



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 13 de Septiembre del 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Ivan Gabriel Molina Perilla, con C.C. No. 1075301891,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado "Metodología para el análisis de campos petroleros y la identificación de oportunidades de intervención a pozo usando OFM en la GDH" presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de Ingeniero de petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Ivan Gabriel Molina Perilla

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

Firma: _____



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Metodología para el análisis de campos petroleros y la identificación de oportunidades de intervención a pozo usando OFM en la GDH

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Molina Perilla	Ivan Gabriel

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Aranda Aranda	Ervin
Molina Polania	Gabriel Angel

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2018

NÚMERO DE PÁGINAS: 69

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros___

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Español

1. Monitoreo de pozos
2. OFM
3. Intervención a pozo
4. Manejo de gas
5. Manejo base de datos
6. Sistema interconectado de gas
7. Coyuntura energética en la GDH
8. Aumento de producción de gas
9. Planta de gas Dina
10. Centros de generación de energía

Inglés

- Well Surveillance
OFM
Workover
Gas management
Base data management
Interconnected Gas system
GDH energy juncture
Gas production increase
Dina gas plant
Power generation center

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Este proyecto presenta las propuestas brindadas a ECOPETROL para aumentar la producción de fluidos, específicamente el gas, en algunos campos de la gerencia de operaciones de desarrollo y producción del Huila-Tolima (GDH), lo cual se realizó teniendo en cuenta la producción e historia de los pozos mediante el método heurístico del surveillance, el cual consiste en una vigilancia a su comportamiento, y su respuesta en producción a ciertos eventos de su historia.

El objetivo principal es identificar oportunidades de intervención a pozo para aumentar la producción de gas y así mejorar la coyuntura energética que hay en la GDH por la necesidad de compra de energía al sistema interconectado nacional (SIN) para suplir la demanda de energía, lo cual genera unos sobrecostos que van en aumento ya que la demanda crece, pero la generación a partir del gas producido disminuye por la declinación de la producción de gas. Para lograr encontrar oportunidades de aumentar la producción de gas se usa la ayuda de software como OFM, Openwells, AVM, entre otros.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

This Project shows all the proposals presented to ECOPETROL to enhance the fluid production, specifically gas, in some of the fields of the management of development and production operations of Huila – Tolima (GDH), which was done taking into account the production and history of the wells through the heuristic method of surveillance, which consists on behavior's survey and its response on production to some events on its history.

The main objective is identifying opportunities of workover to enhance the production of gas and then improve the energetic problem that exists at GDH due to the necessity of purchasing energy to the National Interconnected System (SIN) to meet the demand of energy, which generates cost overruns that keep increasing, but the energy generation from gas decreases



by declination of gas production. In order to find opportunities to enhance gas production, the help of software as OFM, Openwells, AVM, among others is used.

APROBACION DE LA TESIS

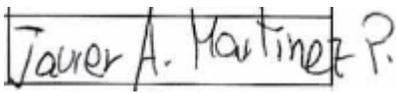
Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Haydee Morales Mondragón

Firma: 

Nombre Jurado: Javier Andres Pérez Martínez

Firma: 

Vigilada mieducación

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CAMPOS PETROLEROS Y LA
IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES DE INTERVENCIÓN A POZO USANDO
OFM EN LA GDH**



Universidad Surcolombiana

www.usco.edu.co

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA – HUILA**

2018

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CAMPOS PETROLEROS Y LA
IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES DE INTERVENCIÓN A POZO USANDO
OFM EN LA GDH**

IVAN GABRIEL MOLINA PERILLA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA – HUILA**

2018

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CAMPOS PETROLEROS Y LA
IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES DE INTERVENCIÓN A POZO USANDO
OFM EN LA GDH**

IVAN GABRIEL MOLINA PERILLA

Proyecto de grado para optar al título de: Ingeniero de petróleos

DIRECTOR

GABRIEL ANGEL MOLINA POLANIA

Ingeniero de petróleos – ECOPETROL

CODIRECTOR

ERVIN ARANDA ARANDA

Ingeniero de petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERIA

PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

NEIVA – HUILA

2018

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CAMPOS PETROLEROS Y LA
IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES DE INTERVENCIÓN A POZO USANDO
OFM EN LA GDH**

**ÁREA DE INVESTIGACIÓN:
INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN**

**PRESENTADO AL COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO DEL PROGRAMA DE
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

Codirector _____

Ing. Ervin Aranda Aranda

Jurado _____

Ing. Haydee Morales Mondragon

Jurado _____

Ing. Javier Andres Martinez

DEDICATORIA

Dedico este proyecto especialmente a mi madre Maria Isabel Perilla Suarez (Q.E.P.D), ya que sin ella nada de esto no hubiera sido posible; por todos los esfuerzos que realizo para educarme y hacerme la persona que hoy soy. Quisiera que pudiera estar presente ahora que me gradúo, pero donde quiera que esté, sé que estará orgullosa, así como yo lo estoy de haber tenido una madre como ella.

A mis abuelos Maria Ana Cecilia Suarez Castañeda y Jose Gerardo Perilla, porque fueron mi apoyo y mis segundos padres luego de la partida de mi madre. Porque estuvieron presentes en los mejores y peores momentos de mi vida, sin ellos, no podría haber llegado hasta este punto.

A mis tíos Carlos Perilla Suarez y Fabio Nelson Perilla Suarez (Q.E.P.D), y a mi tía Disney Perilla Suarez por su apoyo incondicional durante toda mi vida, y su constante trabajo por hacerme mejorar día a día.

Al código 2013-1 por haber hecho mi paso por la universidad una de las mejores experiencias que he tenido, y por ayudarme a formarme como una persona y un profesional más integro.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a ECOPETROL S.A. por brindarme su apoyo para realizar este proyecto y permitirme realizar la práctica profesional con ellos.

A la universidad Surcolombiana por permitirme formar como persona y como profesional.

Al ing. Gabriel Angel Molina Polania, director del proyecto, por ayudarme a fortalecer mis capacidades como ingeniero, por toda la dedicación y empeño que puso para enseñarme, y por la confianza puesta en mi para la realización de este proyecto.

Al ing. Ervin Aranda Aranda, codirector del proyecto, por su apoyo como maestro y amigo durante toda mi estancia en la universidad.

Al ing. Luis Alexander Zuñiga, que con su experiencia me ayudó en la realización de este proyecto. A los ing. de Campo Casabe que me apoyaron con conocimiento para la realización de este proyecto durante el desarrollo de mi práctica profesional.

CONTENIDO

RESUMEN	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN	3
1. GENERALIDADES	5
1.1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS	5
1.1.1. CAMPO SANTA CLARA	5
1.1.2. CAMPO RIO CEIBAS	7
1.1.3. CAMPO DINA TERCARIOS	9
1.2. GENERALIDADES DE OFM	11
2. MANEJO DE LA BASE DE DATOS DE OFM	13
2.1. CREACION DE TABLAS	13
2.1.1. TIPOS DE TABLAS	14
2.1.1.1. TABLA ESTATICA (*.xy)	14
2.1.1.2. TABLA MENSUAL O DIARIA (*.dly - *.prd - *.inj)	14
2.1.1.3. TABLA ESPORÁDICA	14
2.1.1.4. TABLA DE REFERENCIA (*.lku)	15
2.1.1.5. TABLA DE REGISTROS (*.log)	15
2.1.1.6. TABLA DE DESVIACIÓN (*.dev)	15
2.1.1.7. TABLA DE FALLAS (*.flt)	15
2.1.1.8. TABLA DE ANOTACIONES EN EL MAPA (*.ano)	15
2.1.1.9. TABLA DE MARCADORES (*.mrk)	15
2.1.1.10. TABLA DE PATRONES (*.pat)	16
2.1.1.11. TABLA DE VARIABLES (*.par)	16
2.1.1.12. TABLA DE FILTROS (*.srt)	16
2.1.1.13. TABLA DE DATOS DEL POZO (*.wbd)	16
2.2. ATRIBUTOS DE LAS VARIABLES	16
2.2.1. UNIDADES DE LAS VARIABLES	17
2.2.2. MULTIPLICADORES DE LAS VARIABLES	18
2.3. HERRAMIENTA DE FILTRO	20
2.3.1. FILTRO POR CATEGORIA	21
2.3.2. FILTRO POR TABLA DE DATOS	21
2.3.3. FILTRO AREAL	21
2.3.4. FILTRO POR CONSULTA (QUERY)	21
2.3.5. LISTA DE POZOS	22
2.4. GRÁFICAS Y ANÁLISIS	23

3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	28
3.1. PANORAMA GENERAL DE GAS EN LA GDH	28
3.1.1. COORDINACIÓN SAN FRANCISCO	30
3.1.2. COORDINACIÓN HUILA	31
3.1.3. COORDINACIÓN TELLO - RIO CEIBAS	33
3.1.4. CAMPOS NO INTERCONECTADOS A LAS REDES DE GAS EN LA GDH	34
3.2. REQUERIMIENTO DE GAS Y ENERGÍA	35
3.2.1. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE GAS DE LA GDH	35
3.2.2. PRONÓSTICO DE VOLUMENES DE GAS INTERCONECTADOS	36
3.2.3. PRONÓSTICO DE VOLUMENES DE GAS NO INTERCONECTADOS	37
3.2.4. PRONÓSTICO DE VOLUMENES DE GAS INTERCONECTADOS DISPONIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA	38
3.2.5. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA	39
3.3. ESQUEMA DE ENERGÍA	41
3.3.1. CENTRO DE GENERACIÓN MONAL	42
3.3.2. CENTRO DE GENERACIÓN DINA	43
3.3.3. CENTRO DE GENERACIÓN TELLO	43
3.3.4. CENTRO DE GENERACIÓN YAGUARÁ	44
3.4. CONFIABILIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DE ENERGÍA	44
4. PROYECTOS PARA AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE GAS EN LA GDH	48
4.1. CANDIDATOS A INTERVENCIÓN DE POZO	50
4.1.1. DT-1	51
4.1.1.1. OBJETIVO	51
4.1.1.2. JUSTIFICACIÓN	51
4.1.1.3. CONSIDERACIONES	52
4.1.2. DT-11	52
4.1.2.1. OBJETIVOS	52
4.1.2.2. JUSTIFICACIÓN	52
4.1.3. DT-26	53
4.1.3.1. OBJETIVOS	53
4.1.3.2. JUSTIFICACIÓN	53
4.1.3.3. CONSIDERACIONES	54
4.1.4. DT- 29	55
4.1.4.1. OBJETIVOS	55
4.1.4.2. JUSTIFICACIÓN	55
4.1.4.3. CONSIDERACIONES	56
4.1.5. RIC-4	56
4.1.5.1. OBJETIVOS	56
4.1.5.2. JUSTIFICACIÓN	56
4.1.5.3. CONSIDERACIONES	57
4.1.6. RIC-32	58
4.1.6.1. OBJETIVOS	58
4.1.6.2. JUSTIFICACIÓN	58
4.1.6.3. CONSIDERACIONES	60

4.1.7.	SC-1	60
4.1.7.1.	OBJETIVOS	60
4.1.7.2.	JUSTIFICACIÓN	60
4.1.7.3.	CONSIDERACIONES	61
5.	ÁNALISIS ECONÓMICO	62
6.	RESULTADOS OBTENIDOS	64
6.1.	DT-26	64
7.	CONCLUSIONES	66
8.	RECOMENDACIONES	67
9.	GLOSARIO	68
10.	BIBLIOGRAFÍA	69

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Producción de aceite, gas y BSW histórico del campo Santa Clara-OFM</i>	6
<i>Figura 2. Mapa estructural del campo Santa Clara</i>	6
<i>Figura 3. Producción de aceite, gas y BSW histórico del campo Rio Ceibas-OFM</i>	8
<i>Figura 4. Mapa estructural del campo Rio Ceibas</i>	8
<i>Figura 5. Producción de aceite, gas y BSW histórico del campo Dina Terciarios-OFM</i>	9
<i>Figura 6. Mapa estructural del campo Dina Terciarios</i>	10
<i>Figura 7. Crear tabla de datos OFM</i>	13
<i>Figura 8. Configurar unidades de tabla de datos OFM</i>	17
<i>Figura 9. Configuración multiplicadores de tabla de datos OFM</i>	18
<i>Figura 10. Configurar opciones de reporte de tabla de datos OFM</i>	19
<i>Figura 11. Configurar opciones de gráfica de tabla de datos OFM</i>	19
<i>Figura 12. Panel de la herramienta filtro OFM</i>	20
<i>Figura 13. Ventana de Query OFM</i>	21
<i>Figura 14. Ventana para edición del query OFM</i>	22
<i>Figura 15. Cuadro de configuración de la gráfica</i>	24
<i>Figura 16. Tipos de graficas OFM</i>	26
<i>Figura 17. Gráfica de muestra de un análisis en OFM</i>	26
<i>Figura 18. Esquema de interconexión de gas en la GDH 2014</i>	29
<i>Figura 19. Balance de gas área San Francisco 2014</i>	30
<i>Figura 20. Balance de gas área Huila 2014</i>	31
<i>Figura 21. Balance de gas área Tello – Rio Ceibas 2014</i>	33
<i>Figura 22. Pronóstico de producción de gas GDH 2015 – 2025</i>	36
<i>Figura 23. Pronóstico de producción de gas en campos interconectados de la GDH 2015 – 2025</i>	36
<i>Figura 24. Pronóstico de producción de gas en campos no interconectados con aprovechamiento de la GDH 2015 – 2025</i>	37
<i>Figura 25. Pronóstico de producción de gas en campos no interconectados sin aprovechamiento de la GDH 2015 – 2025</i>	38

<i>Figura 26. Pronóstico de producción de gas disponible para generación aprovechamiento de la GDH 2015 – 2025</i>	<i>38</i>
<i>Figura 27. Proyección gas disponible para generación vs gas requerido para generación 2015 - 2022</i>	<i>39</i>
<i>Figura 28. Proyección gas disponible para generación vs gas requerido para generación y para quema 2015 – 2022</i>	<i>40</i>
<i>Figura 29. Interrelación del sistema de gas y electricidad en la GDH 2014</i>	<i>41</i>
<i>Figura 30. Potencia mensual comprada por centro de consumo</i>	<i>46</i>
<i>Figura 31. Gráfica prod. Gas-Aceite-Agua y BSW DT-1 con anotaciones</i>	<i>51</i>
<i>Figura 32. Gráfica prod. Gas-Aceite-Agua y BSW DT-11 con anotaciones</i>	<i>52</i>
<i>Figura 33. Gráfica prod. Gas-Aceite-Agua y BSW DT-26 con anotaciones</i>	<i>54</i>
<i>Figura 34. Gráfica prod. Gas-Aceite-Agua y BSW DT-29 con anotaciones</i>	<i>55</i>
<i>Figura 35. Gráfica prod. Gas-Aceite-Agua y BSW RIC-4 con anotaciones</i>	<i>56</i>
<i>Figura 36. Resultados PLT RIC-4</i>	<i>57</i>
<i>Figura 37. Gráfica prod. Gas-Aceite-Agua y BSW RIC-32 con anotaciones</i>	<i>58</i>
<i>Figura 38. Resultados PLT RIC-32</i>	<i>59</i>
<i>Figura 39. Gráfica prod. Gas-Aceite-Agua y BSW SC-1 con anotaciones</i>	<i>60</i>

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Características del campo Santa Clara</i>	5
<i>Tabla 2. Características del campo Rio Ceibas</i>	7
<i>Tabla 3. Características del campo Dina Terciarios</i>	9
<i>Tabla 4. Distribución de cargas de los centros de consumo de energía</i>	45
<i>Tabla 5. Potencia mensual comprada por centro de consumo</i>	46
<i>Tabla 6. Energía generada e importada antes y después del workover del DT-26</i>	64
<i>Tabla 7. Factura energía generada e importada antes y después del workover del DT-26</i>	65

RESUMEN

TITULO: Metodología para el análisis de campos petroleros y la identificación de oportunidades de intervención a pozo usando OFM

DESCRIPCIÓN:

Este proyecto presenta las propuestas brindadas a ECOPETROL para aumentar la producción de fluidos, específicamente el gas, en algunos campos de la gerencia de operaciones de desarrollo y producción del Huila-Tolima (GDH), lo cual se realizó teniendo en cuenta la producción e historia de los pozos mediante el método heurístico del surveillance, el cual consiste en una vigilancia al comportamiento de los pozos, y su respuesta en producción a ciertos eventos de su historia.

El objetivo principal es identificar oportunidades de intervención a pozo para aumentar la producción de gas y así mejorar la coyuntura energética que hay en la GDH por la necesidad de compra de energía al sistema interconectado nacional (SIN) para suplir la demanda de energía, lo cual genera unos sobrecostos que van en aumento ya que la demanda crece, pero la generación a partir del gas producido disminuye por la declinación de la producción de gas. Para lograr encontrar oportunidades de aumentar la producción de gas se usa la ayuda de software como OFM, Openwells, AVM, entre otros.

Para llevar a cabo el proyecto primero se procedió a actualizar las bases de datos de OFM con los datos de producción e inyección de los pozos con información proveniente de las formas ministeriales, luego se procedió a investigar cómo funcionaba el sistema de energía y la interdependencia del sistema de gas y electricidad de la GDH. Luego de identificar los campos de interés, se procederá a buscar oportunidades de aumentar la producción de gas en ellos, para luego discutir su viabilidad con el equipo de yacimientos de ECOPETROL y el efecto que tendrían en la GDH.

ABSTRACT

TITLE: Methodology to the analysis of gas & oil fields and the identification of workover opportunities using OFM

DESCRIPTION:

This Project shows all the proposals presented to ECOPETROL to enhance the fluid production, specifically gas, in some of the fields of the management of development and production operations of Huila – Tolima (GDH), which was done taking into account the production and history of the wells through the heuristic method of surveillance, which consists on behavior's survey and its response on production to some events on its history.

The main objective is identifying opportunities of workover to enhance the production of gas and then improve the energetic problem that exists at GDH due to the necessity of purchasing energy to the National Interconnected System (SIN) to meet the demand of energy, which generates cost overruns that keep increasing, but the energy generation from gas decreases by declination of gas production. In order to find opportunities to enhance gas production, the help of software as OFM, Openwells, AVM, among others is used.

To carry out the project the first step was to proceed to update the database of OFM with production and injection data of the wells with information from ministerial forms. Later proceeded to investigate how the energy system works and the interdependence of gas system and electricity at GDH. After identifying the key points, it will proceed to look up opportunities to improve the gas production in this fields, and then discuss its feasibility with the reservoir team of ECOPETROL and its effect at GDH.

INTRODUCCIÓN

En el año 2012 se inició una investigación por parte de un equipo interdisciplinario de ingeniería de la GDH en materia de sostenibilidad energética. Esto dio como resultado un claro panorama de la coyuntura energética por la disminución de la producción de gas en los campos de la GDH y encendió las alarmas de todos los líderes ya que la GDH en ese momento se acercaba peligrosamente a la necesidad de comprar energía al SIN para poder suplir la totalidad de la demanda, en la cual se contempla la energía requerida por los levantamientos artificiales de los pozos, las baterías, las plantas de inyección, la zona industrial, entre otros. Esto hoy, en 2018, ya es una realidad, obligando a comprar a EMGESA hasta 9.9 MW de las 42 MW que se consumen en total, con el agravante de que se paga en promedio \$260COP/kWh, frente a los \$100COP/kWh que en promedio se paga por la energía autogenerada a partir del gas producido, además de la baja confiabilidad del SIN, ya que una fluctuación, por más corta que fuese, obliga a sacar de línea pozos o a la planta de inyección, ocasionando una gran cantidad de barriles de petróleo que se dejan de producir. Cabe anotar que gracias a uno de los candidatos que surgió como resultado de este trabajo se logró reducir en octubre de 2017 la compra de energía al SIN de 9.9 a 7.4 MW, lo cual economicamente y en temas de confiabilidad favoreció a la GDH.

Ya entendido el balance de gas y energía en la GDH, se muestra con claridad los puntos que se deben tratar para solucionar el problema anteriormente descrito. Para mejorar estos puntos se requiere de manejar una cantidad considerable de información para luego procesarla y generar un análisis. El manejo de bases de datos de gran tamaño se facilita con el software OFM. Todos los días, del campo se recibe información de todo tipo en grandes cantidades, y antes de trabajarla debe procesarse, discriminarse, organizarse, para un buen entendimiento de ésta; el proceso puede resultar tedioso y consumir un tiempo considerable del trabajo diario, tiempo que puede ser aprovechado en otros proyectos. Para el manejo de estos datos se suelen crear archivos que comprimen la información, pero después de un tiempo se vuelven muy difíciles de trabajar por la densidad de datos, y no permite su fácil interpretación. OFM simplifica este trabajo, pues solo se deben alimentar las bases de datos y él se encargará de procesarlo y con bastante facilidad permitirá crear variables, gráficos, mapas, entre otras cosas, que permiten una interpretación más sencilla de la data. Este software permite tener toda la información al alcance y discriminarla por pozos, por campos, por baterías, además de que permite ubicar los pozos de interés en el campo y así tener

en cuenta para su interpretación, la interferencia de pozos cercanos, entre otras cosas. Todo lo descrito anteriormente permite tener un control más efectivo y confiable del comportamiento de los pozos y por tanto del campo, lo cual permite una reacción rápida para un problema que requiere atención inmediata, sino también para un problema que requiere un estudio a más largo plazo como es el caso del presente trabajo.

Para hacer uso efectivo de esta importante herramienta, primero se describen las generalidades de los campos a estudiar, luego se presenta una breve introducción de la herramienta y sobre algunos conceptos que se deben conocer para alimentar e interpretar los datos dentro de ella, y finalmente se procede a describir el panorama del problema que se pretende solucionar para luego dar las recomendaciones que se obtendrán durante el proceso de identificación de oportunidades de intervención a pozo con el objetivo de aumentar la producción de gas y/o subsanar problemas en la GDH, esto último se concluye con los resultados obtenidos hasta el momento.

1. GENERALIDADES

Se aclara que en este trabajo se usarán siempre las mismas unidades, y acá se nombrarán las más importantes: la unidad para la producción de gas es kSCFD, la unidad para producción de aceite es STBD, la unidad de producción de agua es STBD, la unidad de BSW es porcentaje. También se debe decir que los prefijos que se usarán en todo el trabajo serán los del sistema internacional, que corresponden a “k” para miles y “M” para millones.

1.1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS

1.1.1. CAMPO SANTA CLARA

El campo Santa Clara fue descubierto por la compañía Tenneco en 1987 con la perforación de SC-01 cuya producción inicial fue de 240BOPD. La unidad productora es la Formación Caballos Superior e Inferior. Está localizado en la Concesión Neiva-540 y ha sido operado por Shell y Hocol, pero actualmente es operado por Ecopetrol.

Tabla 1. Características campo Santa Clara

CAMPO	SANTA CLARA
FORMACIÓN	Caballos
MECANISMO DE PRODUCCIÓN	Capa de gas, gas en solución y empuje parcial de agua
OOIP (MBIs)	60-150
TIPO DE TRAMPA	Estructural
ESTRUCTURA	Anticlinal asimétrico fallado inversamente
PROFUNDIDAD PROMEDIO (Ft)	3000
LITOLOGIA	Arenisca marino deltaicas
POROSIDAD PROMEDIO (%)	14 – 17
PERMEABILIDAD PROMEDIO (MD)	75 – 300
SATURACIÓN DE ACEITE PROMEDIO %	15 – 22
GOR PROMEDIO SCF/STB	150 – 500
PRESIÓN DE YACIMIENTO (Psia - P. Original)	800 – 1215
PRESIÓN DE BURBUJA (Psia)	880
TEMPERATURA DE YACIMIENTO (°F)	116 – 120
PRODUCCIÓN DE PETROLEO PROMEDIO DIA (BOPD)	826
PRODUCCIÓN DE GAS PROMEDIO DIA (KSCFD)	614
PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETROLEO 31/12/2015 (BLS)	14'157.166.5

FUENTE: “Informe Evaluación de Yacimientos Campo SANTA CLARA” e “Informe técnico anual 2015” (GDH).

Figura 1. Producción de aceite, gas y BSW histórico del campo Santa Clara-OFM

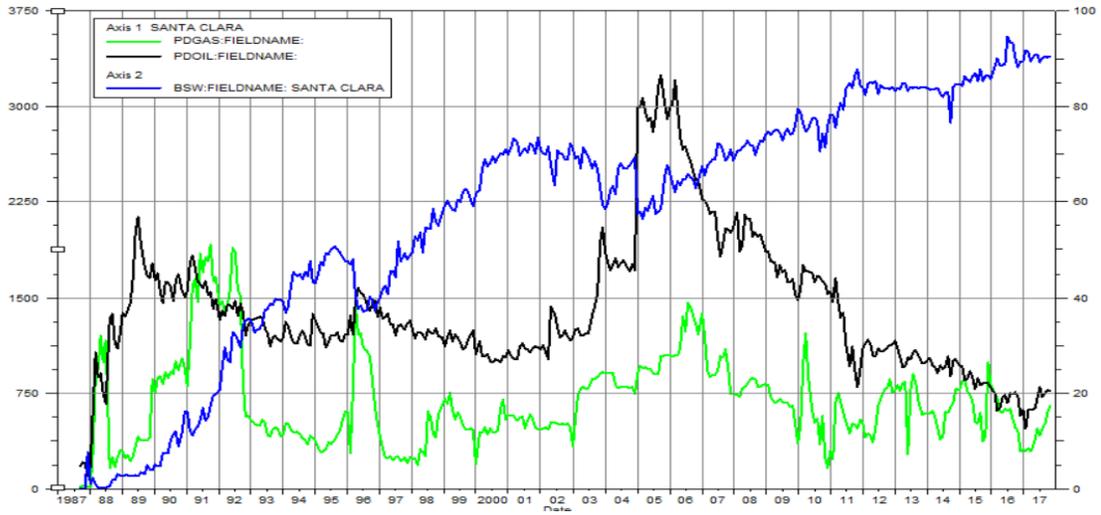
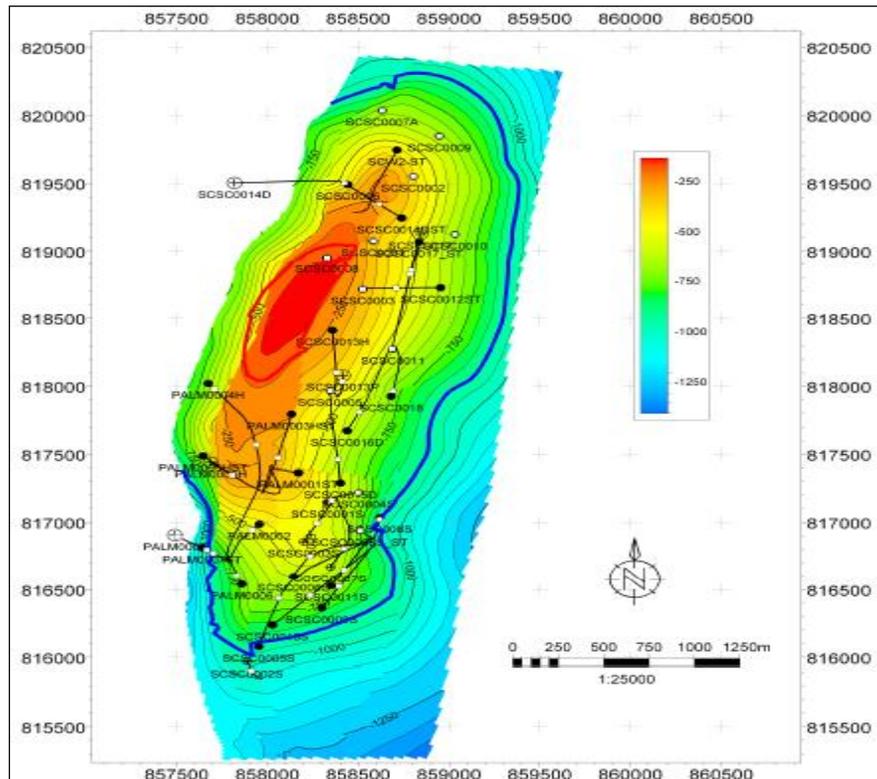


Figura 2. Mapa estructural del campo Santa Clara



FUENTE: “Informe técnico anual 2015” (GDH).

1.1.2. CAMPO RIO CEIBAS

El campo Rio Ceibas formó parte del contrato Asociación Caguán celebrado el 1° de enero de 1984 entre la compañía Huilex, con una participación del 50% y Ecopetrol con el 50% restante.

Huilex operó el proyecto hasta el 27 de marzo de 1986, donde la operación pasó a manos de la compañía Esso Colombiana Limited, quien en abril de 1988 perforó el pozo exploratorio RIC 001 con buenos resultados.

El campo Rio Ceibas ha sido dividido verticalmente en dos paquetes de arenas, las arenas superiores y las arenas basales, dos sistemas independientes de presión.

Tabla 2. Características del campo Rio Ceibas

CAMPO	RIO CEIBAS
FORMACIÓN	Honda Inferior y Superior
MECANISMO DE PRODUCCIÓN	Gas en solución , capa de gas y acuífero
TIPO DE TRAMPA	Estructural
ESTRUCTURA	Monoclinal
PROFUNDIDAD PROMEDIO (Ft)	4128
LITOLOGIA	Areniscas de ambiente fluvial
ESPESOR PROMEDIO (Ft)	900
ESPESOR NETO PROMEDIO (Ft)	121 AS y 300 AB
POROSIDAD PROMEDIO (%)	21
PERMEABILIDAD PROMEDIO (MD)	10
SATURACIÓN DE ACEITE PROMEDIO %	32
GOR PROMEDIO SCF/STB	96 AS y 400 AB
PRESIÓN DE YACIMIENTO (Psia - P. Original)	1500 AS y 1900 AB
PRESIÓN DE BURBUJA (Psia)	800 AS y 1689 AB
TEMPERATURA DE YACIMIENTO (°F)	119 – 138
PRODUCCIÓN DE PETROLEO PROMEDIO DIA (BOPD)	1407
PRODUCCIÓN DE GAS PROMEDIO DIA (KSCFD)	3087
PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETROLEO 31/12/2015 (BLS)	24.064.592,88

FUENTE: “Informe Evaluación de Yacimientos Campo RIO CEIBAS” e “Informe técnico anual 2015” (GDH).

Figura 3. Producción de aceite, gas y BSW histórico del campo Rio Ceibas-OFM

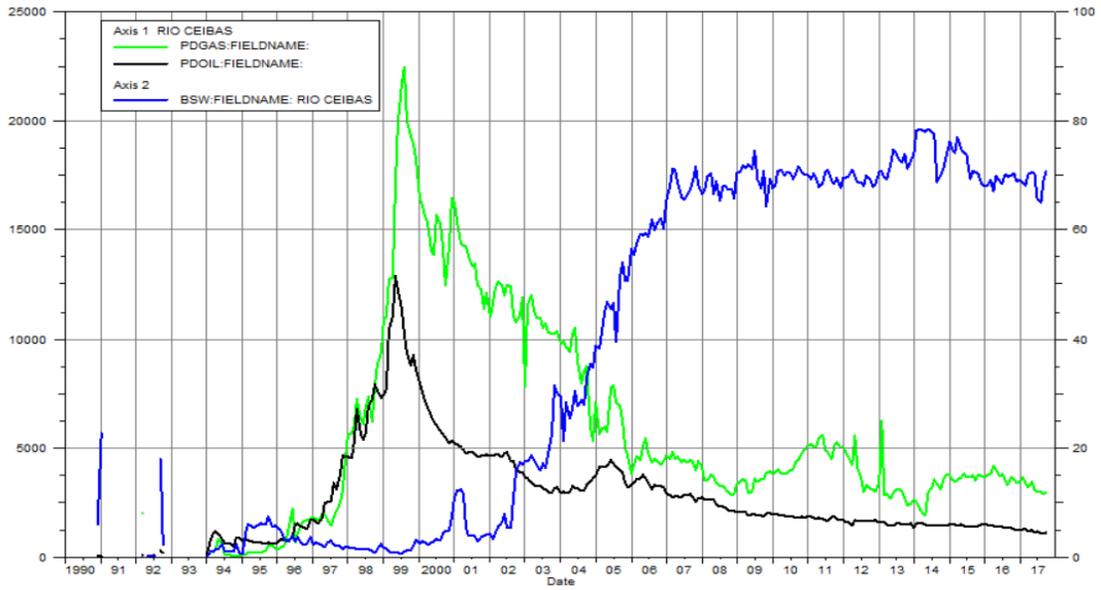
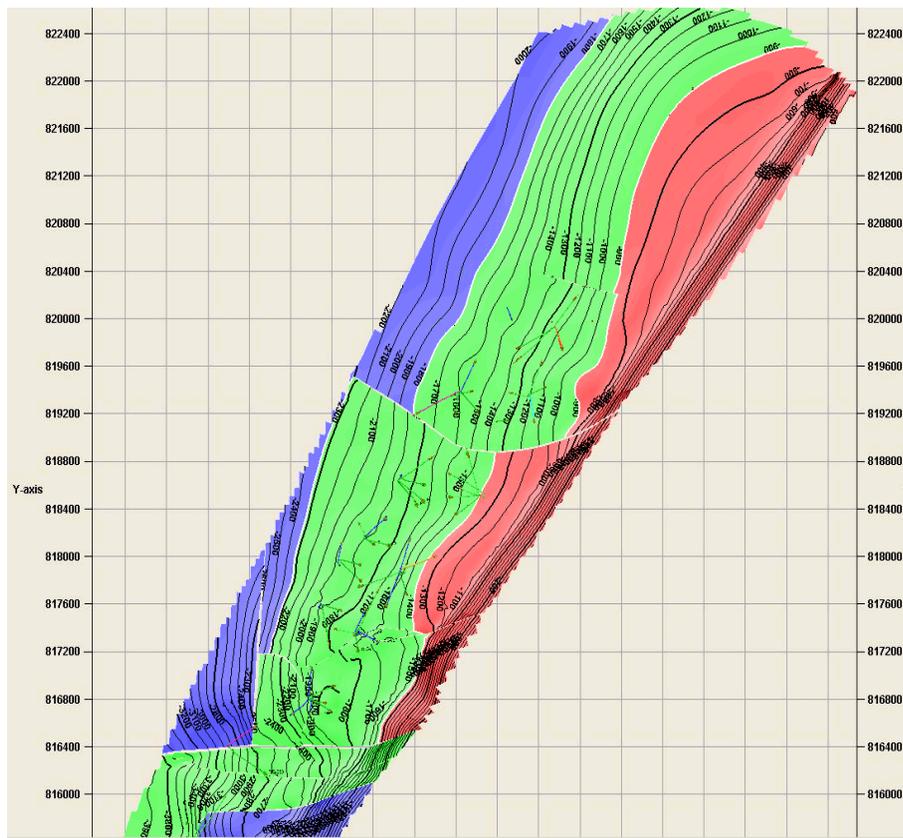


Figura 4. Mapa estructural del campo Rio Ceibas



FUENTE: “Informe técnico anual 2015” (GDH).

1.1.3. CAMPO DINA TERCIARIOS

El Campo Dina Terciarios fue el primer campo descubierto en el área Neiva en 1961. Está localizado en el sector central-oeste de la Concesión Neiva-540. En 1962 se perforó el pozo Dina-2 productor de las Formaciones Honda y Barzalosa, fecha en la cual el campo inició explotación comercial, con una producción del orden de 300 BOPD. El campo fue desarrollado paulatinamente entre los años 60's y los 70's cuando se perforaron los pozos de Dina-1 a Dina-13 y Dina Terciario-1 a Dina Terciario-8 .

La producción de los campos proviene de las Formaciones Doima - Chicoral, Barzalosa y Honda del Terciario y de la Formación Monserrate del Cretáceo, las cuales son unidades de flujo hidráulicamente independientes.

Tabla 3. Características del campo Dina Terciarios

CAMPO	DINA TERCIARIOS
FORMACIÓN	Honda, Monserrate y Barzalosa
MECANISMO DE PRODUCCIÓN	Empuje parcial de agua, empuje por gas en solución y empuje por capa de gas
TIPO DE TRAMPA	Estructural
ESTRUCTURA	Anticlinal
LITOLOGIA	Depositos fluviales de ambiente continental
POROSIDAD PROMEDIO (%)	18
GOR PROMEDIO SCF/STB	1500
PRESIÓN DE YACIMIENTO (Psia - P. Original)	1600
PRODUCCIÓN DE PETROLEO PROMEDIO DIA (BOPD)	5169
PRODUCCIÓN DE GAS PROMEDIO DIA (KSCFD)	4156
PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETROLEO 31/12/2015 (BLS)	67.395.952,31

FUENTE: “Informe Evaluación de Yacimientos Campo RIO CEIBAS” e “Informe técnico anual 2015” (GDH).

Figura 5. Producción de aceite, gas y BSW histórico del campo Dina Terciarios-OFM

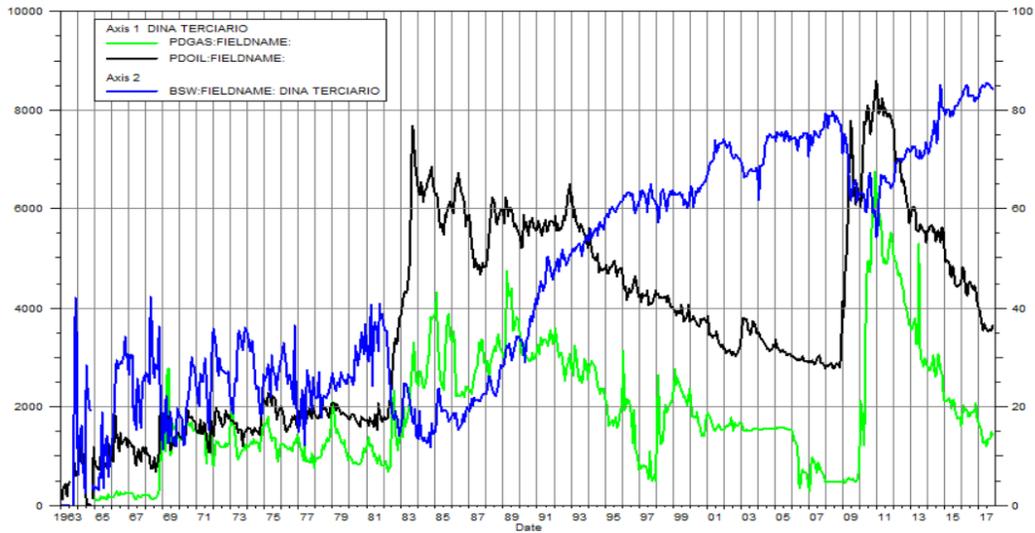
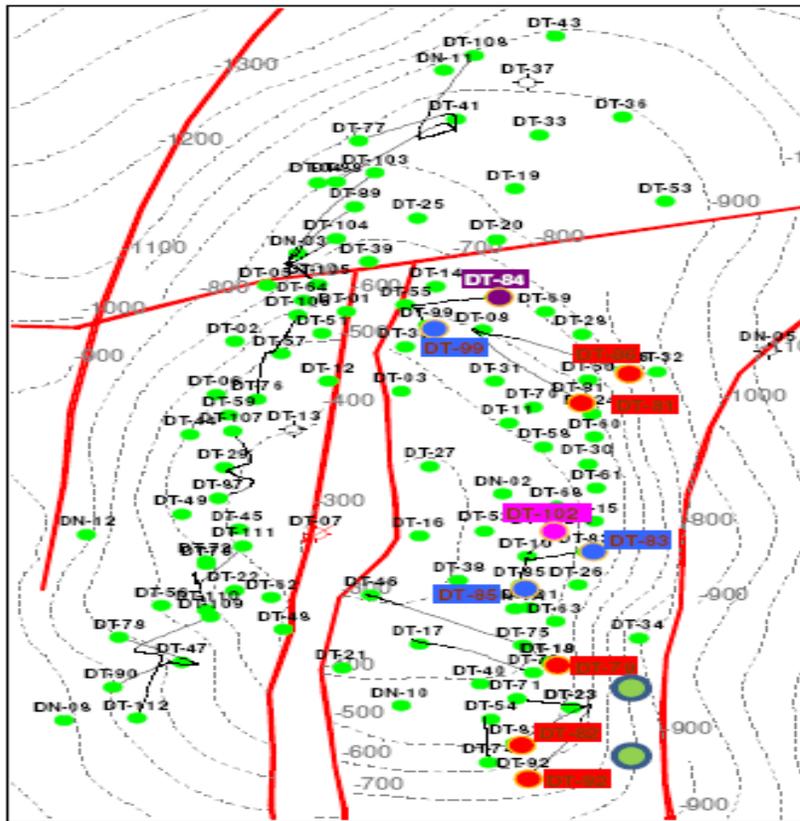


Figura 6. Mapa estructural del campo Dina Terciarios



FUENTE: “Informe técnico anual 2015” (GDH).

1.2. GENERALIDADES DE OFM

OFM es un software de la empresa de servicios Schlumberger el cual permite administrar bases de datos y con esto el ingeniero pueda producir análisis y diagnósticos, además un buen monitoreo y vigilancia de sus pozos. Este software contiene un grupo de módulos integrados tales como mapas base, reportes, gráficas, curvas de declinación y pronósticos, además de facilitar el agregar anotaciones en las gráficas, lo cual permite visualizar eventos históricos del pozo o campo que ayuden en la tarea de hacer análisis. La facilidad que da el software para actualizar las bases de datos permite tener al día los datos de producción, inyección, entre otra información.

El rápido acceso a los datos importantes ayuda a concentrar toda la información de interés para gerentes, ingenieros de petróleos y profesionales en geo ciencias, y permite transformarla en decisiones que mejoren el rendimiento de campos de petróleo y gas.

OFM permite realizar análisis tanto básicos como complejos, evaluando un completamiento o varios, e incluso el campo entero, esto permite una detección temprana y diagnóstico de problemas a nivel de pozo o relacionar su comportamiento y tomar decisiones a nivel de campo.

Las facilidades que ofrece OFM son muchas, pero a continuación se describirán algunas para introducir al lector un poco al mundo de OFM.¹

- Supervisión de la producción: El software OFM facilita la detección temprana y el diagnóstico de problemas de producción, la generación rápida de tendencias de producción, diagramas de diagnóstico, informes, mapas, mapas de grilla y mapas de burbujas, directamente de los datos corporativos que da Avocet.
- Supervisión de la inyección: Los patrones de waterflooding se pueden definir a partir de los datos de producción y de yacimiento utilizando el módulo OFM Streamline. Cuando se combinan con los datos de presión y los algoritmos PVT, se pueden determinar los volúmenes de yacimiento y el VRR (Voidage replacement rate), y se pueden llevar a cabo diagnósticos adicionales con diferentes diagramas (por ejemplo “diagramas de Hall”).

¹ Schlumberger. OFM Base. Recuperado de <https://www.software.slb.com/products/ofm/base>

- Pronósticos de producción: El análisis tradicional de las curvas de declinación y las técnicas avanzadas de pronósticos -declinación analítica y predicciones numéricas- están disponibles para generar pronósticos más rápidos y confiables. OFM se puede conectar a la plataforma de software Petrel E & P e importar los resultados de la simulación para verificar y comparar con las tasas de producción.

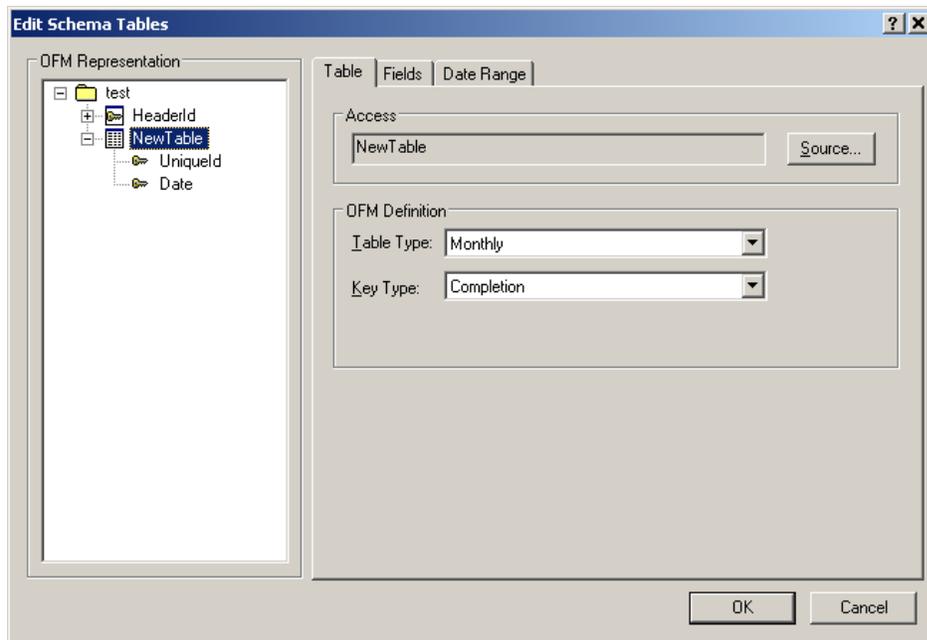
2. MANEJO DE LA BASE DE DATOS DE OFM

A continuación, se hablará un poco sobre algunos conceptos básicos para usar OFM y algunas herramientas que se necesitaron durante el desarrollo de este trabajo de grado.

2.1. CREACION DE TABLAS

Para almacenar los datos que serán usados se requiere crear una tabla que los contenga, y OFM pedirá configurarlo para saber qué tipo de datos contendrá, y luego configurar ya los datos como tal. Cada tabla tendrá variables que se deben crear una a una y se representan como una columna cada una.

Figura 7. Crear tabla de datos OFM



Las tablas de OFM se alimentarán de la base de datos Access que se seleccionó como fuente de datos al inicio del proyecto.

Lo primero que se elige es el tipo de tabla y su nivel, del tipo de tablas se hablará a continuación, y el nivel se refiere si los datos en esa tabla son para completamientos, estaciones, arenas, etc...

2.1.1. TIPOS DE TABLAS

2.1.1.1. TABLA ESTÁTICA (*.xy)

Es la tabla principal de la base de datos y con la que se deben relacionar los demás datos de otras tablas. Se llama tabla maestra a una tabla estática que contienen los datos básicos de todos los pozos como nombre y coordenadas, y los datos cargados acá no cambiarán en el tiempo, existe solo una tabla maestra, pero pueden existir varias estáticas.

Esta tabla contiene datos básicos tales como nombre del pozo (tal como aparezca en otras tablas de datos), coordenadas en x, coordenadas en y, alias (nombre común del pozo), fecha del completamiento inicial, elevación de la mesa rotaria (OFM la usa para corregir profundidades calculadas), profundidad total del pozo.

2.1.1.2. TABLA MENSUAL O DIARIA (*.dly - *.prd - *.inj)

Este tipo de tabla almacena datos que pertenecen a objetos almacenados en la tabla maestra y que cambian con el tiempo en una frecuencia diaria o mensual. Permite almacenar un valor único por día o mes, y la tabla no puede contener frecuencias mezcladas, o todos los datos son mensuales o son diarios, no se pueden tener ambos en una misma tabla. Se pueden tener varias tablas mensuales y diarias. La tabla como mínimo debe tener nombre, fecha del dato (mes y año para la tabla mensual - día, mes y año para la tabla diaria), el dato en cuestión, y el nombre de la columna a la cual se va a relacionar en la tabla maestra (pozo, estación, etc...). Como ejemplo de los datos que pueden almacenarse acá se tiene la producción promedio día por mes, producción promedio día, inyección promedio día por mes e inyección promedio día.

2.1.1.3. TABLA ESPORÁDICA

No tienen secuencia continua de tiempo y no tienen relación con la fecha. Estos valores ocurren con una frecuencia irregular ya sea en el tiempo (prueba de producción, nivel de fluido, concentración de sedimentos, salinidad del agua

de producción o inyección, pruebas de presión, PLT, ILT, etc...) o en profundidad (datos de corazones). Esta frecuencia irregular se debe a que muchas veces no se tiene una frecuencia fija de toma de estos datos.

2.1.1.4. TABLA DE REFERENCIA (*.lku)

Cumplen la función de servir como referencia para un dato o grupo particular. Como ejemplo de datos que se pueden almacenar acá, se tienen las pruebas PVT, saturaciones y resistividades de formaciones particulares. Los datos contenidos en estas tablas pueden ser interpolados si se desea.

2.1.1.5. TABLA DE REGISTROS (*.log)

Almacenan datos que pertenecen a un pozo y varían con la profundidad, tales como registros eléctricos, entre otros.

2.1.1.6. TABLA DE DESVIACIÓN (*.dev)

Acá se almacenan los datos de desviación del pozo para convertir datos de profundidad medida a profundidad vertical y así correlacionar los datos que dependan de la profundidad. OFM usa estos datos, por ejemplo, para graficar en el mapa base.

2.1.1.7. TABLA DE FALLAS (*.flt)

Contiene los datos acerca de las fallas tales como su nombre, rumbo, buzamiento y profundidad.

2.1.1.8. TABLA DE ANOTACIONES EN EL MAPA (*.ano)

Contiene anotaciones en el mapa y su ubicación en coordenadas x-y. Permite mostrar en el mapa ríos, lagos, ubicación de las estaciones, límites de territorios, etc...

2.1.1.9. TABLA DE MARCADORES (*.mrk)

Contiene los marcadores geológicos como tope y base de las formaciones, y otros datos geológicos como estratigrafía, datos litológicos de los intervalos, contactos agua-aceite, gas-aceite o agua-gas.

2.1.1.10. TABLA DE PATRONES (*.pat)

Permite almacenar los patrones de inyección – producción para ubicarlos gráficamente en el mapa base y realizar los cálculos correspondientes como VRR (Voidage Replacement Ratio), entre otros.

2.1.1.11. TABLA DE VARIABLES (*.par)

Contiene las ecuaciones de las variables calculadas, las cuales usan las variables de entrada para calcular otras variables que son calculadas y cargadas solamente cuando son requeridas. Estas variables son de mucha ayuda para analizar y solucionar problemas específicos.

2.1.1.12. TABLA DE FILTROS (*.srt)

Contiene los filtros creados en OFM. Estos permiten agrupar un número de pozos por una característica común. Por ejemplo, puedo filtrar los pozos que produzcan por una arena específica, los pozos que estén conectados a cierta batería, etc...

2.1.1.13. TABLA DE DATOS DEL POZO (*.wbd)

Contiene datos específicos del pozo que ayudan a describirlo. Por ejemplo, el estado mecánico en un determinado momento (casing, tubing, gravel pack, etc), perforados estimulados, perforados con squeeze y perforados cañoneados.

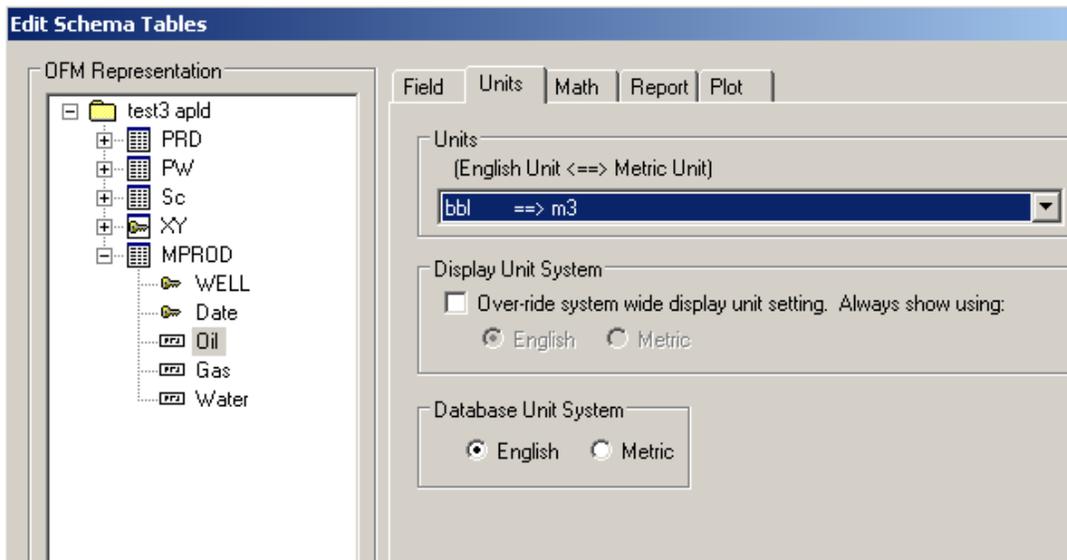
2.2. ATRIBUTOS DE LAS VARIABLES

Para crear una tabla se deben configurar unos atributos que definirán los datos que irán almacenados dentro de ésta. Para definir una variable se hablará de los dos atributos fundamentales, estas configuraciones pueden afectar los resultados de los datos que se calculen con ellos.

2.2.1. UNIDADES DE LAS VARIABLES

Después de seleccionar el tipo de tabla, se crea la variable, y lo primero es configurar lo respectivo a las unidades.

Figura 8. Configurar unidades de tabla de datos OFM



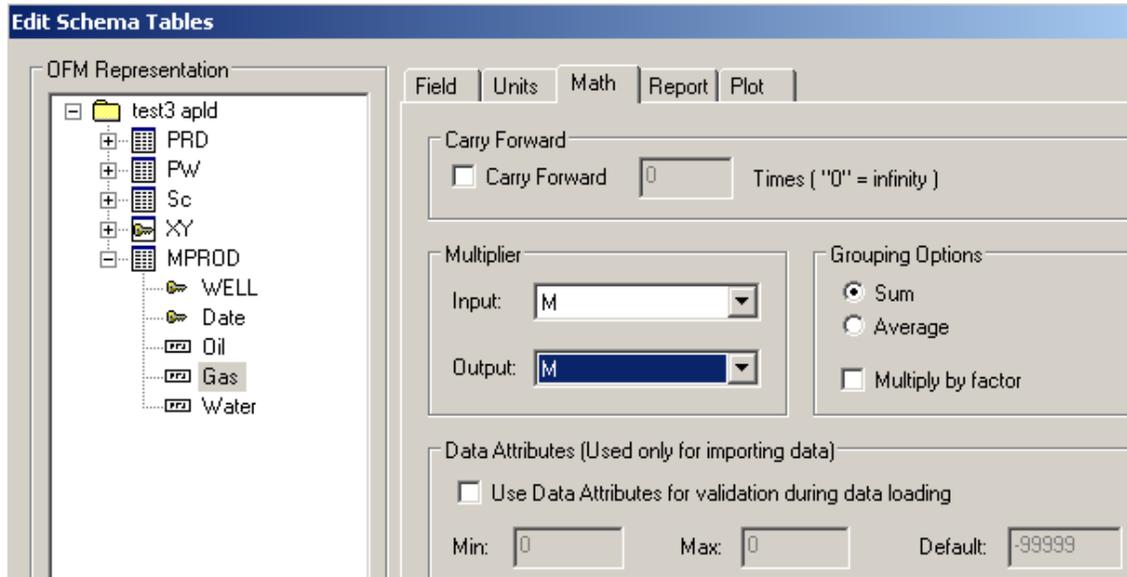
La opción “Units” nos permite seleccionar las unidades que tiene la variable en sistema inglés y cual, en sistema internacional, por ejemplo, psia-kpa, in- m, o adimensional, entre otras. La opción “Display unit system” se usa cuando se quiere mostrar siempre unidad inglesa o internacional sin importar cual se haya definido en el sistema de visualización, por ejemplo, mostrar los diámetros siempre en pulgadas sin importar que sistema se haya definido. La opción “Database unit system” nos permite definir en qué unidades se encuentra el dato en la tabla. Se debe aclarar que si no se selecciona ninguna unidad el software asumirá que la variable no tiene unidades (adimensional).

Es importante decir que una misma tabla puede tener diferentes unidades combinadas, y esto se logra al crear la variable dentro de la tabla ya que la anterior configuración se hace por cada variable dentro de la tabla al igual que los multiplicadores que se explican a continuación.

2.2.2. MULTIPLICADORES DE LAS VARIABLES

Después de haber configurado las unidades se configurará del multiplicador, agrupamiento y factor error.

Figura 9. Configuración multiplicadores de tabla de datos OFM

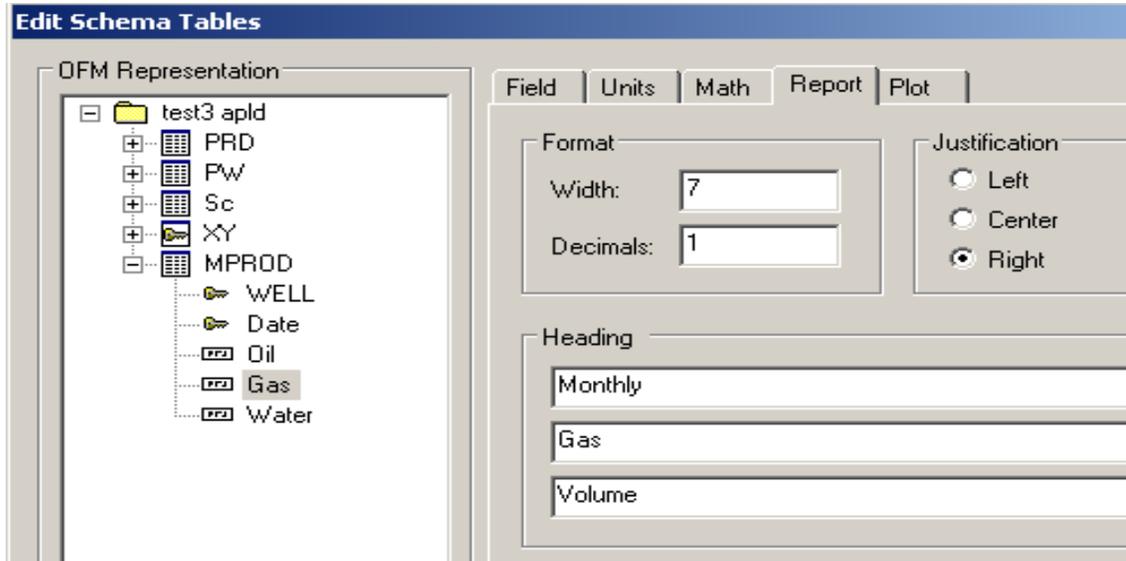


También se debe decir que OFM permite agrupar para una misma variable diferentes pozos, por eso se puede definir como las agrupará, ya sea sumando, con un promedio o multiplicados por un factor.

La opción “Multiplier” permite definir en qué multiplicador se encuentra la variable y en que multiplicador se mostrará. multiplicador es aquel que se usa para abreviar los números y acá existen tres tipos principales que son inglés (M=1.000 - MM=1'000.000), internacional (K=1.000 - KK=1'000.000) y científico ($x10^3=1.000$ - $x10^6=1'000.000$). Se debe decir que OFM permite agrupar para una misma variable diferentes pozos por eso se puede definir en “Grouping options” como las agrupará, ya sea sumando, con un promedio o multiplicados por un factor. La opción “Data attributes” se usa cuando se importan datos a las tablas y permite definir máximos y mínimos para alejar datos dispersos y no alterar algún análisis.

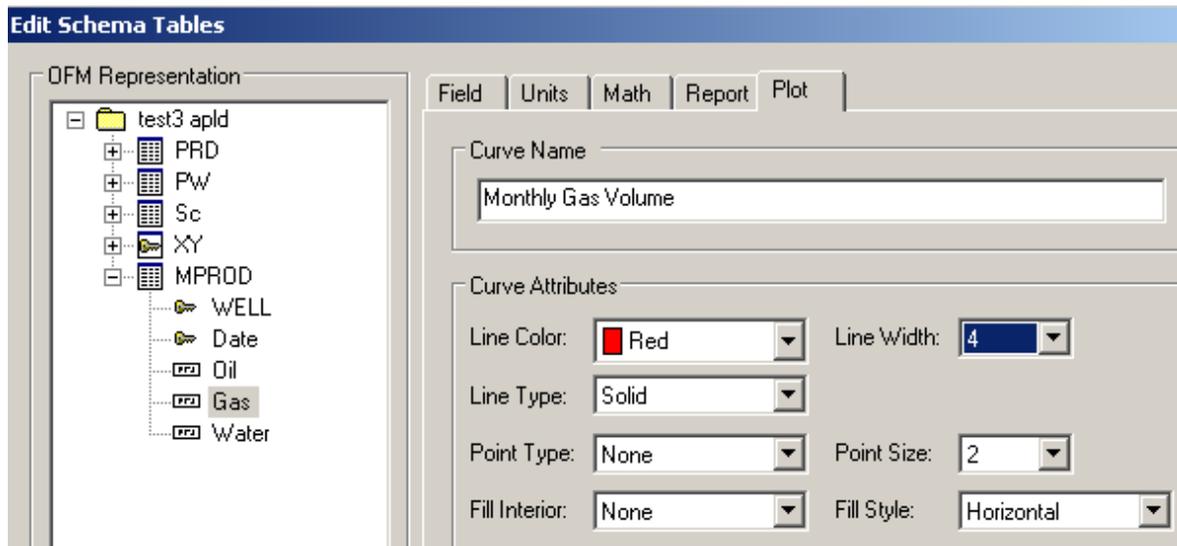
La siguiente pestaña permite definir con cuántos números trabajará antes y después de la coma OFM, y otros ajustes que son más estéticos.

Figura 10. Configurar opciones de reporte de tabla de datos OFM



La ultima pestaña permite configurar el color, grosor, tipo y relleno que tendrá la curva de esta variable al ser graficada.

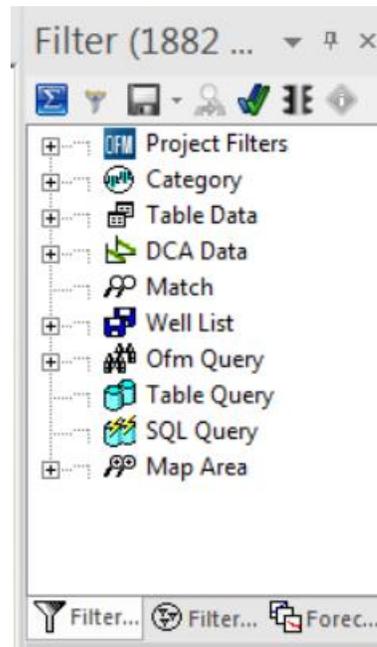
Figura 11. Configurar opciones de gráfica de tabla de datos OFM



2.3. HERRAMIENTA DE FILTRO

Filtrar en OFM consiste en seleccionar y mostrar solo un grupo particular de pozos que sea subconjunto del total de pozos y que pertenezca a la categoría ó consulta elegida. Se pueden realizar varios filtros y estos se ejecutarán en los pozos ya filtrados.

Figura 12. Panel de la herramienta filtro OFM



Primero se explicará en orden las opciones del panel de filtro que se encuentra en la barra inmediatamente inferior al nombre.

La primera opción permite agrupar los pozos seleccionados en una sola grafica para la variable seleccionada, la segunda opción quita todos los filtros que se hayan realizado, la tercera opción guarda el filtro realizado en un archivo de texto, la cuarta opción invierte el filtro, esto quiere decir que selecciona todos los pozos que no cumplan con el filtro seleccionado, la quinta opción cambia el nombre del filtro seleccionado, la sexta opción permite filtrar por completamiento lo cual se explicará a continuación y la séptima opción muestra la lista de los pozos que han sido filtrados.

Algunas de las opciones que se despliegan abajo se explicarán a continuación

2.3.1. FILTRO POR CATEGORIA

Permite filtrar por condiciones como batería a la cual pertenece el pozo, estado del pozo (Activo, inactivo, parado o abandonado), campo al que pertenece el pozo, arena por la que produce un pozo y tipo de pozo (productor o inyector).

2.3.2. FILTRO POR TABLA DE DATOS

Filtra los pozos que tienen datos en la tabla seleccionada.

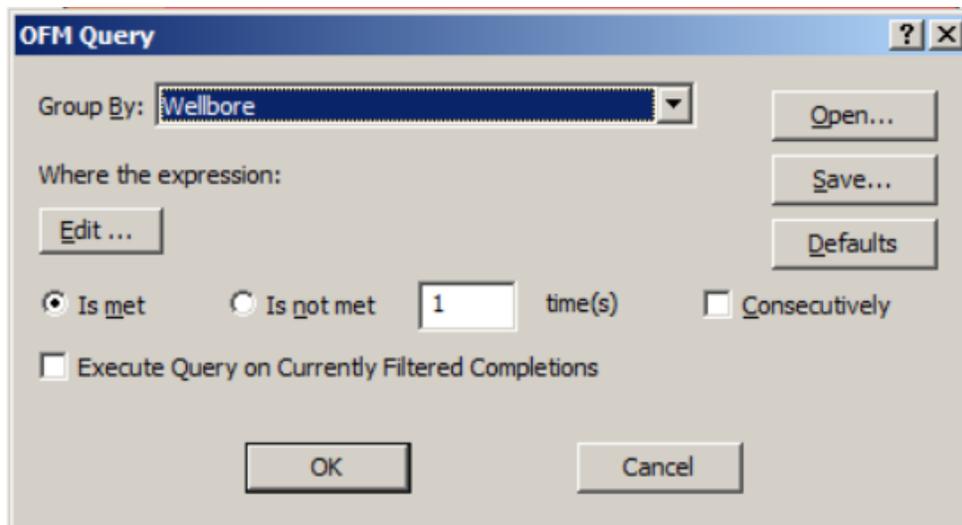
2.3.3. FILTRO AREAL

Cuando se realiza un zoom y selecciona un área y se elige esta opción, el software seleccionará los pozos que están en esta área.

2.3.4. FILTRO POR CONSULTA (QUERY)

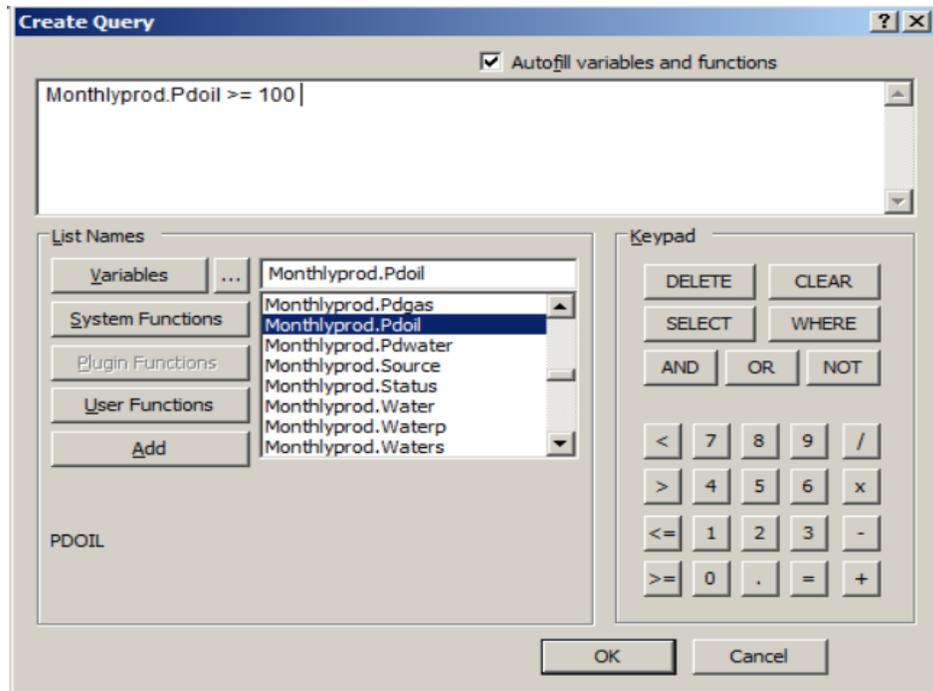
Esta opción es la más importante y la de más cuidado ya que requiere conocer las formulas, variables de entrada y variables calculadas en el proyecto de OFM.

Figura 13. Ventana de Query OFM



Acá se selecciona como se agruparán los pozos después de ser filtrados. Abajo se elegirá cuantas veces debe o no debe cumplir la condición especificada, también debe especificar si debe cumplir esta condición consecutivamente. Finalmente, en editar se puede escribir la condición. Al dar click aparecerá la siguiente consola.

Figura 14. Ventana para edición del query OFM



La expresión permite hacer unos filtros mucho más específicos. Como ejemplo se tiene que la ecuación escrita en el panel filtrará los pozos que tienen un valor en la variable “monthlyprod.pdoil” mayor o igual a 100 en cualquier momento de su historia y complementándolo con las otras opciones podemos determinar cuántas veces debe o no cumplir esto, si debe hacerlo consecutivamente y si debe hacerse este filtro sobre el filtro que ya se haya hecho.

2.3.5. LISTA DE POZOS

Esta opción nos permite crear una lista de pozos y colocarle un nombre. Es muy útil cuando se desean guardar ciertos pozos que ya cumplieron con los filtros hechos. Se debe aclarar que, si el estado por el que fueron filtrados los pozos cambia, el listado no cambiará porque lo que se guarda no es el filtro, sino los pozos que lo cumplieron en el momento en que se guardó.

2.4. GRÁFICAS Y ANÁLISIS

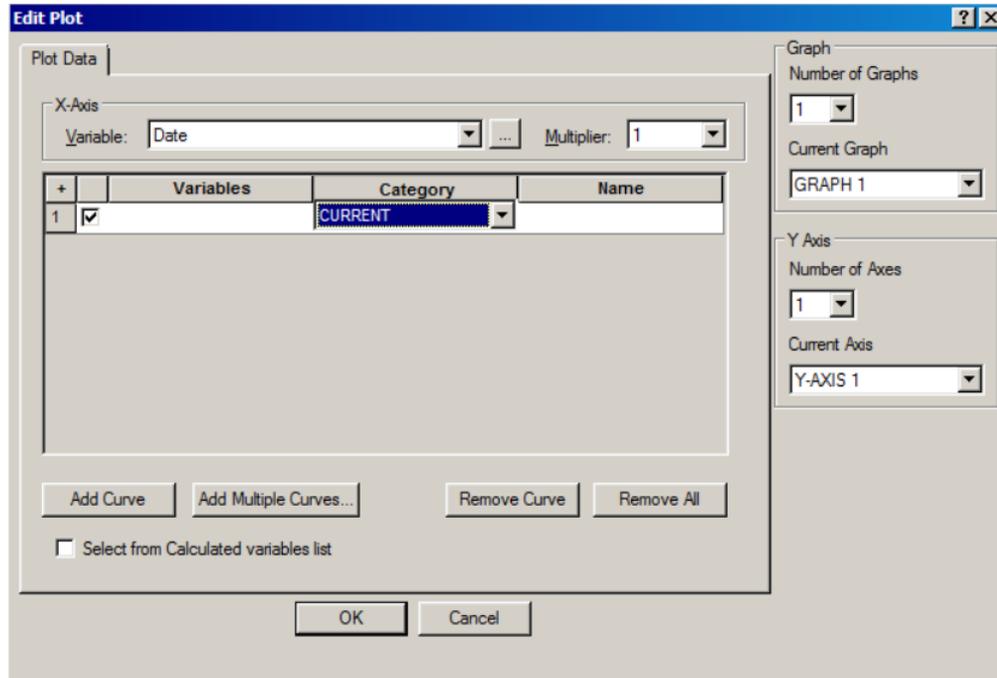
Este software permite realizar varias graficas con múltiples pozos para una o varias variables para un solo pozo, también graficar los resultados de varios grupos de pozos para una variable, entre otras cosas. Estas graficas son de utilidad para poder observar una tendencia en la historia del pozo ya que algunos eventos se ven más claros si se ven sus resultados en un tiempo prolongando pudiendo ignorar fácilmente los datos que se salen de la tendencia por un periodo corto; no hay que olvidar que las medidas que se realizan en cierto momento no son necesariamente las mismas, a si se toman una semana después, el pozo es como una persona, y tiene sus días buenos y días malos, y si se tomó la medida en uno de sus días malos se podría subestimar el potencial del pozo, o el caso contrario, y sobre estimarlo, lo cual puede ser muy riesgoso a la hora de hacer un análisis económico.

La herramienta “plot” se describirá primero ya que de ésta se deriva la herramienta “analysis”, ya que ambas generan exactamente la misma gráfica pues trabajan con los mismos datos, la segunda permite realizar anotaciones, entre otras opciones, que ayudan al ingeniero a visualizar y analizar mejor el pozo en su vida productiva.

La herramienta “plot” permite como primera opción realizar una gráfica ya sea en cartesiano o semi logarítmico, dos graficas (una debajo de otra) en cartesiano o semi logarítmico, ó una gráfica acumulada (donde el cero de una curva es el máximo de la otra curva para todas las fechas) en cartesiano o semi logarítmico. Cabe decir que, sin importar el tipo de gráfica que se seleccione acá, luego se podrá modificar la gráfica resultante con las otras opciones.

Cuando ya se seleccionó el tipo de gráfica salta un cuadro donde deja seleccionar lo que contendrá la gráfica.

Figura 15. Cuadro de configuración de la gráfica



Lo primero es seleccionar la variable que se graficará en “x” y su multiplicador; normalmente en “x” se grafica la fecha con un multiplicador de 1.

Luego se seleccionarán las variables que se graficarán en “y”, acá aparecen tanto las variables de entrada, como las calculadas, además de la categoría en la que se encuentra la entidad que se quiere graficar (batería, formación, pozo productor o inyector, etc...), y como último la entidad. Por ejemplo, si se quiere graficar la producción de aceite por batería en la historia del campo o la gerencia, se selecciona la variable correspondiente a producción de aceite, la categoría de batería, y de último la batería de interés. Si se quiere agregar otras baterías para poder compararlas se debe dar click en agregar curva, o si se ha agregado una que no se quiere, dar click en remover curva.

Si se quiere graficar todas las entidades que pertenezcan a cierta categoría y se quiere evitar seleccionar uno por uno, se debe dar click en agregar múltiples curvas, seleccionar la categoría y luego la variable que se quiere graficar. Es muy importante anotar que las gráficas se realizan a partir de lo que se tenga seleccionado, por lo tanto, si se realizó un filtro, se graficarán solo los datos correspondientes a este filtro. Un ejemplo sería que se realizó un filtro que seleccionó los pozos que iniciaron su vida productiva después del año

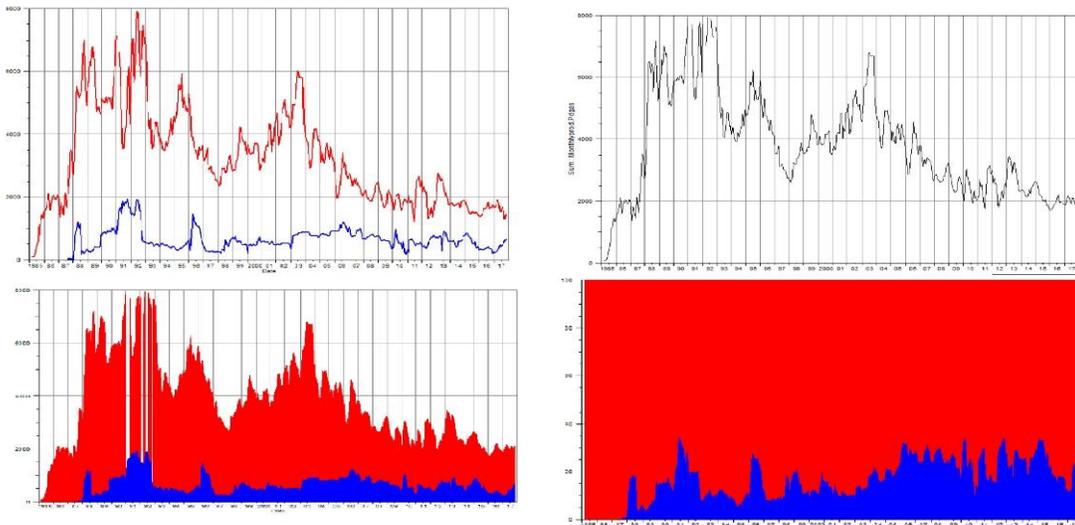
2000, y luego se grafica los datos de producción de aceite acumulado por campo, y del campo “x” solo 10 de los 20 pozos cumplieron el filtro, entonces, la producción acumulada del campo “x” será solo la de los 10 pozos en cada momento de la historia.

Otra opción en este cuadro de configuración es el eje en el que se quiere graficar la variable. Se puede seleccionar múltiples ejes “y”, y esto es muy útil cuando las medidas de un dato no corresponden con otra y no se quiere extender el máximo y mínimo del eje para no perder claridad en la lectura de datos. Por ejemplo, si se grafica en un mismo eje “y” la producción de gas promedio día y el BSW, una gráfica impediría ver los detalles de la otra, pues se sabe que el BSW varía entre 0 y 100, y una producción de gas mensual promedio día fácilmente puede alcanzar los 1000 kSCFD; entonces, una variación de por ejemplo un 20% de BSW será muy difícil de ver con una gráfica que va desde 0 hasta 1000.

Después de haber seleccionado todo, ya se puede graficar. OFM seleccionará todo el resto de parámetros visuales por defecto. Luego el usuario puede editar los ejes simplemente dando click en ellos; se pueden elegir cosas como el mínimo y máximo del eje, cambiar un eje cartesiano por uno logarítmico, modificar las etiquetas de “x” cada cuanto aparecen (incremento). El usuario también puede editar algunos parámetros de las curvas como su color, grosor, elegir entre línea continua, intermitente o a puntos, entre muchas otras configuraciones.

Si se desea cambiar el tipo de grafica se da click en formato, en la herramienta de gráfica; los tipos de gráficas que se pueden elegir en orden de arriba hacia abajo en la imagen: la regular, la acumulada (una gráfica encima de otra), la sumatoria (una curva que sea la sumatoria de todas las curvas), la promedio (gráfica el promedio de todas las curvas) o la porcentual (gráfica el porcentaje de cada curva en la curva total o sumatoria). Se mostrará un ejemplo de cada gráfica en la siguiente figura, y aparecen en el mismo orden que se acabaron de nombrar.

Figura 16. Tipos de graficas OFM

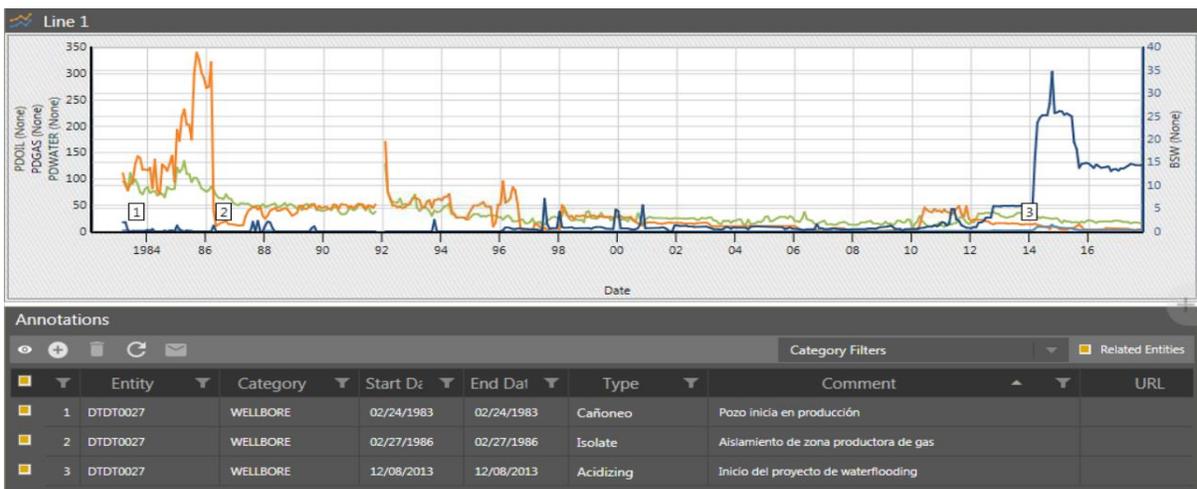


FUENTE: “Base de datos OFM” (GDH).

Luego de explicar un poco las gráficas se hablará de los análisis, un tipo de gráfica un poco peculiar ya que se encuentra separada del resto de gráficas por tener una opción adicional muy útil, las anotaciones en las gráficas.

Los análisis, a diferencia de las gráficas explicadas anteriormente, no permiten graficar múltiples pozos ni apilarlos o promediarlos, solo permite graficar las variables que pertenecen o afectan al pozo en cuestión.

Figura 17. Gráfica de muestra de un análisis en OFM



FUENTE: “Base de datos OFM” (GDH).

Como se ve en la figura anterior se permiten hacer anotaciones en la gráfica, las cuales se representan como un número y su contenido se muestra debajo de la misma. Esta herramienta es bastante útil cuando se quieren hacer presentaciones o escribir eventos importantes en la historia del pozo para analizar su impacto y tomar decisiones, además de que guarda las anotaciones en el proyecto del usuario para que éste pueda verlas siempre que abra ese análisis.

3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Se debe aclarar que parte de la información que se mostrará en los numerales 3.1 y 3.2 es parte de la investigación desarrollada por el equipo de gas de la GDH en 2014, los valores dados en estos dos numerales sobre consumos y quemas de gas han cambiado con el tiempo, pero se dan a modo explicativo para dar una idea de cómo funciona la interconexión de los diferentes campos en el tema de energía y gas, y el aporte de cada uno.

3.1. PANORAMA GENERAL DE GAS EN LA GDH

La GDH opera en total 25 campos, pero no en todos estos campos existe la posibilidad del aprovechamiento del gas producido. Su aprovechamiento, en buena parte de los campos es posible porque existen facilidades ligadas entre sí por uno o más ductos según la ubicación geográfica, con infraestructura instalada para el manejo de este preciado bien. Esto es muy necesario debido al costo que tiene crear un centro que genere energía para cada campo, y además mantenerlo en funcionamiento y en los rangos operacionales adecuados se vuelve más complicado debido a la constante variación de la producción de gas.

Hoy en día el gas es casi la principal fuente de energía para la operación de la mayoría de campos de la GDH, además del beneficio ambiental de la reducción de las emisiones de gas de efecto invernadero.

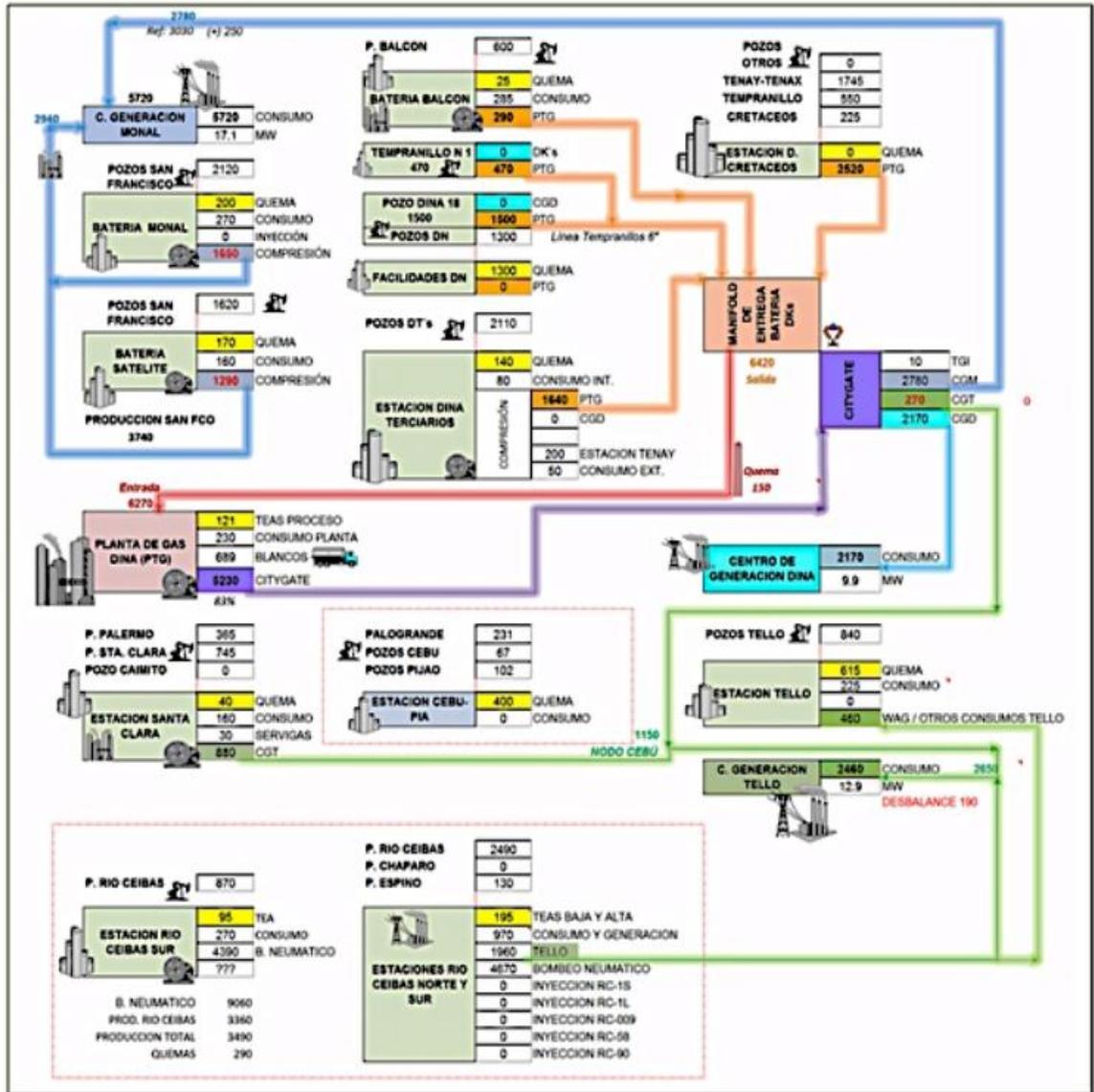
Los usos del gas en la GDH van desde la autogeneración eléctrica por motores de combustión y turbinas, hasta la obtención de productos blancos de alto valor calorífico y monetario en una planta de procesamiento, ventas a terceros, recobro secundario, consumos internos, bombeo neumático, etc...

A continuación, se mostrará una imagen que resume el esquema general del sistema de interconexión para el transporte en gasoductos y tratamiento del gas para su posterior uso en los centros de generación.

En la imagen se maneja la siguiente convención: Las líneas verdes reflejan el gas que va hacia el centro de generación Tello, la azul se dirige hacia el centro de generación Monal, la línea roja hacia la planta de procesamiento de gas operada por Mecánicos Asociados S.A (MASA), la línea naranja es el gas dirigido hacia el Manifold proveniente

de varios campos de la GDH, la línea púrpura refleja el gas tratado que va hacia el Citygate (este nodo se explicará posteriormente) y finalmente la línea celeste el gas que se dirige hacia el centro de generación Dina.

Figura 18. Esquema de interconexión de gas en la GDH 2014

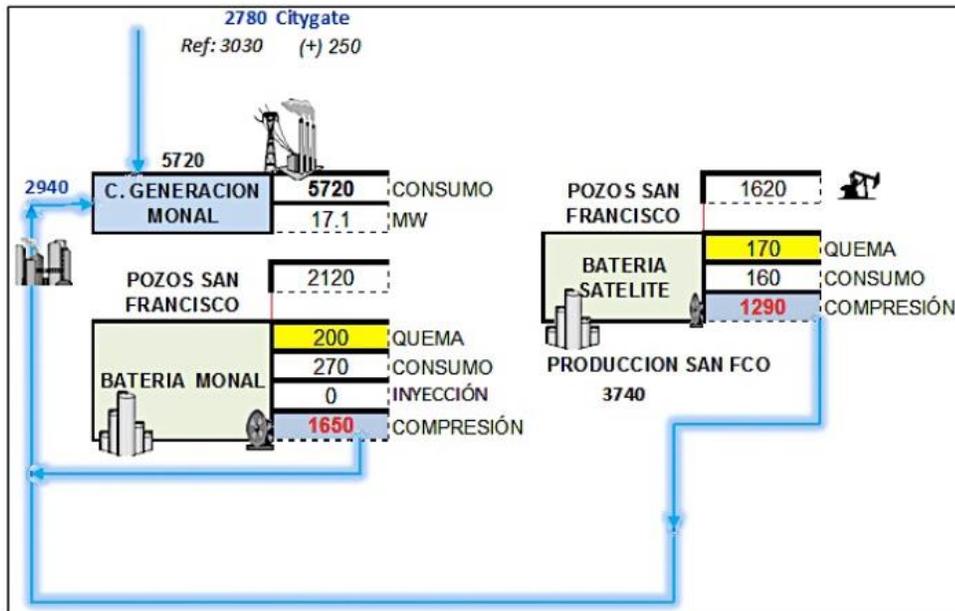


El sistema interconectado de gas de la GDH es la red de infraestructura energética más importante de la gerencia, porque constituye gran cantidad de nodos agrupados en las coordinaciones de producción, que a su vez establecen sinergias para el transporte y aprovechamiento del gas necesario para la generación eléctrica que se distribuye entre todos los campos.

Este sistema centraliza en algunos puntos las corrientes de gas de la gran mayoría de campos de las coordinaciones San Francisco, Huila y Tello-Rio Ceibas, a través de un esquema de gasoductos hasta los distintos puntos de demanda; y se explica en detalle para cada uno de ellos.

3.1.1. COORDINACIÓN SAN FRANCISCO

Figura 19. Balance de gas área San Francisco 2014



Comprende dos baterías, Satelite y Monal, una planta de compresión con tratamiento de deshidratación y el centro de generación eléctrica Monal. La mitad del gas requerido por el centro de generación Monal es suministrado por el Citygate.

Al norte de esa área se encuentran Arrayan y Balcón. Balcón cuenta con equipos y gasoducto que permiten el transporte de gas hacia el Citygate, donde se combina con el gas proveniente de los campos: Tempranillo, Tempranillo Norte, Dina Norte (Terciarios ECP), Tenay – Tenax, para después ir hacia la planta de tratamiento de gas operada por MASA (PTG); Arrayan, carece de infraestructura propia para llevar el gas hacia el sistema interconectado, aunque se adelantan algunas acciones por

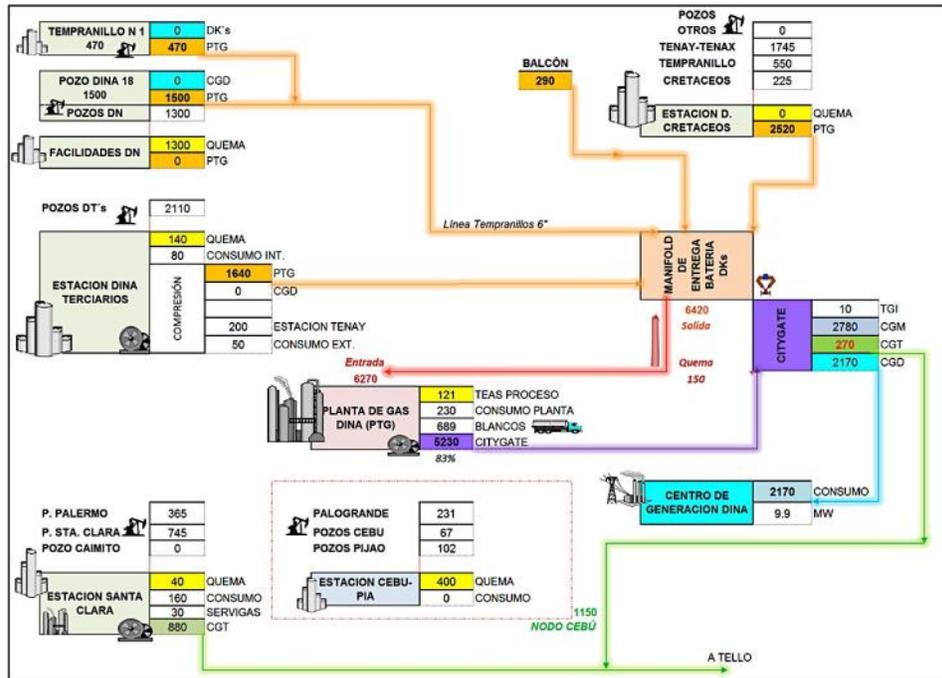
parte de la GDH con la gerencia de Gas para apalancar la venta del hidrocarburo sin efectuar inversiones, pero con bajos precios por MBTU.

La GDH dimensiona en el largo plazo, la construcción de un colector que permita llevar la producción de los pozos del campo Arrayán hasta las facilidades del campo Balcón, y de esta manera unificar los gases de ambos campos para llevarlos hasta la PTG.

El gas de Arrayan y Balcón tienen un alto valor de GPM que podría resultar en un importante potencial de extracción de productos blancos.

3.1.2. COORDINACIÓN HUILA

Figura 20. Balance de gas área Huila 2014



Comprende los nodos de la estación de Cretáceos que recoge la producción de Tenay – Tenax, Tempranillo y el campo Cretáceos, todo con un volumen de buen tamaño y con gran potencial para la generación de blancos.

Por otro lado, posee el nodo de Dina Norte y Tempranillo, donde el primero tiene una disminución importante debido al recorte de la producción en el pozo DN-18 que pasó de 3100 kSCFD a 1600 kSCFD por recomendación de yacimientos.

Otro nodo muy importante en esta coordinación es el perteneciente a la estación de Dina Terciarios; este gas tiene la peculiaridad de que en ausencia de la PTG, puede alimentar la demanda de gas por parte de las plantas de generación con bajo riesgo de afectación mecánica de los equipos.

Dina Norte es tal vez el nodo más importante de ésta área. Tomó gran importancia cuando se decidió completar en TH7 y TH8 el pozo DN-18, cuyo gran volumen de gas permitió un leve alivio del gran problema de energía que se aproximaba en esa época, que es una realidad ahora. Inició en 2014 y se dirige directamente al centro de generación Dina (CGD). Contiene un alto contenido de metano (99.7%) y ayudó a cumplir la demanda del CGD, la cual tenía continuos problemas en el control volumétrico para suplir esta demanda, generando una pérdida de confiabilidad en la generación eléctrica. Con el objetivo de ampliar la oferta de este nodo en el tiempo se redujeron las ventas, lo que permitió disminuir la producción del DN-18 de 3 a 1.5 MSCFD.

El nodo de tempranillo aumentó su oferta gracias a trabajos conjuntos del departamento de ingeniería y profesionales de la coordinación Huila, los cuales aprovecharon facilidades existentes instaladas para otros fines que no se lograron, y así mejorar el uso eficiente del gas asociado del pozo Tempranillo Norte 1, con destacables volúmenes de hidrocarburos. Este gas se mezcla con el proveniente de Dina Norte en el ducto que va hacia PTG y unificó con el resto de campos que llegan al Manifold de Cretáceos o a su adyacente, el Citygate. El incremento que se logró gracias a estos trabajos fue de más de 40 barriles de productos blancos diarios.

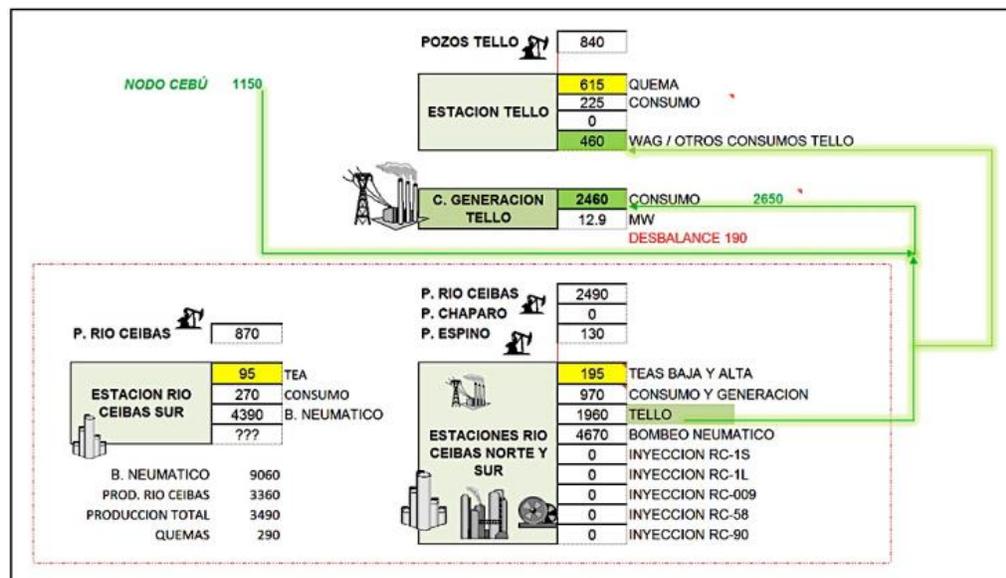
Todos los nodos productores anteriormente descritos se unen en el manifold de Cretáceos, desde donde se envía de manera unificada a la planta de gas. La planta de tratamiento de gas permite obtener productos blancos como gasolinas naturales y GLP, y además suministra, por medio de compresores, la energía necesaria para llevar los combustibles hacia los nodos demandantes de este recurso. Si ocurre una emergencia en la planta de gas, se puede hacer uso de unos compresores instalados en Cretáceos para suplir la demanda de los centros de generación, pero esto requiere la quema de algunos excedentes.

La corriente de gas que sale de la planta de gas PTG llega hasta el Citygate, nodo que consiste en un manifold con una serie de válvulas o facilidades para medición y control de flujo mediante regulación de presión, para la distribución hacia todos los nodos que demandan el recurso para la generación eléctrica. Desde este manifold se alimentan los gasoductos que van hacia los centros de generación Tello CGT, Dina CGD y Monal CGM; nodos con distancias geográficas importantes que exigen condiciones de presión distintas, y que suponen una operación compleja que no implique sacrificar la demanda por caída en una de las variables de operación asociadas al flujo que los alimentan. Por otra parte, en el mismo Citygate existe una válvula de regulación que ejerce un control de flujo ante posibles excedentes de gas que no se consuman para generación.

Un nodo que pertenece a esta coordinación, pero que su aprovechamiento se hace en la coordinación Tello – Rio Ceibas es el nodo de Santa Clara. La corriente que sale de aquí es pobre en condensados, pero con un numero aceptable de Metanos que puede satisfacer la demanda de las máquinas de generación, asegurando la calidad mediante una planta deshidratadora.

3.1.3. COORDINACIÓN TELLO - RIO CEIBAS

Figura 21. Balance de gas área Tello – Rio Ceibas 2014



La energía que se genera en esta coordinación se usa para surtir campo Tello, la PIA Cebú y en numerosas aplicaciones en el campo Rio Ceibas (Consumo motores, generadores eléctricos, inyección al yacimiento para recobro, bombeo neumático y suministro a Campo Tello).

El nodo de Rio Ceibas se divide en dos zonas ya que cuenta con dos estaciones, pero la más importante es la Norte, de donde sale el gas hacia campo Tello.

El nodo Tello deriva una porción de su corriente para alimentar los motores de combustión de la PIA, y el resto se mezcla con la corriente que viene del nodo Santa Clara (campo Santa Clara y Palermo) y la planta de gas, y se usa para alimentar el centro de generación Tello.

3.1.4. CAMPOS NO INTERCONECTADOS A LAS REDES DE GAS EN LA GDH

Los inconvenientes por temas de calidad, falta de infraestructura, distancias geográficas, bajos volúmenes de producción, normatividad legal y ambiental; han impedido el uso eficiente del gas en algunos campos marginales, y ha obligado a la quema del mismo por años.

En el caso de Arrayán y Lomalarga, el gas se aprovecha como combustible en una pequeña porción, para alimentar los equipos de generación eléctrica requerida, sin embargo; en el mayor porcentaje se quema a la atmósfera.

En el caso de Arrayán, en el corto plazo existen alternativas para la venta a terceros, con inversiones externas apalancadas por bajos precios y un alto rendimiento en volúmenes de productos blancos. En contraste con Brisas, cuya composición rica en componentes ácidos y bajos volúmenes hacen inviables inversiones que permitan el uso eficiente del recurso.

Respecto al gas que se recoge en Cebú y que viene asociado a la producción del mismo campo además de Palogrande y Pijao, existe la ventaja de tener los gasoductos Dina – Cebú y Cebú – Tello en los márgenes de la batería, no obstante;

se requiere de un compresor capaz de trabajar con bajos volúmenes para poder aprovechar este gas con características de alto valor calorífico y GPM.

En Yaguará la perspectiva es diferente, dado que la mayoría del gas se consume en generadores y motores de combustión de algunas bombas de inyección al igual que en Rio Ceibas, es por ello; que aunque no existe infraestructura que conecte con los campos que hacen parte del entramado energético descrito anteriormente, es viable la búsqueda de nuevas fuentes de gas que puedan apalancar la generación eléctrica y disminuir la compra de energía no regulada a proveedores eléctricos, con tarifas hasta tres veces más costosas y bajos índices de confiabilidad.

3.2. REQUERIMIENTO DE GAS Y ENERGÍA

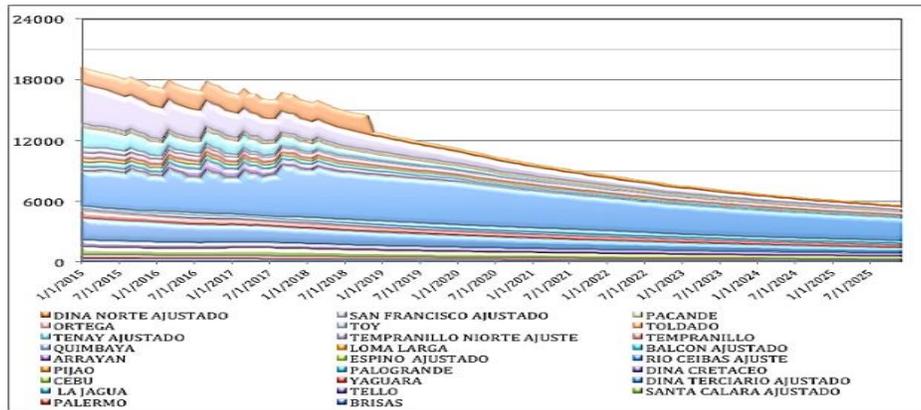
Dada la gran relevancia de estos dos temas para la viabilidad técnica y financiera de la operación de los campos de la GDH y siendo coherentes con la filosofía de tratar de forma integral todo lo referente a la energía y el gas en este numeral presentaremos los pronósticos de producción y cruzaremos dicha información con los requerimientos del recurso gas dando una mirada desde la perspectiva energética de la gerencia.

Es necesario resaltar que la información presentada a continuación tiene como base los pronósticos entregados por el personal de yacimientos y las estimaciones de demanda de energía realizadas con base en la demanda actual y en las proyecciones de crecimiento, producto de las actividades incluidas dentro del portafolio de proyectos de la GDH.

3.2.1. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE GAS DE LA GDH

En la siguiente gráfica se presenta el pronóstico de producción de gas para los campos de la GDH, para los cuales se están incluyendo los volúmenes de gas incremental, producto de los trabajos que se van a realizar a lo largo del horizonte de tiempo en los diferentes campos de la GDH.

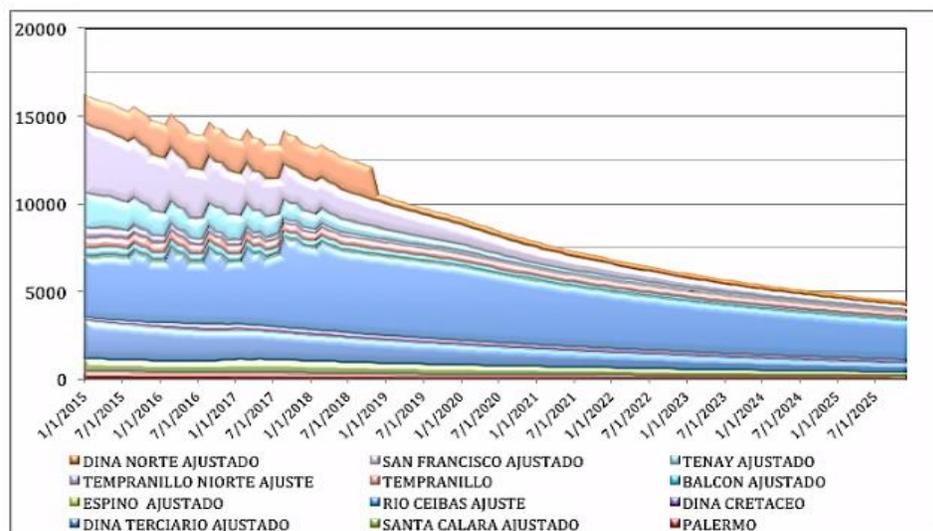
Figura 22. Pronóstico de producción de gas GDH 2015 – 2025



De acuerdo con lo que se ha venido evidenciando tras los años anteriores de seguimiento y gestión al recurso gas, es que los comportamientos han sido similares a lo planteado en los pronósticos de gas y las diferencias presentadas han estado concentradas en los esfuerzos realizados por la gerencia para cambiar el panorama, lo cual ha permitido desplazar el problema, un lapso corto de tiempo, sin embargo, es necesario seguir buscando alternativas.

3.2.2. PRONÓSTICO DE VOLUMENES DE GAS INTERCONECTADOS

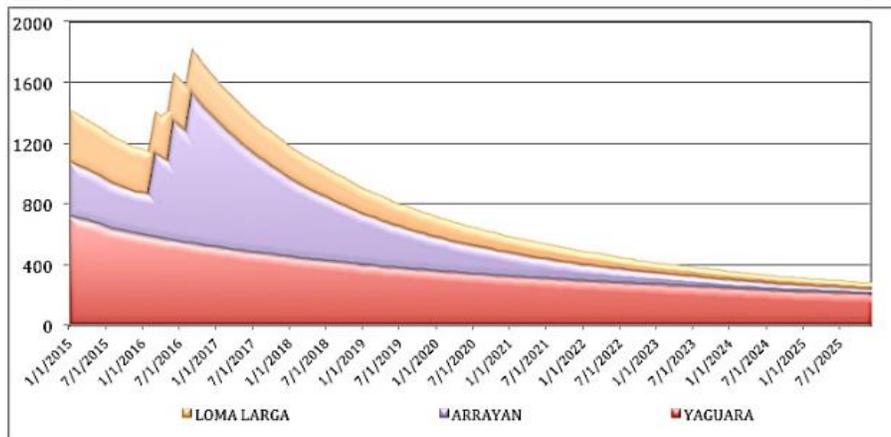
Figura 23. Pronóstico de producción de gas en campos interconectados de la GDH 2015 – 2025



En el grafico anterior se puede observar el volumen de gas total que está integrado al sistema de gas de la GDH en el área Huila, como aspecto relevante se hace necesario resaltar el hecho de que a partir de Septiembre de 2014 la producción de gas del campo Tempranillo Norte fue integrada al sistema de gas, lo cual permitió dejar de quemar un volumen importante de gas y poder aprovechar cerca de 500 kSCFD en promedio para autogeneración, lo cual llevó a reducir la producción del pozo DN-18 y de esta manera intentar realizar una mejor gestión del recurso gas en la gerencia buscando aumentar el horizonte de tiempo de autosuficiencia de gas o por lo menos reducir la brecha que se pueda presentar.

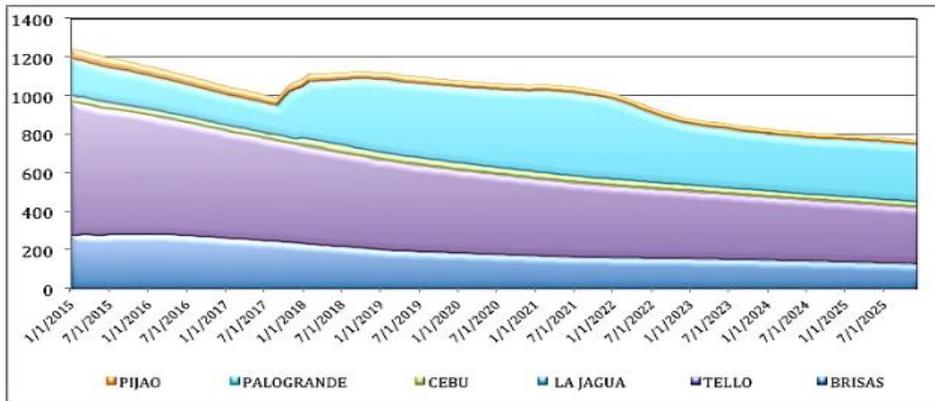
3.2.3. PRONÓSTICO DE VOLUMENES DE GAS NO INTERCONECTADOS

Figura 24. Pronóstico de producción de gas en campos no interconectados con aprovechamiento de la GDH 2015 – 2025



En la anterior gráfica se muestran los pronósticos de producción de los campos Loma Larga, Arrayan y Yaguará, en los cuales parte del gas es consumido en los procesos propios de las baterías, así como en generación de energía. Como aspecto a resaltar está que a pesar del aprovechamiento que se le está dando al gas aún en estos campos se tienen volúmenes importantes de gas que están siendo quemados. De los tres campos mencionados Yaguará es el que mejor uso del gas está llevando a cabo en la actualidad, ya que el 90% del gas está siendo aprovechado y solo un 10% está siendo quemado.

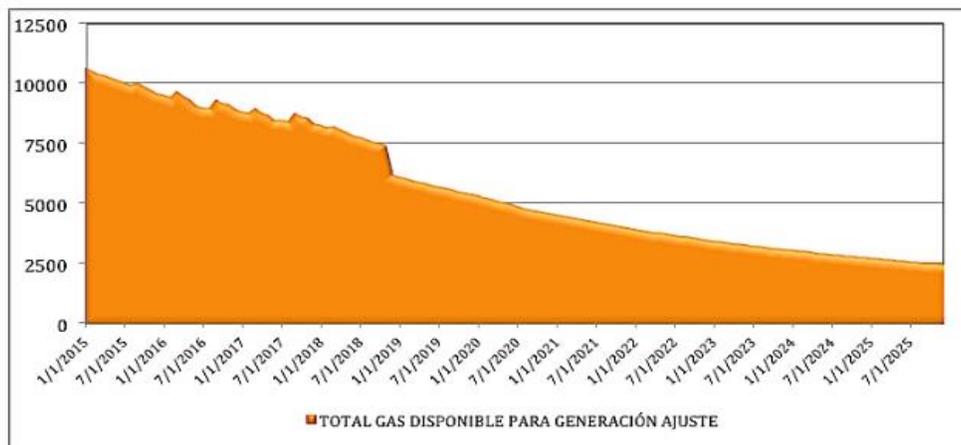
Figura 25. Pronóstico de producción de gas en campos no interconectados sin aprovechamiento de la GDH 2015 – 2025



En la gráfica anterior se pueden observar los volúmenes de gas del área Huila que no cuenta con interconexión y que no están siendo aprovechados. Dentro de estos volúmenes es importante tener en cuenta que en casos como el del campo Brisas, la dificultad de aprovechamiento de gas no radica exclusivamente en la falta de interconexión sino también en las características de dicho gas que requieren un tratamiento especial debido a la presencia de H₂S.

3.2.4. PRONÓSTICO DE VOLUMENES DE GAS INTERCONECTADOS DISPONIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Figura 26. Pronóstico de producción de gas disponible para generación aprovechamiento de la GDH 2015 – 2025



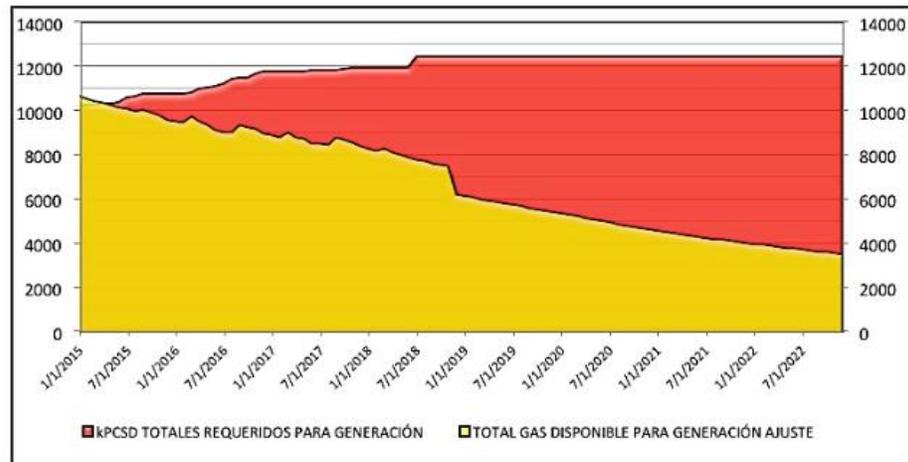
La grafica anterior muestra que la disminución de producción de gas del pozo DN-18 generó una menor disponibilidad de gas en la actualidad, pero se tendría una declinación menos acelerada.

En la actualidad los campos San Francisco y Balcón concentran el mayor requerimiento de energía de todos los campos de la GDH, lo que en porcentaje representa aproximadamente el 43% de la energía de la gerencia, situación que se explica en el gran volumen de agua inyectada (principalmente San Francisco) y la gran cantidad de pozos con sistema de levantamiento electro sumergible. Si se agrega el área dina a la demanda de los campos San Francisco y Balcón se obtendría aproximadamente una demanda del 67% del total de energía de la GDH.

El nodo más importante de demanda, después de los tres nombrados anteriormente, es el campo Tello el cual ha visto incrementado su demanda debido a las cargas del proyecto de recobro mejorado (WAG) y optimización de su sistema de inyección. En este campo la demanda de energía supera enormemente la capacidad instalada y, por lo tanto, la interconexión le favorece.

3.2.5. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA

Figura 27. Proyección gas disponible para generación vs gas requerido para generación 2015 - 2022

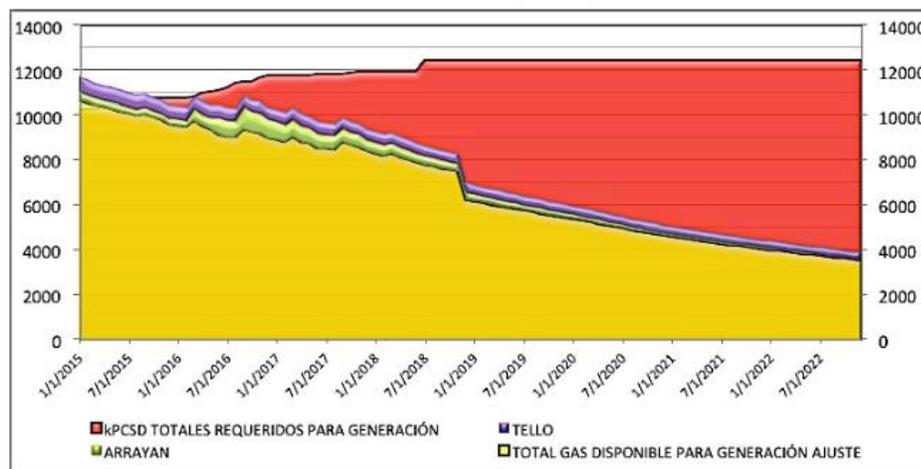


De acuerdo con la gráfica anterior se puede decir que a pesar de que se han venido realizando esfuerzos importantes para garantizar el autoabastecimiento de gas, solo se ha logrado desplazar la condición de desabastecimiento en un pequeño horizonte de tiempo, el cual está enmarcado en el corto plazo, situación que obliga a seguir trabajando en la búsqueda de alternativas que permitan ampliar la disponibilidad de gas en el tiempo de forma sostenible.

Un aspecto relevante a tener en cuenta es que independientemente de que la proyección de demanda de energía se haya cumplido o no, la declinación de la producción de gas llevó a una condición de desabastecimiento en la actualidad. La situación también obliga a realizar mayores y más rápidos esfuerzos para el aprovechamiento de las fuentes de gas que actualmente se están produciendo y están siendo quemadas, y la búsqueda de nuevas fuentes de gas, lo cual proporciona un lapso adicional de autosuficiencia en el abastecimiento de gas, al tiempo que generamos un impacto ambiental positivo.

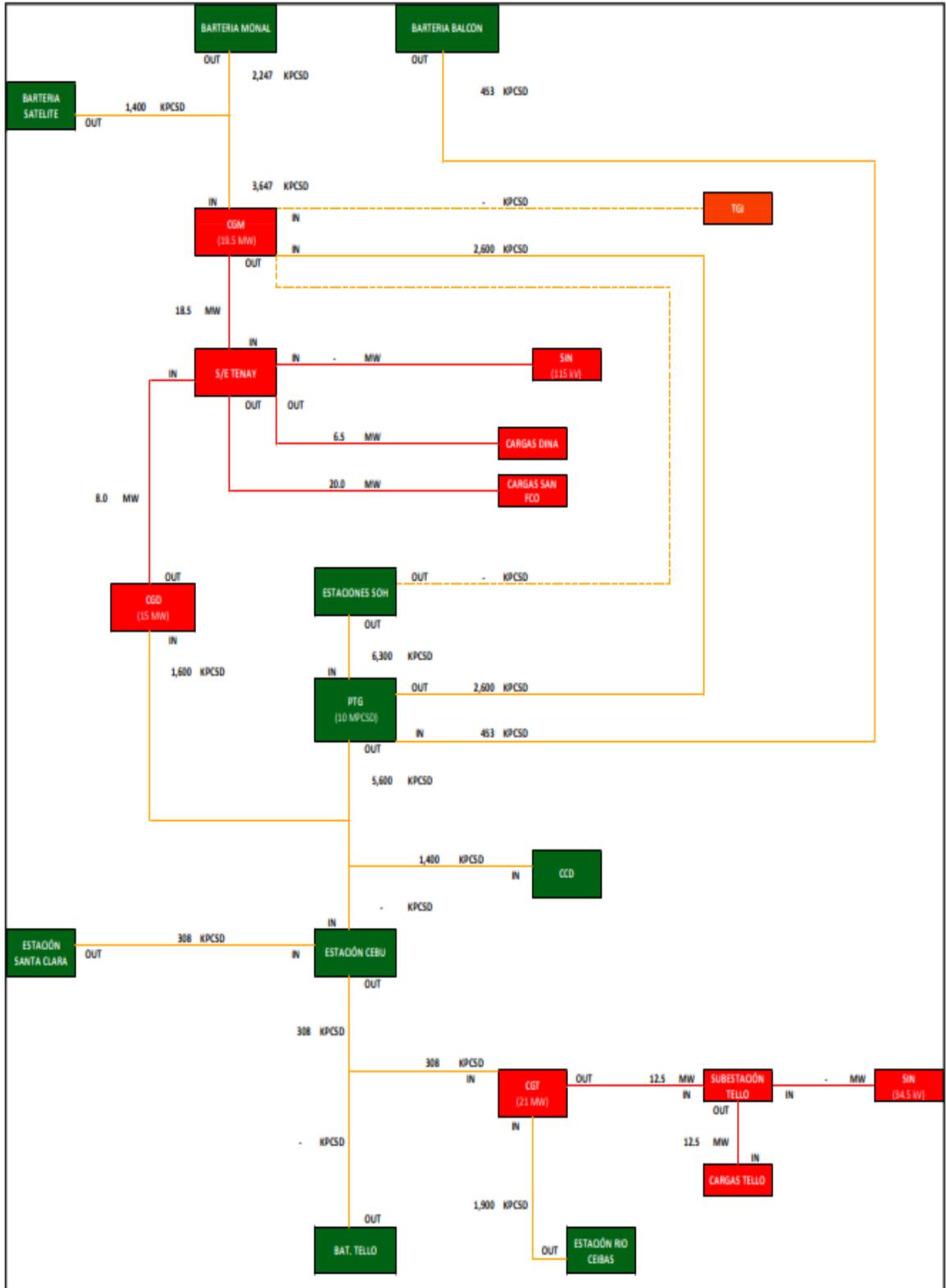
A continuación, se presenta la gráfica de gas requerido y disponible para generación incluyendo la producción de gas de dos campos que actualmente queman el recurso.

Figura 28. Proyección gas disponible para generación vs gas requerido para generación y para quema 2015 – 2022



3.3. ESQUEMA DE ENERGÍA

Figura 29. Interrelación del sistema de gas y electricidad en la GDH 2014



Con el panorama expuesto en la anterior ilustración, donde se muestra una estrecha interrelación entre los sistemas de gas y de autogeneración, es importante resaltar la gran relevancia que tienen los sistemas de compresión de gas de las baterías y estaciones dentro del aseguramiento de la confiabilidad del sistema eléctrico de la GDH en el área Huila, más específicamente en lo referente a la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

Los datos mostrados en los numerales anteriores corresponden al periodo del 2014, año en el que se realizó el estudio. Actualmente con la ausencia de autosuficiencia energética se debe anexar un nodo de gran importancia, el SIN; también se deben cambiar los valores aportados por cada nodo.

Se debe aclarar que los numerales a continuación se describen con datos promedios y aproximados del periodo de diciembre de 2017, mes en el que ya uno de los workover propuestos en el presente trabajo se había realizado, minimizando el requerimiento de gas; más adelante se mostrará al detalle los consumos y costos y como variaron gracias al workover.

3.3.1. CENTRO DE GENERACIÓN MONAL

El nodo del CGM recibe el gas de las baterías Satelite, Monal y de la PTG que aportan aproximadamente 2.3MSCFD, gas proveniente del campo San Francisco. El CGM es operado directamente por Ecopetrol, con una capacidad instalada para producir 19.2 MW. Requiere 355kSCFD para producir un MW, un valor muy alto al lado del CGT y CGD, esto se debe a que genera la energía a partir de turbinas, las cuales son bastante robustas, por lo tanto, las fluctuaciones de energía poco o nada las afectan, teniendo una confiabilidad bastante alta. Para diciembre de 2017 solo se estaban generando 6.6MW por la insuficiencia de gas, lo cual obligó a comprar a la subestación Tenay-EMGESA 6.7MW para suplir los 13.3MW de demanda de esa zona. Si se quisiera suplir toda la demanda, a partir de la generación con gas, se requerirían 4.7MSCFD, lo cual quiere decir que se debe aumentar la producción de gas de esta zona, o aumentar la alimentación que proviene de la PTG en 2.4MSCFD.

3.3.2. CENTRO DE GENERACIÓN DINA

El nodo del CGD recibe aproximadamente 2.4MSCFD de gas de los campos Dina Terciarios, Dina Norte, Dina Cretáceos, Tempranillo, Tempranillo Norte, Tenay-Tenax, Balcon y de la PTG. El CGD es operado en asociación con MASA, con una capacidad instalada de 15MW, pero con una capacidad máxima de generación de 11.4MW debido a que debe tener parte del sistema como backup en caso de un fallo. Requiere de 222kSCFD para producir un MW, un valor bajo debido a que genera la energía a partir de motogeneradores, menos robustos que las turbinas. Para diciembre de 2017 se estaban generando 10.7MW, esto es el 94% de su capacidad máxima de generación, un valor alto que se debe a la entrada en producción de gas del pozo DT-26, un candidato propuesto en el presente trabajo.

3.3.3. CENTRO DE GENERACIÓN TELLO

El nodo del CGT recibe aproximadamente 2.9MSCFD de gas de los campos Santa Clara, Tello, Rio Ceibas, Chaparro, Espino y de la PTG. El CGT es operado en asociación con MASA, con una capacidad instalada de 21MW, pero con una capacidad máxima de generación de 14.5 MW debido a que deben tener parte del sistema como backup en caso de un fallo. Requiere 222kSCFD para producir un MW, un valor bajo ya que también funciona por medio de motogeneradores. Para diciembre de 2017 se estaban generando 11MW, esto es el 76% de su capacidad máxima de generación, un valor difícil de incrementar debido a que la mitad del gas producido en Rio Ceibas y Santa Clara pertenece a la ANH, lo cual obligó a comprar 2.8MW a la subestación Tello-EMGESA. Para lograr disminuir la compra se puede enviar una mayor cantidad de gas de la PTG, pero se requiere también una mayor cantidad de gas producido en los pozos de la zona del CGD.

3.3.4. CENTRO DE GENERACIÓN YAGUARÁ

El nodo del CGY es un poco particular ya que no se encuentra en el sistema interconectado de gas, pero cuenta con un centro de generación propio, por lo tanto, el gas que se produce en el campo Yaguará se utiliza para suplir la demanda del mismo campo. Para diciembre de 2017 se estaban generando 1.4MW a partir de 513kSCFD de gas, y se requirió comprar 2.2MW a la subestación Yaguará-EMGESA. En este campo es viable la búsqueda de nuevas fuentes de gas que sigan disminuyendo la cantidad de energía que se compra al SIN.

3.4. CONFIABILIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DE ENERGÍA

Actualmente, como se pronosticó, la energía autogenerada no es suficiente para suplir la energía requerida y se debe comprar al SIN. Comprar la energía llega a ser tres veces más costoso que autogenerarla lo que aumenta el límite para que un proyecto sea viable, ya que el económico se vuelve más exigente.

A continuación, se mostrará el compilado de la estadística de consumo de energía comprada a terceros en la GDH por insuficiencia de gas. Se toma un núcleo común según el centro de consumo para simplificar la tabla, pero se aclarará que campos se tienen en cuenta para los centros de consumo. La energía consumida en cada centro recoge la requerida por los pozos y las baterías.

A continuación, se muestra una tabla de los campos y baterías que están contenidos en cada centro de consumo.

Tabla 4. Distribución de cargas de los centros de consumo de energía

CENTRO CONSUMO	Contratista	CAMPO
DINA-SUBESTACION TENAY	EMGESA	TERCIARIOS (pozos)
		TERCIARIOS (bateria)
		CRETÁCEOS (pozos)
		CRETÁCEOS (bateria)
		BRISAS (pozos)
		BRISAS (bateria)
		CEBU (pozos)
		CEBU (bateria)
		PALOGRANDE (Pozos)
		TENAY(pozos)
		PIJAO(pozos)
		TEMPRANILLO (pozos)
		TEMP.NORTE(pozos)
		Dina Norte Pozos
		Dina Norte Bateria
		TELLO (pozos)
		SANTA CLARA (pozos)
		SANTA CLARA (bateria)
		PALERMO (pozos)
		ARRAYAN
		BALCON (Bateria)
		BALCON (Pozos)
		PIA BALCON
		Monal (Bateria)
		Satelite (Bateria)
		San Francisco Pozos
		PIA MONAL
PTG		
PIA CB		
PIA DTs		
TELLO	EMGESA	TELLO (pozos S-N-N2)
		TELLO (bateria)
		PIJAO(pozos)
		CEBU (BATERIA)
		CEBU (pozos)
		PIA-CB
		PIA TELLO
PALOGRANDE (Pozos)		
YAGUARÁ	EMGESA	Pozos
		PIAS
		Bateria

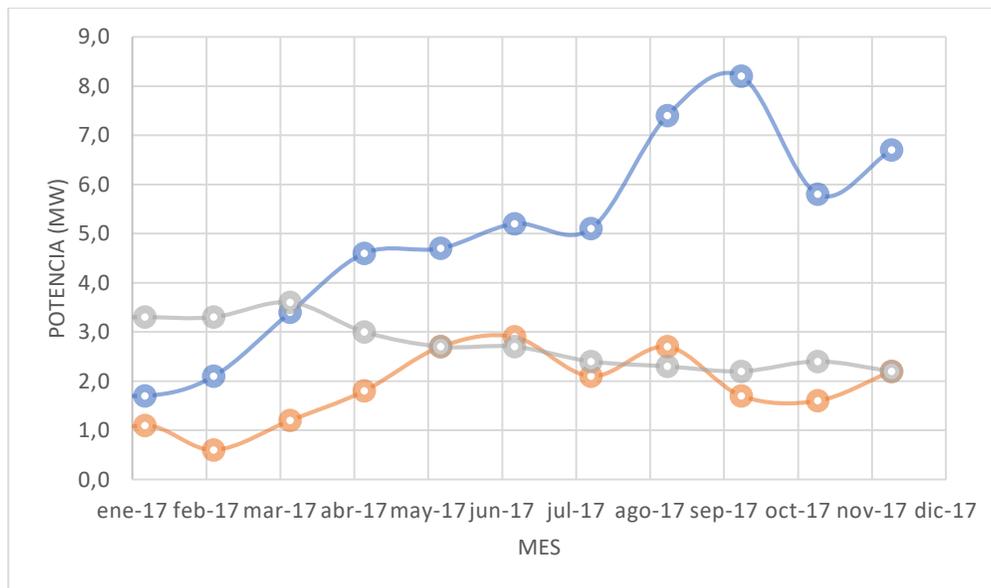
Ahora que se mostró la distribución de los requerimientos de energía que se realizan en cada centro, se va a mostrar un compilado de las compras de potencia mensuales realizadas a estas subestaciones en el año 2017 para cuantificar la cantidad de energía que se está comprando al SIN en zonas donde se puede generar esta energía a partir del gas, energía que como ya se dijo llega a ser casi tres veces menos costosa que la comprada al SIN.

Se aclara que todos los datos contenidos en la tabla se encuentran en MW.

Tabla 5. Potencia mensual comprada por centro de consumo año 2017 a EMGESA

CENTRO CONSUMO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DINA-SUBESTACION TENAY	1,9	1,7	2,1	3,4	4,6	4,7	5,2	5,1	7,4	8,2	5,8	6,7
TELLO	0,6	1,1	0,6	1,2	1,8	2,7	2,9	2,1	2,7	1,7	1,6	2,2
YAGUARA	3,3	3,3	3,3	3,6	3,0	2,7	2,7	2,4	2,3	2,2	2,4	2,2

Figura 30. Potencia mensual comprada por centro de consumo año 2017 a EMGESA



En la gráfica se ve la tendencia al alza de la compra de energía a las subestaciones del SIN. Con estos consumos, y sabiendo que el precio promedio en este periodo estuvo entre 200 y 300 COP/KWH se pueden cuantificar los sobrecostos que genera la falta de suministro de gas. A estos sobrecostos se le debe agregar las pérdidas de barriles que genera la confiabilidad del suministro de energía proveniente del SIN.

Algo que va implícito a la compra de la energía es la confiabilidad de ésta. La energía del SIN puede fluctuar por lapsos cortos, pero un lapso de tiempo corto tiene repercusiones importantes en los pozos que traen consigo una diferida mientras el pozo o la PIA se estabiliza a sus condiciones de operación normal.

Las fluctuaciones pueden ser provocadas por múltiples causas:²

- Corte de energía. Desaparición absoluta de la energía eléctrica.
- Caídas de voltaje (sag ó dip). Caídas del voltaje nominal durante cortos períodos. Es el problema de energía más común en las perturbaciones de energía.
- Bajo ó alto Voltaje. Es cuando el voltaje de entrada esta fuera de norma por periodos prolongados. Generalmente son situaciones de baja tensión, los casos de valores más altos que el fijado en la norma son poco frecuentes.
- Pico de tensión. Es un fuerte aumento instantáneo en el valor del voltaje. Este pico tiene características de impulso en la corriente eléctrica. Es producido por ejemplo luego de la caída de un rayo en zonas cercanas cuya energía viaja por las líneas eléctricas o telefónicas (transitorios por descarga atmosférica) ó en el retorno de la alimentación de energía eléctrica luego de un corte (transitorios por conmutación

Todas estas situaciones afectan negativamente el buen funcionamiento de los equipos, la producción de crudo y la inyección de agua en la GDH.

² Taccone, Gerardo Luis. Fluctuaciones-Perturbaciones en la alimentación eléctrica. Recuperado de <http://notas.taccone.com.ar/fluctuaciones-perturbaciones-en-la-alimentacion-electrica/>

4. PROYECTOS PARA AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE GAS EN LA GDH

El grupo de gas de la GDH ha buscado disminuir el problema de insuficiencia de gas desde diversos ángulos.

A continuación, se recopilarán los principales problemas que se están manejando, aunque algunos de estos fueron discutidos en el capítulo anterior:

- Hacer un uso más eficiente del gas, evitando la quema indiscriminada.
- Optimizar la generación de energía por medio del mejoramiento de los diferentes procesos a los que se somete el gas.
- La infraestructura de gas en la GDH tiene múltiples sinergias que permiten aprovechar el gas para interconectar campos que tienen un importante potencial de gas, aunque algunos campos con buen potencial queman todo su gas por la ausencia de la conexión al sistema de gas; debido a esto el equipo está en la busca de la infraestructura para conectarlos, o al menos venderlo para evitar su quema sin aprovechamientos. También se busca mejorar la infraestructura en campos que actualmente estén quemando volúmenes de gas con un importante valor.
- Actualmente hay una carencia de equipos e instrumentos necesarios para asegurar una correcta medición del gas producido, consumido y quemado, por eso se busca optimizar el sistema de monitoreo de este preciado recurso.
- Aumentar la producción de gas en los campos que se encuentran interconectados al sistema de gas por medio de workover, reactivaciones y otros servicios a pozo.

La contribución del presente trabajo para disminuir el problema de la insuficiencia de gas fue concentrándose en el último punto, recomendando candidatos de intervención a pozo.

Para identificar los pozos candidatos a workover que pudiesen disminuir el problema de insuficiencia de gas y así disminuir la energía que se compra al SIN se siguieron algunos pasos los cuales se describirán a continuación.

1. Se estudió el esquema de energía de la GDH, lo cual incluye los requerimientos de energía y por tanto los requerimientos de gas en los distintos centros de generación.

2. Se investigó el sistema de interconexión de gas y el aprovechamiento del mismo en los distintos campos, con el objetivo de lograr localizar los puntos claves del sistema, donde el gas adicional que se espera producir sea aprovechado en su mayoría, y además, en lo posible, contenga un alto poder calorífico.

3. Se estudió el impacto económico y de confiabilidad de la compra de energía al SIN y se realizó un análisis económico que generaría la viabilidad de los diferentes workover a recomendar.

4. Se creó en OFM un grupo de pozos que pertenecen a los campos de interés.

5. Se creó un “query” donde se filtraron todos los pozos con una producción de gas en su historia mayor a 500kSCFD. Solo debían cumplir la condición al menos una vez en su historia de producción. 177 pozos cumplieron esta condición.

6. Se creó una variable en OFM que consistía en la diferencia, en valor absoluto, de la producción de gas de un mes y el inmediatamente anterior. Esta variable fue graficada para cada pozo y se anotaron los valores más altos y los más bajos de la historia de cada pozo. Luego se organizaron en orden de importancia, siendo los más importantes los que habían tenido la diferencia más alta.

Nota: Esta variable se hizo con el objetivo de encontrar las mayores caídas o aumentos de producción de gas en la historia de cada uno de estos pozos y así buscar la causa de esta variación.

7. Los 177 pozos se dividieron en dos grupos. Para separarlos se realizaron tres filtros, el primero corresponde al estado actual del pozo (activo, inactivo o abandono), el segundo filtro es si el pozo tiene una producción de aceite, actual, mayor a 100STBD y el tercer filtro es si el pozo tiene una producción de gas, actual, mayor a 200kSCFD. En el primer grupo se asignaron los que se encuentran activos o inactivos, y no cumplen las otras dos condiciones, al segundo grupo entran los que quedan. El primer grupo se investigó en el presente trabajo, y el segundo se dejó al grupo de gas de la GDH para que ellos los estudien más a profundidad

Nota: Esto se hizo ya que en el presente trabajo no se recomienda reactivar pozos abandonados, o intervenir pozos que actualmente tengan una alta producción, ya que requieren un estudio más minucioso que confirme que no se afectará negativamente de forma significativa la producción actual.

8. Lo siguiente, fue hacer una gráfica de análisis tipo, donde se grafica la producción promedio/mes de gas, aceite, agua y el BSW. A cada grafica se le agregaría, como anotaciones, los workover que se le habían realizado en la historia a cada pozo, esto con ayuda de Openwells.

9. Con los eventos ya agregados se verifica si provocaron el aumento o disminución abrupta de la producción de gas, si la respuesta es afirmativa se busca un workover que pueda revertir o repetir el efecto que causó. Si la disminución o aumento no fue debido a algún workover, sino, por ejemplo, la implementación de un recobro secundario o terciario, no se tendrá en cuenta ya que esto es un proyecto a gran escala que requiere de más investigación.

10. Cuando ya se identificó el candidato y el workover que se va a proponer, se procede a indicar las consideraciones pertinentes, por ejemplo, si se requiere un separador de gas ya que la mayoría de sistemas de levantamiento artificial no trabajan bien en presencia de mucho gas.

11. Lo último fue realizar el análisis económico, y presentar la propuesta al grupo de producción y yacimientos, para ser discutido con ellos.

4.1. CANDIDATOS A INTERVENCION DE POZO

Ya expuesto el procedimiento que se siguió para identificar los candidatos, se procede a presentar de los que se obtuvieron como resultado del presente trabajo.

En los análisis no se ubicaron todos los eventos ocurridos en la historia de cada pozo, sino solamente los más importantes y de interés para el objetivo del trabajo. En las gráficas que se mostrarán a continuación se usará igual convención de colores, el naranja corresponde a producción de gas promedio mes en kSCFD, el verde corresponde a producción de aceite promedio mes en STBD, el azul en línea continua corresponde a

producción de agua en STBD, el color azul en línea punteada corresponde a BSW en porcentaje.

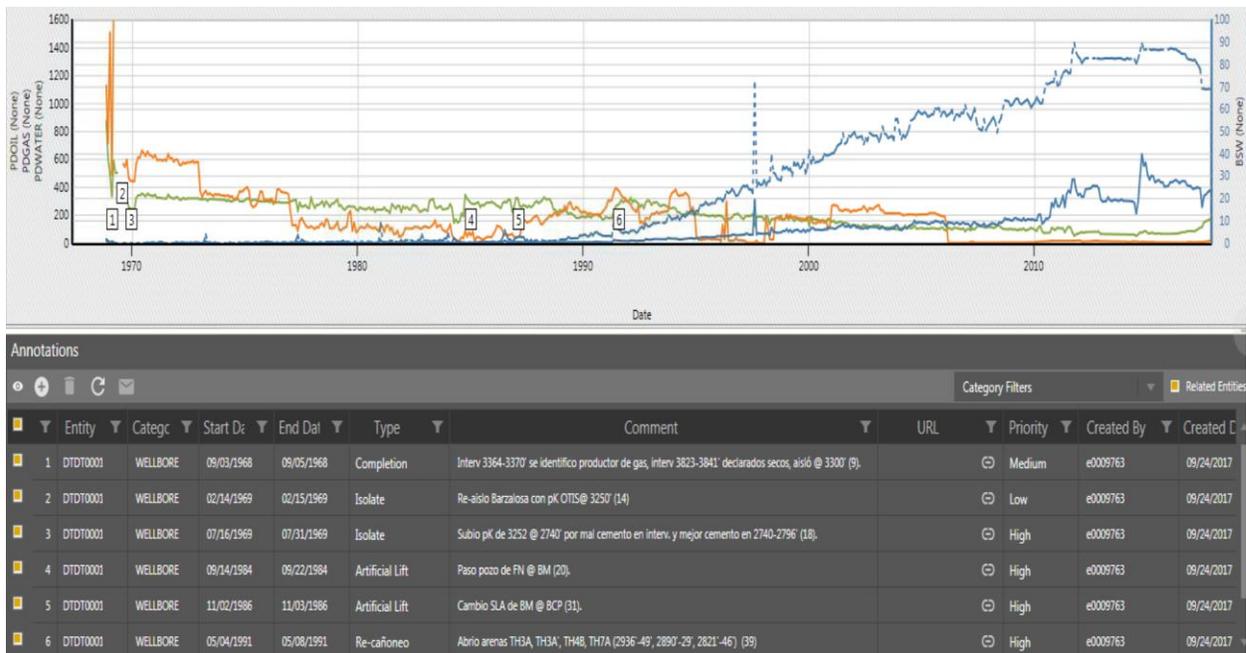
4.1.1. DT-1

4.1.1.1. OBJETIVO

Reabrir a producción la formación Barzalosa moliendo empaque a 2740' a fin de recuperar volúmenes de producción de gas cerrados en 1967.

4.1.1.2. JUSTIFICACIÓN

Figura 31. Gráfica prod. Gas-Aceite-Agua y BSW DT-1 con anotaciones



El evento #2 corresponde al aislamiento de la formación Barzalosa con empaque OTIS a 3250' por alta producción de gas. Luego de esta intervención se continúa presentando una alta producción de gas la cual se atribuye a una mala cementación entre la formación Barzalosa y las perforaciones inferiores de Honda (Canalización), algo que el registro CBL confirma. Se pesca el empaque, luego se repara y vuelve a bajar sentándolo a 2740'. Con este trabajo se logra disminuir la producción de gas desde 1600 a 600 kSCFD. El empaque continúa aislando estas zonas, por lo cual se requiere de un registro, y de encontrar gas, reabrir las a producción.

4.1.1.3. CONSIDERACIONES

El pozo actualmente cuenta con un sistema de levantamiento artificial PCP, el cual no trabaja muy bien con grandes cantidades de gas, los cuales pueden hinchar el elastómero hasta que el rotor pueda rasgarlo. Para evitar lo anteriormente dicho se debe agregar un separador de gas o bajar la bomba debajo de perforados y producir el gas por anular.

4.1.2. DT-11

4.1.2.1. OBJETIVOS

Luego del aislamiento con cementación forzada el 20-mar-1986 por alto GOR (4000SCF/bbl) los intervalos 2778'-2792', 2796'-2802' y 2816'-2842', todos en TH6, se requiere abrir esta arena a producción.

4.1.2.2. JUSTIFICACIÓN

Figura 32. Gráfica prod. Gas-Aceite-Agua y BSW DT-11 con anotaciones



Primeramente, se aisló TH6, TH7 y TH8 en abril de 1984 con empaque ciego RBP desde 2750' disminuyendo el GOR de 4000 a 420 SCF/bbl y su producción de aceite de 180 @ 65 BOPD. Este empaque se recuperó en octubre de 1984 y la producción de gas y aceite inmediatamente subió incluso hasta un valor mayor al que tenía antes de aislar. En diciembre de 1985 de baja packer MLD @2760 aislando TH6 con una disminución inmediata del gas y del aceite. En marzo de 1986 se aísla definitivamente TH6 con una cementación a los intervalos 2778-2792, 2796-2802 y 2816-42 pies, lo cual disminuyó la producción de gas al mínimo para nunca recuperar su valor inicial en la historia del pozo, y actualmente estos intervalos aún se encuentran aislados, por lo tanto requiere un registro para confirmar presencia de gas, para luego estudiar la viabilidad de abrir estos intervalos.

4.1.3. DT-26

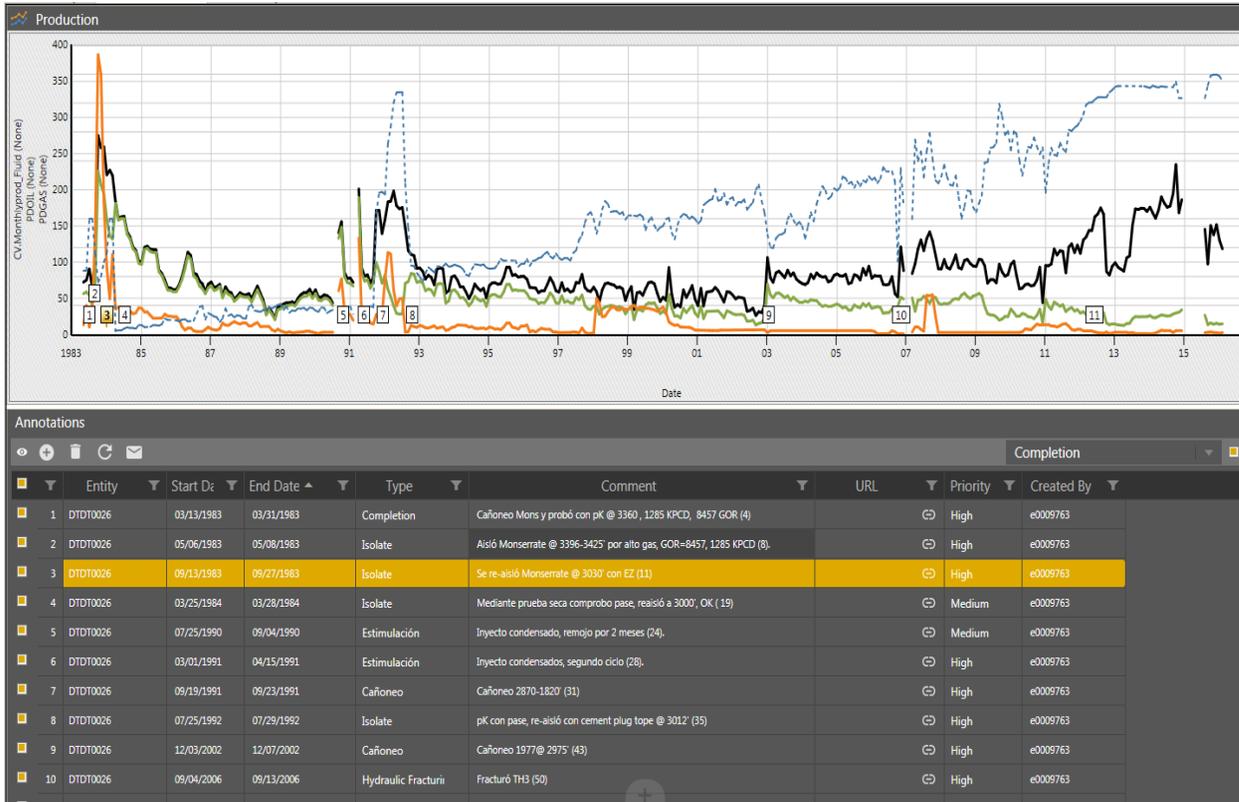
4.1.3.1. OBJETIVOS

Luego del aislamiento el 23-sep-1983 por alto GOR (8457 SCF/bbl) con un empaque bridge plug @3030', se requiere abrir los intervalos 3396'-3402', 3402'-3404' y 3404'-3414' a producción.

4.1.3.2. JUSTIFICACIÓN

El amarre histórico de eventos de intervención del pozo con su respectiva producción de gas evidencia en la zona denotada por el evento #3 que corresponde al aislamiento realizado a la formación Monserrate, que en la prueba de intervención su gas producido fue 1285 kSCFD con un GOR de 8457 SCF/BO, luego de esto el intervalo de Monserrate se aisló quedando en producción solo la formación Honda.

Figura 33. Gráfica prod. Gas-Aceite-Agua y BSW DT-26 con anotaciones



Posteriormente durante el piloto de inyección en Honda, el pozo se vio invadido en agua pasando la sumergencia efectiva promedio de 312 fts a 1277 fts y el BSW pasó de 54% a 90%, efecto por el cual el pozo se vio sacrificado en la zona de TH3 disminuyendo la producción de 40 a 14 BO, valores por los cuales se hace inviable producir el pozo. La idea es recuperar la producción del pozo re-abriendo Monserrate con por lo menos 500 kSCFD y con un plus de aceite de 15 BO más para un total de 30 BOPD.

4.1.3.3. CONSIDERACIONES

El pozo actualmente cuenta con un sistema de levantamiento artificial PCP, el cual no trabaja muy bien con grandes cantidades de gas, los cuales pueden hinchar el elastómero hasta que el rotor pueda rasgarlo. Para evitar lo anteriormente dicho se debe agregar un separador de gas o bajar la bomba debajo de perforados y producir el gas por anular.

4.1.4. DT- 29

4.1.4.1. OBJETIVOS

Luego del aislamiento con cementación forzada el 10-julio-1985 disminuyendo GOR 1500SCF/bbl, se requiere abrir los intervalos los intervalos 2654’-2699’, 2668’-2680’, 2680’-2686’ y 2694’-2699’ a producción.

4.1.4.2. JUSTIFICACIÓN

Figura 34. Gráfica prod. Gas-Aceite-Agua y BSW DT-29 con anotaciones



Primeramente, el 3 de abril de 1985 se aisló TH6 en los intervalos 2654’-2699’, 2668’-2680’, 2680’-2686’ y 2694’-2699’ con empaque MLD @2710’ y otro @ 2627’, disminuyendo el GOR en 1500SCF/bbl y una pérdida de producción de aceite debido a que se subió la bomba 1300’ porque no se puede bajar la herramienta por el empaque. El 10 de julio de 1985 se saca el empaque MLD, que sale en mal estado, y se realiza una cementación forzada a los intervalos 2654’-2699’, 2668’-2680’, 2680’-2686’ y 2694’-2699’, lo cual mantuvo la producción de gas al mínimo para nunca recuperar su valor inicial

en la historia del pozo, y actualmente estos intervalos aún se encuentran aislados.

4.1.4.3. CONSIDERACIONES

El pozo no cuenta con un separador de gas en fondo, pero la PCP se encuentra debajo de los perforados de interés lo cual hace innecesario que deba bajar un separador de gas ya que se produciría el por anular directamente y no llegaría a la bomba.

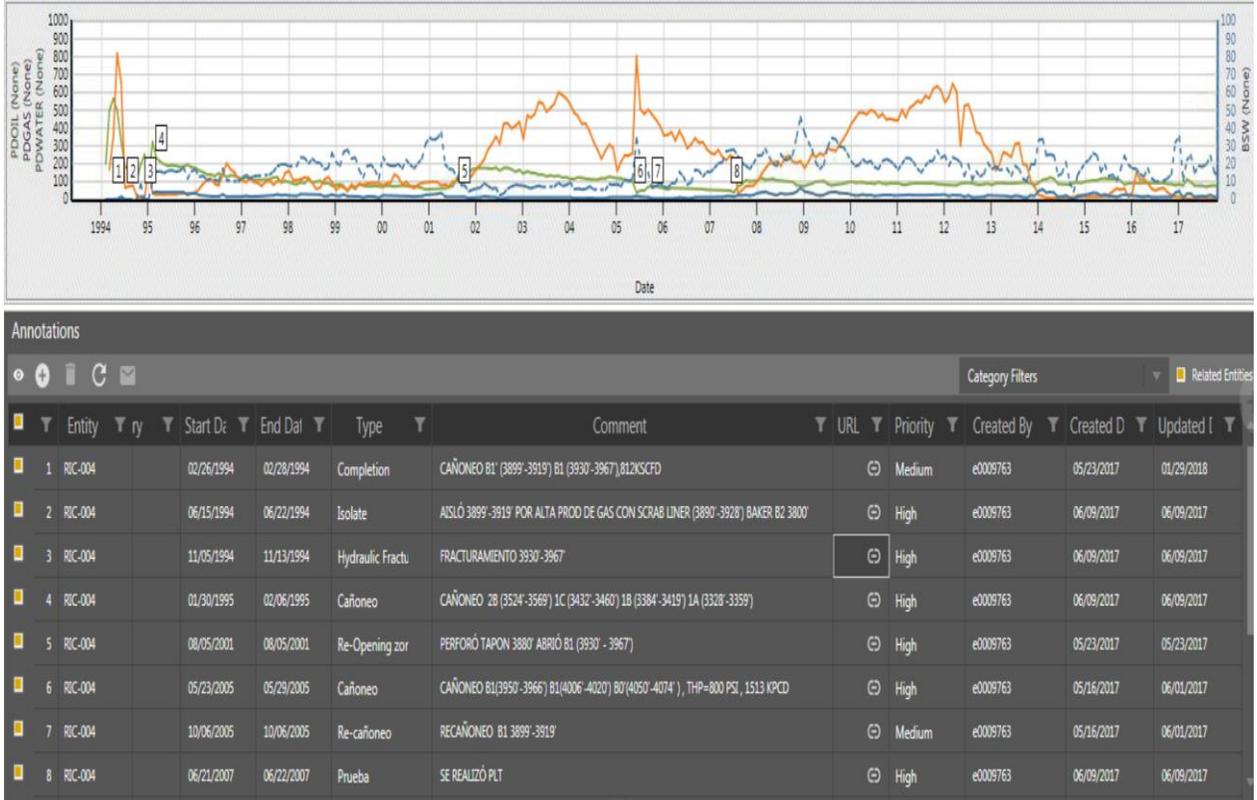
4.1.5. RIC-4

4.1.5.1. OBJETIVOS

Realizar limpieza de perforados y una estimulación B1(3899'-3919') B1(4006'-4020') B0(4050'-4074').

4.1.5.2. JUSTIFICACIÓN

Figura 35. Gráfica prod. Gas-Aceite-Agua y BSW RIC-4 con anotaciones



El evento #2 corresponde al aislamiento del intervalo 3899'-3919' con scrab liner y aquí se observa la disminución de 820 a 65 kSCFD inmediatamente después. En el evento #5 se perfora el tapón colocado en el evento #2 y paulatinamente se recupera la producción de gas hasta un máximo de 600Kscfd 2 años después. Luego en el evento #6 se cañorean los intervalos 3950'-3966', 4006'-4020', 4050'-4074' lo que aumenta inmediatamente la producción de gas a 1513 kSCFD, pero para mantener la confiabilidad del sistema de gas se regula a 800 kSCFD el cual declina en el tiempo. En el evento #8 se realiza un PLT el cual se mostrará a continuación.

Figura 36. Resultados PLT RIC-4

ARENA	Intervalo		Qlt	Qo	Qo/Qot	Qw	Qw/Qwt	Qg	Qg/Qgt	Pressure	Temp	Densidad
	Top	Bottom	Blpd	Bopd	%	Bwpd	%	Mscfd	%	Psia	°F	g/cc
Arena 1A	3328	3359	1.98	0.68	1%	1.28	7%	0.93	0%	585.33	117.56	0.7984
Arena 1B	3384	3419	0.58	0.08	12%	0.50	3%	3.30	1%	602.16	117.9	0.7940
Arena 1C	3432	3460	7.16	5.73	12%	1.43	7%	4.88	2%	614.86	118.17	0.7834
Arena B1	3524	3569	38.04	27.54	56%	10.50	54%	3.16	1%	644.98	118.64	0.8151
Arena B1'	3899	3919	1.50	0.83	2%	0.87	3%	5.02	2%	745.37	112.31	0.8093
Arena B1	3930	3967	2.95	1.17	2%	1.78	9%	6.24	2%	755.41	110.88	0.7389
	4006	4020	4.25	1.12	2%	3.13	16%	10.84	4%	773.13	108.47	0.7301
Arena B0'	4050	4074	8.46	6.48	13%	0.00	0%	242.68	88%	786.12	106.31	0.7556
			Total	68.90	49.61	100%	19.29	100%	277.1	100%		

En este PLT se observa que los tres intervalos de interés para el trabajo producen el 94% de la producción del gas del pozo.

Para recuperar la producción de gas que ya ha tenido el pozo se quiere realizar una estimulación OCA, la cual ha tenido buenos resultados en este campo.

4.1.5.3. CONSIDERACIONES

Después de la estimulación OCA se ha aumentado exponencialmente la necesidad de corte de parafina en los pozos, como se mostrará en RIC-32, lo cual muestra que se debe hacer una constante vigilancia a esto.

El pozo actualmente cuenta con un sistema de levantamiento artificial PCP, el cual no trabaja muy bien con grandes cantidades de gas, los cuales pueden hinchar el elastómero hasta que el rotor pueda rasgarlo. Para evitar lo

anteriormente dicho se debe agregar un separador de gas o bajar la bomba debajo de perforados y producir el gas por anular.

4.1.6. RIC-32

4.1.6.1. OBJETIVOS

- Realizar limpieza de perforados y una estimulación B1(4350'-4386') B2(4284'-4327')
- Aislar perforados 3904'-3935'
- Desarenar pozo (No se desarena desde 2014)

4.1.6.2. JUSTIFICACIÓN

Figura 37. Gráfica prod. Gas-Aceite-Agua y BSW RIC-32 con anotaciones



1. 10/15/1997 Cañoneo B2 (4284'-4306') B1 (4350'-4386')
2. 10/16/1999 Cañoneo B(4638'-4656')
3. 11/25/1999 Cañoneo 2B(4056'-4094') 1C(3956.5'-3977.5') 1A(3860'-3880')
4. 05/31/2000 Estimulación selectiva arenas B,B1y B2. Se inyecta a la formación Paravan desplazándolos con aceite. prod. de 209BOPD RGA 455 PC/BBL @ 546BOPD RGA 194 PC/BBL
5. 08/03/2000 Estimulación con Paravan 50:50 (Xileno-Diesel)
6. 11/22/2001 Limpieza a la arena 2B bombeando 100 Bbl de CLEAN SWEEP, se desplazó con 18bbl de salmuera al 2%. Se realizó fracturamiento

hidráulico con 428bbl de fluido base KCL 2% y 335 sx de arena, se desplazó con 23bbl de fluido base. NOTA: Completamiento dual S.C (2B,1C,1A) S.L (B,B1,B2), PROD: 94 a 258 S.L y 88 S.C BOPD 21 a 232 S.L y 29 S.C kSCFD.

7. 04/24/2002 Desde el fracturamiento hidráulico se han realizado 6 cortes de parafina hasta la fecha

8. 11/18/2002 Se realizó un PLT en la sarta larga

Figura 38. Resultados PLT RIC-32

Formación	Intervalo Pies	Qlt Blpd	Qo Bopd	Qo/Qot %	Qw Bwpd	Qw/Qwt %	Qg Mscfd	Qg/Qgt %	Pressure Psia	Temperatura °F	Densidad g/cc
ARENA B2	4284-4306	14.04	14.04	22.5%	0	-	0.98	22%	595.48	141.55	0.956
ARENA B1	4350-4386	43.62	43.62	70.0%	0	-	3.1	71%	625.88	142.01	0.955
ARENA B	4638-4656	4.68	4.68	7.5%	0	-	0.29	7%	741.02	145.91	0.976
Total											
		62.34	62.34	100%	0	0%	4.37	100%			

9. 11/26/2004 Cambió SLA de Gas Lift a PCP, CAÑONEO B2(4306'-4327') 2A(4015'-4034')

10. 12/17/2004 Se toma fondo el cual está a 4610', meses después se desarena

11. 12/20/2005 TTO organico limpieza perforados con 275 bbl Xileno-Diesel (75/25) con PCP instalada

12. 05/05/2006 Estimulación con 250 bbl xielno-diesel

13. 11/11/2006 TTO organico con 195 bbl Xileno-Diesel (75/25) con PCP instalada

14. 5/28/2012 Cañoneo 3904'-3935'

15. 04/09/2013 Recuperó 220 galones de arena con bomba hytech

16. 6/22/2014 realizó estimulación orgánico - ácida intervalos 4284' - 4327' y 4350' - 4386' así: 112 bls de Clean Sweep desplazó con 38 bls de crudo filtrado y tratado. Esperó y luego continuó bombeo tratamiento 10 bls de Clean Sweep + 22 Bbls de Acido Acético + 137 Bbls de OCA.

4.1.6.3. CONSIDERACIONES

El pozo no cuenta con un separador de gas en fondo, pero la PCP se encuentra debajo de los perforados de interés lo cual hace innecesario que deba bajar un separador de gas ya que se produciría el por anular directamente y no llegaría a la bomba.

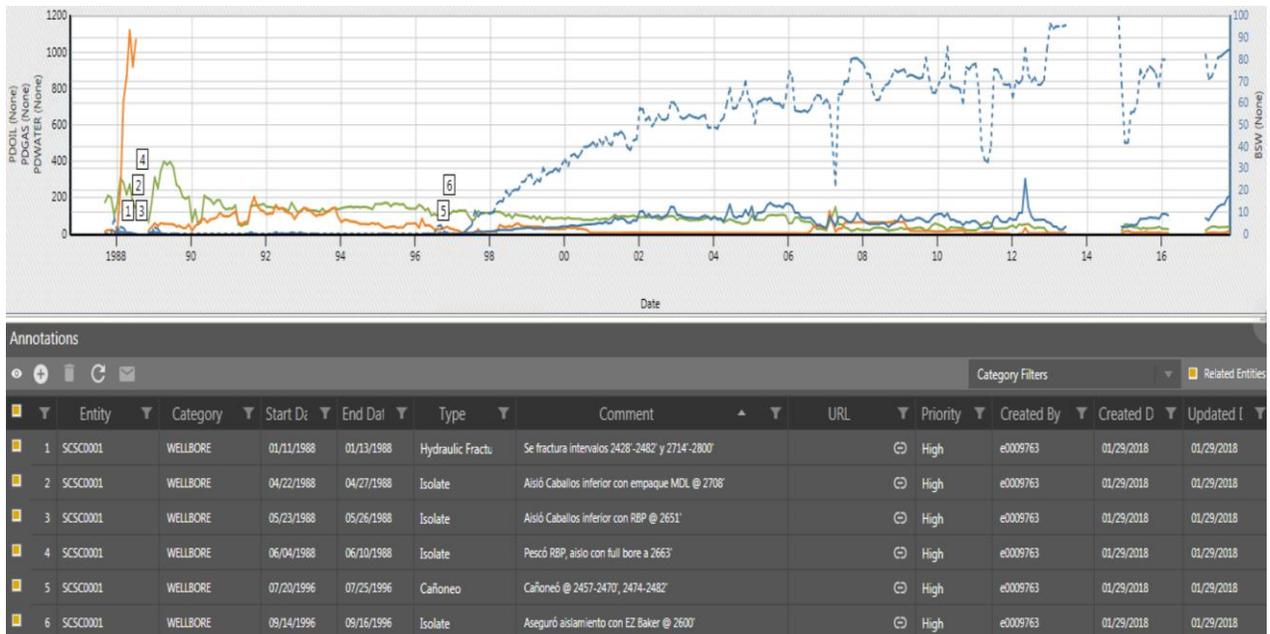
4.1.7. SC-1

4.1.7.1. OBJETIVOS

Reabrir a producción la formación Caballos Inferior moliendo empaque @ 2600' dado que esto disminuyó la producción de gas de 1120 a 56 kSCFD.

4.1.7.2. JUSTIFICACIÓN

Figura 39. Gráfica prod. Gas-Aceite-Agua y BSW SC-1 con anotaciones



Después del evento #2, que corresponde a un aislamiento de los intervalos inferiores 2714'-2800' con empaque, inmediatamente baja el gas de 1150 a 860 kSCFD. En una intervención posterior se hace prueba al empaque observando fuga, por lo que se decide bajar empaque RBP y probar. En el evento #3 se prueba el empaque RBP observando una pequeña fuga, por lo que se decide pescar el

empaques y aislar con un empaque full bore el cual dio resultados positivos (860 @ 56 kSCFD).

4.1.7.3. CONSIDERACIONES

El pozo actualmente cuenta con un sistema de levantamiento artificial PCP, el cual no trabaja muy bien con grandes cantidades de gas, los cuales pueden hinchar el elastómero hasta que el rotor pueda rasgarlo. Para evitar lo anteriormente dicho se debe agregar un separador de gas o bajar la bomba debajo de perforados y producir el gas por anular.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para determinar si la inversión de los workover propuestos es viable se realizó una evaluación económica. Esta evaluación se hizo suponiendo que se obtiene como mínimo una producción mensual de gas de 500kSCFD y una máxima de 1MSCFD como resultado en cada intervención de pozo, esto considerando el mejor y el peor de los escenarios esperados. Luego se procede a descontar el 20% por la eficiencia de la PTG, esta fracción de gas se aprovecha para producción de blancos, pero no para generación de energía. A continuación, se convierte esta producción de gas en potencia equivalente (MW) con la eficiencia de los centros de generación en asociación con MASA, los cuales son más eficientes ya que como se explicó anteriormente tienen un requerimiento menor de kSCFD por MW. Esta potencia se lleva a KW/H, suponiendo meses de 30 días, para finalmente con el costo de producción de energía de los centros de generación llevarla a COP. Para determinar el ahorro producido por generar energía con el gas se realiza la diferencia entre el costo que se halló anteriormente y el costo de comprar la misma cantidad de energía al SIN. Luego se determinó cuantos meses se requerirían para recuperar la totalidad de la inversión con este ahorro y ya comenzar a generar ganancias. Se sabe por experiencia que la producción de gas se mantiene aproximadamente constante los dos primeros meses después de intervenir un pozo, por lo tanto, no se tendrá en cuenta la declinación de la producción de gas a menos que la recuperación de la inversión supere los dos meses. Se aclara que para estos análisis económicos no se tuvo en cuenta las ganancias que produce el venderle el gas a los centros de generación que funcionan en asociación con MASA, ni el costo de tratar el gas en la PTG, pero se sabe que la diferencia entre estos dos suele dejar ganancias y no pérdidas por lo que si se tuviera en cuenta daría un efecto positivo en la evaluación económica.

Para realizar el análisis económico se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

Costo del dólar de 3000COP, costo promedio de generación de energía 100COP/kWH, un costo de compra de energía al SIN de 250COP/KWH, eficiencia del PTG del 80%, eficiencia centro de generación 222kSCFD/MW, producción de gas mínima esperada 500kSCFD, producción de gas máxima esperada 1MSCFD, mes de 30 días.

Con estos parámetros se obtiene para 500kSCFD de producción de gas una potencia de 1.8MW que corresponde a 1300000kW/H. Generar esta energía cuesta aproximadamente 1300000 COP, comprar esta misma cantidad de energía al SIN cuesta \$ 325000000 COP, lo que da un ahorro de

194594594 COP. Para una producción de gas de 1MSCFD se obtiene una potencia de 3.6MW que corresponde a 2594594kW/H. Generar esta energía cuesta aproximadamente 259459459 COP, comprar esta misma cantidad de energía al SIN cuesta 648648648 COP, lo que da un ahorro de 389189189 COP.

Como resultado de este trabajo de grado se propusieron cuatro diferentes tipos de workover los cuales se evaluarán a continuación:

- La molienda de empaque tiene en promedio un costo de 22000 USD con aproximadamente dos días de diferida. En el caso de obtener 500kSCFD se recuperaría la inversión en diez días, y en el caso de obtener 1MSCFD se recuperaría la inversión en cinco días.
- El swabbing con punta de nitrógeno tiene en promedio un costo de 35000 USD con aproximadamente tres días de diferida. En el caso de obtener 500kSCFD se recuperaría la inversión en dieciséis días, y en el caso de obtener 1MSCFD se recuperaría la inversión en ocho días.
- El cañoneo tiene en promedio un costo de 90000 USD con aproximadamente tres días de diferida. En el caso de obtener 500kSCFD se recuperaría la inversión en cuarenta y dos días, y en el caso de obtener 1MSCFD se recuperaría la inversión en veintiuno días.
- La estimulación tiene en promedio un costo de 130000 USD con aproximadamente cinco días de diferida. En el caso de obtener 500kSCFD se recuperaría la inversión en dos meses, y en el caso de obtener 1MSCFD se recuperaría la inversión en un mes.

Como se observa en lo dicho anteriormente, en el peor de los casos se recuperaría la inversión en dos meses, lo cual es un tiempo bastante corto y hace cualquiera de las propuestas de workover unas inversiones bastante viables. Se recomienda verificar en todos los casos con registros la existencia de la fuente de gas en los intervalos señalados.

6. RESULTADOS OBTENIDOS

De las varias intervenciones a pozo propuestas en este trabajo se logró realizar una, un workover que dió excelentes resultados, los cuales hasta el momento se mantienen según pruebas de producción, pero su impacto ha sido eclipsado en cierta medida por la salida de varios pozos productores de gas en la zona.

Se debe decir que el resultado se evaluó de acuerdo a las pruebas realizadas después del workover propuesto y examinando la variación en generación y compra de energía. Si hubiera algún evento que pudiera interferir con la evaluación de los resultados se aclararía, si no se dice, se puede concluir que no hubo y que el impacto en los datos se debió netamente al pozo candidato. También es importante aclarar que la potencia demandada a los centros de generación Dina, Tello y Monal durante el 2017 varió entre 37.5 y 38 MW, una variación muy pequeña, por lo que cada mes la suma de la potencia generada y la potencia comprada debe oscilar entre esos valores.

6.1. DT-26

El 2 de noviembre del 2017 se inició el workover el cual como se explicó anteriormente consistía en la molienda de un empaque en busca de la zona de gas que fue aislada por el desinterés en la época de producirla, y en adición Yacimientos recomendó el cañoneo a una zona en busca de petróleo. El trabajo se realizó con éxito y el pozo se inició en producción el 18 de noviembre del 2017. El gas se puso a producción por anular en flujo natural ya que la bomba se encontraba por debajo de los perforados productores de gas dando en las pruebas 1MSCFD, el cual se envía a la PTG, donde el 20% se usa para generación de productos blancos y el 80% se envía a los centros de generación Dina, Tello y Monal después de ser tratado.

Tabla 6. Energía generada e importada antes y después del workover del DT-26

CG	OCTUBRE			NOVIEMBRE			DICIEMBRE		
	Consumo Real kPCD	Energía Generada MW	Energía Importada MW	Consumo Real kPCD	Energía Generada MW	Energía Importada MW	Consumo Real kPCD	Energía Generada MW	Energía Importada MW
Dina	2.046,9	9,2	-	2.473,7	11,3	-	2.278,2	10,7	-
Tello	2.745,0	12,4	1,7	2.862,0	13,1	1,6	2.433,3	11,0	2,2
Monal	2.427,7	6,5	8,2	2.422,8	6,3	5,8	2.495,9	6,6	6,7
TOTAL	7.219,6	28,0	9,9	7.758,5	30,6	7,4	7.207,3	28,3	8,9

Tabla 7. Factura energía generada e importada antes y después del workover del DT-26

CENTRO DE CONSUMO		OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
C.G.D.: MASATEC				
	TOTAL FACTURA \$:	\$ 569.643.469	\$ 690.740.155	\$ 683.598.684
	TOTAL CONSUMO KW/H:	6.192.555	7.623.232	7.843.599
	COSTO \$KWH	91,99	90,6	87,2
CGT: MASA				
	TOTAL FACTURA \$:	\$ 885.076.052	\$ 1.095.750.656	\$ 994.487.731
	TOTAL CONSUMO KW/H:	8.205.226	10.157.312	9.218.614
	COSTO \$KWH	108	108	108
TENAY-EMGESA:				
	TOTAL FACTURA \$:	\$ 1.510.127.930	\$ 987.293.410	\$ 1.179.603.580
	TOTAL CONSUMO KW/H:	6.071.262	4.143.204	4.987.572
	COSTO \$KWH	8.160	5.754	6.704
	COSTO \$KWH	248,734	238,292	236,509
TELLO-EMGESA:				
	TOTAL FACTURA \$:	\$ 367.698.050	\$ 331.629.910	\$ 455.678.150
	TOTAL CONSUMO KW/H:	1.273.383	1.163.515	1.607.312
	COSTO \$KWH	1.712	1.616	2.160
	COSTO \$KWH	289	285	284

Como se ve en la tabla de consumo, después del workover al DT-26, en noviembre, se logró aumentar la energía generada de 28 a 30.6MW, disminuyendo así la compra de energía al SIN de 9.9 a 7.4MW. Lastimosamente en el mes de diciembre salieron varios pozos productores de gas del campo Dina Terciarios, disminuyendo el flujo total de gas, lo que se evidencia en la disminución de la energía generada, y el aumento de la energía comprada, pero se espera que estos pozos entren en operación pronto, normalizando la generación de energía.

El beneficio económico se observa en la tabla que contiene los valores de las facturas de los centros de generación operados por MASA y el SIN. Si se comparan las facturas de los meses de octubre a noviembre se logra evidenciar que se ahorró aproximadamente 220MCOP de un mes al otro debido al bajo costo de generar la energía a partir del gas frente a la que se compra al SIN. Se debe agregar que con este ahorro se recupera la inversión del workover y se deja una gran ganancia.

7. CONCLUSIONES

- ✓ Se logró encontrar una fuente de gas en el campo Dina Terciarios con aproximadamente 1MSCFD.
- ✓ Luego de realizar el workover al DT-26 se logró disminuir a corto plazo la compra de energía al SIN, por tanto, también se disminuyen las posibles pérdidas de producción por la inestabilidad de este.
- ✓ El ahorro que genera producir cierta cantidad de energía en los centros de generación, frente a la compra de la misma al SIN, muestra que es muy viable buscar nuevas fuentes de gas que ayuden a disminuir los costos de la energía en la GDH.
- ✓ Se estableció una metodología para la identificación de oportunidades a intervención de pozo para aumentar la producción de gas.
- ✓ Ya que la inversión realizada en el workover al DT-26 se recuperó rápidamente se espera que los distintos workover recomendados en el presente trabajo se realicen, logrando a corto plazo recuperar la autosuficiencia energética de la GDH.
- ✓ Se espera que con los distintos workover aumenten la confiabilidad en el sistema de energía que abastece a la GDH.
- ✓ Se mostró una parte del potencial del software OFM, esperando que el lector encuentre más utilidades y así masificar su uso.

8. RECOMENDACIONES

- ✓ Se debe realizar registros para corroborar la información suministrado por registros anteriores, y así disminuir la incertidumbre de la existencia de fuentes de gas.
- ✓ A largo plazo se debe crear un proyecto de mayor envergadura, con los ingenieros de yacimientos, para localizar nuevas zonas de gas.
- ✓ Se debe estudiar la viabilidad de agregar campos con buen potencial gasifero al sistema de interconexión de gas.
- ✓ Se debe mejorar los sistemas de medición del gas en la GDH, ya que esto no permite medir la magnitud exacta del problema de insuficiencia energética.
- ✓ Se deben programar cursos para el manejo de OFM para los ingenieros de la GDH, ya que puede resultarles útil para el desarrollo de sus labores, y además puede ser usado por cualquier ingeniero de ECOPETROL

9. GLOSARIO

AVM: Software de la empresa Schlumberger especializado en gestión de datos.

CGD: Centro de generación Dina.

CGM: Centro de generación Monal.

CGT: Centro de generación Tello.

CGY: Centro de generación Yaguará.

Citygate: Manifold con una serie de válvulas o facilidades para medición y control de flujo mediante regulación de presión, para la distribución hacia todos los nodos que demandan gas.

COP: Pesos colombianos.

GDH: Gerencia de operaciones de desarrollo y producción del Huila-Tolima.

GLP: Gas licuado de petróleo.

GPM: Galones líquidos de petróleo por cada mil pies cúbicos de gas.

ILT: Registro de inyección.

MASA: Mecánicos asociados S.A.

OCA: Estimulación con un fluido de ácido de arcilla orgánica de Schlumberger.

OFM: Software de la empresa Schlumberger especializado en monitoreo, análisis y diagnósticos.

OPENWELLS: Software de la empresa Halliburton que guarda la historia de las distintas intervenciones a pozo.

PIA: Planta de inyección de agua.

PLT: Registro de producción.

PTG: Planta de tratamiento de gas operada por MASA.

Query: Herramienta en OFM que permite realizar un filtro condicional.

SIN: Sistema interconectado nacional.

10. BIBLIOGRAFÍA

Yacimientos Ecopetrol. (2015). Informe evaluación de yacimientos. Producido por Ecopetrol y Frontera Energy

Producción e ingeniería Ecopetrol. (2015). Informe técnico anual. Producido por Ecopetrol (GDH).

Schlumberger. OFM Base. Recuperado de <https://www.software.slb.com/products/ofm/base>

Ávila Oliveros, Milton Eduardo. (2005). Metodología para la implementación de la herramienta software Oilfield Manager (OFM) en la operación y administración de la producción en un campo petrolero . Producido por la Universidad industrial de Santander.

Chamorro N., Jairo Jesse y Duarte M., Jairo Hernán. (2014). Panorama Gas y Energia GDH. Producido por Ecopetrol.

Taconne, Gerardo Luis. Fluctuaciones-Perturbaciones en la alimentación eléctrica. Recuperado de <http://notas.taconne.com.ar/fluctuaciones-perturbaciones-en-la-alimentacion-electrica/>

R. Bohorquez, V. Ananaba, and A.L. Podio. (2007). Laboratory Testing of Downhole Gas Separators. California. Producido por la Univerdad de Texas en Austin.

Moix Muntó, Rigoberto. (2014). Evaluación económica de proyectos petroléos. Bogotá. Producido por Pacific Rubiales Energy