

ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DE LA OPERACIÓN DE LOS POZOS DEL BLOQUE BUENAVISTA, OPERADOS POR LA EMPRESA UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY UTILIZANDO TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN



**ADELA KARINA URIBE GARCÍA
ELIANA YAMILE TORRES MARTÍNEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DE LA OPERACIÓN DE LOS POZOS DEL BLOQUE BUENAVISTA, OPERADOS POR LA EMPRESA UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY UTILIZANDO TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

ADELA KARINA URIBE GARCÍA

ELIANA YAMILE TORRES MARTÍNEZ

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

Ingeniero de petróleos, M.Sc

Codirector

CARLOS IVAN BARÓN VIVAS

Ingeniero en mecatrónica.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICA

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2013

DEDICATORIA

Es de gran satisfacción haber alcanzado este logro. Por esto quiero dar gracias:

Primero a Dios por darme salud, sabiduría, inteligencia e iluminarme en este camino para alcanzar este triunfo.

A mis padres ANA MARTINEZ Y MIGUEL TORRES por el apoyo incondicional, la confianza, las enseñanzas de la vida, la paciencia, la tolerancia, los buenos deseos, el afecto, por este gran regalo el estudio; papito hermoso este triunfo es tuyo.

A mis hermanas Ximena, Laura y Natalia por sus buenas energías, por escucharme, por los buenos consejos, por los momentos de alegría y juegos cuando estábamos reunidas. Ellas son el motivo para poder hoy decirles que con esfuerzo y dedicación se pueden alcanzar los objetivos.

A mi papá Parmenio, a mi mamá Carmen por el gran apoyo que me han entregado durante mi carrera, por el aprecio que me han brindado. Ustedes siempre serán mis segundos padres.

En general a toda mi familia: a mi abuelita Arcelia Ducón, mis tíos y primos; en especial a: mi tía Melba por su apoyo, por escucharme, por los regaños por los consejos de mujer, por decirme siempre que “yo podía” por levantarme el ánimo cada vez que lo necesitaba por esas llamadas de todos los días y no dejar que me sintiera sola por esto gracias tía. A mi tía Negra, y a mi tía Rosalba por el apoyo y cariño que me ha brindado desde que era una niña.

A Julián González por su paciencia, por su cariño por su gran comprensión y el apoyo que me ha dado desde que llegó a mi vida, por darme fuerzas cuando las necesitaba por luchar junto a mí por esto gracias amor.

A mis amigos Neila Rodríguez, Ingrid Díaz, Yulieth Ovalle, Stephany Palacios, Milena García, Diana Suarez, Liseth López, Laura Camacho, Mauricio Acevedo, y Jorge Hernández; por su comprensión por los buenos momentos compartidos de locuras, tristezas y llantos. A Diego Vargas por su paciencia, colaboración y enseñanza.

A mi compañera de tesis Adela Uribe por la paciencia por su buena dedicación, por los momentos de estrés, de entendimiento pero al final de alegría.

A todas aquellas personas que aportaron un granito de arena para que esto fuera realidad.

A todos y todas mil gracias.

ELIANA YAMILLE TORRES MARTINEZ

DEDICATORIA

Es de gran emoción escribir estas palabras, el saber que he cumplido con esta etapa y que vendrán muchas más, donde el fruto del esfuerzo y la dedicación sean reflejado, es por ello que quiero dedicar esta etapa cumplida a:

Dios por iluminarme, guiarme y permitirme alcanzar este gran sueño de ser INGENIERA DE PETROLEOS, sueño que desde muy niña lleve conmigo.

A mis padres Sandra García Lozano e Israel Ramiro Uribe Durán, por apoyarme incondicionalmente en cada locura, en cada idea, en cada sueño, en cada etapa de mi vida y ser siempre esa voz que me alienta a triunfar e ir cada vez mas allá, gracias y mil gracias por ser LOS MEJORES PAPAS DEL MUNDO.

A mi hermano Carlos Andrés García Lozano por ser el amor de mi vida, el niño canción que no desfallece, el grandulón cuando se trataba de cuidar a su hermanita menor y al triunfador; TE AMO.

A mi mejor amiga Yesica Paola Arias Ruedas, por ser incondicional en cada paso que di, y a sus papas por ser tan especiales e inigualables.

A mi puerquin, Sergio Barajas, por ser esa personita incondicional, mi apoyo sin importar diferencias, mi alcahute, mi loquito jajaja te amo.

A mi tía Ángela Uribe porque sin su apoyo y colaboración este sueño no hubiese sido posible.

A mis amigos Johanna, Tatiana, Derek, Marcela, Rodrigo, Richi, Elizabeth, Cindy, Anderson que durante esta etapa estuvieron ahí apoyándome, guiándome cuando fuese necesario y aunque por diferentes circunstancias estemos o no juntos siempre los llevaré en mi corazón, a ellos mil gracias.

A mi compañera y amiga Eliana Torres porque juntas cumplimos este triunfo, gracias y mil gracias amiga, y espero esta amistad sea hasta viejitas.

A mis familiares, amigos de cole y de la "U" y aquellos que desde el cielo me mandaron miles de bendiciones y que por espacio no mencione gracias por cada palabra, sonrisa y mirada de apoyo.

.....Y DEFINITIVAMENTE "QUERER ES PODER"

ADELA KARINA URIBE GARCÍA

AGRADECIMIENTO

A Dios, por iluminarnos en nuestro largo camino para lograr este sueño tan anhelado de ser “Ingenieras de petróleos”.

A nuestros padres, por ser ellos la fuente de motivación y orgullo para continuar día a día con nuestros proyectos de vida.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por habernos permitido formarnos tanto profesional como personalmente.

A la empresa UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY por haber confiado en nosotras y darnos la oportunidad de sacar adelante este proyecto y que esperamos sea de gran utilidad.

Al ingeniero FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ director de este proyecto, por guiarnos, contribuir y exigirnos para realizar un trabajo de calidad al igual que por el tiempo dedicado para su desarrollo.

Al ingeniero CARLOS IVAN BARÓN VIVAS co-director de este proyecto, por el tiempo dedicado y los valiosos aportes realizados para cumplir con los objetivos propuestos.

A los ingenieros DIEGO ARMANDO MONSALVE DUARTE, NELLY JOHANNA GARCÍA GARCÍA, JEFER JIMÉNEZ, HERNANDO LEAL, JOSE LUIS VARGAS y al gerente de relaciones institucionales de ISI s.r.l JUAN JOSE MITIDIERO por sus aportes, paciencia y colaboración.

A nuestros amigos y todas aquellas personas que de una u otra manera siempre estuvieron presentes para orientarnos, apoyarnos y guiarnos cuando más lo necesitamos.

A todos mil gracias.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	24
1.ANÁLISIS NODAL	27
1.1 SISTEMA DE PRODUCCIÓN.....	27
1.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN.....	28
1.3 RECORRIDO DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA.....	29
1.3.1 Transporte en el yacimiento.....	29
1.3.2 Transporte en las perforaciones.....	29
1.3.3 Transporte en el pozo.....	30
1.3.4 Transporte en la línea de flujo superficial.....	30
1.4 INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS NODAL.....	31
1.5 PROCESO DE APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL.....	33
1.6 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA	35
1.6.1 Nodo solución en fondo de pozo.....	35
1.6.2 Nodo solución en cabeza de pozo.....	37
1.6.3 Nodo solución en el separador.....	39
1.6.4 Nodo solución en el medio poroso.....	41
1.6.5 Análisis nodal para sartas telescópicas.....	43
1.6.6 Nodos funcionales.....	45
1.7 OPTIMIZACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA	48

1.8 ANÁLISIS NODAL APLICADO A SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.	49
1.9 GENERALIDADES DEL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	52
1.9.1 Reseña histórica del sistema por bombeo de cavidades progresivas	52
1.9.2 Equipos de subsuelo y superficie del bombeo de cavidades progresivas. ...	54
1.9.2.1 Instalación típica del bombeo de cavidades progresivas.....	54
1.9.2.2 Equipos de subsuelo.....	55
1.9.2.3 Equipos de superficie.....	58
1.9.3 Ventajas y desventajas de PCP	61
1.9.3.1 Ventajas.....	62
1.9.3.2 Desventajas	62
2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FORMACIONES PRODUCTORAS...64	
2.1 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.....	64
2.2 ESTADOS DE FLUJOS	65
2.2.1 Flujo continuo o estacionario	65
2.2.2 Flujo no continuo o transitorio	66
2.2.3 Flujo semi-continuo.....	66
2.3 ECUACIONES QUE DESCRIBEN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO	66
2.3.1 La ley de Darcy.....	67
2.3.2 Simplificaciones de la ecuación de Darcy	67
2.4 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP).....	71
2.5 CONCEPTO DE IPR.....	73

2.5.1 Método de Vogel.....	73
2.5.2 Método de Vogel compuesto	74
2.5.3 Método de Fetkovich.....	75
2.6 PATRONES DE FLUJO.....	76
2.6.1 Patrones de flujo para flujo horizontal y cercanamente horizontal.....	77
2.6.2 Patrones de flujo para flujo vertical y fuertemente inclinado	79
2.6.3 Correlación de flujo multifásico	82
3. GENERALIDADES DEL BLOQUE BUENAVISTA.....	83
3.1 LOCALIZACIÓN	83
3.2 RESEÑA HISTÓRICA DE UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY.....	84
3.3 MARCO GEOLÓGICO.....	86
3.3.1 EDAD: Devónica.....	87
3.3.2 EDAD: Jurásico Superior	87
3.3.3 EDAD: Albiano & Hauteriv	88
3.3.4 EDAD: Cenomaniano a Santoniano	89
3.3.5 EDAD: Campaniano a Maastrichtiano.....	90
3.3.6 EDAD: Maastrichtiano.....	91
3.3.7 EDAD: Paleoceno	92
3.3.8 EDAD: Eoceno Temprano a Paleoceno Tardío.....	93
3.3.9 EDAD: Eoceno temprano.....	93
3.3.10 EDAD: Mioceno medio a Eoceno medio	94
3.4 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.....	95

3.4.1 Roca Generadora	95
3.4.2 Roca almacenadora	95
3.4.3 Roca sello	96
3.4.4 Trampa	96
3.5 ESTRATIGRAFÍA	97

4.METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS DEL BLOQUE BUENAVISTA..... 98

4.1 ETAPA 1. RECOLECCIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN	99
4.2 ETAPA 2. INGRESO DE LA INFORMACIÓN AL SIMULADOR	100
4.2.1 Modelo de superficie	100
4.2.2 Modelo del pozo	102
4.3 ETAPA 3: AJUSTE DEL MODELO	111
4.3.1 Correlación de flujo multifásico.	111
4.3.2 Ajuste de presión y temperatura	112
4.3.3 Ajuste del sistema de levantamiento	112
4.4 ETAPA 4: OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN.....	113
4.4.1 Cambio de diámetro de la tubería de producción	113
4.4.2 Reducción del diámetro del choke	115
4.4.3 Aumento en la velocidad de operación de la bomba.	115
4.4.4. Disminución en presión de cabeza.	118
4.4.5 Evaluación del daño.....	119

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	123
5.1 SENSIBILIZACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN.....	124
5.2 ANÁLISIS DE LOS POZOS EN ESTUDIO.....	127
5.2.1 POZO BUENAVISTA 2.....	127
5.2.2 POZO BUENAVISTA 3.....	132
5.2.3 POZO BUENAVISTA 4.....	140
5.2.4 POZO BUENAVISTA 5.....	147
5.2.5 POZO BUENAVISTA 6.....	154
5.2.6 POZO BUENAVISTA 7.....	160
6. ANÁLISIS FINANCIERO.....	166
6.1 FLUJO DE CAJA.....	167
6.2 INDICADORES DE RENTABILIDAD.....	168
6.2.1 Valor presente neto.....	168
6.2.2 Tasa de interés de oportunidades (TIO).....	169
6.2.3 Tasa interna de retorno (TIR).....	170
6.2.4 Relación costo-beneficio (C/B).....	170
6.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN.....	171
6.3.1 OPEX.....	171
6.3.2 CAPEX.....	171
6.3.3 Relación ingreso-egresos.....	172
6.3.4 Flujo de caja.....	172

6.3.5 Payback time	172
6.4ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA OPTIMIZACIÓN PROPUESTA.....	173
6.4.1 Costos asociados al tratamiento de “STANDARD HCL HF 12/3”.....	174
6.4.1.1 Análisis económico cuando la remoción del daño es de un 100%.	175
6.4.1.2 Análisis económico cuando la remoción del daño es de un 50%.	178
6.4.1.3 Análisis económico cuando no es necesario la remoción del daño.	180
CONCLUSIONES.....	181
RECOMENDACIONES.....	183
BIBLIOGRAFÍA.....	184

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema de producción.	28
Figura 2.Principales nodos del sistema de producción.	32
Figura 3. Capacidad de flujo del sistema.	34
Figura 4. Nodo solución en fondo de pozo.....	36
Figura 5. Nodo solución en cabeza de pozo.	38
Figura 6. Nodo solución en el separador.	41
Figura 7. Nodo solución en medios porosos.	43
Figura 8. Análisis nodal para sartas telescópicas.	45
Figura 9. Nodo funcionales: solución en el estrangulador de superficie.	48
Figura 10.Esquema de un pozo en condiciones fluyentes.	50
Figura 11.IPR para un sistema de levantamiento artificial.....	52
Figura 12.Sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas.....	55
Figura 13.Estator.	56
Figura 14.Rotor.....	56
Figura 15.Niple de paro.	57

Figura 16. Cabezal para un sistema de levantamiento PCP.	59
Figura 17. Sistema de transmisión.....	60
Figura 18. Factor “X” de Mathews y Russel.	70
Figura 19. Representación gráfica del índice de productividad IP.	72
Figura 20. Esquema del trabajo de Vogel.	74
Figura 21. Comportamiento de Vogel compuesto.	75
Figura 22. Flujo estratificado.....	77
Figura 23. Flujo intermitente.	78
Figura 24. Flujo anular.....	78
Figura 25. Burbujas dispersas.	79
Figura 26. Flujo burbuja.....	80
Figura 27. Flujo slug.	80
Figura 28. Flujo churn.....	81
Figura 29. Flujo anular (neblina “An”).....	82
Figura 30. Correlación de flujo multifásico en tuberías.....	82
Figura 31. Localización del Bloque Buenavista.....	83
Figura 32. Coordenadas del Bloque Buenavista.	84
Figura 33. Línea del tiempo UTOE	84
Figura 34. Columna estratigráfica del Bloque Buenavista.....	97

Figura 35. Desarrollo del modelo de simulación.	98
Figura 36. Red de recolección.	101
Figura 37. Data correspondiente a la línea de flujo.	101
Figura 38. Modelo del fluido.	102
Figura 39. Caracterización del fluido.	103
Figura 40. Data de viscosidades.	104
Figura 41. Data de calibración.	105
Figura 42. Datos IPR	106
Figura 43. Curvas IPR.	106
Figura 44. Pozo Buenavista 1	107
Figura 45. Datos del perfil de desviación.	107
Figura 46. Data del registro geotérmico.	108
Figura 47. Configuración de la tubería de producción.	109
Figura 48. Selección del S.L.A.	109
Figura 49. Diseño de la bomba PCP.	110
Figura 50. Curvas de comportamiento del equipo de fondo BUENAVISTA 1.	110
Figura 51. Selección de la correlación de flujo multifásico Buenavista 1.	111
Figura 52. Perfil de presión y temperatura Buenavista 1.	112

Figura 53. Sensibilización del diámetro de la tubería de producción; Buenavista 1	114
Figura 54. Sensibilización de las RPM de la bomba del pozo Buenavista 1.....	117
Figura 55.Sensibilización de la presión en cabeza; Buenavista 1.	119
Figura 56. Sensibilización del daño; Buenavista 1.	121
Figura 57.Comportamiento del caudal de los fluidos producidos; Buenavista 1..	122
Figura 58. Remoción del daño en un 100% (pozos de aceite)	174
Figura 59. Remoción del daño en un 100% (pozos de gas).....	174
Figura 60.Remoción del daño en un 50% (pozos de aceite)	176
Figura 61.Remoción del daño en un 50% (pozos de gas).....	176

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros a emplear en las correlaciones.	47
Tabla 2. Escala típica del índice de productividad en BPD/Psi.	72
Tabla 3. Sensibilización de las RPM del pozo Buenavista 1.	117
Tabla 4. Daños estimados de los pozos.	120
Tabla 5. Opción optimista al eliminar al 50% y 100% el daño; Buenavista 1.	121
Tabla 6. Parámetro calculador a través de PIPESIM.	124
Tabla 7. Tratamiento para el proceso de estimulación.	126
Tabla 8. Sensibilización de las RPM del pozo Buenavista 3.	133
Tabla 9. Opción optimista al eliminar al 50% y 100% el daño; Buenavista 3.	133
Tabla 10. Sensibilización de las RPM del pozo Buenavista 4.	139
Tabla 11. Opción optimista al eliminar al 50% y 100 el daño; Buenavista 4.	140
Tabla 12. Sensibilización de las RPM del pozo Buenavista 5.	146
Tabla 13. Opción optimista al eliminar al 50% y 100% el daño; Buenavista 5.	146
Tabla 14. Sensibilización de las RPM del pozo Buenavista 6.	152
Tabla 15. Indicadores para el análisis financiero.	164
Tabla 16. Interpretación del indicador de rentabilidad VPN.	166

Tabla 17. Indicador de la relación costo - beneficio.	167
Tabla 18. Resultados de los trabajos de optimización.	170
Tabla 19. Costos de estimulación	172
Tabla 20. Resultados para la remoción del daño en un 100% (pozos de aceite) .	173
Tabla 21. Resultados para la remoción del daño en un 100% (pozos de gas).	173
Tabla 22. Resultados para la remoción del daño en un 50% (pozos de aceite). ..	175
Tabla 23. Resultados para la remoción del daño en un 50% (pozos de gas).	175

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DE LA OPERACIÓN DE LOS POZOS DEL BLOQUE BUENAVISTA, OPERADOS POR LA EMPRESA UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY UTILIZANDO TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN*

AUTORES. ADELA KARINA URIBE GARCÍA**

ELIANA YAMILE TORRES MARTÍNEZ**

PALABRAS CLAVES: UTOE, Análisis nodal, Sistema de bombeo por cavidades progresivas, Sistema de producción, Bloque Buenavista, PIPESIM, INFLOW, OUTFLOW y DRAWDOWN

DESCRIPCIÓN: El análisis nodal es una técnica que permite optimizar las operaciones o en su efecto, el sistema de producción de un determinado pozo/campo, con el fin de mejorar/aumentar el potencial de producción a través de la identificación de restricciones de flujo, sobredimensionamiento o pérdida de energía.

Es así, que este proyecto se ha llevado a cabo con la utilización de esta técnica, a través de una metodología que permita el fácil estudio del comportamiento de cada uno de los pozos presentes en el Bloque Buenavista y autorizados por la empresa UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY; el cual está ubicado en el departamento de Boyacá. Para ello se dispuso de los nodos estratégicamente. Con el fin de observar el comportamiento real de la presión y por ende del caudal de producción.

La metodología utilizada se llevó a cabo mediante la utilización del software PIPESIM de la empresa SCHLUMBERGER, el cual permite analizar eficientemente las características del sistema de producción desde fondo de pozo hasta la estación de recolección, además de conocer el potencial del yacimiento entre otras.

Para dicha optimización se tuvo en cuenta el cambio de diámetro de la tubería de producción, disminución del diámetro del choke, cálculo del daño de la formación y propuesta de estimulación, aumento en la velocidad de operación de la bomba y disminución en presión de cabeza. Además se llevó a cabo un análisis económico que permita determinar cuál de las modificaciones realizadas es la más adecuada y rentable.

*Proyecto de grado

**Facultad de ingeniería físico-química. Escuela ingeniería de petróleos. Director: Ing. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ, Codirector: Ing. CARLOS IVAN BARON VIVAS.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL ANALYSIS OF THE OPERATION WELLS OF BUENAVISTABLOCK, OPERATED BY UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY COMPANY BY USING TECHNICAL ANALYSIS OF PRODUCTION*

AUTHORS: ADELA KARINA URIBE GARCÍA**
ELIANA YAMILE TORRES MARTÍNEZ**

KEYWORDS: UTOE, Nodal Analysis, Progressive Cavity Pump System, Production System, Buenavista Block, PIPESIM, INFLOW, OUTFLOW and DRAWDOWN.

DESCRIPTION: Nodal analysis is a technique for optimizing operations or its effect in the production system of a given well/field, in order to improve/increase the potential production through the identification of flow restrictions, oversizing or loss of energy.

So this project has been carried out with the use of this technique through a methodology that allows an easy study of the behavior of each of these wells in Buenavista block and it has been authorized by UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY Company, which is located in Boyacá department. The nodes were disposed strategically in order to observe the actual behavior of the pressure and therefore the production rate.

The methodology was carried out through the use of PIPESIM software from SCHLUMBERGER COMPANY, which allows analyze efficiently the characteristics of the production system from down hole to the harvest stationary, besides knowing the potential of the deposit and others.

It was taken into account the change in diameter of the production tubing ,choke diameter decreased, calculation of damage formation and stimulation proposal, speed operating increasing of the pump and decrease in head pressure for this optimization. It also conducted an economic analysis to determine which of the changes made is the most appropriate and cost effective.

*Proyecto de grado

**Facultad de ingeniería físico-química. Escuela ingeniería de petróleos.Director: Ing. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ, Codirector: Ing. CARLOS IVAN BARON VIVAS.

INTRODUCCIÓN

Actualmente la industria de los hidrocarburos se encuentra en procesos de optimización de sus operaciones con el propósito de aumentar la producción de los campos actuales y así mismo buscar nuevos yacimientos de hidrocarburos, para acrecentar las reservas del país tanto en petróleo como en gas. Todo esto ligado a factores altamente importantes como lo son los indicadores económicos y la rentabilidad de dichos proyectos.

Como es de saberse una de las alternativas más favorables para la optimización del sistema de producción es el análisis nodal, que día tras día muestra su efectividad, ya que permite verificar el potencial real de cada uno de los pozos o del sistema en general; si se cuenta con información puntual y concerniente a este tipo de estudios. Básicamente el análisis nodal consiste en determinar las restricciones del sistema que ocasionan que el pozo no muestre su máximo potencial, cuantificando el impacto de las diferentes variables a tener en cuenta.

Es por ello que en este proyecto se busca realizar un análisis técnico-financiero a la operación de siete (7) pozos pertenecientes al Bloque Buenavista en el departamento de Boyacá, operados por la empresa UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY, a través de técnicas de análisis de producción con el fin de determinar la continuidad de la explotación del bloque. Analizando la influencia de cinco factores en la productividad de los mismos. Estos factores a estudiar son: el cambio de diámetro de la tubería de producción, disminución del diámetro del choke, cálculo del daño de la formación, aumento en la velocidad de operación de la bomba y disminución en presión de cabeza, adicional a una propuesta de trabajo de estimulación para obtener mayor caudal de gas o crudo en superficie.

Para el desarrollo se siguió la siguiente metodología con la ayuda del software PIPESIM de la empresa SCHLUMBERGER, ya que permite modelar el sistema de

producción con sus componentes y teniendo en cuenta el sistema de levantamiento utilizado (flujo natural y PCP) así: 1) recopilación y validación de la información, 2) ingreso de la información al simulador, 3) realización del ajuste de la data de los diferentes pozos, 4) definir las oportunidades de optimización a través de la técnica de análisis nodal, 5) analizar los resultados obtenidos y 6) análisis financiero.

Para ello se organiza el contenido en seis (6) capítulos estructurados para un fácil entendimiento del proceso de optimización del sistema de producción de los siete (7) pozos pertenecientes al Bloque Buenavista.

En el capítulo uno (1) se describe lo concerniente al sistema de producción, la técnica de análisis nodal con información detallada de cada uno de los nodos asociados a este, adicionalmente se describe lo referente al sistema de levantamiento por bombeo de cavidades progresivas.

En el capítulo dos (2) se describe los diferentes estados de flujo, las ecuaciones que describen el comportamiento del flujo, conceptos tales como IPR, IP y los métodos que estudian el comportamiento del IPR, así como los diferentes patrones de flujo (horizontal y vertical).

El capítulo tres (3) corresponde a las generalidades del Bloque Buenavista, dentro de las cuales se encuentra: localización, reseña histórica de la empresa UTOE, marco geológico, geología del petróleo en el Bloque y la estratigrafía.

En el capítulo cuatro (4) se describe la metodología utilizada tomando el pozo Buenavista 1 como referencia.

En el capítulo cinco (5) se analizan minuciosamente los resultados obtenidos en los 6 pozos restantes, junto con gráficas y tablas. Además se expone el proceso de estimulación a realizar.

En el capítulo seis (6) se realiza la respectiva valoración y análisis financiero evaluando la viabilidad de los cambios y/o trabajos propuestos desde la perspectiva económica.

1. ANÁLISIS NODAL

Después de realizadas todas las operaciones concerniente a la extracción del hidrocarburo que se encuentran in-situ y ser llevados a superficie, se debe analizar todos los factores y procedimientos que afectan la producción del crudo, puesto que los fluidos in-situ requieren energía para vencer las pérdidas por fricción del sistema. Por lo que un barril en yacimiento puede ser considerablemente diferente a la cantidad obtenida en separador.

Para realizar un estudio a través del análisis nodal es necesario conocer el sistema de levantamiento utilizado por el pozo, ya sea producción natural o por un sistema de levantamiento artificial (S.L.A), el cual se encargará de levantar los fluidos desde el yacimiento hasta superficie.

Estos fluidos deben vencer una serie de fuerzas de fricción provocadas por el medio poroso, tubing y tuberías de superficie hasta llegar al separador. Es por ello que se realiza un estudio de la caída de presión que permita obtener un comportamiento de la producción y así optimizar la misma.

1.1 SISTEMA DE PRODUCCIÓN

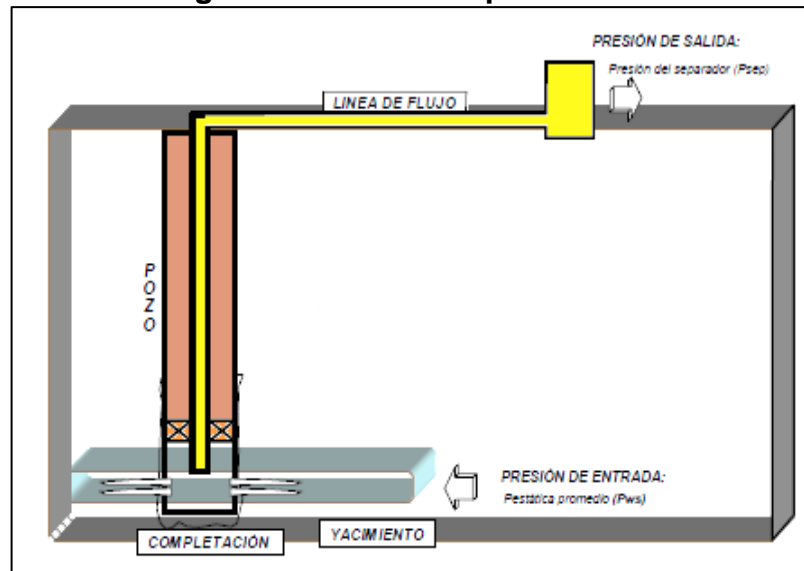
El sistema de producción de los pozos petroleros están conformados por diferentes componentes que son de vital importancia y por lo tanto no deben faltar bajo ninguna circunstancia, ellos son: el yacimiento, la completación, el pozo y las facilidades de superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza misma, mientras que la completación (perforación o cañoneo), el pozo y las facilidades de superficie es

infraestructura construida por el hombre para la extracción del crudo, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos extraídos de los yacimientos.

1.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN

El proceso de producción en un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje (r_e) en el yacimiento hasta el separador. Inicialmente los fluidos se encuentra en el yacimiento con una presión de partida llamada “presión estática del yacimiento”, y una presión final o de entrega que es llamada “presión del separador” en la estación de flujo.

Figura 1. Sistema de producción



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

1.3 RECORRIDO DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA

El transporte de los fluidos a través del sistema de producción requiere un suministro de energía, para poder vencer las pérdidas que se generan durante el traslado desde el yacimiento hasta el separador. Estas pérdidas están asociadas a la fricción, al peso de la columna y a ciertos efectos de aceleración. Debe recordarse además, que el flujo en el yacimiento se da a través del medio poroso.

1.3.1 Transporte en el yacimiento

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia r_e del pozo donde la presión es P_{ws} , viaja 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} . En esta sección se pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ($K_o \cdot h$), presenta restricción en las cercanías del pozo (daño, S) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (μ_o), mientras más grande sea la zona de interés mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo, mejorando el índice de productividad. La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo.

1.3.2 Transporte en las perforaciones

Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación que puede ser un revestidor de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en

formaciones consolidadas, o un empaque con grava, normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena. En el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobrecompactación o trituración de la zona alrededor de las perforaciones y a la longitud de penetración de la perforación; en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta al flujo. Al atravesar la completación los fluidos entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} .

1.3.3 Transporte en el pozo

Ya dentro del pozo 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. Llegan al cabezal del pozo con una presión P_{wh} .

1.3.4 Transporte en la línea de flujo superficial

En los pozos que producen por flujo natural, el fluido al salir del pozo existe un reductor de flujo en el cabezal donde ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo (P_{lf}), luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador P_{sep} , donde se separan el crudo, el gas y el agua.

1.4 INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS NODAL

Como se mencionó anteriormente para realizar un estudio a la producción de uno o varios pozos y a la vez optimizarla, es necesario saber en qué consiste el análisis nodal; siendo esta una técnica que permite analizar el rendimiento del sistema, teniendo en cuenta cada componente.

Esta aplicación al análisis de los sistemas de producción de pozos fue propuesta por Gilbert en 1954 y discutida por Nind en 1964 y Brown en 1978¹.

Para realizar un análisis nodal es necesario conocer el sistema de producción desde yacimiento hasta superficie, específicamente hasta el separador y a través del cual viajan los fluidos. La energía que necesita el fluido para ascender hasta superficie se traduce en presión, la cual permite que los pozos produzcan de forma natural y en su momento con ayuda de un S.L.A.

Como es de esperarse, en un sistema de producción la presión decae a medida que los fluidos ascienden por el sistema, debido a las fuerzas de fricción presentes; por lo tanto se debe seleccionar un nodo solución (Figura 2); el cual depende del componente del sistema que se desee evaluar, pero la posición debe ser la mejor, es decir, aquella que permitirá estudiar la caída presión aguas arriba (upstream), la cual comprende la sección de entrada del flujo (inflow) y aguas abajo (downstream) el cual comprende la sección de salida del flujo (outflow). Para ello se conocen dos presiones que para efectos de cálculo se consideran constantes para rangos de tiempo considerablemente cortos, siendo estas la presión del yacimiento (P_R) y la presión del separador (P_{sep}).

$$\Delta P_{TOTAL} = P_R - P_{sep} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_4 + \dots + \Delta P_n \text{-----Ecuación 1}$$

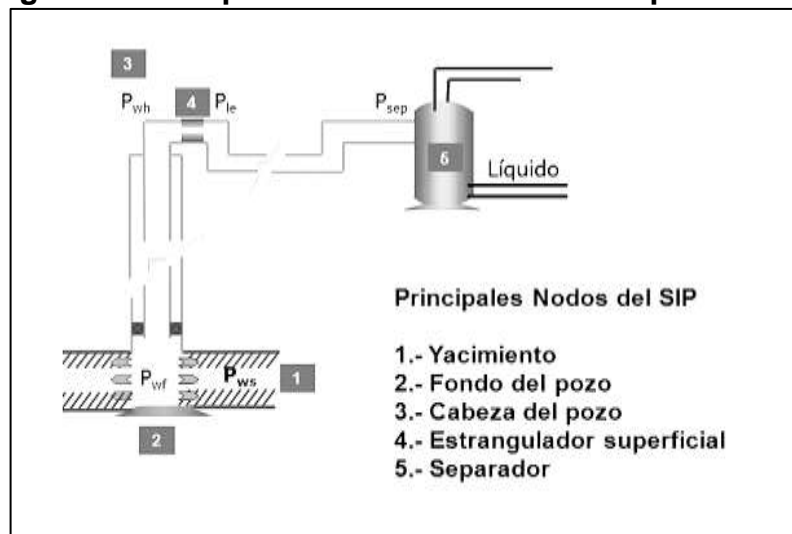
¹HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal™. En: Oilproduction.net [En línea], Argentina, 2009; [consultado 01/05/13]. Disponible en < http://www.oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf >.

Las pérdidas de producción generalmente están asociadas a:

- Flujo del yacimiento.
- Flujo a través de las perforaciones.
- Flujo a lo largo del tubing.
- Flujo a través de la válvula choke.
- Flujo a lo largo de la línea de flujo.

Obtener una caída de presión constante, a pesar de que cada componente tenga una caída de presión variable significa que existe un componente con una caída de presión muy alta, el resto de componente tendrá una caída de presión disponible baja, por lo que el caudal a través del sistema de producción será bajo también. Este fenómeno origina lo que comúnmente se conoce como “cuello de botella”.

Figura 2. Principales nodos del Sistema de producción



Fuente: <<http://cmtoti.blogspot.com/2010/07/analisis-nodal.html>>

1.5 PROCESO DE APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL

Para realizar un análisis nodal es necesario tener en cuenta los siguientes pasos:

1. Se debe seleccionar el nodo, el cual separa el sistema en dos partes así:
 - INFLOW: La zona aguas arriba del nodo.
 - OUTFLOW: La zona aguas abajo del nodo.
2. Se realiza el respectivo balance de presiones, teniendo en cuenta que:
 - Caudal que entra= caudal que sale.
 - La presión en el nodo es única.

Usando esta metodología permite escribir las siguientes expresiones:

$$P_R - \Delta P_{upstream} = P_{nodo} \text{-----Ecuación 2}$$

Y

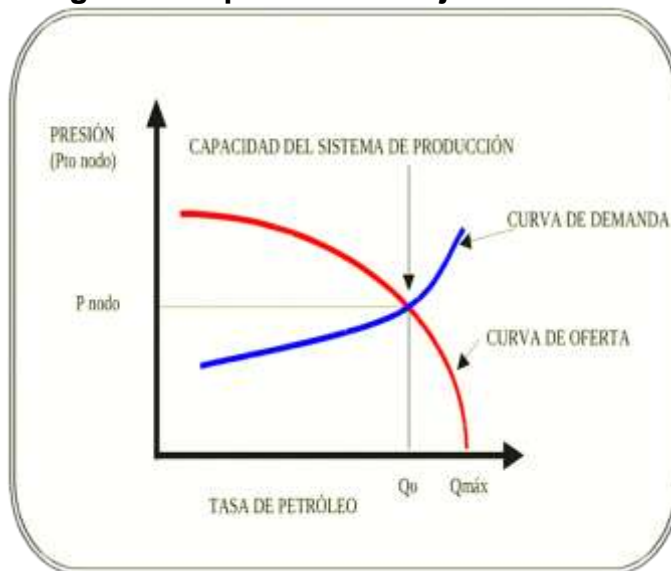
$$P_{sep} - \Delta P_{downstream} = P_{nodo} \text{-----Ecuación 3}$$

La ecuación (2) aplica al sistema de producción que se ha denominado inflow, comenzando en el yacimiento y terminando en el nodo. Por lo tanto la ecuación (3) describe el balance de presión en el outflow, el cual va desde el nodo hasta el separador.

- Posteriormente para varios caudales se determina la presión en el nodo, utilizando tanto la ecuación de inflow como la ecuación de outflow, y se gráfica. Al graficar existirá un caudal único para el cual a esa presión ambas curvas en el nodo seleccionado coincidan (figura 3).

Cabe resaltar que si estas curvas no se cruzan, no significa que el análisis nodal haya tenido una mala interpretación, lo que quiere decir realmente, es que no existe un caudal que satisfaga las condiciones de presión de ambas zonas del sistema, es decir, el pozo no fluirá de manera natural.

Figura 3. Capacidad de flujo del sistema



Fuente: análisis nodal en pozos de petróleo <<http://prohid1.blogspot.com/>>

Al realizar un análisis nodal, es de vital importancia la ubicación del nodo, para ello existen varios lugares donde se pueden colocar dependiendo de la conveniencia personal tales son:

- Yacimiento.
- Cercano al pozo.
- Fondo del pozo.
- Cabezal.
- Válvula de subsuelo.
- Separador.
- Reductor y Restricción.

1.6 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA

La capacidad de producción del sistema está representada a través del caudal de producción del pozo, y esta es consecuencia de un perfecto balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación. Por ello se busca explicar el procedimiento seguido en cada uno de los nodos solución existentes, a continuación se presenta cada uno de los nodos tales son: nodo en el fondo de pozo, nodo en cabeza, nodo en el separador, nodo en el medio poroso, nodo en sargas telescópicas y nodos funcionales.

1.6.1 Nodo solución en fondo de pozo

Es el nodo solución más utilizado y se localiza en el centro del pozo, en el punto medio de las perforaciones y divide el sistema en el yacimiento y el sistema de producción total (sistema de producción, cabeza, línea de flujo superficial y separador).

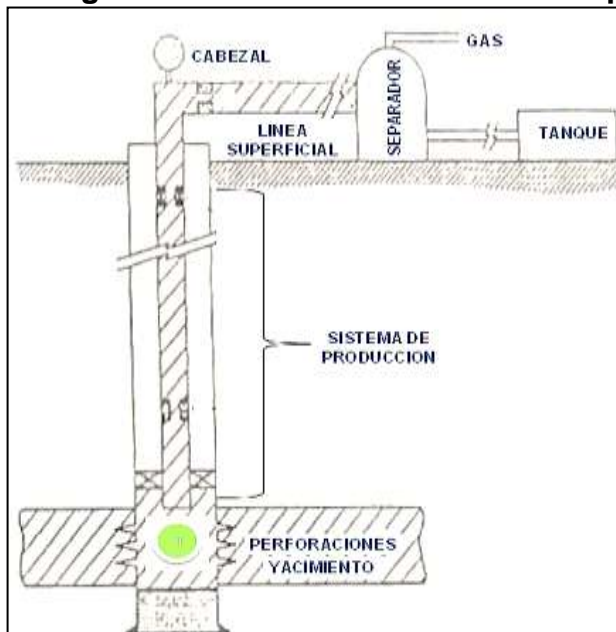
- INFLOW: Los fluidos provenientes del yacimiento.
- OUTFLOW: Los fluidos que avanzan a través del sistema de producción hasta llegar al separador.

A continuación se presenta el procedimiento a seguir cuando se decide utilizar el nodo solución en fondo de pozo:

1. Se asumen varios caudales de flujo

2. Determinar la pérdida de presión desde el nodo en el separador hasta el nodo en estudio para cada caudal asumido, se comienza con la presión en el separador y se añade la pérdida de presión en la línea superficial y en el tubing.
3. Determinar la pérdida de presión en el medio poroso, para un PI asumido constante este puede calcularse a partir de la ecuación 8.
4. Representar gráficamente las presiones a la entrada de la tubería de producción versus los caudales de flujo, ya que este nodo es el inflow hacia la tubería de producción (o caudal máximo de trabajo).
5. La intersección de la curva del IPR y la del punto 4 es el caudal previsto y óptimo para el sistema.

Figura 4. Nodo solución en fondo de pozo



Fuente: Modificado de <<http://www.portaldelpetroleo.com/2010/10/soluciones-para-analisis-de.html>>

1.6.2 Nodo solución en cabeza de pozo

El cabeza del pozo es una de las posiciones más apetecidas al momento de realizar un análisis nodal, porque constituye el punto medio del sistema de producción y además ofrece la posibilidad de medir ciertas propiedades del fluidos y del sistema, lo que nos permitirá realizar un paralelo entre lo que se posee teóricamente y lo que está sucediendo en la práctica. Además en el caso que se aplique un S.L.A es necesario seleccionar el cabezal del pozo como punto de convergencia y análisis, ya que en otros nodos los cálculos podrían ser difícilmente predecibles u obtener resultados erróneos.

- INFLOW: Los fluidos provenientes del yacimiento y que avanzan a través del sistema de producción hasta llegar a cabeza.
- OUTFLOW: Los fluidos que pasan a través de la línea superficial hasta llegar al separador.

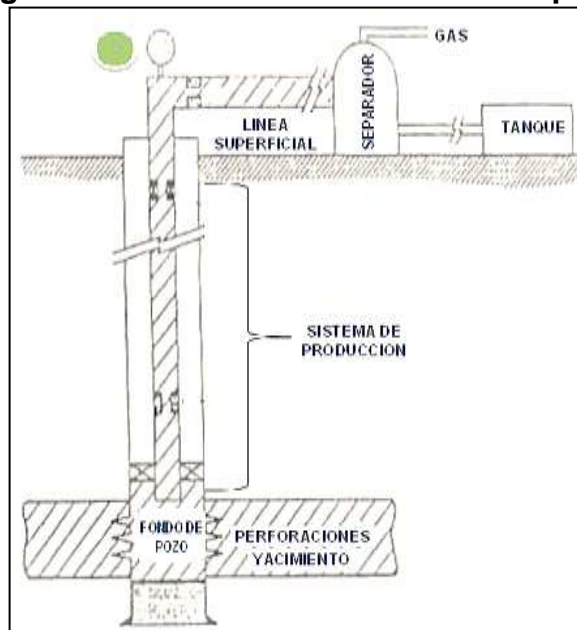
A continuación se presenta el procedimiento a seguir cuando se decide utilizar el nodo solución en cabeza de pozo²:

1. Suponer varios caudales de flujo.
2. Empezar con la presión del separador y determinar la presión de cabeza para llevar los fluidos hasta el separador. La diferencia entre estas presiones da como resultado la caída de presión en el nodo del separador hasta el nodo en cabeza de pozo.

²ROMERO, Carlos & BAUTISTA, Fausto. Evaluación de la producción del campo Llanito utilizando el método de análisis nodal, 2012.

3. Utilizando los mismos caudales de flujo supuestas y empezando desde el yacimiento encontramos las presiones de flujo (P_{wf}) correspondientes para producir estos caudales.
4. Con las presiones de flujo obtenidas, determinar la presión de cabeza permisible para los caudales de flujo supuestas.
5. Representar las presiones de cabeza del paso dos (2) y las determinadas en el paso cuatro (4) contra las tasas de flujo supuestas. La intersección de estas dos curvas de presiones de cabeza determina la tasa de flujo del sistema.

Figura 5. Nodo solución en cabeza de pozo



Fuente: Modificado de <<http://www.portaldelpetroleo.com/2010/10/soluciones-para-analisis-de.html>>

1.6.3 Nodo solución en el separador

Es el nodo final del sistema de producción y dentro de un análisis nodal, la presión en este punto es constante, que por sí misma no varía con la tasa de producción. Aunque esta no es una posición muy utilizada, la presión del separador se vuelve una variable crítica sobre la producción; cuando se tiene que controlar para manejar la presión de trabajo de los demás componentes del sistema en superficie o cuando se dispone de volúmenes altos de gas.

Generalmente se espera que una disminución de la presión en el separador permita aumentar la tasa de producción, porque la demanda que impone el sistema será menor para un caudal dado; sin embargo, también se ha notado que el efecto sobre el sistema total es pequeño, debido a que una disminución de la presión promedio de flujo en una línea de área constante, también motiva a que los fluidos se expandan y aumenten su velocidad y por lo tanto aumente las pérdidas por fricción. Si la línea posee una inclinación alta, la expansión de los fluidos permitirá un real alivio de las pérdidas por disminución de los efectos hidrostáticos.

Es común encontrar situaciones en las cuales fracasa una disminución de la presión del separador como operación propuesta para aumentar la producción, debido a que las líneas o tuberías de producción actúan como una restricción o la productividad de la formación es baja, entonces en este caso el yacimiento actúa como restricción.

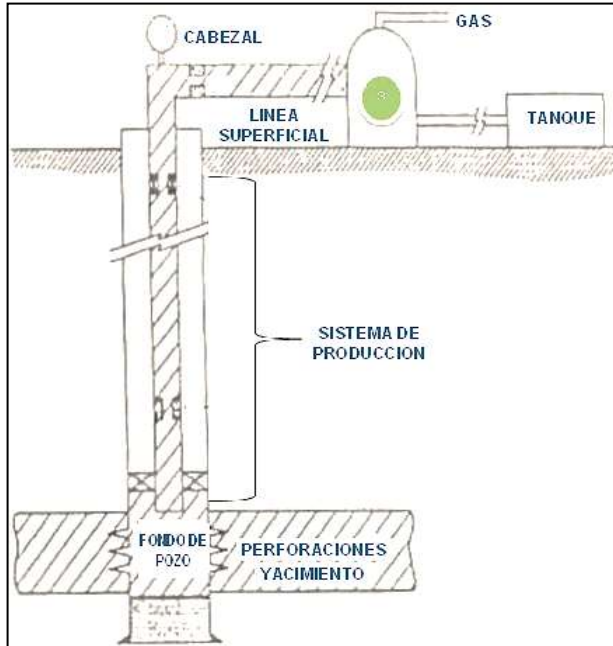
- INFLOW: Los fluidos provenientes del yacimientos que avanzan a través del sistema de producción hasta llegar al separador.
- OUTFLOW: Específicamente la presión del separador.

A continuación se presenta el procedimiento a seguir cuando se decide utilizar el nodo solución en el separador³:

1. Suponer varios caudales de flujo.
2. Empezar por la posición final (P_R) y determinar la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca a los caudales de flujo supuestas. A partir de las relación de capacidad de afluencia más apropiada.
3. Con el valor obtenido de P_{wf} como presión de entrada al tubing, determinar la correspondiente presión de cabeza de una correlación de flujo multifásico.
4. Empleando las presiones de cabeza del paso anterior, calcular la presión de separador permisible para cada uno de las tasas supuestas, sin tener en cuenta que la presión del separador es constante.
5. Representar gráficamente la presión del separador versus el caudal de flujo, y trazar la línea de presión constante del separador. La intersección de estas curvas es el caudal de flujo.

³ ROMERO, Carlos & BAUTISTA, Fausto. Evaluación de la producción del campo Llanito utilizando el método de análisis nodal, 2012

Figura 6. Nodo solución en el separador



Fuente: Modificado de <<http://www.portaldelpetroleo.com/2010/10/soluciones-para-analisis-de.html>>

1.6.4 Nodo solución en el medio poroso

Este nodo solo nos da la oportunidad de analizar el efecto del cambio de la presión del yacimiento P_R . Para dar solución a este nodo es necesario iniciar en la posición final, que en este caso es la presión del separador, sumando todas las pérdidas de presión hasta llegar a la posición del medio poroso.

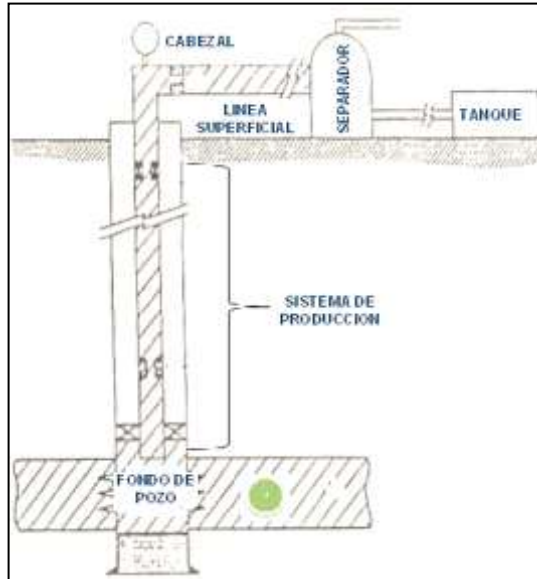
- INFLOW: Específicamente la presión del yacimiento.
- OUTFLOW: Los fluidos que se levantan desde fondo de pozo hasta llegar al separador.

A continuación se presenta el procedimiento a seguir cuando se decide utilizar el nodo solución en el medio poroso⁴:

1. Suponer varios caudales de flujo.
2. Utilizando una correlación de flujo multifásico apropiada e iniciando por la presión del separador, determinar la presión de cabeza requerida para llevar los fluidos hasta el separador.
3. Determinar los valores de presión de entrada al tubing para los caudales supuestos, utilizando las presiones de cabeza calculadas en el paso dos (2) a los caudales de flujo supuestas.
4. Partiendo de los valores de presión de entrada al tubing hallados en el paso tres (3), encontrar los valores de presión promedio del yacimiento requeridos para cada caudal de flujo supuesta, empleando la ecuación apropiada para el comportamiento del índice de productividad del pozo.
5. Representar gráficamente los valores de presión promedio del yacimiento encontrados en el paso anterior versus el caudal de flujo, trazar la línea de presión promedio del yacimiento constante en la misma figura. La intersección de las dos curvas determina el caudal de flujo del sistema.

⁴ ROMERO, Carlos & BAUTISTA, Fausto. Evaluación de la producción del campo Llanito utilizando el método de análisis nodal, 2012

Figura 7. Nodo solución en medios porosos



Fuente: Modificado de <<http://www.portaldelpetroleo.com/2010/10/soluciones-para-analisis-de.html>>

1.6.5 Análisis nodal para sartas telescópicas

Una de las razones por las que se hace necesario el empleo de sartas telescópicas es cuando se utiliza liner para completar el pozo, este restringe el tamaño en la parte inferior del pozo, pero desde el tope del liner hasta la superficie se puede correr una sarta de tubing de mayores dimensiones.

El análisis nodal tomando como posición el inicio del adelgazamiento de la sarta, permite analizar las posibles variaciones de las diferentes tasas de producción para varios tamaños de tubing, en la parte superior del liner.

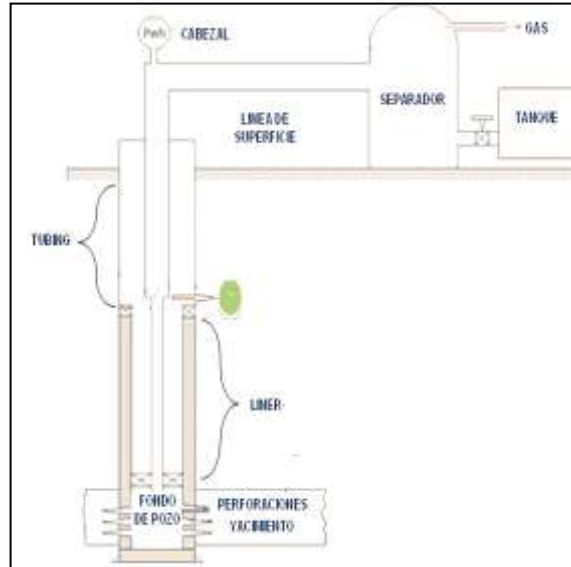
- **INFLOW**: Los fluidos provenientes del yacimientos hasta llegar al tubing en el sistema de producción.
- **OUTFLOW**: Los fluidos que se levantan a través del tubing y que llegan al separador.

A continuación se presenta el procedimiento a seguir cuando se decide utilizar el nodo solución en sartas telescópicas⁵:

1. Suponer varios caudales de flujo.
2. Obtener las presiones de cabeza de pozo para cada caudal supuesto, partiendo de la presión del separador.
3. Determinar la presión en la parte superior del nodo, para cada presión en cabeza calculada en el paso dos (2).
4. Partiendo de P_R , obtener la presión de fondo fluyendo para cada caudal de flujo supuesto, mediante la curva IPR.
5. Partiendo de P_{wf} determinadas en el paso cuatro (4) para cada caudal de flujo supuesto, obtener las presiones en la parte inferior del nodo solución, mediante el uso de las correlaciones de flujo multifásico vertical apropiadas.
6. Representar gráficamente las presiones obtenidas en los numerales 3 y 5 versus los caudales de flujo. La intersección de estas dos curvas es el caudal de flujo del sistema.

⁵ROMERO, Carlos & BAUTISTA, Fausto. Evaluación de la producción del campo Llanito utilizando el método de análisis nodal, 2012

Figura 8. Análisis nodal para sartas telescópicas



Fuente: Modificado de GIL, Javier. Optimización de la producción de los pozos con levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible del Campo Yarigüí-Cantagallo utilizando la técnica de Análisis Nodal.

1.6.6 Nodos funcionales

Los controles de flujo se denominan para efectos del análisis nodal como nodos funcionales y se caracterizan porque su presencia en el sistema de producción origina pérdidas de presión adicionales, las cuales generalmente se pueden representar o modelar con el uso de una relación matemática casi siempre empírica. Algunos elementos usados y representados como nodos funcionales son: estranguladores de superficie (choke), válvulas de seguridad, ensambles de fondo especial empleados como completamiento, empaquetamiento de fondo con grava, entre otros.

- **Nodo solución en el estrangulador de superficie**

El estrangulador es un dispositivo de un diámetro menor que el de la tubería y su función principal es controlar y regular la producción del pozo. Este por lo general se utiliza en la línea de superficie, es decir, después del árbol de navidad o S.L.A. Es importante destacar que este tipo de dispositivo puede ser de diámetro ajustable o fijo según conveniencia personal, en pro de la seguridad del pozo.

Existen variedad de correlaciones que permiten determinar el comportamiento del flujo a través del estrangulador, pero las más utilizadas son las de Gilbert, Ros, Baxendell y Achong (tabla 1).

A partir de datos de producción Gilbert desarrollo una expresión tomando como base la relación de las presiones antes y después de un orificio para flujo sónico de una fase, recomendando que dicha relación fuera de 0,588 o menor. Ros, Baxendell y Achong, tomaron como base el trabajo De Gilbert y cada uno estableció una relación en la que solo variaron los coeficientes de flujos⁶.

La forma general de las ecuaciones desarrolladas por estos investigadores es la siguiente:

$$P_1 = \frac{A \cdot q_l \cdot R^B}{d_c^C} \text{-----Ecuación 4}$$

Dónde:

P_1 = Presión aguas arriba (Psi).

q_l = Producción de líquido (BPD).

R = Relación gas libre-liquido (ft^3/Bl).

d_c = Diámetro del estrangulador (64 avos de pulgada).

A, B, C = Constante que dependen de la correlación y que toman los siguientes valores:

⁶Capítulo 4, Marco teórico: Análisis Nodal <http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mip/carreon_s_r/capitulo4.pdf>

Tabla 1. Parámetros a emplear en las correlaciones

CORRELACIÓN	A	B	C	AÑO
GILBERT	10	0,546	1,89	1954
ROS	17,4	0,5	2	1960
BAXENDELL	9,56	0,546	1,93	1963
ACHONG	3,82	0,65	1,88	1974

Fuente: modificado de Capítulo 4, Marco teórico: Análisis Nodal
<http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mip/carreon_s_r/capitulo4.pdf>

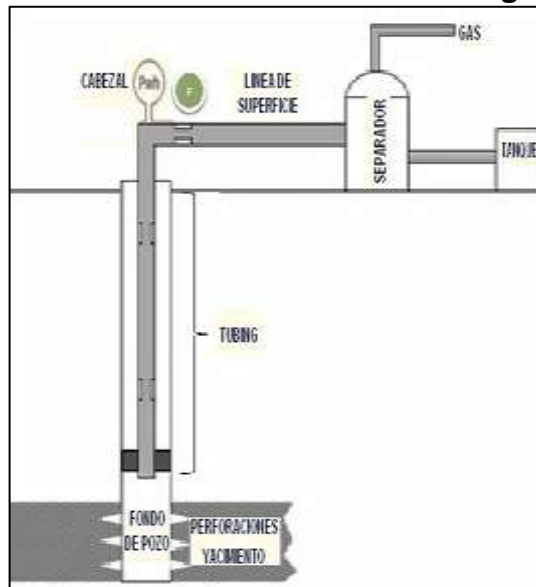
A continuación se presenta el procedimiento a seguir cuando se decide utilizar el nodo solución en el estrangulador de superficie⁷:

1. Suponer varias tasas de flujo y determinar las presiones de cabeza requeridas para llevar los fluidos hasta el separador mediante correlaciones de flujo multifásico horizontal; luego determinar las presiones de cabeza permisible partiendo de la presión promedio del yacimiento empleando correlaciones de flujo multifásico vertical y curvas IPR.
2. Representar gráficamente las presiones de cabeza calculadas en el paso anterior versus las tasas de flujo supuestas y calcular los diferenciales de presión para estas tasas.
3. Representar gráficamente los diferenciales de presión calculados en el paso dos (2) versus las tasas de flujo.
4. Aplicando la fórmula adecuada para el estrangulador, determinar las presiones de cabeza correspondiente para cada tasa de flujo supuesta y para diferentes tamaños del estrangulador.

⁷ROMERO, Carlos & BAUTISTA, Fausto. Evaluación de la producción del campo Llanito utilizando el método de análisis nodal, 2012

- Hallar el diferencial de presión para cada estrangulador, restando P_D versus P_{wh} del paso cuatro (4) y graficar estos valores versus tasa de flujo en la misma figura del paso tres (3), obteniendo así el comportamiento del sistema total para diferentes diámetros del estrangulador en la cabeza del pozo.

Figura 9. Nodos funcionales: solución en el estrangulador de superficie



Fuente: Modificado de HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal™. En: Oilproduction.net [En línea], Argentina, 2009; [consultado 01/05/13]. Disponible en < http://www.oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf >.

1.7 OPTIMIZACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA

En la optimización global del sistema se busca básicamente minimizar o en efecto eliminar aquellas secciones donde se presenta restricciones al flujo tanto en superficie como en el subsuelo, para ello es necesario realizar múltiples balances con diferentes valores de las variables más importantes que intervienen en el

proceso para luego, cuantificar el impacto que dicha variable tiene sobre la capacidad de producción del sistema.

Para este análisis de sensibilidad es de vital importancia la selección del nodo, ya que a pesar de que el mismo no modifica la capacidad de producción del sistema minimiza el tiempo para la obtención de resultados, es por ello que se sugiere que debe colocarse antes o después del componente donde se modifica la variable.

A continuación se menciona una lista de posibles aplicaciones del análisis nodal en sistemas de producción:

- Selección de diámetro de tubing.
- Selección de diámetros de líneas de flujo.
- Diseños de Gravel Pack.
- Dimensionamiento de los orificios de fondo o de superficie.
- Análisis de problemas en restricciones.
- Diseños de sistemas de levantamiento artificial.
- Evaluación de estimulación de pozos.
- Analizar la performance de la densidad de las perforaciones.
- Predecir efectos de depleción de los yacimientos.

1.8 ANÁLISIS NODAL APLICADO A SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.

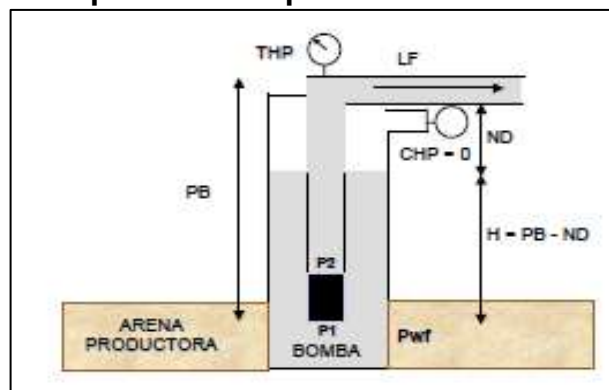
Cuando existe una tasa de producción donde la energía con la cual el yacimiento oferta los fluidos en el nodo, es igual a la energía demandada por la instalación, se dice que el pozo en estudio es capaz de producir por flujo natural. Cuando esa demanda de energía de la instalación, en el nodo, es siempre mayor que la oferta del yacimiento para cualquier tasa de flujo, entonces se requiere el uso de una

fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda; la utilización de esta fuente externa de energía con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador, es lo que se denomina Sistema de Levantamiento Artificial (S.L.A). Entre los S.L.A de mayor aplicación en la Industria Petrolera se encuentra: el levantamiento artificial por Gas, Bombeo Mecánico, por cabillas de succión, Bombeo Electro-Centrífugo Sumergible, Bombeo de Cavidades Progresivas y Bombeo Hidráulico.

El objetivo de los métodos de Levantamiento Artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la arena productora con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar de esta manera, la mayor afluencia de fluidos sin que genere problemas de producción: arenamiento, conificación de agua, etc.⁸

Es por ello que es importante realizar un análisis nodal en cada uno de estos sistemas ya que permiten dimensionar adecuadamente los equipos tanto de fondo como de superficie, al igual que optimizar el funcionamiento del equipo para aumentar la producción del pozo al cual se ha aplicado.

Figura 10. Esquema de un pozo en condiciones fluyentes



Fuente: CHACIN. Nelvy. Bombeo De Cavidades Progresivas, 2003

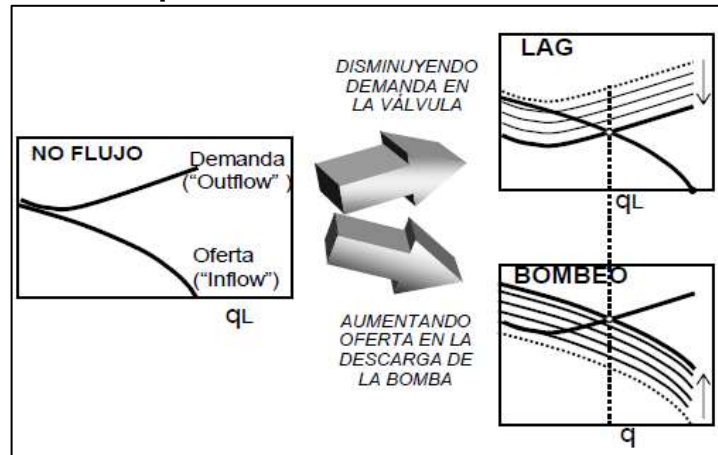
⁸MAGGILOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

Antes de arrancar la bomba en un pozo que no fluye el fluido debe estabilizarse en un nivel tal que la presión ejercida por la columna del fluido a la profundidad del yacimiento más la presión en tubería de revestimiento sea igual a la presión del yacimiento. La presión ejercida por esta columna de fluido al nivel del yacimiento se le llama Presión estática (P_s).

Al arrancar la bomba sube el nivel en la tubería de producción hasta la superficie y baja el nivel en el espacio anular. Al disminuir el nivel en el espacio anular, disminuye la presión de fondo, lo que generará una afluencia de fluidos desde el yacimiento, el pozo comienza a producir. Cuanto más baja el nivel de fluidos en el espacio anular, más aumenta la afluencia de fluidos. El nivel se estabiliza cuando la producción del yacimiento es igual al caudal de la bomba. En este caso la presión hidrostática más la presión en el revestimiento equilibra la presión de fondo fluyente y a su vez el nivel de fluido, cuando se encuentra abierto el espacio anular, a este se le llama nivel dinámico.

Entonces es por ello que es necesario conocer la oferta de crudo que brinda el pozo (outflow) ya que la presión de fondo fluyente está ligado a una tasa de producción determinada, es decir si esta aumentase la producción baja el nivel y viceversa. Es así que conocer el IPR del pozo es un punto vital para el funcionamiento óptimo del sistema de levantamiento artificial PCP, ya que esta permitirá conocer bajo qué condiciones el sistema es capaz de producir una determinada cantidad de crudo para poder reacondicionar el sistema de tal manera que proporcione más fluidos y además sea rentable para la empresa encargada; sumado a ello, ayudará a determinar el tamaño y la potencia mínima requerida por la bomba para enviar los fluidos desde yacimiento a superficie, observando el comportamiento y cambio de la potencia a diferentes presiones de cabeza.

Figura 11. IPR para un sistema de levantamiento artificial



Fuente: CHACIN. Nelvy. Bombeo De Cavidades Progresivas, 2003

1.9 GENERALIDADES DEL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

1.9.1 Reseña histórica del sistema por bombeo de cavidades progresivas⁹

A finales de los años 20, Rene Moineau desarrollo el concepto para una serie de bombas helicoidales. Una de ellas tomo el nombre con el cual hoy es conocido, PROGRESSING CAVITY PUMP (PCP). Esta bomba está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que esta fija, formando un engranaje helicoidal:

1. EI ROTOR METÁLICO, es la pieza interna conformada por una sola hélice.

⁹HIRSCHFELDT. Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. 2008

2. El ESTATOR, la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero (goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.

En 1979, algunos operadores de Canadá, de yacimientos con petróleos viscosos y alto contenido de arena, comenzaron a experimentar con bombas de cavidades progresivas. Muy pronto las fábricas comenzaron con importantes avances en términos de capacidad, presión de trabajo y tipos de elastómeros.

Algunos de los avances logrados y que en la actualidad juegan un papel importante, han extendido su rango de aplicación que incluyen:

- Producción de petróleo pesado y bitúmenes ($< 18^{\circ}\text{API}$) con cortes de arena hasta un 50%.
- Producción de crudos livianos ($18\text{-}30^{\circ}\text{API}$) con limitaciones en % de H_2S .
- Petróleos livianos ($> 30^{\circ}\text{API}$) con limitaciones en aromáticos.
- Producción de pozos con altos % de agua y altas producciones brutas, asociadas a proyectos avanzados de recuperación secundaria (por inyección de agua).

En los últimos años las PCP han experimentado un incremento gradual como método de extracción artificial común. Sin embargo las bombas de cavidades progresivas están recién en su infancia si las comparamos con los otros métodos de extracción artificial como las bombas electro-sumergibles o el bombeo mecánico.

1.9.2 Equipos de subsuelo y superficie del bombeo de cavidades progresivas.

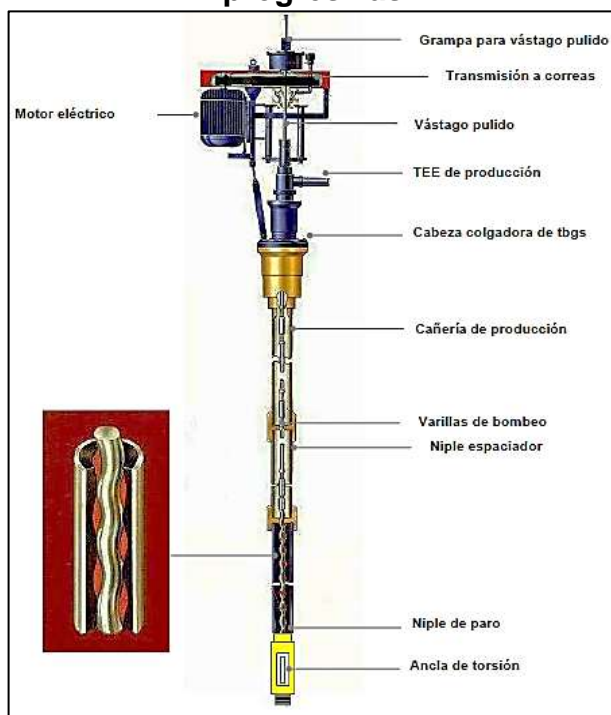
Antes de aplicar un análisis nodal a pozos que presenta el S.L.A en mención es necesario conocer cada uno de sus componentes tanto en subsuelo como en superficie, con el propósito de entender su funcionamiento y como afecta tanto positiva como negativamente a la energía suministrada por este para el respectivo levantamiento de los fluidos que se encuentran en el yacimiento. La PCP está compuesta por los siguientes equipos:

1.9.2.1 Instalación típica del bombeo de cavidades progresivas¹⁰

Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo la cual consiste, como se explicó anteriormente, de un rotor y un estator. El estator es bajado al fondo del pozo formando parte del extremo inferior de la columna de tubos de producción (tubing), mientras que el rotor es conectado y bajado junto a las varillas de bombeo. La rotación del rotor dentro del estator es transmitida por las varillas de bombeo, cuyo movimiento es generado en superficie por un cabezal.

¹⁰HIRSCHFELDT. Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. 2008

Figura 12. Sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas



Fuente: HIRSCHFELDT. Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. 2008

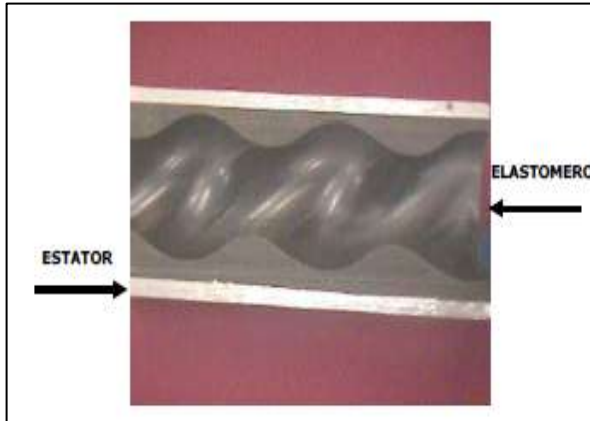
1.9.2.2 Equipos de subsuelo¹¹

Esta columna de tubing se encuentra conformada por una serie de elementos explicados a continuación:

- **EL ESTATOR:** Es un cilindro de acero revestido internamente con un elastómero sintético moldeado en forma de dos hélices adheridos fuertemente a dicho cilindro mediante un proceso. El estator se baja al pozo con la tubería de producción o con la sarta de cabillas.

¹¹CHACIN. Nelvy. Bombeo De Cavidades Progresivas, 2003

Figura 13. Estator



Fuente: CHACIN. Nelvy. Bombeo De Cavidades Progresivas, 2003

- **ELASTÓMERO:** Reviste internamente el estator y en si es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esta propiedad se conoce como resiliencia o memoria, y es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el rotor y el estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba.
- **ROTOR:** Esta fabricado de acero de alta resistencia mecanizado con precisión y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión. Se conecta a la sarta de cabillas las cuales le trasmiten el movimiento de rotación desde la superficie.

Figura 14. Rotor



Fuente: CHACIN. Nelvy. Bombeo De Cavidades Progresivas, 2003

- **NIPLE DE PARO:** Es un tubo de pequeña longitud el cual se instala bajo el estator y cuya función principal es:

- Hacer de tope al rotor en el momento del espaciamento.
- Servir de pulmón al estiramiento de las varillas, con la unidad funcionando.
- Como succión de la bomba.

Las más usuales son de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va roscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla de torque o cualquier otro elemento. A la vez el centro de la misma hace de tope con el rotor, durante el espaciamento.

Figura 15. Niple de paro



Fuente: CHACIN. Nelvy. Bombeo De Cavidades Progresivas, 2003

- **OTROS EQUIPOS DE SUBSUELO:** A los equipos mencionados se le adicionan alguno equipos, según ciertas condiciones estos son:
- Niple de maniobra: El movimiento excéntrico de la cabeza del rotor junto con el acople de unión a la primera cabilla, describe un círculo de diámetro mayor que su propio diámetro.
 - Empacadura: Es un equipo que se activa mecánicamente o hidráulicamente y que una vez instalada cierra u obtura completamente

el espacio anular entre la tubería de producción y el revestidor. Este equipo se utiliza en completaciones donde la producción se lleve hasta la superficie por el espacio anular.

- Ancla de tubería: Es un dispositivo que fija la tubería de producción al revestidor, limitando el movimiento axial y rotativo de la sarta, no realiza sello en el espacio anular, permitiendo el libre paso de fluidos a través del anclaje mecánico.
- Ancla de torque: Este dispositivo evita el riesgo de que se origine una desconexión de la tubería. Se conecta debajo del niple de paro, se fija al revestidor por medio de cuñas verticales.
- Centralizadores de cabillas: Se suelen utilizar solo en aquellos pozos con desviaciones o inclinaciones muy pronunciadas.
- Niple de drenaje: Se utiliza generalmente para desalojar el crudo de la tubería de producción en aquellos casos cuando no es posible sacar el rotor de la bomba.

1.9.2.3 Equipos de superficie¹²

Una vez obtenidos los parámetros de operación mínimo necesarios para accionar el equipo de subsuelo, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie que sean capaces de proveer la energía requerida por el sistema. Esto significa que debe ser capaces de:

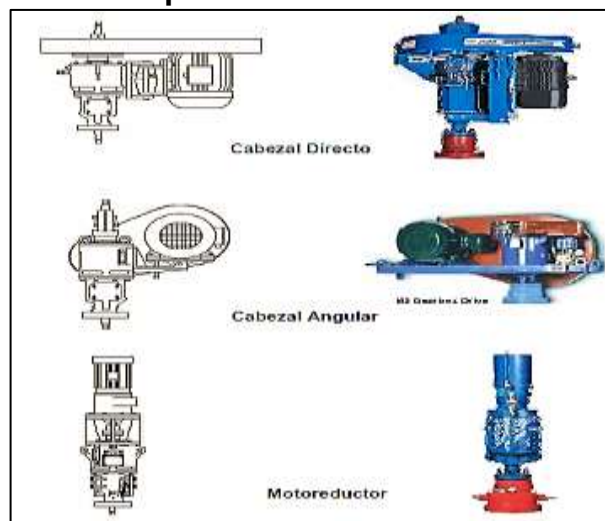
¹²HIRSCHFELDT. Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. 2008

- Suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo.
- Entregar el torque requerido en el vástago.
- Rotar el vástago a la velocidad requerida.
- Prevenir la fuga de fluidos en la superficie.

Existen diferentes configuraciones de cabezal y a su vez un amplio rango de accesorios y tecnologías para cada uno de estas configuraciones.

- **EL CABEZAL DE ROTACIÓN:** Es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamiento o cojinetes que soportan la carga axial del sistema. Un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo, y un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque (“stuffing box”), para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Además, algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranaje mecánico o poleas y correas.

Figura 16. Cabezal para un sistema de levantamiento PCP

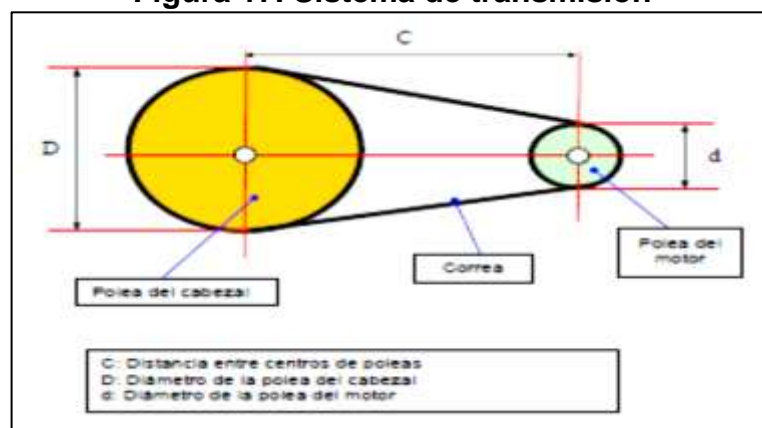


Fuente: HIRSCHFELDT. Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. 2008

- **SISTEMA DE TRANSMISIÓN:** Se conoce así al dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación. Existen tres tipos de sistema de transmisión tradicionalmente utilizados tales son: sistema con poleas y correas, sistema de transmisión a engranaje y sistema de transmisión hidráulica.

En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades menores a 150 RPM, es usual utilizar cabezal con caja reductora interna (de engranaje) con un sistema alternativo de transmisión, como correas y poleas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas RPM, lo que traería como resultado la falla del mismo a corto plazo debido a la insuficiente disipación de calor.

Figura 17. Sistema de transmisión



Fuente: HIRSCHFELDT. Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. 2008

- **SISTEMA DE CORREAS Y POLEAS:** La relación de transmisión de poleas y correas debe ser determinada dependiendo del tipo de cabezal seleccionado y de la potencia/torque que se deba transmitir a las varillas de bombeo (a la PCP).

- **SISTEMA DE FRENADO:** La segunda función importante del cabezal es la de frenado que requiere el sistema una vez y rota en marcha inversa, llamado “Back-Spin”. Cuando un sistema PCP está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas.

Si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar torsión. Adicionalmente, a esta rotación inversa se le suma la producida debido a la igualación de niveles de fluidos en la tubería de producción (tubing) y el espacio anular, en el momento de la parada.

De los frenos utilizados se pueden destacar los siguientes:

- Freno de accionamiento por fricción.
- Freno de accionamiento hidráulico.

1.9.3 Ventajas y desventajas de PCP¹³

Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, así mismo presentan desventajas considerables presentadas a continuación:

¹³HIRSCHFELDT. Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. 2008

1.9.3.1 Ventajas

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos.
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- Muy buena resistencia a la abrasión.
- Bajos costos de inversión inicial.
- Bajo costos de energía.
- Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo).
- Simple instalación y operación.
- Bajo mantenimiento.
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones.
- Bajo nivel de ruido.

1.9.3.2 Desventajas

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 Bls/día o 320 m³/día (máximo de 4000 Bls/día o 640 m³/día).
- Capacidad de elevación real de hasta 6000 ft o 1850 metros (máximo de 1050 ft o 3500 metros).
- Resistencia a la temperatura de hasta 280°F o 138°C (máxima de 350°F o 178°C).
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por períodos prolongados de tiempo).

- Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables (evitando una buena lubricación).
- Tendencias del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por períodos de tiempo relativamente cortos.
- Desgastes por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tomarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo.
- Poca experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema.

2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FORMACIONES PRODUCTORAS

Al iniciar el proceso de producción de fluidos desde la cara del pozo, existen varios factores a tener en cuenta, tanto de la roca como del fluido para conocer el comportamiento del yacimiento y así poder optimizar la capacidad de producción. Con este propósito se es necesario conocer todas aquellas ecuaciones que rigen el comportamiento del pozo y las condiciones de flujo presente.

2.1 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

El movimiento del petróleo hacia el pozo se origina cuando se establece un gradiente de presión en el área de drenaje y el caudal dependerá no solo de dicho gradiente, sino también de la capacidad de flujo de la formación productora, representada por el producto de la permeabilidad efectiva al petróleo por el espesor de arena neta petrolífera ($K_o \cdot h$) y de la resistencia a fluir del fluido representada a través de su viscosidad (μ_o). Dado que la distribución de presión cambia a través del tiempo es necesario establecer los distintos estados de flujo que pueden representarse en el área de drenaje al abrir a producción un pozo, y en cada uno de ellos describir la ecuación que regirá la relación entre la presión fluyente P_{wf} y la tasa de producción q_o , que será capaz de aportar el yacimiento hacia el pozo.¹⁴

¹⁴MAGGILOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005.

2.2 ESTADOS DE FLUJOS

Es importante mencionar los estados de flujo con mayor presencia en un yacimiento petrolífero:

2.2.1 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 ($\frac{dP}{dt} = 0$). 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.

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_{wf} 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 ($P_{ws}-P_{wf}$), tradicionalmente conocido como “Draw-down”, se establecerá un caudal de flujo del yacimiento hacia el pozo.

2.2.2 Flujo no continuo o transitorio

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con el tiempo, $\left(\frac{dP}{dt} \neq 0\right)$. Este es el tipo de flujo que inicialmente se presenta cuando se abre a producción un pozo que se encontraba cerrado o viceversa. La duración de este periodo normalmente puede ser de horas o días, dependiendo fundamentalmente de la permeabilidad de la formación productora. Dado que no se estabiliza el diferencial de presión no se consideran ecuaciones para estimar la tasa de producción en este estado de flujo.

2.2.3 Flujo semi-continuo

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con el tiempo pero a una tasa constante, $\left(\frac{dP}{dt} = cte\right)$. 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.

2.3 ECUACIONES QUE DESCRIBEN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO

Para calcular las caídas de presión que ocurre en el yacimiento es necesario tener una ecuación que modele adecuadamente las condiciones de yacimiento y que a

su vez expresa las pérdidas de energía o presión debido a la viscosidad o fuerzas de fricción causadas por la velocidad de flujo.

2.3.1 La ley de Darcy

Darcy propuso una ecuación que relaciona la velocidad del fluido aparente con las caídas de presión a través del lecho de arena o filtro. Aunque Darcy realizó los experimentos solo con flujo en la dirección inclinada, o vertical, su expresión es también válida para flujo horizontal, haciéndolas más interesante para la industria petrolera. A continuación se presenta la ecuación de Darcy para flujo radial que permite estimar la tasa de producción de petróleo que será capaz de aportar un área de drenaje de forma circular hacia el pozo productor bajo condiciones de flujo continuo.

$$q_o = \frac{0,00708 * K * h}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S + a' * q_o \right]} \int_{p_{wfs}}^{p_{wf}} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dp \text{-----Ecuación 5}$$

2.3.2 Simplificaciones de la ecuación de Darcy

Puede simplificarse para yacimientos sub-saturados con presiones de fondo fluyentes del pozo, mayores que la presión de burbuja. Primeramente para presiones mayores a la presión de burbuja el producto $\mu_o B_o$ es aproximadamente constante y por lo tanto puede salir de la integral. En segundo lugar, dado que no existe gas libre en el área de drenaje, toda la capacidad de flujo del medio poroso estará disponible para el flujo de petróleo en presencia del agua irreducible S_{wi} , este valor es constante y también puede salir de la integral. Normalmente el

término de turbulencia solo se considera en pozos de gas donde las velocidades de flujo en las cercanías de pozo son mucho mayores que las obtenidas en pozos de petróleo¹⁵. Es así que la ecuación queda así:

$$q_o = \frac{K_o * h * (\bar{P} - P_{wf})}{141,2 * \mu_o * B_o * \ln\left(0,472 * \frac{r_e}{r_w}\right)} \text{-----Ecuación6}$$

Siendo esta ecuación la más utilizada para estimar la tasa de producción de un pozo que produce en condiciones estable. La ecuación de Darcy de esta forma todavía incorpora tres (3) suposiciones que restringe su aplicabilidad en todos los pozos productores:

- ✓ Permeabilidad constante.
- ✓ Flujo monofásico laminar.
- ✓ Área de drenaje circular.

A continuación se discute como se pueden obviar esas limitaciones de la ecuación.

La permeabilidad absoluta de la arena (k) puede estar afectada en forma de estimulación o daño. Ejemplos de estimulación son el fracturamiento y la acidificación, mientras que el cañoneo y la inversión de finos ilustran algunos de los casos que conllevan un daño asociado.

Generalmente, cualquier cambio de permeabilidad en la arena productora puede introducirse adecuadamente en la ecuación de Darcy utilizando un concepto desarrollado hace varias décadas, denominado “skin factor”.

¹⁵MAGGILOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005.

El “skin factor” es una aproximación desarrollada por Hurst y Everdigen en el año 1953, y es utilizada para tomar en cuenta las desviaciones que presentan el flujo real (el flujo presente dentro del medio poroso) con respecto a los modelos ideales, que suelen incorporar premisas que no necesariamente reflejan las condiciones de flujo.

El “skin factor” es una forma adimensional de la caída de presión que ocurre en el pozo (o en su cercanía) debido al comportamiento no ideal del flujo. El “skin factor” generalmente se denota así:

$$S = S' + Dq$$

Dónde:

S'= Skin factor, debido al cambio de la permeabilidad y a otros factores geométricos del sistema que pueden perturbar en forma indeseable al flujo.

D=Coeficiente de turbulencia.













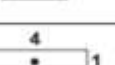

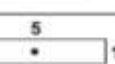

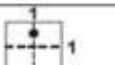

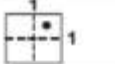



En la práctica, existe una serie de factores que ocurren en los pozos los cuales hacen que no exista un flujo ideal sino real. Dentro de esos factores se pueden destacar.

- ✓ Daño a la formación.
- ✓ Completamiento o perforación limitada del intervalo productor.
- ✓ Efectos de perforación.
- ✓ Flujo de alta velocidad (turbulencia).
- ✓ Mecanismos o dispositivos para el control de arenas, etc.

De esta forma, la inclusión de Skin Factor en la ecuación de Darcy permite tomar en cuenta la variabilidad de la permeabilidad y los efectos no-laminares de flujo.

Otra de las premisas incorporadas al desarrollo de la Ley de Darcy es que el pozo se encuentra ubicado en el centro de un yacimiento cuya área de drenaje es circular. En la práctica esto no necesariamente se cumple, por lo que para tomar en cuenta que el área de drenaje puede tener otra forma, el término $0,472 r_e/r_w$ se puede escribir en forma general como $0,472X$, donde el valor de X va modificándose dependiendo de la geometría del área de drenaje asociada al pozo bajo estudio:

Figura 18. Factores “X” de Mathews y Russel

Sistema	X	Sistema	X
	$\frac{r_e}{r_w}$		$\frac{0,966 A}{r_w}^{1/2}$
	$\frac{0,571 A}{r_w}^{1/2}$		$\frac{1,44 A}{r_w}^{1/2}$
	$\frac{0,565 A}{r_w}^{1/2}$		$\frac{2,206 A}{r_w}^{1/2}$
	$\frac{0,604 A}{r_w}^{1/2}$		$\frac{1,925 A}{r_w}^{1/2}$
	$\frac{0,61 A}{r_w}^{1/2}$		$\frac{6,59 A}{r_w}^{1/2}$
	$\frac{0,678 A}{r_w}^{1/2}$		$\frac{9,36 A}{r_w}^{1/2}$
	$\frac{0,668 A}{r_w}^{1/2}$		$\frac{1,724 A}{r_w}^{1/2}$
	$\frac{1,368 A}{r_w}^{1/2}$		$\frac{1,794 A}{r_w}^{1/2}$
	$\frac{2,066 A}{r_w}^{1/2}$		$\frac{4,072 A}{r_w}^{1/2}$
	$\frac{0,884 A}{r_w}^{1/2}$		$\frac{9,523 A}{r_w}^{1/2}$
	$\frac{1,485 A}{r_w}^{1/2}$		$\frac{10,135 A}{r_w}^{1/2}$

Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005.

Una vez incorporados todos estos factores de forma (desarrollados por Odeh), la ecuación de Darcy puede escribirse de manera generalizada como:

$$q_o = \frac{K_o * h * (P_R - P_{wf})}{141,2 * \mu_o * B_o * (\ln(0,472 * X) + S)} \text{-----Ecuación 7}$$

Es importante mencionar que la literatura reporta diversos trabajos referentes a cálculos de factores de forma, siendo Odeh solo uno de ellos.

2.4 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)

El índice de productividad es un parámetro muy importante en la descripción del comportamiento de afluencia, y ampliamente utilizado en la industria petrolera mundial. Está definido por la siguiente expresión:

$$J = IP = \frac{q_o}{\bar{P}_R - P_{wf}} \text{-----Ecuación 8}$$

Dónde:

J= Índice de productividad.

P_R = Presión del yacimiento.

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo.

q_o = Caudal.

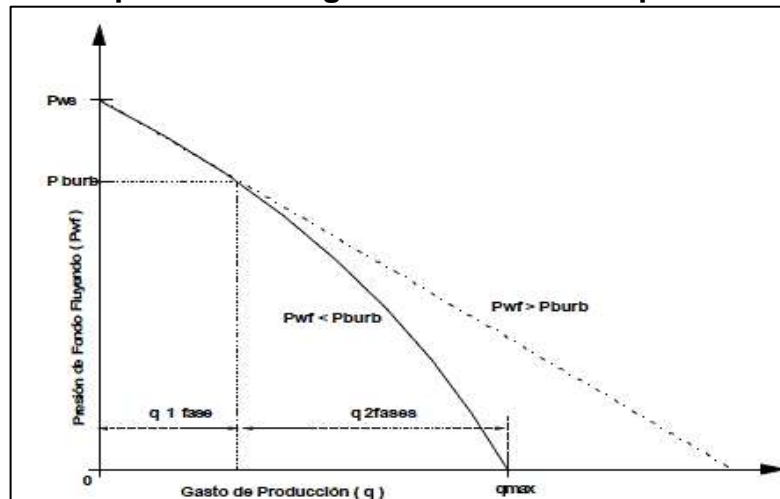
Teniendo en cuenta la ecuación 8 podemos definir el índice de productividad como la relación entre el caudal y el diferencial de presión que ocurre en la arena productora. Construyendo una gráfica de presión versus el caudal se obtendrá un comportamiento lineal.

Tabla 2. Escala típica del índice de productividad en BPD/Psi.

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	RANGO
Baja productividad	$J < 0,5$
Productividad media	$0,5 < J < 1$
Alta productividad	$1 < J < 2$
Excelente productividad	$2 < J$

Fuente MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005.

Figura 19. Representación gráfica del índice de productividad IP



Fuente: Capítulo 4, Marco teórico: Análisis Nodal
http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mip/carreon_s_r/capitulo4.pdf

En la figura 19 se representa el comportamiento del índice de productividad cuando la presión se mantiene tanto por debajo como por encima del punto de burbuja, lo que permite afirmar que el índice de productividad es constante cuando no hay presencia de gas y representa el inverso de la pendiente de la recta que se encuentra punteada.

2.5 CONCEPTO DE IPR¹⁶

Debido al comportamiento mostrado en la figura 19 cuando la P_{wf} es menor a P_b el índice de productividad presenta complicaciones para ser calculado, es por ello que se realizaron varios ensayos y observaciones para poder aplicarlo a diferentes yacimientos con diferentes características y propiedades, para ello se aplicó el IPR (Inflow Performance Relationship).

En donde la curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes, P_{wf} , y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada uno de dichas presiones. Es decir para P_{wf} existe una tasa de producción de líquido q_l , que se puede obtener de la definición del índice de productividad.

2.5.1 Método de Vogel

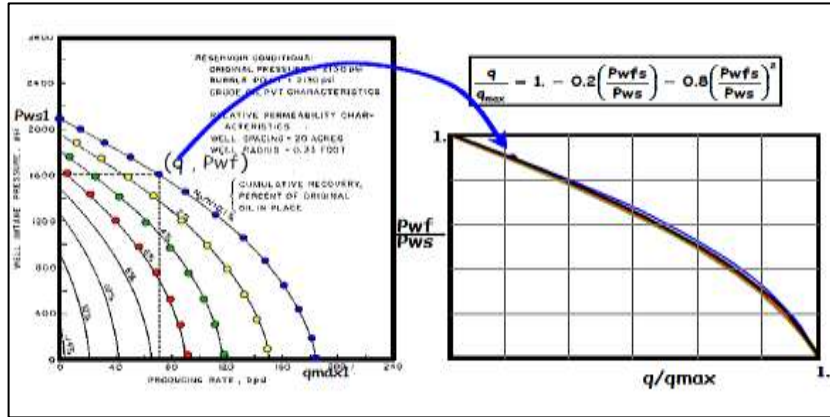
Hacia el año 1968 M. V. Vogel desarrolló un estudio sobre IPR para yacimiento con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento. Con estas ecuaciones se consideró variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca-fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad¹⁷. La relación está dada por la siguiente ecuación:

¹⁶MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

¹⁷ VOGEL, J.V. Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells. Journal Petroleum Technology, January 1968.

$$\frac{q_o}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \text{ -----Ecuación 9}$$

Figura 20. Esquema del trabajo de Vogel



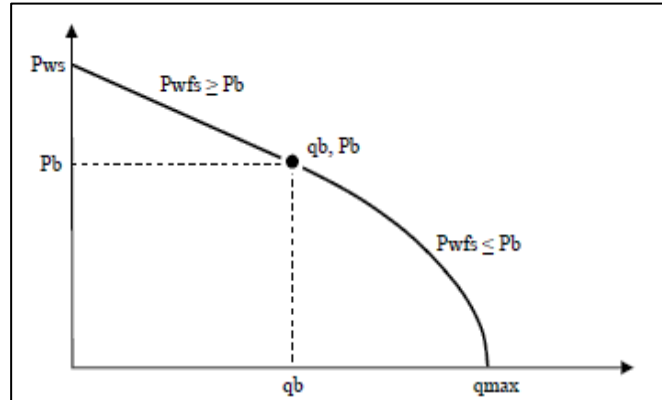
Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

La ecuación 9 ha sido ampliamente utilizada en la predicción de las curvas IPR cuando existen dos fases, es decir, líquido y gas, con un corte de agua de aproximadamente 30%.

2.5.2 Método de Vogel compuesto

Este método es la combinación de índices de productividad, ya que este no se mantiene constante. Basado en la ley de Darcy cuando las presiones del yacimiento están por encima de la presión de burbuja, y cuando la presión se encuentra por debajo de esta, se utiliza el IPR de Vogel como se muestra en la figura 21.

Figura 21. Comportamiento de Vogel compuesto



Fuente MAGGILOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

$$q_o = PI * (P_R - P_{wf}) @ P_{wf} \geq P_b \text{ -----Ecuación 10}$$

$$q_o = \left(q_b + \left(\frac{PI * P_b}{1,8} \right) \right) * \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right) @ P_{wf} \leq P_b \text{ -----Ecuación 11}$$

Se considera que el IPR calculado mediante la ecuación de Vogel es independiente del factor Skin y por lo tanto se aplica únicamente a pozos que no tiene daño. Standing extendió las curvas de IPR de Vogel para poderlas aplicar a pozos con daño y estimulado.

2.5.3 Método de Fetkovich

Fetkovich demostró que los pozos de petróleos, produciendo por debajo de la presión de punto de burbuja, y los pozos de gas exhiben curvas IPR de influjos similares.

$$q = C(P_R^2 - P_{wf}^2)^2 \text{ ----- Ecuación 12}$$

Los coeficientes C y n son encontrados por la utilización de la curva de ensayo “fitting of multipoint”. La evaluación de los ensayos de pozos y especialmente ensayos isocronales son la mayor aplicación para el método de Fetkovich.

El exponente “n” se encuentra entre 0,5 y 1,0 tanto para pozos de gas como para pozos de petróleo. Un “n” menor que 1,0, es casi siempre debido a los efectos de un flujo no Darcy. El coeficiente “C” representa el índice de productividad del yacimiento. Consecuentemente este coeficiente se incrementa cuando K y h se incrementa¹⁸.

2.6. PATRONES DE FLUJO¹⁹

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

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

- Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo de gas y líquido.
- Variables geométricas incluyendo diámetros de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases.

¹⁸ HIRSCHFELDT, Marcelo. Conceptos de Well Performance. 2008

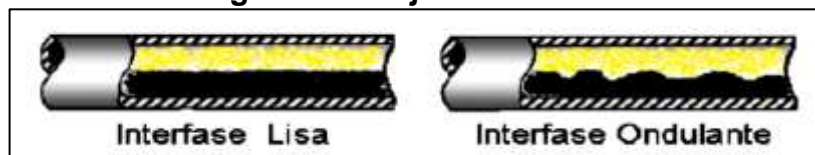
¹⁹ MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

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

2.6.1 Patrones de flujo para flujo horizontal y cercanamente horizontal²⁰

Flujo estratificado (stratifiedsmooth y stratifiedwavyt): Abreviado a “St”, ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en el tope. Este patrón es subdividido en Stratifiedsmooth (SS) donde la interfase gas-líquido es lisa, y StratifiedWavy (SW), ocurre a tasas de gas relativamente altas, a la cual, ondas estables se forman sobre la interfase.

Figura 22. Flujo estratificado



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

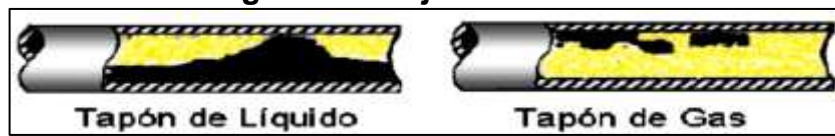
Flujo intermitente (flujo tapón y flujo de burbuja alargada): Abreviado a “I”, el flujo intermitente es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas, plugs o slugs de líquido, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados

²⁰ MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería. El mecanismo de flujo es el de un rápido movimiento del tapón de líquido ignorando el lento movimiento de la película de líquido a la cabeza del tapón.

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

Figura 23. Flujo intermitente



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

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

Figura 24. Flujo anular



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

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

Figura 25. Burbujas dispersas



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

2.6.2 Patrones de flujo para flujo vertical y fuertemente inclinado²¹

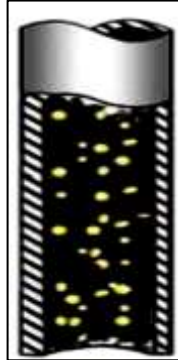
En este rango de ángulos de inclinación, el patrón estratificado desaparece y un nuevo modelo de flujo es observado: el ChurnFlow. Generalmente los patrones de flujo son más simétricos alrededor de la dirección axial, y menos dominados por la gravedad. Los patrones de flujo existentes son:

Flujo burbuja: Como en el caso horizontal, la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este patrón es dividido en Flujo Bubbly ocurre a tasas relativamente bajas de

²¹MAGGILOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

líquido, y es caracterizado por deslizamiento entre fases de gas y líquido. El Flujo de burbuja dispersa en cambio, ocurre a tasas relativamente altas de líquidos, logrando esta fase arrastra las burbujas de gas de tal forma que no exista deslizamiento entre las fases.

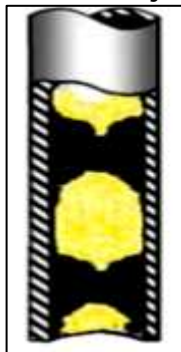
Figura 26. Flujo Burbuja



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

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

Figura 27. Flujo Slug



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

Flujo Churn (transición “Ch”): Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al SlugFlow, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

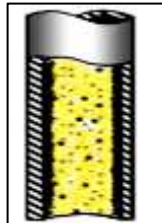
Figura 28. Flujo Churn



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

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

Figura 29. Flujo anular (Neblina “An”)



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico, 2005

2.6.3. Correlación de flujo multifásico

Diferentes investigadores han desarrollado correlaciones de flujo multifásico para tuberías verticales y horizontales, basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presiones por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo, y relaciones gas-líquido. Mediante el uso de estas correlaciones de flujo multifásico en tuberías, es posible determinar la habilidad que tiene un pozo de extraer fluidos del yacimiento.

Figura 30. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías

Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de Tubería	Fluido
Flujo Vertical				
Duns & Ross	1961	Datos de campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Hagedorn & Brown	1965	Datos de campo y laboratorio	1 a 4 pulgadas	Aceite, gas y agua
Orkiszewski	1967	Revisión y modificación de otros modelos	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Aziz & Govier	1972	Datos de campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Beggs & Brill	1973	Datos de laboratorio	1 a 1.5 pg	Gas y agua
Gray	1974	Datos de campo	< 3.5 pg	Gas y condensado
Flujo Horizontal				
Lochart-Martinelli	1949	Datos de laboratorio	0.0598 a 1.1017 pg	Aceite, gas y agua
Eaton	1966	Datos de campo y laboratorio	2 a 4 pg	Aceite, gas y agua
Dukler	1969	Datos de laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Flujo Inclinado				
Mukherjee-Brill	1983	Datos de laboratorio	1.5 pulgadas	Keroseno, Aceite lubricante y gas

Fuente: CARREON, Roberto, URBALEJO, Francisco. Diseño conceptual de la infraestructura de explotación del Camp Costero. 2002.

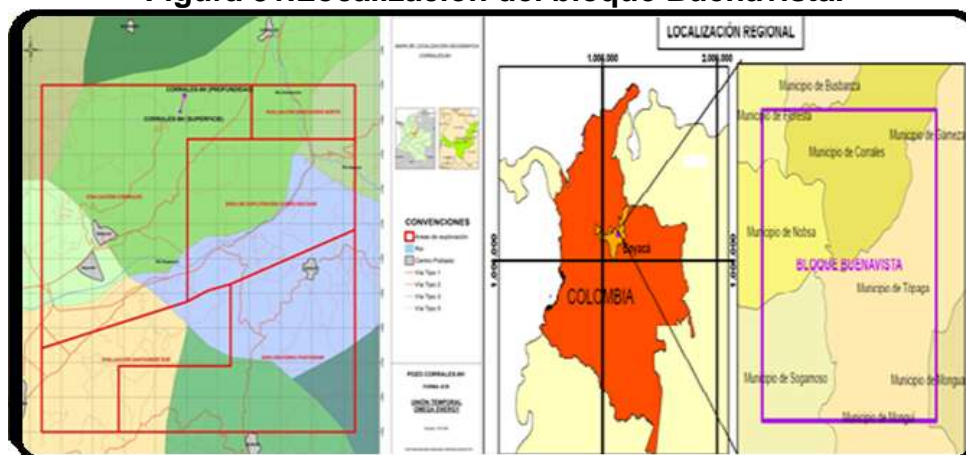
3. GENERALIDADES DEL BLOQUE BUENAVISTA

El Bloque Buenavista está compuesto por múltiples pozos, de los cuales 7 serán análisis en capítulos posteriores, produciendo dos por flujo natural y los demás por un sistema de levantamiento artificial (PCP). Una característica de estos pozos es que aquellos que producen por flujo natural son de gas. La explotación del Bloque ha sido de tipo primario.

3.1 LOCALIZACIÓN

El Bloque Buenavista se localiza en el sector de la Cordillera Oriental, en el departamento de Boyacá, a una distancia aproximada de 220 km al Noreste de Bogotá. Comprende parte de los municipios de Gámeza, Monguí, Sogamoso, Corrales, Floresta, Nobsa y Tópaga.

Figura 31. Localización del bloque Buenavista.



Fuente: OMEGA ENERGY S.A 2013; Geólíca S.A 2011

Figura 32. Coordenadas del Bloque Buenavista

VÉRTICE	COORDENADAS	
	NORTE	ESTE
1	1'135.000	1'129.378,5
2	1'135.000	1'139.378,5
3	1'125.000	1'139.378,5
4	1'125.000	1'129.378,5

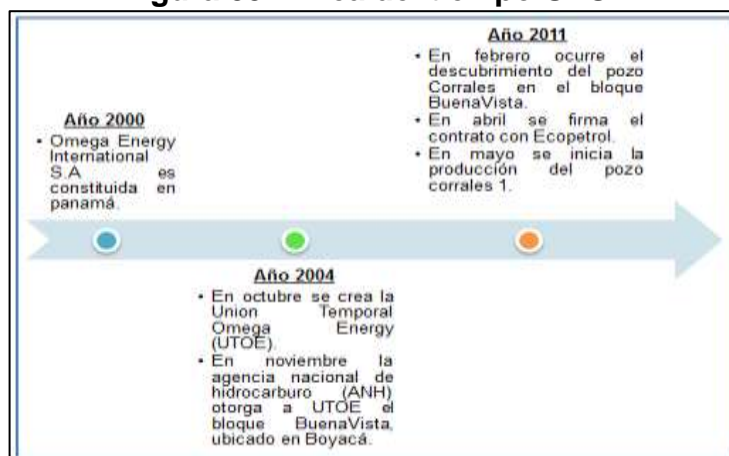
Fuente: OMEGA ENERGY, 2006

3.2 RESEÑA HISTÓRICA DE UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY.

OMEGA ENERGY INTERNATIONAL, PetroleumEquipment International y PegasusBlending International, son tres empresas del sector hidrocarburo, 100% de capital privado, fundadas por la familia Leal sus principales accionistas. En el 2011 estas empresas iniciaron un proceso de consolidación en el grupo empresarial Omega.

A través de la siguiente línea del tiempo se muestra como se inicia el proceso de creación y consolidación de dicha empresa.

Figura 33. Línea del tiempo UTOE



Fuente: Modificado de la Revista "Informe de Sostenibilidad de Omega Energy Colombia", 2011.

Es así que el grupo OMEGA está constituido por 3 empresas las cuales son:

- **Omega Energy International S.A. (OEI), Panamá:** Es una compañía de exploración y explotación de todo tipo de minerales e hidrocarburos y es operadora del bloque Llanos 21 adjudicado por la ANH. La sucursal en Colombia, Omega Energy Colombia, aloja la mayor parte de las actividades de soporte y centraliza el management de las demás entidades, siendo ampliamente reconocida en el ámbito nacional. Actualmente cuenta con 69 empleados y busca posicionarse en mercados externos como Estados Unidos, Centro y Suramérica y África. Es miembro activo de la Unión Temporal Omega, operadora del Bloque La Punta.

Estas empresas, son regidas bajo el mismo gobierno corporativo y comparten las áreas encargadas de las actividades de soporte: financiera, recursos humanos, compras, infraestructura, tecnología, HSEQ, planeación y control.

- **PetroleumEquipment International Ltda. (PEI), Colombia:** Ha estado vinculada a la actividad de servicios petroleros, exploración y producción de hidrocarburos en Colombia desde 1990 y ha tenido presencia activa en todas las principales cuencas productoras de hidrocarburos del país incluidas: Llanos, Medio y Alto Magdalena, Catatumbo y Putumayo. Recientemente PEI ha realizado un importante hallazgo en la cuenca Cordillera, el cual tiene el potencial de convertir un área previamente no desarrollada en una significativa área de desarrollo de petróleo y gas. PEI es miembro activo de la Unión Temporal Omega Energy, operadora del Bloque Buenavista.

- **PegasusBlending International (PBI), Colombia:** Es una empresa dedicada al procesamiento de gases condensados y comercialización de los derivados, así como la producción de combustible para uso industrial. Basada en su experiencia, presta servicios de construcción, montaje y operación de plantas de procesamiento de gas y asesoría en su diseño. En la actualidad, PBI opera dos bloques, La Punta y Buenavista.

Para el ocho (8) de octubre del año 2004, se conforma la UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY (UTOE) con el objetivo de celebrar y ejecutar el contrato firmado con la Agencia Nacional De Hidrocarburos (ANH) para la evaluación, exploración, explotación y producción del campo BUENAVISTA. Donde se estimaba un periodo de exploración de 5 años con 9 meses y de explotación de 24 años.

3.3 MARCO GEOLÓGICO

El bloque Buenavista se encuentra localizado geológicamente en la parte media de la Cuenca Cordillera Oriental y está ocupada esencialmente por rocas sedimentarias, con edades que van desde el Jura-Triásico al Cuaternario, suprayaciendo un basamento cristalino.

A continuación se presenta una breve descripción de las formaciones presentes en el área y la edad a la que pertenecen.

3.3.1 EDAD: Devónica

- **Formación Floresta**

Litológicamente la componen lodolitas de color crema con interposiciones de capas medias a delgadas de arenitas de color crema. Mediante la cartografía del bloque se estimó un espesor de 600 m.

Hacia la base, se presentan interestratificaciones de capas muy delgadas a medias de arcillolitas y lodolitas localmente arenosas y arenitas de grano muy fino (muscovita hasta 10%) predominando el color crema.

En la parte media se presentan interposiciones en capas muy delgadas a delgadas de arcillolitas, lodolitas y limolitas de colores violeta, gris verdoso y claro, con laminación ondulada paralela continua en donde es posible observar Briozoos y braquiópodos, con interestratificaciones de capas de cuarzo arenitas de grano muy fino y fino, bien cementadas, de color blanco y gris.

Hacia el tope de la unidad se presentan arenitas de grano medio, fino y muy fino subredondeados, bien cementadas, colores gris y blanco, presencia de líticos y cuarzo ahumado; se interponen capas delgadas de lodolitas color crema, rosado, amarillo y gris, con concreciones ferruginosas de color rojo, elongadas.

3.3.2 EDAD: Jurásico Superior

- **Formación Girón**

En la zona se estima un espesor medio de 550 m. Se compone de sucesiones grano decreciente de capas muy gruesas de conglomerados polimícticos, arenitas y lodolitas de color violeta.

De base a techo, la unidad consta de capas muy gruesas a gruesas de sucesiones grano decreciente de conglomerados a lodolitas en sucesiones completas o de areniscas de grano grueso, en sucesiones truncadas de geometría externa canaliforme a cuneiforme.

Continúan unas arenitas conglomeráticas cuyos gránulos y pequeños guijos son similares a los observados en el conglomerado basal; siguen unas arenitas de grano medio a muy grueso con cemento silíceo o ferruginoso o subarcosas a arcosas, sin estructuras físicas y de color morado. Continúan lodolitas arenosas macizas de color morado predominante, seguido de arcillolitas limo-arenosas, moradas, o arcillolitas varicoloreadas con pardo rojizo, gris verdoso claro, crema, macizas y oxidadas.

3.3.3 EDAD: Albiano & Hauteriv

- **Formación Tibasosa.**

La Formación Tibasosa fue definida inicialmente por Renzoni (1981) para designar los sedimentos que se presentan por debajo de la Formación Une en el sector de Tibasosa. La subdivide en cuatro miembros: un miembro basal de conglomerados, areniscas y limolitas; un miembro calcáreo inferior formado por shales, calizas arenosas y areniscas; un miembro arenáceo intermedio constituido por shales y areniscas y un miembro superior, calcáreo, formado por shales, calizas lumaquéllicas y areniscas. INGEOMINAS, (2001) en la cartografía de la Plancha de Paz de Río, denomina el miembro basal de Renzoni como Conjunto Inferior y los otros tres miembros los denomina Conjunto Superior. Para Renzoni la Formación tiene un espesor de 355 m en el sector de Tibasosa y considera que hacia el norte el espesor aumenta hasta unos 574 m.

En el Bloque Buenavista se aprecia en el Corregimiento de Belencito hasta el Alto de Torres con dirección aproximada noreste en un área de 9,67 Km² y un espesor de 1055 m.

- **Formación Une.**

INGEOMINAS (2001), describe una secuencia de la Formación al norte de Belén, en las quebradas Salvias y Monterredondo, encontrando allí un espesor de 316 m, sin observar la base ni el techo y donde la secuencia está formada por arenitas de cuarzo, de grano fino, medio a conglomerático; hacia el techo, de color gris claro a amarillento, en capas gruesas a muy gruesas, con cemento silíceo, con intercalaciones frecuentes de lodolitas micáceas, grises oscuras. La Formación descansa concordantemente sobre la Formación Tibasosa y está suprayacida por la Formación Chipaque, igualmente en forma concordante. En el sector oriental del Macizo de Floresta, la Formación aparece en una franja estrecha que se extiende al sur de la zona de trabajo, sobre la vía Corrales- Busbanzá y se prolonga hasta un poco al norte, aproximadamente 2 km. de la Quebrada Otengá. En toda la franja la Formación está invertida por acción de la Falla de Soapaga y aparentemente disminuye su espesor de norte a sur.

3.3.4 EDAD: Cenomaniano a Santoniano

- **Formación Chipaque**

La Formación Chipaque fue definida inicialmente por Hubach (1931) para indicar una secuencia arcillosa que suprayace la Formación Une y está superpuesta por la Formación Arenisca Dura. En la Plancha 172 “Paz de Río”, Ulloa et al. (2001) incluyen la Formación Chipaque, englobando en ella todos los sedimentos presentes entre el techo de la Formación Une y la base de la Formación Plaeners.

GEOESTUDIOS (2006), encuentra que la Formación aflora en ambos flancos del Macizo de Floresta. En el sector occidental la Formación aparece en la parte alta de una serie de colinas aisladas que se encuentran al este de la Falla de Boyacá, entre Santa Rosa de Viterbo y Belén. Al norte de Belén se observa una franja importante que se prolonga hasta el extremo sur del Páramo de la Rusia, descansando concordantemente sobre las rocas de la Formación Une.

- **Formación Plaeners**

Compuesta por intercalaciones de capas medias a finas de chert calcáreo y silíceo, con shale negro, lidita, limolita silícea y calcárea, y lentes de caliza micrítica. Todas estas litologías tienen en común la laminación plana paralela. Las capas de lidita presentan restos de fosfatos, y capas de chert con vestigios de foraminíferos. La litología y estructura sedimentarias encontradas, sugieren que la unidad fue acumulada bajo un fondo por debajo del nivel de acción de olas, entre una zona de costa afuera interna, plataforma interna somera silícea y calcárea.

3.3.5 EDAD: Campaniano a Maastrichtiano

- **Formación Los Pinos.**

En general la unidad consta de interestratificaciones de capas muy gruesas a delgadas de shales con laminación plana a ondulada continua, con capas delgadas a gruesas de sublitoarenitas con granos finos a muy finos bien redondeados a subredondeados, con estratificación ondulada continua, con interposiciones de capas finas a medias de cuarzoarenitas, capas muy gruesas hasta delgadas de shales, arcillolitas y lodolitas silíceas, localmente porcelanitas, laminadas y estratificadas plana paralelamente.

En la parte superior presenta interposiciones en láminas de shales o arcillolitas o arcillolitas y shales con láminas delgadas de arenitas blancas, formando así laminaciones lenticulares y fláser.

3.3.6 EDAD: Mastrichtiano

- **Formación Arenisca Tierna.**

La Formación reposa concordantemente sobre la arcillas de la Formación Los Pinos y está superpuesta por la Formación Guaduas en contacto igualmente concordante.

En la zona de estudio aflora en la parte sureste del Bloque Buenavista con una dirección predominante NNE cubriendo un área de 1,04 Km²; se localiza geográficamente en la Veredas de Centro y Dasgua pertenecientes a los municipios de Tópaga y Móngüa.

Esta unidad es típicamente una secuencia granocreciente que hacia la base presenta capas finas a gruesas, tabulares a lenticulares de cuarzoarenita a litoarenita de grano fino a muy fino con intercalaciones de shale negro, presencia, estratificación ondulada paralela, lenticular y fláser, e icnofósiles generalmente horizontales; esporádicas capas de lumaquelas con fósiles de ostreidos y otros bivalvos de concha gruesa; la parte media se caracteriza por capas muy gruesas tabulares a subtabulares de cuarzoarenitas con estratificación inclinada a gran escala. Hacia el tope capas gruesas y muy gruesas de cuarzoarenitas de grano grueso a levemente conglomeráticas, friables, con estratificación inclinada tangencial a la base y festoneada.

La litología, minerales, fósiles y estructuras sedimentarias presentes, sugieren que la unidad fue acumulada bajo un fondo afectado por mareas y corrientes; hacia la

base de la unidad, desde fondos de playa hasta canales de ríos, en una sucesión que claramente se hace más somera hacia el tope. En la zona de estudio aflora en la parte sureste del Bloque Buenavista con un espesor calculado de 135 m.

3.3.7 EDAD: Paleoceno

- **Formación Guaduas.**

La deposición de la Formación Guaduas se inició en un ambiente de lagunas presentándose eventos de progradación a un ambiente transicional marino a continental, pasando a llanura mareal con influencia de canales mareales y depósitos de ambiente de marisma con alto contenido de materia vegetal.

La unidad consta de capas muy gruesas de arcillolitas, lodolitas y limolitas con intercalación de capas gruesas a delgadas de cuarzoarenitas de grano muy fino a fino localmente muy grueso, granos redondeados con estructuras sedimentarias de ondulitas; laminación plano paralela, estratificación inclinada planar de bajo y alto ángulo y en artesa e interposiciones de cuarzoarenitas, presencia de glauconita y materia orgánica separadas por láminas a capas muy delgadas; la matriz no supera el 5% y generalmente es caolinítica. Son evidentes láminas y mantos de carbón hasta de 3 m de espesor. En la parte media de la unidad, hay una buena continuidad lateral de estos mantos, sin embargo, en el área del Cerro Culatas, los mantos de carbón evidentes hacia el norte, desaparecen hacia el sur, en donde aparecen capas de arenitas lenticulares entre lodolitas laminadas grises.

La parte superior de la unidad presenta un dominio de sedimentitas finas, arcillolitas, y lodolitas principalmente, localmente shales en capas muy gruesas que se interponen con capas delgadas a medias de litoarenitas a sublitoarenitas de grano medio a fino, con granos subredondeados. El contacto con la unidad suprayacente, Grupo Socha, es neto planar a paraconforme.

3.3.8 EDAD: Eoceno Temprano a Paleoceno Tardío

- **Formación Socha.**

La Formación Socha en el Bloque Buenavista tiene una dirección predominante noreste cubriendo un área de 13,20 Km².

Está expuesta en su totalidad en el Cerro Culatas, donde se observan claramente cambios litológicos laterales; en general se trata de interposiciones de sedimentitas de grano fino y grueso en paquetes de hasta 100 metros. Se destacan dos interposiciones de más de 80 metros en capas de arenitas, en la parte norte, mientras que hacia el centro, las interposiciones se adelgazan y ponen en contacto arcillas y arenitas, hacia el sur, es de dominio arcilloso, en contacto arcillolitas - arcillolitas.

3.3.9 EDAD: Eoceno temprano

- **Formación Picacho.**

Dentro de la formación picacho de base a tope se observan capas gruesas a muy gruesas generalmente granodecrecientes con geometría externa predominantemente canaliforme, localmente cuneiforme de cuarzoarenitas a litoarenitas, deleznales, de grano muy grueso a conglomeráticas, granos subangulares a redondeados, con estratificación inclinada de bajo y alto ángulo y en artesa. Los líticos son de cuarzo lechoso, ahumado y rosado, chert negro y rocas oscuras, que en algunos casos puede llegar hasta el 30%.

El contacto superior es neto, poniendo en contacto las arenitas de esta unidad con unas arcillolitas varicoloreadas de la formación concentración. La formación descansa concordantemente sobre la formación arcillas de socha, aunque

alvarado& sarmiento (1944), consideran que puede ser discordante. El espesor calculado varía entre 133 y 180 m.

Cuarzoarenita friables de grano muy grueso hasta medio, generalmente conglomeráticas (clastos de cuarzo – chert e intraclastos lodosos) con pobre selección hacia la base de las capas y buena hacia el tope; granos subredondeados con escasa matriz arcillosa; hacia el municipio de corrales el espesor medido para la unidad es de 94 m. Allí consta de sucesiones, generalmente grano decreciente, en capas muy gruesas, cuneiformes; en la base, las capas presentan estructuras sedimentarias de estratificación inclinada tangencial, hacia el tope, son generalmente macizas.

En concordancia con las interpretaciones de las asociaciones faciales, de las dos secuencias analizadas, se puede decir que la formación picacho es producto de un depósito de origen fluvial, dentro de un régimen trezado, evidenciando en algunos sectores, canales de alta sinuosidad o el tránsito hacia ellos.

3.3.10 EDAD: Mioceno medio a Eoceno medio

- **Formación Concentración.**

En el Bloque Buenavista, tiene una dirección predominante suroeste – noreste cubriendo un área de 13,22 km².

La litología encontrada de base a tope, corresponde a interposiciones de capas delgadas a muy gruesas, de cuarzoarenitas a sublitoarenitas de grano fino a grueso, subangulares a redondeados, con cemento ferruginoso y silíceo, porosidad visual baja a moderada, arcillolitas abigarradas y costras ferruginosas de hasta 5 mm de espesor.

3.4 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

A continuación se presentan las características de la roca generadora, almacenadora, sello, trampa y migración.

3.4.1 Roca Generadora.

El petróleo encontrado en la mayor parte de la cuenca de la Cordillera Oriental, se generó en sedimentos marinos, principalmente del Cenomaniano a Campaniano correspondientes a las formaciones Chipaque y La Luna.

3.4.2 Roca almacenadora

- **Formación Une:** La secuencia siliciclástica de la formación Une es uno de los almacenadores más importantes del área. Está compuesto por una secuencia potente de bancos de arenisca friable de color amarillo, intercalados con lilitas blancas y areniscas lamosas. Esta unidad estratigráfica presenta una buena continuidad regional.
- **Formación Plaeners:** Las unidades de chert y areniscas al tope de la formación La Luna, funcionan como roca almacenadora. A pesar de que las

areniscas tienen una porosidad pobre, debido a las condiciones tectónicas del área, existe el desarrollo de porosidad secundaria por fracturamiento.

- **Formación arenisca tierna:** Es la principal roca almacenadora del Bloque Buenavista. En el área de corrales tiene alrededor de 50' de arena petrolífera, con una porosidad de 16% y crudo de 24° api.
- **Formación Socha:** La Formación Socha presenta hacia la base, secuencias arenosas con porosidades de alrededor de 25%.

3.4.3 Roca sello

En el área, debido a la complejidad estructural, no se puede hablar de un sello regional. Las formaciones Chipaque, Guaduas y la parte superior de La Formación Socha, sirven como sello lateral.

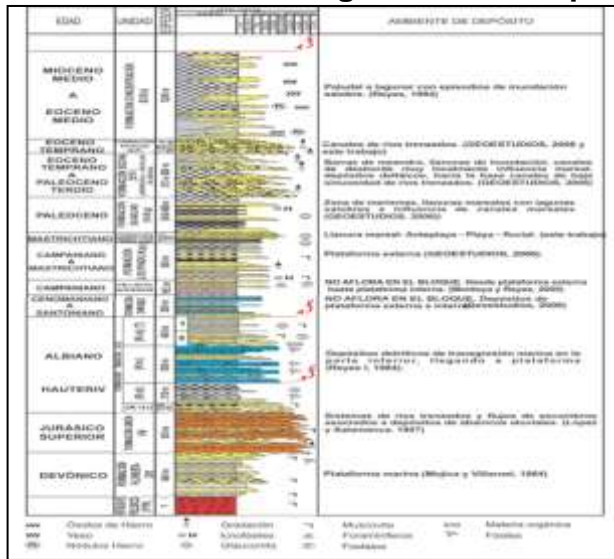
3.4.4 Trampa

En el Bloque Buenavista las estructuras están representadas en su mayoría por Anticlinales y Monoclinales afectados por fallas inversas

3.5 ESTRATIGRAFÍA

La estratigrafía corresponde especialmente a secuencias sedimentarias que en algunos casos son rocas reservorios asociadas a edad Terciaria, además hay presencia de rocas de edad Cretácica.

Figura 34. Columna estratigráfica del Bloque Buenavista



Fuente: Unión Temporal Omega Energy

La interpretación para la localización del pozo de desarrollo considero el picado de dos horizontes sísmicos así:

- **Tope de la Formación Guaduas:** Se caracteriza porque es un reflector de muy buena continuidad y estratigráficamente corresponde al último nivel de carbones en la Formación Guaduas.
- **Tope de la Formación Monserrate:** En donde la sísmica presenta resolución está al tope de una secuencia de reflexiones continuas de buena amplitud.

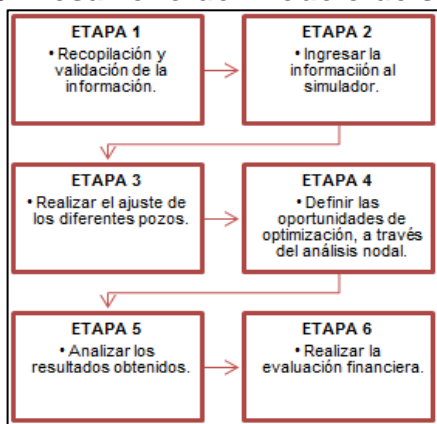
4. METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS DEL BLOQUE BUENAVISTA.

A través de este capítulo se busca explicar el procedimiento llevado a cabo para realizar el respectivo análisis del sistema de producción a los pozos asignados por la empresa UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY, perteneciente al Bloque Buenavista los cuales producen por flujo natural y PCP, con el fin de cumplir los objetivos plasmados, buscando alternativas de optimización de las operaciones para aumentar la producción de los mismos.

Para llevar a cabo lo anteriormente mencionado se tuvo en cuenta la información contenida en los capítulos anteriores, las condiciones en las que se encuentra actualmente el Bloque Buenavista y los trabajos adicionales que se le han realizado a dichos pozos.

Para ello se emplearon los nodos en fondo y en cabeza convenientemente seleccionado según los parámetros sugeridos por la empresa UTOE, para llevar a cabo la sensibilización de los mismos y analizar cómo estos optimizan la producción a través de un análisis nodal a cada uno de ellos.

Figura 35. Desarrollo del modelo de simulación



Fuente: Los autores

4.1 ETAPA 1. RECOLECCIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para llevar a cabo el análisis nodal a los pozos asignados por la UTOE fue necesario recopilar y organizar la información requerida para ser ingresada al simulador PIPESIM. Esta información fue suministrada por el personal de la empresa en mención la cuales:

- Datos del yacimiento
 - Presión estática, P_s .
 - Presión de fondo fluyendo, P_{wf} .
 - Temperatura del yacimiento.
 - Mecanismos de producción.
 - Profundidad del pozo.

- Datos del pozo
 - Método de producción.
 - Completación mecánica.
 - %BSW.
 - Relación gas-petróleo (RGP).
 - Historial de producción.
 - Arenas productoras.
 - Gravedad API.
 - Punto de burbuja.
 - Pruebas PVT.
 - P_{wh} y PIP.
 - Diámetros del choke.

➤ Datos de superficie





- Longitud y diámetro de las líneas de producción.
- Presión y temperatura del separador.
- Presión de entrada a los múltiples de producción.
- Últimos trabajos realizados.

4.2 ETAPA 2. INGRESO DE LA INFORMACIÓN AL SIMULADOR

Teniendo la información recopilada y organizada convenientemente, se procede a realizar el ingreso de esta al simulador PIPESIM de la siguiente manera:

4.2.1 Modelo de superficie

En esta sección se crea la red de recolección (figura 36) existente en el Bloque Buenavista, en dicha red se incluyen los siete (7) pozos con sus respectivas líneas de flujo de superficie y el separador. Para ello se ingresa a la opción “New Network”, donde aparecerá la cuadrícula de trabajo, se inicia colocando los pozos

necesarios dando clic en el icono , seguido se selecciona el separador , y por último se unen estos a través de líneas de flujo , pero para ello se debe colocar conectores  que representará la cabeza en superficie o en su efecto el manifold. Posteriormente se procede a carga la data correspondiente a las líneas de flujo dando doble clic sobre esta, cabe decir que todo lo que se encuentre

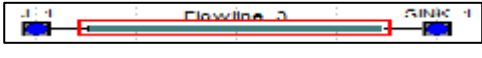
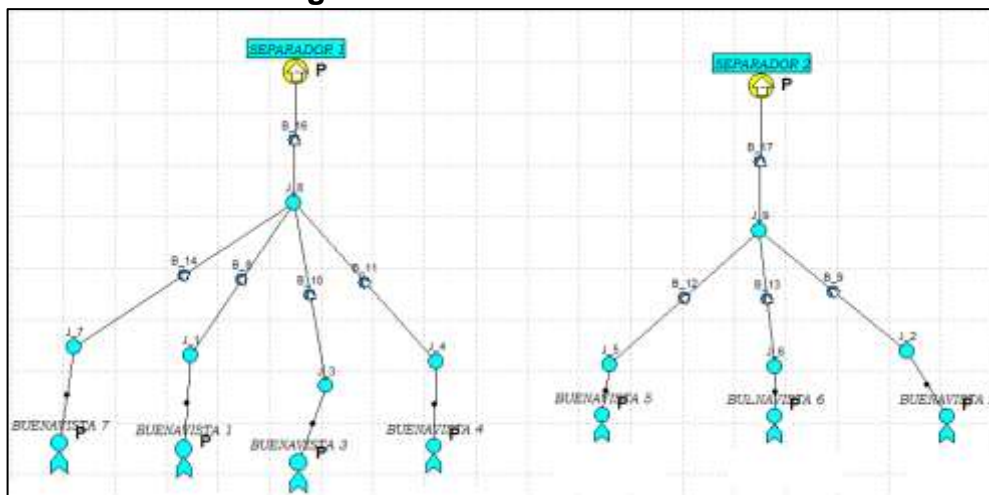
dentro de un rectángulo rojo (ej. ) es debido a la falta de información; esta se ingresa dando doble clic sobre el mismo; seguido se abrirá una ventana como la mostrada en la figura 37 la cual debe contener la información solicitada, para el caso de la pestaña “Heat Transfer” se selecciona las condiciones de transferencia de calor a la cual se encuentra la línea y en la pestaña “General” se cambia el nombre, tipo de letra, tamaño y colores, entre otras (esto aplica para todos los casos).

Figura 36. Red de recolección



Fuente: PIPESIM

Figura 37. Data correspondiente a la línea de flujo.

Fuente: PIPESIM

4.2.2 Modelo del pozo

Terminado el modelo de superficie, se procede a cargar la data a cada uno de los pozos dando doble clic sobre el mismo, para ello se debe realizar una serie de pasos con el fin de obtener una excelente caracterización del fluido, daño, características de la roca, entre otras. Para el desarrollo, se tiene en cuenta el pozo Buenavista 1 con el cual se explicará el procedimiento seguido aunque no se expondrá algunos valores por motivos de confidencialidad.


- **Modelo del fluido y completamiento:** El modelado del fluido se puede realizar de dos formas diferentes dependiendo de la información que se tenga en el momento, la primera de ellas es seleccionar la opción “Configurar” y escoger el modelo de fluido más conveniente “Black oil” ó “Composicional” y la segunda es dar doble clic en la terminación vertical , aquí se abrirá una ventana dando clic en la pestaña “Modelo del fluido” se procede a dar clic en la opción “Usar modelo de fluido localmente definido” luego “Editar” (figura 38).

Figura 38. Modelo del fluido



Fuente: PIPESIM

Finalmente se abre una nueva ventana (figura 39) donde se digitarán las propiedades del fluido para cada pozo. Para nuestro caso como se contaba con la información necesaria se seleccionó la opción “Black oil” y la segunda forma de caracterización del fluido.

Figura 39. Caracterización del fluido

VertWell_1 - Propiedades del Modelo Petróleo Negro

Propiedades de Petróleo Negro | Datos de Viscosidad | Datos de Calibración Avanzada | Contaminantes | D... |

Importar...
Exportar

Nombre del Fluido: BUENAVISTA
Comentario Opcional:

Propiedades a Condiciones Estándar:

WCu	95	%
GOR	69.4	scf/STB
S.G. Gas	0.62	
G.E. Agua	1.02	
API	18.5	

Datos de Calibración en el Po:

(La opción de calibración avanzada ha sido seleccionada y los datos de calibración del Punto de Burbujeo serán desplegados en la ventana Calibración Avanzada)

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: PIPESIM

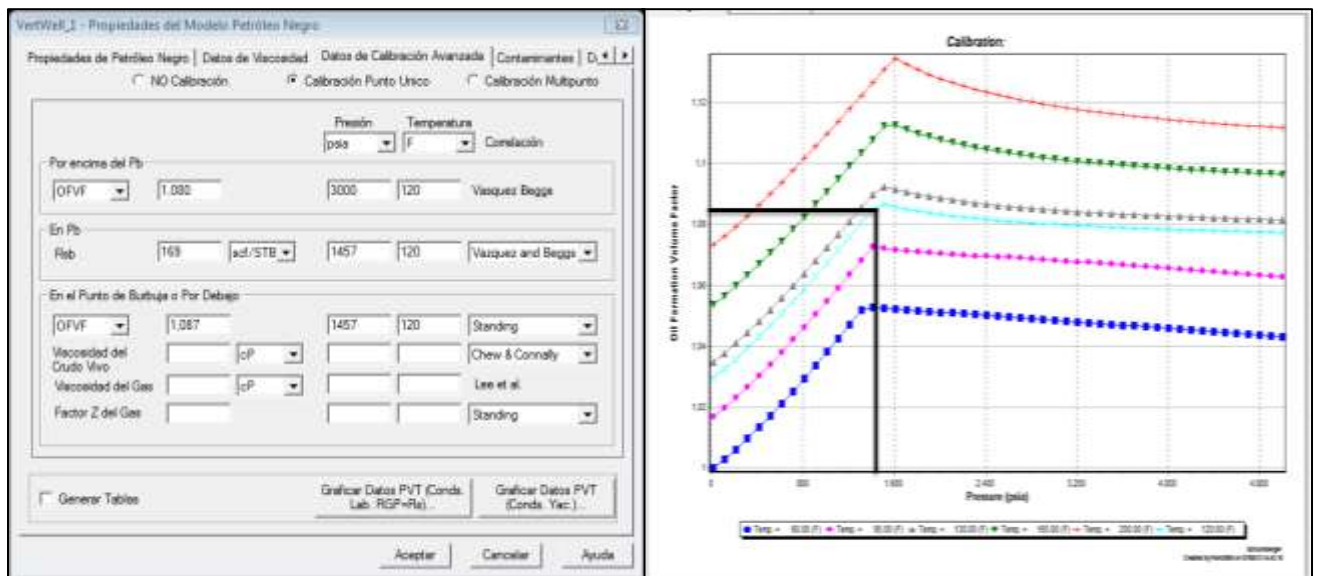
Ahora se dará clic en la pestaña “Datos de viscosidad”; si se cuenta con dos datos de viscosidad a diferentes temperaturas se selecciona la opción “User’s 2 data point” de lo contrario se debe seleccionar la correlación que más se ajuste al fluido, para este caso fue utilizada la correlación en mención.

Figura 40. Data de viscosidades

Fuente: PIPESIM

Seguido, si se tienen pruebas PVT, se ingresa a la pestaña “Datos de calibración avanzada” y se selecciona la opción “Calibración punto único”, en donde se debe contar mínimo con el factor volumétrico del aceite por encima y por debajo del punto de burbuja con su respectiva presión y temperatura y contar con la relación gas-petróleo (R_s) en el punto de burbuja. En esta misma sección se procede a realizar el ajuste del factor volumétrico, viscosidad, densidad, factor de compresibilidad y las diferentes propiedades con las que se cuenten, cambiando la correlación hasta que se ajusten los resultados de la gráfica con los datos contenidos en los PVT dando clic en “Graficar datos PVT” lo cual se puede ver en la figura 41.

Figura 41. Data de calibración.



Fuente: PIPESIM

Si se cuenta con las pruebas PVT del pozo se debe realizar un ajuste más detallado del fluido como se explicó anteriormente, ingresando la información en calibración avanzada se busca ajustar el modelo que proporcione el mejor ajuste al factor volumétrico cambiando las correlaciones, la cual se logró con “Vázquez and Beggs”.

Seguido en la pestaña “Propiedades” se procede a editar la presión y temperatura del yacimiento, el IP utilizando el modelo “Well PI” esta información se carga con el propósito de generar el inflow de la curva IPR, tal sea el caso que no se cuente con el IP del pozo, PIPESIM nos permite hacer este cálculo conociendo las presiones del sistema y el caudal; para ello se da clic en la opción “Operaciones” y luego en “Perfil de Presión/Temperatura” donde con la presión de salida, el caudal y variando el IP se ejecuta el modelo y este nos define el IP simulado, luego se verifica colocando al software a que calcule el caudal conociendo el IP, el cual debe ser igual al establecido en los datos de prueba. Con este dato se procede a editar este en el completamiento.

Figura 42. Datos IPR

Terminación Vertical - Completamiento 1

Propiedades | Modelo de Flujo | General

Datos de Yacimiento

Presión Estática: 1586 psia

Temperatura: 110 F

Modelo IPR

Tipo de Modelo: Well PI

Válvula de Control de Flujo (VCF): Propiedades VCF

Lug. PI: 0.132374 STB/d

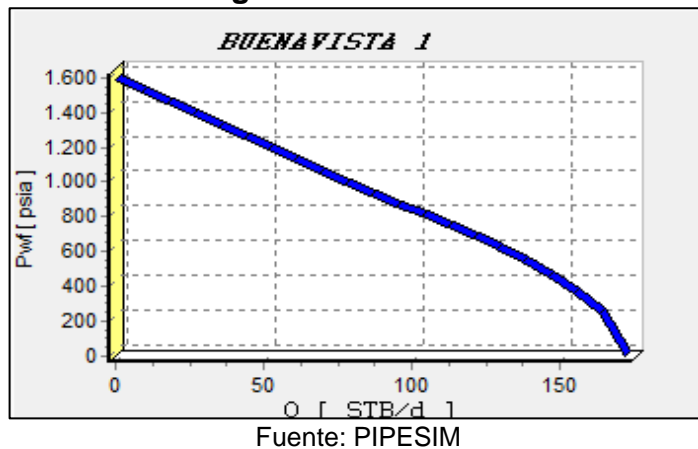
Usar Vogel por debajo del punto de burbujas

Calcular...

Aceptar Cancelar Ayuda

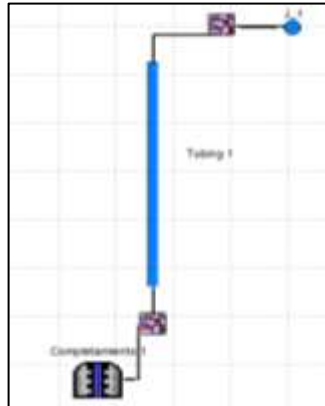
Fuente: PIPESIM

Figura 43. Curva IPR



- **Tubería de producción:** En esta sección se cargará la data correspondiente a la tubería de producción como: diámetros, longitudes, espesor, perfil de desviación, registro geotérmico, y equipo de fondo. (figura 44).

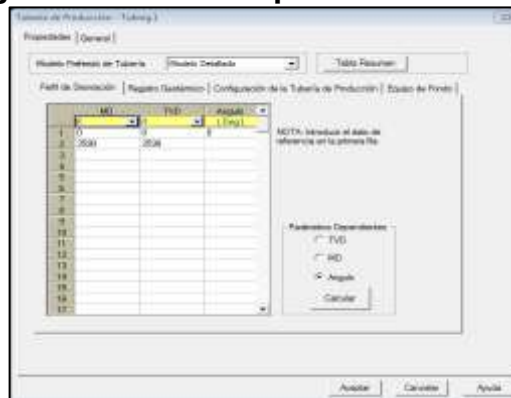
Figura 44. Pozo Buenavista 1



Fuente: PIPESIM

Dando doble clic sobre el tubing se abrirá la ventana correspondiente a la (figura 45), en donde se cargará inicialmente el “Perfil de Desviación”; información correspondiente a si el pozo es vertical o desviado, para el caso de desviado se ingresa la MD y TVD, mientras que el software nos permite calcular el ángulo existente. Al ser Buenavista 1, un pozo vertical la MD es igual a la TVD.

Figura 45. Datos del perfil de desviación

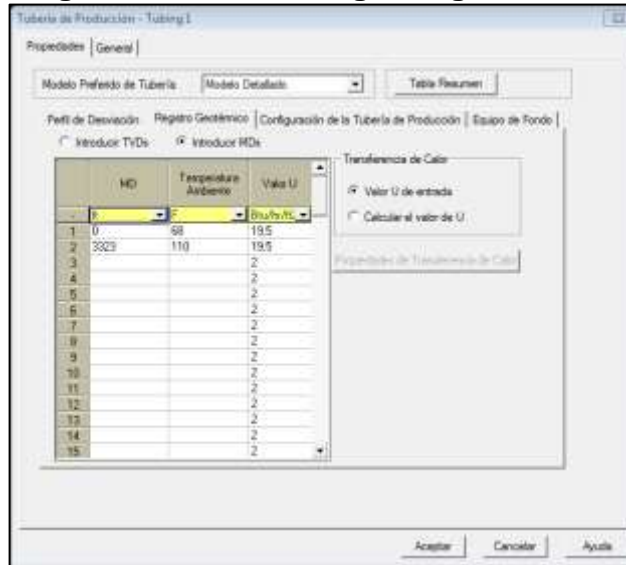


Fuente: PIPESIM

Seguido se procede a ingresar la información correspondiente al “Perfil Geotérmico” donde se introduce la temperatura ambiente a distintas profundidades (las profundidades pueden ser basados en MD o TVD). Si se selecciona el botón de opción valor U de entrada, se debe introducir los valores de los coeficientes de

transferencia de calor total a las distintas profundidades. Los datos mínimos que se introducen son los de cabeza de pozo y fondo de pozo. Si desea que los valores de U se calculen, se debe dar clic en “Propiedades de Transferencia de Calor” ingresando ciertas propiedades.

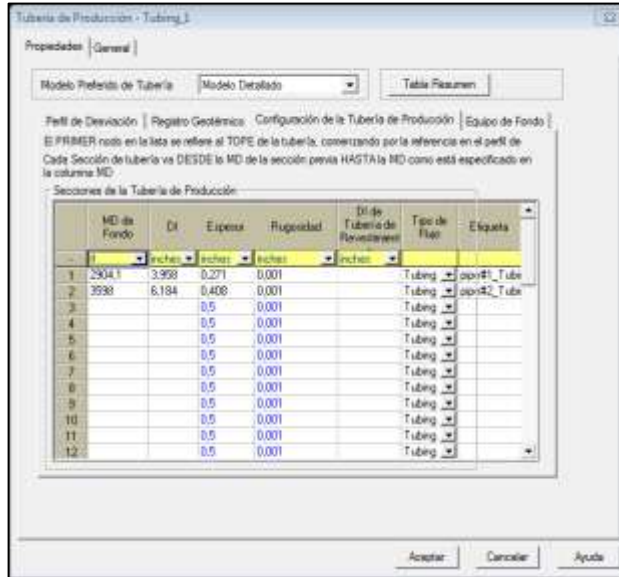
Figura 46. Data del registro geotérmico



Fuente: PIPESIM

A continuación en la pestaña “Configuración de la Tubería de Producción” se ingresa la información correspondiente a las longitudes, diámetros y espesores de la tubería permitiendo determinar la extensión de la tubería del modelo donde la parte inferior de la última sección del tubo se toma como el punto de entrada del fluido.

Figura 47. Configuración de la tubería de producción

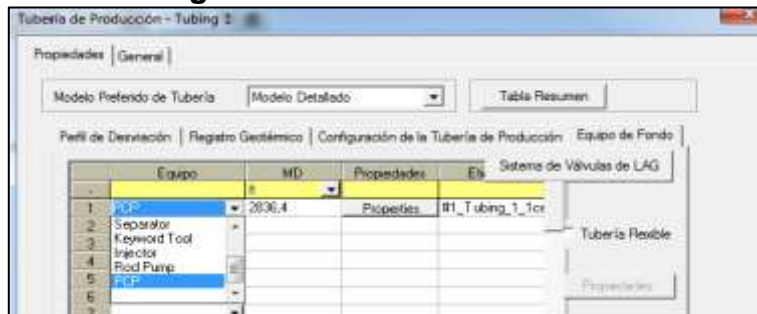


Fuente: PIPESIM

En la siguiente pestaña se cargará la data correspondiente al “Equipo de Fondo” donde:

- 1) Se selecciona el tipo de levantamiento por el cual produce el sistema.

Figura 48. Selección del S.L.A

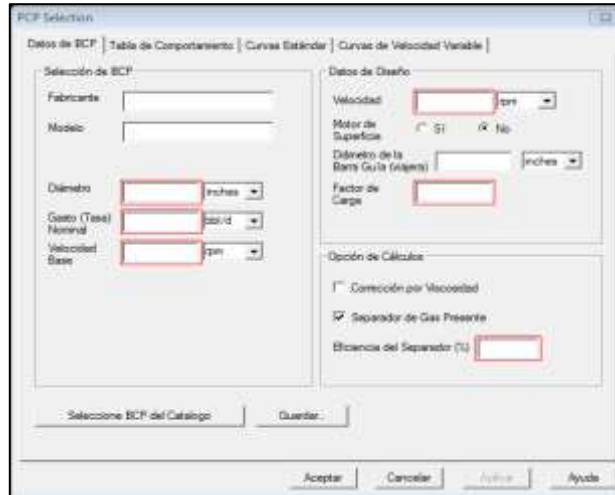


Fuente: PIPESIM

- 2) En la MD se digita el Intake de la bomba.
- 3) Seguido se da clic en propiedades donde se buscará la bomba PCP por la cual produce el pozo, en caso de que esta no se encuentre dentro del catálogo del software se debe recurrir a la opción “Catalogo BCP

Definida por el Usuario”, aquí se cargará la bomba llenando los espacios en blancos de la figura 49.

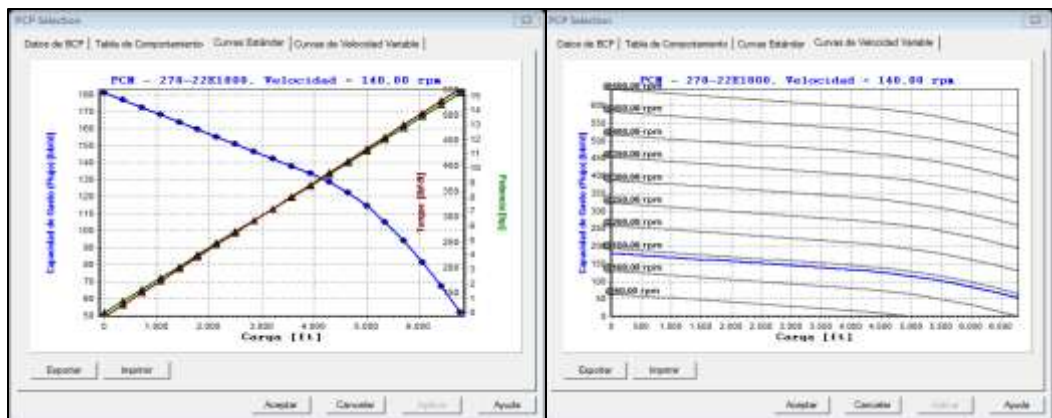
Figura 49. Diseño de la bomba PCP



Fuente: PIPESIM

- 4) Por último ya digitados los datos del punto (3) se procede a cargar las curvas de eficiencia de la bomba en la pestaña “Tabla de Comportamiento”, donde se digitará la carga, el flujo, la potencia y el torque.

Figura 50. Curvas de comportamiento del equipo de fondo, Buenavista1



Fuente: PIPESIM

4.3 ETAPA 3: AJUSTE DEL MODELO

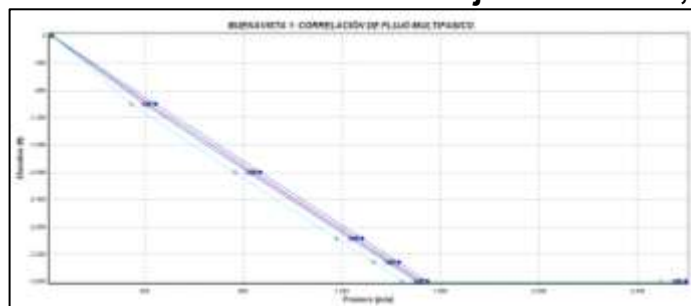
Para tener un ajuste real de los pozos es necesario definir las correlaciones que más se ajusten al fluido.

4.3.1 Correlación de flujo multifásico.

Ingresado la información de la etapa 2 al simulador, se procede a la opción “Operaciones” – “Ajuste de la Correlación de Flujo Multifásico” donde se le selecciona “Presión de Entrada” digitando en los respectivos campos la presión de salida y el caudal correspondiente, seguido se selecciona el tipo de correlación de flujo dependiendo de si es vertical u horizontal realizando un análisis de sensibilidad a las diferentes correlaciones. Ya cargada la información se ejecuta el modelo observando en la gráfica generada por el software cuál de las correlaciones se aproxima mejor a los datos reales del pozo.

Definida la correlación de flujo se dirige a la opción “configurar” – “Correlación de Flujo” y se edita la correlación obtenida anteriormente, tanto para flujo horizontal como vertical.

Figura 51. Selección de la correlación de flujo multifásico, Buenavista 1.



Fuente: PIPESIM

de operación, intake, eficiencia del separador, entre otras, se busca ajustar el factor de carga igualando la presión de entrada a la bomba (PIP) arrojada por el simulador con la presión de entrada real, para esto se ingresa la presión en cabeza y el caudal de producción y se corre un perfil elevación-presión.

4.4 ETAPA 4: OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN.

En esta etapa el objetivo principal es definir las oportunidades de optimización llevadas a cabo para aumentar la producción de los pozos en estudio, analizando su efecto tanto en el inflow como en el outflow.

4.4.1 Cambio de diámetro de la tubería de producción

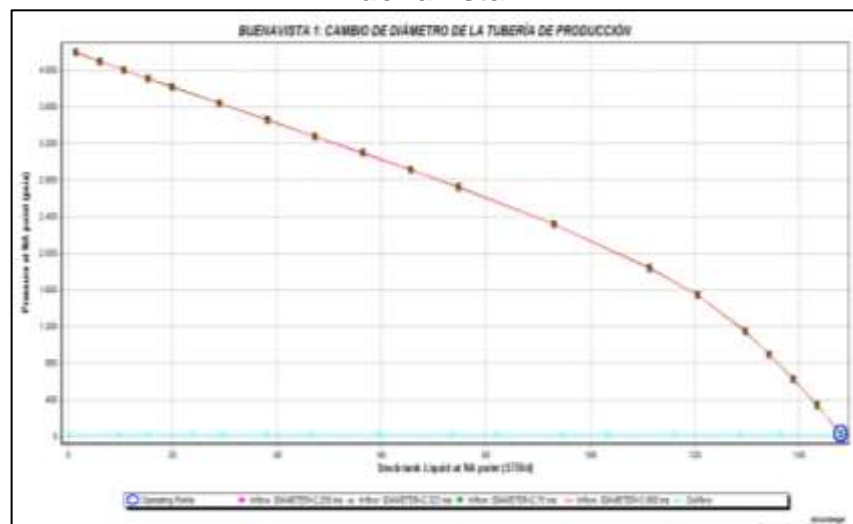
Como sabemos uno de los componentes de mayor importancia dentro del sistema de producción, es la sarta de producción. Esto se debe a que cerca del 80% de la pérdida total de presión en un pozo de petróleo puede ocurrir por la movilización de los fluidos desde el fondo de pozo hasta la superficie.

También es importante resaltar que a medida que el área de flujo vertical aumenta, las velocidades de flujo disminuyen, pudiendo llegar a generar condiciones de flujo inestables e ineficientes, esto ocasiona que se forme un escurrimiento del líquido formándose la acumulación de líquidos en el fondo de pozo, en el caso contrario se presentaría excesiva restricción de flujo por causa de la fricción lo que lleva a una menor producción de crudo.

Por todas estas razones se busca encontrar el diámetro óptimo de la sarta, con la finalidad de optimizar la producción de los pozos. Para ello se dispuso colocar el nodo solución en cabeza, ya que en este punto se lograría obtener los caudales netos que llegarían a este teniendo en cuenta las pérdidas ocasionadas al cambiar la tubería como lo es la fricción.

Al realizar el respectivo análisis a los diferentes pozos se pudo observar que esta variable no afecta la productividad del mismo a excepción de Buenavista 5, ya que al cambiar el diámetro de la tubería de producción se mantiene el caudal actual de los pozos. Por su parte en Buenavista 5 se observa un aumento de la producción de dos barriles lo cual es insignificante comparándolo con la inversión que se debe realizar para este cambio, por lo que se considera que el tamaño de las tuberías utilizadas en cada uno de ellos es el adecuado, tomando la decisión de no optimizarlas.

Figura 53. Sensibilización del diámetro de la tubería de producción, Buenavista 1.



Fuente: los autores, PIPESIM

4.4.2 Reducción del diámetro del choke

La válvula de choke es un dispositivo que provoca una restricción de flujo, controla el aporte de agua y arena proveniente del yacimiento. Entre las razones más importantes para controlar la tasa de producción del pozo son: Aumentar la seguridad del personal, evitar conificación de agua o gas, minimizar la migración de finos, proteger el equipo de superficie y mantener flexibilidad en la producción total del campo para acoplar a la demanda de petróleo impuesta por el mercado internacional.

Es así que se dispuso colocar el nodo en cabeza antes de este con el fin de observar como es el cambio de presión a causa de esta reducción de tamaño y a la vez ver cómo afecta este el aporte de gas y/o crudo.

Para esta oportunidad de optimización se tendrá en cuenta solamente los pozos que producen por flujo natural siendo estos: Buenavista 2 y Buenavista 7.

Al realizar el respectivo análisis nodal variando el diámetro del choke se observó que no disminuye la producción de gas, ni favorece la producción de aceite, por lo tanto se toma la decisión de mantener el choke actual.

4.4.3 Aumento en la velocidad de operación de la bomba.

Cuando se aumenta la velocidad de operación de la bomba se disminuye la presión de entrada a la bomba debido a la disminución del nivel dinámico del fluido, produciendo una reducción en la columna hidrostática junto con el

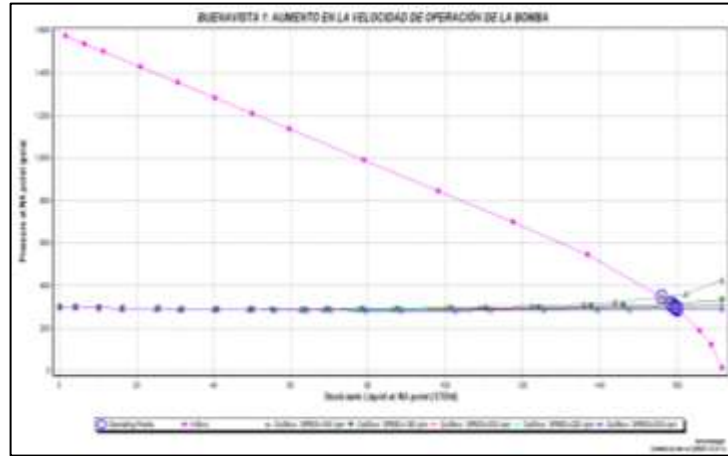
incremento en la velocidad de operación, se aumenta la presión de descarga de la bomba y la presión de entrada a la misma, produciendo un mayor delta de presión de la bomba, lo cual produce una mayor capacidad de extracción de la bomba y a la vez una mayor capacidad de producción del pozo. Teniendo en cuenta la capacidad de producción del pozo para garantizar la sumergencia de la bomba.

Los cambios de las RPM de la bomba deben hacerse de manera gradual principalmente en aquellos que tienen un aporte de arena significativo.

Además el caudal es directamente proporcional a la velocidad de rotación. Por ello la bomba puede ajustarse al influjo del pozo para una producción óptima. Para este caso se decide disponer del nodo en fondo con el fin de observar el efecto que este tiene en la presión y en la producción. De los siete pozos en estudio, cinco producen a través del sistema de levantamiento PCP tales son: Buenavista 1, Buenavista 3, Buenavista 4, Buenavista 5 y Buenavista 6.

Para los casos en estudio se tuvo en cuenta un aumento gradual y moderado de las RPM de los pozos con lo que se obtiene una mayor producción, la cual debe ser adecuada, es decir que permita reducir las pérdidas de flujo por escurrimiento al mínimo y obtener una máxima eficiencia hidráulica. Se debe reconocer que los pozos del Bloque Buenavista al tener un IP bajo puede dar lugar a que la bomba trabaje en vacío, y provocaría un daño en el elastómero por sobrecalentamiento de este, o podría causar rompimiento de las varillas por el mismo efecto; por lo que es importante tener en cuenta esto ya que el fluido que fluye a través de la bomba sirven como lubricante. Al mismo tiempo se debe tener en cuenta los elevados drawdown (DD) por lo que se toma la decisión de evaluar esta condición para cuando el daño del pozo haya sido removido en su totalidad o en un 50%.

Figura 54. Sensibilización de las RPM de la bomba del pozo Buenavista 1.



Fuente: los autores, PIPESIM

Tabla 3. Sensibilización de las RPM del pozo Buenavista 1.

RPM	DD (psi)	P _D (psi)	PIP (psi)	Q _L (STB/D)
140	1147,52	1223,82	140,24	148
160	1187,38	1237,36	48,42	156,14
180	1271,22	1238,49	18,62	158,31
200	1283,93	1239,31	15,9	159,214
220	1291,2	1239,22	11,69	159,71
250	1297,76	1239,53	8,346	160,16

Fuente: los autores

A través de las curvas de eficiencia del equipo de fondo se puede observar que las bombas se encuentran operando dentro del rango operativo y que el aumento de la velocidad de operación se debe mantener dentro de este, es posible realizar un aumento de la velocidad de operación de la bomba sin sobrepasar el drawdown crítico de la formación y a su vez observar como varía la producción y con ello el consumo energético de la bomba, ya que lo que se busca es minimizar los gastos y obtener mayores ganancias para que sea un proyecto auto-sostenible y viable económicamente.

Como se muestra en la tabla 3, un aumento gradual de las RPM genera un aumento en el caudal de producción pero a pesar de ello el drawdown calculado es

mayor al drawdown crítico de la formación por lo que se toma la decisión de optimizar la velocidad de operación de la bomba cuando se haya removido el daño en su totalidad o en un 50% a través de un determinado proceso expuesto más adelante.

4.4.4 Disminución en presión de cabeza.

La presión de cabeza es una de las variables más sensibles e importante en un sistema de producción, ya que pequeños cambios en dicha presión pueden generar grandes cambios en la presión de yacimiento aumentando la producción de crudo, convirtiéndose en una variable atractiva para la optimización de las operaciones. Sin embargo se debe tener en cuenta que a medida que la presión de fondo disminuye el nivel dinámico del fluido también disminuye, por esto se debe tener en cuenta la sumergencia de la bomba para evitar que trabaje en seco provocando que se dañe.

Con el propósito de analizar el comportamiento de esta variable dentro del sistema de producción se decide colocar el nodo solución en fondo de pozo para observar como varia la producción de crudo en los diferentes pozos, ya que estos producen por gas en solución y debido a esto se ha visto una alta producción de gas.

Al realizar la respectiva sensibilización de la presión de cabeza se observa que esta variable no afecta considerablemente a los pozos que producen aceite, por el contrario si lo hace con los pozos que producen gas, los cuales son Buenavista 2 y Buenavista 7. Por ello no se tiene en cuenta esta variable para su respectiva optimización para los pozos a los cuales no afecte.

Figura 55. Sensibilización de la presión en cabeza, Buenavista 1.



Fuente: los autores, PIPESIM

4.4.5 Evaluación del daño

Una de las principales causas en la actualidad para la baja productividad de los pozos es la presencia de factores que alteran las propiedades del yacimiento a lo que conocemos como "Factor skin". Para esta oportunidad de optimización se quiere determinar el daño a través del software PIPESIM con la data real de producción utilizando el nodo en fondo.

Además se sabe que el daño a la formación es cualquier restricción al flujo de fluido dentro del yacimiento en la vecindad del pozo, físicamente se manifiesta como una caída de presión adicional en el flujo de fluido desde el yacimiento hacia el pozo e influye significativamente en la productividad, la cual se puede ver reducida total o parcialmente debido al daño en la cercanía del pozo. Para mitigar esto se puede utilizar tratamientos de limpieza de pozo, acidificación de la matriz y fracturamiento con ácidos.

El Bloque Buenavista presenta problemas de arenamiento que ha generado inquietud en los operadores e ingenieros, desarrollando procesos de estimulación orgánica – ácido fallidos.

Para ello se determinará el daño en los pozos de estudio y se propondrá un trabajo de estimulación con el fin de mitigar este problema, teniendo en cuenta 2 factores: la primera, si su remoción es de un 100% y la segunda, si la remoción es solo de un 50%.

A través de la herramienta de PIPESIM se pudo dar un estimativo del daño presente en los diferentes pozos como los muestra la siguiente tabla:

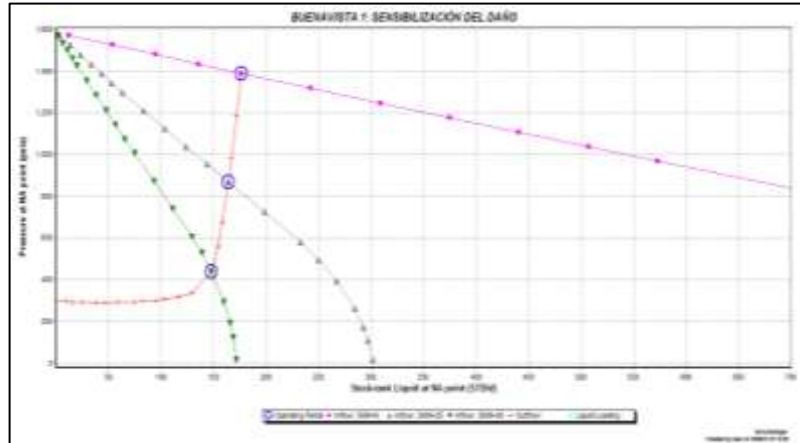
Tabla 4. Daño estimados de los pozos.

POZO	DAÑO ESTIMADO
BUENAVISTA 1	50
BUENAVISTA 2	70
BUENAVISTA 3	90
BUENAVISTA 4	20
BUENAVISTA 5	51
BUENAVISTA 6	1
BUENAVISTA 7	68

Fuente: los autores

Como se puede notar todos los daños de los pozos obtenidos fueron positivos lo cual indica que es necesario realizar un tratamiento para la remoción de este. En el caso de los pozos que producen por PCP se hará un análisis de este cuando se haya removido el daño en su totalidad o en un caso menos optimista del 50%, involucrando la velocidad de operación de las bombas ya que estas presentan un drawdown muy elevado que sobrepasa el drawdown crítico de la formación.

Figura 56. Sensibilización del daño, Buenavista 1.



Fuente: los autores, PIPESIM

Como se observa en la figura 56 el daño calculado para el pozo Buenavista 1 fue $S=50$, por tal razón este pozo no aporta su máximo potencial a las condiciones actuales, pero al remover el daño existe un aumento de la producción de fluidos, sin embargo al sensibilizar las RPM aumenta considerablemente el drawdown, es por ello que se debe realizar un tratamiento con el objetivo de eliminar el daño y a su vez disminuir el drawdown para obtener mayores ventajas al aumentar las RPM de la bomba PCP. La tabla 5 nos muestra el DD obtenido al eliminar el daño en un 100% y 50% para el pozo Buenavista 1 en los casos que son favorables para el estudio.

Tabla 5. Opción optimista al eliminar al 50% y 100% el daño, Buenavista 1

Daño	RPM	DD	Q_L
Pozo con daño	La tabla 3 se observa un DD mayor al $DD_{promedio}$ de la formación.		
Remoción del 50%	160	809,5	186,4247
Remoción del 100%	350	474,2	436,06

Fuente: Los autores

Como se observa al remover el daño, el DD sufre un gran impacto al disminuirse considerablemente y ubicarse dentro del rango permisible por el yacimiento,

sumado a ello el aumento de la velocidad genera un aumento en la producción de líquidos en el pozo.

Figura 57. Comportamiento del caudal de fluidos producidos, Buenavista 1.



Fuente: Los autores

A través de la eliminación del daño se puede obtener una eficiencia en la producción de un 8,11 % al remover este en un 50 %. Por otra parte al removerlo en un 100% se evidencia un aumento apreciable en la producción como se observa en la figura 57 (verde).

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se expondrá el tratamiento seleccionado para la eliminación del daño y se realizarán los respectivos análisis a cada uno de los pozos en estudio sin tener en cuenta el pozo Buenavista 1, ya que este se encuentra explicado en el capítulo anterior, los análisis se organizaron en tablas de forma resumida con el fin de facilitar la interpretación de los resultados.

En las tablas se encuentran las gráficas de los respectivos ajustes realizados en el simulador, las curvas IPR obtenidas del análisis nodal con el fin de optimizar los siguiente parámetros: cambio de diámetro de la tubería de producción, reducción del diámetro del choke, disminución en presión de cabeza, evaluación del daño y aumento en la velocidad de operación de la bomba con el propósito de determinar las condiciones óptimas de operación del pozo. Adicionalmente se incluye una gráfica comparativa de las optimizaciones realizadas teniendo en cuenta la producción actual y la que se obtendría si se realiza el cambio sugerido.

Cabe destacar que para cada pozo en estudio se realizará una breve descripción de las condiciones en la que se encuentra operando cada uno de ellos.

A continuación se muestran los resultados obtenidos por medio de las simulaciones realizadas en PIPESIM, la aplicación del método de análisis nodal para optimizar la producción de los pozos pertenecientes al Bloque Buenavista operados por la empresa UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY, e igualmente se presentará una tabla con los parámetros conseguidos en este.

Tabla 6. Parámetros calculados a través de PIPESIM.

POZO	CAUDAL	PIP(psi)	PWH(psi)	DD(psi)	IP
Buenavista 1	148 BFPD	140,24	25	1147,53	0,1323740 stb/d/psi
Buenavista 2	0,090 mmscf/d	No PCP	1800	63	0,325491 e-6 mmscf/d/psi ²
Buenavista 3	40 BFPD	434,12	26	944,27	0,04236299 stb/d/psi
Buenavista 4	50 BFPD	193,72	3	1183,96	0,04223318 stb/d/psi
Buenavista 5	39 BFPD	288,32	40	1347,6	0,02998494 stb/d/psi
Buenavista 6	156 BFPD	1187,93	4	417,9	0,3809781 stb/d/psi
Buenavista 7	0,6748 mmscf/d	No PCP	100	722,03	1,000129e-6 mmscf/d/psi ²

Fuente: los autores

5.1 SENSIBILIZACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

El término DAÑO A LA FORMACIÓN cada día cobra más valor y sentido en la industria del petróleo y el gas, ya que es una de las principales causas por la cual el yacimiento presenta restricción al flujo de aceite y/o gas, reflejado en su baja productividad. Este daño que presenta los pozos es bien conocido como “Skin” que resulta cuando la permeabilidad de la formación productora es alterada. Las principales causas de daño son: altos caudales o elevadas caídas de presión entre el yacimiento y el pozo debilitando la formación provocando taponamientos y daño por migración de finos o arenas.

Por lo tanto es de suma importancia conocer la formación y los efectos producidos en esta por los cuales se presenta el daño para poder diseñar un tratamiento de limpieza de pozo, acidificación de la matriz y fracturamiento con ácidos para eliminar el daño, aumentando la productividad del pozo.

Antes de diseñar cualquier proceso de eliminación del daño, se analizaron varios factores tales como: las características de la formación, problemas asociados a arenamientos y por último la inversión a realizar, teniendo esta información se decide realizar un tratamiento químico con el fin de minimizar gastos y que tengan un efecto positivo en la eliminación/remoción del daño.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado se procede a recopilar información que sea de gran utilidad tal como:

- Tipo de formación, especificación de si es una arenita consolidada o friable y si posee arcillas reactivas como illita, smectita, etc.
- Presencia de arenita o caliza.
- Temperatura de fondo de pozo.
- Presencia de hierro
- Discernir si la pérdida de permeabilidad, proviene de depósitos calcáreos, finos, o quizá por bloqueos de asfáltenos o parafinas.
- Vida del pozo.
- Tener en cuenta si el o los pozos han sido fracturados previamente o se le ha realizado otro tratamiento para eliminación del daño.
- En el caso de ser un pozo joven, identificar el tipo de lodo de perforación.

Estas son algunas de las características principales a tener en cuenta, para el diseño del tratamiento propuesto.

Teniendo en cuenta el alto "Skin" que presentan los siete (7) pozos asignados por la UTOE pertenecientes al Bloque Buenavista, se decide realizar un tratamiento ácido llamado **STANDARD HCL HF 12/3**

El tratamiento consiste básicamente en dos partes así:

Tabla 7. Tratamiento para el proceso de estimulación.

Pre-flujo (dos volúmenes porales)	Tratamiento (3 a 5 volúmenes polares): HCL HF 12/3 (mudacid)
<ul style="list-style-type: none"> • Ácido HCL (7,5%) • ICI – 120 (0,15%) • IIA – 285 (0,15%) • ISURF – 2F (0,10%) 	<ul style="list-style-type: none"> • Solvente mutual (0,2%) • ICI – 120 (0,15%) • IIA- 285 (0,2%) • ISURF – 2F (0,15%) • Antisludge (0,1%)

Fuente: productos químicos para petróleo y gas <<http://www.isisrl.com.ar>>

Nota: Los volúmenes porales a desplazar y los caudales se calcularon en función de la permeabilidad de la formación.

A continuación se describe brevemente algunos de los productos a utilizar en la estimulación:

- **ICI – 120:** polímero cuaternario líquido que actúa sobre las arcillas generando un film que evita la hidratación, luego de posteriores lavados; por esta razón este producto inhibe, estabiliza las arcillas y disminuye el movimiento de finos. Se utiliza en un rango de 0,1 a 0,2% con respecto al volumen del tratamiento.
- **IIA – 285:** Inhibidor de corrosión para tratamientos ácidos HCL, HCL – HF efectivo hasta 80°C (176°F); concentración recomendada: 0,001 a 0,02% con respecto al volumen de tratamiento dependiendo de la concentración de ácido y tiempo de exposición.
- **ISURF – 2F:** surfactante fluorado no iónico de gran rendimiento y utilizado en tratamientos a alta temperatura, se trata de una molécula muy estable que no se descompone aun a temperaturas superiores a 100°C como ocurre con los tensoactivos convencionales. Se utiliza del 0,1 a 0,2 % con respecto al volumen del tratamiento.

- **Solvente mutual:** Este componente es inmisible en el hidrocarburo y en agua, ayuda a mantener la formación acuohumectada. Su función es remover de la formación los aditivos que se adsorben en ella, como los inhibidores de corrosión.
- **Agente antisludging:** Este componente ayudará a la prevención de la formación de sludge un agente para el control del hierro (agente reductor).

Con este tratamiento se pretende a través de productos químicos incrementar la productividad del pozo; es decir mayor cantidad de flujo libre de arenas. Eliminando o reduciendo significativamente la migración de finos, modificando la permeabilidad relativa de la formación positivamente así como la eliminación de algunos componentes del cemento o matriz intergranular.

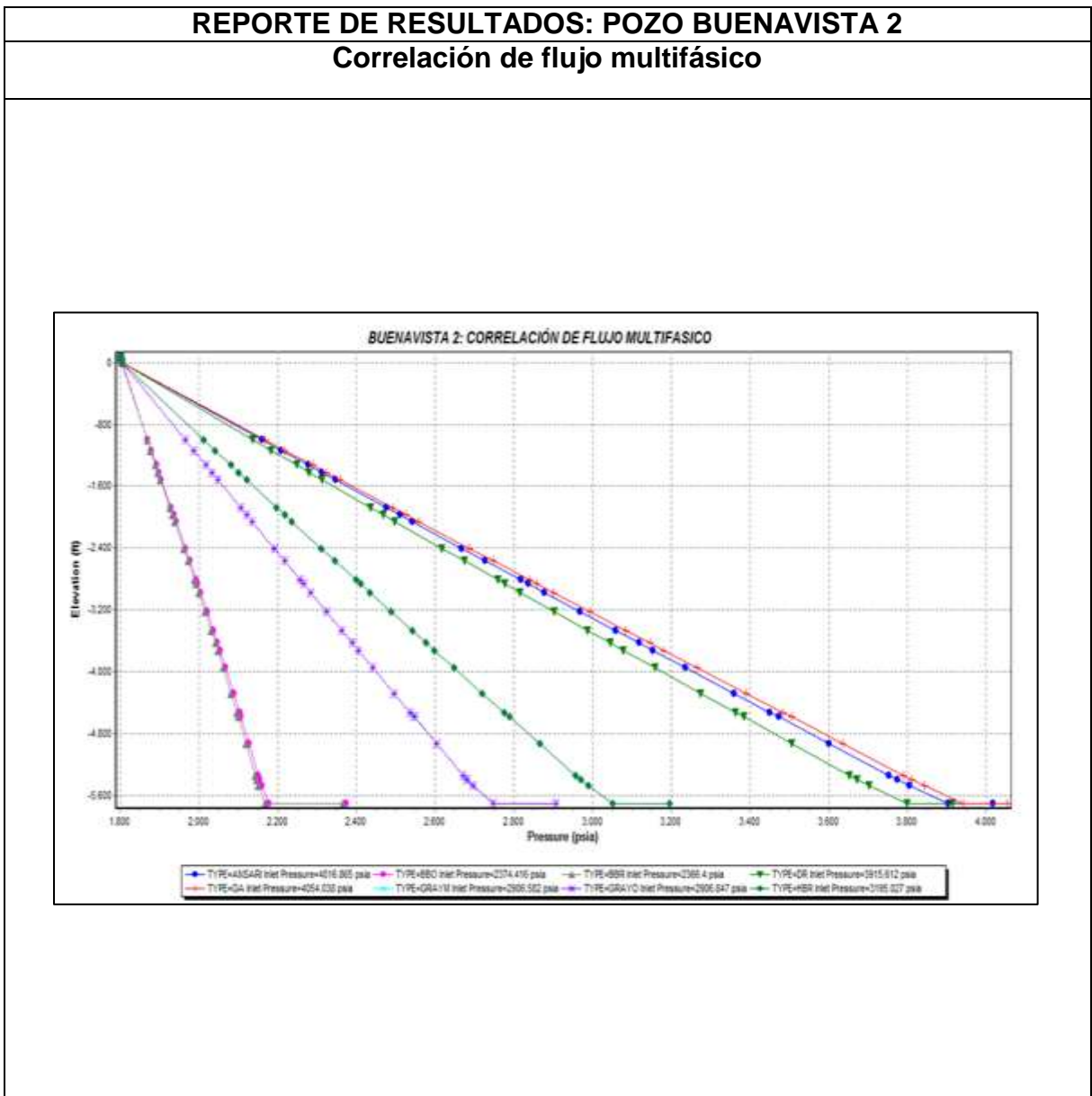
5.2 ANÁLISIS DE LOS POZOS EN ESTUDIO

A continuación se presenta el análisis para cada uno de los pozos y los datos obtenidos en el software PIPESIM.

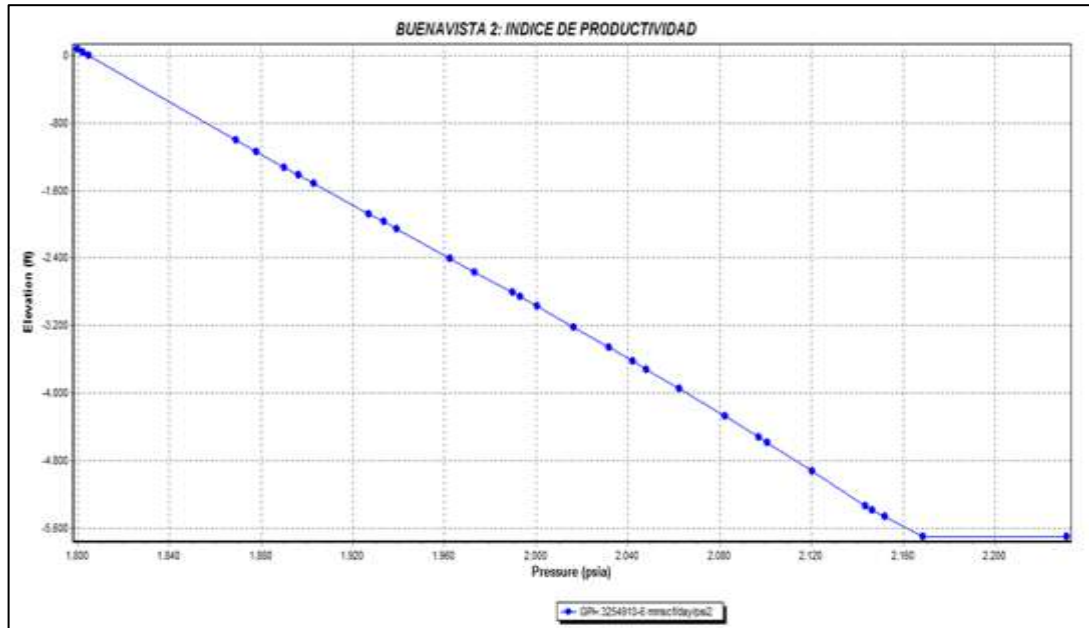
5.2.1 POZO BUENAVISTA 2

El pozo Buenavista 2 se caracteriza por ser un pozo de gas y producir por flujo natural, por lo que todos los análisis realizados se basaron en el caudal de gas producido.

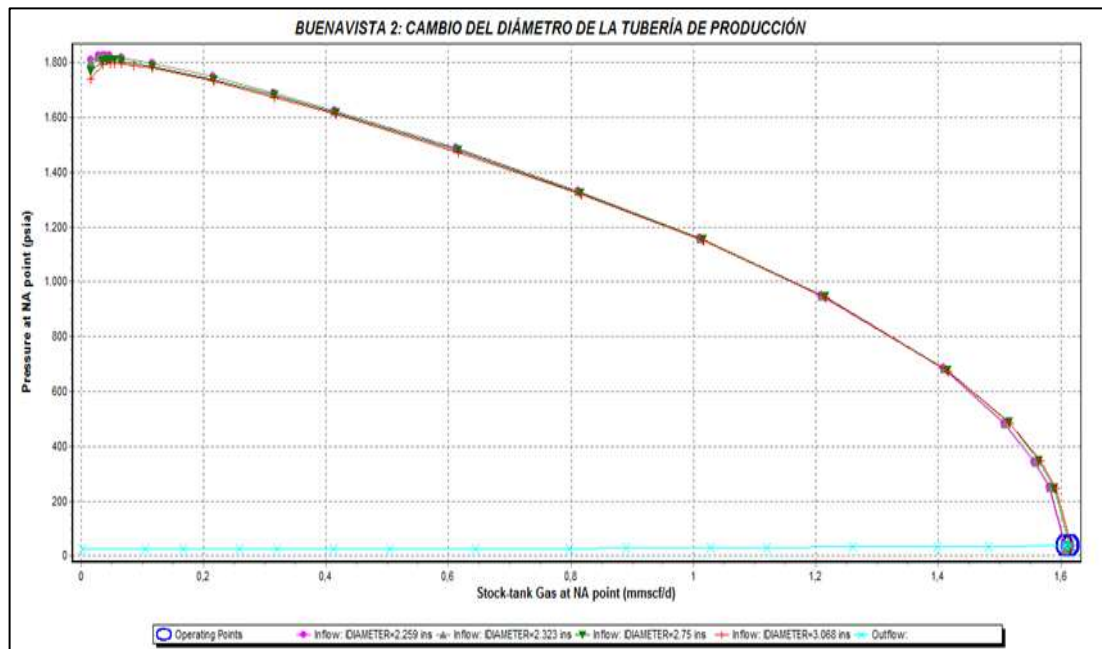
- ✓ Los diámetros de la tubería de producción variados fueron: 2.259", 2.323", 2.750" y 3.068".
- ✓ Los diámetros de choke variados fueron: 16/64", 12/64" y 10/64".
- ✓ Las presiones de cabeza variadas fueron: 1500 psi, 1200 psi, 1000 psi, 900 psi y 500 psi.



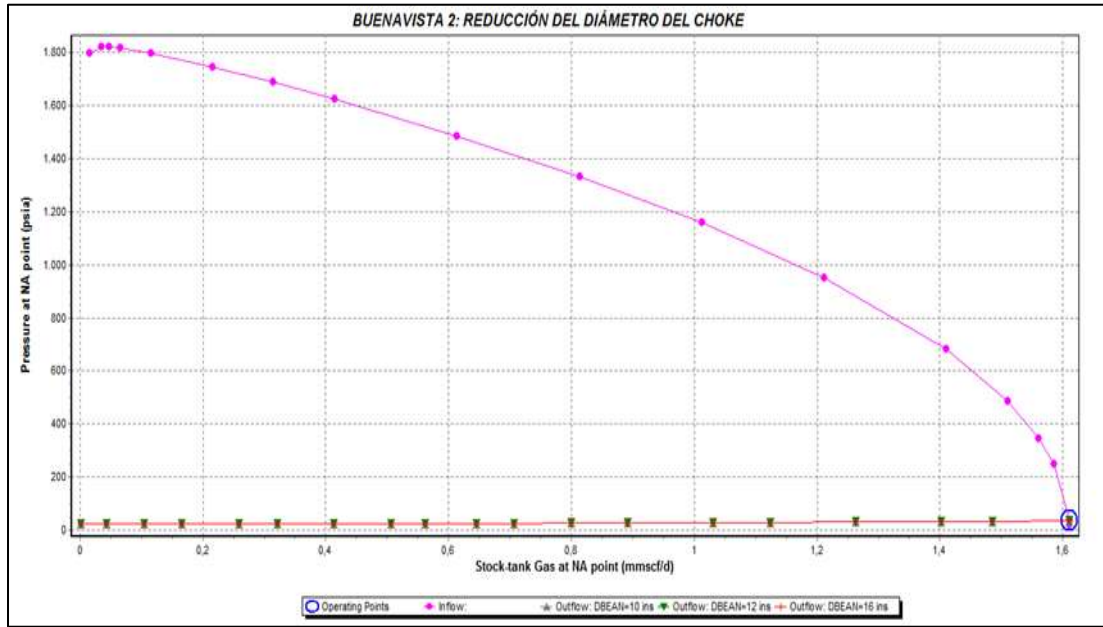
Ajuste de presión/temperatura



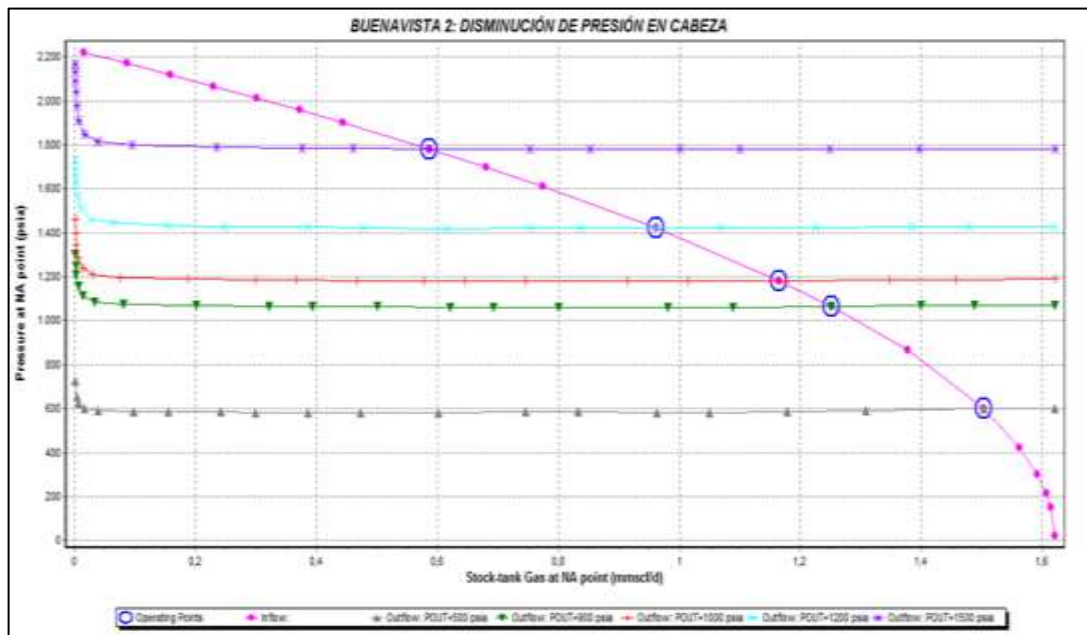
Análisis nodal: Cambio del diámetro de la tubería Nodo solución: en cabeza de pozo



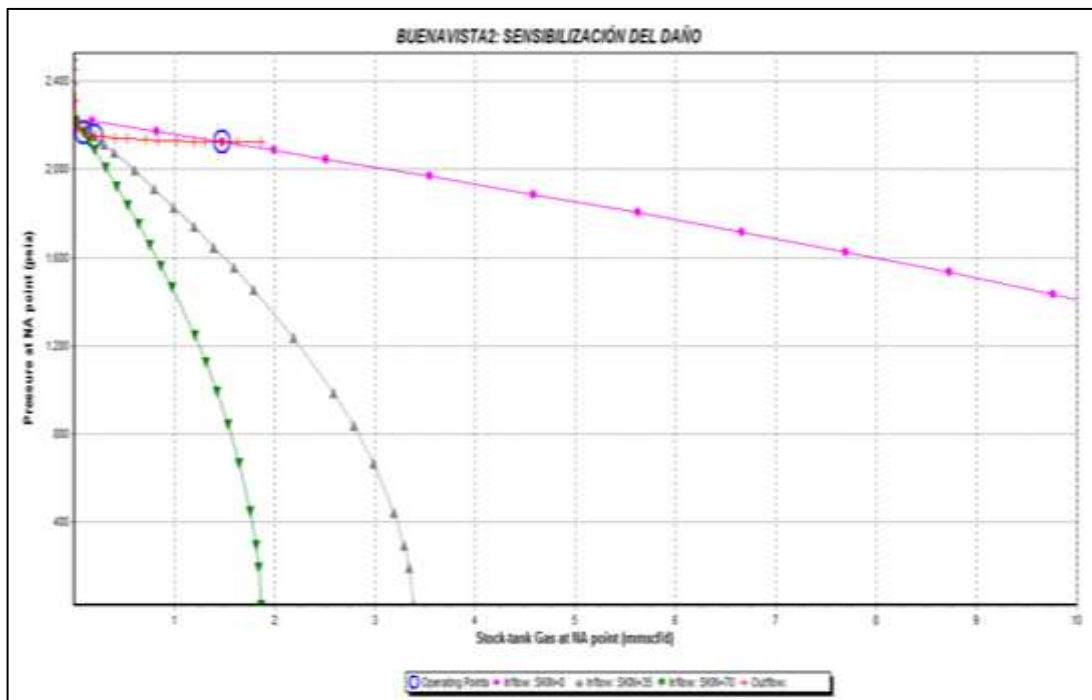
Análisis nodal: Reducción del diámetro del choke
Nodo solución: en cabeza de pozo



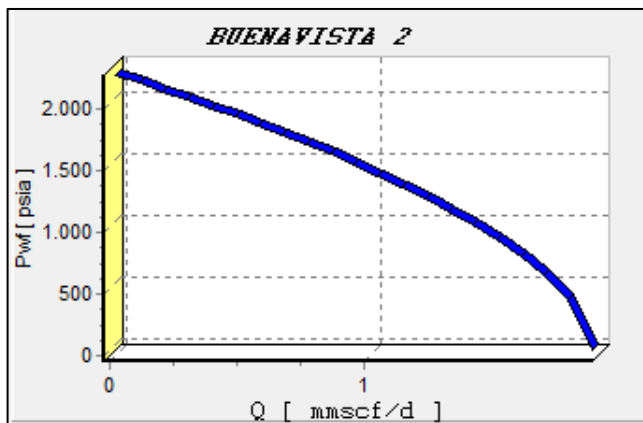
Análisis nodal: Disminución en presión de cabeza
Nodo solución: en fondo de pozo



Análisis nodal: Evaluación del daño
Nodo solución: en fondo de pozo



Variación de la producción de gas y curva IPR





ANÁLISIS: Al obtener los diferentes datos y graficas en el software utilizado para las diferentes optimizaciones podemos observar que al disminuir la presión de cabeza a 500 psi se aumentaría la producción a 1,5034mmscf/d con un DD por debajo del drawdown crítico de la formación, por lo que este cambio es favorable ya que la producción aumentaría. Además se calcula el daño el cual fue $S=70$ y al remover este en un 50%, la producción de gas se aumenta a 0,2014 mmscf/dy el DD disminuye a 63 psi. Por otra parte al remover el daño en su totalidad se observa un aumento de la producción de gas favorable como se observa en la figura “optimización de las variables” de 1,4749 mmscf/d.

5.2.2 POZO BUENAVISTA 3

El pozo Buenavista 3 se caracteriza por ser un pozo de aceite y producir por el sistema de levantamiento PCP, por lo que todos los análisis realizados se basaron en el caudal de aceite producido.

- ✓ Los diámetros de la tubería de producción variados fueron: 2.259”, 2.323”, 3.068” y 3.750”.

- ✓ Las velocidades de operación de la bomba variadas fueron: 62 rpm, 64 rpm, 66 rpm, 68 rpm y 75 rpm para el caso de la remoción del daño se trabajó adicionalmente 90 rpm y 350 rpm.
- ✓ Las presiones de cabeza variadas fueron: 20 psi, 15 psi, 10 psi, 9 psi y 5 psi.

Tabla 8. Sensibilización de las RPM del pozo Buenavista 3.

RPM	DD (psi)	P _D (psi)	PIP (psi)	Q _L (STB/D)
60	994,27	1378,08	454,07	40
62	970,39	1378,17	427,97	41,36
64	996,22	1378,20	402,14	42,73
66	1021,8	1377,99	376,58	44,11
68	1047,46	1378,06	350,92	45,48
75	1134,31	1378,23	264,11	50,29

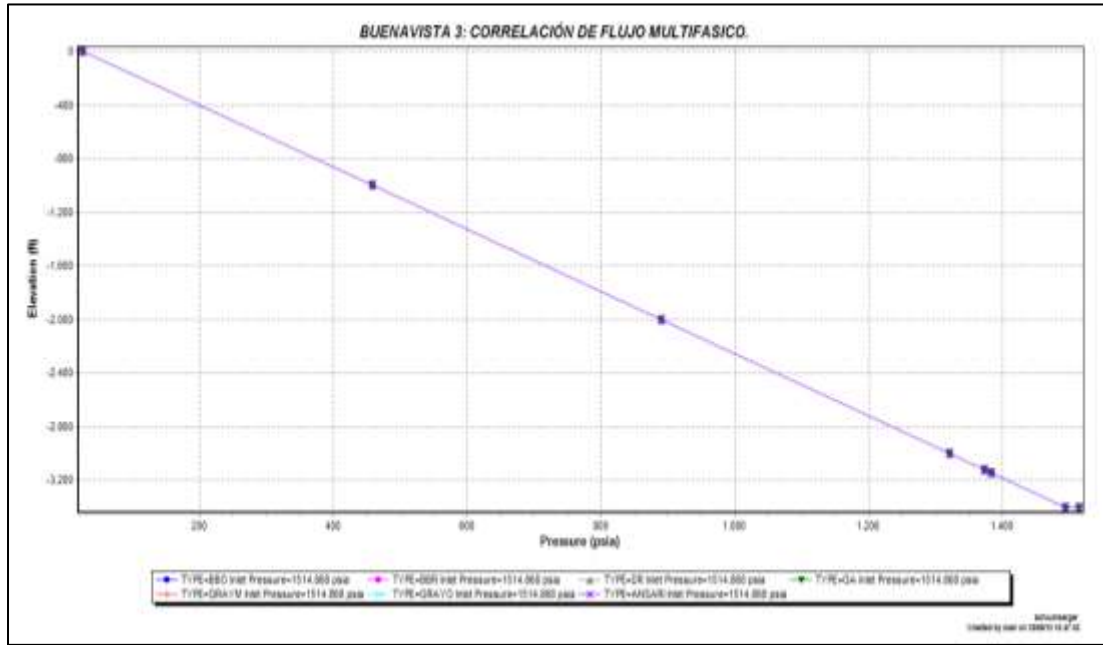
Fuente: los autores

Tabla 9. Opción optimista al eliminar al 50% y 100% el daño, Buenavista 3

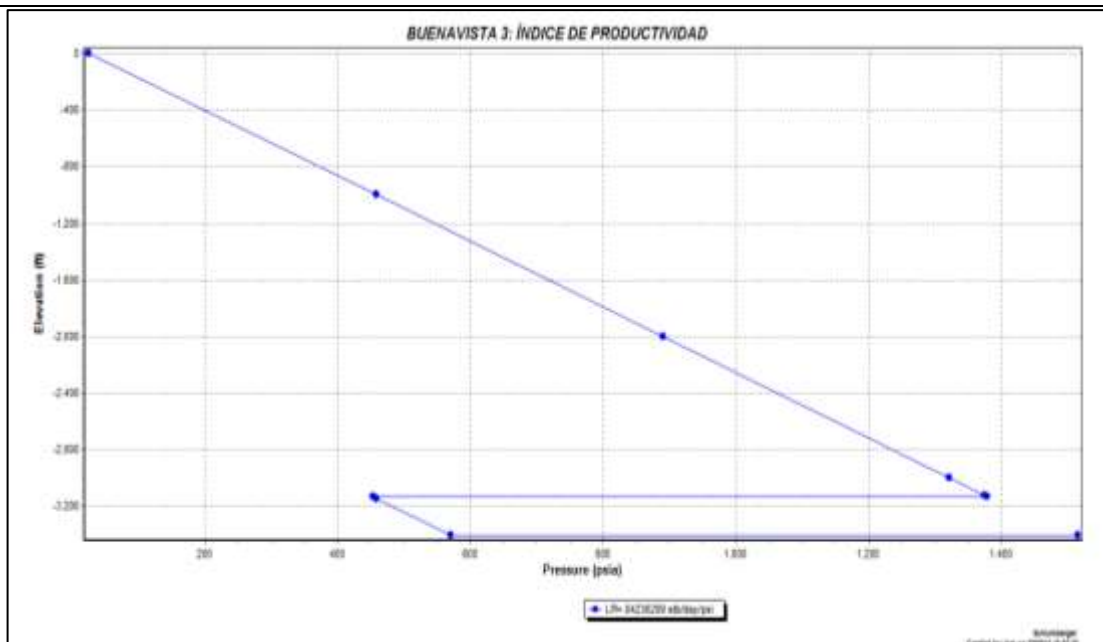
Daño	RPM	DD	Q _L
Pozo con daño	La tabla 9 se observa un DD mayor al DD _{critico} de la formación.		
Remoción del 50%	90	846,74	64,52
Remoción del 100%	350	598,8	272,219

Fuente: Los autores

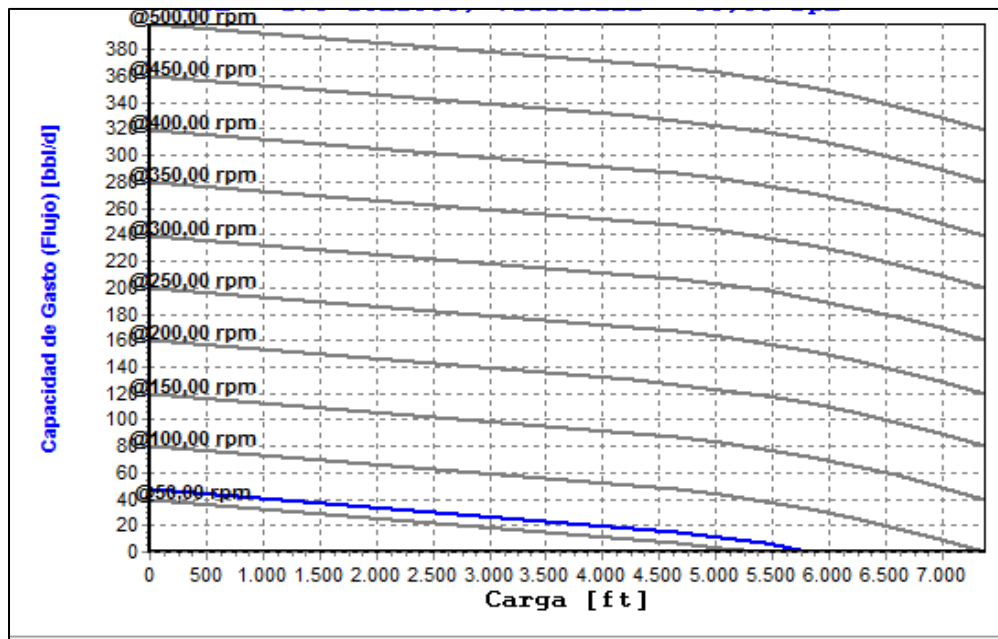
REPORTE DE RESULTADOS: POZO BUENAVISTA 3
Correlación de flujo multifásico

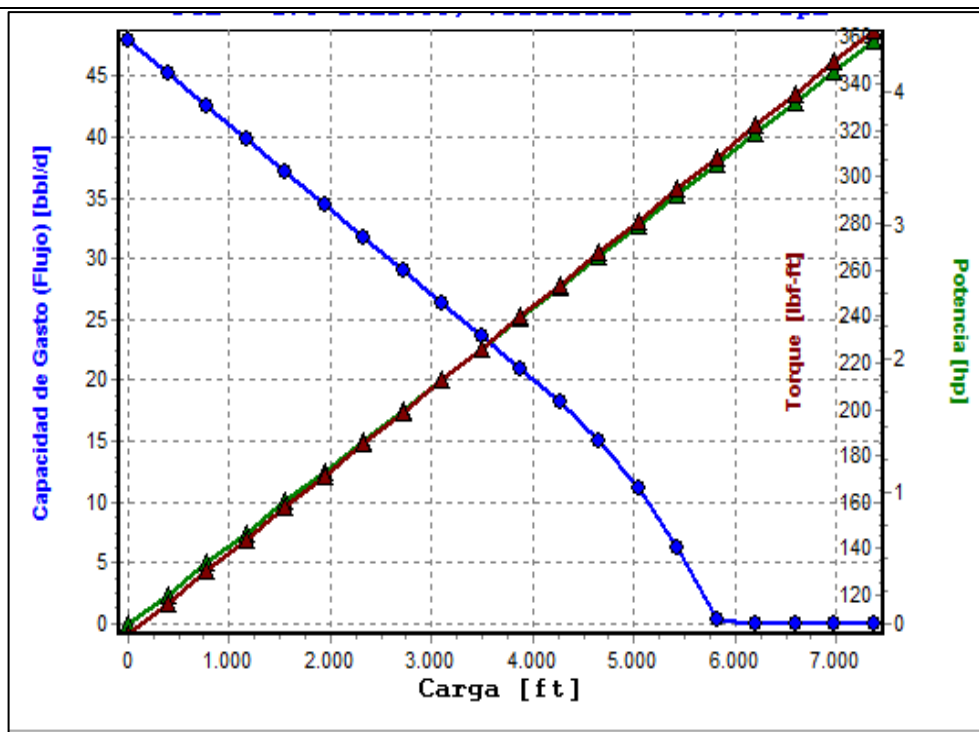


Ajuste de presión/Temperatura

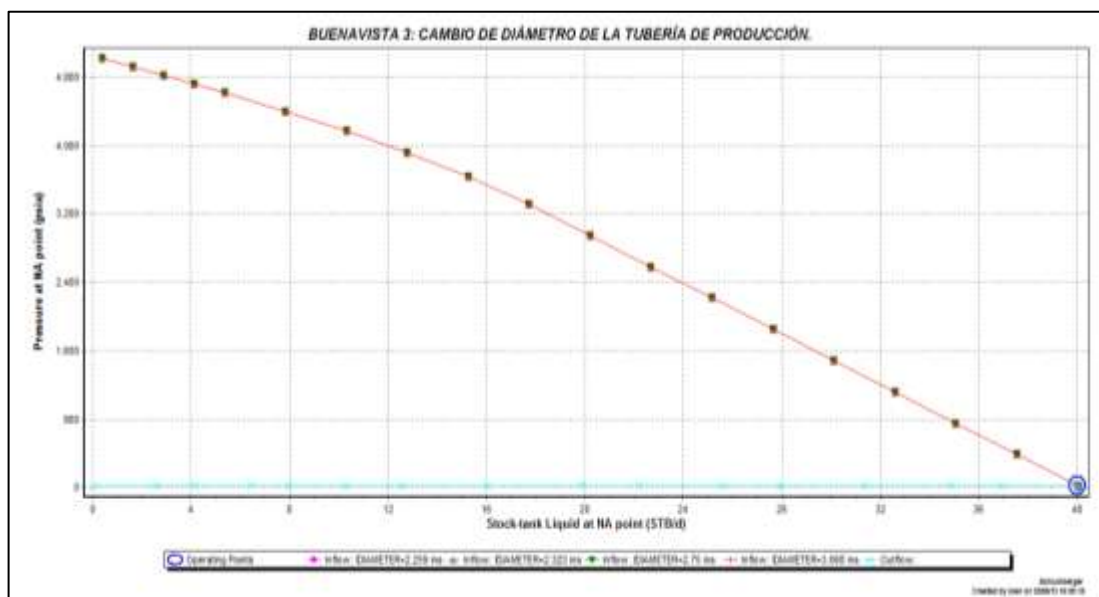


Curvas de comportamiento del equipo de fondo

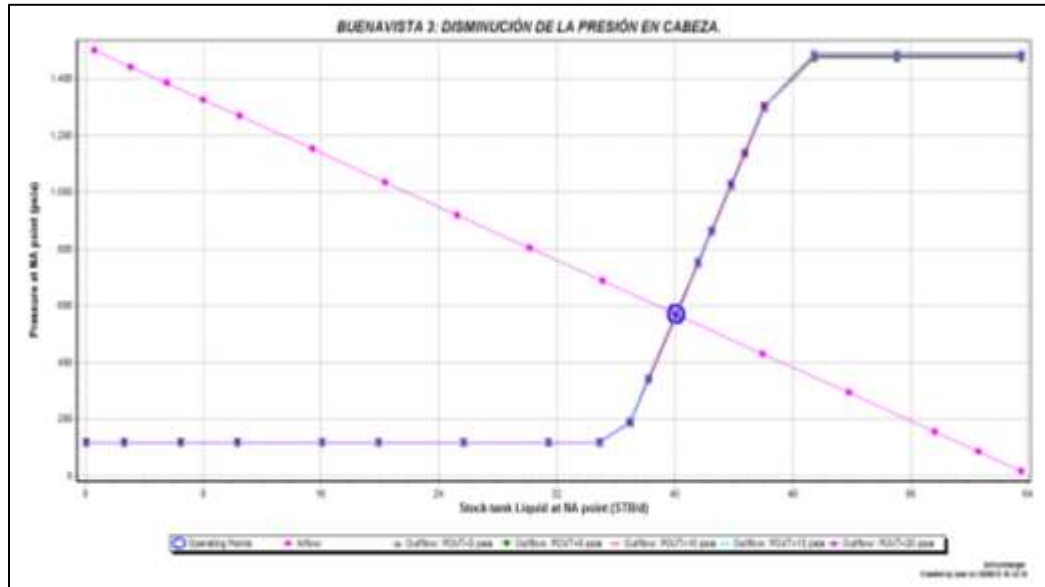




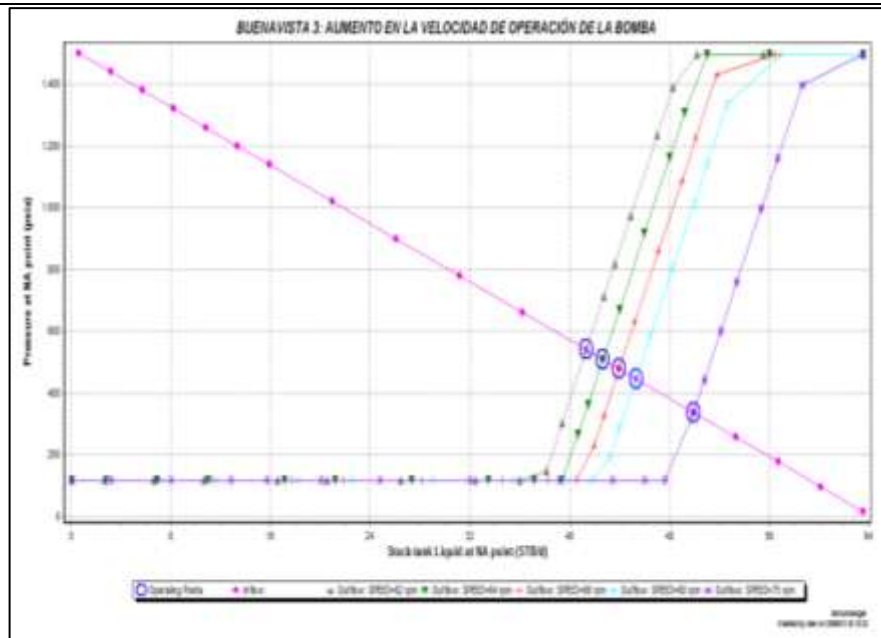
Análisis nodal: Cambio del diámetro de la tubería
Nodo solución: en cabeza de pozo



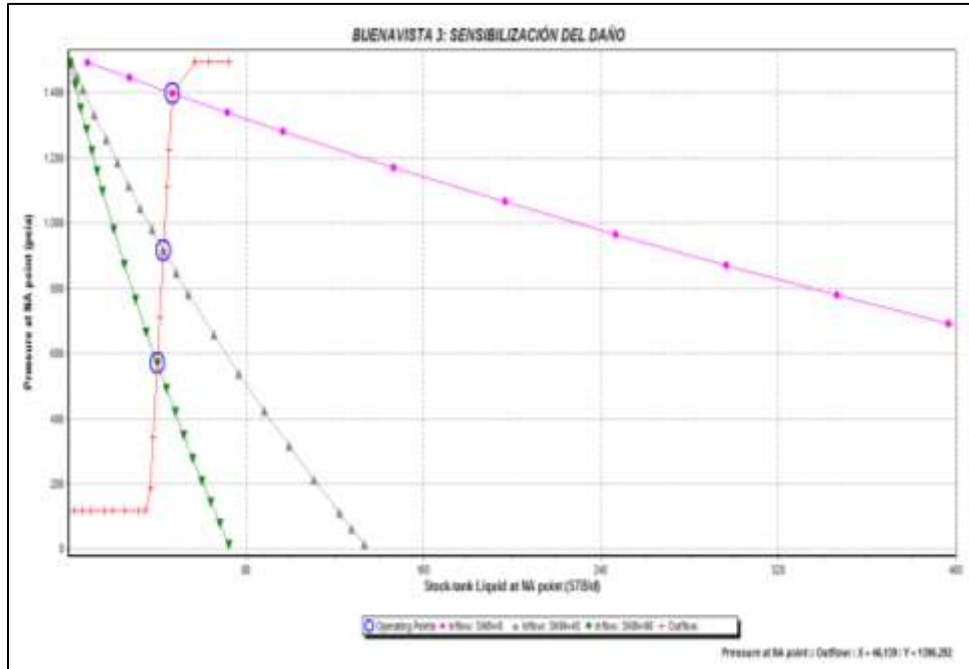
Análisis nodal: Disminución en presión de cabeza
Nodo solución: en fondo de pozo



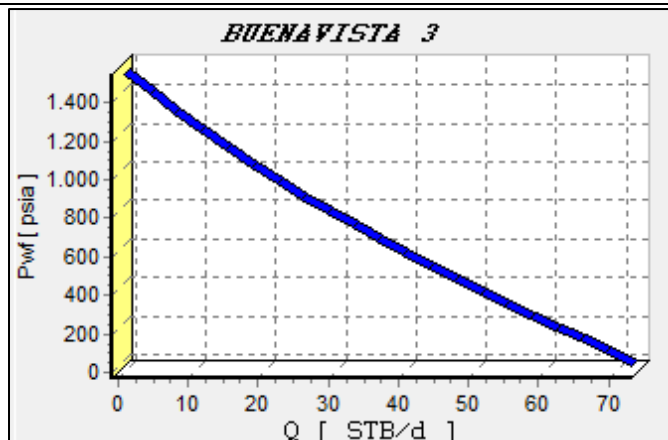
Análisis nodal: Aumento en la velocidad de operación de la bomba
Nodo solución: en fondo de pozo



Análisis nodal: Evaluación del daño
Nodo solución: en fondo de pozo



Variación de la producción de gas y curva IPR



ANÁLISIS: Al obtener los diferentes datos y graficas en el software utilizado para las diferentes optimizaciones podemos observar que las únicas variables favorables son: la remoción del daño y el aumento de la velocidad de operación de la bomba. Además, la curva de comportamiento del equipo de fondo muestra que esta se encuentra operando en el límite; por lo que al aumentar la velocidad se observa un aumento en la producción, pero esto sobrepasa el Drawdown crítico de la formación, por lo que es necesario realizar la sensibilización del daño el cual fue de $S=90$ para este pozo, removiendo en un 50% o 100%, con el fin de disminuir el DD y así generar alternativas favorables.

Es así que al remover el daño en un 50% y aumentar la velocidad a 90 rpm se

obtiene un DD de 846,74psi y una eficiencia en la producción de un 61,3%. Por otra parte al remover el daño en un 100%, la producción aumenta sustancialmente (272,219 BFPD), con un DD de 598,8 psi y la velocidad de operación de la bomba es de 350 rpm encontrándose dentro de los límites de operación de la bomba sin afectar el drawdown crítico de la formación.

5.2.3 POZO BUENAVISTA 4

El pozo Buenavista 4 se caracteriza por ser un pozo de aceite y producir por el sistema de levantamiento PCP, por lo que todos los análisis realizados se basaron en el caudal de aceite producido.

- ✓ Los diámetros de la tubería de producción variados fueron: 2.323", 2.750", 3.068" y 3.548".
- ✓ Las velocidades de operación de la bomba variadas fueron: 58 rpm, 60 rpm, 62 rpm, 64 rpm y 70 rpm.
- ✓ Las presiones de cabeza variadas fueron: 20 psi, 15 psi, 10 psi, 9 psi y 5 psi.

Tabla 10. Sensibilización de las RPM del pozo Buenavista 4.

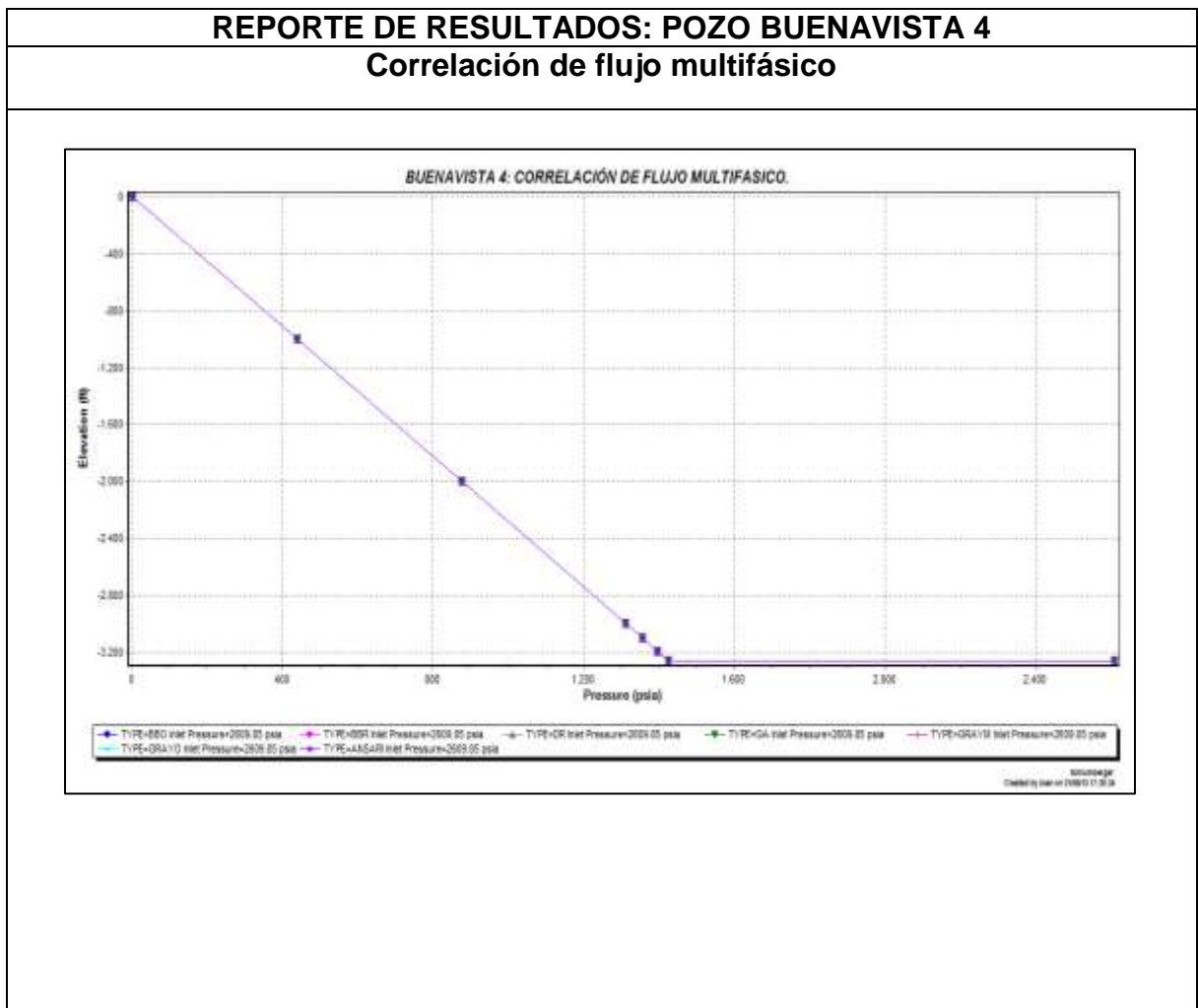
RPM	DD (psi)	P _D (psi)	PIP (psi)	Q _L (STB/D)
55	1183,96	1352,36	193,69	50
58	1238,45	1352,34	139,21	52,95
60	1274,29	1352,33	103,38	54,93
62	1309,75	1352,32	67,93	56,926
64	1345,18	1352,32	32,51	58,915
70	1376,233	1580,70	1,47	60,7

Fuente: los autores

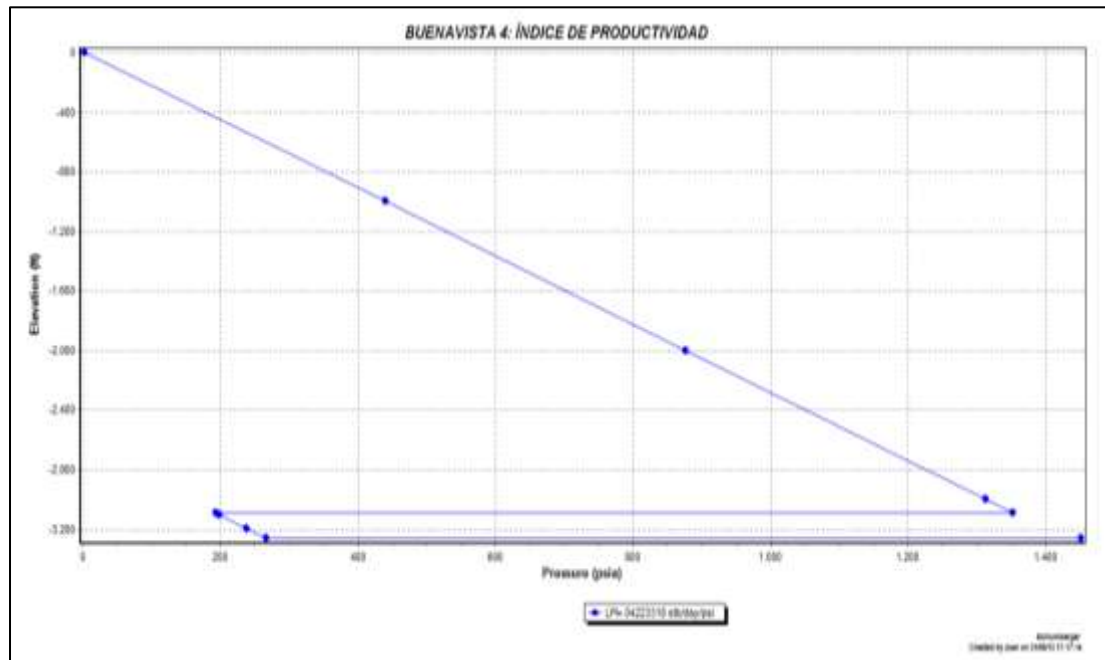
Tabla 11. Opción optimista al eliminar al 50% y 100% el daño, Buenavista 4

Daño	RPM	DD	Q _L
Pozo con daño	La tabla 10 se observa un DD mayor al DD _{crítico} de la formación.		
Remoción del 50%	Esta opción sobrepasa el DD _{crítico} de la formación		
Remoción del 100%	70	667,9	86,61

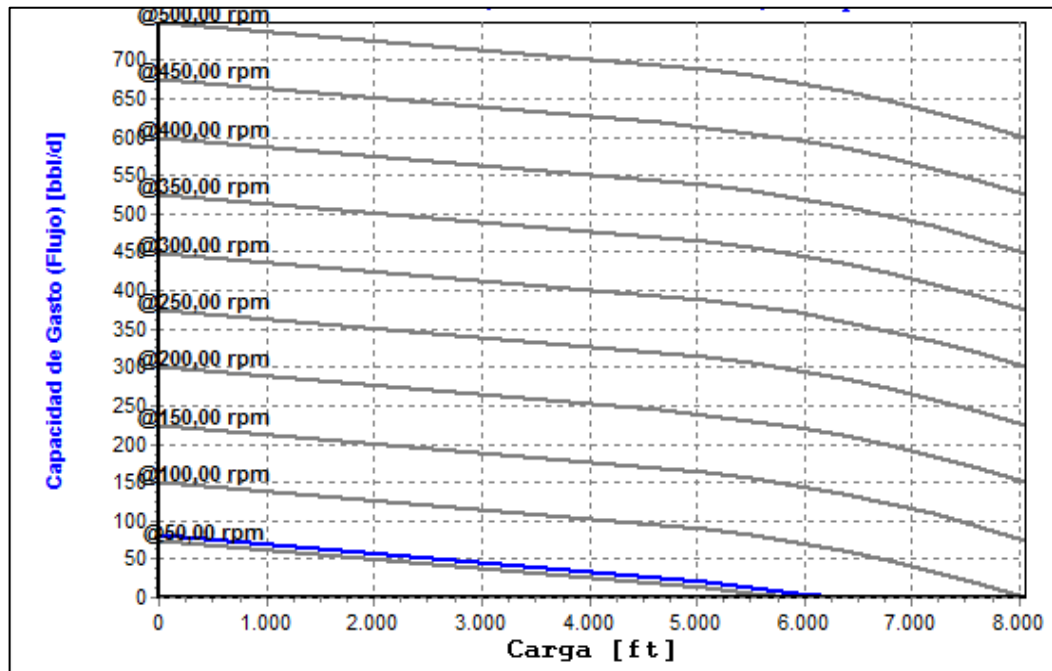
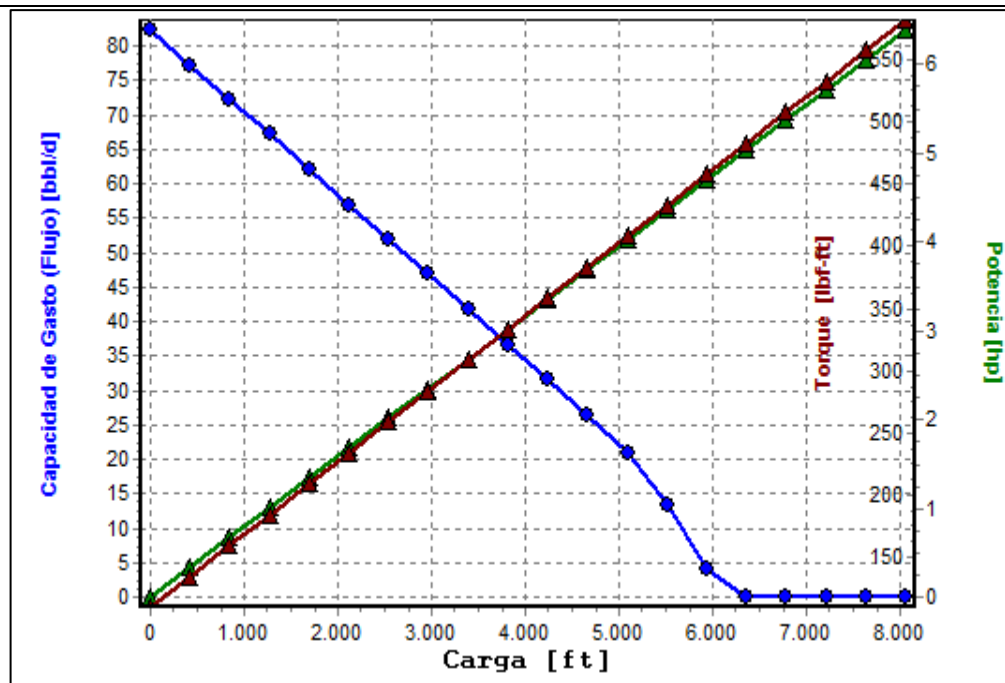
Fuente: Los autores



Ajuste de presión/Temperatura



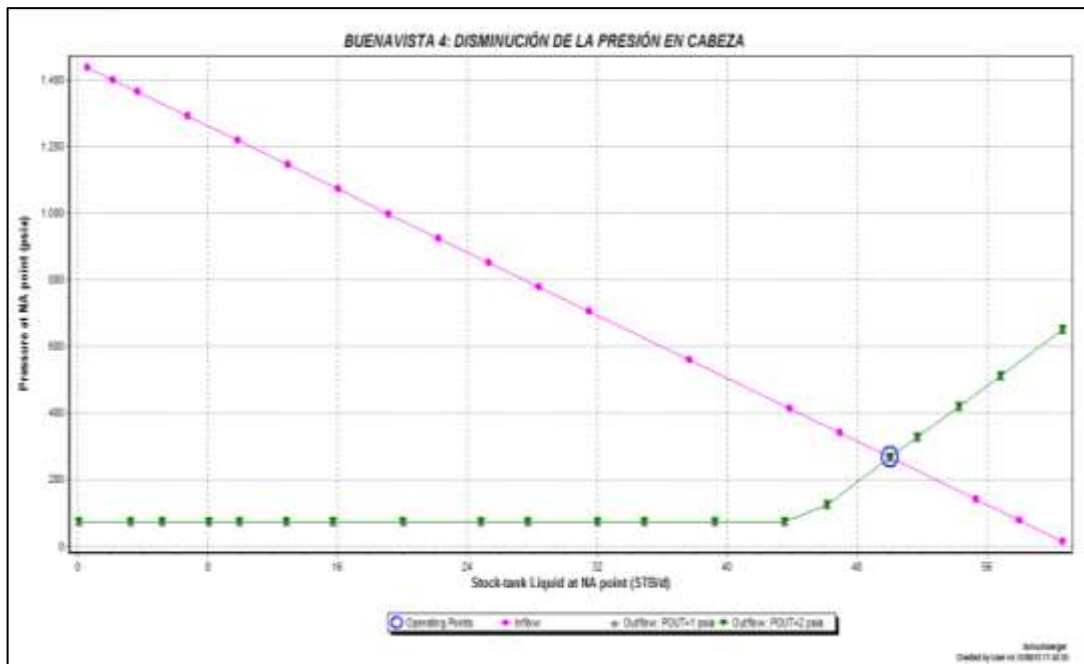
Curvas de comportamiento del equipo de fondo



Análisis nodal: Cambio del diámetro de la tubería
Nodo solución: en cabeza de pozo

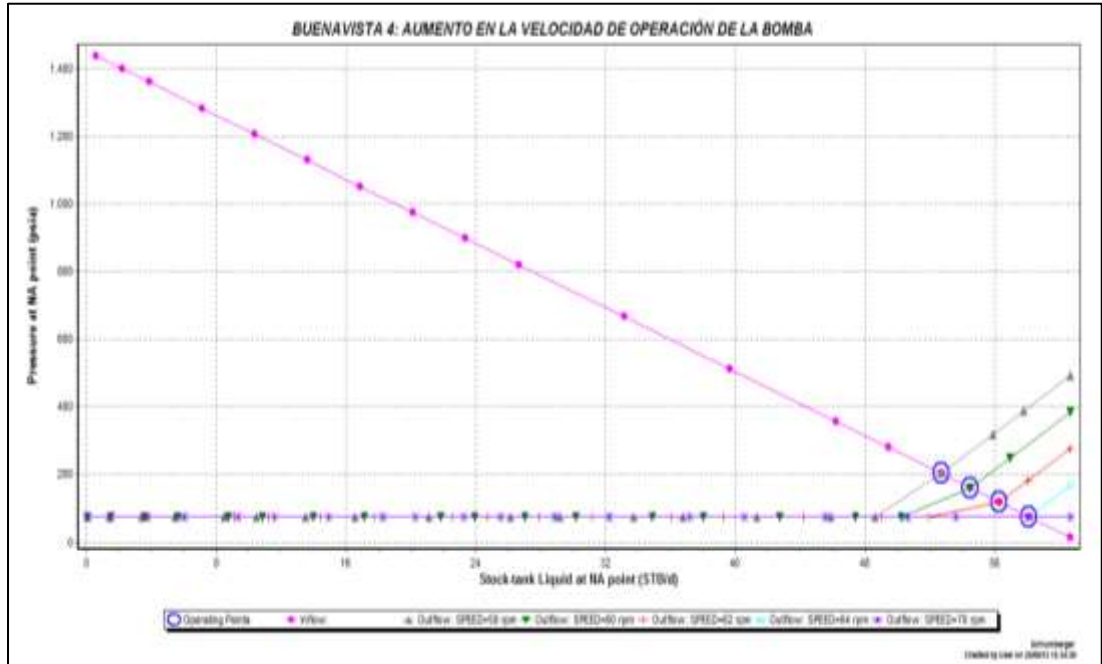


Análisis nodal: Disminución en presión de cabeza
Nodo solución: en fondo de pozo



Análisis nodal: Aumento en la velocidad de operación de la bomba

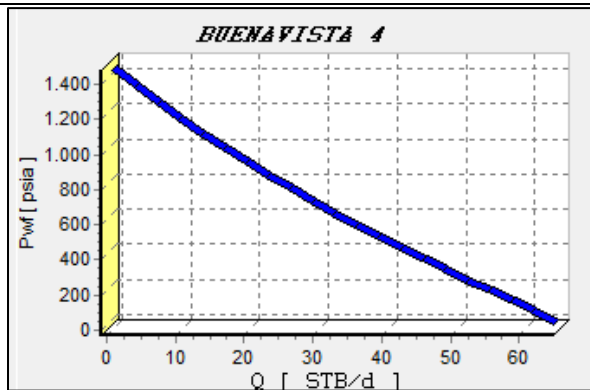
Nodo solución: en fondo de pozo



Análisis nodal: Evaluación del daño Nodo solución: en fondo de pozo



Variación de la producción de gas y curva IPR



ANÁLISIS: Al obtener los diferentes datos y graficas en el software utilizado para las diferentes optimizaciones podemos observar que las únicas variables favorables son: la remoción del daño y el aumento de la velocidad de operación de la bomba. Además, a través de la curva de comportamiento del equipo de fondo se puede ver que esta se encuentra operando en el límite por lo que al aumentar esta, aumenta la producción, pero sobrepasa el drawdown crítico de la formación.

Asimismo al aumentar la velocidad a 70 rpm sin haber tratado el daño causa que la bomba trabaje muy por debajo de sus condiciones óptimas de operación provocando que la bomba trabaje en seco, siendo estas dos razones primordiales para realizar la sensibilización del daño el cual fue de $S=20$ para este pozo, y realizar su remoción en un 50% o 100% con el fin de disminuir el DD y así generar alternativas favorables dentro de las condiciones operativas.

Es así que al remover el daño en un 50% el DD disminuye pero no lo suficiente para no sobrepasar el drawdown crítico de la formación por lo que no se tendrá en cuenta para este estudio. Por otra parte al remover el daño en un 100% la producción aumenta sustancialmente (86,61 BFPD), con un DD de 667,9 psi y una velocidad de operación de la bomba de 70 rpm encontrándose dentro de los límites de operación de la bomba y a su vez sin afectar el drawdown crítico de la formación con una eficiencia del 73,22%.

5.2.4 POZO BUENAVISTA 5

El pozo Buenavista 5 se caracteriza por ser un pozo de aceite y producir por el sistema de levantamiento PCP, por lo que todos los análisis realizados se basaron en el caudal de aceite producido.

- ✓ Los diámetros de la tubería de producción variados fueron: 2.323", 2.750", 3.068" y 3.548".
- ✓ Las velocidades de operación de la bomba variadas fueron: 85 rpm, 90 rpm, 95 rpm, 100 rpm y 110 rpm.
- ✓ Las presiones de cabeza variadas fueron: 35 psi, 30 psi, 25 psi, 20 psi y 10 psi.

Tabla 12. Sensibilización de las RPM del pozo Buenavista 5.

RPM	DD (psi)	P _D (psi)	PIP (psi)	Q _L (STB/D)
80	1347,6	1593,26	288,32	39
85	1389,8	1594,71	199,40	40,68
90	1427,3	1596,20	161,86	42,21
95	1465,1	1597,40	124,16	43,76
100	1500,32	1597,90	88,98	45,25

110	1566,87	1600,31	22,5	48,09
-----	---------	---------	------	-------

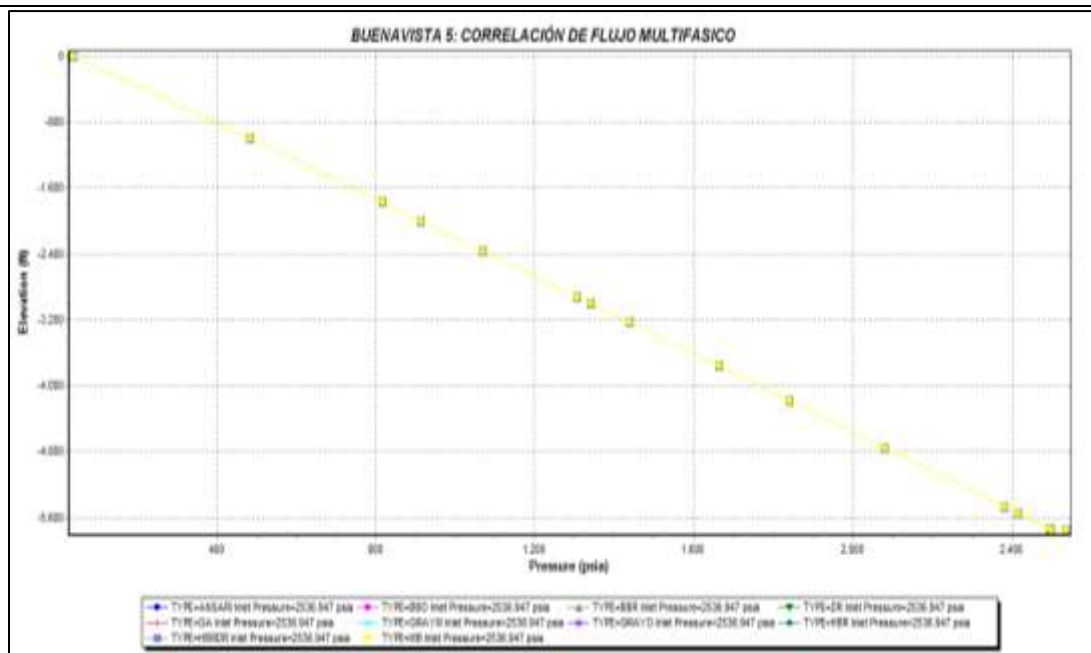
Fuente: los autores

Tabla 13. Opción optimista al eliminar al 50% y 100% el daño, Buenavista 5

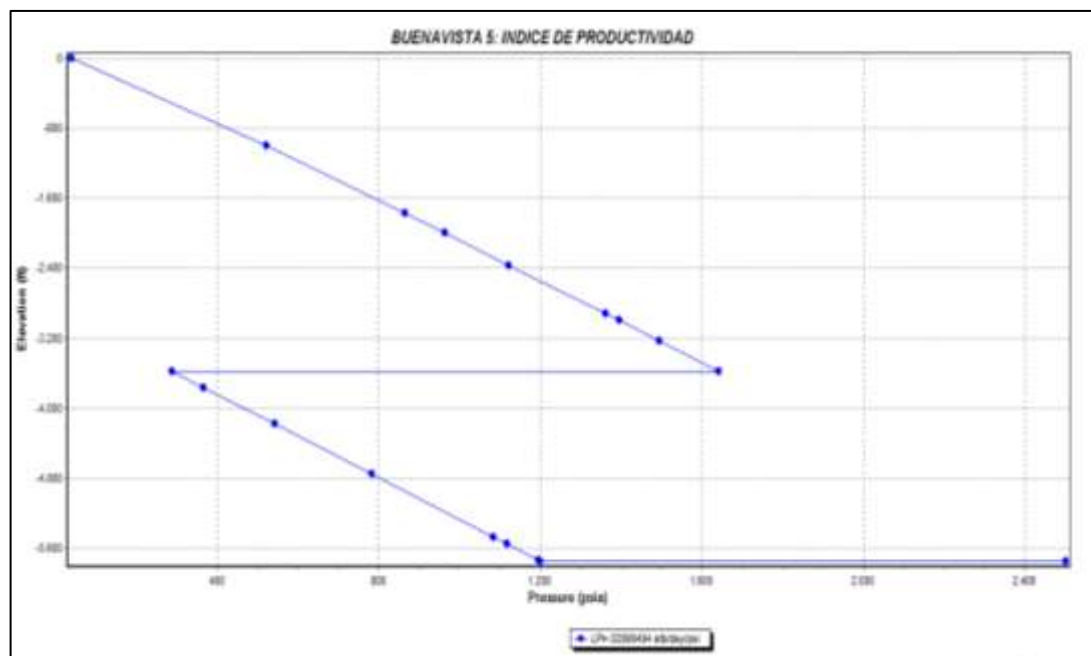
Daño	RPM	DD	Q_L
Pozo con daño	La tabla 12 se observa un DD mayor al DD _{critico} de la formación.		
Remoción del 50%	Esta opción sobrepasa el DD _{critico} de la formación		
Remoción del 100%	100	823,1	151,4

Fuente: Los autores

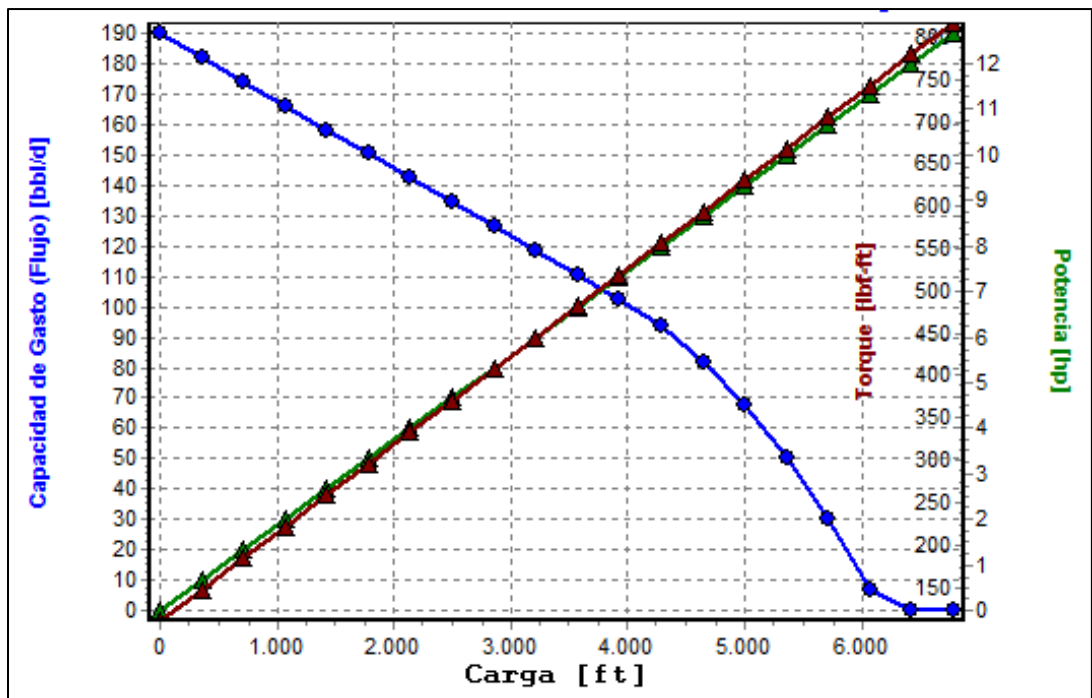
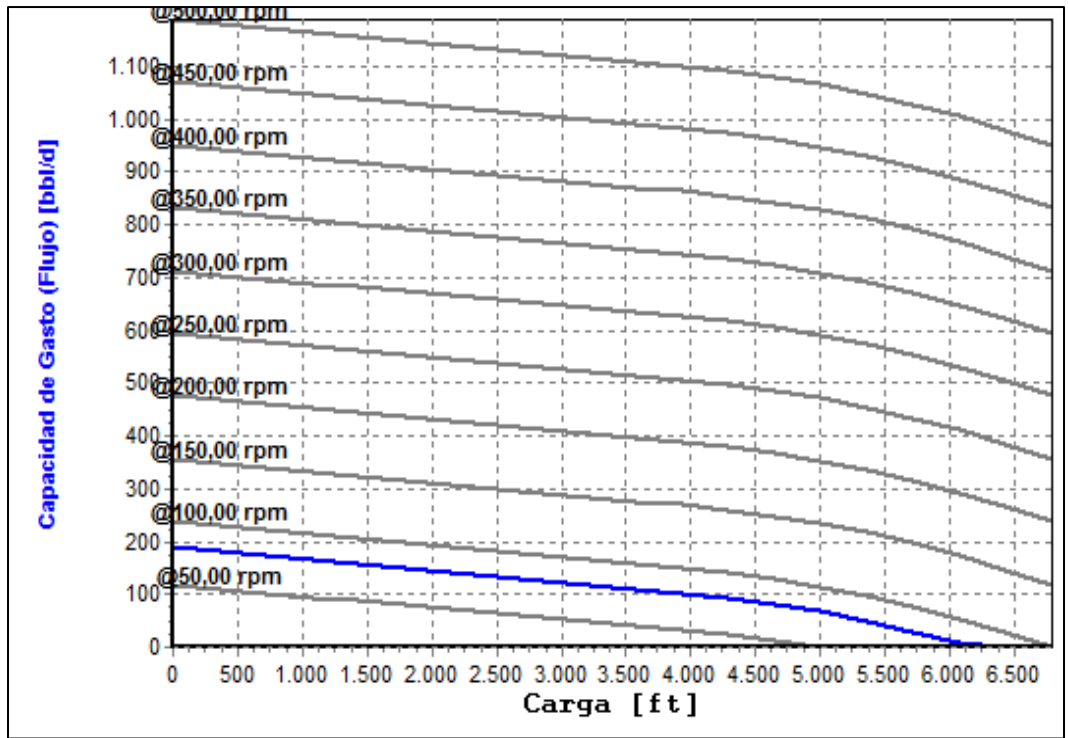
REPORTE DE RESULTADOS: POZO BUENAVISTA 5
Correlación de flujo multifásico



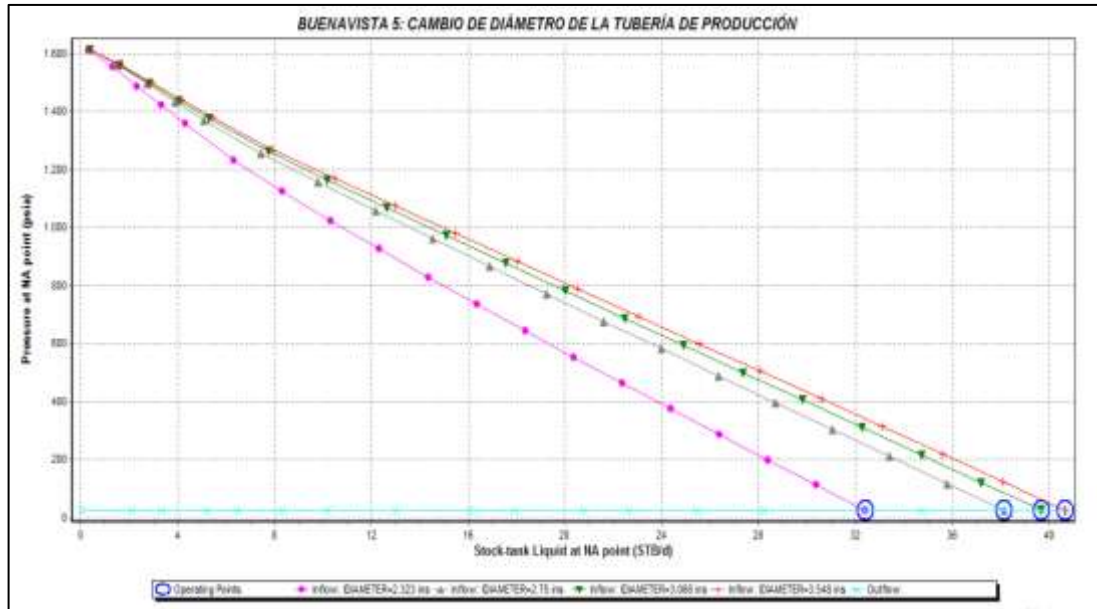
Ajuste de presión/Temperatura



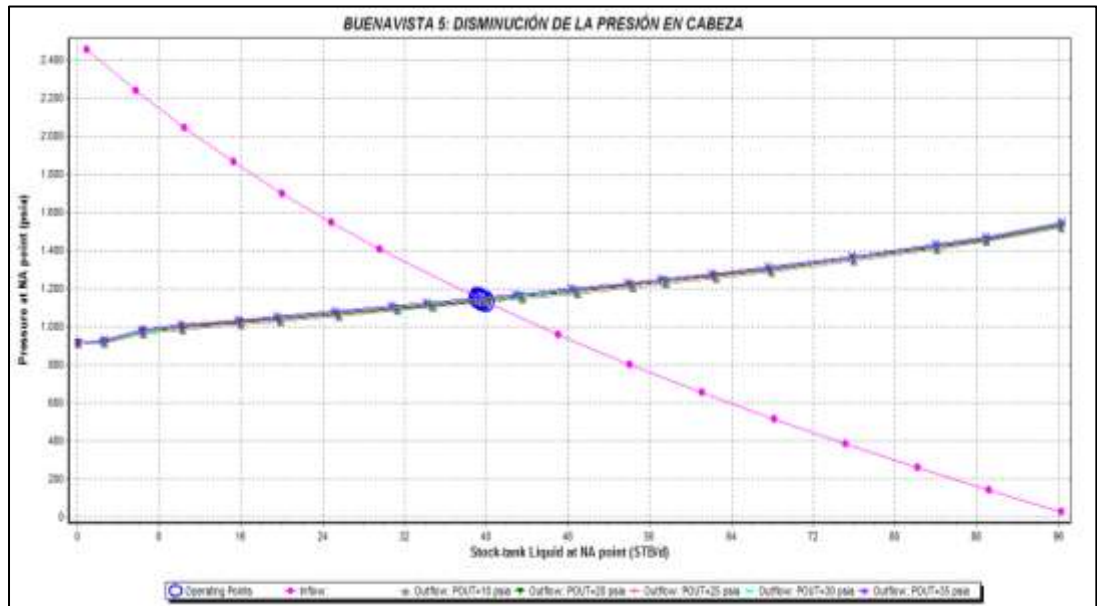
Curvas de comportamiento del equipo de fondo



Análisis nodal: Cambio del diámetro de la tubería
Nodo solución: en cabeza de pozo

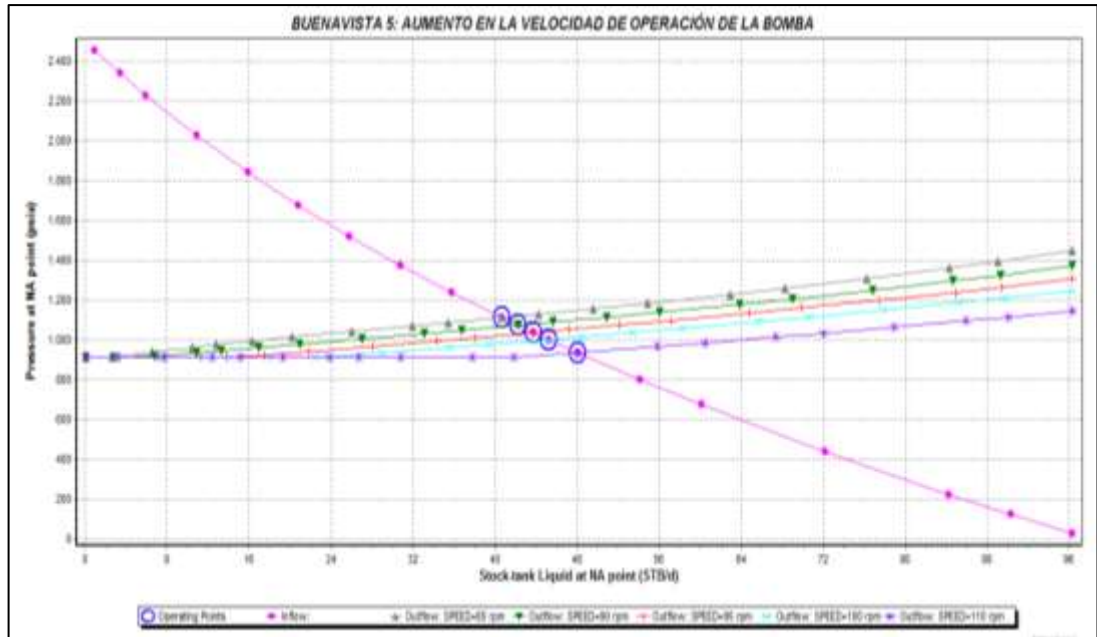


Análisis nodal: Disminución en presión de cabeza
Nodo solución: en fondo de pozo

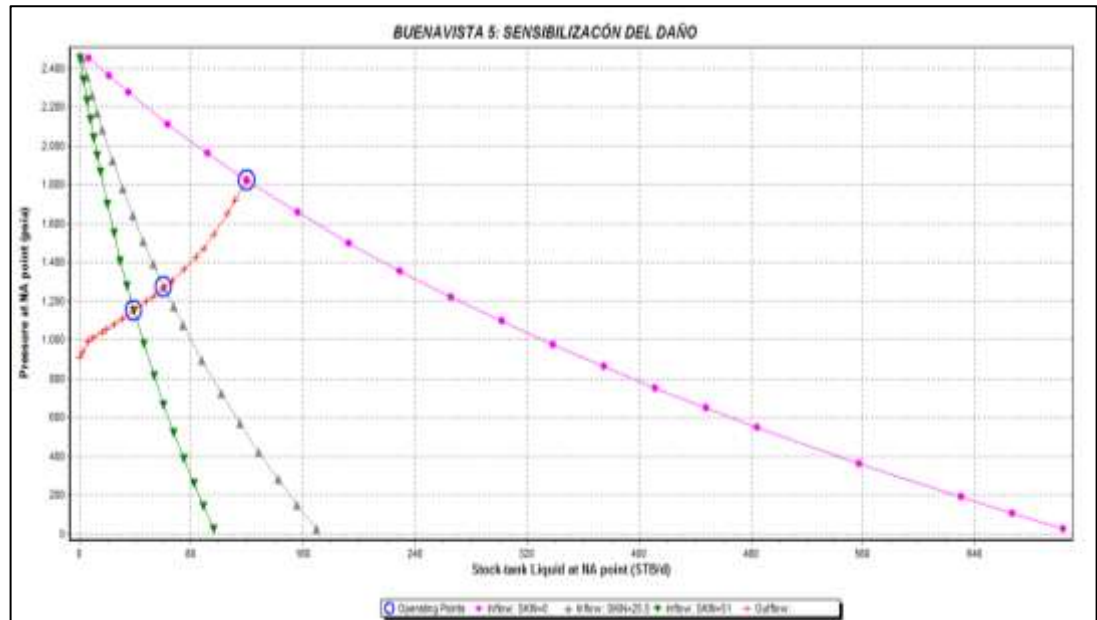


Análisis nodal: Aumento en la velocidad de operación de la bomba

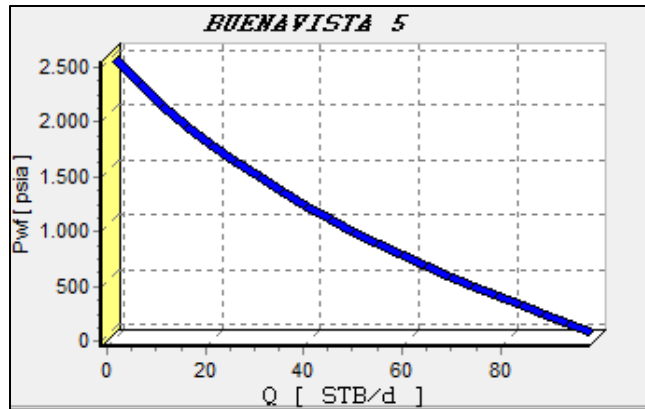
Nodo solución: en fondo de pozo



Análisis nodal: Evaluación del daño Nodo solución: en fondo de pozo



Variación de la producción de gas y curva IPR



ANÁLISIS: Al obtener los diferentes datos y graficas en el software utilizado para las diferentes optimizaciones podemos observar que las únicas variables favorables para optimizar son: la remoción del daño y el aumento de la velocidad de operación de la bomba igualmente lo hace el cambio de diámetro de la tubería de producción. Aunque no es aconsejable realizar este cambio ya que el aumento en la producción es tan solo de dos barriles lo cual no compensaría esta inversión.

Además se puede observar a través de la curva de comportamiento del equipo de fondo que esta se encuentra operando en el límite; por lo que al aumentar esta se observa un aumento en la producción pero sobrepasa el Drawdown crítico de la formación, por lo que es necesario realizar la sensibilización al daño el cual fue de $S=51$ para este pozo, removiendo en un 50% o 100% con el fin de disminuir el DD y así generar alternativas favorables.

Es así que al remover el daño en un 50% no se observa una disminución del DD favorable para la formación. Por otra parte al remover el daño en un 100% la producción aumenta sustancialmente en un 74,24%, con un DD de 823,1 psi y una velocidad de operación de la bomba de 100 rpm, encontrándose dentro de los límites de operación de la misma, sin sobrepasar el drawdown crítico de la formación.

5.2.5 POZO BUENAVISTA 6

El pozo Buenavista 6 se caracteriza por ser un pozo de aceite y producir por el sistema de levantamiento PCP, por lo que todos los análisis realizados se basaron en el caudal de aceite producido.

- ✓ Los diámetros de la tubería de producción variados fueron: 2.323", 2.750", 3.068" y 3.548".
- ✓ Las velocidades de operación de la bomba variadas fueron: 130 rpm, 135 rpm, 140 rpm, 145 rpm, 150 rpm y 250 rpm.
- ✓ Las presiones de cabeza variadas fueron: 3 psi, 2 psi y 1 psi.

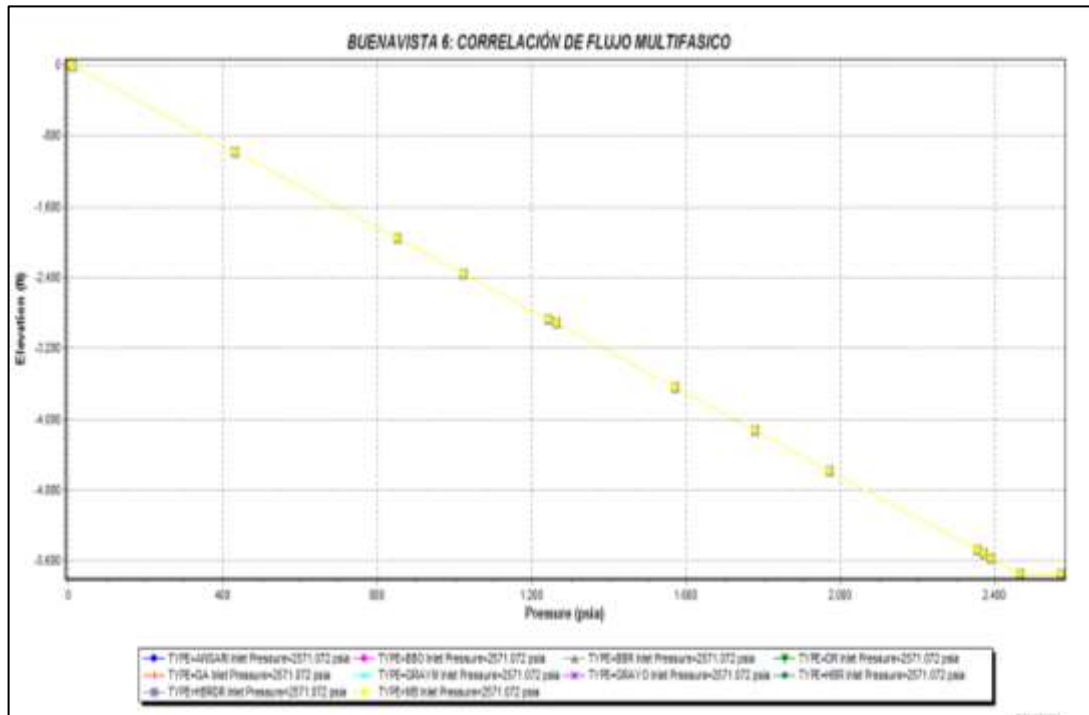
Tabla 14. Sensibilización de las RPM del pozo Buenavista 6.

RPM	DD (psi)	P _D (psi)	PIP (psi)	Q _L (STB/D)
128	417,9	1713,94	1179,5	156
130	423,7	1716,32	1170,65	158,31
135	438,1	1722,25	1159,30	164,40
140	452,7	1728,16	1141,73	170,49
145	467,1	1734,07	1127,33	176,57
250	747,9	1856,45	847,03	304,64

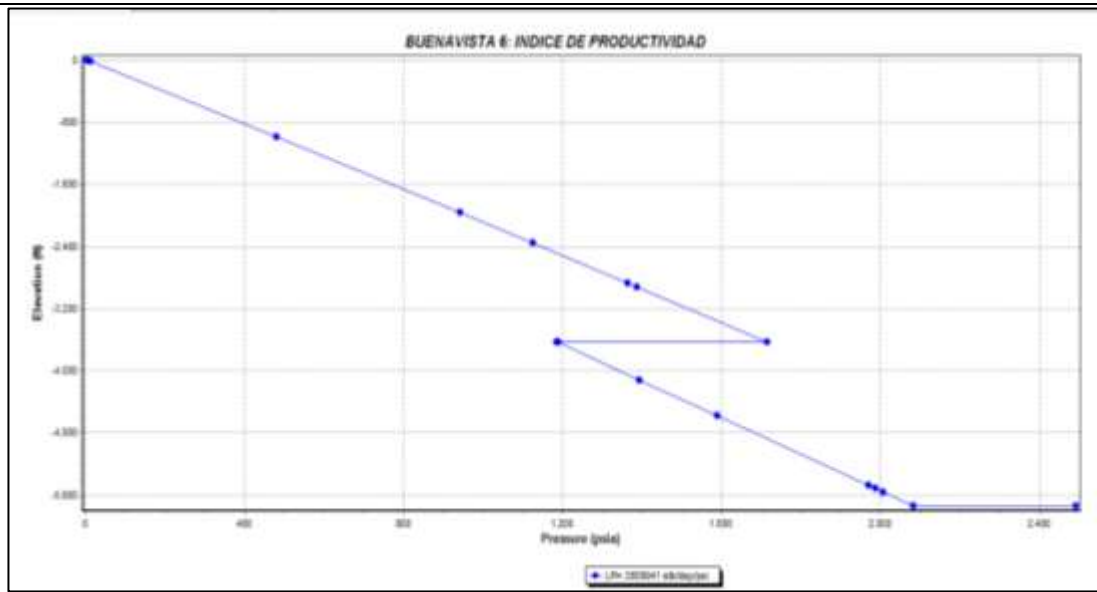
Fuente: los autores

REPORTE DE RESULTADOS: POZO BUENAVISTA 5

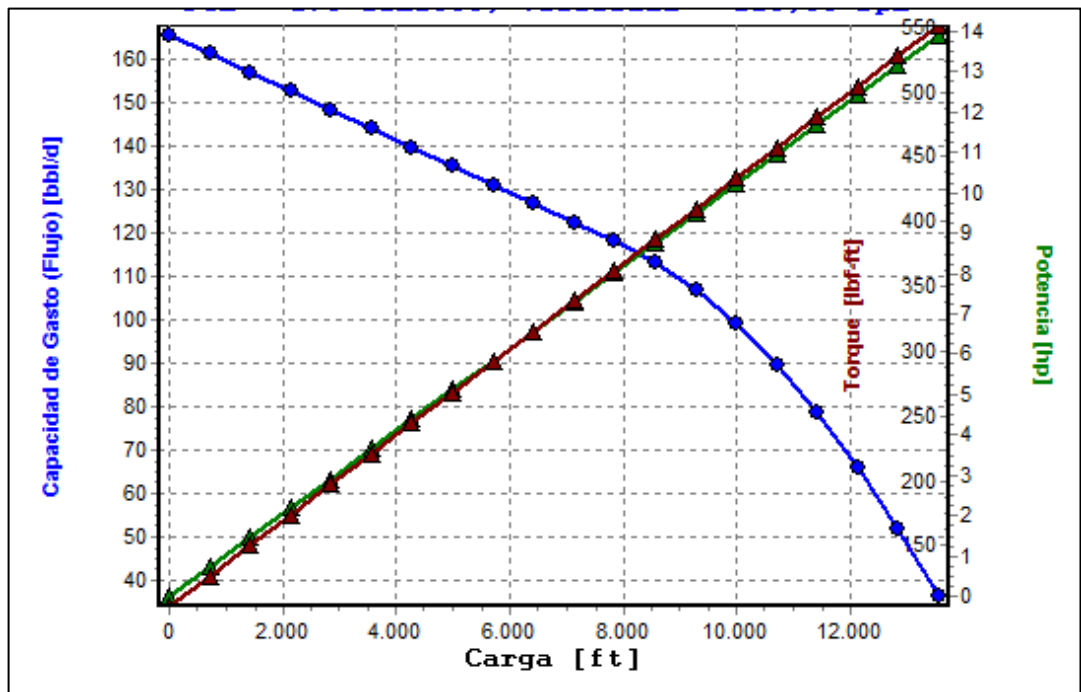
Correlación de flujo multifásico

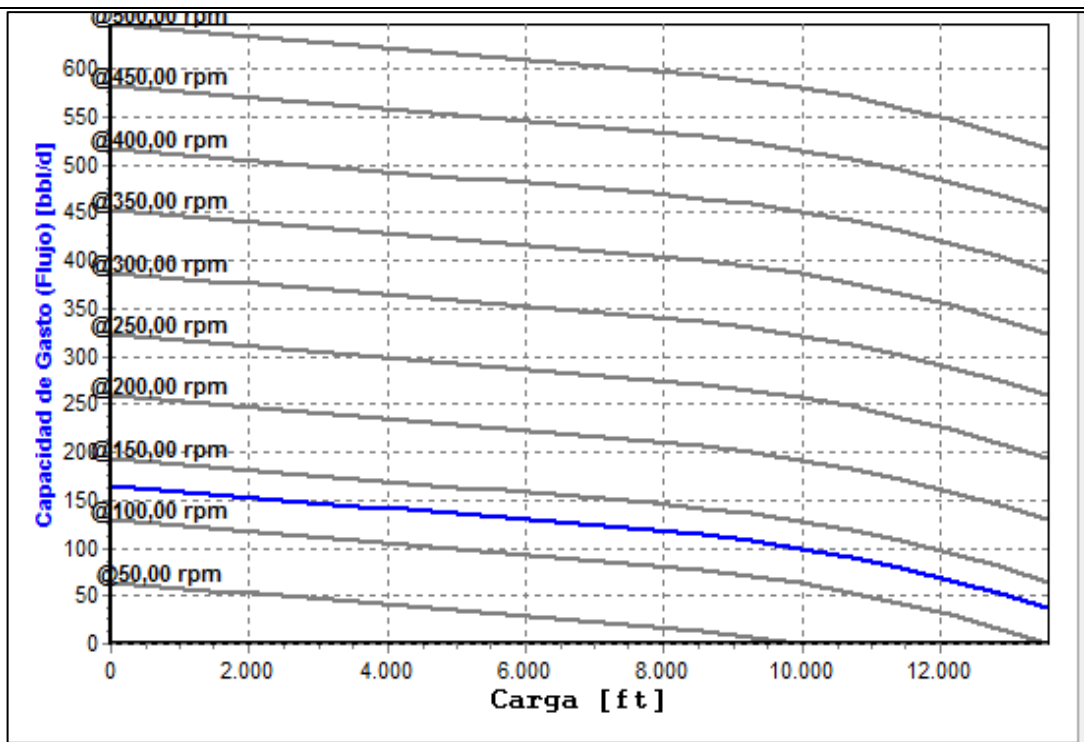


Ajuste de presión/Temperatura

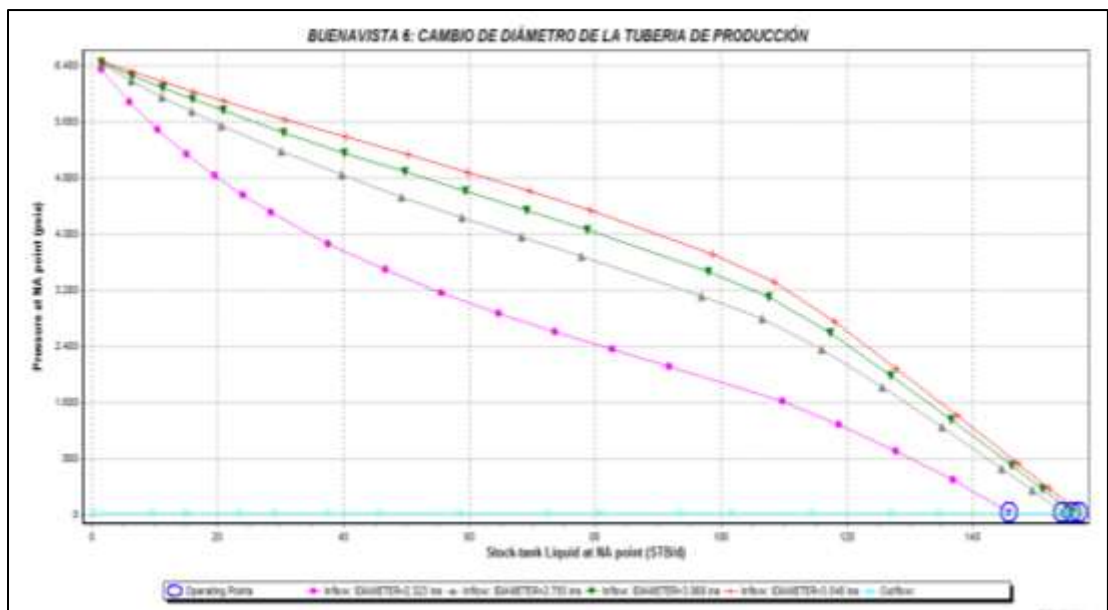


Curvas de comportamiento del equipo de fondo





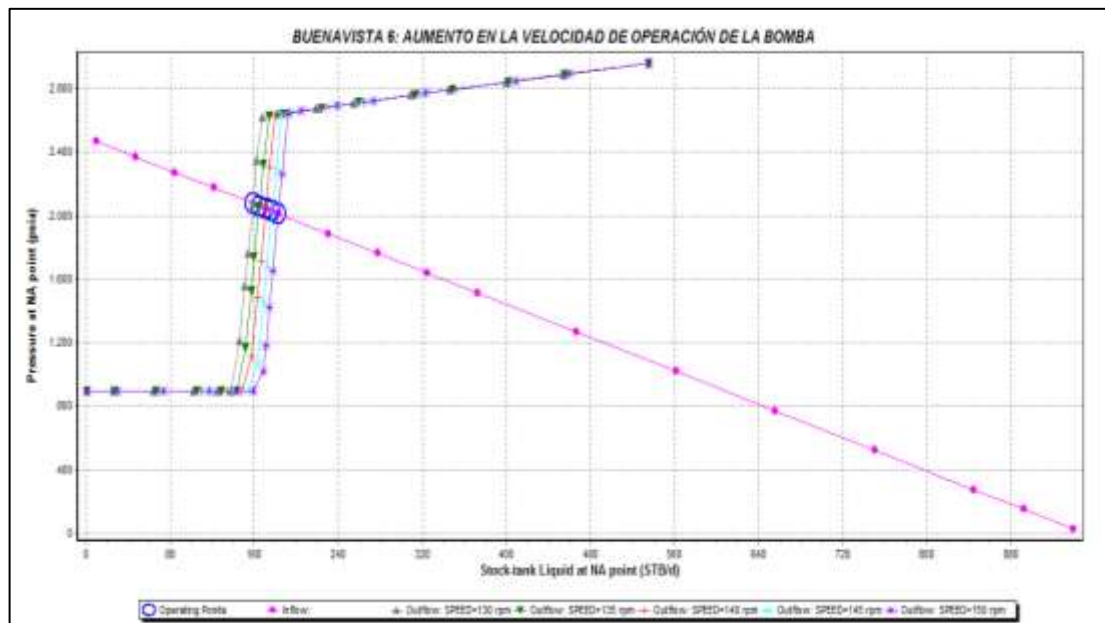
Análisis nodal: Cambio del diámetro de la tubería
Nodo solución: en cabeza de pozo



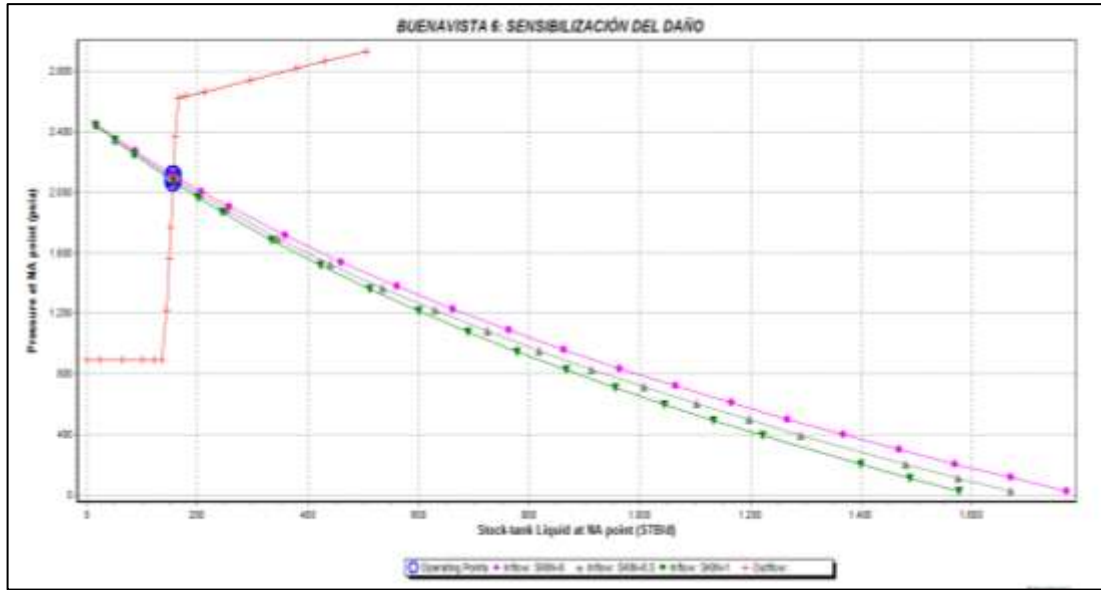
Análisis nodal: Disminución en presión de cabeza
Nodo solución: en fondo de pozo



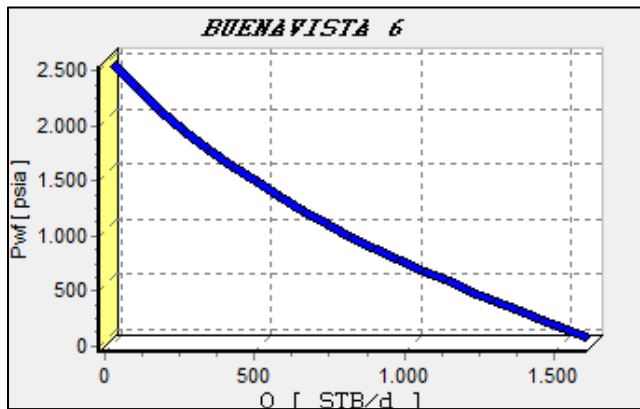
Análisis nodal: Aumento en la velocidad de operación de la bomba
Nodo solución: en fondo de pozo



Análisis nodal: Evaluación del daño
Nodo solución: en fondo de pozo



Variación de la producción de gas y curva IPR





ANÁLISIS: Al obtener los diferentes datos y graficas en el software utilizado para las diferentes optimizaciones podemos observar que la única variable favorable para optimizar es el aumento de la velocidad de operación de la bomba ya que no sobrepasa el Drawdown crítico de la formación. Este pozo presenta un daño mínimo ($s=1$); por lo tanto se toma la decisión de no realizar ningún procedimiento para la remoción del daño.

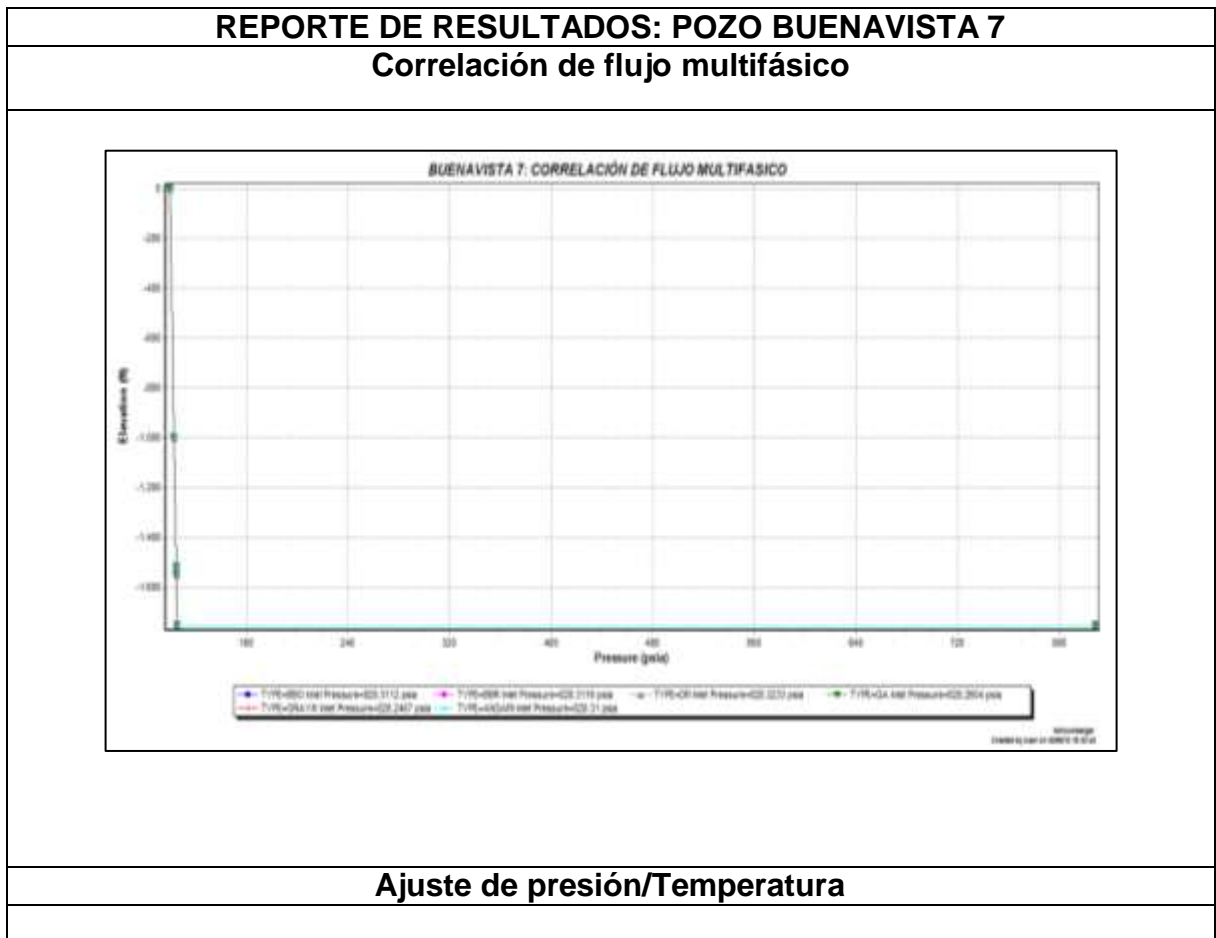
Es así que al aumentar la velocidad de operación gradualmente hasta 250 rpm se obtiene un DD de 747,9 psi aumentando la producción en un 78,45%.

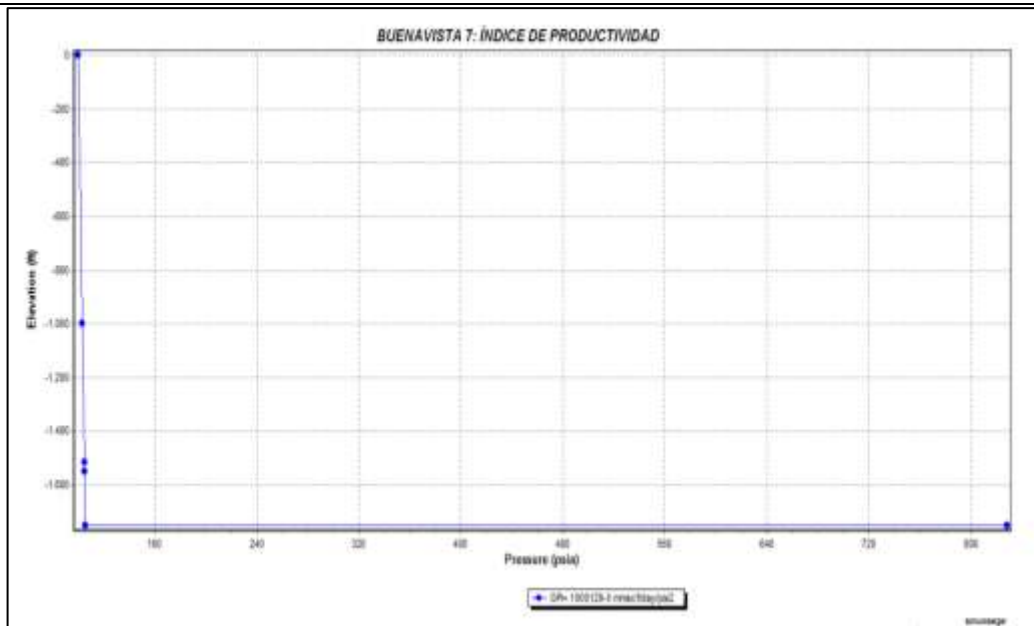
5.2.6 POZO BUENAVISTA 7

El pozo Buenavista 7 se caracteriza por ser un pozo de gas y producir por flujo natural, por lo que todos los análisis realizados se basaron en el caudal de gas producido.

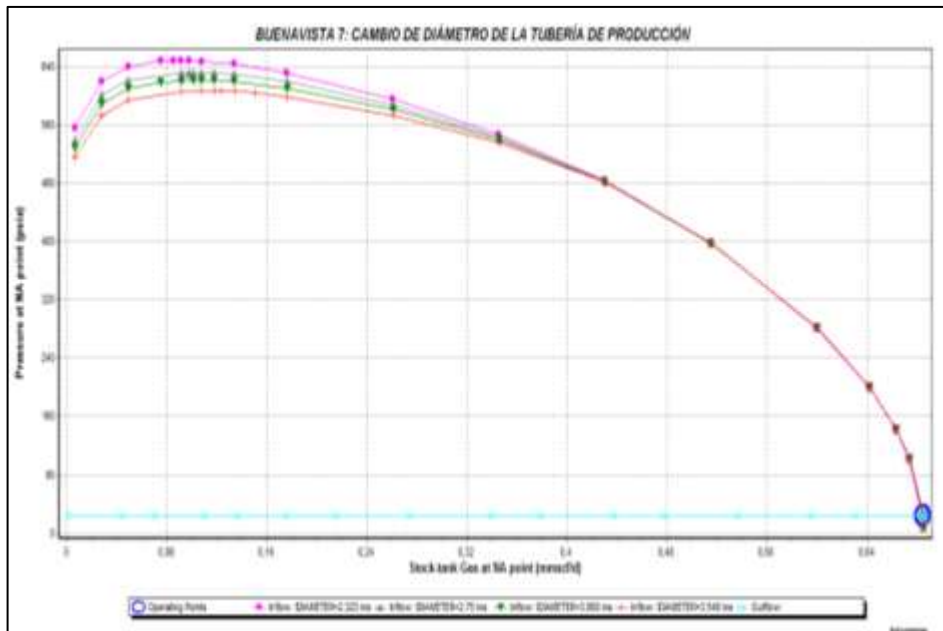
- ✓ Los diámetros de la tubería de producción variados fueron: 2.323", 2.750", 3.068" y 3.548".

- ✓ Los diámetros de choke variados fueron: 32/64", 20/64" y 16/64".
- ✓ Las presiones de cabeza variadas fueron: 90 psi, 80 psi, 70 psi, 50 psi y 10 psi.



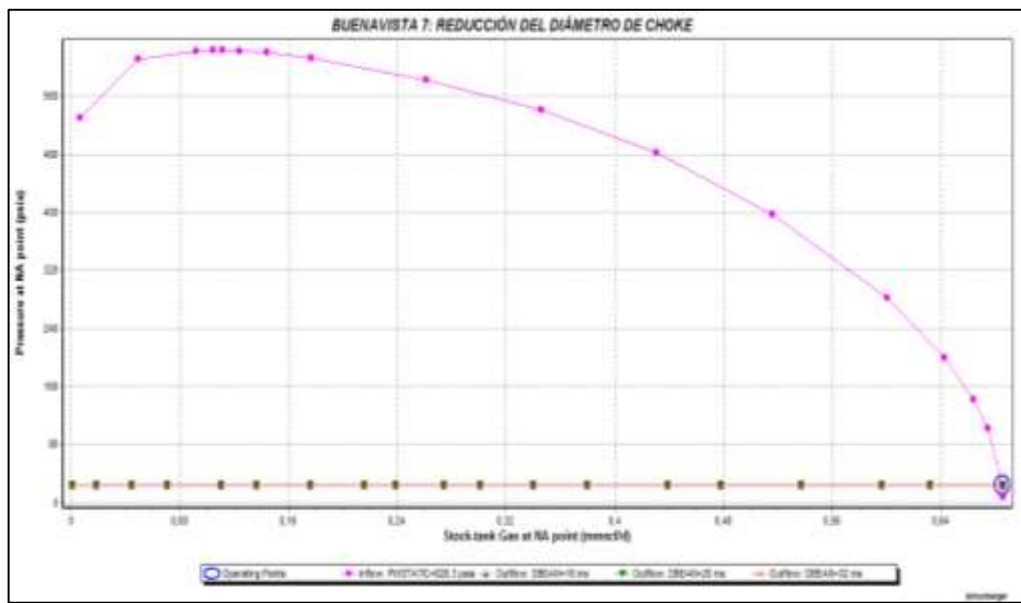


Análisis nodal: Cambio del diámetro de la tubería
Nodo solución: en cabeza de pozo

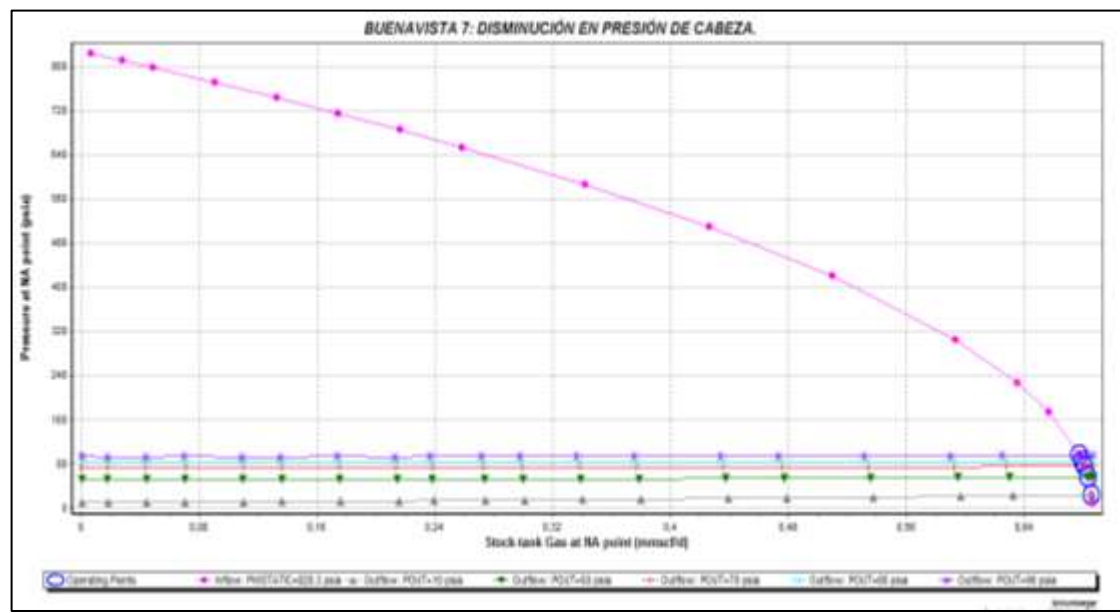


Análisis nodal: Reducción del diámetro del choke

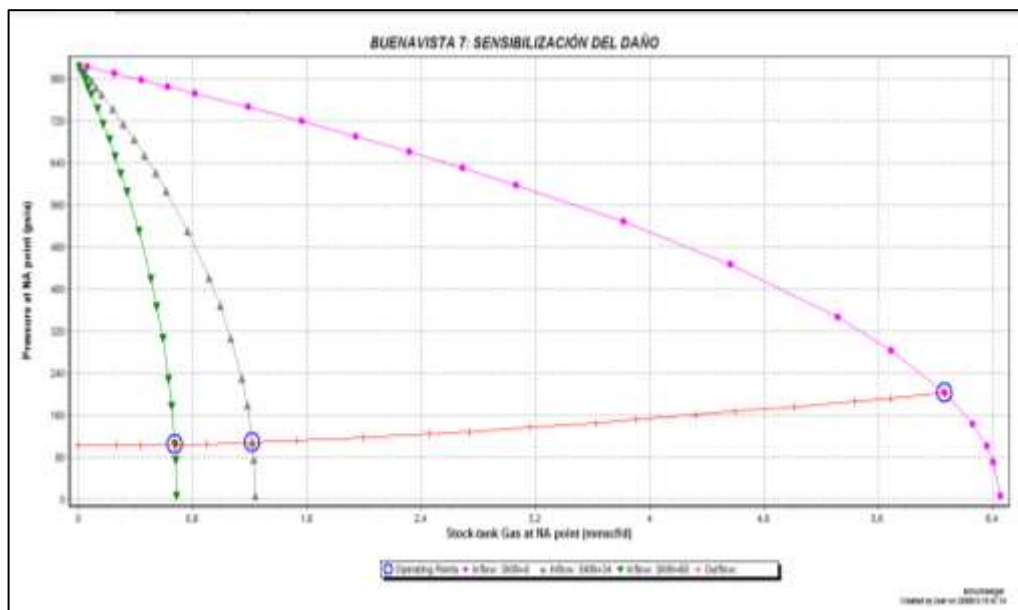
Nodo solución: en cabeza de pozo



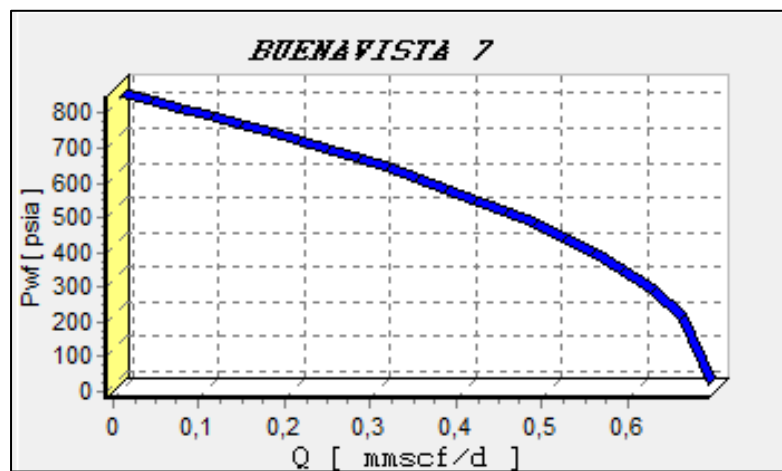
Análisis nodal: Disminución en presión de cabeza Nodo solución: en fondo de pozo

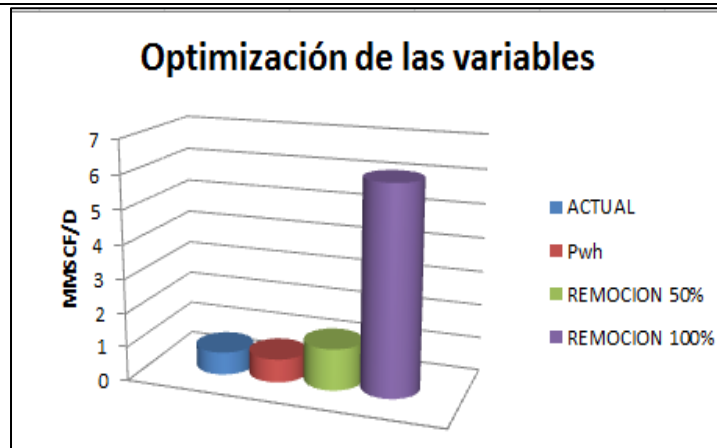


Análisis nodal: Evaluación del daño
Nodo solución: en fondo de pozo



Variación de la producción de gas y curva IPR





ANÁLISIS: Al obtener los diferentes datos y graficas en el software utilizado para las diferentes optimizaciones podemos observar que al disminuir la presión de cabeza a 10 psi se aumentaría la producción a 0,6856 mmscf/d con un DD por debajo del drawdown crítico de la formación por lo que este cambio es favorable ya que la producción aumentaría en un 1,54%. Además se calcula el daño el cual fue $S=68$ y al remover este en un 50%, la producción de gas se aumenta en un 80,56% y el DD disminuye a 717,75 psi. Por otra parte al remover el daño en su totalidad se observa un aumento de la producción de gas favorable como se observa en la figura “optimización de las variables” con un DD de 624,89 psi

6. ANÁLISIS FINANCIERO

En este capítulo se realizará el respectivo análisis financiero a los resultados obtenidos con el fin de evaluar los diferentes escenarios propuestos, que permitan aumentar la producción teniendo en cuenta los costos de cada operación, y así determinar las ganancias a obtener. Para ello se debe tener en cuenta los diferentes indicadores económicos, así como las utilidades tanto para la empresa operadora como para el dueño del pozo.

Es importante resaltar que la finalidad de este análisis financiero, es determinar la viabilidad económica de cada uno de los pozos en estudio, ya que en caso tal que esta no sea positiva la empresa UTOE tomará las decisiones pertinentes para mejorar la producción de cada uno de lo(s) pozo(s) o en su opción más pesimista, cerrarlo(s).

Además, el análisis financiero que se desarrollo tiene en cuenta el comportamiento del valor del dinero en el tiempo, basado en la tasa interna de retorno (TIR) y el valor presente neto (VPN). Teniendo en cuenta dos conceptos con los cuales la industria del petróleo está muy relacionado estos son: los gastos capitales (CAPEX), los cuales son los gastos relacionados con la exploración, perforación, completamiento y procesos de instalación de infraestructura y por otra lado los costos operacionales (OPEX), los cuales están asociados con gastos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal etc.

Cabe mencionar que todos los factores e indicadores económicos necesarios están relacionados con la siguiente información actualizada.

Tabla 15. Indicadores para el análisis financiero.

INDICADORES	
Precio de venta del crudo	31,2 U\$/Bbl
Lifting cost del aceite	7,5 U\$/Bbl
Costos de energía.	0,635 U\$
Regalías.	20%
Impuestos de renta.	35%
Tasa interna de oportunidades.	10%
Precio de venta del gas	1,0 US/MBTU
Lifting cost del gas	0,83 US/MBTU

Fuente: UTOE

6.1 FLUJO DE CAJA

Es la acumulación neta de activos líquidos en un período dado, lo que lo constituye un indicador importante del desempeño de un proyecto de inversión. Este se hace necesario para determinar:

- Problemas de liquidez: Denominándose así aquella ocasión en donde la empresa no cuenta con dinero en efectivo para atender sus obligaciones.
- Para analizar la viabilidad de proyectos de inversión, a través del cálculo del valor presente neto y la tasa interna de retorno.

Ahora es importante definir dos conceptos para la realización del flujo de caja como lo son:

- **Ingresos:** Hace referencia a las ganancias obtenidas como resultado de la negociación de los productos de hidrocarburos producidos por cada uno de los pozos activos que constituyen el Bloque Buenavista. Cabe resaltar que cuando

se realiza una inversión, es de esperarse que las utilidades en el tiempo exceda los costos de operación de los trabajos propuestos.

- **Egresos:** Consiste en desembolsos o salidas de dinero que una empresa debe pagar por un servicio, en este caso se efectuaron en: costos de inversión, costos de operación, impuestos devengados al estado y las regalías por la explotación de los recursos naturales.

6.2 INDICADORES DE RENTABILIDAD

Son valores estadísticos que muestran la efectividad de la administración de la empresa o del proyecto con el fin de regular y controlar los costos y gastos, y de esta manera convertir ventas en utilidades. Estos son:

6.2.1 Valor presente neto

Es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. Este permite básicamente determinar si la inversión a realizar cumple con el objetivo básico que es maximizar la inversión. Este se calcula descontando al momento actual, los flujos de caja futuros del proyecto, mediante una tasa, y a dicho valor se le realiza la resta de la inversión inicial, obteniendo las ganancias netas del proyecto.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \left(\frac{V_t}{(1+k)^t} \right) - I_0 \text{-----Ecuación 13}$$

Este indicador puede ser interpretado de diferentes maneras, para así tomar decisiones al respecto sobre la inversión del proyecto, lo cual se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 16. Interpretación del indicador de rentabilidad VPN

VALOR	SIGNIFICADO	DECISIÓN A TOMAR
VPN>0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida.	El proyecto puede aceptarse, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión.
VPN<0	La inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida.	El proyecto debería rechazarse, la inversión no sería cubierta según el tiempo de estudio de la proyección.
VPN=0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas.	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida, la decisión debería basarse en otros criterios.

Fuente: Valor presente neto, <http://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_net>

6.2.2 Tasa de interés de oportunidades (TIO)

Es la tasa de interés mínima a la que el gestor o el inversor, está dispuesto a ganar al invertir en su proyecto, es decir si un proyecto cuenta con las condiciones económicas apropiadas para llevar a cabo un proyecto pero si no cumple con la TIO estipulada por la empresa no es viable para esta.

La TIO es la tasa mínima que se utiliza para determinar el valor actual neto de los flujos futuros de caja del proyecto y es la rentabilidad mínima que se le debe exigir al proyecto para tomar la decisión de no invertir en un uso alternativo de los recursos o en otro proyecto. Para el caso de la empresa UTOE la tasa de interés de oportunidades fijada aproximadamente al 10%.

6.2.3 Tasa interna de retorno (TIR)

Este indicador corresponde a la tasa de interés que hace igual a cero el valor presente neto de un proyecto. Lo cual hace referencia al promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad de reinvertir. Se utiliza para decidir sobre si se acepta o se rechaza un proyecto.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \left(\frac{V_t}{(1+TIR)^t} \right) - I_0 = 0 \text{-----Ecuación 14}$$

6.2.4 Relación costo-beneficio (C/B)

Es un “factor” que tiene en cuenta los ingresos y los egresos presentes netos, para así definir los beneficios por cada dólar que se invierte al proyecto.

$$RBC = \left| \frac{VPN - Ingresos}{VPN - Egresos} \right| \text{-----Ecuación 15}$$

Tabla 17. Indicador de la relación costo –beneficio

VALOR	SIGNIFICADO
C/B>1	Los ingresos son mayores a los egresos, por ende el proyecto es viable.
C/B=1	Los ingresos son iguales a los egresos, por ende el proyecto es indiferente.
C/B<1	Los ingresos son menores a los egresos, por ende el proyecto no es aconsejable.

Fuente: Los autores

6.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Para la realización del análisis económico de cada pozo tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

6.3.1 OPEX

Para los costos operacionales de los trabajos propuestos, se tuvo en cuenta el tipo de intervención a cada pozo y el tiempo que dura cada una de estas.

6.3.2 CAPEX

Para poder calcular este parámetro fue necesario tener en cuenta que el costo de producción de un barril de crudo en el área del Bloque Buenavista es de 31,2 dólares y que cada MBU cuesta 1 dólar. Luego, con la producción incremental se calculó el coste total de la producción tomando escenarios en particular, en un tiempo de 18 meses, alcanzando una relación costo-beneficio mayor o igual a uno, durante dicho período de tiempo.

6.3.3 Relación ingreso-egresos

Los egresos son obtenidos del CAPEX para cada pozo y los ingresos de la producción incremental por el precio del barril, teniendo en cuenta que el precio para el crudo del Bloque Buenavista es de 31,2 dólares y para el gas es de 1 dólares. A los ingresos mensuales se les aplica un descuento del 35% de impuesto de renta. Después, se prosigue a calcular la utilidad obtenida después de impuestos. Al igual que el porcentaje de regalías, el porcentaje de impuestos afecta en gran medida la rentabilidad de este tipo de proyectos.

6.3.4 Flujo de caja

En este ítem se resta al costo total de las inversiones en cada pozo, OPEX, la utilidad encontrada en la relación ingresos – egresos, para calcular el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación costo-beneficio (C/B), teniendo en cuenta una tasa de oportunidad del 10%.

6.3.5 Payback time

Conocido como tiempo de recuperación de la inversión, es el tiempo en el cual se recupera la inversión que se realizó inicialmente en el proyecto, es decir para que los flujos de caja neta positiva sean iguales a la inversión inicial.

$$\text{Payback} = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Flujo de Efectivo Anual}} \text{-----Ecuación 16.}$$

6.4 ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA OPTIMIZACIÓN PROPUESTA

Establecidos los indicadores económicos para la respectiva evaluación del proyecto se procede a realizar el flujo de caja para cada uno de los pozos involucrados en este estudio, para esto es necesario tener en cuenta los resultados obtenidos y los datos suministrados por la UTOE mostrados en la tabla 15.

A continuación se presenta la evaluación financiera donde inicialmente se presentarán los resultados obtenidos en el capítulo 4 y 5 y se observará el incremento de la producción debido a los trabajos propuestos.

Tabla 18. Resultados de los trabajos de optimización

Pozo	Producción actual	S.L.A	Aumento de la producción por remoción del daño en un 50%	Aumento de la producción por remoción del daño en un 100%	Aumento de la producción por disminución de la presión en cabeza	Total neto solo si hay remoción del 100% del daño	Energía consumida solo si hay remoción del daño del 100%
BV 1	148 BFPD	PCP	38,4247 BFPD	288,06 BFPD	0 mmscf/d	100,821 BOPD	2,7814 Kw/h
BV 2	0,090 mmscf/d	FLUJO NATURAL	0,2014 mmscf/d	1,4749 mmscf/d	1,5034 mmscf/d	2,9783 mmscf/d	0 Kw/h
BV 3	40 BFPD	PCP	24,52 BFPD	232,219 BFPD	0 BFPD	69,6657 BOPD	1,7598 Kw/h
BV 4	50 BFPD	PCP	0 BFPD	36,61 BFPD	0 BFPD	5,8576 BOPD	1,111 Kw/h
BV 5	39 BFPD	PCP	0 BFPD	112,44 BFPD	0 BFPD	61,84 BOPD	6,512 Kw/h
BV 6	156 BFPD	PCP	0 BFPD	0 BFPD	0 BFPD	0 BOPD	0 Kw/h
BV 7	0,6748 mmscf/d	FLUJO NATURAL	0,544 mmscf/d	5,3926 mmscf/d	0,0108 mmscf/d	5,4034 mmscf/d	0 Kw/h

Fuente: los autores

Nota: el pozo BV 6 tiene un aumento en la producción cuando se hace un aumento en la velocidad de operación de la bomba, sin necesidad de remover el daño; este aumento es de 148,64 BFPD, con una producción neta de 75,8064 BOPD, y consume una energía de 3,54 Kw/h.

Cabe recordar que la producción obtenida por el cambio de diámetro de la tubería de producción y disminución del diámetro del choke; no se tiene en cuenta, ya que el aumento de estos parámetros son insignificantes, por otra parte no se tiene en cuenta el aumento de las RPM solamente, ya que el DD calculado superó el DD promedio del yacimiento, aunque la producción aumente.

Teniendo en cuenta la inversión inicial y los demás parámetros mencionados anteriormente, se sigue a analizar cada uno de los indicadores económicos tales como el VPN, IPR, PAYBACK y a su vez determinar la viabilidad económica de los diferentes escenarios propuestos y en los cuales se obtienen resultados positivos y significativos. Como se observa en la tabla 17 los pozos que ameritan inversión inicial son los pozos Buenavista 1, Buenavista 3, Buenavista 4, Buenavista 5, Buenavista 2 y Buenavista 7.

6.4.1 Costos asociados al tratamiento de “STANDARD HCL HF 12/3”.

Al realizar el respectivo análisis a cada uno de los pozos se toma la decisión de realizar un proceso de estimulación a los pozos que presentan un alto Skin, por ello se muestran a continuación los costos asociados a la estimulación el cual corresponde a la inversión inicial la cual incluye: equipo, servicios, personal de bombeo, material y estimado de movilización. El costo asociado a los químicos utilizados depende del volumen a utilizar para la estimulación de cada uno de los pozos.

Primero se asumirá que el daño fue removido en su totalidad, es decir $S=0$, segundo cuando el daño se halla removido en un 50% del valor inicial calculado y por último el/los pozos que no necesitan estimulación.

Además de lo anteriormente mencionado se considerará la inversión diferida, es decir el desembolso de la etapa Pre-Operativa durante el tiempo que se realice intervención para la estimulación de los pozos.

Tabla 19. Costos de estimulación

COSTOS ESTIMADOS IMPLEMENTACIÓN TECNOLOGÍA				
	EQUIPOS, SERVICIOS, PERSONAL DE BOMBEO, MATERIALES Y ESTIMADOS DE MOVILIZACIÓN (U\$)		TOTAL (U\$)	DÍAS TRABAJADOS
STANDARD HCL HF 12/3	Químicos	180.560	293.572	14
	Demás	113.012		

Fuente: Productos químicos para la industria del petróleo y gas

A continuación se presentan los resultados obtenidos en cuanto al incremento en la producción de gas y petróleo, y el consumo energético que tienen los pozos que producen por PCP de acuerdo a los diferentes escenarios propuestos para la optimización de la producción, entre ellos el cambio de diámetro y disminución del diámetro del choke no se tienen en cuenta ya que estas variables no tiene un aumento en la producción significativo para la inversión que se debería realizar.

6.4.1.1 Análisis económico cuando la remoción del daño es de un 100%.

Al realizar el respectivo análisis de datos y tener en cuenta el incremento en la producción de aceite o gas, se procede a realizar un tratamiento químico que permita la eliminación del daño de la formación en un 100% con el fin de que el beneficio económico sea considerable y representativo para la empresa

UNIONTEMPORAL OMEGA ENERGY, para los cuales los pozos Buenavista 1, Buenavista 2, Buenavista 3, Buenavista 4, Buenavista 5 y Buenavista 7, divididos convenientemente en aceite y gas para entender mejor la viabilidad económica.

Tabla 20. Resultados para la remoción del daño en un 100% (pozos de aceite)

REMOCION DEL 100% DEL DAÑO (POZOS DE ACEITE)							
POZO	PRODUCCION INCREMENTAL DIARIA (BBL)	PRODUCCION INCREMENTAL MENSUAL (BBL)	CAPEX		VPN (US\$)	TIR (%)	PAYBACK (MESES)
			PRODUCCION DIFERIDA (US\$)	INVERSION INICIAL (US\$)			
BV 1	100,821	3024,63	\$ 22.626,24	\$ 316.198,24	\$ 181.775,94	7%	9,88
BV 3	69,6657	2089,971	\$ 5.241,60	\$ 298.813,60	\$ 46.941,00	3%	13,74
BV 4	5,8576	175,728	\$ 3.494,40	\$ 297.066,40	(\$ 269.573,40)	-18%	
BV 5	61,84	1855,2	\$ 9.369,36	\$ 302.941,36	\$ 51.827,33	3%	17,32

Fuente: los autores

Tabla 21. Resultados para la remoción del daño en un 100% (pozos de gas)

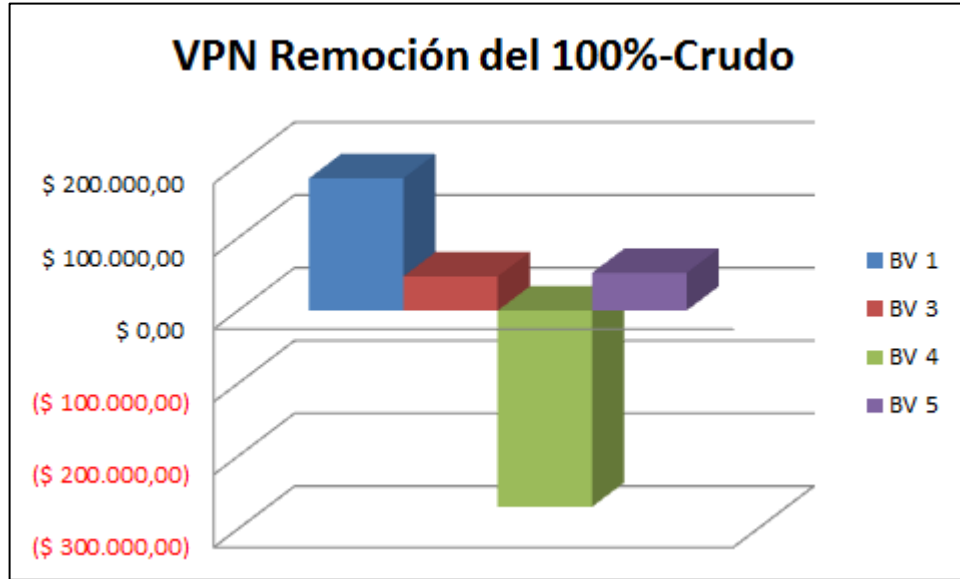
REMOCION DEL 100% DEL DAÑO (POZOS DE GAS)							
POZO	PRODUCCION INCREMENTAL DIARIA (MBTU)	PRODUCCION INCREMENTAL MENSUAL (MBTU)	CAPEX		VPN (US\$)	TIR (%)	PAYBACK (MESES)
			PRODUCCION DIFERIDA (US\$)	INVERSION INICIAL (US\$)			
BV 2	2599470	77984100	\$ 1.297.800,00	\$ 1.591.372,00	\$ 9.961.035,41	48%	2,05
BV 7	4853160	145594800	\$ 9.733.500,00	\$ 10.027.072,00	\$ 11.619.200,27	12%	7,1

Fuente: los autores

Al realizar los respectivos cálculos que permiten determinar la viabilidad económica de los trabajos propuestos para cada uno de los pozos se observa que el pozo Buenavista 4 no es rentable para llevar a cabo un tratamiento de estimulación ni a corto ni a largo plazo.

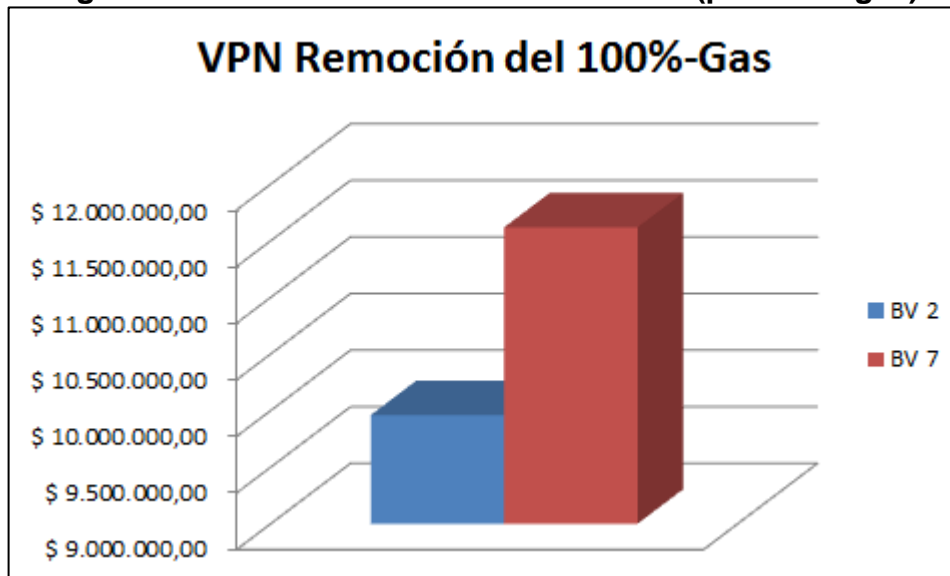
Por el contrario los pozos restantes presentan un beneficio económico a favor de la empresa al realizar el respectivo tratamiento. Sin embargo los pozos de aceite presentan una TIR inferior a la tasa interna de oportunidades por lo tanto la empresa debe analizar si efectúa la estimulación propuesta; además Buenavista 5 presenta rentabilidad notoria en un plazo de 2 años.

Figura 58. Remoción del daño en un 100% (pozos de aceite)



Fuente: los autores

Figura 59. Remoción del daño en un 100% (pozos de gas)



Fuente: los autores

6.4.1.2 Análisis económico cuando la remoción del daño es de un 50%.

Al realizar el respectivo análisis de datos y tener en cuenta el incremento en la producción de aceite o gas, se procede a realizar un tratamiento químico que permita la eliminación del daño de la formación en un 50% con el fin de que el beneficio económico sea considerable y representativo para la empresa UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY, para los cuales los pozos Buenavista 1, Buenavista 2, Buenavista 3 y Buenavista 7, divididos convenientemente en aceite y gas para entender mejor la viabilidad económica.

Tabla 22. Resultados para remoción del daño en un 50% (pozos de aceite)

REMOCION DEL 50% DEL DAÑO (POZOS DE ACEITE)						
POZO	PRODUCCION INCREMENTAL DIARIA (BBL)	PRODUCCION INCREMENTAL MENSUAL (BBL)	CAPEX		VPN (US\$)	TIR (%)
			PRODUCCION DIFERIDA (US\$)	INVERSION INICIAL (US\$)		
BV 1	13,44886	403,4658	\$ 22.626,24	\$ 316.198,24	(\$ 257.266,51)	-14%
BV 3	7,356	220,68	\$ 5.241,60	\$ 298.813,60	(\$ 261.517,35)	-16%

Fuente: los autores

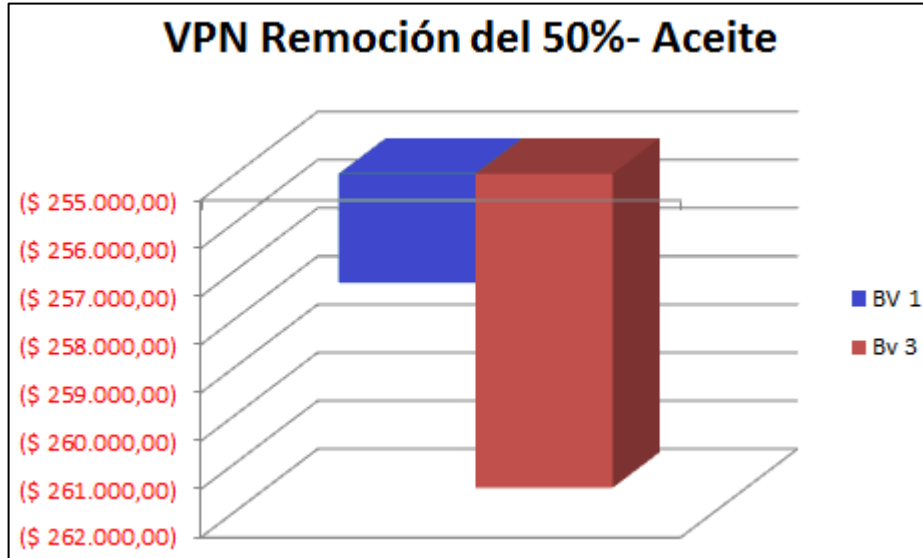
Tabla 23. Resultados para remoción del daño en un 50% (pozos de gas)

REMOCION DEL 50% DEL DAÑO (POZOS DE GAS)							
POZO	PRODUCCION INCREMENTAL DIARIA (MBTU)	PRODUCCION INCREMENTAL MENSUAL (MBTU)	CAPEX		VPN (US\$)	TIR (%)	PAYBACK (MESES)
			PRODUCCION DIFERIDA (US\$)	INVERSION INICIAL (US\$)			
BV 2	1453320	43599600	\$ 1.297.800,00	\$ 1.591.372,00	\$ 4.875.156,45	26%	3,7
BV 7	489420	14682600	\$ 9.733.500,00	\$ 10.027.072,00	(\$ 7.744.280,44)	-12%	

Fuente: los autores

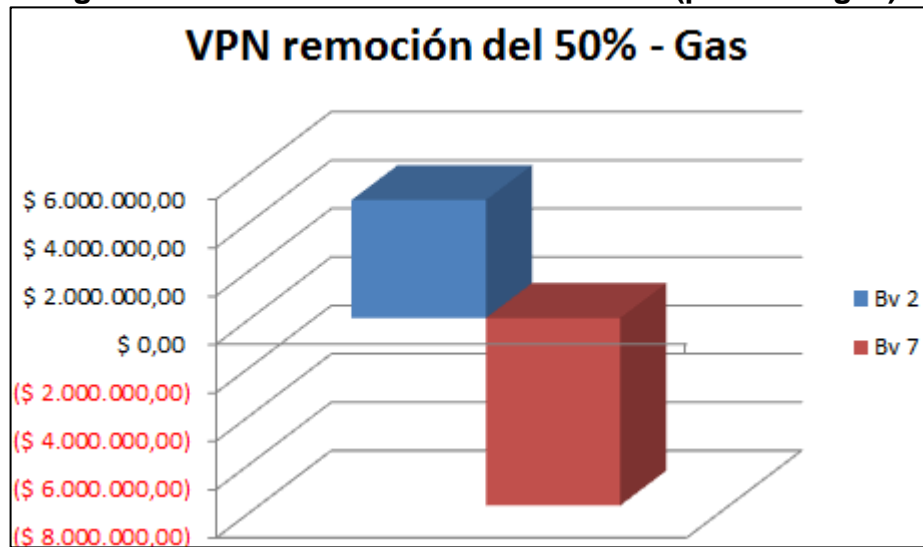
Para la remoción del daño en un 50% vemos que el único pozo rentable es Buenavista 2. Por su parte los demás solo lo serán si se remueve el daño en un 100%.

Figura 60. Remoción del daño en un 50% (pozos de aceite)



Fuente: los autores

Figura 61. Remoción del daño en un 50% (pozos de gas)



Fuente: los autores

6.4.1.3 Análisis económico cuando no es necesario la remoción del daño.

El pozo Buenavista 6 es el único que presenta esta condición, ya que el daño es inferior a 2. Entonces solo se tendrá en cuenta el aumento en la velocidad de operación de la bomba, teniendo una rentabilidad de 368.970 U\$.

CONCLUSIONES

- El análisis nodal es una técnica eficiente, ya que permite analizar la trayectoria del fluido desde yacimiento hasta superficie, obteniendo resultados acordes a las variables modificadas.
- Los bajos índices de productividad se deben básicamente al daño en la formación por causa de arenamiento y/o migración de finos.
- La tubería de producción y diámetro de choke utilizados en los pozos del Bloque Buenavista son los adecuados para la extracción de crudo o gas producidos por estos, ya que no se altera la producción al hacer el cambio.
- Las bombas PCP utilizadas en los (5) pozos que producen a través de este S.L.A son las adecuadas porque se encuentran trabajando dentro del rango de operación, aunque la velocidad no sea la apropiada, siendo una variable positiva para el estudio de optimización para cada uno de los pozos.
- El tratamiento de estimulación a realizar se diseñó en base a los datos suministrados por la empresa UTOE; generando una alta productividad en los pozos en que fue aplicado, aunque se debe hacer estudios adicionales que permitan indicar la efectividad del tratamiento propuesto.
- La rentabilidad en las alternativas de optimización llevadas a cabo muestran un beneficio económico representativo, si el tratamiento con ácido es 100% efectivo en los pozos que sería aplicado.
- El software PIPESIM, es una herramienta útil para realizar un análisis nodal a diferentes condiciones, ya que permite observar cómo afecta la productividad

de un pozo en el cambio de los parámetros que lo componen. Además es un programa de fácil entendimiento y acceso.

- Definir la ubicación del nodo para cada una de las alternativas de optimización es importante ya que permite observar de forma más detallada y real el comportamiento del caudal, presión, temperatura, etc. Para cada uno de los pozos en estudio.
- La metodología utilizada se llevó a cabo con el propósito de facilitar el entendimiento de lo realizado y además organizar el trabajo para no incurrir en errores o simulaciones fallidas y por ende resultados no adecuados.
- Los resultados obtenidos en el análisis económico para los pozos de gas son favorables siempre y cuando la remoción del daño sea del 100% y del 50% para el caso de Buenavista 2, obteniendo una rentabilidad superior al 12% de lo esperado por la empresa.
- Los altos valores de Skin se deben básicamente a presencia de finos y arenamientos por lo que el tratamiento a realizar es una estimulación ácida que permita la estabilización de este tipo de problema.
- El pozo Buenavista 4, no presenta ningún beneficio económico a pesar de presentar un aumento en la producción de crudo al realizar la remoción del daño en un 100%, por lo que se considera realizar otro tipo de estudios para analizar con más detalle el por qué de esta situación.

RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio para el diseño y aplicación adecuada del tratamiento de estimulación a los pozos teniendo en cuenta todos los factores que este involucra.
- Analizar los resultados obtenidos y verificar la calidad de estos, adicionando y verificando la información suministrada por la empresa para la posterior aplicación de los cambios sugeridos, ya que de esto depende la calidad y coherencia para obtener resultados exitosos en un análisis de producción.

BIBLIOGRAFÍA

- ❖ CHACIN, Nelvy. Bombeo De Cavidades Progresivas. San Tomé Edo. Anzoátegui: 2003.
- ❖ CHACIN, Nelvy. Bombeo de Cavidades Progresiva: Operaciones, Diagnostico, Análisis de Falla y TroubleShooting. El Tigre: 2003.
- ❖ DÍAZ, Ricardo. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Bucaramanga: 2009.
- ❖ GIL, Javier. Optimización de la Producción de los Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Electro-Sumergible del Campo Yariguí-Cantagallo Utilizando la Técnica de Análisis Nodal. Bucaramanga: 2010.
- ❖ GONZALEZ, Azucena & PEREZ, Mario. Prácticas de Laboratorio de Computo para el Diseño de Sistemas Artificiales de Producción. México: 2010.
- ❖ HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis NodalTM. En: Oilproduction.net [En línea]. 2009; [consultado 01/05/13]. Disponible en <
http://www.oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf >.
- ❖ HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. El Tigre: 2008. <Oilproduction.net >.
- ❖ LARA, Mónica & TOLOSA, Nórída. Optimización de la Producción de los Pozos Asociados a la Estación Tres del Campo Llanito de Ecopetrol S.A Utilizando el Método de Análisis Nodal. Bucaramanga: 2012.

- ❖ MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico. Maracaibo: 2005.
- ❖ PIPESIM. User's Guide Schlumberger. 2011.
- ❖ Productos químicos para la industria del petróleo y gas. En: www.isisrl.com.ar. [En línea].2013; [consultado 23/09/13] disponible en <http://www.isisrl.com.ar/productos2_es.html>
- ❖ RIVERO, José Luis. Análisis Nodal y Explotación de Petróleo. En: Libro de Petróleo [En línea], 2007; [consultado 01/05/13]. Disponible en <[http://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=analisis%20nodal%20y%20explotacion%20de%20petroleo&source=web&cd=1&ved=0CCsQFjAA&url=http%3A%2F%2Fbiblio.fcet.uagrm.edu.bo%2F\(S\(lq5jvc45vboobt45czm25x2h\)\)%2FDocDown.aspx%3Ffile%3D%255CLibros%2Bsobre%2B%2BPetr%25C3%25B3leo%2BIng%2BJos%25C3%25A9%2BLuis%2BRivero%255CLibro%2Bde%2BPetroleo.pdf%26R%3DFXKoaA1X2IkUcN%2FVtRcTh3IKY2mYPB1s&ei=YdqGUYbQFIfe9ATtzYEI&usg=AFQjCNEJW3U2eMfYF-su4SJtEVICGahxjg](http://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=analisis%20nodal%20y%20explotacion%20de%20petroleo&source=web&cd=1&ved=0CCsQFjAA&url=http%3A%2F%2Fbiblio.fcet.uagrm.edu.bo%2F(S(lq5jvc45vboobt45czm25x2h))%2FDocDown.aspx%3Ffile%3D%255CLibros%2Bsobre%2B%2BPetr%25C3%25B3leo%2BIng%2BJos%25C3%25A9%2BLuis%2BRivero%255CLibro%2Bde%2BPetroleo.pdf%26R%3DFXKoaA1X2IkUcN%2FVtRcTh3IKY2mYPB1s&ei=YdqGUYbQFIfe9ATtzYEI&usg=AFQjCNEJW3U2eMfYF-su4SJtEVICGahxjg)>
- ❖ ROMERO, Carlos & BAUTISTA, Fausto. Evaluación de la Producción del Campo Llanito Utilizando el Método de Análisis Nodal.Bucaramanga:2012.
- ❖ SANTODOMINGO, Sofía. Informe de Sostenibilidad, OMEGA ENERGY COLOMBIA. Bogotá: 2011.