

EVALUACIÓN, MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO, DEL DESEMPEÑO
DE UN ADITIVO REDUCTOR DE VISCOSIDAD DEL CRUDO DEL POZO TILO-2,
EN EL CAMPO TILODIRÁN

RAÚL ANDRÉS GARCÍA PÉREZ
JUAN PABLO ORJUELA SIERRA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, COLOMBIA
2016

EVALUACIÓN, MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO, DEL DESEMPEÑO
DE UN ADITIVO REDUCTOR DE VISCOSIDAD DEL CRUDO DEL POZO TILO-2,
EN EL CAMPO TILODIRÁN

RAÚL ANDRÉS GARCÍA PÉREZ
JUAN PABLO ORJUELA SIERRA

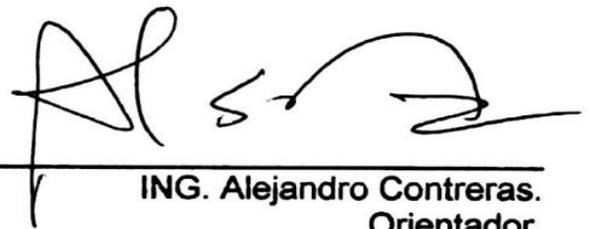
Proyecto Integral de Grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
Diego Armando Rivas Hoyos
Ingeniero de Petróleos

Orientador
Alejandro Contreras Garzón
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, COLOMBIA
2016

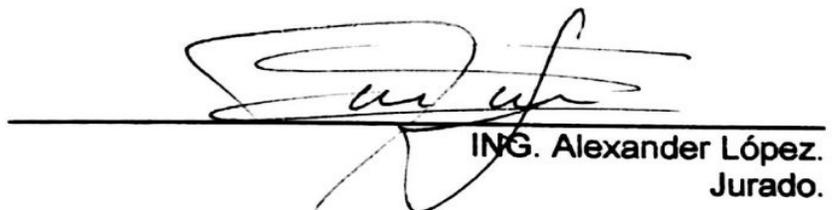
NOTA DE ACEPTACIÓN



ING. Alejandro Contreras.
Orientador.



ING. Nadim Escaño.
Jurado.



ING. Alexander López.
Jurado.

Bogotá, Septiembre de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

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

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO C. FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. EDGAR CEDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la Fundación Universidad de América junto con el cuerpo docente, no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

A Dios, Creador, Sustentador y Redentor, a quien debo todo.

A mis Padres, Raúl y Luz Stella, quienes sin duda han entregado sus vidas por la mía, y a quienes entrego la mía.

A mi tía Martha, quien desinteresadamente me crio como su propio hijo.

A toda mi familia, abuelos, tíos y tías.
A mis amigos.

A mi novia Natalia, quien me apoyó siempre y es parte fundamental de mi vida.

A Juan Pablo por su amistad y su fraternidad sincera.

Raúl Andrés García Pérez

Dedico esta tesis en primer lugar a mis padres, Rubén y Gaby, quienes son ejemplo de perseverancia y que gracias a su apoyo incondicional fue posible alcanzar la culminación de esta meta.

A Stefania, por sus consejos sinceros y motivación persistente.

A Raúl, por ser un verdadero amigo y excelente compañero.

Juan Pablo Orjuela Sierra

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, pues reconozco que cada día de mi vida me ha sido otorgado por Él; cada victoria y logro que haya yo alcanzado y que esté aún por alcanzar, fueron y serán solamente gracias a su poder. Agradezco también a toda mi familia, especialmente a mi mamá Luz Stella, a mi papá Raúl y a mi tía Martha, sin ellos seguramente no hubiera logrado alcanzar este logro ni ninguno otro en mi vida. Les agradezco por cada lección y enseñanza que me transmitieron desde pequeño, también por los esfuerzos y sacrificios que han hecho para brindarme siempre lo que han considerado mejor, por el cariño y el amor que ha sido infaltable y también imprescindible, y por infinitas cosas que estoy seguro seguirán brindándome hasta siempre.

Agradezco a Natalia, mi novia, quien me ha mostrado las mejores cosas del vivir, quien siempre ha sabido darme el apoyo, las sonrisas, la alegría y el amor necesario en mi vida. A ella debo la certeza en momentos de indecisión y el ánimo en momentos de fatiga.

Agradezco a Juan Pablo, por su incondicional amistad y su compromiso, no solamente en la elaboración del presente trabajo, sino desde el primer semestre de universidad hasta hoy.

Agradezco a todas las personas que formaron parte de este trabajo, quienes mediante conocimientos, instrucciones y voces de ánimo, lograron impulsar su culminación.

Agradezco al ingeniero Alejandro Contreras, por su disposición y su instrucción durante todo el proceso de construcción del presente trabajo.

Agradezco al ingeniero Diego Rivas por su disposición para ayudarnos para que nos fuese posible alcanzar nuestros objetivos.

Raúl Andrés García Pérez

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia por estar a mi lado durante este camino y por su inmenso apoyo.

Agradezco a la familia García Pérez por abrir sus puertas y permitir la realización este trabajo investigativo.

Al Ing. Alejandro Contreras por su guía profesional en conjunto con la Universidad de América.

Juan Pablo Orjuela Sierra

CONTENIDO

	pág.
1. GENERALIDADES DEL CAMPO TILODIRÁN	27
1.1 RESEÑA HISTÓRICA	27
1.2 LOCALIZACIÓN	27
1.3 MARCO GEOLÓGICO	29
1.3.1 Columna Estratigráfica	29
1.3.2 Descripción de las Formaciones Geológicas	30
1.3.3 Geología Estructural	34
1.3.4 Geología del Petróleo	35
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	37
1.4.1 Producción Acumulada	38
1.4.2 Número de Pozos	39
1.5 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	39
2. PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE LOS HIDROCARBUROS	40
2.1 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS	40
2.1.1 Clasificación por Características Químicas	40
2.1.2 Clasificación por Contenido de Azufre	40
2.1.3 Clasificación por Densidad	41
2.1.4 Clasificación por Grado de Evolución	41
2.1.5 Definición de Viscosidad	41
2.1.6 Petróleo Pesado y Extra Pesado	43
2.1.7 Emulsiones y sus Características	43
2.2 PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DEL CRUDO DEL POZO TILO-2	46
3. REDUCTORES DE VISCOSIDAD	48
3.1 BASE AGUA	48
3.2 BASE POLÍMERO	48
3.3 BASE SOLVENTE (CHEMIFLOW 3575)	49
4. PRUEBAS DE LABORATORIO	51
4.1 DISEÑO DE PRUEBAS DE LABORATORIO	51
4.1.1 Caracterización de Muestra a Temperatura Ambiente	51
4.1.2 Medición de Viscosidad de la Muestra a Temperaturas de Trabajo	51
4.2 RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO	53
4.3 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE DATOS EXPERIMENTALES	60
5. CUANTIFICACIÓN DE LAS TASAS DE PRODUCCIÓN	63
5.1 DEFINICIÓN DE ANÁLISIS NODAL	63
5.1.1 Definición de Sistema de Producción	63
5.1.2 Curvas de Oferta y Demanda	65
5.2 RECOLECCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE DATOS	68

5.3 ANÁLISIS NODAL	71
6. COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	92
7. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DEL REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN EL POZO TILO-2 DEL CAMPO TILODIRÁN	95
7.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	96
7.2 COSTOS OPERACIONALES (OPEX)	97
7.2.1 Escenario Actual	97
7.2.2 Escenario 2	99
7.2.3 Escenario 3	101
7.2.4 Escenario 4	102
7.3 EVALUACIÓN DE INGRESOS	104
7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	106
7.4.1 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	106
7.4.2 Valor Presente Neto	107
7.4.3 Escenario Actual	108
7.4.4 Escenario 2	109
7.4.5 Escenario 3	110
7.4.6 Escenario 4	112
7.5 CONCLUSIÓN FINANCIERA	113
8. RECOMENDACIONES	114
9. CONCLUSIONES	115
BIBLIOGRAFÍA	117

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo Tilodirán	28
Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Llanos Orientales	30
Figura 3. Perfil Estructural de la Cuenca Llanos Orientales	35
Figura 4. Carta de Eventos de la Cuenca Llanos Orientales	37
Figura 5. Cambio de Velocidad en un Fluido	42
Figura 6. Tipos de Emulsión	44
Figura 7. Separación de una Emulsión por Segregación Gravitacional	45
Figura 8. Muestra de 1000 mL para prueba de gravedad API con Hidrómetro	53
Figura 9. Hidrómetro usado en la Prueba	54
Figura 10. Especificaciones del Hidrómetro usado en la prueba	54
Figura 11. Montaje prueba medición gravedad API mediante Hidrómetro	55
Figura 12. Lectura de la Gravedad API de la muestra en Hidrómetro	56
Figura 13. Muestras del Pozo Tilo-2 listas para calentamiento	56
Figura 14. Muestras del Pozo Tilo-2 en calentamiento en Baño María	57
Figura 15. Medición de Viscosidad de la muestra Blanco	58
Figura 16. Montaje de Prueba con Viscosímetro Brookfield	59
Figura 17. Ubicaciones de Nodos para Análisis Nodal	64
Figura 18. Estado Mecánico Pozo Tilo-2	70
Figura 19. Asistente de Inicio	71
Figura 20. Estado Mecánico Pozo Tilo-2 en Pipesim	72
Figura 21. Terminación Vertical	73
Figura 22. Perfil de Desviación	74
Figura 23. Perfil Geométrico	75
Figura 24. Configuración de la Tubería	76
Figura 25. Equipo de Fondo de Pozo	77
Figura 26. Selección de la Bomba Electro-sumergible	78
Figura 27. Definición Petróleo Negro	79
Figura 28. Propiedades de Petróleo Negro	80
Figura 29. Datos de Viscosidad Petróleo Negro (500 ppm)	81
Figura 30. Datos de Viscosidad Petróleo Negro (750 ppm)	82
Figura 31. Datos de Viscosidad Petróleo Negro (1000 ppm)	83
Figura 32. Selección Análisis Nodal	84
Figura 33. Corrida Análisis Nodal	85

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Unidades para la Viscosidad Dinámica	43
Tabla 2. Resumen Propiedades Crudo Pozo Tilo-2.	47
Tabla 3. Mediciones de Viscosidad de la Muestra Blanco	57
Tabla 4. Mediciones de Viscosidad de la Muestra a 130°F	58
Tabla 5. Mediciones de Viscosidad de la Muestra a 140°F	59
Tabla 6. Datos de pozo	68
Tabla 7. Datos del Casing	68
Tabla 8. Intervalos Perforados	69
Tabla 9. Resumen de Parámetros Operacionales de Correlaciones	80
Tabla 10. Datos de Salida y Punto de Operación Pipesim 500 ppm	89
Tabla 11. Datos de Salida y Punto de Operación Pipesim 750 ppm	90
Tabla 12. Datos de Salida y Punto de Operación Pipesim 1000 ppm	91
Tabla 13. Comparación de Tasas de Producción con 500 ppm, 750 ppm, 1000 ppm	92
Tabla 14. Aumento de la Tasa de Producción en porcentaje a 500 ppm, 750 ppm y 1000 ppm de Chemiflow 3575	93
Tabla 15. Costos de Inversión	96
Tabla 16. Lifting Cost en el Pozo Tilo-2	97
Tabla 17. Lifting Cost en Dólares para Escenario Actual	98
Tabla 18. Costos Asociados a la Operación para el Escenario Actual	99
Tabla 19. Total de Costos Operacionales Escenario Actual	99
Tabla 20. Lifting Cost en Dólares para Escenario 2	100
Tabla 21. Costos Asociados a la Operación para el Escenario 2	100
Tabla 22. Total de Costos Operacionales Escenario 2	101
Tabla 23. Lifting Cost en Dólares para Escenario 3	101
Tabla 24. Costos Asociados a la Operación para el Escenario 3	102
Tabla 25. Total de Costos Operacionales Escenario 3	102
Tabla 26. Lifting Cost en Dólares para Escenario 4	103
Tabla 27. Costos Asociados a la Operación para el Escenario 4	103
Tabla 28. Total de Costos Operacionales Escenario 4	104
Tabla 29. Precio de Venta (WTI)	104
Tabla 30. Producción Neta e Ingresos Totales para el Escenario Actual	105
Tabla 31. Producción Neta e Ingresos Totales para el Escenario 2	105
Tabla 32. Producción Neta e Ingresos Totales para el Escenario 3	106
Tabla 33. Producción Neta e Ingresos Totales para el Escenario 4	106
Tabla 34. Flujo de Caja Neto Escenario Actual	108
Tabla 35. Flujo de Caja Neto Escenario 2	109
Tabla 36. Flujo de Caja Neto Escenario 3	111
Tabla 37. Flujo de Caja Neto Escenario 4	112

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Definición de Esfuerzo Cortante	42
Ecuación 2. Cálculo de Dosificación para Productos Químicos	52
Ecuación 3. Cálculo de Presión en un Nodo	63
Ecuación 4. Entrada al Nodo	65
Ecuación 5. Salida del Nodo	65
Ecuación 6. Entrada al Nodo (Cabeza de Pozo)	66
Ecuación 7. Salida del nodo (Cabeza de Pozo)	67
Ecuación 8. Cálculo del Valor Presente Neto	107
Ecuación 9. Flujo de Caja Neto	108

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historia de Producción del Pozo Tilo-2.	38
Gráfica 2. Producción Acumulada del Pozo Tilo-2	39
Gráfica 3. Relación entre la viscosidad de un fluido y el tiempo que necesita para romper su emulsión.	46
Gráfica 4. Viscosidad vs. Temperatura (Muestra Pura)	60
Gráfica 5. Viscosidad vs. Concentración en función de la Temperatura	61
Gráfica 6. Porcentaje de Reducción de Viscosidad	62
Gráfica 7. Presión en el nodo vs. Caudal	66
Gráfica 8. Proyecto Modelo Pipesim 500 ppm	86
Gráfica 9. Proyecto Modelo Pipesim 750 ppm	87
Gráfica 10. Proyecto Modelo Pipesim 1000 ppm	88
Gráfica 11. Comparación de Tasas de Producción de Crudo	93
Gráfica 12. Diagrama del Flujo de Caja Neto Escenario Actual	109
Gráfica 13. Diagrama del Flujo de Caja Neto Escenario 2	110
Gráfica 14. Diagrama del Flujo de Caja Neto Escenario 3	111
Gráfica 15. Diagrama del Flujo de Caja Neto Escenario 4	112

LISTA DE ABREVIATURAS

Abreviaturas	Significado
°F	Grados Fahrenheit
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	Instituto Americano del Petróleo <i>(American Petroleum Institute)</i>
ASTM	Sociedad Americana de Pruebas y Materiales <i>(American Society for Testing and Materials)</i>
Bbl	Barril
BFPD	Barriles de Fluido por Día
BOPD	Barriles de Crudo por Día
BS&W	Porcentaje de Agua y Sedimentos <i>(Base Sediments and Water)</i>
BWPD	Barriles de Agua por Día
CAPEX	Costos de Inversion <i>(Capital Expenditures)</i>
cm	Centímetros
Cp	Centipoise
ESP	Bombeo Electro-sumergible <i>(Electric Submersible Pump)</i>
Gal	Galones
Hz	Hertz
IPR	Relación del Desempeño de Producción <i>(Inflow Performance Relationship)</i>
Km	Kilómetros
KOP	Punto de Inicio de Desviación <i>(Kick-off Point)</i>

Lpca	Libras por p�e cuadrado absoluto
Lbs	Libras
ml	Mililitros
mm	Milímetros
MD	Profundidad Medida (<i>Measured Depth</i>)
N	Newton
NA	Análisis Nodal (<i>Nodal Analisis</i>)
Np	Volumen de Petróleo Producido
OPEX	Costos Operacionales (<i>Operating Expenses</i>)
Pa	Pascal
PI	�ndice de Producción (<i>Production Index</i>)
Pwf	Presión de Fondo Fluyente
Pwfs	Presión de fondo en la cara externa del Pozo
Pwh	Presión en Cabeza de Pozo
Ps	Presión de Reservorio
Qf	Caudal de Fluido
Qo	Caudal de Aceite
TVD	Profundidad Vertical Verdadera (<i>True Vertical Depth</i>)
VPN	Valor Presente Neto
Wp	Volumen de Agua Producida
WTI	Intermedio del Oeste de Texas (<i>West Texas Intermmediate</i>)

GLOSARIO

ADITIVO: una sustancia química agregada a un producto que ejerce una influencia sobre sus propiedades.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: es un punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos (sedimentarios) y condiciones ambientales que la diferencian de zonas adyacentes.

API: American Petroleum Institute, organismo estadounidense de la industria petrolera, fundada en 1920, la API es la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y producción petrolera.

ARCILLA: es un mineral de origen sedimentario que tiene un tamaño de grano que varía desde 0.00006 a 0.0039 milímetros (mm). Manifiesta propiedades plásticas cuando el contenido de agua oscila entre determinados límites. Sus minerales incluyen los grupos de la caolinita, illita, esmectita y vermiculita.

ARCILLOLITA: es un tipo de roca sedimentaria detrítica con un tamaño de grano entre 0.063 a 2 mm. La arcillolita posee una textura clásica compuesta principalmente por hidróxidos de hierro y aluminio.

ARENISCA: roca sedimentaria detrítica, de textura clásica, compuesta por granos de cuarzo bien escogidos, subangulares a redondeados. Más del 50% de los granos tienen un tamaño de 2 a 0.06 mm. Los granos de cuarzo están frecuentemente cementados por sílice, calcita y óxidos e hidróxidos de hierro, éstos últimos imprimen un color ocre o rojo a las muestras.

BARRIL: unidad de medida de volumen para petróleo y derivados; equivale a 42 galones americanos o 158.98 litros medidos a 60° Fahrenheit o 15.5° grados Celsius.

BARRILES POR DÍA: en términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).

BAUXITA: es una roca, que puede ser tanto blanda como dura, compuesta por óxidos de aluminio hidratados. Se origina como residuo producido por la meteorización química de una amplia gama de rocas comúnmente ricas en arcilla.

BOMBEO MECÁNICO: sistema artificial de producción en el que una bomba de fondo localizada en o cerca del fondo del pozo, se conecta a una sarta de varillas de succión para elevar los fluidos de este a la superficie.

CABALGAMIENTO: falla inversa de bajo ángulo (menor a 45°) en la que el bloque de techo se sitúa encima del bloque hundido.

CABEZA DE POZO: equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc.

CALIZA: roca Sedimentaria química compuesta por calcita (carbonato de calcio). También puede contener pequeñas cantidades de minerales como arcilla hematita, siderita y cuarzo. Granular fina a gruesa, es un poco rasposa con tamaño de grano desde 0.004 a 64 mm.

CONCENTRACIÓN: proporción o relación que hay entre la cantidad de soluto y la cantidad de disolvente, donde el soluto es la sustancia que se disuelve, el disolvente es la sustancia que disuelve al soluto, y la disolución es el resultado de la mezcla homogénea de las dos anteriores.

CONCORDANCIA: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas, en las que existe paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

CRETÁCEO: periodo más reciente de la era mesozoica, con una duración de aproximadamente 80 millones de años (M.A.), suprayace a los estratos del jurásico e infrayace a los del paleoceno.

CRUDO: mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida en reservorios bajo tierra y que permanece a presión atmosférica después de ser recuperado del pozo. Se puede encontrar asociado con gas, sulfuros y metales.

CUATERNARIO: último de los periodos del tiempo geológico, que se extiende desde hace 1.75 millones de años hasta el presente. Su límite inferior marca el comienzo de las glaciaciones, aunque también se la ha atribuido el origen del hombre. Se divide en dos épocas: Pleistoceno y Holoceno.

CUARZO: es un mineral compuesto de sílice. Tras el feldespato, es el mineral más común de la corteza terrestre presente en una gran cantidad de rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias.

CUENCA: estructura geológica cóncava, donde los buzamientos de los estratos convergen hacia un punto central. Depresión de la tierra donde se realiza la sedimentación.

DEPLETACIÓN: decrecimiento o mengua en la magnitud de la presión de un yacimiento o un sistema específico.

DISCORDANCIA: superficie de contacto entre rocas antiguas y jóvenes en la cual las rocas antiguas sufrieron erosión, plegamiento, o falta de depositación antes de que se depositaran las rocas más jóvenes.

ESPESOR: son cada una de las capas en las que se encuentran divididos los sedimentos, las rocas sedimentarias y las rocas metamórficas cuando esas capas se deben al proceso de sedimentación.

ESQUISTO: constituyen un grupo de rocas caracterizado por la preponderancia de minerales laminares que favorecen su fragmentación en capas delgadas.

ESTRATIGRAFÍA: descripción de todos los cuerpos de roca que conforman la corteza terrestre y su organización en unidades mapeables, distintivas y útiles, con base en sus atributos o propiedades inherentes con el fin de establecer su distribución, las relaciones espaciales y la sucesión temporal, para interpretar la historia geológica.

ESTUARIO: es la desembocadura en el mar de un río amplio y profundo. La desembocadura del estuario está formada por un solo brazo ancho en forma de embudo ensanchado.

FALLA: superficie de contacto entre dos bloques que se desplazan en forma diferencial uno con respecto al otro. Se pueden extender especialmente por varios cientos de millas y en forma temporal por varios millones de años.

FARENHEIT: escala de temperatura en la cual la temperatura de ebullición del agua es de 212 grados por encima de cero en la escala y cuyo punto de congelación es de 32 grados por encima de cero a presión atmosférica estándar.

FORMACIÓN: unidad fundamental de la litoestratigrafía; la formación se compone por un cuerpo de roca suficientemente característico y continuo para ser mapeado.

GNEIS: roca metamórfica que cuenta en su composición con los minerales cuarzo feldespato y mica.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: es una aplicación especializada de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección. Entre sus objetivos está la localización de posibles yacimientos, caracterizar su geometría espacial y la estimación de sus reservas potenciales.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que se dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las forman. Estudia la geometría de las rocas y la posición en que aparecen en superficie.

HIDRÓMETRO: instrumento usado a nivel de laboratorio que permite hacer la determinación de la gravedad API de un hidrocarburo líquido.

HIDROCARBURO: compuesto químico constituido completamente de hidrógeno y carbono.

INFRAYACENTE: estrato o roca que se encuentra por debajo de otra superior. Estas pueden haber sido erosionadas, plegadas o incluso metamorizadas antes de que se vuelva a producir la sedimentación originando un proceso de deposición con discordancias para los estratos superiores.

KERÓGENO: material orgánico insoluble en los disolventes orgánicos y alcalinos, fosilizado y encontrado en rocas sedimentarias, parte del cual puede convertirse por calentamiento y destilación en bitumen, finalmente en petróleo.

LIMOLITA: es una roca sedimentaria constituida por partículas que varían entre 0.0625 y 0.004 mm. Estas rocas se forman por la acumulación de sedimentos finos en el fondo de los mares, ríos y lagos. Las limolitas suelen tener un tacto más áspero por su contenido de partículas silíceas y una baja plasticidad por la escasa proporción de minerales arcillosos.

LUTITA: es un tipo de roca sedimentaria. Consiste esencialmente de minerales de arcilla con partículas menores de 0.0004 mm. Los colores de estas rocas varían desde el blanco al marrón negruzco. Las lutitas son porosas pero poco permeables, porque tienen poros muy pequeños que no están bien comunicados entre ellos.

MATRIZ: las partículas intersticiales de grano más fino que se encuentran entre partículas más grandes o en las cuales se encuentran incrustadas las partículas más grandes en las rocas sedimentarias, tales como las areniscas y los conglomerados.

MIGRACIÓN: desplazamiento de hidrocarburos, petróleo líquido o gas a través de los poros de las rocas por medios naturales desde la roca madre a la roca almacén. Su velocidad depende de la porosidad y permeabilidad de las rocas, de la viscosidad y temperatura del fluido y de las presiones existentes.

PARAFINA: material sólido o semi sólido derivado de destilados o residuos que se emplea para distintos propósitos incluyendo velas y encerados.

PERMEABILIDAD: la permeabilidad normal constituye una medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido de una fase en condiciones de flujo laminar. La unidad de la permeabilidad es el Darcy.

PETRÓLEO: nombre genérico para hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural. El nombre se deriva del latín, óleum, presente en forma natural en rocas, petra.

POLÍMERO: compuesto complejo en el cual moléculas individuales (monómeros) se unen químicamente en cadenas largas (p. ej.: plásticos).

POZO: agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

POZO DESVIADO: un pozo perforado en ángulo con la vertical (perforación desviada), para cubrir el área máxima de un yacimiento de aceite o de gas, o para librar el equipo abandonado en el agujero original.

PRESIÓN ATMOSFÉRICA: es la fuerza por unidad de área que ejerce el aire sobre la superficie terrestre.

RESERVORIO: tipo de roca porosa y permeable que permite el almacenamiento de agua, petróleo y/o gas natural. Los reservorios que contienen grandes cantidades de estos materiales constituyen los yacimientos que con la debida tecnología permite su explotación económica.

ROCA ALMACENADORA: es aquella que permite la acumulación de petróleo debido a sus propiedades permeables y porosas. El hidrocarburo migra hacia ellas y dadas sus características estructurales o estratigráficas forman una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evitará el escape de los hidrocarburos.

ROCA GENERADORA: es aquella que tiene alto contenido de materia orgánica y que es capaz de generar hidrocarburos para formar yacimientos de petróleo, si recibe el calor en grado suficiente. Las rocas generadoras típicas, son normalmente lutitas o calizas. Las rocas de origen marino tienden a ser potencialmente petrolíferas, en tanto que las rocas generadoras terrestres (como el carbón) tienden a ser potencialmente gasíferas.

ROCA SELLO: típicamente se refiere a una capa de roca que es impermeable a la migración de hidrocarburo. Recubre una “roca del yacimiento” más porosa, rica en petróleo o gas natural.

SILICATO: son el grupo de minerales de mayor abundancia, pues constituyen más del 95% de la corteza terrestre, además del grupo de más importancia

geológica por ser petrogénicos. Todos los silicatos están compuestos por silicio y oxígeno.

SIMULADOR: aparato, por lo general informático, que permite la reproducción de un sistema. Los simuladores reproducen experiencias que en la realidad pueden llegar a suceder.

SISTEMA DE PRODUCCIÓN: es aquel que tiene la capacidad de transportar fluido del yacimiento hasta la superficie y separarlo en petróleo, gas y agua. Si es necesario, el petróleo y el gas son tratados y preparados para la venta o el transporte desde el Campo.

SUPRAYACENTE: estrato o roca que reposa sobre otro material.

TRAMPA: configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar.

VISCOSIDAD: es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. Es debida a las fuerzas de cohesión moleculares. Todos los fluidos conocidos presentan algo de viscosidad, siendo el modelo de viscosidad nula una aproximación bastante buena para ciertas aplicaciones. Un fluido que no tiene viscosidad es denominado fluido ideal.

YACIMIENTO: acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

RESUMEN

El Campo Tilodirán, situado en la Cuenca Llanos Orientales, inició operaciones en el año 1994 a cargo de la empresa Harken de Colombia LTD comprendiendo un total de 1,904.17 hectáreas aproximadamente. Se perforaron 3 pozos:

- Tilo-1: Fue el pozo descubridor. Es un pozo productor.
- Tilo-2: Pozo Productor.
- Tilo-3: Pozo inyector.

El crudo que se produce en el Campo Tilodirán se clasifica como pesado debido a su gravedad API de 14°. Posee una viscosidad de 535 cP a temperatura ambiente aproximadamente. Debido a las condiciones de operación en campo se busca aumentar la tasa de producción de hidrocarburos ya que la compañía operadora ha manifestado la intención de realizarlo.

Se propone abordar este requerimiento mediante la aplicación en cabeza de pozo de un reductor de viscosidad base solvente llamado Chemiflow 3575 provisto por la compañía de tratamiento químico Chemioil Colombia Services S.A.S. Se espera que a partir de la reducción de la viscosidad del crudo en cuestión se logre un aumento significativo en la producción del Pozo Tilo-2.

En el presente trabajo, se exponen los aspectos técnicos y económicos a considerar para la aplicación del reductor de viscosidad Chemiflow 3575, de manera que se logre determinar una dosis que permita aumentar la rentabilidad de la operación en el campo. La metodología empleada para ejecutar lo anteriormente descrito es en primer lugar realizar pruebas de botella en laboratorio con el fin de cuantificar la viscosidad en función de las diferentes concentraciones de aditivo y temperaturas de trabajo. A continuación se determina el efecto de la reducción de viscosidad sobre las tasas de producción del Pozo Tilo-2 según la concentración de aditivo químico aplicada, para esto se implementa la herramienta virtual Pipesim, programa simulador de flujo en tuberías. Tras obtener las variaciones en las tasas de producción de petróleo del Pozo Tilo-2 a diferentes escenarios de concentración de aditivo se procede a evaluar financieramente los casos de investigación con el fin de determinar la rentabilidad asociada a cada uno. Esto se realizará a través del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

PALABRAS CLAVE:

- REDUCTOR DE VISCOSIDAD
- CUENCA LLANOS ORIENTALES
- CAMPO TILODIRÁN
- ANÁLISIS NODAL

INTRODUCCIÓN

La demanda energética global está en constante auge, la sobrepoblación y el crecimiento industrial son factores que están directamente relacionados con esta situación. Esto requiere que las fuentes encargadas de suplir esta demanda sean capaces de generar competitividad en el sector, lo que se traduce en crecimiento tecnológico y económico con el fin de optimizar procesos para reducir costos y aumentar la rentabilidad.

La industria petrolífera no está exenta de las condiciones actuales. En cambio, encabeza el listado como una de las más influyentes en la economía mundial repercutiendo en energía, materias primas, consumo masivo de productos e inclusive divisas. El impacto de las nuevas tecnologías ha sido protagonista en el crecimiento de la industria petrolera asegurando su longevidad y competitividad, por lo cual es primordial continuar invirtiendo en investigación orientada al mejoramiento de las técnicas actuales y al descubrimiento de nuevos métodos de optimización.

A nivel local, la economía colombiana depende en gran medida de la producción y venta de hidrocarburos explotados de sus suelos llenos de riquezas. Alrededor de la mitad de sus recursos hidrocarburíferos corresponden a crudos pesados, para ser exactos un 52% de la producción nacional corresponde a esta clasificación y mayoritariamente los yacimientos de crudo pesado se localizan en la Cuenca Llanos Orientales. Sin embargo para poder extraer este tipo de recurso del subsuelo se deben superar varias consideraciones operativas derivadas de la naturaleza propia del fluido y de las condiciones de depositación del mismo. Debido al nivel de complejidad asociado a proyectos de crudo pesado y su importancia a nivel nacional, los hacen candidatos prioritarios en la innovación tecnológica.

El Campo Tilodirán, ubicado en el departamento de Casanare, es un claro ejemplo de lo antes discutido. En el presente trabajo investigativo se busca atacar la alta viscosidad del crudo proveniente de este yacimiento mediante la aplicación del reductor de viscosidad base solvente Chemiflow 3575 en cabeza de pozo con la finalidad de alivianar la columna hidrostática, disminuir esfuerzos en el sistema de levantamiento y aumentar la tasa de producción del Pozo Tilo-2.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar mediante pruebas de laboratorio, el desempeño de un aditivo reductor de viscosidad sobre la producción de crudo del Pozo Tilo-2, en el Campo Tilodirán, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Tilodirán, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.
2. Describir las generalidades del crudo del Campo Tilodirán, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.
3. Describir el principio de funcionamiento de un aditivo reductor de viscosidad.
4. Diseñar las pruebas de laboratorio de viscosidad y de gravedad API (según las normas ASTM D445 y ASTM D1298) sobre el crudo del Pozo Tilo-2.
5. Realizar las pruebas de laboratorio previamente diseñadas.
6. Comparar las características y propiedades del crudo del Pozo Tilo-2 actual, con respecto al crudo más la adición del reductor de viscosidad.
7. Realizar un análisis nodal mediante una simulación en Pipesim, con base a las características y propiedades del crudo del Pozo Tilo-2, antes y después de la aplicación del reductor de viscosidad.
8. Establecer los beneficios reales que conllevaría la aplicación del reductor de viscosidad sobre la producción de crudo del Pozo Tilo-2.
9. Evaluar financieramente la viabilidad de la utilización del reductor de viscosidad en el Pozo Tilo-2 del Campo Tilodirán, mediante el indicador financiero VPN (Valor Presente Neto).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO TILODIRÁN

La historia, la localización y el marco geológico, conforman algunas de las generalidades del Campo Tilodirán que son descritas a continuación.

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

El pozo descubridor fue Tilo-1. Colombia Energy Development Co. fue la empresa que continuó con la operación del Campo Tilodirán, siendo esta una unidad de negocios de la operadora Global Energy Development Plc.

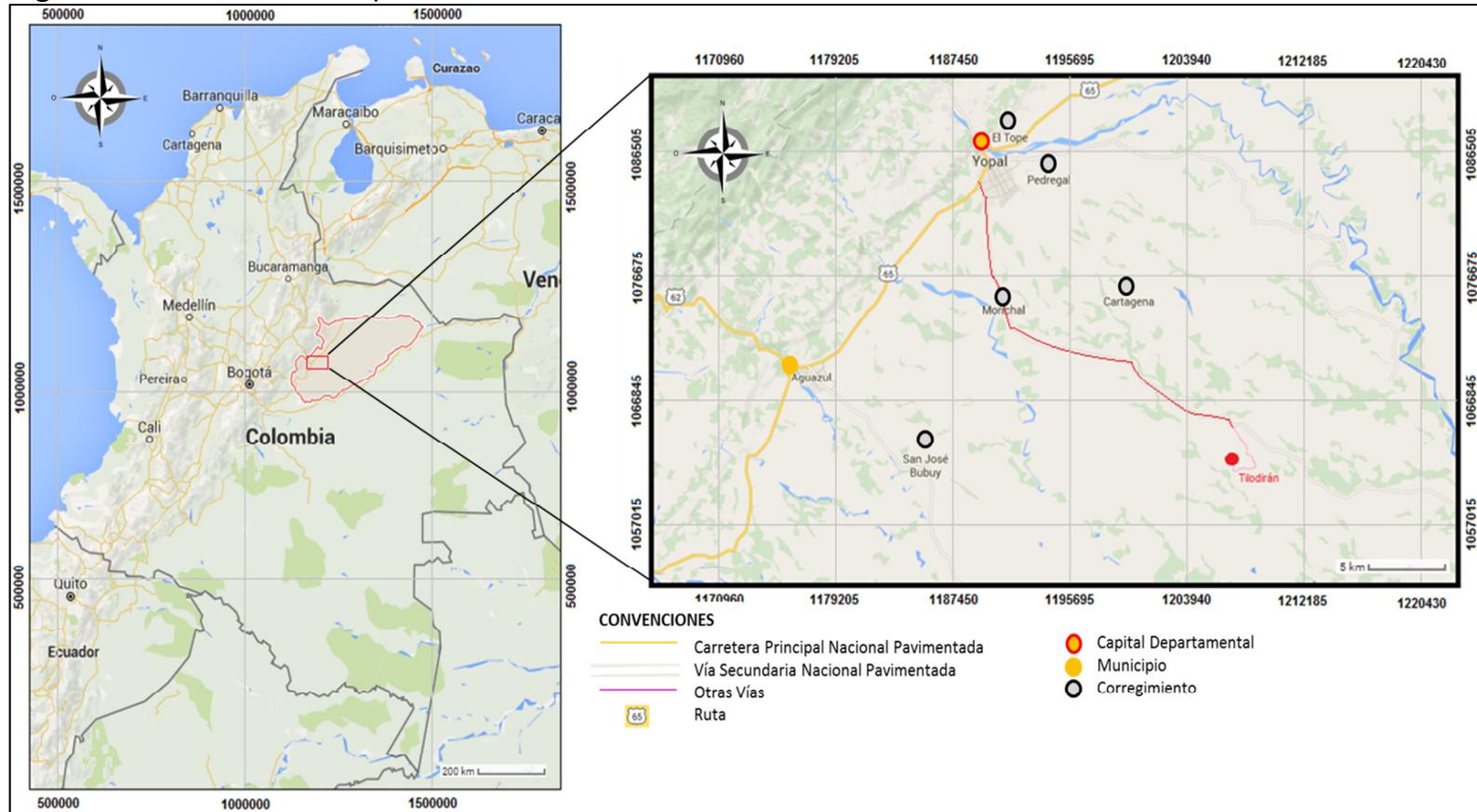
El Pozo Tilo-2 inició su producción en el año 2006 con un caudal de 3000 BFPD, de los cuales 1650 eran de agua y 1350 de crudo.

En la actualidad, el Campo Tilodirán es operado por la empresa Platino Energy Corporation. Se encuentran distribuidas dentro del Campo Tilodirán las diferentes instalaciones físicas tales como áreas de proceso, áreas de generación eléctrica, tratamiento de fluidos de producción, y tratamiento de aguas residuales y de inyección.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Tilodirán se encuentra geográficamente localizado dentro del Departamento del Casanare en jurisdicción del Municipio de Yopal. El campo debe su nombre al Corregimiento Tilodirán, en donde se encuentra ubicado. La Figura 1 muestra la localización del Campo Tilodirán en el territorio colombiano.

Figura 1. Localización Campo Tilodirán.



Fuente. Google Maps. [En línea]. [Citado 13 de Abril 2016]: Disponible en: <http://maps.google.com>. Modificado por autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

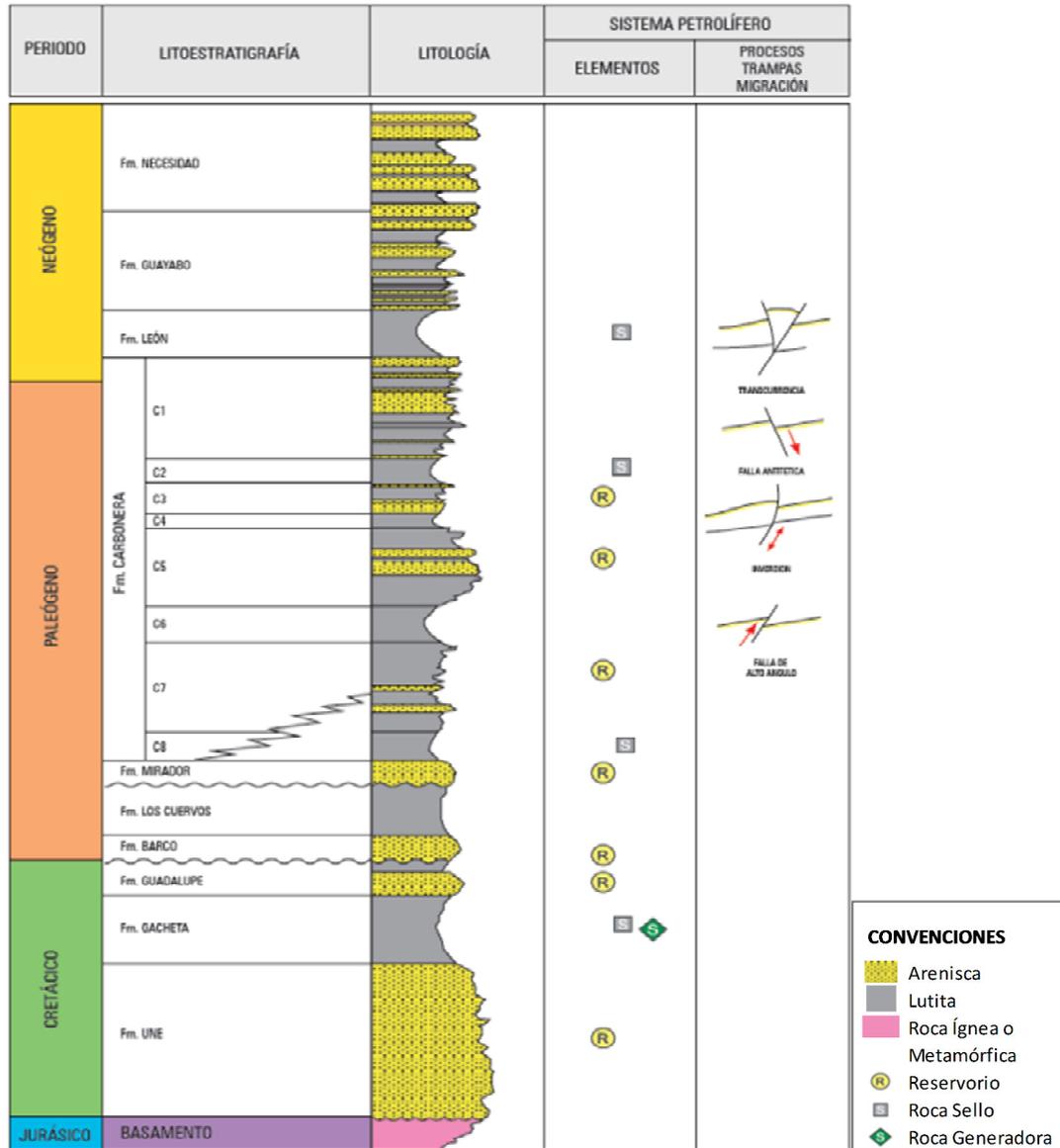
La Cuenca Llanos Orientales está localizada en el noreste de Colombia. Es una depresión topográfica plana, de orientación suroeste - noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, que se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guyana. Cubre una extensión de 225.603 Km² (22.560.327 hectáreas). Sus límites geomorfológicos son la Cuenca Apure - Barinas, al norte (de la cual se separa por el límite internacional de Colombia con Venezuela); la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés, al sur; el Sistema de Fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guyana, al este. Está recubierta, en gran parte, por rocas del Terciario Superior y Cuaternario. Desde el punto de vista hidrocarburífero, la Cuenca Llanos Orientales ha sido dividida en tres sectores que muestran características geológicas propias: Arauca, Casanare y Meta. Estos coinciden aproximadamente con los límites políticos de los departamentos de Arauca, Casanare y Meta, respectivamente.¹

Se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales, en donde se encuentra localizado el Campo Tilodirán.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La Cuenca Llanos Orientales corresponde a la superposición de varias cuencas de edades diferentes. La columna sedimentaria conocida en la Cuenca Llanos Orientales, a partir de los pozos perforados, está representada por rocas precámbricas del basamento, paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, las cuales están separadas por tres grandes discordancias regionales, que se localizan en la base del Paleozoico, Cretáceo Superior y Eoceno Medio. La Figura 2 representa la columna estratigráfica de la Cuenca Llanos Orientales.

¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos – Cuenca Llanos Orientales, 2012 p. 32.

Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales.



Fuente: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, ANH. 2012.

1.3.2 Descripción de las Formaciones Geológicas. A continuación se hace una descripción de las formaciones, desde la más antigua a la más joven, presentes en la columna estratigráfica de la Cuenca Llanos Orientales.

1.3.2.1 Basamento o Escudo de Guyana. Se reportan rocas ígneas ácidas e intermedias y metamórficas de edad precámbrica relacionadas con el Escudo de Guyana. Se tienen reportes de superficie en algunos sectores de la Serranía de La

Macarena y borde este de la Cordillera Oriental, en los cuales se describen gneises pertenecientes, probablemente a las facies anfibolita, esquistos sericíticos y rocas intrusivas granosieníticas. La edad de las rocas graníticas varía entre 1.100 y 1.200 millones de años; es un cuerpo de rocas de aproximadamente 200 Km².²

1.3.2.2 Paleozoico. De acuerdo con Pérez³, sobre el basamento ígneo o metamórfico descansa, en forma discordante, la secuencia paleozoica, la cual según estos autores inició su depositación a finales del Cámbrico o comienzos del Ordovícico con una transgresión marina. Finalizando el Precámbrico, la subsidencia suave y constante de la plataforma del Escudo de la Guayana permitió el depósito en mares someros de areniscas cuarcíticas, areniscas glauconíticas, limolitas y arcillolitas. Generalizando, de este a sureste, a partir de donde se encuentra el límite de erosión o no deposición del Paleozoico, el espesor aumenta hasta más de 6.000 pies en los sectores centro, sur y pie del frente de la Cordillera Oriental hasta más de 15.000 pies al norte, en el graben de Arauca.⁴

1.3.2.3 Mesozoico. En la Cuenca Llanos Orientales existe registro de rocas pertenecientes al Triásico – Jurásico y Cretáceo.

- **Triásico – Jurásico.** Las rocas pertenecientes al Triásico – Jurásico son muy poco conocidas en la Cuenca Llanos Orientales. Algunas capas rojas encontradas en el área de Arauca fueron datadas de esta edad. Estas capas, preservadas en *grabens* aislados, pueden asociarse con fenómenos de distensión, de tipo *rift*. En ningún otro sector de la cuenca se han observado rocas de edad similar.⁵
- **Cretáceo⁶.** La secuencia cretácica, del Cenomaniano hasta Campaniano, está compuesta esencialmente de detritos finos y gruesos y suprayace discordantemente sobre rocas triásico – jurásicas, paleozoicas o basamento ígneo metamórfico. Dichas rocas forman una cuña sedimentaria que se adelgaza progresivamente hacia el Suroriente y Oriente. No se descarta la posibilidad de encontrar rocas cretácicas más antiguas, hacia el Occidente, en el Piedemonte

² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos – Cuenca Llanos Orientales, 2012 p. 41.

³ PÉREZ, V., BOLIVAR, L. Desarrollo Campo Apiay. II Simposio Bolivariano de Cuencas Subandinas Vol. I. Bogotá. 1985.

⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos – Cuenca Llanos Orientales, 2012 p. 43.

⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos – Cuenca Llanos Orientales, 2012 p. 45.

⁶ Ibid., p. 47.

Llanero. Charitat⁷ afirma que las rocas cretácicas se subdividen en las unidades: Areniscas Inferiores, Formación Gachetá y Formación Guadalupe. Operacionalmente, y dependiendo del área (Meta, Casanare y Arauca), la secuencia cretácica ha recibido, varias denominaciones: en el área del Meta se denomina K2 a la unidad de areniscas correspondientes a la Formación Une, de edad Cenomaniano a Turoniano temprano o Areniscas Inferiores, de Casanare. En el sector de Casanare también a la Formación Une se le llama Formación Ubaque, y a la secuencia de edad Turoniano temprano – Santoniano, que la infrayace, Formación Gachetá, equivalente en el sur a la parte inferior de la Unidad K1, y en la región de Arauca y Caño Limón a la Formación Chipaque.

- **Formación Une.** Litológicamente consiste, principalmente, de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas. El ambiente de depositación es variable, habiendo un predominio de canales fluviales entrelazados hacia la base y transicional de bahías o estuarios, hacia el tope. Su espesor aumenta, en general, hacia el Noroeste. Presenta valor de cero en el límite de erosión o no depositación en el oriente y sureste; de 50 a 350 pies, en promedio, en área del Meta; 300 a 600 pies en Arauca; y llega hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero.⁸ Su contacto inferior es el Basamento, y tiene contacto superior con la Formación Gachetá.
- **Formación Gachetá.** Representa la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste, sobre el Escudo de Guyana. Según Julivert⁹ El ambiente de depositación es estuarino de dominio mareal. Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita; presenta a veces pequeños niveles calcáreos. Esta formación se acuña o no está presente por erosión en el oriente y suroriente de la cuenca. El espesor aumenta hacia el noroccidente, y el valor máximo encontrado en el sector suroccidental de la cuenca es superior a 600 pies. Esta formación es productora en varios campos de la cuenca. Está en contacto concordante con la Formación Une, que la infrayace.¹⁰
- **Formación Guadalupe.** Según Julivert¹¹, la edad corresponde a Santoniano-Campaniano, compuesta por areniscas micáceas parcialmente glauconíticas, con capas de arcillolitas y delgados niveles de yeso. Tiene un espesor

⁷ CHARITAT, P. et al. Tocaría Oil and Gas Field and La Gloria Norte Oil Field, two examples of Casanare Hydrocarbon Fields. II Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Vol. I. Bogotá, 1985.

⁸ RAASVELDT, 1956, citado por Hubac., Colombia. Léxico Estratigráfica Internacional. Volumen V. Fascículo 4b. París. 1957. P. 84.

⁹ JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfica Internacional Volumen V. Ingeominas, Febrero de 1999. p. 140.

¹⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos – Cuenca Llanos Orientales, 2012 p. 48.

¹¹ Ibid., p. 48.

aproximado de 492 pies. El ambiente de depositación es continental. Se encuentra en contacto concordante con la Formación Gachetá que la infrayace.

1.3.2.4 Cenozoico. En la Cuenca Llanos Orientales, las rocas del Terciario y Cuaternario representan al Cenozoico.

• **Terciario – Cuaternario.** Durante el Terciario Temprano, se depositaron las Formaciones Barco – Los Cuervos, la Formación Mirador y la Formación Carbonera.

- **Formación Barco.** Según Julivert¹², la edad corresponde al Paleoceno Superior con cuarzo-areniscas y con intercalaciones menores de lodolitas. Su espesor es aproximadamente de 656 pies. El ambiente de depositación de la Formación Barco es deltáico. Se encuentra en contacto discordante con la Formación Guadalupe que la infrayace.

- **Formación Los Cuervos.** Corresponde al Eoceno Inferior, compuesta de lodolitas con lentes de carbón, limolitas y areniscas cuarzosas a subarcosas. El ambiente de depositación es de llanura fluvial o llanura costera superior. Su espesor es de aproximadamente 1,968 pies. La Formación Los Cuervos, está en contacto concordante con la Formación Barco que la infrayace.¹³

- **Formación Mirador.** Hasta el presente, las areniscas de esta formación constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecrecientes de base a techo compuestas por cuarzo y algunas veces por feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia. Su límite basal se da en discordancia con la Formación Los Cuervos que la infrayace, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de los Llanos Orientales. El espesor de la Formación Mirador aumenta hacia el Occidente, hasta alcanzar 950 pies.¹⁴

- **Formación Carbonera.** Corresponde al Oligoceno Tardío –Mioceno Temprano. La Formación Carbonera está compuesta de una sucesión de areniscas con lodolitas y abundantes interlaminações de carbón¹⁵. Presenta variedad de ambientes de depositación: deltaico, fluvial, planicie costera, fluvial-deltaico, costero y marino. Esta espesa secuencia litológica alcanza cerca de 6.000 pies, está ampliamente distribuida a lo largo de la Cuenca. La unidad se divide en 8

¹² JULIVERT, Manuel. Léxico EstratiGráfica Internacional Volumen V. Ingeominas, Febrero 1999. p. 158.

¹³ Ibid., p. 159.

¹⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos – Cuenca Llanos Orientales, 2012 p. 49.

¹⁵ JULIVERT, Manuel. Léxico EstratiGráfica Internacional Volumen V. Ingeominas, Febrero 1999. p. 180.

miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7. El contacto superior con la Formación León es conforme y gradual en la mayor parte de la cuenca, mientras que el contacto con la Formación Mirador que la infrayace, es concordante.¹⁶

- **Formación León.** Su edad varía entre Mioceno Temprano y Mioceno Medio. Está compuesta por capas gruesas de lutitas grises en gran parte. El ambiente de depositación es de tipo continental. Su contacto es concordante con la Formación Carbonera, que la infrayace. Los espesores máximos observados alcanzan los 2.500 pies.¹⁷
- **Formación Guayabo.** Corresponde al Mioceno Tardío. Según Julivert¹⁸, Se constituye por una asociación de facies de arenitas intercaladas con arenitas conglomeráticas, arcillolitas y limolitas, con algunos lentes de hierro. La formación Guayabo tiene un espesor aproximado a los 3,937 pies y se depositó en un ambiente fluvial-marino. Está en contacto concordante con la Formación León que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Necesidad que la suprayace.
- **Formación Necesidad.** La edad de la Formación Necesidad es Plioceno-Pleistoceno. Está constituida por una secuencia de conglomerados poco consolidados en una matriz arcillo-arenosa, alternando con areniscas de grano fino a grueso y en menor proporción arcillas. El espesor se encuentra en los 68 pies y el ambiente de depositación es aluvial en zonas proximales a deltas. Su contacto inferior con la Formación Guayabo es discordante.

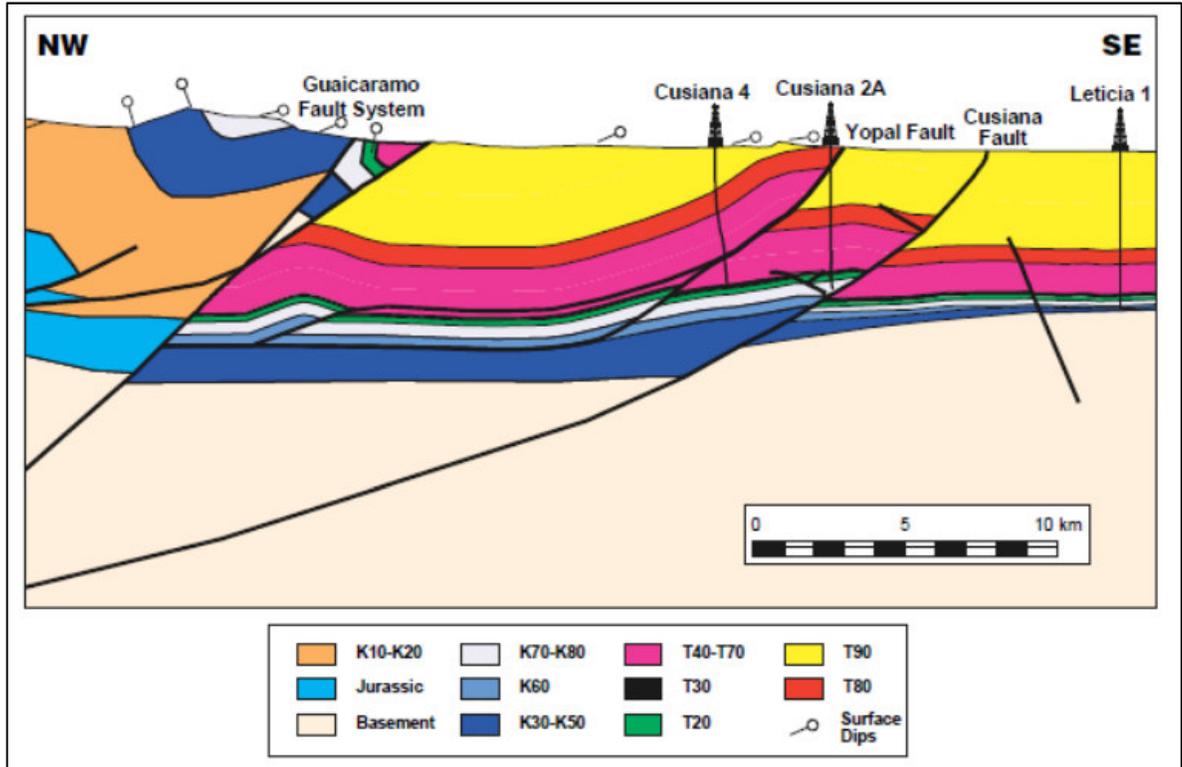
1.3.3 Geología Estructural. El sector de Casanare, parte central de la cuenca en la franja que se evalúa, se caracteriza por un estilo de lineamientos estructurales subparalelos al borde del Piedemonte Llanero, y paralelos o subparalelos entre sí en toda la franja hasta un poco más al sureste del lineamiento del río Meta (ver figura 3). Estos lineamientos corresponden a sistemas de fallas normales denominadas fallas antitéticas las cuales se caracterizan por ser de alto ángulo (mayor de 45°) y plano con buzamiento contrario a la pendiente estructural de la cuenca.

¹⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos – Cuenca Llanos Orientales, 2012 p. 50.

¹⁷ JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfica Internacional Volumen V. Ingeominas, Febrero 1999. p. 196.

¹⁸ Ibid., p. 205.

Figura 3. Perfil Estructural de la Cuenca Llanos Orientales.



Fuente: COOPER, M. et al. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern and Middle Magdalena Valley, Colombia. American Society of Petroleum Geologists Bulletin, Vol. 9. 1995. p. 1421.

La relación del límite con la Cuenca Cordillera Oriental, denominado Piedemonte Llanero, está dada por un sistema de fallas de cabalgamiento proveniente de la Cordillera Oriental. Los elementos de este cabalgamiento afloran, mientras que los elementos de interés petrolífero del lado de la Cuenca Llanos Orientales quedaron enterrados por el cabalgamiento, de tal manera que este sector ha sido confirmado como el área de generación de los hidrocarburos que han migrado y han sido descubiertos en estas regiones de los Llanos Orientales.¹⁹

1.3.4 Geología del Petróleo. Se describe a continuación el sistema petrolífero para el Campo Tilodirán, en la Cuenca Llanos Orientales.

1.3.4.1 Roca Generadora. La roca generadora del petróleo almacenado en la Cuenca de los Llanos Orientales se ha atribuido a la Formación Gachetá de origen marino y edad Cretácico Tardío, que se encuentra al occidente, en el área del Piedemonte Llanero donde alcanzó el enterramiento y madurez térmica necesaria para la generación y expulsión de hidrocarburos. Estas rocas poseen un kerógeno

¹⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos – Cuenca Llanos Orientales, 2012 p. 65.

tipo II y III, rangos de TOC entre 1% y 3% y un espesor efectivo de 50 a 100 metros. El área de Piedemonte Llanero se constituye en el principal sitio de generación de los hidrocarburos de la cuenca.²⁰

1.3.4.2 Roca Reservorio. En la Cuenca Llanos Orientales se tienen varias formaciones que actúan como reservorios de hidrocarburos; entre ellas está el Terciario (Barco- Los Cuervos, Mirador y Carbonera), y la parte superior de las Areniscas Basales de la Formación Carbonera, con porosidades que varían entre 25% y 32%. En el Campo Tilodirán, la roca reservorio pertenece al Cretácico Superior, siendo esta la Formación Gachetá.²¹

1.3.4.3 Migración. El petróleo atrapado en la parte central de la Cuenca Llanos Orientales migró lateralmente siguiendo el buzamiento regional hasta alcanzar las condiciones estructurales o estratigráficas adecuadas para la acumulación. El petróleo de los llanos representa dos fases de migración. La primera durante el Oligoceno-Mioceno Tardío y la segunda durante el Mioceno Tardío- Plioceno²². Parte de la carga de hidrocarburos en formaciones más recientes (como Mirador, Carbonera) podría ser resultado de la migración del aceite después de la Orogenia Andina y como consecuencia del fallamiento originando migración vertical.

1.3.4.4 Roca Sello. El sello regional de la Cuenca Llanos Orientales es la Formación León. Además, las lutitas cretácicas de las Formaciones Gachetá y Guadalupe actúan como sellos intraformacionales.²³

1.3.4.5 Trampas. Hasta el momento, la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio.²⁴

En la Figura 4 se representa la Carta de Eventos o Sincronismo de la Cuenca Llanos Orientales, en donde se evidencia la correspondencia de las rocas generadoras al Cretácico y Paleógeno; así como las rocas reservorio también se concentran en estas dos edades sumándose el Neógeno. Las rocas sello, diferenciándose, corresponden únicamente al Cenozoico repartiéndose equitativamente entre el Paleógeno y el Neógeno. No hay registro de eventos referentes al Jurásico, sin embargo, dentro del Mesozoico, específicamente en el Triásico, se datan Unidades de roca y la roca infrayacente.

²⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Ronda Colombia 2010, 2010 p. 1.

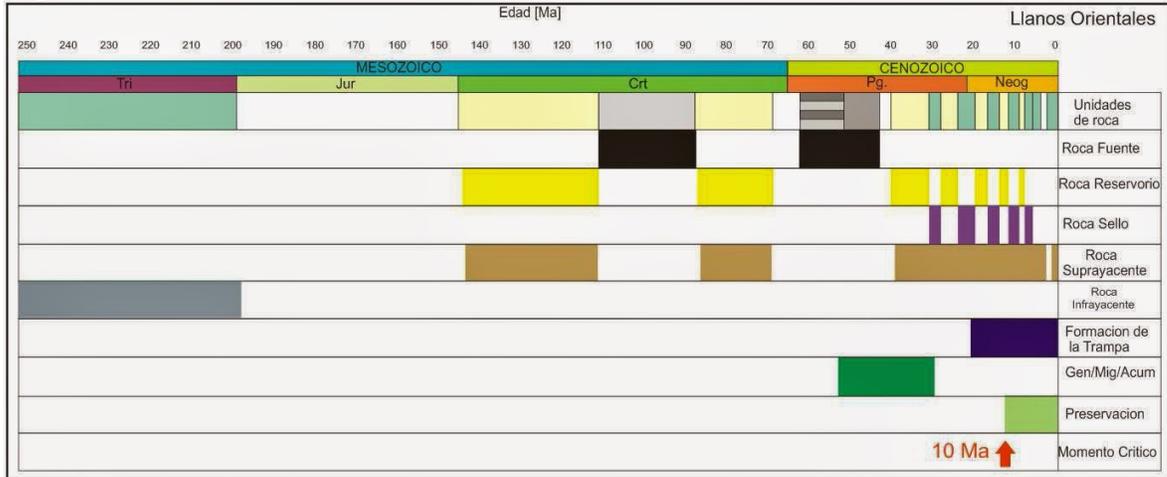
²¹ Ibid., p. 1.

²² Ibid., p. 1.

²³ Ibid., p. 1.

²⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Ronda Colombia 2010, 2010 p. 1.

Figura 4. Carta de Eventos de la Cuenca Llanos Orientales.



Fuente: GARCÍA, Mario, et al. Informe Ejecutivo – Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuenas Colombianas. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Abril, 2009.

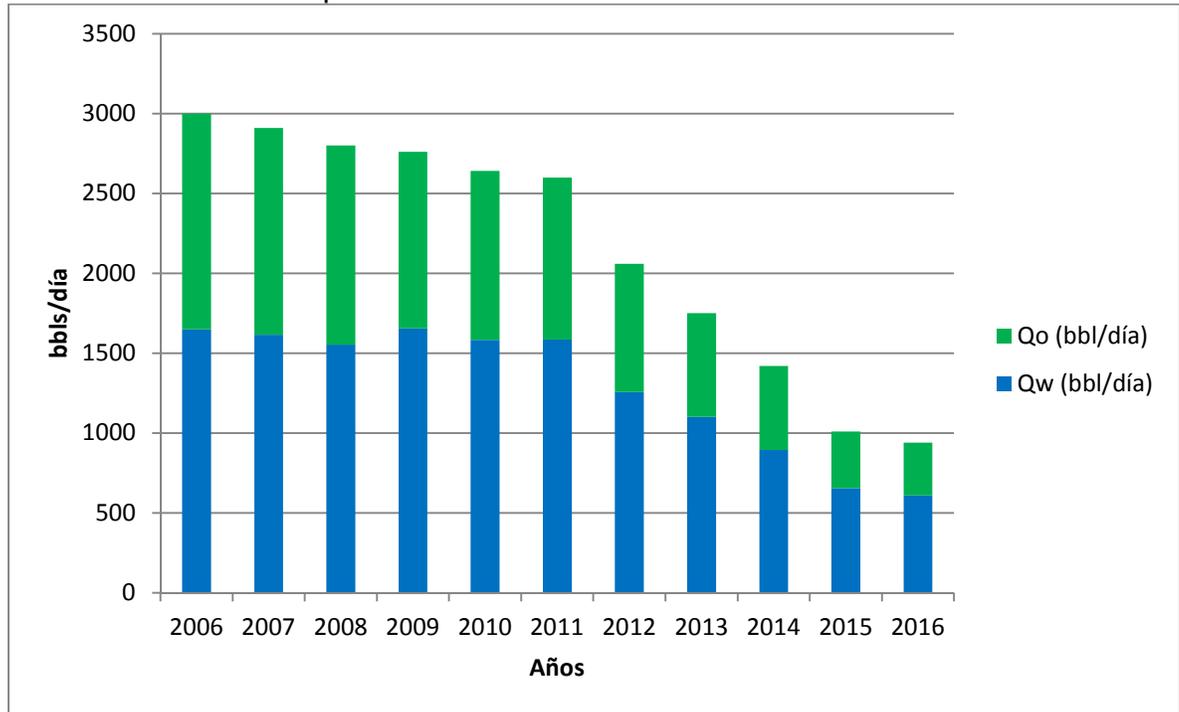
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

Aspectos referentes a la historia de producción del Pozo Tilo-2 son presentados a continuación mediante la Gráfica 1, en donde se incluye el caudal diario de crudo (Qo) y el caudal diario de agua (Qw).

Se evidencia que en el año 2006 el Pozo Tilo-2 inicia con una producción promedio de 3000 Barriles de Fluido por Día (BFPD) con un Porcentaje de Agua y Sedimentos (% BS&W) de 55%. La producción ha disminuido hasta un 30% aproximadamente (con respecto al valor original), mientras que el BS&W ha incrementado hasta alcanzar un valor de 65% en la actualidad.

Desde el año 2006 la tasa de producción de agua se mantuvo casi constante hasta el año 2011, momento en el cual inició su decrecimiento. En contraste, la tasa de producción de crudo muestra una constante declinación desde el primer año hasta el presente.

Gráfica 1. Historia de producción del Pozo Tilo-2.



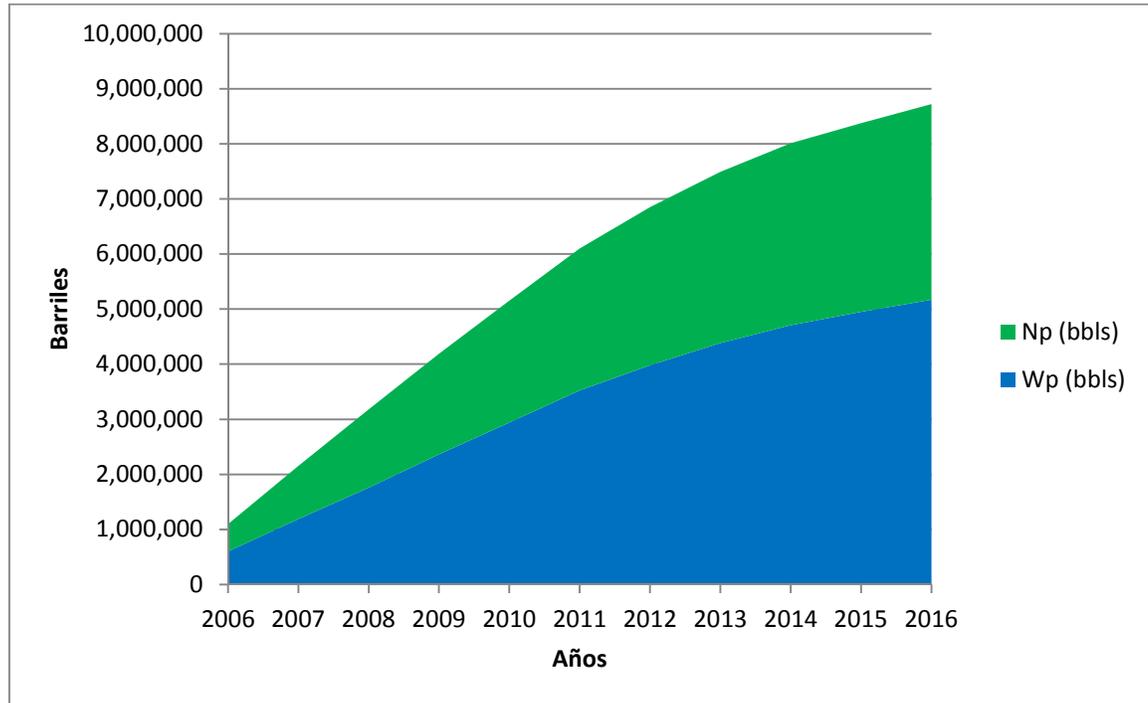
Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

1.4.1 Producción Acumulada. La Gráfica 2 presentada a continuación muestra el comportamiento de la producción acumulada en barriles dada en el Pozo Tilo-2. Se presenta el petróleo producido acumulado (N_p) y el agua producida acumulada (W_p). La pendiente positiva es bastante significativa desde el 2006 hasta el año 2011, en el que comienza a darse un mayor decrecimiento de la producción.

Para ejemplificar lo anteriormente mencionado, la cantidad de barriles producidos en el año 2008 fueron aproximadamente 455,000 barriles, mientras que en el año 2015 fueron 129,000, mostrando la caída de la tasa de producción del pozo.

Se evidencia de igual manera el aumento en el %BS&W a través del tiempo, siendo originalmente 55% y 65% en la actualidad.

Gráfica 2. Producción Acumulada del Pozo Tilo-2.



Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

1.4.2 Número de Pozos. A continuación se mencionan las locaciones que hacen parte de este Campo:

- Locación Pozo Tilodirán-1: Pozo Inyector 1.
- Locación Pozo Tilodirán-2: Pozo Productor de petróleo y agua, produciendo gas en poca proporción (250,000 pies cúbicos estándar por día). Produce en promedio, en la actualidad, aproximadamente 940 BFPD. Posee un BS&W del 65%. Los fluidos producidos en este pozo son provenientes a la Formación Gachetá. Actualmente opera mediante el sistema de bomba electro-sumergible (ESP). La gravedad API del hidrocarburo del Pozo Tilo-2 es de 14°API.
- Locación Pozo Tilodirán-3: Pozo Productor de crudo, agua y gas. Sus fluidos de producción son provenientes de las Formaciones Mirador, Gachetá y Une. La gravedad API del hidrocarburo del Pozo Tilo-3 es de 15°API.

1.5 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.

En el Campo Tilodirán, el Pozo Tilo-2, produce a una tasa aproximada de 350 Barriles de Petróleo por Día (BOPD). El sistema de levantamiento empleado en este pozo es por medio de Bomba Electro-Sumergible (ESP), empleando una unidad de bombeo Reda DF1100 (SLB).

2. PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE LOS HIDROCARBUROS

A continuación se presenta un recuento teórico que involucra las características y propiedades principales de los hidrocarburos en general, para así especificar las referentes al crudo del Pozo Tilo-2.

2.1 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS

Los hidrocarburos se constituyen por átomos de carbono y de hidrógeno. Su composición química es de 83% a 87% de carbono y de 11% a 16% de hidrógeno. Otro de los componentes importantes del petróleo es el azufre, que puede alcanzar hasta 4% o más.²⁵ Cadenas lineales, ramificadas, o cíclicas, de átomos de carbono, enlazadas con átomos de hidrógeno, constituyen a los hidrocarburos y todas las propiedades que los caracterizan.

La clasificación de los hidrocarburos es definida a partir de diversos criterios, algunos de ellos se describen a continuación.

2.1.1 Clasificación por Características Químicas. La clasificación de los petróleos crudos, según sus características químicas se da así:

2.1.1.1 Parafínicos: Son hidrocarburos con baja concentración de azufre. Están constituidos en más de su 50% por hidrocarburos saturados (alcanos) y en más de su 40% por hidrocarburos parafínicos.

2.1.1.2 Nafteno-Parafínicos: Contienen poco azufre, y pueden presentar entre 5% y 15% de resinas y asfaltenos, y hasta el 40% de aromáticos. Están constituidos en más de 50% por hidrocarburos saturados (alcanos) y en menos de 40% por hidrocarburos parafínicos y nafténicos.

2.1.1.3 Nafténicos: Están constituidos en menos de 50% por hidrocarburos saturados (alcanos) y en más de 40% por hidrocarburos nafténicos.

2.1.1.4 Aromáticos: Son aceites pesados y con más del 1% de azufre. Están constituidos en menos de 50% por hidrocarburos saturados (alcanos) y en más de 50% por aromáticos de resinas y asfaltenos.

2.1.2 Clasificación por Contenido de Azufre. Los petróleos crudos, según su contenido de azufre, se clasifican en “amargos” y “dulces”. Se diferencian, siendo los amargos aquellos cuyo contenido de azufre es mayor al 1.5%, y los dulces aquellos cuyo contenido de azufre es menor al 0.5%.

²⁵ ORTUÑO ALZATE, Salvador. El Petróleo: origen, usos y escenarios. FCE-Fondo de Cultura Económica. México, 2010, p. 37.

2.1.3 Clasificación por Densidad. De acuerdo con su densidad, la cual también es una clasificación de su calidad (API), los petróleos pueden ser ligeros o pesados. Esta densidad se mide con relación al agua, teniendo 10 como valor de referencia, y los valores numéricos se identifican como grados API (iniciales del American Petroleum Institute). Los petróleos con mayor densidad que el agua poseen un nivel API menor que 10, mientras que los de menor densidad ostentan valores de API mayores a 10. Basados en estos criterios, los crudos “pesados” se encuentran entre 22 y 10° API, los “medios” entre 22 y 29° API y los crudos ligeros son de más de 29° API.²⁶

2.1.4 Clasificación por Grado de Evolución. Las características de los petróleos crudos también dependen de su grado de evolución en las condiciones de presión y temperatura a las que están sujetos en el subsuelo. Existen crudos jóvenes poco profundos, que suelen ser muy viscosos y de alta densidad y un alto contenido de azufre. También existen crudos de origen más profundo, dando como resultado viscosidades, densidades y contenidos de azufre medios. Finalmente, los petróleos crudos de origen muy profundo han estado muy expuestos y confinados a la temperatura y presión más altas y por mayor tiempo, presentando menores contenidos de azufre y bajas densidades y viscosidades. El tiempo que han estado confinados los petróleos crudos es también decisivo, por consiguiente éstos pueden ser “jóvenes” de origen profundo o “viejos” petróleos crudos de origen superficial. Todas estas variables influyen en las características químicas y físicas y por lo tanto, en la calidad del hidrocarburo.²⁷

2.1.5 Definición de Viscosidad²⁸. La propiedad que posee un fluido para oponerse a su propio flujo en un escenario aplicando a éste una fuerza, es conocida como viscosidad. Se identifica la viscosidad de un fluido al conocer la fuerza necesaria para que una de sus capas logre arrastrar consigo a las demás capas adyacentes.

La viscosidad de un fluido se encuentra en función de su temperatura, presión, y composición. Un reporte de viscosidad sin una lectura de la temperatura del fluido en el momento de la medición, es, a saber, información irrelevante.

Conforme un fluido se mueve, dentro de él, se desarrolla un esfuerzo cortante cuya magnitud depende de la viscosidad del fluido. Se define al esfuerzo cortante, denotado con la letra griega τ (tau), como la fuerza que se requiere para que una unidad de área de una sustancia se deslice sobre otra. Entonces, τ es una fuerza

²⁶ ORTUÑO ALZATE, Salvador. El Petróleo: origen, usos y escenarios. FCE-Fondo de Cultura Económica. México, 2010, p. 41.

²⁷ ORTUÑO ALZATE, Salvador. El Petróleo: origen, usos y escenarios. FCE-Fondo de Cultura Económica. México, 2010, p. 42.

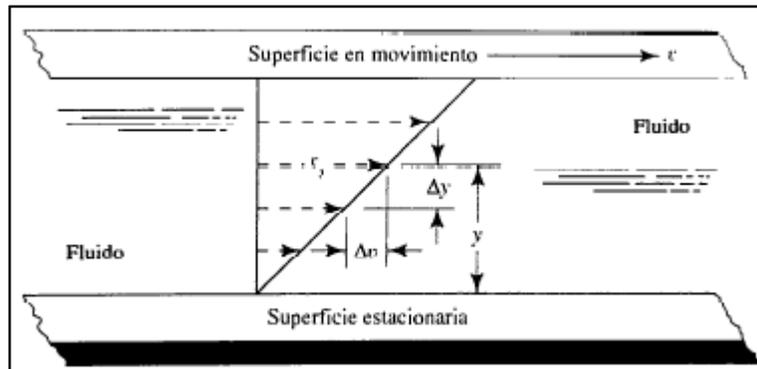
²⁸ MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos, Sexta Edición. México, 2006.

dividida entre un área, y se mide en las unidades de N/m² (Pa) o lb/pie². En fluidos como el agua, el alcohol u otros líquidos comunes, la magnitud del esfuerzo cortante es directamente proporcional al cambio de velocidad entre las posiciones diferentes del fluido.

La Figura 5, ilustra el concepto de cambio de velocidad en un fluido con el esquema de una capa delgada de fluido entre dos superficies, una de las cuales es estacionaria, en tanto que la otra está en movimiento. Una condición fundamental, cuando un fluido real está en contacto con una superficie de frontera, es que el fluido tenga la misma velocidad que ésta.

Entonces, en la Figura 5, la parte del fluido en contacto con la superficie inferior tiene una velocidad igual a cero, y aquélla en contacto con la superficie superior tiene una velocidad v . Si la distancia entre las dos superficies es pequeña, entonces la tasa de cambio de la velocidad con posición y es lineal. Es decir, varía en forma lineal. El gradiente de velocidad es una medida del cambio de velocidad, y se define como $\Delta v/\Delta y$. También se le denomina tasa cortante.

Figura 5. Cambio de Velocidad en un fluido.



Fuente: MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos, pág. 27, 2006.

El hecho de que el esfuerzo cortante en el fluido sea directamente proporcional al gradiente de velocidad se enuncia en la Ecuación 1, así:

Ecuación 1. Definición de Esfuerzo Cortante.

$$\tau = \eta \left(\frac{\Delta v}{\Delta y} \right)$$

Fuente: MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos, pág. 27. 2006.

Dónde a la constante de proporcionalidad η (letra eta, en griego) se le denomina viscosidad dinámica del fluido. En ocasiones se emplea el término viscosidad absoluta.

En la Tabla 1 se listan las unidades para la viscosidad dinámica en los tres sistemas más empleados. En cada uno de ellos se aprecia la dimensión de la fuerza multiplicada por el tiempo y dividida entre la longitud al cuadrado. En la tabla mencionamos las unidades del poise y el centipoise, porque muchos de los datos contenidos en diversas publicaciones se expresan en ellas.

Tabla 1. Unidades para la Viscosidad Dinámica.

Sistema de Unidades	Unidades para la Viscosidad Dinámica
Sistema Internacional (SI)	$N \cdot s/m^2$, Pa·s
Sistema Tradicional	$lb \cdot s/pt^2$, slug/(pt·s)
Sistema CGS	poise = (dina·s)/cm ² = g/(cm·s) = 0.1 Pa·s

Fuente: MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos, pág. 28, 2006.

2.1.6 Petróleo Pesado y Extra Pesado²⁹. El petróleo pesado posee una gravedad API entre 10°API hasta 22.1°API. Los petróleos de 10°API, o menor densidad, son conocidos como extra pesados. La determinación de la densidad del crudo es importante pues permite estimar el valor del recurso, los costos de operación, los de refinación, entre otros. No obstante, la viscosidad del petróleo repercute fuertemente sobre la productividad y la recuperación del recurso. Mientras más viscosidad posea el petróleo, más difícil resultará producirlo. No existe comprobación alguna que determine una correlación entre la densidad (API) y la viscosidad; pero empíricamente existe la certeza de que los petróleos más pesados tienden a ser más viscosos. Es así, que la viscosidad de un petróleo convencional esta entre 1 centipoise (cP) y 10 cP; pero cuando se habla de petróleos pesados y extra pesados, se registran valores de viscosidad entre 10 cP y 1,000,000 cP.

2.1.7 Emulsiones y sus Características³⁰. La mezcla de dos líquidos que son inmiscibles es denominada emulsión. Por lo tanto, dos fases pueden ser identificadas en la mezcla, una de ellas es la fase dispersa, y la otra es la fase continua. Para que exista una emulsión debe existir un agente emulsificante (resinas, asfaltenos, parafinas, gases orgánicos), y turbulencia o agitación en la mezcla.

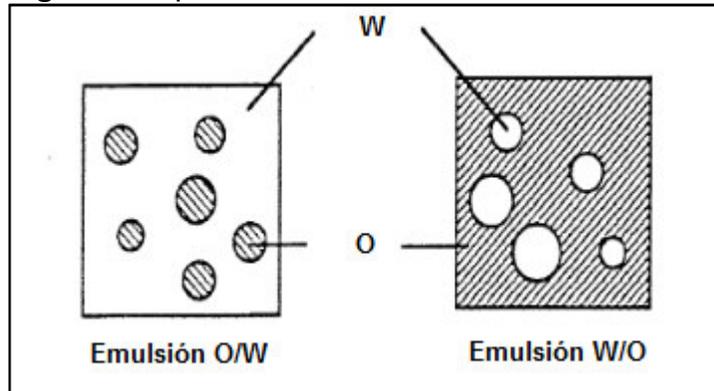
2.1.7.1 Tipos de Emulsiones. Las emulsiones se clasifican en dos tipos según los fluidos que constituyen las fases dispersa y continua. Una emulsión entre agua y

²⁹ ALBOUDWAREJ, Hussein, et al. La Importancia del Petróleo Pesado. Oilfield Review. Schlumberger. 2006.

³⁰ DÍAZ, Armando, FALCON, José. Estudio reológico de emulsiones de petróleo crudo en agua. Tecnología Química. Cuba: Universidad de Oriente, 2010.

aceite, bien puede ser directa o inversa (ver Figura 6). Si la emulsión consta de agua como fase continua, y aceite como fase dispersa (aceite en agua), es una emulsión inversa. Entonces, una emulsión directa tiene aceite como su fase continua, y agua como fase dispersa (agua en aceite). Un crudo pesado, en una emulsión inversa, registraría una viscosidad menor a la esperada, ya que el agua (con menor viscosidad a la de este crudo), forma la fase continua.

Figura 6. Tipos de Emulsión.



Fuente: BLANCO, Citlalli. Rendimiento de Emulsificantes en la elaboración de un fluido de alta densidad, pág. 13. México, 2011.

Las emulsiones pueden ser clasificadas en Fuerte o Débil, y, Estable o Inestable. El carácter fuerte de una emulsión depende de su resistencia a la separación; la estabilidad de una emulsión está en función del tiempo que necesite para separarse. El tiempo que toma realizar la separación de una emulsión es afectado por los siguientes factores:

- Agente Emulsificante.
- Viscosidad.
- Gravedad API.
- % BS&W
- Turbulencia.
- Tamaño de Gotas.
- Edad.

La relación entre el tamaño de gotas y la estabilidad de la emulsión es de carácter inverso; al ser menor el tamaño de las gotas, es menor el efecto de segregación

gravitacional de éstas, lo cual hace la emulsión más estable. El efecto del agente emulsificante aumenta con respecto al tiempo. Una emulsión más joven es menos estable, que una de mayor antigüedad. En la emulsión directa la separación por floculación ocurre más rápido que en las inversas y, por tanto, una cantidad de agua es separada en mayor volumen y menos tiempo que las del combustible en la emulsión inversa. La Figura 7, muestra la separación parcial de una emulsión mediante segregación gravitacional.

Figura 7. Separación de una Emulsión por Segregación Gravitacional.

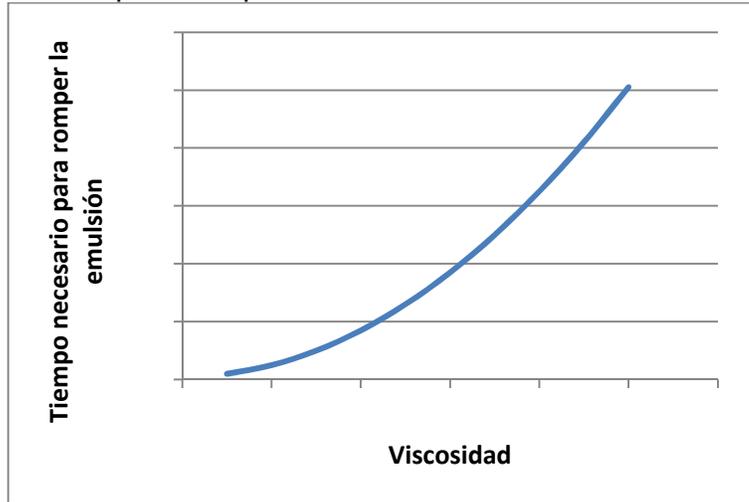


Fuente: Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

Los métodos para separar una emulsión se clasifican en Mecánicos y Químicos. El método químico consiste en el suministro de productos químicos que atacan directamente al agente emulsificante. Los métodos mecánicos hacen uso de principios de calor, electricidad y segregación gravitacional.

2.1.7.2 Viscosidad de las Emulsiones. La viscosidad es la propiedad física que está relacionada directamente con la resistencia interna al flujo de un fluido. La viscosidad es producida por la fuerza de fricción interna entre las capas adyacentes del fluido en movimiento. Las fuerzas de fricción interna, a su vez, son el resultado de la fuerza de cohesión y el intercambio de cantidad de movimiento entre las moléculas del fluido.

Gráfica 3. Relación entre la viscosidad de un fluido y el tiempo que necesita para romper su emulsión.



Fuente: Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

Como la viscosidad cambia rápidamente con la temperatura, un valor de ésta no tiene significado a menos que la temperatura esté especificada. La viscosidad es uno de los factores que más favorece la estabilidad de una emulsión, pues se opone al efecto de segregación gravitacional de las gotas, esta relación se ejemplifica en la Gráfica 3.

2.2 PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DEL CRUDO DEL POZO TILO-2

El crudo del Pozo Tilo-2, tiene baja concentración de azufre y aporta un bajo contenido de parafinas. Está clasificado como crudo nafténico según su naturaleza y según su concentración de azufre, como petróleo dulce.

El agua asociada al crudo del Pozo Tilo-2 tiene concentraciones medias de Carbonato de Calcio, lo cual genera precipitaciones y favorece su naturaleza incrustante. La concentración de iones cloruro del agua asociada a este crudo es de 20,000 ppm, generando una tendencia corrosiva al fluido.

El crudo que produce el Pozo Tilo-2 tiene una gravedad API de 14° a condiciones estándar, clasificándose como un crudo pesado. La viscosidad de este crudo varía entre 500 cP y 700 cP a condiciones estándar de presión y temperatura. Según su grado de evolución, este crudo se clasifica como joven, de origen superficial.

Tabla 2. Resumen Propiedades crudo Pozo Tilo-2

Azufre (%)	<0.5
Parafinas (%)	<2
Cloruro (ppm)	20.000
Carbonato de Calcio (ppm)	600
Gravedad API (°API)	14 @ 60°F
Viscosidad (cP)	500 – 700 @60°F

Fuente: Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

3. REDUCTORES DE VISCOSIDAD

Al explotar un yacimiento de crudo pesado y extra pesado, un volumen significativo de hidrocarburo no alcanza a ser producido en superficie. Estudios previos han resultado en pruebas de laboratorio y en pozos piloto, que han evaluado el desempeño de productos y aditivos químicos conocidos como reductores de viscosidad, apuntando siempre a atacar esta característica del fluido. Los productos químicos reductores de viscosidad son base polimérica, base agua y base solvente. Cada uno de estos presenta sus ventajas y desventajas, estas son descritas a continuación.

3.1 BASE AGUA

Los reductores de viscosidad base agua trabajan de diversas maneras. Una de ellas es mediante el empuje que puede tener el agua que no se encuentra en emulsión con el crudo. Algunos de estos reductores tienen surfactantes en su composición para lograr acumular el mayor volumen de agua libre y allí encuentran su efectividad, pero esto puede ser problemático en la mayoría de sistemas de procesos en facilidades de superficie.

Un reductor de viscosidad base agua resulta re-emulsionando el fluido de producción, prolongando drásticamente su tiempo de residencia en las facilidades de superficie, generando que la deshidratación de crudo sea mucho más compleja y repercuta en costos más altos.

3.2 BASE POLÍMERO

Una reducción significativa en las pérdidas de energía en flujos turbulentos puede ser alcanzada con la adición de pequeñas cantidades de ciertos polímeros. La reducción de arrastre por polímeros se realiza gracias a la viscosidad extensional de la solución polimérica, es decir la resistencia del fluido a la deformación longitudinal; esta estabiliza la capa límite turbulenta, resultando en una generación de energía menos turbulenta y por consiguiente una menor disipación de la misma. El flujo de una solución polimérica reductora de arrastre posee propiedades viscoelásticas. La propiedad elástica más notoria de la solución polimérica es que el estrés no se hace cero inmediatamente cuando el movimiento del fluido es detenido, sino que decae con un tiempo característico, el tiempo de relajación, el cuál puede ser de segundos e inclusive minutos. La reducción de arrastre por fricción causada por los polímeros y surfactantes en un flujo encerrado es consecuencia de la interacción entre la viscoelasticidad y la turbulencia en el flujo.

La poliacrilamida es un polímero soluble en agua de alto peso molecular que es utilizado comúnmente para mejorar el flujo, también es utilizado para reducir pérdidas de fricción y energía y puede ser llamado un reductor de viscosidad.

Puede ser acompañado con inyección de agua para estimular la producción de hidrocarburos.

Aunque sus beneficios son notorios, al tratarse más comúnmente de poliacrilamidas de alto peso molecular tiende a generarse la aparición de una interfase sintética entre el crudo y el agua, lo cual imposibilita la segregación de las partículas emulsionadas ya sean en el crudo o en el agua.

En el proceso de descontaminación y clarificación del agua suelen aparecer geles como consecuencias de los sólidos que han sido resultado de las reacciones de estos polímeros con la parte acuosa del fluido de producción. Así también en la corriente de crudo se observa la aparición de sustancias conocidas como “borras” que siendo sólidos orgánicos deben ser enviados a disposición final presentando así una pérdida de hidrocarburo; ya que estas arrastran una fracción volumétrica de crudo consigo. De esta forma se repercute en mayores costos de operación para lograr de forma exitosa el tratamiento de las corrientes de fluido, debido a que se tienen emulsiones más fuertes y estables, además se debe tomar en cuenta sustancias adicionales (borras y geles).

3.3 BASE SOLVENTE (CHEMIFLOW 3575)

Los reductores de viscosidad base solvente tienen en su composición agentes químicos con el nombre de surfactantes. Estos son compuestos orgánicos que, al estar en medio acuoso, migran hacia la superficie acuosa para que allí permanezca su componente hidrosoluble, y el hidrófobo quede fuera de esa fase. Esto influye las propiedades de las superficies de las interfases agua-aceite, generando un carácter antiestático y lubricante a la mezcla.

El producto Chemiflow 3575, siendo el aditivo que será evaluado en la presente investigación, es un reductor de viscosidad formulado base solvente. Los componentes surfactantes de este producto químico comienzan actuando directamente sobre la emulsión del fluido desestabilizándola y rompiéndola; finalmente, permitiendo que el agua que ha sido segregada ayude entonces en el proceso de transporte. Esto se ve traducido en ahorro; puesto que podrán cuantificarse reducciones en la dosificación de productos químicos para la deshidratación del crudo. Son conocidos estos aditivos como Reductores de Viscosidad y Emulsión (EVR).

El componente hidrófobo del surfactante permite a su vez encapsular la fase aceitosa aparte de la acuosa. Imposibilita que los componentes de diferentes gravedades específicas tengan coalescencia evitando problemas como podría ser por ejemplo un tapón por acumulación de parafinas. El aditivo tiende a formar una delgada capa alrededor de la cara interna de la tubería, consecuencia de la afinidad existente con las cabezas polares de esta. Este fino recubrimiento actúa como lubricante permitiendo que el crudo tenga un deslizamiento sencillo a través

de su transporte en tubería. De esta forma, el producto reduce el coeficiente de fricción entre el fluido y la tubería.

Cuando el crudo cumple con las especificaciones de entrega y es vendido, usualmente es entregado para su respectiva refinación. Un punto adicional a favor del aditivo Chemiflow 3575 es que los componentes en su formulación no dañan ni afectan los esquemas de refinación, así se evitan problemas que se pueden presentar cuando se aplica un reductor de viscosidad base agua o base polímero. Estos conceptos se ven reflejados en la investigación de Allenson, Yen y Lang (2011)³¹, quienes proponen una solución para mejorar el flujo de un fluido extra pesado (hidrocarburo) en emulsión inversa utilizando reductores de viscosidad y emulsión (EVR). Se hace una demostración del desempeño del aditivo a nivel de laboratorio con un crudo típico de Brasil. La viscosidad se reduce en un 60% aproximadamente.

Así también, una investigación paralela es hecha por Ghloum et al (2015)³². Se hace la evaluación del desempeño de tres reductores de viscosidad base aceite sobre un crudo de 10° API y 12000 cP a 190°F. La reducción de la viscosidad fue del 95% en promedio. Se hace la salvedad de considerar el comportamiento del químico a altas temperaturas, pues en este escenario los resultados fluctúan.

³¹ ALLENSON, S. *et al.* Aplicaciones de reductores de viscosidad y emulsión para reducir la viscosidad del fluido de producción. OTC 22443. Brasil, 2011.

³² GHLOUM, E. *et al.* Selección de un Reductor de Viscosidad Apropriado para Facilitar la Producción de Crudo pesado en Yacimientos profundos. SPE 175312. 2015.

4. PRUEBAS DE LABORATORIO

4.1 DISEÑO DE PRUEBAS DE LABORATORIO

Con el fin de caracterizar la muestra de crudo del Pozo Tilo-2 se necesita ejecutar una serie de pruebas de laboratorio que permitan cuantificar las propiedades físicas de la misma; de tal modo, que se pueda establecer un punto de referencia para futuros análisis en donde se varíen individual o conjuntamente las condiciones de interés del trabajo investigativo (temperatura y viscosidad), mediante calentamiento al baño maría y adición del reductor de viscosidad Cemiflow 3575.

4.1.1 Caracterización de la Muestra a Temperatura Ambiente. Antes de proceder con la caracterización y futuro desarrollo del experimento, se debe drenar el agua libre de la muestra por medio de un equipo mecánico de decantación, con el fin de eliminar desviaciones en las lecturas correspondientes a la fase aceite.

- Medición de gravedad API, mediante prueba con hidrómetro, a temperatura ambiente (60°F). Se siguen las indicaciones del procedimiento detalladas en la norma ASTM D1298.
- Medición de BSW, mediante centrifugación de tubos de zanahoria. Se toman dos tubos de zanahoria, ambos con 50% de solvente y 50% de muestra, se adiciona una gota de rompedor de emulsiones universal al primero de los tubos exclusivamente, se procede a centrifugar por 5 minutos. Al extraer y observar los tubos se define el porcentaje de BSW Y W (agua libre) respectivamente de forma visual.
- Medición de viscosidad, mediante viscosímetro Brookfield. Antes de realizar la medición es necesario calibrar el viscosímetro acorde al fluido de prueba, se calibra la aguja y las rpm, de tal forma que el porcentaje de aceptación de lectura del instrumento se encuentre dentro del intervalo predeterminado (20-80%). Una vez este ajuste sea correcto, se procede a leer la magnitud de viscosidad en cP.

4.1.2 Medición de Viscosidad de la Muestra a Temperaturas de Trabajo. La medición de viscosidad en laboratorio se hace mediante el procedimiento que especifica la norma ASTM D445 para determinar viscosidad dinámica. Debido a que la aplicación del reductor de viscosidad Chemiflow 3575 se realizará en cabeza de pozo, es fundamental tomar en cuenta la temperatura que tendrá el

crudo en ese nodo de análisis, la cual se encuentra en el intervalo de 130°F a 160°F. Se realizan dos series de mediciones de viscosidad. Una de las mediciones será a 130°F y la otra a 140°F (valores entre los que más fluctúa la temperatura en cabeza de pozo). Cada una contará con seis (6) variaciones de concentración de aditivo químico en cuestión, las cuales son: sin aditivo, 250ppm, 500ppm, 750ppm, 1000ppm y 1250ppm. La dosificación de producto químico se determinará mediante la expresión dada en la Ecuación 2:

Ecuación 2. Cálculo de Dosificación para Productos Químicos.

$$Dosificación (\mu L) = \frac{\left(\frac{Volumen Recipiente (mL)}{10}\right)}{Concentración Aditivo (\%)} * 2 * ppm$$

Fuente: Informe Desarrollo e Investigación, Chemioil Colombia, pág 27, 2015.

El experimento se ejecuta bajo la modalidad de pruebas de botella y como equipo principal se tomó el viscosímetro Brookfield.

- Se toman seis (6) botellas de prueba, cada una con un volumen de 600ml, que está en su totalidad ocupado por la muestra de aceite limpio (sin aditivo).
- Por medio de baño María se calienta hasta la temperatura deseada cada una de las seis (6) botellas de prueba.
- Una vez alcanzada la temperatura deseada se procede de forma individual a medir la viscosidad de la muestra en cada escenario de concentración de aditivo mediante el viscosímetro Brookfield con la siguiente metodología: Todas las botellas de prueba con muestra permanecen en baño maría para evitar pérdida de temperatura, se selecciona una botella de prueba, se le aplica la dosis correspondiente de aditivo químico, se homogeniza y simultáneamente se mide la viscosidad resultante de la muestra, una vez se realice esta evaluación se dispone la muestra en el recipiente de residuos y se continua con la siguiente medición repitiendo el mismo procedimiento.

Nota: Se toma una botella de prueba por cada concentración de aditivo químico en vez de adicionar el excedente a una sola; pues el reductor de viscosidad al hacer contacto con la muestra de crudo inicia instantáneamente un proceso de rompimiento de emulsión, el cual al ser bastante provechoso en términos técnicos y económicos influye en las mediciones posteriores al presentarse separación de las fases.

4.2 RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO

Se llevó a cabo satisfactoriamente el procedimiento diseñado para las pruebas de laboratorio. Antes de comenzar, se decantó la muestra para drenar la mayor cantidad de agua posible.

En la caracterización de la muestra, se obtuvo un BSW del 6% correspondiente al 2% de W y 4% de BS.

En el método para la determinación de gravedad API con hidrómetro (norma ASTM D1298), se trabajó con un volumen de muestra de 1000 mL en una probeta de la misma capacidad, como se muestra en la Figura 8.

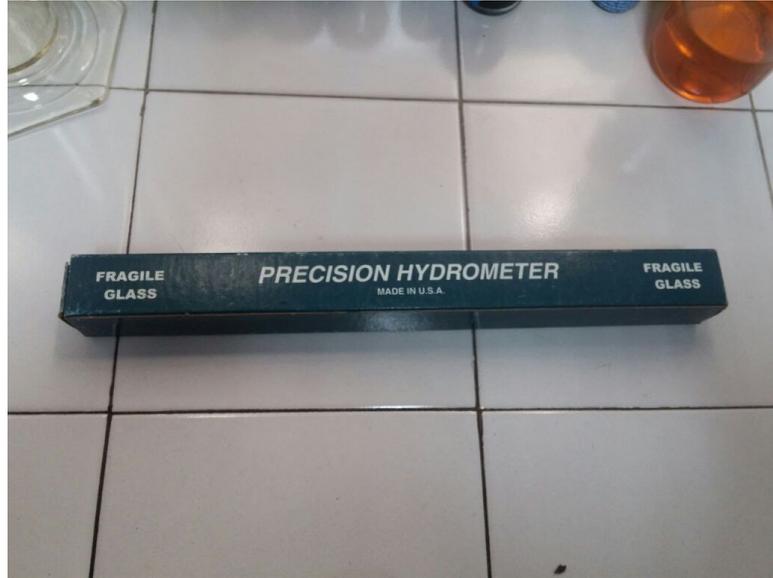
Figura 8. Muestra de 1000 mL para prueba de gravedad API con Hidrómetro.



Fuente: Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

La Figura 9 y la Figura 10 muestran el hidrómetro y sus especificaciones, acordes a las requeridas por la ASTM (*American Society for Testing and Materials*).

Figura 9. Hidrómetro usado en la prueba.



Fuente: Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

Figura 10. Especificaciones del hidrómetro usado en la prueba.



Fuente: Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

La Figura 11 presenta el montaje para dar inicio al procedimiento.

Figura 11. Montaje prueba medición gravedad API mediante hidrómetro.



Fuente: Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

Se registró la temperatura de la muestra en 63°F. El hidrómetro debía sumergirse dentro de la muestra hasta que el fluido llegara a una señalización negra (donde comienzan los valores y las convenciones en el hidrómetro). Desde este punto, el hidrómetro comenzó a sumergirse por sí solo.

Después de 15 minutos el hidrómetro se estabilizó y quedó en equilibrio. Se procedió a tomar la lectura del valor que indicaba el nivel de fluido. Se registró una gravedad API de 13.6° asociada a una temperatura de 63°F (ver Figura 12).

Figura 12. Lectura de la gravedad API de la muestra en hidrómetro.



Fuente: Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

La Figura 13 y la Figura 14 presentan las muestras de crudo del Pozo Tilo-2 en su proceso de calentamiento en el Baño María para llevarlas a las temperaturas de prueba, con el fin de realizar las pruebas específicamente sobre la viscosidad.

Figura 13. Muestras del Pozo Tilo-2 listas para calentamiento.



Fuente: Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

Figura 14. Muestras del Pozo Tilo-2 en calentamiento en baño María.



Fuente: Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

La primera medición de viscosidad se realiza sobre la muestra blanco, es decir la muestra de crudo sin ninguna concentración de aditivo Chemiflow 3575. Las temperaturas a las que se hicieron las mediciones son las resaltadas dentro de la Tabla 3 presentada a continuación. Se especifica la lectura de viscosidad y el porcentaje de aceptación de la medida, valores proporcionados directamente por el viscosímetro.

La temperatura en cabeza de pozo en el Pozo Tilo-2 fluctúa entre 130 y 160°F, sin embargo, la temperatura media se encuentra entre 130 y 140°F.

Tabla 3. Mediciones de Viscosidad de la Muestra Blanco.

MUESTRA BLANCO		
TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (Cp)	% ACEPTACIÓN (20-80)
130	535	53
135	400	42
140	345	34
145	340	33
150	338	33
155	335	31,2
160	330	30,6

Fuente: Resultados Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

La Figura 15 presenta la medición de viscosidad mediante el viscosímetro Brookfield de la muestra blanco.

Figura 15. Medición de Viscosidad de la Muestra Blanco.



Fuente: Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

Se hicieron las mediciones de viscosidad de la muestra de crudo a las diferentes concentraciones a 130°F (ver Tabla 4).

Tabla 4. Mediciones de Viscosidad de la Muestra a 130°F.

130°F				
PPM	ADICIÓN (ml)	VISCOSIDAD (Cp)	% ACEPTACIÓN (20-80)	RPM
0	0	535	53	100
250	1	229	56	100
500	2	208	52	100
750	3	168	42	100
1000	4	141	35	100
1250	5	128	32	100

Fuente: Resultados Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

Se hicieron las mediciones de viscosidad de la muestra de crudo a las diferentes concentraciones a 140°F.

Tabla 5. Mediciones de Viscosidad de la Muestra a 140°F.

140°F				
PPM	ADICIÓN (ml)	VISCOSIDAD (Cp)	% ACEPTACIÓN (20-80)	RPM
0	0	345	34	100
250	1	202	50	100
500	2	155	38	100
750	3	132	33	100
1000	4	122	30	100
1250	5	117	29	100

Fuente: Resultados Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

La Figura 16 presenta el montaje de prueba usado en cada toma de resultados mediante el viscosímetro Brookfield.

Figura 16. Montaje de Prueba con Viscosímetro Brookfield.

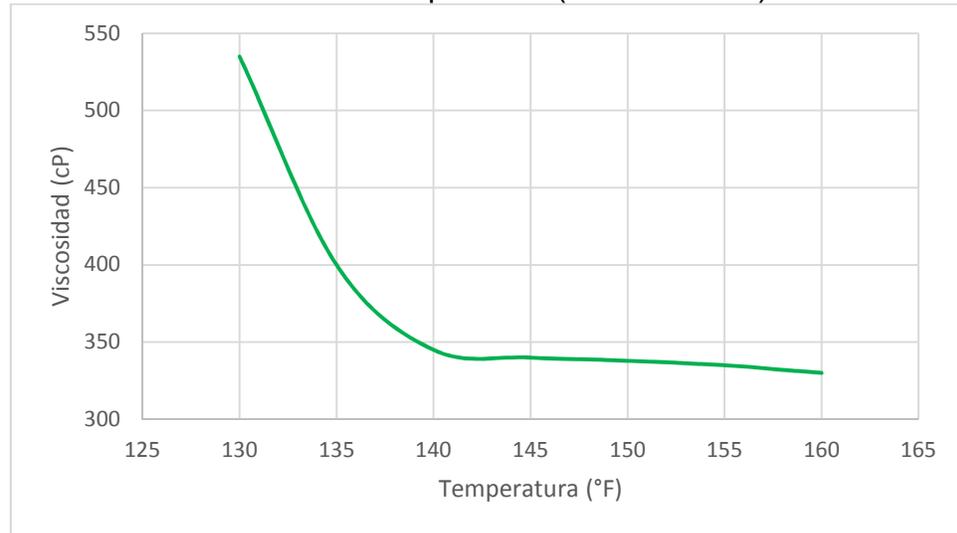


Fuente: Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

4.3 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE DATOS EXPERIMENTALES

Con base en los resultados obtenidos en las pruebas a nivel de laboratorio, se construye el análisis que se presenta a continuación.

Gráfica 4. Viscosidad vs. Temperatura (Muestra Pura)

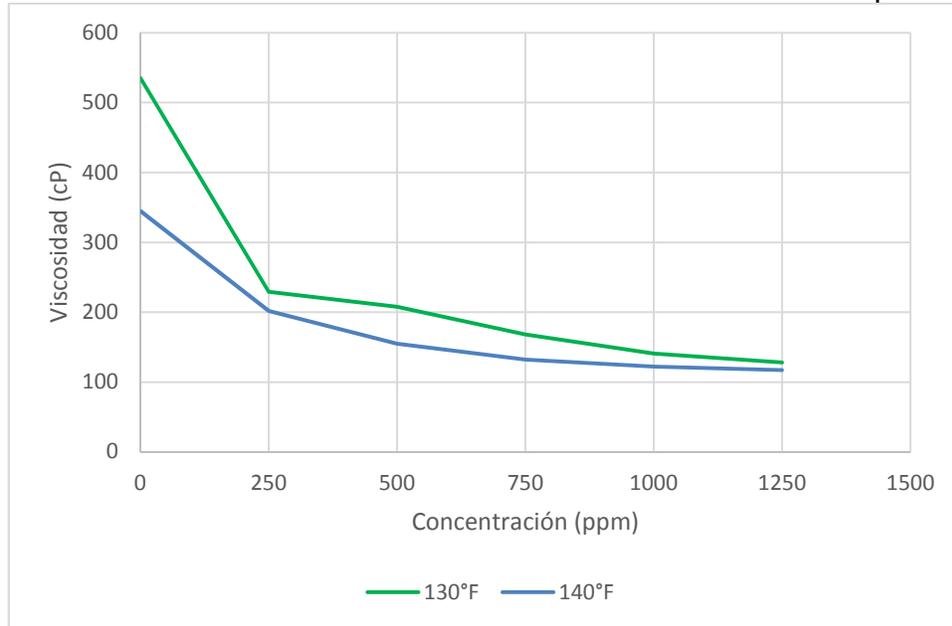


Fuente: Resultados Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

La Gráfica 4 relaciona el comportamiento de la viscosidad de la muestra de crudo sin adición de aditivo con respecto al cambio de temperatura del mismo. Se evidencia que la capacidad de reducción de viscosidad de la muestra tiene una relación inversamente proporcional a la temperatura respaldando así que el rango de 130 a 140°F es el que presenta la mayor capacidad del fluido de reducir su viscosidad (sección de la curva con mayor magnitud de pendiente).

En la Gráfica 5, se contrasta la tendencia de la reducción de viscosidad con respecto a la temperatura, pero esta vez con la variación de concentraciones del reductor de viscosidad Chemiflow 3575 a las dos temperaturas de prueba.

Gráfica 5. Viscosidad vs. Concentración en función de la Temperatura.



Fuente: Resultados Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

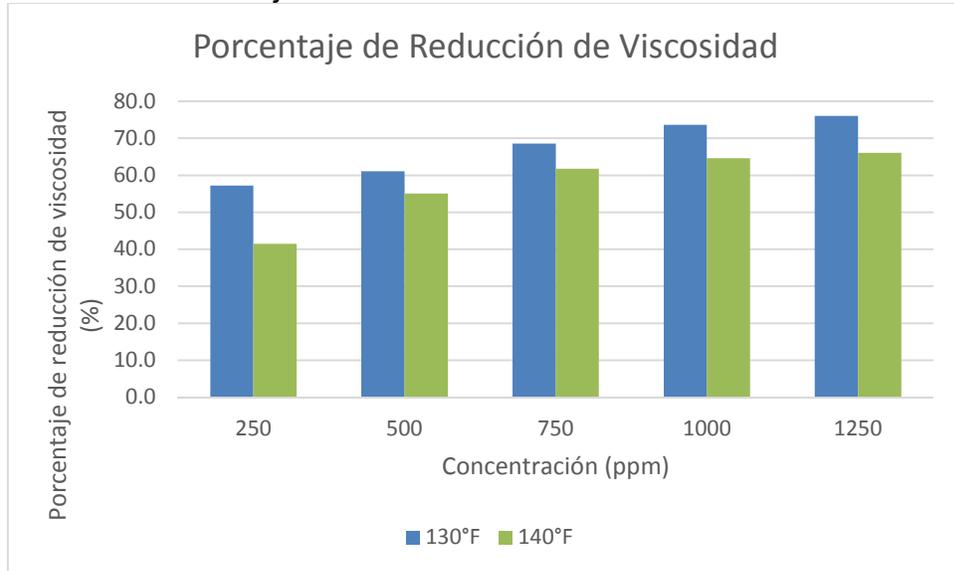
Se observa la tendencia a disminuir la viscosidad a medida que se aumenta la concentración de aditivo y temperatura de la muestra. Así también, es notorio que a medida que aumenta la concentración, los valores de viscosidad de los dos escenarios de temperatura tienden a ser equivalentes.

Debido a lo anterior se puede inferir que es posible que sea innecesario el gasto adicional de producto químico cuando se emplea una concentración mayor a 1000 ppm de Chemiflow 3575, sin embargo, esto está sujeto a comprobación. La gráfica muestra también que las reducciones de viscosidad más significativas se dan hasta la concentración de 750 ppm, alcanzando valores de 132 cP a 140°F. Esto se presenta puesto que las magnitudes de las pendientes de la gráfica en ambos escenarios de temperatura hasta este punto son más significativas que las que se denotan en la curva después de este punto.

Otro análisis a considerar, es el porcentaje de reducción de viscosidad con respecto a la muestra blanco y a las diferentes concentraciones de aditivo químico.

La Gráfica 6 presenta el porcentaje de reducción de la viscosidad del escenario de concentración respecto a la muestra blanco.

Gráfica 6. Porcentaje de Reducción de Viscosidad.



Fuente: Resultados Laboratorio Chemioil Colombia Services S.A.S.

Es notable cómo el máximo porcentaje de reducción se da a medida que aumenta la concentración de aditivo reductor de viscosidad Chemiflow 3575, ya que el punto de referencia es la muestra pura. Sin embargo, una concentración de aditivo reductor de viscosidad Chemiflow 3575 de 1250 ppm eventualmente sería causante de una sobresaturación innecesaria del producto, la cual seguramente resultaría en altos costos de materia prima por el aumento en la dosificación. Se propone evaluar los porcentajes de reducción referentes a las concentraciones de 500 ppm, 750 ppm y 1000 ppm, sin invalidar el efecto del aditivo en concentraciones mayores (el incremento de concentración hasta 1250 ppm no resultó repercutiendo en una reducción significativa de la viscosidad, comparado con las demás concentraciones).

La cuantificación de las tasas de producción y el análisis financiero serán decisivos para establecer la concentración de producto químico que más favorece las condiciones del Pozo Tilo-2 (se evaluarán a 500 ppm, 750 ppm, 1000 ppm).

5. CUANTIFICACIÓN DE TASAS DE PRODUCCIÓN

La cuantificación de las tasas de producción se lleva a cabo mediante la aplicación de los principios de Análisis Nodal que se describen a continuación.

5.1 DEFINICIÓN DE ANÁLISIS NODAL³³

La caída de presión en el sistema total en cualquier momento será la presión inicial menos la presión final, como lo muestra la Ecuación 3.

Ecuación 3. Cálculo de Presión en un Nodo.

$$P_R - \Delta p = P_{nodo}$$

Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis, pág 2. 2003.

Dónde: Pr=Presión promedio (lpca)

Δp =Diferencial de presión (lpca)

Pnodo=Presión en nodo (lpca)

Esta caída de presión es la suma de las caídas de presiones que ocurren en todos los componentes del sistema. Por lo tanto, la caída de presión a través de cualquier componente hará variar el caudal producido, así dicho caudal será controlado por los componentes seleccionados en el sistema. La selección y el dimensionamiento individual de cada componente es muy importante, debido a que la interacción entre cada componente provoca que cualquier cambio de presión en uno de ellos se genere un cambio en todo el sistema.

Esto ocurre porque el flujo producido es compresible, por lo tanto la caída de presión en un componente particular depende no solo del caudal que atraviesa el componente sino del promedio de presión existente en el componente.

5.1.1 Definición de Sistema de Producción³⁴. El diseño final de un sistema de producción no puede estar separado entre el desempeño del reservorio y el desempeño del sistema de conducción (tuberías), y manejado independientemente. La cantidad de petróleo y gas que fluye dentro del pozo desde el reservorio depende de la caída de presión en el sistema de conducción y la caída de presión en este sistema dependerá de la cantidad de fluido que pase a través de ella. Por lo tanto, todo el sistema debe ser analizado como una unidad.

³³ BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis, pág 2. 2003.

³⁴ Ibid., p. 3.

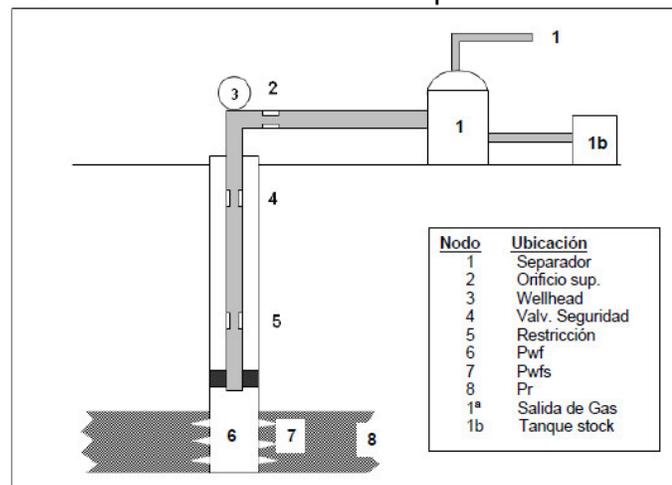
El caudal de producción de un pozo puede a menudo estar severamente restringido por el desempeño de un solo componente del sistema. Si el efecto de cada componente sobre el desempeño total del sistema puede ser aislado, el desempeño del sistema puede ser optimizado de una manera más económica. Experiencias pasadas han mostrado que grandes cantidades de dinero han sido gastadas en operaciones de estimulación de formaciones, donde realmente la capacidad de producción estaba restringida debido al diámetro reducido de las tuberías a las líneas de producción.

El método para analizar un pozo, el cual permitirá determinar la capacidad de producción para cualquier combinación de componentes, es descrito a continuación. El método puede ser utilizado para determinar la ubicación de zonas con excesiva resistencia al paso de fluido o caídas de presión en cualquier parte del sistema. El efecto de los cambios de cualquier componente sobre el desempeño total del pozo, pueden ser fácilmente determinados.

En análisis del sistema, llamado Análisis Nodal, ha sido aplicado por varios años para analizar el desempeño del sistema a partir de la interacción de cada uno de sus componentes. Circuitos eléctricos, complejas redes de ductos y sistemas de bombeo centrífugo son todos analizados utilizando este método.

El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto. Las ubicaciones más comunes usadas para los nodos se muestran a continuación en la Figura. 17.

Figura 17. Ubicaciones de nodos para Análisis Nodal



Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis, pág 3. 2003.

Todos los componentes aguas arriba del nodo comprenden la sección de entrada, mientras que la sección de salida consiste en todos los componentes que se encuentran aguas abajo del nodo. Una relación entre el caudal y la caída de presión debe estar disponible para cada componente del sistema. El flujo a través del sistema puede ser determinado una vez que los siguientes requerimientos son satisfechos: el flujo a la entrada del nodo es igual al flujo a la salida del mismo y una sola presión existe en el nodo.

5.1.2 Curvas de Oferta y Demanda.³⁵ En un momento particular de la vida del pozo, hay siempre dos presiones que permanecen fijas y no son función del caudal. Una de esas presiones es la presión promedio del reservorio P_R y la otra es 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 en el nodo es calculada en ambas direcciones, comenzando desde las fijas.

Ecuación 4. Entrada al nodo.

$$P_R - \Delta p (Upstream) = P_{nodo}$$

Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis, pág 2. 2003.

Ecuación 5. Salida del nodo.

$$P_R - \Delta p (Downstream) = P_{nodo}$$

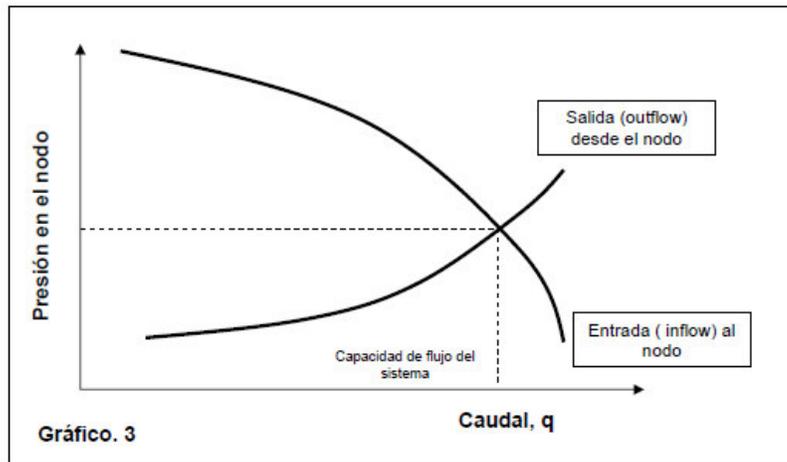
Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis, pág 2. 2003.

Dónde: P_R =Presión promedio (lpca)
 P_{sep} =Presión del separador (lpca)
 Δp =Diferencial de presión (lpca)
 P_{nodo} =Presión en nodo (lpca)

³⁵ BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis, pág 3. 2003.

La caída de presión Δp en cualquier componente varía con el caudal q . Por lo tanto, un gráfico de la presión en el nodo versus el caudal producirá dos curvas, las cuales representan las condiciones de entrada y salida del nodo, interceptándose en el punto de operación. El procedimiento es ilustrado en la Gráfica 7.

Gráfica 7. Presión en el nodo vs. Caudal.



Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis pág 3. 2003.

El efecto del cambio en cualquier componente puede ser analizado recalculando la presión en el nodo versus el caudal usando las nuevas características del componente que fue cambiado. Si el cambio fue realizado en un componente aguas arriba, la curva de salida no sufrirá cambios. Por lo tanto, si cualquier curva es cambiada, la intersección también lo hará y existirá así una nueva capacidad de flujo y presión en el nodo. Las curvas también se pueden desplazar si cambian cualquiera de las condiciones fijas, por ejemplo una depletación en la presión de reservorio o un cambio en las condiciones del separador o instalaciones receptoras en superficie.

El procedimiento puede ser ilustrado considerando un sistema simple de producción, y eligiendo la presión en cabeza de pozo como nodo, de la siguiente manera (ver Ecuación 6 y Ecuación 7):

Ecuación 6. Entrada al nodo (Cabeza de Pozo).

$$P_R - \Delta p_{res} - \Delta p_{tubing} = P_{wh}$$

Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis [Citado el 30 de Marzo de 2016].

Ecuación 7. Salida del nodo (Cabeza de Pozo).

$$P_{sep} + \Delta p_{flowline} = P_{wh}$$

Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis [Citado el 30 de Marzo de 2016].

Dónde: P_R =Presión promedio (lpca)

ΔP_{res} =Diferencial de Presión del reservorio (lpca)

P_{sep} =Presión del separador (lpca)

ΔP_{tubing} =Diferencial de Presión de tubería (lpca)

P_{wh} =Presión en cabeza (lpca)

$\Delta P_{flowline}$ = Diferencial de Presión en línea de flujo (lpca)

Un sistema de producción puede hacerse más eficiente seleccionando una combinación de componentes que permita lograr la mayor tasa de producción al menor costo posible. Aunque la caída de presión global del sistema, $P_R - P_{sep}$ podría ser fijada en un momento particular, la capacidad de producción del sistema dependerá de donde ocurra la caída de presión. Si es mucha la presión que cae en un componente o módulo, habrá una insuficiente presión remanente para un desempeño eficiente de los otros módulos.³⁶ El análisis Nodal de sistemas de producción puede ser utilizado para analizar problemas en pozos de petróleo y gas. El procedimiento puede ser utilizado tanto para pozos surgentes como pozos con sistemas de levantamiento artificial. Este procedimiento también puede ser utilizado para analizar el desempeño de pozos inyectoros a partir de la modificación de las ecuaciones de entrada y salida. Una lista parcial de aplicaciones se presenta a continuación:

- Selección de diámetros de tuberías de producción.
- Selección de líneas de conducción.
- Diseños de Empaque con Grava.
- Dimensionamiento de orificios de superficie o fondo.
- Análisis de problemas en restricciones.
- Diseño de sistemas de levantamiento artificial.

³⁶ BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis, pág 3. 2003.

- Evaluación de estimulación de pozos.
- Analizar el efecto de comprimir gas en boca de pozo.
- Analizar el desempeño de la densidad de punzados.
- Predecir los efectos de la depletación de reservorios.

5.2 RECOLECCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE DATOS

Para una completa representación de las condiciones del Pozo Tilo-2 en el programa de simulación Pipesim es necesario conocer información concreta y actualizada de los parámetros que gobiernan el comportamiento de los fluidos que en este pozo se explotan. La adquisición de dicha información fue posible gracias a la colaboración de Platino Energy, compañía operadora del Campo Tilodirán.

A continuación se expondrán datos relevantes al estado mecánico del Pozo Tilo-2, del cual se deriva información de diámetros de tubería de producción, profundidades de asentamiento de tubería y casing, componentes de la sarta de completamiento, survey de desviación de trayectoria de pozo, profundidad de intervalos perforados, características de equipos en fondo y propiedades físicas del fluido de interés. Demás información estará expuesta de forma detallada en el estado mecánico del Pozo Tilo-2 (ver Figura 18).

Tabla 6. Datos de pozo.

Datos de Pozo	
Profundidad Fondo de Pozo	
MD (pie)	13.326'
TVD (pie)	12.628'
KOP	8000'
Inc. Max.	46.98° @12.636'
Sis. Levanta.	ESP

Fuente: Estado Mecánico Pozo Tilo-2, Platino Energy Corp.

Tabla 7. Datos del Casing

Datos del Casing				
Tipo	Tamaño			
	O.D. (pulg)	I.D. (pulg.)	Desde (pie)	Hasta (pie)
Riser	13 3/8	12,415	Surface	522'
Intermedio	9 5/8	8,835	Surface	5052'
Casing	7	6.276 & 6.184	Surface	12.980'
Liner	5	4,276	12.538'	13.326'

Fuente: Estado Mecánico Pozo Tilo-2, Platino Energy Corp.

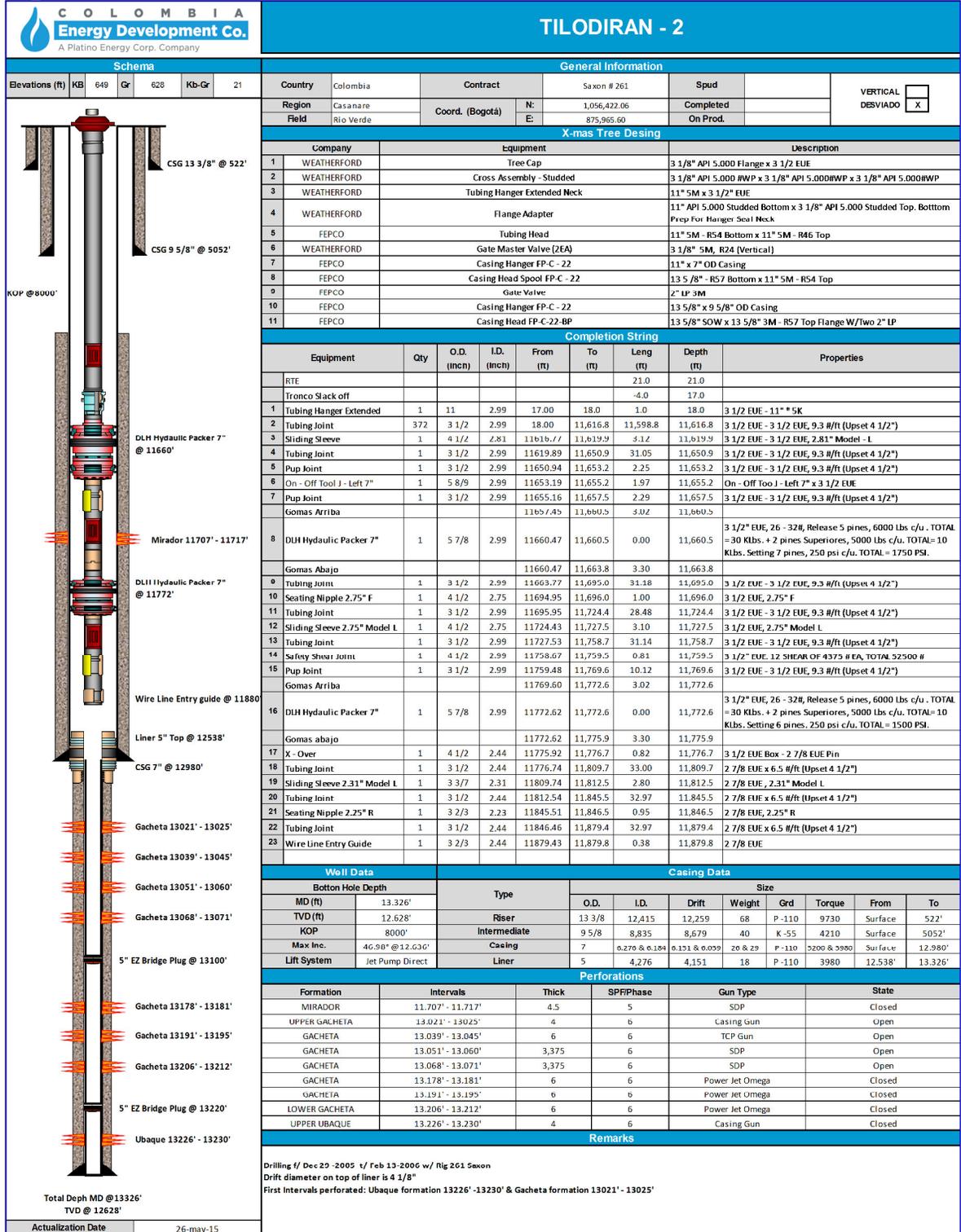
Tabla 8. Intervalos Perforados.

Perforaciones					
Formación	Intervalos	Grosor	SPF/Fase	Tipo de Arma	Estado
MIRADOR	11.707' - 11.717'	4.5	5	SDP	Closed
GACHETA SUP.	13.021' - 13.025'	4	6	Casing Gun	Open
GACHETA	13.039' - 13.045'	6	6	TCP Gun	Open
GACHETA	13.051' - 13.060'	3,375	6	SDP	Open
GACHETA	13.068' - 13.071'	3,375	6	SDP	Open
GACHETA	13.178' - 13.181'	6	6	Power Jet Omega	Closed
GACHETA	13.191' - 13.195'	6	6	Power Jet Omega	Closed
GACHETA INF.	13.206' - 13.212'	6	6	Power Jet Omega	Closed
UBAQUE SUP.	13.226' - 13.230'	4	6	Casing Gun	Closed

Fuente: Estado Mecánico Pozo Tilo-2, Platino Energy Corp.

La Figura 18, presentada a continuación, muestra el Estado Mecánico del Pozo Tilo-2.

Figura 18. Estado Mecánico Pozo Tilo-2.



Fuente: Estado Mecánico Pozo Tilo-2, Platino Energy Corp. 2005.

5.3 ANÁLISIS NODAL.

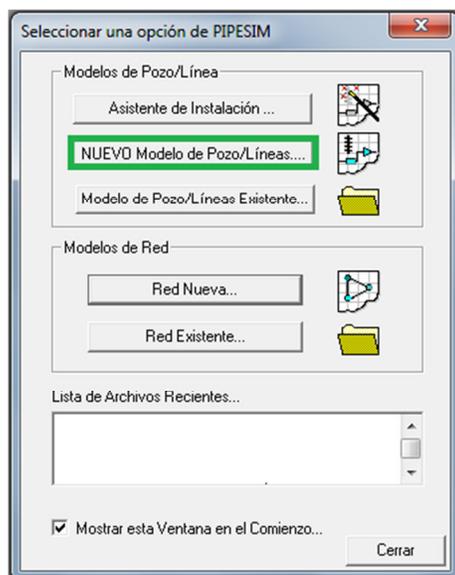
Los sistemas de producción hidrocarburíferos modernos necesitan diseños que garanticen un transporte de forma segura y efectiva de los fluidos desde el yacimiento hasta las facilidades de procesamiento de crudo. Una vez que estos sistemas inicien la producción de petróleo, es indispensable alcanzar una tasa de producción lo suficientemente eficiente para maximizar el potencial económico del proyecto.

El simulador Pipesim ha sido mejorado continuamente no solo en las tres fases mayores del modelamiento de flujo (flujo multifase, transferencia de calor y comportamiento del fluido) sino también en las últimas innovaciones tecnológicas del sector energético y computacional.

El simulador incluye modelos mecánicos avanzados de tres fases, mejoras del modelamiento de la transferencia de calor y opciones comprensivas para el modelamiento de PVT. Para el desarrollo de la simulación del Pozo Tilo-2 se muestra paso a paso su modelamiento en el programa Pipesim (Se presentan una serie de imágenes tomadas directamente del programa).

Al ejecutar el software inicialmente se despliega la ventana de inicio rápido, la cual ayuda a definir de forma sencilla y concreta las partes primordiales del modelamiento del pozo. Ya que el simulador tiene la opción de diseñar redes de producción y también pozos individuales. Se selecciona NUEVO Modelo de Pozo/Líneas, opción que hace relación a la creación de un pozo aislado.

Figura 19. Asistente de Inicio.

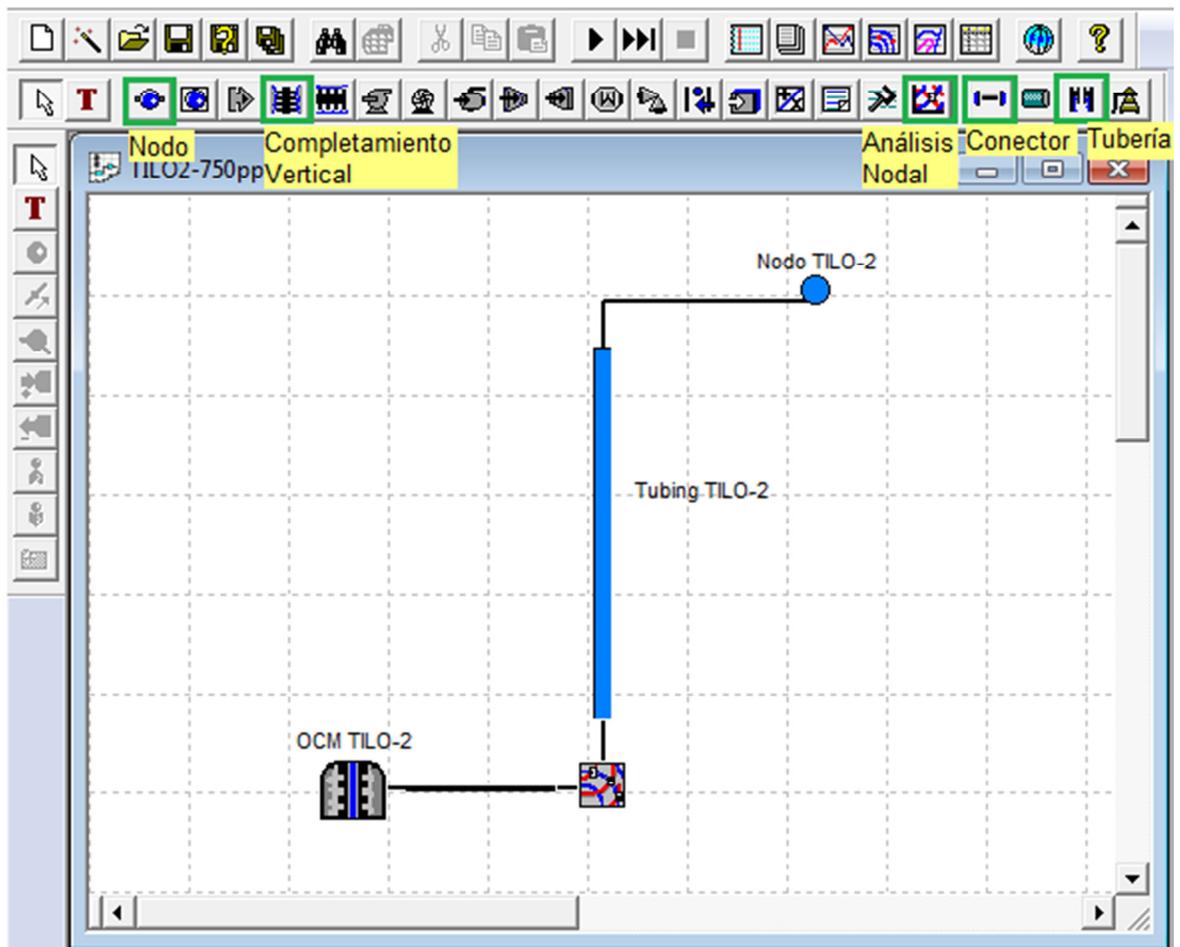


Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

A continuación se debe articular el esquema mecánico del pozo de la siguiente manera, se utilizan las herramientas de acceso rápido necesarias, las cuales representan los componentes base de cualquier modelo de forma ascendente:

- Terminación vertical
- Conectores
- Punto de análisis nodal
- Tubería de producción
- Nodo en superficie

Figura 20. Estado Mecánico Pozo Tilo-2 en Pipesim.



Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Teniendo el estado mecánico del pozo, el siguiente paso es definir las propiedades mecánicas del mismo iniciando de forma ascendente con la terminación vertical pulsando dos veces sobre su figura; donde se despliega la siguiente ventana:

Figura 21. Terminación Vertical.

Terminación Vertical - OCM TILO-2

Propiedades | Modelo de Fluído | General

Datos de Yacimiento

Presión Estática 4514 psig

Temperatura 230 F

Modelo IPR

Tipo de Modelo Well PI

Válvula de control de flujo Propiedades "VCF"

Liq.PI 0.35 STB/d/psi

Usar Vogel abajo del punto de burbuja

Calculate/Graph...

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Se deben establecer los datos del yacimiento, Pipesim solicita en este paso la presión estática y temperatura del mismo. Para el modelo IPR (por sus siglas en inglés Inflow Performance Relationship) la curva de desempeño es definida como la relación entre caudal de producción y la presión dinámica de fondo en donde se utiliza el índice de producción de líquido (Liq.PI) para predecir su comportamiento. La razón del caudal de producción en barriles fiscales por día a la presión diferencial en el punto medio del intervalo productor se denomina índice de

productividad J o PI. Los datos incluidos en este segmento fueron suministrados por la empresa operador del campo. Se pulsa aceptar para continuar.

Definir los parámetros de la tubería de producción es vital puesto que en este segmento es donde sucederán la mayoría de los cambios de presión que rigen las condiciones del fluido al llegar a superficie interfiriendo propiedades mecánicas de la tubería y del sistema de levantamiento ESP propios del pozo. Para esto se debe pulsar dos veces sobre la figura que representa a la tubería de producción para desplegar la siguiente ventana:

Figura 22. Perfil de Desviación.

Tubería de Producción - Tubing TILO-2

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotémico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo

	MD	TVD	Angulo
	ft	ft	(Deg)
1	0	0	0
2	556	-93	0
3	679	29	0
4	1047	397	0
5	1232	582	0
6	1419	769	0
7	1789	1139	0
8	1976	1326	0
9	2162	1512	0
10	2349	1699	0
11	2717	2067	0
12	2902	2252	0
13	3271	2621	0
14	3456	2806	0
15	3640	2990	1
16	3826	3176	0
17	4012	3362	0

NOTA: Introducir el dato de referencia en la primera fila

Parámetros Dependientes

TVD

MD

Angulo

[Calcular]

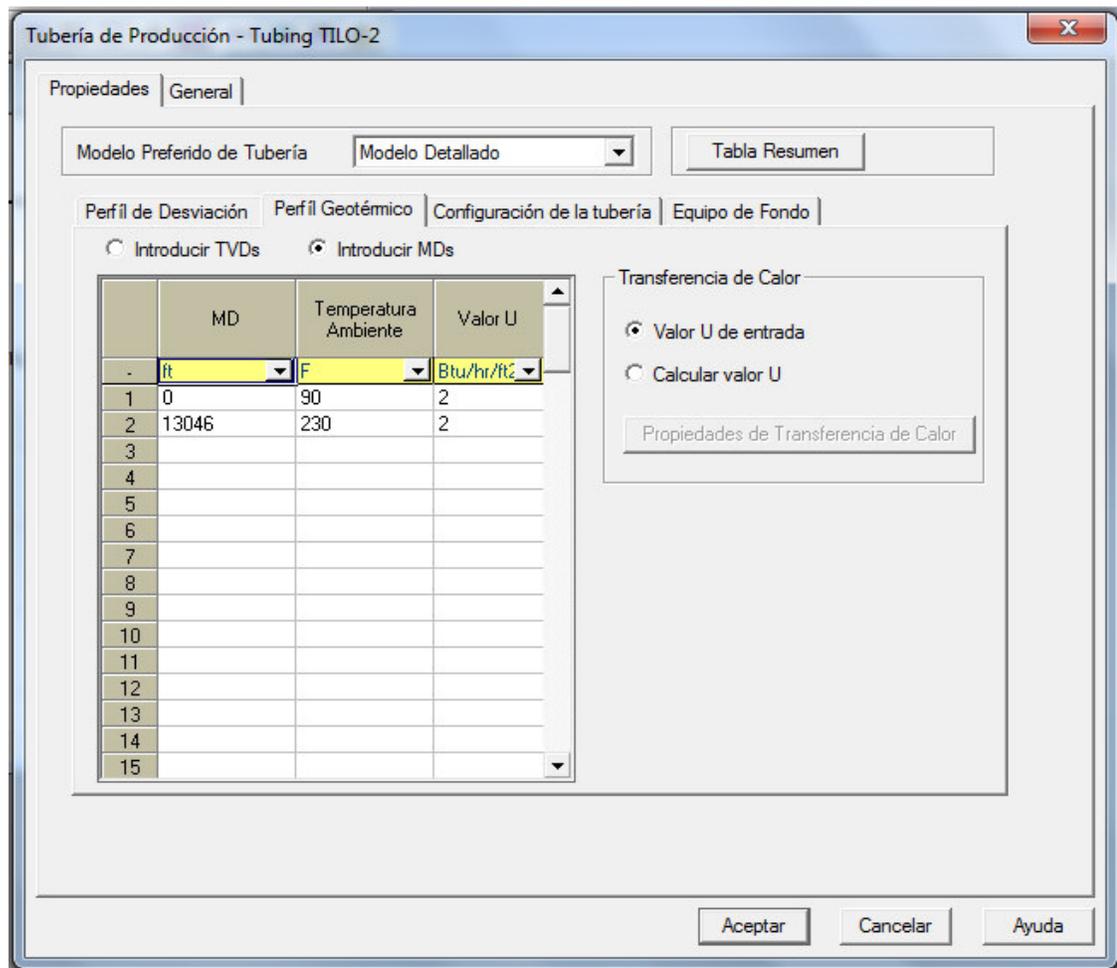
[Aceptar] [Cancelar] [Ayuda]

Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Para una mejor representación de las condiciones de pozo, se escoge modelo detallado, ya que de esta forma se incluye información más específica para la simulación del modelo. En primer lugar se solicitan los datos concernientes al perfil de desviación de pozo, suministrados en el estado mecánico del Pozo Tilo-2 de Platino Energy, los cuales son cargados al programa de acuerdo al formato expuesto en él.

En la pestaña siguiente, perfil geométrico, se debe incluir mínimo dos valores que permitan definir el gradiente de temperatura el cual es la tasa de incremento de temperatura por unidad de profundidad. Es particularmente importante para conocer la temperatura de fondo de pozo. También se incluye un valor de transferencia térmica el cuál fue predeterminado para las condiciones del pozo. Información suministrada por la operadora del campo específicamente para el Pozo Tilo-2.

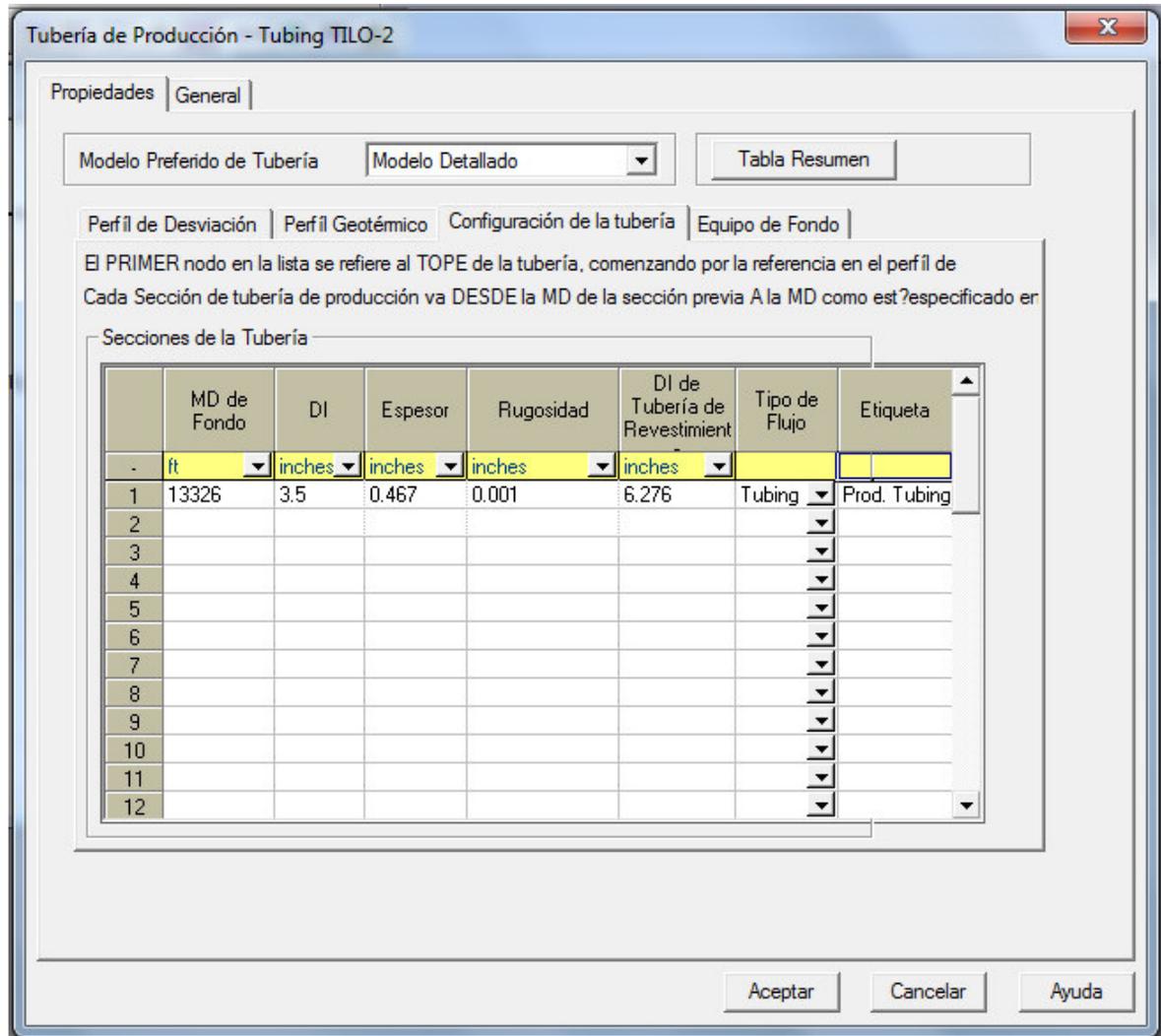
Figura 23. Perfil Geotérmico.



Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

En la pestaña subsecuente se establece la configuración de la tubería, que hará referencia a las características mecánicas de la tubería por donde es transportado el fluido a superficie. Debido a que el fluido solo transita por la tubería de producción, como se especifica en tipo de flujo, es redundante la definición de demás tuberías de revestimiento. Los diámetros, rugosidades y espesores es información suministrada por la operadora del campo.

Figura 24. Configuración de la Tubería.

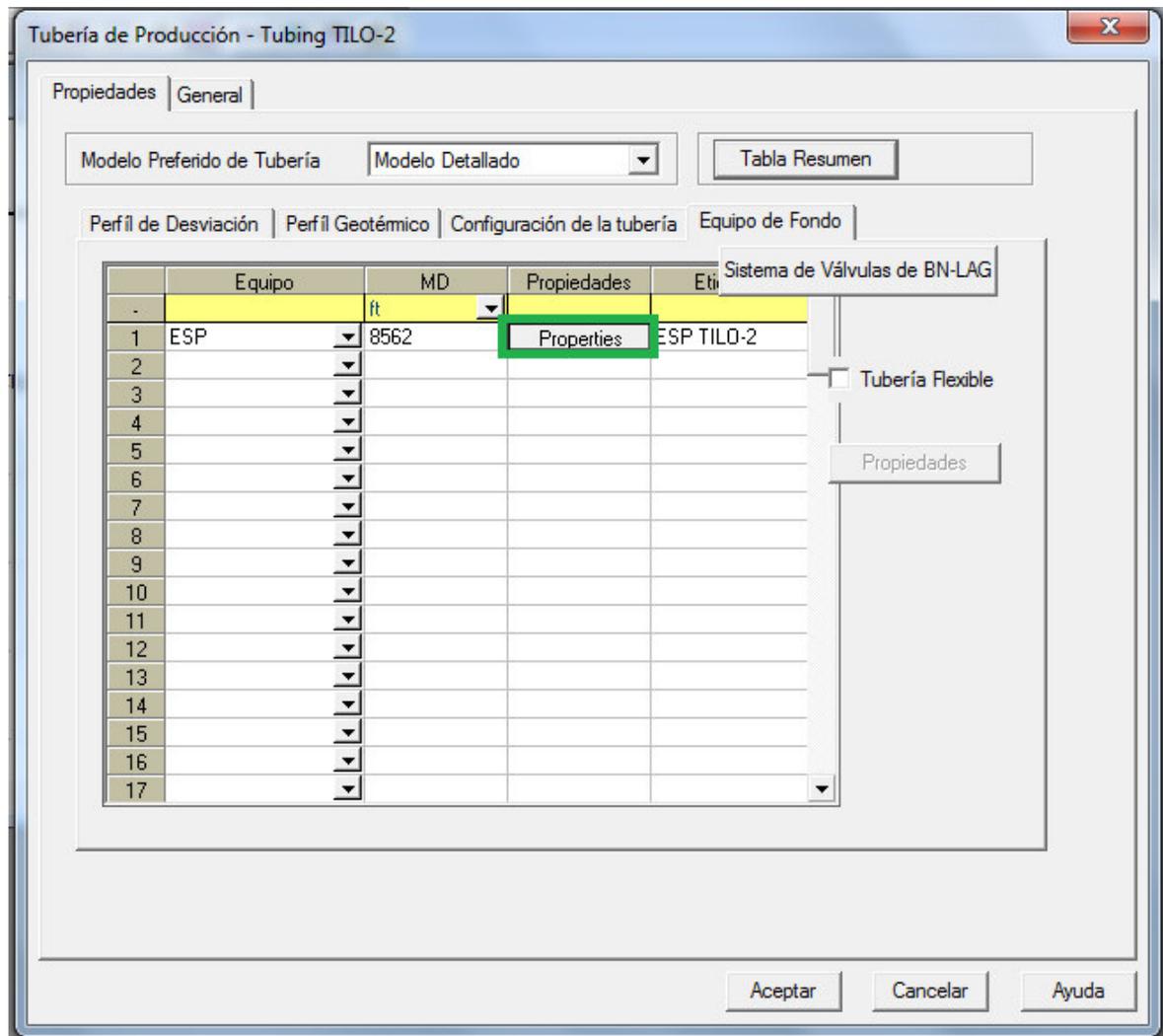


Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Finalmente para la definición de las propiedades de la tubería de producción de forma exitosa es necesario incluir el sistema de levantamiento ya que este juega un gran papel en la tasa de producción de un sistema petrolífero, el cual para el Pozo Tilo-2 es ESP (por sus siglas en inglés Electrical Submersible Pump).

Inicialmente en este segmento el programa solicita el tipo de equipo el cual es ESP, su profundidad de asentamiento en MD (profundidad medida por sus siglas en inglés Measured Depth) y al introducir esta información se debe configurar las propiedades de la bomba electro sumergible en cuestión pulsando la opción de propiedades “Properties”.

Figura 25. Equipo de fondo de pozo.

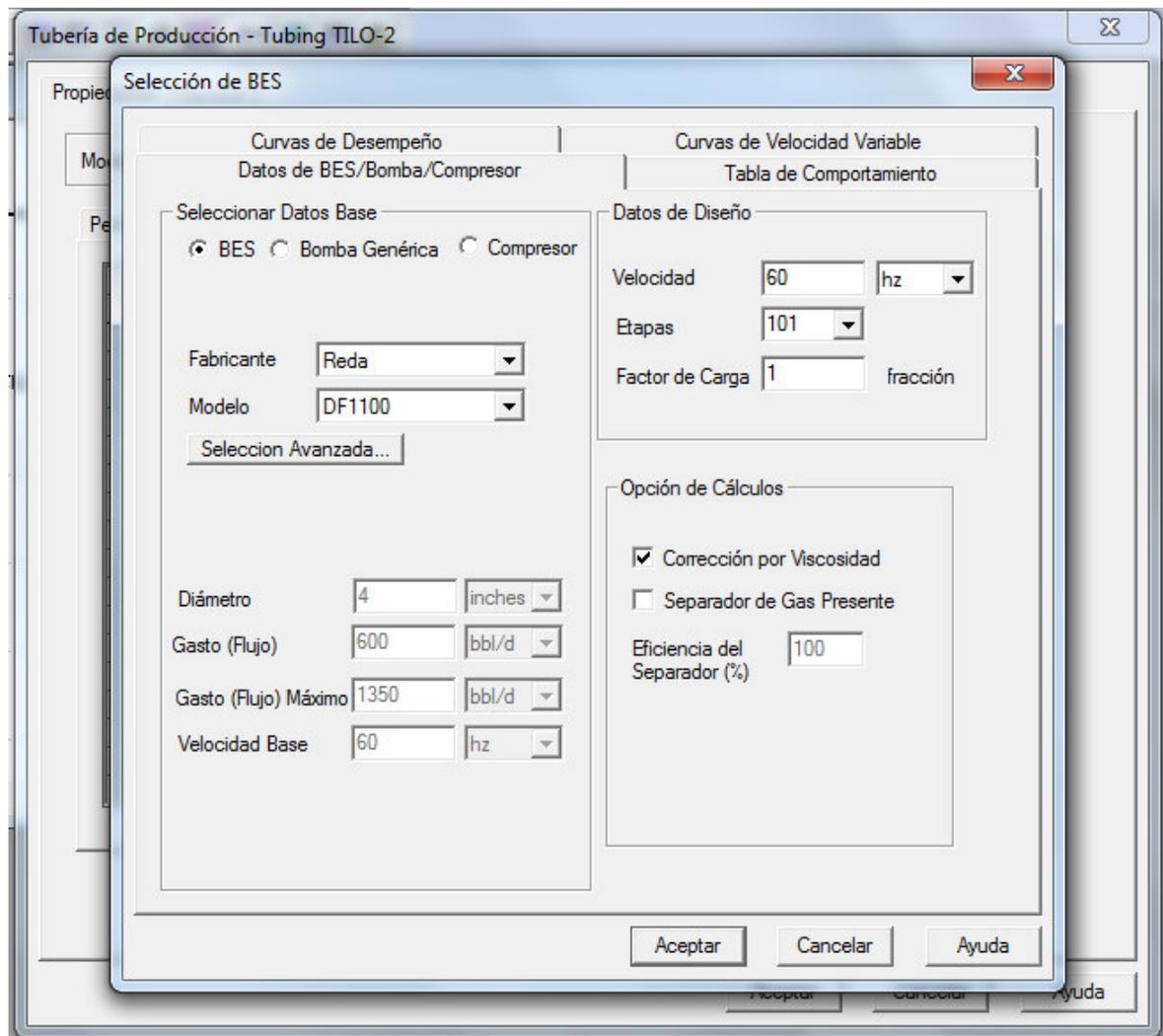


Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Luego de haber pulsado la opción para las propiedades de la bomba, se despliega la siguiente ventana donde se puede seleccionar el fabricante y referencia de la bomba ESP de acuerdo al catálogo predeterminado de Pipesim e información real de la bomba de subsuelo del Pozo Tilo-2 que en este caso es una Reda DF1100

(SLB) con datos de diseño de 101 etapas funcionando a 60 Hz. La bomba en cuestión fue hallada satisfactoriamente.

Figura 26. Selección de Bomba Electro-sumergible.



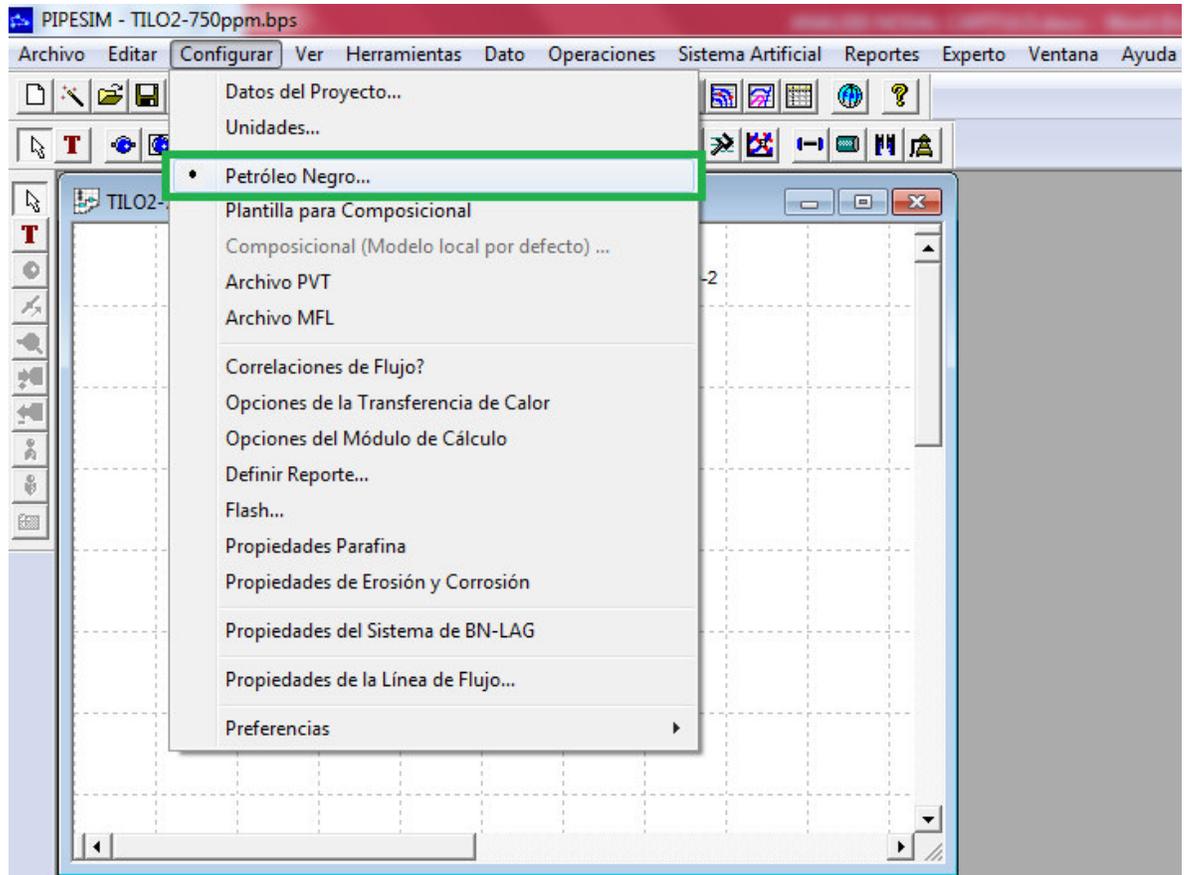
Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Tras haber seleccionado la bomba, se concluye la sección de la tubería de producción y se procede a pulsar aceptar para volver a visualizar el esquema virtual del pozo. Por definir queda el componente final del modelo, es decir el nodo de superficie, sin embargo este actúa como requisito operacional del programa Pipesim por lo que su definición operacional es derogada.

En este punto las propiedades del estado mecánico están satisfactoriamente definidas conforme al funcionamiento del programa Pipesim.

Para poder simular las condiciones del modelo petrolífero es necesario precisar las propiedades del fluido de interés. Como ha sido demostrado en pruebas de laboratorio, se trata de un crudo pesado de gravedad API 13.6 (a 63°F) caracterizado bajo las condiciones físicas de petróleo negro. Para ingresar esta información en el programa se debe pulsar la opción de “Configurar” en la barra de herramientas de Pipesim y seleccionar “Petróleo Negro”.

Figura 27. Definición Petróleo Negro.



Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Al pulsar “Petróleo Negro” el programa muestra la ventana en donde se deben definir las propiedades físicas del crudo a producir como corte de agua, la relación gas petróleo, gravedades específicas de las fases, gravedad API e información sobre el punto de burbuja. Información obtenida en laboratorio.

Pipesim utiliza correlaciones en este punto para predecir el comportamiento del fluido a condiciones de presión y temperatura. Se escogió la correlación de Kartoatmodjo debido a que sus parámetros de operación se ajustan mejor que las

demás correlaciones encontradas en el programa, para las características físicas del crudo del Pozo Tilo-2.

Tabla 9. Resumen de Parámetros Operacionales de Correlaciones.

Modelos							
	De Ghetto	Kartoatmodjo	Petrosky	Hossain	Vásquez	Elsharkawy	Bergman
No. Datos	63	5321	404	263	3143	254	454
API	7.1 - 9.9	14 - 58.9	25.4 - 46.1	15 - 21	15.3 - 59.5	12.3 - 22.1	15 - 45
T (°C)	55 - 121.1	26 - 160	-	51 - 93.3	-	-	-
Rs (scf/STB)	17.2 - 640	2.3 - 572	21 - 1885	19 - 493	-	10.1 - 3600	-
Pb (Lpca)	209 - 4022	-	-	222 - 1458	-	-	-
μ (Cp)	2.1 - 296	0.096 - 586	-	3.6 - 360	-	0.05 - 20.8	-

Fuente: BÄNZER, Carlos. Correlaciones PVT. Maracaibo, 1996.

Figura 28. Propiedades Petróleo Negro.

Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Luego de proporcionar la información solicitada en la primera pestaña de las propiedades del petróleo negro, se procede a pulsar sobre la segunda pestaña que corresponde a "Datos de Viscosidad" la cual es opcional; sin embargo, por

motivos investigativos se definirá con los datos obtenidos en las pruebas de botella realizadas previamente, dónde se analizan tres (3) escenarios de concentración diferentes de Chemiflow 3575: 500ppm, 750ppm y 1000ppm. Lo anterior se realiza con el fin de establecer la dosis de mayor efectividad técnica y financiera para el proyecto mediante la comparación de las tasas de producción simuladas y sus respectivas evaluaciones financieras. Por lo tanto se introducirán los valores de viscosidad correspondientes a cada una de estas condiciones.

Figura 29. Datos de Viscosidad Petróleo Negro. (500ppm)

The screenshot shows a software window titled "DEFAULT - Propiedades 'Black Oil'". It has three tabs: "Propiedades 'Petróleo Negro'", "Datos de Viscosidad (Opcional)", and "Calibración Avanzada de Datos (Opcional)". The "Datos de Viscosidad (Opcional)" tab is active.

Viscosidad del Crudo Muerto

- Correlación: user's 2 data points
- Temperatura: 130 F, 140 F
- Viscosidad: 208 cP, 155 cP
- API = 14

Método de Cálculo de la Viscosidad de Líquido

- Método de viscosidad de emulsiones: Fijar la viscosidad de la fase continua
- Establecer viscosidad líquida igual a la viscosidad del petróleo si el corte de agua \leq cutoff, de lo contrario fijar a la viscosidad del agua
- Método de "Cutoff" de corte de agua:
 - Especificado por el Usuario: 60 %
 - Ecuación de Brauner-Ullman

Viscosidad del Crudo Vivo: Kartoatmodjo

Viscosidad del Crudo Bajo saturado: Vasquez & Beg

Buttons: Aceptar, Cancelar, Ayuda

Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Figura 30. Datos de Viscosidad Petróleo Negro. (750ppm)

DEFAULT - Propiedades "Black Oil"

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

Viscosidad del Crudo Muerto

Correlación: user's 2 data points

Temperatura	Viscosidad
130 F	168 cP
140 F	132 cP

API = 14

Método de Cálculo de la Viscosidad de Líquido

Método de viscosidad de emulsiones: Fijar la viscosidad de la fase continua

Establecer viscosidad líquida igual a la viscosidad del petróleo si el corte de agua \leq cutoff, de lo contrario fijar a la viscosidad del agua

Método de "Cutoff" de corte de agua

Especificado por el Usuario 60 %

Ecuación de Brauner-Ullman

Viscosidad del Crudo Vivo: Kartoatmodjo

Viscosidad del Crudo Bajo saturado: Kartoatmodjo

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Figura 31. Datos de Viscosidad Petróleo Negro. (1000ppm)

DEFAULT - Propiedades "Black Oil"

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

Viscosidad del Crudo Muerto

Correlación: user's 2 data points

Temperatura	Viscosidad
130 F	141 cP
140 F	122 cP

API = 14

Método de Cálculo de la Viscosidad de Líquido

Método de viscosidad de emulsiones: Fijar la viscosidad de la fase continua

Establecer viscosidad líquida igual a la viscosidad del petróleo si el corte de agua \leq cutoff, de lo contrario fijar a la viscosidad del agua

Método de "Cutoff" de corte de agua

Especificado por el Usuario 60 %

Ecuación de Brauner-Ullman

Viscosidad del Crudo Vivo: Kartoatmodjo

Viscosidad del Crudo Bajo saturado: Vasquez & Beg

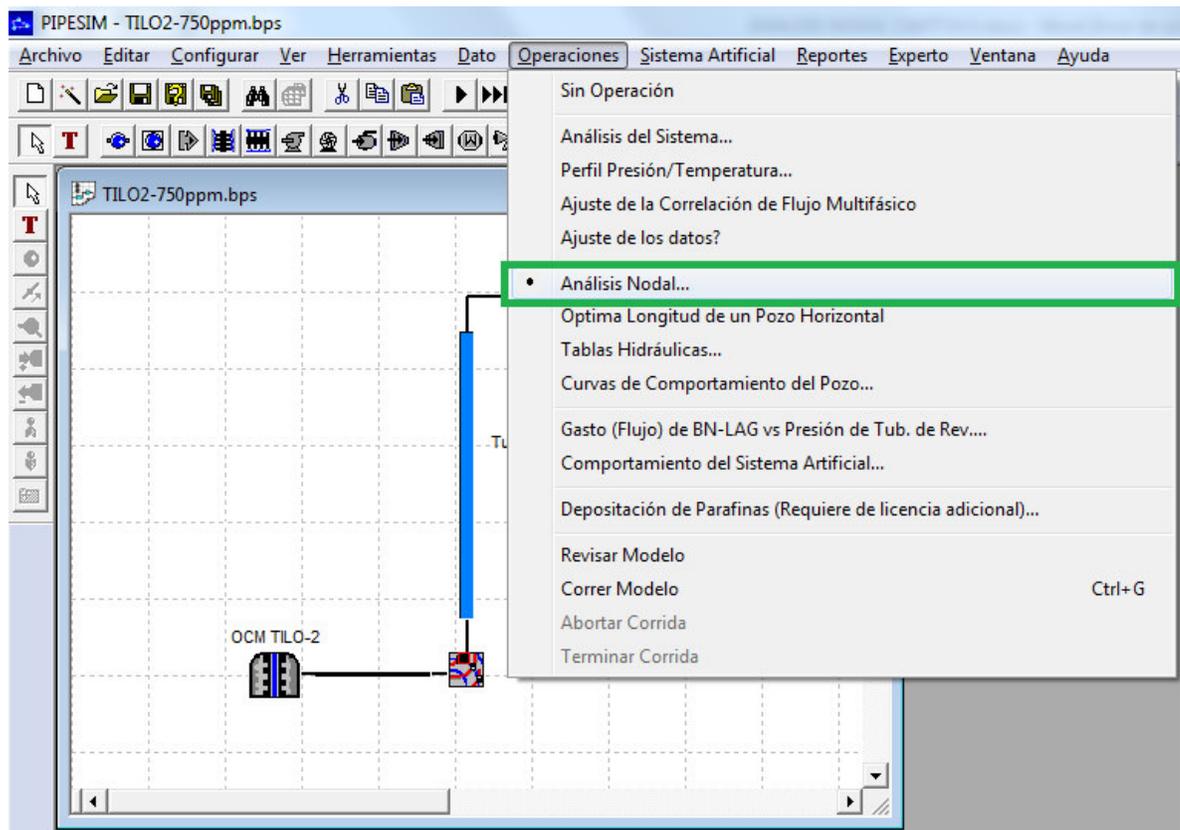
Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Así finaliza el modelamiento del caso investigativo. Se procede a correr la simulación en donde se evidencia el cambio en la tasa de producción teniendo en cuenta la reducción en viscosidad del crudo del Pozo Tilo-2 gracias a la adición de Chemiflow 3575 en las dosificaciones antes descritas.

Para correr el modelo, se deberá pulsar en la opción "Operaciones" en el menú de herramientas de Pipesim y luego en "Análisis Nodal", así:

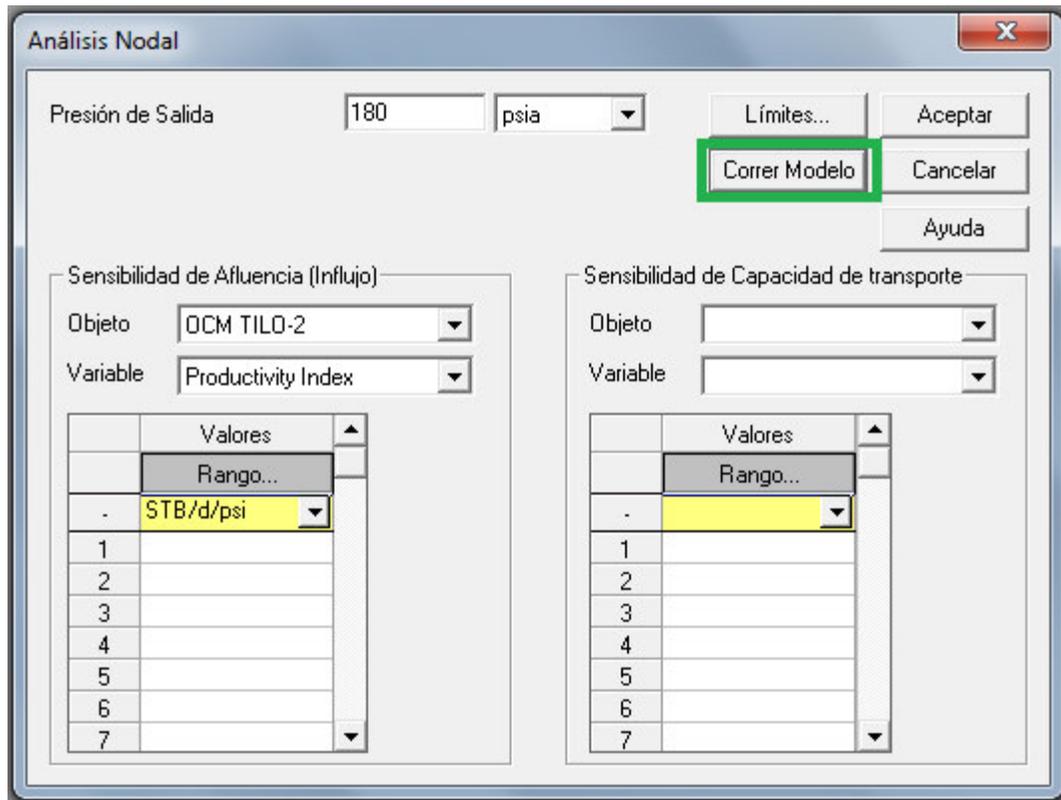
Figura 32. Selección Análisis Nodal.



Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

A continuación se abre una ventana que solicita la presión de salida del fluido, la cual se tomará como la presión en el cabezal de pozo la cual es de 180 lpc. En la sección de "Sensibilidad de Afluencia" el objeto a analizar será la terminación vertical del esquema virtual de pozo ya que es la fuente del fluido de interés para el programa Pipesim y la variable que deseamos obtener es la tasa de producción, identificada en el programa como "Productivity Index". Finalmente para realizar la simulación se deberá pulsar en "Correr Modelo".

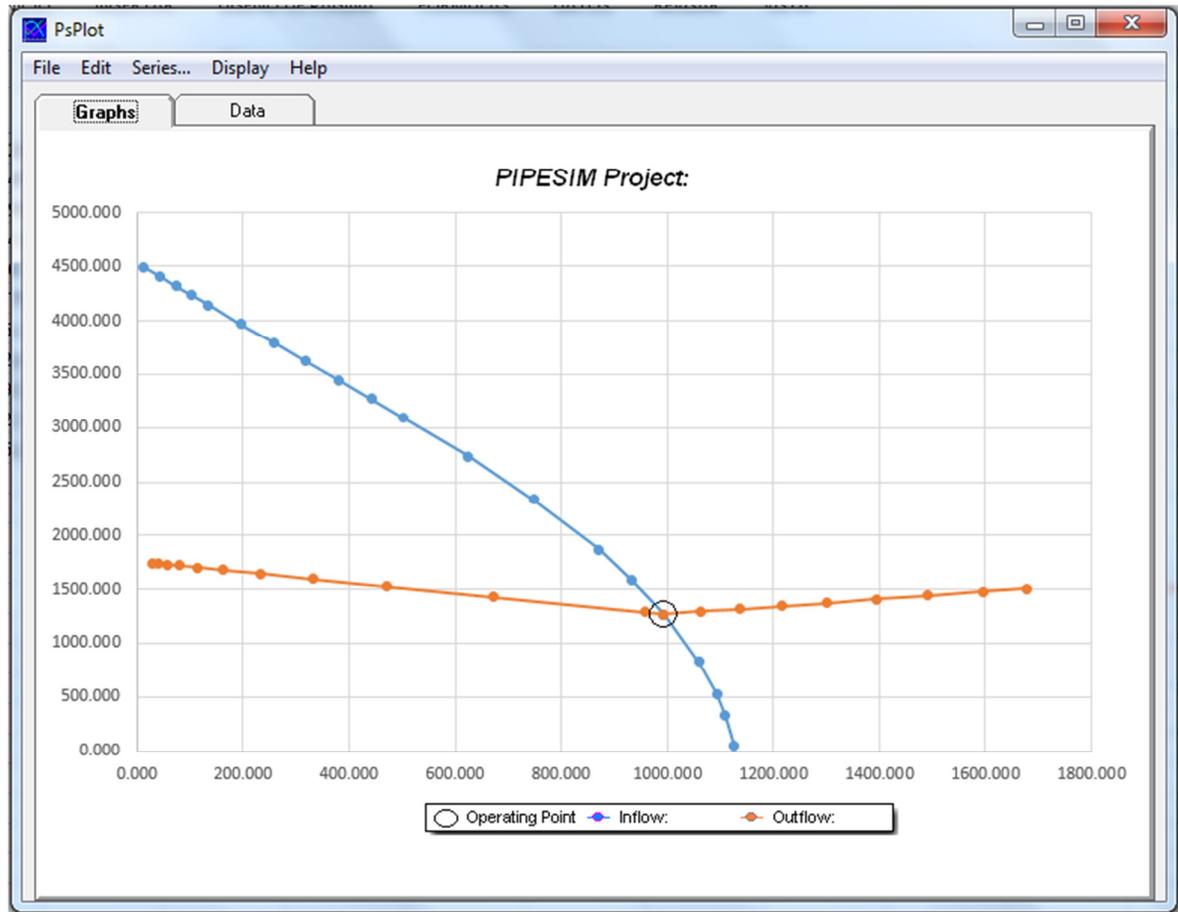
Figura 33. Corrida Análisis Nodal.



Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Una vez termine la corrida del modelo, lo cual toma entre 1 y 2 minutos, Pipesim muestra una gráfica IPR donde el potencial del yacimiento se ejemplifica como la curva de oferta y la curva del completamiento como la de demanda. La intersección de las dos curvas es el punto de operación del sistema petrolífero haciendo relación a la tasa de producción con el beneficio de la reducción de viscosidad del fluido de interés. A continuación se muestran las diferentes gráficas de los tres (3) escenarios de concentración de Chemiflow 3575.

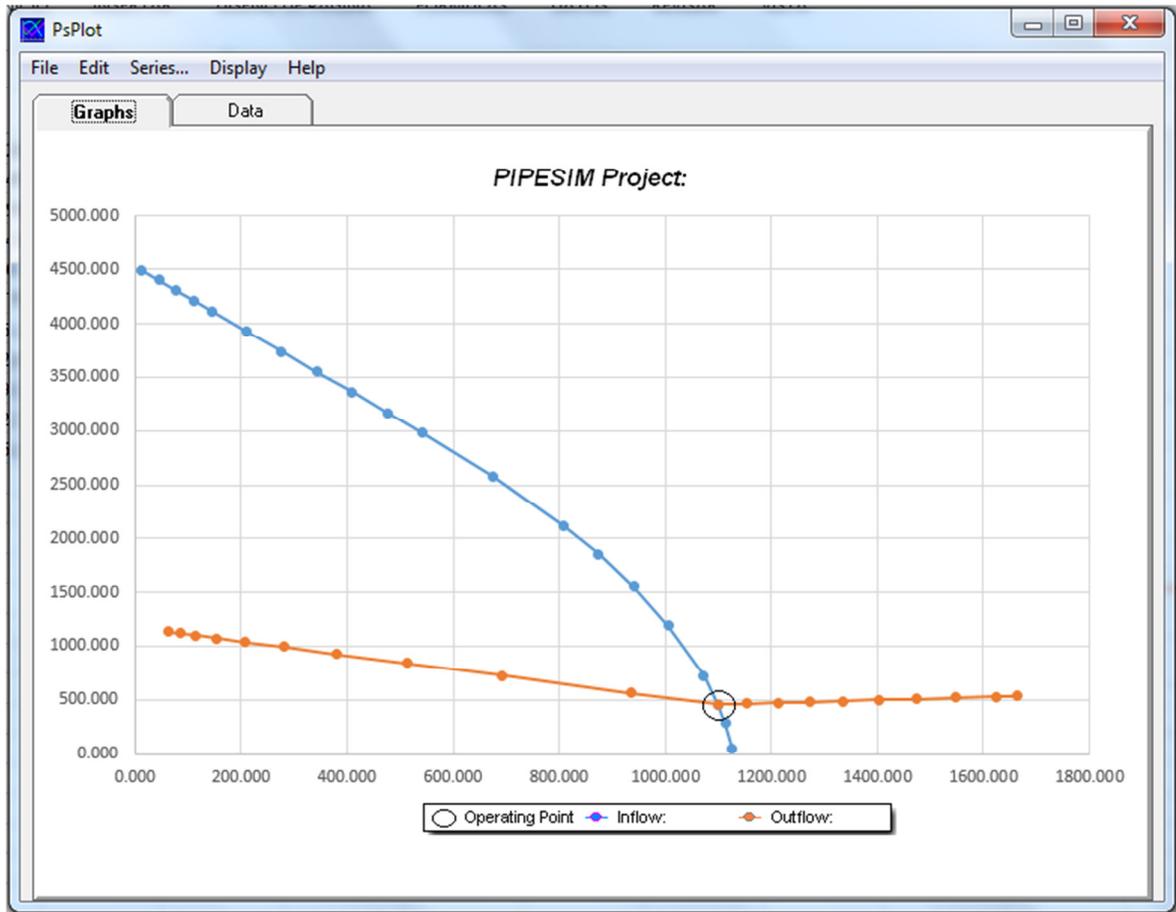
Gráfica 8. Proyecto Modelo Pipesim 500ppm



Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Esta es la primera gráfica (ver Gráfica 8) desarrollada por el simulador de flujo Pipesim correspondiente al escenario de 500 ppm, donde se exponen las respectivas curvas de oferta (reservorio – línea azul) y demanda (completamiento – línea naranja) que describen el comportamiento en un momento dado del sistema. En la gráfica arrojada por el programa no se muestran unidades en los ejes de forma predeterminada, sin embargo se hace la salvedad de que en el eje Y se tiene la caída de presión en psi y en el eje X, el caudal de fluido en barriles de fluido por día, BFPD. Es notorio el punto de operación del sistema, el cual está señalado con un círculo negro, con un valor de 993 BFPD, caudal que será obtenido en superficie. En contraste con las futuras graficas de los demás escenarios de concentración, se puede observar un perfil de presión mayor en la curva de demanda ya que la viscosidad del fluido en 500 ppm posee la mayor magnitud dentro de los tres (3) escenarios, generando esfuerzo adicional de la unidad de bombeo.

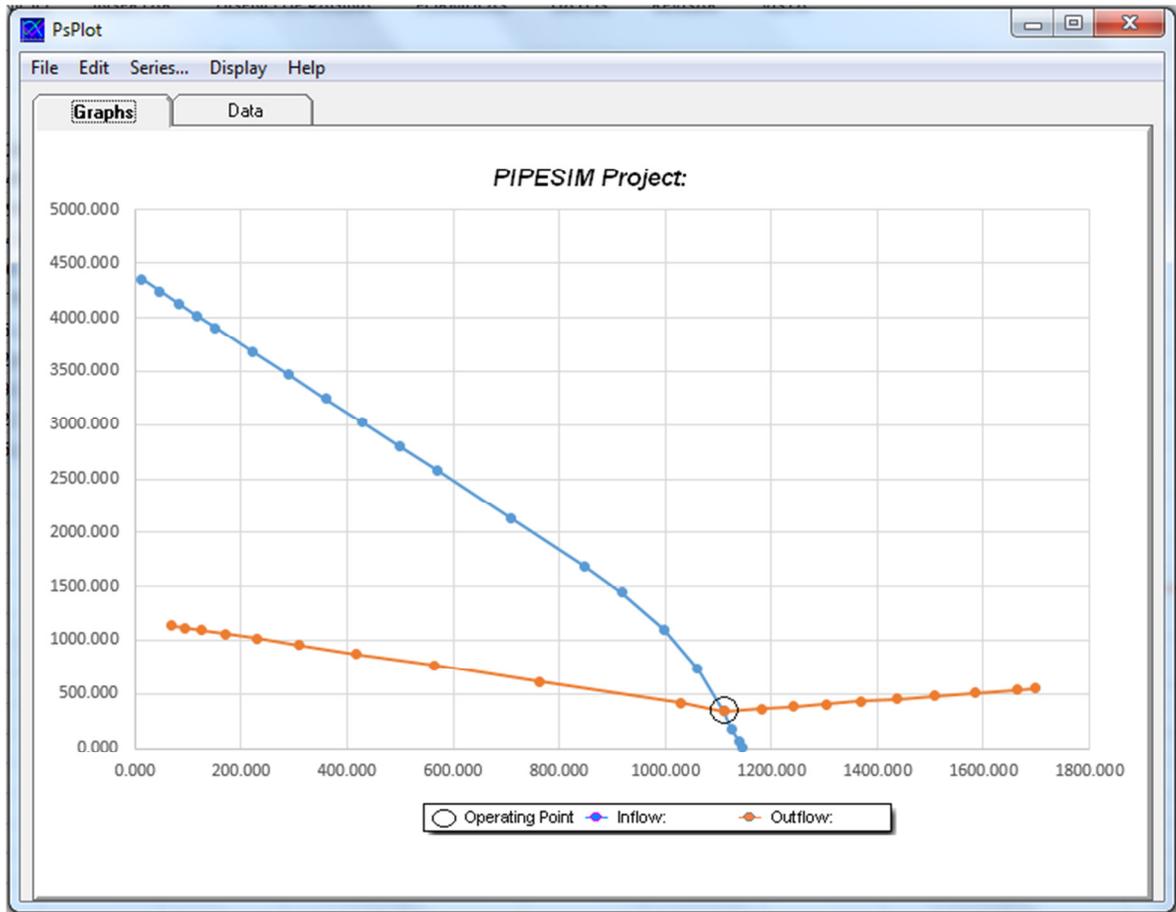
Gráfica 9. Proyecto Modelo Pipesim 750ppm



Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

En la segunda gráfica (ver Gráfica 9) generada por el simulador de flujo Pipesim correspondiente al escenario de 750 ppm, se exponen las respectivas curvas de oferta (reservorio – línea azul) y demanda (completamiento – línea naranja) que describen el comportamiento en un momento dado del sistema. En la gráfica arrojada por el programa no se muestran unidades en los ejes de forma predeterminada, sin embargo se hace la salvedad de que en el eje Y se tiene la caída de presión en psi y en el eje X, el caudal de fluido en barriles de fluido por día, BFPD. Es notorio el punto de operación del sistema, el cual está señalado con un círculo negro, con un valor de 1099 BFPD, caudal que será obtenido en superficie. Se observa una disminución en el perfil de presión de la curva de demanda, debido a la disminución de la resistencia al flujo del fluido de interés gracias al efecto del aditivo químico en la respectiva concentración.

Gráfica 10. Proyecto Modelo Pipesim 1000ppm



Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

En la tercera gráfica (Gráfica 10) desarrollada por el simulador de flujo Pipesim correspondiente al escenario de 1000 ppm, se exponen las respectivas curvas de oferta (reservorio – línea azul) y demanda (completamiento – línea naranja) que describen el comportamiento en un momento dado del sistema. En la gráfica arrojada por el programa no se muestran unidades en los ejes de forma predeterminada, sin embargo se hace la salvedad de que en el eje Y se tiene la caída de presión en psi y en el eje X, el caudal de fluido en barriles de fluido por día, BFPD. Es notorio el punto de operación del sistema, el cual está señalado con un círculo negro, con un valor de 1111 BFPD, caudal que será obtenido en superficie. Debido a la mayor disminución en la viscosidad del fluido de interés, la curva de demanda intercepta a la curva de oferta del sistema en un valor de caudal de fluido mayor. Las Gráficas 8, 9 y 10 evidencian un diseño del modelo adecuado ya que luego del punto de operación, la demanda disminuye su variación.

Para una mejor comprensión del fenómeno físico, Pipesim proporciona de igual manera la tabla de datos correspondiente a cada gráfica lo que permite una cuantificación del beneficio en la tasa de producción.

Se presenta en la Tabla 10, los valores que son representados en la Gráfica 8. Pipesim genera los intervalos de las caídas de presión en el sistema de forma predeterminada, razón del número de coordenadas en la Tabla 10. Se hace énfasis en la coordenada correspondiente al punto de operación del sistema en este escenario de concentración.

Tabla 10. Datos de salida y punto de operación Pipesim 500ppm.

	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	G	H	I
1	Operating Po	Operating Po	Inflow:	Inflow:	Outflow:	Outflow:			
3	993.5558	1,268.2282	11.262	4496.520	27.724	1745.903			
4			41.958	4408.816	39.506	1740.076			
5			72.655	4321.111	56.296	1731.772			
6			103.352	4233.406	80.222	1719.939			
7			134.048	4145.701	114.317	1703.076			
8			195.442	3970.291	162.902	1679.048			
9			256.835	3794.882	232.135	1644.807			
10			318.229	3619.472	330.792	1596.013			
11			379.622	3444.062	471.379	1526.483			
12			441.015	3268.653	671.715	1427.402			
13			502.409	3093.243	957.194	1286.212			
14			625.195	2736.274	993.556	1268.228			
15			747.982	2336.976	1063.105	1292.520			
16			870.769	1867.435	1137.522	1318.511			
17			932.162	1590.888	1217.149	1346.323			
18			993.556	1268.228	1302.349	1376.081			
19			1059.855	825.489	1393.513	1407.922			
20			1093.004	525.243	1491.059	1441.992			
21			1109.579	328.092	1595.433	1478.446			
22			1126.153	45.613	1677.847	1507.231			
23									
24									

Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Se presenta en la Tabla 11, los valores que son representados en la Gráfica 9. Pipesim genera los intervalos de las caídas de presión en el sistema de forma predeterminada, razón del número de coordenadas en la Tabla 11. Se hace

énfasis en la coordenada correspondiente al punto de operación del sistema en este escenario de concentración.

Tabla 11. Datos de salida y punto de operación Pipesim 750ppm.

	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	G	H	I
1	Operating Po	Operating Po	Inflow:	Inflow:	Outflow:	Outflow:			
3	1099.310	455.820	11.262	4496.520	62.757	1135.750			
4			44.424	4401.772	84.722	1121.342			
5			77.585	4307.024	114.375	1101.891			
6			110.747	4212.276	154.406	1075.633			
7			143.909	4117.528	208.448	1040.183			
8			210.232	3928.032	281.405	992.327			
9			276.556	3738.537	379.897	927.721			
10			342.879	3549.041	512.861	840.503			
11			409.203	3359.545	692.363	722.758			
12			475.526	3170.049	934.690	563.803			
13			541.850	2980.554	1099.310	455.820			
14			674.497	2582.449	1154.275	463.412			
15			807.144	2121.821	1211.989	471.383			
16			873.468	1856.002	1272.589	479.752			
17			939.791	1553.746	1336.218	488.540			
18			1006.115	1194.031	1403.029	497.767			
19			1072.438	721.312	1473.180	507.456			
20			1099.310	455.820	1546.839	517.629			
21			1112.746	283.659	1624.181	528.310			
22			1126.182	44.962	1663.146	533.692			
23									
24									

Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

Se presenta en la Tabla 12, los valores que son representados en la Gráfica 10. Pipesim genera los intervalos de las caídas de presión en el sistema de forma predeterminada, razón del número de coordenadas en la Tabla 12. Se hace énfasis en la coordenada correspondiente al punto de operación del sistema en este escenario de concentración.

Tabla 12. Datos de salida y punto de operación Pipesim 1000ppm.

	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	G	H	I
1	Operating Po	Operating Po	Inflow:	Inflow:	Outflow:	Outflow:			
3	1111.060	339.976	11.825	4350.921	69.033	1135.750			
4			46.645	4240.049	93.194	1117.560			
5			81.465	4129.178	125.812	1093.004			
6			116.284	4018.306	169.847	1059.853			
7			151.104	3907.435	229.293	1015.099			
8			220.744	3685.691	309.546	954.682			
9			290.384	3463.948	417.887	873.118			
10			360.023	3242.205	564.147	763.007			
11			429.663	3020.462	761.599	614.357			
12			499.303	2798.719	1028.159	413.680			
13			568.942	2576.976	1111.060	339.976			
14			708.222	2133.490	1182.363	360.659			
15			847.501	1690.003	1241.481	382.376			
16			917.141	1440.140	1303.555	405.179			
17			996.780	1101.847	1368.732	429.122			
18			1060.420	730.126	1437.169	454.262			
19			1111.060	339.976	1509.028	480.659			
20			1124.275	176.654	1584.479	508.376			
21			1138.383	63.860	1663.703	537.479			
22			1145.491	10.308	1696.977	549.702			
23									
24									

Fuente: Simulador de flujo Pipesim. 2012.

En estas tablas de datos se muestran los intervalos de análisis realizados por el simulador de flujo Pipesim, también se da énfasis al punto de operación del sistema el cuál se muestra aislado en la parte superior izquierda de la tabla, siendo 993.55 barriles de fluido para 500ppm, 1,099.31 barriles de fluido y 1,111.06 barriles de fluido para 1000ppm; con un OFP (potencial de flujo abierto por sus siglas en inglés Open Flow Potential) de 1,126.53, 1,126.18 y 1,145.49 barriles de fluido respectivamente.

6. COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tras haber realizado las pruebas de botella en laboratorio, se evidenció de forma explícita el beneficio del reductor de viscosidad CHEMIFLOW 3575 sobre las propiedades del crudo. Hubo una reducción de viscosidad de 57.2% en el escenario de menor temperatura (130°F) y menor concentración (250ppm) lo que ratifica su efectividad. Se escogieron las concentraciones de 500ppm, 750ppm y 1000ppm de reductor para realizar las corridas de análisis en el programa Pipesim ya que muestran ser las más representativas en cuanto al gradiente de reducción de viscosidad como se expone visualmente en la Gráfica 5, en donde la pendiente de la gráfica genera su mayor variabilidad. El proyecto de investigación adquiere validez una vez se contrastan los resultados con la simulación virtual realizada a partir del modelamiento del Pozo Tilo-2 en el programa Pipesim, cargando las propiedades mecánicas relevantes al caso con el fin de abarcar de forma acertada las condiciones de producción del pozo. A continuación se observará el beneficio cuantificable de la aplicación de Chemiflow 3575 en sus diferentes dosificaciones teniendo en cuenta que el valor del BS&W es de 64.89%.

La Tabla 13 expone en forma de resumen los valores aproximados correspondientes al caudal de producción de fluido en el punto de operación de cada escenario (Q_f en STB/d) proveniente de las Tablas 10, 11 y 12, además mediante la aplicación del BS&W se muestra de igual forma el caudal de producción de hidrocarburo en el respectivo punto de operación (Q_o en STB/d).

Tabla 13. Comparación de tasas de producción con 500ppm, 750ppm y 1000ppm de Chemiflow 3575.

	Q_f (STB/d)	Q_o (STB/d)
Blanco	940	330
500 ppm	993	349
750 ppm	1099	386
1000 ppm	1111	390

Fuente: Resultados Simulador Pipesim.

Estos resultados se pueden representar también exponiendo el porcentaje de aumento en la tasa de producción de cada concentración con respecto a la muestra blanco.

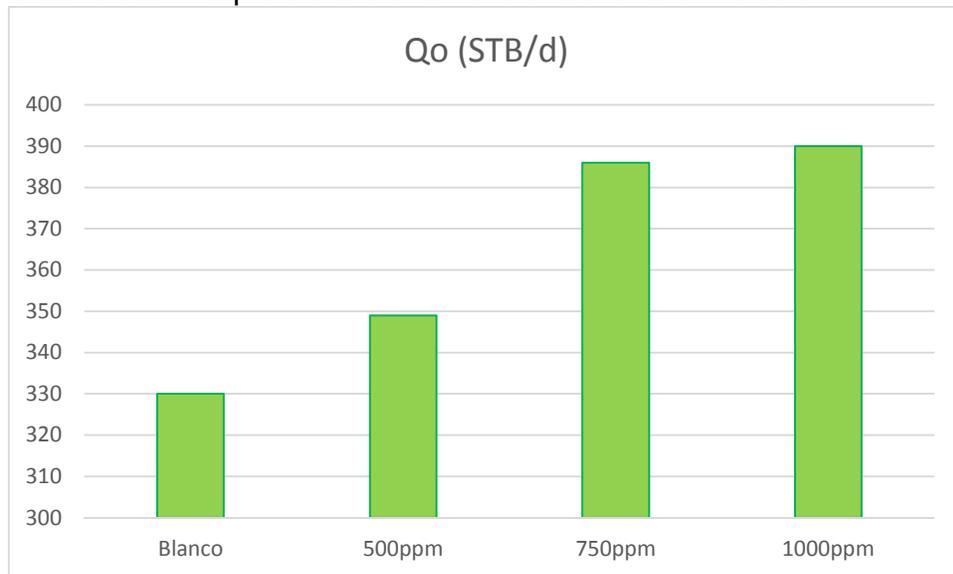
Tabla 14. Aumento de la tasa de producción en porcentaje a 500ppm, 750ppm y 1000ppm de Chemiflow 3575.

	Aumento Prod. (%)
500 ppm	5.64
750 ppm	16.91
1000 ppm	18.19

Fuente: Resultados Simulador Pipesim.

Con motivo de poder visualizar el comportamiento de la tasa de producción a los diferentes escenarios de concentración de aditivo, se exponen los resultados determinantes en la siguiente gráfica.

Gráfica 11. Comparación Tasas de Producción de Crudo.



Fuente: Resultados Simulador Pipesim.

Como se evidencia en la Gráfica 11, el incremento en la tasa de producción de crudo es notable a medida que se aplica el reductor de viscosidad Chemiflow 3575. Esto se debe a la disminución de carga en la columna hidrostática y también de fricción del fluido de interés con las paredes de la tubería gracias a la reducción de viscosidad obtenida por la aplicación del Chemiflow 3575, favoreciendo al mismo tiempo el funcionamiento del completamiento ESP del pozo.

A la concentración de 500ppm, se identifica un aumento de producción con respecto a la muestra blanco, sin embargo esta es superada por los resultados correspondientes a las siguientes concentraciones de aditivo, dígame 750ppm y 1000ppm, lo cual sugiere que hay mayor beneficio en las dosis más altas. La producción de petróleo a 750ppm y 1000ppm solo difiere en cuatro (4) barriles de crudo por día (corresponde al 1,03%), lo que deja un margen muy estrecho para

definir cuál de las dos concentraciones es la que presenta mayor rentabilidad considerando costos de aplicación. Debido a esto, es necesario evaluar financieramente cada escenario de concentración mediante el indicador de valor presente neto (VPN) para definir cuál es la concentración de mayor provecho en cuanto al ámbito técnico y financiero del proyecto.

7. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DEL REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN EL POZO TILO-2 DEL CAMPO TILODIRÁN

En el territorio nacional, actualmente, las reservas probadas corresponden en gran parte a yacimientos de hidrocarburos de naturaleza pesada y extra pesada; además, es la Cuenca de los Llanos Orientales una de las que más producción aporta a las estadísticas del país, en donde la producción es de crudo pesado.

En un campo como Tilodirán (Pozo Tilo-2), que presenta un crudo con baja gravedad API (13.6° API) y alta viscosidad, se desprenden una serie de complicaciones operacionales que pueden perjudicar el esquema de producción. Dichas complicaciones repercuten en una reducción en los ingresos de la compañía, provenientes del volumen producido de hidrocarburo. La producción del Pozo Tilo-2 se encuentra en la actualidad aproximadamente en los 329 barriles por día; la expectativa es lograr aumentarla.

Partiendo de lo anterior, se origina la necesidad de profundizar en las alternativas que permitan solucionar los problemas asociados a la explotación de los recursos hidrocarburíferos provenientes del Campo Tilodirán resultando así en el objetivo último de toda investigación, aumentar la rentabilidad.

Para ello, en el presente capítulo, se plantea la evaluación financiera, mediante el indicador Valor Presente Neto (VPN), de la viabilidad de incorporar en la operación un producto químico que reduzca la viscosidad y permita aumentar los barriles producidos, y por ende los ingresos.

Mediante pruebas de laboratorio y un análisis nodal se pretende establecer la dosificación adecuada del producto Chemiflow 3575 (reductor de viscosidad). A su vez, mediante el análisis nodal, se establece el cambio en la tasa de producción resultante a la adición del aditivo en cabeza de pozo.

La evaluación financiera se plantea con el fin de integrar los resultados de la prueba de laboratorio y del análisis nodal para determinar la dosis de Chemiflow 3575 que mejor repercute en los ingresos por barril producido mediante el indicador Valor Presente Neto (VPN). Para calcular los ingresos obtenidos por la venta del crudo producido se emplea la simulación de precios del WTI (West Texas Intermediate) llevada a cabo por la organización del Banco Mundial, estipulada en la publicación más reciente de *Commodity Markets Outlook*³⁷.

La evaluación financiera del proyecto se llevará a cabo considerando cuatro escenarios, los cuales se evaluarán por el mismo periodo de tiempo (5 años):

³⁷ World Bank. Commodities Price Forecast (nominal US dollars). [En línea] <<http://pubdocs.worldbank.org/en/173911461677539927/CMO-April-2016-Historical-Forecasts.pdf>> [Citado el 22 de abril del 2016].

- Escenario Actual: Las condiciones, equipos y procesos en la operación con los que se cuenta en la actualidad en el Pozo Tilo-2.
- Escenario 2: Operación normal con la incorporación del aditivo reductor de viscosidad Chemiflow 3575 a concentración de 500 ppm.
- Escenario 3: Operación normal con la incorporación del aditivo reductor de viscosidad Chemiflow 3575 a concentración de 750 ppm.
- Escenario 4: Operación normal con la incorporación del aditivo reductor de viscosidad Chemiflow 3575 a concentración de 1000 ppm.

7.1. COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los Costos de Inversión, conocidos como Gastos de Capital o CAPEX, según las siglas en inglés de “Capital Expenditures”, hacen referencia al dinero destinado a la mejora de los activos productivos de la compañía (estructuras, maquinaria, edificaciones, equipos, vehículos, entre otros). Los Costos de Inversión (CAPEX) que una compañía operadora tendría que reportar para poder contar con un pozo listo para la producción de hidrocarburos están asociados a la operación de perforación, adquisición de predios, movimiento de tierra y construcción de vía de acceso. Adicionalmente, debe incluirse en los Costos de Inversión lo concerniente al sistema de levantamiento empleado en el pozo.

A continuación, en la Tabla 15 se presenta a detalle los costos de inversión que fueron necesarios para iniciar con la producción de hidrocarburo específicamente en el Pozo Tilo-2.

Tabla 15. Costos de Inversión.

SERVICIO O BIEN A ADQUIRIR	PRECIO UNITARIO (USD)	CANTIDAD O UNIDADES	VALOR (USD)
Perforación y Completamiento	3.600.000	1	3.600.000
Sistema de Levantamiento (ESP)	275.000	1	275.000
Campamento	1.000	1	1.000

Fuente: ChemiOil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

El valor asociado al servicio de perforación y completamiento, como fue especificado previamente, incorpora a su vez los costos de inversión para la adquisición de predios, movimiento de tierra y construcción de vías de acceso. Para desarrollar con éxito los escenarios 2, 3 y 4, aplicando el Chemiflow 3575 en

cabeza de pozo, no se requiere ningún tipo de inversión adicional. Las condiciones con las que se cuenta en el Pozo Tilo-2 en la actualidad, son suficientes y propicias para que el aditivo reductor de viscosidad pueda ser inyectado en cabeza de pozo sin ninguna restricción. Por consiguiente, los Costos de Inversión o CAPEX son equivalentes en los cuatro escenarios en el presente análisis (escenario actual, escenario 2, escenario 3 y escenario 4).

7.2. COSTOS OPERACIONALES (OPEX)

Los Costos Operacionales, conocidos por las siglas OPEX (“*Operating Expenses*” en inglés), representan todos aquellos desembolsos que la compañía debe llevar a cabo para garantizar la integridad de la operación. Los costos operacionales en una operación de producción de hidrocarburos, incluyen los aspectos asociados al tratamiento químico, al servicio técnico, al consumo energético, a la renta de equipos, entre otros. A continuación se detallan los costos operacionales aproximados de los cuatro escenarios a evaluar en el proyecto propuesto, específicamente en el Pozo Tilo-2. El Costo por Producción o *Lifting Cost*, es contemplado como el rubro que incorpora los costos de la extracción del hidrocarburo, es decir, el costo que conlleva producirlo. El *Lifting Cost* para el Pozo Tilo-2 se presenta a continuación.

Tabla 16. Lifting Cost en el Pozo Tilo-2.

PERIODO (ANUAL)	1	2	3	4	5
LIFTING COST (USD/BBL)	10	12	14	16	18

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

Las cuatro alternativas comparten la mayoría de los costos operacionales, difiriendo en puntos específicos que serán especificados a continuación según el escenario correspondiente.

7.2.1. Escenario Actual. Para la estimación de los Costos Operacionales para el Escenario Actual se debe estimar el Lifting Cost asociado a la operación contemplando las condiciones de la operación en el presente. A continuación se detallan los costos por producción o *Lifting Cost* para el escenario actual.

Tabla 17. Lifting Cost en Dólares para Escenario Actual.

PERIODO (ANUAL)	1	2	3	4	5
LIFTING COST (USD/BBL)	10	12	14	16	18
PRODUCCIÓN (BBL)	118,440	114,120	110,520	107,280	104,040
COSTO (USD)	1,184,400	1,369,440	1,547,280	1,716,480	1,872,720

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

El costo total por producción se calcula mediante la multiplicación de la producción total por el *Lifting Cost* en valor unitario.

En la Tabla 18 se especifican los costos asociados a las condiciones actuales de producción de hidrocarburos en el Pozo Tilo-2 (aproximación anual). Chemioil Colombia Services es la empresa que ha sido contratada para diseñar y ejecutar el esquema del tratamiento químico para los fluidos que aporta este pozo. Se aplica un Rompedor Directo, un Inhibidor de Corrosión, un Inhibidor de Incrustaciones, un Secuestrante de Oxígeno, un Poli-electrolito y dos Biocidas.

El servicio técnico es provisto por la misma compañía que suministra los productos químicos. Esta compañía provee las bombas, contenedores, visores y demás accesorios necesarios para la aplicación de los productos químicos; la tarifa del servicio técnico incluye todo lo anterior.

Adicionalmente, se considera el costo de transporte y logística. En este campo, se transportan los hidrocarburos ya fiscalizados mediante carro-tanques (120 COP por barril).

Se contempla también, el costo de la energía, la cual es imprescindible para la operación. La estimación involucra el consumo requerido para la operación en Kw/h.

A modo de contingencia, se considera un rubro como “Adicionales”, el cual incluye lo relacionado con análisis y pruebas para fiscalización de los fluidos, mantenimientos y cualquier eventualidad que se presente.

Tabla 18. Costos Asociados a la Operación para el Escenario Actual.

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	VALOR TOTAL (USD)
COSTO ENERGÉTICO	Kw/h	1.166.400	0,053	61.819,00
ROMPEDOR DIRECTO	Gal	2.160	13,33	28.800,00
SERVICIO TÉCNICO	Día	360	83,33	30.000,00
ADICIONALES	UND	12	3.200,00	38.400,00
INHIBIDOR DE CORROSIÓN	Gal	720	9,09	6.545,45
INHIBIDOR DE INCRUSTACIÓN	Gal	360	9,70	3.490,91
SECUESTRANTE DE OXÍGENO	Gal	360	9,70	3.490,91
POLI-ELECTROLITO	Gal	720	7,88	5.672,73
BIOCIDAS	Gal	540	11,52	6.218,18
TRANSPORTE Y LOGÍSTICA	Barril	118.440	0,04	4.737,60
			TOTAL	189.174,78

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

Partiendo de los datos presentados, se procede a determinar el total de los Costos Operacionales para el escenario actual, el cual se presenta en la Tabla 19. Para los costos asociados a la operación, por recomendación de la compañía, se hace una estimación de incremento anual del 8%.

Tabla 19. Total de Costos Operacionales Escenario Actual.

PERIODOS (ANUALES)	1	2	3	4	5
LIFTING COST (USD)	1,184,400	1,369,440	1,547,280	1,716,480	1,872,720
COSTOS ASOCIADOS (USD)	189,175	204,309	220,653	238,306	257,370
OPEX (USD)	1,373,575	1,573,749	1,767,933	1,954,786	2,130,090

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

7.2.2 Escenario 2. Para la estimación de los Costos Operacionales para el Escenario 2, se deben estimar los costos por producción o *Lifting Cost* asociado a la operación contemplando las condiciones en campo si se incluyese la aplicación del aditivo Chemiflow 3575 en cabeza de pozo a una concentración de 500 ppm.

A continuación se detallan los costos por producción o *Lifting Cost* para el escenario 2, el cual permanece equivalente con respecto al escenario actual, ya que la aplicación del Chemiflow 3575 no alteraría el esquema ni las condiciones de producción del Pozo Tilo-2 (Ver Tabla 20).

Tabla 20. Lifting Cost en Dólares para Escenario 2.

PERIODO (ANUAL)	1	2	3	4	5
LIFTING COST (USD/BBL)	10	12	14	16	18
PRODUCCIÓN (BBL)	125,118	120,739	116,513	112,435	108,500
COSTO (USD)	1,251,180	1,448,866	1,631,182	1,798,961	1,952,997

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

El Escenario 2 consta de la adición del costo del Chemiflow 3575 como aditivo reductor de viscosidad. A pesar de la incorporación de un nuevo producto en el esquema de tratamiento químico, Chemioil Colombia ha ofertado mantener la misma tarifa en cuanto al servicio técnico. Así también, los demás costos operacionales permanecerán constantes.

La Tabla 21 presenta a detalle los costos asociados a la operación referidos al escenario 2 en el presente proyecto.

Tabla 21. Costos Asociados a la Operación para el Escenario 2.

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	VALOR TOTAL (USD)
COSTO ENERGÉTICO	Kw/h	1.166.400	0.053	61.819,00
ROMPEDOR DIRECTO	Gal	2160	13,33	28.800,00
SERVICIO TÉCNICO	Día	360	83,33	30.000,00
ADICIONALES	UND	12	3.200,00	38.400,00
INHIBIDOR DE CORROSIÓN	Gal	720	9,09	6.545,45
INHIBIDOR DE INCRUSTACIÓN	Gal	360	9,70	3.490,91
SECUESTRANTE DE OXÍGENO	Gal	360	9,70	3.490,91
POLI-ELECTROLITO	Gal	720	7,88	5.672,73
BIOCIDAS	Gal	540	11,52	6.218,18
TRANSPORTE Y LOGÍSTICA	Barril	118440	0,04	4.737,60
CHEMIFLOW 3575	Gal	7507	12,12	90.994,91
			TOTAL	280.169,69

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

A partir de los datos presentados, se procede a determinar el total de los Costos Operacionales para el escenario 2, el cual se presenta en la Tabla 22. Para los costos asociados a la operación, por recomendación de la compañía, se hace una estimación de incremento anual del 8%.

Tabla 22. Total de Costos Operacionales Escenario 2.

PERIODOS (ANUALES)	1	2	3	4	5
LIFTING COST (USD)	1,251,180	1,448,866	1,631,182	1,798,961	1,952,997
COSTOS ASOCIADOS (USD)	280,170	302,583	326,790	352,933	381,168
OPEX (USD)	1,531,350	1,751,450	1,957,972	2,151,894	2,334,165

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

7.2.3 Escenario 3. Para la estimación de los Costos Operacionales para el Escenario 3, se deben estimar los costos por producción o *Lifting Cost* asociado a la operación contemplando las condiciones en campo si se incluyese la aplicación del aditivo Chemiflow 3575 en cabeza de pozo a una concentración de 750 ppm.

A continuación se detallan los costos por producción o *Lifting Cost* para el escenario 3, el cual permanece equivalente con respecto al escenario actual, ya que la aplicación del Chemiflow 3575 no alteraría el esquema ni las condiciones de producción del Pozo Tilo-2 (Ver Tabla 23).

Tabla 23. Lifting Cost en Dólares para Escenario 3.

PERIODO (ANUAL)	1	2	3	4	5
LIFTING COST (USD/BBL)	10	12	14	16	18
PRODUCCIÓN (BBL)	138,240	133,560	128,880	124,200	119,880
COSTO (USD)	1,382,400	1,602,720	1,804,320	1,987,200	2,157,840

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

El escenario 3 consta de la adición del costo del Chemiflow 3575 como aditivo reductor de viscosidad. De igual forma, Chemioil Colombia ha ofertado mantener la misma tarifa en cuanto al servicio técnico. Así también, los demás costos operacionales permanecerán constantes.

La Tabla 24 presenta a detalle los costos asociados a la operación referidos al escenario 3 en el presente proyecto.

Tabla 24. Costos Asociados a la Operación para el Escenario 3.

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	VALOR TOTAL (USD)
COSTO ENERGÉTICO	Kw/h	1.166.400	0,053	61.819,00
ROMPEDOR DIRECTO	Gal	2160	13,33	28.800,00
SERVICIO TÉCNICO	Día	360	83,33	30.000,00
ADICIONALES	UND	12	3.200,00	24.000,00
INHIBIDOR DE CORROSIÓN	Gal	720	9,09	6.545,45
INHIBIDOR DE INCRUSTACIÓN	Gal	360	9,70	3.490,91
SECUESTRANTE DE OXÍGENO	Gal	360	9,70	3.490,91
POLI-ELECTROLITO	Gal	720	7,88	5.672,73
BIOCIDAS	Gal	540	11,52	6.218,18
TRANSPORTE Y LOGÍSTICA	Barril	118440	0,04	4.737,60
CHEMIFLOW 3575	Gal	12463	12,12	151.062,55
			TOTAL	340.237,33

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

A partir de los datos presentados, se procede a determinar el total de los Costos Operacionales para el escenario 3, el cual se presenta en la Tabla 25. Para los costos asociados a la operación, por recomendación de la compañía, se hace una estimación de incremento anual del 8%.

Tabla 25. Total de Costos Operacionales Escenario 3.

PERIODOS (ANUALES)	1	2	3	4	5
LIFTING COST (USD)	1.382.400	1.602.720	1.804.320	1.987.200	2.157.840
COSTOS ASOCIADOS (USD)	340.237	367.456	396.853	428.601	462.889
OPEX (USD)	1.722.637	1.970.176	2.201.173	2.415.801	2.620.729

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

7.2.4 Escenario 4. Para la estimación de los Costos Operacionales para el Escenario 4, se deben estimar los costos por producción o *Lifting Cost* asociado a la operación contemplando las condiciones en campo si se incluyese la aplicación del aditivo Chemiflow 3575 en cabeza de pozo a una concentración de 1000 ppm.

A continuación se detallan los costos por producción o *Lifting Cost* para el escenario 4, el cual permanece equivalente con respecto al escenario actual, ya que la aplicación del Chemiflow 3575 no alteraría el esquema ni las condiciones de producción del Pozo Tilo-2 (Ver Tabla 26).

Tabla 26. Lifting Cost en Dólares para Escenario 4.

PERIODO (ANUAL)	1	2	3	4	5
LIFTING COST (USD/BBL)	10	12	14	16	18
PRODUCCIÓN (BBL)	139.986	135.086	130.358	125.796	121.393
COSTO (USD)	1.399.860	1.621.038	1.825.018	2.012.735	2.185.075

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

El escenario 4 consta de la adición del costo del Chemiflow 3575 como aditivo reductor de viscosidad. De igual forma, Chemioil Colombia ha ofertado mantener la misma tarifa en cuanto al servicio técnico. Así también, los demás costos operacionales permanecerán constantes.

La Tabla 27 presenta a detalle los costos asociados a la operación referidos al escenario 4 en el presente proyecto.

Tabla 27. Costos Asociados a la Operación para el Escenario 4.

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	VALOR TOTAL (USD)
COSTO ENERGÉTICO	Kw/h	1.166.400	0,053	61.819,00
ROMPEDOR DIRECTO	Gal	2.160	13,33	28.800,00
SERVICIO TÉCNICO	Día	360	83,33	30.000,00
ADICIONALES	UND	12	3.200,00	24.000,00
INHIBIDOR DE CORROSIÓN	Gal	720	9,09	6.545,45
INHIBIDOR DE INCRUSTACIÓN	Gal	360	9,70	3.490,91
SECUESTRANTE DE OXÍGENO	Gal	360	9,70	3.490,91
POLI-ELECTROLITO	Gal	720	7,88	5.672,73
BIOCIDAS	Gal	540	11,52	6.218,18
TRANSPORTE Y LOGÍSTICA	Barril	118.440	0,04	4.737,60
CHEMIFLOW 3575	Gal	16.798	12,12	203.616,00
TOTAL				392.790,78

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

A partir de los datos presentados, se procede a determinar el total de los Costos Operacionales para el escenario 4, el cual se presenta en la Tabla 28. Para los costos asociados a la operación, por recomendación de la compañía, se hace una estimación de incremento anual del 8%.

Tabla 28. Total de Costos Operacionales Escenario 4.

PERIODOS (ANUALES)	1	2	3	4	5
LIFTING COST (USD)	1,399,860	1,621,038	1,825,018	2,012,735	2,185,075
COSTOS ASOCIADOS (USD)	392,791	424,214	458,151	494,803	534,388
OPEX (USD)	1,792,651	2,045,252	2,283,170	2,507,538	2,719,463

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

7.3. EVALUACIÓN DE INGRESOS

Dada la aproximación de precios dada por el Banco Mundial (con fecha de corte de datos de 22 de abril del 2016) referentes al WTI, se hace un estimado de los ingresos que obtendrá la compañía operadora por la comercialización de los hidrocarburos producidos en el Pozo Tilo-2 (Ver Tabla 29).

Tabla 29. Precio de Venta (WTI).

PERIODO ANUAL	1	2	3	4	5
USD/Barril	41.0	50.0	53.3	56.7	60.4

Fuente: Banco Mundial. *Commodity Markets Outlook*. 2016.

Las regalías son una contraprestación económica que debe pagarse al Estado por causa de la explotación de un recurso natural con características no renovables. Las regalías se subdividen en: directas, pagándose éstas a las entidades territoriales donde se hace la explotación del recurso natural, e indirectas, las cuales se destinan exclusivamente a proyectos regionales.³⁸ El pago de las regalías debe ser de acuerdo con el volumen de los hidrocarburos líquidos producidos diariamente. Sobre esta producción, está establecido que se debe tomar en cuenta un porcentaje del 8%; de esta forma se calculan los valores netos con los que se realizará la evaluación económica del proyecto. Los aspectos concernientes al pago de regalías, se encuentran especificados a detalle en la Ley 756 de 2002 en el Artículo 16.

A continuación, la Tabla 30 muestra el cálculo de las producciones netas, según el respectivo pago de regalías para el Escenario Actual. Por sugerencia de la compañía, se hace un decrecimiento estimado de la producción en un 3.5% a partir del segundo año. Adicionalmente, se presentan en la Tabla 30 los ingresos según los datos respectivos de producción.

³⁸ DEPARTAMENTO DE PLANEACIÓN NACIONAL. Las regalías en Colombia- Una herramienta para el fortalecimiento del control social. Ed. Imprenta Nacional de Colombia. Bogotá D.C.: Imprenta nacional de Colombia, 2004. p. 9.

Tabla 30. Producción Neta e Ingresos Totales para Escenario Actual.

PERIODOS (ANUALES)	1	2	3	4	5
PRODUCCIÓN (BPA)	118.440	114.120	110.520	107.280	104.040
REGALÍAS 8% (BPA)	9.475	9.129	8.841	8.582	8.323
PRODUCCIÓN NETA (BPA)	108.965	104.991	101.679	98.698	95.717
PRECIO DE VENTA (USD)	41	50	54	57	60
INGRESOS (USD)	4.467.565	5.249.550	5.439.827	5.596.177	5.781.307

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

A continuación, la Tabla 31 muestra el cálculo de los ingresos totales, a partir de las producciones netas, según el respectivo pago de regalías para el Escenario 2.

Tabla 31. Producción Neta e Ingresos Totales para Escenario 2.

PERIODOS (ANUALES)	1	2	3	4	5
PRODUCCIÓN (BPA)	125.118	120.739	116.513	112.435	108.500
REGALÍAS 8% (BPA)	10.009	9.659	9.321	8.995	8.680
PRODUCCIÓN NETA (BPA)	115.109	111.080	107.192	103.440	99.820
PRECIO DE VENTA (USD)	41	50	54	57	60
INGRESOS (USD)	4.719.451	5.553.988	5.734.770	5.865.062	6.029.118

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

A continuación, la Tabla 32 muestra el cálculo de los ingresos totales, a partir de las producciones netas, según el respectivo pago de regalías para el Escenario 3.

Tabla 32. Producción Neta e Ingresos Totales para Escenario 3.

PERIODOS (ANUALES)	1	2	3	4	5
PRODUCCIÓN (BPA)	138.240	133.560	128.880	124.200	119.880
REGALÍAS 8% (BPA)	11.059	10.684	10.310	9.936	9.590
PRODUCCIÓN NETA (BPA)	127.181	122.876	118.570	114.264	110.290
PRECIO DE VENTA (USD)	41	50	54	57	60
INGRESOS (USD)	5.214.421	6.143.800	6.343.495	6.478.769	6.661.516

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

A continuación, la Tabla 33 muestra el cálculo de los ingresos totales, a partir de las producciones netas, según el respectivo pago de regalías para el Escenario 4.

Tabla 33. Producción Neta e Ingresos Totales para Escenario 4.

PERIODOS (ANUALES)	1	2	3	4	5
PRODUCCIÓN (BPA)	139,986	135,086	130,358	125,796	121,393
REGALÍAS 8% (BPA)	11,199	10,807	10,429	10,064	9,711
PRODUCCIÓN NETA (BPA)	128,787	124,280	119,930	115,732	111,682
PRECIO DE VENTA (USD)	41	50	54	57	60
INGRESOS (USD)	5,280,272	6,213,979	6,416,244	6,562,018	6,745,570

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para determinar la viabilidad financiera de la aplicación del aditivo reductor de viscosidad Chemiflow 3575 en la cabeza del Pozo Tilo-2, se considerarán los indicadores expuestos a continuación.

7.4.1 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). La Tasa de Interés de Oportunidad, conocida a su vez cómo Tasa Interna de Oportunidad, hace referencia a “la tasa

de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto”³⁹.

Para efectos de cálculo para el Valor Presente Neto (VPN) para el proyecto propuesto, se escogió una tasa del 15% anual. Esta tasa fue recomendada por parte de Chemioil Colombia, pues es el valor con el cual evalúan internamente los proyectos de inversión en la compañía.

7.4.2 Valor Presente Neto. El Valor Presente Neto (VPN) es un indicador matemático cuya función es cuantificar la viabilidad de un proyecto específico; en este caso, el VPN será el indicador con el cual se medirá la viabilidad de la inclusión del aditivo Chemiflow 3575 en la operación del Pozo Tilo-2 aplicándolo en cabeza de pozo.

La ecuación presentada a continuación ilustra el método de cálculo del indicador Valor Presente Neto (VPN).

Ecuación 8. Cálculo del Valor Presente Neto.

$$VPN = -A + \frac{F}{(1+i)^n}$$

Fuente. CATACORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la Construcción. 2011. p.7.

Donde:

VPN= Valor Presente Neto.

A= Inversión Realizada.

F= Flujo de Caja Neto

i= Tasa de Descuento. Es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión.

n= Número de periodos para la evaluación del proyecto.

El valor se debe interpretar de la siguiente forma: Si el $VPN > 0$, el proyecto es viable, significando que en moneda del presente, los ingresos son mayores que los egresos. Si por lo contrario el $VPN < 0$, el proyecto no debe realizarse, ya que, en moneda de hoy, los egresos resultan mayores que los ingresos. Si ocurre que el valor del VPN es equivalente a cero (0), los ingresos resultan iguales a los egresos, lo cual indica que para un inversionista le será totalmente indiferente el proyecto.

A continuación se detalla el cálculo del Valor Presente Neto para los cuatro escenarios previamente mencionados.

³⁹ BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano, 2000. p. 197.

7.4.3 Escenario Actual. Para poder cuantificar el Valor Presente Neto, es necesario determinar el Flujo de Caja Neto. El flujo de caja neto se define analíticamente como la diferencia entre la sumatoria de los ingresos y la sumatoria de los egresos para cada periodo, de manera independiente.

Ecuación 9. Flujo de Caja Neto.

$$F_n = \sum Ingresos_n - \sum Egresos_n$$

Donde:

F_n = Flujo de Caja Neto para el Periodo n.

$Ingresos_n$ = Ingresos asociados al periodo n.

$Egresos_n$ = Egresos asociados al periodo n.

Se determina el valor del flujo de caja neto respectivo a cada periodo de la evaluación del proyecto (escenario actual) haciendo uso de la Ecuación 9.

A continuación, se presenta el Flujo de Caja referente a las condiciones del escenario actual. Se detallan los ingresos y los egresos totales respectivos a cada periodo anual (ver Tabla 34). Adicionalmente, se presenta el Flujo de Caja Neto en la Tabla 34.

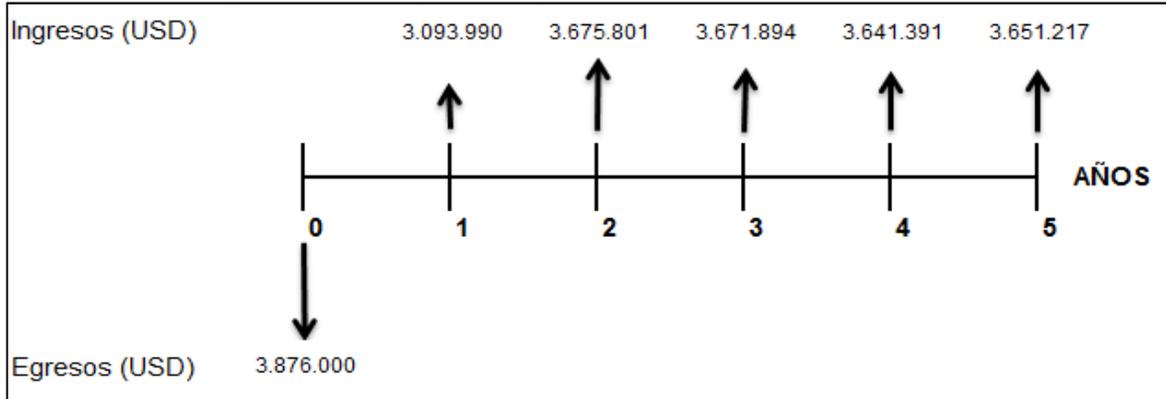
Tabla 34. Flujo de Caja Neto Escenario Actual.

PERIODOS (ANUALES)	0	1	2	3	4	5
TOTAL INGRESOS (USD)	-	4.467.565	5.249.550	5.439.827	5.596.177	5.781.307
TOTAL EGRESOS (USD)	3.876.000	1.373.575	1.573.749	1.767.933	1.954.786	2.130.090
FLUJO DE CAJA NETO (USD)	(3.876.000)	3.093.990	3.675.801	3.671.894	3.641.391	3.651.217

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

Partiendo de lo anterior, se ilustra el flujo de caja neto para el escenario actual, mediante la Gráfica 12.

Gráfica 12. Diagrama del Flujo de Caja Neto Escenario Actual.



Haciendo uso de la Ecuación 8, se calcula el Valor Presente Neto para el Escenario Actual, como se detalla a continuación.

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0,15)} &= -3.876.000 + \frac{3.093.990}{(1 + 0.15)^1} + \frac{3.675.801}{(1 + 0.15)^2} + \frac{3.671.894}{(1 + 0.15)^3} + \frac{3.641.391}{(1 + 0.15)^4} \\
 &\quad + \frac{3.651.217}{(1 + 0.15)^5} \\
 VPN_{(0,15)} &= -3.876.000 + 2.690.426 + 2.779.433 + 2.414.330 + 2.081.977 \\
 &\quad + 1.815.300 \\
 VPN_{(0,15)} &= \$7.905.467 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

7.4.4 Escenario 2. Se determina el valor del flujo de caja neto respectivo a cada periodo de la evaluación del proyecto (escenario 2) haciendo uso de la Ecuación 9. A continuación, se presenta el Flujo de Caja referente a las condiciones del escenario 2. Se detallan los ingresos y los egresos totales respectivos a cada periodo anual (ver Tabla 35). Adicionalmente, se presenta el Flujo de Caja Neto en la Tabla 35.

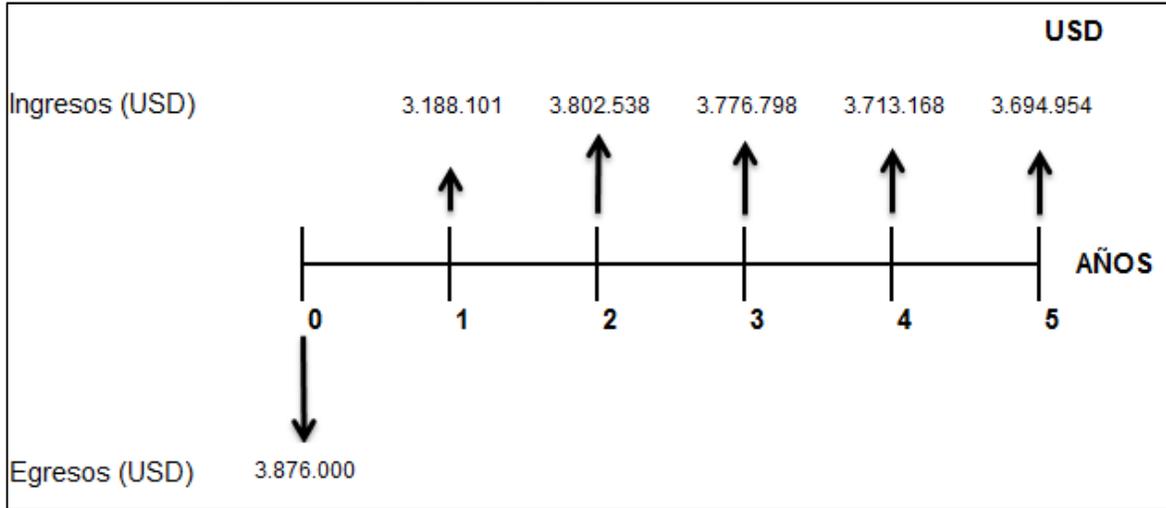
Tabla 35. Flujo de Caja Neto Escenario 2.

PERIODOS (ANUALES)	0	1	2	3	4	5
TOTAL INGRESOS (USD)	-	4,719,451	5,553,988	5,734,770	5,865,062	6,029,118
TOTAL EGRESOS (USD)	3,876,000	1,531,350	1,751,450	1,957,972	2,151,894	2,334,165
FLUJO DE CAJA NETO (USD)	(3,876,000)	3,188,101	3,802,538	3,776,798	3,713,168	3,694,954

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

Partiendo de lo anterior, se ilustra el flujo de caja neto para el escenario 2, mediante la Gráfica 13.

Gráfica 13. Diagrama del Flujo de Caja Neto Escenario 2.



Haciendo uso de la Ecuación 8, se calcula el Valor Presente Neto para el Escenario 2, como se detalla a continuación.

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0,15)} &= -3.876.000 + \frac{3.188.101}{(1 + 0.15)^1} + \frac{3.802.538}{(1 + 0.15)^2} + \frac{3.776.798}{(1 + 0.15)^3} + \frac{3.713.168}{(1 + 0.15)^4} \\
 &\quad + \frac{3.694.954}{(1 + 0.15)^5} \\
 VPN_{(0,15)} &= -3.876.000 + 2.772.262 + 2.875.265 + 2.483.306 + 2.123.016 \\
 &\quad + 1.837.045 \\
 VPN_{(0,15)} &= \$8.214.894 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

7.4.5 Escenario 3. Se determina el valor del flujo de caja neto respectivo a cada periodo de la evaluación del proyecto (escenario 3) haciendo uso de la Ecuación 9.

A continuación, se presenta el Flujo de Caja referente a las condiciones del escenario 3. Se detallan los ingresos y los egresos totales respectivos a cada periodo anual (ver Tabla 36). Adicionalmente, se presenta el Flujo de Caja Neto en la Tabla 36.

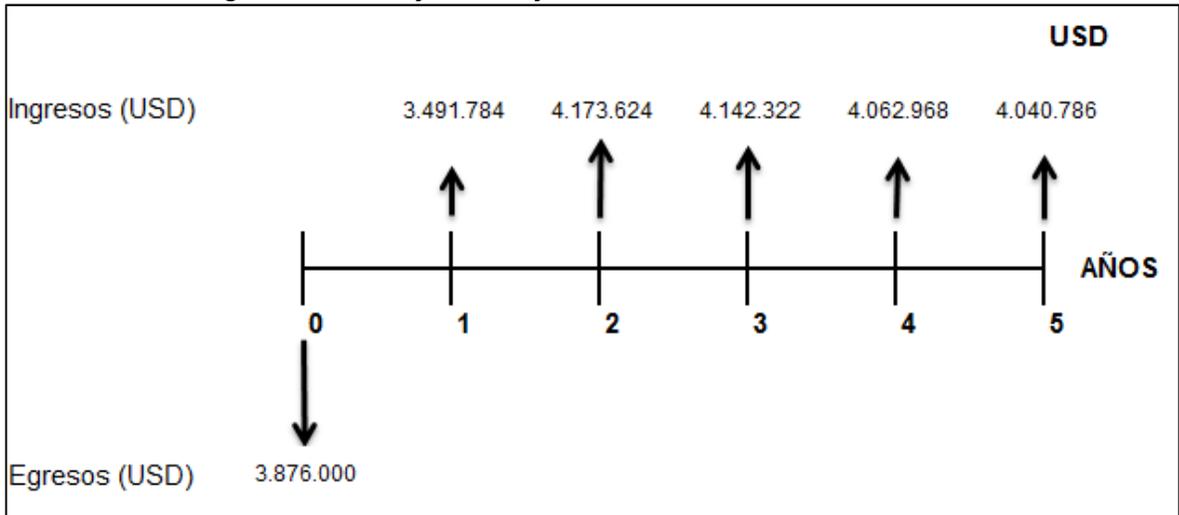
Tabla 36. Flujo de Caja Neto Escenario 3.

PERIODOS (ANUALES)	0	1	2	3	4	5
TOTAL INGRESOS (USD)	-	5.214.421	6.143.800	6.343.495	6.478.769	6.661.516
TOTAL EGRESOS (USD)	3.876.000	1.722.637	1.970.176	2.201.173	2.415.801	2.620.729
FLUJO DE CAJA NETO (USD)	(3.876.000)	3.491.784	4.173.624	4.142.322	4.062.968	4.040.787

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

Partiendo de lo anterior, se ilustra el flujo de caja neto para el escenario 3, mediante la Gráfica 14.

Gráfica 14. Diagrama del Flujo de Caja Neto Escenario 3.



Haciendo uso de la Ecuación 8, se calcula el Valor Presente Neto para el Escenario 3, como se detalla a continuación.

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0,15)} &= -3.876.000 + \frac{3.491.784}{(1 + 0.15)^1} + \frac{4.173.624}{(1 + 0.15)^2} + \frac{4.142.322}{(1 + 0.15)^3} + \frac{4.062.968}{(1 + 0.15)^4} \\
 &\quad + \frac{4.040.786}{(1 + 0.15)^5} \\
 VPN_{(0,15)} &= -3.876.000 + 3.036.334 + 3.155.859 + 2.723.644 + 2.323.015 \\
 &\quad + 2.008.985 \\
 VPN_{(0,15)} &= \$9.371.837 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

7.4.6 Escenario 4. Se determina el valor del flujo de caja neto respectivo a cada periodo de la evaluación del proyecto (escenario 4) haciendo uso de la Ecuación 9.

A continuación, se presenta el Flujo de Caja referente a las condiciones del escenario 4. Se detallan los ingresos y los egresos totales respectivos a cada periodo anual (ver Tabla 37). Adicionalmente, se presenta el Flujo de Caja Neto en la Tabla 37.

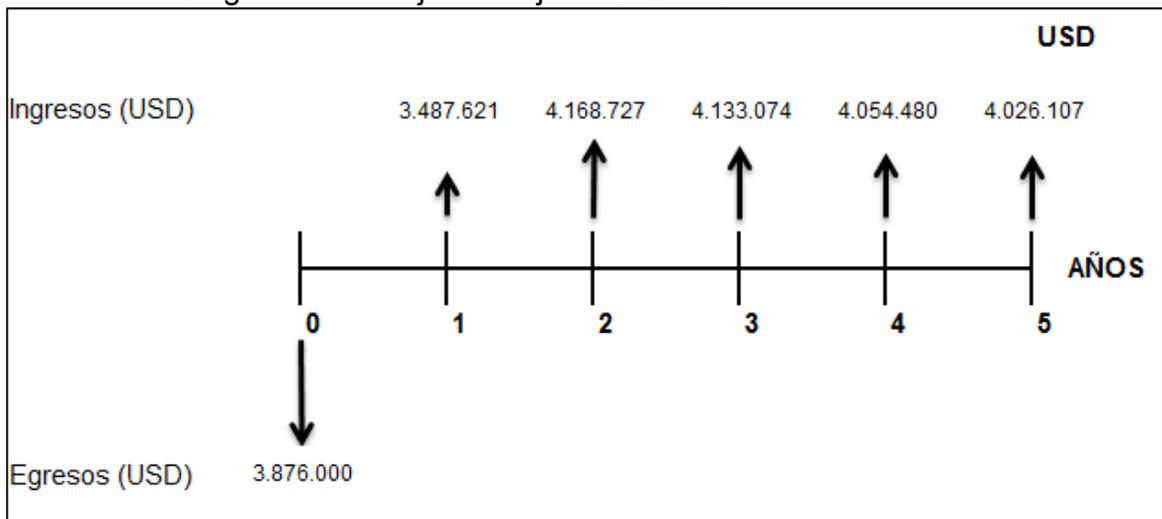
Tabla 37. Flujo de Caja Neto Escenario 4.

PERIODOS (ANUALES)	0	1	2	3	4	5
TOTAL INGRESOS (USD)	-	5.280.272	6.213.979	6.416.244	6.562.018	6.745.570
TOTAL EGRESOS (USD)	3.876.000	1.792.651	2.045.252	2.283.170	2.507.538	2.719.463
FLUJO DE CAJA NETO (USD)	(3.876.000)	3.487.621	4.168.727	4.133.074	4.054.480	4.026.107

Fuente: Chemioil Colombia. Informe Anual Clientes y Proveedores. 2015.

Partiendo de lo anterior, se ilustra el flujo de caja neto para el escenario 4, mediante la Gráfica 15.

Gráfica 15. Diagrama del Flujo de Caja Neto Escenario 4.



Haciendo uso de la Ecuación 8, se calcula el Valor Presente Neto para el Escenario 4, como se detalla a continuación.

$$\begin{aligned}
VPN_{(0,15)} &= -3.876.000 + \frac{3.487.621}{(1 + 0.15)^1} + \frac{4.168.727}{(1 + 0.15)^2} + \frac{4.133.074}{(1 + 0.15)^3} + \frac{4.054.480}{(1 + 0.15)^4} \\
&\quad + \frac{4.026.107}{(1 + 0.15)^5} \\
VPN_{(0,15)} &= -3.876.000 + 3.032.714 + 3.152.156 + 2.717.563 + 2.318.162 \\
&\quad + 2.001.687 \\
VPN_{(0,15)} &= \$9.346.282 \text{ USD}
\end{aligned}$$

7.5 CONCLUSIÓN FINANCIERA

Como resultado de la evaluación financiera previamente realizada, es notable que la opción más provechosa para la compañía, tomando como referencia un periodo de cinco (5) años, es el de aplicar el aditivo reductor de viscosidad Chemiflow 3575 en la cabeza del Pozo Tilo-2, a una concentración de 750 ppm (Escenario 3).

En los tres escenarios en donde se incorpora la aplicación del aditivo reductor de viscosidad Chemiflow 3575, los costos operacionales adicionales en los que se incurre por la adición del aditivo son recuperados en el mismo periodo de tiempo. Esto se ve ratificado en los flujos de caja netos, los cuales son positivos desde el periodo 1 hasta el 5 con magnitudes significativas.

El Valor Presente Neto para el Escenario Actual equivale a \$7.905.467 USD, para el Escenario 2 es \$8.214.894 USD, para el Escenario 3 es \$9.371.837 USD, y para el Escenario 4 es \$9.346.282 USD. Es así como sobresalen los Escenarios 3 y 4, siendo los más significativos y presentando cercanía entre sí.

Sin embargo, existe una diferencia entre el VPN de los Escenarios 3 y 4. El VPN del Escenario 3 (Chemiflow 3575 a 750 ppm) está por encima del VPN del Escenario 4 por \$25.554 USD, y a su vez, se encuentra a \$1.466.370 USD del VPN del Escenario Actual; esto representa un aumento en el VPN del Escenario 3 en un 0.27% con respecto al Escenario 4 y en un 18.55% con referencia al Escenario Actual.

8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda incorporar al análisis, el efecto directo que tiene el Chemiflow 3575 sobre la emulsión, ya que, al facilitar el proceso de rompimiento de estas, puede reducir considerablemente la dosificación de otros productos químicos como los Rompedores de Emulsión.
- Se recomienda evaluar el efecto que tendría el Chemiflow 3575 como mejorador de flujo en oleoductos, facilidades y líneas en superficie.
- Se recomienda evaluar el desempeño del aditivo reductor de viscosidad Chemiflow 3575 inyectándolo directamente en la formación sugiriéndose esta operación mediante una unidad de Coiled Tubing.
- Se recomienda evaluar la influencia del Chemiflow 3575 sobre la columna hidrostática de un pozo, al ser aplicado vía capilar en fondo de pozo.
- Se recomienda monitorear los parámetros del agua de producción después de la aplicación del aditivo reductor de viscosidad Chemiflow 3575 para evaluar posibles implicaciones en el proceso que repercutan en costos operacionales adicionales.

9. CONCLUSIONES

- El crudo del Pozo Tilo-2 es considerablemente viscoso, por lo cual se genera la necesidad de encontrar alternativas que permitan mejorar las condiciones de producción.
- Un aditivo reductor de viscosidad base solvente presenta muchos más beneficios y menos inconvenientes que uno base agua o base polímero, debido a su compatibilidad con el fluido de interés (petróleo).
- El aditivo reductor de viscosidad Chemiflow 3575 generó una disminución importante en la viscosidad del crudo del Pozo Tilo-2, identificándose el punto crítico para su concentración parcial (únicamente a partir de las pruebas de laboratorio) entre 500 y 1000 ppm, ya que gráficamente, el gradiente de reducción de viscosidad a concentraciones mayores no es relevante.
- Tras modelar el sistema petrolífero de forma virtual en el programa de simulación de flujo Pipesim, teniendo en cuenta el beneficio del reductor de viscosidad, se cuantificó una tasa de producción de 1099 BFPD para el escenario a 750 ppm. En el escenario de 1000 ppm, la tasa de producción aumenta tan solo en 12 BFPD (de 1099 a 1111 BFPD) con respecto al de 750 ppm, mientras que el escenario de 750 ppm aumentó 106 BFPD con respecto al resultado a 500 ppm (de 993 a 1099 BFPD; BS&W 65%). Es notorio que, en términos de caudales, el escenario más atractivo es el de 750 ppm.
- Las condiciones de diseño que se cargaron como datos de entrada en Pipesim fueron acertadas ya que la gráfica IPR en donde la curva de demanda correspondiente al completamiento del pozo permanece constante a lo largo del tiempo después del punto de operación, esto señala que es un diseño confiable.
- La evaluación financiera demostró que la opción más beneficiosa para la compañía es la aplicación del reductor de viscosidad Chemiflow 3575 en cabeza de pozo a 750 ppm. La incorporación del Chemiflow 3575 al esquema de tratamiento químico del Pozo Tilo-2 genera un aumento del Valor Presente Neto en todas las concentraciones (500 ppm, 750 ppm, 1000 ppm). Sin embargo, los valores más significativos del VPN son los asociados a las concentraciones de 750 ppm y 1000 ppm. El Valor Presente Neto para el Escenario de 750 ppm equivale a \$9.371.837 USD, mientras que el VPN para el escenario de 1000 ppm es \$9.346.282 USD. Es notable que el VPN de la opción de aplicación del Chemiflow 3575 a 750 ppm supera en \$25.554 USD al VPN resultante con 1000 ppm de concentración de aditivo (representando que el escenario de 750 ppm es mayor que el de 1000 ppm en un 0.27%). La aplicación del aditivo reductor de viscosidad Chemiflow 3575 a 750 ppm,

presenta un VPN (para un periodo de 5 años) de \$9.371.837 USD. El escenario actual tiene un VPN, para el mismo periodo de tiempo, de \$7.892.095. Se evidencia un aumento de \$1.479.742 USD (esto representa un aumento del 18.75%).

- La aplicación del aditivo reductor de viscosidad Chemiflow 3575 a 750 ppm, presenta una tasa de producción de 1099 BFPD (65% BS&W), en contraste con la tasa de producción actual, la cual corresponde a 940 BFPD. Se evidencia un aumento de 159 BFPD con el aditivo a 750 ppm (esto representa un aumento del 16.91%).
- Realizar un tratamiento químico con un reductor de viscosidad requiere tener en consideración un aumento significativo en los costos operativos (23%); sin embargo, el aumento en la tasa de producción respalda cómodamente este gasto adicional.
- El %BS&W dentro de la historia de producción del campo presenta un aumento del 55% hasta el 65%. Asociado a lo anterior, el caudal de producción diario de crudo en el Campo Tilodirán decreció desde 1350 BOPD (año 2006) hasta 329 BOPD (año 2016), representando una reducción del 75%. Sin embargo, si se decidiera aplicar el aditivo reductor de viscosidad Chemiflow 3575 la tasa de producción decrecería solamente hasta 1099 BOPD, representando una reducción del 19% (con respecto al mismo caudal de crudo del año 2006).

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos – Cuenca Llanos Orientales, 2012

AGUIRRE, Eduardo y VIVAS, Yoel. Completación de Pozos. El Cid Editor – Ingeniería. Venezuela, 2007.

ALBOUDWAREJ, Hussein, et al. La Importancia del Petróleo Pesado. Oilfield Review. Schlumberger. 2006.

ALLENSON, Stephan, et al. Application of Emulsion Viscosity Reducers to Lower Produced Fluid Viscosity. OTC 22443, 2011.

BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano, 2000.

BIN, Ding, et al. Synthesis and Evaluation of a Macromolecular Viscosity Reducer for Venezuela Heavy Oil. SPE 176402, 2015.

BLANCO, Citlalli. Rendimiento de Emulsificantes en la elaboración de un fluido de alta densidad, pág. 13. México, 2011.

CASTRO, Josmary, Crudos Pesados y Extra pesados. [En Línea] <<http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2008/10/crudos-pesados-y-extrapesados.html>> [Citado el 30 de Octubre de 2015].

CHEMIOIL COLOMBIA SERVICES SAS. Informe Anual Clientes y Proveedores. Cota, 2015.

CHEMIOIL COLOMBIA SERVICES SAS. Facilidades de Investigación – Laboratorio Chemioil Colombia. Cota, 2016.

CHARITAT, P. et al. Tocaría Oil and Gas Field and La Gloria Norte Oil Field, two examples of Casanare Hydrocarbon Fields. II Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Vol. I. Bogotá, 1985.

DEPARTAMENTO DE PLANEACIÓN NACIONAL. Las regalías en Colombia- Una herramienta para el fortalecimiento del control social. Ed. Imprenta Nacional de Colombia. Bogotá D.C.: Imprenta nacional de Colombia, 2004.

DÍAZ, Armando, FALCON, José. Estudio reológico de emulsiones de petróleo crudo en agua. Tecnología Química. Cuba: Universidad de Oriente, 2010.

ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera Edición. Universidad Surcolombiana. Neiva, Colombia. 2008.

GHLOUM, Ebtisam, et al. Selection of Suitable Viscosity Reducer to Facilitate Test Production of Heavy Oil and Deep Reservoir. SPE 175312. 2015.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal. [En Línea] <www.oilproduction.net> [Citado el 29 de Octubre de 2015].

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización, Bogotá: el Instituto, 2008, p. 1.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: el Instituto, 2008, p. 12.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá: el Instituto, 1998, p. 12.

JULIVERT, Manuel. Léxico EstratiGráfica Internacional Volumen V. Ingeominas. Bogotá, 1999.

MEYERS, Robert. Manual de procesos de producción petroquímicos. Tomo I. McGraw-Hill Interamericana. México, 2008.

MEYERS, Robert. Manual de procesos de producción petroquímicos. Tomo II. McGraw-Hill Interamericana. México, 2008.

MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos Aplicada. Prentice Hall Hispanoamericana, 4ª Edición. 1996.

ORTIZ RAMOS, Sandra y ZABALA GARCÉS, Wilson. Diseño de las Principales Facilidades de Superficie para la Deshidratación del Crudo Proveniente de la Formación San Fernando a Escala Piloto. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, 2009.

ORTUÑO ALZATE, Salvador. El Petróleo, usos y escenarios. FCE-Fondo de Cultura Económica. México, 2010.

SCHLUMBERGER. Simulador de Flujo Pipesim. Edición 2012.

PÉREZ, V., BOLIVAR, L. Desarrollo Campo Apiay. II Simposio Bolivariano de Cuencas Subandinas Vol. I. Bogotá. 1985.

RAASVELDT, 1956, citado por Hubac. Colombia. Léxico EstratiGráfica Internacional. Volumen V. Fascículo 4b. París. 1957.