

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL PARA UN POZO PILOTO EN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL
UBICADO EN EL CAMPO LLANURA**

JORGE ANDRÉS PULIDO PARDO

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2017**

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL PARA UN POZO PILOTO EN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL
UBICADO EN EL CAMPO LLANURA.**

JORGE ANDRÉS PULIDO PARDO

**Proyecto integral de grado para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
YESID TOVAR QUIMBAYA
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2017**

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma jurado 1

Firma jurado 2

Bogotá D.C., Marzo de 2017.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano de la Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) del Programa de Ingeniería de petróleos

GEÓLOGO EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo de docentes no se hacen responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

Dedico este trabajo de grado a mi abuela, Aura Grisales, quien me impulsó a dar el paso y encaminarme hacia un futuro profesional. A mi madre amada, Nohora Pardo, mi principal motor y motivación, quien me apoya incondicionalmente para lograr cada uno de los propósitos que me he marcado paso a paso en la vida. Y a mi papá, Jorge Pulido, mi respaldo en este camino marchado.

Jorge Andrés Pulido Pardo

AGRADECIMIENTOS

Al terminar un trabajo de grado, que ha implicado dificultades, se hace inevitable agradecer a aquellas personas e instituciones que permitieron mediante su participación, que esto fuera posible.

Agradezco principalmente al Ingeniero Yesid Tovar Quimbaya, quien me aceptó y apoyó incondicionalmente; porque además siempre tuvo confianza en este trabajo de grado y con su sabiduría me guio en el desarrollo del mismo y aportó valioso conocimiento para mi crecimiento profesional.

A la empresa ECOPETROL, por darme la oportunidad de poner en práctica los conocimientos que he adquirido en el largo caminar que ha implicado formarme como Ingeniero de Petróleos.

Agradezco también al asesor que me fue asignado, ingeniero Carlos Espinosa y al ingeniero Iván Peñaloza quien enmarcó mi trabajo, aporte y conocimiento, bajo su orientación y rigurosidad.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	25
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANURA	26
1.1 HISTORIA CAMPO LLANURA*	26
1.2 LOCALIZACIÓN	27
1.3 MARCO GEOLÓGICO	27
1.3.1 Columna Estratigráfica.	27
1.3.2 Estratigrafía.	30
1.3.2.1 Formación Tablazo	30
1.3.2.2 Formación Simití	30
1.3.2.3 Formación El Salto	30
1.3.2.4 Formación La Luna	30
1.3.2.5 Formación Umir	31
1.3.2.6 Grupo Chorro.	31
1.3.2.8 Grupo Chuspas	32
1.3.2.9 Grupo Real	32
1.3.3 Geología Estructural.	32
1.3.4 Geología del petróleo	33
1.3.4.1 Roca Generadora.	33
1.3.4.2 Roca Reservorio.	33
1.3.4.3 Migración.	33
1.3.4.4 Roca Sello.	34
1.3.4.5 Trampa.	34
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO LLANURA	35
2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	37
2.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	37
2.2 LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	39
2.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	40
2.3.1 Bombeo Mecánico.	40
2.3.2 Bombeo Hidráulico	42
2.3.2.1 Nuevas tecnologías para bombeo hidráulico.	44
2.3.3 Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP).	44
2.3.3.1 Instalaciones de un PCP convencional	46
2.3.4 Bombeo Electrosumergible (BES	47
2.3.4.1 Requerimientos de equipos y/o facilidades de superficie	48
2.3.4.2 Posibles falla en el equipo del BES.	50

3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y MATRIZ DE SELECCIÓN	52
3.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	52
3.1.1 Porosidad	53
3.1.1.1 Clasificación de la porosidad	53
3.1.1.2 Factores que afectan la porosidad	54
3.1.1.3 Porosidad y calidad de roca.	55
3.1.2 Permeabilidad.	56
3.1.2.1 Clasificación de permeabilidad	56
3.1.2.2 Factores que afectan la medición de la permeabilidad.	57
3.1.3 Saturación De Fluido.	58
3.1.4 Capilaridad.	58
3.1.5 Tensión Superficial e Interfacial	58
3.1.6 Presión Capilar.	59
3.1.7 Humectabilidad	59
3.1.8 Tortuosidad.	60
3.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE LOS FLUIDOS ENCONTRADOS EN LA FORMACIÓN LA LUNA	61
3.3 SELECCIÓN DEL SLA - EVALUACIÓN TÉCNICA POR MEDIO DE UNA MATRIZ	62
3.3.1 Matriz De Selección	62
3.3.2 Descripción de la matriz de selección.	63
3.3.3 Descripción de la matriz para la selección del SLA para el Pozo Piloto.	63
3.3.3.1 Estado mecánico del Pozo.	64
3.3.3.2 Parámetros de producción.	64
3.3.3.3 Propiedades del yacimiento.	64
3.3.3.4 Limitaciones técnicas del sistema.	64
3.3.4 Matriz MPC	65
3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	67
3.4.1 Análisis para los resultados obtenidos en el grupo “Estado mecánico del Pozo”.	67
3.4.2 Análisis para los resultados obtenidos en el grupo “Parámetros de producción”.	68
3.4.3 Análisis para los resultados obtenidos en el grupo “Propiedades del yacimiento”	68
3.4.4 Análisis para los resultados obtenidos en el grupo “Limitaciones técnicas del sistema”.	68
3.4.5 Análisis sobre el sistema de levantamiento artificial elegido: bombeo mecánico.	69
4. ANÁLISIS NODAL	70
4.1 DEFINICIÓN	70
4.2 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL	71
4.3 EL SOFTWARE: PIPESIM	73
4.3.1 Análisis nodal en Pipesim para el Pozo Piloto del Campo Llanura.	74

5. EVALUACIÓN FINANCIERA	98
5.1 ANALISIS DE INGRESOS	100
5.2 ANALISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	101
5.3 ANALISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	103
5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	106
5.4.1 Valor Presente Neto (Vpn).	106
6. CONCLUSIONES	111
7. RECOMENDACIONES	113
BIBLIOGRAFÍA	114
ANEXOS	117

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Propiedades petrofísicas, Pozo piloto, Cuenca Valle Medio del Magdalena	35
Cuadro 2. Bombeo Mecánico	41
Cuadro 3. Bombeo hidráulico	43
Cuadro 4. PCP	45
Cuadro 5. BES	48
Cuadro 6. Requerimientos de equipos para la implementación de BES y parámetros de funcionamiento	49
Cuadro 7. Calidad de la roca en función de su porosidad	55
Cuadro 8. Propiedades encontradas en los estudios a la Formación La Luna	62
Cuadro 9. Matriz MPC	66
Cuadro 10. Información de yacimiento antes de fracturamiento para Pipesim	77
Cuadro 11. Datos de perfil geotérmico del pozo	78
Cuadro 12. Información de tubería	79
Cuadro 13. Información del sistema de levantamiento	80
Cuadro 14. Propiedades del fluido	82
Cuadro 15. Datos de yacimiento después de fracturamiento	87
Cuadro 16. Diámetros y características de las tuberías	91

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Declinación de producción promedio diaria	100
Tabla 2. Declinación de producción	100
Tabla 3. Régimen de Regalías	100
Tabla 4. Producción neta	101
Tabla 5. Ingresos, escenario 50 USD/Bbl	101
Tabla 6. Ingresos, 60 USD/Bbl	101
Tabla 7. Inversión asociada a completamiento del pozo	102
Tabla 8. Costo de elementos asociados al Sistema de Levantamiento Artificial Bombeo Mecánico	102
Tabla 9. Costo de inversión	103
Tabla 10. Costo de consumo de energía	103
Tabla 11. Proyección del costo asociado a consumo de energía	104
Tabla 12. Salarios	104
Tabla 13. Costo de transporte, alimentación y hospedaje	104
Tabla 14. Proyección de costos asociados alimentación, transporte y hospedaje	105
Tabla 15. Costos asociados a impuestos, 50 USD/Bbl	105
Tabla 16. Costo de operación, 50 USD/Bbl	106
Tabla 17. Costos asociados a impuestos, 60 USD/Bbl	106
Tabla 18. Costo de operación, 60 USD/Bbl	106

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo Llanura – Cuenca del Valle Medio del Magdalena	28
Figura 2. Columna estratigráfica del Pozo Piloto	29
Figura 3. Pirámide de costos y necesidad de tecnología para extracción	39
Figura 4. Sistema de levantamiento artificial – Bombeo Mecánico	42
Figura 5. Sistema de levantamiento artificial – Bombeo hidráulico	44
Figura 6. Sistema de levantamiento artificial – Bombeo cavidades progresivas	46
Figura 7. Sistema de levantamiento artificial Bombeo electrosumergible	50
Figura 8. Distribución del tamaño de granos	54
Figura 9. Humectabilidad	59
Figura 10. Ángulos de humectabilidad	60
Figura 11. Componentes Principales para el análisis nodal	71
Figura 12. Comportamiento de presión en el nodo vs caudal	73
Figura 13. Flujograma Análisis nodal- Pipesim	75
Figura 14. Datos requeridos por PIPESIM	76
Figura 15. Modelo del Pozo Piloto en Software Pipesim	76
Figura 16. Información del yacimiento antes de fracturamiento en Pipesim	77
Figura 17. Gradiente geotérmico del Pozo Piloto en Pipesim	78
Figura 18. Configuración de Tubería en Pipesim	79
Figura 19. Selección del sistema de levantamiento artificial en Pipesim	80
Figura 20. Datos del equipo de fondo del SLA en Pipesim	81
Figura 21. Tabla Resumen análisis nodal en Pipesim antes de fracturamiento	82
Figura 22. Propiedades del crudo en Pipesim	83
Figura 23. Características de viscosidad del Fluido en Pipesim	84
Figura 25. Configuración de presión de salida antes de fractura en Pipesim	85
Figura 26. IPR para Pozo Piloto antes de fractura sin sensibilidades en Pipesim	86
Figura 27. Datos de yacimiento en Pipesim luego de fracturamiento	87
Figura 28. Curva IPR en Pipesim para Pozo Piloto después de fracturamiento sin sensibilidades	88
Figura 29. Curva IPR con la Outflow para la sensibilidad respecto al diámetro de tubería	90
Figura 30. Datos iniciales para la sensibilidad del bombeo mecánico respecto a la presión de descarga de la bomba en Pipesim	91

Figura 31. Curva IPR con la Outflow para la sensibilidad respecto a la presión de descarga de la bomba en Pipesim	92
Figura 32. Datos iniciales para la sensibilidad del bombeo mecánico respecto al diámetro de varilla en Pipesim	93
Figura 33. Curva IPR con la Outflow para la sensibilidad respecto al diámetro de varilla en Pipesim	94
Figura 34. Datos iniciales para la sensibilidad del bombeo mecánico respecto al flujo de la bomba en Pipesim	95
Figura 35. Curva IPR con la Outflow para la sensibilidad respecto al flujo de la bomba en Pipesim	96
Figura 36. Estado mecánico del pozo	99

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historial de producción enero a diciembre de 2009 a 2014	36
Gráfica 2. Flujo de caja, 50 USD/Bbl	108
Gráfica 3. Flujo de caja neto, 50 USD/Bbl	108
Gráfica 4. Flujo de caja, 60 USD/Bbl	109
Gráfica 5. Flujo de caja neto, 60 USD/Bbl	110

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Porosidad	53
Ecuación 2. Cálculo de permeabilidad	56
Ecuación 3. Permeabilidad relativa	57
Ecuación 4. Saturación del fluido	58
Ecuación 5. Tortuosidad	61
Ecuación 6. Entrada al nodo (Inflow)	72
Ecuación 7. Salida del nodo (Outflow)	73
Ecuación 8. Correlación de viscosidad “Beggs and Robinson”	84
Ecuación 9. Ecuación WACC	98
Ecuación 10. Valor presente Neto VPN	107

LISTA DE CÁLCULOS

	pág.
Cálculo 1. Tasa cuatrimestral, IPC	104
Cálculo 2. Tasa cuatrimestral, impuestos	105
Cálculo 3. Tasa cuatrimestral	107
Cálculo 4. Valor Presente Net, 50 USD/Bbl	109
Cálculo 5. Valor Presente Net, 60 USD/Bbl	110

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Datos para la sensibilidad respecto al diámetro de tubería en Pipesim	118
Anexo B. Datos para la sensibilidad del Bombeo Mecánico respecto a la presión de descarga de la bomba en Pipesim	119
Anexo C. Datos para la sensibilidad del Bombeo Mecánico respecto al diámetro de varilla en Pipesim	120
Anexo D. Datos para la sensibilidad del Bombeo Mecánico respecto al flujo de la bomba en Pipesim	121

ABREVIATURAS

°API:	Gravedad API.
°C:	Grados Celsius.
°F:	Grados Fahrenheit.
Bbl:	Barriles.
BPD:	Barriles por día.
BPDC:	Barriles de petróleo producido por día
cm³:	Centímetros cúbicos.
ft:	Pies.
ft²:	Pies cuadrados.
ft³:	Pies cúbicos.
Gbbl:	Giga Barriles (Mil millones de barriles).
in:	(<i>Inch</i>) Pulgadas.
IPC:	Índice de precios al consumidor.
kg:	Kilogramos.
km:	Kilómetros.
km²:	Kilómetros cuadrados.
m³:	Metros cúbicos.
mD:	Milidarcys.
mL:	Mililitros.
MPC:	Matriz de perfil competitivo.
PHIE:	Porosidad efectiva.
PSIG:	Presión manométrica en PSI.
SA/NA:	Sí Aplica/No Aplica.
SLA:	Sistema de Levantamiento Artificial.
Sw:	Saturación de agua.
Tcf:	<i>Trillion Cubic Feet</i> (Trillones de pies cúbicos).
TVT:	<i>True Vertical Deepth</i> (Profundidad verdadera vertical).
USD:	Dólares americanos.
VPN:	Valor Presente Neto.
VSH:	Volumen de Shale.
WACC:	Weighted average cost of capital (Promedio ponderado del costo de capital)
Yto:	Yacimiento.

GLOSARIO

ARCILLOLITA: roca sedimentaria detrítica, de estructura laminar, producto de la diagénesis de la arcilla. Es una roca compacta y de textura clástica, sin fisilidad, compuesta principalmente por silicatos. El tamaño de grano es muy fino, inferior a 1/256 mm.

ARENISCA: roca sedimentaria clástica, compuesta por partículas cuyo tamaño está comprendido entre 2 mm y 1/16 mm. Estas partículas son mayoritariamente minerales resistentes a la meteorización (cuarzo principalmente, micas, feldespatos y óxidos)¹ y fragmentos de rocas. Cuando no están cementadas se denominan arenas.

BIOPERTURBACIÓN: perturbación de índole biológico, que se presenta durante la depositación de las rocas sedimentarias.

CATAGÉNICO: proviene de la alteración fisicoquímica de los sedimentos y fluidos intersticiales a temperaturas y presiones más elevadas que las presentes en una diagénesis.

COILED TUBING: cadena continua de tubería de diámetro pequeño, que conecta una serie de equipos en superficie y asocia trabajos de perforación, reparación, completación y reacondicionamiento de hoyo, pudiéndose usar tanto en ambientes terrestres como marinos.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de tipo detrítico que se compone de fragmentos redondeados de rocas grandes, conocidos como clastos los cuales son de tamaño de grava mayor a 2mm,

CUARZOARENITA: Es una roca sedimentaria detrítica de gran madurez formada esencialmente por partículas de cuarzo. Su coloración rojiza se debe a fenómenos de oxidación diagenéticos (contemporáneos a su sedimentación). Está formada principalmente por granos predominantemente de cuarzo (en un 95%) y a veces están poco compactados, además llevan mezclados granos de feldespato (alrededor de 5%).

CUENCA SEDIMENTARIA: región deprimida de la corteza terrestre limitada por arcos estructurales o cadenas montañosas, donde se produce la acumulación de materiales detríticos o la precipitación de sustancias disueltas en las aguas que cubre la mencionada región².

¹ DÁVILA, Jorge, Diccionario Geológico. Callao, Perú: Arthaluna, 2011. p. 69.

² Ibíd., p. 227.

DIAGENÉTICO: proviene de la etapa final del ciclo de sedimentación, en la que una vez depositados los sedimentos, se exponen a una alteración física y química lo cual provoca su compactación.

DISCORDANCIA: superficie de contacto entre rocas antiguas y jóvenes en la cual las rocas más antiguas sufrieron deformación, erosión o no depositación antes de que se depositaran las más jóvenes.

EMPAQUETAMIENTO DE ROCA: se define como la proporción de espacios vacíos o rellenos por cemento o fracción arcillosa fina existentes entre los granos o clastos. Esta característica controla (en parte) la porosidad de la roca y la distribución del tamaño de poro, aspectos que son esenciales al evaluar el transporte de fluidos por el interior del sistema poroso de las rocas.

GEOLOGÍA: ciencia que estudia la composición, estructura, propiedades y la historia de la materia física del planeta.

INFRAYACENTE: que yace o se encuentra por debajo de algo como referencia.

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica, compuestas por limos con granos que van desde 1/256 a 1/16 mm. Estructura en granos. Posee varios componentes, entre los que se encuentran coloides, arcillas, silts y limos.

LITIFICACIÓN: proceso mediante el cual los sedimentos sin consolidar se transforman en roca compacta. Este proceso de transformación en roca compacta tiene lugar por medio de toda una serie o conjunto de procesos diagenéticos en los que se produce la compactación y cementación de los depósitos sedimentarios.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica constituida por minerales de arcilla (filosilicatos de aluminio hidratados). Con tamaño de partícula similar al lodo, cercanos a los 1/256 mm.

LUTITA: es una roca sedimentaria compuesta por partículas del tamaño de la arcilla y el limo (<1/256 mm), formada por arcillas principalmente, aunque también puede estar compuestas por feldespatos, cloritas y cuarzo. Estas rocas detríticas de grano fino constituyen más de la mitad de todas las rocas sedimentarias.

MARGA: tipo de roca sedimentaria compuesta principalmente de calcita 78% y arcillas 22%, con predominio, por lo general, de la calcita, lo que le confiere un color blanquecino con tonos que pueden variar bastante de acuerdo con las distintas proporciones y composiciones de los minerales principales, El tamaño de los granos es igual al de la arcilla (< 0,02mm). Los ambientes de formación de las margas son los mares intermedios o de profundidad intermedia³.

³DÁVILA, Jorge, Diccionario Geológico. Callao, Perú: Arthaluna, 2011. p. 252.

PERMEABILIDAD: capacidad que tiene un material de permitirle a un flujo que lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se afirma que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable.

PORAL: espacio existente entre los granos que conforman una roca.

POROSÍMETRO: instrumento para medir el volumen poral, y por ende la porosidad de una muestra de roca. El término se utiliza además para ciertos instrumentos que miden efectivamente el volumen de granos, tal como el método de Doble Celda de la Ley de Boyle. Por consiguiente, el volumen poral se obtiene a partir de la diferencia existente entre el volumen aparente y el volumen de granos. Por lo general, el volumen poral se mide directamente con el método de la Celda Sencilla de la Ley de Boyle, mediante la suma de los fluidos o la saturación del líquido.

ROCA RESERVORIO: también conocida como roca almacén. Es una roca sedimentaria que por su alta porosidad y permeabilidad posee los espacios suficientes para almacenar un considerable contenido de hidrocarburos.

ROCA SELLO: roca que por su baja permeabilidad y porosidad hace que el hidrocarburo se acumule en las trampas y constituya el yacimiento. Es indispensable que sea impermeable y que no esté fracturada para que no haya migración del hidrocarburo y evitar su escape.

ROMBOEDRAL: proveniente del término romboedro que es un paralelepípedo limitado por seis caras similares (ya sean rombos o paralelogramos).

SUBLITOARENITA: arenisca con un contenido en fragmentos líticos que oscilan entre un 5 y 25%, la porción de feldespatos es menor al 25% y la de cuarzo varía entre el 50 y el 95%. La porción de fragmentos de roca ha de ser mayor a la de feldespatos.

SUPRAYACENTE: que yace o se encuentra por encima de algo como referencia.

TRAMPA: área con condiciones geológicas favorables para la formación de yacimientos petrolíferos. Comprende a las estructuras geológicas cuyo origen sea tectónico (pliegue, anticlinal, flexión o falla), estratigráfico (acuñamiento, arrecife) o litológico (pérdida de permeabilidad).

WIRELESS: palabra del idioma inglés que puede traducirse como “sin cables” o “inalámbrico”. Su uso, por lo tanto, podría estar vinculado a cualquier tipo de comunicación que no requiere de un medio de propagación físico.

RESUMEN

El presente trabajo de grado, realiza la evaluación de los sistemas de levantamiento artificial, para elegir el que se considera adecuado para ser utilizado en la producción de hidrocarburos no convencionales en el Pozo piloto del Campo Llanura en la Cuenca Valle Medio del Magdalena. El alcance de éste proyecto fue a nivel aplicativo en campo, donde se hace la implementación y posterior prueba del sistema de levantamiento seleccionado.

La Cuenca Valle Medio del Magdalena, es un sector del territorio Colombiano muy explorado por las compañías petroleras y desde hace poco, relativamente, se encuentra el interés en explotar sus reservas energéticas, de yacimientos no convencionales. Este trabajo de grado, atiende a esas necesidades de producción de estos tipos de fluidos por parte de la empresa operadora Ecopetrol S.A.

La caracterización del yacimiento por medio de sus características petrofísicas y dinámicas influye directamente en la existencia de hidrocarburos en el yacimiento.

Los sistemas de levantamiento artificial, representan el apoyo necesario para las empresas operadoras en el recobro necesario para recuperar la inversión hecha en un proyecto de exploración y producción, así como para obtener ganancias suficientes para considerar un proyecto exitoso.

Para poder realizar este proyecto, se elabora en primer lugar una base teórica que incluya la descripción geológica de la Cuenca, la descripción detallada sobre las propiedades petrofísicas y dinámicas de un yacimiento como también la de los sistemas de levantamiento artificial existentes. Luego, partiendo de esa base, se efectúa un análisis nodal teniendo en cuenta las características o propiedades reales del Pozo Piloto, con el fin de obtener una curva de demanda de producción del Pozo; después se realiza una calificación a cada sistema de levantamiento artificial por medio de una matriz de calificación ponderada, de donde se hará una preselección de los sistemas mejor valorados. Finalmente, de los sistemas preseleccionados en la matriz, se hace el diseño y con base en estos, se selecciona el sistema a implantar para luego hacer las respectivas pruebas de Pozo y observar la mejora en el rendimiento o producción del Pozo.

Palabras Claves: Producción hidrocarburos, Yacimientos no convencionales, Campo Llanura, Mecanismos producción hidrocarburos, Sistema levantamiento artificial, Valle Medio del Magdalena.

INTRODUCCIÓN

La evaluación técnico-financiera del sistema de levantamiento artificial, para un Pozo piloto en yacimiento no convencional ubicado en el Campo Llanura de la Cuenca Valle Medio del Magdalena, se hace porque al entender la necesidad de extraer los fluidos de un yacimiento con las características que este tipo específico exhibe, la exigencia del sistema de recobro, para hacer más rentable el proyecto, es sin lugar a dudas mayor y enfrenta retos y riesgos más significativos que una explotación “tradicional”.

Para cumplir con los objetivos propuestos, es necesario analizar, las expectativas que se tienen versus las necesidades que se conocen, y luego sí, tomar decisiones sobre el mejor sistema o el más adecuado para ser implementado.

El interés de evaluar estos sistemas, no sólo es académico, sino que abarca también, la necesidad de asegurar un recobro confiable para las exigencias de la operación de producción y para garantizar un buen y exitoso recobro.

El desarrollo de este trabajo de grado comprende fases como: consulta de las distintas fuentes de información, que incluyen libros, papers, artículos, manuales; selección de la información que mejor se adapte al tipo de investigación que se lleva a cabo; realización de una base teórica que permita tanto a los desarrolladores del trabajo como a los lectores a futuro comprender los conceptos básicos que son la raíz en la cual se sustenta el logro de los objetivos de este trabajo de grado. Una vez elaborada dicha base teórica se procede a aplicar los conocimientos contemplados, en la elaboración de una matriz de selección sobre los sistemas de levantamiento artificial (SLA), con el fin obtener la selección de aquel que se ajuste a las propiedades existentes en el Pozo Piloto que está en estudio; también en la aplicación de un análisis nodal para evaluar el SLA elegido. Finalmente, con toda la información teórica y aplicada, se realiza un análisis de variables financieras por medio de la técnica del valor presente neto (VPN).

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente el sistema de levantamiento artificial para un Pozo Piloto en yacimiento no convencional del Campo Llanura de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Llanura
2. Describir los sistemas de levantamiento artificial aplicados a Pozos perforados en yacimientos no convencionales.
3. Definir por medio de una matriz de selección el sistema de levantamiento artificial que se ajuste a las características del Pozo Piloto.
4. Realizar un análisis nodal al sistema de levantamiento seleccionado con la matriz.
5. Analizar los resultados obtenidos en el análisis nodal.
6. Evaluar financieramente el sistema de levantamiento seleccionado mediante el indicador de valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANURA

En el capítulo a continuación se describen las características que en general, representan el campo donde se encuentra ubicado el Pozo Piloto sobre el cual se realiza éste estudio. Dichas características comprenden la historia del Campo Llanura de la Cuenca Valle Medio del Magdalena, que incluye su descubrimiento e historial de explotación; también los datos que permiten identificar su localización geográfica, el marco geológico con estratigrafía de la Cuenca, la descripción de cada una de sus formaciones, la geología estructural, el modelo geológico y la historia de producción.

1.1 HISTORIA CAMPO LLANURA*

El Campo Llanura* fue descubierto en los años 60 por la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL. La exploración inició el 19 de febrero de 1955 con la perforación del Pozo Llanura 1*, se perforaron las formaciones del grupo calcáreo Basal hasta una profundidad de 13561 pies, sin encontrar manifestaciones de hidrocarburos.

A partir de la perforación del Pozo Llanura 1 y hasta octubre de 1960, se perforaron siete Pozos adicionales teniendo como objetivo el Terciario (Zonas C y B de la Formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos; dos de estos Pozos fueron abandonados como acuíferos.

Durante 1977 se termina el Pozo Llanura Norte 1 que fue posteriormente abandonado definiendo el límite Norte del área productora.

A partir de 1981 se inicia el segundo desarrollo del Campo Llanura con la perforación de ocho Pozos reduciendo el espaciamiento de 120 a 60 acres, durante este desarrollo se perforan 30 Pozos; 28 de los cuales resultan productores.

A finales de 1985 se descubre el Campo Gila* ubicado al Sur del Campo Llanura y cuyo desarrollo se completa en 1987 con la perforación de nueve pozos.

Durante 1988 se perfora el Pozo Carales 1* ubicado en la parte Sur del Campo Gila.

A la fecha (septiembre de 2016), el campo se encuentra produciendo activamente.

* Nombres usados como referencia, debido a acuerdo de confidencialidad con la empresa patrocinadora

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Llanura se encuentra en la zona noroccidental de Colombia en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, departamento de Santander, en el municipio de Barrancabermeja al Norte de la concesión “De Mares”. Limita al Norte con el Río Sogamoso, al Sur con el municipio de Barrancabermeja, al Oriente con la Ciénaga de San Silvestre y al Occidente con la Ciénaga Llanura.

El área tiene una extensión aproximada de 70 km².

El acceso al Campo Llanura por vía terrestre partiendo desde la Ciudad de Barrancabermeja es como sigue:

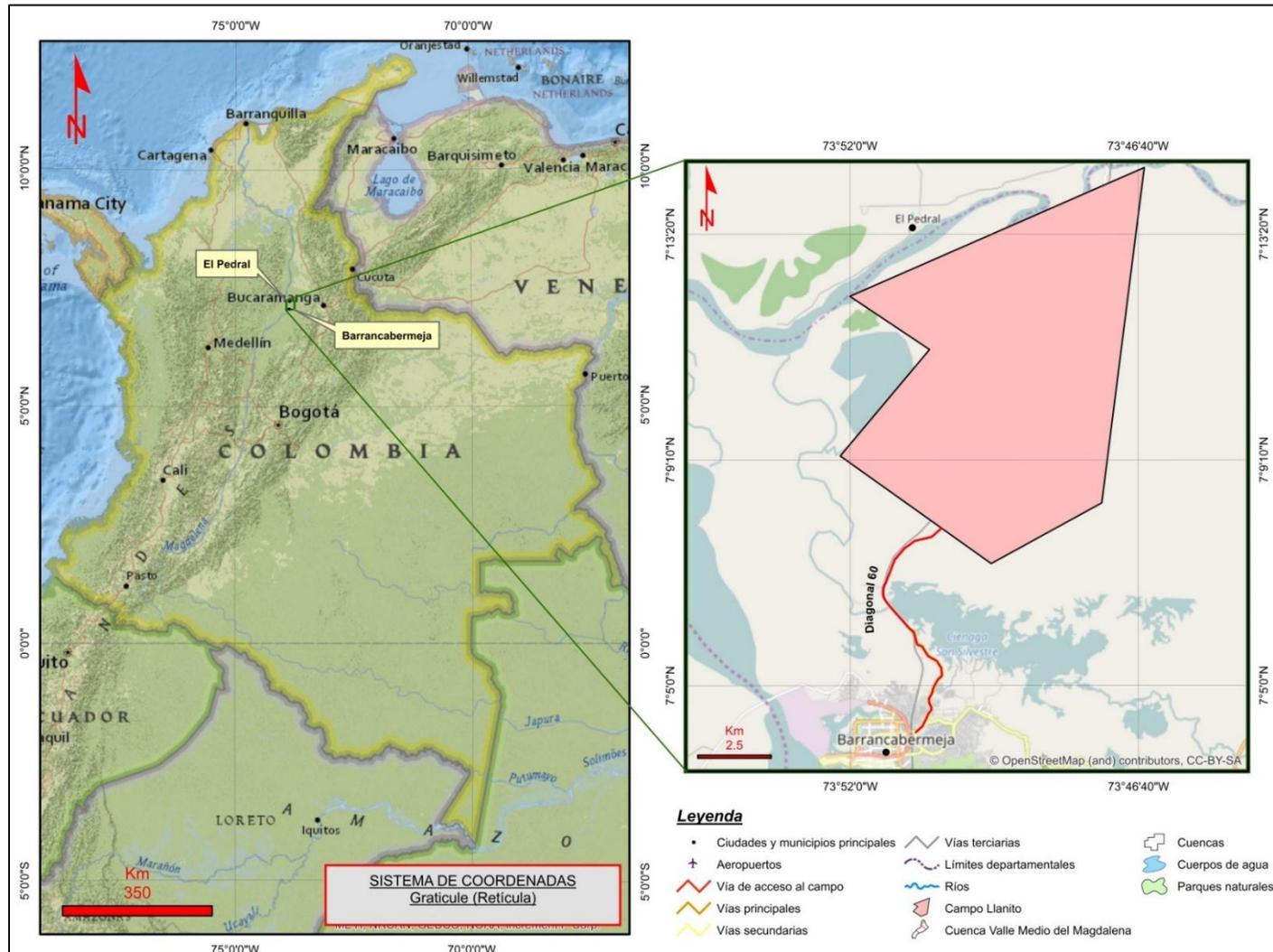
Saliendo por el norte de la ciudad tomando la Diagonal 60 (Vía Llanura) se recorren aproximadamente 9.6 km pasando por la Ciénaga San Silvestre hasta llegar al Campo Llanura. (Véase Figura 1)

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se presenta una descripción de la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo del Campo Llanura.

1.3.1 Columna Estratigráfica. Las características litológicas del área corresponden a secuencias terciarias depositadas en ambientes Fluvio-Deltaicos, al igual que se encuentran presentes rocas Cretácicas. La Figura 2 muestra la geología del Pozo Piloto objeto de estudio el cual atravesó todas las formaciones que involucran el sistema petrolífero del Campo Llanura de Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Figura 1 Localización Campo Llanura – Cuenca del Valle Medio del Magdalena



1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describen las formaciones atravesadas por el Pozo Piloto el cual es el más profundo del Campo, haciendo énfasis en datos puntuales obtenidos en la perforación pertenecientes a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena iniciando desde la más antigua hasta la más reciente (de base a tope), según información de INGEOMINAS y el libro “Léxico estratigráfico” de J. Porta⁴ y M. Julivert⁵.

1.3.2.1 Formación Tablazo (Cretáceo – Aptiano). Fue definida en el camino de herradura entre la población de Cuadrozo y el Cerro Rosa Blanca, al lado norte del Río Sogamoso. Consta de calizas y margas en la parte inferior, que se convierten hacia el tope en calizas compactas, de grano grueso y color gris azulado, bastante fosilíferas. En el subsuelo del área de estudio su aspecto es distinto y consta de arcillolitas de color marrón y gris oscuro, con intercalaciones delgadas de caliza marrón, duras y pirítica en algunos horizontes. En su sección tipo presenta un espesor de 492 ft, y en otras áreas alcanza hasta los 1066 ft. Su ambiente de depositación es marino. Las rocas que infrayacen esta Formación son de la Formación Paja y la suprayace la Formación Simití con contactos gradacionales.

1.3.2.2 Formación Simití (Cretáceo - Albiano). Fue definida en el costado sur de la Ciénaga Simití. Conformado principalmente por lutitas negras, en parte limolíticas y en parte ligeramente calcáreas de Contiene especialmente en su parte superior, bastantes nódulos irregulares y concreciones limolíticas, hematíticas, que llegan hasta diez (10) ft en su mayor dimensión. Consta de unos 1640 ft de espesor. Su ambiente de depositación es de planicie costera. Las rocas que infrayacen esta Formación son de la Formación Tablazo y la suprayace la Formación El Salto con contacto gradacional.

1.3.2.3 Formación El Salto (Cretáceo – Cenomaniano). Conformada principalmente por calizas con Thallasinoydes y grainstones de bivalvos, generadas en un ambiente somero de rampa carbonatada afectada por tormentas. Infrayace con la formación Simití y suprayace con la formación La Luna.

1.3.2.4 Formación La Luna (Cretáceo – Cenomaniano a Campaniano Inferior). Corresponde a la roca generadora más importante de la cuenca, debido a su alto contenido de materia orgánica. Tiene una secuencia predominantemente lodosa, compuesta principalmente de shales negros y calizas. Está constituida por tres miembros denominados de base a techo: el inferior Miembro Salada (Calizas negras), el intermedio Miembro Pujamana (Shale calcáreo negro) y el superior Miembro Galemo (Chert negro con intercalaciones de lutitas). Su espesor varía

⁴ DE PORTA, J. Union internationale des sciences géologiques. París, Francia: Centre national de la recherche scientifique, 1974.

⁵ JULIVERT, M. Union internationale des sciences géologiques. París, Francia: Centre national de la recherche scientifique, 1968.

entre 590 a 1150 ft. Su ambiente de depositación es marino. El contacto infrayacente con la Formación Simití es de ligera discordancia y el contacto suprayacente con la Formación la Umir es concordante.

1.3.2.5 Formación Umir (Cretáceo – Campaniano a Maestrichtiano). La edad de esta Formación se ha determinado como Campaniano a Maestrichtiano. Consiste de capas de lodolitas fósiles gris oscuro a lodolita gris medio, con delgadas interestratificaciones de limolita, las cuales son más abundantes en la parte superior de la formación, donde alternan con delgadas capas de arenisca de grano fino y capas delgadas de carbón. La lodolita contiene numerosas bandas de siderita o de óxidos de hierro. Su espesor varía de sur a norte de 4100 a 4920 ft. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como zonas marinas cercanas a la costa, pero sin contacto con el litoral en su parte inferior, hasta llanuras de marea y frentes deltaicos hacia la parte superior. La infrayace La Formación La Luna en ligera discordancia y la suprayace el Grupo Chorro con contacto discordante.

1.3.2.6 Grupo Chorro. Este grupo está compuesto principalmente por paquetes gruesos de conglomerados y areniscas, data del Eoceno y lo conforman las Formaciones La Paz, y Esmeraldas, descritas a continuación:

- **Formación La Paz (Terciario - Eoceno).** Representa la base del grupo Chorro, litológicamente consta de cuarzoarenitas y sublitoarenitas masivas y conglomeráticas, de color gris claro con estratificación cruzada y con intercalaciones dispersas de limolitas y shales, que se encuentran en los dos tercios inferiores de la Formación. En la sección oriental del Río Sogamoso, la parte basal de la Formación La Paz consiste en alternancias de areniscas de grano grueso y arcillolitas, suprayacidas por areniscas masivas, de grano grueso a conglomeráticas, interestratificadas con arcillolitas grises. Presenta un espesor hasta de 3100 ft en la sección tipo. Depositación enteramente continental en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. La infrayace la Formación Umir con un contacto discordante y la suprayace la Formación Esmeraldas con un contacto concordante.
- **Formación Esmeraldas (Terciario - Eoceno).** Representa la unidad superior de Grupo Chorro. Litológicamente esta formación consta de cuarzoarenitas y sublitoarenitas feldespáticas de grano fino a medio y limolitas dispuestas en capas muy delgadas o láminas, micáceas, de grano fino y de color gris, que alternan con shales grises oscuros, que localmente pueden presentarse moteados de rojo, púrpura y marrón. Su espesor es de 3900 ft aproximadamente. Su ambiente de depositación es fluvial. Su contacto infrayacente con la Formación La Paz es concordante, mientras que su contacto suprayacente es discordante y está demarcado por el cambio al terminar la secuencia arenosa de la Formación Mugrosa.

1.3.2.8 Grupo Chuspas. De manera similar al Grupo Chorro, el Grupo Chuspas consiste en paquetes gruesos de conglomerados y areniscas, alternando con intervalos de lodolitas. Está conformada por las Formaciones Mugrosa y Colorado, las cuales se describen en las secciones a continuación:

- **Formación Mugrosa (Terciario - Oligoceno).** Corresponde a la base del Grupo Chuspas y contiene los yacimientos petrolíferos más importantes de la parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Se manifiesta como una alternancia de cuarzoarenitas muy arcillosas, micáceas, feldespáticas, con estratificación cruzada, con zonas de bioperturbación. En general, la parte inferior de la Formación consta de areniscas de grano fino medio, raramente grueso o con cantos, que están intercalados con shales de color azul a gris. La parte media consta de shale masivos moteados con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. Presentan un espesor aproximadamente de 1600 a 2700 ft. El ambiente de depositación se ha definido como continental deltaico. Suprayace a la Formación Esmeraldas con un contacto discordante e infrayace a la Formación Colorado con contacto concordante.
- **Formación Colorado (Terciario – Oligoceno Superior a Mioceno Inferior).** Se compone principalmente de shales de colores gris claro, púrpura y moteados de rojo, interestratificados con areniscas de grano fino bien sorteados. Corresponde a la parte superior del Grupo Chuspas y contiene yacimientos petrolíferos importantes en la parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Al tope de esta Formación se presenta en un shale gris oscuro y negro, carbonáceo, fosilífero, con areniscas de grano medio denominado el “Horizonte Fosilífero de La Cira”. Presenta un espesor aproximado de 688 a 2900 ft. Su depositación se llevó a cabo en ambientes fluviales. Suprayace a la Formación Mugrosa con un contacto gradacional e infrayace a las Formaciones del Grupo Real con un contacto discordante.

1.3.2.9 Grupo Real (Terciario - Mioceno). Su edad se ha determinado como Mioceno inferior a superior, con base en un horizonte fosilífero del Campo Velásquez. Constituida por capas de arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerado, subangular a subredondeado con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojizo y violeta; parcialmente limosas. Presenta un espesor aproximado de 1640 a 4900 ft. El ambiente de depósito se ha definido como continental de tipo fluvial de corrientes entrelazadas y abanicos aluviales. Su contacto con la infrayacente Formación Colorado es discordante.

1.3.3 Geología Estructural. En el área Llanura - Gila existen dos sistemas predominantes de fallamiento: Un sistema longitudinal (SW-NE) relacionado al fallamiento del noroccidente de la cuenca y un sistema transversal (E-W) relativamente reciente asociado al “Trend” de fallas de rumbo del Río Sogamoso. Este segundo sistema de fallamiento disloca en gran parte las estructuras

generadas por el fallamiento longitudinal, para el cual se calculó un desplazamiento vertical del orden de 150 pies para el área del Campo Llanura disminuyendo hacia el sur en el área de Gila.

El fallamiento regional del noroccidente de la cuenca es un “Trend” estructural de tipo normal que buza al este y que posiblemente está relacionado a un sistema tectónico regional de tipo “Wrenching”, característico del Valle Medio del Magdalena, que según diferentes autores controló en gran parte la acumulación de hidrocarburos en los campos de esta cuenca.

El área del campo está constituida por un gran anticlinal con rumbo NE y con pliegues menores de anticlinales y sinclinales alternos, con distribución de ejes en “echelon” y cabeceo preferencialmente al Norte.

El intenso fallamiento transversal generó tectónica de bloques escalonados, limitados al norte y al sur por fallas normales. La identificación de estos bloques escalonados y su basculamiento sugiere posiblemente que la acumulación de hidrocarburos, en el campo, se localiza preferiblemente en el cierre de los bloques caídos con su respectiva falla normal.

1.3.4 Geología del petróleo. De acuerdo con la información de la ANH⁶ a continuación se hace una descripción del sistema petrolífero existente en el campo, la cual no aplica para el Pozo Piloto objeto de estudio ya que no es convencional debido a que su producción es directamente de la roca generadora.

1.3.4.1 Roca Generadora. Los niveles de arcilla del cretáceo de la Formación Tablazo y La Luna son considerados como roca generadora del petróleo; los sedimentos terciarios, Eoceno superior - Oligoceno de carácter fluvio deltaico que constituyen la roca almacenadora del campo.

La principal roca generadora corresponde a las calizas y lutitas de la formación La Luna, las cuales se depositaron en ambiente anóxico con kerógeno de Tipo II, el cual tiende a producir petróleos nafténicos y aromáticos y más gas de Tipo I, el TOC oscila entre 1% y 6%, y la reflectancia de vitrinita (Ro) es de 1,1 a 1,2 %.

1.3.4.2 Roca Reservorio. El 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de areniscas continentales cenozoicas (Grupo Chorro, Grupo Chuspas), con promedios de porosidad entre 15 a 20% y permeabilidad de 20 a 600 mD. Los depósitos calcáreos fracturados (Grupo Calcáreo Basal y Formación La Luna).

1.3.4.3 Migración. La discordancia del Eoceno produce un sistema de rutas de migración apropiado para el transporte de los hidrocarburos. Se han identificado tres tipos:

⁶ ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. Ronda Colombia 2012. Bogotá, Colombia, 2012.

- Migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la Formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno.
- Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno.
- Migración vertical a través de superficies de falla en áreas donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

1.3.4.4 Roca Sello. Corresponde a las lutitas marinas de las formaciones Simití y Umir. Las rocas sello en la Cuenca, corresponden a capas de arcillolitas continentales que se encuentran intercaladas con las rocas reservorio, en las formaciones Esmeraldas, Colorado y Mugrosa en las rocas del Cenozoico. Dentro de los yacimientos no convencionales, no son necesarios sellos en el sentido estricto usado para yacimientos convencionales.

1.3.4.5 Trampa. Si bien para éste proyecto se producirá directamente en la roca generadora por ser netamente enfocada a hidrocarburos no convencionales; en ésta zona se han identificado cuatro importantes tipos de trampas:

- Pliegues asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento.
- Estructuras “dúplex” de cabalgamiento con cierre independiente.
- Cierres dependientes de falla.
- Trampas en el lado bajo de las fallas sellantes.

El **Cuadro 1** muestra un resumen de las propiedades petrofísicas estimadas para las unidades del Pozo Piloto. Se consideró un corte de $Sw < 30\%$, $PHIE > 2\%$, $VSH < 30\%$, para estimar los espesores netos.

Cuadro 1. Propiedades petrofísicas, Pozo piloto, Cuenca Valle Medio del Magdalena

FORM/MBR	GROSS	PHIE (adim)	SW (adim)	VSH (adim)	K	TOC	KER
	(ft)				(mD)	(%)	(%)
Galembo	918	0.042	0.988	0.174	0.117	2.7	7.78
Pujamana	688	0.045	1	0.585	0.074	2.7	7.59
Salada	467	0.048	0.215	0.141	0.577	6.5	20.823
Simití	2147	0	1	0.6	0.027	3	8.52
Cuadrozo	798	0.047	0.206	0.198	1.649	4.6	14.913
Paja	395	0	1	0.554	0	1.3	5.12
Rosablanca	993	0.032	0.237	0.098	0.046	2.2	7.734

Fuente: Información suministrada por departamento de Yacimientos de Ecopetrol S.A

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO LLANURA

A finales de los años 50's comenzaron las actividades de exploración y producción del Campo Llanura, desde entonces, en este se han identificado como mecanismos de producción: el gas en solución, empuje parcial de agua y se han implementado sistemas de levantamiento artificial por medio de bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas.

En diciembre de 1960 se terminó el Pozo Llanura 9 en zonas D y B, con una producción inicial de 580 BOPD en flujo natural.

En los años 1961 a 1964 se inicia la explotación del Campo Llanura con una producción de 1400 BOPD, con un porcentaje de agua menor al 10% y relación gas-aceite de 600 SCF/STB. En éste periodo se completó lo que se conoce como el primer ciclo de desarrollo, habiéndose perforado hasta ese entonces 42 Pozos productores.

Entre 1964 y 1976 se caracterizó inicialmente por el mantenimiento en la producción de área en un promedio de 3400 BOPD y BS&W del orden del 25%, debido a la realización de trabajos remediales en los pozos.

A partir de 1968 se observa una declinación constante en la producción de aceite del 6% anual aproximadamente y un incremento paulatino del porcentaje de agua de área, finalizando este periodo con una producción promedio de 2200 BOPD, 50% BS&W y relación gas-aceite 350 SCF/STB.

Entre 1976 y 1981 se observa un incremento en la producción de aceite del Campo a 1800 BOPD aproximadamente, como resultado de los cañoneos adicionales.

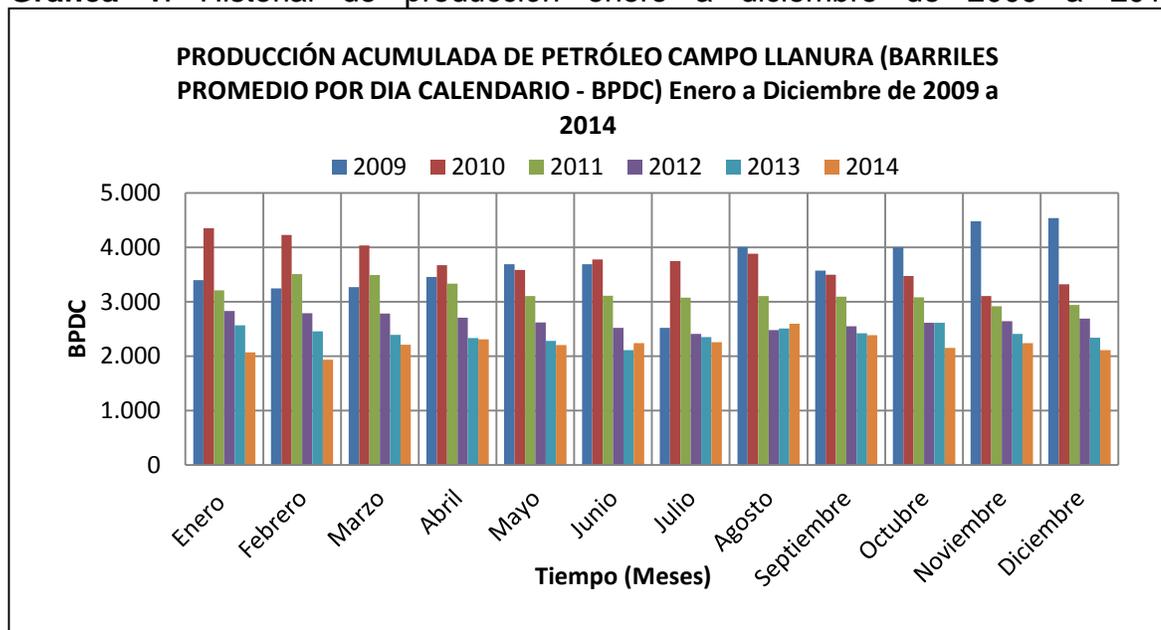
A partir de 1981 se inicia el segundo desarrollo del Campo Llanura con la perforación de ocho Pozos reduciendo el espaciamiento de 120 a 60 acres, durante éste desarrollo se perforaron 30 Pozos, 25 de los cuales resultan productores.

Entre 1981 y 1984 se observa la tendencia ascendiente de la producción de área como resultado del programa de perforación en el campo para reducir espaciamiento de 60 a 30 acres, alcanzando una producción máxima aproximada de 5500 BOPD y un BS&W del 40%. Entre 1989 y 2010 la producción del campo ha tenido una declinación aproximada del 10% anual. Manteniéndose por los trabajos de cañoneo adicional.

En la **Gráfica 1**, se observa el historial de producción fiscalizado entre los años 2009 a 2014. Percibiendo una producción mensual promedio de 3100 BPDC, lo que significa una cantidad representativa para la industria en el país.

Finalmente, se conoce que a septiembre de 2016, el Campo Llanura cuenta con más de 200 pozos perforados a profundidades promedio de 3000 hasta 7500 pies, los intervalos productores están ubicados en la Formación Mugrosa B y Mugrosa C.

Gráfica 1. Historial de producción enero a diciembre de 2009 a 2014



Fuente: ACP, Agencia Colombiana de Petróleos. Disponible en: <https://www.acp.com.co/index.php/es/informe-estadistico-petrolero-iep> recuperado: 05 de Noviembre de 2015.

2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los yacimientos no convencionales son aquellos que contienen crudo u otros hidrocarburos bajo condiciones poco comunes. De otra mano, los sistemas de levantamiento artificial, son una herramienta de ayuda fundamental, para mejorar el recaudo o recobro del Pozo, Campo o Cuenca sedimentaria, con el fin de hacer rentable un proyecto de producción petrolera.

A continuación se realiza una recopilación de la información recaudada. Para luego, con toda ésta, realizar los respectivos análisis de los cuales es objeto este estudio y posterior elección del sistema de levantamiento más adecuado para el Pozo piloto del Campo Llanura.

Esto se hace luego de haber obtenido las principales características de Formación La Luna, del Campo Llanura de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se procede a consultar la información pertinente para este estudio, como las generalidades de los yacimientos no convencionales, yacimientos no convencionales en Colombia, así como referencias relacionadas con los sistemas de levantamiento artificial.

2.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

La superación de la crisis petrolera, ocurrida en los años 70's, generó un nuevo panorama económico, donde resulta más rentable extraer los recursos energéticos más caros que agotar los más baratos. Y fue entonces, como se desarrollaron nuevas formas de extracción de petróleo en lugares distintos a la roca reservorio o roca almacén, y a esta clase de "yacimientos" fue a los que se les denominó No Convencionales.

Para que un yacimiento no convencional, sea considerado como tal, hay que tener en cuenta algunas variables, tales como:

- ✓ Roca madre
- ✓ Roca reservorio
- ✓ Roca sello
- ✓ Columna de roca
- ✓ Trampa
- ✓ Procesos (Generación – Migración – Acumulación)
- ✓ Preservación del hidrocarburo

Si alguno de las variables mencionadas, hace falta, con seguridad, se puede decir que se habla de un yacimiento no convencional; que no necesariamente debe ser estéril o inviable económicamente.

Dicho de otra forma, los yacimientos no convencionales son formaciones de roca que contienen hidrocarburos en unas condiciones geológicas que no permiten el movimiento del fluido, ya sea por estar atrapado en rocas poco permeables o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad⁷.

Todos los yacimientos ya sean convencionales o no-convencionales, necesitan roca fuente para que puedan acumular hidrocarburos. En los yacimientos no-convencionales la roca fuente y el reservorio son el mismo horizonte estratigráfico.

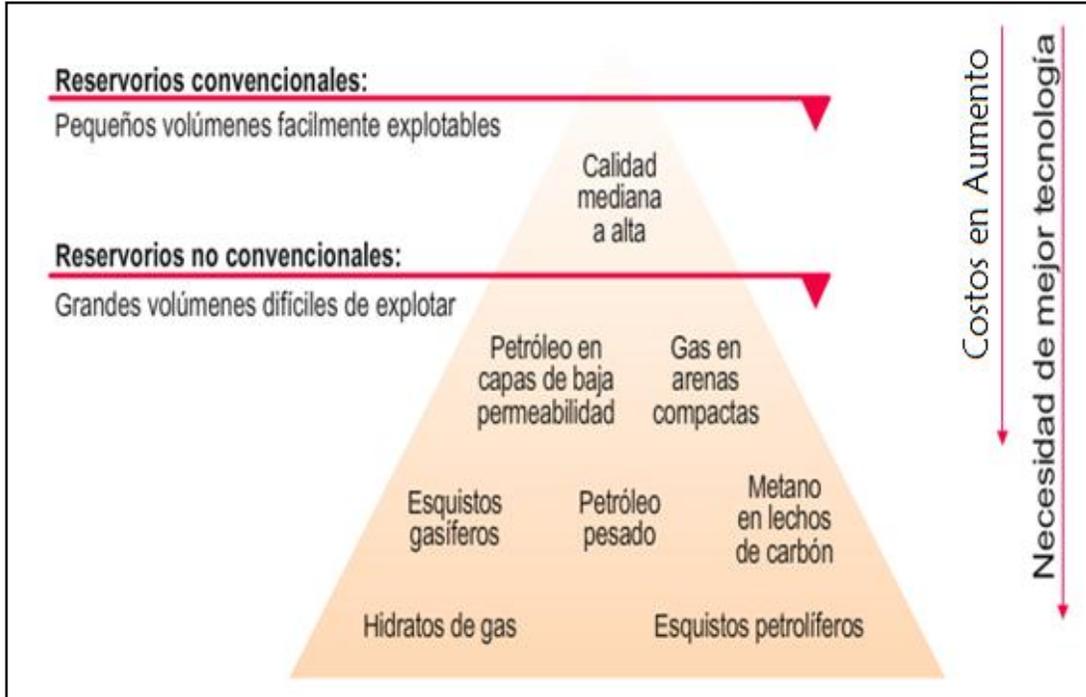
Las trampas en yacimientos convencionales, pueden existir dentro de toda la extensión de la roca fuente de la cuenca y aún fuera de ella, sin embargo, en yacimientos no-convencionales están completamente limitados a donde se encuentra la distribución de la roca fuente y sobretodo regidos mayormente a la calidad de la misma.

La exploración y explotación de yacimientos no convencionales, puede hacerse mediante los clásicos Pozos verticales, así también por medio de perforaciones horizontales. Sin embargo, normalmente requieren el empleo de tecnología especial para su extracción, ya sea por las propiedades del propio hidrocarburo o por las características de la roca que lo contiene. En la actualidad representan una interesante fuente de recursos, puesto que muchos de ellos se encuentran en yacimientos que se daban por agotados y además se estima que se encuentran en grandes volúmenes **(Figura 3)**.

La explotación de hidrocarburos no convencionales tiene antecedentes de factibilidad en países como Canadá, Estados Unidos y ahora en Colombia, que tiene un potencial alto en este aspecto.

⁷ ACP, Asociación Colombiana del Petróleo. Yacimientos no convencionales. Internet: (<http://www.acp.com.co/index.php/es/petroleo-y-gas/yacimientos-no-convencionales-ync>).

Figura 3. Pirámide de costos y necesidad de tecnología para extracción.



Fuente: REPSOL, Yacimientos no convencionales. Disponible en: http://www.repsol.com/imagenes/es_es/no_convencionales_597x540_06_esp_tcm7-607176.swf, recuperado: 30 de Julio de 2015.

2.2 LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

Según un informe de la empresa consultora Arthur Little (Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH-, 2009), el potencial de reservas de hidrocarburos no convencionales de Colombia es significativo. La empresa consultora asegura que las reservas más importantes son de metano en vetas de carbón, arena asfáltica, lutita gasífera y gas compacto, y de manera más limitada son las de esquisto bituminoso e hidratos de gas:

De manera preliminar, las estimativas basadas en los datos disponibles revelan un potencial significativo de los siguientes recursos en Colombia:

- ✓ Metano en vetas de carbón: 7,5 Tcf (billones de pies cúbicos) de reservas recuperables.
- ✓ Arenas asfálticas: 40 a 60 Gbbl (mil millones de barriles) de petróleo recuperable.
- ✓ Lutitas gasíferas: 30 Tcf de reservas recuperables.
- ✓ Gas compacto.

Actualmente, se dice que en Colombia hay alrededor de 19 bloques con potencial no convencional, en los cuales los primeros desarrollos fueron realizados por la

compañía canadiense Nexen, en dos de los cuatro bloques que tiene bajo su supervisión en Boyacá.

El mayor potencial de yacimientos no convencionales en lutitas, se encuentra en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y allí, ya hay varias empresas tales como Canacol, Exxon Mobil, Ecopetrol y Shell, avanzando en la exploración y explotación de los hidrocarburos.

2.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Un sistema de levantamiento artificial (SLA), es un mecanismo externo a la Formación productora encargado de levantar crudo desde la Formación a una determinada tasa, cuando la energía del Pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar Pozos que no fluyen o para aumentar la tasa de flujo en Pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del Pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos.

Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser debidamente identificados como una base previa para la correcta selección del sistema de levantamiento más adecuado para determinado proyecto.

2.3.1 Bombeo Mecánico. El bombeo mecánico es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial. Este método consiste en una bomba de subsuelo de acción recíprocante, que se abastece con energía producida a través de una sarta de cabillas⁸. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza a una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas como se muestra en la Figura 4. El levantamiento del crudo se realiza mediante la acción de las bombas de subsuelo, las cuales son accionadas por la sarta de varillas que les transmiten la potencia requerida, generada en superficie.

Estas bombas consisten esencialmente de un pistón dentro de un barril con válvulas de entrada y salida de fluido, y pueden ser de acción simple o de acción doble. Las bombas de acción simple son usadas generalmente en combinación con sistemas

⁸ Gil, Julian Alberto y ROLON, José Rafael. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo colorado. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería. Escuela de ingeniería de petróleos, 2009.

de empuje mecánico, mientras que las de acción doble se emplean con mayor frecuencia con sistemas de empuje hidráulico.

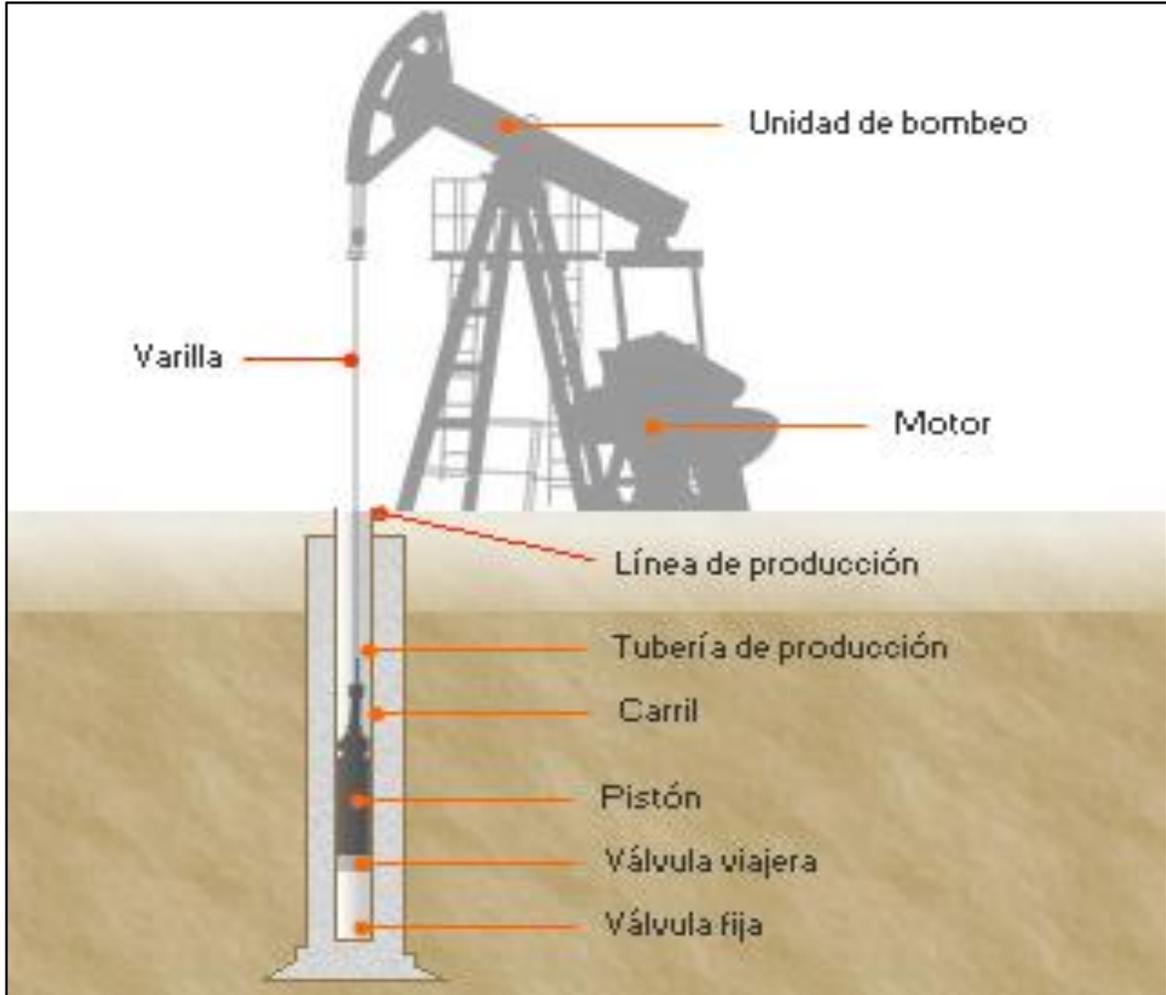
A continuación, en el **Cuadro 2**. Se describe el funcionamiento de este sistema de levantamiento artificial, junto con sus ventajas y desventajas.

Cuadro 2. Bombeo Mecánico.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Confiabilidad y bajo mantenimiento.	Los caudales que permite bombear son relativamente bajos.
Alto conocimiento en todas las aplicaciones (Crudos pesados y livianos).	Requieren de gran espacio en superficie.
Facilidad para ajustar la tasa en superficie.	Presenta mayor desgaste de las varillas en Pozos desviados.
Permite alcanzar un alto grado de depleción.	Problemas de fricción en Pozos tortuosos.
Varias alternativas para la fuente de poder (motor diesel o eléctrico).	Baja tolerancia a la producción de sólidos.
Operación, análisis sencillos y fácil reparación técnica.	Limitado por la profundidad.
Tolera altas temperaturas	Baja eficiencia volumétrica en Pozos con alta producción de gas.
Facilidad para el intercambio de unidades entre Pozos.	Susceptible a la Formación de parafinas.
Aplicable a huecos estrechos y completamiento múltiples	El tubing no puede ser recubierto internamente para protegerlo contra la corrosión.
Permite el levantamiento de crudos con viscosidades relativamente altas	Poca resistencia al contenido de H ₂ S.
Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la Formación de escamas.	En Pozos de diámetro pequeño, se limita el caudal a producir.

Fuente: Gil, Julian Alberto y ROLON, José Rafael. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo colorado

Figura 4. Sistema de levantamiento artificial – Bombeo mecánico



Fuente: Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Marcelo Hirschfeldt. Oilproduction.net Versión 2008.

2.3.2 Bombeo Hidráulico⁹. Los sistemas de bombeo hidráulico proporcionan una flexibilidad extraordinaria en la instalación y capacidad de funcionamiento para cumplir una amplia gama de requerimientos de extracción artificial. La instalación de la potencia superficial puede ponerse en un lugar central para servir a Pozos múltiples, o como una unidad conveniente montada sobre patín localizada en el lugar del Pozo individual. La **figura 5** muestra la instalación y componentes del sistema de Bombeo hidráulico.

El bombeo hidráulico se basa en un principio sencillo: “La presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones”. Aplicando este principio es posible inyectar desde la superficie un fluido a alta

⁹ <http://www.monografias.com/trabajos63/metodos-levantamiento-artificial/metodos-levantamiento-artificial3.s>

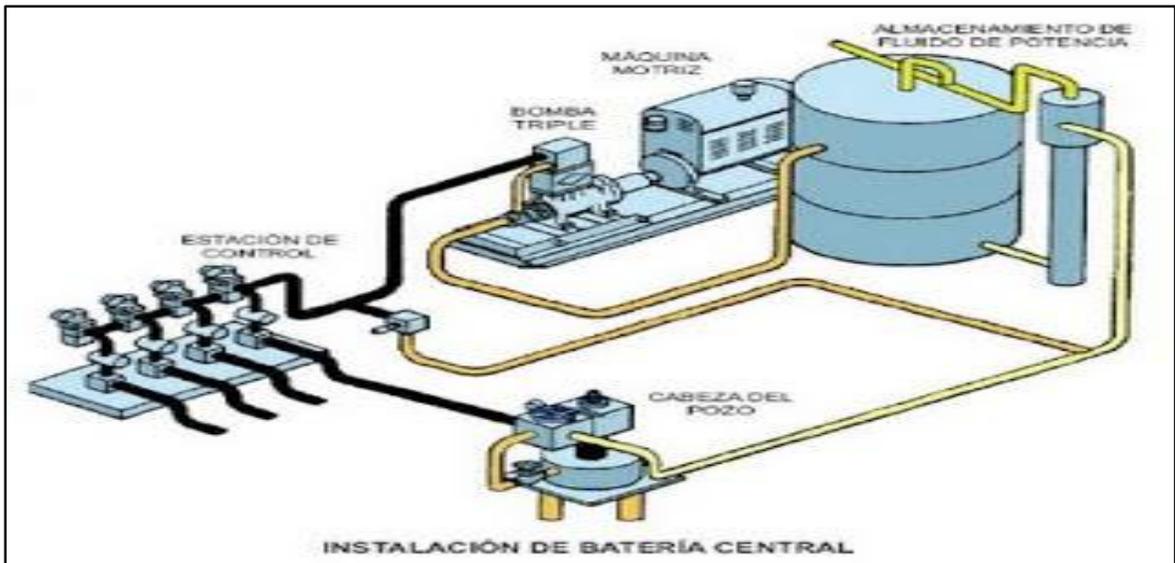
presión que va a operar el pistón motor de la unidad de subsuelo en el fondo del Pozo. El pistón motor esta mecánicamente ligado a otro pistón que se encarga de bombear el aceite producido por la Formación. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo Pozo. El **Cuadro 3** muestra las ventajas y desventajas del sistema.

Cuadro 3. Bombeo hidráulico.

BOMBEO HIDRÁULCO		
CAPACIDADES DE FUNCIONAMIENTO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Caudales de producción desde 100 hasta 15.000 BPD ajustables en la superficie, del 20 a 100% de capacidad.	Pueden ser usados en Pozos profundos (+/- 18000 pies).	Costo inicial alto.
	No requieren taladro para remover el equipo de subsuelo.	Las instalaciones de superficie presentan mayor riesgo por la presencia de altas presiones.
Profundidades de operación mayores de 15.000 pies.	Puede ser utilizado en Pozos desviados, direccionales y sitios inaccesibles.	Altos costos en la reparación del equipo.
	Varios Pozos pueden ser controlados y operados desde una instalación central de control.	No es recomendable en Pozos de alto RGP.
Selección de bombas de chorro de pistón de desplazamiento positivo para que funcionen en tubos de 2" a 4 pulgadas.	Puede manejar bajas concentraciones de arena.	Problemas de corrosión.
	Puede combinarse con otro tipo de levantamiento artificial (Gas lift, por ejemplo)	Eficiencia baja a media.

Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos63/metodos-levantamiento-artificial/metodos-levantamiento-artificial3>, modificado por el autor.

Figura 5. Sistema de levantamiento artificial – Bombeo hidráulico.



Fuente: OIL MAIL. Disponible en: <http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por.html>. Recuperado en: 1 Agosto de 2015.

2.3.2.1 Nuevas tecnologías para bombeo hidráulico. Es un sistema reciente de innovación, utiliza la denominada “bomba presa”, que es una turbina hidráulica que mejoró el manejo de gas.

Las ventajas de éste nuevo sistema son:

- ✓ El continuo abastecimiento de fluido fresco aumenta la temperatura a la cual la bomba puede trabajar en fondo.
- ✓ El fluido libre de sólidos lubrica los engranajes de la bomba.
- ✓ No requiere de sello mecánico entre el motor y la bomba.
- ✓ Variación de rata de fluido según la velocidad de la bomba.
- ✓ La bomba opera a grandes velocidades.

2.3.3 Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP). Su operación está basada en la acción continua de una bomba de desplazamiento positivo rotativo engranada en espiral o cavidades progresivas estilo tornillo sin fin o tornillo de Arquímedes, compuesta principalmente por un rotor y un estator.

Sus requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de superficie o subsuelo. Cuando el motor está ubicado en la superficie la transmisión de energía a la bomba se da a través de un eje y/o varillas que comunican el motor y la bomba desde la superficie hasta el subsuelo, pero cuando el motor está en el fondo, se lleva un cable desde superficie el cual les proporcionara la energía al motor para que opere y mueva la bomba.

- **Principio de Funcionamiento.** Una vez que el conjunto estator – rotor se coloca a la profundidad programada, la unión de ambos forman cavidades definidas y selladas, a medida que el rotor gira, las cavidades progresan hacia arriba desde la admisión a la descarga de la bomba, transportando los fluidos en forma continua a través de la tubería de producción desde el Pozo (subsuelo) hasta la estación de flujo (superficie).

El movimiento giratorio es generado en superficie por el moto variador (o motor reductor) y transmitido al rotor a través del cabezal de rotación y la sarta de cabillas.

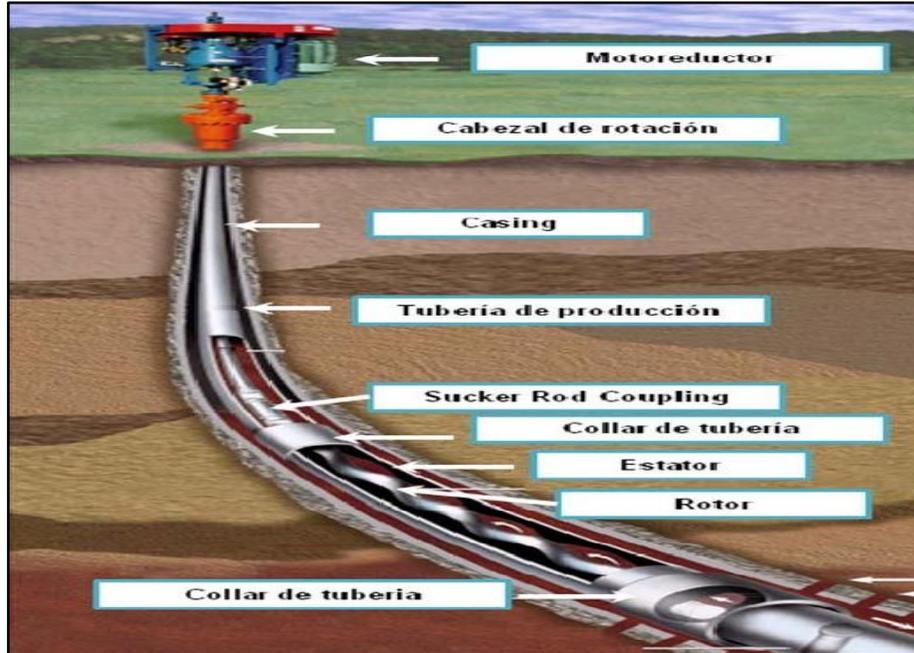
En el **Cuadro 4.** Se muestran las ventajas y desventajas del sistema de levantamiento artificial por Cavidades progresivas (PCP).

Cuadro 4. PCP.

BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
Eficiencia de entre el 50 al 60%.	Tasa de producción limitada.
Ofrecen un caudal teórico constante.	Baja tolerancia a altas temperaturas
Alta tolerancia a la producción de sólidos.	Se requiere de una unidad de workover para el mantenimiento del equipo de subsuelo.
Bajos costos capitales y de operación.	
Levanta todo tipo de crudos.	
Buen manejo de fluidos viscosos (2000-500000 cP) y de crudos con elevadas relaciones gas/líquido.	No es compatible con CO ₂ , ni demás fluidos de tipo ácido.
Bajo perfil en superficie.	Difícil detección de fallas en subsuelo.
Fácil instalación a corto plazo.	
No posee válvulas internas ni trampas de gas.	No es recomendable usar disolventes para lavar el elastómero, ya que estos lo pueden deteriorar.
Instalación sencilla y operación silenciosa del equipo.	
Velocidades de 25 a 500 RPM.	Resistencia de temperatura de hasta 280 °F.
No usa válvulas (especificar)	
Tiene resistencia a la abrasión.	Tendencia del estator a daño considerable.
No necesita mucho mantenimiento.	
Bajo nivel de ruido.	Alta vibración.

Fuente: Gil, Julian Alberto y ROLON, José Rafael. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo colorado

Figura 6. Sistema de levantamiento artificial – Bombeo cavidades progresivas.



Fuente: OIL MAIL. Disponible en: http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_9791.html. Recuperado en: 2 de agosto de 2015.

2.3.3.1 Instalaciones de un PCP convencional. El diseño de un sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas, se puede dividir en dos partes, superficie y fondo, con sus respectivos equipos y componentes.

- **Equipos en Superficie de un PCP**

- ✓ Grapa de la barra Pulida.
- ✓ Relación de transmisión.
- ✓ Motor eléctrico: Genera movimiento giratorio del sistema, acciona el cabezal giratorio, es de fácil operación y produce bajo ruido.
- ✓ Cabezal de rotación: soporta el peso, permite movimiento excéntrico de la cabeza del rotor, evita o retarda el giro inverso de la sarta, aísla fluidos del Pozo con el medio ambiente.
- ✓ Barra pulida: Barra elaborada en acero inoxidable.

- **Equipos en Fondo/Subsuelo de un PCP**

- ✓ Sarta de varillas: unidas entre sí por medio de cuplas que se introducen en el Pozo desde la bomba hasta la superficie.
- ✓ Tubería de producción: comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo.
- ✓ Rotor: es la única pieza que se mueve en el sistema, consta de una hélice extra y su función es bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator.

- ✓ Estator: conectado a tubería
- ✓ Pin de paro: punto de tope al rotor, su función es impedir que el rotor llegue a fondo y además es un punto de conexión para algunos accesorios.
- ✓ Ancla antitorque.
- ✓ Revestidor de producción.
- ✓ Empacadura.
- ✓ Ancla de tubería.
- ✓ Ancla de torque.
- ✓ Anclas o separadores de gas.
- ✓ Centralizadores de varillas o cabillas.
- ✓ Niples de drenaje.
- ✓ Niples "X".

2.3.4 Bombeo Electrosumergible (BES). Un equipo de bombeo electro sumergible consta básicamente de una bomba centrífuga de varias etapas, cuyo eje está conectado directamente a través de una sección protectora a un motor eléctrico sumergible, y conectada hasta la superficie a través de un cable para suministrar la energía eléctrica del motor. El cable conductor se sujeta al conjunto y a la tubería mediante flejes metálicos flexibles, los cuales son colocados cada 12 a 15 pie. El conjunto motor – protector – bomba, tiene un acoplamiento continuo que se logra mediante ejes de conexión estriada, los cuales tienen como finalidad hacer rotar el protector y la bomba al girar el eje del motor. Bombea el fluido a presión hasta la superficie.

- **El principio de funcionamiento** de este sistema de bombeo está basado en la operación continua de una bomba centrífuga multietapa cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de inducción, alimentado desde la superficie a través de un cable de potencia por una fuente de tensión primaria.

Una vez se transforma la tensión primaria la energía requerida es transmitida a través del cable de potencia hasta el motor de subsuelo desde el transformador. El motor genera la fuerza para que transmita a la bomba, compuesta por etapas cada una de las cuales consta de un impulsor que rota y difusor estacionario los cuales imparten un movimiento rotacional al líquido para llevarlo hasta superficie.

A continuación, en el **Cuadro 5**. Se muestran algunas ventajas y desventajas de este sistema de levantamiento artificial.

Cuadro 5. BES.

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
Permite el levantamiento de volúmenes altos sin dificultad y a bajo costo.	Tolerancia limitada a la arena.
	Baja tolerancia a las altas relaciones Gas-liquido (sin separador).
Elevado aporte de energía al fluido.	Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.
Presenta una alta eficiencia (70%).	Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
El sistema no se ve afectado por la desviación.	El cable eléctrico puede ocasionar problemas con la tubería.
Sistema fácil de controlar.	Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
No ocupa grandes espacios en superficie	No aplicable a completamientos múltiples.
Aplicable a plataformas costa afuera.	Poco práctico en Pozos someros.
Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de escamas.	Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.
	Las unidades son costosas, para ser remplazadas a medida que el yacimiento declina.
Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.	Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido a costos de cable y capacidad de la bomba.

Fuente: Gil, Julian Alberto y ROLON, José Rafael. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo colorado

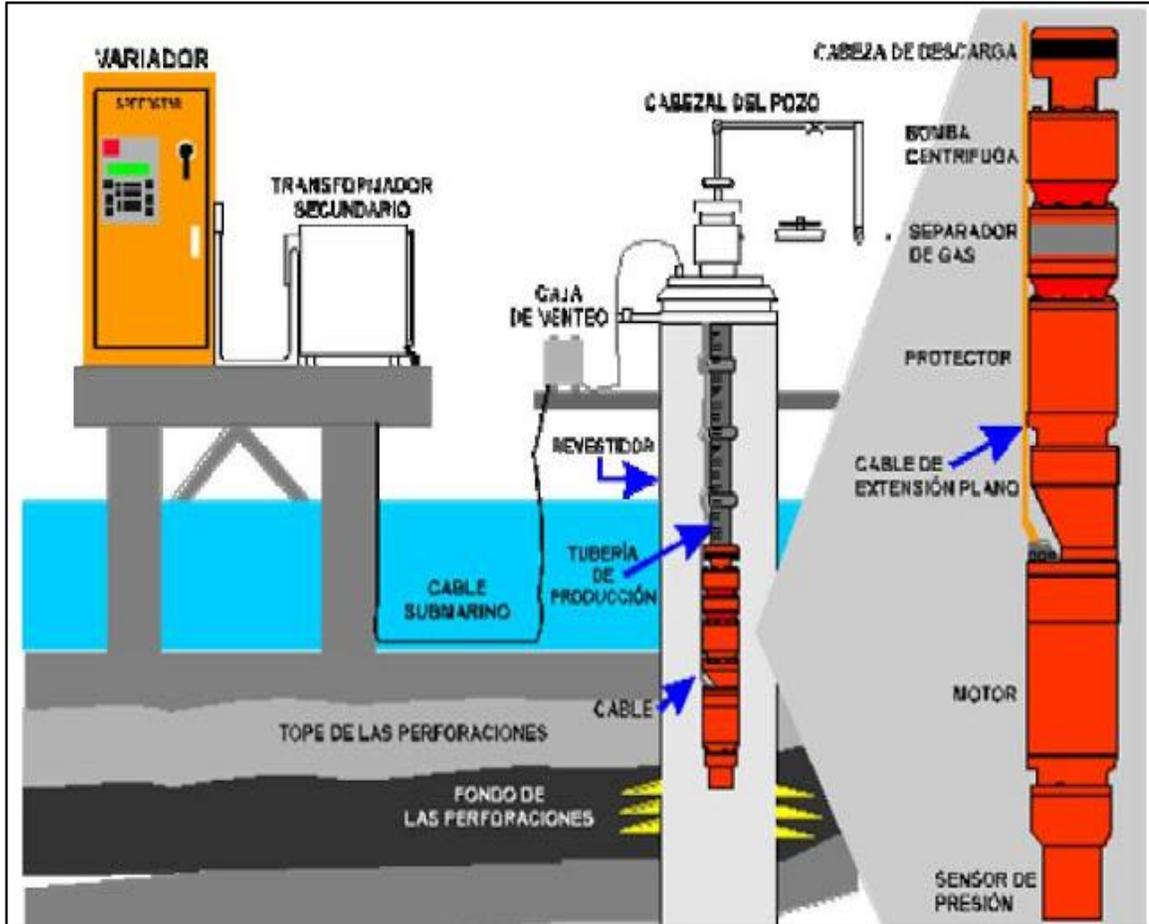
2.3.4.1 Requerimientos de equipos y/o facilidades de superficie (Figura 7). Los equipos requeridos el levantamiento por bombeo electrosumergible se muestran a continuación en la **Cuadro 6**. Con los parámetros de funcionamiento del sistema.

Cuadro 6. Requerimientos de equipos para la implementación de BES y parámetros de funcionamiento.

EQUIPOS REQUERIDOS PARA EL MONTAJE	EQUIPOS/FACILIDADES DEL SISTEMA BES	PARÁMETROS DE LA APLICACIÓN DEL BES	
<p>-Variador de frecuencia: el cual ajusta el régimen de la bomba mediante variación de la velocidad del motor.</p> <p>-Transformador reductor: quien reduce la energía del sistema y acondiciona el voltaje que requiere el variador.</p> <p>-Transformador elevador: aumenta la energía reducida por el transformador reductor y las acondiciona al voltaje que se requiere en fondo.</p> <p>-Cabezal de descarga: es una caja de conexiones del sistema. Su función es permitir la conexión del cable de energía del equipo con el del motor.</p>	<p>-Sensor de fondo: es un instrumento eléctrico unido al motor que recibe señales físicas de su entorno y luego se transforman en señales eléctricas que se envían por un cable al panel de control.</p>	Parámetros recomendados	-Caudal de operación entre 200 y 30000 BPD.
	<p>-Motor eléctrico: que recibe energía desde una fuente superficial, creando un campo magnético que permite que el rotor y el eje giren en el estator.</p>		-Temperatura de entre 100 y 400 F.
	<p>-Sellos: aíslan el motor de los fluidos del Pozo y ecualizan la presión entre el Pozo y el motor.</p>		-Desviación de Pozo de hasta 8°/100 ft. -Profundidad de operación de hasta 20000 ft.
	<p>-Separador de gas: separa el gas del fluido antes de entrar a la bomba, en muchos casos ineficiente.</p>	Propiedades del Yacimiento	Sobre el yacimiento lo que hay que tener en cuenta para el uso de BES es que la presencia de arena debe ser menor que 200 ppm (preferiblemente 0 ppm).
	<p>-Bomba: impulsa el flujo desde las profundidades del yacimiento hasta la superficie. Cable de potencia: conduce la energía hasta el motor.</p>		
			-Puede soportar ambientes ácidos corrosivos.

Fuente: Gil, Julian Alberto y ROLON, José Rafael. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo colorado

Figura 7. Sistema de levantamiento artificial – Bombeo electrosumergible.



Fuente: OIL MAIL. Disponible en: http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_23.html. Recuperado en: 5 de Agosto de 2015.

2.3.4.2 Posibles falla en el equipo del BES. Existen varias posibles fallas que se pueden presentar en algunas de las partes que integran a un sistema BES, éstas se presentan en varios equipos o partes del sistema y se muestran a continuación:

- ✓ Excesiva carga de voltaje
- ✓ Filtración de los sellos del protector.
- ✓ Desgaste de la carcasa del motor por corrosión.
- ✓ Operación insuficiente del motor debido a la presencia de mugre o humedad en el tablero de control que originan fluctuaciones en el voltaje
- ✓ Desgaste en arandelas superiores e inferiores.
- ✓ Desgaste de los componentes debido al tiempo de funcionamiento.
- ✓ Desgaste de componentes de abrasión.
- ✓ Taponamiento de etapas por sedimentos.
- ✓ Doblez en el eje por mal manejo.
- ✓ Corrosión.
- ✓ Mal manejo.

- ✓ Vibraciones de la bomba.
- ✓ Excesivas paradas y arrancadas del equipo.
- ✓ Mal manejo.
- ✓ Mala
- ✓ Centralización.
- ✓ Excesiva carga de amperaje.
- ✓ Mala conexión con el cable plano.

3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y MATRIZ DE SELECCIÓN

En este capítulo se definen los conceptos básicos relacionados con las propiedades petrofísicas de la Formación La luna (formación productora del Pozo en estudio), características del pozo donde se va a instalar el SLA que se seleccione en la matriz.

3.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

A continuación, se describen algunas de las propiedades más importantes para la caracterización de un yacimiento tales como el volumen de arcilla (V_{sh}), Porosidad total y efectiva (θ), Saturación de agua (S_w), permeabilidad (K), resistividad.

Antes de iniciar la descripción, cabe hacer la aclaración que la caracterización de un yacimiento es un proceso de amplia base científica en el cual son aplicados diversos conocimientos sobre ingeniería para así interpretar lógicamente todos los datos y características del yacimiento mediante herramientas y técnicas modernas, en otras palabras es el conjunto de productos orientados a la definición y al estudio de las características geológicas, petrofísicas y dinámicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos petroleros, así como la cuantificación del volumen de hidrocarburos.¹⁰

La importancia de las propiedades petrofísicas radica en que influyen directamente en la existencia de hidrocarburos en el yacimiento.

La porosidad de la roca depende no solo de la forma de los granos que la conforman sino también de su tiempo de posicionamiento, existen varios factores que podrían alterarla, los cuales pueden mejorar la movilidad de los hidrocarburos a través de ella o impedirlo.

La permeabilidad es imprescindible para la existencia de hidrocarburos ya que gracias a ésta propiedad los fluidos como el gas, el agua y el petróleo logran migrar de la roca generadora.

Siendo la saturación otra de las propiedades petrofísicas de gran importancia que permiten determinar la distribución de fluidos almacenados en la roca, mediante porcentajes o fracciones ya se de petróleo, agua o gas.

Por medio de registros eléctricos se logra determinar la resistividad la cual puede predecir la presencia de fluidos de interés en la formación de estudio, ésta propiedad se puede ver afectada por distintos factores como la porosidad, saturación, temperatura y presencia de sales y elementos conductores presentes en los fluidos.

¹⁰ ARCOS, Jorge; HARO, Ernesto; SANCHEZ, Carlos; TORRES, Alexander; TORRES, José Luis; YAJAMIN, Darwin. Caracterización petrofísica de un yacimiento. Escuela Politécnica Nacional: Ecuador. 2010. P 1.

3.1.1 Porosidad (ϕ). Es la característica más conocida de la roca de un yacimiento. La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca (la propiedad inversa a la porosidad es la compacidad)¹¹.

La porosidad se define Matemáticamente, como se muestra en la **Ecuación 1**:

Ecuación 1. Porosidad.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \cdot 100$$

Fuente: ARCOS, Jorge; HARO, Ernesto; SANCHEZ, Carlos; TORRES, Alexander; TORRES, José Luis; YAJAMIN, Darwin. Caracterización petrofísica de un yacimiento. Escuela Politécnica Nacional: Ecuador. 2010.

Donde:

ϕ = Porosidad [%]

V_p = volumen poroso en unidades de volumen (m^3)

V_t = volumen total en unidades de volumen (m^3)

De acuerdo con la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidades absoluta, efectiva y no efectiva¹².

3.1.1.1 Clasificación de la porosidad. Durante el proceso de sedimentación y litificación, algunos de los poros que se generaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos o catagénicos tales como cementación y compactación. Por ende, existirán poros interconectados y otros aislados. Esto conlleva a clasificar la porosidad en absoluta y efectiva dependiendo de qué espacios porales se miden durante la determinación del volumen de estos espacios porosos. La porosidad se clasifica en porosidad absoluta, porosidad efectiva y porosidad no efectiva, las cuales se describen a continuación:

- **POROSIDAD ABSOLUTA.** Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros comerciales. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral. La lava es un ejemplo típico de esto.

¹¹ ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Ed Universidad Surcolombiana, 2000. p. 48

¹² ARCOS, Jorge; HARO, Ernesto; SANCHEZ, Carlos; TORRES, Alexander; TORRES, José Luis; YAJAMIN, Darwin. Caracterización petrofísica de un yacimiento. Escuela Politécnica Nacional: Ecuador. 2010. p. 8.

- **POROSIDAD EFECTIVA.** Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros.
- **POROSIDAD NO EFECTIVA.** Se define como la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva.

3.1.1.2 Factores que afectan la porosidad. Existen varios factores que afectan de manera directa la porosidad. Como se explica a continuación.

- Tipos de empaque. El empaque es la forma geométrica en la que los granos de la formación se agrupan, pueden presentarse en los siguientes tipos de empaques:
 - ✓ Cúbicos
 - ✓ Ortorrómbicos,
 - ✓ Tetragonales
 - ✓ Esfenoidales
 - ✓ Romboedro
 - ✓ Sistema ideal (granos esféricos y uniformes).

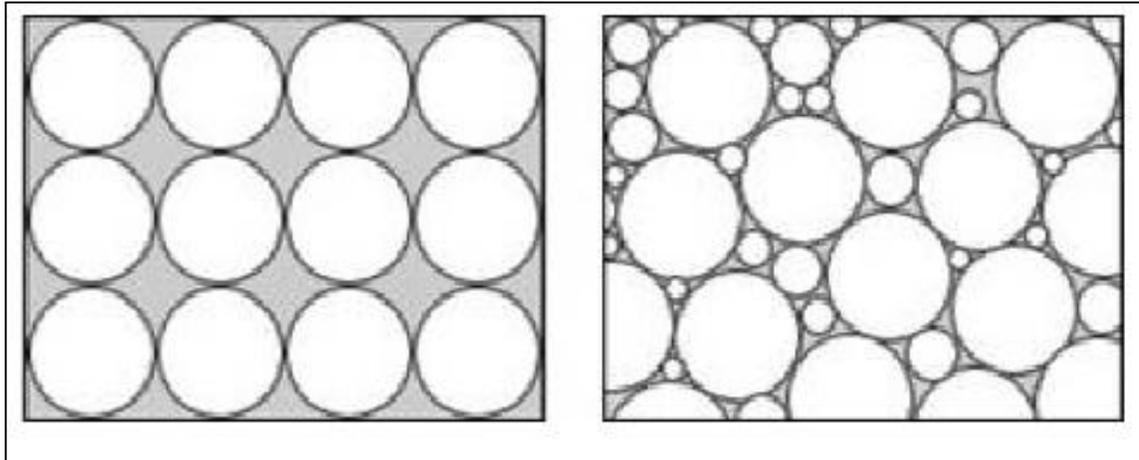
La porosidad se ve afectada por este factor, si el tamaño de los empaques geométricos no es uniforme.

- **Presencia de material cementante.** La unión de los granos en la matriz, se encuentra dada por material cementante, compuesto principalmente por sílice, arcilla y carbonato de calcio; la presencia de estos materiales, hace que se vea afectada la firmeza y compactación de la roca, por lo que la porosidad misma se ve perjudicada de manera inversamente proporcional, así, a mayor material cementante, menor será la porosidad del sistema.
- **Geometría y distribución del tamaño de granos.** Según cuál haya sido el ambiente depositacional de la roca, los granos del sistema, presentarán una determinada distribución en su tamaño, lo que se conoce como escogimiento.

Cuando la distribución del tamaño de los granos de una roca, es homogénea, como se ve en la **Figura 8**, la porosidad en ésta es alta. A medida, que se presenta heterogeneidad, la porosidad empieza a disminuir.

La porosidad en las rocas, también se ve afectada por la forma de los granos, ya que entre más redondeados se presenten estos, mayor será la porosidad, en comparación a un sistema que presente granos de forma alargada o no redondeada.

Figura 8. Distribución del tamaño de granos.



Fuente: ARCOS, Jorge; HARO, Ernesto; SANCHEZ, Carlos; TORRES, Alexander; TORRES, José Luis; YAJAMIN, Darwin. Caracterización petrofísica de un yacimiento. Escuela Politécnica Nacional: Ecuador. 2010. p. 8.

Presión de las capas suprayacentes. La compactación mecánica originada por la presión de sobrecarga, es otro factor que afecta directamente la porosidad, de manera tal, que a medida que aumenta la profundidad, la presión de la columna sedimentaria aumenta generando la deformación de los granos y la reducción del volumen de espacios vacíos, lo que implica la reducción de la porosidad.

3.1.1.3 Porosidad y calidad de roca. Se sabe que la porosidad de las formaciones, depende del tipo de roca que la conforma. Cuando éstas no se encuentran bien compactadas, pueden llegar a tener una porosidad mayor del 30%.

La porosidad de una roca puede llegar a definir en gran parte la calidad del yacimiento, como se muestra a continuación en el **Cuadro 7**.

Cuadro 7. Calidad de la roca en función de su porosidad.

Calidad de la roca	Φ (%)
Excepcional	> 20
Satisfactoria	15 – 20
Regular	10 – 15
Pobre	5 – 10
Muy pobre	< 5

Fuente: ARCOS, Jorge; HARO, Ernesto; SANCHEZ, Carlos; TORRES, Alexander; TORRES, José Luis; YAJAMIN, Darwin. Caracterización petrofísica de un yacimiento. Escuela Politécnica Nacional: Ecuador. 2010. p. 14.

3.1.2 Permeabilidad. La permeabilidad de una roca puede ser definida como la capacidad que ésta posee para que los fluidos pasen a través de su espacio poral (red de poros interconectados). Así entonces, si no hay una red de poros interconectados, por consiguiente no habrá permeabilidad tampoco.

Normalmente, la porosidad y la permeabilidad son directamente proporcionales, así, a mayor porosidad, mayor permeabilidad habrá. Aunque, existan algunas excepciones, que aumentan la permeabilidad, como la existencia de fallas, grietas u otros defectos naturales.

La unidad de la permeabilidad es el Darcy en honor a Henry Darcy, un ingeniero hidráulico francés que fue el primero que realizó estudios relacionados con el flujo de fluidos a través de medios porosos. En 1856 Darcy publicó su trabajo, en el cual se describían estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, los cuales tenían como objetivo procesar los requerimientos diarios de agua potable del pueblo de Dijon (Francia).¹³

Para determinar la permeabilidad, se hace uso de la **Ecuación 2**, presentada a continuación:

Ecuación 2. Cálculo de permeabilidad.

$$k = \frac{Q}{F \cdot h_c}$$

Fuente: ARCOS, Jorge; HARO, Ernesto; SANCHEZ, Carlos; TORRES, Alexander; TORRES, José Luis; YAJAMIN, Darwin. Caracterización petrofísica de un yacimiento. Escuela Politécnica Nacional: Ecuador. 2010. p. 16.

Donde:

Q = tasa de flujo [Bbls];

hc = Carga Hidráulica.

F = Factor de forma dependiente de la geometría del tubo.

3.1.2.1 Clasificación de permeabilidad. Hay tres tipos de permeabilidad, que se describen a continuación.

- **Permeabilidad absoluta.** Es la capacidad que tiene una roca, de permitir el flujo de fluidos entre sus poros interconectados, cuando el medio se encuentra totalmente saturado de un fluido.

¹³ CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE UN YACIMIENTO, Arcos, Jorge; Haro, Ernesto; Sanchez, Carlos; Torres, Alexander; Torres, José Luis; Yajamin, Darwin: Escuela Politécnica Nacional: Ecuador. 2010. P 15.

- **Permeabilidad efectiva.** Es la capacidad que tiene una roca para permitir el flujo de fluidos, cuando dos fases se encuentran saturando el medio poroso. La permeabilidad efectiva es menor que la absoluta, debido a las siguientes razones, que el medio poroso que normalmente permite el flujo de fluido en presencia de una fase, al existir dos o más fases es bloqueado, o bien, la presencia de fases en el medio poroso, aumentan las tensiones interfaciales y presiones capilares, haciendo que se generen fuerzas que disminuyen la velocidad del flujo.
- **Permeabilidad relativa.** Se define como la razón entre la permeabilidad efectiva y la total, como se muestra en la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Permeabilidad relativa.

$$K_{rx} = \frac{K_x}{K}$$

Fuente: ARCOS, Jorge; HARO, Ernesto; SANCHEZ, Carlos; TORRES, Alexander; TORRES, José Luis; YAJAMIN, Darwin. Caracterización petrofísica de un yacimiento. Escuela Politécnica Nacional: Ecuador. 2010. p. 21.

Donde:

K_{rx} = permeabilidad relativa a la fase x [Darcys]
 K_x = permeabilidad efectiva de la fase x [Darcys]
 K = permeabilidad absoluta [fracción].

La permeabilidad relativa, no debe ser mayor que uno, ya que la sumatoria de permeabilidades efectivas no puede ser mayor a la permeabilidad absoluta.

3.1.2.2 Factores que afectan la medición de la permeabilidad. Existen varios factores que afectan la medición de la permeabilidad en laboratorio, se describen a continuación.

- **Efecto Klinkenberg (Deslizamiento del gas).** Klinkenberg notó que los gases se deslizan a través de las paredes de la roca, este deslizamiento termina en una elevada tasa de flujo para el gas a determinado diferencial de presión. Descubrió también, que para un determinado medio poroso, el aumentar la presión promedio la permeabilidad calculada disminuye.
- **Reactividad de los líquidos.** En algunos casos, especialmente en las arcillas, los medios porosos contienen material activo. Por ello cuando se conoce que la roca estudiada, reacciona con un fluido en cuestión, se recomienda llevar a cabo el estudio con uno de la misma salinidad y pH.

- **Presión de sobrecarga.** El hecho de sacar una muestra de roca, genera una expansión que disminuye la sobrecarga en un 60%, lo que genera que el medio poroso aumente su volumen, generando una medición alterada de la permeabilidad en comparación a la real in situ.

3.1.3 Saturación De Fluido. Para saber la proporción de cada fluido presente en el medio poroso, se tiene en cuenta la cantidad de cada uno de ellos en relación al volumen total ocupado por los fluidos en el medio poroso. A cada valor porcentual se le denomina S_w , para el agua; S_o , para el aceite o crudo y S_g , para el gas libre; representado en la **Ecuación 4.**

Ecuación 4. Saturación del fluido.

$$S_o + S_g + S_w = 100\%$$

Fuente: ARCOS, Jorge; HARO, Ernesto; SANCHEZ, Carlos; TORRES, Alexander; TORRES, José Luis; YAJAMIN, Darwin. Caracterización petrofísica de un yacimiento. Escuela Politécnica Nacional: Ecuador. 2010. p. 25.

Donde:

$$S_o = \left(\frac{\text{Volumen ocupado por el petróleo}}{\text{Volumen poroso de la roca total}} \right) \times 100$$

$$S_w = \left(\frac{\text{Volumen ocupado por el agua}}{\text{Volumen poroso de la roca total}} \right) \times 100$$

$$S_g = \left(\frac{\text{Volumen ocupado por el gas}}{\text{Volumen poroso de roca total}} \right) \times 100$$

3.1.4 Capilaridad. Propiedad física que describe la capacidad de los fluidos para pasar a través de un canal minúsculo. En los yacimientos, esta situación se presenta debido a que los sistemas porosos se asemejan a tubos de diámetros muy pequeños, distribuidos directamente en el medio, en donde por lo general se encuentran varias fases de fluidos inmiscibles (petróleo, agua y gas).

3.1.5 Tensión Superficial e Interfacial. La tensión superficial, es la resistencia que presenta un líquido en la rotura de la superficie. Este fenómeno se presenta por la diferencia entre las fuerzas de la fase vapor y la fase líquida de la misma sustancia, así como, por el desequilibrio de éstas en la interface. Sin embargo, si el fenómeno se presenta entre dos sustancias o líquidos diferentes, el fenómeno es conocido como tensión interfacial.

3.1.6 Presión Capilar. Es el fenómeno que se presenta cuando se combinan los efectos de la tensión superficial e interfacial entre la roca, los líquidos presentes en yacimiento, el tamaño de poro y la humectabilidad del sistema de rocas.

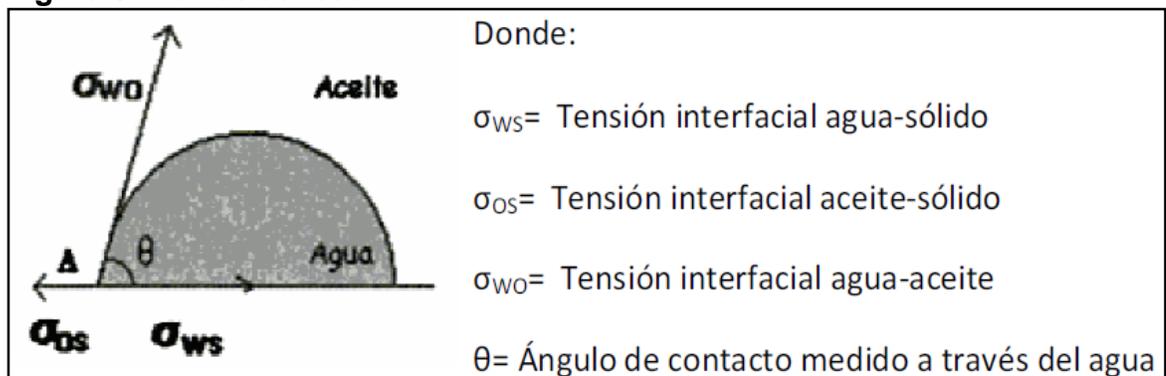
De las llamadas curvas de presión capilar, se pueden obtener los siguientes datos:

- ✓ Porosidad efectiva del sistema.
- ✓ Saturación irreducible del agua en el sistema.
- ✓ Variación de la saturación del agua por encima del contacto agua – petróleo.
- ✓ Posible mojabilidad y ángulo de contacto.
- ✓ Aporta datos para que por medio de correlaciones se halle la permeabilidad absoluta de las muestras irregulares o ripios.

3.1.7 Humectabilidad. En el sistema de rocas, es la preferencia de éstas para dejarse mojar por un fluido u otro, cuando coexisten varias fases o fluidos en el mismo lugar. El fluido que se adhiere a la superficie, se considera, fluido humectante.

Para entender el concepto, se debe considerar el sistema que se muestra en la **Figura 9**.

Figura 9. Humectabilidad.



Fuente: ARCOS, Jorge; HARO, Ernesto; SANCHEZ, Carlos; TORRES, Alexander; TORRES, José Luis; YAJAMIN, Darwin. Caracterización petrofísica de un yacimiento. Escuela Politécnica Nacional: Ecuador. 2010. p. 30.

La medida de la humectabilidad está dada en grados, y comprende un rango entre 0 a 180%.

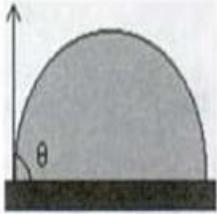
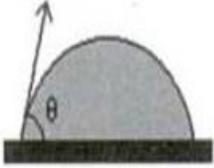
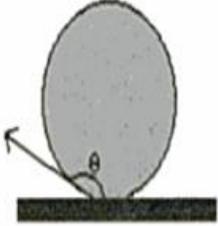
Según el ángulo de adherencia, se tiene los que se muestra en la **Figura 10**.

Los factores que controlan esta propiedad son:

- ✓ Naturaleza del petróleo.
- ✓ Composición de las superficies minerales.

- ✓ Saturación inicial de agua.
- ✓ Distribución de tamaño de poro.
- ✓ Composición química de la salmuera.
- ✓ Cambios en propiedades físicas tales como presión, temperatura, etc.

Figura 10. Ángulos de humectabilidad.

Nombre	Ángulo	Características	Gráfica
Neutro	$\theta=90^\circ$	Roca con humectabilidad neutra, lo que significa que el sólido no presenta preferencia por agua o aceite.	
Hidrófilo	$\theta < 90^\circ$	Roca hidrófila (humectable al agua), el agua tenderá a entrar a entrar más en contacto con la superficie sólida que el aceite.	
Oleófilo	$\theta > 90^\circ$	Roca oleófila (humectable al petróleo), la gota de agua se contrae para evitar el contacto el sólido.	

Fuente: ARCOS, Jorge; HARO, Ernesto; SANCHEZ, Carlos; TORRES, Alexander; TORRES, José Luis; YAJAMIN, Darwin. Caracterización petrofísica de un yacimiento. Escuela Politécnica Nacional: Ecuador. 2010. p. 31.

3.1.8 Tortuosidad. Es la propiedad que se define como la cantidad de vueltas, grados o rodeos que tiene una curva.

La tortuosidad de los canales porosos dificulta la filtración de los líquidos y gases, por lo tanto, reduce su permeabilidad. Es evidente además que cuanto mayor es la

tortuosidad de los canales, tanto mayor será la probabilidad de dejar de dejar petróleo en la roca en el proceso de su desplazamiento por el agua. ¹⁴

Se puede definir la tortuosidad de la roca por medio de la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Tortuosidad.

$$T = \frac{L_e}{L}$$

Fuente: ARCOS, Jorge; HARO, Ernesto; SANCHEZ, Carlos; TORRES, Alexander; TORRES, José Luis; YAJAMIN, Darwin. Caracterización petrofísica de un yacimiento. Escuela Politécnica Nacional: Ecuador. 2010. p. 32.

Dónde:

L = es la longitud de la muestra de la roca = [in]

L_e = es la longitud del camino electrolítico equivalente = [in]

3.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE LOS FLUIDOS ENCONTRADOS EN LA FORMACIÓN LA LUNA

Al estudiar las propiedades generales y petrofísicas de la Formación La Luna (300 ft de espesor), en el Campo Llanura de la Cuenca Valle Medio del Magdalena. La cual está compuesta principalmente por shales negros y calizas, se encontraron los valores a los parámetros o propiedades petrofísicas descritos anteriormente y que se exponen a continuación en la **Cuadro 8**. A partir de estos datos obtenidos, se realiza el estudio de selección, a través de la matriz que se elabora en este mismo capítulo y el análisis nodal necesario para evaluar el método escogido.

Lo que muestra una roca con una porosidad y permeabilidad pobre a regular y una saturación de agua favorable para el fin de este estudio.

Además, con las otras características encontradas y estudiadas en este yacimiento, tales como un valor de recobro diario medio, presiones promedio y un recobro de petróleo bajo a medio, se puede dar paso al comienzo de los estudios pertinentes para la elección del sistema de levantamiento artificial más adecuado para este tipo de reservorio no convencional.

¹⁴ ARCOS, Jorge; HARO, Ernesto; SANCHEZ, Carlos; TORRES, Alexander; TORRES, José Luis; YAJAMIN, Darwin. Caracterización petrofísica de un yacimiento. Escuela Politécnica Nacional: Ecuador. 2010. p. 32.

Cuadro 8. Propiedades encontradas en los estudios a la Formación La Luna.

PROPIEDADES ENCONTRADAS EN LA FORMACIÓN LA LUNA	
PROPIEDAD	VALOR - UNIDAD
Porosidad Total (ϕ_t)	15%
Porosidad Efectiva (ϕ_e)	8%
Saturación de Agua (S_w)	45%
Permeabilidad (K)	0.002 mD
Resistividad (Σ)	85 Ohm
Volumen a producir	200 – 350 BPD
BSW	40 - 50 %
Gas	0
Presión en Superficie	180 Psig
Presión de yto (Pyto)	5820 Psig
Temperatura del Yto (Tyto)	190 °F

Fuente: Información suministrada por el departamento de Yacimientos de Ecopetrol S.A.

3.3 SELECCIÓN DEL SLA - EVALUACIÓN TÉCNICA POR MEDIO DE UNA MATRIZ

Como se evidenció en secciones anteriores, cada sistema de levantamiento artificial posee algunas ventajas y desventajas sobre su aplicación para el mejoramiento del recobro en un Pozo o campo. Ésta aplicación se determina a través de la caracterización de fluidos y propiedades en el Pozo.

Para el estudio del caso actual, se tiene la información pertinente para la evaluación que permita la identificación del comportamiento esperado de cada SLA frente a las condiciones que pueda presentar el Pozo Piloto, lo que faculta el análisis de viabilidad técnica de la aplicación del sistema. Esto se hará con base en las propiedades y características de producción, el yacimiento, de los composicionales del Pozo analizado y los fluidos producidos.

De esta manera se selecciona finalmente un sistema de levantamiento artificial que genere menores limitaciones o problemas de tipo técnico y a su vez mayor eficiencia operativa. La herramienta para hacer esta evaluación técnica es una matriz que permite cuantificar una gran variedad de parámetros cualitativos y que arrojará algunas puntuaciones, en donde aquel sistema que obtenga la mayor, será la elección final.

3.3.1 Matriz De Selección. Referenciando al Ingeniero César Iván Coronado Bobadilla, en su tesis “Evaluación técnico-financiera del sistema de levantamiento

artificial aplicable según las características y condiciones actuales de producción, en los Pozos LCN-A, LCN-B y LCN-C del Campo La Cañada Norte”, la matriz de selección es una de las herramientas fundamentales para la comparación y determinación estratégica de la opción más viable para ser aplicada en un determinado campo de ejecución. Las matrices permiten incorporar valores cuantitativos a parámetros cualitativos a los cuales normalmente es difícil asignarles una interpretación numérica.

3.3.2 Descripción de la matriz de selección. A continuación, se describe una matriz que compara estrategias base con el comportamiento de éstas sobre características puntuales, este tipo de matriz se denomina MPC o Matriz de Perfil Competitivo.

La manera adecuada de usar esta matriz, es poniendo todas y cada una de las características a evaluar vs todos los métodos, estrategias o competidores. Donde estos últimos, deben ir acompañados de un espacio, en el cual se asigna un valor numérico o peso, que hace referencia a la incidencia que posee la propiedad o factor evaluado, en todos los casos, la sumatoria de los pesos debe ser igual a la unidad; y una calificación, teniendo en cuenta lo siguiente:

- 1: Significa mayor debilidad (siendo esta la peor calificación). Resaltada en color rojo.
- 2: Significa menor debilidad. Resaltada en color naranja.
- 3: Significa menor fortaleza. Resaltada en color amarillo.
- 4: Significa mayor fortaleza (está es la mejor calificación e indica un comportamiento exitoso y satisfactorio). Resaltada en color verde.

Una vez se asigne para cada característica una calificación y peso, se ponderan para cada método, estrategia o competidor, hallando el producto entre el peso y la calificación. Finalmente se suman todos los pesos ponderados y así, aquel que tenga el mayor valor numérico, será el método elegido.

3.3.3 Descripción de la matriz para la selección del SLA para el Pozo Piloto. A través de la matriz MPC se pretende hacer la elección de un sistema de levantamiento artificial, que técnicamente sea adecuado para mejorar las actuales condiciones de producción en el Pozo Piloto del campo Llanura de la Cuenca Valle Medio del Magdalena.

La matriz de selección para el presente trabajo de grado, se hace con base en cuatro grupos de características principales que contienen algunas características y condiciones, que se describen a continuación.

3.3.3.1 Estado mecánico del Pozo. Esta característica incluye los siguientes aspectos o parámetros a evaluar:

- Inclinación del Pozo: desviación angular de la trayectoria del Pozo con respecto al eje vertical.
- Profundidad máxima: variable limitante para la aplicación de varios SLA.
- Profundidad Nivel del fluido.
- Tipo de completamiento: algunos tipos de completamiento restringen el uso de los sistemas de levantamiento
- Diámetro interno del casing.
- Diámetro de tubería de producción: a partir de esta característica se puede determinar la capacidad de producción de un sistema y puede de esta manera llegar a limitarlo.

3.3.3.2 Parámetros de producción. Los aspectos a evaluar dentro de este grupo incluyen:

- Producción bruta diaria: variable fundamental, relacionada directamente con la eficiencia del SLA.
- Gravedad API: propiedad incidente con crudos pesados y extrapesados (API < 15), debido a la dificultad de movimiento de este tipo de fluidos
- Relación Gas Aceite (GOR): otro aspecto incidente, debido a que el gas libre que pueda hallarse en formación, puede generar obstrucción y/o baja eficiencia en algunos sistemas de levantamiento artificial.
- Porcentaje agua y sedimentos (BS&W).
- Contenido de sólidos: ésta genera una afección bastante significativa sobre los sistemas de levantamiento artificial, porque puede ocasionar, obstrucción, deterioro en los componentes internos, entre otros.

3.3.3.3 Propiedades del yacimiento. Dentro de este grupo de características, se encuentran las siguientes:

- Presión de fondo (P_{wf}): implica una oposición al flujo libre de fluidos en la cara de la formación, lo ideal es que este parámetro tenga el menor valor posible.
- Temperatura de yacimiento: ésta afecta la temperatura y funcionamiento de algunos de los componentes de los SLA.
- Mecanismo de producción: determina el futuro de la explotación de un Pozo.
- Viscosidad del aceite: parámetro incidente. Los valores altos de la viscosidad pueden generar problemas en el desplazamiento y taponamiento a lo largo del SLA.

3.3.3.4 Limitaciones técnicas del sistema. Las limitaciones que se tienen en cuenta en esta evaluación, son las siguientes:

- Flexibilidad del equipo: indica la habilidad de la estructura del sistema, para desplazarse a través de la trayectoria del Pozo.
- Eficiencia del sistema: característica fundamental, relacionada con la capacidad de levantamiento de fluido vs. la cantidad de energía empleada.
- Requerimientos de facilidades
- Costos de inversión
- Energía requerida
- Vida útil

3.3.4 Matriz MPC para la selección del sistema de levantamiento para el Pozo Piloto del campo Llanura en la cueca Valle Medio del Magdalena. Con el fin de realizar el análisis técnico para la selección del SLA para el Pozo en estudio, se hace una valoración cuantitativa, por medio de una Matriz MPC, a diferentes variables ya nombradas y descritas anteriormente, con base en los datos plasmados en el **Cuadro 8**. La matriz realizada, se muestra a continuación en el **Cuadro 9**.

Cuadro 9. Matriz MPC

		SISTEMA DE LEVANTAMIENTO SELECCIONADO PARA POZO PILOTO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA												
	Parámetros de calificación	Peso	BOMBEO MECANICO		BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE		BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS PCP		BOMBEO HIDRAULICO					
			C	PP	C	PP	C	PP	C	PP	C	PP		
Estado Mecánico Pozo	Inclinación del Pozo	0,1	Grado de inclinación 2.23°	4	0,40	Grado de inclinación 2.23°	4	0,40	Grado de inclinación 2.23°	3	0,30	Grado de inclinación 2.23°	3	0,30
	Profundidad máxima	0,25	7000 ft	2	0,50	7000 ft	4	1,00	7000 ft	1	0,25	7000 ft	4	1,00
	Profundidad Nivel de Fluido	0,3	3500 ft	3	0,90	3500 ft	2	0,60	3500 ft	3	0,90	3500 ft	3	0,90
	Tipo de Completamiento	0,05	Sencillo	4	0,20	Sencillo	4	0,20	Sencillo	4	0,20	Sencillo	4	0,20
	Diámetro interno de Casing	0,15	4.67"	4	0,60	4.67"	3	0,45	4.67"	4	0,60	4.67"	4	0,60
	Diámetro de Tubería de producción	0,15	2 7/8"	3	0,45	2 7/8"	3	0,45	2 7/8"	3	0,45	2 7/8"	4	0,60
	Subtotal	1			3,05		3,10		2,70		3,60			
Parametros de Producción	Producción diaria	0,3	250-350 BFD	4	1,20	250-350 BFD	3	0,90	250-350 BFD	3	0,90	250-350 BFD	4	1,20
	Gravedad API	0,25	25 - 30 °	3	0,75	25 - 30 °	3	0,75	25 - 30 °	3	0,75	25 - 30 °	3	0,75
	Relación Gas-Aceite (GOR)	0,2	100 scf/STB	3	0,60	100 scf/STB	2	0,40	100 scf/STB	2	0,40	100 scf/STB	3	0,60
	Porcentaje de Agua y Sedimentos (BS&W)	0,15	35 - 40 %	4	0,60	35 - 40 %	1	0,15	35 - 40 %	2	0,30	35 - 40 %	2	0,30
	Contenido de sólidos	0,1	0,01%	3	0,30	0,01%	2	0,20	0,01%	2	0,20	0,01%	2	0,20
	Subtotal	1			3,45		2,40		2,55		3,05			
Propiedades del yacimiento	Presion de fondo Pwf	0,35	5820 psia	4	1,40	5820 psia	4	1,40	5820 psia	4	1,40	5820 psia	3	1,05
	Temperatura de yacimiento	0,3	190 - 205 °F	3	0,90	190 - 205 °F	4	1,20	190 - 205 °F	3	0,90	190 - 205 °F	4	1,20
	Mecanismo de Producción	0,25	EMPUJE DE AGUA	3	0,75	EMPUJE DE AGUA	3	0,75	EMPUJE DE AGUA	3	0,75	EMPUJE DE AGUA	3	0,75
	Viscosidad de Aceite	0,1	BAJA	3	0,30	BAJA	2	0,20	BAJA	2	0,20	BAJA	3	0,30
	Subtotal	1			3,35		3,55		3,25		3,30			
Limitaciones técnicas del sistema	Flexibilidad del Equipo	0,1	EXCELENTE	4	0,40	EXCELENTE	4	0,40	EXCELENTE	4	0,40	LIMITADA	2	0,20
	Eficiencia del sistema	0,2	Buena (50 al 70%)	3	0,60	Buena (50 al 70%)	3	0,60	Normal (30 al 40%)	2	0,40	Buena (50 al 70%)	3	0,60
	Requerimientos de facilidades	0,25	Necesidad Moderada	2	0,50	Bajos requerimientos	4	1,00	Bajos requerimientos	4	1,00	Necesidad Alta	1	0,25
	Costos de inversión	0,1	Medio	3	0,30	Altos	1	0,10	Medio	3	0,30	Medio	3	0,30
	Energía requerida	0,15	Eléctrica	4	0,60	Eléctrica	4	0,60	Eléctrica	4	0,60	Eléctrica	4	0,60
	Vida útil	0,2	1 a 3 años	4	0,80	1 a 2 años	3	0,60	1 año	2	0,40	1 a 3 años	4	0,80
	Subtotal	1			3,20		3,30		3,10		2,75			
Total				13,05		12,35		11,60		12,70				

3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Luego de realizar el análisis técnico para el sistema de levantamiento artificial, para el Pozo Piloto del Campo Llanura, por medio de la Matriz MPC, es necesario analizar cada uno de los resultados obtenidos para los SLA evaluados.

Antes de comenzar, el análisis paso a paso, cabe aclarar que las calificaciones y pesos plasmados por el investigador en la matriz del Cuadro 11 han sido determinados teniendo en cuenta el comportamiento técnico real de pozos localizados en Barrancabermeja y Putumayo, en donde se han implementado los distintos tipos de sistemas de levantamiento artificial. Los valores asignados, son considerados relevantes para la optimización de las facilidades en superficie y los equipos en subsuelo, para cada uno de los pozos relacionados.

En la Matriz, se comparan cuatro sistemas de levantamiento artificial (Bombeo Mecánico, Bombeo Electrosumergible, Bombeo por Cavidades Progresivas y Bombeo Hidráulico), los cuales fueron evaluados en cuatro categorías, donde cada una muestra una puntuación subtotal, luego todas estas se suman para generar la puntuación total de cada SLA evaluado.

Finalmente, el sistema con mayor puntuación total (13,05), es el escogido y se precede a generar el análisis nodal y los análisis posteriores a la matriz de selección.

3.4.1 Análisis para los resultados obtenidos en el grupo “Estado mecánico del Pozo”. Se observa claramente que en este parámetro, el bombeo hidráulico posee la mayor puntuación o el mejor desempeño (3.60) en cuanto a la profundidad máxima (1.0) y profundidad del fluido (0.9) respecto a los otros tres sistemas evaluados, dejando claro que bajo estas condiciones, es el SLA que mejor se adapta a las propiedades de profundidad del pozo perforado (3.60); en cuanto al diámetro interno de casing (0.6); y diámetro de tubería de producción (0.6), es el sistema que tiene la puntuación más destacada, ésta no es buena, pero es mayor respecto a la obtenida por los otros SLA evaluados, lo que permite concluir, que dentro de las cuatro posibilidades, es el que mejor se adaptaría al pozo en términos de diámetros del mismo. Sin embargo, la capacidad de trabajo del bombeo hidráulico respecto a las variables de inclinación del pozo y tipo de completamiento, es deficiente y eso se ve reflejado en su baja ponderación por el peso.

En este mismo ítem, se nota que el segundo Sistema de levantamiento artificial con mejor desempeño en la evaluación realizada en la matriz, fue el bombeo electrosumergible, el cual, obtuvo puntuación de uno (1.0) en el parámetro de profundidad máxima, pero en las otras propiedades, el puntaje obtenido demuestra un desempeño regular a deficiente, con valores por debajo de la unidad.

Finalmente, los dos SLA con el menor peso ponderado total, para el factor “estado mecánico” fueron el bombeo mecánico (3.05) y bombeo por cavidades progresivas

(2.70), los cuales tuvieron la mayoría de sus pesos ponderados por característica evaluada, muy bajos, lo que implica que su desempeño es limitado con las características encontradas en el estado mecánico del Pozo Piloto.

3.4.2 Análisis para los resultados obtenidos en el grupo “Parámetros de producción”. En este grupo de evaluación, el sistema de levantamiento artificial que tiene mayor sumatoria de peso ponderado, es el bombeo mecánico (3.45), con calificaciones y pesos en cada característica evaluada superiores a los de los otros tres sistemas valorados. La mayor calificación y por ende el mejor peso ponderado es para el parámetro “producción diaria (1.20)”, en éste, es igualado por el bombeo hidráulico, sin embargo, la incidencia del mismo en el bombeo electrosumergible y por cavidades progresivas es muy baja en comparación. Luego, en cuanto a la gravedad API, todos los SLA calificados obtuvieron los mismos valores en la matriz de selección. Para la variable que relaciona el GOR, tanto el bombeo mecánico como el hidráulico, son buenas calificaciones y por ende los mejores pesos ponderados dentro de la matriz para su cuantificación, en comparación a las bajas obtenidas por los dos sistemas restantes. Finalmente, para las dos características finales ponderadas, “porcentaje de agua y sedimentos BS&W” (0.6) y “Contenido de sólidos” (0.3), es donde el bombeo mecánico muestra su ventaja frente a los tres SLA restantes, pues sus calificaciones y pesos ponderados son más altos que los de sus competidores. Por ende, su subtotal es mayor y se concluye que es éste el que mejor comportamiento tendría al ser implementado en el Pozo Piloto, teniendo en cuenta particularmente sus parámetros de producción.

3.4.3 Análisis para los resultados obtenidos en el grupo “Propiedades del yacimiento”. En este grupo las calificaciones de los sistemas de levantamiento artificial, en general son buenas para los parámetros evaluados en los cuatro SLA, asimismo, los pesos ponderados fueron similares, permitiendo ver una buena incidencia de las variables calificadas en los sistemas evaluados. Sin embargo, por una leve diferencia, fue el bombeo electrosumergible, el que obtuvo el subtotal de mayor valor (3.55), seguido por el bombeo mecánico (3.35), luego por el hidráulico (3.30) y finalmente el bombeo por cavidades progresivas (3.25).

3.4.4 Análisis para los resultados obtenidos en el grupo “Limitaciones técnicas del sistema”. Para este grupo se evalúan seis (6) variables diferentes en los cuatro sistemas de levantamiento artificial. Es este caso el bombeo electrosumergible obtuvo nuevamente las calificaciones y pesos ponderados más altos con respecto a los otros tres sistemas. Los mejores pesos ponderados y calificaciones las obtuvo en los parámetros de “Flexibilidad del equipo” (0.4), “Requerimiento de facilidades” (1.0) y “Energía requerida” (0.6), seguidos de “Eficiencia del sistema” (0.6) y “Vida útil” (0.6), teniendo la peor puntuación en los “costos de inversión” (0.1). El segundo sistema mejor calificado, por muy poca diferencia, es el bombeo mecánico (3.20), flexibilidad del equipo (0.4), energía requerida (0.6) y vida útil (0.8), fueron los factores con incidencia mayor, que representaron la mayor fortaleza de éste frente a los otros SLA evaluados; los

costos de inversión (0.3) y eficiencia del sistema (0.6), tienen calificación que denota una fortaleza respecto a los parámetros comparados, no tan fuerte, pero relevante, que hace la diferencia entre los otros tres competidores. Finalmente, en la variable de requerimientos de facilidades (PP= 0.5), el bombeo mecánico, se califica como una variable de menor debilidad con un dos.

3.4.5 Análisis sobre el sistema de levantamiento artificial elegido: bombeo mecánico. El bombeo mecánico fue el sistema de levantamiento artificial, elegido mediante el “análisis técnico” realizado por medio de una matriz de selección, para el Pozo Piloto del Campo Llanura.

De acuerdo con los análisis de resultados se puede evidenciar que aunque el bombeo hidráulico se puede implementar en el Pozo Piloto de estudio obteniendo resultados favorables en la producción, el bombeo mecánico se hace más aplicable al obtener mejores pesos ponderados en los parámetros de producción, propiedades de yacimiento y limitaciones del sistema, ganando una ventaja sobre los demás sistemas evaluados. Además, se evidencia en cada uno de los subtotales obtenidos, aunque no en todos los casos fueron los más altos, que éste, tiene todos y cada uno de ellos, un valor cercano a cuatro (4.0), que sería la puntuación mayor para cada sumatoria de peso ponderado, por grupo de parámetros evaluados, lo que sin lugar a duda permitió que en el Total obtenido la superioridad fuera absoluta sobre él y es por ello que fue elegido.

Aunado a ello, unos de los factores importantes que favorecen la selección del bombeo mecánico y que la compañía ECOPETROL S.A tuvo muy en cuenta son la necesidad de facilidades en el campo para la implementación del sistema y la profundidad de los niveles de fluido en los cuales el bombeo mecánico se ajusta satisfactoriamente a los requerimientos del Pozo Piloto, dando así argumentos para la selección del sistema y procediendo a realizar el análisis nodal con el sistema seleccionado para llegar a una adecuada optimización en la implementación.

4. ANÁLISIS NODAL

En este capítulo se desarrolla el concepto de análisis nodal, cómo debe realizarse y se muestra el paso a paso del procedimiento teniendo en cuenta los datos reales del Pozo Piloto, objeto de estudio en este trabajo de investigación.

4.1 DEFINICIÓN

El análisis nodal es una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción, dada su comprobada efectividad y confiabilidad a nivel mundial; por la aplicación de esta técnica la infraestructura es adecuada tanto en superficie como en subsuelo, para reflejar en el tanque el verdadero potencial de producción de los Pozos asociados a los yacimientos del sistema total de producción.

En otras palabras, se logra cerrar la brecha existente entre la producción real de los Pozos y la producción que debería exhibir de acuerdo a su potencial real de producción (IP). El Análisis Nodal consiste en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema.

El Sistema de Análisis Nodal, es usado para analizar problemas de producción en Pozos de petróleo y gas. El procedimiento puede ser aplicado en Pozos con distintos sistemas de levantamiento artificial, incluso en aquellos donde la presión causa algún efecto en el método de levantamiento artificial pudiendo ser ésta expresada como una función de la tasa de flujo.

El procedimiento se puede aplicar para analizar el rendimiento en Pozos inyectoros, para una apropiada modificación de las ecuaciones de entrada (inflow) y salida (outflow) de flujo. A continuación, se presenta una lista aplicaciones del sistema de Análisis Nodal:

- ✓ Selección del diámetro del tubing
- ✓ Selección del diámetro de la línea de flujo
- ✓ Diseño de las redes de flujo en superficie.
- ✓ Diseño del Gravel pack
- ✓ Diámetro de la válvula de seguridad en subsuelo
- ✓ Evaluación y simulación de Pozos
- ✓ Diseño del sistema de levantamiento Artificial
- ✓ Analizar los sistemas de producción multiPozo
- ✓ Diámetro del choque en superficie

La aplicación del procedimiento en el análisis requiere que se pueda calcular la caída de presión en todos los componentes del sistema, los cuales se muestran en la **Figura 11**.

Figura 11. Componentes Principales para el análisis nodal.



Fuente: OILPRODUCTION. Disponible en: [http:// Hirschfelt-Oilproduction.net](http://Hirschfelt-Oilproduction.net). Recuperado en: 19 de septiembre de 2015.

4.2 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL

El procedimiento del análisis nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en Pozos fluyentes como en Pozos que cuentan con un sistema artificial de producción, debido a las necesidades energéticas, y a los incentivos derivados del precio de los hidrocarburos.

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

- ✓ Flujo a través de un medio poroso en el yacimiento, considerando el daño ocasionado por lodos de perforación y cemento.
- ✓ Flujo a través de la tubería vertical en la sarta de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad y estranguladores de fondo.
- ✓ Flujo a través de la tubería horizontal en la línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión de separación en la superficie (P_{sep}). Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un Pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción. Las curvas de comportamiento de producción, son función de los siguientes puntos del sistema:

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

En la vida productiva de un Pozo existen dos presiones que son fijas sin ser función del caudal. Estas presiones son la presión promedio del reservorio \bar{P}_r , y la presión de salida del sistema.

La presión de salida es generalmente la presión del separador **P_{sep}** , pero si la presión del Pozo es controlada con un orificio en la superficie, la presión fija a la salida del sistema será **P_{wh}** . Una vez que el nodo es seleccionado la presión del nodo es calculada en ambas direcciones comenzando desde las fijas.

En la entrada al nodo (Inflow) como se muestra en la **Ecuación 6**.

Ecuación 6. Entrada al nodo (Inflow)

$$\bar{P}_r - \Delta P (\text{componentes aguas arriba}) = P_{\text{nodo}}$$

Fuente: OILPRODUCTION. Disponible en: [http:// Hirschfelt-Oilproduction.net](http://Hirschfelt-Oilproduction.net). Recuperado en: 19 de septiembre de 2015.

Dónde: ΔP , P_r y P_{nodo} [Psi].

Y el valor a la salida del nodo (Outflow), se calcula por la **Ecuación 7**.

Ecuación 7. Salida del nodo (Outflow)

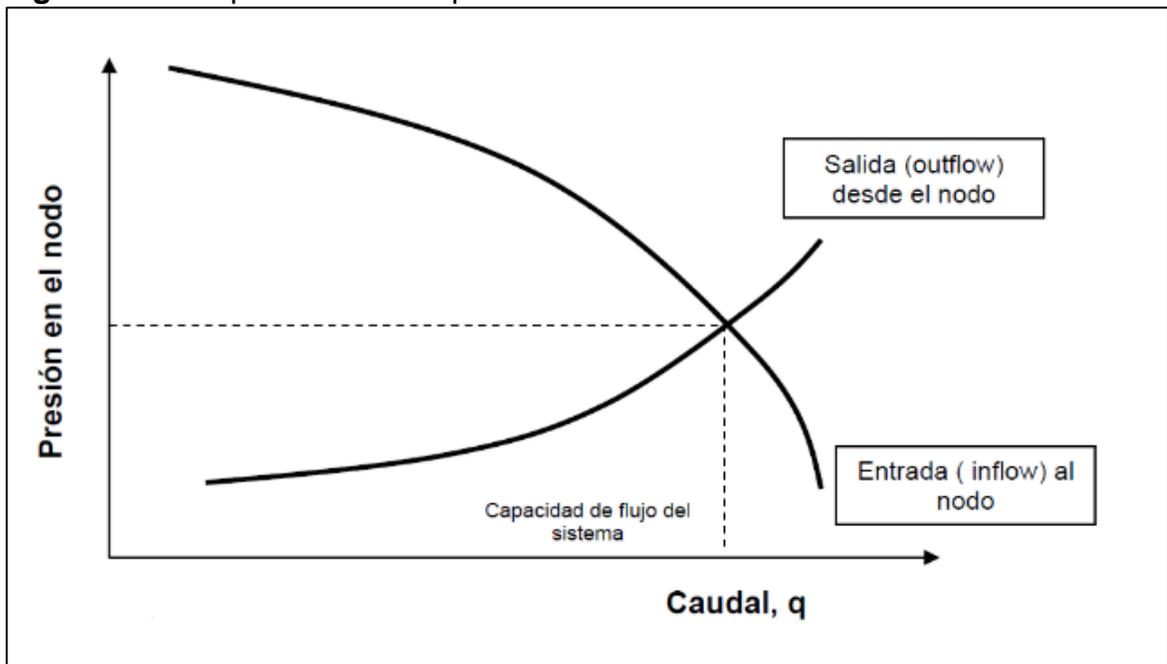
$$P_{sep} + \Delta P \text{ (componentes aguas abajo)} = P_{nodo}$$

Fuente: OILPRODUCTION. Disponible en: [http:// Hirschfelt-Oilproduction.net](http://Hirschfelt-Oilproduction.net). Recuperado en: 19 de septiembre de 2015.

Dónde: ΔP , P , P_{sep} y P_{nodo} [Psi].

El comportamiento de la presión en el nodo (entrada al nodo y salida del nodo) versus el caudal, q , se muestra a continuación en la **Figura 12**.

Figura 12. Comportamiento de presión en el nodo vs caudal.



Fuente: OILPRODUCTION. Disponible en: [http:// Hirschfelt-Oilproduction.net](http://Hirschfelt-Oilproduction.net). Recuperado en: 19 de septiembre de 2015.

4.3 EL SOFTWARE: PIPESIM

PIPESIM fue desarrollado originalmente por la empresa de Baker Jardine. Baker, Jardine se formó en 1985 para proporcionar software y servicios de consultoría para la industria de petróleo y gas. En abril de 2001, Baker Jardine fue adquirida por Schlumberger.

PIPESIM constituye una forma minuciosa, rápida y eficiente de ayudarlo a incrementar la producción y conocer el potencial de su yacimiento. PIPESIM no sólo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del Pozo, sino que además tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

Las aplicaciones típicas del modelo incluyen:

- ✓ El diseño del Pozo
- ✓ Optimización de la producción diaria por cada Pozo
- ✓ Modelado del Inflow performance del Pozo (IP).
- ✓ Modelado del rendimiento del ESP
- ✓ Modelado de Pozo horizontal (incluyendo la determinación óptima de longitud horizontal de terminación)
- ✓ Diseño Pozos inyectores
- ✓ Flujo anular y en la tubería
- ✓ Modelado la sensibilidad de un diseño de Pozo.

Un modelo de flujo multifásico con capacidades de análisis del sistema.

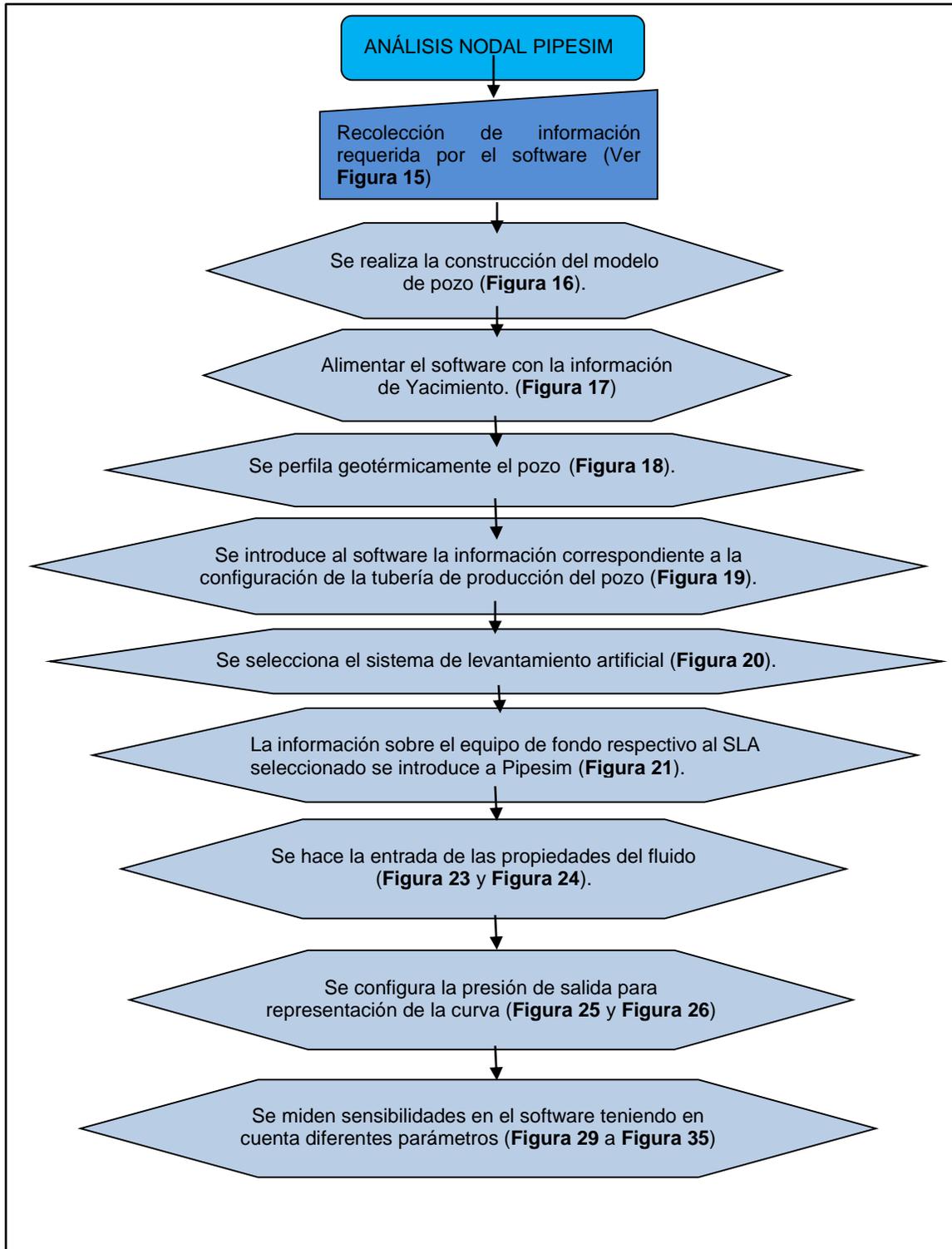
- ✓ Flujo multifásico en las líneas de flujo y oleoductos
- ✓ Punto por punto de generación de perfiles de presión y temperatura
- ✓ Cálculo de los coeficientes de transferencia de calor
- ✓ Línea de flujo y modelos de funcionamiento del equipo (sistema de análisis)
- ✓ Modelado la sensibilidad de un diseño de la tubería

Características del modelo de redes incluyen:

- ✓ Red única algoritmo de solución a los Pozos de modelo en las grandes redes
- ✓ Rigurosos modelos térmicos de todos los componentes de la red
- ✓ Modelos de Pozos en redes complejas
- ✓ Modelos integrales de tuberías equipos
- ✓ Recopilación y distribución de redes

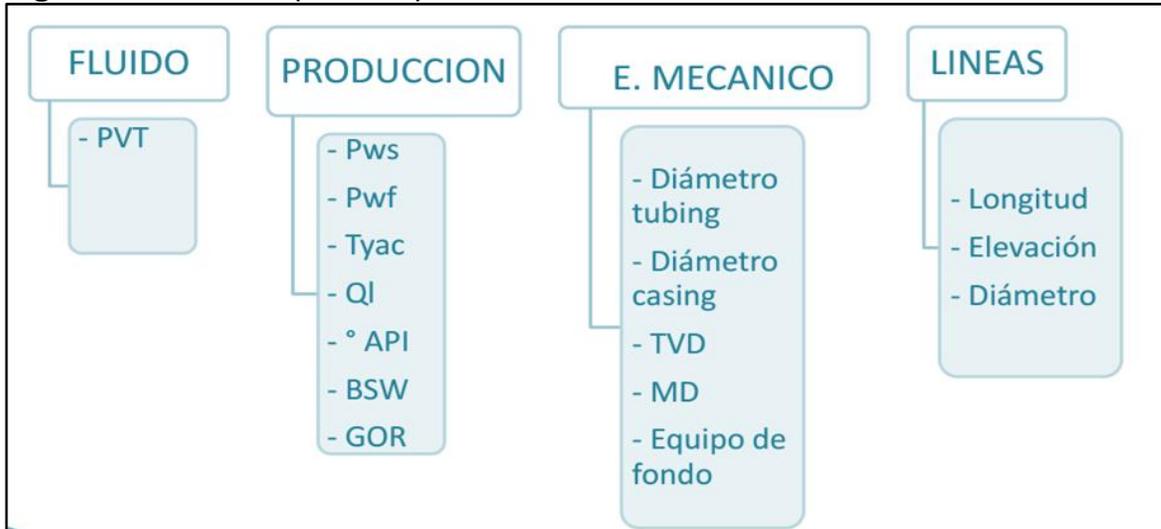
4.3.1 Análisis nodal en Pipesim para el Pozo Piloto del Campo Llanura. Para realizar un análisis nodal en el Software PIPESIM, se deben tener en cuenta los pasos escritos en el flujograma de la **Figura 13**.

Figura 13. Flujograma Análisis nodal- Pipesim



Lo primero que se recomienda hacer, es la recolección de datos requeridos por el software, para la realización del análisis nodal, esta información se recopila en la **Figura 14**.

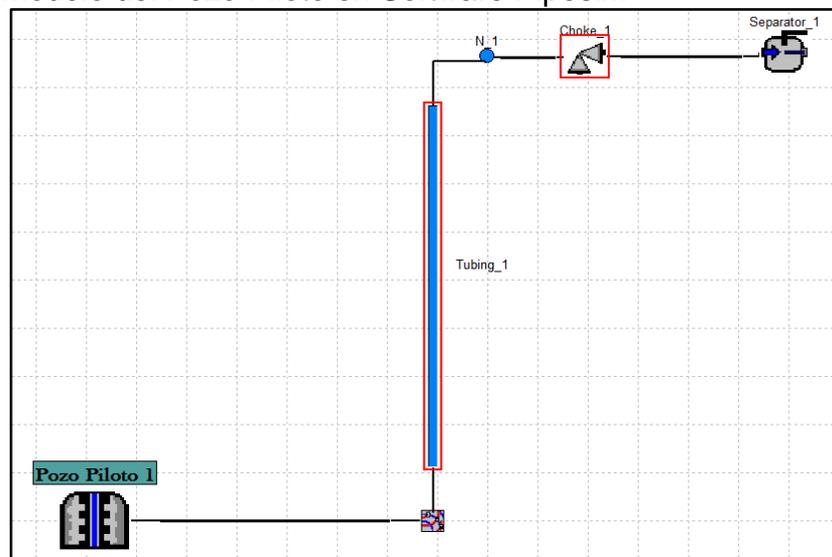
Figura 14. Datos requeridos por PIPESIM.



Fuente: Johanna García. Programa básico de análisis nodal Pipesim. Recuperado el 8 de Octubre de 2016, de <https://es.scribd.com/doc/137103288/Programa-Basico-de-Analisis-Nodal-Utilizando-Pipesim>.

Una vez se obtenga la información, se procede a realizar la construcción del modelo de pozo. Lo que refiere a un estado mecánico del Pozo Piloto, sobre el cual se trabaja y el cual se plasma en el software, tal como se muestra en la **Figura 15**.

Figura 15. Modelo del Pozo Piloto en Software Pipesim



Fuente: Software PIPESIM suministrado por la compañía Ecopetrol, modificado por el autor.

Luego de realizar el modelo del Pozo, se debe ingresar al software la información del yacimiento (**Cuadro 10**), lo que incluye: Presión Estática (psia), Temperatura (F), el espesor del yacimiento (ft), diámetro del pozo (in) y en este caso, la permeabilidad (mD) del mismo en condiciones “naturales”, es decir, antes de que se someta el yacimiento a cañoneo o fracturamiento, se pone también la medida proyectada de radio de drenaje (ft), el área de yacimiento (ft²) y los datos específicos para el cálculo de la IPR, los cuales incluyen: el método o modelo de IPR, en este caso, se elige el “Pseudo Steady State”, debido a que los otros métodos que maneja Pipesim no poseen la capacidad de comparación de datos que ofrece el éste (**Figura 16**).

Cuadro 10. Información de yacimiento antes de fracturamiento para Pipesim

Datos de yacimiento							
P. Estática	Temperatura	Modelo IPR	Espesor de Yto	Diámetro de pozo	Permeabilidad	Radio de drenaje	Área de yto
psia	°F		ft	in	mD	ft	Ft ²
5820	190	Pseudo Steady State	300	8.5	0.002	1000	31.62

Fuente: Información suministrada por el departamento de Producción de Ecopetrol S.A.

Figura 16. Información del yacimiento antes de fracturamiento en Pipesim

The screenshot shows the 'Terminación Vertical - Pozo Piloto 1' window in the Pipesim software. The 'General' tab is selected, and the 'Datos de Yacimiento' section contains the following values: Presión Estática: 5820 psia; Temperatura: 190 F. The 'Modelo IPR' section shows 'Pseudo Steady State' selected. The 'Cálculo de IPR' section has 'Líquido' selected and 'Usar Vogel abajo del punto de burbuja' checked. The 'Daño' section shows 'Daño Mecánico' with a value of 0. The 'Tamaño/Forma del Yacimiento' section shows 'Radio de Drene' (1000 ft) and 'Área del Yacimiento' (31.62 ft²).

Fuente: Software PIPESIM suministrado por la compañía Ecopetrol, modificado por el autor

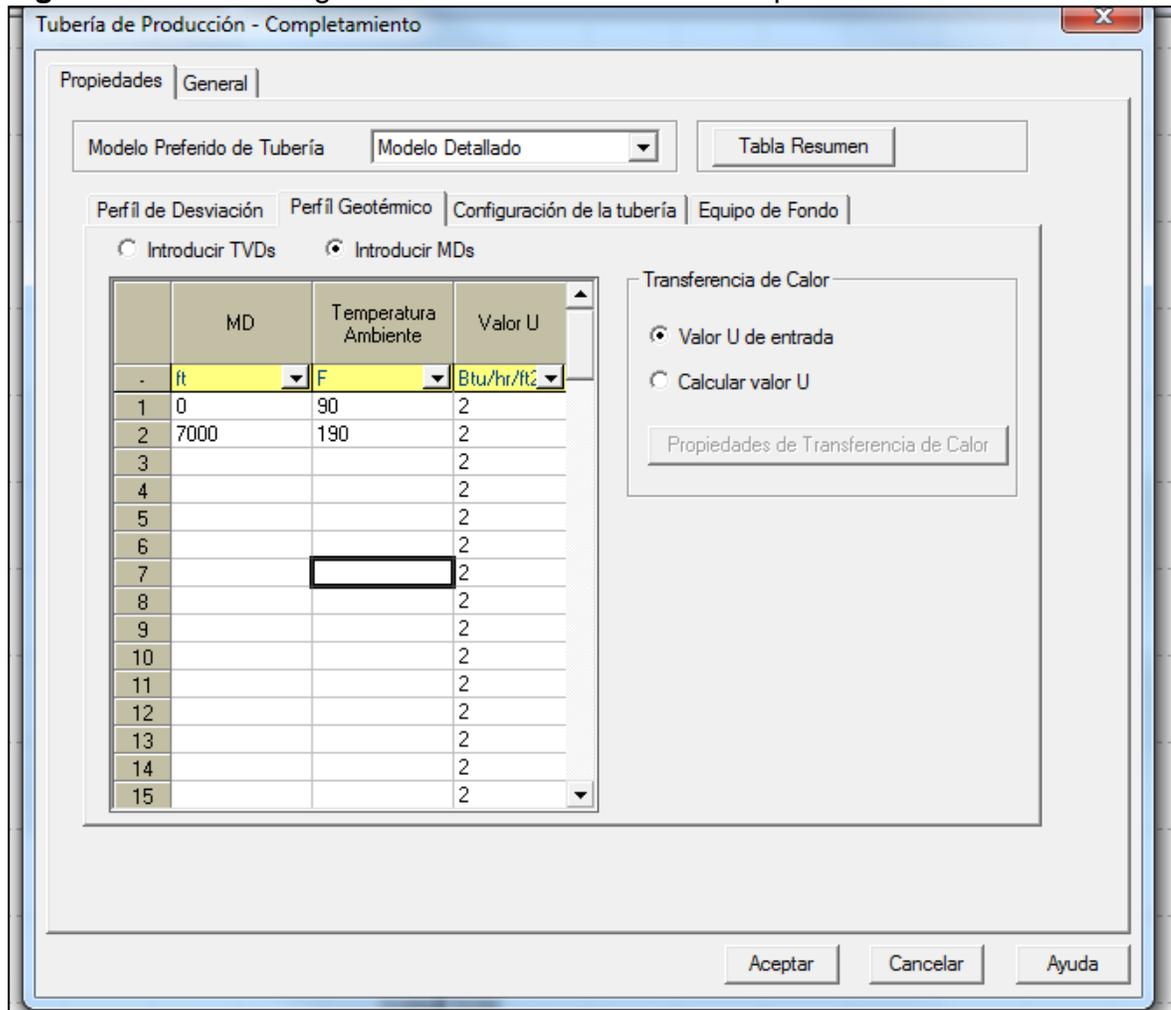
Luego, el software, da la opción de modelar geotérmicamente el pozo, teniendo en cuenta datos como la medida de profundidad (MD [ft]), Temperatura del ambiente (F) y un coeficiente de transferencia de calor (BTU/hrs/ft²), el cual puede ser calculado directamente por el software o puede ser ingresado, para efectos de este estudio, este valor, es ingresado. **(Cuadro 11 y Figura 17).**

Cuadro 11. Datos de perfil geotérmico del pozo

Perfil geotérmico		
Medida de Profundidad (MD)	Temperatura ambiente	Transferencia de calor (U)
Ft	°F	BTU/hrs/ft ²
0	90	2
7000	190	2

Fuente: Información suministrada por el departamento de Producción de Ecopetrol S.A.

Figura 17. Gradiente geotérmico del Pozo Piloto en Pipesim



Fuente: Software PIPESIM suministrado por la compañía Ecopetrol, modificado por el autor

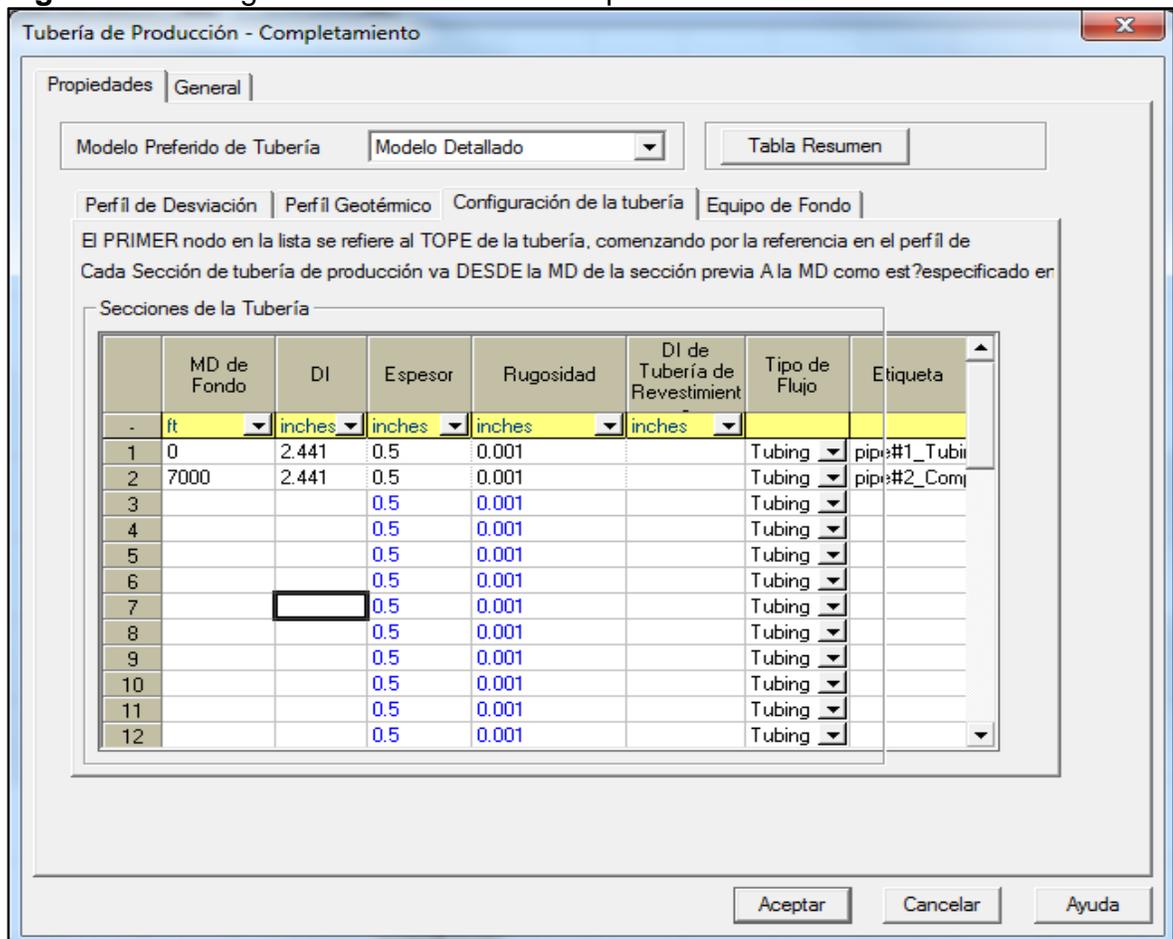
Después de esto, se procede a configurar la tubería, teniendo en cuenta información como la profundidad del pozo (MD [ft]), Diámetro interno de tubería (DI [in]), Espesor (in), Rugosidad (in), Diámetro interno de la tubería de revestimiento (in) y Tipo de flujo (Tubing en este caso), ver datos en el **Cuadro 12**. También da la opción de agregar etiquetas para cada intervalo o dato allí plasmado. La alimentación de esta información en el Software, se ve como aparece en la **Figura 18**.

Cuadro 12. Información de tubería

Datos de tubería				
Medida de profundidad (MD)	Diámetro interno de tubería	Espesor	Rugosidad	Tipo de flujo
Ft	In	In	In	-
0	2.441	0.5	0.001	Tubing
7000	2.441	0.5	0.001	Tubing

Fuente: Información suministrada por el departamento de Producción de Ecopetrol S.A.

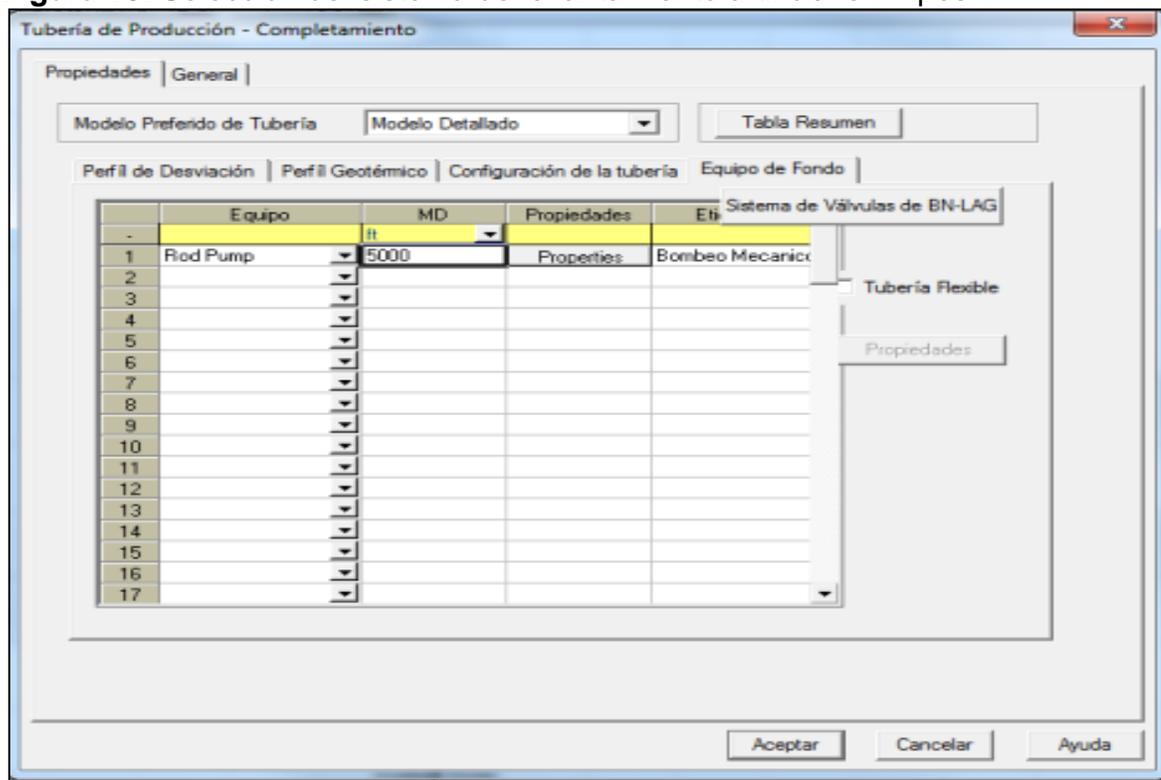
Figura 18. Configuración de Tubería en Pipesim



Fuente: Software PIPESIM suministrado por la compañía Ecopetrol, modificado por el autor.

Luego, en este caso, se hace la selección del sistema de levantamiento artificial sobre el cual se desea hacer el análisis nodal, para efectos de este estudio, se ha elegido el Bombeo Mecánico. En primer lugar, se debe poner la información sobre el equipo de fondo o bomba (**Cuadro 13**), tal como se muestra en la **Figura 19**. Después debe ingresarse la información específica del equipo relacionado al SLA, como lo es la tasa Nominal (bbl/día), DP máximo (psia), potencia máxima de trabajo de la bomba (hp), diámetro de la barra viajera (in) y la eficiencia del separador de gas (%), como se puede observar en la **Figura 20**.

Figura 19. Selección del sistema de levantamiento artificial en Pipesim



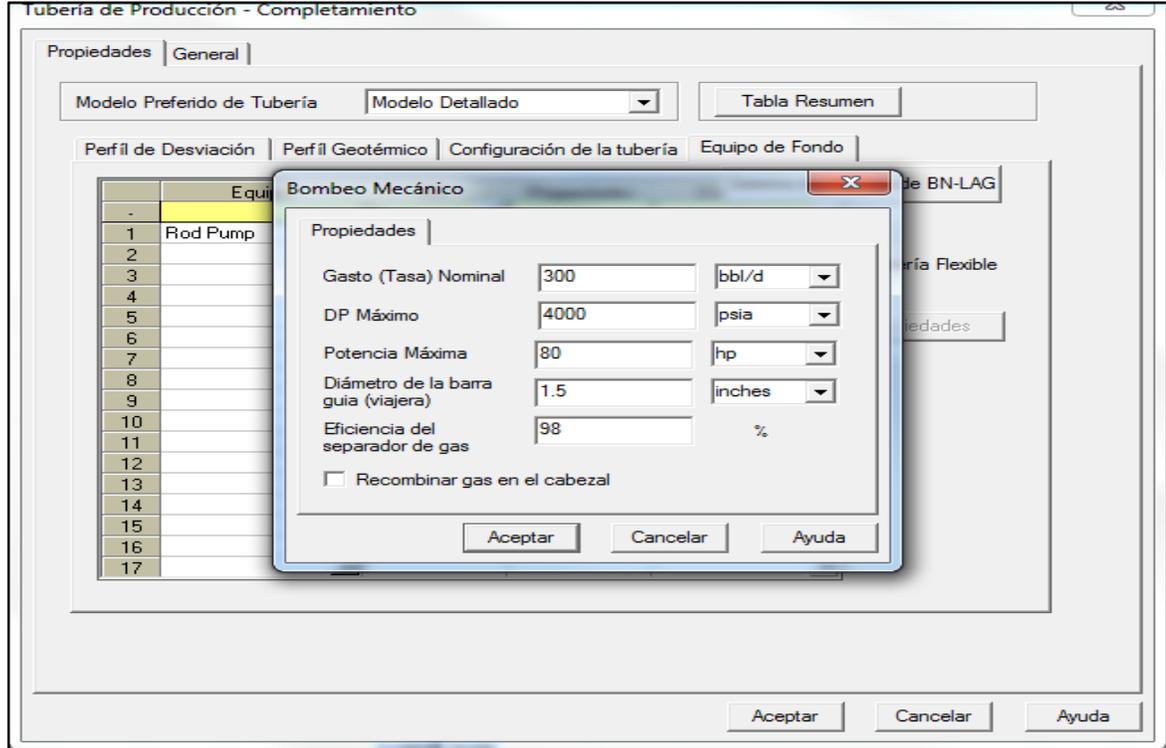
Fuente: Software PIPESIM suministrado por la compañía Ecopetrol, modificado por el autor

Cuadro 13. Información del sistema de levantamiento

Datos del Bombeo mecánico		
Parámetro	Unidades	Valor
Tipo de bomba		Rod Pump
Medida de profundidad (MD)	Ft	5000
Gasto nominal	Bbl/día	300
DP máximo	psia	4000
Potencia máxima	HP	80
Diámetro de Barra	In	1.5
Eficiencia del separador de gas	%	98

Fuente: Información suministrada por el departamento de Producción de Ecopetrol S.A.

Figura 20. Datos del equipo de fondo del SLA en Pipesim.



Fuente: Software PIPESIM suministrado por la compañía Ecopetrol, modificado por el autor

Después de haber seguido estos pasos, el software, Pipesim, arroja una tabla resumen para cada nodo determinado por el mismo (se puede observar que se ubican los nodos cada 1000 ft, desde el fondo del pozo, hasta superficie), que contiene los datos de Profundidad (MD [ft]), Profundidad verdadera (TVT [ft]), Diámetro interno (in), Tipo de equipo y puntos de nodo, Temperatura (F), transferencia de calor (BTU/hrs/ft²) y las etiquetas que fueron asignadas durante los pasos anteriores (**Ver Figura 21**).

Figura 21. Tabla Resumen análisis nodal en Pipesim antes de fracturamiento.

	MD	TVD	DI	Tipo de Equipo	Temperatura Ambiente	U Value	Etiqueta
-	ft	ft	inches		F	Btu/hr/ft ²	
1	0	0		Node	90	2	
2	0		2.441	Pipe			pipe#1_Tubio
3	0	0		Node			
4	1000	1000		Node	104.29	2	
5	2000	2000		Node	118.57	2	
6	3000	3000		Node	132.86	2	
7	4000	4000		Node	147.14	2	
8	5000	5000		Node	161.43	2	
9	5000	5000		RodPump			Bombeo Mec
10	5000	5000		Node	161.43	2	
11	6000	6000		Node	175.71	2	
12	7000	7000		Node	190	2	
13	7000		2.441	Pipe			pipe#2_Corri
14							
15							

Opciones

Distancia entre nodos:

Fuente: Software PIPESIM suministrado por la compañía Ecopetrol, modificado por el autor.

El paso que sigue, es la introducción de los datos de propiedades del fluido (**Cuadro 14**) al software, en la **Figura 22**. Se muestra que lo primero que debe ingresar al software, son los datos tales como, la forma como se nombra el fluido, Piloto Pseudo Steady para este caso; las propiedades del fluido en condiciones estándar (Corte de agua [%], GOR [scf/STB], API, y los datos de gravedad específica del gas y el agua que son calculadas por Pipesim) y la correlación de gas en solución que se elija.

Cuadro 14. Propiedades del fluido.

Propiedades del Fluido				
Corte de agua	GOR	Gravedad específica gas	Gravedad específica agua	API
%	Scf/STB			°API
45	0	0.64	1.02	25

Fuente: Información suministrada por el departamento de Producción de Ecopetrol S.A.

Figura 22. Propiedades del crudo en Pipesim

DEFAULT - Propiedades "Black Oil"

Propiedades "Petróleo Negro" | Datos de Viscosidad (Opcional) | Calibración Avanzada de Datos (Opcional)

Importar...
Exportar

Nombre del Fluido: Piloto Pseudo steady
Comentario Opcional:

Propiedades a Condiciones Estándar

WCut	45	%
GOR	0	scf/STB
S.G. Gas	0.64	
S.G. Agua	1.02	
API	25	

Calibración de datos en el Pb (Opcional pero Recomendado)

Presión		psia
Temperatura		F
Rsb		scf/STB

Correlación de Gas en Solución

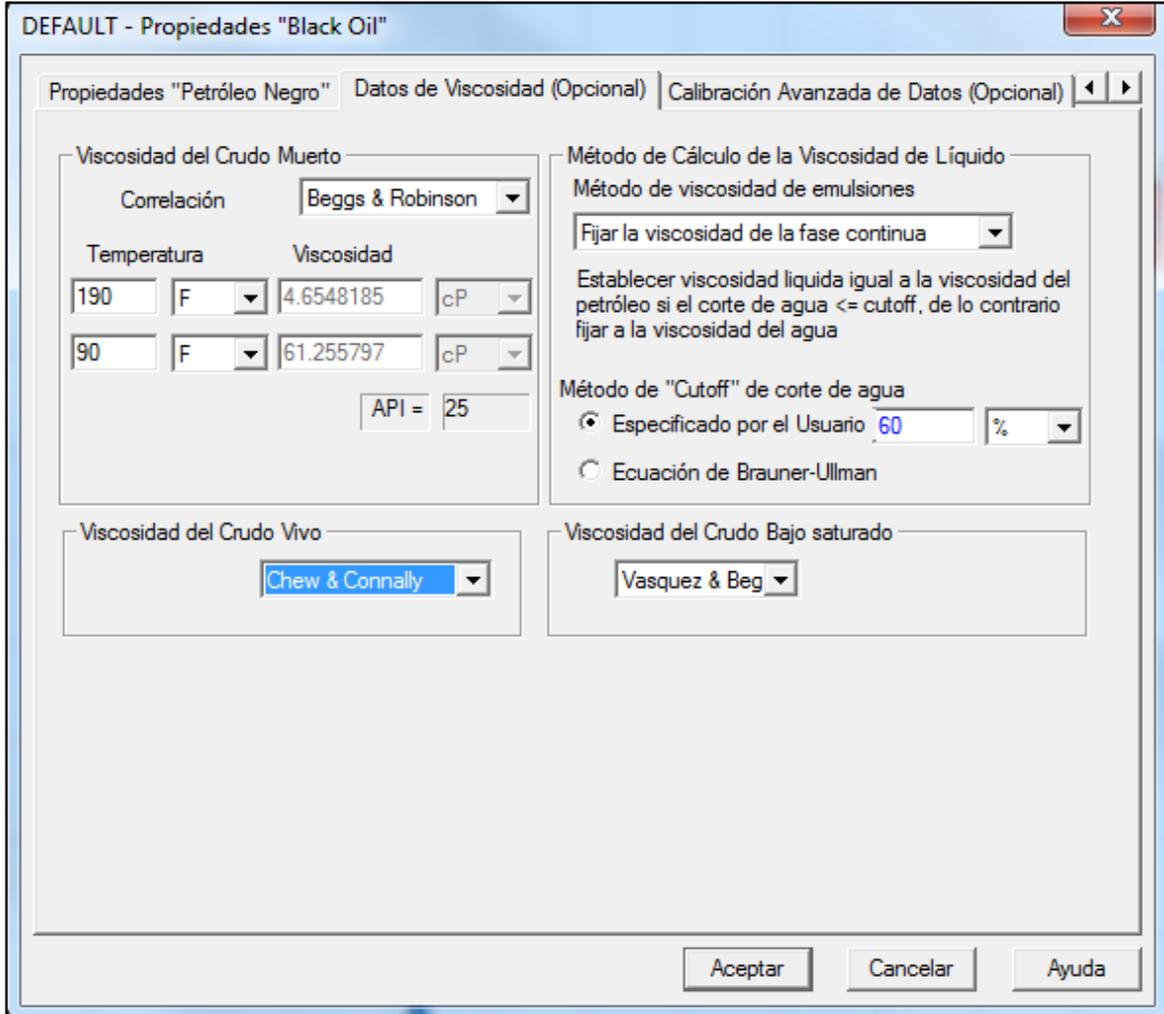
Rs y Pb	Lasater
---------	---------

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Software PIPESIM suministrado por la compañía Ecopetrol, modificado por el autor.

Siguiendo con la modelación de fluido, se abre la pestaña de “datos de viscosidad”, y en ella se elige la correlación que se desea usar para el análisis nodal, en este caso se escoge “Beggs & Robinson”, elegida por los datos de temperatura y API del fluido; y se hace la entrada de datos de temperatura, como se ve en la **Figura 23**.

Figura 23. Características de viscosidad del Fluido en Pipesim



Fuente: Software PIPESIM suministrado por la compañía Ecopetrol, modificado por el autor.

La correlación de Beggs & Robinson, elegida, funciona para crudos con API entre los 16° a 58° y temperaturas que oscilan entre los 70° a los 295°F. Y se representa a través de la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Correlación de viscosidad “Beggs & Robinson”

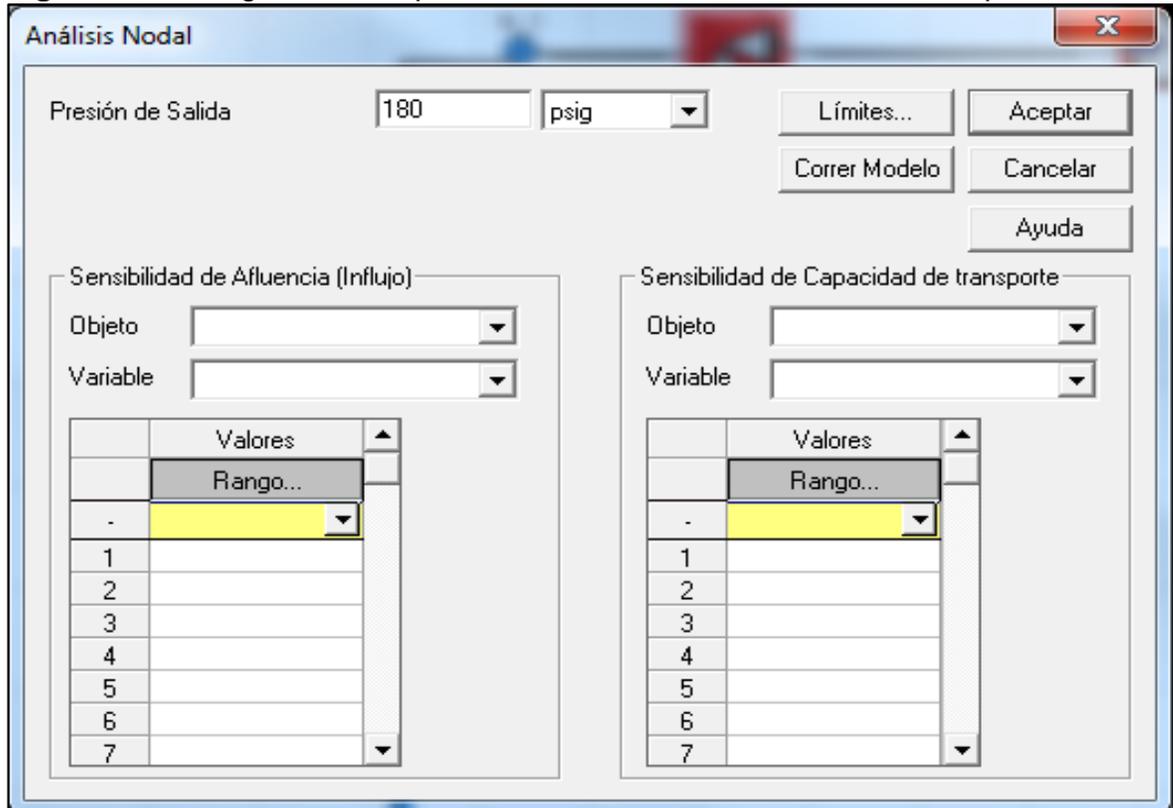
$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

Donde:

μ_{od} es la viscosidad del aceite libre de gas en cP, $x = y T^{-1.163}$, T se expresa en °F. Y a su vez: $y = 10^z$, además, $z = 3.0324 - 0.02023 G$, donde G es la gravedad del “aceite” expresada en °API.

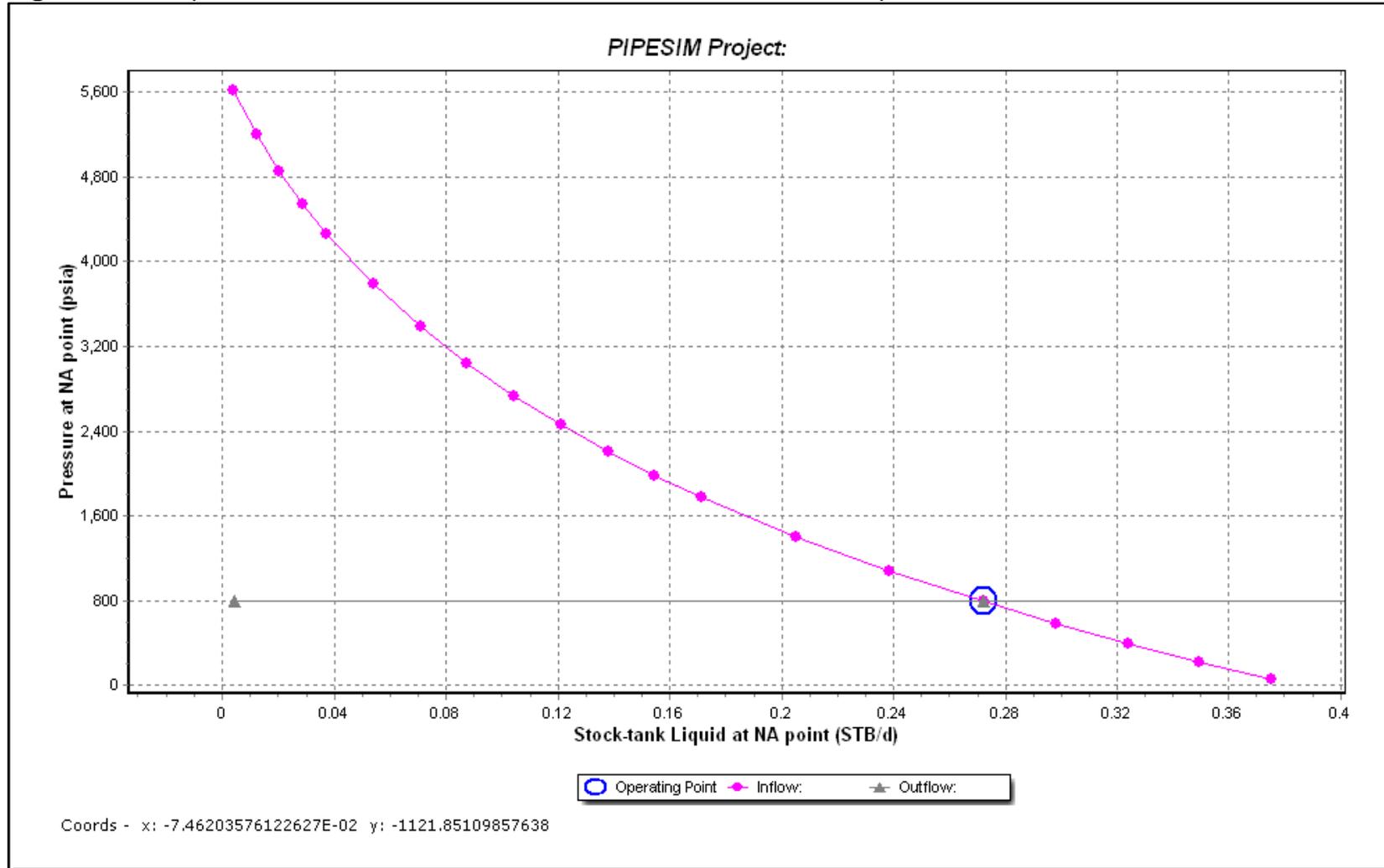
Luego para obtener la IPR, se configuran las presiones de salida en el software, como se puede ver en la **Figura 24** y de esa manera se tiene la primera curva IPR, antes de fracturamiento y sin modificación de sensibilidades, como muestra la **Figura 25**.

Figura 24. Configuración de presión de salida antes de fractura en Pipesim.



Fuente: Software PIPESIM suministrado por la compañía Ecopetrol, modificado por el autor.

Figura 25. IPR para Pozo Piloto antes de fractura sin sensibilidades en Pipesim



Esta IPR evidencia un flujo de 0.27 STB/día, lo que se traduce en “no producción”. Por ello se decide hacer fracturamiento en el pozo, con el fin de mejorar la permeabilidad.

Luego de realizar ese procedimiento, debe hacerse un análisis nodal, en este caso, lo que se hace es hacer la modificación de los datos de yacimiento (**Cuadro 15**), como se muestra en la **Figura 26**, para luego obtener una nueva IPR (**Figura 27**).

Cuadro 15. Datos de yacimiento después de fracturamiento

Datos de yacimiento							
P. Estática	Temperatura	Modelo IPR	Espesor de Yto	Diámetro de pozo	Permeabilidad	Radio de drenaje	Área de yto
psia	°F		ft	in	mD	ft	Ft ²
5820	190	Pseudo Steady State	300	8.5	2.5	2000	31.62

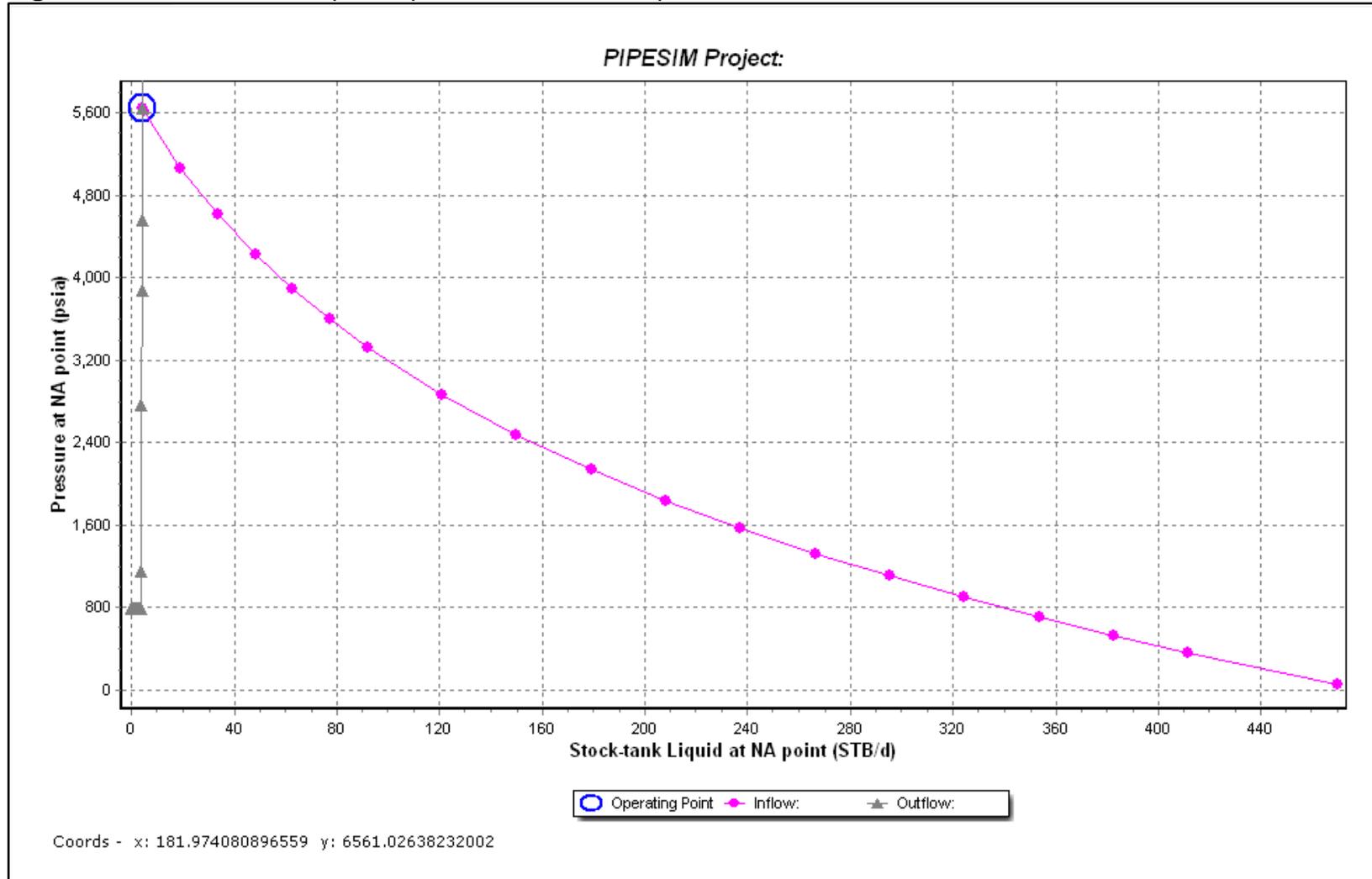
Fuente: Información suministrada por el departamento de Producción de Ecopetrol S.A.

Figura 26. Datos de yacimiento en Pipesim luego de fracturamiento.

Fuente: Software PIPESIM suministrado por la compañía Ecopetrol, modificado por el autor.

Aquí se ve plasmada la mejora en la medida de la Permeabilidad, pues pasó de tener un valor de 0.002 mD a 2.5 mD.

Figura 27. Curva IPR en Pipesim para Pozo Piloto después de fracturamiento sin sensibilidades.



La producción aumentó de manera significativa, pues de tener una producción “nula” de 0.27 STB/día, se pasa a tener una producción de 340 STD/día.

Viendo estos resultados en la curva IPR, lo que sigue, es la medición de las distintas sensibilidades. Para la evaluación del bombeo mecánico para el Pozo piloto se procede de la siguiente manera:

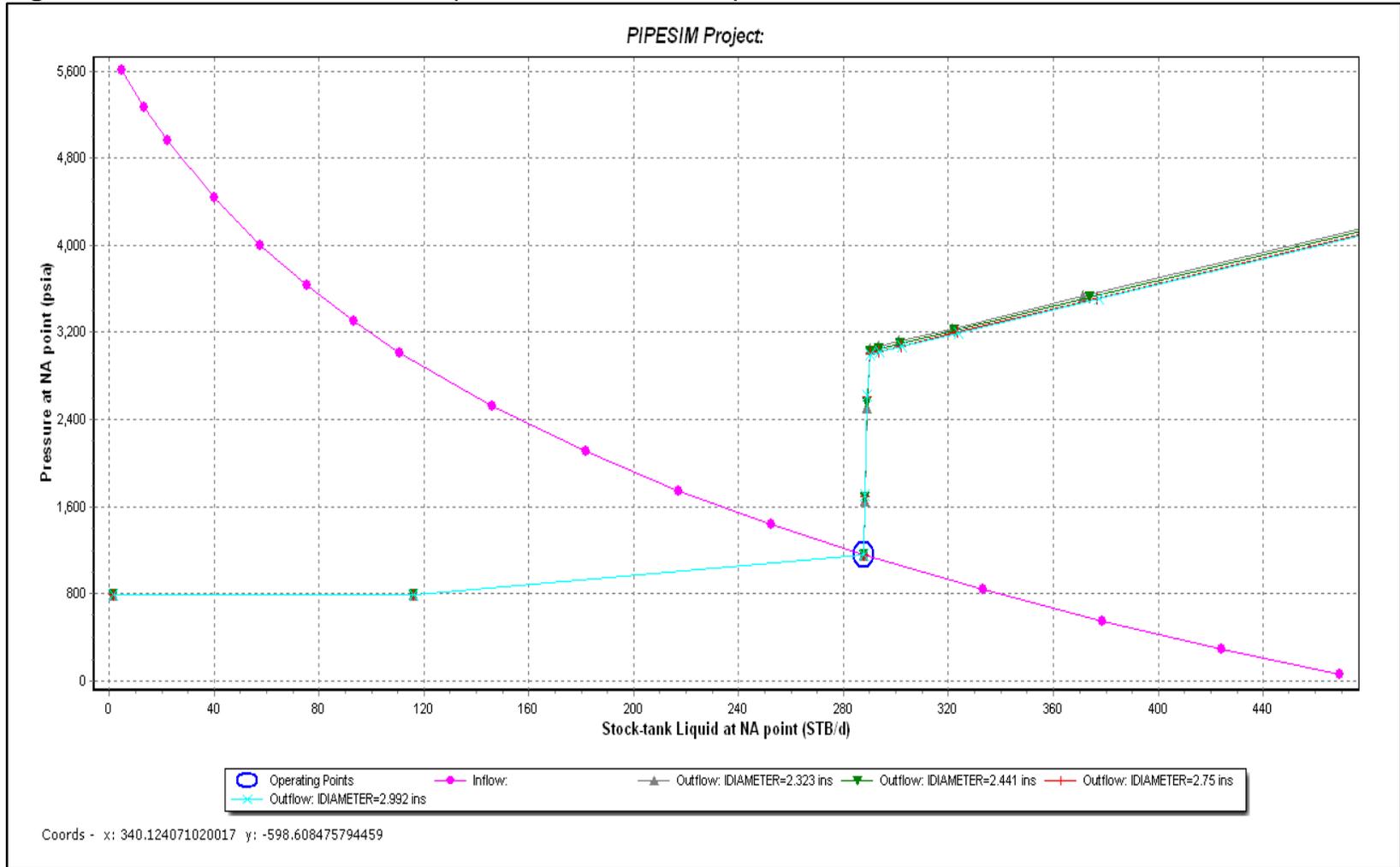
Se tiene en cuenta en primer lugar la sensibilidad del SLA respecto a los diámetros de tubería y para ello en el software se plasman los datos, como se muestra en el **Anexo A**, para luego obtener la curva IPR con la Outflow que depende de esta sensibilidad, como se ve en la **Figura 28**. (Se tiene en cuenta el **Cuadro 16**).

Luego, se toma la sensibilidad del bombeo mecánico respecto a la presión de descarga de la bomba, para obtener la curva Outflow de esta sensibilidad, primero se debe poner los datos de capacidad de transporte en Pipesim, así como en la **Figura 29** se puede observar, teniendo además en cuenta los datos que se ingresan en la pestaña “Data” (**Anexo B**) y de esto se obtiene una nueva Curva Outflow, como se aprecia en la **Figura 30**.

La tercera sensibilidad que se tiene en cuenta es la del sistema de levantamiento frente al diámetro de varilla, en este caso, se modifican los datos de capacidad de transporte en el software (**Figura 31**), se ingresa la tabla de datos (**Anexo C**) y el Software arroja una curva Outflow respecto a la nueva sensibilidad que se desea graficar (**Figura 32**).

La cuarta y última sensibilidad que en este estudio se tiene en cuenta es la del Bombeo Mecánico respecto al flujo de la bomba. Se debe cambiar los valores de sensibilidad de capacidad de transporte (**Figura 33**), agregar los datos en la tabla destinada para ello (**Anexo D**) y se obtiene finalmente la curva IPR con las curvas Outflow generadas (**Figura 34**).

Figura 28. Curva IPR con la Outflow para la sensibilidad respecto al diámetro de tubería



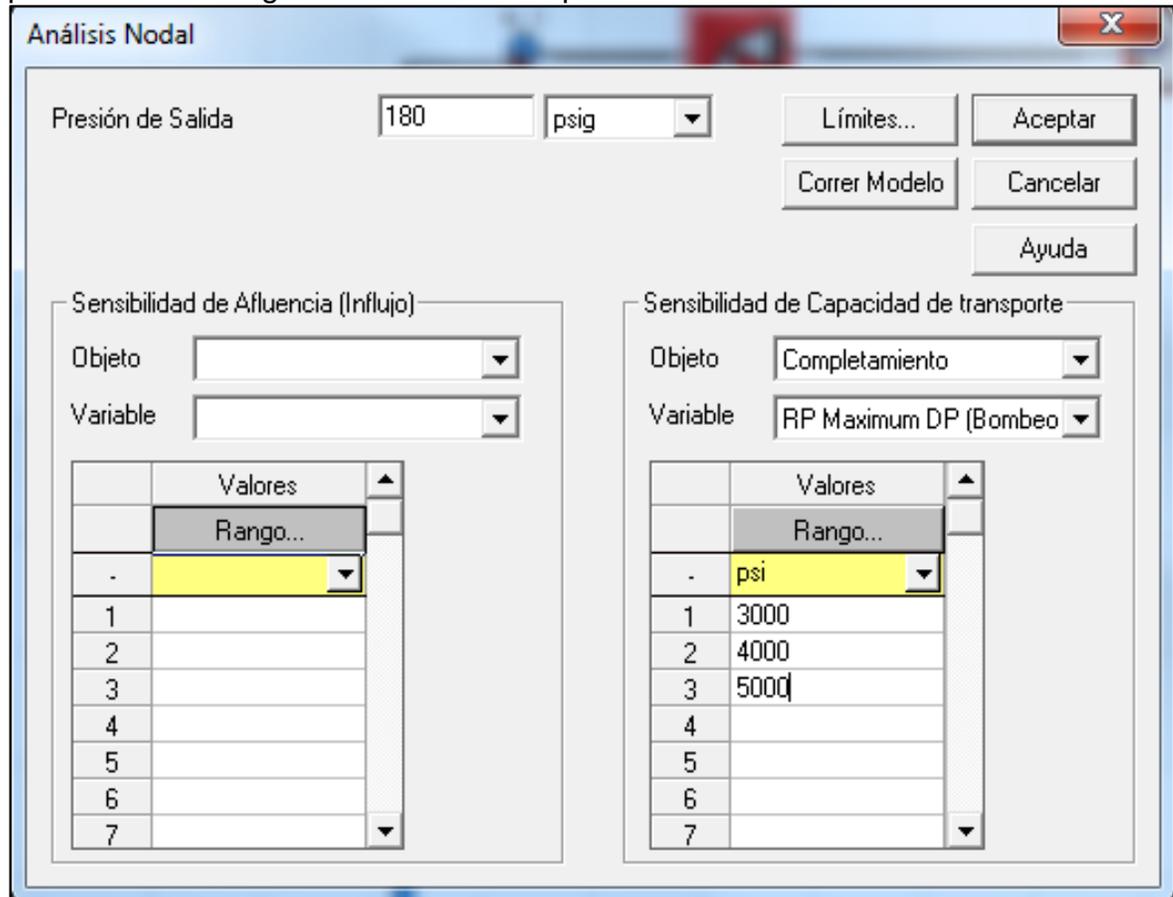
Cuadro 16. Diámetros y características de las tuberías

Diámetro [in]	Peso [lb/ft]	Diámetro interno [in]	Espesor [in]
2 7/8	6.50	2.441	0.217
2 7/8	7.90	2.323	0.276
3 1/2	12.70	2.75	0.308
3 1/2	10.20	2.992	0.289

Fuente: Información suministrada por el departamento de Producción de Ecopetrol S.A.

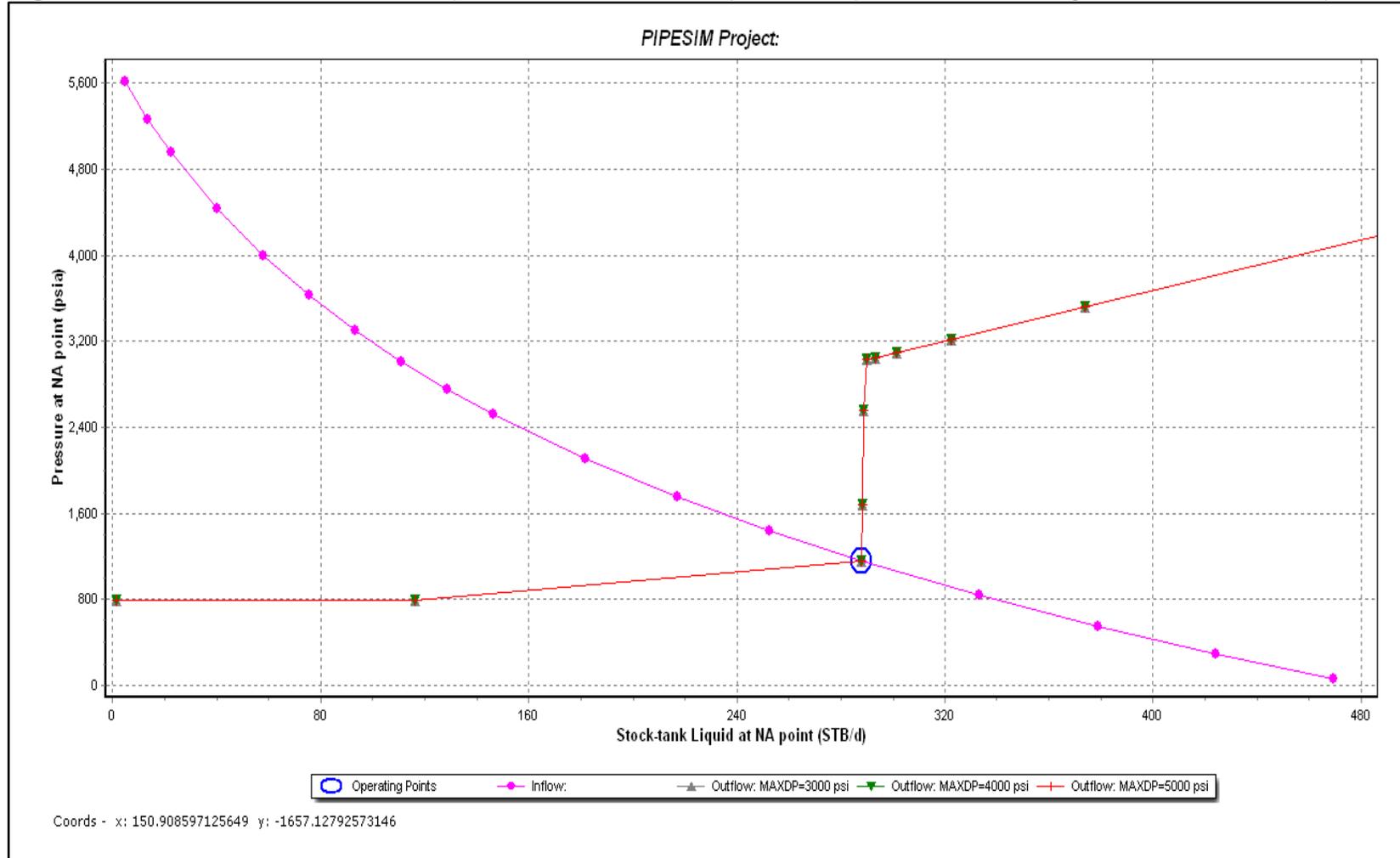
Se puede observar que al tomar los distintos diámetros de tubería para la curva outflow, la producción no varía de manera significativa, así que se llega a la conclusión de continuar con el diámetro de tubería inicial propuesta para este estudio (D: 2 7/8; DI: 2.441).

Figura 29. Datos iniciales para la sensibilidad del bombeo mecánico respecto a la presión de descarga de la bomba en Pipesim.



Fuente: Software PIPESIM suministrado por la compañía Ecopetrol, modificado por el autor.

Figura 30. Curva IPR con la Outflow para la sensibilidad respecto a la presión de descarga de la bomba en Pipesim.



Se puede observar que, al tomar distintas presiones de descarga, una por encima y otra por debajo de la inicial (información brindada por Ecopetrol), para la curva outflow, la producción tampoco varía de manera significativa, así que se llega a la conclusión de continuar con la presión de descarga inicialmente propuesta para este estudio (P: 4000 psia).

Figura 31. Datos iniciales para la sensibilidad del bombeo mecánico respecto al diámetro de varilla en Pipesim.

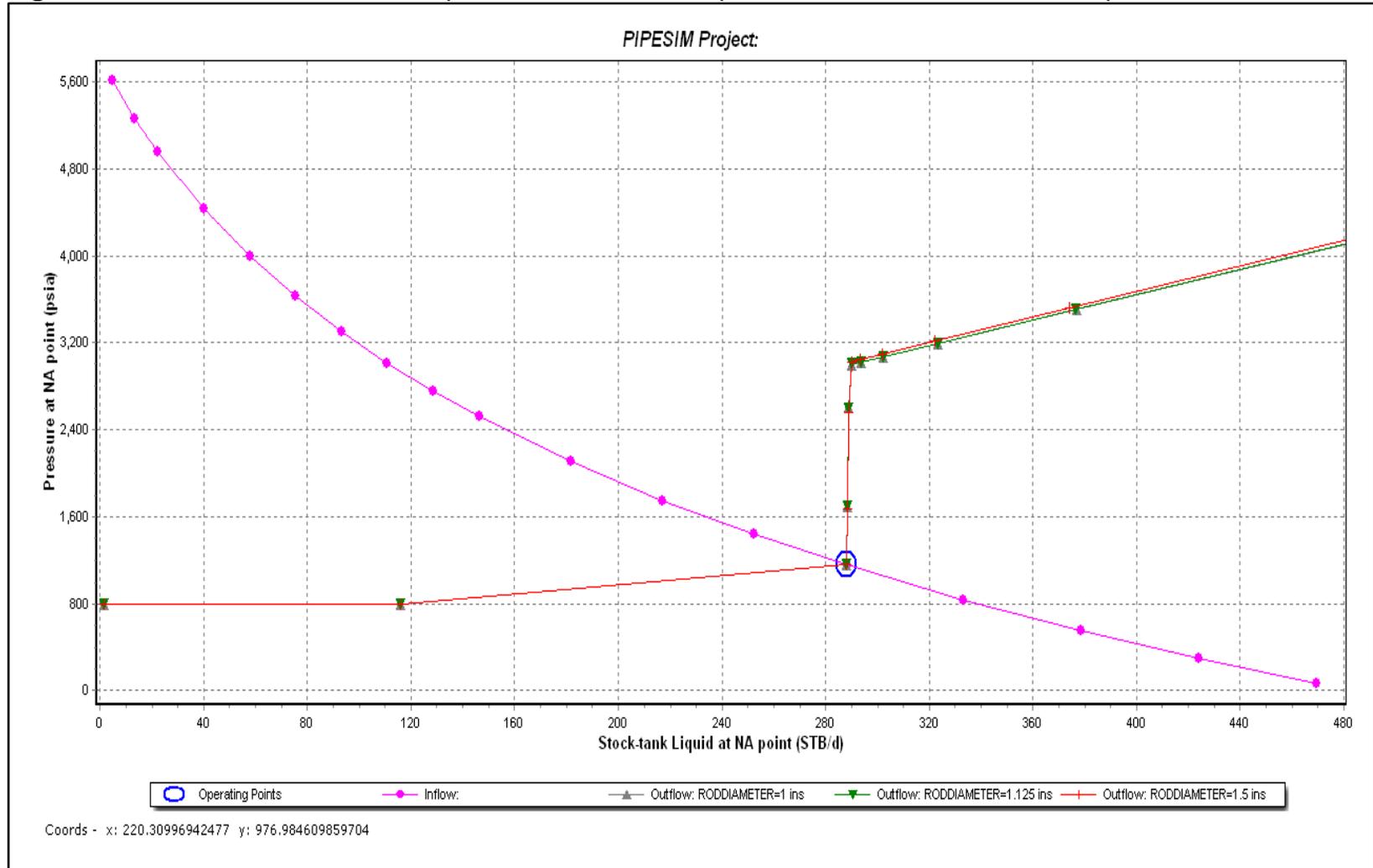
The screenshot shows the 'Análisis Nodal' window with the following settings:

- Presión de Salida:** 180 psig
- Sensibilidad de Afluencia (Influjo):** Objeto and Variable are empty.
- Sensibilidad de Capacidad de transporte:** Objeto is 'Completamiento', Variable is 'RP Drive Rod Diameter (B)'. The table below shows values for this variable.

	Valores
-	inches
1	1.125
2	1
3	1.5
4	
5	
6	
7	

Fuente: Software PIPESIM suministrado por la compañía Ecopetrol, modificado por el autor.

Figura 32. Curva IPR con la Outflow para la sensibilidad respecto al diámetro de varilla en Pipesim.



Se puede observar que al tomar los distintos diámetros de varilla para la curva outflow, la producción no varía de manera significativa, de la misma manera, se llega a la conclusión de continuar con el diámetro de varilla inicial propuesta para este estudio (D: 1.5 in).

Figura 33. Datos iniciales para la sensibilidad del bombeo mecánico respecto al flujo de la bomba en Pipesim.

Presión de Salida: 180 psig

Objeto: []

Variable: []

	Valores
	Rango...
.	[]
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	

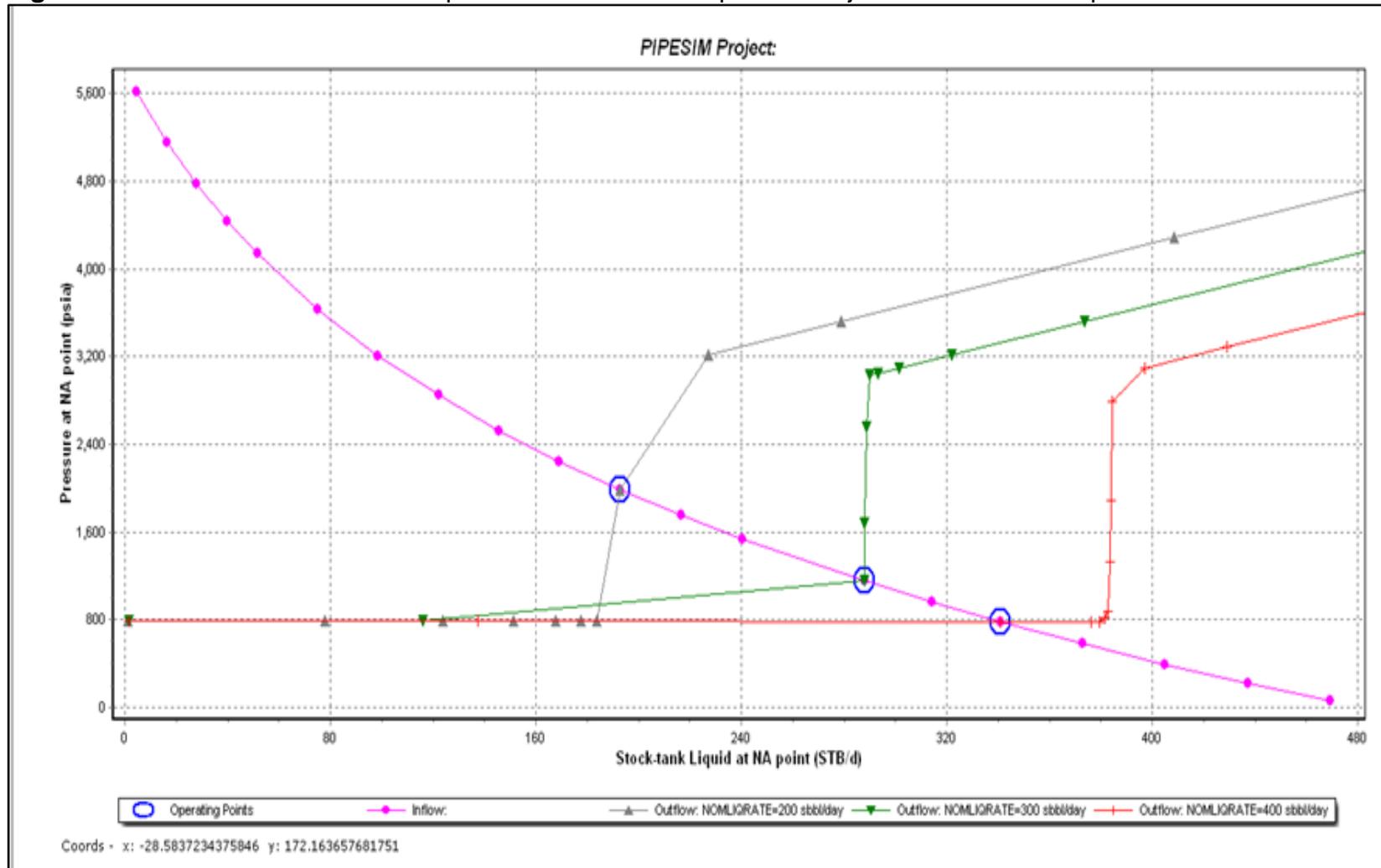
Objeto: Completaimiento

Variable: RP Nominal Flowrate (Bom)

	Valores
	Rango...
.	STB/d
1	200
2	300
3	400
4	
5	
6	
7	

Fuente: Software PIPESIM suministrado por la compañía Ecopetrol, modificado por el autor.

Figura 34. Curva IPR con la Outflow para la sensibilidad respecto al flujo de la bomba en Pipesim.



Se puede observar que al tomar los distintos flujos de la bomba para la curva outflow, la producción varía de manera significativa, sin embargo, se llega a la conclusión de continuar con el flujo de bomba inicial propuesta para este estudio (300 bbls/day). Esto, debido a que la curva del flujo seleccionado es la que mejor se ajusta a la capacidad real de la bomba.

5. EVALUACIÓN FINANCIERA

El Campo Llanura, operado por Ecopetrol S.A. se encuentra ubicado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena, está considerado como área de alto potencial en yacimientos no convencionales, por tal razón, la compañía tiene la intención de evaluar y explotar sus recursos comenzando con el Pozo Piloto.

Con la finalidad de desarrollar el campo de manera óptima, se realizó una evaluación y selección del sistema de levantamiento artificial adecuado mediante una matriz de selección (**Cuadro 11**), en la cual se tienen en cuenta las principales características para la implementación de un sistema de levantamiento artificial, como son: Estado mecánico del Pozo Piloto, Parámetros de producción, Propiedades del yacimiento y limitaciones técnicas del sistema de levantamiento artificial, dando como resultado que el Sistema de Levantamiento Bombeo Mecánico era la mejor opción.

Para el análisis financiero, desde la posición de la compañía Ecopetrol S.A, se realizó análisis de inversión, costos de operación e ingresos. El tiempo del proyecto corresponde a un año segmentado en tres periodos, cada uno compuesto por cuatro meses. El Costo de Capital Promedio Ponderado con sus siglas en inglés WACC (**Ecuación 9**), hace referencia a la tasa mínima de ganancia esperada por la compañía para implementar el sistema de levantamiento artificial, el Departamento de Yacimientos No Convencionales estipula el WACC para sus proyectos de 10% E.A. Los valores monetarios reflejados en ingresos y egresos son presentados en USD (*United States Dollar*), moneda nacional de los Estados Unidos de América, la cual se considera unidad monetaria constante, debido a políticas de la compañía de tener como referencia el precio del barril de petróleo producido durante el tiempo de estudio en un valor de 50 y 60 USD, el cual fue tomado para el flujo de caja. La evaluación financiera se realizó por medio del Indicador Financiero Valor Presente Neto (VPN).

Ecuación 9. Ecuación WACC.

$$WACC = K_e \frac{CAA}{CAA + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{CAA + D}$$

Donde:

WACC: Weighted Average Cost of Capital (Promedio Ponderado del Costo de Capital).

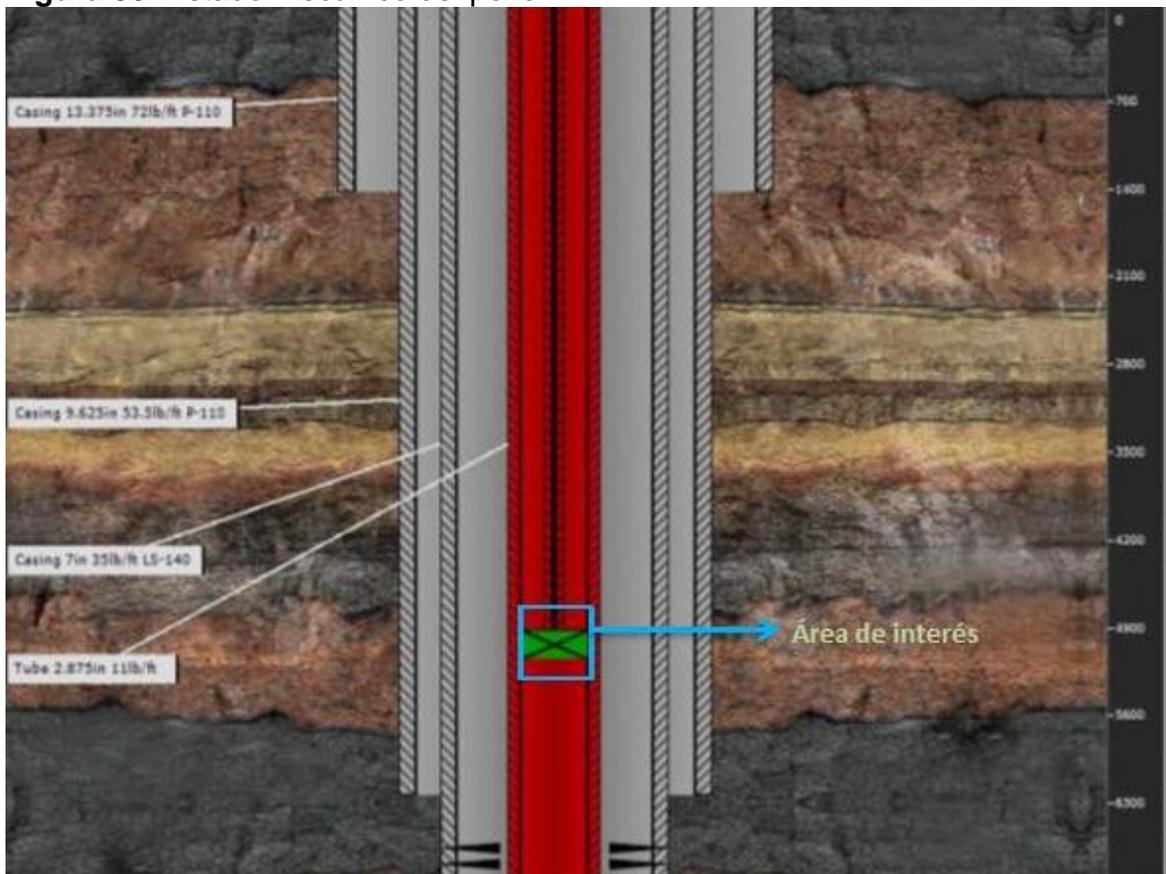
Ke: Tasa o de costo de oportunidad de los accionistas. Se utiliza para obtenerla el método CAPM o es descuento de los dividendos futuros.

CAA : Capital aportado por los accionistas
D : Deuda financiera contraída
Kd : Costo de la deuda financiera.
T : Tasa de impuesto a las ganancias

Los porcentajes discriminados para la ecuación varían de acuerdo a cada empresa, por motivos de confidencialidad de la compañía estos valores discriminados no serán reflejados.

A continuación, se detalla el Sistema de Levantamiento Artificial Bombeo Mecánico en el estado mecánico del Pozo Piloto, véase **Figura 35**.

Figura 35. Estado mecánico del pozo.



5.1 ANALISIS DE INGRESOS

Los ingresos están asociados a la producción estimada dentro de la evaluación técnica de acuerdo a los datos arrojados por el simulador PipeSim, en la **Tabla 1** se presenta la declinación de la producción promedio diaria por periodo.

Tabla 1. Declinación de producción promedio diaria

Periodo	Producción promedio (Bbl/D)
1	350
2	300
3	250

En la **Tabla 2** se presenta la declinación de la producción por periodo.

Tabla 2. Declinación de producción

Periodo	Producción (Bbl)
1	42.000
2	36.000
3	30.000

Para determinar la producción neta por periodo, se debió reducir el porcentaje de regalías, estas son liquidadas en cabeza de pozo, Ecopetrol estableció retribuir las en especie a la Agencia Nacional de Hidrocarburos. En la **Tabla 3** se presenta el Régimen de Regalías Escalonado.

Tabla 3. Régimen de Regalías Escalonado

Producción diaria promedio mes	Porcentaje
Producción igual o menor a 5 KBPD	8%
Producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD	X%
$X\% = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * 0,10$	
Producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20%

El porcentaje de regalías corresponde al 8% de acuerdo al Régimen Escalonado según la producción del Pozo Piloto, en la **Tabla 4** se presenta la producción neta por periodo.

Tabla 4. Producción neta

Periodo	Producción (Bbl)	Regalías (Bbl)	Producción neta (Bbl)
1	42.000	3.360	38.640
2	36.000	2.880	33.120
3	30.000	2.400	27.600

Ecopetrol tomó como precio de referencia Brent USD 50/Bbl, dicho valor corresponde al pronóstico realizado dentro del plan de inversiones de la compañía para el año 2017, en la **Tabla 5** se presenta los ingresos por periodo.

Tabla 5 Ingresos, escenario 50 USD/Bbl

Periodo	Precio (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	USD
1	50	38.640	1'932.000
2	50	33.120	1'656.000
3	50	27.600	1'380.000

Los ingresos totales vienen dados por la multiplicación entre la producción neta por cada periodo con el precio en dólares del barril estipulado por la compañía Ecopetrol para el año 2017.

Debido a la incertidumbre del mercado, Ecopetrol decidió medir los ingresos con un escenario adicional de 60 USD/Bbl.

En la **Tabla 6** se presentan los ingresos estableciendo un escenario de 60 USD/Bbl.

Tabla 6 Ingresos, 60 USD/Bbl

Periodo	Precio (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	USD
1	60	38.640	2'318.400
2	60	33.120	1'987.200
3	60	27.600	1'656.000

5.2 ANALISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

El CAPEX, o Capital Expenditures, es el dinero que una empresa invierte en comprar o mejorar sus activos productivos, como edificios, maquinaria o vehículos, con el objetivo de aumentar la eficiencia del negocio. A efectos de contabilidad, un gasto se considera **CAPEX** cuando la inversión realizada mejora la capacidad productiva o aumenta la vida útil de un activo ya existente¹⁵.

¹⁵ Territorio Pyme INTERNET:
(http://cincodias.com/cincodias/2016/08/08/pyme/1470641270_253913.html).

Los costos de inversión corresponden a los que realiza la empresa con el propósito de obtener ingresos o rentas a lo largo del tiempo.

La inversión estuvo asociada a los costos involucrados durante la perforación del Pozo Piloto, el completamiento del mismo con *Tubing* hasta 7000 Ft y la compra e instalación de los elementos pertenecientes al Sistema de Levantamiento Bombeo Mecánico; éstos costos unitarios de los elementos se tomaron como referencia de la compra para la operación de un pozo similar dentro del Campo objeto de estudio.

Según el Departamento de Yacimientos No Convencionales, los costos asociados a la perforación del Pozo Piloto equivalen a USD 4'000.000.

El completamiento del Pozo Piloto está representado por la instalación del *Tubing* hasta 7.000 Ft, en la **Tabla 7** se presenta la inversión asociada al completamiento del pozo.

Tabla 7. Inversión asociada a completamiento del pozo

Longitud por tubería (Ft)	Profundidad total (Ft)	Número de tuberías	Costo por tubería (USD)	USD
3,5	7.000	2000	9	18.000

Fuente. Ecopetrol S.A, Departamento de Yacimientos No Convencionales

Los elementos asociados al Sistema de Levantamiento Artificial Bombeo Mecánico están representados por la bomba, varillas y el equipo de superficie, cada varilla presenta una longitud de 30 Ft, la bomba se encuentra localizada a 5.000 Ft, por lo tanto, el número de varillas a comprar corresponde a 167, la instalación del sistema no representa ningún costo puesto que está incluido dentro del precio de los elementos. En la **Tabla 8** se presenta el costo por elemento.

Tabla 8 Costo de elementos asociados al Sistema de Levantamiento Artificial Bombeo Mecánico

Elemento	Costo (USD)	Cantidad	USD
Equipo de superficie	30.100	1	30.100
Bomba	26.400	1	26.400
Varilla	10	167	1.670
<i>Total</i>			58.170

Fuente. Ecopetrol S.A, Departamento de Yacimientos No Convencionales

En la **Tabla 9** se presenta el costo de inversión.

Tabla 9. Costo de inversión

Periodo	Perforación de pozo (Taladro) (USD)	Completamiento de pozo	Compra e instalación del sistema	USD
0	4'000.000	18.000	58.170	4'076.170

5.3 ANALISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Un gasto operativo (Opex) es el dinero que una empresa gasta en forma continua y cotidiana para operar un negocio o sistema. Dependiendo de la industria, estos gastos pueden variar desde la tinta utilizada para imprimir documentos hasta los salarios pagados a los empleados¹⁶.

Los costos de operación corresponden a los costos asumidos por la empresa día a día con el propósito de mantener en funcionamiento el proyecto, dichos costos estuvieron asociados al consumo de energía del sistema de levantamiento, campamento y el recurso humano trabajando durante la operación del mismo.

Con base en la información proporcionada por la compañía, el costo de consumo energético requerido por el sistema de levantamiento el cual es detallado en el Cuadro 20 que contiene el equipo de superficie y la bomba del sistema de levantamiento, también requiere un consumo energético para el campamento, obteniendo un total en costos de energía de USD 8,33 por día. En la **Tabla 10** se presenta el costo de consumo de energía por periodo representado en los primeros cuatro meses.

Tabla 10. Costo de consumo de energía

Costo diario (USD)	Costo por periodo (USD)
8,33	999,6

Fuente. Ecopetrol S.A, Departamento de Yacimientos No Convencionales

Para la proyección de los costos, se tuvo en cuenta el promedio de la variación porcentual anual de los índices del precio al consumidor del periodo correspondiente a 2012 – 2015¹⁷, equivalente a 3,70%. En el **Cálculo 1** se presenta la conversión de tasa anual a cuatrimestral.

¹⁶ WhatIs.com magazine Internet: (<http://whatIs.techtarget.com/definition/OPEX-operational-expenditure>).

¹⁷ Colombia, Índice de Precios al Consumidor, DANE.

Cálculo 1. Tasa cuatrimestral, IPC

$$(1+i)^n = (1+i)^n$$

$$(1+0,037)^1 = (1+i)^3$$

$$(1+0,037)^{1/3} = (1+i)^{3/3}$$

$$i = 0,01218$$

$$i_{\text{cuatrimestra}} = 1,218\%$$

Se ajustaron los costos asociados a consumo de energía a 1,218% por periodo. En la **Tabla 11** se presenta la proyección de costos.

Tabla 11. Proyección del costo asociado a consumo de energía

Periodo	USD
1	999,60
2	1.011,77
3	1.024,09

El costo asociado a recurso humano está representado por los salarios, alimentación, hospedaje y transporte del personal.

El personal está conformado por el ingeniero líder y dos técnicos de operación. En la **Tabla 12** se presenta el salario por perfil laboral, las compensaciones correspondientes a salud y seguridad social ya están incluidas dentro del valor.

Tabla 12. Salarios

Perfil	Salario mensual (USD)	Salario por periodo (USD)	Cantidad	USD
Ingeniero líder	8.000	36.000	1	36.000
Técnico	6.000	24.000	2	48.000
<i>Total</i>				84.000

Fuente. Ecopetrol S.A, Departamento de Yacimientos No Convencionales

Los costos de transporte, alimentación y hospedaje del personal se presentan en la **Tabla 13.**

Tabla 13. Costo de transporte, alimentación y hospedaje

Factor	Costo mensual (USD)	Costo por periodo (USD)
Transporte	2.000	8.000
Alimentación	7.000	28.000
Hospedaje	3.000	21.000
<i>Total</i>		57.000

Fuente. Ecopetrol S.A, Departamento de Yacimientos No Convencionales

Se ajustaron los costos asociados a transporte, alimentación y hospedaje a una tasa de 1,218% por periodo, correspondiente al incremento del IPC cuatrimestral. En la **Tabla 14** se presenta la proyección de costos.

Tabla 14. Proyección de costos asociados alimentación, transporte y hospedaje

Periodo	USD
1	57.000,00
2	57.694,26
3	58.396,97

Fuente. Ecopetrol S.A, Departamento de Yacimientos No Convencionales

Los costos relacionados a impuestos son del 37,7% anual de acuerdo a la información suministrada por la compañía Ecopetrol S.A, en el **Cálculo 2** se presenta la conversión a tasa cuatrimestral.

Cálculo 2. Tasa cuatrimestral, impuestos

$$\begin{aligned}
 (1+i)^n &= (1+i)^n \\
 (1+0,37)^1 &= (1+i)^3 \\
 (1+0,37)^{1/3} &= (1+i)^{3/3} \\
 i &= 0,1218 \\
 i_{cuatrimestra} &= 12,18\%
 \end{aligned}$$

La tasa manejada para liquidar los impuestos corresponde a 12,18% de la producción por periodo. En la **Tabla 15.** se presentan la proyección de los impuestos a pagar, estableciendo un escenario de 50 USD/Bbl.

Tabla 15. Costos asociados a impuestos, 50 USD/Bbl.

Periodo	Producción neta (Bbl)	Total Producción en USD	Total costos por impuestos (USD)
1	38.640	1'932.000	235.317,60
2	33.120	1'656.000	201.701,60
3	27.600	1'380.000	168.084,00

En la **Tabla 16.** Se presenta la proyección del costo de operación.

Tabla 16. Costo de operación, 50 USD/Bbl

Periodo	Consumo de energía (USD)	Salarios (USD)	Alimentación, transporte y hospedaje (USD)	Impuestos (USD)	USD
1	999,60	84.000,00	57.000,00	235.317,60	377.317,20
2	1.011,77	84.000,00	57.694,26	201.701,60	344.407,63
3	1.024,09	84.000,00	58.396,97	168.084,00	311.505,06

En la **Tabla 17.** se presentan la proyección de los impuestos a pagar, estableciendo un escenario de 60 USD/Bbl.

Tabla 17. Costos asociados a impuestos, 60 USD/Bbl.

Periodo	Producción neta (Bbl)	Total Producción en USD	Total costos por impuestos (USD)
1	38.640	2'318.400	282.381,12
2	33.120	1'987.200	242.040,96
3	27.600	1'656.000	201.700,80

En la **Tabla 18** se presenta la proyección del costo de operación.

Tabla 18. Costo de operación, 60 USD/Bbl

Periodo	Consumo de energía (USD)	Salarios (USD)	Alimentación, transporte y hospedaje (USD)	Impuestos (USD)	USD
1	999,60	84.000,00	57.000,00	282.381,12	424.380,72
2	1.011,77	84.000,00	57.694,26	242.040,96	384.746,99
3	1.024,09	84.000,00	58.396,97	201.700,80	345.121,86

5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

El indicador financiero utilizado para evaluar la implementación del Sistema de Levantamiento Bombeo Mecánico fue Valor Presente Neto (VPN).

5.4.1 Valor Presente Neto (Vpn). Indicador financiero que trae a dólares de hoy tanto los egresos como los ingresos futuros del proyecto, cuando el Valor Presente Neto es menor a cero, la implementación del sistema no es atractiva para el inversionista puesto que los egresos son mayores a los ingresos, cuando el VPN es igual a cero, la ejecución del proyecto es indiferente y cuando el VPN es mayor a

cero, se recomienda la implementación del sistema de levantamiento en el Pozo Piloto ya que se considera un proyecto atractivo desde el punto de vista financiero.

El Valor Presente Neto fue determinado a través de la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN_{(WACC)} = -Inversion + \left(\frac{Ingresos}{(1+WACC)^1} \right) - \left(\frac{Costos}{(1+WACC)^1} \right) + \dots \\ + \left(\frac{Ingresos}{(1+WACC)^n} \right) - \left(\frac{Costos}{(1+WACC)^n} \right)$$

WACC = *Weighted Average Cost of Capital* (Promedio Ponderado del Costo de Capital)

n = Periodo

Fuente: BACCA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197 [PDF]

Para utilizar la ecuación de Valor Presente Neto, se debió realizar la conversión de la Tasa del WACC de la compañía del 10% E.A. a una tasa cuatrimestral, a continuación, se presenta en el **Cálculo 3**.

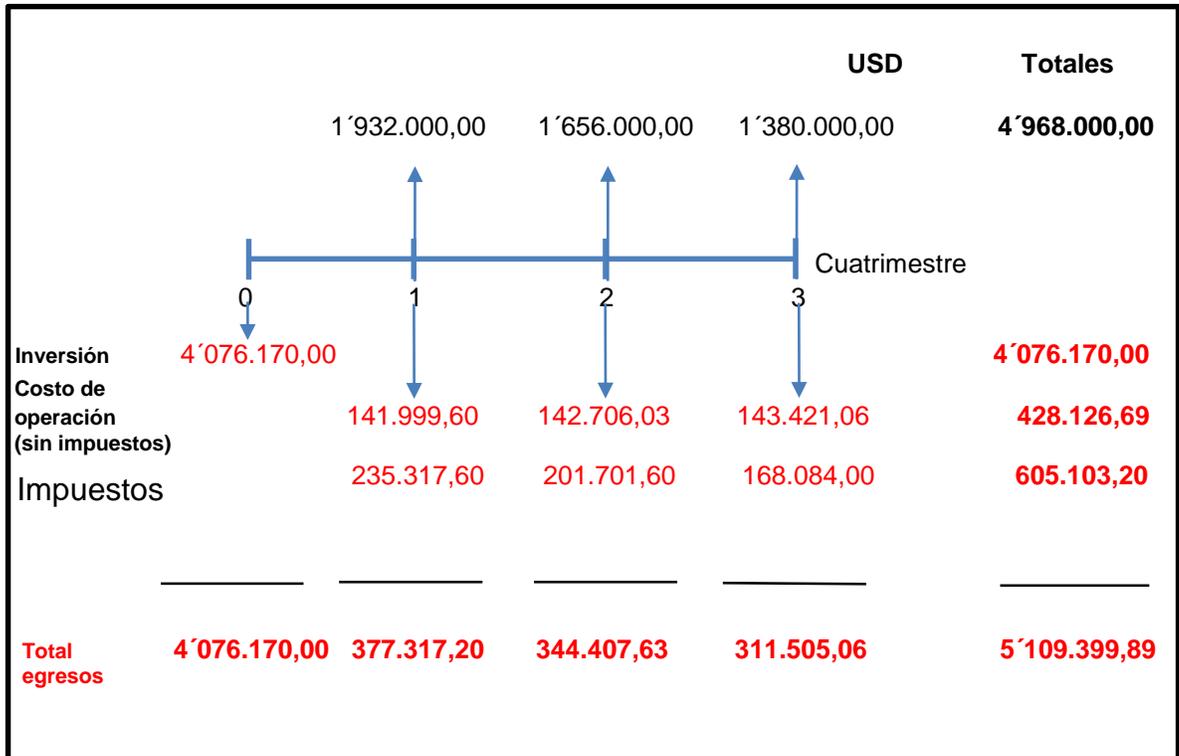
Cálculo 3. Tasa cuatrimestral

$$(1+i)^n = (1+i)^n \\ (1+0,10)^1 = (1+i)^3 \\ (1+0,10)^{1/3} = (1+i)^{3/3} \\ WACC = 0,03228 \\ WACC_{cuatrimestral} = 3,2280\%$$

Se realizó un flujo de caja previo a la aplicación de la ecuación donde fueron comparados los egresos e ingresos para determinar el saldo monetario de cada periodo.

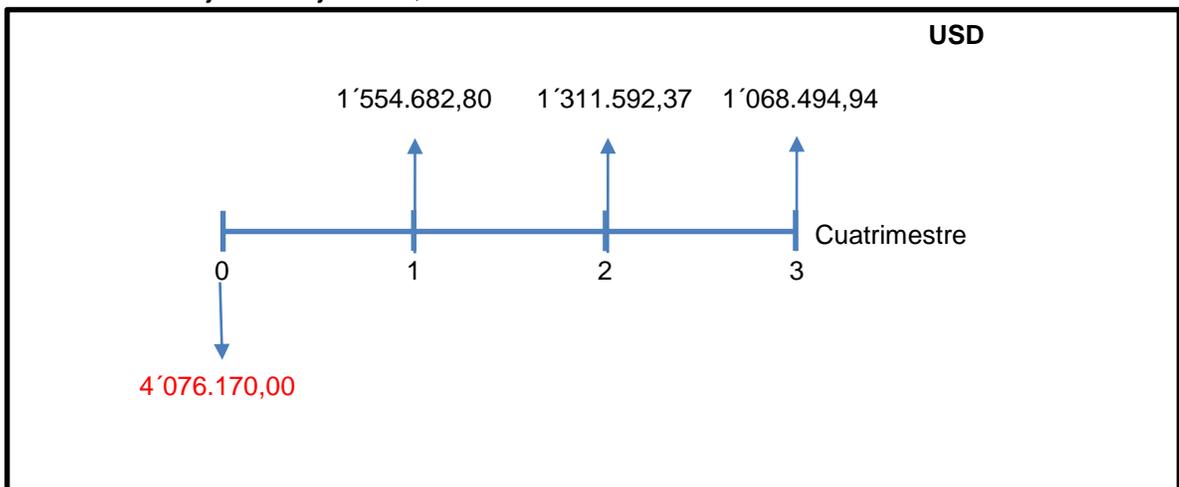
En la **Gráfica 2** se representa el flujo de caja estableciendo un precio del barril de USD 50, los ingresos son simbolizados con flechas hacia arriba en la parte superior de la línea del tiempo, las flechas situadas en la parte inferior a la línea del tiempo simbolizan los egresos.

Gráfica 2. Flujo de caja, 50 USD/Bbl



En la **Gráfica 3** se representa el flujo de caja neto, es decir, los saldos monetarios correspondientes a cada periodo, la flecha por encima de la línea del tiempo simboliza un periodo de ganancia mientras la flecha debajo de la línea del tiempo simboliza un periodo de pérdida.

Gráfica 3. Flujo de caja neto, 50 USD/Bbl



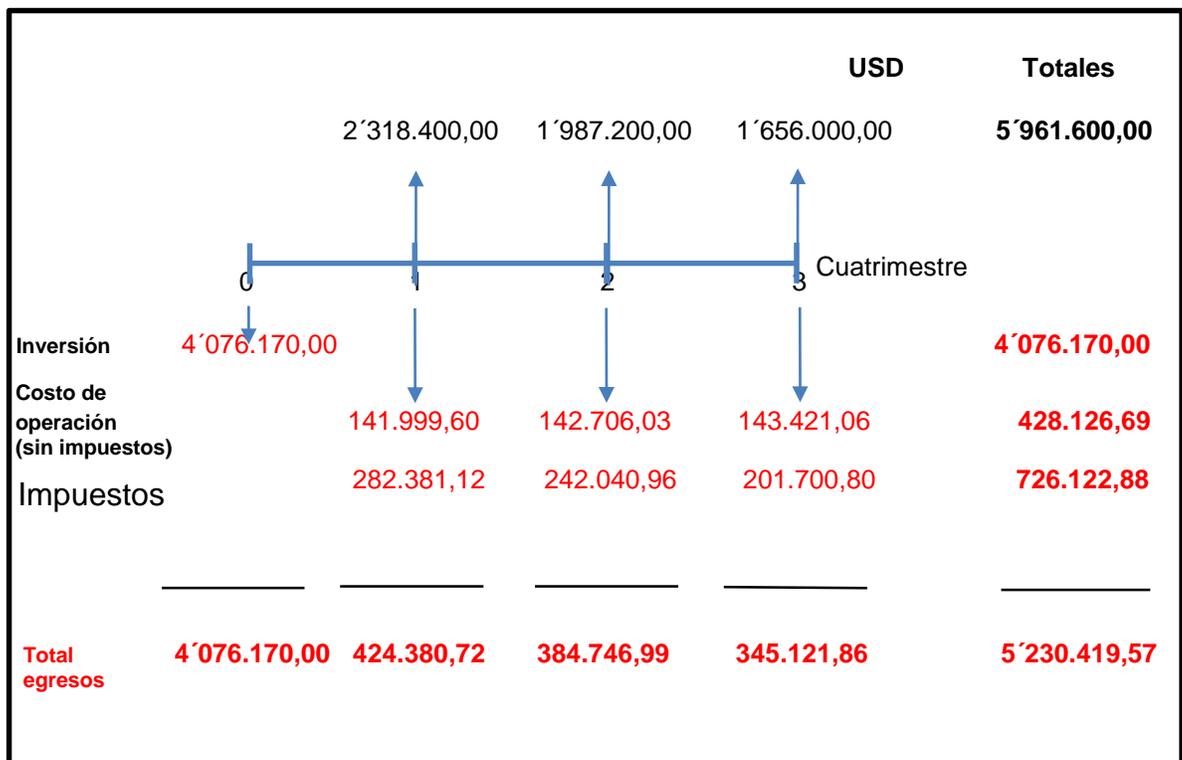
El Valor Presente Neto se determinó por medio del **Cálculo 3**. Los valores acompañados de un signo negativo reflejan el concepto de egreso mientras los ingresos no llevan ningún signo.

Cálculo 4. Valor Presente Net, 50 USD/Bbl

$$\begin{aligned}
 VPN (0,03228) &= -4'076.170 + \frac{1'554.682,80}{(1 + 0,03228)^1} + \frac{1'311.592,37}{(1 + 0,03228)^2} \\
 &= 1'068.494,94
 \end{aligned}$$

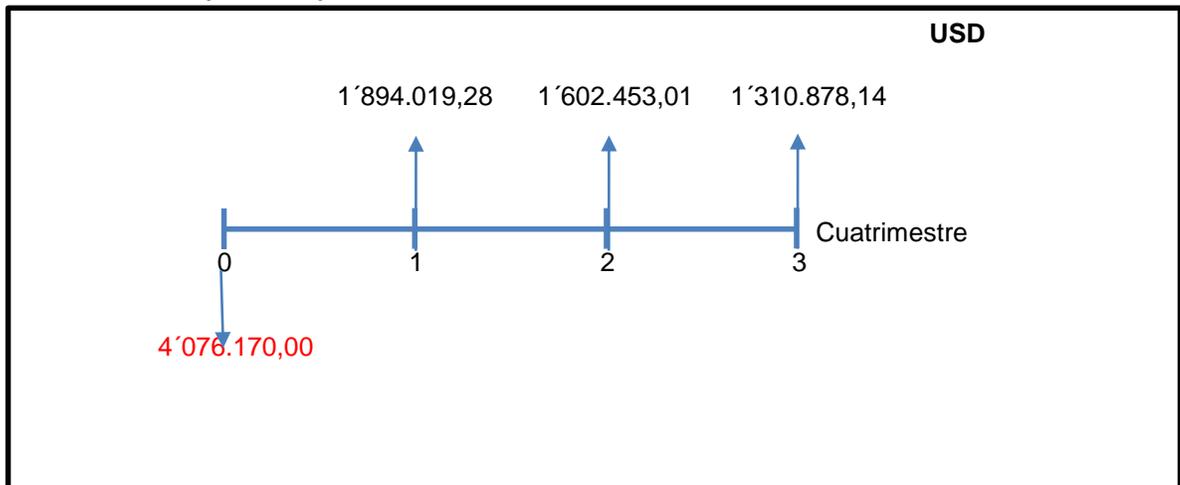
En la **Gráfica 4** se representa el flujo de caja estableciendo un precio del barril de USD 60.

Gráfica 4. Flujo de caja, 60 USD/Bbl



En la **Gráfica 5** se representa el flujo de caja neto.

Gráfica 5. Flujo de caja neto, 60 USD/Bbl



El Valor Presente Neto se determinó por medio del Cálculo 5.

Cálculo 5. Valor Presente Net, 60 USD/Bbl

$$\begin{aligned} VPN (0,03228) &= -4'076.170 + \frac{1'894.019,28}{(1 + 0,03228)^1} + \frac{1'602.453,01}{(1 + 0,03228)^2} \\ &\quad + \frac{1'310.878,14}{(1 + 0,03228)^3} \end{aligned}$$

6. CONCLUSIONES

- El Campo Llanura del Valle Medio del Magdalena, es un campo maduro, explorado y explotado desde hace varios años por algunas empresas petroleras en el país. Sus formaciones productoras, son principalmente Lisama, Esmeraldas, La Paz, Colorado y Mugrosa y tiene un potencial de producción (historial) entre los 1900 y 2600 BFPD.
- El sistema de levantamiento artificial más utilizado en el Campo Llanura es el Bombeo Mecánico, porque se cuenta con la infraestructura eléctrica para proporcionarla, por las características del fluido (Avrg. °API 25); los pozos han sido perforados aprox. A 7000 y son verticales.
- El bombeo mecánico es elegido como el sistema de levantamiento artificial adecuado para la producción de hidrocarburos no convencionales en el Pozo piloto del Campo Llanura, con una calificación final plasmada en la matriz ponderada de 13.05, debido a que es el método que mejor se ajusta a las características del yacimiento (donde obtuvo una calificación ponderada de 3.35); del fluido, a las facilidades en superficie, a la estimación o proyección deseada de producción (con ponderación de 3.45) y a la disponibilidad económica de inversión por parte de la empresa para este fin.
- Los análisis de resultados reflejan las puntuaciones de cada parámetro de calificación de la matriz de selección, los cuales están compuestos por cuatro (4) grupos principales que son estado mecánico de pozo con una calificación máxima para Bombeo Mecánico de (3.05), parámetros de producción con calificación de (3.45), propiedades de yacimiento con calificación (3.35), limitaciones del sistema (3.20), obteniendo en la sumatorio un total de (13.05) otorgándole al Bombeo Mecánico la mejor de las puntuaciones en el perfil competitivo de la matriz.
- Con los resultados obtenidos de la matriz se realiza un modelo en el software PIPESIM que permite confirmar el óptimo comportamiento del Bombeo Mecánico, que evidenció que la producción del Pozo Piloto aumenta de manera significativa (de 0.27 a 290 BPD), lo que se traduce en una mejora y proyección positiva para el desarrollo del Campo Llanura.
- Con base en los resultados del Valor Presente Neto estableciendo un precio de 50 USD/Bbl y 60 USD/Bbl, se concluye que si el precio de venta del crudo en el mercado está a 50 USD/Bbl, el proyecto no es atractivo desde el punto de vista financiero puesto que el VPN correspondió a USD -367.897 sin embargo, si el precio de venta del crudo en el mercado está a 60 USD/Bbl o superior, el

proyecto es atractivo desde el punto de vista financiero puesto que el VPN correspondió USD 454.130.

7. RECOMENDACIONES

- Hacer una simulación o análisis nodal teniendo en cuenta los datos y parámetros los sistemas de levantamiento artificial Bombeo Hidráulico con la segunda posición y Bombeo Electrosumergible en tercer lugar; ya que la diferencia entre puntuaciones no es muy significativa.
- Realizar un análisis nodal antes de la selección del sistema de levantamiento artificial, como respaldo al proceso realizado.
- Implementar el sistema de levantamiento artificial seleccionado (Bombeo Mecánico) en el pozo de estudio, ya que estos resultados son obtenidos únicamente bajo simulación.

BIBLIOGRAFÍA

ACP, Agencia Colombiana de Petróleos. Disponible en: <https://www.acp.com.co/index.php/es/informe-estadistico-petrolero-iep>. Recuperado: 05 de Noviembre de 2015.

-----Yacimientos no convencionales Disponible: <http://www.acp.com.co/index.php/es/petroleo-y-gas/yacimientos-no-onvencionales>. Noviembre 2015.

ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. Ronda Colombia 2012. Bogotá, Colombia, 2012.

ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. Mapa de cuencas, [en línea], Colombia, [citado 29/06/2012], Formato HTML, Disponible en internet, <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=81>.

APUNTES DE CLASE de SOCORRO, Gabriel. Profesor de Producción II “Sistemas de levantamiento artificial” de la Universidad de América. Bogotá. 20 de Septiembre de 2011.

APUNTES DE CLASE de OCHOA YARZA, Alberto. Profesor de Geología I “Clasificación de las rocas sedimentarias” de la Universidad de América. Bogotá. 14 de febrero de 2008.

ARCOS, Jorge; HARO, Ernesto; SANCHEZ, Carlos; TORRES, Alexander; TORRES, José Luis; YAJAMIN, Darwin, Caracterización petrofísica de un yacimiento. En: clase de evaluación de formaciones I (12 de marzo: Ecuador). Presentación. Ecuador: 2010.

Atlas de Petrología Sedimentaria, “Rocas Detríticas”. Disponible: http://pendientedemigracion.ucm.es/info/petrosed/rd/cdd/cdd_ar/ejemplos_ca.html

BACCA, Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197 [PDF]

CERON ABRIL, John F. Crustal structure of the Colombian Caribbean basin and margins, pág 71, año 2008.

DANE, Índice de Precios al Consumidor. Diciembre 2016. Colombia.

DÁVILA, Jorge, Diccionario Geológico. Callao, Perú: Arthaluna, 2011.

DE PORTA, J. Union internationale des sciences géologiques. París, Francia: Centre national de la recherche scientifique, 1974.

ECOPETROL S.A, Plan de desarrollo área Llanura, Colombia. 2011.

-----Información suministrada al autor por el departamento de yacimientos no convencionales. Bogotá, 2016.

----- Información suministrada al autor por el departamento de Producción. Bogotá, 2016.

ESCOBAR, Freddy Humberto, Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2000 p 48.

FEKETE. Oil Correlations. Actualizada: Mayo 3 2016. [Fecha de consulta: Noviembre 21 2016]. Disponible en: http://fekete.com/SAN/TheoryAndEquations/HarmonyTheoryEquations/Content/HTML_Files/Reference_Material/Calculations_and_Correlations/Oil_Correlations.htm

GIL, Julian Alberto y ROLON, José Rafael. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo colorado. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería. Escuela de ingeniería de petróleos, 2009.

GONZÁLEZ, Misael, Caracterización dinámica de yacimientos de hidrocarburos. En: curso de caracterización dinámica (Octubre de 2012) Caracterización de yacimientos. Presentación. 2012.

HASSOUNA, Mohamed, Plunger Lift applications: Challenges and economies. En: North Africa Technical conference and exhibition held in Cayro. (15 – 17 abril: Cayro, Egipto). Paper. SPE: 2013.

HIRSCHFELDT, Marcelo, Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Oilproduction.net Versión 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas. NTC 1486 ICONTEC. Bogotá, 2008.

-----Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490 ICONTEC. Bogotá, 1998.

-----Referencias bibliográficas. Contenido forma y estructura. NTC 5613. ICONTEC Bogotá, 2008.

JULIVERT, M. Union internationale des sciences géologiques. París, Francia: Centre national de la recherche scientifique, 1968.

MANNUCCI, Jesús, Caracterización física de yacimientos. MSC.

MINGARRO, Francisco, Degradación y conservación del patrimonio arquitectónico. Madrid, España: Complutense S.A., 1996.

OIL MAIL. Disponible en: <http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por.html>. Recuperado en: 1 Agosto de 2015.

REPSOL, Yacimientos no convencionales. Disponible en: http://www.repsol.com/imagenes/es_es/no_convencionales_597x540_06_esp_tcm7-607176.swf, recuperado: 30 de Julio de 2015.

SCHLUMBERGER, “OilField Glossary”. Disponible: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/porosimeter.aspx>

Territorio Pyme. Disponible: (http://cincodias.com/cincodias/2016/08/08/pyme/1470641270_253913.html).

VI-NSSH, “Glossary of Landform and Geologic Terms”. Internet: http://www.nrcs.usda.gov/wps/PA_NRCSCconsumption/download?cid=nrcs142p2_052234&ext=doc

WhatIs.com magazine Internet. Disponible: (<http://whatis.techtarget.com/definition/OPEX-operational-expenditure>).

ANEXOS

ANEXO A.
DATOS PARA LA SENSIBILIDAD RESPECTO AL DIÁMETRO DE TUBERÍA EN PIPESIM

Series... Display Help													
Graphs		Data											
	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	M
1	Operating Pd	Operating Pd	Inflow:	Inflow:	Outflow: IDIA	Outflow: IDIA							
3	287.9337	1,154.6528	4.6935	5,613.5509	1.5934	791.9951	1.6312	791.9953	1.6741	791.9954	1.6863	791.9955	
4	287.9373	1,154.5945	13.5448	5,263.9144	116.1296	789.7682	116.1537	789.7677	116.1809	789.7671	116.1887	789.767	
5	287.9413	1,154.5309	22.396	4,956.1288	287.9337	1,154.6528	287.9373	1,154.5945	287.9413	1,154.5309	287.9423	1,154.5138	
6	287.9423	1,154.5138	40.0986	4,433.061	288.276	1,661.0295	288.2895	1,677.0054	288.3046	1,695.111	288.3089	1,700.1925	
7			57.8011	3,998.34	288.7893	2,514.4566	288.8177	2,556.428	288.8497	2,603.8947	288.8587	2,617.3502	
8			75.5036	3,626.9954	290.0727	3,049.1838	290.1382	3,028.598	290.2123	3,005.9518	290.2333	2,999.6237	
9			93.2061	3,302.2083	293.2811	3,068.1622	293.4394	3,047.9965	293.6189	3,025.825	293.6698	3,019.6316	
10			110.9086	3,014.0713	301.3021	3,115.5933	301.6926	3,096.4846	302.1353	3,075.5073	302.261	3,069.6532	
11			146.3136	2,521.0364	321.3547	3,234.0795	322.3255	3,217.6497	323.4263	3,199.7072	323.739	3,194.7179	
12			181.7187	2,106.2022	371.4861	3,529.7407	373.9078	3,520.2298	376.6539	3,510.1555	377.4341	3,507.5294	
13			217.1237	1,748.1191	496.8146	4,269.5382	502.8634	4,277.4634	509.723	4,287.1366	511.6718	4,290.0119	
14			252.5287	1,434.5617	622.1431	5,008.3733	631.8191	5,034.0523	642.792	5,064.261	645.9095	5,073.05	
15			287.9337	1,154.6528	697.3402	5,468.7501	709.1925	5,499.0544	722.6335	5,533.1527	726.4521	5,543.6624	
16			287.9373	1,154.5945	810.1359	6,177.8107	825.2526	6,209.9373	842.3956	6,244.839	847.266	6,255.2442	
17			287.9413	1,154.5309	935.4644	6,983.4325	954.2083	7,013.2248	975.4646	7,041.4476	981.5037	7,049.7668	
18			287.9423	1,154.5138	1,010.6615	7,468.6797	1,031.5817	7,495.4366	1,055.3061	7,521.8675	1,062.0464	7,528.5587	
19			333.295	835.2492	1,123.4572	8,193.3932	1,147.6418	8,217.1099	1,175.0682	8,240.4809	1,182.8603	8,246.8572	
20			378.6477	551.743	1,311.45	9,406.047	1,341.0752	9,421.6788	1,374.6718	9,437.4832	1,384.2168	9,442.564	
21			424.0004	292.9983	1,424.2457	10,132.3177	1,457.1353	10,142.6135	1,494.4339	10,152.9952	1,505.0308	10,156.6697	
22			469.3532	60.7678	1,593.4392	11,227.1018	1,631.2255	11,227.1018	1,674.0771	11,227.1018	1,686.2517	11,227.1018	

ANEXO B.

TABLA DE DATOS PARA LA SENSIBILIDAD DEL BOMBEO MECÁNICO RESPECTO A LA PRESIÓN DE DESCARGA DE LA BOMBA EN PIPESIM.

Graphs		Data									
	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	K
1	Operating Po	Operating Po	Inflow:	Inflow:	Outflow: MA	Outflow: MA	Outflow: MA	Outflow: MA	Outflow: MA	Outflow: MA	
3	287.9373	1,154.5951	4.6957	5,613.4562	1.6312	791.9953	1.6312	791.9953	1.6312	791.9953	
4	287.9373	1,154.5951	13.547	5,263.8242	116.1536	789.7663	116.1536	789.7663	116.1536	789.7663	
5	287.9373	1,154.5951	22.3983	4,956.0424	287.9373	1,154.5951	287.9373	1,154.5951	287.9373	1,154.5951	
6			40.1009	4,432.9804	288.2894	1,676.9365	288.2894	1,676.9365	288.2894	1,676.9365	
7			57.8035	3,998.2638	288.8176	2,556.3357	288.8176	2,556.3357	288.8176	2,556.3357	
8			75.5061	3,626.9226	290.1381	3,028.5975	290.1381	3,028.5975	290.1381	3,028.5975	
9			93.2087	3,302.1383	293.4393	3,047.9955	293.4393	3,047.9955	293.4393	3,047.9955	
10			110.9113	3,014.0035	301.6923	3,096.4826	301.6923	3,096.4826	301.6923	3,096.4826	
11			128.6139	2,755.679	322.3247	3,217.645	322.3247	3,217.645	322.3247	3,217.645	
12			146.3165	2,519.4208	373.9058	3,520.2184	373.9058	3,520.2184	373.9058	3,520.2184	
13			181.7217	2,106.1402	502.8586	4,277.4351	502.8586	4,277.4351	502.8586	4,277.4351	
14			217.1269	1,748.0589	631.8114	5,034.0071	631.8114	5,034.0071	631.8114	5,034.0071	
15			252.5321	1,434.5028	709.1831	5,498.9971	709.1831	5,498.9971	709.1831	5,498.9971	
16			287.9373	1,154.5951	825.2406	6,209.8632	825.2406	6,209.8632	825.2406	6,209.8632	
17			287.9373	1,154.5951	954.1934	7,013.1313	954.1934	7,013.1313	954.1934	7,013.1313	
18			287.9373	1,154.5951	1,031.5651	7,495.3335	1,031.5651	7,495.3335	1,031.5651	7,495.3335	
19			333.3451	834.5008	1,147.6226	8,216.9905	1,147.6226	8,216.9905	1,147.6226	8,216.9905	
20			378.7528	550.2806	1,341.0518	9,421.5331	1,341.0518	9,421.5331	1,341.0518	9,421.5331	
21			424.1606	293.7348	1,457.1093	10,142.4513	1,457.1093	10,142.4513	1,457.1093	10,142.4513	
22			469.5684	58.1269	1,631.1955	11,226.9124	1,631.1955	11,226.9124	1,631.1955	11,226.9124	
23											

ANEXO C.

TABLA DE DATOS PARA LA SENSIBILIDAD DEL BOMBEO MECÁNICO RESPECTO AL DIÁMETRO DE VARILLA EN PIPESIM.

Graphs		Data										K	L	
	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point		
1	Operating P _o	Operating P _o	Inflow:	Inflow:	Outflow: RO _o									
3	287.9373	1,154.5943	4.6935	5,613.5509	1.6759	791.9954	1.6702	791.9954	1.6312	791.9953				
4	287.9414	1,154.5291	13.5449	5,263.9098	116.1823	789.7657	116.1787	789.7658	116.1537	789.7663				
5	287.9418	1,154.522	22.3963	4,956.1202	287.9418	1,154.522	287.9414	1,154.5291	287.9373	1,154.5943				
6			40.099	4,433.0454	288.3057	1,695.5894	288.3037	1,693.3847	288.2895	1,677.021				
7			57.8017	3,998.3187	288.8514	2,605.6416	288.8472	2,599.4932	288.8177	2,556.4445				
8			75.5045	3,626.9692	290.2159	3,001.5767	290.2061	3,004.9338	290.1382	3,028.598				
9			93.2072	3,302.1779	293.6271	3,021.4452	293.6031	3,024.7416	293.4394	3,047.9965				
10			110.91	3,014.0371	302.155	3,071.1175	302.0957	3,074.2611	301.6926	3,096.4847				
11			128.6127	2,755.7074	323.4747	3,195.3042	323.3273	3,198.0578	322.3255	3,217.6498				
12			146.3154	2,520.9958	376.7742	3,505.9375	376.4062	3,507.5224	373.9078	3,520.2298				
13			181.7209	2,106.1561	510.0227	4,282.9898	509.1035	4,282.1489	502.8634	4,277.4635				
14			217.1264	1,748.0684	643.2712	5,063.7576	641.8008	5,059.6131	631.8191	5,034.0523				
15			252.5319	1,434.5068	723.2203	5,537.2706	721.4192	5,532.6282	709.1925	5,499.0545				
16			287.9373	1,154.5943	843.144	6,251.3246	840.8468	6,246.4409	825.2526	6,209.9374				
17			287.9414	1,154.5291	976.3925	7,047.3151	973.5441	7,043.9577	954.2083	7,013.2249				
18			287.9418	1,154.522	1,056.3417	7,524.2325	1,053.1625	7,521.3584	1,031.5817	7,495.4367				
19			333.2946	835.2552	1,176.2653	8,240.8653	1,172.59	8,238.2812	1,147.6418	8,217.11				
20			378.6474	551.7471	1,376.1381	9,437.559	1,371.636	9,435.5602	1,341.0753	9,421.6788				
21			424.0003	293.0008	1,496.0618	10,153.1428	1,491.0635	10,151.799	1,457.1354	10,142.6135				
22			469.3531	60.7689	1,675.9473	11,227.1018	1,670.2049	11,227.1018	1,631.2255	11,227.1018				
23														
24														

ANEXO D.

TABLA DE DATOS PARA LA SENSIBILIDAD DEL BOMBEO MECÁNICO RESPECTO AL FLUJO DE LA BOMBA EN PIPESIM.

Graphs		Data									
	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point	K
1	Operating P ₀	Operating P ₀	Inflow:	Inflow:	Outflow: NO ₁						
3	192.7209	1,989.581	4.6941	5,613.5279	1.5427	791.995	1.6312	791.9953	1.7197	791.9956	
4	287.9374	1,154.594	16.4457	5,159.0615	78.014	790.6568	116.1537	789.7675	137.3555	789.3059	
5	340.8091	786.6294	28.1974	4,772.7751	123.8967	789.5949	287.9374	1,154.594	340.8091	786.6292	
6			39.9491	4,437.0616	151.4264	789.0127	288.2895	1,677.0502	376.1095	786.6818	
7			51.7008	4,139.7953	167.9442	788.6828	288.8177	2,556.4703	379.4983	786.6912	
8			75.2041	3,632.7848	177.8549	788.4941	290.1382	3,028.5981	381.5316	811.6887	
9			98.7075	3,209.7452	183.8013	788.3828	293.4394	3,047.9965	382.7516	875.5638	
10			122.2108	2,846.8454	192.7209	1,989.581	301.6926	3,096.4844	383.4836	1,332.3024	
11			145.7142	2,526.8228	227.2798	3,219.9022	322.3253	3,217.6488	383.9228	1,889.6294	
12			169.2175	2,244.0947	279.1183	3,524.5959	373.9073	3,520.2272	384.5816	2,784.9296	
13			192.7209	1,989.581	408.7144	4,284.9427	502.8623	4,277.4567	397.2897	3,098.2484	
14			216.525	1,755.3936	538.3105	5,044.5336	631.8173	5,034.0415	429.0601	3,284.9321	
15			240.3291	1,538.3393	616.0682	5,500.5506	709.1902	5,499.0406	561.4367	4,062.149	
16			287.9374	1,154.594	732.7047	6,201.6005	825.2497	6,209.9195	693.8132	4,845.8856	
17			314.3732	964.7061	862.3008	6,998.9337	954.2047	7,013.2023	892.378	6,065.3704	
18			340.8091	786.6294	940.0584	7,484.0144	1,031.5776	7,495.4117	1,024.7546	6,892.449	
19			372.9582	585.9666	1,056.6949	8,211.3079	1,147.6371	8,217.081	1,223.3194	8,127.5175	
20			405.1072	397.2849	1,251.0891	9,418.4578	1,341.0696	9,421.6435	1,421.8842	9,368.156	
21			437.2563	221.3135	1,367.7256	10,140.8266	1,457.129	10,142.5741	1,541.0231	10,110.4287	
22			469.4054	60.127	1,542.6803	11,227.0558	1,631.2182	11,227.0558	1,719.7314	11,227.0558	
23											
24											

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Yo **JORGE ANDRÉS PULIDO PARDO** en calidad de titular de la obra **EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA UN POZO PILOTO EN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL UBICADO EN EL CAMPO LLANURA**, elaborada en el año 2016, autorizo al Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que me corresponde y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autor manifiesto conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (Impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autor(es) establezco (establecemos) las siguientes condiciones de uso de mí (nuestra) obra de acuerdo con la *licencia Creative Commons* que se señala a continuación:

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a su(s) autor(es).

De igual forma como autor autorizo la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

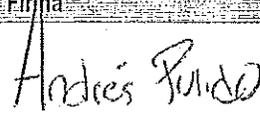
AUTORIZO	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 22 días del mes de marzo del año 2017

EL AUTOR:

Autor 1

Nombres	Apellidos
JORGE ANDRÉS	PULIDO PARDO
Documento de Identificación No:	Firma
CEDULA: 1.016.007.078	

Nota: Incluya un apartado (copie y pegue el cuadro anterior), para los datos y la firma de cada uno de los autores de la obra.