



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 23 de marzo de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

Los suscritos:

Juan Manuel Ibarra Castro, con C.C. No. 1075273469 de Neiva,

Helberth Mauricio Anaya Díaz, con C.C. No. 1075274793, autores de la tesis y/o trabajo de grado

titulado , ANALISIS INTEGRAL Y OPTIMIZACION DE PRODUCTIVIDAD PARA LOS CAMPOS PALOGRANDE Y CEBU, BASADOS EN LA METODOLOGIA DEL ANALISIS NODAL Y METODOLOGIA DE FEL

presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos;

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

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

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

Vigilada Mineducación

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



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Juan Manuel Ibarra Castro

Firma

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Herlberth Mauricio Anaya Díaz

Firma



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: ANALISIS INTEGRAL Y OPTIMIZACION DE PRODUCTIVIDAD PARA LOS CAMPOS PALOGRANDE Y CEBU, BASADOS EN LA METODOLOGIA DEL ANALISIS NODAL Y METODOLOGIA DE FEL**

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
ANAYA DIAZ	HELBERTH MAURICIO
IBARRA CASTRO	JUAN MANUEL

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
MADERA MEJIA	KEVIS
BONILLA CAMACHO	LUIS FERNANDO RAMON

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
CHAMORRO	JAIRO JESSE

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETROLEOS**

**FACULTAD: INGENIERIA**

**PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERIA DE PETROLEOS**

**CIUDAD: NEIVA**

**AÑO DE PRESENTACIÓN: 2017**

**NÚMERO DE PÁGINAS: 88**

**TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):**

Diagramas\_\_\_ Fotografías\_\_\_ Grabaciones en discos\_\_\_ Ilustraciones en general\_X\_ Grabados\_\_\_  
Láminas\_\_\_ Litografías\_\_\_ Mapas\_\_\_ Música impresa\_\_\_ Planos\_\_\_ Retratos\_\_\_ Sin ilustraciones\_\_\_  
Tablas o Cuadros\_X\_



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

**MATERIAL ANEXO:**

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

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

**Español**

**Inglés**

- |                   |                |
|-------------------|----------------|
| 1. Analisis nodal | Nodal analysis |
| 2. FEL            | FEL            |
| 3. Riesgos        | Risks          |
| 4. Sensibilidades | Sensitivities  |
| 5. Optimizacion   | Optimization   |

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

En este trabajo de grado, se describe el uso de dos metodologías: Análisis nodal y FEL (Front end Loading), para el caso de la primera, es usada con el fin de identificar y dar un diagnóstico de posibles problemas u oportunidades de mejora del sistema de producción. Para la metodología FEL, su uso radica en la evaluación, planeación y ejecución de proyectos con alta inversión de capital no menor a cinco millones de dólares (\$5MM USD).

La aplicación de ambas metodologías de manera simultánea permitió construir un proyecto con un nivel mínimo de riesgos, tratando de mitigar al máximo las incertidumbres. Esto se debe a que, durante el desarrollo de cada una de las etapas del mismo, las decisiones tomadas fueron las más adecuadas desde el punto de vista técnico, económico y operacional, con el fin de tener una base sólida para unos resultados óptimos

En el desarrollo de este proyecto se realizó un estudio de los campos Palogrande y Cebú, haciendo uso del software especializado Pipesim y de información como datos petrofísicos y de presiones, niveles y características de los fluidos, estados mecánicos, pruebas de producción, sistema de levantamiento de los pozos y sistema de recolección.

Con la información obtenida se elaboraron modelos de pozos, ajustados con pruebas de producción, a los cuales se le aplicó análisis y sensibilidades respecto al factor de daño, teniendo como objetivo que los datos simulados se ajusten a las condiciones reales.



**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

In this work of degree, the use of two methodologies is described: Nodal analysis and FEL (Front end Loading), in the case of the first, is used to identify and give a diagnosis of possible problems or opportunities to improve the production system. For the FEL methodology, its use is in the evaluation, planning and execution of projects with high capital investment of no less than five million dollars (\$ 5MM USD).

The application of both methodologies simultaneously allowed to build a project with a minimum level risks, trying to mitigate to the maximum the uncertainties. This is because during the development of each of the stages of the same, the decisions taken were the most appropriate from a technical, economic and operational point of view, to have a solid basis for optimal results

In the development of this project a study of the Palogrande and Cebu fields was carried out, making use of the specialized software Pipesim and of information as petrophysical data and of pressures, levels and characteristics of the fluids, mechanical states, production tests, lifting system of the wells and collection system.

With the information obtained, models of wells, adjusted with production tests, were elaborated, to which analyzes and sensitivities with respect to the damage factor were applied, aiming at that the simulated data conform to the real conditions.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Presidente Jurado: Luis Fernando Ramon Bonilla Camacho

Nombre Jurado: Ervin Aranda Aranda

Firma:

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez

Firma:

**“ANALISIS INTEGRAL Y OPTIMIZACION DE PRODUCTIVIDAD PARA LOS  
CAMPOS PALOGRANDE Y CEBU, BASADOS EN LA METODOLOGIA DEL  
ANALISIS NODAL Y METODOLOGIA DE FEL”**

**JUAN MANUEL IBARRA CASTRO  
HELBERTH MAURICIO ANAYA DIAZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE PETRÓLEOS  
NEIVA, 2017**

**“ANALISIS INTEGRAL Y OPTIMIZACION DE PRODUCTIVIDAD PARA LOS  
CAMPOS PALOGRANDE Y CEBU, BASADOS EN LA METODOLOGIA DEL  
ANALISIS NODAL Y METODOLOGIA DE FEL”**

**JUAN MANUEL IBARRA CASTRO**

**HELBERTH MAURICIO ANAYA DIAZ**

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

**Director:**

**Kevis Madera**

**Ingeniero de Petróleos - Ecopetrol**

**Codirector:**

**Luis Fernando Bonilla**

**Ingeniero de Petróleos – Universidad Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**PROGRAMA INGENIERIA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA, 2017**

## **AGRADECIMIENTOS**

**Los autores expresan sus agradecimientos a....**

**DIOS, por hacer todo esto posible.**

**A nuestros PADRES, por darnos la oportunidad de desarrollarnos profesionalmente.**

**A la empresa ECOPETROL por darnos la oportunidad de desarrollar el proyecto**

**Al Ingeniero KEVIS MADERA MEJIA, por sus consejos y su guía.**

**Al Ingeniero JAIRO JESSE CHAMORRO, por sus valiosos aportes, ayuda, por compartir un poco de su tiempo y experiencia profesional.**

**A la UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA, por permitirnos la oportunidad de estudiar en tan magnífica carrera.**

**A nuestros amigos y compañeros del código 20111, a todas aquellas personas que estuvieron allí para apoyarnos y darnos ánimos cuando los necesitamos.**

**A todos mil GRACIAS.**

## **DEDICATORIA DE MAURICIO ANAYA**

A mis padres Yaneth y Jairo,

A mi tia Rubiela,

A mis abuelos Rodolfo y Aura,

A mi hermano y mis primos,

por apoyarme incondicionalmente y porque gracias ellos pude cumplir mis metas.

## **DEDICATORIA DE JUAN MANUEL**

A mis padres Irma y Manuel, hermanos Daniela y Cesar

A mi abuela Lola

A mis amigos

A esa personita tan especial que estuvo cada

Segundo a mi lado... Viviana

## TABLA DE CONTENIDO

### Contenido

<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS PALOGRANDE Y CEBU</b>	2
1.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO PALOGRANDE - CEBU	2
1.2. RESEÑA HISTÓRICA	4
1.3. ESTRATIGRAFÍA	5
1.4. MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL	8
1.5. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	9
1.6. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	10
<b>2. OPTIMIZACION INTEGRAL DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN</b>	10
2.1. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	10
2.2. PERFIL DE PRESIONES A LO LARGO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.	11
2.2.1. DRAWDOWN PRESSURE (PR - PWF)	11
2.3. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FORMACIONES PRODUCTORAS	12
2.3.1. FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO. ESTADOS DE FLUJO.	12
2.3.2. EL IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP)	14
2.3.3. FLUJO DE UNA SOLA FASE	14
2.3.4. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)	15
2.3.5. FLUJO BIFÁSICO	16
2.3.6. IPR DE VOGEL	17
2.3.7. IPR COMPUESTO	18
2.3.8. MÉTODO DE FETKOVICH	20
2.4. FLUJO DE FLUIDOS EN LA COMPLETACIÓN	21
2.4.1. COMPLETAMIENTOS A HUECO DESNUDO	21
2.4.2. COMPLETAMIENTOS CON CAÑONEO CONVENCIONAL	22
2.5. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	22

2.5.1.	FLUJO DE FLUIDOS EN EL POZO Y EN LA LÍNEA DE FLUJO	23
2.5.2.	CÁLCULO DE LA PRESIÓN REQUERIDA EN EL CABEZAL.	23
2.5.3.	CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO MÁS UTILIZADAS EN TUBERÍAS	23
2.5.4.	DEFINICIONES BÁSICAS PARA FLUJO MULTIFÁSICO	23
2.6.	ANÁLISIS NODAL	24
2.6.1.	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA:	25
2.6.2.	CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA EN EL FONDO DEL POZO: CURVAS VLP / IPR.	25
2.6.3.	APLICACIONES DEL ANÁLISIS NODAL	26
3.	METODOLOGÍA FEL (FRONT END LOADING)	27
3.1.	EVALUACIÓN DE PROYECTOS	27
3.1.1.	DEFINICIÓN DE PROYECTO	27
3.1.2.	EVALUACIÓN DE PROYECTOS	27
3.2.	FEL (FRONT END LOADING)	29
4.	METODOLOGIA PARA LA APLICACIÓN DEL ANALISIS NODAL A LOS POZOS DEL CAMPO PALOGRANDE – CEBU	32
4.1.	PRESELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS	32
4.2.	PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS	34
4.3.	METODOLOGÍA APLICADA	35
4.3.1.	RECOPILACIÓN, VALIDACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.	36
4.3.2.	MONTAJE DEL MODELO, CARGA DE DATOS EN EL SOFTWARE Y COTEJO DEL COMPORTAMIENTO ACTUAL DEL POZO	39
4.4.	APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL	41
4.4.1.	SELECCIÓN DEL NODO SOLUCIÓN	42
4.4.2.	OBTENCIÓN DE LAS CURVAS DE INFLOW Y OUTFLOW	42
4.4.3.	ELABORACIÓN DE SENSIBILIDADES	43
5.	MONTAJE DE LA RED DE RECOLECCIÓN	43
6.	RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA	46
6.1.	RESULTADOS DE LAS CORRIDAS PARA EL AJUSTE DE POZOS	46
6.2.	RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL	47

6.2.1. CURVAS INFLOW Y OUTFLOW	47
6.2.2. SENSIBILIDADES PARA LA ESTIMACIÓN DEL DAÑO	49
6.3. RESULTADOS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN	53
7. MATRIZ DE CALIFICACIÓN Y OPORTUNIDADES	54
7. CONCLUSIONES	58
8. RECOMENDACIONES	59
BIBLIOGRAFIA	60

## LISTA DE FIGURAS

	<b>PÁG</b>
Figura 1. Ubicación geográfica del campo Palogrande-Cebu .....	3
Figura 2. Localización campo Palogrande-Cebu.....	4
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada Área Neiva – Columna Estratigráfica detallada para la Formación Monserrate. Topes y Unidades .....	7
Figura 4. Perfil de presiones en un sistema de Producción. ....	11
Figura 5. Drawdown de Presión .....	12
Figura 6. Inflow performance Relationship (IPR).....	15
Figura 7. Gráfica del IPR de Vogel para EF=1 .....	18
Figura 8. IPR Compuesta.....	19
Figura 9. Completamiento a hueco desnudo.....	21
Figura 10. Completamiento con cañoneo convencional.....	22
Figura 11: Curva de IPR y curva de VLP, con nodo en fondo del pozo. ....	26
Figura 12: Etapas típicas de un proyecto .....	30
Figura 13: Organigrama general de la metodología FEL .....	31
Figura 14. Posiciones típicas de los Nodos.....	34
Figura 15. Esquema de la metodología utilizada para Análisis Nodal en PIPESIM .....	35
Figura 16. Estado mecánico del pozo 01. ....	38
Figura 17. Carga de datos de reservorio con Modelo Estado Pseudo Estable .....	39
Figura 18. Ventana de comparación para correlaciones de flujo.....	40
Figura 19. Ajuste de correlaciones de flujo pozo 02.....	41
Figura 20: Punto de análisis nodal en el fondo del pozo .....	42
Figura 21: Ventana de análisis nodal para el software PIPESIM .....	43
Figura 22: Ventana de Línea de flujo en PIPESIM .....	44
Figura 23: Modelo de red Campo Palogrande.....	45

Figura 24: Modelo de red Campo Cebu .....	45
Figura 25: Curva de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo 02.....	47
Figura 26: Curva de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo A01 .....	48
Figura 27: Curva de sensibilidades al daño en el pozo A01.....	50
Figura 28: Curva de sensibilidades al daño en el pozo 02 .....	50
Figura 29: Curva de sensibilidades al daño vs pruebas de producción para el pozo A01 .....	51
Figura 30: Curva de sensibilidades al daño vs pruebas de producción para el pozo 02 .....	52
Figura 31: Calidad de la porosidad.....	54
Figura 32: Ranking de calificación de los pozos.....	57

## LISTA DE TABLAS

	PAG
Tabla 1. Características del yacimiento.....	9
Tabla 2. Pozos productores del Campo Palogrande .....	33
Tabla 3. Pozos productores del Campo Cebú.....	34
Tabla 4: Potencial de producción de los pozos del Campo Cebu .....	36
Tabla 5: Potencial de producción de los pozos del Campo Palogrande.....	37
Tabla 6. Resultado de los ajustes realizados para los pozos de los Campos Palogrande y Cebu.....	46
Tabla 7: Comparación datos reales vs simulados en pozos de los campos Palogrande y Cebú.....	49
Tabla 8: Daño estimado para los pozos del campo Palogrande .....	52
Tabla 9 : Daño estimado para los pozos del campo Cebú .....	53
Tabla 10: Comparación datos de pruebas y simulados para los campos de estudio. .....	53
Tabla 11: Tabla de calificación de porosidad .....	54
Tabla 12: Tabla de calificación rangos de sumergencia de la bomba .....	55
Tabla 13: Tabla de calificación según el porcentaje de potencial máximo de flujo	55
Tabla 14: Tabla de calificación de permeabilidad.....	55
Tabla 15: Matriz de calificación y oportunidades.....	56

## LISTA DE ANEXOS

	<b>PAG</b>
<b>ANEXO A. FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS.....</b>	<b>62</b>
<b>ANEXO B. METODOLOGIA FEL (FRONT END LOADING) .....</b>	<b>71</b>

## RESUMEN

**TITULO:** ANALISIS INTEGRAL Y OPTIMIZACION DE PRODUCTIVIDAD PARA LOS CAMPOS PALOGRANDE Y CEBU, BASADOS EN LA METODOLOGIA DEL ANALISIS NODAL Y METODODOLOGIA DE FEL.

**AUTORES:** ANAYA DIAZ HELBERTH MAURICIO; IBARRA CASTRO JUAN MANUEL

**PALABRAS CLAVES:** Análisis nodal, FEL (Front end Loading), riesgos, sensibilidades, optimización.

En este trabajo de grado, se describe el uso de dos metodologías: Análisis nodal y FEL (Front end Loading), para el caso de la primera, es usada con el fin de identificar y dar un diagnóstico de posibles problemas u oportunidades de mejora del sistema de producción. Para la metodología FEL, su uso radica en la evaluación, planeación y ejecución de proyectos con alta inversión de capital no menor a cinco millones de dólares (\$5MM USD).

La aplicación de ambas metodologías de manera simultánea permitió construir un proyecto con un nivel mínimo de riesgos, tratando de mitigar al máximo las incertidumbres. Esto se debe a que, durante el desarrollo de cada una de las etapas del mismo, las decisiones tomadas fueron las más adecuadas desde el punto de vista técnico, económico y operacional, con el fin de tener una base sólida para unos resultados óptimos

En el desarrollo de este proyecto se realizó un estudio de los campos Palogrande y Cebú, haciendo uso del software especializado Pipesim y de información como datos petrofísicos y de presiones, niveles y características de los fluidos, estados mecánicos, pruebas de producción, sistema de levantamiento de los pozos y sistema de recolección.

Con la información obtenida se elaboraron modelos de pozos, ajustados con pruebas de producción, a los cuales se le aplicó análisis y sensibilidades respecto al factor de daño, teniendo como objetivo que los datos simulados se ajusten a las condiciones reales. Una vez realizados los ajustes y teniendo los daños estimados, se construyó una matriz de calificación y oportunidades con toda la información disponible, la cual, sirvió para hacer un análisis de las fallas presentes y determinar los pozos candidatos a ser optimizados.

## ABSTRACT

**TITLE: INTEGRAL ANALYSIS AND PRODUCTIVITY OPTIMIZATION FOR THE OILFIELDS: PALOGRANDE AND CEBÚ, BASED ON THE FEL AND NODAL ANALYSIS METHODOLOGY.**

**AUTHORS:** ANAYA DIAZ HELBERTH MAURICIO; IBARRA CASTRO JUAN MANUEL

**KEYWORDS:** Nodal analysis, FEL (Front end Loading), risks, sensitivities, optimization.

In this work of degree, the use of two methodologies is described: Nodal analysis and FEL (Front end Loading), in the case of the first, is used to identify and give a diagnosis of possible problems or opportunities to improve the production system. For the FEL methodology, its use is in the evaluation, planning and execution of projects with high capital investment of no less than five million dollars (\$ 5MM USD).

The application of both methodologies simultaneously allowed to build a project with a minimum level risks, trying to mitigate to the maximum the uncertainties. This is because during the development of each of the stages of the same, the decisions taken were the most appropriate from a technical, economic and operational point of view, to have a solid basis for optimal results

In the development of this project a study of the Palogrande and Cebu fields was carried out, making use of the specialized software Pipesim and of information as petrophysical data and of pressures, levels and characteristics of the fluids, mechanical states, production tests, lifting system of the wells and collection system.

With the information obtained, models of wells, adjusted with production tests, were elaborated, to which analyzes and sensitivities with respect to the damage factor were applied, aiming at that the simulated data conform to the real conditions. Once the adjustments were made and the damages were estimated, a qualification matrix and opportunities were constructed with all the available information, which was used to make an analysis of the present faults and to determine the candidate wells to be optimized.

## INTRODUCCIÓN

Hoy en día, la producción de crudo se ha convertido en uno de los más grandes retos técnico-económicos. La industria petrolera en aras de optimizar sus recursos se plantea estrategias, que permitan mejorar la eficiencia técnica para la producción de hidrocarburos, y sobre todo en épocas donde los precios del petróleo son bajos. El estudio integrado para la optimización de la capacidad de producción representa una alternativa que podría permitir lograr niveles de rentabilidad competentes en el negocio de extracción de los hidrocarburos; con una metodología que integre las partes cognitivas y procedimentales en los campos petroleros.

El análisis nodal es un proceso metodológico, que consiste en la evaluación de los sistemas de producción y el estudio del comportamiento del pozo, analizando la respuesta de éstos a cualquier variación intencional en las variables operacionales involucradas en el proceso. Al comparar la configuración original y las alternativas, unas con otras, se determinan las condiciones de operación más óptimas.

Aunque el incremento de ratas de flujo en pozos de alta productividad, es su mejor carta de presentación, el análisis nodal resulta también una excelente herramienta para pozos de baja productividad como los del campo Palogrande-Cebu.

En este trabajo se realizará un estudio integrado de los campos Palogrande - Cebu, mediante la selección óptima de los mejores pozos con mayor rentabilidad productiva y económica, aplicando la metodología del análisis nodal y la metodología FEL (Front end Loading), siendo esta última un proceso de evaluación de proyectos adaptado específicamente para la industria de exploración y extracción de hidrocarburos con el fin de evaluar posibles alternativas para la optimización de la producción.

## **1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS PALOGRANDE Y CEBU**

El campo Palogrande-Cebú “PG-CB”, fue descubierto en el año 1971, se han perforado 55 pozos, de los cuales 18 pozos en la actualidad son productores.

Hace parte de la Superintendencia de operaciones Huila (SOH), se encuentra ubicado en el departamento del Huila, su producción proviene del Cretáceo Superior- Maestrichtiano - Campaniano, formación Monserrate, arena K4; Terciario inferior – Paleoceno, formación Guaduala, arena TKG; terciario inferior – Oligoceno, formación barzalosa, arena TB. Posee un OOIP de 184.6 MMbbls. El mecanismo de producción actual de todo el Campo es inyección de agua.

### **1.1. Localización geográfica del campo Palogrande - Cebu**

El Campo Palogrande está localizado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en la subcuenca de Neiva a 24 kilómetros al Norte de la Ciudad de Neiva en el departamento de Huila. La Subcuenca de Neiva se extiende desde el sur del arco de Natagaima hasta la población de Pitalito (Huila), entre las cordilleras Central y Oriental.

El campo PG-CB limita al norte y oeste con los campos Dina Cretáceos (DK), al sur y este con el campo Pijao (PJ).

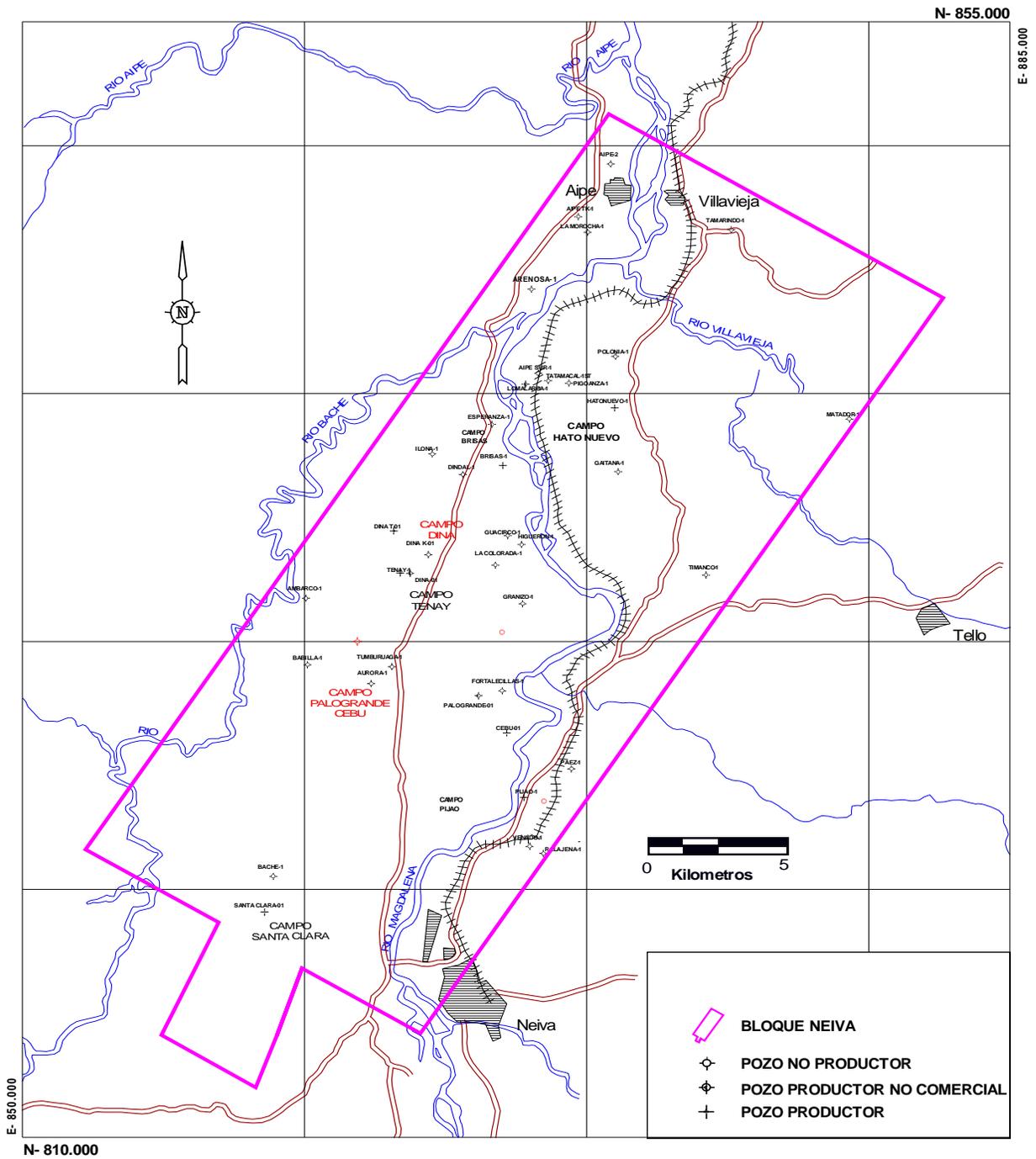


Figura 1. Ubicación geográfica del campo Palogrande-Cebu

Fuente: Campo PG-CB, SOH Ecopetrol

## MAPA DE LOCALIZACION CAMPOS PALOGRANDE-CEBÚ Y PIJAO

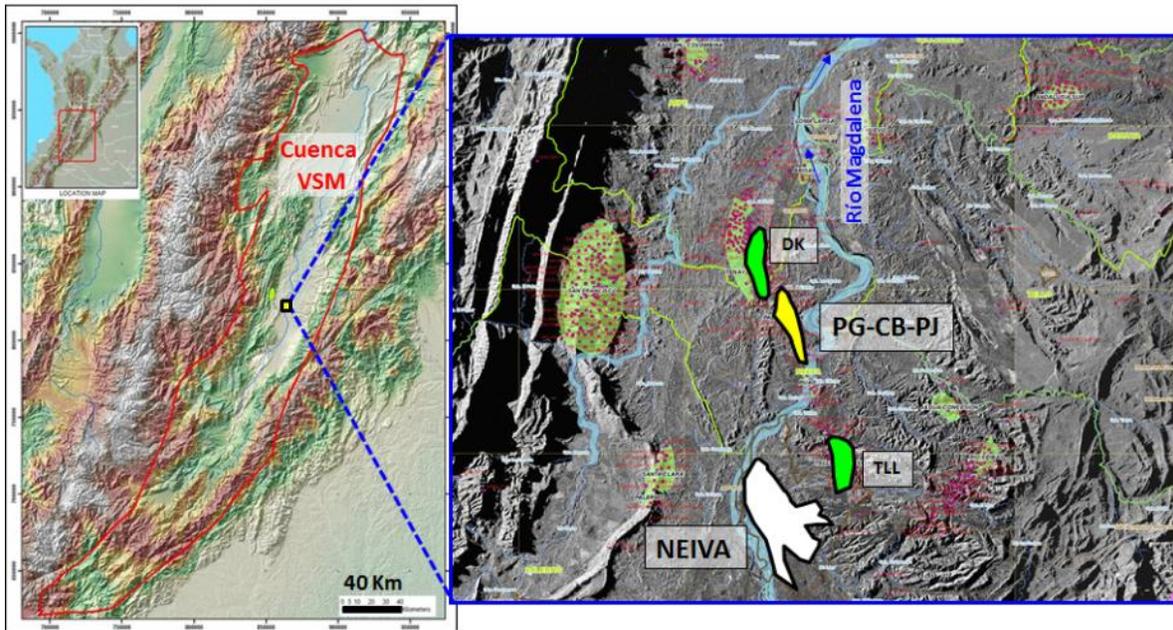


Figura 2. Localización campo Palogrande-Cebú

Fuente: Campo PG-CB, SOH Ecopetrol

### 1.2. Reseña histórica

El campo Palogrande-Cebú, fue descubierto en el año 1971, se perforaron 55 pozos, de los cuales, 33 pozos eran productores, 11 inyectores de agua, uno monitor de presión, cinco inactivos y cinco en estado de abandono.

La producción promedio en Abril de 2015 tenía una tasa de 1382 bbl/d de petróleo con un corte de agua del 94% proveniente de 18 pozos, con una producción acumulada de 60.9 MMbbls de 18° a 21° API, de los cuales 10.95 MMbbls se produjeron en la etapa primaria

La inyección de agua se inició en 1984 en Palogrande-Cebú. A la fecha, se ha observado un incremento en el corte de agua de 30% hasta 85% en PG-CB. La inyección en estos campos se inició cuando la presión del yacimiento en las unidades de flujo B1, B2, B3 y C se encontraban cerca del punto de burbuja. Generalmente el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento es más eficiente si se inicia por encima del punto de burbuja debido a que no se presenta saturación

de gas. Hasta la fecha, la inyección de agua en estos dos campos se ha realizado siguiendo un patrón periférico, por medio del cual se ha incrementado la presión en el yacimiento.

La inyección ha sido más agresiva en el Campo Palogrande, donde además ha sido ejecutada por patrones, en Cebú se puede clasificar la inyección como de flanco ya que los pozos que han aportado el mayor acumulado se encuentran ubicados en la parte baja de la estructura, sólo hubo un intento de inyección en la parte alta a través del pozo CB-14; sin embargo, sólo se inyectaron 8 Mbbl y el pozo estuvo activo apenas tres meses.

En noviembre de 1994 la administración de los campos pasó a manos de ECOPETROL. Desde esa fecha ECOPETROL ha venido haciendo el Control y Monitoreo del proceso de inyección de agua.

### **1.3. Estratigrafía**

En la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) en general presenta un basamento de rocas ígneas, metamórficas y volcano-sedimentarias asociadas a un "rift" que abarcan edades desde el Precámbrico al Jurásico, cuyo último nivel corresponde a la Formación Saldaña. En contacto discordante sobre el basamento se encuentra una sección representada por rocas sedimentarias que van desde el Cretácico Medio (Aptiano) hasta el Plioceno, comprendida por conglomerados con afinidad continental de la formación Yaví, seguidos discordantemente por cuarzoareniscas de ambiente deltaico a la base y estas por intercalaciones de shales y calizas de plataforma somera, continuo por cuarzoareniscas de afinidad marina hacia el tope de la formación Caballos (Aptiano), los cuales conforman un importante reservorio convencional y probablemente potencial generador en su sección intermedia más fina. Continuando con la transgresión marina se encuentra una sección espesa de shales principalmente, margas y calizas, las cuales conforman el grupo Villeta (K3), principal roca generadora de la cuenca y a la cual se le atribuye potencial productor en algunas áreas.

Los pozos de los Campos Palogrande-Cebú y Pijao atraviesan una columna sedimentaria de 6500 pies de espesor aproximadamente que comprende de base a tope la parte superior del grupo Villeta (K3), la cual puede involucrar la Falla Tenay en los pozos localizados al oriente de la estructura. Luego hacia al tope se encuentran depositadas concordantemente y en contacto neto las cuarzoareniscas de la formación Monserrate (K4) de edad Campaniano-Maestrichtiano (yacimiento), con algunas intercalaciones de arcillolitas. Posteriormente se

localizan en contacto neto hacia el tope las arcillolitas de la parte basal del grupo Guaduala de edad Paleoceno (Fm. San Francisco), donde se pueden encontrar algunos niveles esporádicos de areniscas productoras de hidrocarburos, denominados operacionalmente como TKGbas.

Las intercalaciones de areniscas y arcillolitas que conforman la parte superior del grupo Guaduala (formación Teruel) están ausentes, al igual que la parte superior de la formación Monserrate, dado al efecto erosivo de las discordancias del Eoceno, Oligoceno y Mioceno, de tal forma que hay total ausencia de las rocas del grupo Gualanday, como son, las intercalaciones conglomeráticas y arcillolíticas del grupo Chicoral (formaciones Palermo, Baché y Tesalia), las arcillolitas de la formación Potrerillo y las areniscas líticas de la formación Doima, cuyos niveles gruesos han mostrado potencial productor de hidrocarburos en la Cuenca (campo Dina Cretáceo).

Discordantemente se tienen las arcillolitas de la formación Barzalosa (Mioceno inferior) y por último, en la parte superior de la columna se encuentran las areniscas líticas, conglomerados y esporádicas arcillolitas rojas de la formación Honda de edad Mioceno, las cuales son productoras en la Cuenca en los campos Dina y Río Ceibas.

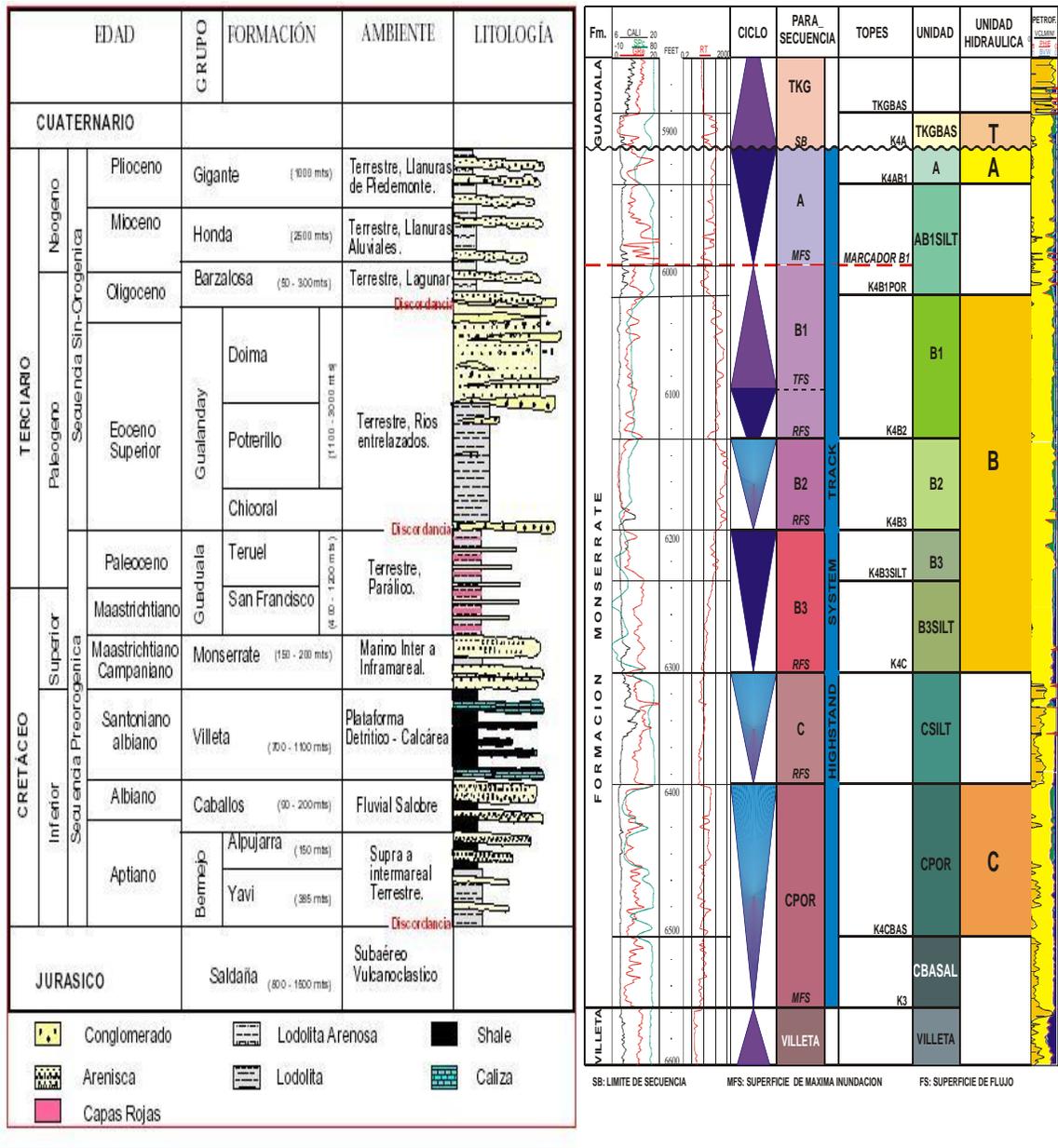


Figura 3. Columna estratigráfica generalizada Área Neiva – Columna Estratigráfica detallada para la Formación Monserrate. Topes y Unidades

Fuente: Campo PG-CB, SOH Ecopetrol

#### 1.4. Modelo geológico estructural

En el área de PG-CB se reportan perforadas rocas cuya edad va desde el Precretáceo (formación Saldaña) hasta el Reciente. La secuencia Cretácea está compuesta por las formaciones Caballos, Villeta, Monserrate y Guaduala y la secuencia Terciaria por el grupo Gualanday, Formaciones Barzalosa, Honda y Gigante.

El campo PG-CB, corresponde una trampa de tipo estructural de anticlinal asimétrico fallado inversamente con una componente estratigráfica representada por la discordancia angular del Eoceno-Oligoceno que provocó erosión de la parte superior de la formación Monserrate, poniendo en contacto arenas de la formación Monserrate con arenas basales de la formación Barzalosa las cuales aportan producción en algunos pozos. La falla principal, Cebu-Palogrande CB-PG, posee una convergencia oriental y corresponde a un sistema de fallas que se extiende de sur a norte y que constituye límite oriental de los campos PJ, PG-CB, y DK. El buzamiento de la estructura es variable, en el flanco Oeste del anticlinal el buzamiento es de 15°-25° aproximadamente, sin embargo, éste se incrementa notablemente hacia la cresta del anticlinal (20°-40°) y los máximos valores están en el flanco este, contra la falla Tenay (35°-60°). Hacia éste flanco, la acción del plano de discordancia regional marca una zona de erosión paralela sobre el trazo de la falla Tenay.

Según el Eiy/97 existen 2 bloques en el campo definidos por una falla inversa denominada falla satélite. Los dos bloques tienen un comportamiento de inyección diferente y poseen límites de yacimiento diferentes. En el bloque sur o Cebú, actúa un contacto agua-aceite, mientras que en el bloque norte o Palogrande, actúa una capa de crudo pesado o brea que ha aislado el efecto del acuífero.

Desde el punto de vista de producción las mejores facies son las de frente de costa medio y superior, cuya distribución, está principalmente en las unidades B1, B2, B3. Las areniscas de la formación Barzalosa abiertas a la producción en PG 7, 11, 13st, 16, 26, 294, CB-1 y CB-3 conforman un yacimiento independiente.

Según el Eiy/97 se propone la existencia de cuatro unidades hidráulicas, la unidad C, la unidad B (conformada por B1, B2, B3 y la parte superior de B3SILT, la unidad A y la unidad T de origen genético y características diagenéticas diferentes de la formación Monserrate. Las unidades B1, B2, B3 presentan propiedades petrofísicas similares con rangos de porosidad entre 30-50 md y saturación de agua iniciales del 36%. Los bajos valores de permeabilidad de la formación Monserrate (especialmente en la unidad B), se debe a sus características texturales.

## 1.5. Características del yacimiento

<b>Campo</b>	<b>Palogrande-Cebu</b>
<b>Localización</b>	<b>Departamento del Huila</b>
<b>Cuenca</b>	<b>VSM-subcuenca Neiva</b>
<b>Estructura</b>	<b>Anticlinal asimétrico fallado inversamente</b>
<b>Año de descubrimiento</b>	<b>1971</b>
<b>Presión original del yacimiento</b>	<b>2620 psia</b>
<b>Temperatura</b>	<b>143 °F</b>
<b>Mecanismo de producción</b>	<b>Empuje Hidráulico</b>
<b>Tipo de porosidad</b>	<b>Primaria</b>
<b>Porosidad promedio</b>	<b>18 %</b>
<b>Permeabilidad promedio</b>	<b>7-105 md</b>
<b>Saturación de agua promedio</b>	<b>26%</b>
<b>Saturación de aceite residual</b>	<b>27%</b>
<b>Compresibilidad de la roca</b>	<b><math>3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}</math></b>
<b>HIDROCARBUROS:</b>	
<b>Tipo</b>	<b>Intermedio asfaltenico</b>
<b>GOR</b>	<b>91 scf/stb</b>
<b>Gravedad API</b>	<b>18 A 21° API</b>
<b>Factor volumétrico (condiciones iniciales)</b>	<b>1.11 Rbl/stb</b>
<b>Presión de burbuja</b>	<b>790 psia</b>
<b>Compresibilidad del aceite</b>	<b><math>7,8 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}</math></b>
<b>Gravedad específica del gas</b>	<b>0.869</b>
<b>AGUA:</b>	
<b>Viscosidad</b>	<b>1.0 cp</b>
<b>Salinidad</b>	<b>7000 ppm</b>
<b>Compresibilidad</b>	<b><math>2.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}</math></b>

Tabla 1. Características del yacimiento

## **1.6. Características de los fluidos**

El contenido de resinas y asfaltenos del crudo de Palogrande-Cebú es de 39%. Los análisis de agua muestran una tendencia incrustante a lo largo de todo el sistema de inyección y producción, indicando la potencialidad de daño de formación por precipitación de carbonatos en la cara de la formación, a medida que el yacimiento se depleta. La salinidad del agua de inyección es de 7000 ppm y la de producción es de 10.000 ppm.

El hidrocarburo presente en los campos Palogrande-Cebú es un fluido intermedio-asfáltico, este campo está dividido en 4 unidades hidráulicas: T, A, C y B.

## **2. OPTIMIZACION INTEGRAL DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN**

### **2.1. Introducción a los sistemas de producción**

Un sistema de producción esencialmente es aquel que tiene la capacidad de transportar fluido de reservorio hasta la superficie y separarlo en petróleo, gas y agua, si están presentes. Si es necesario, el petróleo y el gas, son tratados y preparados para la venta o el transporte desde el Campo. Cualquier caudal de agua producido, también es tratado y preparado para su disposición o uso.

Los elementos mecánicos básicos del sistema de producción son:

- a) Pozos
- b) Líneas de conducción
- c) Colector de producción
- d) Separadores y equipamiento de proceso
- e) Instrumentos de medición
- f) Recipientes de almacenamiento

Un pozo puede ser definido como un conducto o interfase, entre el yacimiento y las facilidades de superficie. Ésta interfase es necesaria para producir el fluido del mismo a la superficie. La combinación entre el pozo con el drenaje de un reservorio, comúnmente es llamado sistema de producción de petróleo o gas.

Un sistema de producción está compuesto por los siguientes componentes:

- Medio Poroso
- Completamiento (Estimulación, Punzado, y Engravado)
- Conducto vertical u horizontal o inclinado con válvulas de seguridad y placas de choque
- Un sistema de levantamiento artificial.
- Líneas de conducción horizontales con placas de choque y otros componentes de tuberías como válvulas, codos, etc.

## 2.2. Perfil de presiones a lo largo del sistema de producción

### 2.2.1. Caída de presión ( $P_r - P_{wf}$ )

El análisis de presiones a lo largo del camino del fluido (desde el reservorio hacia la superficie) es uno de los puntos más importantes a la hora de analizar el desempeño de un pozo y optimizar la producción de un reservorio; éste análisis de las caídas de presión en los distintos puntos del sistema forma parte del llamado Análisis Nodal.

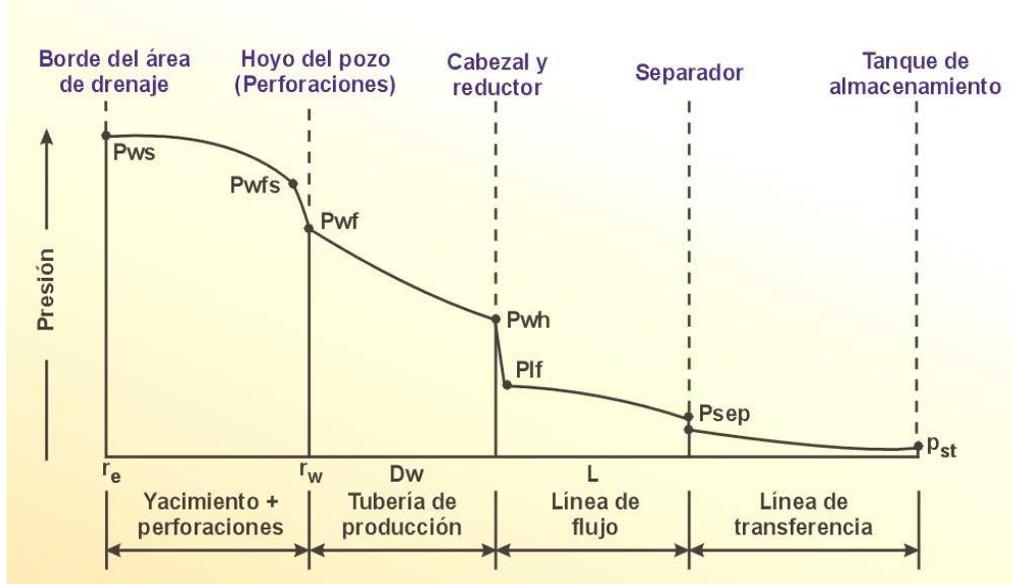


Figura 4. Perfil de presiones en un sistema de Producción.

Fuente: Optimización de la producción mediante análisis nodal, Workshop International, ESP OIL Engineering Consultants.

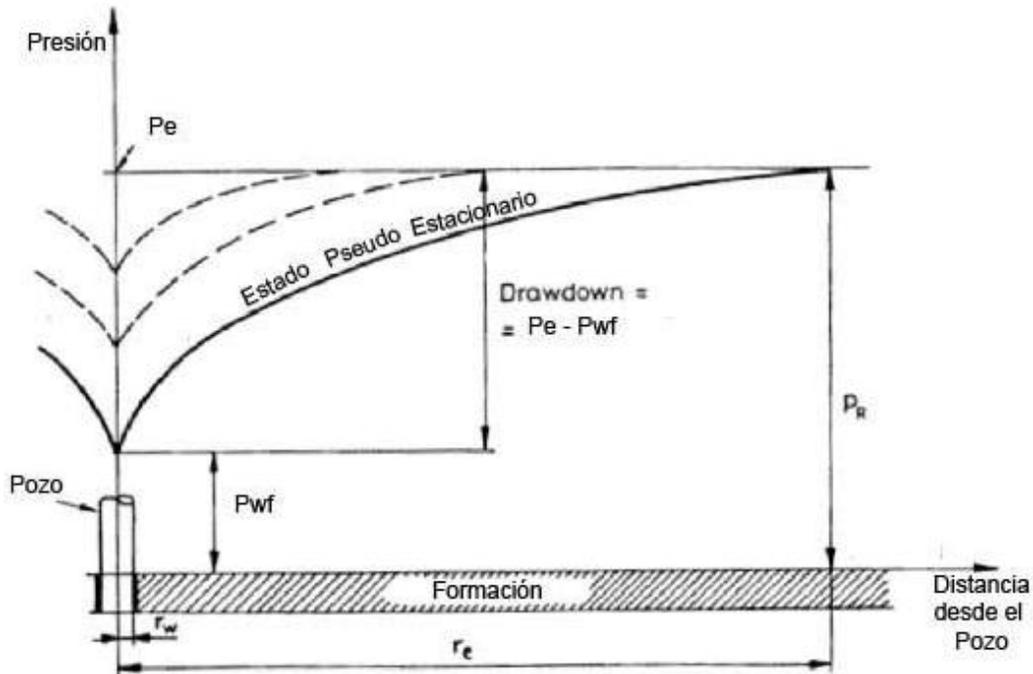


Figura 5. Perfil de caída de presión.

Fuente: Optimización de la producción mediante análisis nodal, Workshop International, ESP OIL Engineering Consultants

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado en el componente.

## 2.3. Comportamiento de afluencia de formaciones productoras

### 2.3.1. Flujo de fluidos en el yacimiento. Estados de flujo

La simulación del flujo de fluidos en el yacimiento debe considerar la composición de los fluidos presentes, y las condiciones de presión y temperatura para establecer si existe flujo simultáneo de petróleo, agua y gas, las heterogeneidades del yacimiento, etc.

El movimiento del petróleo hacia el pozo se origina cuando se establece un gradiente de presión en el área de drenaje y el caudal o tasa de flujo dependerá no solo de dicho gradiente, sino también de la capacidad de flujo de la formación

productora, representada por el producto de la permeabilidad efectiva al petróleo por el espesor de arena neta petrolífera ( $K_o.h$ ) y de la resistencia a fluir del fluido representada a través de su viscosidad. Dado que la distribución de presión cambia a través del tiempo es necesario establecer los distintos estados de flujo que pueden presentarse en el área de drenaje al abrir a producción un pozo, y en cada uno de ellos describir la ecuación que regirá la relación entre la presión de fondo fluyente  $p_{wf}$  y la tasa de producción  $q_o$  que será capaz de aportar el yacimiento hacia el pozo.

### **Estados de flujo:**

Existen tres estados de flujo dependiendo de cómo es la variación de la presión con tiempo:

1. No Estable:  $dP/dt \neq 0$
2. Estable:  $dP/dt = 0$
3. Semicontinuo:  $dP/dt = \text{constante}$

#### **1) Flujo en estado no estable:**

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con el tiempo, ( $dP/dt \neq 0$ ). Este es el tipo de flujo que inicialmente se presenta cuando se abre a producción un pozo que se encontraba cerrado ó cuando se cierra un pozo que se encontraba en producción. La medición de la presión fluyente en el fondo del pozo ( $P_{wf}$ ) durante este período es de particular importancia para las pruebas de declinación y de restauración de presión, cuya interpretación a través de soluciones de la ecuación de difusividad, permite conocer parámetros básicos del medio poroso, como, por ejemplo: la capacidad efectiva de flujo ( $K_o.h$ ), el factor de daño a la formación ( $S$ ), etc. La duración de este período normalmente puede ser de horas ó días, dependiendo fundamentalmente de la permeabilidad de la formación productora. Dado que el diferencial de presión no se estabiliza no se considerarán ecuaciones para estimar la tasa de producción en este estado de flujo.

Transición entre estados de flujo:

Después del flujo transitorio, en éste período ocurre una transición hasta alcanzarse una estabilización ó pseudo-estabilización de la distribución de presión

dependiendo de las condiciones existentes en el borde exterior del área de drenaje.

## **2) Flujo en estado estable:**

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje no cambia con el tiempo, ( $dP/dt = 0$ ). Se presenta cuando se estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento lo suficientemente grande, ó asociado a un gran acuífero, de tal forma que en el borde exterior de dicha área existe flujo para mantener constante la presión ( $P_{ws}$ ). En este período de flujo, el diferencial de presión a través del área de drenaje es constante y está representado por la diferencia entre la presión en el radio externo de drenaje ( $P_{ws}$ ), a una distancia del centro del pozo, y la presión fluyente en la cara de la arena ( $P_{wf}$ ), a una distancia del radio del pozo; ambas presiones deben ser referidas a la misma profundidad y por lo general se utiliza el punto medio de las perforaciones (PMP). Para cada valor de este diferencial ( $P_{ws} - P_{wf}$ ), tradicionalmente conocido como “Draw-down”, se establecerá un caudal de flujo del yacimiento hacia el pozo.

### **2.3.2. El IPR (Inflow performance Relationship)**

La relación de comportamiento del influjo (IPR), es la representación gráfica de las presiones de fondo fluyentes,  $P_{wf}$ , y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir, para cada  $P_{wf}$  existe una tasa de producción de líquido ( $q_L$ ).

La IPR representa una ilustración de la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un lapso de tiempo o rango, de su vida productiva y es normal que dicha capacidad disminuya a través del tiempo por la reducción de la presión del yacimiento, la variación o disminución de la permeabilidad en la cercanía del pozo y por el aumento de la viscosidad del crudo en la medida en que se vaporizan y fluyen sus fracciones livianas.

### **2.3.3. Flujo de una sola fase**

Para una sola fase, ya sea petróleo o líquidos en general, el IPR mostrado a continuación está determinado por la Ley de Darcy para flujo radial.

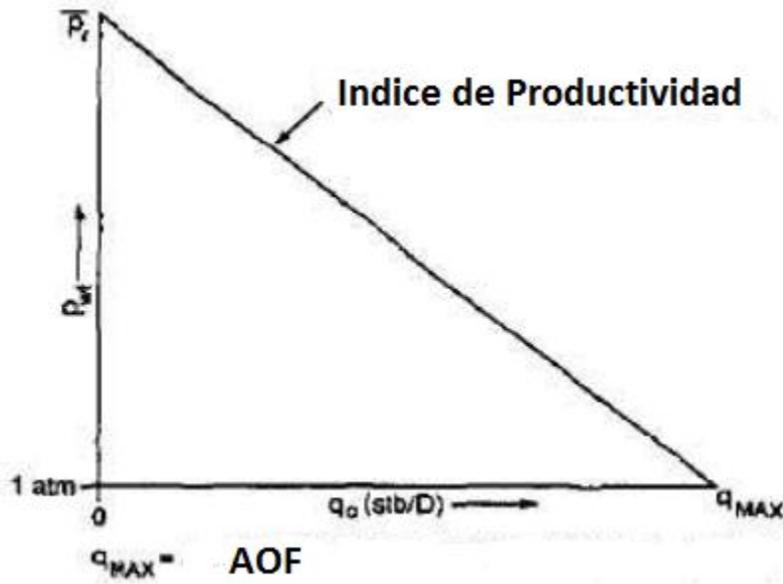


Figura 6. Relación del comportamiento del influjo (IPR)

Fuente: Production optimization Using Nodal Analysis, H. Dale Beggs

### 2.3.4. Índice de productividad (J)

Una simple aproximación para describir el comportamiento del influjo de un pozo petrolero en un momento instantáneo, es el uso del concepto de índice de productividad (J). Este fue desarrollado asumiendo la siguiente simplificación:

- Flujo radial alrededor del pozo
- Flujo de una sola fase
- Distribución homogénea de la permeabilidad.
- La formación está saturada completamente con el fluido en cuestión

El índice de productividad se define como la relación existente entre una tasa de producción medida, y la caída de presión (Drawdown) correspondiente a esa tasa de producción.

Para estas condiciones, la ecuación de Darcy queda resumida a:

$$q_o = \frac{0,00708 * k_o * h * (\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu_o * B_o * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

La mayoría de los parámetros a la derecha son constantes, lo que permite juntarlos en un solo coeficiente llamado Índice de productividad (IP).

- Para flujo continuo:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{0,00708 * k_o * h}{\mu_o * B_o * \text{Ln} \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S}$$

- Para flujo semi-continuo:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{0,00708 * k_o * h}{\mu_o * B_o * \text{Ln} \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S}$$

Una escala de valores del índice de productividad es la siguiente:

Baja productividad:  $J < 0,5$   
 Productividad media:  $0,5 < J < 1,0$   
 Alta Productividad:  $1,0 < J < 2,0$   
 Excelente productividad:  $J > 2,0$

Fuente: Optimización de la producción mediante Análisis Nodal, workshop international, esp oil engineering consultants.

Cuando no existe daño ( $S=0$ ) el índice de productividad del pozo recibe el nombre de J ideal ( $J'$ ). Se define eficiencia de flujo (EF) a la relación existente entre el índice de productividad real y el ideal, así:

$$EF = \frac{J}{J'}$$

### 2.3.5. Flujo bifásico

La ley de Darcy es aplicable únicamente cuando en el reservorio se produce un flujo monofásico. En el caso de un reservorio de petróleo, el flujo monofásico ocurre cuando la presión dinámica de fondo de los fluidos de reservorio está por

encima de la presión de punto de burbuja a la temperatura del reservorio y además el agua no fluye.

Durante la depleción del reservorio, la presión de éste continúa cayendo, y puede mantenerse por la inyección de fluidos en una recuperación asistida. Como consecuencia, durante la depleción la presión dinámica puede caer por debajo del punto de burbuja, lo cual resulta en la combinación de un flujo monofásico con uno bifásico dentro del reservorio. Este fenómeno requiere del uso del IPR combinado.

### 2.3.6. IPR de Vogel

Para obtener la relación entre la presión del yacimiento y el cambio de saturación de los fluidos es necesario utilizar las ecuaciones de balance de materiales. Este trabajo de estimar curvas IPR a distintos estados de agotamiento del yacimiento fue realizado por Vogel en 1967 basándose en las ecuaciones presentadas por Weller para yacimientos que producen por gas en solución, lo más importante de su trabajo fue que obtuvo una curva adimensional válida para cualquier estado de agotamiento después que el yacimiento se encontraba saturado sin usar información de la saturación de gas y permeabilidad relativa del gas  $K_{rg}$ .

Como resultado de su trabajo Vogel publicó la siguiente ecuación para considerar flujo bifásico en el yacimiento:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left[ \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right] - 0.8 \left[ \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right]^2$$

La representación gráfica de la ecuación anterior es la curva IPR adimensional presentada por Vogel, y que se muestra a continuación:

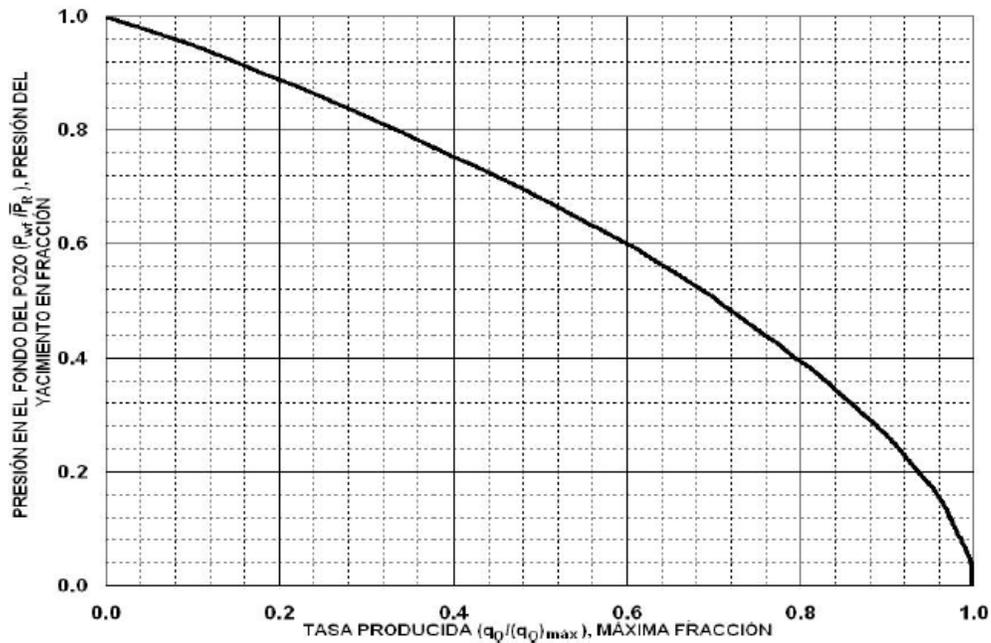


Figura 7. Gráfica del IPR de Vogel para EF=1

Fuente: DALE BEGGS H. Production optimization using Nodal Analysis 2001

### 2.3.7. IPR Compuesto

En yacimientos subsaturados existirá flujo de una fase líquida (petróleo) para  $P_{wf} > P_b$  y flujo bifásico para  $P_{wf} < P_b$ . En estos casos la IPR tendrá un comportamiento lineal para  $P_{wf}$  mayores o iguales a  $P_b$  y un comportamiento tipo Vogel para  $P_{wf}$  menores a  $P_b$ .

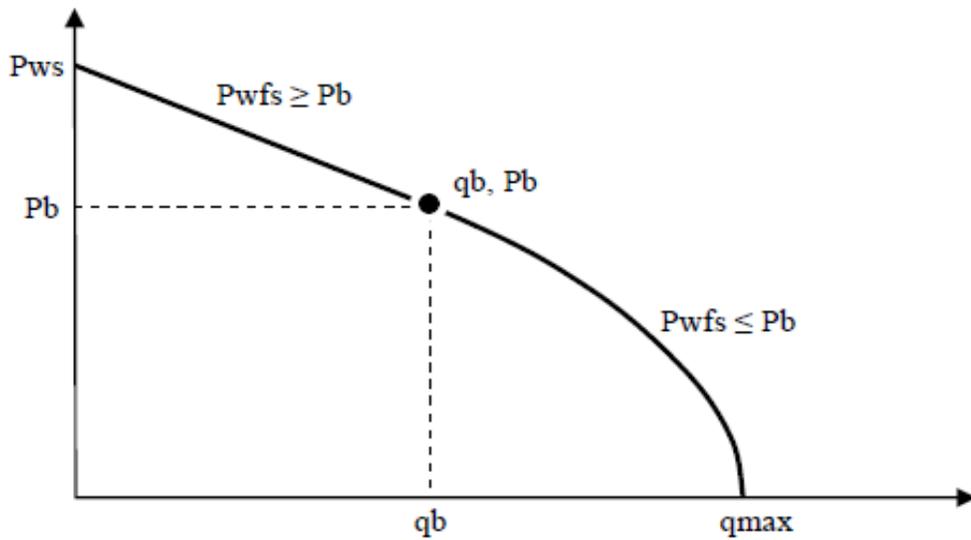


Figura 8. IPR Compuesta

Fuente: Optimización de la producción mediante análisis nodal, Workshop International, ESP OIL Engineering Consultants

Dado que la IPR consta de dos secciones, para cada una de ellas existen ecuaciones particulares:

En la parte recta de la IPR,  $P_{wf} \geq P_b$ , se cumple:

$$q = J^*(P_{ws} - P_{wf})$$

Sí, y sólo si  $J = 1$ , se cumple:

$$q = P_{ws} - P_{wf}$$

de donde, J se puede determinar de dos maneras:

- 1) Si se conoce una prueba de flujo ( $P_{wf}$ ,  $q_l$ ) donde la  $P_{wf} > P_b$ .

$$J = \frac{q \text{ (prueba)}}{P_{ws} - P_{wf} \text{ (prueba)}}$$

2) Si se dispone de suficiente información se puede utilizar la ecuación de Darcy:

$$J = \frac{0,00708 * k_o * h}{\mu_o * B_o * [\text{Ln} \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S]}$$

En la sección curva de la IPR,  $P_{wf} < P_b$ , se cumple:

$$q = q_b + (q_{max} - q_b) \left[ 1 - 0,2 \left[ \frac{P_{wf}}{P_r} \right] - 0,8 \left[ \frac{P_{wf}}{P_r} \right]^2 \right] \quad (1)$$

$$q_b = J * (P_{ws} - P_b) \quad (2)$$

$$q_{max} - q_b = \frac{J * P_b}{1,8} \quad (3)$$

La primera de las ecuaciones es la de Vogel trasladada en el eje X una distancia  $q_b$ , la segunda es la ecuación de la recta evaluada en el último punto de la misma, y la tercera se obtiene igualando el índice de productividad al valor absoluto del inverso de la derivada de la ecuación de Vogel, en el punto  $(q_b, P_b)$ .

Las tres ecuaciones anteriores constituyen el sistema de ecuaciones a resolver para obtener las incógnitas J,  $q_b$  y  $q_{max}$ . Introduciendo las dos últimas ecuaciones en la primera y despejando J se obtiene:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[ 1 - 0,2 \left[ \frac{P_{wf}}{P_r} \right] - 0,8 \left[ \frac{P_{wf}}{P_r} \right]^2 \right]}$$

El valor de J, se obtiene con una prueba de flujo donde la  $P_{wf}$  esté por debajo de la presión de burbuja, una vez conocido J, se puede determinar  $q_b$  y  $q_{max}$  quedando completamente definida la ecuación de q la cual permitirá construir la curva IPR completa.

### 2.3.8. Método de Fetkovich

Fetkovich demostró que los pozos de petróleo, produciendo por debajo de la presión del punto de burbuja, y los pozos de gas exhiben curvas de índices de rendimiento de influjo similares. La ecuación general del desarrollo de un pozo de gas, también puede ser aplicada a un pozo de petróleo:

$$q_o = C * (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n$$

Los coeficientes C y n son encontrados generalmente por la utilización de la curva de ensayo de pozo “fitting of multipoint”. Para el exponente “n” fue encontrado que existen casos entre 0.5 a 1000, tanto para pozos de gas como petróleo. Una “n” menor que uno es casi siempre debido a los efectos de un flujo no Darcy. El coeficiente “C” representa el índice de productividad del reservorio.

## 2.4. Flujo de fluidos en la completación

La completación representa la interfase entre el yacimiento y el pozo, y a través de ella el fluido sufre una pérdida de presión la cual dependerá del tipo de completación existente.

### 2.4.1. Completamientos a hueco desnudo

Son completaciones donde existe una comunicación directa entre el pozo y el yacimiento, normalmente se utilizan en formaciones altamente consolidadas y naturalmente fracturadas; en este tipo de completamientos la caída de presión es cero ya que la comunicación entre el yacimiento y el pozo es directa, luego:

$$\Delta P_c = P_{ws} - P_{wf} = 0$$

Por tanto:

$$P_{ws} = P_{wf}$$

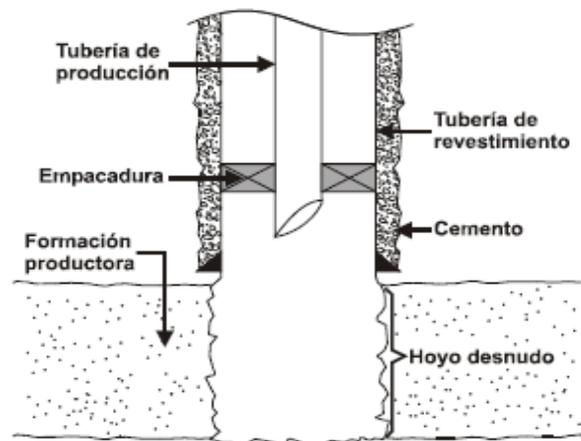


Figura 9. Completamiento a hueco desnudo

Fuente: Optimización de la producción mediante análisis nodal, Workshop International, ESP OIL Engineering Consultants

## 2.4.2. Completamientos con cañoneo convencional

Son completaciones donde se perfora ó cañonea la tubería de revestimiento, el cemento y la formación productora para crear túneles que comuniquen el pozo con el yacimiento, normalmente se utilizan en formaciones consolidadas.

La ecuación presentada por Jones, Blount y Glaze puede ser utilizada para evaluar la pérdida de presión a través de los completamientos con cañoneo convencional:

$$\Delta P_c = P_{ws} - P_{wf} = a * q^2 + b * q$$

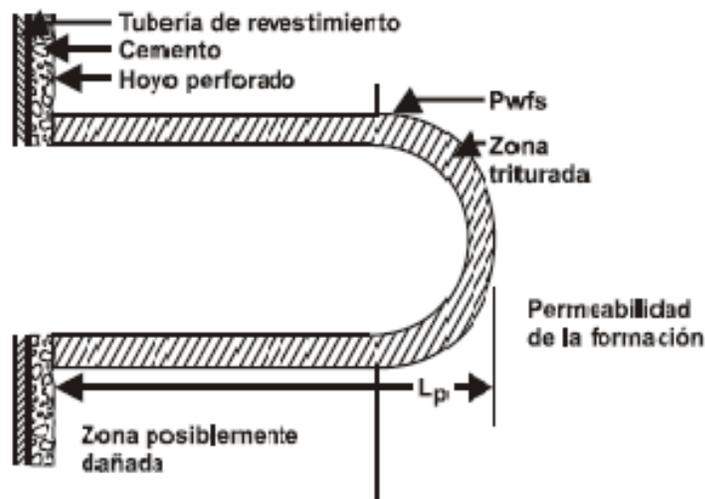


Figura 10. Completamiento con cañoneo convencional

Fuente: Optimización de la producción mediante análisis nodal, Workshop International, ESP OIL Engineering Consultant.

## 2.5. Flujo multifásico en tuberías

El estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de flujo en la superficie. Mediante el uso de correlaciones de flujo multifásico en tuberías, se puede determinar la habilidad que tiene un pozo para extraer fluidos del yacimiento.

### **2.5.1. Flujo de fluidos en el pozo y en la línea de flujo**

Durante el transporte de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador en la estación de flujo existen pérdidas de energía tanto en el pozo como en la línea de flujo en la superficie. Las fuentes de pérdidas de energía provienen de los efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética.

### **2.5.2. Cálculo de la presión requerida en el cabezal.**

Una vez conocida para una determinada tasa de producción las pérdidas de energía en la línea de flujo,  $\Delta PL$ , se puede obtener la presión requerida en el cabezal,  $P_{wh}$ , de la siguiente manera:

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta PL$$

### **Cálculo de la presión requerida en el fondo del pozo**

Similarmente, una vez conocida para una determinada tasa de producción las pérdidas de energía en el pozo,  $\Delta P_p$ , se puede obtener la presión requerida en el fondo,  $P_{wf}$ , de la siguiente manera:

$$P_{wf} = P_{wh} + \Delta P_p$$

### **2.5.3. Correlaciones de flujo multifásico más utilizadas en tuberías**

Entre las correlaciones para flujo multifásico que cubren amplio rango de tasa de producción y todos los tamaños típicos de tuberías se encuentran, para flujo horizontal: Beggs & Brill, Duckler y colaboradores, Eaton y colaboradores, etc. y para flujo vertical: Hagedorn & Brown, Duns & Ros, Orkiszewski, Beggs & Brill, Ansari, etc.

### **2.5.4. Definiciones básicas para flujo multifásico**

El conocimiento de la velocidad y de las propiedades de los fluidos tales como densidad, viscosidad y en algunos casos, tensión superficial son requeridos para los cálculos de gradientes de presión. Cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico, se utilizan ciertas reglas de mezclas y definiciones únicas a estas aplicaciones.

Ver anexo A

## 2.6. ANÁLISIS NODAL

Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción, dada su efectividad y confiabilidad a nivel mundial, es el Análisis Nodal. Éste permite simular y evaluar un sin número de parámetros, tales como: comportamiento del pozo, predicción de la tasa óptima de flujo, es decir, optimización de la producción y manejo de fluidos de formación en superficie con la mínima caída de presión.

Con la aplicación de esta técnica, se adecua la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, para reflejar en el separador el verdadero potencial de producción de los pozos asociados a los yacimientos del sistema de producción.

El Análisis Nodal básicamente consiste en detectar restricciones al flujo, cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema, y diagnosticar posibles mejoras en el sistema que contribuya a elevar la rentabilidad actual y futura.

El análisis nodal de un sistema de producción está compuesto por tres zonas de flujo de fluidos en:

- Medios porosos.
- La tubería vertical o dentro del pozo.
- La tubería horizontal o en superficie.

Dentro de los principales objetivos del análisis nodal tenemos:

- Determinar la tasa de flujo a la cual producirá un pozo de crudo o gas considerando la geometría del mismo y las limitaciones del completamiento.
- Determinar las condiciones de flujo bajo las cuales el pozo podría dejar de producir.
- Seleccionar el tiempo más apropiado para la instalación de un sistema de levantamiento artificial, y también para asistir en la selección del más óptimo.
- Optimizar el sistema para producir a la tasa de flujo que haga resultar el proceso más económico.
- Evaluar cada componente del sistema de producción para identificar cuales están originando restricciones del flujo innecesariamente.
- Permitir al personal de operaciones e ingeniería un rápido reconocimiento de alternativas que permitan incrementar la producción.

### 2.6.1. Capacidad de producción del sistema:

La capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la energía que aporta el yacimiento o la oferta y la energía consumida para transportar los fluidos hasta superficie o demanda.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida o presión del yacimiento  $P_{ws}$  y la presión final o presión del separador  $P_{sep}$ :

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_L$$

**Dónde:**

$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wf} =$  Caída de presión en el yacimiento (IPR).

$\Delta P_c = P_{wf} - P_{wc} =$  Caída de presión en la completación.

$\Delta P_p = P_{wc} - P_{wh} =$  Caída de presión en el pozo, (flujo multifásico en tubería).

$\Delta P_L = P_{wh} - P_{sep} =$  Caída de presión en la línea de superficie (flujo multifásico en tubería horizontal)

El balance de energía entre la oferta y la demanda puede obtenerse numérica o gráficamente.

Para realizarlo numéricamente consiste en asumir varias tasas de producción y calcular la presión de oferta y demanda en el respectivo nodo hasta que ambas presiones se igualen, el ensayo y error es necesario ya que no se puede resolver analíticamente por la complejidad de las formulas involucradas en el cálculo de las  $\Delta P$ 's en función del caudal de producción.

### 2.6.2. Curvas de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo: Curvas VLP / IPR.

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina **Curva de Oferta** de energía del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina **Curva de**

**Demanda** de energía de la instalación (Outflow Curve). Si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la IPR (“Inflow Performance Relationships”) y la de demanda es la VLP (“Vertical Lift Performance”).

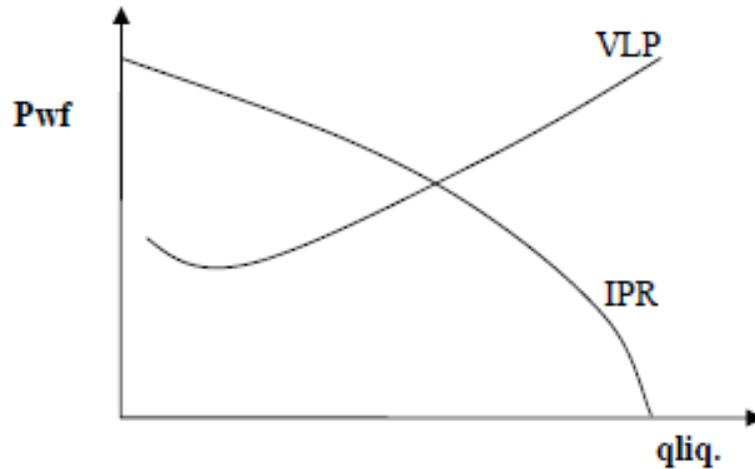


Figura 11: Curva de IPR y curva de VLP, con nodo en fondo del pozo.

Fuente: Optimización de la producción mediante análisis nodal, Workshop International, ESP OIL Engineering Consultants

### 2.6.3. Aplicaciones del Análisis Nodal

- Seleccionar tamaño de tubería
- Seleccionar tamaño de la línea de flujo
- Diseño de empaquetamiento con grava
- Diseño de las redes de flujo en superficie
- Tamaño del choque en superficie
- Diámetro de la válvula de seguridad del subsuelo
- Evaluar y analizar posibles restricciones al flujo en un sistema de producción
- Diseño de los sistemas de levantamiento artificial
- Evaluación y simulación de un pozo en condiciones de producción.
- Analizar efectos de la densidad de perforación
- Predecir el efecto de depleción sobre la capacidad de producción
- Analizar un sistema de red de producción.

### **3. METODOLOGÍA FEL (Front End Loading)**

#### **3.1. EVALUACIÓN DE PROYECTOS**

##### **3.1.1. Definición de proyecto**

Un proyecto puede definirse como la búsqueda de una solución inteligente a un problema por resolver sobre una necesidad del ser humano; éste, puede ser referido a un enfoque específico como inversión, educación, alimentación, salud, ambiente, cultura, etc. Y para cada uno, se procura realizar eficientemente la producción de un bien o servicio que satisfaga la necesidad que se pretende resolver. Un proyecto de inversión conlleva desde instalar un negocio ambulante hasta la construcción de una gran planta que innove tecnológicamente. Es un plan al cual, si se le asigna determinado monto de capital y se le proporcionan insumos de varios tipos, producirá el bien o servicio deseado a obtener. Bajo este concepto, un proyecto de explotación de hidrocarburos se puede clasificar como un proyecto de inversión. Como es natural, cada proyecto se evalúa desde un punto de vista particular, en función de los beneficios y costos que se generan para los involucrados. La evaluación de los proyectos de inversión tiene como objetivo conocer los beneficios económicos, ambientales y sociales que se obtendrán de dichos proyectos, de forma que aseguren resolver una necesidad de la manera más eficiente, posible, segura y rentable. De esta forma se asignarán los recursos a la opción que mejor satisfaga estos criterios.

##### **3.1.2. Evaluación de proyectos**

###### **3.1.2.1. Actividades generales**

Aunque cada proyecto es diferente a todos los demás, los lineamientos de la metodología para evaluación de proyectos, aplicados a cada uno, se pueden adaptar siguiendo las herramientas generales que se enlistan a continuación, en cada uno de los siguientes estudios:

- De mercado.
- Técnico.
- Evaluación económica.

Esta metodología, incluso con sus respectivas adaptaciones, se he aplicado con éxito a estudios de implantación de redes de microcomputadoras, sustitución de sistemas manuales de información, etc.

### 3.1.2.2. Evaluación de un proyecto como un proceso y sus alcances

En el desarrollo de un estudio de evaluación de proyectos se pueden distinguir tres fases de este.

- a) **Perfil:** Es el nivel de evaluación de identificación. Comienza con la idea o la visión que se estima, y se elabora a partir de información existente tal como la opinión que ofrece la experiencia y el juicio común. Este nivel de estudio se centra en cálculos globales de costos, ingresos e inversiones y no profundiza al respecto.
- b) **Ante-proyecto:** Este nivel profundiza en la investigación de mercado, así como en fuentes primarias y secundarias. Aquí se detalla en la tecnología que se va a emplear, determina costos totales, rentabilidad económica, vida del proyecto, etc., y sirve de base para apoyar a los inversionistas a tomar una decisión.
- c) **Proyecto definitivo:** Este es el nivel más profundo de estudio y el último; donde la investigación contiene toda la información del anteproyecto, pero se tratan los puntos más finos, así como los canales de comercialización para el producto, contratos de venta, actualización de las cotizaciones de la inversión, planos arquitectónicos, cotizaciones de inversión, etc.

### 3.1.2.3. Introducción y marco de desarrollo

La primera parte que se deberá desarrollar y presentar en el estudio de la evaluación de proyectos es la introducción. Esta debe tener un breve resumen histórico del desarrollo y los usos del producto, además de los factores que impactan directamente en su consumo o utilización. Este resumen debe ser breve ya que solo es una introducción del estudio que se realizará.

La siguiente etapa del estudio es el marco de desarrollo. Aquí se ubicará el estudio en las situaciones económicas y sociales, además de decir porque se quiere emprender el proyecto, a qué o quién beneficiará y que problema se resolverá. En sí, el marco de desarrollo es una declaración precisa del porque se llevará a cabo el proyecto.

En esta misma etapa deberán describirse los objetivos del estudio y los del proyecto. En forma general, los objetivos del estudio son los siguientes tres:

- Verificar que exista un mercado potencial insatisfecho y que este sea viable.
- Verificar que no exista impedimento en el abasto de todos los insumos para la elaboración del producto. Una vez hecho esto, se demostrará que existe tecnología para poder elaborar el producto.
- Argumentar la rentabilidad económica de su realización.

### **3.2. FEL (Front End Loading)**

Front End Loading (FEL) es la “mejor práctica”, más usada comúnmente por las empresas para lograr mejorar los resultados de sus proyectos de inversión en términos de costo, programa, operatividad y cumplimiento de sus objetivos de negocio.

La metodología FEL es una herramienta para los negocios, que provee un mecanismo para ayudar a las compañías a seleccionar y jerarquizar diferentes oportunidades de proyecto a través de un proceso sistemático, riguroso y analítico.

El éxito de los proyectos es la función de muchos parámetros, no solo de la efectividad de los recursos. Algunos de los elementos que influyen en gran medida para lograr el éxito en un proyecto son:

- Recurso Humano.
- Estrategias.
- Ejecución.

Las principales características de la metodología son:

- Definición inicial del proyecto FEL o Pre-Project Planning.
- Alineación.
- Constructibilidad.
- Efectividad del diseño.
- Administración de materiales.
- Construcción de equipos de herramientas.
- Administración de calidad.
- Administración del cambio.
- Resolución de disputas.
- Técnicas tendientes a cero accidentes.

La metodología FEL es un modelo que ayuda a desarrollar el proceso y la disciplina hacia la correcta ejecución. En esencia, la aplicación de ésta, sirve para definir qué proyecto se llevará a cabo y cómo la gente debe realizarlo, para poder llevarlo por el mejor camino para el negocio. La metodología FEL tiene una gran influencia en los resultados de éste, ya que de manera importante incrementa la información crítica desde un comienzo para así reducir los riesgos y asegurar el éxito al término del mismo.

Los objetivos de la metodología son:

- Asegurar que las necesidades de negocio sean el principal factor para la inversión del proyecto.
- Asignar responsabilidad del proyecto.
- Mejorar la productividad de los bienes de capital al usar la mejor tecnología disponible.
- Eliminar la inversión no productiva.
- Minimizar los cambios durante la ejecución del proyecto para reducir costos y acortar la duración.

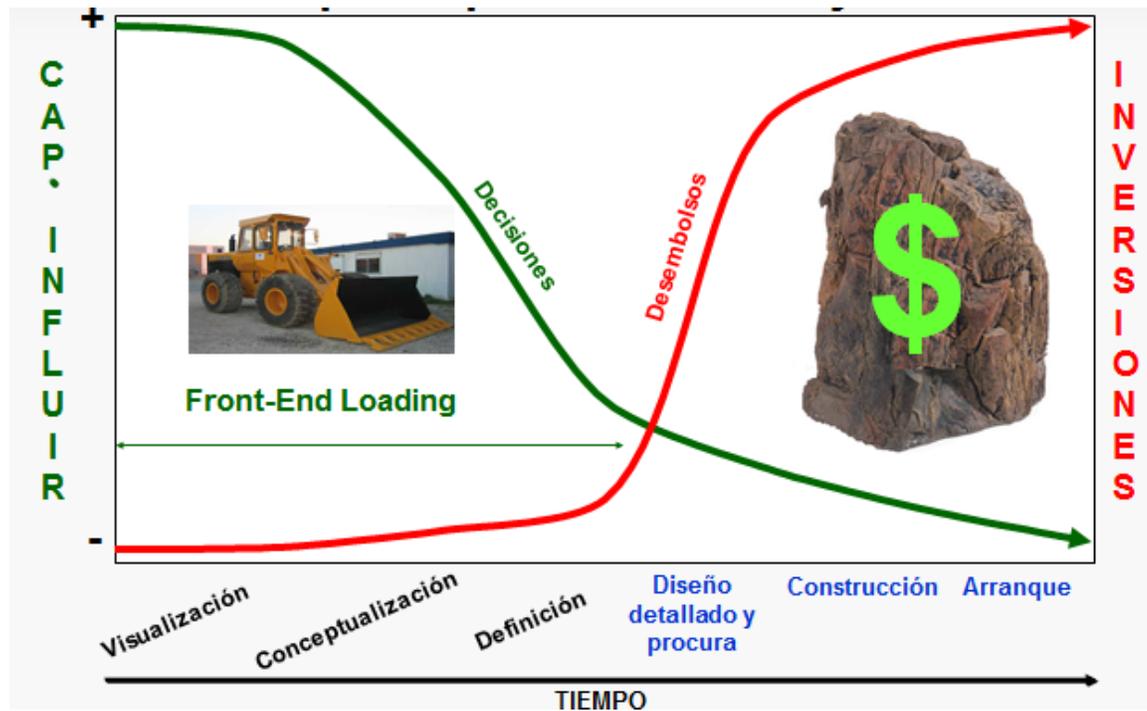


Figura 12: Etapas típicas de un proyecto

Fuente: Taller de capacitación en los procedimientos y lineamientos para la documentación y el dictamen técnico de proyectos de exploración, PEMEX, Año 2007.

## Secuencia general de etapas

Inicialmente cuando se define un proyecto, la mayoría de las veces se divide en varias etapas; eso, en esencia, es útil para poder tomar una buena decisión sobre continuar o detener las etapas subsiguientes del proyecto y, al final decidir si invertir o no en el negocio.

La metodología se divide en cuatro etapas, FEL 1 (Visualización), FEL 2 (Conceptualización), FEL 3 (Definición), y FEL 4 (Ejecución).

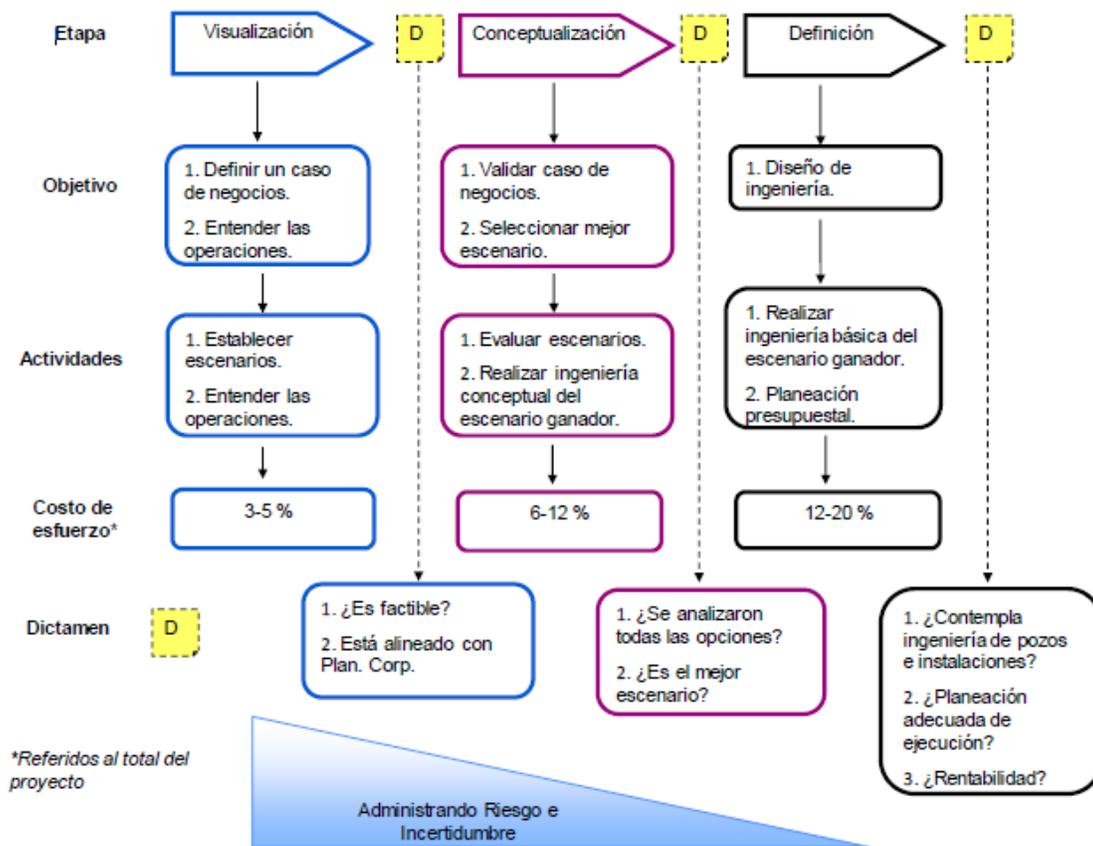


Figura 13: Organigrama general de la metodología FEL

Fuente: Tesis, Análisis conceptual de la metodología VCD en la industria mexicana, Año 2015.

## Fases de la metodología:

**FEL 1:** Identificación de oportunidad, En esta fase se generan oportunidades, categorías de decisión, opciones para las diferentes áreas del proyecto, procesos para la construcción de escenarios para la evaluación del proyecto y casos de

negocio que generan valor. Su objetivo es validar la oportunidad del negocio y se basa en estudios de factibilidad técnico-económicos.

**FEL 2:** Proyecto conceptual, es el inicio del planeamiento del proyecto a fin de seleccionar una alternativa y avanzar en las definiciones de la misma. Hasta aquí no se ha desembolsado gran cantidad de dinero.

**FEL 3:** Proyecto básico, en esta fase se desarrolla detalladamente el alcance, se elabora la ingeniería básica, se crea el plan de ejecución y se logra la estimación final de las inversiones con un mínimo error.

**FEL 4:** Ejecución, se trata de la obra en sí, e incluye la ingeniería de detalle, la construcción y el montaje. Es la fase en la que más tiempo y dinero se invierten, y su éxito en parte queda determinado por la calidad de las fases anteriores.

Ver anexo B.

#### **4. METODOLOGIA PARA LA APLICACIÓN DEL ANALISIS NODAL A LOS POZOS DEL CAMPO PALOGRANDE – CEBU**

En este capítulo se presenta la aplicación de la metodología de Análisis Nodal para los pozos productores activos del campo Palogrande-Cebu. Por supuesto serán definidos los pozos a los cuales se les evaluará la configuración de los equipos y elementos que constituyen las facilidades de producción de subsuelo y superficie.

Se incluyó para la evaluación del sistema de producción; el análisis del efecto del tamaño de la tubería de producción, sensibilidad de la frecuencia de operación para las bombas electrosumergibles y selección de pozos con daño de formación candidatos a trabajos de optimización. Para la aplicación del método de Análisis Nodal se utilizó el software especializado PIPESIM.

##### **4.1. Preselección de los pozos candidatos**

Para el caso del Campo Palogrande-Cebu, solo serán evaluados los sistemas de producción de los pozos activos y aquellos pozos que luego de un estudio se determinaron por sus condiciones actuales y viabilidad económica.

## Listado de pozos a analizar

Los pozos productores activos de los campos Palogrande-Cebu para el desarrollo del presente estudio y el respectivo sistema de levantamiento artificial para estos se muestra en las tablas 2 y 3. Cabe resaltar que la enumeración de los mismos, ha sido codificada y no corresponde a los nombres originales de los pozos.

Pozos del Campo Palogrande	Sistema de Levantamiento Artificial (SLA)	
	Bombeo mecánico (BM)	Bombeo electrosumergible (BES)
01	x	
02		x
03	x	
04		x
05	x	
06		x
07		x
08	x	
09		x
10		x
11		x
12	x	
13	x	
14	x	
15	x	

Tabla 2. Pozos productores del Campo Palogrande

- Bombeo mecánico (BM) = 8
- Bombeo Electrosumergible (BES) = 7
- Productores = 15

Pozos del Campo Cebú	Sistema de Levantamiento Artificial (SLA)	
	Bombeo mecánico (BM)	Bombeo electrosumergible (BES)
A01		X
A02	X	
A03		X

Tabla 3. Pozos productores del Campo Cebú.

- Bombeo mecánico (BM) = 1
- Bombeo Electrosumergible (BES) = 2
- Productores = 3

#### 4.2. Procedimiento de análisis

En la metodología de Análisis Nodal son determinados componentes de un sistema de producción, definidos como nodos, se le aplican métodos de balance para evaluar su desempeño y optimizar el funcionamiento del sistema en su totalidad. Las ubicaciones más comúnmente utilizadas para ubicar los nodos se representan en la figura 14.

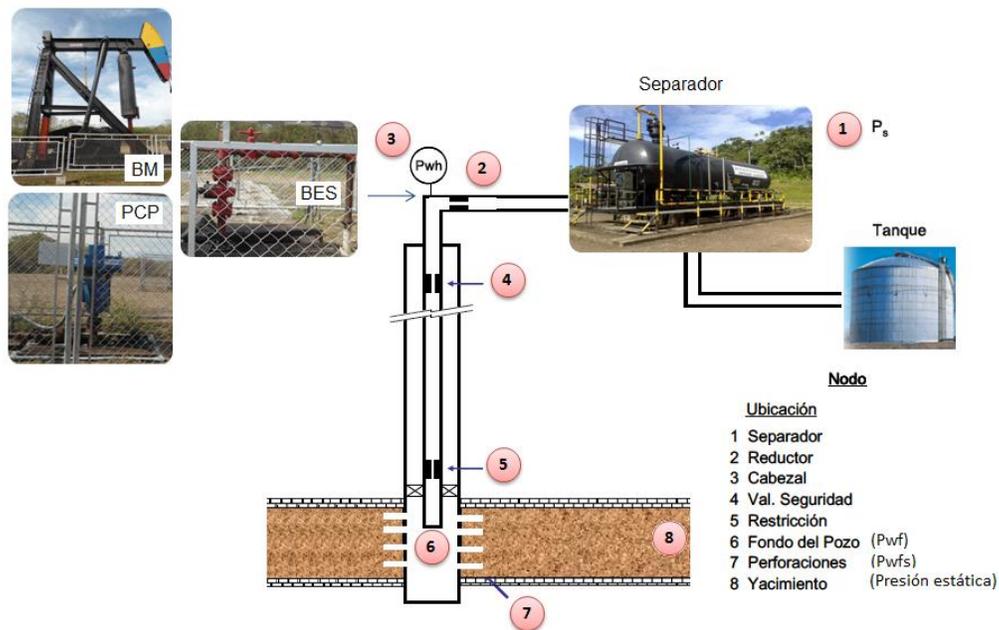


Figura 14. Posiciones típicas de los Nodos.

Fuente: Campo PG-CB, SOH Ecopetrol

Una relación entre el caudal y la caída de presión debe estar disponible para cada componente del sistema, y a través de un nodo solución, se debe cumplir además lo siguiente: 1) El flujo de entrada al nodo es igual al flujo de salida del mismo, 2) Solo puede existir un valor de presión para un nodo.

### 4.3. Metodología aplicada

La metodología utilizada comprendió la recopilación y validación de información, cotejo del comportamiento actual del pozo, análisis y optimización del sistema de producción, tal como se muestra en la siguiente figura.

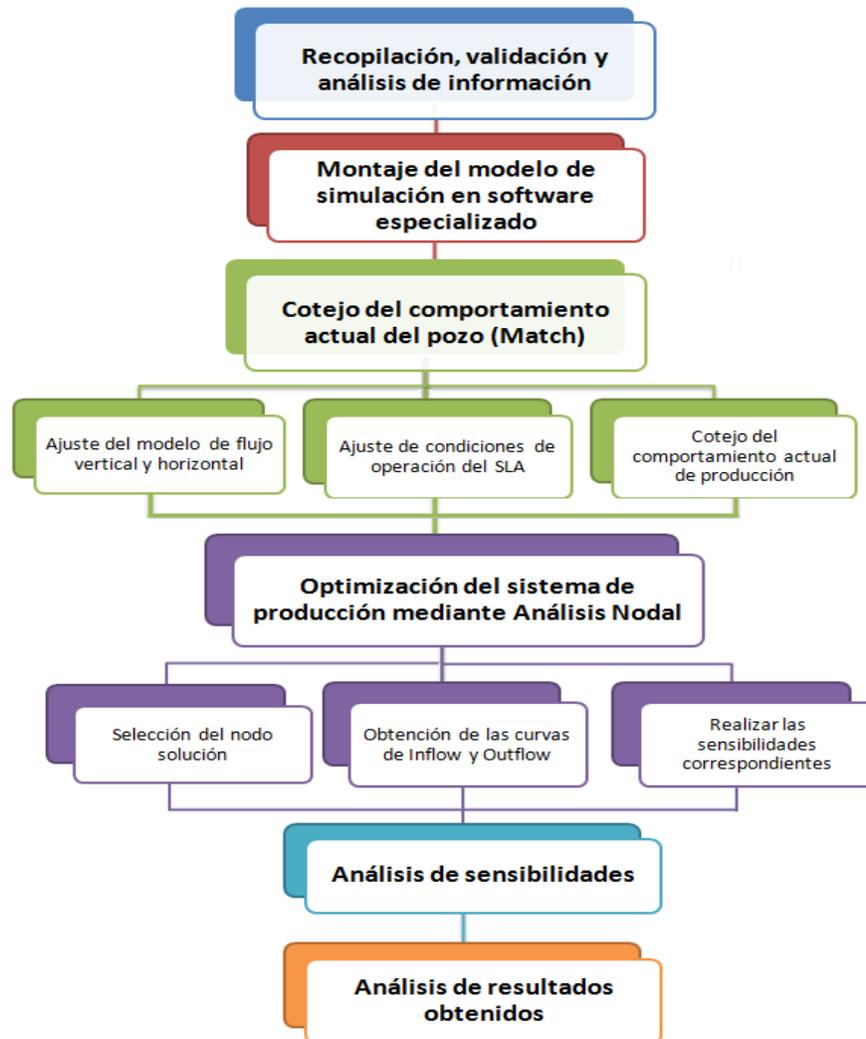


Figura 15. Esquema de la metodología utilizada para Análisis Nodal en PIPESIM

Fuente: Campo PG-CB, SOH Ecopetrol

#### 4.3.1. Recopilación, Validación y Análisis de la Información.

Estas son fases fundamentales en el proceso, puesto que de la veracidad y calidad de la información obtenida depende la certeza del análisis y calidad de las recomendaciones realizadas.

En esta etapa se logró consolidar la información necesaria y requerida para realizar el modelo de simulación del análisis nodal en el software especializado PIPESIM. La información recopilada y consolidada incluyó datos de yacimiento, estado mecánico de los pozos, registros de desviación de éstos, especificaciones del equipo de fondo, información de producción, datos de presiones, características del fluido, datos petrofísicos y configuración del sistema de recolección (líneas de producción y colectores generales).

#### Potencial de producción de crudo

En las tablas 4 y 5 se presentan los potenciales de producción de crudo para los pozos del campo Cebú y Palogrande, estos valores fueron tomados a fecha de Julio de 2016:

Pozos del Campo Cebu	BFPD	BOPD	BWPD
A01	2122	48	2074
A02	805	125	680
A03	1863	56	1807

Tabla 4: Potencial de producción de los pozos del Campo Cebu

Pozos de Palogrande	BFPD	BOPD	BWPD
01	683	124	559
02	1241	99	1142
03	682	33	649
04	1177	153	1024
05	695	188	507
06	1679	158	1521
07	1444	296	1148
08	1145	206	939
09	2971	141	2830
10	2668	117	2551
11	2459	57	2402
12	901	91	810
13	675	15	660
14	356	88	268
15	762	40	722

Tabla 5: Potencial de producción de los pozos del Campo Palogrande

### Información Petrofísica:

Para los datos petrofísicos, se tuvieron en cuenta cada una de las arenas productoras, su respectiva permeabilidad, el radio de drene y el espesor neto de los perforados.

### Estados mecánicos.

A continuación, se presenta como ejemplo el estado mecánico del pozo 01.



#### 4.3.2. Montaje del modelo, carga de datos en el software y cotejo del comportamiento actual del pozo

En esta etapa con base en la información recopilada se realizó el montaje del modelo de simulación en el software especializado PIPESIM, y se realizaron los respectivos ajustes en la simulación con el fin de reproducir el comportamiento actual de los campos Palogrande y Cebú.

- Se cargaron los datos del reservorio como se observa en la figura 17, introduciendo la información de presión, temperatura de yacimiento y los datos petrofísicos de cada pozo.

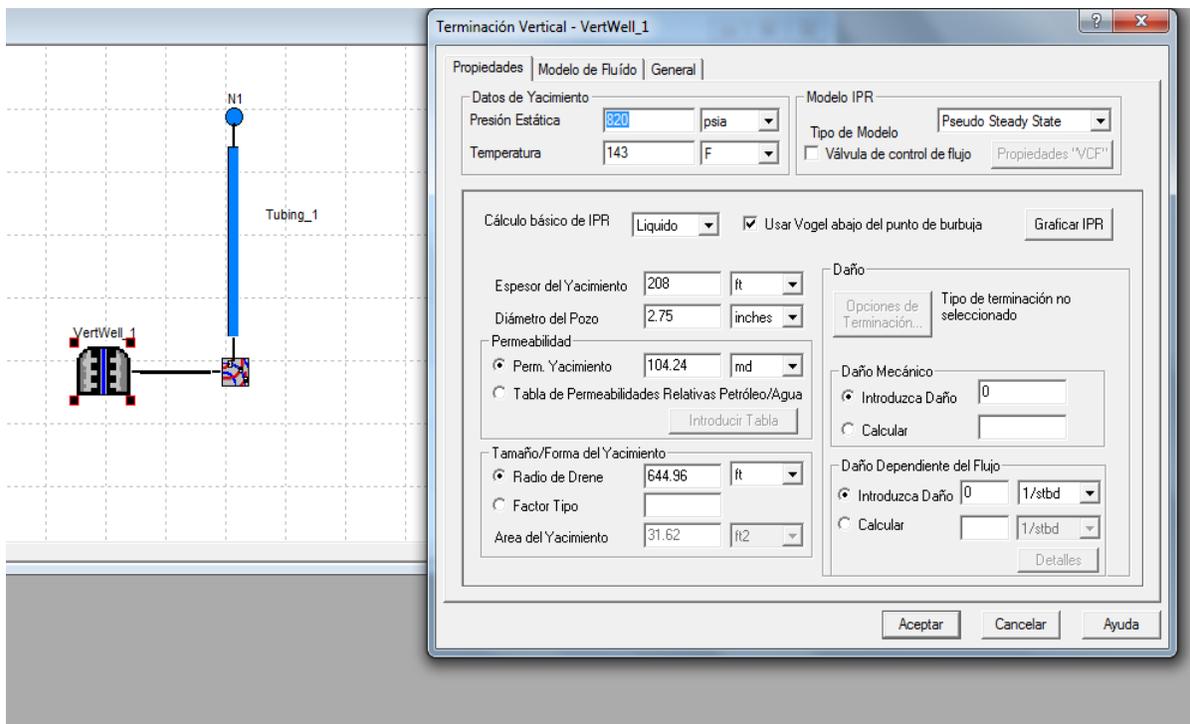


Figura 17. Carga de datos de reservorio con Modelo Estado Pseudo Estable

Fuente: Autores

- Seguidamente se carga el estado mecánico de cada pozo en la ventana de tubería de producción y luego se debe ingresar el tipo de bomba, junto con el número de etapas, y la frecuencia de operación. Para el bombeo mecánico tenemos los datos de diámetro de varilla, eficiencia del separador, y flujo nominal. Finalmente se cargaron las propiedades del fluido en la ventana de modelo de fluido Black Oil, en donde se introdujeron los datos de gravedad API, corte de agua (%BSW), viscosidad del fluido y GOR.

Una vez concluido el montaje y carga de los datos de los pozos, se procedió al ajuste de cada uno para reproducir el comportamiento actual de los campos Palogrande y Cebú. Utilizando parámetros como las condiciones de operación del SLA, eficiencia de la bomba, correlaciones de flujo multifásico, coeficiente de transferencia de calor (U), y datos de producción para realizar los respectivos ajustes.

En primera instancia se realizó el ajuste de la correlación de flujo multifásico comparando y analizando cada una de estas, y se seleccionó la correlación que mejor se ajustó al comportamiento del pozo de acuerdo a los datos medidos. Las principales correlaciones comparadas fueron:

- Ansari
- Beggs & Brill Original
- Beggs & Brill Revised
- Duns & Ros
- Govier, Aziz & Fogarasi
- Gray
- Hagedorn & Brown
- Mukherjee & Brill
- Orkiszewski

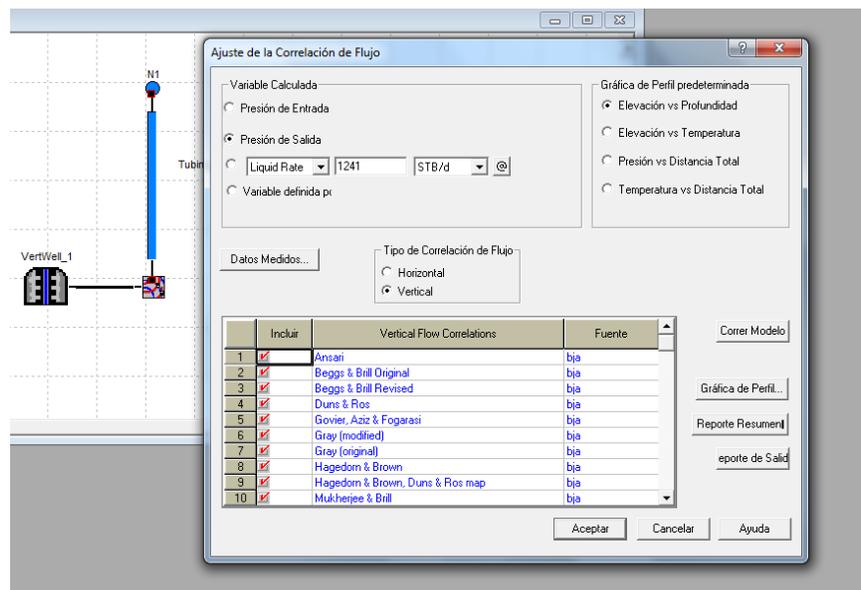


Figura 18. Ventana de comparación para correlaciones de flujo

Fuente: Autores

El perfil de presiones utilizando diferentes correlaciones de flujo vertical se puede observar en la figura 19 tomando como ejemplo el pozo A01.

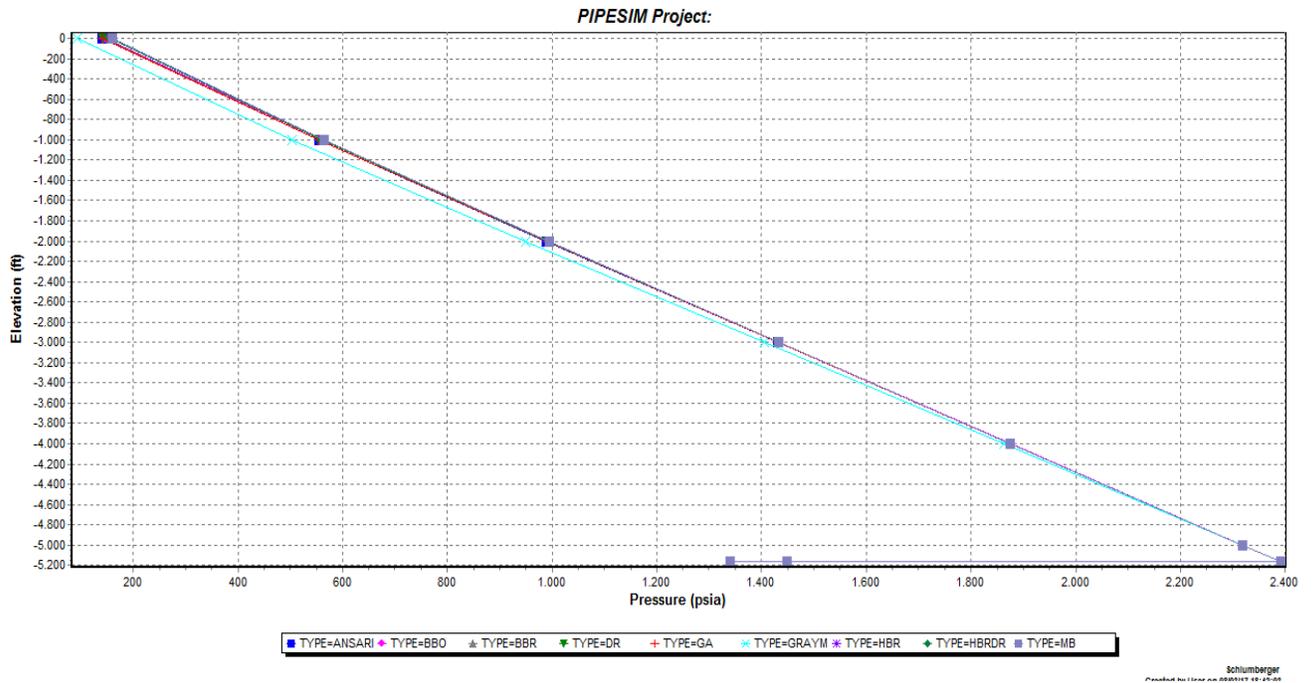


Figura 19. Ajuste de correlaciones de flujo pozo 02.

Fuente: Autores

#### 4.4. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL

Esta etapa consistió en realizar análisis de sensibilidad de las variables más importantes del proceso y evaluar su impacto sobre el sistema de producción de los campos objeto de estudio, basados en la aplicación del método de análisis nodal. Para realizar estas sensibilidades se realizaron los siguientes pasos utilizando el software PIPESIM:

#### 4.4.1. Selección del nodo solución

Se escoge el nodo solución según los parámetros que se deseen analizar y donde mejor se visualice el comportamiento de dichos parámetros. En el análisis de los pozos productores del campo Palogrande-Cebú se escogió el nodo solución en el fondo del pozo, activando éste en el modelo de simulación en PIPESIM como se muestra en la figura 20. Para el nodo ubicado en el fondo de pozo se determina el aporte de fluidos del pozo en función del comportamiento del Índice de productividad.

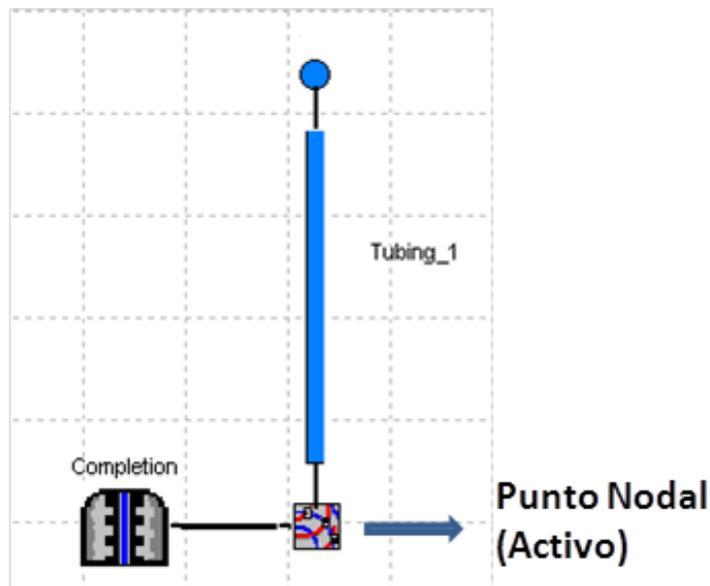


Figura 20: Punto de análisis nodal en el fondo del pozo

Fuente: Campo PG-CB, SOH Ecopetrol

#### 4.4.2. Obtención de las curvas de Inflow y Outflow

Posteriormente se procedió a la obtención de las curvas de oferta y demanda, verificando que el punto donde se cruzan las dos curvas corresponde al proveniente de las pruebas de producción utilizadas, además que es el punto donde ambos valores son iguales (inflow=outflow), esto con el fin de comprobar la coincidencia de la simulación con las condiciones reales obtenidas en campo.

#### 4.4.3. Elaboración de sensibilidades

Para realizar las respectivas sensibilidades, utilizando el software PIPESIM, se genera una ventana como se muestra en la figura 21, en donde se seleccionan las variables con las cuales se requiere analizar la sensibilidad en el Inflow y la sensibilidad en el Outflow junto con el rango de operación de estas.

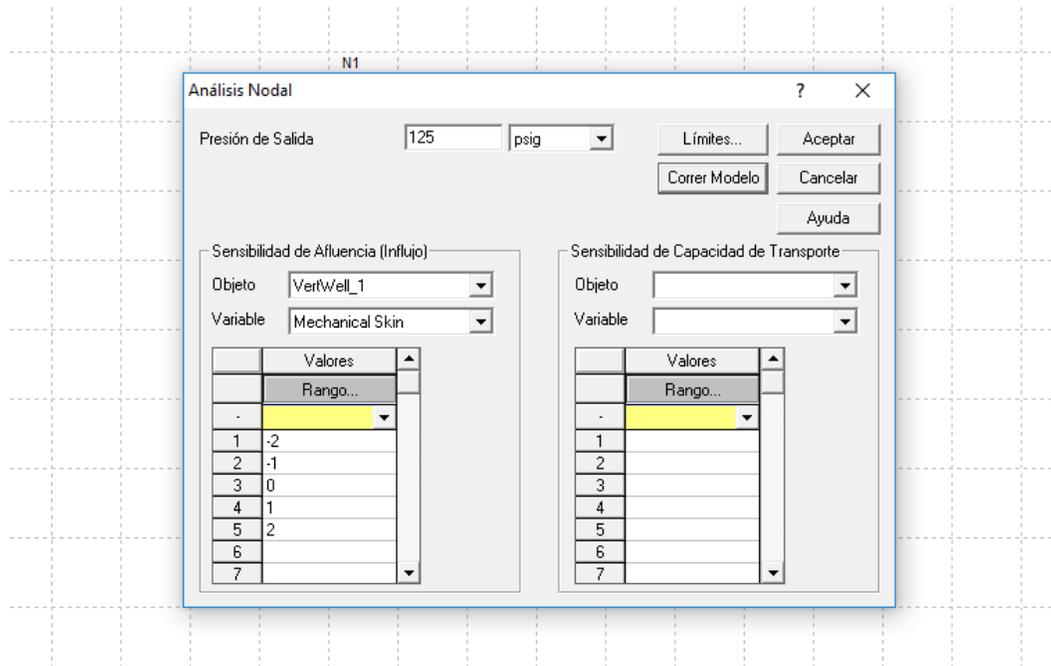


Figura 21: Ventana de análisis nodal para el software PIPESIM

Fuente: Campo PG-CB, SOH Ecopetrol

## 5. MONTAJE DE LA RED DE RECOLECCIÓN

Para cada uno de los campos objeto de análisis se realizó el montaje de la red para el sistema de recolección, partiendo desde la cabeza del pozo hasta llegar al separador correspondiente. Para la ubicación de los pozos se tuvo en cuenta su localización de acuerdo al mapa de pozos del área de Neiva.

Posterior a la ubicación de los pozos y la construcción del esquema de la red, se procedió a la carga de datos de las líneas del sistema de recolección de acuerdo a la información recopilada y consolidada.

En el software PIPESIM los datos anteriormente mencionados son cargados en la ventana de línea de flujo como se muestra en la siguiente figura, introduciendo en la pestaña propiedades en vista detallada; los datos de longitud de línea, cambio de elevación, diámetro interno de la tubería, espesor, rugosidad y valor de temperatura ambiente. Mientras que en la pestaña de transferencia de calor se ingresa el valor del coeficiente de transferencia de calor para la tubería correspondiente.

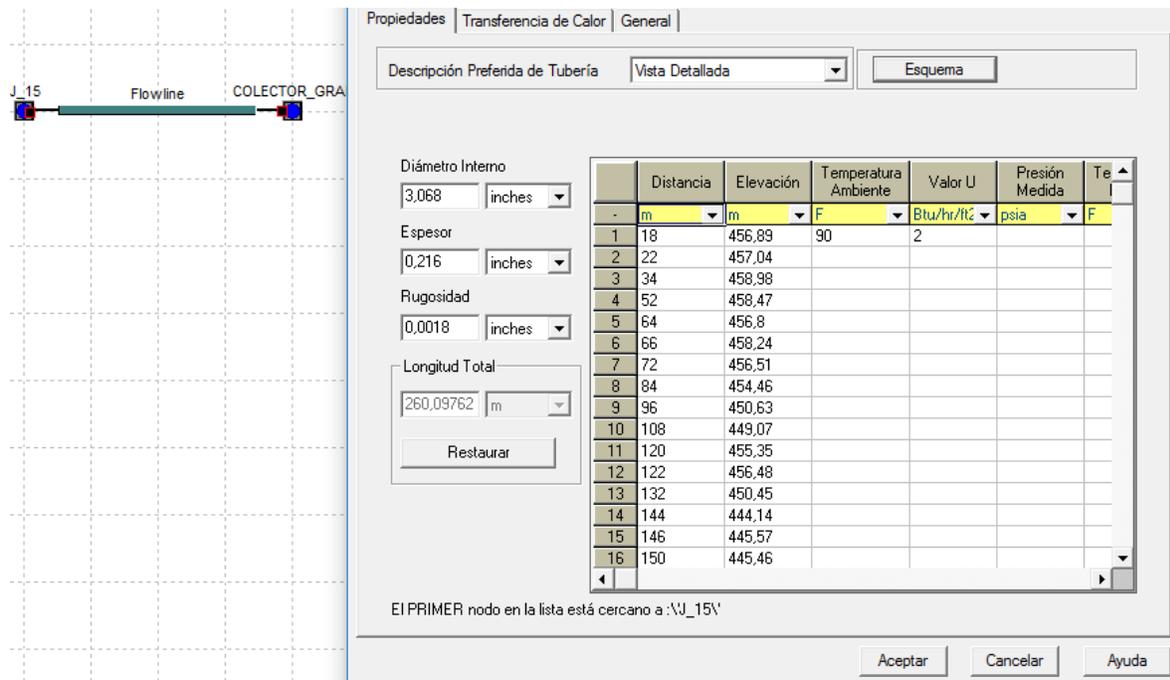


Figura 22: Ventana de Línea de flujo en PIPESIM

Fuente: Autores

Una vez cargados todos los datos del sistema de recolección se obtuvieron las siguientes redes en el software especializado PIPESIM.

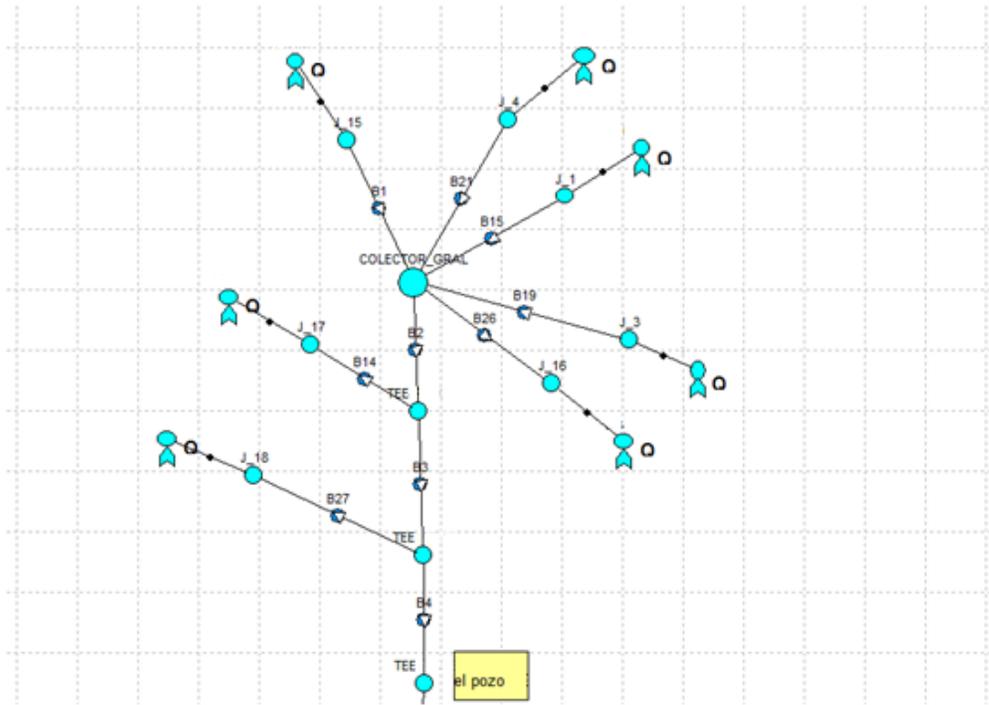


Figura 23: Modelo de red Campo Palogrande

Fuente: Autores

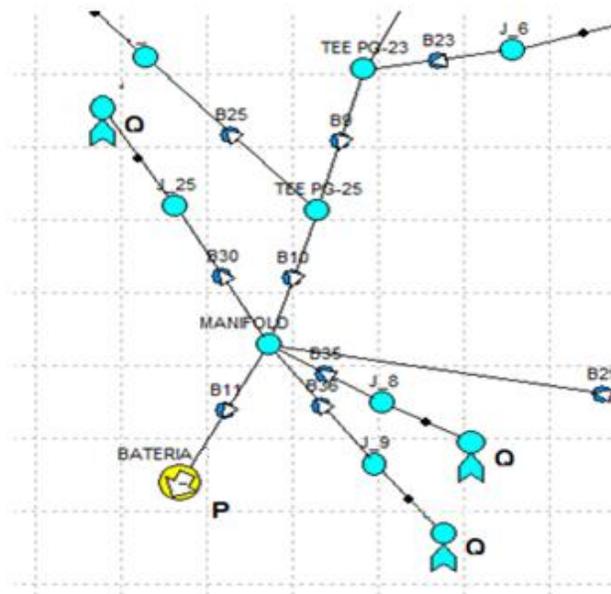


Figura 24: Modelo de red Campo Cebu

Fuente: Autores

## 6. RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA

### 6.1. Resultados de las corridas para el ajuste de pozos

En los pozos analizados se seleccionó la correlación que mejor ajuste tuviera al perfil de presiones, comparando los datos de salida del simulador con los datos suministrados en campo.

Los resultados obtenidos de los ajustes para cada pozo se muestran en la siguiente tabla.

Pozo	SLA	Datos medidos (campo)			Valores ajustados		Resultados Simulación	
		THP, psig	Qo prod, bbl/d	T superficie, °F	Correlación de flujo	Valor de U, Btu/hr/ft <sup>2</sup> /°F	THP, psig	Qo simulado en pozo, bbl/d
01	BM	182	124,3	90	ANSARI	2	180,71	30
02	BES	160	99		ANSARI	2	161,61	86,41
03	BM	140	33		Beggs & Brill Original	2	140,83	26,74
04	BES	190	153		Duns & Ros	2	190,72	141,53
05	BM	150	189		ANSARI	2	150,31	244,22
06	BES	140	157,84		Duns & Ros	2	147,33	148,22
07	BES	220	296,06		ANSARI	2	220,01	277,74
08	BM	85	206		ANSARI	2	84,67	37,29
09	BES	250	141		ANSARI	2	249,92	127,2
10	BES	90	117		ANSARI	2	93,86	123,17
11	BES	115	57		ANSARI	2	115,16	49,65
12	BM	110	91,3		ANSARI	2	111,75	36,7
13	BM	90	15		Beggs & Brill Revisada	2	90,54	28
14	BM	130	88,07		Beggs & Brill Original	2	130,72	15
15	BM	180	40,34		Beggs & Brill Original	2	181,5	30,7
A01	BES	125	47,52		ANSARI	2	126	42
A02	BM	95	124,81		ANSARI	2	94,9	116
A03	BES	100	55,88		Duns & Ros	2	100,2	39,7

Tabla 6. Resultado de los ajustes realizados para los pozos de los Campos Palogrande y Cebu

Al realizar una comparación y análisis de los resultados mostrados en la tabla anterior, se puede observar que hay una diferencia significativa entre los caudales de aceite medidos en campo y los simulados, en los pozos 01, 05, 08, 12 y 14; debido a que la versión utilizada del software Pipesim no modela correctamente pozos que tengan como sistema de levantamiento bombeo mecánico.

## 6.2. Resultados del Análisis Nodal

### 6.2.1. Curvas inflow y outflow

Una vez realizado el montaje y ajuste de cada uno de los pozos, se obtuvieron las siguientes gráficas de Inflow y Outflow, tomando como ejemplo los pozos 02 y A01. Como se observa en las gráficas obtenidas, el punto de corte es cercano al valor esperado, lo cual nos indica que el modelo se encuentra adecuadamente calibrado dentro de un rango mínimo de desviación.

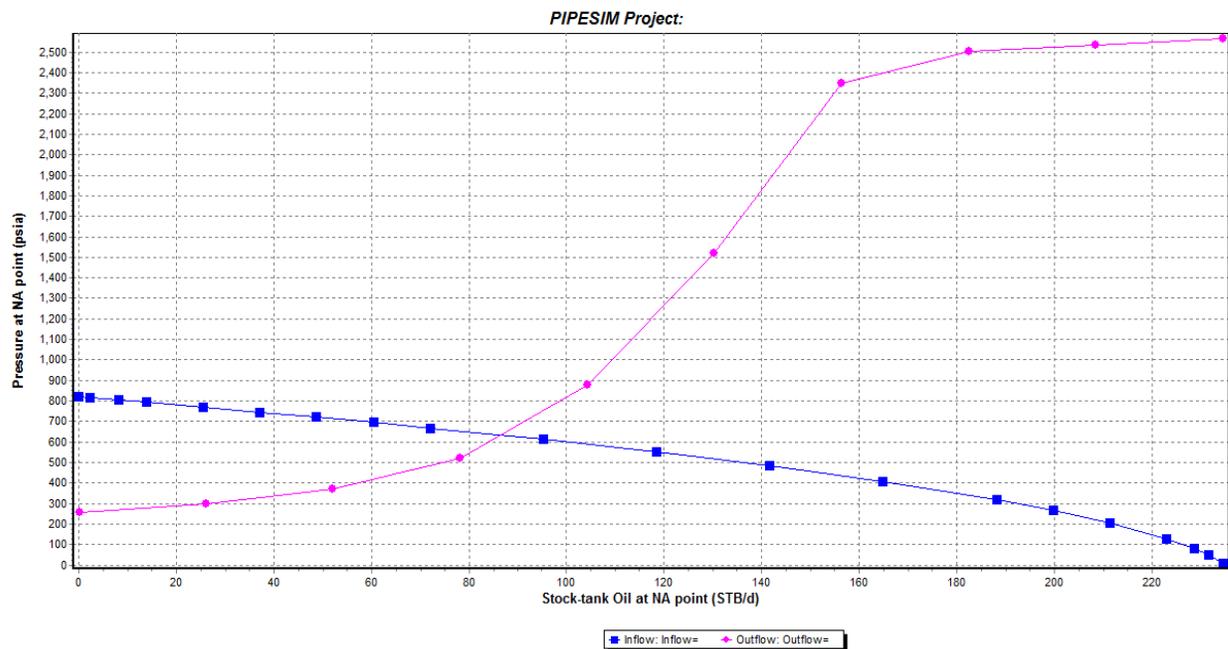


Figura 25: Curva de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo 02.

Fuente: Autores

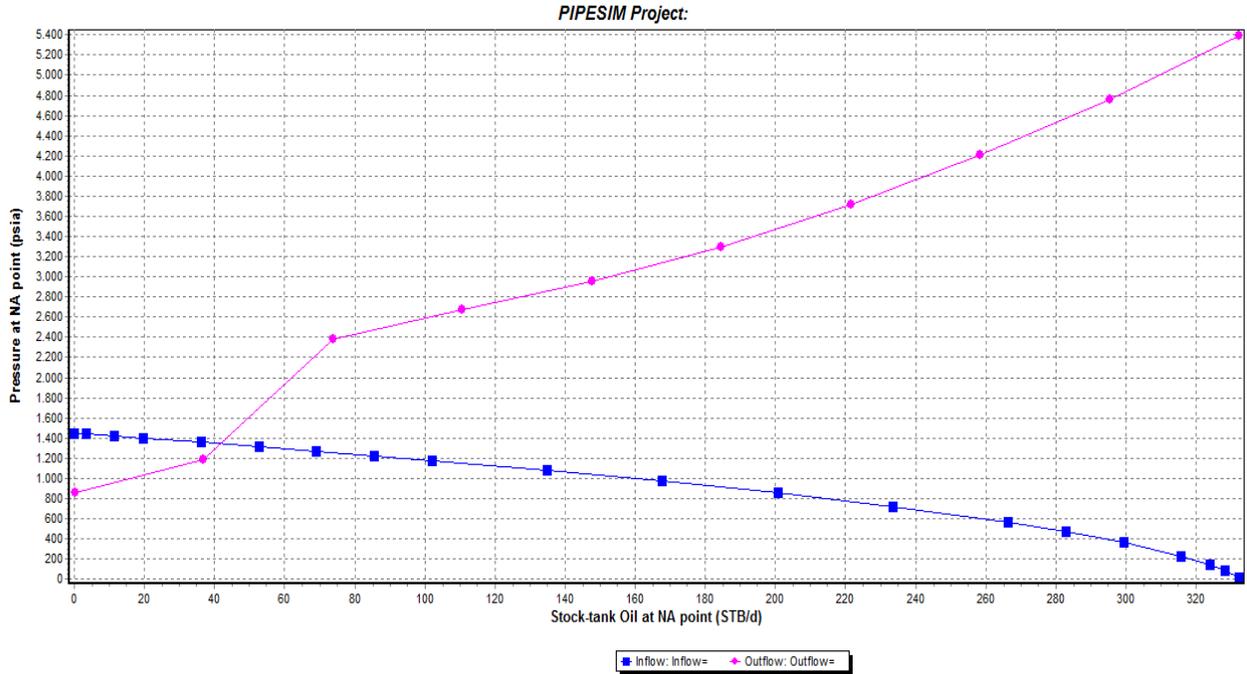


Figura 26: Curva de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo A01

Fuente: Autores

En la tabla 7 se presenta una comparación de los valores medidos en campo y los obtenidos con el simulador respecto al punto de operación del sistema.

Pozo	Datos medidos (campo)		Resultados Simulación	
	PWF (psig)	Q prod, bbl/d	PWF (psig)	Q simulado, bbl/d
<b>01</b>	252,64	683,3	216,8	692,5461
<b>02</b>	607,9	1241	633,44	1233,7043
<b>03</b>	1084,7	682	1118,63	670,115
<b>04</b>	380	1177,5	372,33	1175,57
<b>05</b>	484,77	695	443,51	956,9
<b>06</b>	661,28	1679,1	686,86	1618,35
<b>07</b>	407,64	1444,2	591,636	1446,68

<b>08</b>		965,8	664,18	940,44
<b>09</b>	1661,27	2970,78	1661,37	2923,74
<b>10</b>		2668	1271,66	2912,37
<b>11</b>	1519,54	2459	1462,39	2478,8
<b>12</b>		900,4	882,59	907,46
<b>13</b>	1750,3	675	1752,2	688,16
<b>14</b>	513,3	355,77	528,16	373,37
<b>15</b>	1073,4	762,5	1090,39	770,86
<b>A01</b>	1340	2121,3	1344	2013,73
<b>A02</b>	775	804,7	729	844,9
<b>A03</b>	1350	1862,6	1354	1845,7

Tabla 7: Comparación datos reales vs simulados en pozos de los campos Palogrande y Cebú

De la tabla anterior se puede observar que la mayor diferencia de valores obtenidos con el simulador se presenta en los pozos con sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico, esto se puede atribuir a la incertidumbre de los datos y a que el software Pipesim, no es tan específico y sólo involucra algunos parámetros como flujo nominal, diámetro de la varilla y eficiencia del separador, lo cual contribuye a dar una aproximación al comportamiento de los pozos.

### **6.2.2. Sensibilidades para la estimación del daño**

Con el fin de tener una estimación del valor de daño actual de los pozos objeto de estudio, se procedió a realizar sensibilidades para el cálculo de este parámetro, tratando de que los valores simulados se ajusten a la producción actual de cada pozo.

En las siguientes graficas se muestran las sensibilidades al daño, realizadas a los pozos A01 y 02.

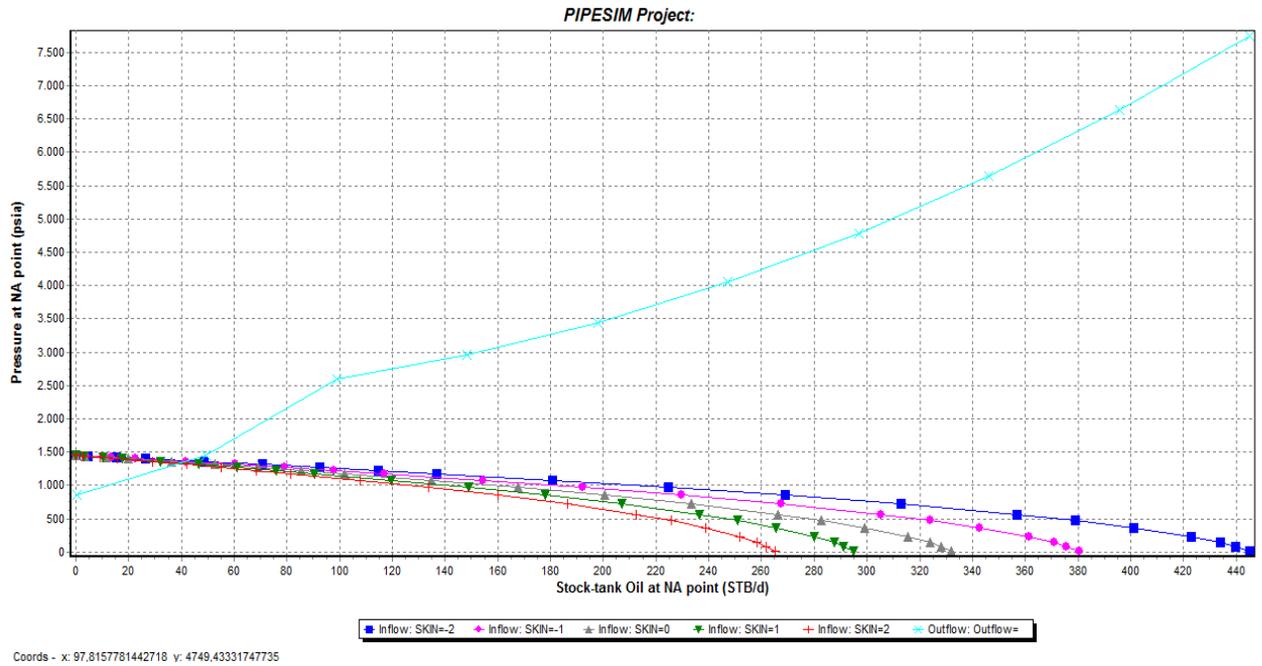


Figura 27: Curva de sensibilidades al daño en el pozo A01

Fuente: Autores

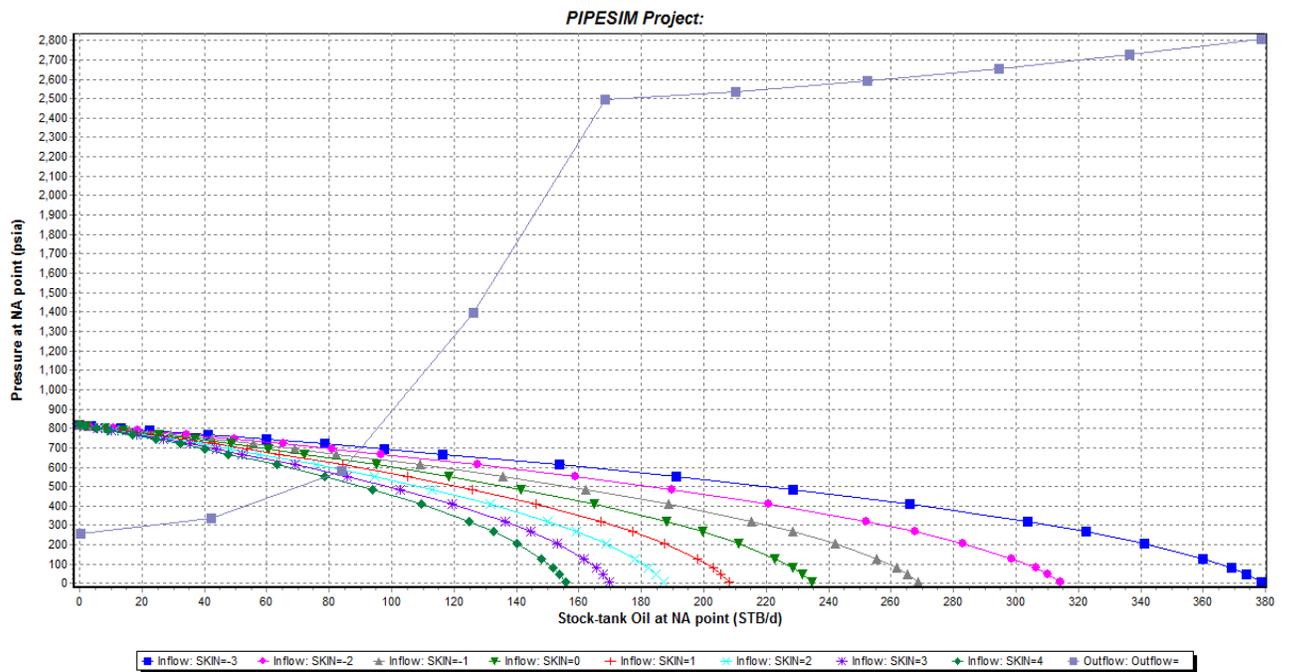


Figura 28: Curva de sensibilidades al daño en el pozo 02

Fuente: Autores

Teniendo como objetivo considerar un daño para cada pozo, se hizo una comparación entre los datos obtenidos en la simulación y varias pruebas de producción. En las gráficas 29 y 30 se observa el contraste de datos, de los pozos anteriormente mencionados en las gráficas 27 y 28.

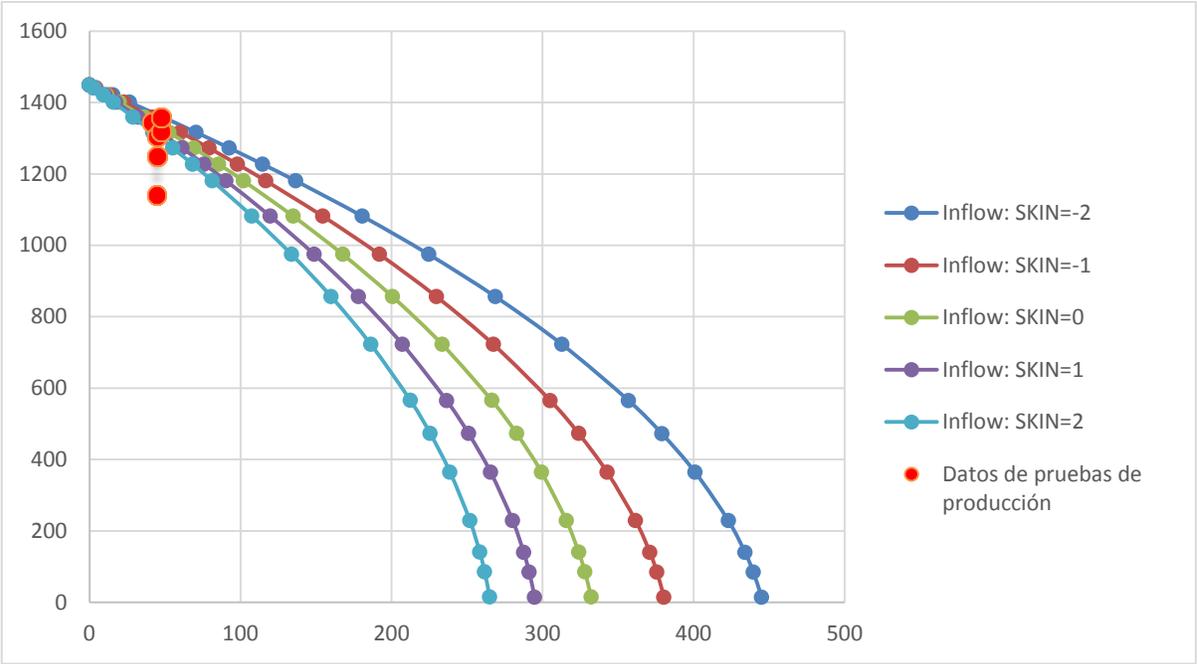


Figura 29: Curva de sensibilidades al daño vs pruebas de producción para el pozo A01

Fuente: Autores

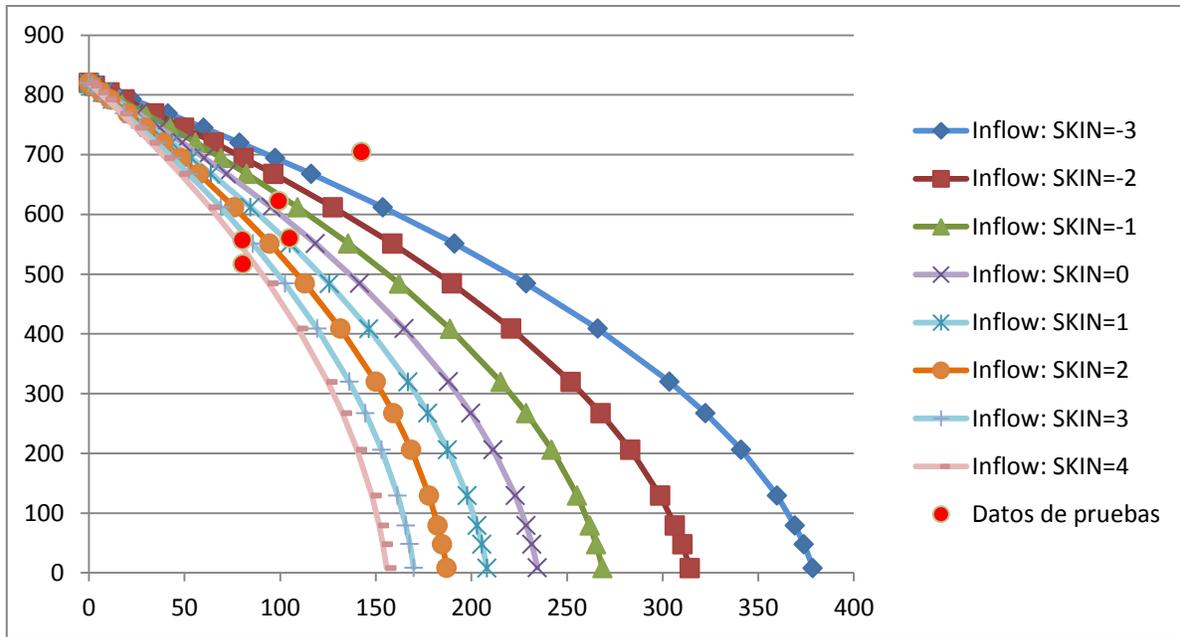


Figura 30: Curva de sensibilidades al daño vs pruebas de producción para el pozo 02

Fuente: Autores

En la siguiente tabla se muestran los resultados del daño estimado para los pozos de los campos Palogrande y Cebú.

Pozos Campo Palo Grande	Daño estimado
2	3
3	-3
4	-2
5	2,5
6	-3
7	-1,5
9	-1,5
10	0,6
11	-1,2
13	6,8
15	-2,2

Tabla 8: Daño estimado para los pozos del campo Palogrande

Pozos Campo Cebú	Daño estimado
A01	-1
A02	-1
A03	-2,5

Tabla 9 : Daño estimado para los pozos del campo Cebú

### 6.3. Resultados del sistema de recolección

Una vez calibrada cada una de las redes en el simulador PIPESIM, se procedió a realizar una verificación de las presiones en cabeza (THP) y los caudales para cada uno de los pozos de los campos objeto de estudio. Los resultados obtenidos de la comparación de las pruebas de producción versus los datos arrojados en la simulación se presentan en la tabla 10.

Pozo	Datos de campo			Simulacion Modelo de red		
	THP, psig	PWF (psig)	Q prod, bbl/d	THP, psig	PWF (psig)	Q simulado, bbl/d
01	182	252,64	683,3	236,18	304,8	683,3
02	160	607,9	1241	220,4	845,83	1241
03	140	1084,7	682	164,79	1235,1	682
04	190	380	1177,5	236,92	790,7	1177,5
05	150	484,77	695	141,27	548,94	695
06	140	661,28	1679,1	172,08	774,34	1679,1
07	220	407,64	1444,2	269,27	947,8	1444,2
08	85		965,8	130,44	764,08	965,8
09	250	1661,27	2970,78	324,38	2212,5	2970,8
10	90		2668	105	1461,4	2668
11	115	1519,54	2459	122,43	2381,5	2459
12	110		900,4	239,95	1257,9	900,4
13	90	1750,3	675	150,68	1894,4	675
14	130	513,3	355,77	234,82	670,51	355,77
15	180	1073,4	762,5	229,46	1198,7	762,5
A01	125	1340	2121,3	78,5	1377,9	2121,3
A02	95	775	804,7	75,8	1367,3	804,7
A03	100	1350	1862,6	52,92	1569,8	1862,6

Tabla 10: Comparación datos de pruebas y simulados para los campos de estudio.

De lo anterior podemos establecer que la mayoría de los pozos en el sistema de recolección se encuentran por debajo de su rendimiento óptimo puesto que la presión que el simulador arroja está por encima de la presión medida en campo y las diferencias en los valores se deben a las consideraciones tomadas para el desarrollo de la red de pozos.

## 7. Matriz de calificación y oportunidades

Luego de obtener toda la información necesaria para el estudio y análisis del comportamiento de los pozos de los campos Palogrande y Cebú, se procedió a realizar una matriz de calificación y con ella un ranking, con el objetivo de filtrar y determinar cuáles serían los pozos con más oportunidades.

Los parámetros que se tuvieron en cuenta para la calificación de los pozos en dicha matriz son los siguientes:

- **Porosidad:** La calificación de la porosidad se realizó teniendo en cuenta su porcentaje y calidad, como se muestra a continuación:

Calidad	Porosidad, %
Muy buena	> 20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	< 5

Figura 31: Calidad de la porosidad

Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.

Calificación de porosidad	
% Porosidad	Puntuación
>20	5
15 - 20	4
10 - 15	3
5 - 10	2
<5	1

Tabla 11: Tabla de calificación de porosidad

- **Sumergencia de la bomba:** En la calificación de este parámetro se agruparon en intervalos de 500 ft, las diferentes alturas de sumergencia de la bomba como se observa en la tabla 11.

Rangos de sumergencia	
Altura	Puntuación
>3000	6
3000-2500	5
2500-2000	4
2000-1500	3
1500-1000	2
1000-500	1
<500	0

Tabla 12: Tabla de calificación rangos de sumergencia de la bomba

- **Porcentaje de potencial máximo de flujo:** Para la calificación de este parámetro se toma como referencia aquellos pozos que presenten un porcentaje menor al 70% de su potencial máximo de flujo; distribuyéndolos como se muestra en la siguiente tabla.

% AOF	Puntuación
>70	0
70-56	1
56-42	2
42-28	3
28-14	4
14-0	5

Tabla 13: Tabla de calificación según el porcentaje de potencial máximo de flujo

- **Permeabilidad:** En mención de ésta propiedad, se utilizó una calificación de acuerdo a los parámetros establecidos por el ingeniero Kevis Madera, dada de la siguiente manera.

Permeabilidad	Rango (md)	Calificación
Mala	<1	1
Regular	1-10	2
Buena	>10	3

Tabla 14: Tabla de calificación de permeabilidad

Teniendo en cuenta los parámetros previamente mencionados y explicados, se generó la siguiente matriz:

MATRIZ DE CALIFICACIÓN Y OPORTUNIDADES													
POZO	SLA	ESTADO	Prod ActualL (BOPD)	BSW	Sumergencia Bomba	puntaje	% Eficiencia AOF	puntaje	Porosidad	puntaje	Permeabilidad	puntaje	Puntuación
01	BM	Activo	124,3	553,95	250,8	0	18,64	4	17,29	4	33,16	3	11
02	BES	Activo	99	1141,7	383,79	0	41,95	2	20,3	5	104,24	3	10
03	BM	Activo	33	649,13	3486,25	6	12,41	5	19,39	4	62,06	3	18
04	BES	Activo	153	1024,4	129,65	0	69,86	0	ND		61,86	3	3
05	BM	Activo	189	507,35	1033,62	2	23,98	4	ND		82,98	3	9
06	BES	Activo	157,84	1521,3	1119,51	2	22,58	4	ND		261,39	3	9
07	BES	Activo	296,06	1148,1	318,35	0	87,85	0	ND		37,67	3	3
08	BM	Activo	206	753,32	5950	6	20,98	4	ND		43,22	3	13
09	BES	Activo	141	2829,6	3126,24	6	26,7	4	20,12	5	60,04	3	18
10	BES	Activo	117	2550,6	2340,85	4	19,7	4	20,21	5	100,26	3	16
11	BES	Activo	57	2402	2812,8	5	41,91	2	16,52	4	25,25	3	14
12	BM	Activo	91,3	809,1	ND		31,18	3	15,74	4	23,03	3	10
13	BM	Activo	15	660,42	2978,67	5	11,28	5	ND		28,68	3	13
14	BM	Activo	88,07	267,63	1045,97	2	14,63	4	17,23	4	32,84	3	13
15	BM	Activo	40,34	722,16	268,02	0	9,09	5	18,49	4	61,06	3	12
A01	BES	Activo	47,52	2073,8	1855,08	3	9,92	5	ND		109	3	11
A02	BM	Activo	124,81	679,89	1772,71	3	60,59	1	18	4	75	3	11
A03	BES	Activo	55,88	1806,7	2849,89	5	22,17	4	19,97	5	64,78	3	17

Tabla 15: Matriz de calificación y oportunidades

Con base en los resultados obtenidos en la matriz de calificación, se realizó un diagrama de barras, agrupando los datos de menor a mayor valor, obtenidos a partir de la suma total de la puntuación, como se muestra en la siguiente figura.

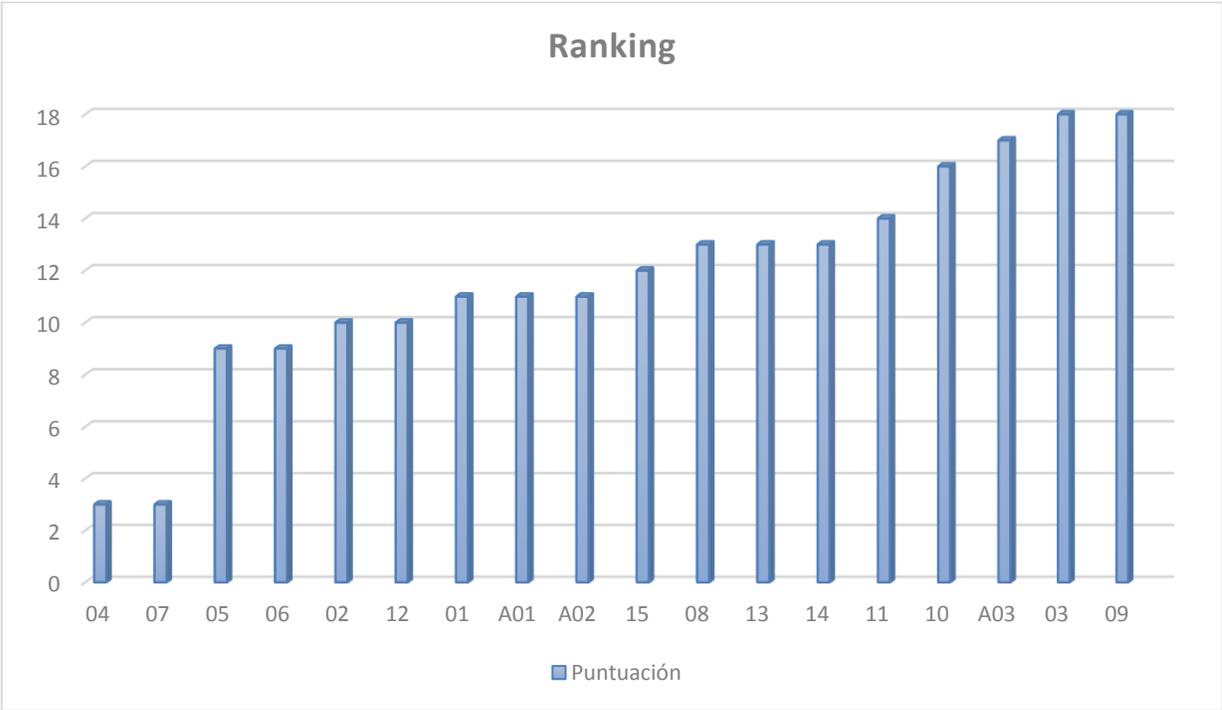


Figura 32: Ranking de calificación de los pozos

Fuente: Autores

Al observar el diagrama de barras se puede analizar e identificar que las mayores oportunidades de realizar una intervención se encuentran en los pozos: 15, 08, 13, 14, 11, 10, A03, 03 y 09.

Para el desarrollo de estas intervenciones se realizará una evaluación económica para cada uno de los pozos mencionados anteriormente, la cual será presentada en un documento extra, solo para ECOPETROL.

## 7. CONCLUSIONES

- ✓ Se logró realizar la evaluación de los pozos productores de los campos Palogrande y Cebú mediante la aplicación de la metodología de Análisis Nodal utilizando el software especializado Pipesim.
- ✓ Para este tipo de proyectos se requiere de un grupo interdisciplinario de ingenieros de producción y de yacimientos que hagan más dinámico y enriquecedor el proyecto.
- ✓ Se realizó el modelo de simulación en el software especializado PIPESIM para los pozos de los campos Palogrande y Cebú. Este modelo de simulación ajustado será necesario en la siguiente fase del proyecto para la aplicación de la metodología Front End Loading (FEL). Los pozos que conforme a la calificación obtenida en la matriz de oportunidades de la metodología FEL, obtengan una gran puntuación serán candidatos de estudio para realizar futuras intervenciones.
- ✓ La información utilizada para realizar este proyecto fue obtenida del departamento de ingeniería y producción de la SOH, por consenso se tomaron todos los datos de producción más relevantes.
- ✓ Se logró estimar el daño en los pozos de estudio, mediante sensibilidades a este parámetro; ajustándose con pruebas reales de producción.
- ✓ Se determinó que los pozos 02, 05, 10 y 13 pueden presentar daño en la formación, por lo tanto, se plantea corroborar esta situación con un estudio de daño de formación que permita determinar si estos pozos podrían ser candidatos a futuros trabajos de remoción del daño en la formación previamente identificada la naturaleza del mismo.

## 8. RECOMENDACIONES

- ✓ Para hacer más dinámico el proceso de simulación en Pipesim, se requiere mantener la base de datos necesarios por el software actualizada, para realizar análisis posteriores a la fecha de datos suministrado, con el fin de hacer un análisis más productivo del comportamiento de los pozos objeto de estudio y que el modelo de simulación realizado tenga mayor aplicabilidad.
- ✓ Para futuros estudios se debe ampliar el periodo proyectado para la adquisición de la información de los diferentes campos, ya que se hizo necesario más tiempo para la adquisición de los datos, y dicha información es fundamental a la hora de hacer un modelo de producción.
- ✓ Se requiere tomar pruebas de presión para corroborar y tener más certeza del factor de daño estimado y así proceder a la toma de acciones correctivas para remover el mismo en la formación. Se recomienda para los campos en mención, realizar un estudio de daño de formación con el fin de identificar la naturaleza del mismo y poder así diseñar las técnicas remediales.
- ✓ Examinar y/o verificar la capacidad actual de las facilidades de superficie para procesar tanto la producción de aceite como la producción de agua.

## BIBLIOGRAFIA

1. BONILLA CAMACHO, Luis Fernando Ramón, Productividad de pozos de Hidrocarburos. Neiva, Huila. Editorial Universidad Surcolombiana, 2014, p.11-26
2. MAGGILOLO, Ricardo, Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. Lima, Perú.
3. ECOPETROL S.A, Programa Integral de Cierre Acelerado de Brechas, ANALISIS NODAL DEL SISTEMA SUBSUELO – SUPERFICIE. Bogotá, Colombia, 2011 p. 5-18.
4. GRIMALDO LÓPEZ, Rodrigo, Análisis Conceptual de la Metodología VCD. Ciudad Universitaria, México, DF, 2015. Cap. 3 y 4.
5. H. DALE BEGGS, Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa, Oklahoma.
6. BACA URBINA, Gabriel “Evaluación de Proyectos”, sexta edición. McGraw-Hill, 2010.
7. “METODOLOGÍA VCD”, Conceptos Básicos y Guía General VCD PEP. Pemex Exploración y Producción, 2006.
8. GRIMALDO LÓPEZ, Rodrigo; MAGALLÓN RÍOS, Guillermo “Análisis Conceptual de la Metodología VCD en la Industria Petrolera Mexicana”, Tesis profesional, UNAM (Universidad Nacional Autónoma de México), 2015.
9. BROWN, Kermit E. and LEA, James F. Nodal <sup>TM</sup> Systems Analysis of Oil and Gas Wells. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line]. Octubre 1985. www.spe.org. SPE 14714.
10. DIAZ VILORIA, Ricardo José, Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo Colorado, Trabajo de grado, 2009.
11. PARIS DE FERRER, Magdalena, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela.

## **ANEXOS**

## ANEXO A. FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS

### Hold-Up de líquido:

La fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de área de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

$$HL = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}}$$

El hold up es una fracción que varía a partir de cero (0), para flujo monofásico de gas , a uno (1), para flujo de líquido únicamente.

El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un hold up de gas o fracción ocupada por gas.

$$H_g = 1 - H_L$$

### Fracción de líquido sin deslizamiento:

Hold up sin deslizamiento, algunas veces llamado contenido de líquido de entrada, es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido el volumen del segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{V_{SL}}{V_m}$$

Donde  $q_g$  y  $q_L$  son las tasas de flujo de gas y líquido en sitio, respectivamente. El hold up de gas sin deslizamiento (no slip) es definido:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g}$$

Es obvio que la diferencia entre el hold up de líquido y el hold up sin deslizamiento es una medida del grado de deslizamiento entre las fases de gas y líquido.

### Densidad de líquidos:

La densidad total de líquido puede calcularse usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del petróleo y del agua, las cuales pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas, para ello se requiere del cálculo de la fracción de agua y de petróleo a través de las tasas de flujo en sitio.

$$\rho_L = \rho_o * F_o + \rho_w * F_w$$

$$F_o = \frac{q_o * B_o}{q_o * B_o + q_g * B_w}$$

$$F_w = 1 - F_o$$

Donde:

$\rho_o$  = Densidad del aceite

$\rho_L$  = Densidad del liquido

$\rho_w$  = Densidad del gas

$F_w$  = Fraccion de agua

$F_o$  = Fraccion de aceite

### Velocidad:

Muchas de las correlaciones de flujo bifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase fluida está definida como la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera solo ella a través de toda la sección transversal de la tubería.

La velocidad superficial del gas viene dada por:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A}$$

La velocidad real del gas es calculada con:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A * H_g}$$

Donde A es el área transversal de la tubería.

La velocidad superficial del líquido viene dada por:

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A}$$

La velocidad real del líquido es calculada con:

$$V_L = \frac{q_L}{A * H_L}$$

La velocidad superficial bifásica viene dada por:

$$V_m = V_{sL} + V_{sg}$$

La velocidad de deslizamiento (slip) es definida como la diferencia entre las velocidades reales del gas y del líquido.

$$V_s = V_g - V_L = \frac{V_{sg}}{H_g} - \frac{V_{sL}}{H_L}$$

### **Viscosidad:**

La viscosidad del fluido, es usada para calcular el número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de una viscosidad bifásica es además incierto y es definida de forma diferente por varios autores.

La viscosidad de una mezcla de agua-petróleo es generalmente calculada usando la fracción de agua y del petróleo como un factor de peso:

$$\mu_L = \mu_o * F_o + \mu_w * F_w$$

La siguiente ecuación ha sido usada para calcular una viscosidad bifásica:

Sin deslizamiento:

$$\mu_m = \lambda_L * \mu_L + \lambda_g * \mu_g$$

Con deslizamiento:

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} + \mu_g^{H_L}$$

## Tensión Superficial:

Cuando la fase líquida contiene agua y petróleo se utiliza:

$$\sigma_L = F_o * \sigma_o + F_w * \sigma_w$$

Dónde:

$\sigma_o$  : Tensión en la superficie de petróleo.

$\sigma_w$  : Tensión en la superficie de agua.

## Patrones de Flujo

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y bifásico es que en este último la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución especial de la interfase, resultando en características diferentes de flujo tales como los perfiles de velocidad y hold up.

La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado, depende de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo de gas y líquido.
- Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería, rugosidad y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como; densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

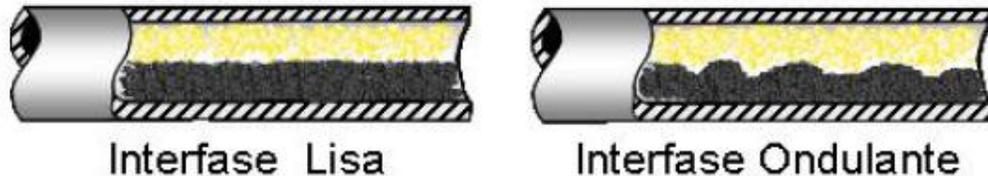
La determinación de los patrones de flujo es un problema central en el análisis de flujo bifásico. Realmente todas las variables de diseño de flujo son frecuentemente dependientes del patrón de flujo existente. Las variables de diseño son la caída de presión, el hold up de líquido, los coeficientes de transferencia de calor y masa, etc.

## Patrones de flujo para Flujo Horizontal y cercanamente Horizontal:

Los patrones de flujo existente en estas configuraciones pueden ser clasificados como:

- **Flujo Estratificado (Stratified Smooth y Stratified Wavyt).**

Ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en el tope. Este patrón es subdividido en Stratified Smooth (SS), donde la interfase gas-líquido es lisa, y Stratified Wavy (SW), ocurre a tasas de gas relativamente altas, a la cual, ondas estables se forman sobre la interfase.



Fuente: Maggiolo, Ricardo, "Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal".

- **Flujo Intermitente (Flujo Tapón y Flujo de Burbuja Alargada).**

Abreviado como "I", el flujo intermitente es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas, plugs o slugs de líquido, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería.

El líquido en el cuerpo del tapón podría ser aireado por pequeñas burbujas las cuales son concentradas en el frente del tapón y al tope de la tubería. El patrón de flujo intermitente es dividido en patrones de flujo Slug (SL) y de burbuja elongada (EB). El comportamiento de flujo entre estos patrones es el mismo con respecto al mecanismo de flujo, y por eso, generalmente, ninguna distinción se realiza entre ellos.



Tapón de Líquido



Tapón de Gas

Fuente: Maggiolo, Ricardo, "Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal".

- **Flujo Anular (A).**

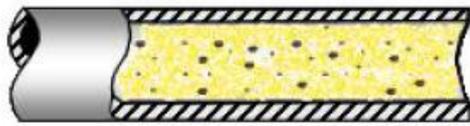
Flujo anular ocurre a muy altas tasas de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en un centro de alta velocidad, la cual podría contener gotas de líquido arrastradas. El líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería. La película al fondo es generalmente más gruesa que al tope, dependiendo de las magnitudes relativas de las tasas de flujo de gas y líquido. A las tasas de flujo más bajas, la mayoría de líquido fluye al fondo de la tubería, mientras las ondas inestables aireadas son barridas alrededor de la periferia de la tubería y moja ocasionalmente la pared superior de la tubería.



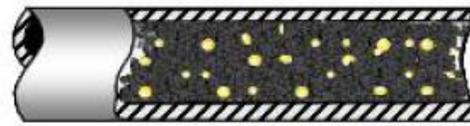
Fuente: Maggiolo, Ricardo, "Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal".

- **Burbujas Dispersas.**

A muy altas tasas de flujo de líquido, la fase líquida es la fase continua, y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. La transición a este patrón de flujo es definida por la condición donde burbujas son primero suspendidas en el líquido, o cuando burbujas alargadas, las cuales tocan el tope de la tubería, son destruidas. Cuando esto sucede, la mayoría de las burbujas son localizadas cerca de la pared superior de la tubería. A tasas de líquido mayores, las burbujas de gas son más uniformemente dispersas en el área transversal de la tubería. Bajo condiciones de flujo de burbuja disperso, debido a las altas tasas de flujo de líquido, las dos fases están moviéndose a la misma velocidad y el flujo es considerablemente homogéneo.



Neblina



Burbuja

Fuente: Maggiolo, Ricardo, "Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal".

### Patrones de flujo para Flujo Vertical y Fuertemente Inclinado:

Los patrones de flujo existente en estas configuraciones pueden ser clasificados como:

- **Flujo Burbuja.**

Como en el caso horizontal, la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este patrón es dividido en flujo Bubbly y flujo de burbuja disperso.

El primero ocurre a tasas relativamente bajas de líquido, y es caracterizado por deslizamiento entre fases de gas y líquido. Por otra parte el segundo ocurre a tasas relativamente altas de líquido, logrando esta fase arrastrar las burbujas de gas de tal forma que no exista deslizamiento entre las fases.



Fuente: Maggiolo, Ricardo, "Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal".

- **Flujo Slug (Tapón “Sl”).**

Este patrón de flujo en tuberías verticales es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa está localizada en bolsillos de gas en forma de una gran bala denominada “Taylor Bubble” con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido. Una delgada película líquida fluye corriente abajo entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente tapón líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.



Fuente: Maggiolo, Ricardo, “Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal”.

- **Flujo Churn (Transición “Ch”).**

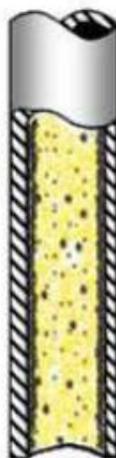
Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al Slug Flow, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.



Fuente: Maggiolo, Ricardo, "Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal".

- **Flujo Anular.**

En flujo vertical, debido a la simetría de flujo el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. Como en el caso horizontal el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas. La interfase es altamente ondeada, resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial. En flujo vertical corriente abajo, el patrón anular existe también a bajas tasas de flujo en la forma de "falling film". El patrón tapón en flujo corriente abajo es similar al de flujo corriente arriba, excepto que generalmente la burbuja Taylor es inestable y localizada excéntricamente al eje de la tubería. La burbuja Taylor podría ascender o descender, dependiendo de las tasas de flujo relativa de las fases.



Fuente: Maggiolo, Ricardo, "Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal".

## **ANEXO B. METODOLOGIA FEL (Front End Loading)**

El termino Front End Loading surge a partir de la adopción de mejoras a los procesos de inversión. La metodología FEL es una herramienta para los negocios, que provee un mecanismo para ayudar a las compañías a seleccionar y jerarquizar diferentes oportunidades de proyecto a través de un proceso sistemático, riguroso y analítico.

Según algunos autores, esta metodología fue acuñada por la compañía Dupont aproximadamente hace 20 años; otros mencionan que fue el Independant Project Analysis Institute. Lo que es claro es que existen variaciones de la misma, dependiendo de las compañías que lo adoptaron adecuándolo a sus propias necesidades y cultura de negocios.

Las actividades que tienen mayor impacto en los costos de los proyectos son:

- Deficientes prácticas de seguridad.
- Deficientes prácticas de administración de la construcción.
- Falta de motivación de los trabajadores.

Comprende un proceso por medio del cual se maduran el alcance, el estimado de costos y el plan de ejecución del proyecto a un nivel de certidumbre suficiente para decidir si es conveniente o no un proyecto, desde el punto de vista de negocio.

Es un proceso que traduce las oportunidades de negocio y tecnología a un proyecto de inversión, donde los objetivos del proyecto estén alineados con los objetivos de negocio, para desarrollar el más eficiente diseño de proceso y plan de ejecución con el fin de lograr los objetivos del proyecto. Durante dicho proceso se definen las siguientes cuestiones: ¿qué se está haciendo?, ¿cómo se está haciendo?, ¿quién lo está haciendo? y ¿qué recursos se necesitarán?

### **Sentido de dirección**

Existen parámetros que se toman en cuenta muy seriamente para poder decidir si un proyecto es viable o no. Estos elementos clave son la incertidumbre, precisión de costos, el nivel de ingeniería, la mitigación de incertidumbres y cantidad de escenarios. Todos estos parámetros son necesarios para las diferentes etapas dentro de la metodología.

## **Pre-FEL**

El Pre-FEL es la etapa previa al inicio formal de la metodología FEL. Aquí se realizan el diagnóstico y la planeación del diseño y documentación del proyecto.

Se llevan a cabo actividades como la reunión inicial, documentación de descripción del proyecto, inventario y caracterización de información, comprobar la alineación de proyecto con las estrategias corporativas, identificación de las principales categorías de decisión y oportunidades; verificar la disponibilidad, accesibilidad, calidad y complejidad de los datos, sistemas y modelos requeridos para el desarrollo exitoso del proyecto. También se realiza la selección de las disciplinas que requiere el proyecto para formar el equipo de diseño, especificando la organización. Se lleva a cabo la especificación de los roles, responsabilidades, entregables, recursos físicos y financieros.

En esta fase, el líder del proyecto debe preparar un resumen donde se haga la descripción del proyecto bajo esta metodología, a fin de que el equipo esté al tanto de la situación actual y objetivos de este proyecto.

## **Fase de Visualización (V o FEL-I)**

En esta fase se generan oportunidades, categorías de decisión, opciones para las diferentes áreas del proyecto, procesos para la construcción de escenarios para la evaluación del proyecto y casos de negocio que generan valor.

El objetivo de la fase es identificar y evaluar en forma preliminar la factibilidad técnico-económica de todos los esquemas posibles que el equipo de trabajo visualice para la materialización de nuevas oportunidades.

### **Generación de matrices de oportunidades**

Las matrices de oportunidades del Pre-FEL proporcionan un apoyo para la fase de Visualización ya que propician una tormenta de ideas para identificar oportunidades adicionales con la participación de otros miembros especialistas y organizaciones de apoyo. También ayudan a analizar limitaciones y marcos de referencia corporativos en cada una de las categorías de decisiones.

Los resultados proporcionados por esta revisión integral son útiles para identificar problemáticas que implicarán una mejor definición de la viabilidad de las soluciones con la información y el conocimiento que se tienen acerca de estos problemas, considerando la aplicación de mejores prácticas y nuevas tecnologías de las que ya existen, como de las que se investigan y se desarrollan.

Los equipos de trabajo multidisciplinarios deberán identificar las oportunidades para mejorar y optimizar las actividades de desarrollo de campos y procesos mediante las matrices de oportunidad previamente generadas, como lo son: incremento de reservas, reparaciones mayores, mejoramiento del proceso productivo, entre otras que son susceptibles a producir ganancias y beneficios.

En general, las matrices de oportunidades se deben enfocar a:

- Revisión de reservas.
- Recuperación adicional.
- Reparaciones mayores.
- Optimización de instalaciones.
- Eficiencia operacional y reducción de costos.
- Acciones de mejoras en la productividad de pozos.
- Localización del desarrollo y evaluación.

### **Estimación de la cantidad y ubicaciones posibles de los pozos**

La estimación y cantidad de pozos que se requieren, así como su ubicación, son de suma importancia a la hora de escoger el mejor escenario posible, para ello se consideran los puntos siguientes:

- Pozos considerados en los escenarios. Se indica el tipo y número de pozos considerados tomando en cuenta los sistemas artificiales de producción, así como las posibles ubicaciones.
- Tiempo de perforación y terminación. Se indica cada tiempo de perforación y terminación de pozos en todos los escenarios.

### **Productividad de pozos**

En una matriz se deben presentar los problemas principales que afectan el desempeño actual de cada escenario (como daño a la formación, control de agua, control de arena, automatizaciones, etc.) y las acciones tecnológicas de mitigación.

## **Plan de actividad física para pozos**

Este deberá contener un cronograma, por escenario, con las cantidades y tipo de perforaciones y reparaciones de pozos considerados que sean analizados en esta fase del FEL, así como los puntos más importantes de dicha programación.

## **Jerarquización y preselección de escenarios**

Con base a los resultados que se obtengan de la evaluación de escenarios, la siguiente etapa será jerarquizarlos y preseleccionar aquellos que generan mayor valor. Esta preselección y jerarquización de los escenarios y de la tecnología obedece a criterios establecidos por el equipo de trabajo.

## **Plan de Mitigación**

Se debe elaborar el plan de mitigación a corto, mediano y largo plazo después de la jerarquización y preselección de los escenarios, esto con el fin de reducir las incertidumbres.

## **Fase de Conceptualización (C o FEL-II)**

### **Revisión de mitigación y recomendaciones**

Revisar detalladamente la información que se ha documentado durante la fase de Visualización y el diagrama de flujo para la fase de Conceptualización, señalando cualquier cambio que se incorpore durante esta fase en el objetivo y el alcance originales. Incluir, en todos los cambios que se realizan, la especificación de las causas y ventajas de dicho cambio. Si no existe ningún cambio, se especificará por qué.

### **Ajuste y/o validación de la matriz de escenarios**

Se deberá revisar la documentación emitida en la fase FEL-I sobre los escenarios preseleccionados, documentar los resultados de las acciones y ajustes realizados, tomando mayor detalle en los siguientes puntos:

- Acciones de mitigación realizadas.
- Ajuste a la matriz de opciones.

## **Ajuste de distribuciones probabilísticas**

Los equipos multidisciplinarios deberán tener en cuenta, de acuerdo al área de trabajo y/o especialidad, las incertidumbres asociadas a las variables que más impactan en los modelos como lo son:

- Reservas: porosidad, saturación de hidrocarburo, espesor neto impregnado, área, factores volumétricos, factores de recuperación, número de pozos, etc.
- Productividad de pozos: gasto inicial, radio de drene, índice de productividad vs tiempo, tipos de terminación, sistemas artificiales de producción, declinación de la producción, porcentaje del éxito, límite económico.
- Perforación y reparación: costos, tiempos de perforación y terminación de pozos.

## **Incertidumbre de variables cuantitativas**

Mediante los diagramas de tornado de la fase FEL-I, se deberán listar las variables técnico-económicas de incertidumbre con mayor impacto que se hayan detectado y describir el cambio que se realice en el modelo probabilístico.

Los aspectos a considerar son los siguientes:

- Análisis de presión del yacimiento (inicial, a condiciones actuales, tendencias)
- Caracterización dinámica basada en pruebas de variación de presión: modelo de flujo de fluidos, cálculo de permeabilidad, daño y radio de drene, límites del yacimiento, etc.
- Análisis de declinación
- Tiempo y costos de perforación y terminación de pozos, productores e inyectores.
- Productividad de pozos.

## **Incertidumbre de variables cualitativas**

Para la realización del modelo de productividad, se realiza el diagnóstico de:

- Daño de formación.
- Optimización del sistema integral de producción.
- Control de producción e inyección de agua/gas.
- Terminación de pozos ajustada a los requerimientos volumétricos en el tiempo.
- Optimización del manejo de la producción.

### **Evaluación de los escenarios preseleccionados**

Se realiza la evaluación técnico-económica de los escenarios preseleccionados con respecto a los siguientes parámetros:

- Estimado de ingresos.
- Estimado de inversiones asociadas a las actividades relacionadas al trabajo técnico del proyecto
- Estimado de otras inversiones (estudios técnicos, ambiente, etc.).
- Estimado de costos de operaciones.

### **Ingeniería conceptual del escenario seleccionado**

Después que se ha seleccionado el escenario, se procede al desarrollo de la ingeniería conceptual de este para así definir:

- Localización del proyecto.
- Tecnología a utilizar.
- Proceso productivo.
- Equipo y maquinaria.

### **Evaluación del proyecto**

El propósito de esta actividad es evaluar la rentabilidad del escenario seleccionado reduciendo las incertidumbres y riesgos financieros. Esta actividad comprende la estimación de costos después que se ha realizado la ingeniería conceptual de pozos, instalaciones, automatización, seguridad, salud, protección ambiental e

impacto social, y cualquier otro elemento que tenga importancia en la estructura de costos del proyecto.

### **Fase de Definición (D o FEL-III)**

La fase de Definición está diseñada para desarrollar con mayor detalle los elementos técnicos que constituyen el escenario seleccionado en las fases anteriores. Esto se logra por medio de la ingeniería básica, el análisis de incertidumbres, costos, economía y documentación para dar autorización del proyecto. Es decir, en esta fase se presenta el documento y la ingeniería que consolida el desarrollo del escenario seleccionado en la fase de conceptualización, el cual debe contener, entre otros, el valor generado, el plan de mitigación de riesgos, la ingeniería básica del proyecto y la economía asociada.

Como objetivo de la fase de definición está, desarrollar el alcance del proyecto y los planes de ejecución del escenario seleccionado para precisar el valor económico que se espera, todo esto con el riesgo e incertidumbre ligado a dicho escenario. Es decir, las actividades realizadas durante esta fase están enfocadas en que se cumplan los objetivos del negocio, que se permita la autorización del proyecto y los fondos para su ejecución.

### **Ingeniería básica**

En esta etapa se ajustará la estrategia final de ejecución del escenario designado, en función de cada uno de sus objetivos. Se destacarán aspectos de actividades críticas como incertidumbres, planes de mitigación y estimación de costos, y riesgos operacionales, de la mano de un plan de administración que servirá de marco regulador durante el ciclo de vida del proyecto.

### **Plan de mitigación de riesgos e incertidumbres**

Se deberá especificar la propuesta para la administración de las incertidumbres y riesgos. Se deberán presentar las variables de incertidumbre con mayor impacto dentro de la evaluación del escenario seleccionado. Se deberá especificar si se acepta la incertidumbre y el riesgo, o si son evitados en el proyecto.