ya que aquellos pozos que no contaban con reservas serian excluidos de posteriores análisis, los Índices de Heterogeneidad que nos indicaban el comportamiento individual de un pozo respecto al promedio del grupo y de esta manera seleccionar aquellos pozos que tuvieran una producción de aceite por debajo del promedio del grupo y por supuesto que contaran con propiedades geológicas y estratigráficas optimas, como también pozos que tuvieran caudales inferiores a 4 bl/dia valor establecido como criterio que determino el limite económico para los pozos que conforman el campo.

5. CONCLUSIONES

Mediante la aplicación del análisis de procesos de ingeniería fue posible seleccionar los pozos candidatos para trabajos de Workover en el Campo Provincia obteniendo 12 de 161 pozos analizados para la arena N.

Obtener buenos resultados y optima eficiencia implementando el análisis de procesos de ingeniería con las herramientas del software OFM depende directamente del control de calidad que se debe realizar inicialmente a la información que se carga en la base de datos y así identificar anomalías que se conviertan en la causa raíz para que los procesos generados no sean significativos.

Se realizó una distribución por bloques del Campo Provincia que permitió evaluar el desempeño de los pozos de manera detallada y disminuyó la incertidumbre del análisis en los procesos a desarrollar.

Los pozos seleccionados presentan tasas de declinación mensual con un promedio de 0,4%. La producción acumulada de los fluidos es de 1262,4 Mbbls y con un considerable valor de reservas que van desde los 4.126 Bbls hasta los 102.504 Bbls.

El software utilizado Oil Field Manager ofrece una variedad de herramientas que permiten realizar un estudio detallado del comportamiento de la producción de un Campo mediante el análisis de procesos generados a partir de la implementación de dichas herramientas.

Los análisis realizados utilizando el software OFM permiten tomar decisiones oportunas durante el desarrollo de un proyecto a corto plazo y determinar de esta manera si es o no económicamente viable.

Las curvas que rigen el comportamiento de un yacimiento, tales como las curvas de producción de petróleo son de gran ayuda para los ingenieros y además con el análisis de ingeniería de yacimiento nos permite hacer predicciones del comportamiento a futuro de la producción del campo.

6. RECOMENDACIONES

Ampliar la base de datos con los datos de presión del campo, de esta manera complementar el diagnóstico para la selección de pozos candidatos a trabajos de reacondicionamiento. Así mismo realizar un estudio que tenga como objetivo recopilar esta información ya que es determinante en la realización de proyectos como este.

Actualizar la base de datos de producción e información PVT del campo Provincia para posteriores estudios.

Desarrollar un modelo de presiones del yacimiento.

Realizar un análisis económico tomando en cuenta precios estándares en la industria a la fecha de hoy, el costo por servicio y considerar factores que afecten el balance económico en la ejecución del servicio.

Realizar una distribución de producción para gas y agua validada con datos tomados en sitio, este proceso disminuye la incertidumbre en los procesos.

Se debe establecer un plan de seguimiento a los datos reportados en los trabajos hechos a los pozos, optimizando así la información, base para la realización del proyecto.

Realizar reportes que permitan validar la información suministrada para realizar proyectos de este tipo. En los datos suministrados se encontraron

falencias como número de días producidos sin el correspondiente valor de producción afectando directamente los cálculos realizados, entre ellos los promedios.

BIBLIOGRAFIA

BLANN, Jack, and Laurie Jacobson. Production Optimization in the Provincia Field, SPE, Exxon Production Research Co., Esso Colombiana Ltd.

CABRERA, Heliodoro, and CASTILLO, German. Curso Oil Field Manager V.2005, [CD-ROM], Bucaramanga. Ecopetrol ICP, 2006.

ECOPETROL ICP. Aplicación de la Tecnología para Incrementar la Producción Campo Provincia, Base de datos [CD-ROM], Bucaramanga, 2009.

ECOPETROL S.A. Manejo de la Información del Software Corporativo DWF para Identificar y Analizar los PROBLEMAS de Operación en el Campo Provincia.

ECOPETROL S.A. Optimización de Producción para los Campos de la Gerencia Llanos, Paper, 2006.

ECOPETROL S.A. Presentación Desarrollo Proyecto Pass Yarigui-Cantagallo, 2008.

MENDOZA, Ney Leandro. Manejo y Aplicación Práctica del Software “Oil Field Manager” en el Área Tigre del Campo Gustavo Galindo Velasco”, Tesis de grado, Ecuador, 2006.

SCHLUMBERGER. Geoquest Reservoir Technologies Pass, Summaries of the lectures: PDVSA Anchor Program, 2000.

V INGEPET. Aplicación de Metodología Pass para la Identificación de Oportunidades para Incremento de Productividad en un Campo Maduro del Valle Medio del Magdalena, Paper, 2009.