



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, Septiembre 05 de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad - Neiva

El (Los) suscrito(s):

DIMITRY ANDRÉS RIASCOS MALAVER con C.C. No. 1080187400

PAOLA ANDREA ROA OSORIO con C.C. No. 1075291967

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

Titulado: OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN CON ANÁLISIS NODAL EN LOS CAMPOS DINA NORTE Y TENAY

Presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de

Ingeniero(a) de Petróleos.

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

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

Vigilada Mineducación

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



UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

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.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Dimitry Kidos cob.

Firma:

Paola Andrea Roa O.

Vigilada Mineducación

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



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN CON ANÁLISIS NODAL EN LOS CAMPOS DINA NORTE Y TENAY

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
RIASCOS MALAVER	DIMITRY ANDRÉS
ROA OSORIO	PAOLA ANDREA

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
MENESES ALZATE	MAURICIO
MARTÍNEZ PEREZ	JAVIER ANDRÉS

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
CHAMORRO MENDEZ	JAIRO JESSE

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO(A) DE PETRÓLEOS

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

CIUDAD: NEIVA - HUILA

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2018

NÚMERO DE PÁGINAS: 91

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_X___ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas_X___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros_X_

Vigilada mieducación

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



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

MATERIAL ANEXO:

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

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Análisis nodal	Nodal analysis	6. Presión en cabeza	Head pressure
2. Pipesim	Pipesim	7. Frecuencia	Frequency
3. Sensibilidad	Sensibility	8. Levantamiento artificial	Artificial lift
4. Daño de formación	Skin factor	9. Producción	Production
5. Diámetro de tubería	Pipe diameter	10. Patrón de flujo	Flow pattern

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El presente proyecto fue enfocado principalmente en realizar un análisis de las diferentes variables tanto de fondo como de superficie que estuvieran relacionadas con la producción de hidrocarburos de los pozos, de tal forma que se pudieran elaborar una serie de recomendaciones destinadas a optimizar la producción en los campos Dina Norte y Tenay, actualmente bajo la dirección de Ecopetrol. El análisis y simulaciones de los sistemas de producción realizadas fueron posibles mediante el uso del Software Pipesim desarrollado por Schlumberger.

Para llevar a cabo las simulaciones fue necesario recopilar data de las formaciones productoras, del fluido producido, del tipo de levantamiento artificial asignado a cada pozo y del estado mecánico de los pozos, así como de los equipos de superficie. Esta información se ingresó en el software de análisis nodal para obtener un match de las condiciones actuales de producción de los pozos y con base en ellas se realizaron predicciones acerca de cómo sería posible modificar los sistemas para lograr optimizar la producción y por ende los beneficios económicos para Ecopetrol.

Además de lo anteriormente mencionado, en el estudio se hizo un análisis de sensibilidad de algunas variables que, se estimaba, podrían afectar directamente la producción. Dichas variables son daño de formación o skin factor, diámetro de tubería de producción, presión en cabeza y variación de frecuencia.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The present project was mainly focused on making an analysis of the different variables, both bottom and surface that were related to the hydrocarbons production of the wells, in such a way that a series of recommendations could be elaborated to optimize the production in the fields Dina Norte and Tenay, currently under the direction of Ecopetrol. The analysis and simulations of the production systems were made possible through the use of the Pipesim Software developed by Schlumberger.

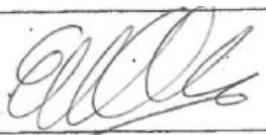
To carry out the simulations, it was necessary to collect data from the reservoir, the fluid produced, the type of artificial lift assigned to each well and the mechanical state of the wells, as well as the surface equipment. This information was input in the nodal analysis software to obtain a match of the current production conditions of the wells and based on them, predictions were made about how it would be possible to modify the systems to optimize production and therefore the economic revenue for Ecopetrol.

In addition, a sensitivity analysis of some variables that, it was estimated, directly affected the production was made. These variables are formation damage or skin factor, tubing diameter, head pressure and variation of Frequency.

APROBACION DE LA TESIS

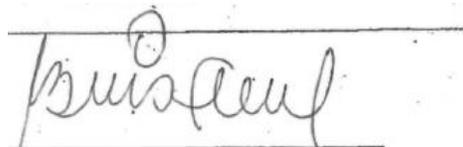
Nombre Jurado: ERVIN ARANDA ARANDA

Firma:


FIRMA DEL JURADO

Nombre Jurado: LUIS FERNANDO BONILLA CAMACHO

Firma:


FIRMA DEL JURADO

**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN CON ANÁLISIS NODAL EN LOS CAMPOS
DINA NORTE Y TENAY**



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA – HUILA
2018**

**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN CON ANÁLISIS NODAL EN LOS CAMPOS
DINA NORTE Y TENAY**

DIMITRY ANDRÉS RIASCOS MALAVER

PAOLA ANDREA ROA OSORIO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERIA

PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

NEIVA – HUILA

2018

**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN CON ANÁLISIS NODAL EN LOS CAMPOS
DINA NORTE Y TENAY**

DIMITRY ANDRÉS RIASCOS MALAVER

PAOLA ANDREA ROA OSORIO

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

DIRECTOR

MAURICIO MENESES

Ingeniero de Petróleos - ECOPETROL

CODIRECTOR

JAVIER ANDRÉS MARTÍNEZ

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERIA

PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS

NEIVA - HUILA

2018

**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN CON ANÁLISIS NODAL EN LOS CAMPOS
DINA NORTE Y TENAY**

**ÁREA DE INVESTIGACIÓN
INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN**

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

Codirector_____

Ing. Javier Andrés Martínez

Jurado_____

Ing. Ervin Aranda Aranda

Jurado_____

Ing. Luis Fernando Bonilla

DEDICATORIA

*Dedico este proyecto a mis padres
y amigos, compañeros de camino*

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por llenarme de bendiciones en cada paso que doy, por escuchar mis más profundos pensamientos y por ser mi fortaleza en momentos de debilidad “El Señor es mi Pastor, nada me faltará” – Salmo 23.

A mi familia, mi madre PATRICIA OSORIO por ser mi motor, mi inspiración y mi razón de ser, a mi padre JUAN CARLOS ROA por su apoyo incondicional y sus palabras siempre llenas de sabiduría, a mi hermana MARIA ALEJANDRA y mi sobrina SOFÍA, por su amor y las sonrisas que traen a mi vida.

A todas las personas que hicieron parte de mi proceso de formación académica y profesional, profesores del COLEGIO COLOMBO INGLÉS y de la UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA.

Agradezco especialmente a los ingenieros MAURICIO MENESES y JAIRO CHAMORRO por su valiosa orientación y disposición para el desarrollo de este trabajo.

A DIMITRY RIASCOS por haber sido un excelente compañero de tesis, por su infinita paciencia, comprensión y dedicación.

A mis queridos y apreciados amigos y amigas de la universidad, JUAN MANUEL BALAGUERA, FRANCISCO POLANÍA, JUAN SEBASTIAN DÍAZ, CESAR MUÑOZ, MAYRA RUIZ, SOFÍA VALENCIA Y SIXTA CRUZ, mi segunda familia, mis cómplices. Por brindarme su amistad y por llenar esta etapa del camino de recuerdos preciosos que atesoraré toda la vida.

A todos ustedes mi mayor reconocimiento y gratitud.

DEDICATORIA

*Dedico este proyecto a toda mi familia,
especialmente a mis padres Hector Riascos Vásquez
y Blanca Cecilia Malaver Romero, a mis hermanos
Hector Javier Riascos Malaver y Margarita Riascos Malaver
quienes fueron mi apoyo fundamental y además, la guía
para ser la persona que soy hoy en día.*

*A todos mis abuelos (QEPD)
que siempre creyeron y confiaron que yo sería
un buen profesional.*

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios y a mi familia por guiarme y darme fortaleza para realizar este proyecto.

A la compañía ECOPETROL S.A. por darme la oportunidad de realizar este proyecto.

A la universidad Surcolombiana por permitirme formar como profesional.

A los ingenieros Jairo Chamorro y Mauricio Meneses, directores del proyecto, quienes me ayudaron; por toda la dedicación y el empeño que pusieron para enseñarme, y por la confianza puesta en mi para la realización del proyecto.

A mi compañera de proyecto Paola Roa, por brindarme la oportunidad de realizar el proyecto junto a ella.

Al ingeniero y profesor Ervin Aranda Aranda, por sus buenos conocimientos que adquirí, además de sus consejos durante mi carrera en la universidad.

Al ingeniero y profesor Javier Martínez, codirector del proyecto, por confiar en mi para la realización del proyecto.

A mis mejores amigos Rodrigo Montealegre y Federico Prieto quienes siempre han creído en mis capacidades y me han respaldado en todas las situaciones.

A todo el cohorte – 2013-1 y amigos de la universidad por haber hecho mi paso por la universidad una de las mejores experiencias.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN

ABSTRACT

INTRODUCCIÓN

RESUMEN	1
1. GENERALIDADES DEL CAMPO TENAY	5
1.1. LOCALIZACIÓN	5
1.2. RESEÑA HISTÓRICA	5
1.3. MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL	6
1.4. ESTRATIGRAFÍA	7
1.5. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO CAMPO TENAY	8
1.6. PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS CAMPO TENAY	9
2. GENERALIDADES CAMPO DINA TERCIARIOS SECTOR NORTE	10
2.1. LOCALIZACIÓN	10
2.2. RESEÑA HISTÓRICA	10
2.3. MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL	12
2.4. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO CAMPO DINA NORTE	13
2.5. PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS CAMPO DINA NORTE	13
3. MARCO CONCEPTUAL	14
3.1. EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	14
3.1.1. COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCION	14
3.1.2. EL YACIMIENTO	15
3.1.3. EL COMPLETAMIENTO DEL POZO	15
3.1.4. EL POZO	16
3.1.5. EL EQUIPO DE SUPERFICIE	17
3.2. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN EL SISTEMA DE PRODUCCION	17
3.3. COMPORTAMIENTO DE LA CAPACIDAD DE AFLUENCIA	18

3.4.	ESTADOS DE FLUJO	19
3.4.1.	FLUJO TRANSITORIO	19
3.4.2.	FLUJO CONTINUO O ESTACIONARIO	20
3.4.3.	FLUJO SEMICONTINUO	21
3.5.	INDICE DE PRODUCTIVIDAD	21
3.6.	CAPACIDAD DE PRODUCCION DEL SISTEMA	23
3.6.1.	IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS)	24
3.6.2.	EFECTO DEL MECANISMO DE EMPUJE	24
3.6.3.	EFECTO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACION FVF	24
3.6.4.	EFECTO DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE	24
3.6.5.	EFECTO DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA	25
3.6.6.	EFECTO DE FORMACIÓN ESTRATIFICADA	25
3.7.	IPR PARA FLUJO BIFÁSICO	26
3.7.1.	METODO DE VOGEL	26
3.7.2.	EFICIENCIA DE FLUJO	29
3.7.3.	MÉTODO DE FETKOVICH	30
3.8.	FLUJO EN TUBERÍAS	33
3.8.1.	CONSERVACION DE MASA	33
3.8.2.	CONSERVACIÓN DEL MOMENTUM	34
3.8.3.	GRADIENTE DE PRESIÓN	34
3.8.4.	REGIMENES DE FLUJO EN TUBERÍAS	35
3.8.4.1.	FLUJO LAMINAR	35
3.8.4.2.	FLUJO TURBULENTO	35
3.8.4.3.	FLUJO TRANSICIONAL	36
3.8.5.	PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS	36
3.8.5.1.	FLUJO BURBUJA	37
3.8.5.2.	FLUJO SLUG	37
3.8.5.3.	FLUJO CHURN	38
3.8.5.4.	FLUJO ANULAR	38
3.8.5.5.	FLUJO DISPERSO	38
3.8.5.6.	FLUJO ESTRATIFICADO (ST)	39
3.8.5.7.	FLUJO ESTRATIFICADO CON MEZCLA EN LA INTERFASE (ST & MI)	39
3.9.	OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	40
3.9.1.	ANÁLISIS NODAL	40
3.9.2.	CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA EN EL FONDO DEL POZO	43
3.9.3.	TASA DE PRODUCCIÓN POSIBLE O DE EQUILIBRIO	43
3.9.4.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES	44
4.	METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS DE LOS CAMPOS TENAY Y DINA NORTE	46
4.1.	LISTADO DE POZOS A ANALIZAR	46
4.2.	PROCEDIMIENTO	46

4.2.1.	RECOPIACION Y VALIDACION DE LA INFORMACION	47
4.2.2.	MONTAJE DEL MODELO DE SIMULACION EN SOFTWARE	47
4.2.3.	COTEJO DEL COMPORTAMIENTO ACTUAL DEL POZO	53
4.3.	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCION MEDIANTE ANÁLISIS NODAL	54
4.4.	SENSIBILIDADES	55
4.5.	POTENCIAL DE PRODUCCIÓN	56
5.	RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL	58
5.1.	COMPARACIÓN CAUDALES OBTENIDOS EN CAMPO DINA NORTE	59
5.2.	COMPARACION CAUDALES OBTENIDOS EN CAMPO TENAY	60
5.3.	SENSIBILIDAD DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	61
5.4.	SENSIBILIDAD AL DAÑO (SKIN)	65
5.5.	SENSIBILIDAD A LA PRESIÓN EN CABEZA (THP)	74
5.6.	SENSIBILIDAD DE FRECUENCIA	78
6.	RED EN SUPERFICIE	79
6.1.	RED DINA NORTE	79
6.2.	RED TENAY	83
7.	CONCLUSIONES	86
8.	RECOMENDACIONES	88
9.	GLOSARIO	89
10.	BIBLIOGRAFÍA	90

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Modelo geológico estructural del campo Tenay</i>	7
<i>Figura 2. Columna estratigráfica de la formación caballos</i>	8
<i>Figura 3. Localización geográfica del campo Dina Norte</i>	10
<i>Figura 4. Mapa Estructural del Campo Dina Terciarios Sector Norte (Fm. Honda)</i>	12
<i>Figura 5. Sistema de producción</i>	14
<i>Figura 6. Yacimiento de hidrocarburos</i>	15
<i>Figura 7. Tipos de completación de pozos</i>	16
<i>Figura 8. Perfil de presiones en un sistema de producción</i>	17
<i>Figura 9. Pérdidas de presión en un sistema de producción</i>	18
<i>Figura 10. IPR para flujo monofásico</i>	23
<i>Figura 11. IPR compuesta</i>	25
<i>Figura 12. IPR para flujo bifásico</i>	27
<i>Figura 13. IPR del método de vogel a yacimientos subsaturados</i>	28
<i>Figura 14. Eficiencia de flujo de un pozo</i>	29
<i>Figura 15. Momentum en una tubería</i>	34
<i>Figura 16. Patrones de flujo en tubería vertical</i>	37
<i>Figura 17. Patrones de flujo en una tubería horizontal para dos fases líquidas</i>	39
<i>Figura 18. Patrones de flujo en una tubería horizontal para fases líquida y gaseosa</i>	40
<i>Figura 19. Componentes de un sistema de producción</i>	42
<i>Figura 20. Nodo en fondo de pozo para un sistema de producción</i>	42
<i>Figura 21. Curvas de oferta (inflow) y demanda (outflow)</i>	43
<i>Figura 22. Tasa de producción de equilibrio</i>	44
<i>Figura 23. Ventana “general” del software Pipesim</i>	48
<i>Figura 24. Ventana “Tubulars” del software Pipesim</i>	48
<i>Figura 25. Ventana “Deviation Survey” del Software Pipesim</i>	49
<i>Figura 26. Ventana “Downhole equipment” del Software Pipesim.</i>	50
<i>Figura 27. Ventana “Artificial Lift” del Software Pipesim.</i>	51
<i>Figura 28. Ventana “Completions” del Software Pipesim.</i>	52
<i>Figura 29. Ventana “Fluid Model” del Software Pipesim</i>	52
<i>Figura 30. Ventana “general” del Software Pipesim.</i>	53
<i>Figura 31. Ventana “Simulation Settings” del Software Pipesim.</i>	54
<i>Figura 32. Ventana “Nodal Analysis” del software Pipesim</i>	55
<i>Figura 33. Sensibilidad al Skin para el pozo DA 03</i>	56
<i>Figura 34. Montaje red Dina norte</i>	79
<i>Figura 35. Hold up líquido en la línea de flujo (Flowline _5)</i>	81
<i>Figura 36. Montaje red Tenay</i>	83
<i>Figura 37. Radio de la velocidad erosional para línea de flujo FL 7</i>	84
<i>Figura 38. Radio de la velocidad erosional para línea de flujo FL 5</i>	84

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Características del yacimiento campo Tenay</i>	8
<i>Tabla 2. Propiedades de los hidrocarburos campo Tenay</i>	9
<i>Tabla 3. Características del yacimiento campo Dina Norte</i>	13
<i>Tabla 4. Propiedades de los hidrocarburos campo Dina Norte</i>	13
<i>Tabla 5. Resumen métodos para calcular IPR</i>	32
<i>Tabla 6. Potencial de producción campo Dina Norte</i>	57
<i>Tabla 7. Potencial de producción campo Tenay</i>	57
<i>Tabla 8. Comparación caudal de prueba de producción y simulación en campo Dina Norte</i>	59
<i>Tabla 9. Comparación caudal de prueba de producción y simulación en campo Tenay</i>	60
<i>Tabla 10. Sensibilidad a la tubería de producción en los pozos del campo Dina Norte</i>	61
<i>Tabla 11. Barriles de crudo neto obtenidos al sensibilizar tubería de producción en los pozos del campo Dina Norte</i>	62
<i>Tabla 12. Sensibilidad a la tubería de producción en los pozos del campo Tenay</i>	62
<i>Tabla 13. Barriles de crudo neto obtenidos al sensibilizar tubería de producción en los pozos del campo Tenay</i>	63
<i>Tabla 14. Incremento de producción respecto a condiciones actuales en el campo Dina Norte (variable: tubing)</i>	64
<i>Tabla 15. Incremento de producción respecto a condiciones actuales en el campo Tenay (variable: tubing)</i>	65
<i>Tabla 16. Cálculo de factor de daño para los pozos de Dina norte</i>	66
<i>Tabla 17. Cálculo de factor de daño para los pozos de Tenay</i>	66
<i>Tabla 18. Sensibilidad al Skin (valores negativos) en los pozos del campo Dina Norte</i>	67
<i>Tabla 19. Sensibilidad al Skin (valores positivos) en los pozos del campo Dina Norte</i>	68
<i>Tabla 20. Barriles de crudo neto obtenidos al sensibilizar skin en los pozos del campo Dina Norte</i>	69
<i>Tabla 21. Sensibilidad al Skin en los pozos del campo Tenay</i>	70
<i>Tabla 22. Barriles de crudo neto obtenidos al sensibilizar skin en los pozos del campo Tenay</i>	70
<i>Tabla 23. Incremento de producción respecto a condiciones actuales en el campo Dina Norte (variable: skin negativo)</i>	72
<i>Tabla 24. Incremento de producción respecto a condiciones actuales en el campo Dina Norte para pozos con skin positivos</i>	73
<i>Tabla 25. Incremento de producción respecto a condiciones actuales en el campo Tenay (variable: skin)</i>	73
<i>Tabla 26. Sensibilidad a la THP en los pozos del campo Dina Norte</i>	74
<i>Tabla 27. Sensibilidad a la THP en los pozos del campo Tenay</i>	75
<i>Tabla 28. Barriles de crudo neto obtenidos al sensibilizar THP en los pozos del campo Dina Norte</i>	75
<i>Tabla 29. Barriles de crudo neto obtenidos al sensibilizar THP en los pozos del campo Tenay</i>	76
<i>Tabla 30. Incremento de producción respecto a condiciones actuales en el campo Dina Norte (variable: THP)</i>	77

<i>Tabla 31. Incremento de producción respecto a condiciones actuales en el campo Tenay (variable: THP)</i>	78
<i>Tabla 32. Resultado del comportamiento de las presiones en la red Dina Norte</i>	81
<i>Tabla 33. Sensibilidad del GOR en cluster 2</i>	82

RESUMEN

El presente proyecto fue enfocado principalmente en realizar un análisis de las diferentes variables tanto de fondo como de superficie que estuvieran relacionadas con la producción de hidrocarburos de los pozos, de tal forma que se pudieran elaborar una serie de recomendaciones destinadas a optimizar la producción en los campos Dina Norte y Tenay, actualmente bajo la dirección de Ecopetrol. El análisis y simulaciones de los sistemas de producción realizadas fueron posibles mediante el uso del Software Pipesim desarrollado por Schlumberger.

Para llevar a cabo las simulaciones fue necesario recopilar data de las formaciones productoras, del fluido producido, del tipo de levantamiento artificial asignado a cada pozo y del estado mecánico de los pozos, así como de los equipos de superficie. Esta información se ingresó en el software de análisis nodal para obtener un match de las condiciones actuales de producción de los pozos y con base en ellas se realizaron predicciones acerca de cómo sería posible modificar los sistemas para lograr optimizar la producción y por ende los beneficios económicos para Ecopetrol.

Además de lo anteriormente mencionado, en el estudio se hizo un análisis de sensibilidad de algunas variables que, se estimaba, podrían afectar directamente la producción. Dichas variables son daño de formación o skin factor, diámetro de tubería de producción, presión en cabeza y variación de frecuencia (esta última aplicable solo a equipos con bombeo electrosumergible).

ABSTRACT

The present project was mainly focused on making an analysis of the different variables, both bottom and surface that were related to the hydrocarbons production of the wells, in such a way that a series of recommendations could be elaborated to optimize the production in the fields Dina Norte and Tenay, currently under the direction of Ecopetrol. The analysis and simulations of the production systems were made possible through the use of the Pipesim Software developed by Schlumberger.

To carry out the simulations, it was necessary to collect data from the reservoir, the fluid produced, the type of artificial lift assigned to each well and the mechanical state of the wells, as well as the surface equipment. This information was input in the nodal analysis software to obtain a match of the current production conditions of the wells and based on them, predictions were made about how it would be possible to modify the systems to optimize production and therefore the economic revenue for Ecopetrol.

In addition, a sensitivity analysis of some variables that, it was estimated, directly affected the production was made. These variables are formation damage or skin factor, tubing diameter, head pressure and variation of Frequency (the latter applicable only to equipment with ESP).

INTRODUCCIÓN

La principal rama en la ingeniería de petróleos es la producción de hidrocarburos, ya que es el objetivo primordial y está directamente relacionada con el beneficio económico, por tal motivo siempre se busca mejorar u optimizar los sistemas de producción para mantener niveles de rentabilidad competentes en el negocio de la extracción de hidrocarburos.

El sistema de producción comprende desde el yacimiento en subsuelo, el completamiento, el pozo, las líneas de superficie, hasta el separador. El recorrido que tiene que hacer el fluido es bastante largo y por ende debe hacer un gasto de energía (en forma de presión) considerable. Un sistema de producción puede ser simple o complejo y depende del número de componentes que posea. Entre más componentes tenga, más grandes serán las pérdidas de energía y no se va a obtener un buen caudal en superficie, por esto, el completamiento de los pozos es determinante para las tasas de producción esperadas. Sin embargo cuando el completamiento o un componente del sistema de producción es ineficiente se utilizan técnicas de optimización para mejorar el rendimiento del sistema; en este trabajo se utilizará la técnica de análisis nodal para optimizar la producción de los campos Tenay y Dina Norte.

El análisis nodal es una técnica de análisis que permite determinar la capacidad productiva de un pozo en un punto de su configuración o “nodo”, además permite detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema. Esta técnica puede ser aplicada a pozos con flujo natural y pozos con levantamiento artificial y consiste en realizar varios análisis de sensibilidad de los componentes más importantes, luego se compara la configuración original con las configuraciones variables y se determinan las condiciones de operación más óptimas a las cuales el sistema podría trabajar.

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.

A lo largo de este proyecto se definen las ventajas y beneficios de aplicar el análisis nodal, así como la metodología que se utilizó para evaluar los sistemas de producción de los pozos de los campos previamente mencionados.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO TENAY

1.1. LOCALIZACIÓN

El campo Tenay se encuentra ubicado en el departamento del Huila, en jurisdicción de la ciudad de Neiva, 24 Km al norte de ésta, lo constituye una extensión de 400 acres. Hace parte de los campos pertenecientes a la ex concesión Neiva 540, localizada en la cuenca del Valle Superior del Magdalena.

El campo Tenay localizado en la porción SSE de Colombia, en el Departamento del Huila, geológicamente hace parte de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, subcuenca de Neiva, ubicada entre las cordilleras central y oriental de Colombia en el Departamento del Huila. La subcuenca de Neiva es una cuenca petrolífera madura, con cerca de 20 campos de petróleo y gas descubiertos y en producción. Actualmente en el área Neiva se tiene una producción cercana a 12000 barriles de petróleo por día en yacimientos de edad Terciaria y Cretácica.

1.2. RESEÑA HISTÓRICA

El campo Tenay fue descubierto en 1985 con la perforación del pozo Tenay 1 con producción inicial de 1800 BPD por parte de Hocol – Tenneco en el marco de la antigua concesión Neiva 540. El pozo se encontró a una profundidad medida de 11500 pies; un total de 40 pies de arenas productoras de aceite de 35° API dentro de la formación Caballos (Aptiano – Albiano), informalmente llamadas intervalo UKB.

Para el desarrollo del campo la compañía Hocol Tenneco operadora del bloque Neiva, perforó 3 pozos adicionales que, aunque no hallaron los límites del yacimiento, al no encontrar el contacto agua – aceite, si permitieron definir que el principal mecanismo de producción del campo es gas en solución con empuje parcial o débil de agua. Después de 30 años de producción, el campo actualmente no reporta una alta producción de agua y aunque los potenciales productores de los pozos han decaído, la presión del yacimiento se ha mantenido en los últimos 7 años, lo cual comprueba la existencia de un empuje parcial por un acuífero, pero no ha sido suficiente para evitar que la presión caiga un tanto por debajo del punto de burbuja.

En el año de 1994 la concesión, revirtió a la Nación y el campo pasó a ser operado por Ecopetrol S.A. En el año de 1998 se adquirió el programa sísmico 3D “Neiva” con el fin de realizar una evaluación de nuevo potencial petrolífero del área y con el cual se obtuvo cubrimiento sísmico para el campo. Ecopetrol S.A, con la intención de aumentar las reservas, enfocó su trabajo de redefinición del potencial exploratorio en campos aledaños y mediante la interpretación de la información sísmica 3D, la información de pozos perforados en el área y un análisis estructural cualitativo y cuantitativo de las principales estructuras geológicas existentes aplicando la teoría cinemática de pliegues asociados a fallas, definió el potencial adicional del campo Tenay.

1.3. MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL

El campo Tenay se encuentra localizado en la sub-cuenca de Neiva, la cual tiene un rumbo Noreste, y está limitada en sus dos flancos por frentes de falla de las Cordilleras Central y Oriental. En general las fallas mayores a lo largo del flanco este de la subcuenca buzaban hacia el este, y las del flanco oeste, buzaban hacia el Oeste.

La estructura del campo Tenay es un monoclinal (presenta estructuras en las que las capas están inclinadas en el mismo sentido) que buza hacia el oeste, limitada al este por la falla inversa de Tenay, la cual también buza hacia el oeste. El cierre estructural al oeste corresponde al cierre propio de la estructura, dado por el buzamiento regional; hacia el Sur el campo está limitado por la falla de Tenay. Su cierre al Norte puede estar ubicado en el cierre estructural del contorno 11200’.

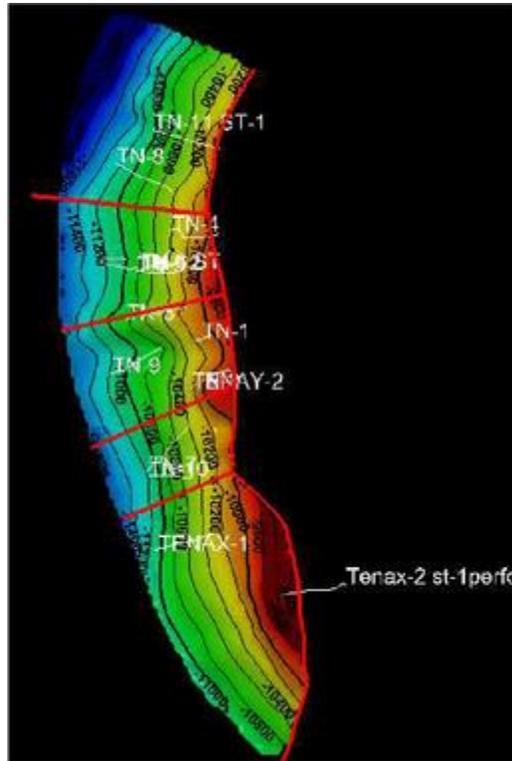


Figura 1. Modelo geológico estructural del campo Tenay
Fuente: ECOPETROL S.A. Gerencia técnica y de desarrollo de E&P, Bogotá, Colombia. 2007.

1.4. ESTRATIGRAFÍA

Los pozos del campo Tenay atraviesan una Columna sedimentaria de 1200 pies de espesor aproximadamente, desde el Cretáceo Medio (Albiano – Aptiano) hasta el Plioceno. En el área de Tenay no se ha perforado el basamento, aunque la información regional indica la existencia de éste. El basamento está representado por un complejo de rocas ígneas y metamórficas que abarcan edades desde el Precámbrico al Jurásico. En contacto discordante sobre el basamento se encuentra una sección sedimentaria que abarca desde el Cretáceo Medio (Aptiano) hasta el Plioceno.

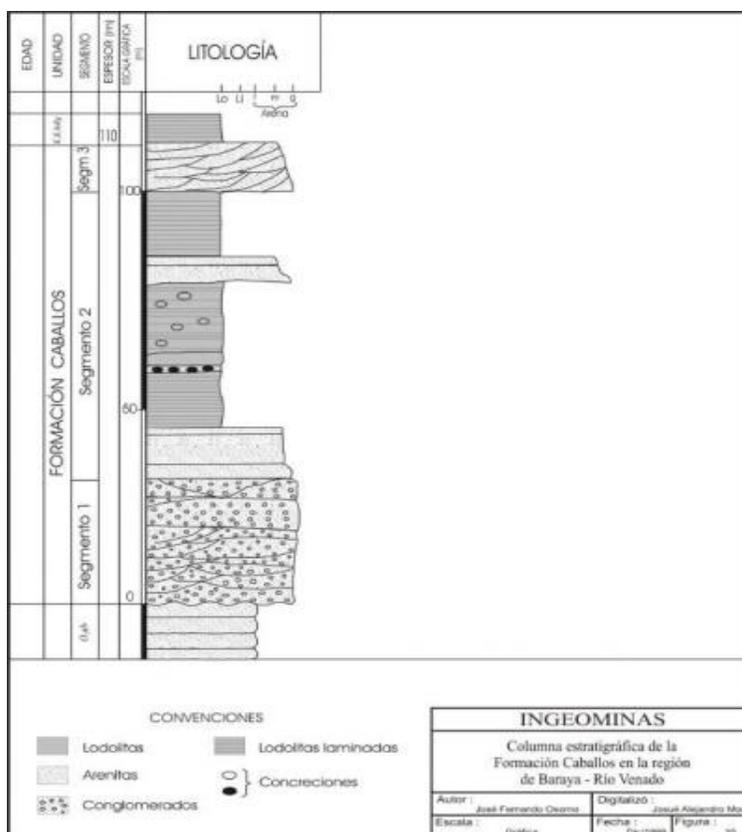


Figura 2. Columna estratigráfica de la formación caballos
Fuente: Ingeominas. Geología de la plancha 303 Colombia

1.5. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO CAMPO TENAY

Formación	Caballos Superior
Tipo de trampa	Estructural
Estructura	Monoclinal
Profundidad	11440' – 11510' MD, RTE: 11446'
Área Productiva	1810 m2
Litología	Areniscas
Espesor total	200'
Porosidad	7 – 13%
Permeabilidad	20 – 800 md
Temperatura yacimiento	231 °F

Tabla 1. Características del yacimiento campo Tenay
Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia del Huila, Tolima, Neiva, Colombia. 2016

1.6. PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS CAMPO TENAY

Gravedad API	35 -38
Presión de burbuja	3503 psi @ 231 °F
Viscosidad del aceite a P y T de yac	0.38 cp @ 231 °F
Presión inicial	5220 psi
Presión actual	3000 psi
GOR (SCF/STBO)	1200 a 1500

Tabla 2. Propiedades de los hidrocarburos campo Tenay

Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia del Huila, Tolima, Neiva, Colombia. 2016

2. GENERALIDADES CAMPO DINA TERCIARIOS SECTOR NORTE

2.1. LOCALIZACIÓN

El Campo Dina Terciarios Sector Norte se encuentra ubicado bajo el curso del Río Magdalena, a unos 15 Km al Norte de la ciudad de Neiva, más exactamente en el municipio de Aipe, en el departamento del Huila.

Geológicamente hace parte de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, subcuenca de Neiva, ubicada entre las cordilleras central y oriental de Colombia.

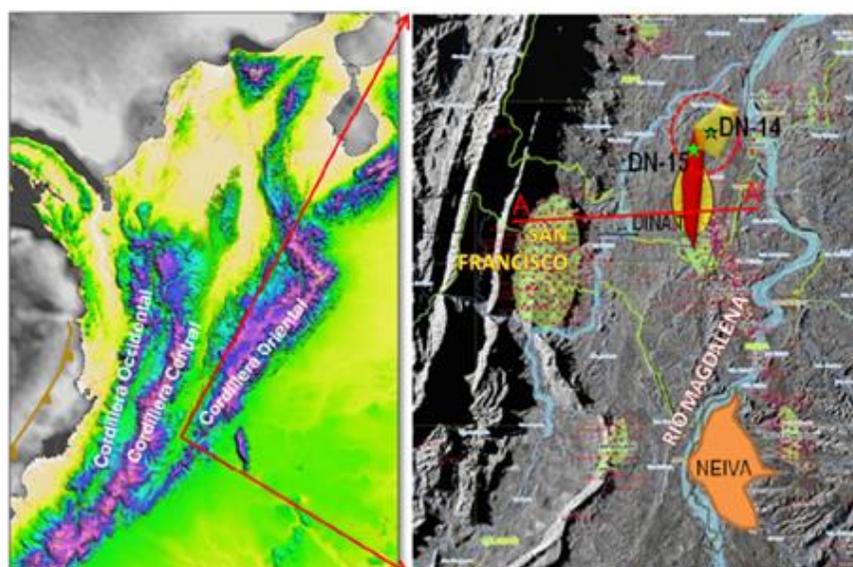


Figura 3. Localización geográfica del campo Dina Norte

Fuente: SOH Ecopetrol

2.2. RESEÑA HISTÓRICA

Los primeros pozos perforados en la estructura del campo dina (Dina -13, Dina-7 y Dina T-9) se realizaron entre 1963 y 1980.

El pozo Dina-7 fue perforado en abril de 1963 a una profundidad total de 4696 pies, pasando por las formaciones Honda, Barzalosa, Barzalosa-Doima y Monserrate. Se realizaron 22 cañoneos a la profundidad de la formación Honda, de la cual provienen

las manifestaciones de hidrocarburos. Se produjo por 3 años un crudo de gravedad API 17.5°.

El pozo Dina-13, fue perforado en mayo de 1963, a una profundidad total de 4367 pies, pasando por las formaciones Honda, Barzalosa y Guaduala. En este pozo se cañearon tres intervalos, mostrando una producción durante las pruebas selectivas de producción, de crudo de 13.5 °API en la Formación Honda.

El pozo DT-9 perforado en abril de 1980, alcanzó una profundidad total de 3671 pies y se encontró una columna estratigráfica de 3473 pies de espesor de la Formación Honda y 184 pies de la Formación Barzalosa. Se cañearon 7 intervalos con un espesor total de 100 pies, en la Formación Honda. Mostrando evidencias de crudo en algunos intervalos.

El pozo Itona-1 se perforó en abril de 1988 y alcanzó una profundidad total de 11164 pies. El pozo encontró las Formaciones Honda, Barzalosa, Guaduala, Monserrate, Villeta, nuevamente encuentra la Formación Monserrate y Finalmente la Formación Villeta repetida. Se cañoneó un solo intervalo correspondiente a la Formación Guaduala y posterior a la realización de pruebas se determinó que hay evidencia de hidrocarburos, pero el aporte de estos no fue significativo debido al poco espesor de la arena.

El pozo Tempranillo-1 fue perforado el 11 de febrero de 2008 y su objetivo era la formación Caballos a 10641 pies de profundidad. Sin embargo, mostró manchamiento y aumento de gases en la cromatografía a nivel de la Formación Honda. Este pozo se probó en estos intervalos, pero las pruebas no fueron concluyentes.

A finales del 2011 se perforaron los pozos DN-14, DN-14ST DN-16 y DN-18. No obstante, el desarrollo del campo actual se inicia en 2012 al culminar la etapa de completamiento de dichos pozos, cuyos buenos resultados obtenidos de la acumulación comercial de hidrocarburos a nivel de la Formación Honda motivaron la campaña de perforación y completamiento de 22 pozos más, en 3 clusteres entre los años 2014 y 2015.

2.3. MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL

Las acumulaciones de hidrocarburos en la Formación Honda del Campo Dina Terciarios sector norte están alojadas en un domo anticlinal cuyo eje está orientado en dirección Suroeste - Noreste. La estructura evidentemente fue formada con posterioridad a la acumulación de la Formación Honda, recientemente en el tiempo geológico.

En la Figura 4 se muestra el mapa estructural en profundidad correspondiente a la estructura del anticlinal para la Fm Honda y la ubicación en fondo de los pozos perforados en las campañas de 2012 y 2014-2015.

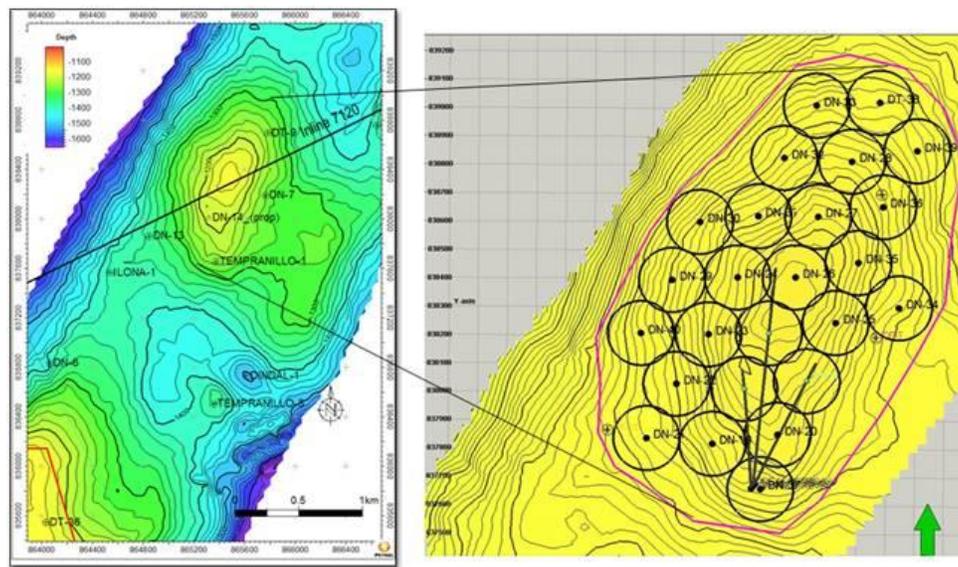


Figura 4. Mapa Estructural del Campo Dina Terciarios Sector Norte (Fm. Honda)

Fuente: SOH Ecopetrol

2.4. CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO CAMPO DINA NORTE

Formación	Honda
Tipo de trampa	Anticlinal con cierre propio
Estructura	Monoclinal
Cuenca sedimentaria	VSM
Mecanismo de producción	Capa de gas, Gas en solución
Litología	Areniscas intercaladas con arcillas
Pozos perforados	26 Prod (1 pozo de Gas y 1 pozo inactivo)
Producción máxima @ 10/2015	1150 BOPD
Producción acumulada @ 06/2016	0.397 MMBbl
STOOIP (MMBbl)	43

Tabla 3. Características del yacimiento campo Dina Norte
Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia del Huila, Tolima, Neiva, Colombia. 2016

2.5. PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS CAMPO DINA NORTE

Presión inicial de yacimiento (psia)	1056-1266
Presión de burbuja, Pb (psia)	1057 TH6, 525 TH-5 / DN14St
Presión actual, P (psia)	900-1400
Temperatura de yacimiento (°F)	116-120
Factor volumétrico de formación, Bo (Bbl/STB) a P y T de yac	1.064
Gravedad (°API) Temp 60°F	14-20
Viscosidad del aceite a P y T de yac (cP)	115

Tabla 4. Propiedades de los hidrocarburos campo Dina Norte
Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia del Huila, Tolima, Neiva, Colombia. 2016

3. MARCO CONCEPTUAL

Este capítulo abarca el estudio del análisis nodal, empezando por la definición de un sistema de producción, sus componentes, la capacidad de afluencia de los pozos, la distribución de presiones en el sistema de producción y el índice de productividad. Además es muy importante tener conocimiento claro de la relación del rendimiento de entrada (IPR), para predecir el comportamiento de los pozos y de las correlaciones de flujo multifásico que describen el flujo de fluidos.

3.1. EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

Un sistema de producción es aquel que tiene la capacidad de transportar los fluidos desde yacimiento hasta superficie, y separar los fluidos respectivamente en gas, petróleo y agua.

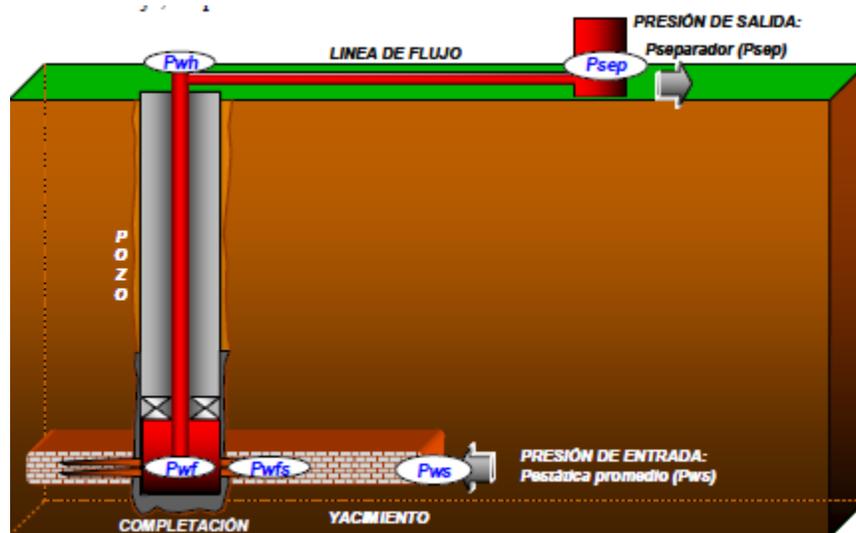


Figura 5. Sistema de producción

Fuente: Optimización de la producción mediante análisis nodal. ESP OIL.
Engineering consultants.

3.1.1. COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCION

El sistema de producción está formado por el yacimiento, el completamiento, el pozo, y el equipo de superficie.

3.1.2. EL YACIMIENTO

El yacimiento consiste de una o varias unidades geológicas interconectadas compuesta(s) por una roca porosa y permeable que puede almacenar cantidades comerciales de petróleo y gas.

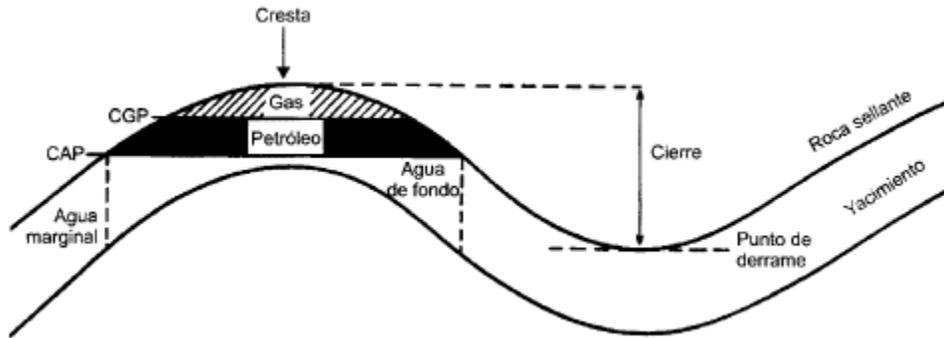


Figura 6. Yacimiento de hidrocarburos

Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Magdalena París de Ferrer

El movimiento de los fluidos comienza en el radio externo del yacimiento (r_e) donde la presión es la presión estática del yacimiento (P_{ws}), los fluidos viajan a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del pozo (r_w) donde la presión es P_{wf} .

3.1.3. EL COMPLETAMIENTO DEL POZO

El completamiento 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 completamiento existente.

- A- El completamiento a hueco abierto permite la comunicación directa con el yacimiento y normalmente se utiliza en formaciones consolidadas y naturalmente fracturadas.
- B- También existe el empaquetamiento con grava, que consiste en un filtro de arena de granos seleccionados cuya función es controlar la entrada de arena y finos al

pozo, se utiliza en formaciones poco consolidadas; el empaque puede realizarse con tubería de revestimiento o a hueco abierto.

- C- Otra técnica de completamiento son los liners ranurados, los cuales pueden ser usados si no se considera necesario un pozo cementado y revestido, además de que no sea probable encontrar problemas en la estabilidad del pozo.
- D- El cañoneo convencional utiliza cargas que perforan la tubería de revestimiento, el cemento y la formación, para que el pozo pueda quedar en comunicación con el yacimiento, ésta se utiliza en formaciones consolidadas.

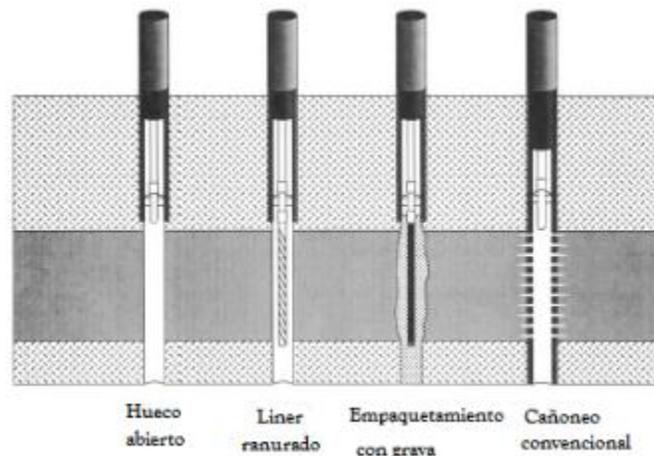


Figura 7. Tipos de completamiento de pozos

Fuente: Petroleum Production Systems. M. Economides, D. Hill

3.1.4. EL POZO

Es el componente que comunica directamente los fluidos de yacimiento con la superficie. Los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Si el fluido no tiene la suficiente energía para llegar a superficie es necesario aplicarle energía externa utilizando un método de levantamiento artificial. En fin, el objetivo es lograr que los fluidos lleguen a cabezal de pozo.

3.1.5. EL EQUIPO DE SUPERFICIE

Al llegar los fluidos al cabezal de pozo, muchas veces es necesario disminuir la presión con que llegan, por tanto se utilizan reductores de presión como los choques. Después los fluidos pasan por las líneas de superficie, las cuales son las encargadas de llevar los fluidos a los colectores y a las distintas facilidades de superficie (separadores y equipamiento de proceso, instrumentos de medición, recipientes de almacenamiento) para su respectivo tratamiento.

3.2. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN EL SISTEMA DE PRODUCCION

Como se había dicho anteriormente, los fluidos tienen que hacer un recorrido bastante largo para llegar hasta superficie, por ende, tiene que haber un gasto considerable de energía. El objetivo que se busca es lograr que los fluidos lleguen a superficie minimizando las pérdidas de energía, esta energía se manifiesta en forma de presión y ocurren cambios en ésta, cada vez que pasa por uno de los componentes del sistema de producción.

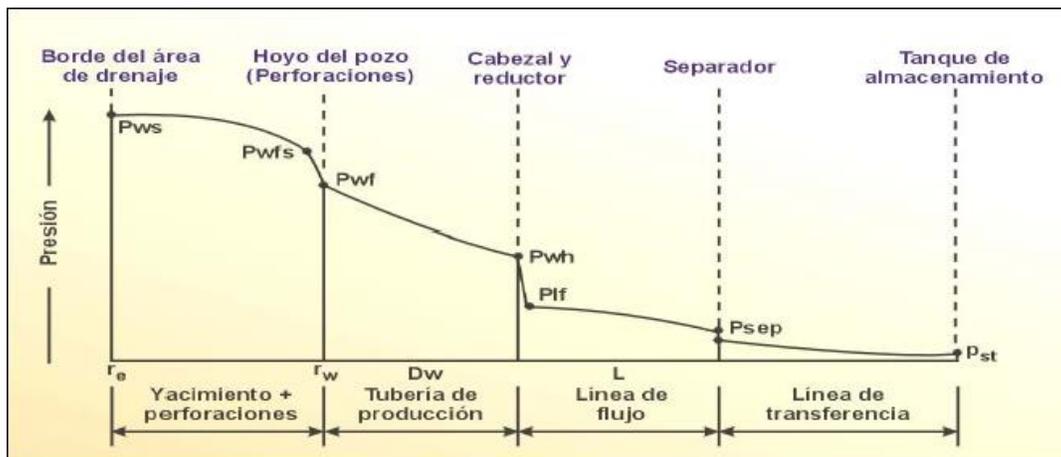


Figura 8. Perfil de presiones en un sistema de producción

Fuente: Optimización de la producción mediante análisis nodal. ESP OIL. Engineering consultants

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características del componente, de los fluidos producidos y especialmente, del caudal de flujo transportado en el componente. A continuación se presenta un esquema sencillo de cómo se calculan las pérdidas de presión en el sistema de producción.

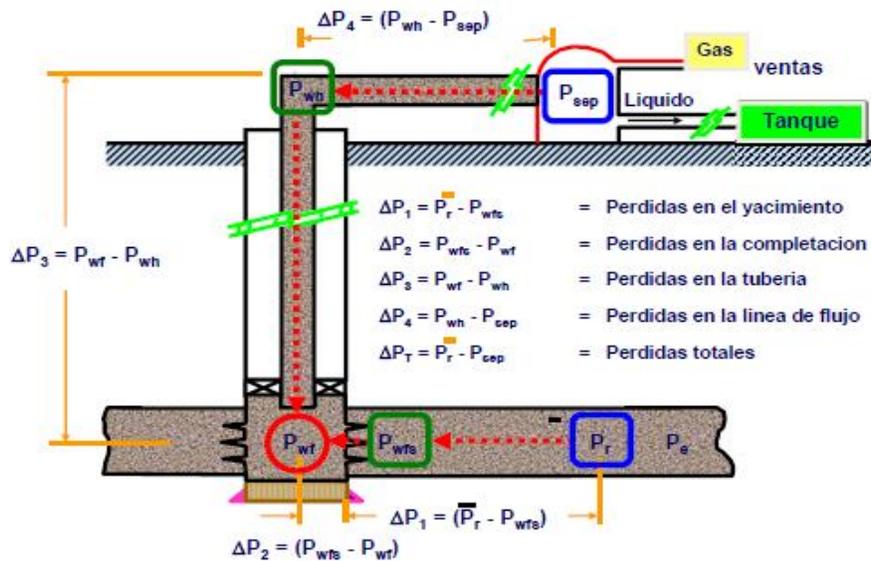


Figura 9. Pérdidas de presión en un sistema de producción

Fuente: Ecopetrol. Modulo OIPS. Análisis nodal del sistema subsuelo – superficie.

2011

3.3. COMPORTAMIENTO DE LA CAPACIDAD DE AFLUENCIA

Uno de los componentes más importantes del sistema de producción es el yacimiento. La optimización de un sistema de producción es imposible de realizar sin antes conocer como es el flujo desde el yacimiento hasta el pozo. La relación entre la rata de flujo y la caída de presión a través del medio poroso puede ser muy compleja y depende de parámetros como propiedades de la roca, propiedades del fluido, régimen de flujo, daño o estimulación de la formación, mecanismo de empuje, presión del yacimiento, entre otros.

3.4. ESTADOS DE FLUJO

3.4.1. FLUJO TRANSITORIO

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 o viceversa. 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 permeabilidad (K), el factor de daño a la formación (S), etc. La duración de este período normalmente puede ser de horas o días, dependiendo fundamentalmente de la permeabilidad de la formación productora.

La solución generalizada de la ecuación es:

$$P_{wf} = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} Ei(x)$$

Donde $Ei(x)$ es la integral exponencial y x está dado por,

$$x = \frac{\phi\mu Ctr^2}{4Kt}$$

Para valores de $x < 0.01$ (es decir, tiempos muy grandes, o distancias radiales muy pequeñas, la función exponencial $Ei(x)$ se aproxima a $-\ln(1.78x)$). En consideración, la ecuación anterior puede ser expresada como:

$$P_{wf} = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln\left(\frac{4kt}{1.78\phi\mu Ct r_w^2}\right)$$

Finalmente, introduciendo variables en unidades de campo y convirtiendo el logaritmo natural en logaritmo decimal el valor de x en unidades de campo sería:

$$x = -\frac{948\phi\mu Ctr^2}{Kt}$$

Debido a que un pozo productor generalmente fluye por largos periodos de tiempo con la misma presión en cabeza de pozo, la presión resultante de fondo de pozo es también constante mientras no cambie la composición de la corriente de flujo, por tanto la ecuación expresada en términos de caudal queda

$$q = \frac{Kh (P_i - P_{wf})}{162.6 B\mu} \left(\log t + \log \frac{K}{\phi \mu C t r_w^2} - 3.23 \right)^{-1}$$

Donde el tiempo, t, debe estar en horas. Hay que recordar que la ecuación anterior se puede usar únicamente en los casos en que el tiempo sea mayor del límite establecido, que es:

$$t > 9.48 * 10^4 \frac{\phi \mu C t r^2}{K}$$

3.4.2. FLUJO CONTINUO O ESTACIONARIO

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, o 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 r_e del centro del pozo, y la presión fluyente en la cara de la arena, P_{wfs} a una distancia r_w o radio del pozo; ambas presiones deben ser referidas a la misma profundidad y por lo general se utiliza el punto medio de las perforaciones o cañoneo. Para cada valor de este diferencial ($P_{ws}-P_{wfs}$), tradicionalmente conocido como “Draw-down”, se establecerá un caudal de flujo del yacimiento hacia el pozo.

En geometría radial y para yacimientos subsaturados la ecuación está dada por:

$$q = \frac{0.00708Kh(P_{ws} - P_{wfs})}{\mu B [\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s]}$$

En términos de presión promedio en el área de drenaje P_{ws} , la ecuación quedaría después de utilizar el teorema del valor medio

$$q = \frac{0.00708Kh(\overline{P_{ws}} - P_{wfs})}{\mu B [Ln\left(\frac{re}{rw}\right) - 0.5 + s]}$$

3.4.3. FLUJO SEMICONTINUO

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con tiempo pero a una tasa constante, ($dP/dt = \text{constante}$). Se presenta cuando se pseudo estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento finito de tal forma que en el borde exterior de dicha área no existe flujo, bien sea porque los límites del yacimiento constituyen los bordes del área de drenaje o porque existen varios pozos drenando áreas adyacentes entre sí.

A continuación se presentan las ecuaciones para yacimientos subsaturados, las cuales son homólogas a las de flujo continuo.

$$q = \frac{0.00708Kh(P_{ws} - P_{wfs})}{\mu B [Ln\left(\frac{re}{rw}\right) - 0.5 + s]}$$

En términos de presión promedio

$$q = \frac{0.00708Kh(\overline{P_{ws}} - P_{wfs})}{\mu B [Ln\left(\frac{re}{rw}\right) - 0.75 + s]}$$

3.5. INDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad es una propiedad del comportamiento del yacimiento que nos indica la facilidad con que los fluidos están pasando al pozo.

Matemáticamente se define como J y expresa la relación entre el caudal de entrada al pozo y la caída de presión entre la presión de yacimiento (P_{ws}) y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}).

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

De acuerdo a las ecuaciones de flujo descritas anteriormente, para un yacimiento subsaturado que fluye en estado pseudo estable el índice de productividad se puede escribir como

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{0.00708Kh}{\mu\beta[\text{Ln}\left(\frac{re}{rw}\right) - 0.5 + s]}$$

A partir de esta ecuación nos damos cuenta que propiedades como la permeabilidad, la viscosidad, el factor volumétrico, y el daño influyen en el índice de productividad. Como se puede apreciar en la ecuación entre mayor sea la permeabilidad, mal alto es el índice de productividad, y en cuanto más alto es el daño, el índice de productividad va a ser menor.

Despejando el término P_{wf} de la ecuación del índice de productividad obtenemos:

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q}{J}$$

En un momento particular de la vida del yacimiento, P_{ws} tiene un valor específico, por lo que si J es constante, al graficar P_{wf} contra q se obtiene una línea recta. Cabe recordar que esta situación solo se presenta cuando no hay presencia de gas en la producción, es decir, para yacimientos subsaturados.

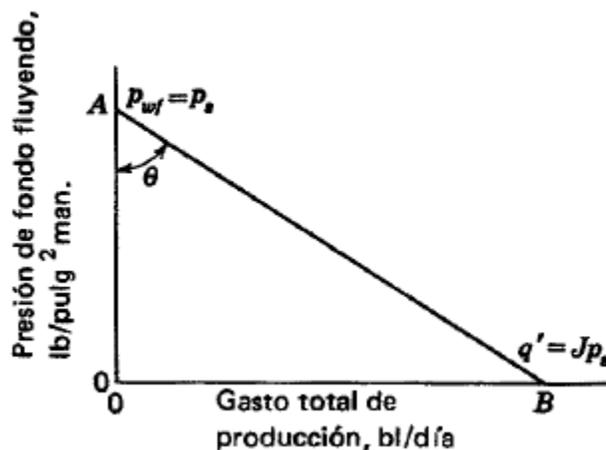


Figura 10. IPR para flujo monofásico

Fuente: Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. T.E.W. Nind.

De acuerdo a la gráfica, el valor de q en el punto B, es decir Jp_s , se llama potencial del pozo, también conocida como AOF se refiere el gasto máximo al cual la formación puede entregar líquido hacia el pozo, lo que se presenta cuando la P_{wf} es cero.

3.6. CAPACIDAD DE PRODUCCION DEL SISTEMA

La capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de oferta de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie. Para este análisis es muy útil relacionar numérica y gráficamente la rata de producción de un pozo en función de la presión de fondo de pozo, P_{wf} . La forma de representación gráfica es conocida con el nombre de curva IPR (Inflow Performance Relationship).

Las ecuaciones mostradas hasta ahora para los casos de flujo transiente, continuo y semicontinuo pueden ser usadas para construir las curvas IPR para yacimientos subsaturados.

3.6.1. IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS)

La curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes (P_{wfs}), y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede entregar al pozo para cada una de dichas presiones. La IPR manifiesta una imagen instantánea de la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento dado de su vida productiva y es normal que esta capacidad de aporte disminuya debido a diversos factores. A continuación se presentan algunos factores que influyen en la forma de la IPR.

3.6.2. EFECTO DEL MECANISMO DE EMPUJE

Existe un rango de la capacidad de recuperación de cada mecanismo de empuje. En consecuencia el caudal de producción también se verá afectado por el mecanismo de empuje que haya en el yacimiento, por ende, el valor de J será mayor para el mecanismo que más capacidad de aporte tenga.

3.6.3. EFECTO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACION FVF

El factor volumétrico también conocido como B_o tiene una relación inversa con el índice de productividad, puesto que a medida que el aceite va perdiendo presión, el gas comienza a liberarse; cuando llega al punto de burbuja, el gas liberado hace que el aceite fluya con más facilidad hacia el pozo.

3.6.4. EFECTO DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE

La viscosidad se define como la resistencia al flujo de los fluidos, entonces, cuando el aceite tiene una alta viscosidad es más difícil que éste fluya hacia el pozo, por ende tiene una relación inversa con el índice de productividad.

Cuando el yacimiento se encuentra por debajo del punto de burbuja, hay liberación de gas, esto hace que la viscosidad del aceite aumente debido a que los componentes volátiles se liberan.

3.6.5. EFECTO DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA

A medida que se forma gas libre en el yacimiento, este gas llena los poros de la formación, reduciendo la permeabilidad relativa del aceite, haciendo que la capacidad de flujo del aceite se vea afectada.

3.6.6. EFECTO DE FORMACIÓN ESTRATIFICADA

Prácticamente, cualquier formación productora está estratificada hasta cierto grado, es decir, contiene capas de permeabilidad diferente, por tanto se debe hallar cada IPR individual y luego sumarla para obtener la IPR compuesta. Se puede concluir que muchos pozos, debido a la estratificación y al agotamiento diferencial subsecuente de la zona de producción, muestran una curva del IPR como se ilustra en la siguiente figura

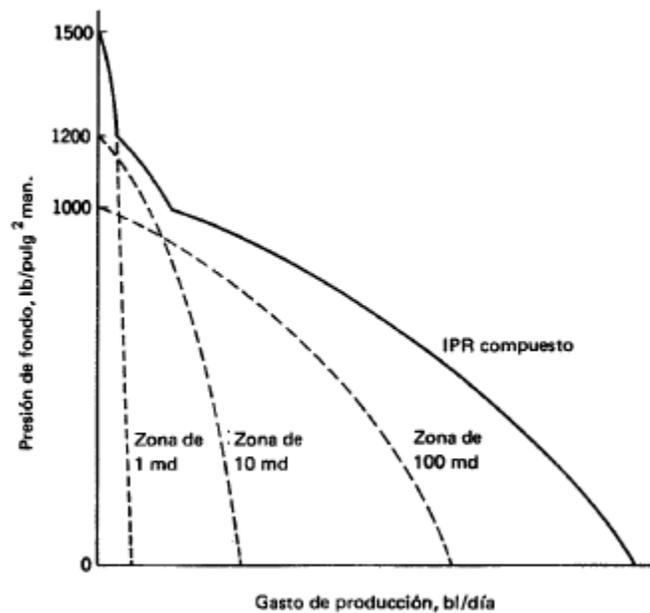


Figura 11. IPR compuesta

Fuente: Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. T.E.W. Nind.

3.7. IPR PARA FLUJO BIFÁSICO

Anteriormente se había discutido el cálculo de la IPR y el índice de productividad para flujo monofásico, en esta sección se hará énfasis en la representación de la IPR para yacimientos saturados, es decir, aquellos que se encuentran por debajo del punto de burbuja y por ende hay presencia de gas.

3.7.1. METODO DE VOGEL

Vogel realizó un estudio en el cual usó un modelo matemático del yacimiento para calcular la IPR de un pozo de petróleo produciendo en un yacimiento saturado. El estudio fue basado en cálculos hechos para 21 condiciones de yacimientos diferentes incluyendo diferentes propiedades de fluidos, espaciamiento entre pozos y factores de daño. Con los datos disponibles, Vogel graficó presiones adimensionales P_{wf}/P_r vs caudales adimensionales q/q_{max} . El encontró que para todos los casos estudiados, la forma de la curva de IPR adimensional fue la misma, con esto obtuvo una ecuación empírica mostrada a continuación:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Para la aplicación de este método es necesario conocer la presión del yacimiento, la presión de burbuja del yacimiento, y los resultados de una prueba de flujo estabilizada, es decir, una prueba que en un momento me indique el caudal que está fluyendo y la respectiva presión en fondo de pozo. Con estos datos se calcula el caudal máximo o AOF y posteriormente se generan los caudales de acuerdo a las P_{wfs} establecidas. De esta manera se construye la IPR para yacimientos saturados y su representación no es una línea recta, sino curva.

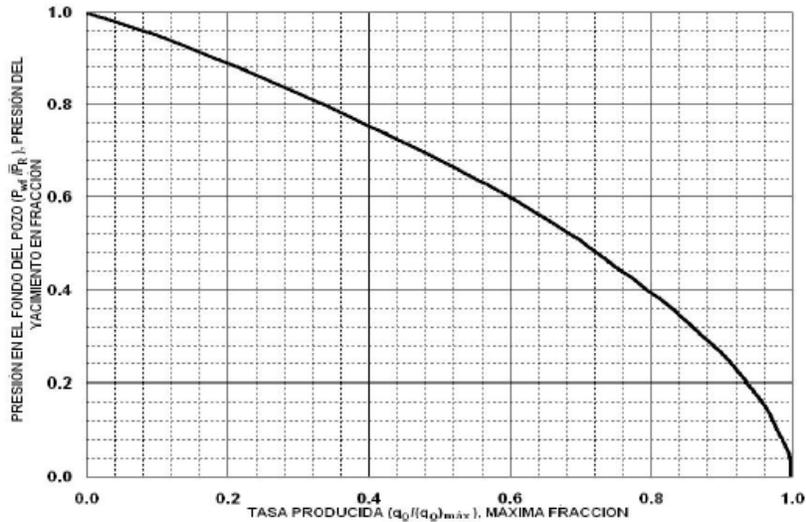


Figura 12. IPR para flujo bifásico

Fuente: DALE H, BEGGS. Production optimization using nodal analysis

Una variación hecha por Beggs al método de Vogel sirvió para aplicar la ecuación de Vogel a yacimientos subsaturados. El primer caso es cuando la P_{wf} se encuentra por encima de la presión de burbuja.

Se calcula el índice de productividad con la fórmula de J constante y se calculan los caudales dadas las presiones hasta el punto de burbuja

$$q_o = J(P_r - P_{wf})$$

Se calcula el caudal (q_b) a la presión de burbuja

$$q_b = J(P_r - P_b)$$

Se generan los valores de IPR a presiones (P_{wf}) por debajo de la presión de burbuja calculando los caudales con la ecuación modificada por Beggs

$$q_o = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

El segundo caso ocurre cuando la P_{wf} se encuentra por debajo de la presión de burbuja

Con los datos de la prueba se calcula el índice de productividad con la ecuación modificada de Beggs

$$J = \frac{q_o}{P_r - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]}$$

Se calcula el caudal (q_b) a la presión de burbuja

$$q_b = J(P_r - P_b)$$

Se generan valores de IPR para presiones $P_{wf} > P_b$ y se calcula la rata con la ecuación lineal del índice de productividad

$$q_o = J(P_r - P_{wf})$$

La grafica de la IPR al tener cualquiera de los dos casos siempre va a ser la misma

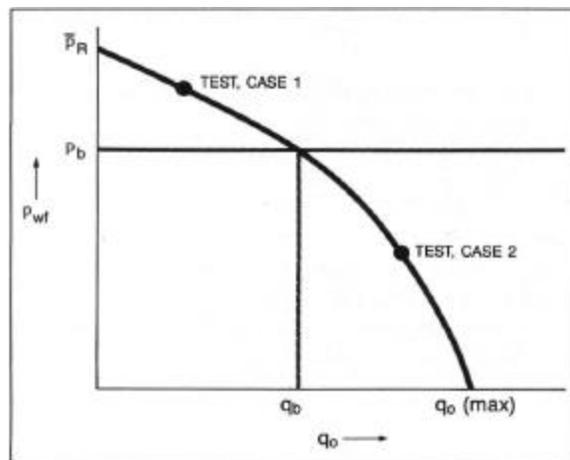


Figura 13. IPR del método de Vogel a yacimientos subsaturados
Fuente: DALE H, BEGGS. Production optimization using nodal analysis

Standing hizo dos aportes muy importantes al estudio del comportamiento de afluencia de los pozos de petróleo. El primer aporte fue incluir el factor de daño a la ecuación de Vogel, dado que el trabajo inicial de Vogel no consideró este efecto. El segundo aporte fue el de proponer un método para estimar las IPR a futuro.

Al final de la sección se hará una tabla resumen con los diferentes métodos para calcular la IPR, incluyendo otros métodos no descritos aquí.

3.7.2. EFICIENCIA DE FLUJO

Cuando los pozos no tienen daño y tampoco están estimulados, es decir el Skin es igual a cero, el índice de productividad reflejará el verdadero rendimiento del pozo, conocido como J ideal o (J'). La eficiencia de flujo relaciona la productividad ideal del pozo y la productividad real.

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

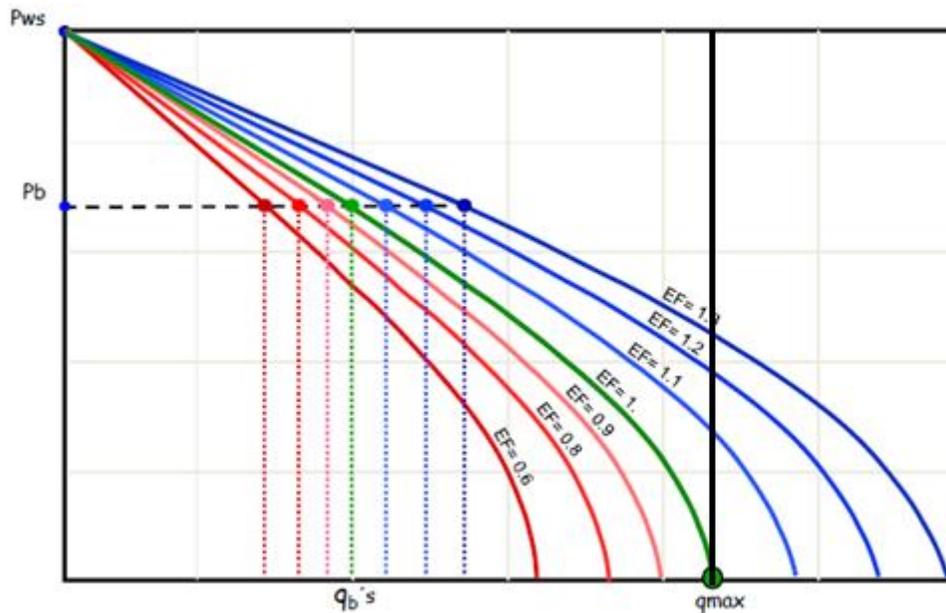


Figura 14. Eficiencia de flujo de un pozo

Fuente: Ecopetrol. Modulo OIPS. Análisis nodal del sistema subsuelo – superficie

3.7.3. MÉTODO DE FETKOVICH

Fetkovich participó en la investigación de la productividad de pozos y planteó tres posibles casos.

CASO I

P_r y $P_{wf} > P_b$. Es el caso de un yacimiento produciendo en condiciones subsaturadas. En esta región la permeabilidad relativa al aceite es igual a 1, entonces la función presión se hace constante.

$$f(P) = \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right)_p$$

El índice de productividad se define en términos de los parámetros de yacimiento

$$J = \frac{0.00708Kh}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right]}$$

μ_o y B_o se evalúan a la presión promedio $\frac{P_r + P_{wf}}{2}$ y la IPR se calcula con la fórmula lineal del índice de productividad

$$q_o = J(P_r - P_{wf})$$

CASO II

P_r y $P_{wf} < P_b$. Es en caso de un yacimiento produciendo en condiciones saturadas. La función de presión varía en forma de línea recta.

$$f(P) = \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right)_{pb} \left(\frac{P}{P_b} \right)$$

Al remplazar en la ley de Darcy e integrando se obtiene la expresión

$$q_o = \frac{0.00708Kh}{\left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right]} \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right)_{pb} \frac{1}{2P_b} (P_r^2 - P_{wf}^2)$$

Introduciendo el concepto de índice de productividad la expresión se transforma en

$$q_o = J \frac{1}{2P_b} (Pr^2 - Pwf^2)$$

El término $\left(\frac{J}{2P_b}\right)$ es comúnmente conocido como el coeficiente de comportamiento C. Además para incluir el posible efecto de flujo no Darcy debido a la turbulencia en las cercanías al pozo, se introduce el exponente n, cuyo valor debe estar entre 0.5 y 1; cuando el valor se acerca a 1 el flujo tiende a ser laminar

$$q_o = C(Pr^2 - Pwf^2)^n$$

Como hay dos incógnitas (C y n) es necesario conocer el resultado de dos pruebas de producción del pozo. Al reescribir la ecuación en términos de logaritmos se obtiene

$$\log(Pr^2 - Pwf^2) = \frac{1}{n} \log(q) - \frac{1}{n} \log(C)$$

Se grafican $Pr^2 - Pwf^2$ vs q en escala log-log. El resultado es una línea recta que tiene una pendiente 1/n. El valor de C puede ser calculado usando cualquier punto de la línea recta una vez sea conocido n

Una vez se conozcan los valores de n y C, se puede proceder a calcular toda la IPR. Este método es muy útil aplicarlo a pozos que producen solo gas.

CASO III

$Pr > Pb$ y $Pwf < Pb$. Para este caso hay dos funciones de presión en la cual una es constante y la otra varía linealmente. Al reemplazar en la ecuación de Darcy y hacer la respectiva integración se obtiene la siguiente ecuación la cual es utilizada para calcular la IPR

$$q_o = J(Pr - P_b) + \frac{J}{2P_b} (P_b^2 - Pwf^2)$$

Método	Ecuación	Características
LEY DE DARCY	$J = \frac{q}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{0.007082Kh}{B\mu \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right]}$	Flujo radial, líquido homogéneo de poca compresibilidad, yacimiento subsaturado, horizontal, uniforme en estado seudo estable, con skin
	$q = \frac{Kh (\bar{P} - P_{wf})}{162.6 B\mu} \left(\log t + \log \frac{K}{\phi \mu C t r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right)^{-1}$	Flujo radial, líquido homogéneo, yacimiento subsaturado en estado transitorio, con skin
	$J = \frac{q}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{0.007082Kh}{B\mu \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.5 + s \right]}$	Flujo radial, líquido homogéneo de poca compresibilidad, yacimiento subsaturado, horizontal, uniforme en estado estable, con skin.
VOGEL Y BEGGS	$q_o = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$	Yacimiento subsaturado, horizontal, uniforme. Estado estable. Flujo radial. Sin Skin
VOGEL Y STANDING	$\frac{q_o}{\frac{q_o}{FE=1}} = 1.8FE \left(1 - \frac{P_{wf}}{Pr} \right) - 0.8(FE)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{Pr} \right)^2$	Yacimiento saturado, horizontal, uniforme, en estado estable. Flujo radial. Con skin diferente de cero
WIGGINS	$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.52 \frac{P_{wf}}{Pr} - 0.48 \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right)^2$	Yacimiento saturado con factor de daño cero. Yacimiento horizontal uniforme en estado estable. Flujo radial, líquido homogéneo, sin skin.
FETKOVICH	$q_o = \frac{0.00708Kh}{\left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right]} \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right)_{pb} \frac{1}{2P_b} (Pr^2 - P_{wf}^2)$ $q_o = C(Pr^2 - P_{wf}^2)^n$ $\log(Pr^2 - P_{wf}^2) = \frac{1}{n} \log(q) - \frac{1}{n} \log(C)$	Calcula el IPR para pozos de aceite usando el mismo tipo de ecuaciones usadas para analizar pozos de gas. Se desarrolla por medio de pruebas isócronas y pruebas flow after flow.
JONES	$\bar{P} - P_{wf} = Cq + Dq^2$ $C = \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right] \frac{\mu B}{0.00708Kh}$ $D = \frac{2.3 * 10^{-14} \beta B o^2 \rho}{0.00708Kh}$	Flujo radial y turbulento, líquido homogéneo de poca compresibilidad, yacimiento horizontal uniforme en estado pseudoestable, con skin.

Tabla 5. Resumen métodos para calcular IPR

3.8. FLUJO EN TUBERÍAS

Debido a que en la industria petrolera la mayoría de las operaciones están relacionadas al flujo de fluidos en tuberías, es conveniente tener conocimiento de los conceptos básicos relacionados al comportamiento de los fluidos a medida que fluyen en las tuberías bajo diferentes condiciones de trabajo, de manera que puedan ser aplicados de la mejor forma posible.

Siempre que la presión del sistema sea superior a la presión del punto de burbuja, el gas se mantendrá en solución en el crudo, pero si esta presión disminuye a tal punto que sea inferior al punto de burbuja, el gas saldrá de la solución y continuará fluyendo de forma libre a través de las tuberías. Al haber flujo conjunto de crudo, gas y en muchas ocasiones de agua, se empieza a tratar como un flujo multifásico. La forma como se distribuyan esas diferentes fases en las tuberías, además de la dirección de flujo y el efecto de las fuerzas gravitacionales son los factores que definen el comportamiento del flujo en las mismas.

Dicho esto, se debe tener en cuenta que los principios de conservación de la masa, energía y momentum son cruciales para explicar el movimiento de fluidos a través de tuberías y por consiguiente en la realización de todos los cálculos concernientes.

3.8.1. CONSERVACION DE MASA

Estipula que la cantidad de masa que entra menos la que sale a través de una tubería, debe ser igual a la acumulación de masa en dicha sección.

Su ecuación es:

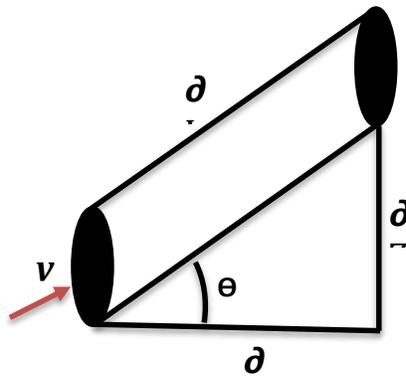
$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial L} = 0$$

En un flujo estable donde no ocurren cambios de densidad con el tiempo, el primer factor de la ecuación se anula quedando:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial L} = 0$$

3.8.2. CONSERVACIÓN DEL MOMENTUM

Se establece que para una sección de tubería, la rata de momentum que entra menos la que sale más la rata de acumulación de momentum en dicho segmento de tubería, debe ser igual a la suma de todas las fuerzas que actúan sobre el fluido.



$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial L}(\rho v^2) = -\frac{\partial P}{\partial L} - \tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \text{ Sen}\theta$$

Figura 15. Momentum en una tubería

Fuente: Brennen, Christopher Earls (2005) Fundamentals of Multiphase Flow. Cambridge University Press.

3.8.3. GRADIENTE DE PRESIÓN

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_T = \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_h + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ac}$$

De acuerdo a la ecuación anterior se puede deducir que el gradiente de presión total está conformada por un componente debido a la fricción entre los fluidos viscosos y la pared de la tubería $(dP/dL)_f$, un componente debido a los cambios en la elevación

del fluido $(dP/dL)_h$ y un componente ocasionado por la aceleración del fluido al circular por la tubería $(dP/dL)_{ac}$.

3.8.4. REGÍMENES DE FLUJO EN TUBERÍAS

La naturaleza del flujo a través de un tubo puede ser caracterizada por el valor que tome el número de Reynolds, siendo éste, una cantidad adimensional que depende de variables como la densidad (ρ) y viscosidad (μ) del fluido, velocidad del flujo (v) y el diámetro del tubo (D). Este número se define como:

$$N_{Re} = \frac{\rho v D}{\mu}$$

En lo concerniente a pérdidas de energía por el flujo de fluidos en tuberías, es necesario conocer el comportamiento, o como se mencionó anteriormente, la naturaleza del flujo de dicho fluido. Gracias al número de Reynolds se hizo posible identificar los tipos de regimen de flujo en tuberías:

3.8.4.1. FLUJO LAMINAR

Se considera que existe flujo laminar si el número de Reynolds es menor a 2000. Este flujo se caracteriza por el deslizamiento de capas cilindricas concentricas, unas sobre otras de manera ordenada para tubería, en canales el fluido se mueve en trayectorias suaves definidas o en líneas de corriente, y las capas de fluido con espesor infinitesimal parecen deslizarse sobre capas adyacentes.

3.8.4.2. FLUJO TURBULENTO

Si el número de Reynolds es mayor a 4000 se considera que existe flujo turbulento. Se caracteriza por el movimiento irregular e indeterminado de las partículas del fluido en direcciones diferentes a la dirección principal del fluido.

3.8.4.3. FLUJO TRANSICIONAL

Para los casos donde el número de Reynolds se encuentra entre 2000 y 4000, es imposible predecir qué tipo de flujo existe. Es por esto que a este rango de números de Reynolds se le designó en nombre de Región Crítica o Flujo Transicional. Existe cuando el caudal y por ende la velocidad del fluido incrementan después de estar en flujo laminar, ocasionando que las laminas comiencen a ondularse y romperse.

3.8.5. PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS

Se denomina patrón de flujo a una distribución geométrica en particular de los componentes de un fluido mientras éste fluye a través de una tubería.

Cuando se analiza el flujo de un fluido a través de una tubería es fundamental tener en cuenta que dicho fluido puede estar constituido por más de una fase y además que debido a la diferencia de densidades y viscosidades entre las diferentes fases, estas tienden a separarse formando ciertos patrones de flujo.

Asimismo es posible encontrar diferentes patrones de flujo asociados a un mismo pozo como producto de variaciones de la presión y temperatura a las que es sometido el fluido a medida que fluye por las tuberías cambiando la profundidad.

Cerca del fondo del pozo es factible encontrar una fase líquida de crudo o dos fases líquidas de crudo y agua. Sin embargo, a medida que el fluido se desplaza a la superficie la presión disminuye, y si esta alcanza valores por debajo del punto de burbuja, el gas originalmente disuelto en la fase del crudo será liberado, alterando el patrón de flujo como consecuencia de la formación de una tercera fase.

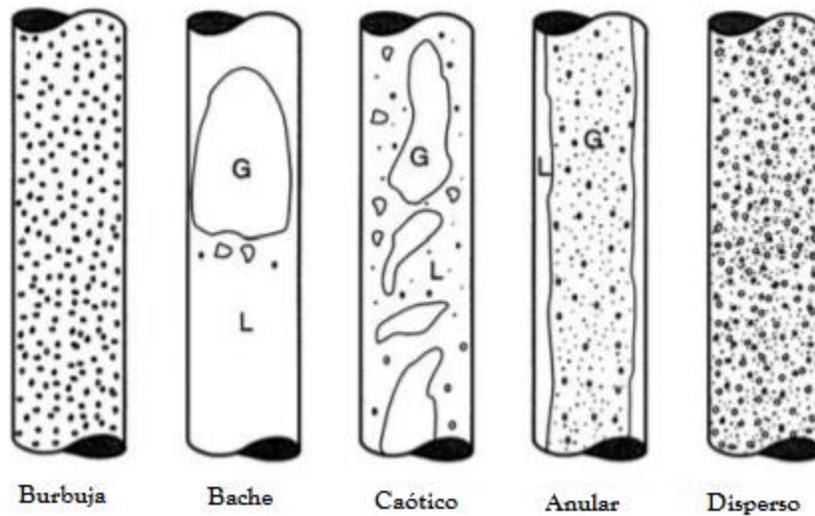


Figura 16. Patrones de flujo en tubería vertical

Fuente: Brennen, Christopher Earls (2005) *Fundamentals of Multiphase Flow*. Cambridge University Press.

Para el caso de tuberías verticales con flujo multifásico ascendente, se ha reconocido la existencia de cinco patrones de flujo

3.8.5.1. FLUJO BURBUJA

Este patrón de flujo ocurre en pozos con bajas tasas de flujo de gas, donde la fase gaseosa se encuentra en la forma de burbujas de gas que están discretas y uniformemente distribuidas en una fase líquida que es continua.

3.8.5.2. FLUJO SLUG

Se caracteriza porque el gas toma la forma de una gran burbuja o bache en forma de bala conocida como burbuja de Taylor, cuyo diámetro se aproxima al diámetro de la tubería. Generalmente en medio de dos burbujas de Taylor existe un tapón de la fase líquida que a su vez contiene pequeñas burbujas semejantes a las del Flujo Burbuja.

3.8.5.3. FLUJO CHURN

Es un flujo desordenado que ocurre cuando se presentan altas ratas de flujo de gas. Puede ser interpretado como un flujo Slug más irregular, caótico y distorsionado. El flujo tiene una oscilación asociada al movimiento de la fase líquida que alterna su dirección hacia arriba y hacia abajo.

3.8.5.4. FLUJO ANULAR

Ocurre solamente a altas ratas de flujo de gas. Las burbujas de la fase gaseosa fluyen a través de un canal en el centro de la tubería formando una fase continua mientras que la fase líquida asciende sobre la pared de la tubería. Por lo general, se pueden encontrar gotas de la fase líquida dispersas dentro de la fase gaseosa.

3.8.5.5. FLUJO DISPERSO

Se puede identificar una fase continua y una no continua. Esta última está conformada por pequeñas burbujas. Mientras más pequeñas sean las burbujas, mayor será la dispersión.

Para el flujo horizontal, de dos fases líquidas agua-aceite los patrones de flujo son:

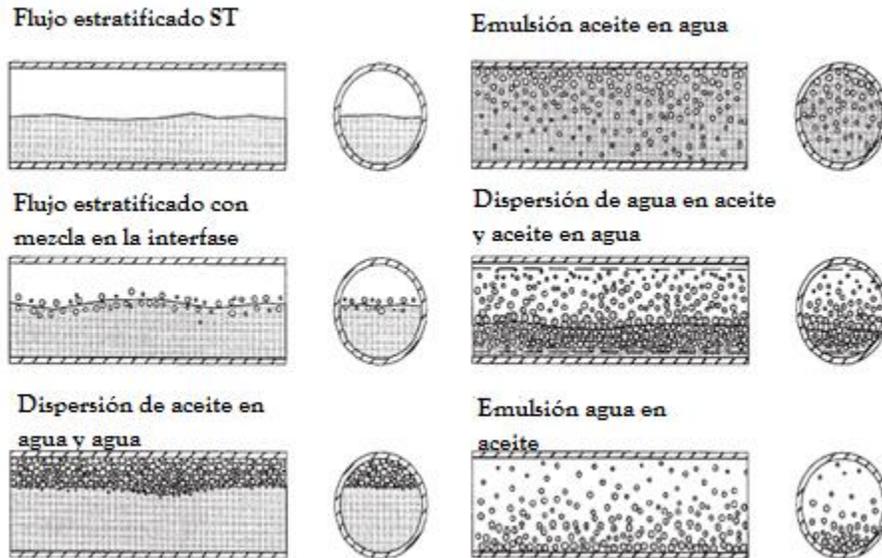


Figura 17. Patrones de flujo en una tubería horizontal para dos fases líquidas
Fuente: A Study of Oil/Water Flow Patterns in Horizontal Pipes

3.8.5.6. FLUJO ESTRATIFICADO (ST)

Las dos fases son continuas y están totalmente separadas, sin mezcla en la interfase.

3.8.5.7. FLUJO ESTRATIFICADO CON MEZCLA EN LA INTERFASE (ST & MI)

Existe separación de las dos fases, con la formación de una mezcla en la interfase. Esta capa nunca es mayor que el espesor de alguna de las dos fases continuas bien definidas que la rodean.

Para flujos horizontales de fase líquida y fase gaseosa se tienen:

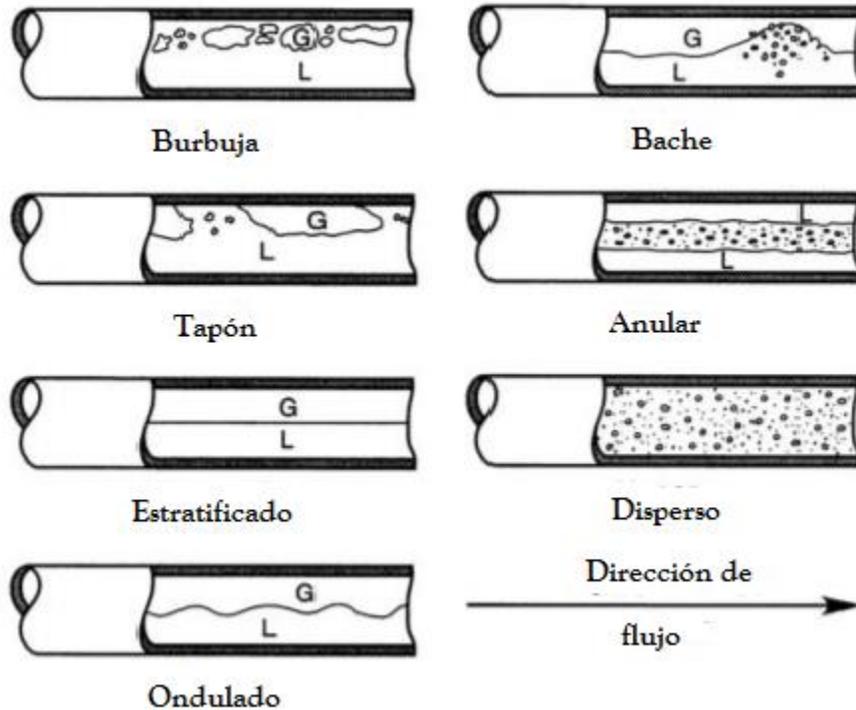


Figura 18. Patrones de flujo en una tubería horizontal para fases líquida y gaseosa
 Fuente. Brennen, Christopher Earls (2005) Fundamentals of Multiphase Flow.
 Cambridge University

3.9. OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

3.9.1. ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

Ésta técnica es usada para analizar problemas de producción en pozos de petróleo y gas. El procedimiento puede ser aplicado en pozos con distintos sistemas de levantamiento artificial, si causa algún efecto en el método de levantamiento, la presión puede ser expresada como una función de la tasa de flujo. El procedimiento

se puede aplicar para analizar el rendimiento en pozos inyectoros, para una apropiada modificación de las ecuaciones de entrada (inflow) y salida (outflow) de flujo.

Los principales objetivos del análisis nodal son:

- Determinar la rata de flujo a la cual producirá un pozo de aceite o gas considerando la geometría del wellbore y las limitaciones del completamiento.
- Determinar las condiciones de flujo bajo las que 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.
- Diseño de las redes de flujo en superficie
- Evaluación y simulación de pozo.

Todos los componentes aguas arriba (upstream) del nodo comprenden la sección de entrada (inflow), mientras que la sección de salida (outflow) consiste en el conjunto de componentes aguas abajo (downstream) del nodo. Debe estar disponible para cada componente del sistema una relación entre la rata de flujo y la caída de presión. El flujo a través del sistema puede determinarse una vez se cumplan las siguientes condiciones:

- El flujo de entrada al nodo es igual al flujo de salida del mismo
- Solo puede existir un valor de presión para un nodo.

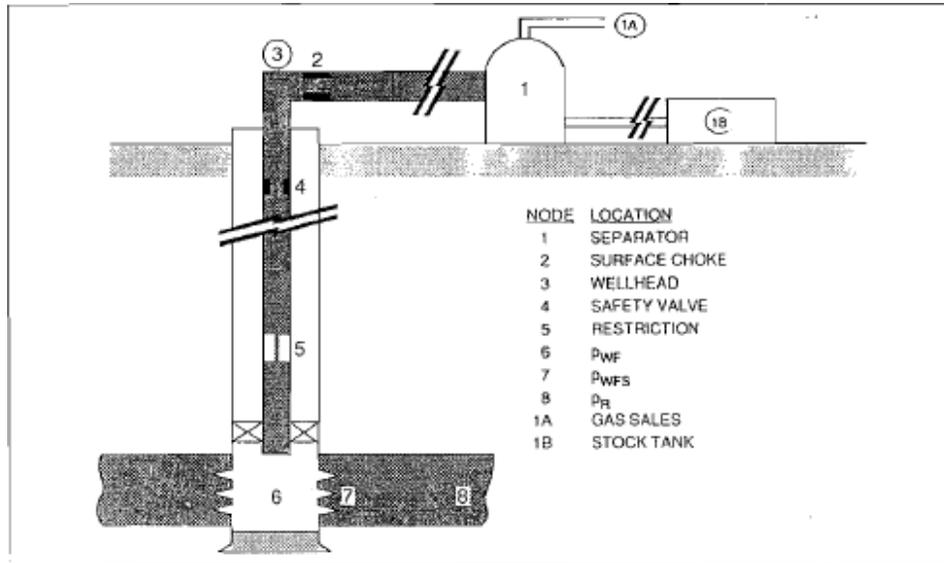


Figura 19. Componentes de un sistema de producción
 Fuente: DALE H, BEGGS. Production optimization using nodal analysis

Por ejemplo, en un sistema sencillo de producción, si el nodo está en el fondo del pozo:

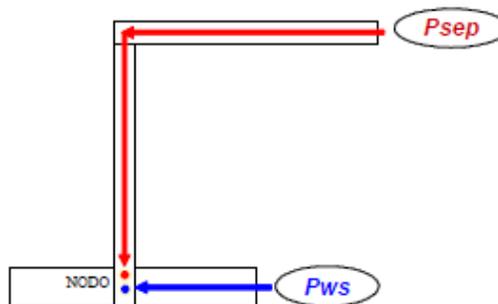


Figura 20. Nodo en fondo de pozo para un sistema de producción
 Fuente: Optimización de la producción mediante análisis nodal. ESP OIL.
 Engineering consultants

Presión de llegada al nodo: $P_{wf} \text{ (oferta)} = P_{ws} - \Delta P_{yacimienyo} - \Delta P_{completamiento}$

Presión de salida del nodo: $P_{wf} \text{ (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_{líneas} + \Delta P_{pozo}$.

3.9.2. CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA EN EL FONDO DEL POZO

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 demanda es la VLP (Vertical Lift Performance).

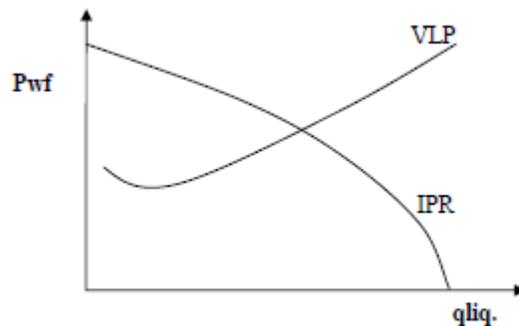


Figura 21. Curvas de oferta (inflow) y demanda (outflow)
Fuente: Optimización de la producción mediante análisis nodal. ESP OIL.
Engineering consultants

3.9.3. TASA DE PRODUCCIÓN POSIBLE O DE EQUILIBRIO

La capacidad de producción del pozo en flujo natural lo establece la tasa de producción para la cual la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento se iguala a la capacidad de extracción de fluidos del pozo conjuntamente con su línea de flujo en superficie. Para obtener gráficamente la tasa de producción antes mencionada se debe dibujar en la misma gráfica las curvas de oferta y demanda en el fondo de pozo, y el punto donde se interceptan muestra la tasa de equilibrio con su respectiva p_{wf} .

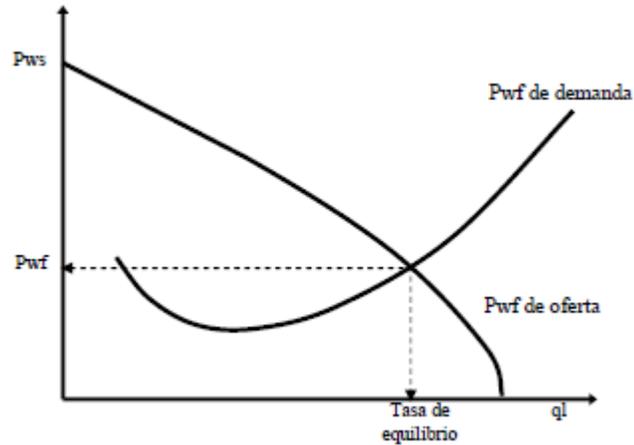


Figura 22. Tasa de producción de equilibrio

Fuente: Optimización de la producción mediante análisis nodal. ESP OIL.
Engineering consultants

Las curvas de comportamiento de afluencia y efluencia obtenidas, son función de los siguientes parámetros claves del sistema:

- Características del yacimiento
- Características de la tubería de producción y línea de descarga
- Presión en el nodo inicial y final del sistema
- Porcentaje de agua producido
- Relación gas – líquido (GLR)
- Longitud de las tuberías
- Temperatura
- Características de los fluidos a manejar
- Topografía del terreno en el caso de línea de descarga
- Grado de desviación del pozo

3.9.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

Partiendo del hecho de que la caída de presión es una función de la rata de flujo, una gráfica de presión de nodo vs rata de flujo, dará como resultado dos curvas; si el

nodo es en fondo de pozo la gráfica será la descrita anteriormente de oferta vs demanda.

El efecto de un cambio de cualquiera de los componentes del sistema de producción puede ser analizado calculando nuevamente la presión de nodo vs rata de flujo utilizando las nuevas características del componente que fue reemplazado. Si el cambio tiene lugar en un elemento aguas arriba (upstream) la curva de sección de salida permanecerá inalterada, y viceversa. En todo caso, si por lo menos una de las curvas sufre algún cambio, la intersección se desplazará, y resultarán nuevos valores para la rata de flujo y la presión del nodo.

Una vez definido el concepto de análisis nodal, sus objetivos y metodologías, se puede concluir que algunas de sus aplicaciones más específicas en la optimización de la producción de pozos de petróleo y gas son:

- Selección de las dimensiones del tubing.
- Selección de las dimensiones de las líneas de flujo.
- Diseño de empaquetamiento con grava.
- Dimensionamiento del estrangulador en superficie.
- Dimensionamiento de válvula de seguridad de subsuelo.
- Análisis de sistemas de producción existentes en busca de restricciones de flujo anormales.
- Diseño de sistemas de levantamiento artificial.
- Evaluación de estimulación de pozos.
- Determinar el efecto de la compresión en el rendimiento de pozos de gas.
- Analizar el efecto de la densidad de las perforaciones.
- Predecir el efecto de la disminución de la presión del yacimiento sobre la capacidad de flujo.
- Análisis de un sistema de producción multipozo.

4. METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS DE LOS CAMPOS TENAY Y DINA NORTE

En este capítulo se abordará el desarrollo de la técnica de análisis nodal en los pozos productores activos de los campos Tenay y Dina Norte. Se utilizará el software “PIPESIM”, el cual permite de una forma minuciosa evaluar la producción de los pozos, y conocer el verdadero potencial del yacimiento. Pipesim no solo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal de pozo, sino que además tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

4.1. LISTADO DE POZOS A ANALIZAR

Los pozos seleccionados corresponden a pozos productores y que están actualmente activos, para el campo Dina Norte todos los pozos operan con BCP, excepto DA 05 y 08 que están en flujo natural; para el campo Tenay todos los pozos operan con BES, excepto PA 01 que trabaja con bombeo mecánico y PA 05 con BCP.

4.2. PROCEDIMIENTO

- **Recopilación y validación de la información**
- **Montaje del modelo de simulación en software**
- **Cotejo del comportamiento actual del pozo**
 - ✓ Ajuste del modelo de flujo vertical y horizontal.
 - ✓ Ajuste de condiciones de operación del Sistema de levantamiento artificial.
 - ✓ Cotejo del comportamiento actual de producción.
- **Optimización del sistema de producción mediante Análisis nodal**
 - ✓ Selección del nodo solución.
 - ✓ Obtención de las curvas de Inflow y Outflow.

✓ Realizar las sensibilidades correspondientes.

➤ **Análisis de sensibilidades**

➤ **Análisis de resultados obtenidos**

4.2.1. RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Se deben conseguir datos de yacimiento como presión, temperatura y daño. Así mismo es indispensable la data del pozo y las características de los fluidos producidos, como el estado mecánico, los intervalos cañoneados, temperatura en superficie y pruebas de producción. Si el pozo posee algún tipo de levantamiento artificial es necesario conocer sus características.

4.2.2. MONTAJE DEL MODELO DE SIMULACION EN SOFTWARE

A continuación se presentará el procedimiento que se llevó a cabo en el montaje de los pozos.

Se diseña el pozo de acuerdo a su estado mecánico.

➤ Aquí se muestra la vista general del pozo, es la primera pestaña y es donde se aprecia todo lo que se va agregando al modelo del pozo que se está simulando. Ésta pestaña es solo de visualización, no se pueden realizar acciones.

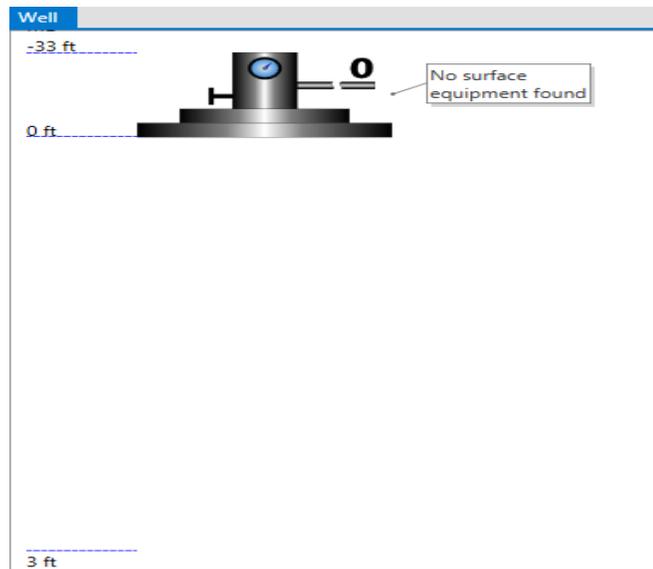


Figura 23. Ventana “general” del software Pipesim
Fuente: Software Pipesim.

- Se crea el pozo con las profundidades establecidas, las tuberías de revestimiento y producción encontradas en el estado mecánico con sus especificaciones (grado, peso y diámetro interno).

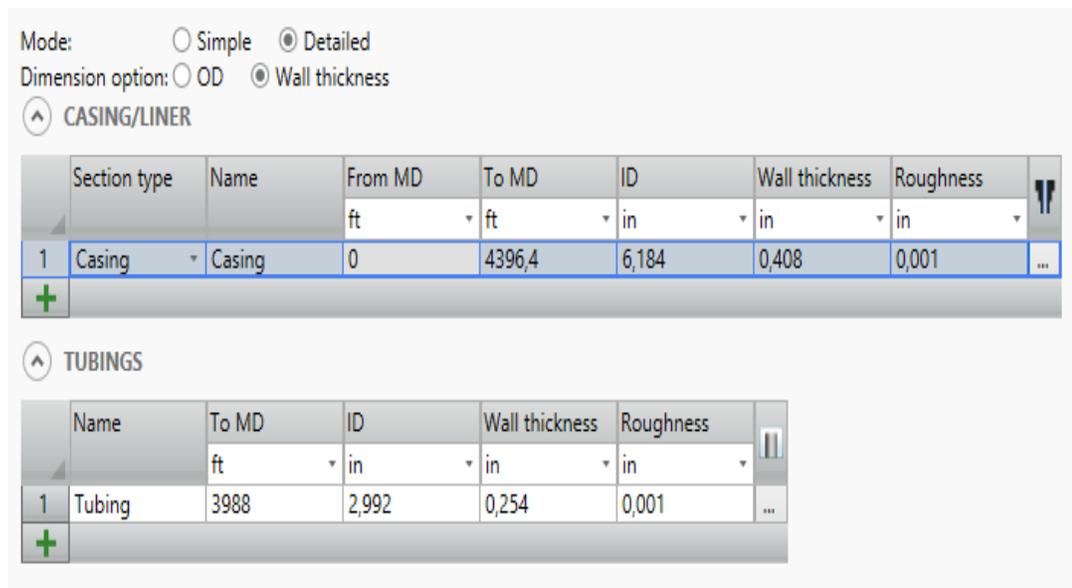


Figura 24. Ventana “Tubulars” del software Pipesim
Fuente: Software Pipesim.

- Se ingresa el survey del pozo, data que también se encuentra en el estado mecánico y me indica la inclinación y el azimut de una localización determinada del pozo, generalmente la profundidad total en el momento de la medición. El survey introducido en la mayoría de los pozos fue de tipo 3D, es decir, posee datos de TVD, MD, azimut y dog leg.

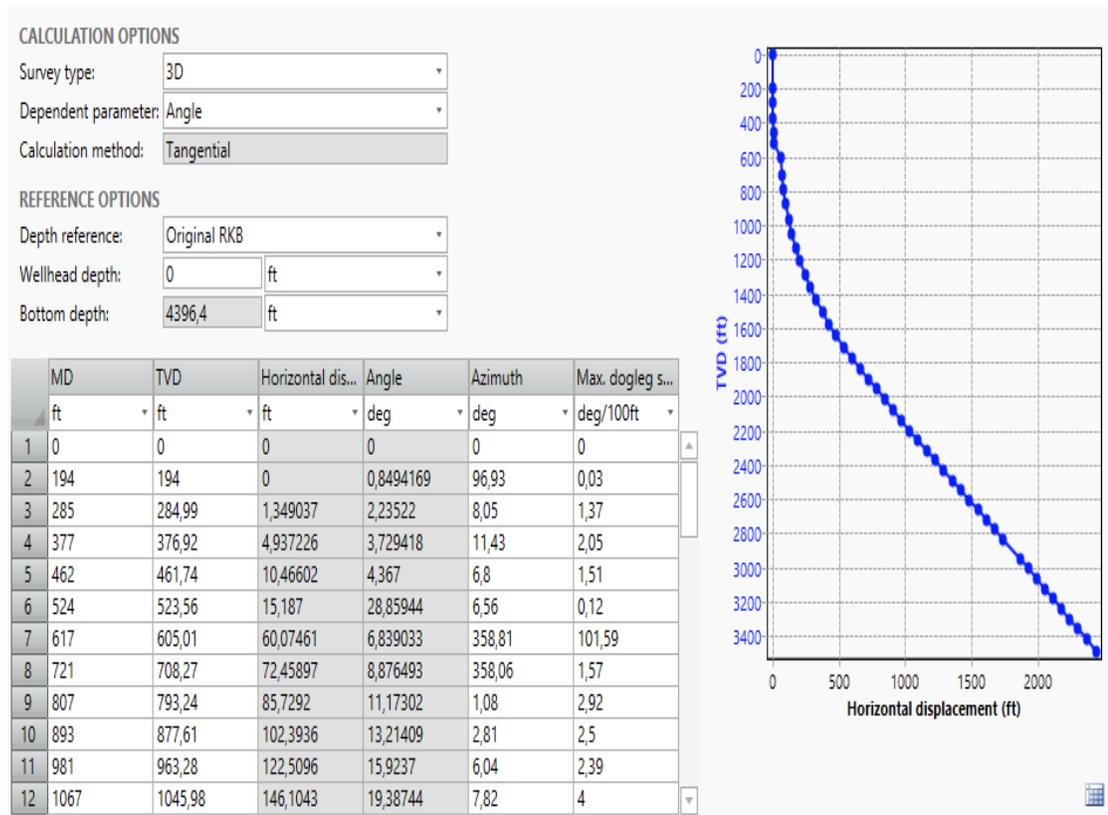


Figura 25. Ventana “Deviation Survey” del Software Pipesim
Fuente: Software Pipesim.

- Se adicionan componentes del pozo como válvulas, empaques, camisas de circulación, choques o “Engine Keywords”. Para todos los pozos se insertaron empaques en el espacio anular para evitar el flujo de fluidos por este espacio. La última herramienta “Engine Keywords” fue muy importante, porque todos los pozos que trabajaron con BCP y bombeo mecánico, las bombas no se encontraban en el catálogo y no había suficiente información, por tanto las bombas se reemplazaron por ésta herramienta que simula bombas de desplazamiento positivo indicando el DP correspondiente de cada bomba.

	Equipment	Name	Active	MD
				ft
1	Packer	Pk 1	<input checked="" type="checkbox"/>	0
2		NA	<input checked="" type="checkbox"/>	3988
3	Engine key...	EKT 1	<input checked="" type="checkbox"/>	3987
+				

ENGINE KEYWORDS

Name:

Active:

Measured depth:

GENERAL

Engine keywords:

Figura 26. Ventana “Downhole equipment” del Software Pipesim.
Fuente: Software Pipesim.

- Se coloca el SLA correspondiente. Como había dicho anteriormente, los pozos con BCP y BM se reemplazaron con la herramienta Engine Keywords. Esta ventana sólo se utilizó para los pozos que manejaron bombeo electrosumergible y se elige la bomba adecuada de acuerdo a las características encontradas en el catálogo.

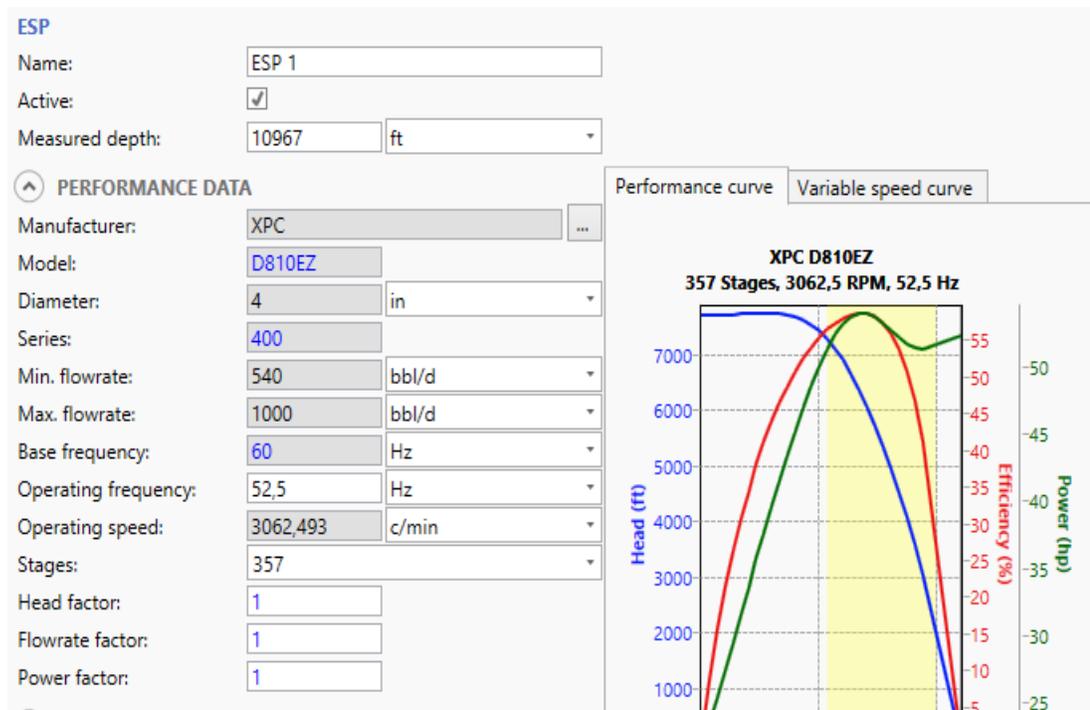


Figura 27. Ventana “Artificial Lift” del Software Pipesim.

Fuente: Software Pipesim.

- Se introducen las propiedades del yacimiento, propiedades del fluido, el modelo IPR presente en el yacimiento y la calibración de las propiedades PVT. Por otro lado aquí también se precisan las perforaciones encontradas en el estado mecánico. Cabe recordar que se puede hacer multicapa o una sola capa. Para el presente caso se realizó con una sola capa, tomando una “arena promedio” ya que no se tenía suficiente información petrofísica de todas las capas.

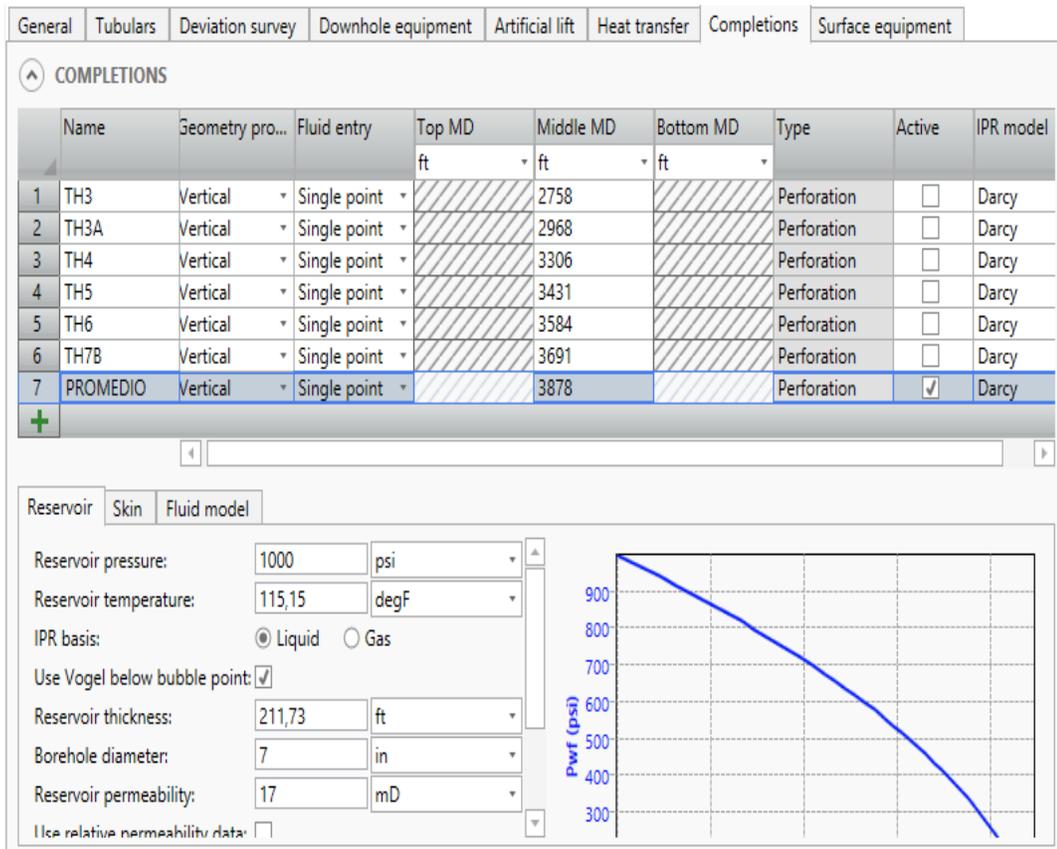


Figura 28. Ventana “Completions” del Software Pipesim.
Fuente: Software Pipesim.

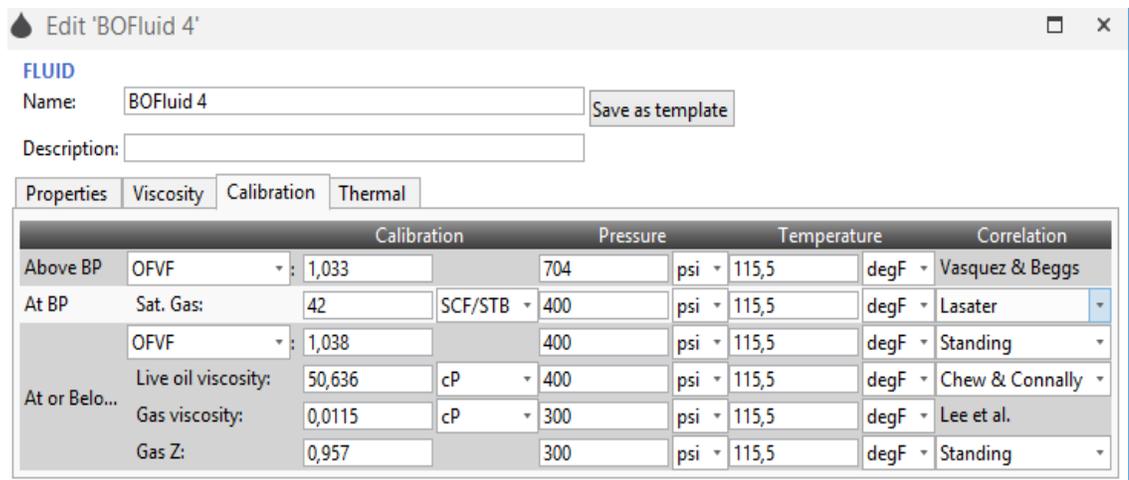


Figura 29. Ventana “Fluid Model” del Software Pipesim.
Fuente: Software Pipesim.

- Se verifica que el pozo se encuentre validado, es decir que no falten casillas por rellenar o inconsistencias en los datos y se deja listo para la simulación de análisis nodal.

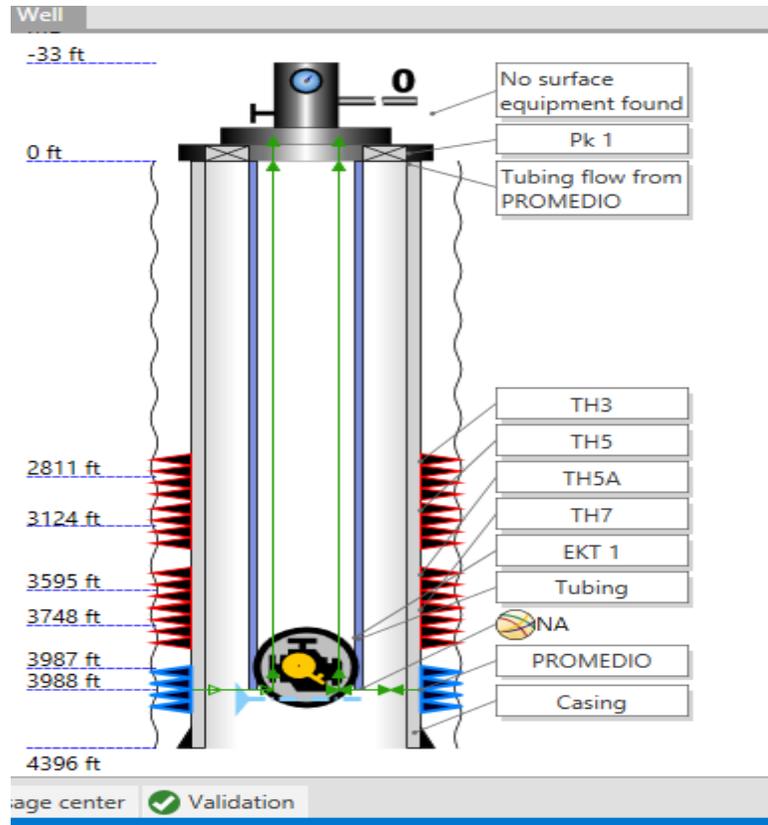


Figura 30. Ventana “general” del Software Pipesim.
Fuente: Software Pipesim.

4.2.3. COTEJO DEL COMPORTAMIENTO ACTUAL DEL POZO

Ajuste a las condiciones de operación del SLA. Se analizaron parámetros como el factor de cabeza para el bombeo electrosumergible y DP para bombeo mecánico y por cavidades progresivas con el fin de mejorar el ajuste del modelo de simulación.

Por otro lado es importante la selección de la correlación que mejor ajuste tuviera al perfil de presiones y a la rata de fluido esperada, comparando los datos de salida del simulador con los datos suministrados en campo.

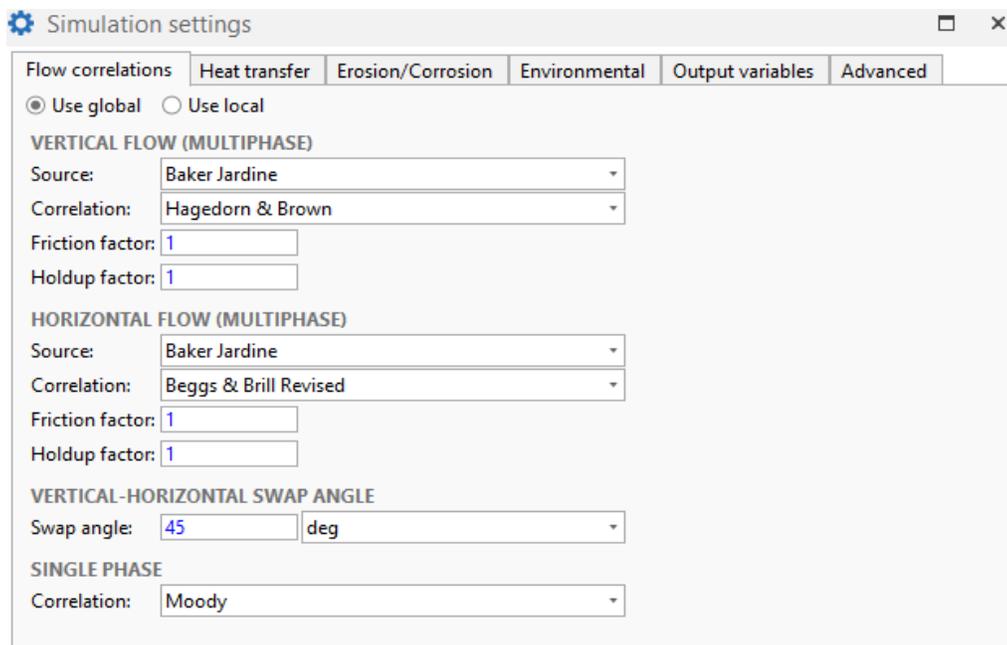


Figura 31. Ventana “Simulation Settings” del Software Pipesim.
Fuente: Software Pipesim.

4.3. OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

Se ubica el nodo a analizar, el cual para todos los pozos fue en **fondo de pozo**. En la figura “30” se puede observar el punto denotado como NA. La ubicación de este nodo me permite identificar como sería el comportamiento si se realiza algún trabajo de estimulación o reacondicionamiento que involucre cambios en la tubería de producción o cambios en las características de las propiedades de subsuelo.

Posteriormente realizamos la gráfica de las curvas de oferta y demanda, verificando que el punto donde se cruzan las dos curvas corresponde al caudal registrado en la prueba de producción, con el fin de comprobar la coincidencia de la simulación con las condiciones reales obtenidas en campo.

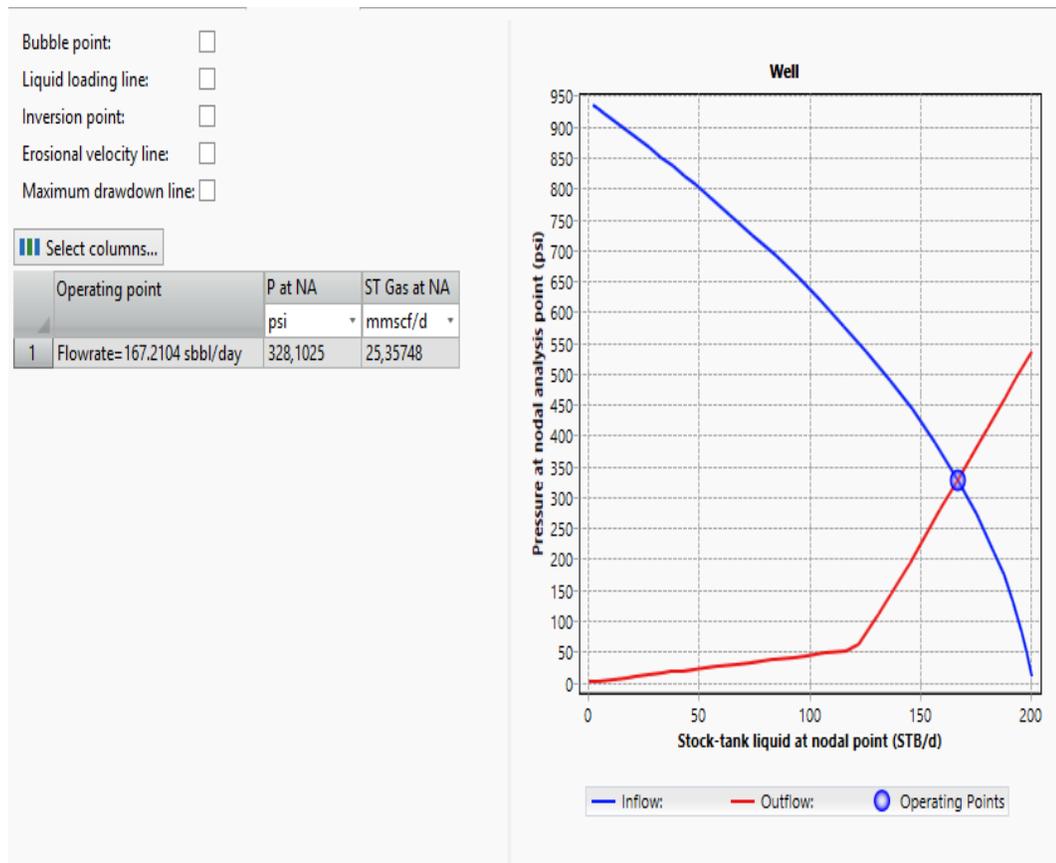


Figura 32. Ventana “Nodal Analysis” del software Pipesim
Fuente: software Pipesim

4.4. SENSIBILIDADES

Es uno de los pasos más importantes, pues aquí es donde verdaderamente se puede apreciar la optimización de la producción. El objetivo de las sensibilidades es analizar ciertas variables tanto de inflow como de outflow. El efecto de un cambio de los componentes o una propiedad del sistema de producción puede ser analizado calculando nuevamente la presión de nodo vs tasa de flujo (Curvas oferta y demanda).

Para nuestro caso, la variable de más énfasis es el Skin (daño mecánico) la cual es la más relacionada con la optimización de la producción, sin embargo también se hicieron sensibilidades a otro tipo de variables como la tubería de producción, la presión en cabeza y frecuencia para pozos que operan con bombeo electrosumergible.

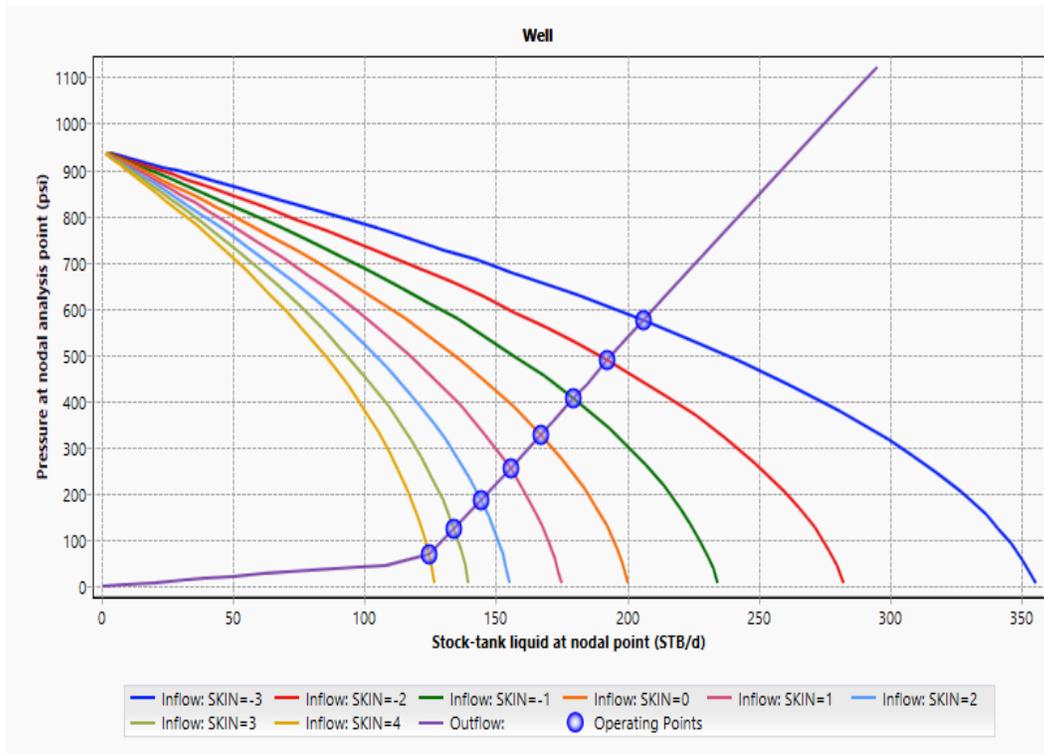


Figura 33. Sensibilidad al Skin para el pozo DA 03
Fuente: Ventana “Nodal Analysis” Software Pipesim.

4.5. POTENCIAL DE PRODUCCIÓN

En las siguientes tablas se presenta la producción de fluidos provenientes de los pozos de los campos Dina Norte y Tenay antes de aplicar la técnica de análisis nodal.

Pozos Dina Norte	BFPD	BOPD	BWPD
DA 05	185 KPCD (GAS)	0	0
DA 08	18 KPCD (GAS)	0	0
DA 01	156	40	116
DA 02	111	31	80
DA 03	165	50	115
DA 04	36	17	19
DA 06	162	53	109
DA 07	136	26	113
DA 09	115	23	92
DA 10	70	32	38
DA 11	132	34	98
DA 12	122	18	104
DA 13	167	18	149
DA 14	185	1	183
DA 15	55	37	18
DA 16	67	40	27
DA 17	27	16	11
DA 18	647	31	616
DA 19	545	5	540
DA 20	361	5	356

Tabla 6. Potencial de producción campo Dina Norte

Pozos Tenay	BFPD	BOPD	BWPD
PA 01	107	96	11
PA 02	172	80	92
PA 03	986	65	921
PA 04	1823	124	1699
PA 05	31	17	14
PA 06	200	104	96

Tabla 7. Potencial de producción campo Tenay

5. RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL

Para calcular el incremento en la producción de fluido debemos aplicar la siguiente fórmula que ayudará a encontrar los barriles de petróleo neto.

$$BOPD = BFPD - \frac{BFPD * BSW}{100}$$

BOPD – Barriles de petróleo por día

BFPD – Barriles de fluido adicionales por día

BSW – Porcentaje de agua y sedimentos.

Es muy importante tener en cuenta que en muchos casos el caudal obtenido en la simulación no siempre concuerda al 100% con el registrado en la prueba de producción. A continuación se muestra la comparación de los resultados con el porcentaje de error.

5.1. COMPARACIÓN DE CAUDALES OBTENIDOS EN CAMPO DINA NORTE

Pozos Dina Norte	Simulación Pipesim	Prueba de producción	Porcentaje de error
	BFPD	BFPD	
DA 05	188 kpcd (gas)	185 kpcd (gas)	1,62
DA 08	21 kpcd (gas)	18 kpcd (gas)	16,67
DA 01	156,12	156	0,08
DA 02	112	111	0,90
DA 03	164,11	165	0,54
DA 04	35,28	36	2,00
DA 06	163,59	162	0,98
DA 07	141,17	136	3,80
DA 09	114,76	115	0,21
DA 10	71,96	70	2,80
DA 11	135,09	132	2,34
DA 12	123	122	0,82
DA 13	168	167	0,60
DA 14	180,37	185	2,50
DA 15	57,46	55	4,47
DA 16	64,77	67	3,33
DA 17	26,39	27	2,26
DA 18	649,33	647	0,36
DN 19	543	545	0,37
DN 20	357	361	1,11

Tabla 8. Comparación caudal de prueba de producción y simulación en campo Dina Norte

Como se puede apreciar, las simulaciones presentan un muy bajo error, sólo en tres pozos (DA 07, 15 y 16) superan el 3% de error. El pozo de gas DA 08 muestra un error mayor debido a que su producción es pequeña.

5.2. COMPARACION DE CAUDALES OBTENIDOS EN CAMPO TENAY

Pozos Tenay	Simulación Pipesim	Prueba de producción	Porcentaje de error
	BFPD	BFPD	
PA 01	108,75	107	1,64
PA 02	176,17	172	2,42
PA 03	987,1	986	0,11
PA 04	1823,63	1823	0,03
PA 05	33,22	31	7,16
PA 06	202,48	200	1,24

Tabla 9. Comparación caudal de prueba de producción y simulación en campo Tenay

Para los pozos de Tenay las simulaciones también son muy aproximadas. Sólo el pozo PA 05 supera el 3% de error.

NOTA: Las sensibilidades de las diferentes variables se van a realizar mediante tablas comparativas. Los **valores en rojo** pueden aparecer en algunas tablas y representan condiciones no recomendables para su uso, esta indicación es arrojada por el software Pipesim e indica que el pozo no funcionaría correctamente. Por esta razón se omiten valores en algunas tablas donde los datos vienen de estos valores (en rojo).

5.3. SENSIBILIDAD DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Pozo	SLA	BSW %	Diámetro interno tubing actual (in)	Tamaño de Tubería nominal (in)				
				2 3/8	2 7/8	3 1/2	4	4 1/2
				Diámetro interno del tubing (in)				
				1,995	2,441	2,992	3,476	3,958
				Caudal de fluido Q (bb/d)				
DA 05	FN	0	1,995	188 kpcd	188 kpcd	188 kpcd	188 kpcd	188 kpcd
DA 08	FN	0	2,441	21 kpcd	21 kpcd	21 kpcd	21 kpcd	21 kpcd
DA 01	BCP	74,28	2,992	81,43	117,5	156,12	174,65	175,42
DA 02	BCP	71,39	2,992	57,59	84,13	112	127,77	135,12
DA 03	BCP	69,67	2,992	85,02	121,95	164,12	187,65	191,1
DA 04	BCP	52,41	2,992	26,79	32,21	35,28	36,13	36,41
DA 06	BCP	67,58	2,992	74,65	112,46	163,57	204,25	232,32
DA 07	BCP	82,88	2,992	79,02	110,58	141,18	154,94	155,44
DA 09	BCP	79,85	2,992	64,28	90,08	114,76	125,11	125,78
DA 10	BCP	54,03	2,992	36,48	53,25	71,98	84	90,8
DA 11	BCP	74,01	2,992	65,83	97,67	135,09	158,41	169,42
DA 12	BCP	85,19	2,992	91,27	110,41	122,99	127	128,75
DA 13	BCP	89	2,992	116	145,84	168	175,59	175,96
DA 14	BCP	99	2,992	63,77	106,71	180,33	266,28	371,87
DA 15	BCP	33,04	2,992	36,18	48	57,46	61,42	62,34
DA 16	BCP	39,9	2,992	38,72	52,31	64,78	71,86	75,37
DA 17	BCP	39,18	2,992	18	23	26,39	26,84	26,95
DA 18	BCP	95,28	2,992	274,28	440,59	649,33	808,56	935,1
DA 19	BCP	99,07	2,992	338,83	454,19	543	579,19	584,4
DA 20	BCP	98,55	2,992	278,89	327,9	357,46	370,57	378,763

Tabla 10. Sensibilidad a la tubería de producción en los pozos del campo Dina Norte

POZO	Tamaño de Tubería nominal (in)				
	2 3/8	2 7/8	3 1/2	4	4 1/2
	Diámetro interno del tubing (in)				
	1,995	2,441	2,992	3,476	3,958
	Barriles de crudo neto				
DA 02	-	-	-	36,6	-
DA 03	-	-	-	56,9	-
DA 04	-	-	-	17,2	-
DA 06	-	-	-	66,2	75,3
DA 10	-	-	-	38,6	41,7
DA 11	-	-	-	41,2	-
DA 12	-	-	-	18,8	19,1
DA 15	-	-	-	41,1	-
DA 16	-	-	-	43,2	-
DA 18	-	-	-	38,2	44,1
DA 19	-	-	-	5,4	-
DA 20	-	-	-	5,4	5,5

Tabla 11. Barriles de crudo neto obtenidos al sensibilizar tubería de producción en los pozos del campo Dina Norte

En la tabla anterior solo se tuvo en cuenta los pozos para los que existe beneficio al realizar cambio de diámetro de la tubería de producción.

Pozo	SLA	BSW, %	Diámetro interno tubing actual (in)	Tamaño de Tubería nominal (in)				
				2 3/8	2 7/8	3 1/2	4	4 1/2
				Diámetro interno del tubing (in)				
				1,995	2,441	2,992	3,476	3,958
				Caudal de fluido Q (bbl/d)				
PA 01	BCP	9,95	2,992	39,86	65,84	108,75	156,51	213,13
PA 02	ESP	53,6	2,992	64,52	106,3	176,17	255,5	352,64
PA 03	ESP	93,38	2,992	382,53	632,96	987,1	1504	2056,4
PA 04	ESP	93,22	2,992	664,23	1106,8	1823,6	2598,2	3487,1
PA 05	BM	46	2,992	12	20	33,27	48,24	66,43
PA 06	ESP	47,99	2,992	74,73	122,48	202,48	293,82	406,33

Tabla 12. Sensibilidad a la tubería de producción en los pozos del campo Tenay

Pozo	Tamaño de Tubería nominal (in)				
	2 3/8	2 7/8	3 1/2	4	4 1/2
	Diámetro interno del tubing (in)				
	1,995	2,441	2,992	3,476	3,958
Barriles de crudo neto					
PA 01	-	-	-	140,9	-
PA 02	-	-	-	118,6	-
PA 03	-	-	-	99,6	-
PA 04	-	-	-	176,2	-
PA 05	-	-	-	26	-
PA 06	-	-	-	152,8	-

Tabla 13. Barriles de crudo neto obtenidos al sensibilizar tubería de producción en los pozos del campo Tenay

Al utilizar ese tipo de tubería “valores en rojo” se vuelve riesgoso para la producción del pozo puesto que alcanza el diámetro crítico de la tubería y puede haber una disminución del caudal. El efecto dominante de la fricción en las pérdidas de presión son superadas por el efecto gravitacional y conllevaría al deslizamiento o “slippage”

Como se puede apreciar, para ambos casos, el aumento del diámetro de la tubería de producción genera una ganancia en la extracción de fluido, por tal razón no se pusieron datos de petróleo neto obtenido en tuberías inferiores a la actual, en las tablas “11” y “13” ya que con estas se obtenía un aporte menor.

Para los pozos de Dina Norte se encuentra que los pozos DA 06, 10, 12, 18 y 20 son los únicos que permiten utilizar una tubería de ID de 3,958 in, con la cual se obtiene una mayor producción de fluidos; los pozos DA 01, 09, 13, 14 y 17 no presentarían mejora al aumentar el diámetro del tubular. Por otro lado, para los pozos restantes de Dina Norte se ve representada una mejoría en la producción al utilizar una tubería ID de 3,476 in.

Los pozos de gas operan actualmente con una tubería de diámetro menor a los otros pozos. Al hacer la sensibilidad es evidente que la variación del diámetro de la tubería no

es un factor que ofrezca beneficio en el aumento de la producción, ya que esta permanece estable.

Los pozos de Tenay responden favorablemente a un incremento del diámetro de la tubería para un ID de 3,476 pulgadas. Para un diámetro mayor a 3,476 pulgadas no es recomendable ya que puede generar riesgos durante las operaciones de producción y además sobrepasa el diámetro crítico, lo que podría indicar una posible reducción de caudal.

POZO	INCREMENTO DE LA PRODUCCION RESPECTO A LAS CONDICIONES ACTUALES			
	OD: 4 in		ID: 3,476 in	
	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD
DA 05	-	-	-	-
DA 08	-	-	-	-
DA 01	-	-	-	-
DA 02	15,77	4,5	-	-
DA 03	23,53	7,8	-	-
DA 04	0,85	0,4	-	-
DA 06	40,68	13,2	68,8	22,3
DA 07	-	-	-	-
DA 09	-	-	-	-
DA 10	12	5,5	18,8	8,6
DA 11	23,32	6,1	-	-
DA 12	4,01	0,6	5,76	0,9
DA 13	-	-	-	-
DA 14	-	-	-	-
DA 15	3,96	2,7	-	-
DA 16	7,08	4,3	-	-
DA 17	-	-	-	-
DA 18	159,23	7,5	285,8	13,5
DA 19	36,19	0,3	-	-
DA 20	13,11	0,2	21,2	0,3
TOTAL	339,8	52,4	400,2	45,6

Tabla 14. Incremento de producción respecto a condiciones actuales en el campo Dina Norte (variable: tubing)

Pozo	INCREMENTO DE LA PRODUCCION RESPECTO A LAS CONDICIONES ACTUALES			
	OD: 4 in	ID: 3,476 in	OD: 4,5 in	ID: 3,958 in
	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD
PA 01	47,8	43	-	-
PA 02	79,3	36,8	-	-
PA 03	516,9	34,2	-	-
PA 04	774,6	52,5	-	-
PA 05	15	8,1	-	-
PA 06	91,3	47,5	-	-
TOTAL	1524,9	222,1	-	-

Tabla 15. Incremento de producción respecto a condiciones actuales en el campo Tenay (variable: tubing)

5.4. SENSIBILIDAD AL DAÑO (SKIN)

Antes de calcular las sensibilidades al daño es importante aclarar que los pozos pudieron haber estado estimulados o dañados. Para poder calcular el valor de este factor adimensional se utilizó la ecuación de Standing (basada en dos pruebas de producción) para calcular la eficiencia de flujo.

$$FE = \frac{2.25 \left[\left(1 - \frac{Pwf1}{PR}\right) * Qo2 - \left(1 - \frac{Pwf2}{PR}\right) * Qo1 \right]}{\left(1 - \frac{Pwf1}{PR}\right)^2 * Qo2 - \left(1 - \frac{Pwf2}{PR}\right)^2 * Qo1}$$

Después, con la siguiente relación se puede calcular el factor de daño para cada pozo.

$$FE = \frac{7}{7 + S}$$

A continuación se presentan los valores de daño encontrados para los pozos de ambos campos.

Pozo	Pwf1	Qo1	Pwf2	Qo2	Pyac	Pwf1/Pyac	Pwf2/Pyac	EF	S
DA 01	142	40,23	173	39,52	1000	0,142	0,173	0,909	0,70
DA 02	181	31,85	41	32,97	970	0,187	0,042	1,121	-0,75
DA 03	254	50,23	329	47,31	1000	0,254	0,329	0,963	0,27
DA 04	72	17,29	2	17,84	950	0,076	0,002	0,871	1,04
DA 06	2	52,61	78,3	52,64	990	0,002	0,079	1,177	-1,05
DA 07	122	23,32	165,8	22,53	970	0,126	0,171	0,685	3,22
DA 09	308	23,09	252	24,7	900	0,342	0,280	0,662	3,57
DA 10	9	32,2	5	16,75	800	0,011	0,006	2,252	-3,89
DA 11	9	34,21	52	34,3	950	0,009	0,055	1,194	-1,14
DA 12	9	15,92	5,5	15,95	1100	0,008	0,005	0,661	3,59
DA 13	6	18,4	5	18,81	900	0,007	0,006	0,632	4,08
DA 14	11	2,1769	46	2,1583	1080	0,010	0,043	0,985	0,11
DA 15	52	37,16	701	19,28	888	0,059	0,789	1,505	-2,35
DA 16	6	40,17	18	42,46	900	0,007	0,020	0,940	0,45
DA 17	9	16,43	170	14,26	800	0,011	0,213	0,696	3,05
DA 18	432	30,58	443	30,2	1000	0,432	0,443	1,060	-0,40
DA 19	425	5,07	370	5,4	910	0,467	0,407	1,168	-1,01
DA 20	106	13,5	6	14,17	910	0,116	0,007	0,887	0,89

Tabla 16. Cálculo de factor de daño para los pozos de Dina norte

Pozo	Pwf1	Qo1	Pwf2	Qo2	Pyac	Pwf1/Pyac	Pwf2/Pyac	EF	S
PA 01	798	103,67	885	96	1700	0,47	0,52	0,87	1,05
PA 02	621	81	758	78,74	2100	0,30	0,36	1,39	-1,96
PA 03	741	65,27	818	64,3	3400	0,22	0,24	0,96	0,29
PA 04	1026	123,68	1002	124,8	2700	0,38	0,37	0,97	0,24
PA 05	677	16,91	643	17,3	1700	0,40	0,38	0,85	1,19
PA 06	1000	86,27	610	83,2	2700	0,37	0,23	1,73	-2,96

Tabla 17. Cálculo de factor de daño para los pozos de Tenay

Para los pozos de gas el método utilizado para evaluar la IPR fue el método Back Pressure de Fetkovich, (Se encuentra en la lista de métodos para calcular IPR de Pipesim). Éste método incluye dos parámetros, c y n. La variable n indica el posible efecto de flujo no Darcy debido a la turbulencia en las cercanías al pozo y es el parámetro que reemplaza el daño para esta simulación. Por ende no se manejan datos de

skin para los pozos de gas. Tanto el pozo DA 05 como el DA 08 presentaron un valor de $n=1$, lo que indica que no existe turbulencia.

A continuación se presentan las sensibilidades al daño para los pozos de Dina norte y Tenay.

Pozo	SLA	BSW, %	Skin actual del pozo	SKIN			
				-4	-3	-2	-1
				Caudal de fluido Q (bbl/d)			
DA 05	FN	0	-	-	-	-	-
DA 08	FN	0	-	-	-	-	-
DA 01	PCP	74,28	0,7	227,78	210,11	193,86	178,94
DA 02	PCP	71,39	-0,75	152,32	138,48	125,95	114,68
DA 03	PCP	69,67	0,27	220,38	206,13	192,51	179,53
DA 04	PCP	52,41	1,04	73,04	61,69	52,74	45,63
DA 06	PCP	67,58	-1,05	191,28	181,60	172,20	163,13
DA 07	PCP	82,88	3,22	238,15	220,47	204,34	189,62
DA 09	PCP	79,85	3,57	181,89	171,84	162,19	152,78
DA 10	PCP	54,03	-3,89	74,31	63,35	54,32	46,98
DA 11	PCP	74,01	-1,14	175,83	160,22	146,09	133,40
DA 12	PCP	85,19	3,59	271,96	240,56	213,86	191,17
DA 13	PCP	89	4,08	335,50	305,70	278,86	254,76
DA 14	PCP	99	0,11	181,94	181,55	181,16	180,77
DA 15	PCP	33,04	-2,35	77,04	64,20	54,27	46,59
DA 16	PCP	39,9	0,45	101,66	91,23	82,14	74,26
DA 17	PCP	39,18	3,05	53,95	48,28	43,23	38,82
DA 18	PCP	95,28	-0,40	933,64	832,31	750,72	683,55
DA 19	PCP	99,07	-1,01	820,79	711,05	618,74	542,29
DA 20	PCP	98,55	0,89	811,63	647,89	537,73	458,22

Tabla 18. Sensibilidad al Skin (valores negativos) en los pozos del campo Dina Norte

Pozo	SLA	BSW, %	Skin actual del pozo	SKIN				
				0	1	2	3	4
				Caudal de fluido Q (bbl/d)				
DA 05	FN	0	-	-	-	-	-	-
DA 08	FN	0	-	-	-	-	-	-
DA 01	PCP	74,28	0,7	165,25	152,73	141,27	130,83	121,34
DA 02	PCP	71,39	-0,75	104,63	95,73	87,86	80,91	74,78
DA 03	PCP	69,67	0,27	167,16	155,53	144,45	134,07	124,46
DA 04	PCP	52,41	1,04	40,00	35,46	31,77	28,74	26,22
DA 06	PCP	67,58	-1,05	154,30	145,70	137,39	129,41	121,79
DA 07	PCP	82,88	3,22	176,23	164,03	152,91	142,80	133,60
DA 09	PCP	79,85	3,57	143,70	135,00	126,75	118,96	111,68
DA 10	PCP	54,03	-3,89	41,07	-	-	-	-
DA 11	PCP	74,01	-1,14	122,08	111,98	103,00	95,01	87,93
DA 12	PCP	85,19	3,59	171,90	155,45	141,38	129,34	119,00
DA 13	PCP	89	4,08	233,28	214,20	197,30	182,33	169,05
DA 14	PCP	99	0,11	180,38	179,99	179,60	179,21	178,82
DA 15	PCP	33,04	-2,35	40,56	35,80	-	-	-
DA 16	PCP	39,9	0,45	67,53	61,71	56,67	52,35	48,51
DA 17	PCP	39,18	3,05	35,00	31,72	28,92	26,51	-
DA 18	PCP	95,28	-0,40	627,52	580,14	539,60	504,49	473,78
DA 19	PCP	99,07	-1,01	479,34	427,76	384,88	-	-
DA 20	PCP	98,55	0,89	398,92	353,09	316,15	286,57	261,85

Tabla 19. Sensibilidad al Skin (valores positivos) en los pozos del campo Dina Norte

Pozo	SKIN								
	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4
	Caudal de Crudo Neto Q (bbl/d)								
DA 05	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DA 08	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DA 01	58,59	54,04	49,86	46,02	42,50	-	-	-	-
DA 02	43,58	39,62	36,03	32,81	-	-	-	-	-
DA 03	66,84	62,52	58,39	54,45	50,70	-	-	-	-
DA 04	34,76	29,36	25,10	21,72	19,034	16,87	-	-	-
DA 06	62,01	58,88	55,83	-	-	-	-	-	-
DA 07	40,77	37,74	34,98	32,46	30,17	28,08	26,17	24,44	-
DA 09	36,65	34,63	32,68	30,79	28,95	27,2	25,53	23,97	-
DA 10	34,16	-	-	-	-	-	-	-	-
DA 11	45,70	41,64	37,97	-	-	-	-	-	-
DA 12	40,28	35,63	31,67	28,31	25,45	23,02	20,93	19,15	-
DA 13	36,91	33,63	30,67	28,02	25,66	23,56	21,70	20,05	18,59
DA 14	1,82	1,82	1,81	1,81	1,80	-	-	-	-
DA 15	51,59	42,99	-	-	-	-	-	-	-
DA 16	62,01	55,65	50,11	45,30	41,19	-	-	-	-
DA 17	32,81	29,36	26,29	23,61	21,28	19,29	17,58	16,12	-
DA 18	44,07	39,28	35,43	32,26	-	-	-	-	-
DA 19	38,25	33,14	28,83	-	-	-	-	-	-
DA 20	11,77	9,39	7,80	6,64	5,78	-	-	-	-

Tabla 20. Barriles de crudo neto obtenidos al sensibilizar skin en los pozos del campo Dina Norte

Pozo	SLA	BSW, %	Skin actual del pozo	SKIN					
				-3	-2	-1	0	1	2
				Caudal de fluido Q (bbl/d)					
PA 01	BCP	9,95	1,05	110,96	110,4	109,86	109,31	108,77	108,24
PA 02	ESP	53,6	-1,96	176,6	176,18	175,74	175,33	174,92	174,5
PA 03	ESP	93,38	0,29	993,65	991,26	988,79	986,31	983,85	981,38
PA 04	ESP	93,22	0,24	1879,27	1861,8	1844,7	1827,8	1810,9	1794,3
PA 05	BM	46	1,19	33,53	33,46	33,39	33,32	33,24	33,17
PA 06	ESP	47,99	-2,96	202,5	202,35	202,2	202,05	201,9	201,76

Tabla 21. Sensibilidad al Skin en los pozos del campo Tenay

Pozo	Skin					
	-3	-2	-1	0	1	2
	Barriles de crudo neto					
PA 01	99,92	99,42	98,93	98,43	-	-
PA 02	81,94	81,75	-	-	-	-
PA 03	65,78	65,62	65,54	-	-	-
PA 04	127,41	126,23	125,07	-	-	-
PA 05	18,11	18,07	18,03	17,99	-	-
PA 06	105,315	-	-	-	-	-

Tabla 22. Barriles de crudo neto obtenidos al sensibilizar skin en los pozos del campo Tenay

De acuerdo a los resultados de las sensibilidades podemos afirmar que hay posibilidad de un incremento en la producción de fluido en el campo Dina Norte cuando se logró disminuir el daño en la formación (Skin) si lo hay, o por otro lado lograr un skin negativo (estimulación) a pozos que presentaron poco daño. Como la litología del campo Dina norte presenta mucha arenisca y arcilla es probable que los daños a la formación productora provengan de la hidratación de arcillas, sólidos o migración de partículas finas.

Como se puede apreciar la eficiencia de flujo para todos los pozos no es la misma. Unos presentan un daño considerable como son los pozos DA 07, 09, 12 ,13 y 17 mientras que otros resultan estimulados abruptamente como DA 10 y 15. En cuanto a las sensibilidades se demuestra que todos los pozos de Dina Norte responden positivamente a un aumento en la producción cuando el valor de daño se hace más negativo.

Claramente antes de decidir sobre un proyecto de estimulación se deben analizar o descartar que las causas actuales de la disminución de la producción no se deban al sistema de flujo, puesto que estos trabajos de estimulación podrían ser muy costosos e innecesarios.

Para los pozos del campo Tenay no es recomendable hacer una estimulación puesto que los barriles incrementados de fluido son muy mínimos, en la mayoría de los casos ($\Delta Q \approx 0$) ; dicho de otra forma, la producción de fluidos permanece casi constante ante cualquier estimulación debido a que la curva de outflow resulta muy cercana al inicio de la curva inflow.

Pozo	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN RESPECTO A LAS CONDICIONES ACTUALES									
	Skin									
	0		-1		-2		-3		-4	
	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD
DA 05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DA 08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DA 01	9,13	2,35	22,82	5,87	37,74	9,71	53,99	13,89	71,66	18,43
DA 02	-	-	2,68	0,77	13,95	3,99	26,48	7,58	40,32	11,53
DA 03	3,05	0,93	15,42	4,68	28,40	8,61	42,02	12,74	56,27	17,07
DA 04	4,72	2,24	10,35	4,93	17,46	8,31	26,41	12,57	37,76	17,97
DA 06	-	-	-	-	8,61	2,79	18,01	5,84	27,69	8,98
DA 07	35,06	6,00	48,45	8,29	63,17	10,82	79,30	13,58	96,98	16,60
DA 09	28,94	5,83	38,02	7,66	47,43	9,56	57,08	11,50	67,13	13,53
DA 10	-	-	-	-	-	-	-	-	2,35	1,08
DA 11	-	-	-	-	11,00	2,86	25,13	6,53	40,74	10,59
DA 12	48,90	7,24	68,17	10,10	90,86	13,46	117,56	17,41	148,96	22,06
DA 13	65,28	7,18	86,76	9,54	110,86	12,19	137,70	15,15	167,50	18,43
DA 14	0,01	0,00	0,40	0,00	0,79	0,01	1,18	0,01	1,57	0,02
DA 15	-	-	-	-	-	-	6,74	4,51	19,58	13,11
DA 16	2,76	2,27	9,49	6,37	17,37	11,18	26,46	16,72	36,89	23,09
DA 17	8,61	5,24	12,43	7,56	16,84	10,24	21,89	13,31	27,56	16,76
DA 18	-	-	34,22	1,62	101,39	4,79	182,98	8,64	284,31	13,42
DA 19	-	-	-	-	75,74	23,78	168,05	28,09	277,79	33,20
DA 20	41,92	0,61	101,22	1,47	180,73	2,62	290,89	4,22	454,63	6,59
TOTAL	248,37	39,88	450,42	68,85	822,34	134,91	1281,8	192,28	1859,6	262,45

Tabla 23. Incremento de producción respecto a condiciones actuales en el campo Dina Norte (variable: skin negativo)

Como se observa, entre más efectiva sea la estimulación se obtendrá una mayor ganancia de producción. Para los pozos DN 04, 07, 09, 12, 13 y 17 se puede intentar reducir el daño, para que su valor sea más cercano a cero (condición ideal). A continuación se presenta una tabla para valores de daño de 1 a 4.

Pozo	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN RESPECTO A LAS CONDICIONES ACTUALES							
	Skin							
	1		2		3		4	
	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD
DA 04	0,18	0,08	-	-	-	-	-	-
DA 07	22,86	3,91	11,74	2,01	1,63	0,28	-	-
DA 09	20,24	4,08	11,99	2,41	4,20	0,85	-	-
DA 12	32,45	4,81	18,38	2,72	6,34	0,94	-	-
DA 13	46,20	5,08	29,30	3,22	14,33	1,58	1,05	0,12
DA 17	5,33	3,24	2,53	1,54	0,12	0,07	-	-
TOTAL	127,26	21,20	73,94	11,91	26,62	3,71	1,05	0,12

Tabla 24. Incremento de producción respecto a condiciones actuales en el campo Dina Norte para pozos con skin positivos

Pozo	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN RESPECTO A LAS CONDICIONES ACTUALES							
	Skin							
	-3		-2		-1		0	
	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD
TN 02	2,21	1,99	1,65	1,49	1,11	1,00	0,56	0,50
TN 03	0,43	0,20	0,01	0,00	-	-	-	-
TN 5ST3	6,55	0,43	4,16	0,28	1,69	0,11	-	-
TN 07	55,64	3,77	38,19	2,59	21,08	1,43	-	-
TN 08	0,32	0,17	0,24	0,13	0,17	0,09	0,1	0,05
TNX 01	0,45	0,23	-	-	-	-	-	-
TOTAL	65,6	6,80	44,25	4,48	24,05	2,63	0,66	0,56

Tabla 25. Incremento de producción respecto a condiciones actuales en el campo Tenay (variable: skin)

Como se había dicho, la estimulación en los pozos de Tenay no parece ser viable ya que su incremento de producción está más relacionado con las variables outflow.

5.5. SENSIBILIDAD A LA PRESIÓN EN CABEZA (THP)

Pozo	SLA	BSW %	THP ACTUAL	THP				
				50	100	150	200	250
				Caudal de fluido Q (bbl/d)				
DA 05	FN	0	360	229 kpcd	226 kpcd	223 kpcd	217 kpcd	210 kpcd
DA 08	FN	0	160	21,53 kpcd	21,38 kpcd	21,11 kpcd	20,75 kpcd	20,26 kpcd
DA 01	BCP	74,28	152	156,61	156,43	156,14	155,51	154,64
DA 02	BCP	71,39	156	113,86	113,32	112,23	110,86	109,33
DA 03	BCP	69,67	166	167,05	166,79	164,94	162,24	159,13
DA 04	BCP	52,41	170	36,26	36,07	35,55	34,88	34,07
DA 06	BCP	67,58	166	161,25	161,25	160,21	158	155,23
DA 07	BCP	82,88	142	141,96	141,7	141	140,13	138,9
DA 09	BCP	79,85	207	119,4	117,29	119,97	115,1	112,61
DA 10	BCP	54,03	240	75,54	75,46	74,66	73,32	71,63
DA 11	BCP	74,01	197	136,78	136,6	136	135	133,78
DA 12	BCP	85,19	201	128,44	127,62	125,59	123,09	120,22
DA 13	BCP	89	198	174,98	173,6	171,1	167,94	164,43
DA 14	BCP	99	155	180,51	180,51	180,3	180,27	180
DA 15	BCP	33,04	209	59,89	59,62	58,78	57,69	56,38
DA 16	BCP	39,9	210	67,87	67,64	66,55	65,1	63,4
DA 17	BCP	39,18	100	26,65	26,39	25,64	24,77	23,81
DA 18	BCP	95,28	166	757,14	715,38	664,69	615,71	569,86
DA 19	BCP	99,07	218	564,5	562,7	556,18	547	535,6
DA 20	BCP	98,55	203	399,14	389,11	375,53	358,5	338,8

Tabla 26. Sensibilidad a la THP en los pozos del campo Dina Norte

Pozo	SLA	BSW, %	THP ACTUAL	THP				
				50	100	150	200	250
				Caudal de fluido Q (bbl/d)				
PA 01	BCP	9,95	110	109,12	108,92	107,86	106,47	104,9
PA 02	ESP	53,6	150	177,97	177,6	176,17	173,92	171,35
PA 03	ESP	93,38	185	990,54	990,54	988,12	984,03	976,9
PA 04	ESP	93,22	130	1836,9	1834,54	1813,97	1783,68	1748,36
PA 05	BM	46	110	33,41	33,35	33,07	32,65	32,16
PA 06	ESP	47,99	118	202,16	202,13	201,6	200,34	198,69

Tabla 27. Sensibilidad a la THP en los pozos del campo Tenay

Pozo	THP				
	50	100	150	200	250
	Barriles de crudo neto				
DA 05	229 kpcd	226 kpcd	223 kpcd	217 kpcd	271 kpcd
DA 08	21,53 kpcd	21,38 kpcd	21,11 kpcd	-	-
DA 01	-	40,2	40,2	-	-
DA 02	-	32,4	32,1	-	-
DA 03	-	50,6	50	-	-
DA 04	-	17,2	16,9	-	-
DA 06	-	52,3	51,9	-	-
DA 07	24,3	24,3	-	-	-
DA 09	-	23,6	24,0	23,2	-
DA 10	-	34,7	34,3	33,7	-
DA 11	-	35,5	35,3	-	-
DA 12	-	18,9	18,6	18,2	-
DA 13	19,2	19,1	18,8	-	-
DA 14	-	-	1,8	-	-
DA 15	-	39,9	39,4	38,6	-
DA 16	-	40,7	40	39,1	-
DA 17	-	-	-	-	-
DA 18	35,7	33,8	31,4	-	-
DA 19	-	5,2	5,2	5,1	-
DA 20	5,8	5,6	5,5	5,2	-

Tabla 28. Barriles de crudo neto obtenidos al sensibilizar THP en los pozos del campo Dina Norte

Pozo	THP				
	50	100	150	200	250
	Barriles de petróleo neto				
PA 01	-	98,08	-	-	-
PA 02	-	82,41	-	-	-
PA 03	-	-	65,11	-	-
PA 04	-	124,38	-	-	-
PA 05	-	18,01	-	-	-
PA 06	-	-	-	-	-

Tabla 29. Barriles de crudo neto obtenidos al sensibilizar THP en los pozos del campo Tenay

NOTA: Todos los valores en rojo muestran condiciones en las que el pozo fallaría si se deja una presión en cabeza tan baja.

Al evaluar éste parámetro (THP) mediante sensibilidad se puede precisar que, en este caso, tiene muy poca relación con el incremento en la producción, además de que solo aplica para algunos pozos. De hecho, para los pozos de Tenay es prácticamente innecesario puesto que ya están operando con el mínimo de presión, lo cual se ve reflejado en su insignificante aumento.

Para Dina, los pozos en donde más se observa un aumento de fluido es en los DN 18, 19, y 20 pero a su vez tienen un corte de agua muy grande. Para los pozos de gas si es recomendable aplicarlo puesto que, en cualquiera de los escenarios se puede aumentar la producción.

Pozo	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN RESPECTO A LAS CONDICIONES ACTUALES					
	THP					
	50		100		150	
	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD
DA 05	41 kpcd	-	38 kpcd	-	35 kpcd	-
DA 08	0,53 kpcd	-	0,38 kpcd	-	0,11 kpcd	-
DA 01	-	-	0,3	0,1	0,0	0,0
DA 02	-	-	1,3	0,4	0,2	0,1
DA 03	-	-	2,7	0,8	0,8	0,3
DA 04	-	-	0,8	0,4	0,3	0,1
DA 06	-	-	1,7	0,5	0,7	0,2
DA 07	6	1	5,7	1	-	-
DA 09	-	-	2,5	0,5	4,2	0,8
DA 10	-	-	3,5	1,6	2,7	1,2
DA 11	-	-	1,5	0,4	0,9	0,2
DA 12	-	-	5,7	0,9	3,7	0,5
DA 13	7	0,8	5,6	0,6	3,1	0,3
DA 14	-	-	-	-	-	-
DA 15	-	-	2,2	1,4	1,3	0,9
DA 16	-	-	2,9	1,7	1,8	1,1
DA 17	-	-	-	-	-	-
DA 18	107,8	5,1	66,1	3,1	15,4	0,7
DA 19	-	-	19,7	0,2	13,2	0,1
DA 20	42,1	0,6	32,1	0,5	18,5	0,3
TOTAL	195,3	8,0	170,9	11,3	74,8	5,0

Tabla 30. Incremento de producción respecto a condiciones actuales en el campo Dina Norte (variable: THP)

Pozo	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN RESPECTO A LA CONDICIÓN ACTUAL					
	THP					
	50		100		150	
	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD
PA 01	-	-	0,17	0,15	-	-
PA 02	-	-	1,43	0,66	-	-
PA 03	-	-	-	-	-	-
PA 04	-	-	10,91	0,74	-	-
PA 05	-	-	0,13	0,07	-	-
PA 06	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	-	12,64	1,63	-	-

Tabla 31. Incremento de producción respecto a condiciones actuales en el campo Tenay (variable: THP)

5.6. SENSIBILIDAD DE FRECUENCIA

Sólo es aplicable a los pozos que operan BES, es decir para PA 02, 03, 04 y 06.

Teóricamente hablando, al aumentar la frecuencia de operación de las bombas, la presión de Intake debe disminuir y por ende la presión de descarga debe aumentar, generando así un incremento en la producción. Sin embargo, variando la Frecuencia en rangos pequeños de 1 Hertz, no se obtuvo un cambio significativo en el caudal, lo que indica que están operando a la frecuencia adecuada y que no pueden levantar más fluido, significando que, para este caso, esta variable no tiene impacto en la optimización de la producción.

6. RED EN SUPERFICIE

Para el montaje de la red en superficie se tiene en cuenta la información de los pozos montados anteriormente, la topografía del terreno, las líneas de superficie, el separador y las juntas o uniones donde varios pozos convergen.

El análisis que se hizo no encierra tanto la parte de optimización, mas que todo, es un análisis que sirve para verificar que las presiones en cabeza son las adecuadas e identificar los patrones de flujo que se dan en las líneas de superficie. Con esto se puede establecer sugerencias para evitar un posible deterioro de éstas.

6.1. RED DINA NORTE

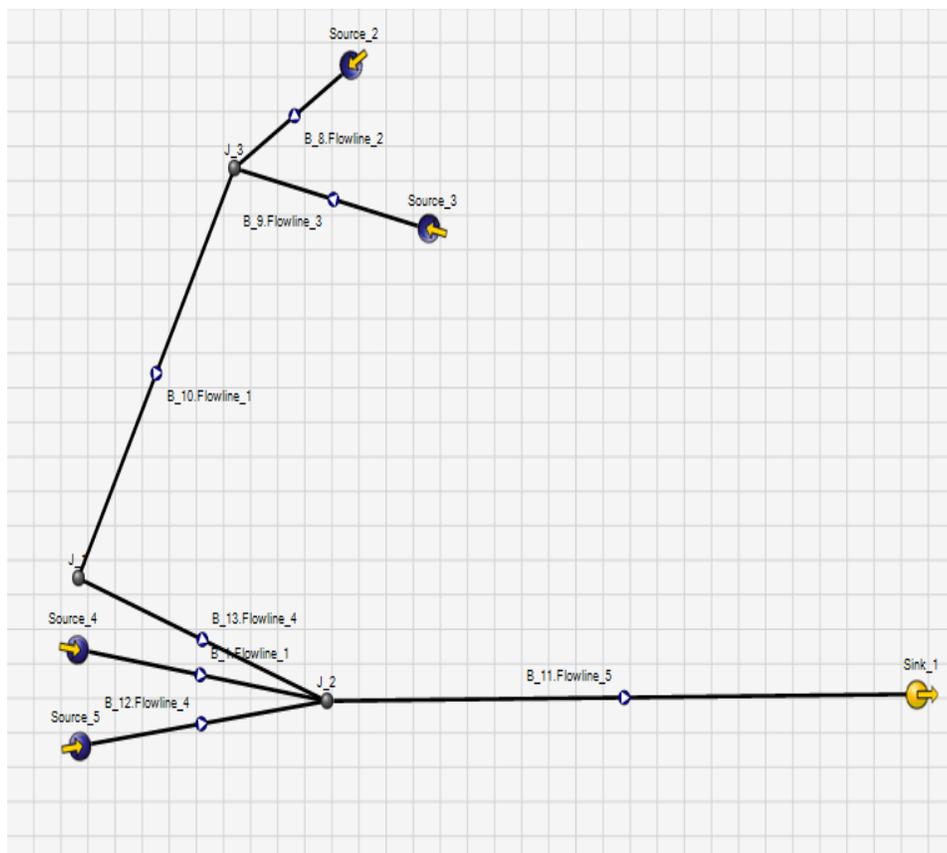


Figura 34. Montaje red Dina norte
Fuente: Software pipesim

Como se indicó anteriormente en la sección de generalidades, los pozos del campo Dina Norte se ubican por clusters. En este modelo de red, las fuentes (sources) van a actuar directamente como los pozos, es decir manejan toda la producción de los clusters.

En la fuente 2 se ubican los pozos DA 19, 20, 17, 15, 16, 10, 14, 12, 13 y 11.

En la fuente 3 se ubican los pozos DA 07, 08 y 09.

En la fuente 4 se ubican los pozos DA 01, 02, 03 ,04 , 06 y 18

La fuente 6 ubica la producción de gas del pozo DA 05

Se maneja una presión de separador de 70 psig.

La producción de los cluster 2 y 3 se recolecta en el punto J_3 (manifold de locación). Posteriormente es enviada al manifold de Tempranillo J_2. La producción del cluster 1 es direccionada al manifold de Tempranillo. La producción recibida en el manifold de tempranillo de los tres clusteres es llevada hasta la batería Dina Cretáceos (Sink_1) por medio de un colector principal de 10 pulgadas de diámetro.

El objetivo del modelamiento de la red es verificar el comportamiento de las presiones en los cluster y en los manifold de unión, además de analizar el comportamiento del flujo multifásico en la línea principal (Flowline_5).

Como se está tomando la producción por cluster, la presión de salida arrojada por el simulador va ser la presión del cluster. Entonces la presión a comparar va a ser la THP promedio de los pozos que se encuentren en cada cluster. Los valores de THP son los mismos que se utilizaron para la simulación de los pozos.

Elemento	Presión (psi)	DP (psi)
Cluster 1	195,2	0,006
Cluster 2	255,6	0,2
Cluster 3	266,7	11,2
Manifold J_2	195,2	59,59
Manifold J_3	255,48	
sink_1	74,69	120,5

Tabla 32. Resultado del comportamiento de las presiones en la red Dina Norte

Los resultados de la simulación son aceptables, puesto que la presión en cabeza de los pozos de Dina Norte es siempre alta, variando aproximadamente desde 160 psi hasta algunos pozos que superan los 250 psi. La presión en el sink_1 simula la presión en el manifold de Dina.

Por otro lado al analizar la “Flowline 5”, que recolecta la producción de todos los clusters presenta un patrón de flujo intermitente, donde se están generando baches de gas como tapones de líquido.

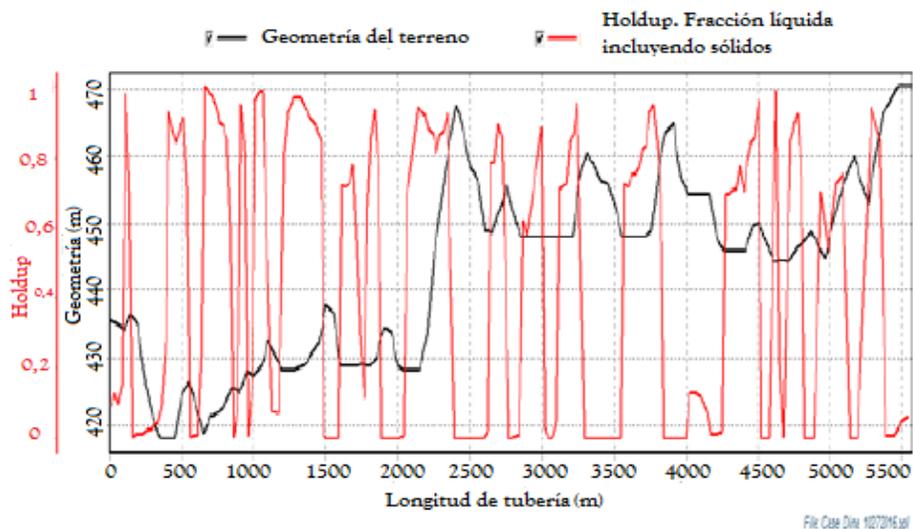


Figura 35. Hold up líquido en la “Flowline _5”

Fuente: Simulación Dinámica en OLGA de sistema de recolección Dina Norte. Ecopetrol.

Esta imagen evidencia la variación de holdup a lo largo de la tubería, estas oscilaciones se deben en gran parte a la topografía del terreno, por lo cual están generando mayores caídas de presión.

Para intentar remediar o disminuir estos problemas se plantea inyectar gas. Al hacer sensibilidad de GOR en cualquiera de los clusteres; se escogió el cluster 2 para la inyección de gas.

Elemento	Sensibilidad del GOR en cluster 2 (SCF/STB)					
	3000		5000		10000	
	Presión	DP	presión	DP	Presión	DP
Cluster 1	177,49	0,006	165,58	0,006	146,75	0,006
Cluster 2	237	0,19	213,84	0,2356	181,74	0,75
Cluster 3	247	11,06	224,53	10,92	191,68	10,69
manifold J_2	177,48	59,36	165,58	48,03	146,74	34,22
manifold J_3	236,8		213,61		180	
sink_1	74,69	102,79	74,69	90,88	74,69	72,04

Tabla 33. Sensibilidad del GOR en cluster 2

Como se puede apreciar la inyección de gas disminuye las caídas de presión, esto hace disminuir las oscilaciones del holdup y por ende cambiar el patrón de flujo intermitente. En la tabla 35 se muestra que la caída de presión en sink_1, que comprende el diferencial de presión desde el manifold de tempranillo (J_2) hasta el manifold de Dina (Sink_1) se reduce considerablemente a medida que circula más gas por la tubería. Este tramo corresponde a la “Flowline_5” que es la que transporta toda la producción del campo; por ende una de las más importantes.

Otra de las alternativas es colocar una bomba multifásica después del manifold J_2. Estas bombas pueden manejar toda la producción de un pozo (petróleo, gas natural y agua) y manejar grandes volúmenes de gas, además de la formación de tapones y los diferentes regímenes de flujo asociados con la producción multifásica.

6.2. RED TENAY

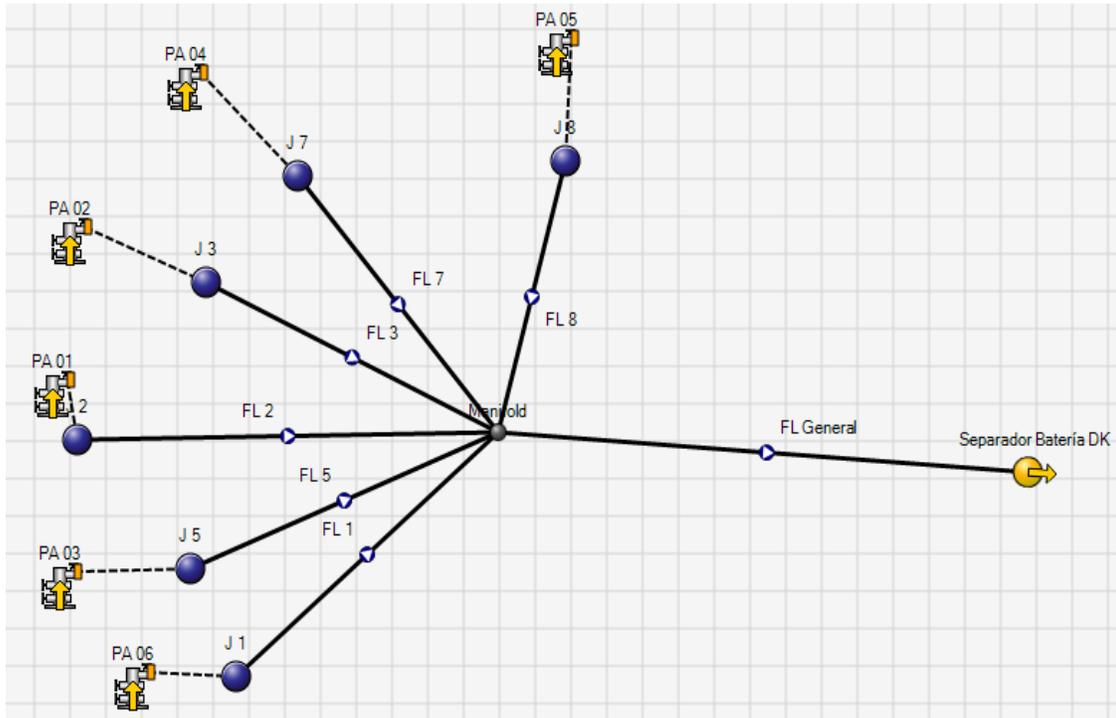


Figura 36. Montaje red Tenay

Fuente: Software Pipesim

La producción de los pozos del campo Tenay va directamente desde cabeza de pozo hasta el manifold. Teniendo en cuenta que en la red se hace balance tanto energético como de masa, las simulaciones coinciden con un valor de de THP de 137 psi para los pozos, siendo éste un valor promedio en relación con el valor que éstos registran; es un valor lógico además de que los pozos experimentaron poca variación al sensibilizar la THP.

Para éste trabajo se analizaron las líneas de flujo que más producción de fluido manejan, es decir la FL 7 y la FL 5

Una variable a destacar fue la velocidad erosional, ya que una alta velocidad del fluido en la tubería, además de los cambios de trayectoria puede generar la erosión de la tubería o incluso generar problemas de corrosión. Una manera de medir que éste

parámetro no este afectando la tubería es midiendo el radio de la velocidad erosional, éste parámetro relaciona la velocidad del fluido con la velocidad límite del fluido.

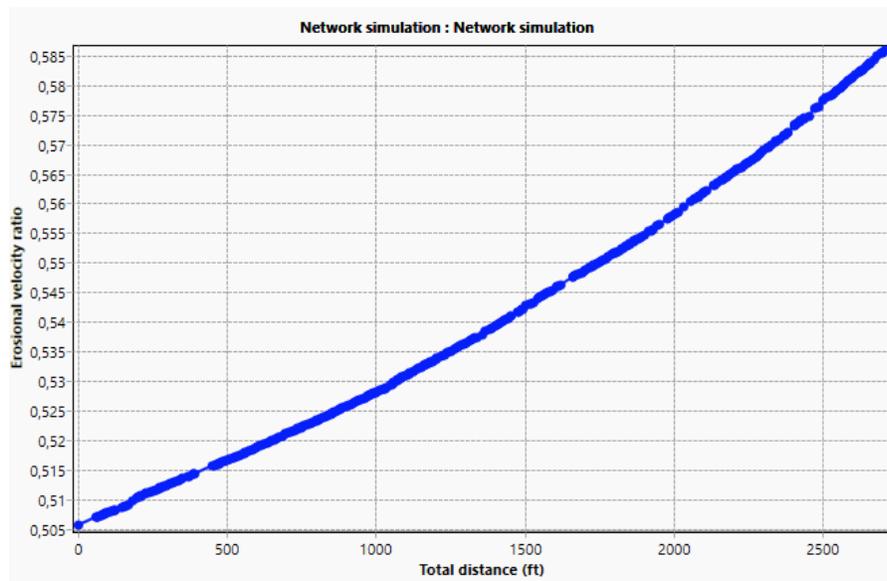


Figura 37. Radio de la velocidad erosional para línea de flujo FL 7
Fuente: Software Pipesim

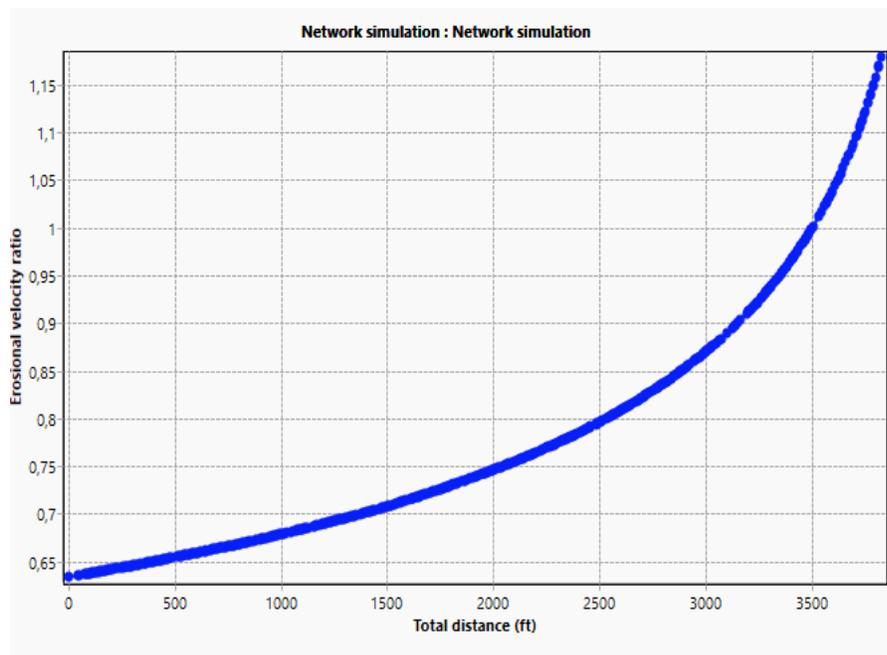


Figura 38. Radio de la velocidad erosional para línea de flujo FL 5
Fuente: Software Pipesim.

Al realizar las gráficas se observa que para la línea de flujo “FL 7” el valor del radio de la velocidad erosional está por debajo de 1, lo que indica que la velocidad del fluido está muy por debajo de la velocidad límite y por tanto no hay riesgo de que la tubería pueda presentar fallas por erosión.

Por otro lado mirando la línea de flujo “FL 5” durante el último tramo la velocidad del fluido es tan grande que supera el límite, por tanto el radio de la velocidad es mayor a 1; estos valores pueden estar generando problemas en las tuberías que más adelante se verán afectadas con erosión y corrosión.

La evidencia de estos valores puede ser comprobada verificando los patrones de flujo encontrados en la tubería. Para la “FL 5” se encuentra un patrón de flujo distribuido en el primer tramo de la tubería seguido de un patrón constante de flujo intermitente. Esto indica las altas velocidades del fluido donde la mayor parte del gas está contenido en grandes burbujas dispersas. Es muy similar al flujo pistón pero éstas burbujas se mueven más rápido y son más grandes. Estas burbujas se forman con la desaceleración del líquido. El paso de burbujas de gas de gran tamaño en el separador provoca altas presiones instantáneas, resultando en un aumento de la quema de gas y serios problemas de seguridad, además como se dijo anteriormente provoca el desgaste del material en accesorios, tuberías y vasijas.

Algunas recomendaciones que se pueden hacer para cambiar el patrón de flujo intermitente y evitar esos baches de líquido y gas pueden ser aumentar la presión en el separador de una manera controlada, no tan abruptamente para que no disminuya tanto el caudal producido, la instalación de equipos mecánicos que remezcled las fases antes de entrar al separador, como hélices o mezcladores de impacto y por último se podría reducir el diámetro de la tubería para acelerar los fluidos y cambiar el flujo bache por el flujo niebla. Esta última es la menos probable puesto que es muy complicado cambiar toda una línea de producción, ya que genera muchos gastos económicos.

7. CONCLUSIONES

- La optimización de la producción mediante la técnica de análisis nodal con el software Pipesim es una buena herramienta que logró incrementar la producción en los campos de Dina Norte y Tenay, además de que puede ser aplicada en cualquier campo.
- Se logró modelar el flujo desde el yacimiento hasta el cabezal de pozo, permitiendo conocer el verdadero potencial de los yacimientos, además se tomó en cuenta el desempeño del sistema en superficie (líneas de flujo y manifold) para hacer un análisis mas integral.
- El análisis de sensibilidad muestra que la variable de mas interés para hacer una optimización de producción en el campo Dina Norte es el Factor de daño (Skin), ya que realizando una estimulación se puede obtener una ganancia en petróleo neto en todos los escenarios de Skin posibles, incluso para aquellos pozos dañados, se puede intentar reducir el daño y habría ganancia de petróleo neto.
- Para el campo Tenay la variable que mas sensibilidad mostró al análisis fue el diámetro de tubería, con una tubería de ID: 3,576 in. Se lograría incrementar la producción de petróleo neto en 222 bbls.
- Los pozos de gas DA 05 y 08 sólo presentaron optimización de producción al sensibilizar la presión en cabeza. Para un valor de 50 psi, el cual es menor a los actuales se obtiene el máximo incremento
- Las simulaciones obtenidas para los pozos con BES indican que el sistema está produciendo en condiciones óptimas y variar párametros como la frecuencia o potencia de la bomba no produce incrementos en la producción.

- Para la red de Tenay solo se analizaron las líneas de flujo que manejan mayor producción, es decir la de los pozos PA 03 y PA 04 evidenciando falencias para la línea del pozo PA 04.

8. RECOMENDACIONES

- Verificar continuamente las mediciones del gor, ya que es un parámetro clave que afecta la producción de fluidos y puede generar patrones de fluido indeseados.
- Si algún profesional de la industria o algún estudiante de ingeniería de petróleos se interesaría en continuar la investigación y desarrollo de este trabajo se recomienda actualizar los datos de producción, petrofísica y de los equipos de levantamiento artificial para que los resultados se ajusten a las condiciones existentes.
- Para el campo Tenay intentar reducir el gor arroja resultados positivos, ya que al hacer sensibilidades, la curva outflow se desplaza mas a la derecha e incrementa la producción de fluidos.
- La línea del flujo del pozo PA 03 indica que la velocidad erosional del fluido sobrepasa el límite y puede generar problemas de erosión y corrosión en la tubería, evidenciado en un patrón constante de flujo intermitente, se plantea el aumento de la presión del separador, reducir el diámetro de la línea para intentar cambiar el flujo en baches por un flujo neblina o uso de equipos mecánicos que remezcled las fases antes de entrar al separador.
- La simulación de la red en Dina Norte evidencia pérdidas de presión debido al patrón de flujo intermitente en la línea que maneja toda la producción, por ende se planteo la inyección de gas para cambiar el patrón de flujo y disminuir las caídas de presión. Otra solución sería instalar una bomba multifásica que puede manejar los diferentes regímenes de flujo.

9. GLOSARIO

Análisis Nodal: consiste en dividir un sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

BCP: Siglas de bombeo de cavidades progresivas.

BES: Siglas de bombeo electrosumergible.

Factor de daño: Valor adimensional calculado para determinar la eficiencia de la producción de un pozo mediante la comparación de las condiciones reales con las condiciones teóricas o ideales.

Inflow: Hace referencia a las condiciones de entrada o de oferta, es decir lo que está antes del nodo.

Outflow: Hace referencia a las condiciones de salida o demanda, es decir lo que está después del nodo.

Pipesim: Software o programa computacional que permite el modelamiento de flujo multifásico desde el yacimiento hasta las condiciones de superficie, incluyendo diseño de pozos, redes, modelado de sensibilidades, entre otras aplicaciones.

THP: Siglas en inglés de la presión en cabeza de la tubería de producción.

10. BIBLIOGRAFÍA

1. Ibarra Castro J.M, Anaya Díaz H. M (2016). **Análisis Integral y Optimización de Productividad Para Los Campos Palo Grande, Cebú y Pijao, Basados en la Metodología del Análisis Nodal y Metodología de FEL.** Universidad Surcolombiana. Neiva – Huila.
2. Díaz Vilorio, Ricardo. (2009). **Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado.** Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga – Santander.
3. Magdalena, París de Ferrer. (2009). **Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.** Venezuela.
4. Brennen, Christopher Earls. (2005). **Fundamentals of Multiphase Flow.** Cambridge University.
Disponibile en <https://authors.library.caltech.edu/25021/>
5. Nind. T.E.W. (1987). **Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros.** Trent University, Ontario, Canadá.
6. Maggiolo, Ricardo. (2008). **Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal.** Lima: ESP OIL Engineering Consultants.
7. Carvajal Zambrano H. J. **Optimización de producción utilizando análisis nodal en el campo Fanny 18B.** Ecuador
8. Economides Michael J., Hill Daniel A., Christian Ehlig Economides. (1993). **Petroleum Production Systems.** New Jersey. Upper Saddle River.
9. Bonilla C, Luis Fernando R. (2014). **Productividad de Pozos de Hidrocarburos.** Universidad Surcolombiana. Neiva – Huila.

10. Beggs, Dale. (2002). **Production Optimization Using Nodal Analysis**. Tulsa Oklahoma OGCI and Petroskills Publications.
11. Schlumberger. (2014). Pipesim Fundamentals. **Training and Exercise Guide**.
12. Vicepresidencia de Desarrollo y Producción – VDP. (2016). **Simulación Dinámica en OLGA de Sistema de Recolección Dina Norte**. Ecopetrol.