

GESTION DE CAMPOS MADUROS Y SU RELEVANCIA ANTE LA COYUNTURA  
ACTUAL DE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS GENERADA POR LA  
CAIDA DE LOS PRECIOS DEL PETROLEO

ROGELIO ANDRES ESCOBAR CARDONA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2017

GESTION DE CAMPOS MADUROS Y SU RELEVANCIA ANTE LA  
CONYUNTURA ACTUAL DE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS  
GENERADA POR LA CAIDA DE LOS PRECIOS DEL PETROLEO

ROGELIO ANDRES ESCOBAR CARDONA

Monografía para optar el título de  
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director  
Manuel Enrique Cabarcas Simancas  
Ingeniero de Petróleos. Magíster en Ingeniería Química

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2017

## AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la oportunidad de alcanzar este nuevo logro, a mi amada esposa por el apoyo incondicional en cada uno de nuestros proyectos de vida, a mis padres y demás familia porque siempre he sabido que puedo contar con ellos en los momentos de felicidad y en los instantes en los que la vida me pone obstáculos en el camino.

A los docentes y a los funcionarios de la Universidad Industrial de Santander que con sus enseñanzas y apoyo me ayudaron a recorrer el camino que me forjo como un ser más completo en el ámbito personal y profesional.

A cada uno de mis compañeros de trabajo de la empresa GeoPark Colombia por estar dispuestos en todo momento en brindarme su colaboración para llevar a buen término mi proyecto.

Quiero agradecer de manera especial a cada una de las personas que de una u otra manera con sus comentarios, su sapiencia, su experticia, su colaboración y paciencia hicieron parte de éste gran logro.

## CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	10
1. FILOSOFIA DE DESARROLLO DE CAMPOS MADUROS	12
1.1 DEFINICIONES Y CRITERIOS	12
1.2 METODOLOGIA	14
1.2.1 Identificación de la oportunidad.	14
1.2.2 Conformación de un grupo interdisciplinario.	15
1.2.3 Recopilación y análisis de la información.	18
1.2.4 Sesiones internas.	18
1.2.5 Reuniones con las instituciones gubernamentales.	19
1.2.6 Reuniones con las comunidades.	19
1.2.7 Reuniones con proveedores.	19
1.2.8 Gestión de la tecnología.	20
1.3 ESTADISTICAS	20
1.3.1 Históricos producción de gas	20
1.3.2 Históricos producción de petróleo	22
1.3.3 Históricos del precio del petróleo.	24
2. PLANTEAMIENTO DEL CASO DE ESTUDIO	28
2.1 GENERALIDADES DEL BLOQUE	29
2.1.1 Localización	29
2.1.2 Antecedentes	31
2.1.3 Historia de producción.	33
2.1.4 Marco geológico.	33
2.2 ESCENARIO TECNICO ECONOMICO	34
2.2.1 Escenario Técnico.	34
2.2.1.1 Corte de agua.	34
2.2.1.2 Sistema de Levantamiento.	34
2.2.1.3 Facilidades de Superficie.	36
2.2.1.4 Aporte de Finos.	36

2.2.2 Escenario Económico.	
2.3 SUSPENSION DE OPERACIONES	38
3. IMPLEMENTACION DE LA METODOLOGIA DE ANALISIS	38
4. RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACION DE LA METODOLOGIA	39
5. CONCLUSIONES	42
BIBLIOGRAFIA	43

## LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Pozos del Bloque Trisquel.	30
Tabla 2. Sistemas de levantamiento – Bloque Trisquel	35
Tabla 3. Resultados en costos de la gestión	40

## LISTA DE FIGURAS

Pág

- Figura 1. Ciclo PHVA
- Figura 2. Identificación de un campo maduro
- Figura 3. Grupo Interdisciplinario
- Figura 4. Produccion Comercializada de Gas - 2014
- Figura 6. Produccion Comercializada de Gas - 2016
- Figura 7. Produccion Fiscalizada de Petroleo - 2014
- Figura 8. Produccion Fiscalizada de Petroleo - 2015
- Figura 9. Produccion Fiscalizada de Petroleo – 2016
- Figura 10. Precios historicos del petroleo – enero de 2011 a noviembre de 2016
- Figura 11. Precios historicos del petroleo – año 2011
- Figura 12. Precios historicos del petroleo – año 2012
- Figura 13. Precios historicos del petroleo – año 2013
- Figura 14. Precios historicos del petroleo – año 2014
- Figura 15. Precios historicos del petroleo – año 2015
- Figura 16. Precios historicos del petroleo – año 2016
- Figura 17. Mapa de Cuencas sedimentarias – ANH
- Figura 18. Historia de produccion – Bloque Trisquel
- Figura 19. Historia de produccion Vs. Pozos activos
- Figura 20. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.
- Figura 21. Precios historicos del petroleo – año 2014.
- Figura 22. Distribucion de los costos de operación – Sem. A de 2014.

## RESUMEN

**TITULO:** GESTION DE CAMPOS MADUROS Y SU RELEVANCIA ANTE LA COYUNTURA ACTUAL DE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS GENERADA POR LA CAIDA DE LOS PRECIOS DEL PETROLEO\*

**AUTOR:** ROGELIO ANDRES ESCOBAR CARDONA.\*\*

### **PALABRAS CLAVES**

- Campo maduro
- Campo marginal
- Factor de recobro F.R.

La importancia de aumentar las reservas de petróleo y el factor de recobro han hecho que la gestión eficiente de los campos maduros tome relevancia y aún más cuando la industria de los hidrocarburos atraviesa por coyunturas generadas por los precios de venta del crudo, tal y como es el escenario actual a nivel mundial.

La implementación de un plan de gestión integral permitirá identificar y observar si existen alternativas y/o opciones para la reactivación y/o el rejuvenecimiento de un campo maduro. El operar de una manera eficiente haciendo una sinergia que involucre las actividades operativas de superficie, con una administración controlada del yacimiento, una continuación evaluación costos y la eficacia y eficiencia en todos los procesos involucrados permitirá alargar y mantener la vida de los campos.

Por lo anterior la importancia de aumentar las reservas de petróleo y el factor de recobro han hecho que la gestión eficiente de los campos maduros tome relevancia en la industria de los hidrocarburos y así poder mantener el nivel de las reservas contribuyendo con esto positivamente al momento coyuntural que atraviesa la industria creando una panorama favorable del sector ayudando con esto a generar consciencia en el área de los hidrocarburos para aumentar las reservas del petróleo.

---

\* Monografía.

\*\* Escuela de Ingeniería de Petróleos-Especialización en Gerencia de Hidrocarburos-Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas.

## ABSTRAC

**TITLE:** MANAGEMENT OF MATURE FIELDS AND ITS RELEVANCE TO THE CURRENT SITUATION OF THE HYDROCARBON INDUSTRY GENERATED BY THE FALL OF OIL PRICES.\*

**AUTOR:** ROGELIO ANDRES ESCOBAR CARDONA.\*\*

### KEYWORDS

- Mature field
- Marginal field
- Recovery factor F.R.

The importance of increasing oil reserves and the recovery factor have made the efficient management of mature fields more relevant and even more so when the hydrocarbons industry is experiencing difficulties caused by crude sales prices, as it is The current scenario worldwide.

The implementation of a comprehensive management plan will allow the identification and observation of alternatives and / or options for the reactivation and / or rejuvenation of a mature field. Operating efficiently by making a synergy involving surface operational activities, with controlled reservoir management, a continuing evaluation of costs, and the effectiveness and efficiency in all processes involved will lengthen and maintain the life of the fields.

Due to the above, the importance of increasing oil reserves and the recovery factor have made the efficient management of the mature fields take relevance in the hydrocarbon industry and thus maintain the level of reserves contributing positively to the momentum That crosses the industry creating a favorable panorama of the sector helping with this to generate consciousness in the area of the hydrocarbons to increase the oil reserves.

The implementation of a comprehensive management plan will allow the identification and observation of alternatives and / or options for the reactivation and / or rejuvenation of a mature field. Operating efficiently by making a synergy involving surface operational activities, with controlled reservoir management, a continuing evaluation of costs, and the effectiveness and efficiency in all processes involved will lengthen and maintain the life of the fields.

---

\* Monografía.

\*\* Escuela de Ingeniería de Petróleos-Especialización en Gerencia de Hidrocarburos-Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas.

## INTRODUCCIÓN

Ante la caída de los precios internacionales del petróleo que tuvo su inicio a mediados del año 2014 y la disminución de las reservas de hidrocarburos asociadas a la explotación sin reemplazo de las mismas, la industria de hidrocarburos se ha visto en la necesidad de buscar alternativas que permitan cubrir éste déficit; y teniendo en cuenta que los proyectos exploratorios en gran medida poseen un alto grado de incertidumbre de éxito y también de riesgo técnico-económico, las operadoras están dirigiendo sus esfuerzos en encontrar alternativas que, con un mayor grado de certeza, permitan aumentar sus reservas con una inversión, que en la mayoría de casos, sea menor que la que se hace en un proyecto exploratorio, y que además brinden más confiabilidad en poder lograr los objetivos propuestos. Por todo esto, la explotación de campos maduros ha venido tomando fuerza y se proyecta como una de las alternativas que podría ayudar a superar la crisis.

Las empresas productoras de hidrocarburos han llegado al punto de postergar al máximo y hasta desistir de los proyectos exploratorios debido a que el riesgo asociado a dichos proyectos es alto, y la relación costo-beneficio no es atractiva para llegar a su ejecución. La coyuntura actual de la industria de los hidrocarburos ha hecho que los planteamientos que realzan la importancia de la optimización de los procesos de producción y de los costos asociados a la explotación tomen fuerza. Dichos planteamientos son los factores pilares para la explotación eficiente de los campos maduros, por lo cual se hace indispensable tomar conciencia de la necesidad de involucrar en cada organización un plan que opere de manera integral y secuencial en pro de aumentar el Factor de Recobro de los yacimientos sin descuidar los aspectos ambientales. Dicho plan debe ser concebido, creado, ejecutado, monitoreado, evaluado y retroalimentado por un grupo interdisciplinario de la organización y apoyado por terceros, que aporten su experticia, sus conocimientos y sus ayudas tecnológicas.

La gestión de un campo maduro pasa por su identificación, clasificación y valoración como un activo importante para la organización. Para ello se adopta una metodología que en cada una de sus etapas cuente con la participación de las diferentes áreas de la organización y sea dirigida por un líder del proyecto que concentre y evalúe los avances del proyecto. Los buenos resultados están ligados en gran medida a la interacción del grupo de trabajo que busca abordar hasta el más mínimo detalle en procura de lograr una operación sostenible y eficiente que genere valor. Vale la pena mencionar que contar con el apoyo de la dirección de la organización es vital para la ejecución de un proyecto de este tipo, ya que sin ello

difícilmente la explotación de un campo maduro hará parte de los planes de trabajo de la compañía.

La producción actual de hidrocarburos en Colombia y a nivel mundial está asociada a la explotación de campos maduros, alcanzando valores que superan el 75% del total de la producción. Dichos valores se han obtenido gracias al aumento del factor de recobro que se constituye en el objetivo principal en cada uno de los campos que han sido objeto de una gestión de “rejuvenecimiento”.

Las compañías productoras de hidrocarburos al contar con una metodología que contemple la gestión de campos maduros les permite incrementar las posibilidades de aprovechar al máximo los recursos almacenados en los yacimientos (aumento del factor de recobro), convirtiéndose así en organizaciones sólidas con proyección futurista; y aunque es posible que en la actualidad no posean campos de esta categoría, en el futuro los tendrán y estarán preparados para abordar dicho escenario.

## 1. FILOSOFIA DE DESARROLLO DE CAMPOS MADUROS

En la presente sección se busca mostrar los principales aspectos que están relacionados con el desarrollo de los campos maduros, tomando como base una serie de definiciones que ayudan a contextualizar el campo de acción de la gestión y dan soporte para enunciar el planteamiento de una metodología que concentra sus esfuerzos en el aumento del factor de recobro logrando el “rejuvenecimiento de los campos”.

### 1.1 DEFINICIONES Y CRITERIOS

- CAMPO MADURO

Los diferentes enunciados que buscan definir un campo como maduro convergen en las siguientes características:

- Su longevidad sea mayor a 20 años y haya superado su pico (máximo) de producción.
- Se haya recuperado más de 70% de sus reservas 2P.
- La producción en el momento del análisis sea menor al 30%, al máximo alcanzado durante el pico de producción.
- El uso de nuevas tecnologías para aumentar ha sido mínimo o nulo.
- Los planes de desarrollo iniciales no hayan sido ajustados.
- Su corte promedio de agua sea alto (> 90%).
- Se tengan la mayoría de pozos inactivos sin haber recibido algún tipo de trabajo de recuperación secundaria o terciaria.
- Se presentan problemas para producir en la mayoría de los pozos activos (mecánicos, en el equipo de fondo obsoleto, presencia de arena, corrosión, parafinas, etc).
- Las facilidades de producción se han tornado obsoletas.
- Los costos de operación son altos obteniendo valores de EBITDA bajos o negativos.

- CAMPO MARGINAL

La clasificación de un campo como marginal está ligada principalmente a una clasificación financiera y no solo a su grado de madurez. Por lo general en un campo marginal ya se han realizado proyectos de rejuvenecimiento y las probabilidades de aumentar el factor de recobro es mínimo o nulo.

Otros autores definen un campo marginal como aquel “campo maduro cuyo comportamiento de presión-producción impide que se le asignen recursos suficientes por tener bajos índices de rentabilidad, posee altos costos de producción y además genera requerimientos de tecnología especializada. En ocasiones recibe recursos de otros proyectos para mantenerlos con actividad”<sup>1</sup>

- **FACTOR DE RECOBRO F.R.**

El Factor de Recobro es el porcentaje de hidrocarburos que se pueden extraer de un yacimiento respecto al volumen total.

- **MODELAMIENTO DE UN YACIMIENTO**

El modelamiento de un yacimiento contempla la integración de los modelos generados por las áreas de ingeniería y el área de geociencias. Como resultado de dicha integración se generan modelos estáticos, dinámicos y de simulación numérica. El modelamiento de un yacimiento nos brinda la oportunidad de tener herramientas más sólidas para la planificación del desarrollo de un campo.

- **LIMITE ECONÓMICO**

El Limite Económico es el momento a partir del cual los ingresos que se obtienen por la venta de los hidrocarburos son iguales a los costos incurridos en la explotación, por lo que la ganancia obtenida a futuro se hace cero (0) o menor que cero (0). Para los cálculos a futuro del límite económico se usa un estimado del valor de venta del hidrocarburo, las proyecciones de los costos de operación y los pronósticos de producción.

Las empresas productoras de hidrocarburos tienen la potestad de definir su límite económico como parámetro decisivo en la determinación del alcance de sus operaciones y en la magnitud de sus inversiones.

- **SISTEMA DE GESTION**

Un sistema de gestión es un conjunto de elementos de una organización interrelacionados o que interactúan para establecer políticas, y objetivos y procesos para el logro de estos objetivos<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> CORTÉS, VARA Ana María y JARDÓN, NAVARRETE José Arturo. Rejuvenecimiento de campos maduros en México. Trabajo de grado Ingeniero Petrolero. Facultad de ingeniería. México D.F: Universidad Nacional Autónoma, 2012 p. 35.

<sup>2</sup> INCONTEC INTERNACIONAL NTC ISO 14001:2015; p. 16

- CICLO PHVA (PLANIFICAR – HACER – VERIFICAR – ACTUAR)

El ciclo PHVA también conocido como círculo PDCA (del inglés plan-do-check-act) es una herramienta usada en la búsqueda de la mejora continua, fue presentada por Edwards Deming a partir del año 1950, la herramienta fue basada en un concepto ideado por Walter A. Shewhart. “La mejora continua o perpetua exige una modalidad circular”<sup>3</sup>

“El ciclo PHVA tiene cuatro etapas. Brevemente, la empresa planifica un cambio, lo realiza, verifica los resultados y, se los resultado, actúa para normalizar el cambio o para comenzar el ciclo de mejoramiento nuevamente con nueva información”<sup>4</sup>, las cuatro esta que componen el ciclo son: Planificar, Hacer, Verificar y Actuar.

En las siguientes figuras se muestra el ciclo de manera gráfica:

Figura 1. Ciclo PHVA



**Fuente:** WALTON, M.. El Método Deming en la práctica, Bogotá, Colombia. 2004. p. 18. Modificado por el autor.

## 1.2 METODOLOGIA

<sup>3</sup> WALTON, M.. El Método Deming en la práctica, Bogotá, Colombia. 2004. p. 18. Modificado por el autor

<sup>4</sup> Ibid., 18.

A continuación se plantea una metodología para la implementación de un sistema de gestión aplicado a campos maduros con el que se busca establecer una guía para la administración de los yacimientos en beneficio del aumento de su factor de recobro.

**1.2.1 Identificación de la oportunidad.** Los campos productores de hidrocarburos con una historia larga de producción, altos cortes de agua, presión de yacimiento baja, incrementos de los costos de producción marcados hacia el final del periodo productivo, instalaciones de superficie obsoletas y factores de recobro desactualizados (contemplados en el plan inicial de desarrollo) son los campos que a primera vista se pueden enmarcar como campos maduros y pueden ser objeto de estudio de una gestión que permita su rejuvenecimiento.

Para determinar el grado de madurez de un campo se debe identificar como mínimo las siguientes características (respuestas positivas a cada cuestionamiento):

Figura 2. Identificación de un campo maduro

DESCRIPCION	SI	NO
Longevidad es cercana o mayor a 20 años *?		
Se ha recuperado más del 70% de sus reservas 2P?		
Superó su pico (máximo) de producción?		
La producción en el momento del análisis es menor al 30%, al máximo alcanzado durante el pico de producción?		
El uso de nuevas tecnologías para aumentar ha sido mínimo o nulo?		
Los planes de desarrollo iniciales no han sido ajustados?		
El corte promedio de agua sea alto (> 90%)?		
Se tiene la mayoría de pozos inactivos sin haber recibido algún tipo de trabajo de recuperación secundaria o terciaria?		
Se presentan problemas para producir en la mayoría de los pozos activos (mecánicos, en el equipo de fondo obsoleto, presencia de arena, corrosión, parafinas, etc)?		
Las facilidades de producción son obsoletas? (capacidades, equipos, estado estructural, tecnología etc)		
Los costos de operación son altos obteniéndose valores de EBITDA bajos o negativos?		

Una vez se haya identificado el campo como maduro se procederá a la conformación de un grupo interdisciplinario para abordar desde las diferentes áreas el proyecto de rejuvenecimiento del campo.

**1.2.2 Conformación de un grupo interdisciplinario.** La conformación de un grupo interdisciplinario es de vital importancia porque permite que profesionales desde las distintas áreas involucren su saber y experiencia en el trabajo organizado y estratégico para la planificación y toma de decisiones frente a la solución de un mismo problema o situación. Este aspecto constituye una herramienta fundamental porque todas las variables intervienen en la definición y orientación del proceso en búsqueda de que se realice una gestión eficiente del campo.

Dicho grupo interdisciplinario como mínimo debe estar conformado por:

- **Líder del Proyecto:** se recomienda que sea un profesional con visión integral, por lo general hace parte del área de operaciones y domina una vasta información de los campos durante su periodo de explotación.
- **Geología y Geofísica:** la prospectividad basada en datos recopilados durante un extenso periodo de tiempo tiene un mayor grado de certeza, la reinterpretación y/o la adquisición de sísmica 3D son herramientas que con las que cuenta el área de G&G para la evaluación y reevaluación de la información geológica.
- **Área de Yacimientos:** el modelamiento de un yacimiento nos brinda la oportunidad de tener herramientas más sólidas para la planificación del desarrollo de un campo y/o de su rejuvenecimiento.
- **Área de Ingeniería:** el análisis y la optimización de los sistemas de levantamiento ayudan a obtener mayor eficiencia en la extracción de los fluidos desde el pozo.
- **Área de Producción:** los esquemas de personal y de proceso deben ser ajustados de acuerdo a los pronósticos de producción, el área de producción conoce la historia de los pozos y puede recomendar que permitan administrar de manera eficiente los yacimientos. Así mismo, su conocimiento histórico y experiencia sirve de base para los pozos que se contemplen perforar ya que su comportamiento tienden a ser similar que sus pozos tipo.
- **Área de Facilidades:** el área de facilidades debe proponer las modificaciones que estén acordes al nuevo modelo de producción (cantidad de pozos y caudales de aporte de los pozos) con el que se planea desarrollar el campo.

- **Área de Perforación y workover:** una vez se hayan identificado y evaluado las oportunidades por las áreas de yacimientos, de ingeniería, de producción y de facilidades, pasan a ser revisadas por el área de perforación y workover. La evaluación técnica para viabilizar los planteamientos de manera eficiente a un bajo costo hacen parte esencial de la evaluación que realiza el área.
- **Área Civil:** los mantenimientos, la construcción y/o ampliación de las plataformas y de las vías son inversiones que pueden ser de alta envergadura, sin embargo, en las inversiones que tienen que ver con las vías en ocasiones es posible que se logren estrategias con otras operadoras que tenga el uso compartido y de ésta manera hacer un apalancamiento que reduzca la inversión.
- **Área Ambiental:** toda actividad programada puede generar un impacto ambiental y es por ello que debe ser avalada por el área ambiental antes de su ejecución. La regulación ambiental interna y la gubernamental son factores sensibles en todas las etapas del proyecto.
- **Salud y Seguridad Industrial (health safety; HS):** en todas las etapas del proyecto se debe contar con el área de HS; el involucramiento de dicha área nos asegura que después de hacer una tarea juiciosa de identificación de riesgos, podamos contar con las barreras a la medida de cada uno para mitigarlos a su mínima expresión y/o llevarlo a un nivel de riesgo tolerable.
- **Área Financiera:** el área financiera se encarga de entrelazar los componentes técnicos con las variables financieras de tal manera que los resultados obtenidos ayudan a determinar desde un plano económico la viabilidad del proyecto permitiendo que la organización obtenga al final del ejercicio recursos financieros mayores a los que invierte y/o gasta. Los diferentes escenarios analizados tienen como objetivo principal obtener el mayor EBITDA positivo posible.
- **Área Legal:** el área legal debe velar que todas las actividades proyectadas cumplan con los lineamientos establecidos por las diferentes entidades gubernamentales como lo son el MM&E, ANH, ANLA, MINTRABAJO, corporaciones del medio ambiente regionales entre otras.

- **Área Social:** actualmente las comunidades del área de influencia de los proyectos juegan un papel decisivo en el desarrollo de las actividades por lo tanto quienes hagan parte de este ámbito deben tener gran experticia en el trabajo social para que intervengan eficientemente como voceros del proyecto, pero a su vez como mediadores, catalizadores y facilitadores de modo que las partes involucradas se vean lo suficientemente favorecidas con el desarrollo del proyecto.
- **Área de abastecimiento:** la reducción de costos asociada a los contratistas actuales y a la gestión de adquisición de nuevos equipos o tecnologías es un factor que influye directamente en los costos de operación.

En la figura 3 se muestra el esquema de conformación del grupo interdisciplinario:

Figura 3. Grupo Interdisciplinario



Cada área debe estar comprometida en encontrar la manera más eficiente de desarrollar su actividad, "hacer más con menos", cada peso cuenta y puede ser decisivo en la viabilidad del proyecto.

**1.2.3 Recopilación y análisis de la información.** Cada una de las áreas que conformar el equipo interdisciplinario tiene como tarea base la recopilación y análisis de la información que le compete a su área para la posterior revisión en las sesiones internas.

**1.2.4 Sesiones internas.** Las sesiones internas tienen como objeto analizar las variables que sean originadas desde cada una de las áreas, como resultado de dicho análisis se obtendrán las tareas y gestiones que permitan avanzar el desarrollo del proyecto. En cada sesión se deben dejar tareas, responsables y evaluar los avances.

**1.2.5 Reuniones con las instituciones gubernamentales.** Como todo proyecto de la organización debe contar con los lineamientos que vayan acorde con las regulación establecidas por las instituciones gubernamentales (MM&E, ANH, ANLA, MINTRABAJO). Toda propuesta que injiera con las regulaciones establecidas por una institución debe ser consultada al organismo que le compete, y una vez se obtenga la respuesta debe ser objeto de revisión para determinar cuál es el siguiente paso a seguir (modificar para una nueva consulta o ejecutar la propuesta).

**1.2.6 Reuniones con las comunidades.** La influencia de los proyectos en el ambiente social de la región en donde se desarrollan es muy marcada, a tal punto que la comunidad puede llegar a ser un factor determinante y pasan a ser un aspecto que se tiene en cuenta desde que el proyecto cobra vida y durante todo el periodo de su ejecución.

Los nuevos esquemas que son tema de discusión deben ser claros, concisos y deben mostrar ante los ojos de comunidad que el beneficio es mutuo y que los resultados serán entorno de una gana-gana.

**1.2.7 Reuniones con proveedores.** Los contratistas al ser el apoyo externo de las operadoras son afectados directamente por las decisiones que tomen sus clientes, sin embargo, las decisiones de las operadoras están atadas a la calidad y a los costos de los servicios que las contratistas ofrecen.

Se pueden agrupar las negociaciones en dos tipos según la relación que tenga la organización con el proveedor:

- Contratistas “conocidos”: Los contratistas que estuvieron o están ligados en el proyecto son los primeros a los que se debe contactar para buscar de manera conjunta la optimización del convenio contractual que existió o existe entre las dos empresas. Dichos contratistas pueden ajustar sus tarifas y sus servicios (bienes y servicios) teniendo en cuenta las expectativas de desarrollo de las operadoras, por supuesto sin dejar a un lado el beneficio económico que toda organización busca. Los contratistas al ser parte activa de los proyectos pueden ayudar a identificar las oportunidades de mejora y así ajustarse según convenga, ellos así como las operadoras deben tener claro que el viabilizar el rejuvenecimiento de un campo significa que tendrán la oportunidad de ser un aliado estratégico durante la vida del proyecto.
- Contratistas “nuevos”. El involucrar contratistas nuevos en el plan de rejuvenecimiento puede generar que se cuente con la opción de implementar tecnología que aún no haya sido aplicada o que tan siquiera haya sido contemplada en una de las etapas de desarrollo de mismo. También es posible que tengamos la opción de contratar el mismo servicio a tarifas menores que las actuales sin disminuir calidad ni el nivel de satisfacción.

**1.2.8 Gestión de la tecnología.** El uso de las tecnologías es un factor de éxito que se debe involucrar en la desarrollo de los proyectos de rejuvenecimiento de campos maduros, el acortar los ciclos de los proyectos y/o de los procesos hacen más eficiente la operación, la interacción entre las diferentes áreas de la organización apoyándose en la tecnología hace que cada dato recopilado sea explotado al máximo. La implementación de la tecnología permite hacer “Benchmarking” con los de clase mundial, lo que permite aprovechar la información de sus experiencias sin importar sus resultados negativos o positivos.

## 1.3 ESTADISTICAS

### 1.3.1 Históricos producción de gas

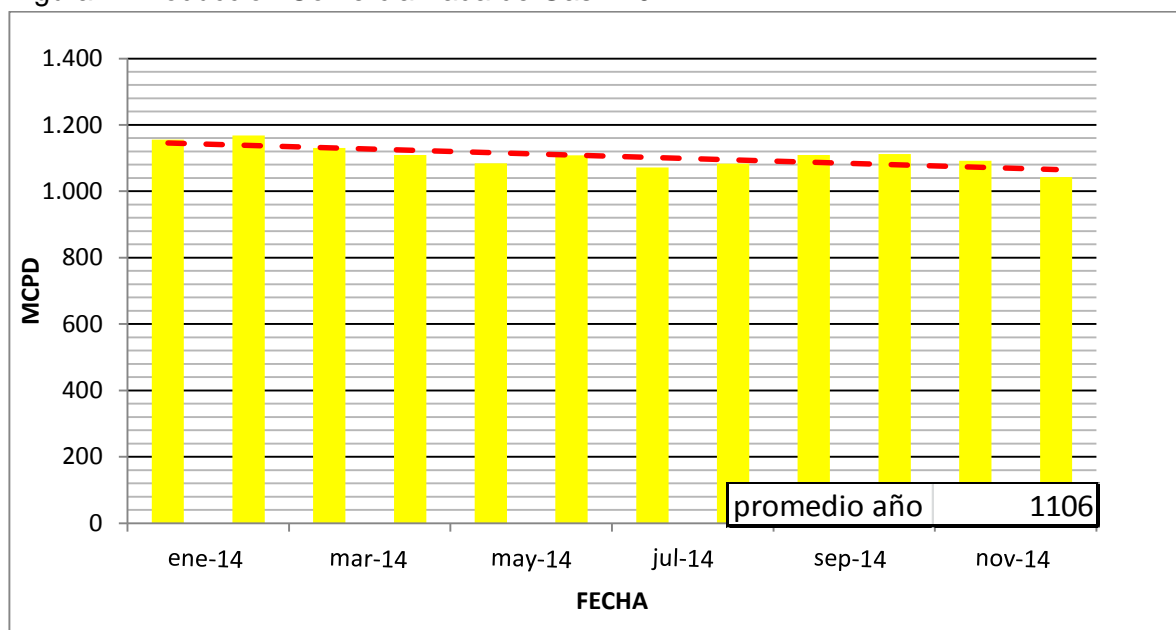
En las figuras 4, 5 y 6 se muestra la producción comercializada diaria de gas de Colombia desde el 2014 hasta septiembre de 2016 (información tomada de la página oficial de la ANH).

En las gráficas se puede ver que el comportamiento de la producción de gas durante el periodo de estudio tuvo una tendencia a la disminución, en enero de 2014 se tuvo

una producción promedio diaria de 1.156 MPCD y en octubre 1.034 MPCD, lo que significa que se redujo en 0.122 MPCD (- 11%). Dicha disminución de la producción se puede asociar a la falta de inversión por parte de la operadoras en operaciones de inversiones de altas cuantías (como en perforaciones, workover, adecuaciones a las facilidades de superficie, entre otros).

La producción diaria estimada promedio mensual de gas con corte a 31 de Diciembre de 2014 alcanzó los 1.043 Millones de pies cúbicos por día (MPCD). La producción diaria estimada promedio a la fecha: 1.106 MPCD.

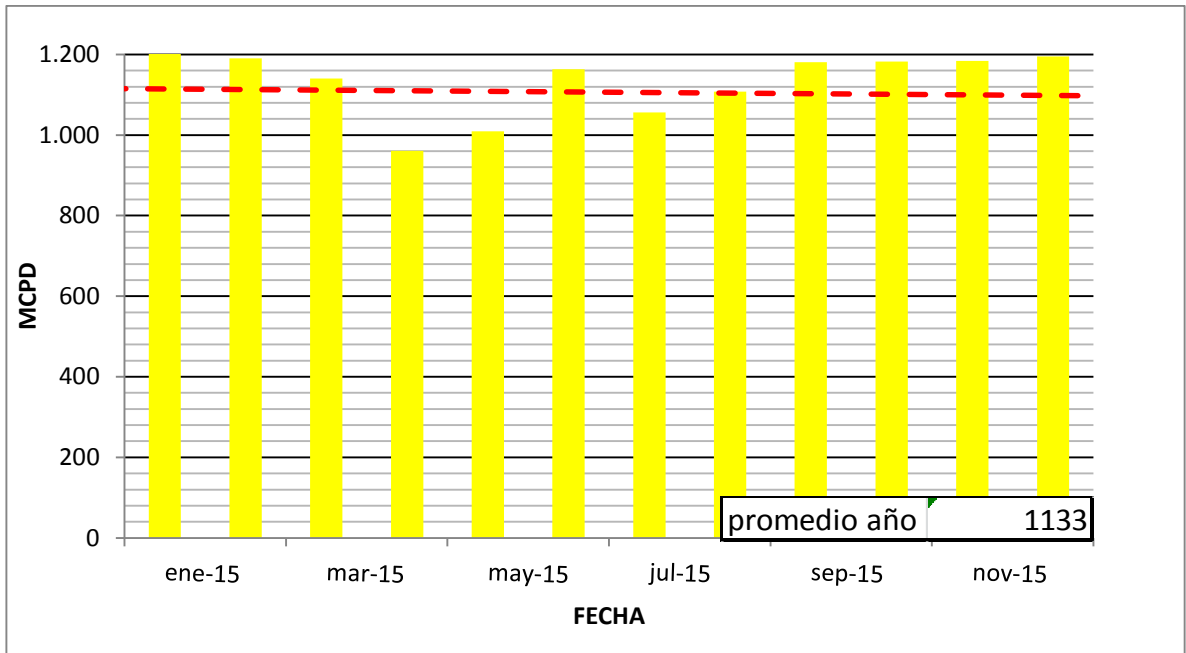
Figura 4. Produccion Comercializada de Gas - 2014



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Estadísticas de producción fiscalizada. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx> . Consultado en: noviembre de 2016. Modificado por el autor.

La producción diaria estimada promedio mensual de gas con corte a 31 de Diciembre de 2015 alcanzó los 1.195 MPCD (Millones de pies cúbicos promedio por día). La producción de gas promedio año 2015: 1.133 MPCD.

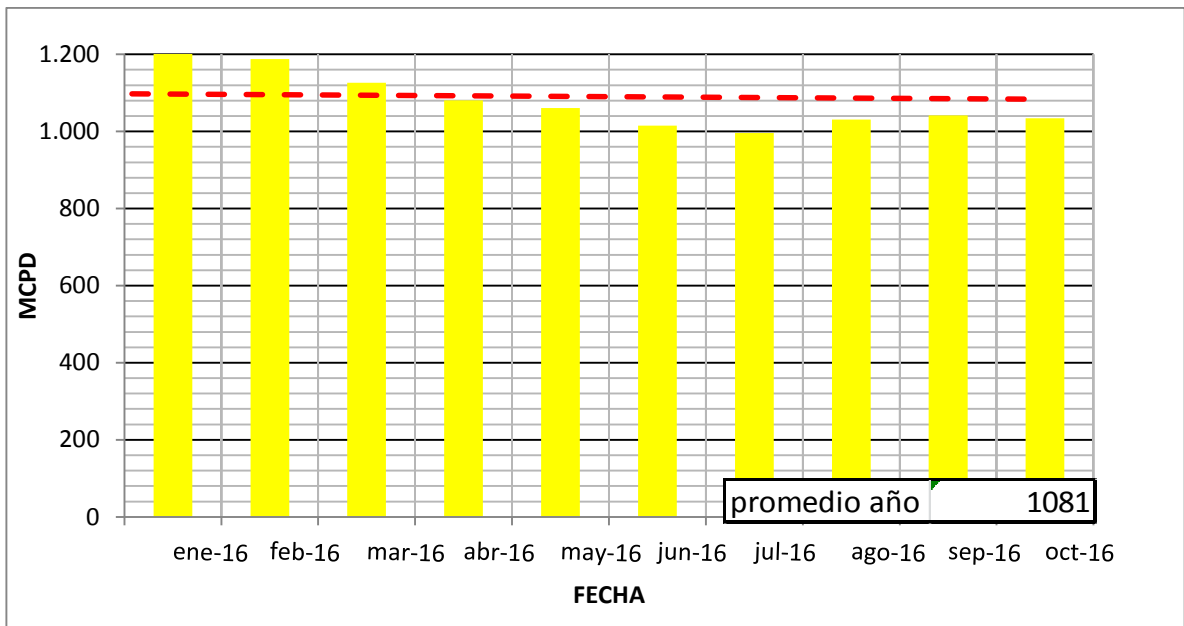
Figura 5. Produccion Comercializada de Gas - 2015



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Estadísticas de producción fiscalizada. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx> . Consultado en: noviembre de 2016. Modificado por el autor.

La producción diaria estimada promedio mensual de gas con corte a 31 de Octubre de 2016 alcanzó los 1.034 Millones de pies cúbicos por día (MPCD). La producción de gas promedio año 2016: 1.081 KBPD.

Figura 6. Produccion Comercializada de Gas – 2016



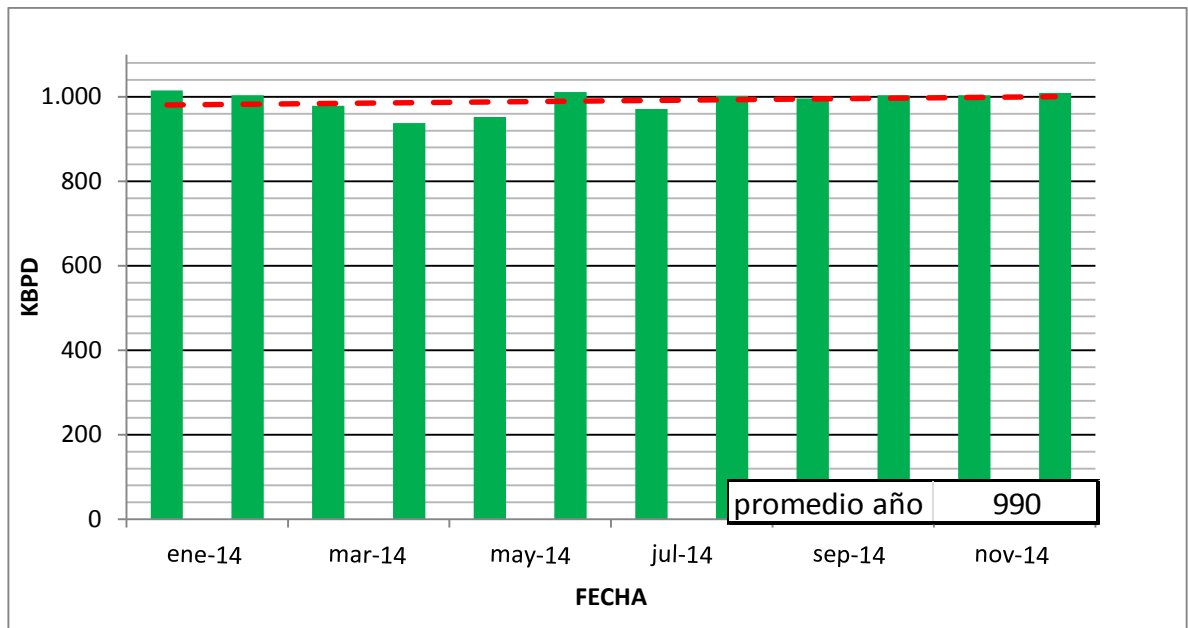
**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Estadísticas de producción fiscalizada. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx> . Consultado en: noviembre de 2016. Modificado por el autor.

### 1.3.2 Históricos producción de petróleo

En las siguientes figuras 7, 8 y 9 se muestra la producción fiscalizada diaria de petróleo de Colombia desde el 2014 hasta septiembre de 2016 (información tomada de la página oficial de la ANH).

La producción diaria estimada promedio mensual de petróleo con corte a 31 de Diciembre 2014 fue de 1.009 KBPD. La producción de crudo promedio año: 990 KBPD.

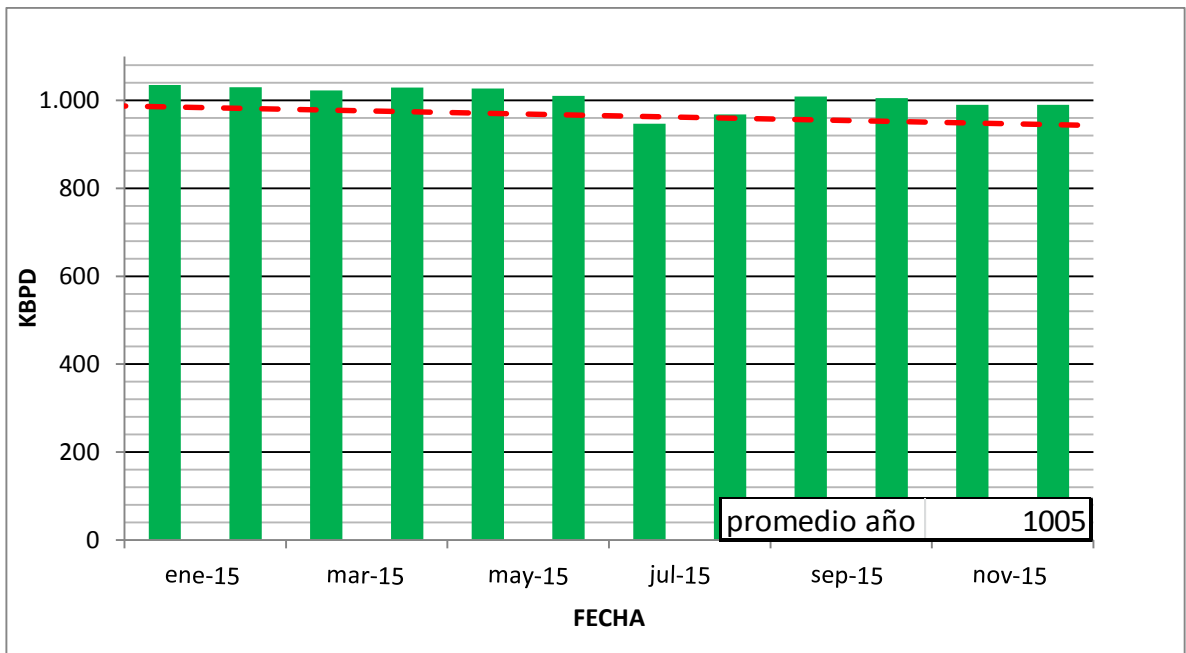
Figura 7. Produccion Fiscalizada de Petroleo – 2014.



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Estadísticas de producción fiscalizada. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx> . Consultado en: noviembre de 2016. Modificado por el autor.

La producción diaria estimada promedio mensual de crudo con corte a 31 de Diciembre de 2015 fue de 999 KBPD (Miles de barriles promedio por día). La producción de crudo promedio año 2015: 1.006 KBPD.

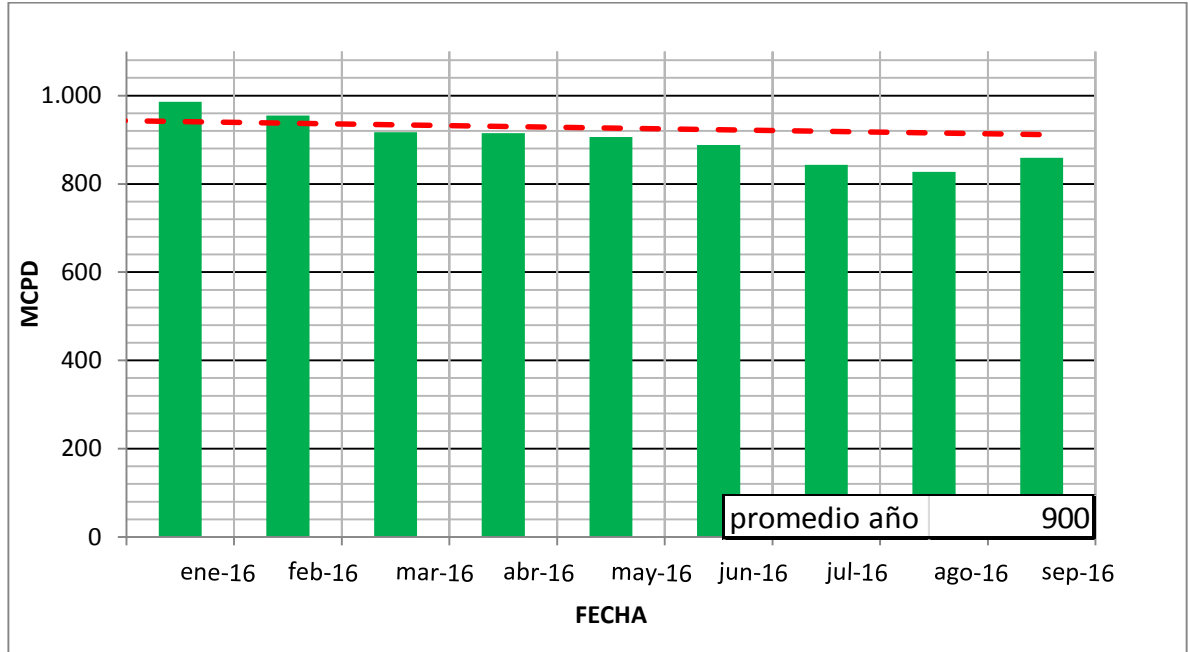
Figura 8. Produccion Fiscalizada de Petroleo – 2015.



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Estadísticas de producción fiscalizada. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx> . Consultado en: noviembre de 2016. Modificado por el autor.

La producción diaria estimada promedio mensual de petróleo con corte a 30 de Septiembre de 2016 fue de 859 KBPD. La producción de crudo promedio año 2016: 899 KBPD.

Figura 9. Produccion Fiscalizada de Petroleo – 2016.



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Estadísticas de producción fiscalizada. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx> . Consultado en: noviembre de 2016. Modificado por el autor.

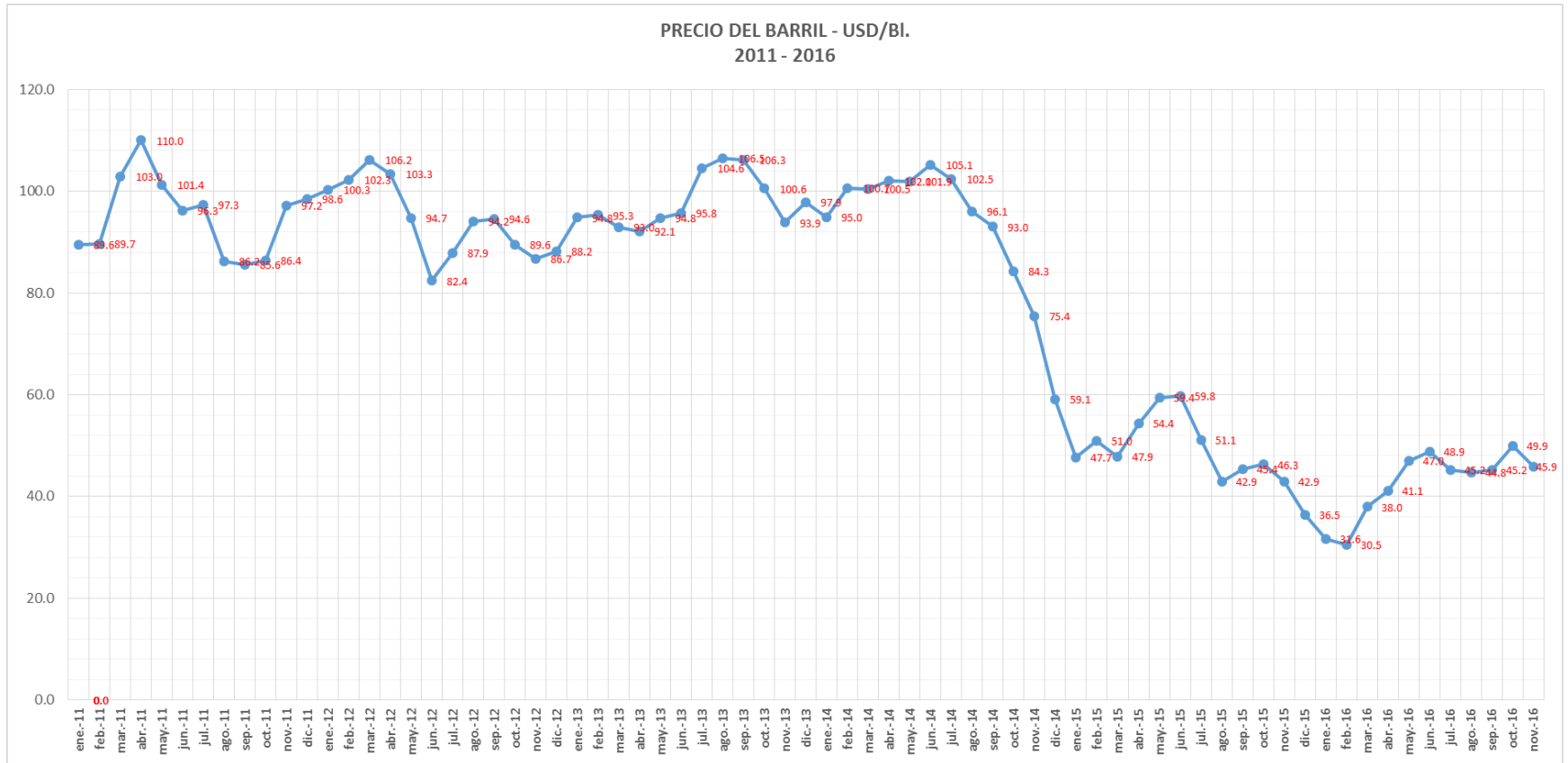
### 1.3.3 Históricos del precio del petróleo.

La viabilidad de los proyectos de la industria de los hidrocarburos están ligados de una manera directa a los precios de venta del petróleo y del gas, para Colombia el más influyente es el precio del petróleo, lo anterior debido a que la mayoría de los campos son productos de petróleo.

El valor de las compañías está asociado a sus reservas y ellas a su vez dependen de su posibilidad de ser explotadas, lo que implica una relación dependiente del precio del petróleo.

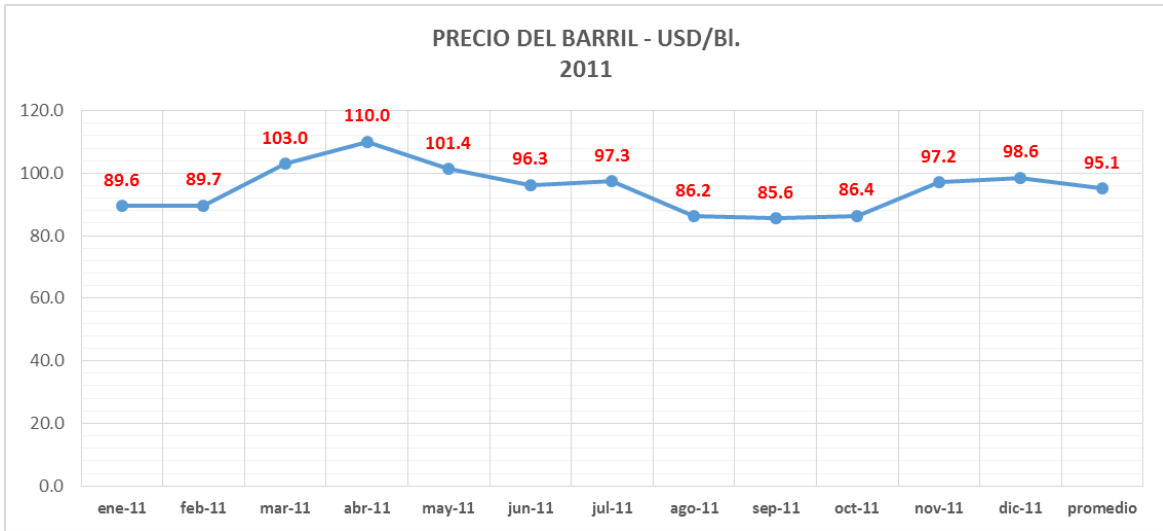
A continuación en las figuras 10 las 16 inclusive, se muestra el histórico de precios del petróleo referencia WTI desde el año 2011 hasta noviembre de 2016.

Figura 10. Precios históricos del petróleo – enero de 2011 a noviembre de 2016.



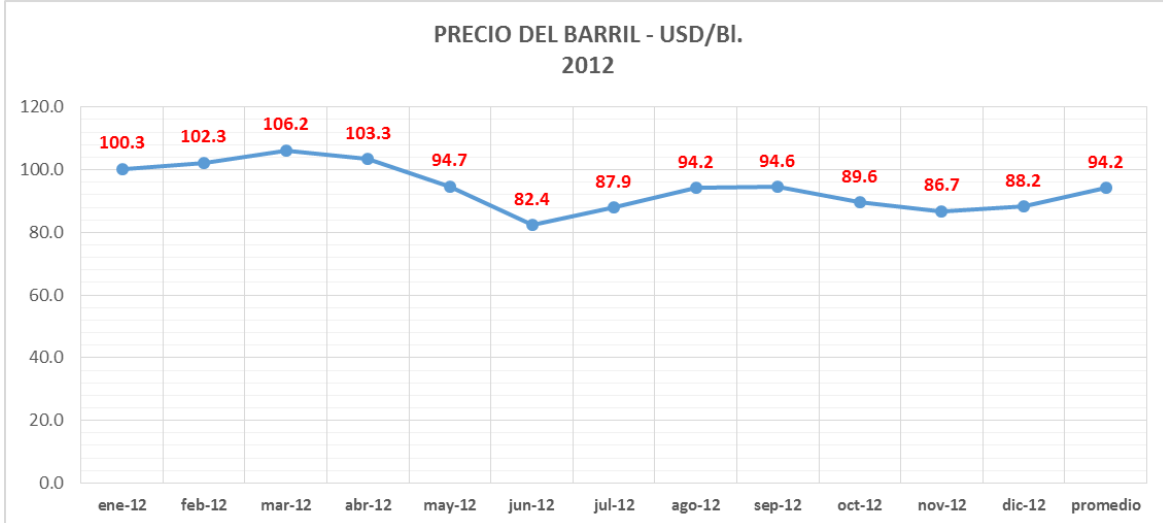
**Fuente:** SECRETARIA DE ECONOMIA; SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO. Históricos precios diarios petróleo WTI, Brent y MME. Disponible en: <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos.html>. Consultado en: noviembre de 2016.

Figura 11. Precios historicos del petroleo – año 2011



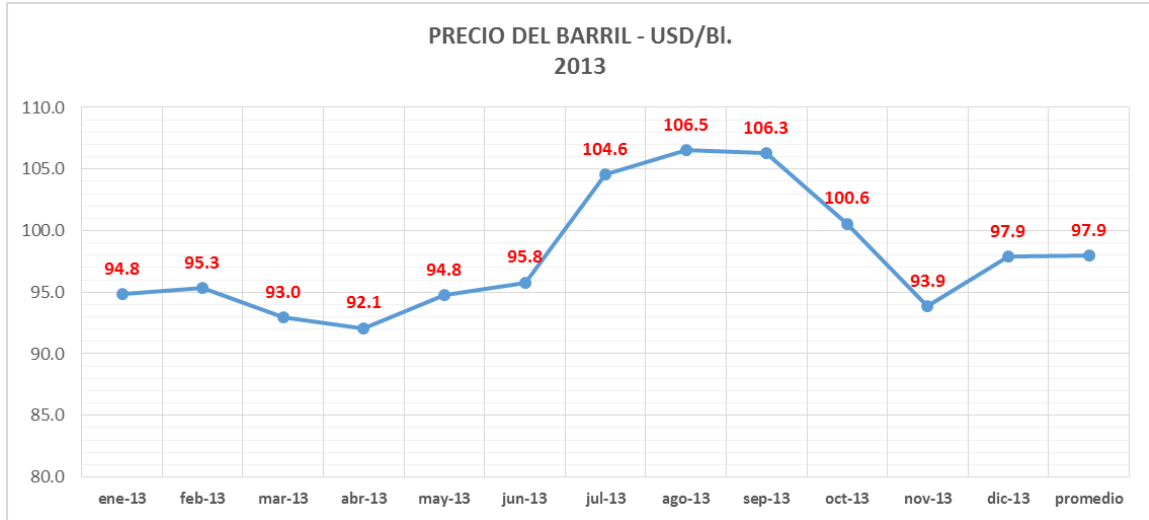
**Fuente:** SECRETARIA DE ECONOMIA; SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO. Históricos precios diarios petróleo WTI, Brent y MME. Disponible en: <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos.html>. Consultado en: noviembre de 2016.

Figura 12. Precios historicos del petroleo – año 2012



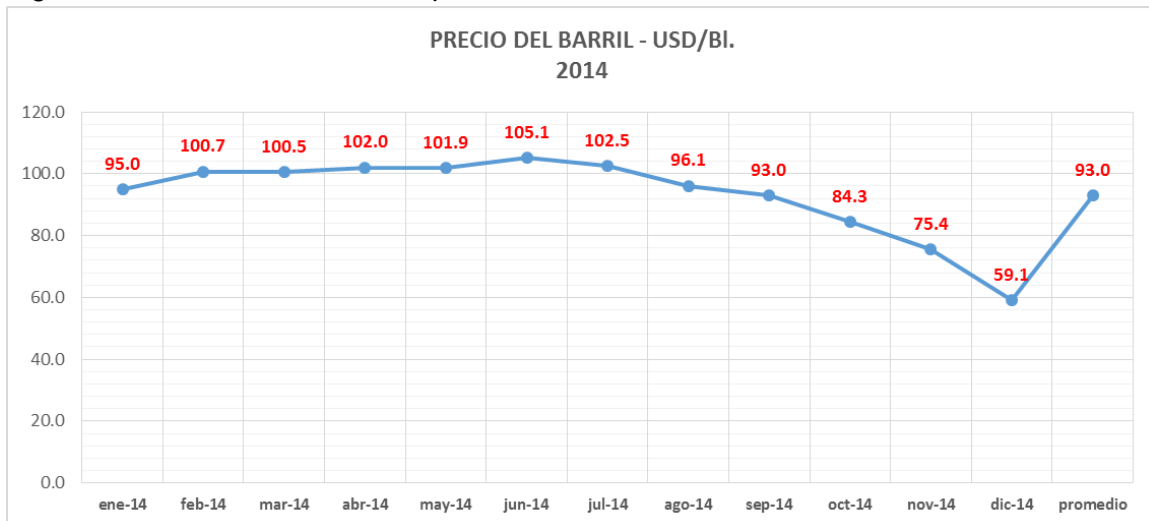
**Fuente:** SECRETARIA DE ECONOMIA; SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO. Históricos precios diarios petróleo WTI, Brent y MME. Disponible en: <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos.html>. Consultado en: noviembre de 2016.

Figura 13. Precios históricos del petróleo – año 2013



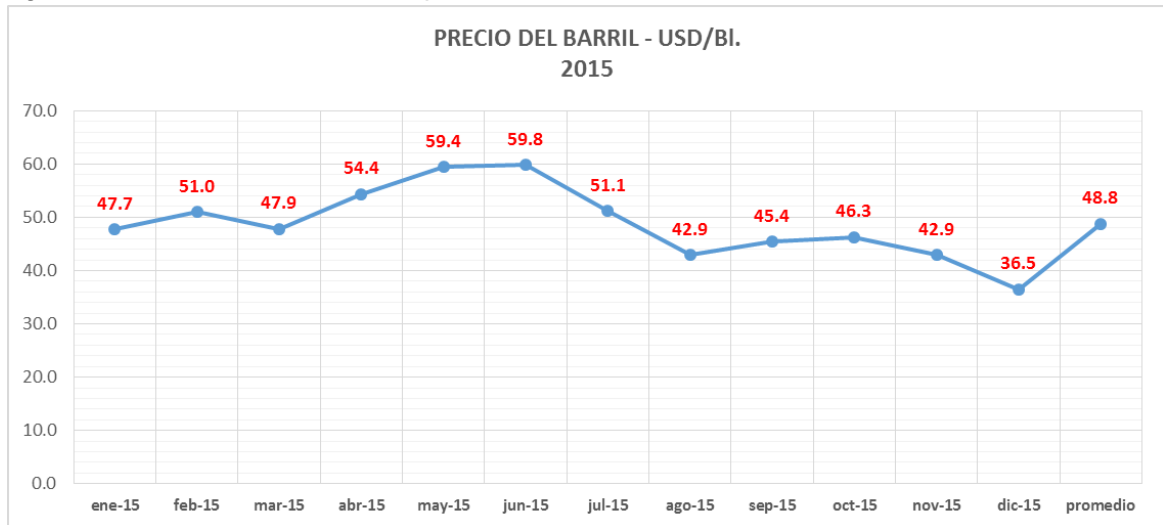
**Fuente:** SECRETARIA DE ECONOMIA; SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO. Históricos precios diarios petróleo WTI, Brent y MME. Disponible en: <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos.html>. Consultado en: noviembre de 2016.

Figura 14. Precios históricos del petróleo – año 2014



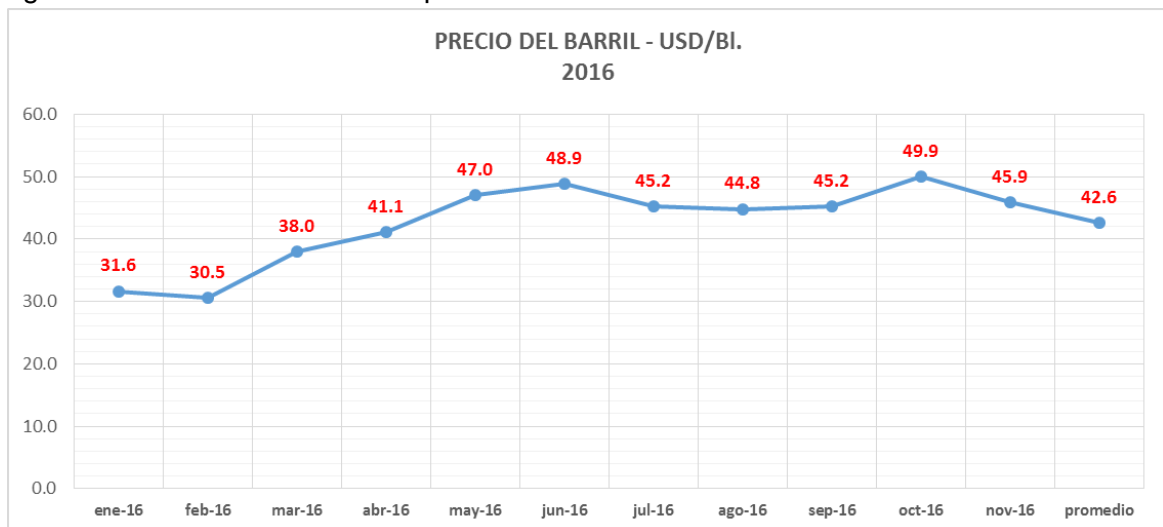
**Fuente:** SECRETARIA DE ECONOMIA; SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO. Históricos precios diarios petróleo WTI, Brent y MME. Disponible en: <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos.html>. Consultado en: noviembre de 2016.

Figura 15. Precios históricos del petróleo – año 2015



**Fuente:** SECRETARIA DE ECONOMIA; SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO. Históricos precios diarios petróleo WTI, Brent y MME. Disponible en: <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos.html>. Consultado en: noviembre de 2016.

Figura 16. Precios históricos del petróleo – año 2016



**Fuente:** SECRETARIA DE ECONOMIA; SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO. Históricos precios diarios petróleo WTI, Brent y MME. Disponible en: <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos.html>. Consultado en: noviembre de 2016.

## 2. PLANTEAMIENTO DEL CASO DE ESTUDIO

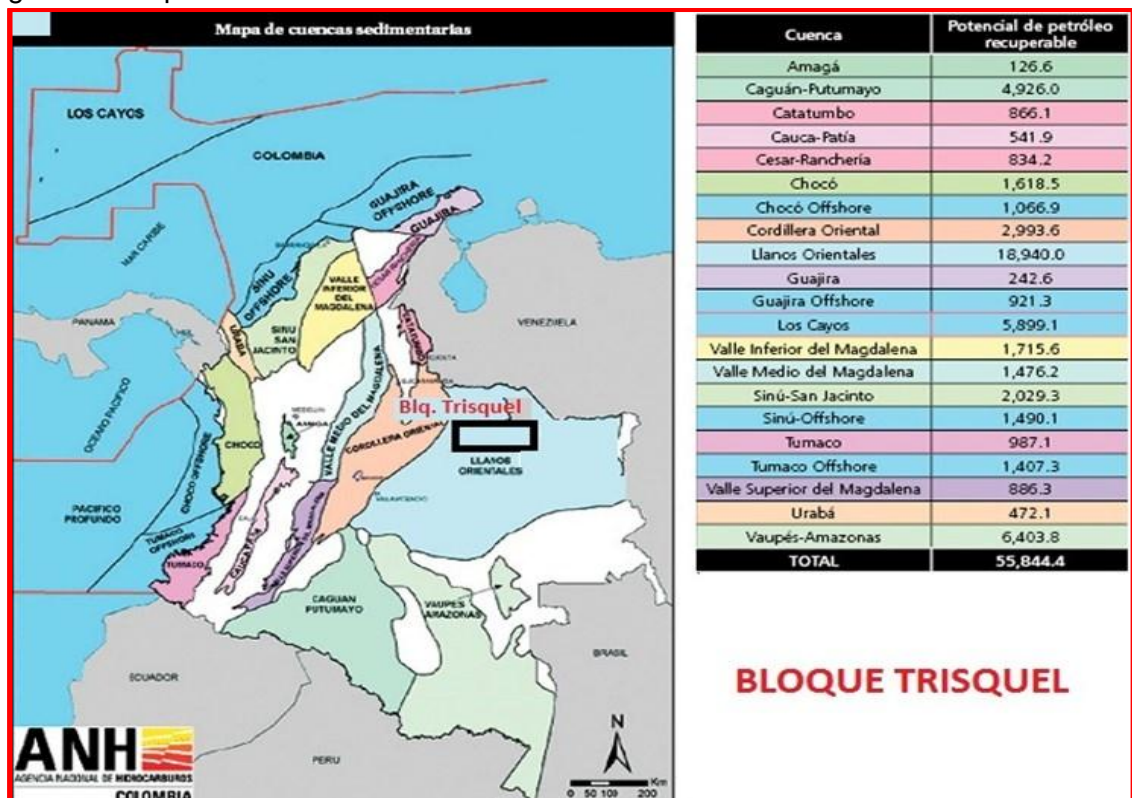
Para el caso de estudio se plantea un caso tipo que se asemeja en todas sus características a un campo ubicado en la cuenca de los llanos orientales de Colombia. El nombre asignado al Bloque es Triquel y sus pozos serán nombrados de igual manera adicionándoles una numeración ascendente.

### 2.1 GENERALIDADES DEL BLOQUE

#### 2.1.1

El Bloque Triquel está localizado en la cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento de Arauca; teniendo influencia en el municipio de Arauquita. En el área del contrato de E&E Triquel se encuentran ubicados los campos Triquel Norte, Triquel, Noroeste; Triquel Oeste, Triquel Sur y Triquel Suroeste.

Figura 17. Mapa de Cuencas sedimentarias – ANH



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Cuencas. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Paginas/Mapa%20de%20Cuencas.aspx>. Consultado en: noviembre de 2016. Modificado por el autor

## 2.1.2 Antecedentes

El primer pozo del Bloque fue perforado en agosto de 2009 a una profundidad promedio de 10500 pies MD, a la fecha cuenta con un total de 22 pozos productores (10 activos) y dos (2) pozos dispositores (1 activo). Durante las campañas de perforación se tuvieron resultados negativos en tres ocasiones (pozos secos), dichos pozos fueron abandonados.

El Campo Trisquel Este cuenta con quince (15) pozos productores y un (1) pozo dispositor, mientras que el Campo Trisquel Sur, cuenta con tres (3) pozos productores y un (1) pozo dispositor. En el caso de los campos Trisquel Suroeste y Noreste, cada uno cuenta con dos (2) pozos productores. Este Bloque produce de las Formaciones Carbonera C3, C5 y C7 con crudo de 32 °API aproximadamente. En cuanto al método de levantamiento artificial empleado para producir los pozos del Bloque La Trisquel, en un mayor porcentaje de los pozos producen con levantamiento artificial tipo bombeo electrosumergible (ESP), a excepción de los tres (3) pozos del área de explotación Trisquel Sur que produce con bombeo mecánico (BM).

En la siguiente tabla se relacionan los pozos del Bloque La Trisquel, el sistema de levantamiento y la formación productora.

Tabla 1. Pozos del Bloque Trisquel.

<b>BLOQUE TRISQUEL</b>			
<b>ÁREA DE EXPLOTACIÓN EN PARTICULAR</b>	<b>NOMBRE DEL POZO</b>	<b>SISTEMA DE LEVANTAMIENTO</b>	<b>FORMACIÓN PRODUCTORA</b>
Trisquel Este	Trisquel-1E	BES	CARBONERA C3 / C5
Trisquel Este	Trisquel-2 E	BES	CARBONERA C5
Trisquel Este	Trisquel-3 E	BES	CARBONERA C7
Trisquel Este	Trisquel-4 E	BES	CARBONERA C7
Trisquel Este	Trisquel- ST 1 E	BES	CARBONERA C7
Trisquel Este	Trisquel-6 E	BES	CARBONERA C5
Trisquel Este	Trisquel-7 E	BES	CARBONERA C7
Trisquel Este	Trisquel-8 E	BES	CARBONERA C5
Trisquel Este	Trisquel-9 E	BES	CARBONERA C5
Trisquel Este	Trisquel-10 E	BES	CARBONERA C7

Trisquel Este	Trisquel-11 E	BES	CARBONERA C7
Trisquel Este	Trisquel-12 E	BES	CARBONERA C5
Trisquel Este	Trisquel-13 E	BES	CARBONERA C7
Trisquel Este	Trisquel-14 E	BES	CARBONERA C5
Trisquel Sur	Trisquel-1 S	BM	CARBONERA C3 / C5
Trisquel Sur	Trisquel-2 S	BM	CARBONERA C5
Trisquel Sur	Trisquel-3 S	BM	CARBONERA C5
Trisquel Suroeste	Trisquel-1 SE	BES	CARBONERA C3 / C5
Trisquel Suroeste	Trisquel-2 SE	BES	CARBONERA C5
Trisquel Noreste	Trisquel-1 NE	BES	CARBONERA C3 / C5
Trisquel Noreste	Trisquel-2 NE	BES	CARBONERA C5

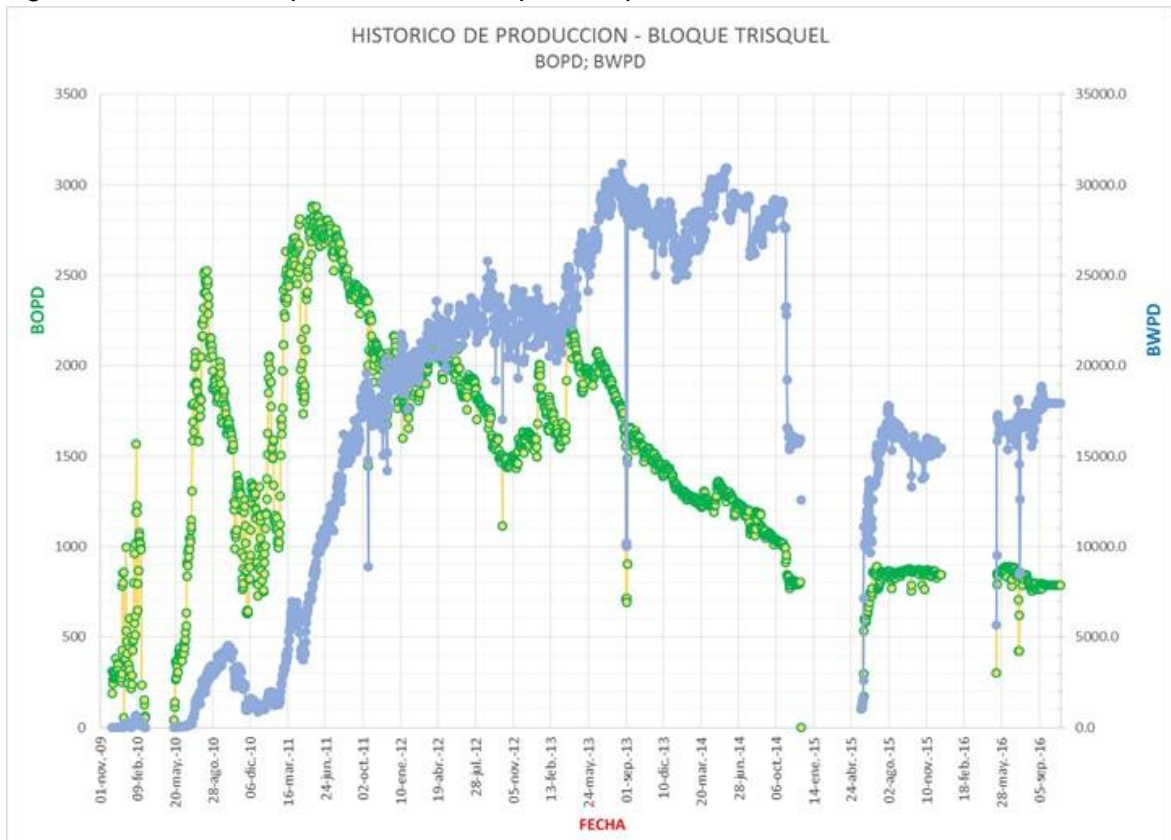
Cada área de explotación contaba con sus respectivas facilidades para el manejo de los fluidos producidos hasta el mes de mayo de 2015, momento en cual el Bloque inició a operar bajo el esquema de instalaciones comunes.

El Bloque Trisquel como consecuencia de la coyuntura ocasionada por la disminución del precio del petróleo tuvo dos periodos de suspensión de operaciones avalados por entidad competente, el primer periodo en el año 2015 y el segundo en el año 2016.

### 2.1.3 Historia de producción.

A continuación se muestra el aporte de fluidos de los pozos del bloque.

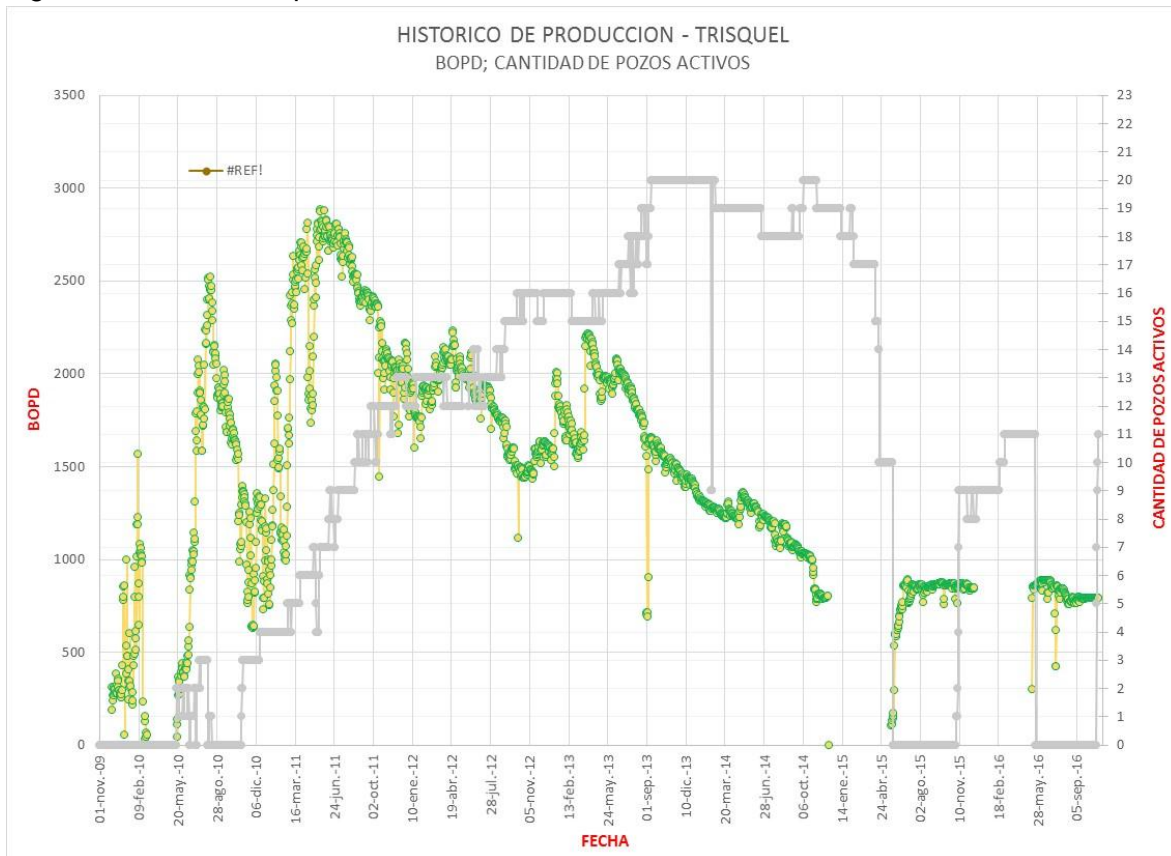
Figura 18. Historia de producción – Bloque Trisquel



El comportamiento de los pozos del área de la cuenca de los llanos orientales está influenciado por un acuífero activo regional que hace inminente la entrada de agua. En noviembre de 2011 el corte de agua superó el 90% lo que implica que se debe contar con un vasto sistema de tratamiento de superficie para suplir la necesidad tratamiento y disposición del agua producida.

Como se puede ver en la siguiente figura 19 aunque la cantidad de pozos productores ha ido aumentando a través de la historia de explotación del bloque, el incremento del corte de agua y la disminución del potencial de los pozos causado por el aporte de finos hacen que día a día los resultados económicos tiendan a ser negativos.

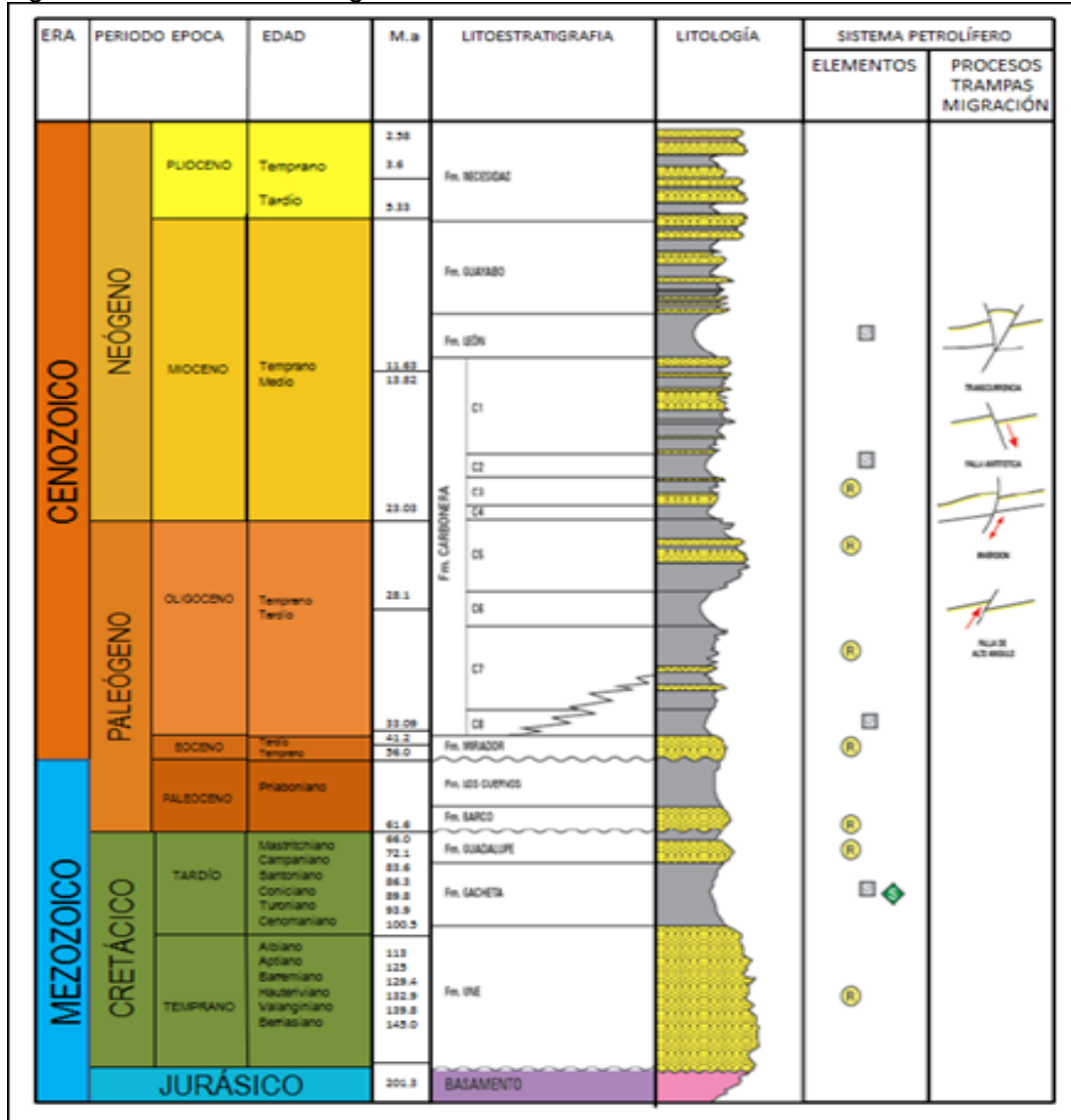
Figura 19. Historia de produccion Vs. Pozos activos



### 2.1.4 Marco geológico.

En la figura presenta la columna estratigráfica para la Cuenca de los Llanos Orientales y para el Bloque Trisquel.

Figura 20. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: COOPER, M.A, *et al.* Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG BULLETIN. vol. 79, no. 10, 1995. p. 1.442. Modificado por el autor.

## 2.2 ESCENARIO TECNICO ECONOMICO

El análisis se enfoca tomando como puntos neuronales lo relacionado con la parte técnico y el factor económico.

El periodo de análisis se enmarco a partir del año 2014 hasta septiembre de 2016

### **2.2.1 Escenario Técnico.**

**2.2.1.1 Corte de agua.** En la cuenda de los Llanos Orientales el mecanismo de producción predominante de los yacimientos es el del empuje por acuífero activo, la entrada del agua cuando se lleva un periodo corto de producción de los pozos es un factor que se puede prever y debe ser tenido en cuenta en el momento de la planeación. Sin embargo, el reto de diseñar las facilidades acordes a la producción de agua esperada no es fácil de superar, dada la incertidumbre tan alta que envuelve a los proyectos hidrocarburíferos.

En el año 2014 El Bloque Trisquel ya había alcanzado valores altos del corte de agua de sus pozos con aportes fluido que bordeaban el S&W 96% (ver tabla).

La producción promedio de crudo durante el año 2014 fue de 1.158 BODP, para lograr dicho valor se tuvo que enfrentar con el reto de manejar casi 27000 barriles de agua al día.

Para el manejo del cual se contaba con dos pozos dispositores de agua cada uno contaba con 4 bombas reciprocantes (alquiladas), 4 piscinas, 4 filtros de una capacidad de 10.000 BWPD, 2 skimming tank de 700 bls cada uno y con 8 tanques verticales cada uno con una capacidad de 500 bls.

**2.2.1.2 Sistema de Levantamiento.** El sistema de levantamiento predominante en el bloque es el denominado bombeo electrosumergible.

Tabla 2. Sistemas de levantamiento – Bloque Trisquel.

<b>BLOQUE TRISQUEL</b>		
<b>ÁREA DE EXPLOTACIÓN EN PARTICULAR</b>	<b>NOMBRE DEL POZO</b>	<b>SISTEMA DE LEVANTAMIENTO</b>
Trisquel Este	Trisquel-1E	BES
Trisquel Este	Trisquel-2 E	BES
Trisquel Este	Trisquel-3 E	BES
Trisquel Este	Trisquel-4 E	BES
Trisquel Este	Trisquel- ST 1 E	BES
Trisquel Este	Trisquel-6 E	BES
Trisquel Este	Trisquel-7 E	BES
Trisquel Este	Trisquel-8 E	BES
Trisquel Este	Trisquel-9 E	BES
Trisquel Este	Trisquel-10 E	BES
Trisquel Este	Trisquel-11 E	BES
Trisquel Este	Trisquel-12 E	BES
Trisquel Este	Trisquel-13 E	BES
Trisquel Este	Trisquel-14 E	BES
Trisquel Sur	Trisquel-1 S	BM
Trisquel Sur	Trisquel-2 S	BM
Trisquel Sur	Trisquel-3 S	BM
Trisquel Suroeste	Trisquel-1 SE	BES
Trisquel Suroeste	Trisquel-2 SE	BES
Trisquel Noreste	Trisquel-1 NE	BES
Trisquel Noreste	Trisquel-2 NE	BES

El 90% de los run life de las bombas superan los 700 días lo que nos hace suponer un desgaste de sus componentes por el tiempo de operación combinado con una disminución de eficiencia causada por el manejo de los finos que aportan las formaciones de los pozos del área.

El aporte de finos ha causado daños severos en los equipos de fondo como la ruptura de las varillas y/o de la tubería de producción, haciendo necesaria la intervención con equipos de work over.

En el año 2014 se tenían 6 pozos fuera por problemas con los equipos de fondo, 4 de los cuales eran por problemas mecánicos y dos por problemas eléctricos (equipos aterrizados).

**2.2.1.3 Facilidades de Superficie.** Las facilidades de superficie que estaban instaladas y en uso en el año 2014 fueron el resultado de proyecciones del plan inicial de explotación y fueron siendo adecuadas acorde a la entrada de nuevos pozos. Sin embargo, para el año 2014 la dimensionamiento de dichas facilidades no estaba acorde a la producción de crudo.

Equipos importantes para la operación como por ejemplo las bombas de inyección eran alquiladas, lo que generaba un gasto de peso para la operación.

En el año 2014 cada área de explotación contaba con sus propias facilidades de recibo, tratamiento, almacenamiento y despacho de crudo

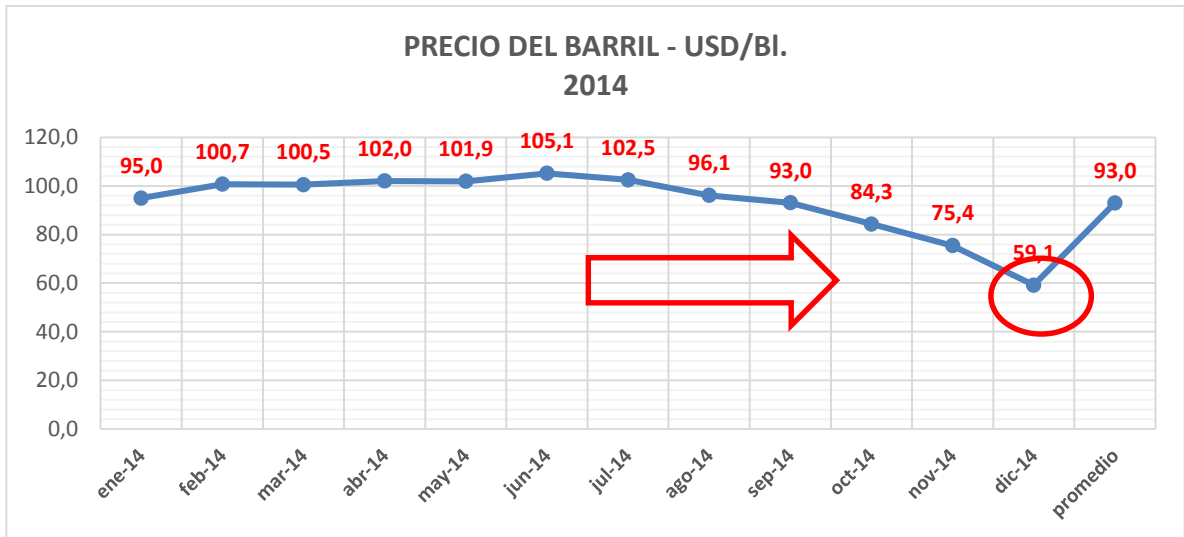
**2.2.1.4 Aporte de Finos.** El aporte de finos de las zonas productoras influye de una manera relevante en los volúmenes de producción, el potencial de los pozos se ve afectado en consecuencia por el taponamiento que sufren las mallas por el constante aporte de arena.

Las bombas de subsuelo y la tubería de superficie al estar sometida a los fluidos de los pozos que portan arena del yacimiento sufren daños mecánicos como ruptura de las varillas o ruptura de su cuerpo como es el caso de la tubería de producción.

## **2.2.2 Escenario Económico.**

La fuerte caída que sufrió el precio de venta de petróleo en el año 2014 afectó la viabilidad económica del proyecto, en la siguiente figura se puede como el precio de venta después de haber alcanzado un precio promedio de 105.1 USD/BI. en el mes de junio se vino en caída hasta alcanzar un valor promedio de 59.1 USD/BI en diciembre del mismo año.

Figura 21. Precios históricos del petróleo – año 2014.



En el año 2014 los costos de operación en promedio llegaron a superar el 800.000 USD/mes, el rubro que más pesa es el combustible con una participación del 45% del costo total, ya que al no contar con red eléctrica en la zona se debe recurrir al uso de generadores eléctricos en cada una de las plataformas de los pozos.

Figura 22. Distribución de los costos de operación – Sem. A de 2014.



Durante los primeros meses de operación del año 2014 el EBITDA obtenido tuvo valores que superaron los 1.100.000 USD/mes. Para los meses restantes en los que la caída del precio del crudo afectó el retorno, se obtuvieron valores de EBITDA negativos llegando a valores de -150.000 USD/mes

## 2.3 SUSPENSION DE OPERACIONES

El 10 de diciembre de 2014 se suspenden las operaciones de producción, la disminución del potencial de los pozos, el cierre de pozos por problemas de fondo, el arto corte de agua y la caída de los precios de venta del crudo llevaron a que la actividad tuviera resultados negativos y toma la decisión de suspender las operaciones.

## 3. IMPLEMENTACION DE LA METODOLOGIA DE ANALISIS

Para realizar el análisis de la situación se procedió en concordancia a lo planteado en el numeral 1.2 METODOLOGIA.

El líder del yacimiento trabajó inicialmente en conjunto con el área de planeación y encontraron que la disminución en el precio de venta del petróleo estaba haciendo que los valores del EBITDA tuvieran una tendencia a disminuir poniendo en riesgo la continuidad de la operación.

Buscando abordar la coyuntura generada por la caída del precio del petróleo se conformó un grupo interdisciplinario encabezado por el líder de activo. Cada área desde su experticia analizó la situación y planteó alternativas de mejora y de ajustes.

Se realizaron una serie de reuniones internas en las cuales se discutieron los planteamientos de cada área, en cada nueva reunión se iba complementando y definiendo el plan de acción que permitiera obtener resultados positivos del ejercicio sin dejar a un lado el área social, la de seguridad y la de medio ambiente.

El área de geología y geofísica analizó los yacimientos buscando alternativas como las de tratamientos químicos que permitieron controlar el corte de agua, la migración y disminuir el daño en la cara de formación, buscaron arenas que no habían sido cañoneadas e incluyeron la evaluación de profundización de pozos.

El área de ingeniería en conjunto con el área de facilidades analizó pozo a pozo la eficiencia del sistema de levantamiento y la capacidad de las facilidades de

superficie. Trabajaron en la búsqueda de tecnologías nuevas o que no habían sido implementadas en la operación del Bloque.

El área de Perforación y workover evaluó las oportunidades planteadas por las áreas de yacimientos, de ingeniería, de producción y de facilidades. Dicha evaluación tiene un componente de peso en la ejecución debido a los altos costos asociados a la perforación y a los workovers.

El área de responsabilidad social realizó reuniones con la comunidad del área de influencia, con los líderes y con los representantes de las instituciones gubernamentales

El área de abastecimiento citó a los proveedores con los que la operadora tenía convenios comerciales y buscó nuevos proveedores que prestaran los mismos servicios, todo ello en búsqueda de disminuir los costos.

Las áreas legal, ambiental y HS prestaron soporte revisando cada una de las alternativas planteadas, en búsqueda de que en dado caso que se llevaran a cabo se procediera dentro de la normatividad existente. Se realizó una revisión exhaustiva del contrato E&E de las resoluciones y decretos que están relacionados con la actividad de los hidrocarburos en Colombia.

Una vez que cada área tenía un planteamiento se verificaba y se evaluaban los resultados buscando encontrar el mejor engranaje posible que permitiera reactivar el Bloque contando con una operación eficiente y rentable.

#### 4. RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACION DE LA METODOLOGIA

Los resultados de la implementación de la metodología fueron positivos ya que permitieron la reactivación del Bloque aun cuando el precio de venta del crudo era similar al precio que se tenía cuando se suspendió la operación (59 USD/Bl.).

En la siguiente tabla se muestra la variación de los costos de operación:

Tabla 3. Resultados en costos de la gestión

RUBRO	COSTO	COSTO OPTIMIZADO	VARIACION
Combustible	\$ 350,000	\$ 225,000	-35.7%
Tto. químico	\$ 65,579	\$ 31,262	-52.3%
O&M	\$ 60,000	\$ 43,333	-27.8%
Obras Civiles	\$ 58,333	\$ 29,167	-50.0%
Renta de Equipos	\$ 74,250	\$ 13,333	-82.0%
Renta de Vehiculos	\$ 55,000	\$ 21,000	-61.8%
Gastos de Oficina en campo	\$ 1,333	\$ 1,000	-25.0%
Logistica	\$ 78,947	\$ 50,000	-36.7%
Otros	\$ 30,000	\$ 20,000	-33.3%
<b>TOTAL MES</b>	<b>\$ 773,443</b>	<b>\$ 434,095</b>	<b>-43.9%</b>

\* Solo se incluyen los costos de operación en campo

En total se tuvo una disminución de casi 44% en los costos de operación. A continuación se da a conocer cuáles fueron las causas de la disminución de cada rubro

- **Costo de combustible:** El consumo de combustible disminuyó por la suspensión de operación de los pozos que arrojaban pérdidas económicas; adicionalmente logró una disminución en el costo de combustible debido a que gracias al acondicionamiento de los generadores se logró migrar de DIESEL a FUELOIL 4 el cual tiene un costo menor. **Variación; - 35.7%.**
- **Tratamiento Químico:** Como resultado de las negociaciones con el proveedor del servicio se logró una disminución de la tarifa, adicionalmente el costo de tratamiento disminuyó por la disminución de la producción de crudo y agua a causa de la suspensión de algunos de los pozos. **Variación; - 52.3%.**
- **Operación y Mantenimiento:** Se abrió un proceso y se seleccionó a la empresa más idónea para la prestación del servicio de operación y mantenimiento del bloque. **Variación; - 27.8%.**
- **Obras Civiles:** Se logró disminuir los costos de los servicios prestados por los contratistas. Se llegó a acuerdos con las operadoras que tienen presencia en el área de influencia para hacer trabajos coordinados y con presupuestos compartidos asociados al uso de la vía (transporte de crudo). **Variación; - 50.0%.**

- **Renta de Equipos:** Se logró disminuir los costos de los servicios prestados por los contratistas. Se suspendió la operación en dos de los pozos dispositores y se entregaron a los proveedores las bombas que nos tenían en alquiler, lo anterior se pudo ejecutar gracias a que se recibió la aprobación por parte de la ANH de para operar bajo un esquema de instalaciones comunes, dicha opción está estipulada en los contratos E&E y los E&P. Se cambió el camión grúa por uno de menor capacidad que cumpliera con los requerimientos de operación, dicho cambio redujo el costo de alquiler. **Variación; - 82.0%.**
- **Renta de Vehículos:** Al operar bajo el esquema de instalaciones comunes se redujo el esquema de camioneta, pasando de operar con 13 camionetas a operar con 6. Adicionalmente se redujo el uso de los carrotanques de riego en vías haciendo los despachos de crudo en caravanas. **Variación; - 61.8%.**
- **Logística:** Al operar bajo el esquema de instalaciones comunes se redujo el esquema de operativo. **Variación; - 36.7%.**

## 5. CONCLUSIONES

5.1 La identificación de la etapa en la que se encuentra un campo es de vital importancia para la definición del planteamiento del esquema de gestión de explotación.

5.2 La selección de un Campo Maduro para reactivarlo dependerá del gerenciamiento de su contrato, de las condiciones regulatorias y del apoyo de las directivas de la organización.

5.3 La implementación de un sistema de gestión facilita la identificación de las variables que influyen en la explotación de un campo permitiendo encontrar el modelo de explotación más eficiente.

5.3 Para lograr la reactivación de un campo se necesita el trabajo de un grupo interdisciplinario que pueda abordar los diferentes aspectos que hacen parte de la explotación de hidrocarburos. Un enfoque integrado sumado a las competencias de cada integrante del grupo permitirá llegar a los mejores planteamientos.

5.4 El uso de tecnologías distintas y nuevas pueden ayudar al cumplimiento del objetivo de reactivación o rejuvenecimiento de un campo. Su implementación estará sujeta a la necesidad, capacidad de ajuste al cambio y a la conveniencia para el campo.

5.4 La metodología permite identificar alternativas que podrían aumentar las reservas y el factor de recobro que no necesariamente están relacionadas con la perforación de pozos.

5.5 Un buen gerenciamiento que involucre el área financiera permitirá evaluar la variación de gastos y la ejecución de inversiones.

## BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Estadísticas de producción fiscalizada. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx> . Consultado en: noviembre de 2016.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Cuencas. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Paginas/Mapa%20de%20Cuencas.aspx>. Consultado en: noviembre de 2016.

COOPER, M.A, et al. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG BULLETIN. vol. 79, no. 10, 1995. 1.442 p.

CORTÉS, VARA Ana María y JARDÓN, NAVARRETE José Arturo. Rejuvenecimiento de campos maduros en México. Trabajo de grado Ingeniero Petrolero. Facultad de ingeniería. México D.F: Universidad Nacional Autónoma, 2012. 235 p.

INCONTEC INTERNACIONAL NTC ISO 14001:2015; 39 p

MEXICO. SECRETARIA DE ECONOMIA; SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO. Históricos precios diarios petróleo WTI, Brent y MME. [Citado en noviembre de 2016]. [En línea: < <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos.html>.>]. 2016

WALTON, M.. El Método Deming en la práctica, Bogotá, Colombia. 2004. 383 p.