

PROYECTO FINAL DE INGENIERÍA

TABLERO DE CONTROL OPERATIVO PARA EMPRESAS ADMINISTRADORAS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

Kiefer, María Eugenia – LU 133792

Pereiro, Gabriel Alejandro – LU 126057

Ingeniería en Informática

Tutor:

Fucello, Luciano Oscar, Schlumberger

Co-Tutor:

Dinardo, Fernando Julio, UADE

Julio 6, 2016

**UNIVERSIDAD ARGENTINA DE LA EMPRESA
FACULTAD DE INGENIERÍA Y CIENCIAS EXACTAS**

Responsables del presente proyecto final de Ingeniería en Informática.

Firma de los alumnos:

Kiefer, María Eugenia

Pereiro, Gabriel Alejandro

Firma de los tutores:

Fucello, Luciano Oscar (Schlumberger)

Dinardo, Fernando Julio (UADE)

Agradecimientos:

Queremos agradecer al tutor Fucello por la enorme cantidad de tiempo que nos brindó, los consejos, y el compromiso con la realización del presente trabajo. Fue fundamental su compromiso hacia los integrantes para lograr la finalización de esta PFI.

Además, agradecemos la excelente predisposición del tutor Dinardo hacia los integrantes y la dedicación que tuvo con nosotros durante estos años.

Queremos agradecer también a nuestros familiares por haber comprendido la enorme cantidad de tiempo que debimos dedicarle al presente trabajo, postergando numerosas actividades. Fue fundamental el apoyo de ellos.

1. Resumen

Una de las actividades más importantes dentro de las funciones operativas de una empresa que se dedica al *upstream* de petróleo es el planeamiento de la producción. El proceso de planeamiento de la producción de petróleo y gas debe tener en cuenta el comportamiento y aporte de producción particular de cada uno de los pozos productivos en una determinada región. Al tratarse de una tarea compleja y de gran impacto económico, este proceso contiene una gran cantidad de variables con incertidumbre y riesgo.

Dicha incertidumbre genera desviaciones entre los valores de producción planeada y producción real obtenida, lo cual origina un desequilibrio operativo y presupuestal. Para el seguimiento de estas variables del proceso es importante construir indicadores operativos que permitan medir aquellos parámetros que necesitan ser monitoreados. Para ello, es importante contar con una herramienta que permita el monitoreo de dichos indicadores observándolos según distintas aperturas.

Para el trabajo se partió de la problemática de la empresa y necesidades como: que la información se encuentre en un solo lugar y accesible desde diferentes sectores, necesidad de disponer más rápido de la información operativa, controlar la producción de hidrocarburos que es el proceso más importante que realiza la empresa, el proceso operativo más importante lo realiza un tercero que es socio y al que se controla (monitoreo de las actividades), consensuar las decisiones con las empresas inversoras, realizar intervenciones de pozo, realizar una nueva planificación de producción, invertir en proyectos de recuperación secundaria, invertir en pozos nuevos.

Se modeló un set de indicadores para brindar información que soportase las decisiones expuestas antes. Luego se implementó un software que permitiese brindar la información correspondiente a los indicadores propuestos antes.

Para finalizar se realizaron pruebas sobre el prototipo de software utilizando datos de producción ficticios.

2. Abstract

“Operational Balanced Scorecard for oil and gas upstream administration companies”.

Production planning is one of the most important operational functions runned within companies dedicated to oil and gas upstream commercialization. Such process must take into account production performance and contributions that each oil well provide to a region. As it is a complex task and as it has huge economic impact for the companies involved, this process carries big risks and uncertainty.

This uncertainty generates deviations between the values of planned production and actual production obtained, which results in an operational and budgetary imbalance. To monitor these process variables it is important to build operational indicators to measure those parameters that need to be monitored. It is therefore important to have a tool that allows monitoring of indicators such as watching same data from different filtering methods (opening).

For the present work the starting point was to assess problems the company had and their need for information to be in one place and accessible from different sectors, need for faster operational information, control the production of hydrocarbons as it is the most important process performed by the company, the most important operational process is done by a third party that is also a partner and which is controlled (activity monitoring), consensuate decisions with associated investment firms which perform well interventions, make new production planning, invest in secondary recovery projects, invest in new wells.

A set of indicators was modeled to provide information to support the decisions exposed before. A software implementation was done to provide set designed set of indicators.

To conclude there were a set of tests performed on the implemented prototype software using non real production.

3.Contenidos

1. Resumen.....	4
2. Abstract.....	5
3.Contenidos	6
4. Introducción.....	8
4.1. Objetivo General de Negocio.....	8
4.2. Objetivo específico (práctico del PFI)	9
4.3. Secciones del informe.....	9
5. Antecedentes	11
6. Descripción	12
7. Metodología de Desarrollo	14
8. Industria de los hidrocarburos.....	16
8.1. Modelo teórico a utilizar.....	16
8.1.1. Cadena de valor de industria de los hidrocarburos.....	16
8.2. Contexto del Negocio	17
8.2.1. Descripción general de la operación de producción de petróleo y gas.	17
8.2.2. Operatoria de la empresa tomada como referencia (información obtenida de entrevistas).	24
9. Problemas de negocio	33
9.1. Problemática actual de la empresa, decisiones debe tomar la gerencia operativa y necesidades.....	33
9.2. Información necesaria para la toma de decisiones.	38
10. El Tablero de Control.....	42
10.1. Modelos teóricos.....	42
10.1.1. Definición.....	42
10.1.2. Tipos de tableros de control.....	43
10.1.3. Indicadores.....	44
10.2. Aplicación del modelo teórico.....	46
10.2.1. Problemas que resuelve el tablero de control operativo.	46
10.2.2. Indicadores propuestos para el tablero de control operativo.....	49
Índice de indicadores.....	50
10.2.3 Relación entre indicadores y variables seleccionadas.....	52
11. Solución Informática.	56
11.1. Descripción técnica del tablero de control operativo.....	57
11.2. Pruebas realizadas.	63
11.2.1 Configuración de indicadores en el sistema.	63
11.2.2 Otras configuraciones utilizadas.	74
11.3 Pruebas funcionales.	75

11.4 Discusión.	82
11.4.1 Problemas encontrados	84
12. Conclusiones.	87
12.1 Conclusiones técnicas (desarrollo de software)	87
12.2 Conclusiones generales.	88
12.3 Posibles mejoras futuras.	89
13. Bibliografía.	93
14. Anexos.	95
Anexo A – DER utilizados	95
Anexo B – Casos de uso	97
Anexo C – Diagrama de clases	99
Anexo D – Diagrama de secuencias	110
Anexo E – Detalle de los indicadores propuestos	112
Anexo F – Funciones del sistema	133

4. Introducción

El tablero de control operativo es una herramienta que permite a quien dirige una empresa o un área -en el caso presentado es el área de producción de una empresa inversora en yacimientos de hidrocarburos- medir y controlar la operación del área seleccionada. Se ha seleccionado la información a mostrar -indicadores- en función de las decisiones gerenciales que se deben tomar en cuanto a la explotación de los yacimientos. Dicha información es por tal motivo pertinente pero también oportuna en cuanto a que está disponible y accesible cuando se precise.

Los tableros de control tienen como objetivo alinear la empresa a sus objetivos, y es por tal motivo muy importante construir los indicadores adecuados que midan lo que realmente se necesita. Permite a los gerentes que lo utilicen tener una visión clara del área de la empresa seleccionada en el momento de tomar decisiones operativas y de monitorear la producción que realiza un tercero. A la empresa tomada como referencia le permite contar con toda la información para que en las reuniones entre empresas asociadas pueda sugerir medidas a tomar que la beneficien, en vez de dejar que las otras empresas impongan sus planes de acción.

4.1. Objetivo General de Negocio

Se realizará un análisis de la industria del petróleo, tomando una empresa como referencia, para construir un tablero de control operativo que brindará información al nivel gerencial de la empresa y finalmente implementarlo en un sistema Web.

El tablero de control contribuirá a un mejor monitoreo de la producción y a una mejor toma de decisiones de los directivos de la empresa que administra pozos de producción de petróleo y gas tomada como referencia. Para ello se buscará brindar mayor información operativa, mejor presentación de la misma y de una manera más rápida.

Se relevarán las decisiones que se toman a nivel gerencial como punto de partida para el diseño del tablero de control. El mismo deberá proveer información para servir en la toma de decisiones a nivel gerencial.

El análisis del negocio se logrará comenzando con un relevamiento de la industria del petróleo, analizando y describiendo la operatoria para la extracción de petróleo y gas, a fin de detectar las variables que se podrán identificar en dicho proceso.

Luego se buscará comprender los procesos necesarios para convertir los datos extraídos a nivel operativo en la información que deberá presentarse al nivel gerencial. Finalmente se analizará la mejor forma de presentar dicha información, por ejemplo, en forma de gráficos, resúmenes y cualquier otro formato que se crea conveniente.

Como resultado del análisis de esta etapa se podrá diseñar el tablero de control operativo, y en otra etapa final se podrá construir el sistema Web que implementará el tablero de control operativo diseñado.

4.2. Objetivo específico (práctico del PFI)

Actualmente en una empresa tomada como referencia, la información procesada tarda aproximadamente 1 mes en estar disponible al usuario. Asimismo, la información generada se encuentra dispersa en diversos archivos en formato Excel y otros.

Mediante la incorporación de un tablero de control operativo, la información podrá ser visualizada inmediatamente luego de haber sido ingresada y procesada, por lo que su disponibilidad sería prácticamente instantánea. Además, el tablero de control operativo presentará dicha información de manera centralizada, para que resulte más sencillo relacionarla entre sí y realizar consultas.

Para llevar a cabo su función de manera efectiva, el tablero de control operativo será diseñado teniendo en cuenta las decisiones operativas que se necesiten tomar, como así también la información que se requiera presentar al usuario para que pueda tomar dichas decisiones y para monitorear los pozos.

En este contexto, se plantea implementar el tablero de control operativo por medio de una aplicación Web que será desplegada en un servidor, a la cual se podrá acceder a través de un web browser que actúa como cliente, tanto desde *workstations* como desde dispositivos móviles con acceso a internet.

En este esquema, desde los clientes se podrán visualizar e ingresar datos. La aplicación será construida totalmente con tecnología Java.

4.3. Secciones del informe

Las secciones que siguen son:

- **Antecedentes:** se comentan los desarrollos previos que se hayan realizado en este rubro o en otro en caso de no disponer de dicha información por ser privada.

- **Descripción:** especificación del producto desarrollado.
- **Metodología de desarrollo:** cómo se realizó el trabajo y con qué herramientas y recursos, incluyendo descripción de materiales y métodos.
 - **Industria de los hidrocarburos:** la sección explica la cadena de valor de la industria de hidrocarburos, se describe la operación de extracción de petróleo y gas a fin de situar al lector en el contexto del área que se quiere controlar y medir. Finalmente se extrae información -mediante sucesivas entrevistas- de la empresa tomada como referencia.
 - **Problemas de negocio:** se obtienen y analizan distintos problemas que actualmente posee la empresa y se detallan decisiones que presenta la gerencia operativa y necesidades, como requerimiento inicial del tablero de control. En la parte final de la sección se enumeran y detallan los datos con los que sería necesario contar en los cálculos para que la gerencia pueda tomar las decisiones descritas en la primera parte de esta sección.
 - **El Tablero de Control:** la presente sección es la más importante del PFI porque desarrolla el diseño del tablero de control. En la primera subsección se explican los distintos tipos de tableros de control, luego se describe el tablero de control operativo. Finalmente se explican los componentes de los tableros de control y sus atributos. En la segunda subsección se enumeran los problemas que resuelve un tablero de control operativo y se relaciona con la problemática que actualmente tiene la empresa y que se detalló en la sección anterior. Luego se describen detalladamente los indicadores que se proponen para el tablero de control operativo, siendo la subsección más importante de todo el PFI. La sección termina con una relación entre las variables que se habían obtenido en la sección anterior y los indicadores que se proponen en la presente sección.
 - **Solución Informática:** en la sección se describe el prototipo desarrollado, que es la implementación del tablero de control operativo desarrollado en la sección anterior. Se detallan las características técnicas del tablero de control, arquitectura y especificaciones técnicas. Luego se muestran visualizaciones de las pantallas del mismo, se realizan una serie de pruebas sobre el mismo. Luego se discuten los resultados obtenidos, indicando limitaciones y dificultades encontradas, detallando diferencias entre el alcance inicialmente definido y el del producto real. Finalmente se incluyen casos de uso, diagramas DER, y diagramas de clases de prototipo.

5. Antecedentes

El Tablero de Control Operativo (TCO) o *Balance Scorecard* (BSC) es un concepto ya conocido en el ámbito de gestión empresarial. Dado que la implementación de un TCO implica la manipulación de grandes volúmenes de información operativa, la tecnología disponible en la década de los 60 y 70 no era adecuada para realizar esta tarea, además era muy difícil mantener la información actualizada dichos sistemas. En la década del 90, Robert S. Kaplan y David P. Norton introdujeron el BSC con los conceptos de indicadores y sus componentes como tendencia, alarma, apertura, alcance, etc.

La industria de producción de petróleo maneja información muy sensible que suele no ser accesible fuera del ámbito de la empresa. Por tal motivo no se pudo conseguir información interna como son las especificaciones sobre los tableros de control operativo que puedan utilizar.

Por lo expuesto anteriormente fue difícil encontrar ejemplos de tableros de control relacionados con la industria del *upstream* de petróleo. El ejemplo más próximo que se encontró es “Corporate dashboards for integrated business and engineering decisions in oil refineries: An agent-based approach” (W.Hu et al, 2011).

Dicho trabajo tiene un enfoque distinto al presente trabajo ya que se enfoca en el refinamiento del petróleo por un lado y, además, integra un *dashboard* operativo a bajo nivel - no está exclusivamente orientado al monitoreo de la gerencia- con un sistema de toma de decisiones. El sistema de toma de decisiones las ejecuta y su performance se mide con el tablero de control. Se puede decir que las decisiones retroalimentan al tablero de control.

Además de los dos subsistemas antes mencionados (sistema de toma de decisiones, y tablero de control operativo) se menciona un tercero que es un sistema optimizador de las anteriores decisiones.

6. Descripción

El producto desarrollado es un tablero de control operativo que fue desarrollado tomando como referencia la teoría enunciada por el Sr. Alberto M. Ballvé en el libro “Tablero de control”.

La implementación del tablero de control es una aplicación web que permite controlar la evolución de la producción de hidrocarburos a empresas que no operan yacimientos, son solamente socias inversoras. El mismo permite controlar los indicadores que se consideran más importantes para tal fin, y permite monitorearlos mediante gráficas que muestran su evolución. Tanto el ingreso de datos de producción como la visualización de los mismos se realizan mediante la aplicación web.

La herramienta web tiene dos visualizaciones según usos distintos:

- Ingreso de datos de producción desde cada yacimiento.
- Control de la producción de los distintos pozos y yacimientos.

Dichas visualizaciones serán para los dos tipos de usuario.

La información que estará disponible a través de monitorear los indicadores, y es un apoyo para que el gerente de producción tome decisiones y además pueda comunicarla a sus superiores y participar tomando mejores decisiones en las reuniones entre las empresas socias que explotan el yacimiento.

La interfaz del ingreso de datos permite cargar las distintas producciones de los distintos pozos, juntos con otra información de los yacimientos. Luego los gastos son tomados de una base de datos que posee la empresa.

Finalmente, el usuario que controla la actividad de los yacimientos tiene la posibilidad de ingresar a la aplicación web y seleccionar cada indicador que se quiere controlar, elegir la región, fecha y producciones a controlar. Entonces se despliega un gráfico con los valores deseados y a su izquierda la información del indicador según los parámetros elegidos antes.

Se realizará el diseño de un tablero de control operativo que servirá al nivel gerencial a tomar decisiones operativas de una empresa de administración de producción de petróleo. El diseño del tablero de control surgirá como consecuencia del relevamiento y análisis del negocio de administración de petróleo y gas. Finalmente, el tablero de control se implementará en un sistema web que se desarrollará como prototipo.

Actualmente, en la empresa tomada como referencia, la información acerca de la producción de petróleo puede ser visualizada luego de transcurrir aproximadamente un mes a partir de la obtención de los datos. El tablero de control operativo propuesto presentará la información de producción inmediatamente luego de haber sido ingresada a través de una interfaz remota.

En la empresa de referencia, la información es accesible a través de distintos archivos y formatos; estos archivos solamente se pueden abrir dentro de la empresa. El tablero de control operativo incrementará la accesibilidad de la información porque incorpora un nuevo canal de acceso (acceso Web).

Se optimizará el ingreso de la información a través de la interfaz remota mediante validaciones aplicadas a los datos de entrada (que se harán en el mismo momento en que el usuario los ingrese).

Se agilizará el tiempo de toma de decisiones porque la información de producción obtenida y la información necesaria para la toma de decisiones se presentarán antes de lo que ocurre en el proceso actual. Esta información estará disponible prácticamente al momento de ingresarse los datos de producción

7. Metodología de Desarrollo

El trabajo se ha realizado tomando como base el libro “*Tablero de Control*” de Alberto M. Ballvé que explica el concepto de los tableros de control. El desarrollo del PFI consta de los siguientes cuatro capítulos generales divididos en las secciones del informe:

- **Contexto del Negocio:** De una manera muy breve y conceptual se informa al evaluador sobre el negocio en el cual se utilizará la aplicación:
 - Descripción general de la operación de extracción de petróleo y gas.
- **Problemas de Negocio:** Breve descripción de la administración de una empresa de extracción de petróleo y gas, con foco en la toma de decisiones de gestión:
 - Decisiones que toman los niveles gerenciales para optimizar dichas operaciones.
 - Se profundiza en:
 - La información que se necesita para tomar dichas decisiones.
 - Los datos que habitualmente se generan en esa etapa operativa.
 - Procesos necesarios para transformar los datos en la información requerida
 - Mejor forma de presentación de los mismos.
- **Diseño del tablero de control:** Desarrollo de los componentes que posee el tablero de control. Se divide en dos subsecciones:
 - Modelos teóricos de los tableros de control incluyendo sus definiciones, tipos de tableros de control, y las definiciones de los componentes que poseen los indicadores de un tablero de control.
 - Aplicación del modelo teórico de tablero de control operativo, descripción de los problemas que resuelve y cómo se aplica en la empresa tomada como referencia, y propuesta de indicadores que tendrá el tablero de control operativo desarrollado.

La selección de indicadores que se han propuesto para el sistema y las visualizaciones de las pantallas surgieron de:

- Entrevistas con los expertos del negocio para conocer la industria y de identificar y analizar qué información se necesita mostrar, y cómo procesar los datos de entrada para obtener dicha salida.
 - Entrevistas con los expertos del área de producción para identificar y analizar qué información se obtiene de los datos de producción.
 - Material bibliográfico para comprender el dominio del petróleo y para comprender el procesamiento de los datos de producción y determinar nuevas metodologías para la visualización de la información.
 - Material brindado por el personal del dominio, como por ejemplo datos de producción y reportes de dichos datos (Confidencial).
- **Solución Informática:** Desarrollo de la aplicación Web, cumpliendo con las siguientes funcionalidades:
 - Desarrollar una interfaz que agilice el ingreso de los datos operativos de los yacimientos, disminuyendo errores de captura de datos y el uso de soporte en papel.
 - Filtrado de dichos datos operativos, procesando los mismos para generar indicadores de perforación, terminación y producción que ayuden a evaluar la performance operativa de la compañía.
 - Automatización de la confección y presentación de reportes operativos para la toma de decisiones por parte de los directivos de la empresa.
 - Mejorar la visualización de los datos operativos obtenidos (gráficos, estadísticas, mapas).
 - Acortar los tiempos de toma de decisiones operativas en base a los datos operativos.
 - Aumentar los canales de accesibilidad de la información operativa permitiendo acceso remoto a la misma.

8. Industria de los hidrocarburos

8.1. Modelo teórico a utilizar

8.1.1. Cadena de valor de industria de los hidrocarburos.

Características de la industria del petróleo y gas

La industria petrolera y de gas consta de 4 etapas:

1. Exploración y extracción del hidrocarburo
2. Transporte
3. Refinación
4. Distribución y comercialización

Dentro de la exploración y extracción del hidrocarburo se pueden contemplar las siguientes tareas:

- Exploración del terreo y análisis de suelos.
- Perforación para crear nuevos pozos de petróleo o gas.
- Cuando el hidrocarburo que se extrae en boca de pozo se encuentra como mezcla de gas y petróleo, se puede incluir la tarea de separación entre ambos productos.
- Diversas tareas de mantenimiento del pozo.
- Extracción del hidrocarburo.
- Almacenamiento del hidrocarburo temporariamente hasta ser transportado.

El transporte hacia las refinerías puede ser realizado en camiones, trenes, barco, o se puede utilizar un gasoducto u oleoducto según sea necesario.

La refinación en el caso del petróleo es la obtención de distintos derivados del petróleo: nafta, gasoil, kerosene, aceites lubricantes, etc., etc.

La distribución y comercialización pueden ser dadas tanto en el mercado interno como la exportación (mercado externo).

El presente trabajo se enfoca en la producción que se encuentra en el primer punto antes mencionado.

8.2. Contexto del Negocio

8.2.1. Descripción general de la operación de producción de petróleo y gas.

La producción de petróleo crudo y gas es la que consiste en llevar hidrocarburos a la superficie y prepararlos para su posterior procesamiento. Sólo se puede producir hidrocarburos una vez que se haya perforado el pozo.

Perforación y terminación de Pozo

Después que un pozo ha sido perforado, se procede a la “terminación de pozo” antes de que pueda comenzar la producción de petróleo y gas. El primer paso en este proceso es la instalación de una tubería (*casing*) en el pozo.

Los pozos de petróleo y gas por lo general requieren cuatro cadenas concéntricas de cañería: tubo conductor o guía, tubería de superficie, tubería intermedia, y tubería de la producción. La tubería de producción o de cadena de petróleo es la cubierta final para la mayoría de los pozos. La tubería de producción sella completamente la formación productiva separándola de las napas acuíferas.

El *casing* de producción puede llegar hasta el fondo de pozo o sobre la zona de producción, siendo la primera la forma más común de encontrar. Para este caso que se menciona, se sella el fondo de pozo con el *casing* y cemento. De esta forma los fluidos no se escapan por el fondo de pozo. Para permitir que los fluidos ingresen al pozo, se le practican agujeros al *casing*.

Luego de la terminación de pozo se inserta dentro del *casing* una tubería más pequeña llamada “*tubing*”. A través del *tubing* fluyen desde el reservorio los fluidos hasta la cabeza de pozo en la superficie.

El diámetro del *tubing* es menor que del *casing*. El diámetro exterior del *tubing* es de aproximadamente de 1,66 a 4,5" según lo requiera el volumen de producción.

Un empaquetador o “*packer*” es un anillo de metal y caucho que se ajusta alrededor del *tubing*. El *packer* proporciona un sello seguro entre tramos del pozo en casos en que la cementación primaria no proporcione la suficiente aislación de las capas productoras.

De esta manera, el *packer* mantiene los fluidos y la presión por encima del *casing*. Como el *packer* sella el espacio entre el *tubing* y el *casing*, esto obliga la formación de fluidos dentro del *tubing*.

Una válvula de seguridad subterránea se encuentra instalada en la cadena del *tubing* cerca de la superficie. La válvula permanece abierta, siempre y cuando el flujo de fluido es normal. Cuando la válvula detecta algo mal con el equipo de superficie del pozo, se cierra, impidiendo el flujo de los fluidos.

El operador utiliza una terminación múltiple cuando un pozo pasa a través de dos o más zonas con petróleo y gas. En estos casos, se suele utilizar dos o tres cañerías y el equipamiento debe incluir no solamente *packers* especiales, sino también cabezales de boca de pozo (en la superficie) de diseño particular, los que permiten el pasaje múltiple de cañerías uno para cada zona de producción.

La boca de pozo incluye todo el equipo en la superficie que soporta las diferentes cadenas de tuberías, sella el pozo, y controla las rutas y los caudales de los fluidos del yacimiento. Todas las cabezas de pozo tienen al menos de un cabezal de *casing* (o *casing head*) y de un colgador de *casing* (o *casing hanger*), y por lo general, un cabezal de *tubing* y colgador de *tubing*, y un “árbol de Navidad”.

Cada cadena del *casing* generalmente cuelga de un *casing head*, un accesorio de acero pesado que se encuentra en la superficie. Juntas de metal y caucho de la *casing head* evitan que los fluidos se desplacen dentro de la cabeza del pozo o escapar a la atmósfera. Cada cabeza cubierta también tiene lugar para un medidor de presión para advertir posibles fugas.

La *tubing head* soporta la cadena de *tubing*, sella la presión entre el *casing* y el interior del tubo y ofrece conexiones en la superficie para controlar la circulación de líquido o gas. La *tubing head* a menudo se coloca por encima de la *casing head* superior.

Al igual que los *casing heads*, tiene orificios para permitir el acceso para medir la presión o conectar válvulas y accesorios para controlar el flujo de los fluidos que se extraen.

En la superficie, la cabeza de pozo está equipada con un grupo de válvulas y accesorios que como se mencionó antes se llama “árbol de Navidad”. Las válvulas y accesorios se utilizan para regular, medir y dirigir el flujo de hidrocarburos del pozo.

Una vez terminado el pozo se puede comenzar a extraer fluidos del mismo.

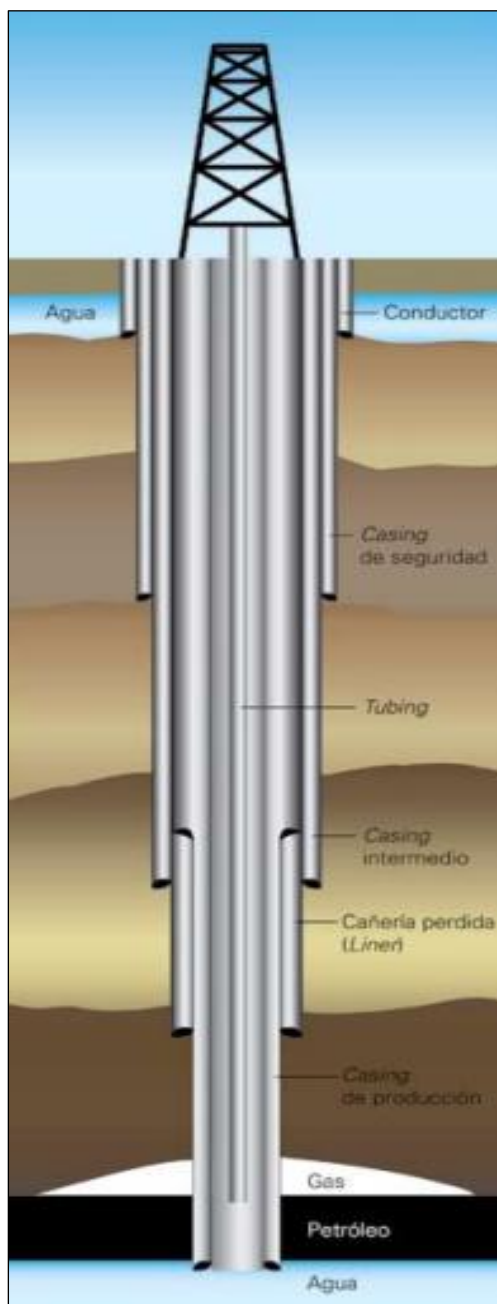


Figura 7: Esquema general de pozo terminado - “El ABC del petróleo y del gas”, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Cabeza de pozo

Es la parte del pozo que está en la superficie y tiene los equipos que lo sellan, asimismo tienen distintas válvulas y aparatos que controlan el flujo, velocidades de los fluidos.

Normalmente tiene los componentes: cabeza de tubería y el “árbol de navidad”, que es una conjunción de válvulas con llaves de paso. Las presiones se controlan con indicadores que permiten alertar a los especialistas.

Producción

Los fluidos que normalmente se extraen de un yacimiento –petróleo, gas, agua- se separan posteriormente en la superficie. El agua se descarta como producto, por lo que se suele inyectar nuevamente en el pozo para elevar la presión dentro del yacimiento. Una vez que el petróleo y el gas se separaron se procede a pre procesarlos y tomar las mediciones cualitativas de los mismos. Las operaciones de producción incluyen llevar el petróleo y el gas desde el fondo de pozo hasta la superficie (cabeza de pozo), el mantenimiento de la producción, purificación, medición, y *testing*.

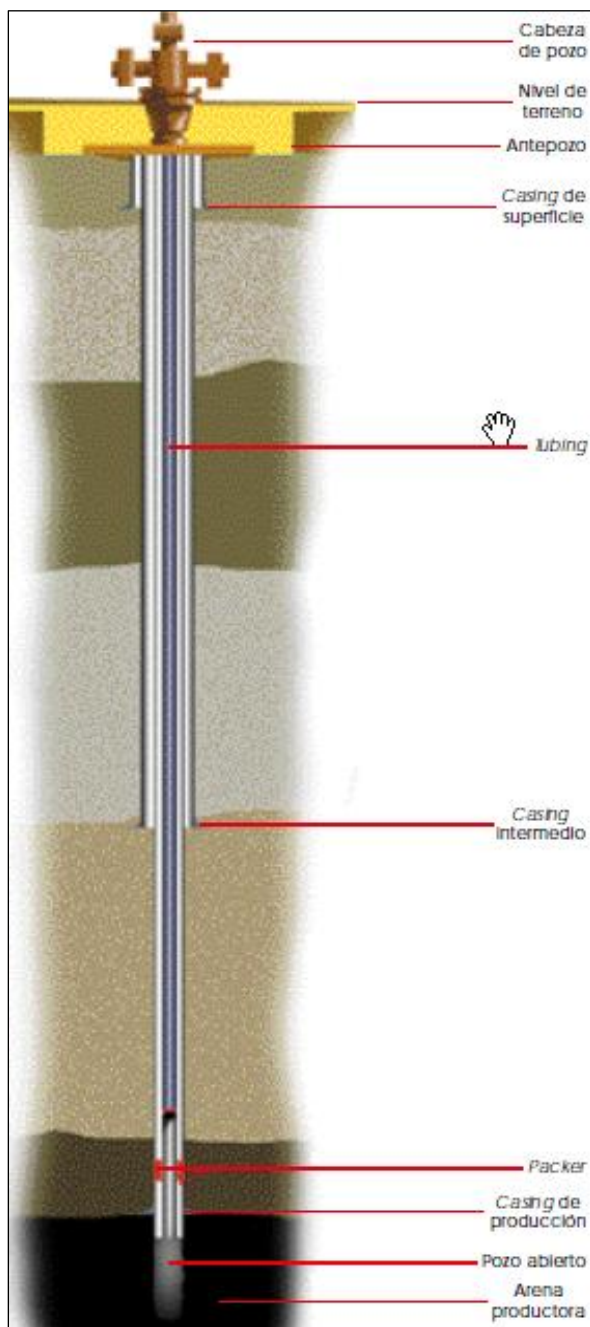


Figura 8: Esquema de pozo surgente - “El ABC del petróleo y del gas”, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Extracción de fluidos del pozo

Para poder comenzar a producir, primero se debe retirar todos los restos de arcilla que se encuentra dentro de las tuberías recién instaladas. Normalmente la arcilla se quita inyectando agua salada dentro del *tubing*. Otra forma de inducir a la extracción de fluidos es inyectando dentro del *tubing* gas a alta presión.

Si no se requiere ayuda externa para que los fluidos asciendan hasta la cabeza del pozo se dice que el mismo tiene “surgencia natural”. Otras veces el yacimiento no tiene la presión necesaria para que ocurra la surgencia natural. En estos casos se puede estimular el pozo, y esto se realiza mediante distintas técnicas, como son:

- bombeo mecánico
- bombeo hidráulico
- extracción con gas (*Gas Lift*)
- pistón accionado a gas (*plunger lift*)
- bomba centrífuga y motor eléctrico sumergible
- bomba por cavidades progresivas

Cada tipo de estimulación tiene sus ventajas y desventajas y debe evaluarse para cada tipo de pozo. Del mismo modo, emplear uno u otro método de estimulación afectará en los gastos del pozo y en los resultados de la producción.

Los fluidos producidos por el pozo son enviados a las baterías o estaciones colectoras a través de cañerías de conducción.

En la batería, se separan los tres fluidos (petróleo, gas y agua) y éstos se transfieren a las diferentes plantas de tratamiento, donde gas y petróleo son puestos en especificación para la venta y el agua se acondiciona para su reinyección en el subsuelo, en pozos sumideros o en inyectores en operaciones de recuperación secundaria.

En la batería también se miden diariamente los volúmenes producidos de cada fluido, y también se realizan controles en cada uno de los pozos para conocer su producción para un rango determinado de tiempo.

Producción de gas

Existen 2 tipos de pozos:

- Pozos petrolíferos (producen petróleo y gas)
- Pozos gasíferos (producen gas libre, es decir, no asociado al petróleo).

El gas libre puede y suele contener líquido en superficie llamado condensado.

Los yacimientos gasíferos cuentan con instalaciones que permiten la separación primaria de los líquidos, y el manejo y control de la producción de gas.

Luego de la separación primaria, el gas libre y el gas asociado siguen el mismo camino y se dirigen a las plantas de tratamiento, ayudados por compresores cuando la presión no es suficiente. El condensado suele mezclarse con el petróleo y seguir el mismo camino que éste.

Mecanismos de recuperación

Primaria

Son los mecanismos naturales que hacen que los hidrocarburos fluyan desde el reservorio hasta el pozo. Sucede en la primera etapa del reservorio, cuando la presión del mismo es lo suficientemente grande como para hacer subir la columna de los hidrocarburos que se forma en el *tubing*.

Los distintos mecanismos que operan para que el hidrocarburo fluya hacia la superficie son:

- expansión del petróleo: cuando fluye petróleo hacia la superficie, el que se va se reemplaza por la expansión que sufre el que todavía permanece en el yacimiento. Este mecanismo opera cuando todavía no se liberado el gas disuelto en el mismo. (recuperación menor al 10%)
- empuje por gas disuelto: (*dissolved gas drive*). El gas que libera el petróleo se expande y fuerza al mismo hacia la superficie. (recuperación entre el 14 y 20%).
- gas *cap drive*: cuando hay gas sobre la zona de petróleo y éste se va liberando, el gas se expande y empuja al petróleo hacia la superficie. (recuperación mayor al 20% y hasta el 35%)
- empuje por agua (*water drive*): si hay un acuífero debajo de la zona con hidrocarburos, el agua se puede expandir y empujar al hidrocarburo hacia la superficie. (recuperación de hasta 60%).

Secundaria

Cuando la recuperación primaria es poco satisfactoria, suelen aplicarse algunos métodos asistidos de recuperación: el más común es la recuperación secundaria que consiste en la inyección de agua en determinados pozos denominados “inyectores”, con el objeto de desplazar el petróleo hacia otros pozos del yacimiento para que continúen siendo “pozos productores”. El agua a inyectar puede ser el agua producida por los pozos de petróleo o puede obtenerse de fuentes cercanas (ríos, lagos, napas del subsuelo, etc.).

Otro método similar para la recuperación asistida es la inyección de gas seco.

También se puede aplicar una recuperación terciaria que comprende métodos como la inyección de dióxido de carbono (CO₂), solventes, polímeros, la inyección de vapor (cíclica o continua) o la combustión in situ. En los yacimientos gasíferos los empujes naturales son la expansión del gas y el empuje hidráulico.

La recuperación asistida más común es el *cycling*, que consiste en inyectar gas seco para evitar la condensación de los hidrocarburos líquidos o de vaporizar los que ya hubieran condensado.

Inversiones en las etapas de la cadena de producción de hidrocarburos.

La etapa de *upstream* es la más costosa dentro de toda a la cadena de producción de petróleo y gas. Dentro de dicha etapa, el gasto más importante se debe a la perforación del pozo, que es común que pueda valer u\$s500.000 según las tareas que se realicen y la complejidad del mismo.

Por este motivo el *upstream* requiere especial atención dentro de todo el proceso productivo. Sus desvíos afectarán a la ganancia de las empresas inversoras.

8.2.2. Operatoria de la empresa tomada como referencia (información obtenida de entrevistas).

Para el presente trabajo se ha tomado una empresa como referencia en el desarrollo del sistema. Se debe destacar que dicha empresa participa de la explotación de más de 1000 pozos ubicados en 12 yacimientos.

Cuando se explota un yacimiento existe un riesgo importante de no conseguir extraer la cantidad necesaria de hidrocarburos para generar ganancias o bien para pagar los costos de perforación y explotación. La ocurrencia de tal situación tendría un enorme impacto ya que las inversiones sólo de perforación son millonarias.

Para mitigar el posible impacto, se realizan inversiones entre varias empresas que serán socias en la explotación de un determinado yacimiento. Además, se designa una empresa que será la que operará en el mismo.

Aún las empresas que normalmente operan yacimientos pueden participar de algún otro yacimiento como socia capitalista que no opera.

La empresa que se toma como referencia siempre actúa como socia capitalista sin operar los yacimientos.

Producción

En cuanto a la producción, como es operada por un tercero, será éste quien envíe diariamente partes (parte diario) indicando la producción de petróleo y gas. Los partes indican la cantidad de hidrocarburos producida, a saber: butano y propano, cuya mezcla es lo que se denomina Gas Licuado de Petróleo, etano, metano y por supuesto petróleo. El GLP es gas licuado para usar en garrafas.

La información que se puede obtener es por área, yacimiento o por pozo. Un área puede tener uno o más yacimientos, y a su vez un yacimiento puede tener tantos pozos como se desee: 1, 10, 15, 20 o 500 pozos, es una cantidad variable. En general los datos que se obtienen son de la producción global.

Luego de la producción que se obtuvo se derivan las ventas, porque lo que se produce y no se consume internamente se vende. En el país hay déficit de estos productos, y por tal motivo se vende absolutamente todo lo que se produce.

La información que se tiene, a base diaria, es la producción del yacimiento y actividad de los equipos de torre (equipos de perforación y de reparación). El personal de los yacimientos es quien elabora los partes diarios con los valores de producción anteriormente mencionados.

Un yacimiento no produce constantemente la misma cantidad de cada producto, sino que esta declina naturalmente a un ritmo exponencial con el tiempo. Por ejemplo, si se comenzara produciendo 100m³ de petróleo por día en un pozo, es probable que al año siguiente se produzcan 70m³ por día, y a los 2 años 60m³ por día, y seguiría ese declive normal del pozo. En el caso anterior si no se perforaran nuevos pozos dicha producción caería, entonces la perforación además de ser lo más caro, es el mejor método para mantener la producción: perforar pozos nuevos. **Para mantener la producción no hay más opciones que perforar nuevos pozos o reparar los existentes.**

En lo que atañe la producción de hidrocarburos se debe lidiar con mucha incertidumbre. Por ejemplo, el precio que tendrá el producto (petróleo o los distintos gases) que es el precio al que se venderá a las refinerías. Además, hay una gran incerteza cuando se perfora un pozo, y es si del pozo se extraerá petróleo suficiente como para justificar la

inversión. En estos casos se “riskean” las reservas, y se opera de la siguiente forma: cuando se perfora un pozo hay probabilidades de éxito y fracaso, puede producir mucho petróleo o no, entonces se tiene en cuenta esa incertidumbre en el *cash-flow* que se realiza. Tal como se dijo antes, esta incertidumbre acompañada de grandes inversiones es lo que obliga a las empresas explotadoras a realizar su actividad asociándose con otras empresas en cada yacimiento donde intervienen.

Volviendo a la evolución de la producción de un pozo, su vida media es muy variable, puede durar tanto 50 años como 2 o 3 años. De todas formas, tomar un promedio de 10 años está bien porque es lo que se acostumbra. Como excepción a la regla, hay pozos que en Comodoro Rivadavia producen desde 1935, pero son casos únicos. Hay que tener en cuenta que además de lo dicho anteriormente, las concesiones suelen ser por 25 años y proyectar a un futuro más lejano que ese tiempo es muy complicado y no tendría sentido.

En los últimos años de la concesión suele haber poca actividad como por ejemplo inversiones de todo tipo, mantenimientos especiales, etc., porque de dichos pozos no se verá la producción si la concesión no se renovara. A nivel yacimiento una medida de la actividad podría ser la perforación, por ejemplo, cuántos pozos se perforan por año en el yacimiento. Entonces si hay un área donde a lo largo de un año se perforaron muchos pozos y la producción no resulta ser tan buena como se esperaba, al año siguiente se replanteará si se seguirá invirtiendo en dicho yacimiento. Generalmente se va a empezar a invertir donde se obtenga la mayor ganancia. Si a lo largo del año se perforan una cantidad de pozos y la producción sube más de lo esperado seguro los recursos se destinarán a desarrollar más ese yacimiento. Entonces esas métricas son muy fuertes.

El impacto que dichas métricas tienen en las finanzas es que si a partir del plan estratégico se puede prever el flujo de caja que se tendrá a lo largo del año, llevará a tomar decisiones como colocar el dinero en plazo fijo, endeudarse, desendeudarse, etc. Entonces salir de ese plan estratégico significa que se va a tener que cambiar el plan financiero: si se tenía pensado endeudarse y no se puede porque la producción comienza a no ser tan buena como se esperaba, o se preveía un flujo de caja que permite colocar el dinero en un plazo fijo y después no cuenta con ese dinero.

Allí reside la principal herramienta de monitorear la producción diaria: el impacto que tiene en las finanzas. La operación es muy dinámica: en el transcurrir de los días puede

tener saltos, y son saltos muy grandes. Entonces es muy importante monitorear la producción y compararla con los planes. Primero asegurarse que se haya pronosticado bien y que el nivel de producción ocurre tal como se esperaba, y después ver si la producción es muy diferente, qué decisiones tomar -financieras- si quitarlo y colocar el dinero en un lado, endeudarse, etc., esos son los pasos que siguen los inversores.

Algunas variables que se tienen en cuenta para administrar un pozo de petróleo

Del plan estratégico se observan variables como el VAN (valor del flujo de caja a lo largo del tiempo con una tasa de descuento), Tasa Interna de Retorno, que sirve para descartar o aprobar proyectos, no es una comparación. Entonces otra medida que se puede tomar del plan estratégico es el *Return on Investment*: las ganancias respecto de lo que se invirtió, esta es una medida muy importante que muestra cuánto se ganará por cada peso invertido.

Además de las medidas que se nombraron hay muchas más, y que generalmente se miden por barril, a saber: regalías por barril, costo de extracción por barril (que puede llegar a u\$s 20 o u\$s 25) y muestra cuánto cuesta extraer el petróleo de un barril. Otra medida podría ser el costo de exploración por barril.

Los planes de producción se obtienen realizando un análisis de reservorio por área y por capa productiva donde se evalúan respecto a los pozos vecinos, se saca el promedio y se calcula el pozo tipo por yacimiento o por área. Se puede ser tan específico como se quiera. El pozo tipo es cómo se va a comportar de manera esperada la producción de un pozo, es lo que se espera que produzca a lo largo de su vida. Entonces ese pozo será un “pozo tipo”.

Entonces un pozo que está planeado perforar a futuro, hasta que no se perfora no se sabe cómo va a impactar su producción en el *cash-flow* de la empresa, pero ante la incertidumbre se puede calcular el pozo tipo y estimar cuánto y cómo va a producir y cómo va a declinar la misma. Luego dichos valores se traducen a unidades monetarias. Año a año los pozos tipo de un área cambian porque el yacimiento tendrá menos presión que favorezca la surgencia de sus hidrocarburos hacia la superficie, etc., pero dichas cuestiones técnicas están contempladas en el plan estratégico de los pozos que no están desarrollados. Los pozos que no están desarrollados se espera que se comporten de determinada manera dependiendo de su ubicación en el yacimiento.

Como puede haber diferencias entre la producción real con respecto al plan de producción y con respecto a los sucesivos *outlooks* (planes de producción posteriores), dichas

diferencias deben ser registradas. Como el tipo de empresa tomada como referencia no opera yacimientos -es socia inversora- no toma directamente las decisiones operativas, debe controlar los valores antes mencionados para alertar o para preguntar al área qué sucede en el yacimiento y pedir explicaciones por la baja en la producción. También es posible que se hubiera realizado mal el plan productivo.

Hay oleoductos enormes que reúnen la producción de varias áreas. Para inyectar lo producido a un oleoducto se solicita permiso al personal del oleoducto, no se inyecta continuamente, sino que, dicho personal abre determinadas válvulas para ingresar hidrocarburo al oleoducto, controla cuánto se inyecta y finalmente las cierra. Dichas válvulas y llaves están precintadas para que sólo el personal autorizado pueda abrirlas. Se puede realizar a diario, pero con un control estricto por parte del personal. Se debe saber exactamente cuánto se ingresa porque el volumen ingresado determina el dinero que ingresará por haber vendido la cantidad de hidrocarburos antes mencionada.

Una medida importante es el *lifting cost*, el costo de sacar hidrocarburos de la roca a la superficie y tratarlos, porque del yacimiento se extraen mezclados con agua y se deben tratar para separarlos. El sector administrativo de la empresa posee los valores con todos los gastos en los que se incurre. Obteniendo el OPEX y dividiéndolo por la cantidad de barriles que se produjeron se obtiene el *lifting cost*, que se suele medir en dólares por barril. Generalmente un *lifting cost* oscila entre 10u\$s y 14u\$s. El valor se lee como que producir cada barril de petróleo le cuesta a la sociedad de empresas entre 10 y 14 u\$s, por lo tanto, si el barril se vendiera a 100u\$s entonces quedaría un *net back* de 90u\$s. Dicha cuenta no incluye pozos nuevos ni reparaciones que impliquen abrir nuevas capas.

Cuando el valor anterior se calcula para pozos nuevos, dicho valor es más elevado, porque incluye el costo de la perforación, que es el más caro de todos. Luego mensualmente se pueden obtener todos los costos -mensuales- por barril (dividido por la cantidad mensual de barriles producidos).

Con respecto a los gastos totales, se dividen en gastos operativos (*operational expenditures* u OPEX) y gastos de inversión (*capital expenditures* o CAPEX). CAPEX es lo que se invierte, cuando se construye algo y queda realizada la inversión. En cambio, OPEX son los gastos de mantenimiento de un pozo o yacimiento. El *lifting cost* es el OPEX dividido por la cantidad de barriles de hidrocarburo obtenidos.

Dentro del OPEX están incluidos los siguientes gastos: electricidad, *pulling* (es sacar caños, son reparaciones menores donde lo más caro son los equipos), tratamiento de aguas, gastos generales, personal, tratamiento e inyección de agua, químicos (parafinas...), etc.

El CAPEX está compuesto por los siguientes gastos: inversiones, intervenciones de pozo, instalaciones en superficies nuevas (por ejemplo, tanques) y perforación.

Otra variable para tener en cuenta es la producción potencial, que tiene que ver con la cantidad de pozos parados. Siempre hay pozos cuya producción está detenida, o que si se les hiciese *workover* producirían mayores volúmenes. Por ejemplo, si de un pozo parado se podrían extraer 10m³, pero dicha operación vale más que el dinero que generaría el aumento en la producción entonces no sería conveniente extraer de ese pozo. En otras palabras, la diferencia entre la producción potencial y la real debe superar al costo de repararlo o intervenir. Puede ocurrir que reparar un pozo valga u\$s500.000 y a lo largo de un tiempo el pozo pueda generar u\$s100.000 en producción, y en ese caso el pozo no se repara, queda a la espera con otros pozos. Esas son decisiones que se deben tomar.

Como se dijo antes, cuando la operación de extracción no llega a cubrir los gastos de operación se evalúa, entre todas las empresas socias, intervenir el pozo. Dicha operación es sumamente cara, y se deben instalar equipos de torre. Esta operación pertenece a los gastos de CAPEX; la operación sería OPEX cuando por ejemplo habría que cambiar una bomba, que es una operación común, ya que las bombas se cambian una vez por año o cada dos años.

El costo de *pulling* puede preverse y generalmente está estimado para algunas zonas. O se puede estimar cuando se sabe qué tareas se realizarán, con qué personal y con qué máquinas.

Otra medida importante puede ser la variación del porcentaje de producción de cada pozo. El gráfico de esa variación puede mostrar cómo evolucionan algunos pozos y la importancia relativa de un yacimiento a la empresa.

Consumo interno (del yacimiento)

El consumo interno de hidrocarburos es la fracción de lo producido que se destina a la generación de energía para el yacimiento. Algunas veces gran parte del gas producido (en algunos casos ha llegado al 40%) se utiliza para consumo interno. Dicho consumo se destina entonces a la generación de electricidad, para uso en calderas, aparatos de bombeo, y toda la maquinaria necesaria en el funcionamiento del yacimiento. Se debe tener en cuenta el

impacto financiero que dicha situación tendrá en las ventas, por ejemplo, en el caso anterior un 60% de la producción de gas se vende.

Administración de la producción

Se ha mencionado antes que la empresa no toma directamente las acciones operativas en los yacimientos, sólo participa como empresa asociada. De todas formas, dicha empresa necesita conocer las mediciones que se realizan para controlar la producción y a la empresa operadora. Cada operación estará consensuada en el TCM (*Technical Committee Meeting*) y un *Operation Committee Meeting*. Al último asisten los country managers. De esta manera contando con la información necesaria la empresa tomada como referencia puede ejercer influencia en la toma de decisiones dentro de los comités anteriores.

Cuando los planes de producción no se cumplen a lo largo del año, se suelen realizar *outlooks*, que son correcciones al plan de producción en base a lo que realmente se produjo hasta la fecha. Los planes y *outlooks* se realizan para periodos largos de tiempo, y cuando se necesitan obtener valores diarios, se calcula el promedio diario de los valores mensuales. Las diferencias con respecto a la producción real varían, y si la producción se detiene por algún motivo esas comparaciones (desviaciones) podrían ser infinitas porque la producción contra la que se compara es igual a cero. Por ejemplo, un caso donde se detiene la producción es cuando haya algún paro de operarios petroleros. Además de estos valores se suelen ver las producciones acumuladas.

Comercialización

Ventas (consumo externo al yacimiento)

En cuanto a la comercialización, se hacen contratos y se compromete a vender una determinada cantidad de petróleo a la refinería. En el país hay 5 refinerías. No son muchos los mercados donde uno puede vender el petróleo. También hay refipymes, que son pequeñas refinerías, pero se pueden obviar, son para las empresas muy chicas. En cuanto al gas, es como con el petróleo, la empresa se compromete a vender cierta cantidad a un determinado precio, que se pacta por contrato.

Por ejemplo, un pozo puede costar u\$s 3.000.000, como promedio, a 30.000m³ de petróleo acumulado en su vida de producción. Dichos valores constituyen parte del flujo de dinero, que siempre va de acuerdo a lo que se produce. Una vez que se genera dinero de las ventas, el gobierno obtiene el 12% de la producción, y el 15% si es exploración. Además de

las regalías luego se pagan los impuestos como en cualquier negocio: Impuesto a las ganancias, Ingresos Brutos, IVA, etc.

Para el análisis del plan estratégico se toma un precio fijo, el del último mes del año promediado en el mes. El precio promedio de diciembre se toma para los meses siguientes. Se toma fijo porque al ser *commodities* (los hidrocarburos) su precio fluctúa. De todas formas, en Argentina el precio está regulado entonces la variación es poca. Además, el precio siempre aumenta porque en Argentina está debajo del internacional. El precio internacional puede valer un día u\$s140 como sucedió antes y al día siguiente u\$s40 el barril. Esos casos son extremos, pero u\$s5 o u\$s10, o el 10% podría variar también. Pero como se dijo antes, el precio de Argentina no sufre las variaciones tan pronunciadas que se mencionaron antes.

En el caso del petróleo, su precio se compara contra algunas referencias a nivel mundial, una de ellas es el West Texas Intermediate (WTI), que se comercializa en la ciudad de Cushing, Oklahoma, EEUU. Partiendo de ese marcador y según la calidad y localización, se forma el precio del crudo. En Argentina está regulado y posee un “*cap*”, que es un tope.

En los yacimientos hay muchos pozos, los hidrocarburos producidos se reúnen mediante el flujo a través de varios ductos (caños), se tratan en un tanque para quitar el agua que luego se va a inyectar nuevamente al pozo. Finalmente, lo que se obtiene se vende o se utiliza para consumo interno del yacimiento. Para el petróleo y el gas se hace de la misma forma. Generalmente para consumo interno se utiliza el gas porque de dicho producto se obtiene la menor ganancia.

Para realizar la venta se inyecta el hidrocarburo en el oleoducto o gasoducto (según corresponda). Tanto el gasoducto como el oleoducto corresponden a otra empresa, que se considera perteneciente al *midstream*, y por lo tanto la empresa que lo opera se encarga de llevarlo desde el yacimiento al lugar de consumo o al lugar de procesamiento.

El yacimiento produce una cantidad, consume una parte y vende gas y petróleo. Comúnmente al propano y butano mezclados se los conoce como GLP, que es el Gas Licuado de Petróleo. La producción de gas que se inyecta en la red de gasoducto para la venta puede ser para consumo doméstico, para la industria, y es casi exclusivamente metano (uso doméstico) y etano (petroquímica). En lo que respecta a la empresa se produce lo máximo que se pueda y se vende todo.

Una variable que se debe tener en cuenta es el precio del dólar por barril, y si fuera gas entonces se utiliza la medida del BTU (*British Thermal Unit*).

El precio del dólar por barril en la Argentina varía por yacimiento y contrato, que especifican un volumen en un determinado tiempo.

Exportaciones

Las restricciones y la regulación del gobierno (los permisos que se tengan) hacen que exportar no sea económico. Entonces todo lo que se produce en la Argentina se consume aquí. De hecho, el gas hay que importarlo porque se está produciendo menos de lo que se consume. Eso sucede en todo el país (Argentina).

Por la tendencia que viene siguiendo el consumo en los últimos años no tendría que haber exportaciones, en Argentina se está necesitando petróleo.

Regalías

Un valor interesante a medir y que se suele calcular son las regalías por barril, que es el porcentaje que se paga al estado por lo que se extrae. Si el pozo es exploratorio se suele pagar un 15% y si es de producción un 12%.

9. Problemas de negocio

9.1. Problemática actual de la empresa, decisiones debe tomar la gerencia operativa y necesidades.

Problemática actual de la empresa y necesidades.

En el sector de *upstream* la producción de petróleo es el proceso más importante que se realiza y el que mayor impacto tiene. En dicho proceso se genera el producto que posteriormente se venderá y proveerá recursos monetarios. Cualquier cambio en la producción tendrá a su vez una consecuencia directa en la generación de recursos económicos.

La principal necesidad de la gerencia de las operaciones es contar con la información más importante y que aporta valor a la gestión, en un solo lugar. Dicha información deberá permitir tener un panorama claro de las áreas donde son inversores (alrededor de 1500 pozos), y que ayude a participar de otra forma en las reuniones donde se toman decisiones (comités de operaciones entre las partes interesadas), para poder influenciar en la toma de decisiones de la forma que mejor le convenga a la empresa.

Teniendo en cuenta que la empresa es socia inversora en alrededor de 1500 pozos, con muchos pozos en cada área, será muy importante que la información permita comparar entre las áreas distintos factores relacionados a la producción y otros muy importantes.

La mayor rentabilidad de la empresa pasa por producir más gastando menos, y por tal motivo se busca tener un mayor control sobre la producción y los gastos necesarios para operar.

Las características de la operatoria y las distintas necesidades que tiene la empresa son:

- **Que la información se encuentre en un sólo lugar y accesible desde distintos sectores.**

Actualmente la información sobre la producción de hidrocarburos se encuentra dispersa en varios archivos e impacta en que es más difícil generar reportes relacionando dicha información. Además, esto hace que quienes toman decisiones operativas no cuenten con toda la información con la que realmente podrían.

- **Necesidad de disponer más rápido de la información operativa.**

Hoy en día la empresa obtiene partes diarios y resúmenes mensuales con información resumida de cada área. Dicha información es procesada en múltiples archivos Excel que están distribuidos en múltiples locaciones. El procesamiento es realizado manualmente una vez al mes. Por lo tanto, la información operativa completa se informa a los niveles gerenciales una vez por mes.

Por lo dicho anteriormente esta información podría estar disponible y procesada en tiempos menores a los que maneja la empresa.

- **Necesidad de compartir información entre personal operativo y personal gerencial.**

La información de producción deberá estar disponible tanto para los ingenieros de producción como para el gerente de operaciones, quien deberá participar de las reuniones donde se tomen decisiones operativas en los pozos. Estas decisiones pueden ser la reparación de un pozo, instalación de superficies nuevas, mantenimiento normal de un pozo, etc.

Los distintos niveles jerárquicos tomarán diferentes acciones con la información, por ejemplo, un ingeniero en producción deberá calcular dónde y cómo convendrá realizar mantenimiento y tareas a los pozos. Por otro lado, el gerente de producción será quien participe de las reuniones entre socios donde realmente se toma la decisión y quien explique a sus superiores de la conveniencia de realizar inversiones en las áreas en las que operan.

Como se mencionó antes, el presente trabajo está enfocado en la información de producción que debe visualizar el nivel gerencial de operación (gerente de operación).

- **Controlar la producción de hidrocarburos, que es el proceso más importante que realiza la empresa.**

Como se mencionó antes, el proceso de producción de petróleo es el más importante dentro de una empresa que se ubique en el Upstream de la cadena de producción de hidrocarburos. Es el más importante porque las decisiones que se toman impactan en el cash-flow de la empresa, y más aún cuando la perforación y producción (en el Upstream) es el gasto más grande que se realiza en toda la cadena de producción contando el transporte, el refinamiento y la comercialización.

- **El proceso operativo más importante lo realiza un tercero.**

La mayoría de los pozos no son explotados por una única empresa, sino que son explotados por varias empresas socias y operadas por otra que puede ser alguna de las socias. Se suele invertir entre varias empresas porque las inversiones son muy grandes y los riesgos muy altos (riesgo de no encontrar petróleo, o que sea poco rentable extraerlo).

La empresa necesita medir y controlar la gestión que realiza la empresa operadora (que opera en el pozo). El hecho de que el *core* del negocio sea realizado por un tercero es un riesgo muy importante, y por lo tanto debe ser medible de manera tal que se puedan detectar desvíos e implementar acciones correctivas cuando sea necesario. De todas formas, se debe tener en cuenta que el operador es el principal socio.

- **Consensuar las decisiones con las empresas inversoras.**

Además de no operar directamente en los pozos, la empresa no puede tomar decisiones por sí sola, sino que debe consensuar sus decisiones con sus socias. Por lo tanto, resulta aún más importante contar con información pertinente que permita argumentar ante sus socios cualquier decisión que mejorará la producción y en consecuencia la generación de recursos económicos.

- **Para la producción las decisiones estratégicas ya fueron tomadas, y la incertidumbre se sitúa en lo operativo.**

Cuando se produce en un pozo o región es porque se han realizado muchas acciones antes. Es luego de haber pasado la etapa de exploración, perforación y terminado del mismo. En la exploración se han estimado previamente las reservas de un pozo, y en la perforación se ha construido el pozo donde se operará. De todas formas, aunque se realizan estudios de suelos y geológicos, en la etapa de perforación hay una gran incertidumbre geológica, porque lo que nunca se llega a prever con total certeza es si se encontrará petróleo económicamente extraíble.

Como la exploración y perforación implican enormes inversiones de dinero, se realizan contratos de explotación de dichos recursos a varios años. Por lo tanto, las grandes decisiones estratégicas ya se han realizado, cada pozo es una apuesta a por lo menos 10 años de contrato.

Se puede decir entonces que hay certidumbre en cuanto a lo estratégico, y que la incertidumbre se encuentra en las tareas operativas.

Decisiones que se toman a nivel gerencial.

Como se ha explicado antes, tanto la empresa relevada como muchas otras, es inversionista y se asocia con otras con quienes realizan inversiones de construir pozos en un área y explotarlos. Dichas inversiones conjuntas permiten disminuir el impacto que tendría una inversión incorrecta en un pozo. Se debe recordar que las inversiones en exploración y perforación son enormes y que existe el riesgo de que el pozo no sea rentable.

Dentro de la operatoria normal, se designa una empresa operadora del pozo que sea quien explotará directamente el pozo, y luego las decisiones que se tomen durante la producción se consensuan entre las empresas inversoras. Dicho consenso ocurre en las *Committee Meetings*.

Las decisiones no se tomarán solamente a partir de la observación del presente tablero de control (TCO) sino que servirá de apoyo para brindar mayor información a la hora de evaluar dichos aspectos. Alguna de las decisiones que se pueden enumerar son:

- **Realizar intervenciones de pozo (workover).**

Los pozos tienen una vida útil y a lo largo de ella pueden presentar inconvenientes que deben ser reparados para poder aumentar o restablecer el nivel de producción. Dichas intervenciones son más complejas que el *pulling*, se pueden realizar cada mayor cantidad de tiempo. Las mismas aumentan las reservas, pueden abrir capas nuevas, o estimular el reservorio. Un ejemplo de intervención de pozo puede ser: introducir los equipos de torre para cambiar una bomba en el interior de un pozo.

Dichas intervenciones se tratan como una inversión, y por eso están dentro de lo que es el *Capital Expenditure (CAPEX)*.

Para realizar una intervención -como abrir capas nuevas- se realizan estudios técnicos para ver la viabilidad, se calculan y proyectan las reservas luego de la operación, y se planea la nueva producción estimada. Para tomar tal decisión es conveniente -y necesario- contar con información de producción de dicho pozo,

producción comparativa con otros pozos del mismo yacimiento o área, observar cuántos *pullings* se le han realizado al pozo, y ver qué actividad se hubiera realizado en el mismo.

- **Realizar una nueva planificación de producción**

Cuando la producción se aleja del planeamiento por encima de los valores considerados normales, se debe realizar una observación en detalle del pozo y se puede realizar un plan nuevo para determinar la producción esperada de los meses siguientes.

Cualquier valor por encima de los límites prefijados puede hacer que se realicen nuevos planes. La información que normalmente se observa es toda la que está relacionada a la producción, a las reparaciones de pozo, *pullings*, frecuencia de *pullings*, planes y *outlooks*, desviaciones con respecto a planes.

- **Invertir en proyectos de recuperación secundaria**

Cuando un pozo deja de producir los valores esperados de fluidos y no se puede realizar -o no conviene- recuperación secundaria, se puede utilizar el mismo como pozo inyector para aumentar la producción en los pozos adyacentes.

Implica convertir varios pozos a inyectores. También implica gastos en instalaciones de superficie para tratar al agua, bombas para inyectar. Mediante este proceso se busca extender la vida productiva del yacimiento o zona o reservorio donde va a estar realizando la recuperación secundaria.

Para tomar dicha decisión se debe tomar en cuenta: la extensión de la concesión, la producción y la planificación (pronósticos de producción).

- **Invertir en pozos nuevos (Perforación).**

Cada perforación en sí misma es una inversión. Se debe proyectar la producción esperada para suponer un ingreso a futuro de dinero. También se proyectan los gastos que tendrá ese nuevo pozo. Esa información en conjunto con datos de las reservas estimadas, el precio estimado del petróleo permite estimar un flujo de fondos a futuro.

Además de estos cálculos, primero se realizan los estudios de viabilidad, estudios de suelos, etc.

- **Decidir en invertir más en algún yacimiento o área que en otro.**

Algunas áreas y yacimientos son más productivos que otros. Además de la producción se encuentran los gastos asociados al mantenimiento y los gastos de inversiones.

Además de esta información puede haber información técnica que impacte en el gasto que tenga algún yacimiento inherente al tipo de suelo. Por ejemplo por el tipo de formación que hubiera en algún área puede suceder que requiera algún método de recuperación secundario (artificial) que implique un alto costo para la extracción en dicho yacimiento.

Los valores de producción que se conozcan de la zona y las planificaciones de producción pueden ser muy importantes y necesarios para tomar una decisión como la descrita en este punto.

- **Endeudarse o adquirir liquidez**

(Depende del *cash-flow*. El TCO puede sólo ayudar a tomar la decisión)

La empresa normalmente se endeuda para realizar parte de las inversiones que debe realizar cuando invierte en el desarrollo de un yacimiento. A veces se busca desendeudarse o endeudarse aún más dependiendo de diversos factores.

Algunos de los factores que se observan para tomar dichas decisiones son la cantidad de deuda que posee la empresa, plan de producción de petróleo para los meses futuros, precio del barril y precio estimado del barril a futuro.

9.2. Información necesaria para la toma de decisiones.

La información que se necesita es:

- **Gastos (gastos de explotación)**

Son los recursos monetarios que se deben desembolsar para operar en un pozo. Los mismos incluyen gastos relacionados a tareas de mantenimiento y también gastos relacionados a inversiones en infraestructura.

Debido a que los gastos suelen ser tan grandes que tienen peso propio y deben controlarse para que no haya desvíos importantes.

Se deberían desglosar los distintos tipos de gastos porque algunos son lo suficientemente grandes como para tener peso propio. Por ejemplo, el gasto en perforación es uno de los mayores gastos en toda la cadena de producción de hidrocarburos.

Se pueden clasificar en gastos de *pulling*, personal, gastos generales, tratamiento e inyección de agua, gastos en los productos químicos que se utilizan, inversiones realizadas, intervenciones de pozo, instalaciones en superficies nuevas, perforación.

- **Regalías**

Es la cantidad de dinero que la empresa paga al estado provincial cada vez que realiza ventas sobre los hidrocarburos extraídos. Se suele comparar el valor dividiendo los montos por la cantidad de barriles producidos. De esta forma se compara mejor contra los gastos y otros valores que también se midan por la cantidad de barriles producidos.

- **Producción de petróleo**

Es el dato más concreto que mide la actividad que hay en los pozos en términos de producción de petróleo. Es la información más importante que se mide, en conjunto con la producción de gas. Se mide en metros cúbicos o en cantidad de barriles producidos.

- **Producción planeada de petróleo**

Mide la cantidad de petróleo que se espera extraer en una cierta cantidad de tiempo. En base a dicha expectativa se pueden realizar inversiones e incurrir en gastos adicionales. Además, la expectativa de producción está directamente relacionada con la expectativa de ingresos de dinero en la empresa.

Se mide en metros cúbicos o en cantidad de barriles producidos.

- **Desviación de la producción de petróleo**

Muestra la desviación entre los valores reales de producción y los valores que se esperaban obtener. Los desvíos importantes pueden indicar situaciones que merezcan ser observadas en detalle. Un gran desvío podría por ejemplo anticiparse a la pérdida de ganancia por falta de producción, y si el pozo requiriera reparaciones adicionales entonces podría anticiparse a una pérdida aún mayor debido a los altos costos de dichas reparaciones.

- **Variación del porcentaje de producción de petróleo**

El porcentaje de producción de petróleo permite comparar -en porcentaje- la producción de cada área sobre el total de producción de petróleo. Entonces el porcentaje de producción de petróleo muestra cuánto participa cada área en la suma de la producción de todas las áreas.

Es importante controlar en qué cantidades cambian esos porcentajes porque pueden indicar una tendencia de crecimiento de producción de petróleo de algunas áreas y detrimento

de otras. Estos resultados podrían llamar la atención sobre áreas a las que hubiere que realizarles mantenimiento especial o tareas especiales.

- **Producción de gas**

Es el dato más concreto que mide la actividad que hay en los pozos en términos de producción de gas.

De todos los valores, en conjunto con la producción de petróleo, es lo más importante que se mide y se suele hacer en metros cúbicos o en cantidad de barriles producidos estándares a 9300 calorías.

- **Producción planeada de gas**

Mide la cantidad de gas que se espera extraer en una cierta cantidad de tiempo. En base a dicha expectativa se pueden realizar inversiones e incurrir en gastos adicionales. Además, la expectativa de producción está directamente relacionada con la expectativa de ingresos de dinero en la empresa.

Se mide en metros cúbicos o en cantidad de barriles producidos.

- **Variación del porcentaje de producción de gas**

Como en la producción de petróleo, el porcentaje de producción de gas muestra cuánto participa cada área en la suma de la producción de todas las áreas.

Por las mismas razones que la producción de petróleo, es importante controlar en qué cantidades cambian los porcentajes de producción de gas porque pueden indicar una tendencia de crecimiento o detrimento de producción.

Estos resultados podrían llamar la atención sobre áreas a las que hubiere que realizarles mantenimiento especial o tareas especiales.

- **Desviación de la producción de gas**

Como en el caso del petróleo, el presente valor muestra la desviación entre los valores reales de producción y los valores que se esperaban obtener.

Los desvíos importantes pueden indicar situaciones que merezcan ser observadas en detalle. Un gran desvío podría por ejemplo anticiparse a la pérdida de ganancia por falta de producción, y si el pozo requiriera reparaciones adicionales entonces podría anticiparse a una pérdida aún mayor debido a los altos costos de dichas reparaciones.

- **Pozos perforados**

Es la cantidad de pozos nuevos que se han perforado para un intervalo de tiempo.

Podría también dar una idea de cuánta producción adicional se esperaría obtener en un futuro.

También puede esperarse que una mayor cantidad de pozos perforados puede hacer que cambie el valor de la “variación del porcentaje de producción de petróleo o gas”.

- **Cantidad de pozos**

Da una idea de las áreas que tengan mayor actividad, además debería estar correlacionada la variable que mide el volumen de producción de cada área.

- **Precio del barril**

En Argentina el precio del barril varía por área y por el contrato que se firma. Además, por las regulaciones que existen, el precio del mismo posee un CAP, que es un límite superior.

- **Participación de la empresa**

Es el porcentaje en la que participa la empresa para una determinada área. Este porcentaje se aplica a las producciones, a los gastos, etc.

El mismo no debería variar por zona, pero podría si se incorporaran pozos nuevos donde la empresa no participe o participe en mayor proporción.

10. El Tablero de Control

10.1. Modelos teóricos.

10.1.1. Definición.

El tablero de control tiene una función principal que es permitirle al usuario diagnosticar la situación de una empresa -o un área de la misma- a través de la observación de algunos indicadores que se hayan seleccionado para tal fin. Los indicadores deberán proporcionar la información necesaria para tomar decisiones sobre la empresa o el área que se observa.

Como se mencionó antes, para el presente trabajo se tomó como principal referencia el libro “Tablero de control” de Alberto M. Ballvé. En el mismo se define al tablero de control como *“conjunto de indicadores cuyo seguimiento periódico permitirá contar con un mayor conocimiento de la situación de su empresa o sector”* (Ballvé, 2000, p47).

Un indicador puede ser el resultado de un cálculo que se realiza sobre algunas variables de entrada. Dicho indicador mide algún factor que es relevante para la empresa. Cuando se eligen los indicadores, se realiza de tal manera para que observándolos se pueda obtener un panorama de una determinada área. Por este motivo es importante el proceso que se sigue para la elección y confección de los indicadores.

Luego la definición de tablero de control operativo es enunciada describiendo su funcionalidad de seguimiento diario:

“El Tablero Operativo es aquel que permite hacer un seguimiento diario del estado de situación de las finanzas, compras, comercial, producción, logística, etc., de una empresa, para poder tomar a tiempo las medidas correctivas necesarias. Debe proveer la información que se precisa para entrar en acción”(Ballvé, 2000, p87).

Además de la definición anterior se desprende que la información que muestra debe ser la indicada para que permita tomar acciones a partir de la misma.

Luego sobre el destinatario del tablero de control se describe de la siguiente forma:

“Cada proceso operativo podría tener un Tablero que permitiera dirigir a partir del mismo, cuyo usuario principal sería, normalmente, el gerente funcional del área que corresponda dentro de la empresa. Si el tema a monitorear es la clave del negocio, es lógico

y deseable que sea utilizado también por el gerente general o dueño, en la medida en que le dé un uso adecuado”(Ballvé, 2000, p88).

10.1.2. Tipos de tableros de control.

Existen cuatro tipos de tableros de control y se pueden clasificar de la siguiente forma:

- **Tablero de Control Operativo**

“es aquel que permite hacer un seguimiento al menos diario del estado de situación de un sector o proceso de la empresa, para poder tomar a tiempo las medidas correctivas necesarias. El Tablero debe proveer información que se necesita para entrar en acción y tomar decisiones operativas en áreas como las finanzas, compras, ventas, precios, producción, logística, etcétera”(Ballvé, 2000, p48).

Permite mostrar el estado de un área seleccionada en la empresa.

El tablero de control operativo (TCO) se selecciona un área que es aquella que se quiere controlar. Luego se seleccionan los indicadores correspondientes al área elegida, mediante su observación deberán mostrar un claro panorama del área elegida.

Se debe tener en cuenta que tanto el TCO como TCD ambos poseen indicadores que tienen datos de la empresa, no dan un panorama del contexto del negocio, político, o exterior en el que se encuentre la empresa.

La diferencia entre el TCO con el TCD es que este último permite mostrar mediante unos pocos indicadores de cada área el estado de la empresa a nivel general.

- **Tablero de Control Directivo**

“...posibilita monitorear los resultados de la empresa en su conjunto y de las diferentes áreas clave en que se puede segmentarla. Está más orientado al seguimiento de indicadores de los resultados internos de la empresa en su conjunto y en el corto plazo.” (Ballvé, 2000, p48).

Permite dar una idea global de las áreas clave de la empresa. Posee alrededor de 25 áreas clave con 5 indicadores por área aproximadamente.

Las áreas clave no se corresponden necesariamente con las áreas funcionales de una empresa, son procesos que tienen una importancia vital para el desarrollo de la empresa.

- **Tablero de Control Estratégico**

“...brinda información interna y externa necesaria para conocer la situación y evitar llevarnos sorpresas desagradables importantes con respecto al posicionamiento estratégico y a largo plazo de la empresa” (Ballvé, 2000, p48).

Permite dar una idea de la empresa y de su entorno.

Sus indicadores pueden medir valores que correspondan a la empresa y otros que le sean externos a la misma. Los indicadores internos se pueden tomar de un TCD.

- **Tablero de Control Integral**

“...nuclea la información más relevante de las tres perspectivas anteriores para que el equipo directivo de la alta dirección de una empresa pueda acceder a aquella que sea necesaria para conocer la situación integral de su empresa” (Ballvé, 2000, p48).

Integra los tres tableros anteriores, por lo que permite ver una idea global de la empresa, sus áreas y su entorno, todos en forma detallada.

Los cuatro tipos de tableros que se enumeraron permiten las tareas básicas del *management*.

10.1.3. Indicadores.

Los indicadores poseen las siguientes características que es importante considerar al momento de analizarlo para incorporar a un tablero de control:

- **Alcance:**

“Define el período incluido en la información. (día, mes acumulado a la fecha, proyectado a la fecha en que quiera posicionarme). Normalmente este dato es un acumulado es un acumulado histórico” “...pero puede ser también un acumulado a futuro como por ejemplo las empresas que hacen una preventa importante.” (Ballvé, 2000, p99).

Por lo tanto, el rango de temporalidad de la medición del indicador es el Alcance. Un indicador puede ser la suma total de la producción de petróleo, y en este caso es un acumulado histórico porque el indicador mide valores del pasado. También la temporalidad puede ser a futuro, por ejemplo, donde haya preventas se podría hacer un acumulado de esas preventas.

- **Apertura:**

“Es la forma en la cual se puede clasificar la información.” “...es posible llegar a matrices multidimensionales que permitan abrir la información en varias dimensiones de

aperturas: por concepto,..por producto, sector geográfico, unidad de negocio, cliente, etc. a veces es más importante la apertura del dato que el indicador promedio.”(Ballvé, 2000, p99).

En el caso del presente trabajo la apertura más común es: día, mes, año, acumulado, petróleo, gas. Donde por ejemplo para un indicador como la producción se puede ver la producción acumulada, la de algún determinado día, de un determinado mes, la producción de petróleo (petróleo por día, petróleo por mes, etc.) y finalmente la producción de gas.

Se puede observar que en el ejemplo citado un indicador puede poseer múltiples valores según su apertura, porque no será el mismo valor de la producción de gas diaria que de la producción de petróleo diario.

Entonces las distintas aperturas (por región, por producto) son las dimensiones que tiene el indicador. Esto quiere decir que se debe seleccionar todas las aperturas que tenga un indicador para poder visualizar el valor correspondiente del indicador.

- **Frecuencia de actualización:**

“Cada cuánto se va a actualizar el dato: si va a ser en forma on-line, diaria, semanal o mensual.”(Ballvé, 2000, p100)

Menciona simplemente cada cuánto tiempo se cargarán los datos que estarán vinculados al indicador seleccionado.

- **Referencia:**

“Es muy útil definir para cada indicador una base de referencia sobre la cual calcular los desvíos en una primera instancia. Se pueden definir 4 posibles bases: presupuesto inicial y/o revisado, objetivo, historia.”(Ballvé, 2000, p100).

Permite elegir un parámetro sobre el cual se pueden comparar los valores que arroje el indicador elegido. Por ejemplo no será lo mismo comparar la producción diaria de petróleo de una región con la producción máxima de esa región que contra la producción diaria en promedio de todas las regiones.

- **Parámetros de alarma:**

“Alarmas en colores (rojo, amarillo, verde) se encienden según los parámetros que se fijen en cada caso.”(Ballvé, 2000, p101).

Deben ser valores que toma el indicador y que impliquen que se deba tomar alguna acción para corregir posibles problemas. Deberían alertar a la persona responsable de

monitorear los valores del indicador de observar con mayor detenimiento porque se podría estar en una situación no deseada.

- **Gráfico más representativo:**

“...convendrá definirlo a priori en cada caso. Hay usuarios que prefieren tener abierta la posibilidad de seleccionar el gráfico para definirlo cada vez que van a usar el Tablero.”(Ballvé, 2000, p102).

Será el gráfico que mejor visualice el valor que quiera mostrar el tablero. Por ejemplo, para comparar las producciones planeadas contra la producción real de petróleo y de gas se usarán gráficos de Producción vs Tiempo, y donde se superpongan las curvas correspondientes a lo planeado y lo real.

En el presente trabajo no se limitará a mostrar un solo gráfico, sino que en los casos que se crea necesario se mostrarán más de uno.

- **Responsable de monitoreo:**

Permite identificar a una persona responsable de realizar el seguimiento de los valores de los indicadores y de comunicar a las respectivas personas sobre alarmas que se hayan accionado para tomar medidas.

“... la función del responsable del monitoreo no es la misma que la del responsable del resultado” “... una de las características de los tableros de control es, precisamente que evalúa a la empresa o el sector, pero no al responsable.” (Ballvé, 2000, p102).

10.2. Aplicación del modelo teórico.

10.2.1. Problemas que resuelve el tablero de control operativo.

Tomando como referencia el libro del Sr. Alberto Ballvé, se pueden enumerar las siguientes ventajas de utilizar un TCO que aplican a la empresa tomada como referencia:

- *“... necesidad de compartir información entre diferentes niveles y áreas organizacionales.”*(Ballvé, 2000, p88).

El TCO es una herramienta creada para compartir información previamente seleccionada (indicadores clave) que permiten obtener un panorama de la operación de un área o proceso. Esta información es navegable y permite “abrirla” en distintos factores.

Por ejemplo, así se puede ver la producción de una región geográfica por área, por yacimiento, o por producto que se obtiene: petróleo o gas.

- **Realización de un operativo que es clave del negocio.**

“... fue considerado muy útil por algunas empresas donde los procesos operativos resultan la clave del negocio, fácilmente medibles y controlables en forma razonable. Por clave del negocio entendemos aquellas actividades que tienen un importante impacto sobre la generación de rentabilidad.” (Ballvé, 2000, p88).

La producción de petróleo es el proceso operativo clave del negocio dentro del upstream de la cadena productiva de petróleo y gas.

Monitorear mejor este proceso permitirá tomar decisiones rápidamente teniendo toda la información relevante a disposición. Cualquier impacto positivo en este proceso, por ejemplo, mayor producción, redundará principalmente en mayores ingresos para la empresa.

- **Controlar a un tercero que realiza operaciones en el negocio.**

“Cuando hay una fuerte relación con terceros y la clave del negocio pasa por tener información que permita evaluar diariamente cómo gestiona ese tercero nuestro negocio.”(Ballvé, 2000, p95).

Debido a que las inversiones son grandes y los riesgos muy altos, las inversiones en producción de petróleo (perforar pozos, extraer petróleo) se suelen hacer compartiendo el riesgo entre varias empresas inversoras.

Luego se contrata a una empresa operadora que realizará las tareas operativas en el pozo (perforación y producción). Las acciones de dicha empresa deberán ser controladas para tener la certeza de que el pozo esté administrado correctamente.

Este es el caso de la empresa relevada para el presente trabajo, donde la empresa es socia inversionista y como tal controla las operaciones en los pozos y decide en las reuniones realizadas entre los socios.

- **La empresa posee certidumbre en cuanto a lo estratégico.**

“Debido a que las decisiones importantes ya han sido tomadas y están condicionando gran parte del futuro. En estas situaciones las decisiones operativas pasan a ser clave, pues la certidumbre en cuanto a las estratégicas es total.”“...en casos como éste, en que uno queda atado a un contrato, la mayor rentabilidad de la propia empresa

productora pasa por lograr índices operativos cada vez mejores.” (el texto citado se refiere al caso de tableros de control aplicados a la explotación minera).

“Los Tableros de Control Operativos son más necesarios cuando las decisiones estratégicas son restringidas y en general ya están tomadas o son poco flexibles.”(Ballvé, 2000, p96).

Cuando se comienza en la etapa de perforación y luego todas las tareas de producción la decisión de construir un pozo ya ha sido tomada por las empresas socias. Dicha elección es estratégica y, como los contratos de explotación suelen ser de no menos de 10 años, se puede afirmar que las importantes decisiones estratégicas ya han sido tomadas por los directivos de las empresas involucradas.

Esta situación lleva a tener un marco estratégico claro y definido. En este caso la rentabilidad se aumentará vendiendo mayor cantidad de hidrocarburos, y esto sólo se logra aumentando la producción.

Por último, para aumentar la producción se deberán tener mediciones de los factores clave que puedan llevar a tomar decisiones que permitan que la misma aumente. Por ejemplo, si se detecta a tiempo una desviación en la producción se pueden realizar tareas de mantenimiento de pozo, o estimulación del mismo, que a pesar de ser operaciones costosas pueden lograr que la producción aumente.

Otros aspectos que mejora el tablero de control son los siguientes:

- **centralización de la información.**

Como se mencionó en un párrafo anterior, la información de producción en la empresa se encuentra dispersa en varios archivos. Al cargar los datos en el tablero de control operativo, la misma estará disponible en una única aplicación web que se podrá acceder tanto desde cualquier navegador como de dispositivos móviles.

- **mejora en los tiempos de procesamiento de la información operativa.**

Mediante un tablero de control los tiempos de procesamiento están dados por cuánto demore procesarlos en el servidor del mismo. Todo el procesamiento se realiza en la aplicación del tablero y no se requieren pasos manuales de procesamiento.

De esta forma los tiempos de procesamiento son casi inmediatos y sólo dependen de que se les ingresen los datos -variables mencionadas en el punto 2.b.iv- en las distintas interfaces gráficas. Hay que destacar que los datos de entrada pueden ser ingresados por

distintas personas y en distintas locaciones. Por ejemplo: un dato de producción puede ser ingresado desde el yacimiento y otros datos como el precio de barril WTI en capital federal.

10.2.2. Indicadores propuestos para el tablero de control operativo.

Se propone el siguiente cuadro para clasificar los distintos indicadores seleccionados:

Indicador XX					<i>Cod</i>
DESCRIPCION	<i>Aquí se escribe una breve explicación del indicador, comentarios y notas al respecto.</i>				
ALCANCE	Acumulado	Año	Mes	Día	Otro (explicar)
APERTURA <i>(Cuenca, Yacimiento, Pozo, Otro)</i>		FREC. de ACTUALIZACIÓN <i>(Año, Mes, Día, Otro(explicar))</i>		REFERENCIA <i>(Presup., Hist., Objetiv., P.Anual)</i>	
ALARMAS		GRÁFICOS		RESPONSABLE (Monitoreo)	

Figura 10: Formulario propuesto para el ingreso de indicadores durante el diseño del tablero de control operativo.

Los vamos a clasificar de la siguiente forma:

Indicador:

Código (número en el listado):

Descripción:

Alcance: (Acumulado/Año/Mes/Día/Otro)

Apertura del indicador(Todo/Área/Yacimiento/Pozo/ Otro/No Disp.):

Frecuencia de actualización:

Referencia:

Alarmas:

Gráficos:

Nota: para la prueba de datos no se ingresará el nombre de la persona responsable de cada indicador porque los datos son ficticios y no tendrá sentido introducir nombres ficticios de personas.

Índice de indicadores

1 GASTOS (gastos de explotación)

1.1 OPEX (*Lifting Cost*)

1.1.1 PULLING

1.1.1.1 Frecuencia de pozo (cantidad de *pulling*)

1.1.2 PERSONAL

1.1.3 GASTOS GENERALES

1.1.4 TRATAMIENTO E INYECCIÓN DE AGUA

1.1.5 QUIMICOS

1.2 CAPEX

1.2.1 INVERSIONES

1.2.2 INTERVENCIONES DE POZOS (WORKOVER)

1.2.3 INSTALACIONES EN SUPERFICIES NUEVAS

1.2.4 PERFORACIÓN

2 REGALÍAS POR BARRIL

3 PRODUCCION

3.1 PRODUCCIÓN PLANEADA POR LA EMPRESA

3.2 PRODUCCIÓN PLANEADA POR EL OPERADOR

3.3 PRODUCCION REAL

3.4 CORRECCIÓN POR OUTLOOK N

3.5 PRODUCCIÓN POTENCIAL

3.6 VARIACIÓN DEL PORCENTAJE DE PRODUCCION

4 DESVIACIONES

4.1 REAL vs. PLANEADO POR LA EMPRESA

4.2 REAL vs. PLANEADO POR EL OPERADOR

- 4.3 REAL vs. OUTLOOK N
- 5 POZOS**
- 5.1 POZOS PERFORADOS
- 5.2 CANTIDAD DE POZOS
- 6 PRECIO DEL BARRIL**
- 7 PARTICIPACION DE LA EMPRESA**
- 8 CANTIDAD DE RESERVAS**
- 9 CONSUMO INTERNO**

10.2.3 Relación entre indicadores y variables seleccionadas.

En el punto 4.a se describieron los indicadores que se mostrarán en el tablero de control, y en el punto 2.b.iv se enumeraron los datos con los que se puede contar de las áreas productivas.

En esta sección se relacionarán las variables de las que se disponen con los indicadores que se quiere mostrar en el tablero de control operativo.

Variables involucradas de Gas	Variables involucradas de Petróleo	Indicador	Cód.
ídem petróleo	OPEX, CAPEX	GASTOS (gastos de explotación)	1
ídem petróleo	Pulling, Frecuencia de pozo, Personal, Gastos Generales, Tratamiento e inyección de agua, Químicos	OPEX (Lifting Cost)	1.1
ídem petróleo	suma del valor Pullings ingresados	PULLING	1.1.1
ídem petróleo	cantidad de Pullings ingresados	ÍNDICE DE PULLING	1.1.1.1
ídem petróleo	suma de gastos de Personal	PERSONAL	1.1.2
ídem petróleo	sumas de Gastos Generales	GASTOS GENERALES	1.1.3
ídem petróleo	suma de Tratamiento e Inyección de Agua	TRATAMIENTO E INYECCIÓN DE AGUA	1.1.4
ídem petróleo	suma de gastos en Químicos	QUIMICOS	1.1.5
ídem petróleo	Inversiones, Intervenciones de pozos (workover), Instalaciones en superficies nuevas, Perforación	CAPEX	1.2

ídem petróleo	suma de inversiones	INVERSIONES	1.2.1
ídem petróleo	suma de workovers	INTERVENCIONES DE POZOS (WORKOVER)	1.2.2.
ídem petróleo	suma de instalaciones en sup. nuevas	INSTALACIONES EN SUPERFICIES NUEVAS	1.2.3
ídem petróleo	suma de gastos en perforación	PERFORACIÓN	1.2.4
precio del gas, porcentaje de regalías	Precio del barril, Porcentaje de regalías.	REGALÍAS POR BARRIL	2
-	-	PRODUCCION	3
valor ingresado por el usuario	valor ingresado por el usuario	PRODUCCIÓN PLANEADA POR LA EMPRESA	3.1
valor ingresado por el usuario	valor ingresado por el usuario	PRODUCCIÓN PLANEADA POR EL OPERADOR	3.2
suma de la producción diaria (en algunos casos)	suma de la producción diaria (en algunos casos)	PRODUCCION REAL	3.3
valor ingresado por el usuario	valor ingresado por el usuario	CORRECCIÓN POR OUTLOOK N	3.4
no se reporta	-	PRODUCCIÓN POTENCIAL	3.5
Producción Real, Producción Real del período anterior.	Producción Real, Producción Real del período anterior.	VARIACIÓN DEL PORCENTAJE DE PRODUCCIÓN	3.6

Producción Real, Producción Planeada por Operador/Empresa/Corrección por outlook	Producción Real, Producción Planeada por Operador/Empresa/ Corrección por outlook	DESVIACIONES	4
Producción Real, Producción Planeada por Empresa	Producción Real, Producción Planeada por Empresa	REAL vs. PLANEADO POR LA EMPRESA	4.1
Producción Real, Producción Planeada por Operador	Producción Real, Producción Planeada por Operador	REAL vs. PLANEADO POR EL OPERADOR	4.2
Producción Real, Producción Corregida por outlook N	Producción Real, Producción Corregida por outlook N	REAL vs. OUTLOOK N	4.3
porcentaje de perforados / total pozos	porcentaje de perforados / total pozos	POZOS	5
ídem que en petróleo, son los mismos pozos	suma de pozos perforados	POZOS PERFORADOS	5.1

ídem que en petróleo, son los mismos pozos	valor inicial ingresado por el usuario + suma total de pozos perforados ó valor inicial ingresado por el usuario	CANTIDAD DE POZOS	5.2
valor ingresado por el usuario	valor ingresado por el usuario	PRECIO DEL BARRIL	6
valor ingresado por el usuario	valor ingresado por el usuario	PARTICIPACION DE LA EMPRESA	7
valor ingresado por el usuario	valor ingresado por el usuario	CANTIDAD DE RESERVAS	8
valor ingresado por el usuario	valor ingresado por el usuario	CONSUMO INTERNO	9

Tabla 2: Relación entre los indicadores propuestos y las variables necesarias para calcularlos.

11. Solución Informática.

El detalle de la visualización y funciones del sistema construido se encuentran en “Anexo F – Funciones de sistema”.

Software utilizado

- **JBOSS 7.1**
- **ECLIPSE** como IDE para desarrollo de software.
- **MSSQLServer** (Base de datos) ---> buscar una justificación. Es a lo que más habituados estamos y no podíamos invertir tiempo en eso.
- Sistema Operativo WINDOWS (7 y XP en algunos ambientes de desarrollo (VM)).
- Para el desarrollo de software se utilizaron Virtual Machines (VM) de las que se disponían y las mismas contaban con Windows XP, MSSQLServer 2005 y/o 2008, Eclipse Kepler, Java 1.6 y JBoss 7.1. Para el manejo de VM se contó con VMWare Player y VMWare Workstation 12. Dichas máquinas virtuales permitieron desarrollar en múltiples plataformas host según la disponibilidad en cada lugar: ambiente laboral y otras computadoras de uso personal.
- Browsers donde se ha testeado la aplicación: **Chrome**, **Firefox**, **IEExplorer** no lo hemos utilizado para las pruebas y queda fuera del alcance.
- Repositorios de código: **Google Code** y **SVN** pero como Google Code ha dejado de proveer servicio se migró a **BitBucket** (producto de Atlassian) y **GIT**.
- Tracking de defectos: Atlassian provee la herramienta **JIRA** pero no se ha utilizado porque al ser dos desarrolladores la administración de la herramienta iba a crear sobre trabajo. En cambio se han utilizado documentos compartidos en **Dropbox** para dejar asentados los problemas encontrados e ítems a trabajar y estos se discutieron en las reuniones diarias realizadas a través de **Skype**.

Lenguajes y *frameworks* utilizados

- **JAVA 1.6**
- **Google Charts** para graficar los valores obtenidos para cada indicador y determinados por el filtro de búsqueda elegido. El mismo recibe tablas de datos JSON que luego gráfica.

- **Struts1:** Es un framework de aplicación web open source basado en el patrón MVC(Model-View-Controller) el cual simplifica notablemente el desarrollo y su mantenimiento. Struts incluye patrones de diseño internos en el framework. Además permite el transporte de datos entre Transporte automático de los datos entre el cliente (JSP) y el controlador (Action) mediante formularios (ActionForm).
- **Hibernate 3.2.1 (Hibernate e Hibernate annotations):** Es una herramienta ORM para mapeo Objeto-Relacional. Se utilizó para el mapeo entre objetos de Java y la base de datos MsSQLServer.
- **Gson,** librería para convertir Objetos JAVA a JSON.
- **JQuery:** librería de Javascript que permite el manejo de eventos. Un ejemplo de su aplicación es la creación de combos dinámicos (utilizados en los filtros del tablero).
- **Log4J:** librería open source de JAVA que permite el log de transacciones en tiempo de ejecución de la aplicación.
- **Jodatime:** Librería para realizar cálculos con fechas y horas.
- **Apache Commons :** para usar StringUtils que realiza operaciones con strings.

11.1. Descripción técnica del tablero de control operativo.

Infraestructura y arquitectura de la aplicación

- Para el presente prototipo se considera un solo ambiente que es el de desarrollo y donde se realizan las pruebas del mismo. Se considera que para el desarrollo definitivo -aplicación comercial- tener tres ambientes separados: desarrollo, quality assurance y producción. Cada uno tendrá sus esquemas de bases de datos y como se mencionó antes estarán separados entre sí.
- La aplicación se ejecutará sobre un servidor JBoss 7.1 -en producción- ejecutándose en un servidor dentro de una zona DMZ de la red y accederá a bases de datos MSSQLServer.
- Servidor **MsSQLServer** ejecutándose dentro de la LAN de la misma. Dicho servidor ya encuentra disponible una base de datos con datos contables y se agrega una base de datos propio del tablero de control operativo.
- La aplicación que permite cargar datos de producción permite ser accedida desde fuera de la empresa para que se puedan cargar datos desde los yacimientos.

- Struts 1 es un framework MVC que proporciona un API con el que trabajar y una filosofía de desarrollo, una "forma de hacer las cosas". Por tanto, uno de los beneficios de usar un framework es que estamos haciendo las cosas de una forma ya probada, la misma idea que constituye la base de los patrones de diseño de software.

Struts 1 implementa los componentes del patrón MVC de la siguiente forma:

- El **controlador** es un servlet, de una clase proporcionada por Struts (llamada ActionServlet). Es necesario configurar la aplicación web (a través del archivo web.xml) para que todas las peticiones del usuario se redirijan a este servlet.
- El controlador despacha las peticiones del usuario a la clase adecuada para ejecutar la **acción**. En Struts, las clases que ejecuten las acciones deben heredar de la clase *Action*.
- La **vista** se implementa mediante páginas JSP. Struts ofrece dos herramientas para ayudar en la presentación de datos: los **ActionForms** son clases que capturan los datos introducidos en formularios y permiten su validación. Las **bibliotecas de etiquetas** (Struts Tags Libraries) permiten mostrar errores y facilitar el trabajo con formularios.
- La implementación del **modelo** queda a cargo del desarrollador, ya que es propio de la capa de negocio y no está dentro del ámbito de Struts.
- Flujo de Control de Struts:

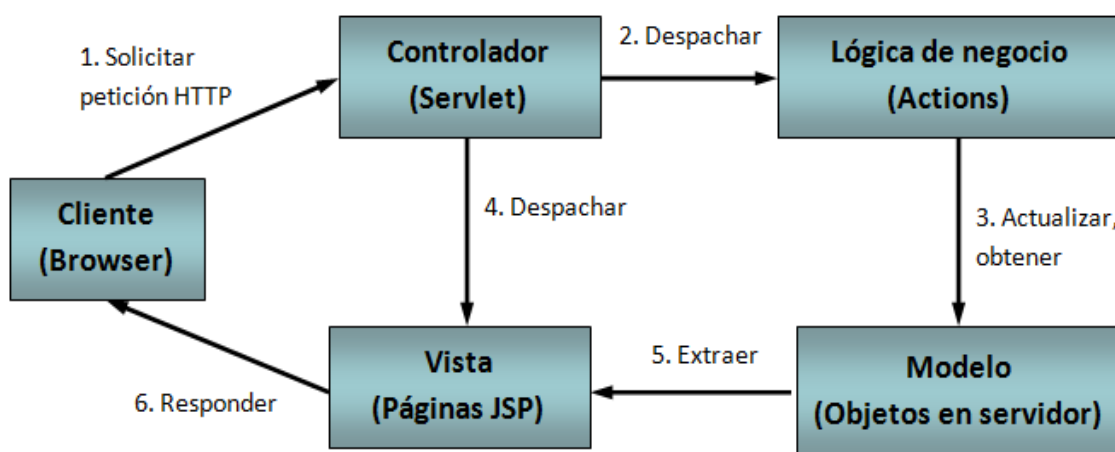


Figura 11: Flujo de control de Struts1

1. El **cliente** realiza la petición (request HTTP), que recibe el controlador de Struts. Todas las peticiones pasan por él, ya que la petición no es una URL física (no es un servlet o un JSP) sino que es un nombre simbólico para una acción.

2. El **controlador** despacha la petición, identificando la acción y disparando la lógica de negocio apropiada.
3. La **lógica de negocio** actualiza el modelo, obtiene los datos del mismo y los almacena en beans.
4. En función del valor devuelto por la lógica de negocio, el controlador elige la siguiente vista a mostrar.
5. La **vista** toma los datos obtenidos por la lógica de negocio.
6. La vista muestra los datos en el cliente

Motor de consultas

- Para realizar las gráficas de cada indicador se implementó un motor de consultas que toma una consulta inicial para un indicador y la modifica con los criterios que agrega cada filtro elegido según corresponda. Para obtener gráficas se necesitó generar en el servidor una tabla de datos que sirviera como entrada de datos de los gráficos. Esta tabla se envía al cliente en formato JSON que es lo soportado por Google Charts. Los pasos realizados hasta obtener la tabla de datos son:
 - 1) obtener la consulta base de un indicador.
 - 2) modificar la consulta base según el filtro de temporalidad elegido (día, mes, año).
 - 3) modificar la consulta base según el filtro geográfico elegido (área, yacimiento, pozo).
 - 4) modificar la consulta base según el filtro de productos elegido según corresponda.
 - 5) obtener un objeto de tipo `org.hibernate.ResultTransformer` para el indicador elegido. Dicho objeto contiene información sobre cómo tomar los datos que se obtengan de cada registro de la consulta generada y agregarlos a cada objeto de tipo `xxxxDataRow` del sistema. Por lo tanto, una lista de `xxxxDataRow` sera una tabla de datos. El objeto `ResultTransformer` se genera utilizando Java Reflection utilizando los datos que proporcionan los objetos descriptores de columna como por ejemplo nombre de cada atributo del `xxxxDataRow`, tipo de dato de cada atributo y número de columna de la consulta que proveerá los datos para el `xxxxDataRow`.
 - 6) ejecutar la consulta y obteniendo como resultado una lista de objetos `AbstractUnmanagedDataRow`. Esto es posible ya que en el paso anterior se había seteado un objeto `ResultTransformer` que tiene la información de mapeo entre un resultado de una consulta y un objeto Java.

7) El resultado anterior se incorporará a un objeto `TablaDatosIndicador`. Dicho objeto toma la lista de columnas que se han configurado para el indicador pertinente y se utiliza `Java Reflection` para obtener getters y los tipos de datos de `Java` de cada columna. Una vez obtenidos estos se pueden invocar por reflection a cada `xxxxDataRow` que contiene los datos de cada fila.

8) finalmente `TablaDatosIndicador` obtiene un `String JSON` que se envía como entrada de datos para el gráfico de `Google Charts` correspondiente.

Cache de Indicadores:

El tablero de control contiene alrededor de treinta indicadores y cada indicador contiene varios objetos compuestos por otros, por ejemplo, un objeto descriptor de consulta que a su vez contiene objetos como descriptores de columnas. Además, cada indicador contiene un objeto que describe los filtros que se le pueden aplicar.

Cada vez que se realiza un pedido para obtener una gráfica el servidor debería obtener de la base de datos la versión más reciente del indicador para ejecutar la petición. Dado que construir cada indicador puede tomar aproximadamente 2 segundos en el servidor se buscó una solución más performante.

La solución encontrada fue crear un mapa en memoria con los indicadores obtenidos de la base de datos. El siguiente paso fue asegurar que el mapa en memoria de indicadores se mantuviera sincronizado con los indicadores de la base de datos. Si el mapa tuviera valores de indicador inconsistentes con los de la base de datos entonces se podrían llegar a guardar datos erróneos en la misma y por consiguiente provocar que el TCO genere reportes con valores incorrectos.

Para lograr que el mapa de indicadores en memoria se mantuviera sincronizado con la base de datos se realizó lo siguiente: cada vez que se crea, elimina o modifica un indicador luego de realizarse la tarea se actualiza el mapa de indicadores en memoria con los valores presentes en la base de datos. Esto permite una correcta sincronización incluso cuando hubo problemas y no se guardaron algunos valores de indicadores en la base de datos.

Capa de servicios (clases `xxxxServiceImpl`):

Se implementó una capa de servicios para brindar funcionalidad hacia otras capas sobre cada entidad del sistema que se requiera. Esta funcionalidad se encuentra disponible por ejemplo para la capa de clases `Action` -según `Struts1`-.

Por una restricción de tiempo para desarrollar una capa DAO se integró dicha capa con la presente. Si se construyera una capa DAO tendría para la mayoría de los objetos sólo dos métodos de acceso a la base de datos: `save()` y `delete()` (según Hibernate).

Se podría agregar la capa DAO pero se hizo foco en el presente prototipo a finalizar la visualización de los reportes gráficos dinámicos.

Capa de DTO y objetos de negocio: Para separar la capa de negocio de la de acceso a la base de datos se creó una capa DTO. La misma consta de las entidades que se deben persistir en o leer desde la base de datos y además las annotations de Hibernate correspondientes.

Se incluyó además una capa que contiene los objetos de negocio y pueden cargarse tomando como entrada objetos DTO, de esta forma la aplicación utiliza objetos DTO solo para leer de o escribir en la base de datos, y los objetos de negocio para realizar otro tipo de operaciones.

Además en un momento preliminar del desarrollo no se contaba con la diferenciación entre las dos capas se encontraron algunos problemas con Hibernate. Por ejemplo la base de datos se obtenían objetos en modo “Lazy” a pesar de indicar lo contrario con annotations en los objetos. Luego cuando se quería acceder a listas dentro de dichos objetos la aplicación fallaba porque las mismas no era cargadas correctamente o no podían ser accedidas.

Aspectos de seguridad incluidos

Login de usuarios en la aplicación. Para iniciar sesión en la aplicación del Tablero de Control el usuario debe ingresar el nombre de usuario y password proporcionado oportunamente por el Administrador del Sistema. Una vez ingresados dichos datos, el sistema primero aplica un hash MD5 sobre la password ingresada para luego comparar el nombre de usuario ingresado y la password hashada contra los datos almacenados en la tabla Usuarios de la Base de Datos

Uso de **certificado autofirmado** (para uso en el prototipo). El acceso a la aplicación es a través de https, es decir que dicho sitio web está protegido por un certificado SSL. El prototipo utiliza un certificado autofirmado y la versión en producción utilizará un certificado firmado por una entidad, el cual no se incluye en el prototipo por una cuestión de costos.

Base de datos: Además de la seguridad que brinda MSSQLServer, se agregó un script generador de reportes de accesos a la base de datos. El mismo reporta todos los accesos para poder monitorearlos posteriormente.

Está compuesto de tres archivos: `script_accesoslogin.sql` , `reporte_accesos.sql` , y `accesos.bat`.

`Script_accesoslogin.sql` crea una tabla donde se asientan los eventos que se capturaran con un *trigger*, y dicho *trigger* que captura todos los eventos de tipo “log-on” a la base de datos y los vuelca en la tabla anterior.

`Accesos.bat` :al ejecutarlo se encarga de volcar en un archivo `*.txt` toda la información asentada en la tabla de registros de accesos.

DMZ

La aplicación en producción se encontrará disponible en una DMZ, y a través del firewall se restringirá el acceso desde internet hacia la aplicación a un grupo de urls que conforman exclusivamente la funcionalidad del Tablero de Control. Por razones de seguridad, este tipo de acceso podría estar acotado a un grupo de IPs autorizadas.

Por otro lado, por medio de reglas de firewall, el conjunto completo de las urls de todas las funcionalidades de la aplicación deberá poder ser accesibles desde la LAN (y desde VPNs corporativas que puedan ser aplicables).

Procesado de filtros

Cuando se procesa la consulta base de cada indicador (query base), se modifica según los filtros que haya elegido el usuario. Dichos filtros al momento de procesarlos se obtienen nuevamente del servidor para evitar que se cambie cualquier dato desde la capa del cliente.

Se considera agregar una capa Value Object (VO) cuando si se desarrollara la aplicación definitiva (para implementarse en un ambiente producción).

11.2. Pruebas realizadas.

11.2.1 Configuración de indicadores en el sistema.

Nombre: Produccion REAL

Código: 3.3

Unidad: m3

Descripción: Es la cantidad real de hidrocarburos que se extrae en cada zona, y además la cantidad de agua aunque no sea un producto para vender.

Es la variable más importante del sistema porque mide la cantidad de producto que se dispone para vender y generar recursos para la empresa. Los datos se obtienen del parte diario emitido por las operadoras de cada área o yacimiento, y también en el capítulo 4° que es una declaración jurada que se presenta en la secretaría de energía.

En el caso del agua extraída, sirve para comparar la cantidad de agua extraída en relación con la de hidrocarburos. Como el agua extraída debe tratarse podría suceder que una gran proporción de agua extraída genere tales gastos que hagan que un pozo no fuera rentable para explotar.

Consulta de referencia:

```
SELECT AVG(Produccion.cantidad_producida) as promedio
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
```

Consulta de tendencia:

```
SELECT Produccion.cantidad_producida as datos,
Produccion.fecha
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
ORDER BY Produccion.fecha DESC
```

Consulta Fecha Ultimo Registro:

```
SELECT MAX(Produccion.fecha) as temporalidad
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre= #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
```

Consulta valor ultimo registro:

```
SELECT
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO# THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as valor
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
AND Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
```

Parametros Petroleo: #PRODUCTO#='Petroleo';#TIPO_PROD#='REAL'
Parametros Gas : #PRODUCTO#='Gas Natural';#TIPO_PROD#='REAL'
Parametros LPG : #PRODUCTO#='LPG';#TIPO_PROD#='REAL'
Parametros Agua: #PRODUCTO#='agua';#TIPO_PROD#='REAL'

Alarma Petróleo: Min: 40 Max: 2000
Alarma Gas: Min: 40 Max: 2000
Alarma LPG: Min: 40 Max: 2000
Alarma Agua: Min: 40 Max: 2000

Alcance Año: Produccion.fecha
Alcance Mes: Produccion.fecha
Alcance Día: Produccion.fecha

Apertura Área: Produccion.pozo.yacimiento.area.nombre
Apertura Yac.: Produccion.pozo.yacimiento.nombre
Apertura Pozo: Produccion.pozo.nombre

Productos : Produccion.producto.nombre
 (se eligen todo los productos de la lista)

Consulta base:

```
SELECT
#TEMPORALIDAD# as temporalidad ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'Petroleo' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as petr ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'Gas Natural' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as gasNat ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'LPG' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as lpg ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'agua' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as agua ,
Produccion.unidadDeMedida.nombre
FROM Produccion Produccion
#WHERE#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = 'REAL'
GROUP BY #GROUP_BY# , Produccion.unidadDeMedida.nombre
ORDER BY #GROUP_BY# ASC
```

Clase Data Row: ProduccionDataRow

Columns Descriptions (descriptor de columnas)

Column SQL Number	Column SQL Name	Column Java Name	Column Java Data Type	DataRow Attribute Name
-------------------	-----------------	------------------	-----------------------	------------------------

0	temporalidad	temporalidad	java.lang.String	temporalidad
1	petr	Petroleo	java.lang.Double	petr
2	lpg	LPG	java.lang.Double	lpg
3	agua	Agua	java.lang.Double	agua
4	gasNat	Gas Natural	java.lang.Double	gasNat

Tabla 3 : configuracion de columnas de indicador.

Nombre: PRODUCCION PLANEADA POR LA EMPRESA

Codigo: 3.1

Unidad: m3

Descripcion: Es la producción de petróleo que espera tener la empresa a futuro. Contiene incertidumbre que es corregida mediante outlooks cada ciertos meses. Es la variable más importante del sistema porque mide la cantidad de producto de la cual se dispone para poder vender y generar recursos para la empresa.

Los datos se obtienen a partir del pronóstico de producción, cronogramas de producción y reparación de pozos preestablecidos.

Se aprueba por el directorio de la empresa anualmente. Se mide en metros cúbicos de petróleo producido.

No se suele utilizar para ver valores diarios.

Cuando se mide el gas se hace en cantidad de barriles producidos estándares a 9300 calorías.

Esta última es una conversión de la unidad de gas a petróleo.

Consulta de referencia:

```
SELECT AVG(Produccion.cantidad_producida)as promedio
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
```

Consulta de tendencia:

```
SELECT Produccion.cantidad_producida as datos,
Produccion.fecha
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
ORDER BY Produccion.fecha DESC
```

Consulta Fecha Ultimo Registro:

```
SELECT MAX(Produccion.fecha) as temporalidad
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre= #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
```

Consulta valor ultimo registro:

```
SELECT
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO# THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as valor
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
AND Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
```

Parametros Petroleo:

```
#PRODUCTO#='Petroleo';#TIPO_PROD#='PLAN_EMPRESA'
```

Parametros Gas : #PRODUCTO#='Gas
Natural';#TIPO_PROD#='PLAN_EMPRESA'

Parametros LPG : #PRODUCTO#='LPG';#TIPO_PROD#='PLAN_EMPRESA'

Parametros Agua: #PRODUCTO#='agua';#TIPO_PROD#='PLAN_EMPRESA'

Alarma Petroleo:	Min: 40	Max: 2000
Alarma Gas:	Min: 40	Max: 2000
Alarma LPG:	Min: 40	Max: 2000
Alarma Agua:	Min: 40	Max: 2000

Alcance Año:	Produccion.fecha
Alcance Mes:	Produccion.fecha
Alcance Dia:	Produccion.fecha

Apertura Area:	Produccion.pozo.yacimiento.area.nombre
Apertura Yac.:	Produccion.pozo.yacimiento.nombre
Apertura Pozo:	Produccion.pozo.nombre

Productos : Produccion.producto.nombre
(se eligen todo los productos de la lista)

Consulta base:

```
SELECT
#TEMPORALIDAD# as temporalidad ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'Petroleo' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as petr ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'Gas Natural' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as gasNat ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'LPG' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as lpg ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'agua' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as agua ,
Produccion.unidadDeMedida.nombre
FROM Produccion Produccion
#WHERE#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = 'PLAN_EMPRESA'
```

GROUP BY #GROUP_BY# , Produccion.unidadDeMedida.nombre
ORDER BY #GROUP_BY# ASC

Clase Data Row: ProduccionDataRow

Columns Descriptions (descriptor de columnas)

Column SQL Number	Column SQL Name	Column Java Name	Column Java Data Type	DataRow Attribute Name
0	temporalidad	temporalidad	java.lang.String	temporalidad
1	petr	Petroleo	java.lang.Double	petr
2	lpg	LPG	java.lang.Double	lpg
3	agua	Agua	java.lang.Double	agua
4	gasNat	Gas Natural	java.lang.Double	gasNat

Tabla 4 : configuración de columnas de indicador.

Nombre: PRODUCCION PLANEADA POR EL OPERADOR

Código: 3.2

Unidad: m3

Descripción: Es la producción de petróleo que la empresa operadora espera tener a futuro. Puede diferir de los valores que espera obtener la empresa asociada (producción planeada, 3.1) Contiene la incertidumbre que poseen las planificaciones. Sobre esta variable la empresa operadora suele tomar decisiones a futuro. No se suele utilizar para ver valores diarios. Se mide en metros cúbicos de petróleo o en barriles de petróleo planeados producir.

Consulta de referencia:

```
SELECT AVG(Produccion.cantidad_producida)as promedio
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
```

Consulta de tendencia:

```
SELECT Produccion.cantidad_producida as datos,
Produccion.fecha
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
ORDER BY Produccion.fecha DESC
```

Consulta Fecha Ultimo Registro:

```
SELECT MAX(Produccion.fecha) as temporalidad
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre= #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
```

Consulta valor ultimo registro:

```
SELECT
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO# THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as valor
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
AND Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
```

Parametros Petroleo:

```
#PRODUCTO#='Petroleo';#TIPO_PROD#='PLAN_OPERADOR'
```

Parametros Gas : #PRODUCTO#='Gas
Natural';#TIPO_PROD#='PLAN_OPERADOR'

Parametros LPG : #PRODUCTO#='LPG';#TIPO_PROD#='PLAN_OPERADOR'

Parametros Agua: #PRODUCTO#='agua';#TIPO_PROD#='PLAN_OPERADOR'

Alarma Petroleo:	Min: 40	Max: 2000
Alarma Gas:	Min: 40	Max: 2000
Alarma LPG:	Min: 40	Max: 2000
Alarma Agua:	Min: 40	Max: 2000

Alcance Año:	Produccion.fecha
Alcance Mes:	Produccion.fecha
Alcance Dia:	Produccion.fecha

Apertura Area:	Produccion.pozo.yacimiento.area.nombre
Apertura Yac.:	Produccion.pozo.yacimiento.nombre
Apertura Pozo:	Produccion.pozo.nombre

Productos : Produccion.producto.nombre
(se eligen todo los productos de la lista)

Consulta base:

```
SELECT
#TEMPORALIDAD# as temporalidad ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'Petroleo' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as petr ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'Gas Natural' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as gasNat ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'LPG' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as lpg ,
```

```
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'Agua' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as agua ,
Produccion.unidadDeMedida.nombre
FROM Produccion Produccion
#WHERE#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = 'PLAN_OPERADOR'
GROUP BY #GROUP_BY# , Produccion.unidadDeMedida.nombre
ORDER BY #GROUP_BY# ASC
```

Clase Data Row: ProduccionDataRow

Columns Descriptions (descriptor de columnas)

Column SQL Number	Column SQL Name	Column Java Name	Column Java Data Type	DataRow Attribute Name
0	temporalidad	temporalidad	java.lang.String	temporalidad
1	petr	Petroleo	java.lang.Double	petr
2	lpg	LPG	java.lang.Double	lpg
3	agua	Agua	java.lang.Double	agua
4	gasNat	Gas Natural	java.lang.Double	gasNat

Tabla 5 : configuración de columnas de indicador

Nombre: CORRECCION POR OUTLOOK 1

Codigo: 3.4

Unidad: m3

Descripcion: Es la producción de petróleo que se espera tener a futuro tomando como fuente la producción planeada y corrigiendo dichos valores con los que se obtuvieron realmente.

Además se vuelven a recalcular los valores esperados a futuro.

No se suele utilizar para ver valores diarios.

Se mide en metros cúbicos de petróleo o en barriles de petróleo planeados producir. Cuando se mide el gas es en cantidad de barriles producidos estándares a 9300 calorías. Esta última es una conversión de la unidad de gas a petróleo.

Se realizan tantos outlooks como se necesiten y normalmente se realizan cada 3 meses.

Consulta de referencia:

```
SELECT AVG(Produccion.cantidad_producida)as promedio
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
```

Consulta de tendencia:

```
SELECT Produccion.cantidad_producida as datos,
```

```

Produccion.fecha
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
ORDER BY Produccion.fecha DESC

```

Consulta Fecha Ultimo Registro:

```

SELECT MAX(Produccion.fecha) as temporalidad
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre= #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#

```

Consulta valor ultimo registro:

```

SELECT
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO# THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as valor
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
AND Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#

```

Parametros Petroleo: #PRODUCTO#='Petroleo';#TIPO_PROD#='OUTLOOK_1'
Parametros Gas : #PRODUCTO#='Gas Natural';#TIPO_PROD#='OUTLOOK_1'
Parametros LPG : #PRODUCTO#='LPG';#TIPO_PROD#='OUTLOOK_1'
Parametros Agua: #PRODUCTO#='agua';#TIPO_PROD#='OUTLOOK_1'

Alarma Petroleo:	Min: 40	Max: 2000
Alarma Gas:	Min: 40	Max: 2000
Alarma LPG:	Min: 40	Max: 2000
Alarma Agua:	Min: 40	Max: 2000

Alcance Año: Produccion.fecha
Alcance Mes: Produccion.fecha
Alcance Dia: Produccion.fecha

Apertura Area: Produccion.pozo.yacimiento.area.nombre
Apertura Yac.: Produccion.pozo.yacimiento.nombre
Apertura Pozo: Produccion.pozo.nombre

Productos : Produccion.producto.nombre
(se eligen todo los productos de la lista)

Consulta base:

```

SELECT
#TEMPORALIDAD# as temporalidad ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'Petroleo' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as petr ,

```

```

SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'Gas Natural' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as gasNat ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'LPG' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as lpg ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'agua' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as agua ,
Produccion.unidadDeMedida.nombre
FROM Produccion Produccion
#WHERE#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = 'OUTLOOK_1'
GROUP BY #GROUP_BY# , Produccion.unidadDeMedida.nombre
ORDER BY #GROUP_BY# ASC
    
```

Clase Data Row: ProduccionDataRow

Columns Descriptions (descriptor de columnas)

Column SQL Number	Column SQL Name	Column Java Name	Column Java Data Type	DataRow Attribute Name
0	temporalidad	temporalidad	java.lang.String	temporalidad
1	petr	Petroleo	java.lang.Double	petr
2	lpg	LPG	java.lang.Double	lpg
3	agua	Agua	java.lang.Double	agua
4	gasNat	Gas Natural	java.lang.Double	gasNat

Tabla 6 : configuración de columnas de indicador

Nombre: PRODUCCION POTENCIAL

Código: 3.5

Unidad: m3

Descripción: Es la producción estimada de petróleo que se podría tener en pozos y áreas que no están activos pero que están disponibles de explotar. Suele suceder cuando se carece de recursos humanos para controlar dichos pozos. La información se obtiene del parte diario de producción que envía la empresa operadora.

Se calcula en barriles de petróleo o metros cúbicos de petróleo. En gas, dicha producción potencial no se informa.

Consulta de referencia:

```

SELECT AVG(Produccion.cantidad_producida)as promedio
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
    
```

Consulta de tendencia:

```
SELECT Produccion.cantidad_producida as datos,
Produccion.fecha
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
ORDER BY Produccion.fecha DESC
```

Consulta Fecha Ultimo Registro:

```
SELECT MAX(Produccion.fecha) as temporalidad
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.producto.nombre= #PRODUCTO#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
```

Consulta valor ultimo registro:

```
SELECT
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO# THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as valor
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
AND Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
```

Parametros Petroleo: #PRODUCTO#='Petroleo';#TIPO_PROD#='POTENCIAL'
Parametros Gas : #PRODUCTO#='Gas Natural';#TIPO_PROD#='POTENCIAL'
Parametros LPG : #PRODUCTO#='LPG';#TIPO_PROD#='POTENCIAL'
Parametros Agua: #PRODUCTO#='agua';#TIPO_PROD#='POTENCIAL'

Alarma Petroleo: Min: 40 Max: 2000
Alarma Gas: Min: 40 Max: 2000
Alarma LPG: Min: 40 Max: 2000
Alarma Agua: Min: 40 Max: 2000

Alcance Año: Produccion.fecha
Alcance Mes: Produccion.fecha
Alcance Dia: Produccion.fecha

Apertura Area: Produccion.pozo.yacimiento.area.nombre
Apertura Yac.: Produccion.pozo.yacimiento.nombre
Apertura Pozo: Produccion.pozo.nombre

Productos : Produccion.producto.nombre
(se eligen todo los productos de la lista)

Consulta base:

```
SELECT
#TEMPORALIDAD# as temporalidad ,
```



```

SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'Petroleo' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as petr ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'Gas Natural' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as gasNat ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'LPG' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as lpg ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'agua' THEN
Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as agua ,
Produccion.unidadDeMedida.nombre
FROM Produccion Produccion
#WHERE#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = 'POTENCIAL'
GROUP BY #GROUP_BY# , Produccion.unidadDeMedida.nombre
ORDER BY #GROUP_BY# ASC
    
```

Clase Data Row: ProduccionDataRow

Columns Descriptions (descriptor de columnas)

Column SQL Number	Column SQL Name	Column Java Name	Column Java Data Type	DataRow Attribute Name
0	temporalidad	temporalidad	java.lang.String	temporalidad
1	petr	Petroleo	java.lang.Double	petr
2	lpg	LPG	java.lang.Double	lpg
3	agua	Agua	java.lang.Double	agua
4	gasNat	Gas Natural	java.lang.Double	gasNat

Tabla 7 : configuracion de columnas de indicador

11.2.2 Otras configuraciones utilizadas.

AREAS

id_area	nombre	codigo_interno	descripcion
1	San Jorge	SNJRG001	Golfo de San Jorge
2	San Rafael	SNRFL001	Area de San Rafael

Tabla 8 : configuración de áreas.

YACIMIENTOS

id_yacimiento	nombre	codigo_interno	descripcion	id_area_fk
1	San Jorge 001	SNJRG001	Sur de San Jorge	1
2	San Jorge 002	SNJRG002	Este de San Jorge	1
3	San Rafael001	SNRFL001	Sur de San Rafael	2

Tabla 9 : configuración de yacimientos.

POZOS

id_pozo	nombre	codigo_interno	descripcion	id_yacimiento_fk
1	SNJRG001-001	SNJRG001-001	Pozo 1 de yac SNJRG001	1
2	SNJRG001-002	SNJRG001-002	Pozo 2 de yac SNJRG001	1
3	SNJRG002-001	SNJRG002-001	Pozo 1 de yac SNJRG002	2
4	SNRFL001-001	SNRFL001-001	Pozo 1 de yac SNRFL001	3

Tabla 10 : configuración de pozos.

PRODUCTOS

id_producto	nombre	descripcion	id_unidad_de_medida_fk
1	Petroleo	petróleo	3
2	Gas Natural	Gas natural	3
3	LPG	Liquified Petroleum Gas	3
4	Agua	Agua	3

Tabla 11 : configuración de productos.

TIPOS DE PRODUCCION

id_tipo_produccion	nombre	descripcion
1	REAL	Producción REAL, observada
2	PLAN_EMPRESA	Producción planeada por la empresa
3	PLAN_OPERADOR	Producción planeada por el operador
4	POTENCIAL	Producción potencial
5	OUTLOOK_1	Outlook 1 de una producción

Tabla 12 : configuración de tipos de producción.

UNIDADES DE MEDIDA

id_unidad_de_medida	nombre	descripcion
1	barriles	Cantidad de barriles de petróleo
2	barriles equivalentes	Barriles equivalentes de petróleo a 9300 calorías
3	m3	Metros cúbicos

Tabla 13 : configuración de unidades de medida.

11.3 Pruebas funcionales.

A continuación, se detallan los resultados de las pruebas realizadas con capturas de pantalla mostrando valores obtenidos de la aplicación.

En la siguiente pantalla se muestra la ejecución de un filtro para el año 2016 y área de San Jorge.

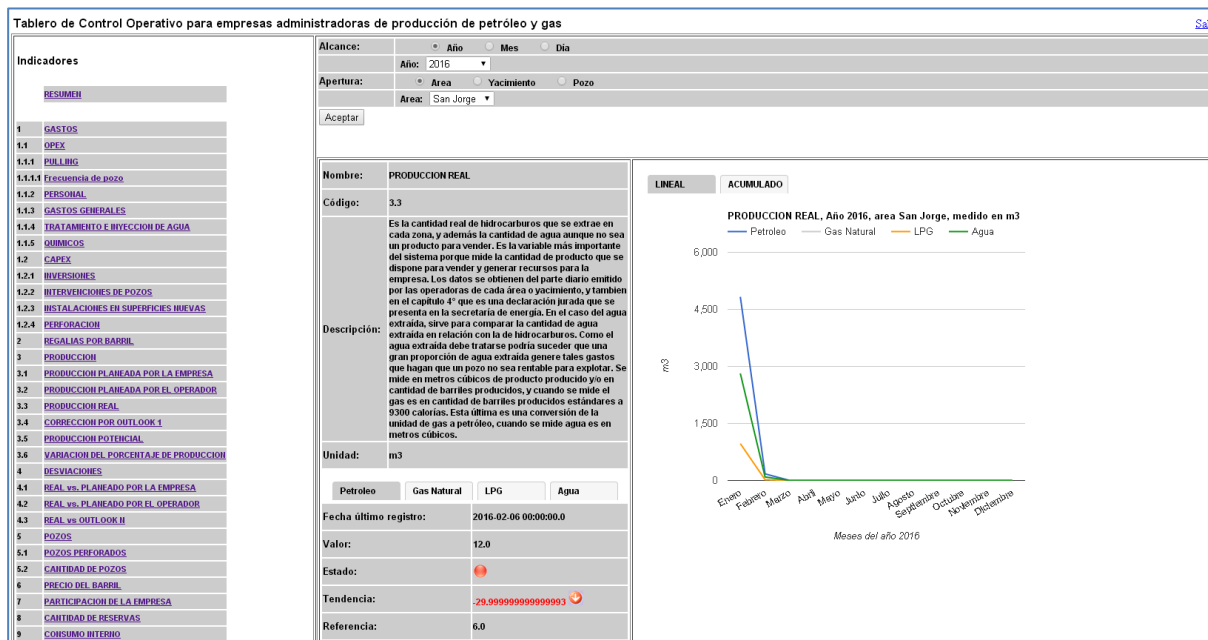


Figura 19: pantalla del tablero.

La grafica muestra correctamente los datos para el mes de enero. Se cargaron datos solo para el mes de enero de 2016 y para un día de febrero del mismo año solamente porque agregar solo un mes de todos los indicadores probados en el presente prototipo representa agregar aproximadamente 500 registros nuevos.

Es de interés señalar que en algunas ocasiones ocurre que algunas graficas son “aplastadas” por otras de mayor valor. Esto es que las gráficas con mucha producción tienen unidades de mayor valor y mueven la escala de las gráficas más pequeñas y estas se comienzan a asemejar a líneas rectas sobre el eje en cero. Por ejemplo, la situación reproducida abajo.

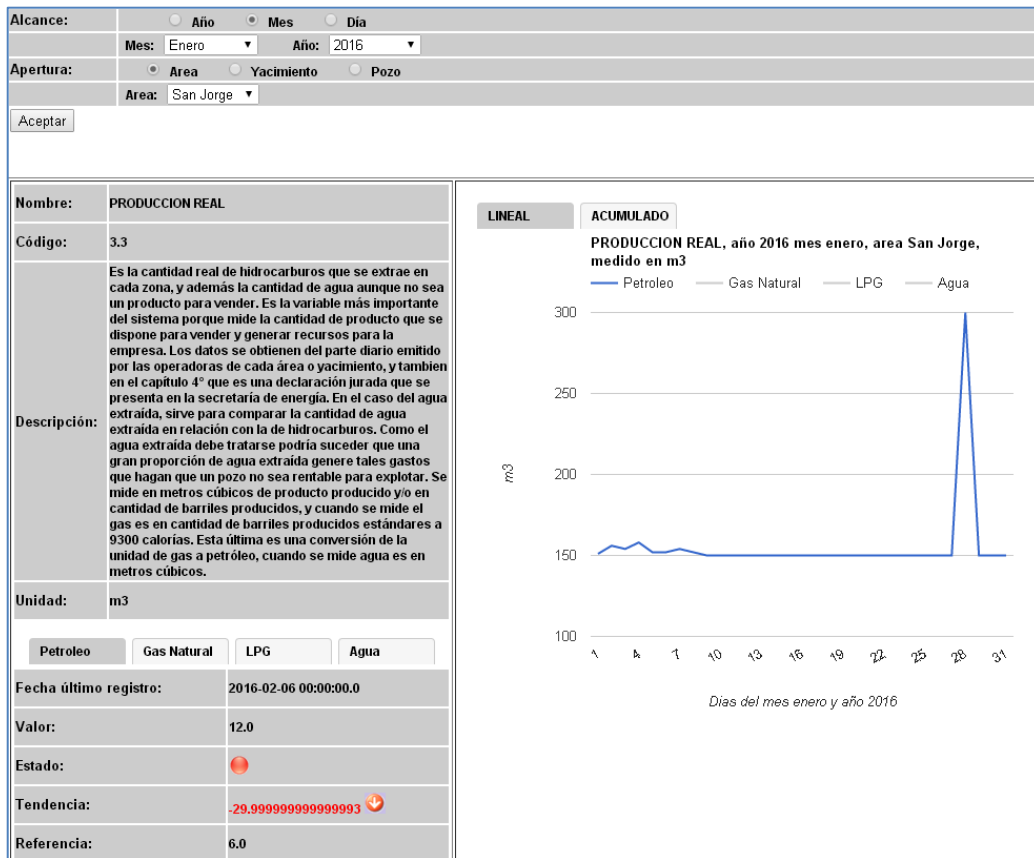


Figura 20: pantalla del tablero.

Aquí se ve la gráfica de petróleo para enero de 2016 en el área San Jorge, y se nota un pico en el día 28. Luego cuando se le añade otra grafica se puede ver que para el mismo criterio de filtro ocurre lo siguiente:

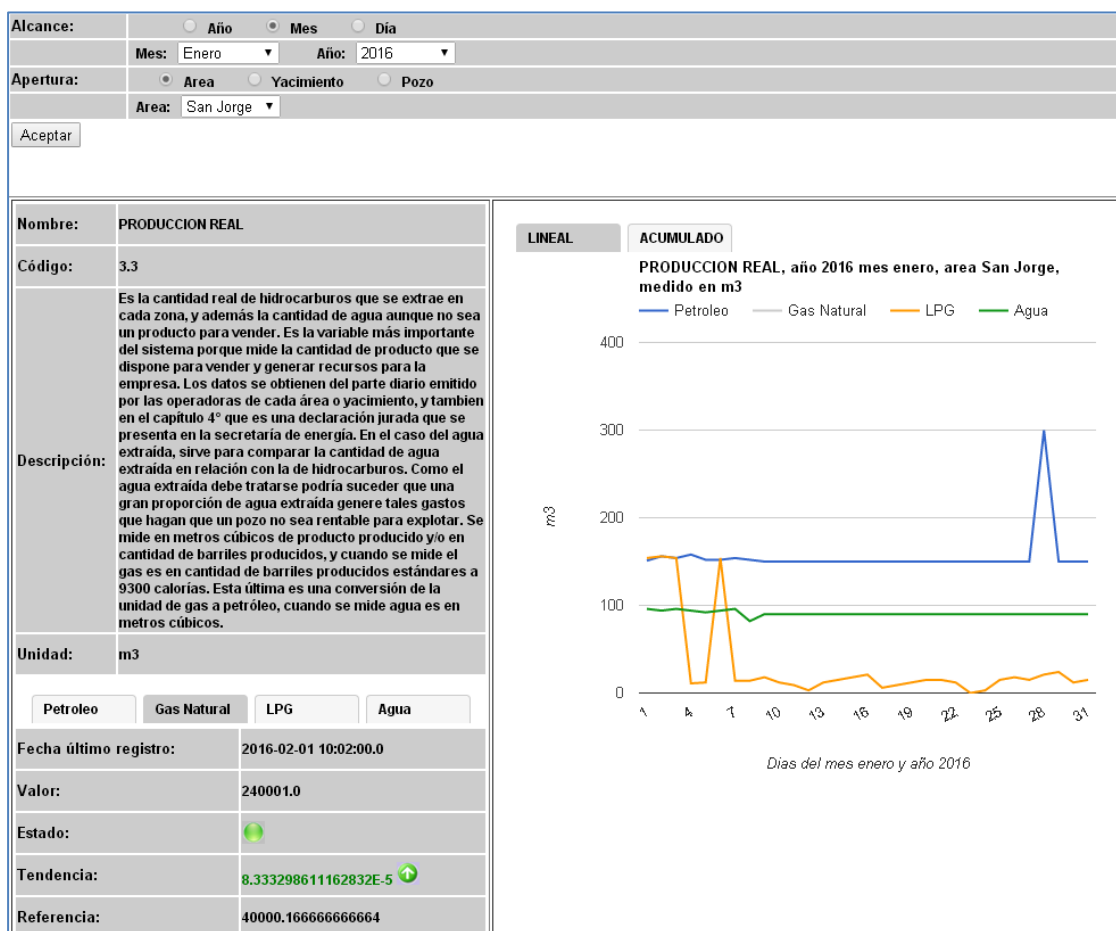


Figura 21: pantalla del tablero.

Se puede observar que la escala debió aumentarse para que quepan los mismos gráficos en el recuadro. Finalmente, si se agrega otra grafica con valores muy superiores se observa lo siguiente:



Figura 22: pantalla del tablero.

Se puede observar que las demás curvas parecen ausentes, pero están en una línea horizontal muy próxima al valor cero del eje vertical.

Otro aspecto que puede resultar de interés es que cuando se posa el cursor sobre alguna gráfica, se muestra el valor y nombre de la misma sobre la pantalla en una ventana emergente pequeña. Esto puede resultar de utilidad cuando se quieran visualizar los valores exactos de graficas que por algún motivo no sean fácilmente visualizables. A continuación, se muestra en una captura de pantalla lo expuesto antes.

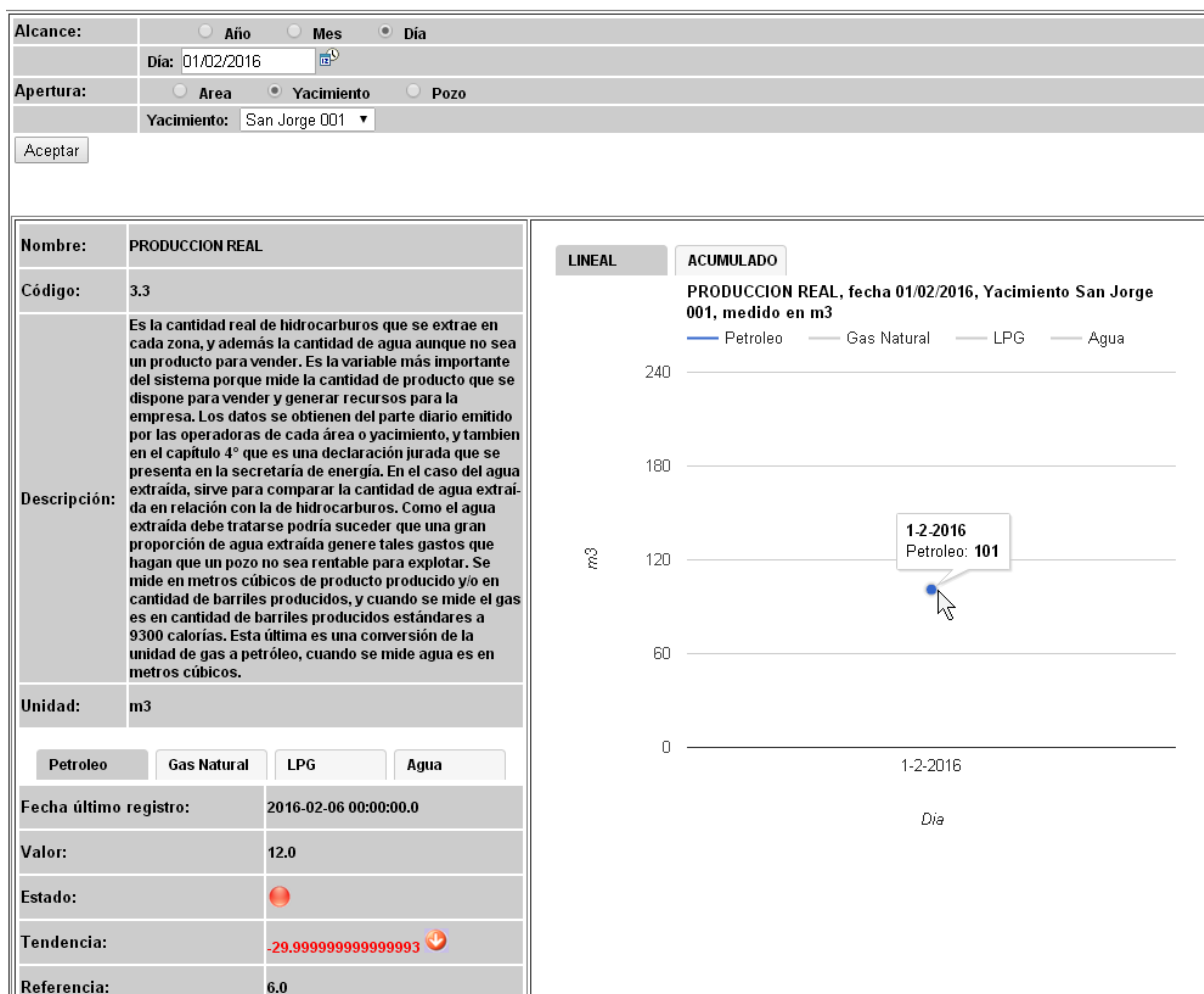


Figura 23: pantalla del tablero.

Además en la imagen de arriba se puede ver notar que se utilizó el filtro por día, que es correcto que muestre un solo valor puntual.

Por último, se muestra la visualización de graficas acumuladas para el mes de enero de 2016. En las gráficas acumuladas también se puede ver que la curva de gas natural, al poseer valores mayores que las demás gráficas, “aplata” las demás gráficas.

Alcance:	<input type="radio"/> Año	<input checked="" type="radio"/> Mes	<input type="radio"/> Día
	Mes: Enero	Año: 2016	
Apertura:	<input checked="" type="radio"/> Area	<input type="radio"/> Yacimiento	<input type="radio"/> Pozo
	Area: San Jorge		

Aceptar

Nombre:	PRODUCCION REAL
Código:	3.3
Descripción:	Es la cantidad real de hidrocarburos que se extrae en cada zona, y además la cantidad de agua aunque no sea un producto para vender. Es la variable más importante del sistema porque mide la cantidad de producto que se dispone para vender y generar recursos para la empresa. Los datos se obtienen del parte diario emitido por las operadoras de cada área o yacimiento, y también en el capítulo 4° que es una declaración jurada que se presenta en la secretaría de energía. En el caso del agua extraída, sirve para comparar la cantidad de agua extraída en relación con la de hidrocarburos. Como el agua extraída debe tratarse podría suceder que una gran proporción de agua extraída genere tales gastos que hagan que un pozo no sea rentable para explotar. Se mide en metros cúbicos de producto producido y/o en cantidad de barriles producidos, y cuando se mide el gas es en cantidad de barriles producidos estándares a 9300 calorías. Esta última es una conversión de la unidad de gas a petróleo, cuando se mide agua es en metros cúbicos.
Unidad:	m3
	<input type="button" value="Petróleo"/> <input type="button" value="Gas Natural"/> <input type="button" value="LPG"/> <input type="button" value="Agua"/>
Fecha último registro:	2016-02-02 00:00:00.0
Valor:	1.0
Estado:	●
Tendencia:	2340.0 ↑
Referencia:	1.0

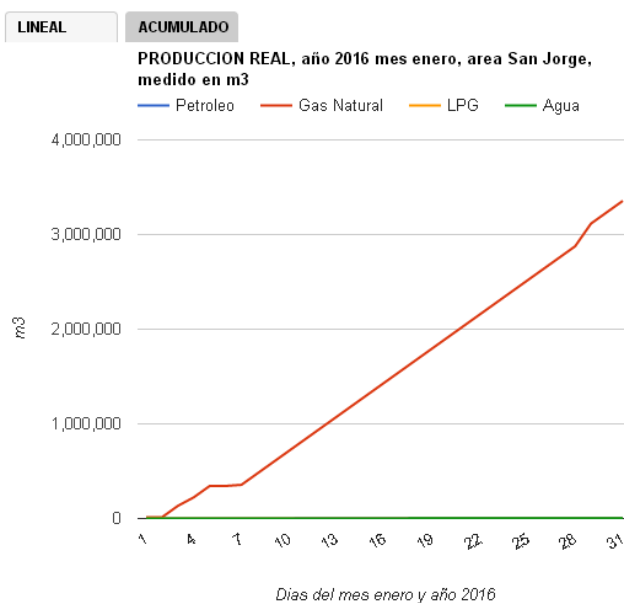


Figura 24: pantalla del tablero.

11.4 Discusión.

Para el presente prototipo se probaron solo algunos pozos con datos de un año en los mismos. La aplicación en producción tendría aproximadamente 800 pozos distribuidos en quince yacimientos comprendidos en 3 áreas aproximadamente, y cada pozo podría tener como máximo 1 dato de producción por cada día transcurrido. Esto haría que luego de transcurrido un año se contarán con 292.000 registros de pozos.

Por razones de tiempo no se realizan pruebas con la cantidad de datos mencionada antes, solo se incluyen pruebas con 4 pozos.

El presente prototipo implementa 3 indicadores de producción, debido a las limitaciones de tiempo. Se limitó el alcance de la demostración del prototipo sólo a dichos indicadores porque configurar cada indicador conlleva un tiempo considerable de configuración y pruebas, y haría que el prototipo se retrase varios meses más.

Para afirmar lo anterior se tuvo en cuenta que la configuración de cada indicador posee cinco consultas HQL, además de parámetros que se utilizan para modificarlas en los filtros -se agregan cuatro sets de parámetros - , cuatro modificadores de consulta HQL para los alcances (temporalidad de un indicador), tres modificadores de consulta HQL para las aperturas geográfica (área, yacimiento y pozo), un modificador de consulta HQL para los productos, y finalmente la descripción de columnas para la consulta que se utiliza como base en los gráficos (tipo de datos, nombre de atributos, etc.).

Para el prototipo se eligieron sólo algunos indicadores de producción (poseen códigos comenzando con el número tres) por ser los más importantes para la empresa ya que miden las distintas cantidades de producción de petróleo, gases y agua obtenidos.

Debido al tiempo acotado con el que se contó se debieron excluir análisis más complejos de la aplicación utilizando datos de prueba que se circunscriban a algunos escenarios. La ventaja de contar con escenarios de datos es poder probar la aplicación en situaciones parecidas a algunas reales y a veces complejas, por ejemplo, a las siguientes:

- un determinado pozo en un yacimiento comenzara a perder eficiencia y todos los productos disminuyeran en cantidad, pero no así los demás pozos del mismo yacimiento.
- todos los pozos de un yacimiento disminuyendo la eficiencia.

- paradas de los pozos: cuando se para la producción para realizar mantenimiento o en otras veces workover, cada situación con la duración respectiva a cada tarea.
- un pozo con pronóstico de producción baja y con resultados mayores a los esperados.
- Un pozo donde se realicen sucesivas tareas de mantenimiento y no se tuviera respuesta en términos de producción.

Se utilizaron clases con el nombre “Testxxxx” y son clases programadas para probar algunas funcionalidades más importantes, más utilizadas, o cuyas pruebas tomaban un tiempo considerable. Podría haberse utilizado el framework provisto por JUnit para tal motivo, pero considerando el tiempo de aprendizaje del framework se priorizo la finalización del prototipo.

De esta forma pudieron probarse rápidamente métodos como el que guarda los indicadores en el sistema, o por ejemplo el método que genera datos JSON para la gráfica de un indicador.

En el prototipo el registro de nuevos usuarios queda fuera del alcance. Se toma como precondition para el ingreso al tablero que ya exista el usuario en la base de datos. Para la implementación de roles de usuario con acceso a las distintas pantallas (tablero de control, ingreso de datos de producción, configuración del sistema) se llevarán a cabo los cambios sugeridos en la sección 12.4

Se quitó del alcance la versión del tablero para dispositivos móviles como celulares. La decisión se tomó luego de obtener prototipos de las pantallas del tablero. El diseño de las pantallas del mismo requiere visualizar gran cantidad de información: tablas, gráficos y datos en la misma pantalla. Como los celulares suelen tener un tamaño reducido -iPhone6 mide 13,8 x 6,6 cm aproximadamente con un tamaño similar al Samsung Galaxy S6- no alcanzaron los tamaños de los prototipos de pantalla para visualizar correctamente los datos.

Por lo que se mencionó antes, para una visualización correcta de la información que provee el tablero desarrollado se requiere utilizar dispositivos a partir de un tamaño aproximadamente 24x18cm (por ejemplo, iPad2).

11.4.1 Problemas encontrados.

El tablero de control operativo se decidió realizarlo como aplicación web. En un principio se pensó que cada dispositivo móvil podría tener su versión cliente de la aplicación. Considerando que esto extendería el desarrollo del prototipo se decidió realizar una única interfaz de usuario web al que pueden acceder dispositivos móviles según las dimensiones mencionadas antes, y computadoras que posean un navegador como Google Chrome o Mozilla Firefox.

En un principio se consideró que la aplicación tuviera una cantidad fija de indicadores. Esto impactaba en un diseño donde cada indicador iba a tener una clase distinta asociada. Luego de analizarlo se prefirió que la clase indicador fuera única y que cada indicador tuviera una configuración única. Esto hace que el diseño sea más flexible porque por ejemplo permite agregar indicadores desde la aplicación y sin desarrollar nuevo código.

Además otro aspecto importante es que la configuración de cada indicador se puede probar en el sistema -por ejemplo las consultas que posee cada indicador- .

En Hibernate 3.2.1 cuando hay *entities* anidadas y se elimina una entidad padre, en la versión utilizada a veces Hibernate no elimina correctamente sus entidades hijas. Entonces las entidades hijas quedan “huérfanas”.

Para corregir el error se intentó cambiar la versión de Hibernate pero se encontraron algunos problemas en el entorno. Debido a lo mencionado y a los tiempos acotados de desarrollo el error se corrigió temporalmente creando un método que elimina las entidades que hubieran quedado huérfanas. El método mencionado antes se ejecuta cada vez que se persiste en la base de datos algún cambio en los indicadores del sistema. Si la aplicación se desarrollara para implementarla en producción se cambiaría la versión de Hibernate utilizada.

En un momento del desarrollo la aplicación no contaba con una capa DTO que solo tuviera las “annotations” de Hibernate para persistir las entidades en la base de datos. Entonces hubieron problemas como por ejemplo que desde la base de datos se obtenían objetos en modo “Lazy” a pesar de indicar lo contrario con annotations en los objetos. Luego cuando se quería acceder a listas dentro de dichos objetos la aplicación fallaba porque las mismas no era cargadas correctamente o no podían ser accedidas. La aplicación mostraba errores de Hibernate.

Como se mencionó antes el acceso a la aplicación es a través de https, protegido por un certificado auto firmado. A partir de cierta versión de Google Chrome y de Firefox, cuando se intentaba acceder a la aplicación el siguiente mensaje de error se mostraba en el browser:

“... An error occurred during a connection to localhost:8443. SSL received a weak ephemeral Diffie-Hellman key in Server Key Exchange handshake message. (Error code: ssl_error_weak_server_ephemeral_dh_key)”

El error se debe a que actualizaciones recientes en Chrome y Firefox evitan el acceso a sitios web que utilizan la clave pública Diffie-Hellman *public key cipher* vulnerable. Para solucionarlo, se agregaron las siguientes *ciphersuites* en la conexión SSL configurada en el archivo standalone.xml de JBOSS:

TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_128_CBC_SHA256,TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_128_CBC_SHA,TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_256_CBC_SHA384,TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_256_CBC_SHA,TLS_ECDHE_RSA_WITH_RC4_128_SHA,TLS_RSA_WITH_AES_128_CBC_SHA256,TLS_RSA_WITH_AES_128_CBC_SHA,TLS_RSA_WITH_AES_256_CBC_SHA256,TLS_RSA_WITH_AES_256_CBC_SHA,SSL_RSA_WITH_RC4_128_SHA

Al tratarse de un problema reciente, transcurrió al menos una semana hasta poder encontrar la solución adecuada, lo que significó demoras en el desarrollo del prototipo.

Unidades de medida entre productos.

Para el desarrollo del prototipo se decidió que los productos obtenidos de una explotación de un pozo (petróleo, gas natural, lpg y agua), fueran expresados en metros cúbicos como muchos de los gráficos observados en la empresa relevada.

Para el desarrollo del producto final se considera que se podría agregar la conversión entre distintas unidades de medida y que el mismo permita expresar las gráficas y los datos en pantalla según la unidad de medida deseada. De todas formas, si se agregase dicha funcionalidad debería tenerse en cuenta que para mostrarse varios productos en la misma pantalla y compararlos deberán ser expresados en la misma unidad de medida. Puesto que algunas conversiones entre unidades de medida son imposibles de realizar, representan un problema. Por ejemplo, si se quisiera expresar una gráfica de productos midiéndolos en barriles de petróleo equivalentes ya que el agua no se puede comparar de dicha forma. El barril de petróleo equivalente se utiliza por ejemplo para comparar el calor que puede generar

una cantidad de gas comparado contra cuantos barriles de petróleo que necesitan para generar el mismo calor.

Queda fuera del alcance del prototipo el filtrado por la apertura “Cuenca”. La misma es una región mayor a un área de explotación. En la jerarquía de regiones se encuentran (de mayor tamaño a menor): Cuenca, área, yacimiento y por último el pozo. Se eliminó por el limitado tiempo para realizar el prototipo e incluirlo aumentaría la cantidad de datos para el prototipo. Además, para los datos que se estimaba probar no se esperaba obtener la cantidad necesaria de datos para probar el filtrado por cuencas.

12. Conclusiones.

Cabe mencionar la dificultad para conseguir información y concertar entrevistas para recabar información para el proyecto. Un tablero de control operativo se construye para satisfacer algunas necesidades de una empresa y se construyen los indicadores que necesita dicha empresa. Entonces es necesario contar con la disponibilidad de información que brinden las partes interesadas tanto entrevistas como material de distintas fuentes.

Se agregó al agua como producto de la explotación de pozos de petróleo y gas porque explotarlos también se extrae agua además de petróleo, gas natural y LPG. Pese a que fuere un producto no deseado dentro de la explotación de un pozo, su aumento y consiguiente disminución del petróleo puede servir para medir la necesidad de realizar operaciones especiales sobre un pozo, o bien la necesidad de cerrarlo o convertirlo en pozo inyector.

El Tablero de control operativo permite que se disponga de información resumida de cada indicador (por ejemplo, de producción) más rápido que con la metodología de archivos excel que actualmente utiliza la empresa. Esto facilita la disponibilidad para que se tomen decisiones operativas sin esperar un mes como antes y puede llevar a que la divergencia entre la producción esperada y la obtenida sea menor al cabo de dicho mes.

Esta disminución de la divergencia entre lo esperado y lo real puede permitir que las correcciones por outlooks sean también menores en cantidad corregida y en cantidad de correcciones.

La información que se carga en el sistema tiene inmediata disponibilidad para ser visualizada. Por lo anterior además se pueden podían ensayar operaciones en los pozos sin esperar un mes para ver dichos resultados. Por esto se podrían llegar a tomar decisiones operativas menos conservadoras sobre los pozos ya que cualquier cambio correctivo podría realizarse de inmediato. Por ejemplo, se podrían probar una cantidad de operaciones en pozos y si en menos de cuatro días se obtuvieron resultados favorables dicha prueba podría ser descartada sin esperar un mes.

12.1 Conclusiones técnicas (desarrollo de software).

El tiempo destinado al aprendizaje de frameworks y herramientas fue considerable con respecto al tiempo de desarrollo. Teniendo en cuenta problemas surgidos del desconocimiento de algunos detalles de algunos frameworks, de pruebas de concepto que se realizaron para algunas herramientas de presentación de gráficos, etc., se puede afirmar que se

destinaron por lo menos 3 meses de trabajo a dichas tareas. Algunos ejemplos que se pueden destacar sobre lo mencionado antes son:

- **Vaadin y PhantomJS** : Vaadin es una herramienta que se utilizó como prueba de concepto para visualizar gráficos con características similares a Google Charts. Luego de probar la herramienta sobre el tablero se decidió no utilizarla porque algunos gráficos se mostraban en forma estática y sin posibilidad de interacción por parte del usuario con los gráficos. PhantomJS se utilizó para realizar conversiones de las gráficas a imágenes estáticas que generaba el servidor para que el cliente de la aplicación las presente en pantalla.
- **JChart** : se realizó una prueba conceptual y hubieron problemas similares a Vaadin dado que algunos gráficos eran estáticos.
- **Google Charts**: herramienta que se decidió utilizar porque tiene mayor variedad de gráficos, son dinámicos (no se envía una imagen al cliente sino los datos para que el mismo los reconstruya), y permite al usuario interactuar con la gráfica por ejemplo: al hacer click sobre algunas gráficas y visualizar valores para el lugar del gráfico donde se realiza el click.
- **Java reflection** : para generar las tablas de datos como se describió antes se debieron realizar numerosas pruebas e investigar acerca de su implementación.
- **Struts1**: se realizaron pruebas de concepto sobre la tecnología y se determinó utilizarla.
- **Hibernate**: problema para configurar Hibernate para las entities como se describió anteriormente.
- **Google Web Toolkit(GWT)**: se realizaron pruebas conceptuales sobre la tecnología.

12.2 Conclusiones generales.

El prototipo propuesto permite que toda la información que proporciona cada indicador se encuentre centralizada siendo accesible desde la página web del mismo. Además, agrupa tanto información de producción como también información sobre los gastos en los yacimientos, información sobre porcentajes de participación de la empresa en un área

determinada, etc. Dicha información proviene de distintas fuentes de la empresa y de esta forma puede integrarse en el TCO y siendo visualizada en un mismo lugar.

Al incorporar datos al sistema -por ejemplo, datos de producción- la información se encuentra disponible inmediatamente en el TCO. Asimismo, se pueden ver gráficas de un indicador -por ejemplo, producción real- desagregadas por área, yacimiento o pozo y además según el filtro de temporalidad que se elija.

La información que se visualiza en el TCO contiene más filtros de temporalidad y geográficos que los actuales realizados en documentos en Excel cuya configuración de gráficas es estática. Esto permite al usuario visualizar un reporte con su respectiva gráfica según el criterio de filtrado más conveniente para el aspecto a analizar en dicho momento. Por lo tanto, permite agregar o desagregar la información dinámicamente según se necesite.

El prototipo al ser un tablero de control incorpora el concepto de indicador, que por ejemplo para el indicador “producción real” permite visualizar más información que solo el valor de producción. En el presente TCO también se incluye una gráfica según un criterio de filtrado, datos como la fecha del último registro, el valor para dicha fecha, el estado para dicho valor, tendencia y la referencia.

La presente PFI requirió durante más de un año trabajar en la misma fuera del horario laboral, y fue considerado por sus integrantes como un trabajo aparte. La dificultad para realizar la PFI se hizo mayor por factores laborales como viajes al exterior, trabajar horas extra (situación repetida en el desarrollo de software) y personales como la disponibilidad para reunirse sólo a partir de las 23hs.

Por lo tanto, el tiempo necesario para desarrollar la aplicación y para realizar reuniones técnicas debe intentar estimarse de la mejor forma posible ya que representó hasta cuatro veces -o más- el tiempo que requirió el resto del proceso de la PFI. También se vio potenciado por las dificultades técnicas que se encontraron en el proceso.

12.3 Posibles mejoras futuras.

Como primera mejora a futuro se propone crear una pantalla donde se visualicen todos los indicadores juntos según un mismo criterio de filtrado de datos. En dicha pantalla se podría visualizar el valor principal del indicador para el filtro -en su unidad de medida- y luego algún atributo como el “estado” del mismo según las alarmas elegidas.

Para configurar dicha pantalla se deberían considerar los siguientes factores:

- Se deben definir qué atributos de cada indicador se mostrarán en dicha pantalla junto al valor de cada uno. Además, si se considerase que dichos atributos varían según el indicador, se agregaría aún más complejidad a la pantalla.
- En dicha pantalla se deberían mostrar todos los indicadores filtrados por el mismo criterio. De otra forma se estarían comparando valores entre distintos filtros (geográficos como área, yacimiento o pozo, o temporales como año, mes y día), y la información en su conjunto podría resultar confusa.

Esta situación plantea la necesidad de definir un filtro común a todos los indicadores que se muestren en la pantalla. Es un problema porque para algunos indicadores se podría perder granularidad de la información: por ejemplo, un indicador con nivel de filtrado por yacimiento, y pozo puede llegar a utilizar en dicha pantalla un filtro genérico que sólo filtre por yacimiento y perdiendo la granularidad de filtrar por pozo. En esta situación debería tomarse alguna solución de compromiso al problema planteado.

A pesar del problema expuesto, implementar un filtro genérico tiene la ventaja de permitir que se muestren los indicadores en la misma pantalla y que permita realizar una comparación entre los mismos. El primer atributo de indicador que se puede comparar es el “estado” del mismo según el criterio de alarma establecido.

- El último factor importante es la desagregación de la información por producto. Esto hace que para un mismo indicador como “producción real” habría cuatro datos a mostrar, uno por cada producto, además de los atributos del indicador para dicho producto.

En la pantalla impactaría en que se deberían omitir algunos productos para que quepan los datos en pantalla ó se deberían separar los datos en lengüetas, como por ejemplo mostrar en la misma lengüeta los indicadores de un mismo producto.

Un aspecto de seguridad que se podría agregar es un nivel de log desde la aplicación para los métodos más importantes como ‘getTablaDatos()’ que permite -para un determinado indicador bajo un filtro elegido- obtener una tabla de datos para generar un gráfico. Otro método donde se agregaría dicha funcionalidad es “getDatosPanelIndicador()” que obtiene los datos de los atributos de un indicador que se muestran en el costado izquierdo de la pantalla junto a la gráfica de un indicador. Dicho nivel de log podría incluir los siguientes valores:

- la consulta generada y modificada según el filtro elegido que se ejecutará en la base de datos.
- usuario que genera dicha consulta.
- hora y fecha de la consulta.
- dirección ip del cliente que genera el pedido.

Además, en el mismo log se podrían incluir otros valores referidos a la performance del servidor para resolver la petición como, por ejemplo:

- tiempo de procesamiento para generar la consulta según el filtro elegido.
- tiempo de ejecución de la consulta en la base de datos.

Los valores antes expuestos se podrían guardar en una nueva tabla de la base de datos y mediante una pantalla permitir la visualización de los mismos. Dicha pantalla podría ser una pantalla con solo acceso de un administrador de la aplicación.

Para el control de acceso a las distintas pantallas de la aplicación se podrían realizar los siguientes cambios:

- definir 3 roles principales: operario, gerente, y administrador
- crear una tabla “roles” con columnas “id_rol” y “descripción”
- agregar la columna “id_rol” en la tabla “usuarios”, con “id_rol” utilizando *foreign key* de id_rol de la tabla “roles”.
- en la clase “LoginAction” antes de la validación de usuario y *password* se debe validar que el rol elegido tenga permiso para acceder a la página. Luego de valida el rol se debería realizar el proceso de verificación de usuario y *password*.

Para la versión que se implemente en producción se podría agregar otra medida de seguridad. Se podría contratar un servicio de auditoría de seguridad para la detección de vulnerabilidades del sistema (ethical hacking).

13. Bibliografía.

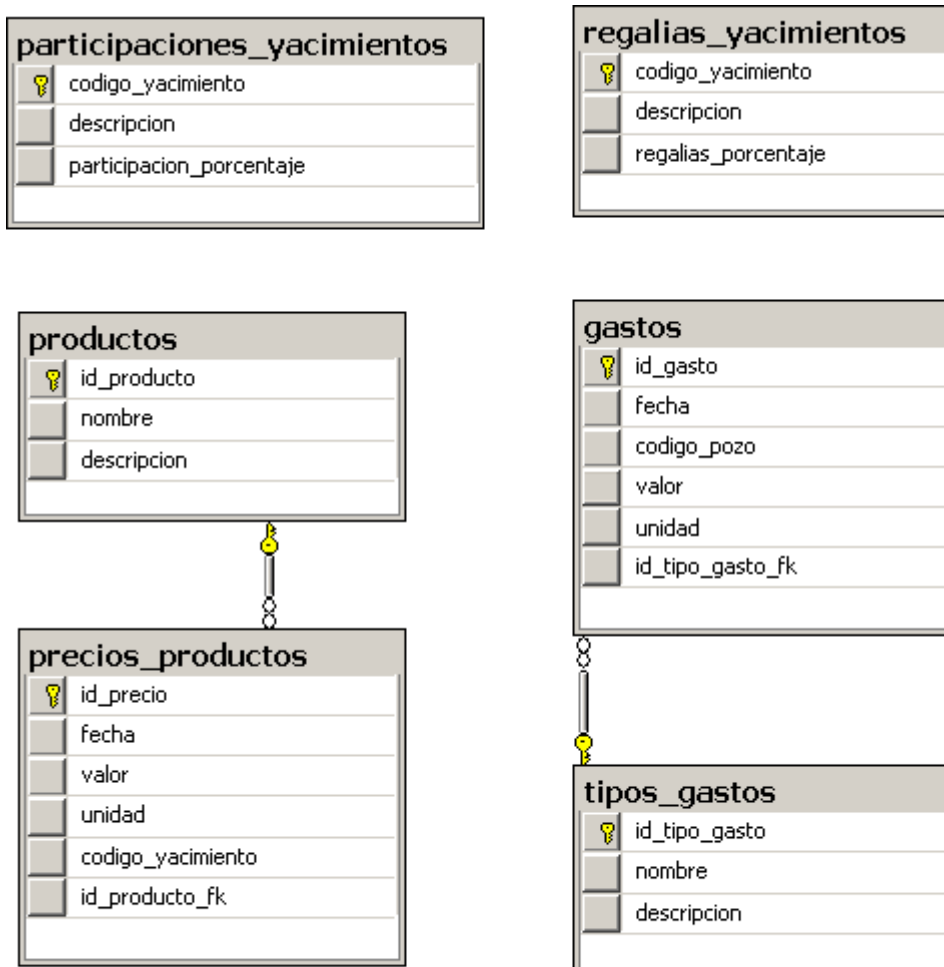
- BALLVÉ, Alberto M. *Tablero de Control*. Buenos Aires: Ediciones Macchi, 2000, 354 p. ISBN 950-537-517-4.
- INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS. *EL ABC del Petróleo y del Gas*. Buenos Aires: Instituto Argentino de Petróleo y del Gas, 2000, 134 p. ISBN 987-9139-13-5.
- INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS. *Las cifras del Petróleo y del Gas: 50 años petrotecnia*. Buenos Aires: Instituto Argentino de Petróleo y del Gas, 2010, 64 p. ISBN 978-987-9139-55-4.
- WRIGHT, CHARLOTTE J. y GALLUN, REBECCA A. *Fundamentals of Oil & Gas Accounting*. EEUU.: PennWell Corp., 2008, 750 p. ISBN 978-1593701376.
- BAUER, CHRISTIAN y KING, GAVIN. *Hibernate in Action*. EEUU.: Manning Publications, 2004, 408 p. ISBN 193239415X.
- JAMES GOODWILL. *Mastering Jakarta Struts*. EEUU.: Wiley, 2002, 352 p. ISBN 0-471-21302-0.
- COSTA VILA, HERNÁN y GROSSO, MARÍA JOSEFINA. *Complejo petróleo y gas*. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, Secretaría de política económica. [en línea]. [consulta 28 abr. 2013] <http://www.mecon.gov.ar/peconomica/docs/Complejo_Petroleo_y_Gas.pdf>
- UNION INDUSTRIAL ARGENTINA. *Cadena del Petróleo y del Gas Natural en la Región Patagónica*. [en línea]. [consulta 28 abr. 2013] <http://www.mecon.gov.ar/peconomica/docs/Complejo_Petroleo_y_Gas.pdf>
- Dr. GUADAGNI, ALIETO ALDO. *Gas y Petróleo Argentino para la producción*. [en línea]. [consulta 28 abr. 2013] <<http://www.mpargentino.com.ar/ciclos/gas-y-petroleo-argentino-para-la-produccion-por-alieto-guadagni/?aid=1617&pid=1602&sa=0>>
- ABRAM, ALDO M. y SCHEIMBERG, SEBASTIÁN. *Petróleo y gas, 100 años de valiosos aportes a la economía argentina*. [en línea]. [consulta 28 abr. 2013] <www.esade.edu.ar/investigaciones/petroleoygas.pdf>
- MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS [en línea], [consulta 28 abr. 2013] <<http://www.mecon.gov.ar>>
- INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS [en línea], [consulta 28 abr. 2013] <<http://www.iapg.org.ar>>
- UNION INDUSTRIAL ARGENTINA [en línea], [consulta 1 may. 2013] <<http://www.uia.org.ar>>
- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION [en línea], [consulta 1 may. 2013] <<http://www.eia.gov>>
- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Energy and Financial Markets Overview: Crude Oil Price Formation*. [en línea]. [consulta 28 abr. 2013] <http://www.eia.gov/pressroom/presentations/newell_05052011.pdf>
- VAADIN CHARTS [en línea], [consulta 2 jun. 2013] <<https://vaadin.com/add-ons/charts/>>

- RYAN, Jim, LEWIS, Carmen, FRETWELL, Cherie, DOSTER, Barbara and DAILY, Sandra. A Balanced Scorecard Approach to Perioperative Process Management: A Case Study Perspective. [en línea] : *System Sciences (HICSS), 2013 46th Hawaii International Conference on*. 7 January 2013. p. 2606–2615. [consulta 3 may. 2013] ISBN 1530-1605.
- YIGITBASIOGLU, Ogan M. and VELCU, Oana. A review of dashboards in performance management: Implications for design and research. *International Journal of Accounting Information Systems*. [en línea] March 2012. Vol. 13, no. 1, p. 41–59. [consulta 3 may. 2013]DOI 10.1016/j.accinf.2011.08.002.
- CUMMINS, Fred A. Chapter 5 - Enterprise Information Management. In :*Building the Agile Enterprise* [en línea]. Burlington : Morgan Kaufmann, 2009. p. 127–154. ISBN 978-0-12-374445-6.[consulta 3 may. 2013].<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123744456000054>>
- LOSHIN, David. Chapter 5 - The Business Intelligence Environment.In : DAVID LOSHIN (ed.), *Business Intelligence (Second Edition)* [en línea]. Morgan Kaufmann, 2013. p. 61–76. ISBN 978-0-12-385889-4.[consulta 3 may. 2013].<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123858894000053>>
- HU, W., ALMANSOORI, A., KANNAN, P.K., AZARM, S. and WANG, Z. Corporate dashboards for integrated business and engineering decisions in oil refineries: An agent-based approach. *Decision Support Systems*. [en línea]. February 2012. Vol. 52, no. 3, p. 729–741. [consulta 3 may. 2013].DOI 10.1016/j.dss.2011.11.019.
- LAING, D., UDUEHI, D. and ORDYS, A. Financial benefits of advanced control. Benchmarking and optimization of a crude oil production platform.*American Control Conference, 2001.Proceedings of the 2001*. [en línea] 2001. p. 4330–4331 vol.6.[consulta 3 may. 2013]ISBN 0743-1619.
- SELBY, R.W. Measurement-driven dashboards enable leading indicators for requirements and design of large-scale systems. In :*Software Metrics, 2005. 11th IEEE International Symposium*. 2005. [en línea].p. 10 pp.–22.[consulta 3 may. 2013] ISBN 1530-1435.

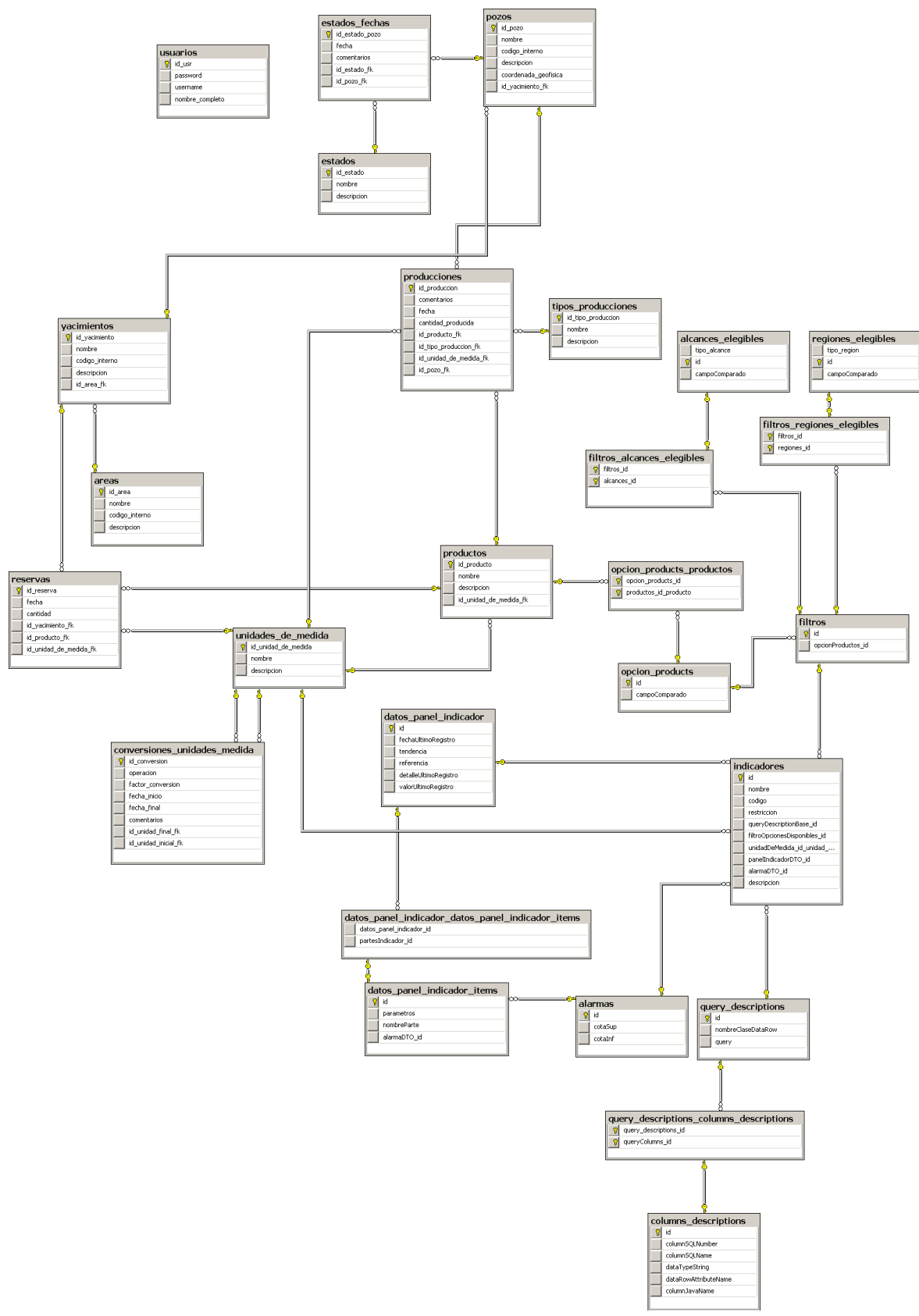
14. Anexos.

Anexo A – DER utilizados

Se incluye debajo el diagrama con las tablas de la base de datos de facturación que consulta el sistema.



Asimismo, a continuación, se incluye el diagrama de la base de datos que utiliza el tablero de control operativo para consultar y guardar información.



Anexo B – Casos de uso

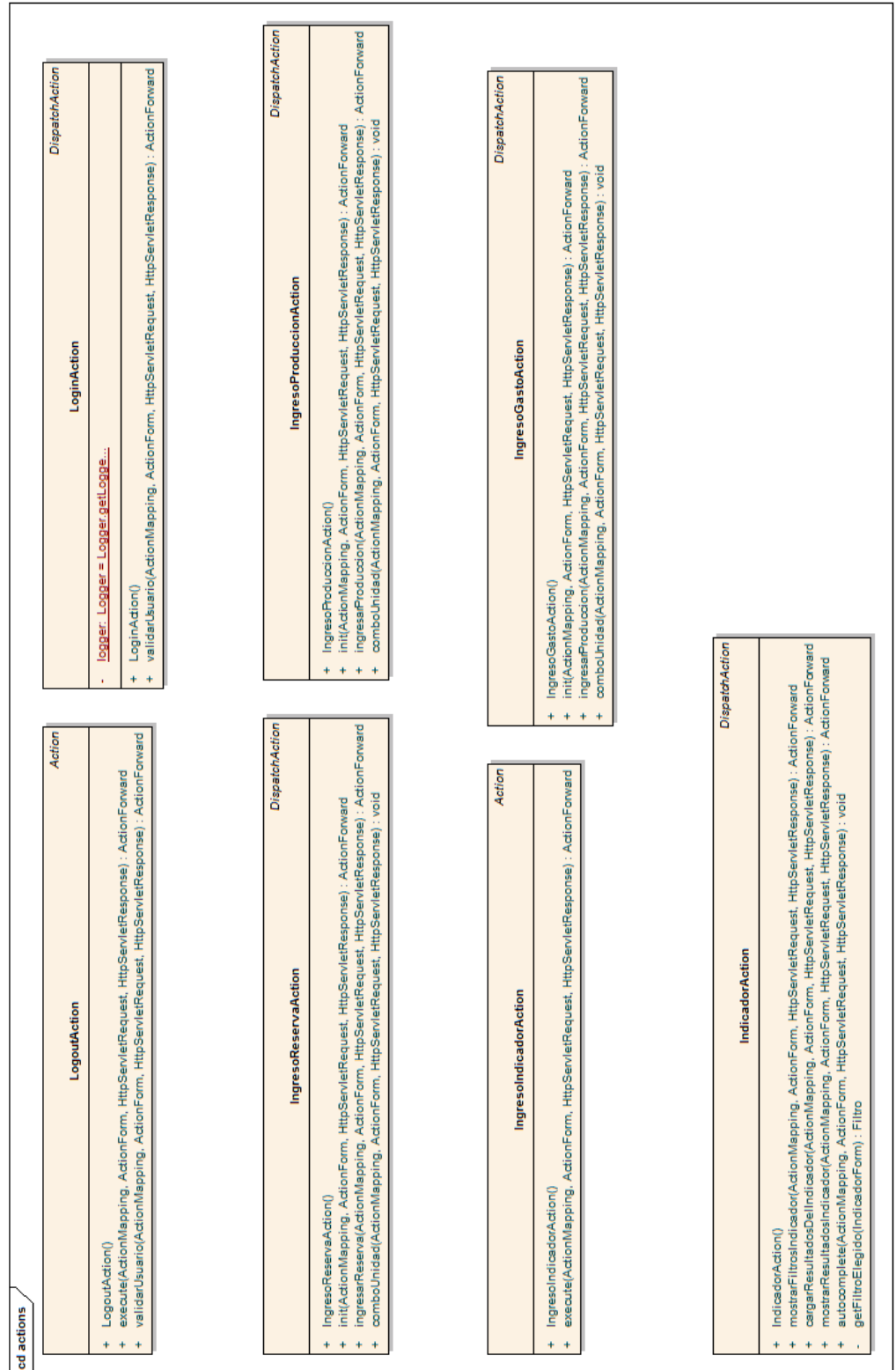
Caso de Uso “Consultar indicadores del tablero de control operativo”

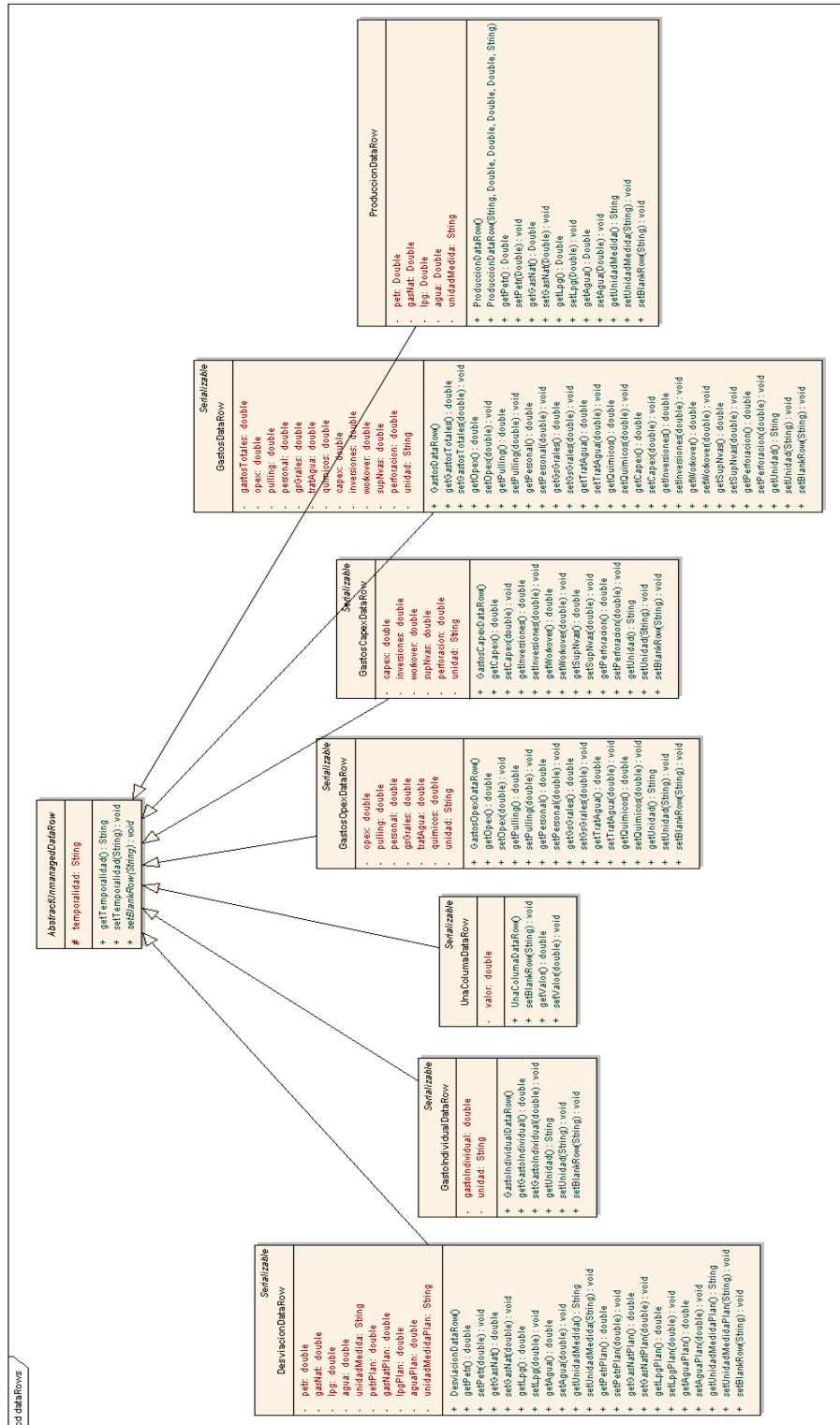
Caso de Uso ID:	01		
Caso de Uso Nombre:	Consultar indicadores del TCO		
Creado por:		Ultima actualización por:	
Fecha Creación:		Fecha última actualización:	

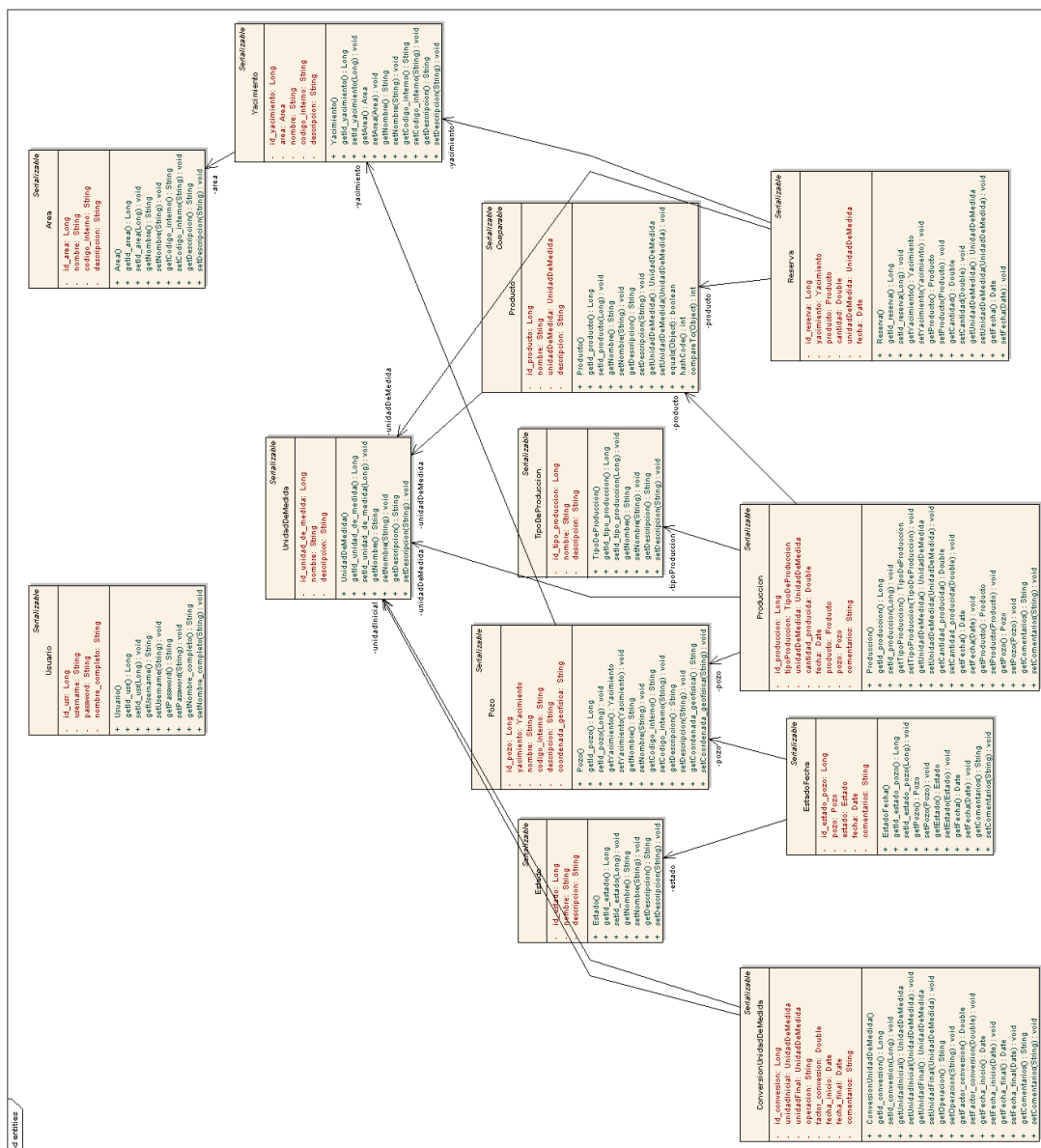
Actor:	Gerente	
Descripción:		
Precondiciones:	Existen usuarios registrados en el sistema Existen indicadores cargados en el sistema Existen datos de producción para cada indicador	
Postcondiciones:		
Prioridad:		
Frecuencia de uso:		
Flujo Normal:	Actor	Sistema
	1) El gerente ingresa su nombre de usuario y password. 4) El gerente selecciona uno de los indicadores del	2) El sistema verifica los datos de usuario 3) El sistema muestra el listado ordenado de indicadores 5) El sistema muestra los filtros para buscar los datos de

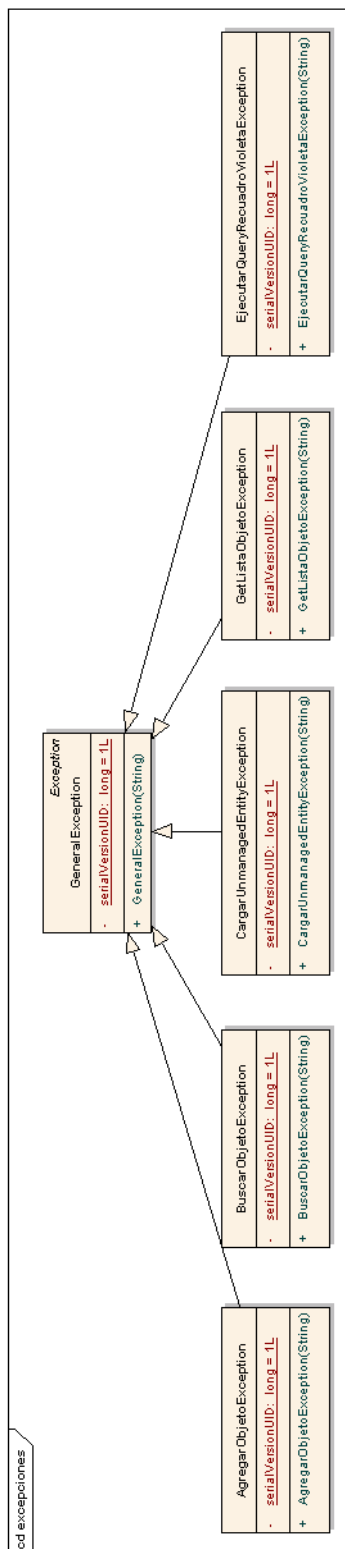
	<p>listado</p> <p>6) El gerente completa todos los datos del filtro y confirma los datos ingresados.</p>	<p>producción según Alcance y Apertura.</p> <p>7) El sistema muestra los datos pertenecientes a la producción de los diferentes productos (Petróleo, Gas Natural, LPG, Agua) y los gráficos.</p>
Flujos Alternativos:	Actor	Sistema
EA1	1) El gerente ingresa su nombre de usuario y password.	<p>2) El sistema informa que el nombre de usuario y/o password ingresados son incorrectos.</p> <p>3) Solicita el reingreso de usuario y password.</p>
Excepciones:	Actor	Sistema
Includes:		
Requerimientos No Funcionales		
Notas :		

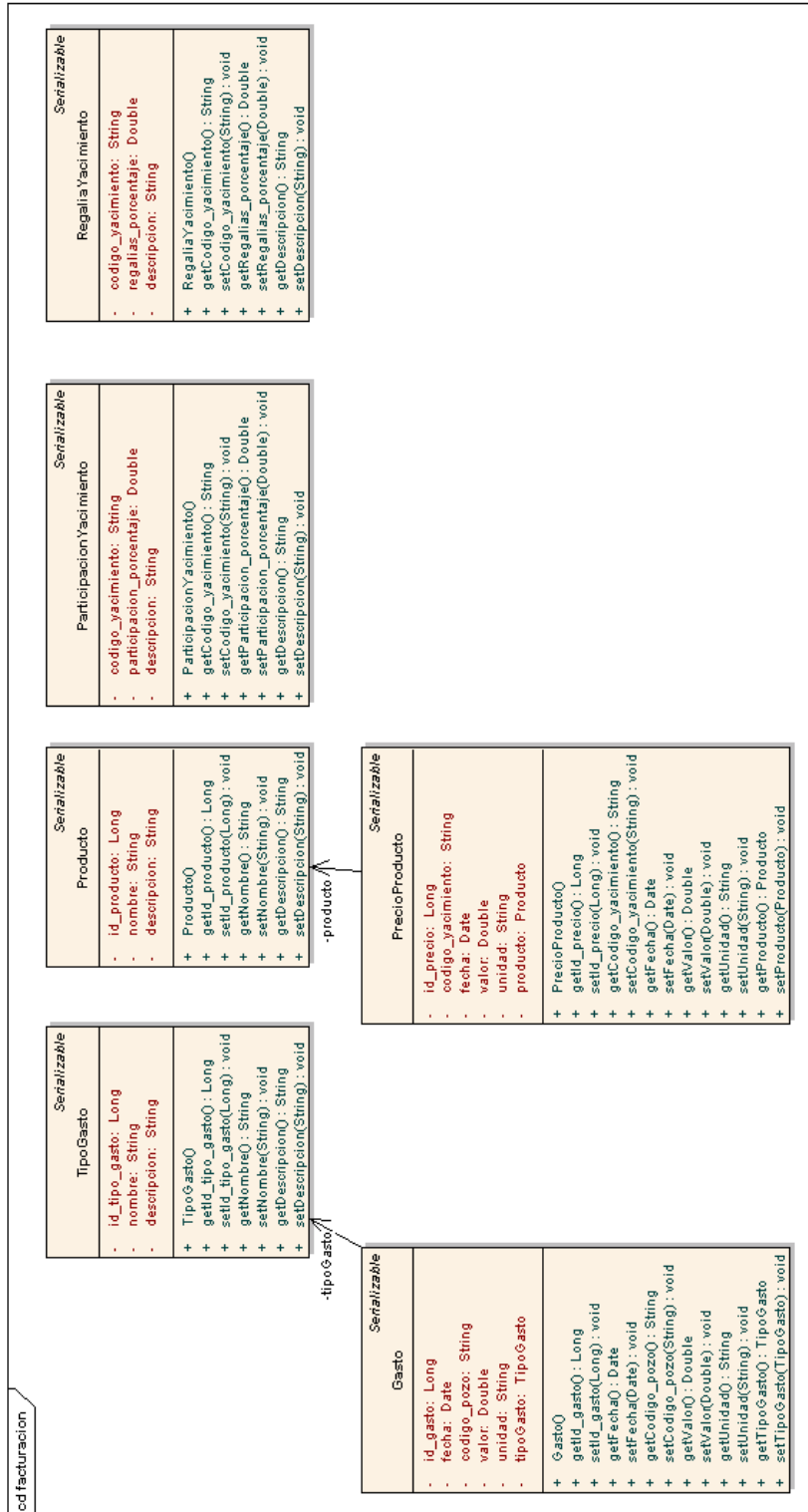
Anexo C – Diagrama de clases



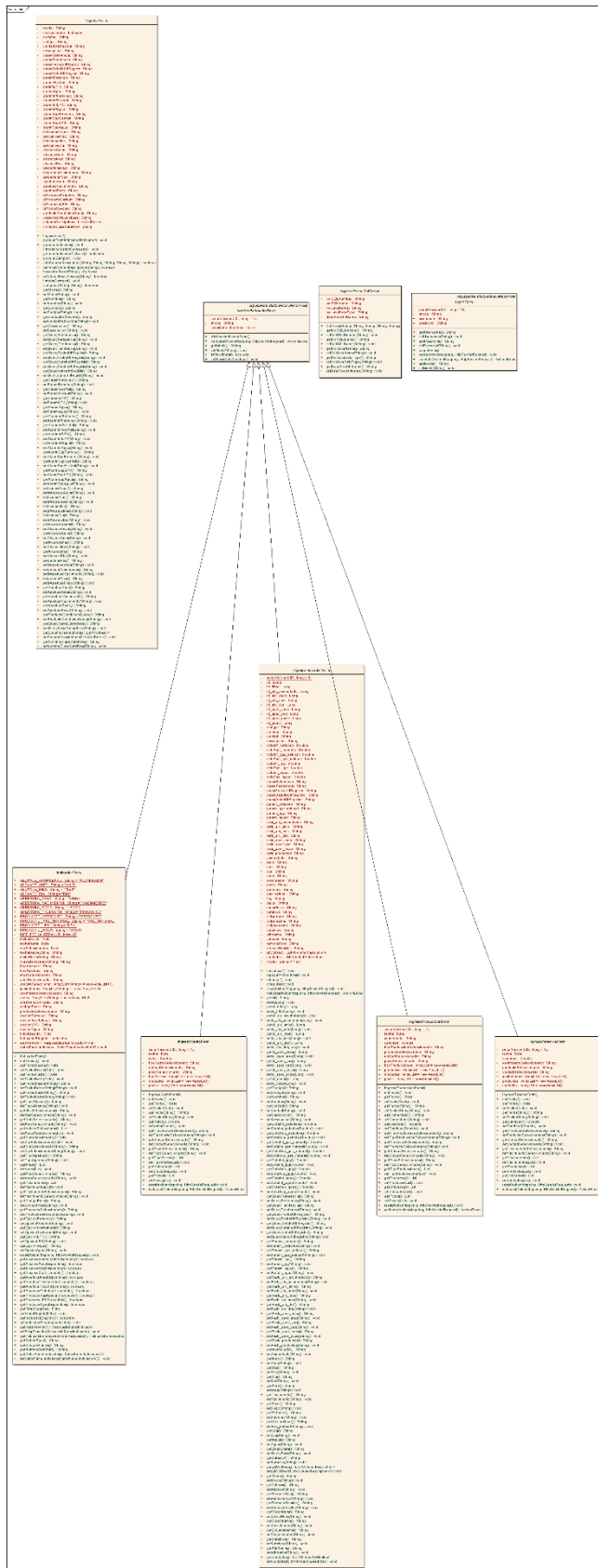










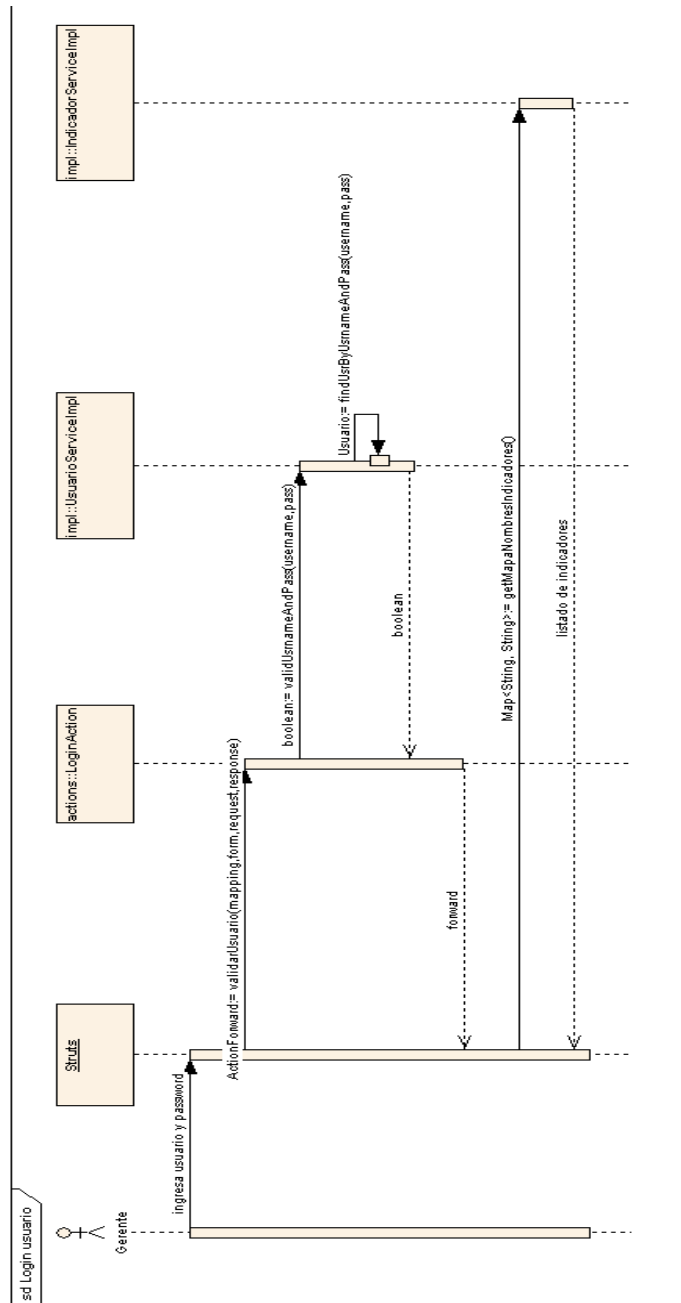




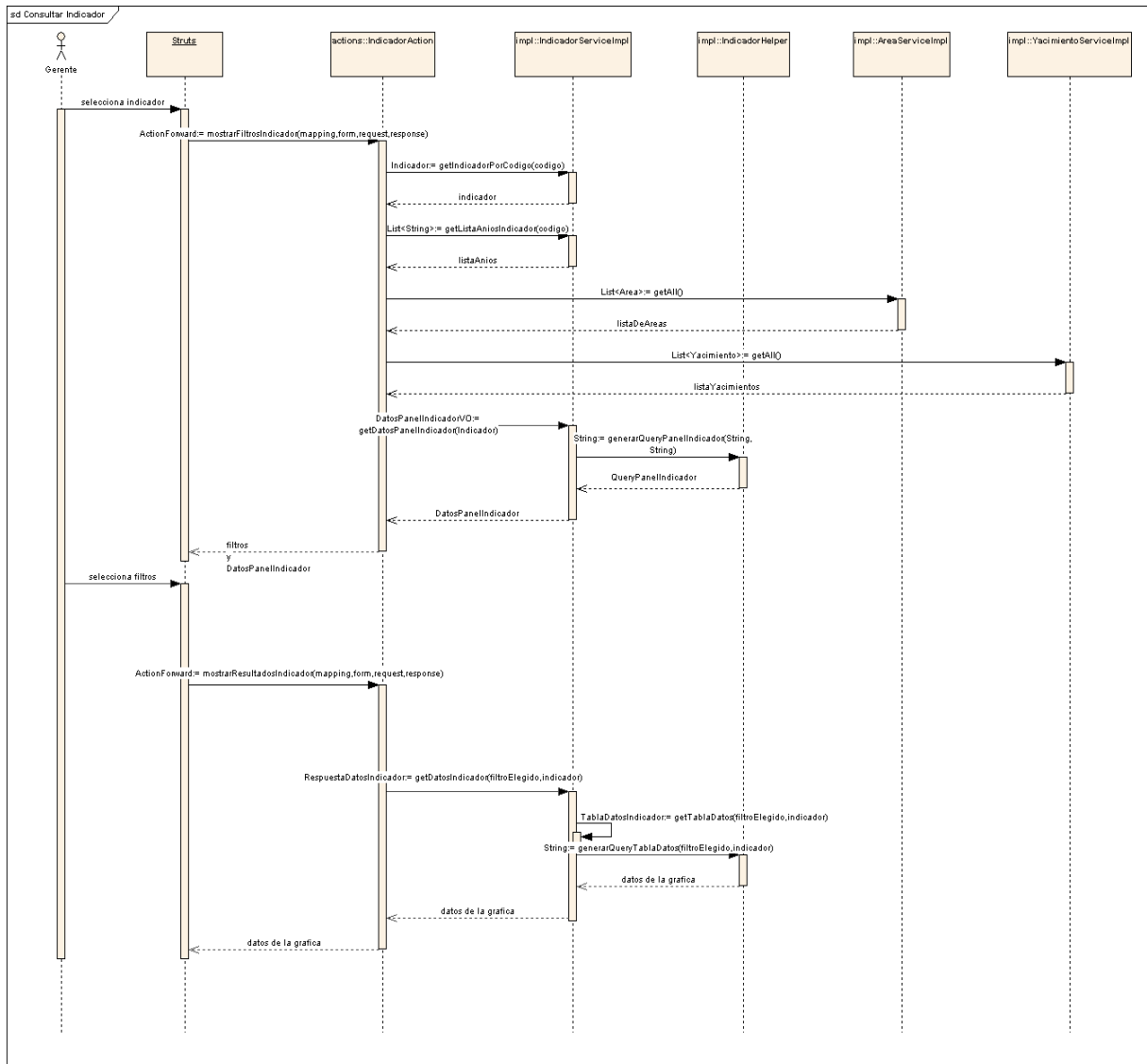
cd vo	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%; text-align: center;">DatosPanelIndicadorVOItem</th> <th style="width: 50%; text-align: center;">Serializable</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> - nombreParte: String - estado: String - tendencia: String - tendenciaFecha: String - referencia: String - valorUltimoRegistro: String - fechaUltimoRegistro: String - detalleUltimoRegistro: String </td> <td style="vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> + DatosPanelIndicadorVOItem() + getFechaUltimoRegistro(): String + setFechaUltimoRegistro(String): void + getNombreParte(): String + setNombreParte(String): void + getEstado(): String + setEstado(String): void + getTendencia(): String + setTendencia(String): void + getReferencia(): String + setReferencia(String): void + getValorUltimoRegistro(): String + setValorUltimoRegistro(String): void + getDetalleUltimoRegistro(): String + setDetalleUltimoRegistro(String): void + getTendenciaFecha(): String + setTendenciaFecha(String): void </td> </tr> </tbody> </table>	DatosPanelIndicadorVOItem	Serializable	<ul style="list-style-type: none"> - nombreParte: String - estado: String - tendencia: String - tendenciaFecha: String - referencia: String - valorUltimoRegistro: String - fechaUltimoRegistro: String - detalleUltimoRegistro: String 	<ul style="list-style-type: none"> + DatosPanelIndicadorVOItem() + getFechaUltimoRegistro(): String + setFechaUltimoRegistro(String): void + getNombreParte(): String + setNombreParte(String): void + getEstado(): String + setEstado(String): void + getTendencia(): String + setTendencia(String): void + getReferencia(): String + setReferencia(String): void + getValorUltimoRegistro(): String + setValorUltimoRegistro(String): void + getDetalleUltimoRegistro(): String + setDetalleUltimoRegistro(String): void + getTendenciaFecha(): String + setTendenciaFecha(String): void 	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%; text-align: center;">DatosPanelIndicadorVO</th> <th style="width: 50%; text-align: center;">Serializable</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> - nombre: String - codigo: String - unidadDeMedida: String - descripcion: String - partesIndicador: ArrayList<DatosPanelIndicadorVOItem> = new ArrayList<D... </td> <td style="vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> + DatosPanelIndicadorVO() + getNombre(): String + setNombre(String): void + getCodigo(): String + setCodigo(String): void + getDescripcion(): String + setDescripcion(String): void + getPartesIndicador(): List<DatosPanelIndicadorVOItem> + setPartesIndicador(List<DatosPanelIndicadorVOItem>): void + getUnidadDeMedida(): String + setUnidadDeMedida(String): void </td> </tr> </tbody> </table>	DatosPanelIndicadorVO	Serializable	<ul style="list-style-type: none"> - nombre: String - codigo: String - unidadDeMedida: String - descripcion: String - partesIndicador: ArrayList<DatosPanelIndicadorVOItem> = new ArrayList<D... 	<ul style="list-style-type: none"> + DatosPanelIndicadorVO() + getNombre(): String + setNombre(String): void + getCodigo(): String + setCodigo(String): void + getDescripcion(): String + setDescripcion(String): void + getPartesIndicador(): List<DatosPanelIndicadorVOItem> + setPartesIndicador(List<DatosPanelIndicadorVOItem>): void + getUnidadDeMedida(): String + setUnidadDeMedida(String): void
DatosPanelIndicadorVOItem	Serializable									
<ul style="list-style-type: none"> - nombreParte: String - estado: String - tendencia: String - tendenciaFecha: String - referencia: String - valorUltimoRegistro: String - fechaUltimoRegistro: String - detalleUltimoRegistro: String 	<ul style="list-style-type: none"> + DatosPanelIndicadorVOItem() + getFechaUltimoRegistro(): String + setFechaUltimoRegistro(String): void + getNombreParte(): String + setNombreParte(String): void + getEstado(): String + setEstado(String): void + getTendencia(): String + setTendencia(String): void + getReferencia(): String + setReferencia(String): void + getValorUltimoRegistro(): String + setValorUltimoRegistro(String): void + getDetalleUltimoRegistro(): String + setDetalleUltimoRegistro(String): void + getTendenciaFecha(): String + setTendenciaFecha(String): void 									
DatosPanelIndicadorVO	Serializable									
<ul style="list-style-type: none"> - nombre: String - codigo: String - unidadDeMedida: String - descripcion: String - partesIndicador: ArrayList<DatosPanelIndicadorVOItem> = new ArrayList<D... 	<ul style="list-style-type: none"> + DatosPanelIndicadorVO() + getNombre(): String + setNombre(String): void + getCodigo(): String + setCodigo(String): void + getDescripcion(): String + setDescripcion(String): void + getPartesIndicador(): List<DatosPanelIndicadorVOItem> + setPartesIndicador(List<DatosPanelIndicadorVOItem>): void + getUnidadDeMedida(): String + setUnidadDeMedida(String): void 									

Anexo D – Diagrama de secuencias

El primer diagrama de secuencias corresponde a la funcionalidad “login a la aplicación” y permite ingresar al sistema.



El próximo diagrama de secuencias corresponde a la funcionalidad “consultar indicador” y permite ver la información y gráficos de indicadores:



Anexo E – Detalle de los indicadores propuestos

Indicador: GASTOS (gastos de explotación)

Código: 1

Descripción: Son los gastos totales (de capital y operativos) en los que se incurrieron para la producción de ese yacimiento, área, o el total. Es la suma de OPEX + CAPEX. Muestra cuánto cuesta por barril desarrollar el yacimiento, incluyendo la operación diaria e inversiones (nuevas perforaciones, reparaciones de pozos, plantas de tratamiento, etc.).

Se puede medir como:

- gastos (\$) por barril (anual) (se toma el gasto total anual y se lo divide por la cantidad de barriles anuales producidos). Esta medida suele usarse cuando los gastos son muy grandes y/o se necesiten grandes cantidades de barriles para que las cifras obtenidas sirvan para comparar.

- gastos (\$) por barril (acumulado)

- gastos (\$) (valor nominal): se calcula sumando todos los gastos de dinero para la región seleccionada. Su unidad de medida es la unidad monetaria utilizada.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: mensual (cuando haya gastos).

Referencia: gastos promedio de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Gráfico de líneas

Indicador: OPEX (*LiftingCost*)

Código: 1.1

Descripción: *Operational Expenditures*. Son los gastos de mantenimiento que se deben realizar para operar el pozo. Cuando el valor monetario (nominal) se divide por la cantidad de barriles producidos, muestra el costo para cada barril de sacar el petróleo y tratarlo.

Se puede medir como:

- por barril (anual) (se toma el gasto anual de *opex* y se lo divide por la cantidad de barriles anuales producidos).

- por barril (mensual)

- por barril (acumulado)

- nominal: se calcula sumando todos los gastos de *opex* para esa región. Su unidad de medida es la unidad monetaria utilizada.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: mensual cuando es por pozo y diario si es por área. Comparativos entre distintas áreas, yacimientos o pozos. Se puede comparar contra el mejor, peor y algún pozo promedio de esa área.

Referencia: OPEX promedio de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Serán valores de desvíos. Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Gráfico de torta donde se comparen los distintos gastos.

Indicador: PULLING

Código: 1.1.1

Descripción: Está incluido en el OPEX. Son los gastos de mantenimiento relacionados a extraer la cañería del pozo (*pull*), se realiza con un equipo de trabajo y maquinarias especiales para tal fin.

Se puede medir como:

- por barril (anual) (se toma el gasto anual de *pulling* y se lo divide por la cantidad de barriles anuales producidos).

- por barril (mensual)

- por barril (acumulado)

- nominal: se calcula sumando todos los gastos de químicos para esa región. Su unidad de medida es la unidad monetaria utilizada.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: acumulado, año, mes (cuando se realicen operaciones de pulling).

Referencia: gastos promedio de pulling de otro área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Comparativos entre distintas áreas, yacimientos o pozos. Se puede comparar contra el mejor, peor y algún pozo promedio de esa área.

Indicador: Índice de pulling

Código: 1.1.1.1

Descripción: Es la cantidad de pulling que se le han realizado al pozo. Debido al decaimiento normal de la producción de un pozo, cuantos más *pullings* se hayan realizado menos se espera que responda en volumen de producción.

Se mide como la cantidad de veces que se le han realizado operaciones de pulling.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área (promedio), yacimiento (promedio), pozo (cantidad).

Frecuencia de actualización: mes (cuando se realicen operaciones de pulling).

Referencia: cantidades de pulling de otro área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Comparativos entre distintas áreas, yacimientos o pozos. Se puede comparar contra el mejor, peor y algún pozo promedio de esa área.

Indicador: PERSONAL

Código: 1.1.2

Descripción: Son los gastos de RRHH para realizar el mantenimiento de los pozos. Está incluido en el OPEX.

Se puede medir como:

- por barril (anual) (se toma el gasto anual de personal y se lo divide por la cantidad de barriles anuales producidos).

- por barril (mensual)
- por barril (acumulado)
- nominal: se calcula sumando todos los gastos de personal para esa región. Su

unidad de medida es la unidad monetaria utilizada.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: mensual (cuando se realicen operaciones de mantenimiento. Si el personal es fijo puede ser un dato mensual).

Referencia: gastos promedio de personal de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Definidas por el usuario.

Gráficos: Comparativos entre distintas áreas, yacimientos o pozos. Se puede comparar contra el mejor, peor y algún pozo promedio de esa área.

Indicador: GASTOS GENERALES

Código: 1.1.3

Descripción: Son los gastos varios de mantenimiento que no clasifican en ninguna de las demás opciones. Está incluido en el OPEX.

Se puede medir como:

- por barril (anual) (se toma el gasto anual en gastos generales y se lo divide por la cantidad de barriles anuales producidos).

- por barril (mensual)
- por barril (acumulado)
- nominal: se calcula sumando todos los gastos de químicos para esa región. Su

unidad de medida es la unidad monetaria utilizada.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: diaria (o cada vez que haya un gasto general).

Referencia: gastos generales promedio de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Comparativos entre distintas áreas, yacimientos o pozos. Se puede comparar contra el mejor, peor y algún pozo promedio de esa área.

Indicador: TRATAMIENTO E INYECCIÓN DE AGUA

Código: 1.1.4

Descripción: Son los gastos de mantenimiento relacionados a procesar el agua obtenida en la extracción para separarla del petróleo y otros productos para luego volver a inyectarla en el pozo. Está incluido en el OPEX. Se calcula sumando los gastos de procesar el agua e inyectarla en el pozo, su unidad de medida es la unidad monetaria que se utiliza.

Se puede medir como:

- por barril (anual) (se toma el gasto anual de tratamiento e inyección y se lo divide por la cantidad de barriles anuales producidos).
- por barril (mensual)
- por barril (acumulado)
- nominal: se calcula sumando todos los gastos de tratamiento e inyección para esa región. Su unidad de medida es la unidad monetaria utilizada.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: mensual (cuando se realicen operaciones de tratamiento e inyección).

Referencia: gastos de tratamiento e inyección promedio de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Comparativos entre distintas áreas, yacimientos o pozos. Se puede comparar contra el mejor, peor y algún pozo promedio de esa área.

Indicador: QUIMICOS

Código: 1.1.5

Descripción: Son los gastos de mantenimiento relacionados a los diversos productos químicos que se deben utilizar en la operación de un pozo. Está incluido en el OPEX.

Se puede medir como:

- por barril (anual) (se toma el gasto anual en productos químicos y se lo divide por la cantidad de barriles anuales producidos).

- por barril (mensual)

- por barril (acumulado)

- nominal: se calcula sumando todos los gastos en químicos para esa región. Su unidad de medida es la unidad monetaria utilizada.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: mensual (cuando se compren químicos para la operación).

Referencia: gastos promedio de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Comparativos entre distintas áreas, yacimientos o pozos. Se puede comparar contra el mejor, peor y algún pozo promedio de esa área.

Indicador: CAPEX

Código: 1.2

Descripción: Es el *CapitalExpenditure*, que son los gastos de capital que se han realizado para el yacimiento, área o en total. Son gastos que se hacen por única vez, generalmente de un gran monto, y que no tienen la frecuencia de los gastos operativos. Se calcula sumando las inversiones, intervenciones de pozos, instalaciones en superficies nuevas, y perforación.

Se puede medir como:

- por barril promedio anual (se toma el gasto anual de *capex* y se lo divide por la cantidad de barriles anuales producidos).

- nominal: su unidad de medida es la unidad monetaria utilizada.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: mensual (cuando se realicen operaciones de pulling).

Referencia: gastos promedio de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Gráfico de torta donde se comparen los distintos gastos.

Indicador: INVERSIONES

Código: 1.2.1

Descripción: Está incluido en el CAPEX. Son los gastos por inversión que se realizan en el pozo. Es para adquirir o generar un capital. Su unidad de medida es el dinero invertido.

Se puede medir como:

- por barril promedio anual (se toma el gasto anual de inversiones y se lo divide por la cantidad de barriles anuales producidos).
- nominal: su unidad de medida es la unidad monetaria utilizada.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: mensual (cuando se realicen inversiones).

Referencia: inversiones promedio de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Comparativos entre distintas áreas, yacimientos o pozos. Se puede comparar contra el mejor, peor y algún pozo promedio de esa área.

Indicador: INTERVENCIONES DE POZOS (WORKOVER)

Código: 1.2.2

Descripción: Está incluido en el CAPEX. Son intervenciones mayores que el pulling, pueden lograr aumentan las reservas, abrir capas nuevas, estimular el reservorio. Tiene una complejidad muy superior al pulling y sirven para reparar los pozos.

P.ej.: introducir los equipos de torre para cambiar una bomba en el interior de un pozo.

Se puede medir como:

- por barril promedio anual (se toma el gasto anual de intervenciones de pozos y se lo divide por la cantidad de barriles anuales producidos).

- nominal: Se calcula sumando estos gastos en una unidad monetaria.

El alcance será diario (promediado del mes) a pesar de que se realicen una vez al año o cada dos años, porque se podrá relacionar la intervención al pozo con una suba en la producción de petróleo.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes (a lo sumo).

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: mensual o cuando se realicen intervenciones.

Referencia: gastos por intervenciones promedio de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Comparativos entre distintas áreas, yacimientos o pozos. Se puede comparar contra el mejor, peor y algún pozo promedio de esa área.

Indicador: INSTALACIONES EN SUPERFICIES NUEVAS

Código: 1.2.3

Descripción: Está incluido en el CAPEX. Son los gastos de capital relacionados a instalaciones que se deban realizar en las inmediaciones al pozo. Por ejemplo, tanques de almacenamiento temporario para acumular petróleo antes de introducirlo en el oleoducto.

Se puede medir como:

- por barril promedio anual (se toma el gasto anual de instalaciones en superficies nuevas y se lo divide por la cantidad de barriles anuales producidos).

- nominal: Se calcula sumando estos gastos en una unidad monetaria.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: mensual.

Referencia: Definidas por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Comparativos entre distintas áreas, yacimientos o pozos. Se puede comparar contra el mejor, peor y algún pozo promedio de esa área.

Indicador: PERFORACIÓN

Código: 1.2.4

Descripción: Está incluido en el CAPEX. Son los gastos de capital relacionados a perforar el pozo. Es la inversión más grande que se realiza.

Se puede medir como:

- por barril promedio anual (se toma el gasto anual de perforación y se lo divide por la cantidad de barriles anuales producidos).
- nominal: Se calcula sumando estos gastos en una unidad monetaria.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: mensual (o cuando se realice la perforación).

Referencia: gastos promedio de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Comparativos entre distintas áreas, yacimientos o pozos. Se puede comparar contra el mejor, peor y algún pozo promedio de esa área.

Indicador: REGALÍAS POR BARRIL

Código: 2

Descripción:

Son las regalías que se pagan proporcionales a un solo barril de petróleo producido. Se calcula como (1).

$$\frac{REGALÍAS}{BARRILES} \text{ (Regalías por barril)(1)}$$

Las regalías se miden sobre el precio de venta, y “barriles” es la cantidad de barriles producidos.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año y mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: mensual.

Referencia: regalías por barril de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Comparativos entre distintas áreas, yacimientos o pozos. Se puede comparar contra el mejor, peor y algún pozo promedio de esa área.

Indicador: PRODUCCIÓN

Código: -

Descripción: El conjunto de indicadores clasificados en esta sección son los más importantes del sistema miden la cantidad de producto que se dispone o espera extraer, para poder vender y generar recursos para la empresa.

Se mide en metros cúbicos de petróleo producido, y cuando se mide el gas a veces es en cantidad de barriles producidos estándares a 9300 calorías. Esta última es una conversión de la unidad de gas a petróleo.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): -

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): -

Frecuencia de actualización: -

Referencia: -

Alarmas: -

Gráficos: -

Indicador: PRODUCCIÓN PLANEADA POR LA EMPRESA

Código: 3.1

Descripción: Es la producción de petróleo que espera tener la empresa a futuro. Contiene incertidumbre que se corregida mediante *outlooks* cada cierto mes. Es la variable más importante del sistema porque mide la cantidad de producto de la cual se dispone para poder vender y generar recursos para la empresa.

Los datos se obtienen a partir del pronóstico de producción, cronogramas de producción y reparación de pozos preestablecidos. Se aprueba por el directorio de la empresa anualmente. Se mide en metros cúbicos de petróleo producido. No se suele utilizar para ver valores diarios.

Cuando se mide el gas es en cantidad de barriles producidos estándares a 9300 calorías. Esta última es una conversión de la unidad de gas a petróleo.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes y día (valor mensual dividido por la cantidad de días).

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): todo, área yacimiento, pozo. Por producto: petróleo, gas metano, gas etano, gas propano, gas butano.

Frecuencia de actualización: mensual (o cuando se realicen planeamientos).

Referencia: Producciones planeadas anteriores cuando las haya, teniendo en cuenta el decaimiento normal de un pozo (cuando haya datos disponibles), o promedio de todos los pozos.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Utiliza los mismos gráficos que la producción real, pero se utiliza para comparar contra la producción real.

Indicador: PRODUCCIÓN PLANEADA POR EL OPERADOR

Código: 3.2

Descripción: Es la producción de petróleo que la empresa operadora espera tener a futuro. Puede diferir de los valores que espera obtener la empresa asociada (producción planeada, 5.1)

Contiene la incertidumbre que poseen las planificaciones.

Sobre esta variable la empresa operadora suele tomar decisiones a futuro. No se suele utilizar para ver valores diarios.

Se mide en metros cúbicos de petróleo o en barriles de petróleo planeados producir.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes y día (valor mensual dividido por la cantidad de días). Cuando se mide el gas puede ser en metros cúbicos o la cantidad de barriles producidos estándares a 9300 calorías. Esta última es una conversión de la unidad de gas a petróleo.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento, y pozo (es un promedio diario extrapolado del valor mensual). Por producto: petróleo, gas natural, lpg y agua.

Frecuencia de actualización: mensual (o cuando se realicen planeamientos).

Referencia: Producciones planeadas por el operador anteriores cuando las haya, teniendo en cuenta el decaimiento normal de un pozo (cuando haya datos disponibles), o

producción planeada por el operador de otra área y/o yacimiento similares cuando los haya. El dato es ingresado por el usuario y generado por la empresa operadora.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Utiliza los mismos gráficos que la producción real pero se utiliza para comparar contra la producción real.

Indicador: PRODUCCIÓN REAL

Código: 3.3

Descripción: Es la cantidad real de hidrocarburos que se extrae en cada zona, y además la cantidad de agua aunque no sea un producto para vender.

Es la variable más importante del sistema porque mide la cantidad de producto que se dispone para vender y generar recursos para la empresa. Los datos se obtienen del parte diario emitido por las operadoras de cada área o yacimiento, y también en el capítulo 4° que es una declaración jurada que se presenta en la secretaría de energía.

En el caso del agua extraída, sirve para comparar la cantidad de agua extraída en relación con la de hidrocarburos. Como el agua extraída debe tratarse podría suceder que una gran proporción de agua extraída genere tales gastos que hagan que un pozo no sea rentable de explotar.

Se mide en metros cúbicos de producto producido y/o en cantidad de barriles producidos, y cuando se mide el gas es en cantidad de barriles producidos estándares a 9300 calorías. Esta última es una conversión de la unidad de gas a petróleo, cuando se mide agua es en metros cúbicos.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes y día.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): por Región: área, yacimiento, pozo y luego por producto: petróleo, gas natural, lpg y agua.

Frecuencia de actualización: diaria (cuando se realicen operaciones de extracción), mensual (capítulo 4°).

Referencia: producción planeada y/o producción real promedio de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Utiliza los mismos gráficos que la producción real pero se utiliza para comparar contra la producción real.

Indicador: CORRECCIÓN POR OUTLOOK N

Código: 3.4

Descripción: Es la producción de petróleo que se espera tener a futuro tomando como fuente la producción planeada y corrigiendo dichos valores con los que se obtuvieron realmente. Además, se vuelven a recalcular los valores esperados a futuro.

No se suele utilizar para ver valores diarios.

Se mide en metros cúbicos de petróleo o en barriles de petróleo planeados producir. Cuando se mide el gas es en cantidad de barriles producidos estándares a 9300 calorías. Esta última es una conversión de la unidad de gas a petróleo.

Se realizan tantos *outlooks* como se necesiten y normalmente se realizan cada 3 meses.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes y día (valor mensual dividido por la cantidad de días).

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): todo, área, yacimiento. Por producto: petróleo, gas natural, lpg, agua.

Frecuencia de actualización: mensual (o cuando se realicen correcciones al plan inicial).

Referencia: planes de producción iniciales, valores reales de producción.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Gráficos de barras comparando contra *outlooks* anteriores cuando los haya, o planes de producción iniciales.

Indicador: PRODUCCIÓN POTENCIAL

Código: 3.5

Descripción: Es la producción estimada de petróleo que se podría tener en pozos y áreas que no están activos pero que están disponibles de explotar. Suele suceder cuando se carece de recursos humanos para controlar dichos pozos. La información se obtiene del parte diario de producción que envía la empresa operadora.

Se calcula en barriles de petróleo o metros cúbicos de petróleo.

En gas, dicha producción potencial no se informa.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento y pozo. Por producto: petróleo, gas natural, lpg, agua.

Frecuencia de actualización: mensual (o cuando se realicen operaciones de extracción de petróleo).

Referencia: promedio de todos los pozos para un determinado día.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: grafico de línea.

Indicador: VARIACIÓN DEL PORCENTAJE DE PRODUCCIÓN

Código: 3.6

Descripción: Cada área posee un porcentaje de producción, donde todas las áreas suman el 100% (la producción total). Cada área tiene una “participación” en el total de la producción.

Este indicador muestra la variación de estos porcentajes de participación. Un porcentaje positivo durante cierto tiempo mostrará que esa área estará aumentando su participación sobre otras áreas que habrán producido menos porcentaje.

También se deberá mostrar cuánto varía la producción total de petróleo en todas las áreas.

La variación también se mide en porcentaje.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): Por localización: área. Por producto: petróleo, gas natural, lpg, agua.

Frecuencia de actualización: mensual (o cuando se realicen operaciones de extracción de petróleo).

Referencia: La establecerá el usuario cuando corresponda.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: diagramas de torta comparando entre producciones potenciales de distintas áreas. Gráficos de barras mostrando la variación porcentual.

Indicador: DESVIACIONES

Código: 4

Descripción: Esta sección contiene las distintas desviaciones entre la producción real y los sucesivos planes de producción realizados, tanto inicial como las correcciones por *outlook*.

Se calcula como:

$$\frac{\text{Lo que se quiere comparar} - \text{el valor de producción real}}{\text{Lo que se quiere comparar}} \quad (2)$$

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes, diaria (solamente comparando promedios).

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): todo, área, yacimiento. Por producto: petróleo, gas natural, lpg, agua.

Frecuencia de actualización: diaria (cuando se realicen extracciones se podrá medir la desviación).

Referencia: valores históricos de desviaciones, máximos tolerables. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: gráficos de línea.

Indicador: REAL vs. PLANEADO POR LA EMPRESA

Código: 4.1

Descripción: Es la desviación calculada sobre la producción real contra la producción planeada por la empresa. Se puede medir en porcentaje, y como la resta entre valores de producción. En el último caso se mide como metros cúbicos o barriles, que es la diferencia entre un valor (medición) y otro (plan).

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): todo, área, yacimiento. Por producto: petróleo, gas natural, lpg, agua.

Frecuencia de actualización: diaria (cuando se realicen extracciones cambiará el valor de producción real).

Referencia: Desvíos anteriores ingresados por el usuario. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: gráficos de barras comparando las variables de las cuales se quiere obtener la desviación.

Indicador: REAL vs. PLANEADO POR EL OPERADOR

Código: 4.2

Descripción: Es la desviación calculada sobre la producción real contra la producción planeada por el operador. Se puede medir en porcentaje, y como la resta entre valores de producción y planeado. En el último caso se mide como metros cúbicos o barriles, que es la diferencia entre un valor (medición) y otro (plan).

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): todo, área, yacimiento. Por producto: petróleo, gas natural, lpg, agua.

Frecuencia de actualización: diaria (o cuando se realicen operaciones de extracción).

Referencia: Desvíos anteriores ingresados por el usuario. Ingresado por el usuario

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: gráficos de líneas.

Indicador: REAL vs. OUTLOOK N

Código: 4.3

Descripción: Es la desviación calculada sobre la producción real contra la producción planeada por el operador. Se puede medir en porcentaje, y como la resta entre valores de producción y planeado. En el último caso se mide como metros cúbicos o barriles, que es la diferencia entre un valor (medición) y otro (plan).

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes y día.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento. Por producto: petróleo, gas natural, lpg, agua.

Frecuencia de actualización: diaria (cuando se realicen operaciones de pulling).

Referencia: gastos promedio de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: gráficos de barras comparando las variables de las cuales se quiere obtener la desviación.

Indicador: POZOS

Código: 5

Descripción: Esta variable englobará las cantidades de pozos activos, pozos potenciales de producir (que pueden producir y no están realizando tareas de extracción), cantidad de pozos perforados anualmente. Aquí se englobarán solamente los pozos de extracción de petróleo, cuando un pozo es de inyección no se contabilizará en esta sección.

Su unidad es la cantidad de pozos.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: diaria (cuando se realicen operaciones de extracción).

Referencia: valores promedio de otra área y/o yacimiento cuando los haya. También se podrán tomar como referencia los valores anteriores de la misma área/yacimiento. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: gráficos de líneas comparando las variables de las cuales se quiere obtener la desviación.

Indicador: POZOS PERFORADOS

Código: 5.1

Descripción:

Es la cantidad de pozos que se han perforado en un año en la misma área. Da una idea de la cantidad de actividad de perforación que ha tenido esa zona geográfica. Como los equipos de perforación son limitados permite ver en qué zonas se encuentra la mayor actividad de perforación.

Su visualización más utilizada será la cantidad de pozos perforados por año para el mismo yacimiento o área.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: mensual (cuando se realicen operaciones de perforación).

Referencia: Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Mapa de la región con las áreas demarcadas y que indique la cantidad de pozos perforados con barras elevándose por sobre el mapa.

Indicador: CANTIDAD DE POZOS

Código: 5.2

Descripción: Es la cantidad de pozos -activos o no- en el misma área. Da una idea de la magnitud de pozos en la misma zona geográfica.

Como los equipos de perforación son limitados permite ver en qué zonas se encuentra la mayor actividad de perforación.

Su visualización más utilizada será la cantidad de pozos para el mismo yacimiento. La misma da una idea permite ver el peso de cada área en cuanto a pozos a los que se le debe realizar mantenimiento.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.):área, yacimiento.

Frecuencia de actualización: mensual (cuando se realicen perforaciones nuevas o se cierren pozos, este valor cambiará).

Referencia: pozos promedio de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Gráficos de línea.

Indicador: PRECIO DEL BARRIL

Código: 6

Descripción: Es el precio de cada barril de petróleo para cada región específica y contrato. El precio se suele fijar por yacimiento y por contrato.

El valor más común que se verá es el precio de petróleo por barril de cada yacimiento.

También se podrán ver y comparar los distintos precios por cada yacimiento de un mismo área o también compararlos entre áreas.

Se mide en la unidad monetaria utilizada.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): mes.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): área. Por producto: petróleo, gas natural, lpg, agua.

Frecuencia de actualización: mensual (si el precio varía).

Referencia: Valores promedio mensuales para la misma área o de diferentes áreas. El valor es ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Gráficos de torta para comparar los distintos yacimientos de una misma área, o de diferentes áreas.

Indicador: PARTICIPACIÓN DE LA EMPRESA

Código: 7

Descripción: Es el porcentaje de participación de la empresa en cada pozo, yacimiento o área que se explota. En todos los pozos, debido al riesgo y enorme inversión, se hacen inversiones entre varios socios que participan de la explotación.

Este indicador muestra la cantidad de participación en cada área que se explota.

Se mide en porcentaje.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): año, mes y día (indicador será estático, aunque puede cambiarse según pase el tiempo).

Apertura(Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): todo, área, yacimiento, pozo.

Frecuencia de actualización: anual o mensual. Si se agregaran áreas cambiará el indicador.

Referencia: Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Gráfico de torta que muestre la participación de la empresa sobre el total de la producción para las distintas áreas.

Indicador: RESERVAS

Código: 8

Descripción: Mide la cantidad de petróleo que se esperaría encontrar en un área determinada si se extrajese todo.

Se puede medir en barriles de petróleo, metros cúbicos de petróleo, o tomando en cuenta el precio del petróleo al día en esa zona se puede obtener el valor monetario de ese volumen de petróleo.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): (otro) se debe mostrar el valor y siempre que se extraiga petróleo se deberá restar de este indicador, a menos que se haga una corrección a la cantidad aproximada de reservas.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): todo, área, yacimiento. Por producto: petróleo, gas natural, lpg, agua.

Frecuencia de actualización: anual (cuando se realicen operaciones de extracción a lo largo de varios meses).

Referencia: reservas calculadas para áreas similares. El valor es ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Gráficos de líneas. Que se visualicen los distintos cálculos de reservas según el tiempo y las operaciones que se han realizado.

Indicador: CONSUMO INTERNO**Código: 9**

Descripción: Es la cantidad de hidrocarburo que se utiliza para abastecer las máquinas y el consumo de energía necesario para la operación diaria de cada yacimiento.

Un fragmento del hidrocarburo producido se separa y utiliza para abastecer las máquinas que operan en el yacimiento. El hidrocarburo utilizado para producir energía es gas en todos los casos.

Se mide en metros cúbicos de gas y/o en cantidad de barriles producidos estándares a 9300 calorías. También se puede utilizar cualquier otra unidad medida según el producto consumido internamente en el yacimiento.

Alcance (acumulado/año/mes/día/otro): acumulado, año, mes y día.

Apertura (Todo/Área/Yacimiento/Pozo/Otro/No Disp.): Por región: área, yacimiento. Por producto: petróleo, gas natural, lpg, agua.

Frecuencia de actualización: diaria (o cuando se separen productos para consumo interno), mensual.

Referencia: cantidad consumida anterior o cantidad consumida de otra área y/o yacimiento cuando los haya. Ingresado por el usuario.

Alarmas: Las alarmas las define e ingresa el usuario.

Gráficos: Utiliza los mismos gráficos que la producción real pero se utiliza para comparar contra la producción real.

Anexo F – Funciones del sistema

Pantalla de login a la aplicación:

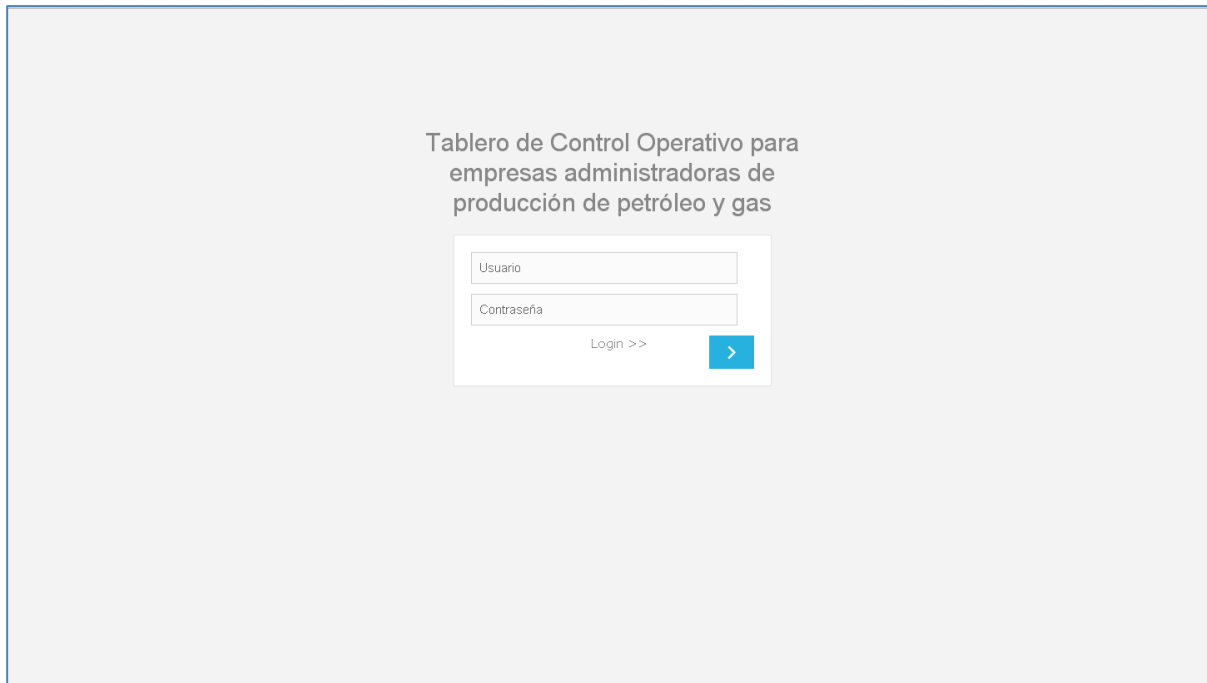


Figura 12: pantalla de login a la aplicación.

Visualización de la pantalla del TCO con un indicador seleccionador según el filtro mostrado en pantalla:

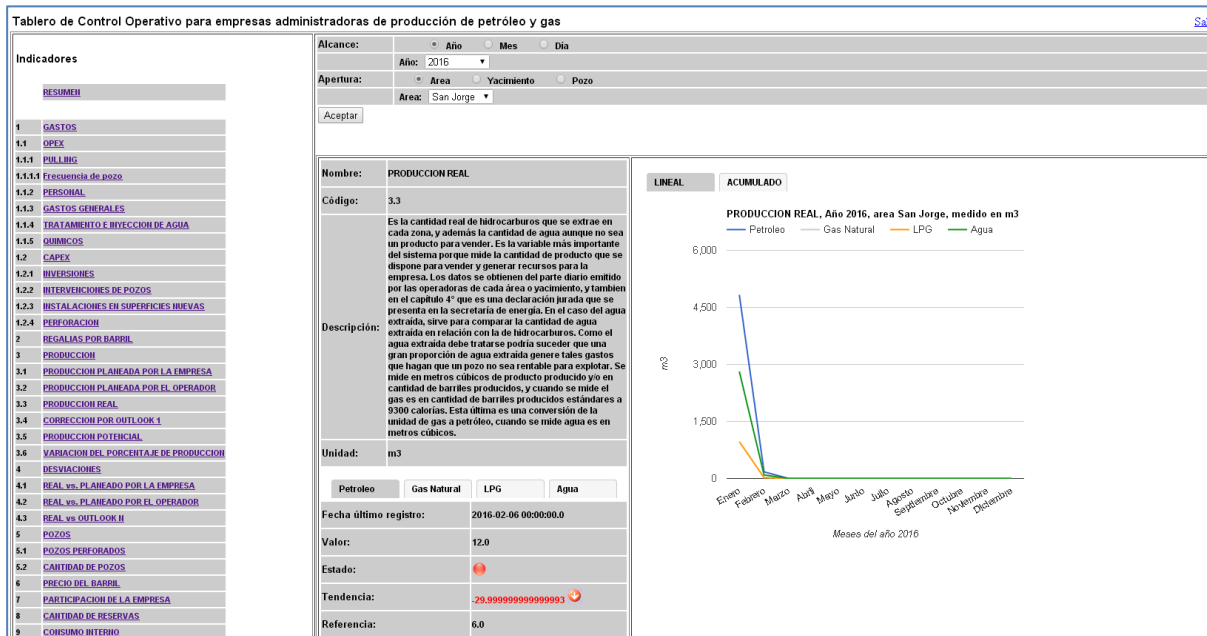


Figura 13: pantalla del tablero.

En la parte superior de la pantalla se puede ver que se seleccionó el filtro por año y por área. Cabe recordar que los filtros que pueden existir para un indicador varían según el mismo, ya que en la configuración de un indicador se indican qué filtros estarán disponibles para el mismo.

En la parte derecha de la imagen anterior se puede ver la gráfica que corresponde al indicador seleccionado y según los filtros elegidos en pantalla. Hacia la izquierda se puede observar una sección de datos generales del indicador como nombre, código, descripción y unidad.

Finalmente en la parte inferior se pueden observar una serie de pestañas con información de producción y cada una correspondiente a un producto. La información presente allí es general porque no corresponde al filtro elegido. Se detallan sus partes a continuación:

Fecha último registro: es la mayor fecha en la que se registre un valor para el producto en la pestaña. Como el dato no depende del filtro elegido entonces puede corresponder a un registro en otra área, yacimiento pozo distinto al filtro seleccionado.

Valor: es el valor de producción del pozo correspondiente a la “fecha último registro”.

Estado: es el intervalo de valores al que pertenece el valor según las cotas seleccionadas en la configuración de dicho producto en el indicador seleccionado. Las cotas definen los intervalos rojo, amarillo y verde para indicar que el valor está por debajo de la cota inferior, entre las dos cotas, o por arriba de la cota superior respectivamente. Cuando se invierten los valores de la cota superior y la cota inferior también se invierte la lógica de asignación de colores, como en el caso de agua. Por ejemplo, para el agua y estado verde (deseable) es que la producción se halle por debajo de la cota inferior

Referencia: es el promedio de todos los pozos del mismo día que “fecha último registro”.

Tendencia: Se calcula utilizando el promedio de los últimos registros -para el producto en la pestaña- y la referencia descrita antes. Da una idea porcentual de la diferencia entre el promedio de los últimos cinco registros comparado con la referencia. Su fórmula es:

$$tendencia = \left(\frac{Promedio5UltRegistros}{Referencia} - 1 \right) * 100(3)$$

Luego existe además un formulario para el ingreso de datos de producción en una aplicación aparte. Dicha aplicación será accedida por el personal de operación que se encuentre en cada yacimiento. La pantalla se detalla a continuación.

Ingreso de Producciones

Producción

Fecha: 26/03/2016

Comentario: Produccion real de petroleo para el pozo SNJRG001-001

Cantidad producida: 40

Tipo de producción: REAL

Producto: Petroleo

Unidad de medida: m3

Pozo: SNJRG001-001

Aceptar

Figura 14: pantalla de ingreso de datos de producción.

Los valores mostrados corresponden a los datos de producción, y se cargan en la presente interfaz de usuario para finalizar persistiéndose en la base de datos del sistema presentado.

Finalmente se encuentra la pantalla de configuración de los indicadores. En dicha pantalla se administran los mismos y se configuran las consultas que obtienen los datos que presenta el tablero mostrado antes. Dicha pantalla se mostrará con datos de configuración de prueba.

Indicador	
Nombre:	<input type="text" value="PRODUCCION REAL"/>
Código:	<input type="text" value="3.3"/>
Unidad de medida:	<input type="text" value="m3"/>
Descripción:	<p>Es la cantidad real de hidrocarburos que se extrae en cada zona, y además la cantidad de agua aunque no sea un producto para vender.</p> <p>Es la variable más importante del sistema porque mide la cantidad de producto que se dispone para vender y generar recursos para la empresa. Los datos se obtienen del parte diario emitido por las operadoras de cada área o yacimiento, y también en el capítulo 4° que es una declaración jurada que se presenta en la secretaría de energía.</p> <p>En el caso del agua extraída, sirve para comparar la cantidad de agua extraída en relación con la de hidrocarburos. Como el agua extraída debe tratarse podría suceder que una gran proporción de agua extraída genere tales gastos que hagan que un pozo no sea rentable para explotar.</p> <p>Se mide en metros cúbicos de producto producido y/o en cantidad de barriles producidos, y cuando se mide el gas es en cantidad de barriles producidos estándares a 9300 calorías. Esta última es una conversión de la unidad de gas a petróleo, cuando se mide agua es en metros cúbicos.</p>
Consultas Panel Indicador	
Referencia:	<pre>SELECT AVG(Produccion.cantidad_producida) as promedio FROM Produccion Produccion WHERE Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO# AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD# AND str(day(Produccion.fecha)) = day(#FECHA_ULT_REG#) AND str(month(Produccion.fecha)) = month(#FECHA_ULT_REG#) AND str(year(Produccion.fecha)) = year(#FECHA_ULT_REG#)</pre>
Tendencia:	<pre>SELECT Produccion.cantidad_producida as datos, Produccion.fecha FROM Produccion Produccion WHERE Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO# AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD# ORDER BY Produccion.fecha DESC</pre>
Fecha Ult. Registro:	<pre>SELECT MAX(Produccion.fecha) as temporalidad FROM Produccion Produccion WHERE Produccion.producto.nombre= #PRODUCTO# AND Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#</pre>

Figura 15: pantalla de configuración de indicador.

Se observa en la parte superior el nombre del indicador, su código, descripción y luego las consultas que se utilizaron para mostrar los datos de referencia, tendencia, etc.

En la figura siguiente se observa la consulta para obtener el valor del último registro y luego una sección de parámetros separados por productos. Los parámetros son una lista separada por punto y coma “;” de objetos en formato “clave=valor” . Los parámetros se reemplazan en cada una de las últimas consultas según el producto que corresponda. Entonces para observar la tendencia para el producto petróleo se reemplaza dicha consulta con el set de parámetros correspondientes a petróleo.

Luego la sección “alarma” posee las cotas inferior y superior de cada producto. Se observa que el producto agua tiene una cota superior menor a la cota inferior. Esto se contempló para que cambie la lógica en dicho caso y se asignen los colores de estados en

forma invertida. Por ejemplo, el estado del agua será “verde” cuando el valor sea inferior a la cota inferior.

Detalle Ult. Registro:

Valor Ult. Registro:

```

SELECT
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO# THEN Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as valor
FROM Produccion Produccion
WHERE Produccion.tipoProduccion.nombre = #TIPO_PROD#
AND Produccion.producto.nombre = #PRODUCTO#
AND str(day(Produccion.fecha)) = day(#FECHA_ULT_REG#)
AND str(month(Produccion.fecha)) = month(#FECHA_ULT_REG#)
AND str(year(Produccion.fecha)) = year(#FECHA_ULT_REG#)
                
```

Parametros Panel Indicador

Petroleo:

Gas Natural:

LPG:

Agua:

Alarma

Petroleo	Cota Inferior: <input type="text" value="40.0"/>	Cota Superior: <input type="text" value="60.0"/>
Gas Natural	Cota Inferior: <input type="text" value="32000.0"/>	Cota Superior: <input type="text" value="48000.0"/>
LPG	Cota Inferior: <input type="text" value="4.0"/>	Cota Superior: <input type="text" value="6.0"/>
Agua	Cota Inferior: <input type="text" value="36.0"/>	Cota Superior: <input type="text" value="24.0"/>

Alcances

Acumulado	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>
Año	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="Produccion.fecha"/>
Mes	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="Produccion.fecha"/>
Dia	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="Produccion.fecha"/>

Figura 16: pantalla de configuración de indicador.

En la imagen se observan los alcances. En los recuadros se especifica qué atributo de la consulta base principal -ver más adelante- posee la fecha sobre la cual se hacen los cálculos de temporalidad.

Luego se encuentran las aperturas, con un concepto similar al de los alcances:

Aperturas

Area

Yacimiento

Pozo

Productos

Petroleo Gas Natural LPG Agua

Figura 17: pantalla de configuración de indicador.

En los cuadros de aperturas se especifica qué atributo de la consulta base principal posee el nombre de la región correspondiente. Por ejemplo, si se seleccionase un filtro por pozo el nombre de la apertura sería el nombre del pozo. De otro modo si se seleccionará un filtro por área entonces el nombre de la apertura estaría dado por el nombre del área seleccionada.

Finalmente, el resto de la configuración de un indicador se observa en la próxima imagen.

Query Description

```

SELECT
#TEMPORALIDAD# as temporalidad ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'Petroleo' THEN Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as petr ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'Gas Natural' THEN Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as gasNat ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'LPG' THEN Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as lpg ,
SUM(CASE WHEN Produccion.producto.nombre = 'agua' THEN Produccion.cantidad_producida ELSE 0 END) as agua ,
Produccion.unidadDeMedida.nombre
FROM Produccion Produccion
#WHERE#
AND Produccion.tipoProduccion.nombre = 'REAL'
GROUP BY #GROUP_BY# , Produccion.unidadDeMedida.nombre
ORDER BY #GROUP_BY# ASC
    
```

Query base:

Nombre clase DataRow:

Columns Descriptions

Column SQL Number:

Column SQL Name:

Column Java Name:

Column Java Data Type:

DataRow Attribute Name:

Column SQL Number	Column SQL Name	Column Java Name	Column Java Data Type	DataRow Attribute Name	
4	agua	Agua	java.lang.Double	agua	Eliminar
0	temporalidad	temporalidad	java.lang.String	temporalidad	Eliminar
1	petr	Petroleo	java.lang.Double	petr	Eliminar
3	lpg	LPG	java.lang.Double	lpg	Eliminar
2	gasNat	Gas Natural	java.lang.Double	gasNat	Eliminar

Figura 18: pantalla de configuración de indicador.

Query base es la consulta principal de un indicador porque genera una tabla de datos que -luego de procesamiento interno- terminará tomándose como entrada de datos para los gráficos mostrados antes.

Luego el campo “Nombre clase DataRow” contiene el nombre de la clase que recogerá los datos que se obtienen de la consulta HQL (consulta “Query base”).

Finalmente la tabla “Columns Descriptions” contiene la descripción de cada columna definida en la “query base”. La especificación consta del número de columna en dicha consulta HQL y los nombres de atributos y columnas tal como se obtienen de la consulta HQL y del objeto DataRow. Además se especifica el tipo de datos que contiene. Los nombres de los atributos tienen la utilidad de usarse para generar los getters y setters correspondientes, esto implica la restricción de que los getters y setters tengan el mismo nombre que el atributo correspondiente, precedidos por el prefijo “get” o “set” según corresponda. Por medio de Java reflection se invocan los métodos del DataRow correspondiente para cargar datos allí.