

DILUCIÓN EN FONDO DE POZO PARA AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO EN CAMPOS COLOMBIANOS

**JESÚS EDUARDO PLATA GARCÍA
CHRISTIAN FERNANDO ROMERO QUINTERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DILUCIÓN EN FONDO DE POZO PARA AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO EN CAMPOS COLOMBIANOS

**JESÚS EDUARDO PLATA GARCÍA
CHRISTIAN FERNANDO ROMERO QUINTERO**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
de Petróleos**

Director:
ING. CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ
Ingeniero de Petróleos

Codirector:
ING. CARLOS ANDRÉS DÍAZ PRADA
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

AGRADECIMIENTOS

A los ingenieros César Augusto Pineda Gómez y Carlos Andrés Díaz Prada por la colaboración y dedicación brindada en la dirección del presente proyecto de grado, por su tiempo y conocimientos compartidos.

Al Instituto Colombiano del Petróleo, ICP-ECOPETROL S.A., por la información suministrada para el desarrollo del proyecto de grado.

A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

DEDICATORIA

Mi más importante agradecimiento a quien me enseñó a soñar, a quien me enseñó a creer y a luchar por mis sueños, a quien me ha dado la vida para alcanzarlos, a mi Buen y Misericordioso Dios.

Gracias, también, a mis padres, mis héroes.
Sus sacrificios y sus luchas han sido el reflejo de su confianza y amor incondicional.
Gracias José y Fabiola.

Gracias a mis queridos hermanos: Mary, Fabio y Dora.
Gracias por todo su ánimo, apoyo y cariño.

Gracias a toda mi familia.
Gracias por esa compañía, fuerza y alegría que siempre me han ofrecido.

Gracias Chisfero, mi compañero de proyecto, Yenyfer Vallén, Carito, Sairek, Juley, Laura, Cheribel, Sandrita, Karen Nataly, Adriana, Clau, Jenny Delgado, Diana, María Claudia, María Cristina, Yenycita, Joanna, María O, Ladycilla, Jury, Dalgys, Lady Balaguerita, Saraith, Kathe, Marce Gutiérrez, Silvia, Lina, Anaya, César, Christian Taborda, Dhiego, Michael, Jose David, Isaías, Abelardo, Castiblanco, Enson, Romario, Didier, Robert, Ivan, Emilio, Fabian Cárdenas, Fabian Cáceres, Jair, Kevin, Omar, Oscar Rueda, Oscar Salcedo, Ruben, Samuel, Sebastian, Victor Julio, Wilmer, Jacobo, Luis Adame, Camilo, Leo, Chaverra, Oviedo, Javier, P. Freddy, hermanitas concepcionistas, en especial María Clara y Viviana, familia del restaurante Bahareque, por tantos años compartidos, consejos dados, enseñanzas a través del ejemplo y por las sonrisas, porque reír es saber vivir.

A todos gracias por su compañía, fuerza, alegría y oración.
Dios los acompañe y bendiga siempre.

Jesús

DEDICATORIA

A Dios por otorgarme grandes cosas, una gran familia, grandes amigos y hacer de mí una gran persona.

A mi familia, a mi madre por darme la vida y junto con mi hermano darme todo el apoyo y la fuerza para seguir adelante en momentos difíciles además de orientarme y aconsejarme para lograr una meta más en esta etapa de mi vida.

A mis amigos, por permitirme compartir grandes momentos en este ciclo y por ayudarme en el transcurso de mis estudios para seguir adelante y lograr las metas propuestas.

A mis maestros que de una u otra forma contribuyeron en mi formación y aportaron su experiencia para así llegar a ser un buen profesional.

Christian

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	20
OBJETIVOS	23
1. CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS	24
1.1 PROPIEDADES FÍSICAS	25
1.2 DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS	26
1.3 TÉCNICAS DE EXPLOTACIÓN CONVENCIONAL	30
1.4 TÉCNICAS DE EXPLOTACIÓN NO CONVENCIONAL	31
2. FUNDAMENTOS DE LA TÉCNICA DE DILUCIÓN	32
2.1 TIPOS DE DILUENTE	33
2.1.1 Crudos Livianos.	33
2.1.2 Nafta.	33
2.2 SELECCIÓN DEL DILUENTE.....	34
2.3 INYECCIÓN DEL DILUENTE	34
2.4 CASOS DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE DILUCIÓN	35
2.5 VARIABLES FÍSICAS RELACIONADAS CON EL PROCESO DE DILUCIÓN	39
2.5.1 Porcentaje de Nafta.....	39
2.5.2 Gravedad API de la Nafta.....	39

2.5.3	Relación Gas – Aceite (GOR)	40
2.5.4	Corte de Agua (BSW).....	41
2.5.5	Frecuencia de la Bomba.....	41
2.6	VARIABLES OPERATIVAS RELACIONADAS CON EL PROCESO DE DILUCIÓN	41
2.6.1	Caudal de Aceite.	41
2.6.2	Viscosidad de la Mezcla.	42
2.6.3	Densidad del Aceite.	43
2.6.4	Gravedad API de la Mezcla.	44
3.	GENERALIDADES DEL CAMPO DE APLICACIÓN EN COLOMBIA	45
3.1	RESEÑA HISTÓRICA.....	46
3.2	GEOLOGÍA.....	46
3.3	CARACTERIZACIÓN DEL POZO DE ESTUDIO	47
3.3.1	Propiedades del Fluido.....	49
3.3.2	Propiedades PVT.	49
3.3.3	Datos del Pozo.....	50
3.3.4	Datos del Bombeo Electro Sumergible.	52
4.	DISEÑO EXPERIMENTAL	53
4.1	METODOLOGÍA.....	53
4.1.1	Recopilación, Revisión y Selección del Material Bibliográfico.....	53
4.1.2	Conceptualización de la Dilución en Fondo de Pozo.	54
4.1.3	Simulación del Proceso de Dilución.	54
4.1.4	Análisis de Resultados.	55

4.2	DEFINICIÓN DE VARIABLES	55
4.2.1	Variables Dependientes.	55
4.2.2	Variables Independientes.	55
4.2.3	Variables de Control.	56
4.3	ESCENARIOS A MODELAR	57
4.3.1	Construcción del Modelo Físico.....	57
4.3.2	Modelo del Pozo.	58
4.3.3	Correlaciones de Flujo.	69
4.3.4	Definición de las variaciones a desarrollar.	70
4.4	PARÁMETROS OPERACIONALES A ANALIZAR.....	70
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	72
5.1	CAUDAL DE ACEITE	72
5.1.1	Variable Independiente: Gravedad API de la Nafta.	72
5.1.2	Variable Independiente: Relación Gas-Aceite (GOR).....	74
5.1.3	Variable Independiente: Corte de Agua (BSW).	75
5.1.4	Variable Independiente: Frecuencia de la Bomba.	76
5.2	VISCOSIDAD DE LA MEZCLA	78
5.2.1	Variable Independiente: Gravedad API de la Nafta.	78
5.2.2	Variable Independiente: Relación Gas-Aceite (GOR).....	80
5.2.3	Variable Independiente: Corte de Agua (BSW).	81
5.2.4	Variable Independiente: Frecuencia de la Bomba.	83
5.3	DENSIDAD DEL ACEITE	84
5.3.1	Variable Independiente: Gravedad API de la Nafta.	84

5.3.2	Variable Independiente: Relación Gas-Aceite (GOR).....	86
5.3.3	Variable Independiente: Corte de Agua (BSW).	87
5.3.4	Variable Independiente: Frecuencia de la Bomba.	89
5.4	GRAVEDAD API DE LA MEZCLA	90
5.4.1	Variable Independiente: Gravedad API de la Nafta.	90
5.4.2	Variable Independiente: Relación Gas-Aceite (GOR).....	92
5.4.3	Variable Independiente: Corte de Agua (BSW).	93
5.4.4	Variable Independiente: Frecuencia de la Bomba.	95
CONCLUSIONES		97
RECOMENDACIONES.....		99
BIBLIOGRAFÍA.....		100
ANEXOS		103

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación del crudo según la gravedad API.	40
Tabla 2. Información general del pozo de estudio.	47
Tabla 3. Propiedades del fluido.	49
Tabla 4. Viscosidad del aceite muerto.	49
Tabla 5. Datos de viscosidad de las emulsiones.	50
Tabla 6. Configuración de la tubería / Tubería de producción.	50
Tabla 7. Perfil geotérmico / Tubería de producción.	51
Tabla 8. Perfil de desviación / Tubería de producción.	51
Tabla 9. Información general de la bomba.	52
Tabla 10. Características de la bomba.	52
Tabla 11. Variables independientes.	56
Tabla 12. Variables de control.	56
Tabla 13. Variaciones a desarrollar.	70
Tabla 14. Variables operativas relacionadas con el proceso de dilución.	71

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Clasificación de los crudos pesados, extrapesados y bitumen según su gravedad API y viscosidad.....	26
Figura 2. Total de reservas de petróleo del mundo.	27
Figura 3. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela.	28
Figura 4. Área de interés exploratorio para crudos pesados en Colombia.	29
Figura 5. Pozo horizontal terminado con un solo tramo lateral.....	37
Figura 6. Esquema de un completamiento típico para ESP en un pozo vertical con un tubing de 4 ½" y la línea del diluyente en fondo de pozo de 1,3".	38
Figura 7. Efecto de dilución en la viscosidad del crudo pesado.	43
Figura 8. Localización del Campo Chichimene.	45
Figura 9. Estado mecánico del pozo.	48
Figura 10. Esquema general del pozo.	58
Figura 11. Propiedades del fluido Black Oil.	59
Figura 12. Datos de viscosidad del aceite muerto y la emulsión.	60
Figura 13. Pozo vertical / Propiedades del yacimiento.	61
Figura 14. Tubería de producción / Perfil de desviación.	62
Figura 15. Tubería de producción / Perfil geotérmico.....	63
Figura 16. Tubería de producción / Configuración de la tubería.....	64
Figura 17. Selección de la bomba (BES).	65
Figura 18. Características de la bomba (BES).	66
Figura 19. Temperatura del diluyente a la entrada de la bomba.	67
Figura 20. Información del diluyente.	68
Figura 21. Correlaciones de flujo.	69

Figura 22. Caudal de aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la gravedad API.	73
Figura 23. Caudal de aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto al GOR.	74
Figura 24. Caudal de aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto al BSW.	76
Figura 25. Caudal de aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la frecuencia de la bomba.	77
Figura 26. Viscosidad de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la gravedad API.	79
Figura 27. Viscosidad de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto al GOR.	80
Figura 28. Viscosidad de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto al BSW.	82
Figura 29. Viscosidad de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la frecuencia de la bomba.	83
Figura 30. Densidad del aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la gravedad API.	85
Figura 31. Densidad del aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto al GOR.	87
Figura 32. Densidad del aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto al BSW.	88
Figura 33. Densidad del aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la frecuencia de la bomba.	89
Figura 34. Gravedad API de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la gravedad API del diluyente.	91
Figura 35. Gravedad API de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto al GOR.	93
Figura 36. Gravedad API de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto al BSW.	94
Figura 37. Gravedad API de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la frecuencia de la bomba.	95

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Caudal incremental Vs. % Nafta y ΔQ_o Vs. % Nafta, para una gravedad API de 74°.	103

RESUMEN

TÍTULO: DILUCIÓN EN FONDO DE POZO PARA AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO EN CAMPOS COLOMBIANOS ¹

AUTORES: JESÚS EDUARDO PLATA GARCÍA
CHRISTIAN FERNANDO ROMERO QUINTERO ²

PALABRAS CLAVES: Dilución, Fondo de pozo, Producción, Crudo Pesado, Campos colombianos, Simulación.

DESCRIPCIÓN

En la actualidad, los crudos pesados, extrapesados y las arenas bituminosas representan el mayor porcentaje de reservas de hidrocarburos del panorama mundial, aspecto que sumado a una demanda energética en crecimiento y a precios que posibilitan su explotación comercial, los convierte en recursos fundamentales para la economía mundial. Sin embargo, estos yacimientos requieren mayores desafíos para su explotación, transporte, refinación y comercialización. Colombia, al igual que otros países, posee áreas de interés para estos crudos. Potencial presente en las cuencas de los Llanos Orientales y el Valle Medio del Magdalena.

Una de las técnicas usadas para aumentar la producción de hidrocarburos pesados es modificar la viscosidad y la densidad del crudo original mediante la dilución con hidrocarburos livianos y medianos, y de mejor calidad como la nafta, facilitando su movilidad. Este proyecto contempló el estudio de los alcances de este proceso físico en términos de dilución en el fondo de pozo. Para ello se valoraron el efecto de aquellas variables físicas y operativas involucradas en la aplicabilidad del método, mediante un ejercicio de modelamiento del proceso.

El proceso de dilución en fondo de pozo es una alternativa técnicamente atractiva en campos de crudo pesado. Esto se debe a que reduce tanto la viscosidad como la densidad del crudo original. Además, tiene un efecto positivo en el comportamiento de la producción, ya que ésta se ve incrementada con la aplicabilidad de dicha técnica.

¹ Trabajo de Grado.

² Aspirantes al título de Ingeniero de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Ing. César Augusto Pineda Gómez.

ABSTRACT

TITLE: DOWNHOLE DILUTION TO INCREASE THE HEAVY OIL PRODUCTION IN COLOMBIAN FIELDS³

AUTHORS: JESÚS EDUARDO PLATA GARCÍA
CHRISTIAN FERNANDO ROMERO QUINTERO ⁴

KEY WORDS: Dilution, Downhole, Production, Heavy Oil, Colombian Fields, Simulation.

DESCRIPTION

At present, heavy oils, extra heavy oil and tar sands represent the largest percentage of hydrocarbon reserves in the world scene, something that added to a growing energy demand and prices that enable his commercial exploitation, these resources become essential to the economy world. However, these reservoirs require greater challenges for exploitation, transportation, refining and marketing.

Colombia, like other countries, has areas of interest for these crudes. Potential present in the basins of the eastern plains and middle Magdalena valley.

One of the techniques used to increase the heavy oil production is modify the viscosity and density of the original crude by dilution with lighter and medium hydrocarbons and higher quality as naphtha, facilitating their mobility. This project involved the study of the scope of this physical process in terms of dilution downhole. This assessed the effect of those physical and operational variables involved in the applicability of the method, using a process modeling exercise.

The downhole dilution process is an attractive alternative technique in heavy oil fields. This is because reduces both the viscosity and density of the original crude. It also has a positive effect in the production behavior, as it is increased whit the applicability of the technique.

³ Degree Project.

⁴ Petroleum Engineers Candidates of the Industrial University of Santander. Faculty of Physical-Chemistry. School of Petroleum Engineering. Director. Ing. César Augusto Pineda Gómez.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los crudos pesados, extrapesados y las arenas bituminosas representan el mayor porcentaje de reservas de hidrocarburos, 70% ^[1] del panorama mundial distribuidos de la siguiente manera: petróleo pesado (15%), petróleo extrapesado (25%) y arenas petrolíferas y bitumen (30%). Aspecto que sumado a una demanda energética en crecimiento y a precios que posibilitan su explotación comercial, los convierte en recursos fundamentales para la economía mundial. Sin embargo, estos yacimientos requieren mayores desafíos para su explotación, transporte, refinación y comercialización.

Los crudos pesados, extrapesados y las arenas bituminosas se caracterizan por poseer altas a muy altas viscosidades, bajos valores de gravedad API y alto contenido de impurezas, metales pesados, azufre y nitrógeno. Debido a estos factores su flujo a través del yacimiento, la tubería de producción y el sistema de recolección es más complejo a niveles donde resulta imposible a condiciones normales de operación.

Colombia, al igual que otros países, posee áreas de interés para estos crudos. El potencial de crudos pesados de Colombia se concentra en dos cuencas principales: La cuenca Llanos y en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

^[1] http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf

Una de las técnicas usadas para aumentar la producción de hidrocarburos pesados es modificar la viscosidad y la densidad del crudo original mediante la dilución con hidrocarburos más livianos y de mejor calidad como la nafta, facilitando su movilidad. Así mismo, hoy existen innumerables softwares que aplican dicha técnica, entre ellos se encuentra PIPESIM, software desarrollado por Schlumberger, el cual cuenta con los recursos necesarios para manejar sistemas de producción con levantamiento artificial electro sumergible (BES), como se aplicará en este caso.

A continuación se presentan los alcances de este proceso físico en términos de dilución en fondo de pozo, buscando valorar el efecto de aquellas variables físicas y operativas que puedan influenciar en la aplicabilidad del método, mediante un ejercicio de modelamiento del proceso.

La estructura del presente texto se ha establecido en 5 capítulos para proveer al lector un mejor entendimiento del trabajo aquí expuesto. El capítulo uno se ha enfocado en dar las características de los crudos pesados y su importancia en la industria energética en Colombia y el mundo, además se habla acerca de la diferentes técnicas de explotación como lo son las convencionales y las no convencionales.

En el capítulo dos se presenta los conceptos referentes a la técnica de dilución en fondo de pozo; como lo son los conceptos generales de la utilización, los diferentes tipos de diluentes, los casos de aplicación y un concepto general acerca de las variables físicas y operativas involucradas en la técnica.

En el capítulo tres se presenta el campo seleccionado para el estudio de la técnica y sus características principales. Además se presenta el pozo elegido para el estudio, así como sus propiedades y las propiedades del fluido analizado.

El capítulo cuarto se enfoca directamente en el proceso experimental partiendo de la metodología empleada, pasando por el proceso de modelamiento y simulación del pozo de estudio mediante el software PIPESIM y finalizando con el análisis de resultados tanto de las variables dependientes como independientes.

El último capítulo se enfoca en la interpretación, el análisis y las conclusiones del proceso de dilución en fondo de pozo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar el impacto de la aplicación del proceso de dilución en fondo de pozo para favorecer la producción de crudo pesado en un campo colombiano.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar a través de la literatura el proceso de adición de diluentes en fondo de pozo.
2. Definir las variables físicas y operativas involucradas en el proceso para la realización del modelamiento.
3. Simular el proceso de dilución a partir de las condiciones de flujo de las mezclas en pozo de un caso de estudio.
4. Evaluar las simulaciones desarrolladas, valorando las variables de mayor influencia y su impacto sobre distintas relaciones y condiciones de mezcla.

1. CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

Originalmente, cuando la roca generadora produce petróleo crudo, éste no es pesado. Los expertos en geoquímica generalmente coinciden en que casi todos los petróleos crudos comienzan con densidades de entre 30 y 40 °API. El petróleo se vuelve pesado sólo luego de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. La degradación se produce a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos.

La biodegradación produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/petróleo (GOR) e incrementando la densidad, la acidez, la viscosidad y el contenido de azufre y de otros metales. A través de la biodegradación, los petróleos pierden además una importante fracción de su masa original.

La bacteria transportada por el agua superficial metaboliza los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos en moléculas más pesadas. Las aguas de formación también remueven hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua. El petróleo crudo también se degrada por volatilización cuando un sello de pobre calidad permite que las moléculas más livianas se separen y escapen.

El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes; Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado. La naturaleza somera de la mayoría de las acumulaciones de petróleo pesado se debe a que muchas se descubrieron tan pronto como se establecieron las poblaciones en sus proximidades.

1.1 PROPIEDADES FÍSICAS

Los petróleos densos y viscosos, denominados petróleos pesados, presentan retos de producción especiales pero no insuperables.

Los petróleos crudos naturales exhiben un amplio espectro de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura de yacimiento es generalmente la medida más importante para un productor de hidrocarburos porque determina cuán fácilmente fluirá el petróleo. La densidad es más importante para el refinador de petróleo porque es un mejor indicador de los derivados de la destilación.

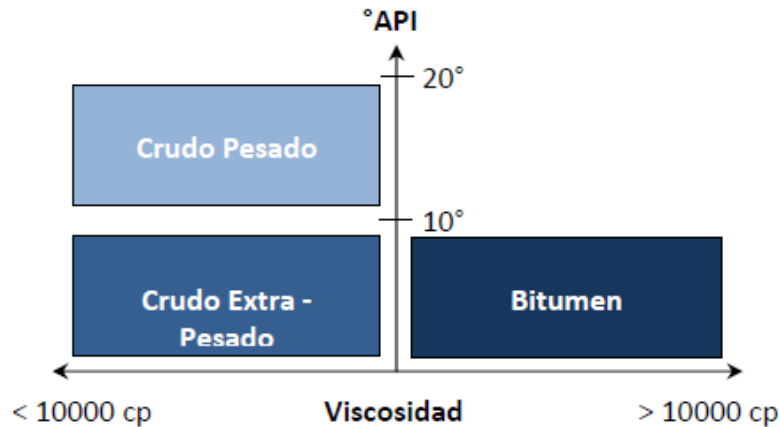
El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés), define al petróleo pesado como aquél que presenta densidades API de entre 10° y 22,3°. Los petróleos de 10° API o menor densidad se conocen como extrapesados y bitumen porque son más densos que el agua. La viscosidad en yacimiento hace la diferencia entre estos.

La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados se considera alta y puede fluctuar entre menos de 20 cp [0.02 Pa.s] y más de 1'000.000 cp [1.000 Pa.s].

Además de su gravedad API y viscosidad, los crudos pesados se caracterizan por poseer propiedades físicas y químicas definidas, tales como:

- Alto punto de fluidez: 80 °F – 100 °F.
- Alto contenido de metales pesados como níquel y vanadio.
- Alto contenido de azufre y nitrógeno.
- Alta relación gas-aceite (GOR).
- Salinidad del crudo.
- Producción de arena.

Figura 1. Clasificación de los crudos pesados, extrapesados y bitumen según su gravedad API y viscosidad.



Fuente: Saniere, A. Hénaut, I. Argillier, J-F. PIPELINE TRANSPORTATION OF HEAVY OILS, A STRATEGIC ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL CHALLENGE. Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59. 2004. Pág. 455-466

1.2 DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS

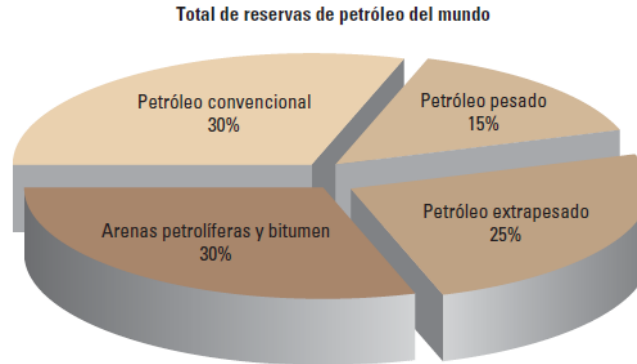
Existen más de 6 trillones de barriles (1 trillón de m³) de petróleo en sitio atribuidos a los hidrocarburos más pesados, equivalente al triple de reservas combinadas de petróleo y de gas convencionales del mundo. ^[2]

En la actualidad, se estima que el 70% de las reservas mundiales corresponden a crudos pesados, extrapesados y bitumen, y el 30% a crudos convencionales. ^[3]

^[2]http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.pdf

^[3]http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf

Figura 2. Total de reservas de petróleo del mundo.



Fuente: La importancia del petróleo pesado, volumen 18, segunda edición, Oilfield Review, Schlumberger. Artículo publicado el 10 de enero de 2006.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) identificó más de 30 países con reservas recuperables de crudo pesado y extrapesado. Canadá y Venezuela encabezan la lista, que incluye otros recursos importantes de crudo pesado como los de Estados Unidos (en California), Rusia, China, Indonesia, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita, Chad y Angola, y países latinoamericanos como México, Brasil, Colombia, Ecuador, Perú y Argentina. ^[4]

Venezuela, con reservas petroleras de 297.600 millones de barriles (Mb) hacia fines de 2011, según datos de la empresa estatal Petróleos de Venezuela (PDVSA), posee la mayor reserva de petróleo de Occidente, de las cuales un 6% está clasificado como crudo pesado, mientras un 86.5% corresponde a crudo extrapesado y el 7.5% restante consiste en petróleo condensado, ligero y medio. Mientras la faja de crudo pesado del Orinoco abarca una superficie de 55.314 km², las áreas actualmente en explotación, ubicadas en los estados de Anzoátegui,

^[4]<http://member.bnamericas.com/webstore/es/intelligence-series/la-atraccion-del-petroleo-no-convencional-de-america-latina>

Monagas y Guárico, en el norte de la cuenca del río Orinoco, abarcan solo 11.593 km². [4]

Con un volumen calculado en 1.36 billones de barriles de petróleo original en sitio, la faja contiene la acumulación de crudo pesado más grande del mundo. Estas reservas presentan un nivel de gravedad API promedio de 8.6° y se dividen en cuatro regiones: Boyacá (que contiene 489.000 Mb), Junín (557.000 Mb), Ayacucho (87.000 Mb) y Carabobo (227.000 Mb). Estas 4 áreas se subdividen en 32 bloques: Boyacá abarca 8 bloques, Junín tiene 12, Ayacucho tiene 8 y Carabobo tiene 4 bloques. [4]

Canadá presenta acumulaciones combinadas de petróleo extrapesado en la cuenca del oeste, en Alberta, las cuales totalizan 1.7 trillón de bbl [270.000 millones de m³]. [3]

Figura 3. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela.



Fuente: Yacimientos de Petróleo Pesado. Volumen 14, tercera edición, Oilfield Review, Schlumberger. Artículo publicado el 12 de enero de 2002.

El potencial de crudos pesados de Colombia se concentra en dos cuencas principales: la cuenca Llanos y en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. En estas dos cuencas se encuentra el 99% del crudo pesado que tiene el país (menor a 15° API). ^[5]

OOIP Ecopetrol Colombia: 42053 MMBE. ^[6]

Alrededor de 12000 millones de OOIP es de crudo pesado, el cual corresponde al 28.5%. ^[6]

Figura 4. Área de interés exploratorio para crudos pesados en Colombia.



Fuente: www.anh.gov.co

^[5] http://www.ecopetrol.com.co/especiales/cartapetroleradic06/rev_gestion.htm

^[6] Saavedra, Néstor Fernando. CRUDOS PESADOS EN COLOMBIA, Retos y Oportunidades. Año 2010.

Dentro de estas cuencas se destacan los siguientes campos con su respectiva producción a diciembre de 2012:

1. Rubiales: Con una producción de 281804 Bbl/día. ^[7]
2. Castilla: Con una producción de 63159 Bbl/día. ^[7]
3. Quifa: Con una producción de 51269 Bbl/día. ^[7]
4. Castilla Norte: Con una producción de 45057 Bbl/día. ^[7]
5. Chichimene: Con una producción de 36373 Bbl/día. ^[7]
6. Jazmín: Con una producción de 7183 Bbl/día. ^[7]
7. Apiay: Con una producción de 7073 Bbl/día. ^[7]
8. Girasol: Con una producción de 6216 Bbl/día. ^[7]

1.3 TÉCNICAS DE EXPLOTACIÓN CONVENCIONAL

De las tecnologías convencionales más empleadas para la explotación de crudos pesados se encuentran los sistemas de levantamiento artificial, tales como el Bombeo Electro Sumergible, Bombeo por Cavidades Progresivas y Bombeo Mecánico; sistemas que deben ser seleccionados según las propiedades de los fluidos, el desarrollo del campo, las propiedades del yacimiento y la infraestructura del sistema de bombeo en la superficie.

Para la explotación de crudos extrapesados, como las arenas bituminosas, la tecnología convencional más utilizada es la minería a cielo abierto.

^[7] Asociación Colombiana del Petróleo: www.acp.com.co

1.4 TÉCNICAS DE EXPLOTACIÓN NO CONVENCIONAL

Dentro de las técnicas de explotación no convencional se destacan los métodos no térmicos o de producción en frío, aquellos que no requieren el agregado de calor, tales como: Toe To Heel Waterflooding (TTHW), VAPEX, y Cold Heavy Oil Production With Sands (CHOPS). Los métodos térmicos o asistidos termalmente, que se utilizan cuando el petróleo debe ser calentado para fluir, en donde encontramos: la inyección de vapor cíclica o continuamente, el Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor (SAGD), la Combustión In Situ (CIS) y Toe To Heel Air Injection (THAI), entre otros. Y finalmente, los métodos químicos, como la inyección de mezclas alcalinas y surfactantes.

Otra alternativa de explotación es la dilución de crudo, que puede darse en el yacimiento, en el fondo del pozo y/o en cabeza. Esta técnica consiste en generar una mezcla entre el fluido de interés y uno de mayor gravedad API y/o que actúe como solvente, para disminuir la viscosidad y la densidad del crudo original, facilitando su movilidad.

En el presente proyecto se contempla estudiar los alcances de este proceso físico en términos de dilución en el fondo de pozo.

2. FUNDAMENTOS DE LA TÉCNICA DE DILUCIÓN

Debido a que la viscosidad de los crudos es el factor más influyente en la producción y transporte por oleoducto, se debe encontrar una alternativa económica y ambientalmente aceptable que reduzca la viscosidad del mismo.

El método dilución es una alternativa moderna que consiste en mezclar crudo pesado con hidrocarburos medianos, livianos o con cortes de petróleo como querosén o nafta, en una proporción tal que permita su movimiento en condiciones económicamente aceptables, esto es: diluirlo hasta conseguir una mezcla operacionalmente manejable desde el punto de vista de su fluidez. Para que esto suceda habrá que determinar la calidad y cantidad de diluyente necesario para conseguir la mezcla buscada.

Para la implementación de esta técnica se debe tener cuenta que tanto los diluentes como su transporte y almacenamiento son costosos. Por tal motivo, es necesario contar con fuentes seguras de abastecimiento y en las cantidades requeridas.

Además, es fundamental contar con un sistema de inyección de diluyente que posea bombas, líneas, múltiples, equipos de medición, control y otros. Esto resulta en un gasto inicial y de mantenimiento apreciable.

2.1 TIPOS DE DILUENTE

2.1.1 Crudos Livianos.

Es una alternativa viable cuando se tiene la disponibilidad de volúmenes suficientes de diluyente. Reduce la viscosidad del crudo pesado, permitiendo su bombeo.

Las desventajas de diluir con crudos livianos son:

- Compatibilidad con los asfaltenos.
- Disponibilidad del crudo liviano.
- Altos costos.

2.1.2 Nafta.

En los últimos años, se ha incrementado la utilización de derivados del petróleo como diluentes. La refinación del petróleo ha sido capaz de producir hidrocarburos con alto grado de pureza, logrando la manufactura de diluentes industriales con propiedades requeridas por la industria.

La Nafta es un derivado del petróleo, es una mezcla de hidrocarburos que se encuentran refinados parcialmente, obtenidos en la parte superior de la torre de destilación atmosférica. Su mayor uso es como diluyente o adelgazante. Se convierte en una alternativa interesante para la producción de crudo pesado, debido a la alta gravedad API y a la compatibilidad con los asfaltenos.

Las desventajas de diluir con Nafta son:

- Disponibilidad debido a que algunas reservas de crudo pesado están localizadas en áreas remotas.
- Altos costos.
- Las naftas o gasolinas son altamente inflamables, por lo cual su manejo y almacenamiento requieren de un proceso cuidadoso y especial.

2.2 SELECCIÓN DEL DILUENTE

Se determina teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Calidad de la mezcla y del diluyente.
- Aumento de la tasa de flujo en la vida útil del proyecto.
- Disponibilidad y costo del diluyente.
- Análisis económico, donde se incluyan todas las opciones técnicamente factibles.

2.3 INYECCIÓN DEL DILUENTE

La inyección de diluyente puede realizarse en fondo de pozo o en superficie. A su vez, la inyección en fondo puede hacerse a la succión o a la descarga de la bomba. La ventaja de hacerlo a la succión es que la viscosidad de los fluidos a la entrada disminuye, lo cual propicia un mayor llenado de la cavidad, aumentando la eficiencia volumétrica. Por otro lado, en este caso la bomba maneja no solo los fluidos de yacimiento, sino también el caudal de diluyente, lo cual disminuye la eficiencia global del sistema.

En el caso de la inyección en fondo a la descarga de la bomba, parecería lógico pensar que la bomba está más protegida pues no maneja el diluyente, sin embargo, en caso de fallas eléctricas, el diluyente se desvía hacia abajo, inundando la bomba y produciendo su falla casi inmediata. Para evitar esto se coloca una válvula check de bola y asiento (válvula fija) a la entrada de la bomba. Esta práctica ha traído problemas, pues dificulta el espaciamiento, ya que el fluido atrapado entre el sello rotor-estator y la válvula fija, impide que el rotor llegue a tocar el pin de paro, dejando gran parte del rotor fuera del estator, lo cual puede producir la rotura del rotor por fatiga debido a vibraciones excesivas o el desgarramiento del estator, ya que el número de etapas efectivas y la capacidad de levantamiento o cabeza de la bomba, se ven reducidas.

2.4 CASOS DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE DILUCIÓN

Venezuela:

La primera fase de desarrollo de la FPO (Faja Petrolífera del Orinoco) es principalmente por producción en frío mediante la inyección de diluentes en pozos horizontales. Algunos de los pozos tienen secciones de hasta 1.5 km de longitud y diferentes puntos de inyección están siendo utilizados: en superficie, en la bomba (fondo del pozo) y en el extremo final del pozo (Toe). ^[8]

Las pruebas de campo indican que la inyección de diluentes en el “Toe” de los pozos permite un mejor drenaje a lo largo de la sección horizontal y un incremento de la productividad en 30% frente a cualquiera de los otros dos puntos de inyección.

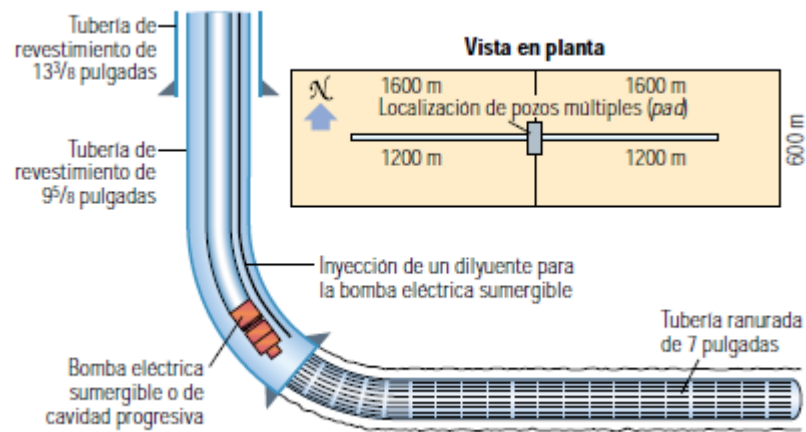
^[8] PDVSA. “PRUEBA PILOTO PARA VERIFICAR IMPACTO DEL PUNTO DE INYECCIÓN DEL DILUYENTE”. 2012

Petrozuata fue el primero de cuatro proyectos en entrar en operación, comenzando sus actividades en 1997. Los estudios efectuados previos al desarrollo indicaron que para el desarrollo primario de esta zona, era mejor utilizar pozos horizontales con producción en frío en vez de inyección cíclica de vapor en pozos verticales u horizontales.

Petrozuata dividió los 300 km² (74000 acres) de concesión en rectángulos de drenaje de 1600 m por 600 m (5249 pies por 1968 pies) y planificó perforar dos pozos horizontales en un solo cuerpo de arenisca desde una localización de pozos multi-pies (pad) ubicada en los límites de dos rectángulos de drenaje. Cada pozo poseía una sección horizontal de 1200 a 1500 m (3940 a 4921 pies) de largo, perforada de este a oeste para atravesar varios canales. Estas secciones estaban terminadas con una tubería ranurada. Debido a que los cuerpos de arenisca podrían estar localmente aislados, era importante desarrollar más de un cuerpo de arenisca dentro de cada rectángulo. Cada localización contenía entonces entre 4 y 12 pozos. Se seleccionan las mejores areniscas para el emplazamiento de los pozos horizontales; las mejores significan inicialmente las de mayor espesor en y alrededor de la localización, acorde con las restricciones del plan de desarrollo del yacimiento.

Cada pozo es equipado con una bomba eléctrica sumergible o una bomba de cavidad progresiva para levantar el crudo a la superficie. Se inyecta un diluyente – nafta, o petróleo liviano de 47° API – en algún momento para reducir la viscosidad y mejorar la deshidratación. Se agrega un diluyente adicional a los centros de recolección de la localización antes de que las bombas multifásicas envíen la mezcla de 16° API a una planta central de procesamiento y luego a la instalación de mejoramiento del crudo situada en la costa norte de Venezuela. El aditivo de mejoramiento del crudo sintetiza el petróleo mediano y otros productos de exportación, extrayendo al mismo tiempo la nafta para retornarla al campo.

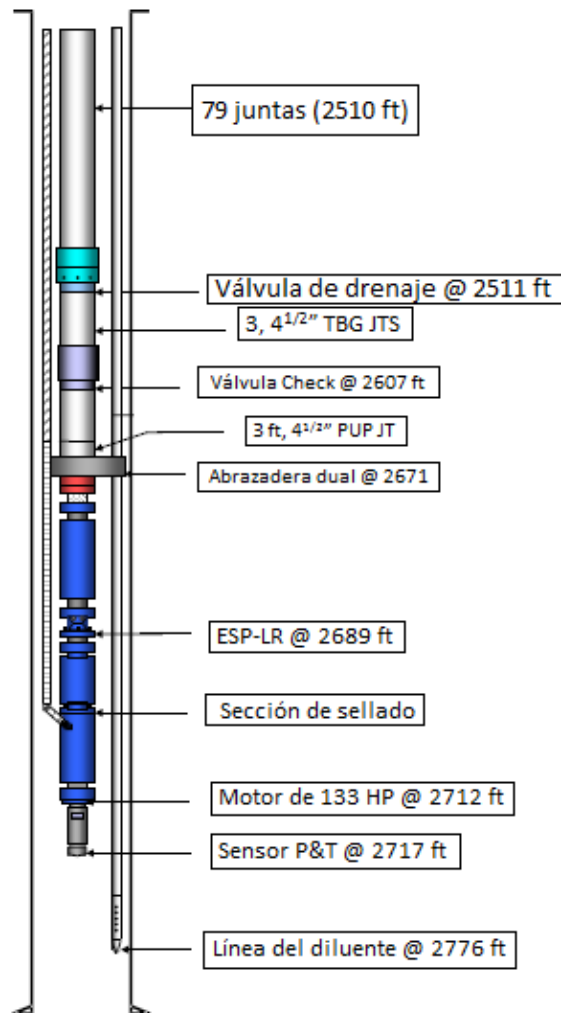
Figura 5. Pozo horizontal terminado con un solo tramo lateral.



Estos pozos drenan una arenisca, otros pozos de la misma localización de pozos múltiples están emplazados verticalmente por encima o por debajo para drenar otras areniscas. Dentro del pozo se agrega una línea a la terminación (color negro) para inyectar un diluyente; esto sólo si se instala una bomba eléctrica sumergible.

Fuente: Yacimientos de Petróleo Pesado. Volumen 14, tercera edición, Oilfield Review, Schlumberger. Artículo publicado el 12 de enero de 2002.

Figura 6. Esquema de un completamiento típico para ESP en un pozo vertical con un tubing de 4 1/2" y la línea del diluyente en fondo de pozo de 1,3".



Fuente: Robles, Jorge. APPLICATION OF ADVANCED HEAVY-OIL-
 PRODUCTION TECHNOLOGIES IN THE ORINOCO HEAVY-OIL-BELT,
 VENEZUELA. Artículo SPE 69848. Petrozuata, C.A. Página 07, Venezuela, 2001.

2.5 VARIABLES FÍSICAS RELACIONADAS CON EL PROCESO DE DILUCIÓN

2.5.1 Porcentaje de Nafta.

Para la aplicación de la técnica de dilución en fondo de pozo se seleccionó la nafta como diluyente.

Esta variable física, indica la relación entre la cantidad de nafta a inyectar en el pozo y la cantidad de líquido producido.

Al incrementar el porcentaje de diluyente, la gravedad API de la mezcla tenderá a incrementarse.

2.5.2 Gravedad API de la Nafta.

En la industria petrolera es muy común expresar la densidad relativa de un crudo o su gravedad específica en grados API o °API, unidad creada por el Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés).

En esta escala, cuanto más ligero es un petróleo, mayor es su gravedad API y cuanto más pesado, menor será su valor. Como referencia, el agua tiene una gravedad específica de 10° API.

La gravedad API puede ser calculada a partir de la siguiente ecuación:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{Gravedad\ Específica\ a\ 60\ ^{\circ}F} - 131,5 \quad Ec. (01)$$

En la tabla siguiente se relaciona la clasificación del petróleo según la gravedad API.

Tabla 1. Clasificación del crudo según la gravedad API.

TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD
Condensado	A partir de 42
Liviano	Más de 30
Mediano	De 22,0 hasta 29,9
Pesado	De 10,0 hasta 21,9
Extrapesado	Hasta 9,9
Bitumen	Promedio 8,2

Fuente: Pineda Gómez, César Augusto. PRÁCTICA No. 1 – GRAVEDAD API, BSW & SALINIDAD. Guía Laboratorio de Fluidos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009.

2.5.3 Relación Gas – Aceite (GOR).

La relación gas - aceite son los pies cúbicos de gas producidos por cada barril de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar.

Esta relación está dada por la siguiente expresión:

$$GOR = \frac{Q_g}{Q_o} \quad \text{Ec. (02)}$$

Donde:

Q_g = Tasa de producción de gas (SCFD).

Q_o = Tasa de producción de aceite (STBD).

2.5.4 Corte de Agua (BSW).

El agua es un fluido que se considera está asociado a la totalidad de los crudos producidos de un yacimiento y los sedimentos provienen de la misma roca en donde éste se encuentra almacenado originalmente.

Un volumen excesivo de agua y sedimentos puede originar problemas en los equipos como corrosión, daño de bombas, taponamiento de tuberías y problemas en el procesamiento del crudo, entre otros.

El agua es encontrada en su mayoría relacionada con el crudo de un yacimiento. Un alto contenido de agua puede originar precipitación de carbonatos de Ca y ocasionar taponamiento en las tuberías.

2.5.5 Frecuencia de la Bomba.

Es una magnitud que mide el número de repeticiones por unidad de tiempo de la bomba centrífuga del Bombeo Electro Sumergible, instalado en el pozo de estudio.

2.6 VARIABLES OPERATIVAS RELACIONADAS CON EL PROCESO DE DILUCIÓN

2.6.1 Caudal de Aceite.

El caudal del aceite representa los barriles de aceite producidos por día.

2.6.2 Viscosidad de la Mezcla.

La viscosidad es una medida de la resistencia interna al movimiento de un fluido, que se debe a la fuerza de atracción entre sus moléculas.

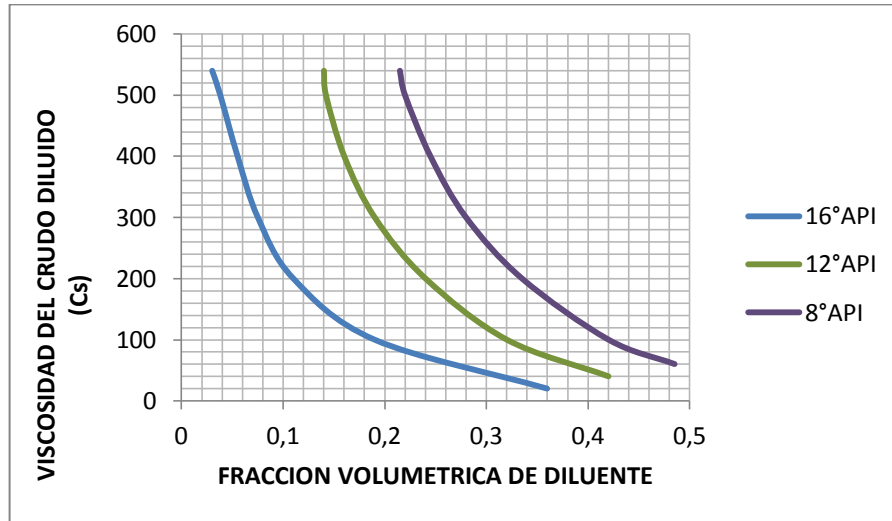
La evaluación de la viscosidad de mezclas de hidrocarburos a condiciones de yacimiento y superficie es un importante paso en el diseño de varias etapas de operaciones de campo y debe ser evaluada tanto para operaciones de ingeniería de yacimientos como para diseños de producción.

Esta evaluación puede obtenerse de un análisis de laboratorio corrido a la temperatura de yacimiento, o usando correlaciones empíricas.

La viscosidad de un líquido está directamente relacionada con el tipo y tamaño de los compuestos que constituyen el líquido. Las viscosidades de líquidos compuestos por moléculas grandes y complejas serán mucho más altas, que las viscosidades de líquidos compuestos por moléculas más pequeñas.

Guevara, E. et al. Mencionan que la relación existente entre la viscosidad del crudo diluido y la fracción en volumen del diluyente es de forma exponencial; por esta razón el método de dilución es muy eficiente.

Figura 7. Efecto de dilución en la viscosidad del crudo pesado.



Fuente: Saniere, A, Hénaut, I, and Argillier, J-F. "PIPELINE TRANSPORTATION OF HEAVY OILS, A STRATEGIC, ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL CHALLENGE". Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59. 2004. Pág. 455-466.

2.6.3 Densidad del Aceite.

La densidad está definida como la cantidad de masa por unidad de volumen de una sustancia.

Puede ser determinada por la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{m_{\text{petróleo}}}{\text{volumen}} \quad \text{Ec. (03)}$$

Donde:

ρ = Densidad, gramo/cm³ (SI) o lb/ft³ (Sistema Inglés).

m= Masa, gramos o libras.

V= Volumen, cm³ o ft³.

2.6.4 Gravedad API de la Mezcla.

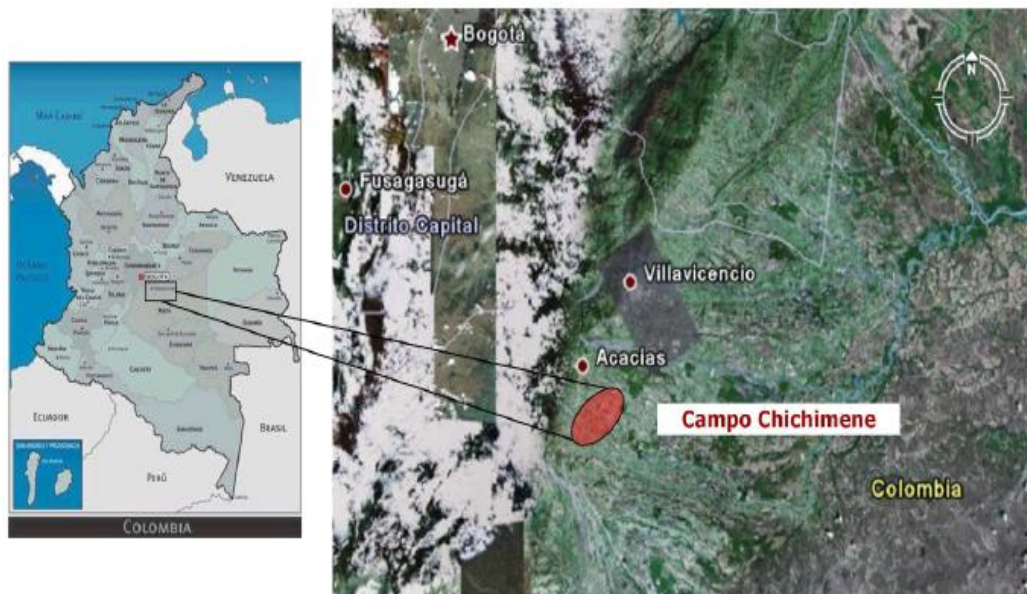
En general, para un porcentaje de diluyente, la gravedad API es directamente proporcional a la gravedad API del diluyente. A mayor API de diluyente, mayor gravedad API de la mezcla.

3. GENERALIDADES DEL CAMPO DE APLICACIÓN EN COLOMBIA

La simulación del proceso de dilución se llevará a cabo en el Campo CHICHIMENE (ECOPETROL S.A. – Superintendencia de Operaciones Castilla Chichimene).

El campo petrolero de Chichimene, administrado desde enero 31 de 2000 y operado desde julio 31 del mismo año por la Gerencia Llanos de ECOPETROL S.A. está ubicado entre las siguientes coordenadas: (1.043.000 E, 926.000 N) y (1.045.500 E, 929.000 N) con una extensión superficial de 759 hectáreas y con un área de yacimiento de 374 hectáreas. Está localizado a 12 km al sureste del municipio de Acacías, departamento del Meta.

Figura 8. Localización del Campo Chichimene.



Fuente: ECOPETROL S.A. – Superintendencia de Operaciones Castilla Chichimene.

3.1 RESEÑA HISTÓRICA

El campo Chichimene fue descubierto por Chevron en el año de 1969 con la perforación del pozo Chichimene-1 e inició producción en el año de 1985, con el contrato de asociación Cubarral. Dicho contrato terminó el 30 de enero de 2000 tras lo cual ECOPETROL S.A. suscribió un contrato por seis meses con Chevron para su administración. Terminado este contrato, y tras adelantar un estudio de explotación adicional del campo, la Gerencia Llanos de ECOPETROL S.A. entró a operar directamente.

Las unidades productoras son las formaciones Guadalupe Masivo y Guadalupe Superior de edad Cretáceo Medio, correspondientes a las unidades operacionales K2 y K1. Adicionalmente se tiene como formación productora la Formación San Fernando (Unidad T2).

3.2 GEOLOGÍA

La estructura de Chichimene es un anticlinal alargado en dirección N60°E de aproximadamente 6 km de longitud y 2.5 km de ancho. Su flanco occidental presenta una pendiente constante de 4°, mientras que el oriental se inclina con buzamientos hasta de 7° y se intercepta con la falla de Chichimene que limita el campo.

La falla de Chichimene es de carácter inverso, tiene un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 pies y se inclina hacia el noroccidente con un ángulo de 50°. El domo del anticlinal es bisectado por una falla normal de poco desplazamiento (10 ft) que afecta los niveles Masivo y Superior de Guadalupe.

La secuencia de las rocas perforadas en el campo Chichimene involucra rocas con edades desde el Paleozoico hasta el Holoceno.

La roca generadora de hidrocarburos en el área es la Formación Gacheta o Guadalupe Superior, la cual a su vez en su sección inferior es roca acumuladora y productora. Las rocas acumuladoras y productoras son las formaciones Une o Guadalupe Masivo (operacionalmente denominada unidad K2), la Formación Gacheta o Guadalupe Superior (operacionalmente denominada unidad K1) y la formación San Fernando (operacionalmente denominada unidad T2).

3.3 CARACTERIZACIÓN DEL POZO DE ESTUDIO

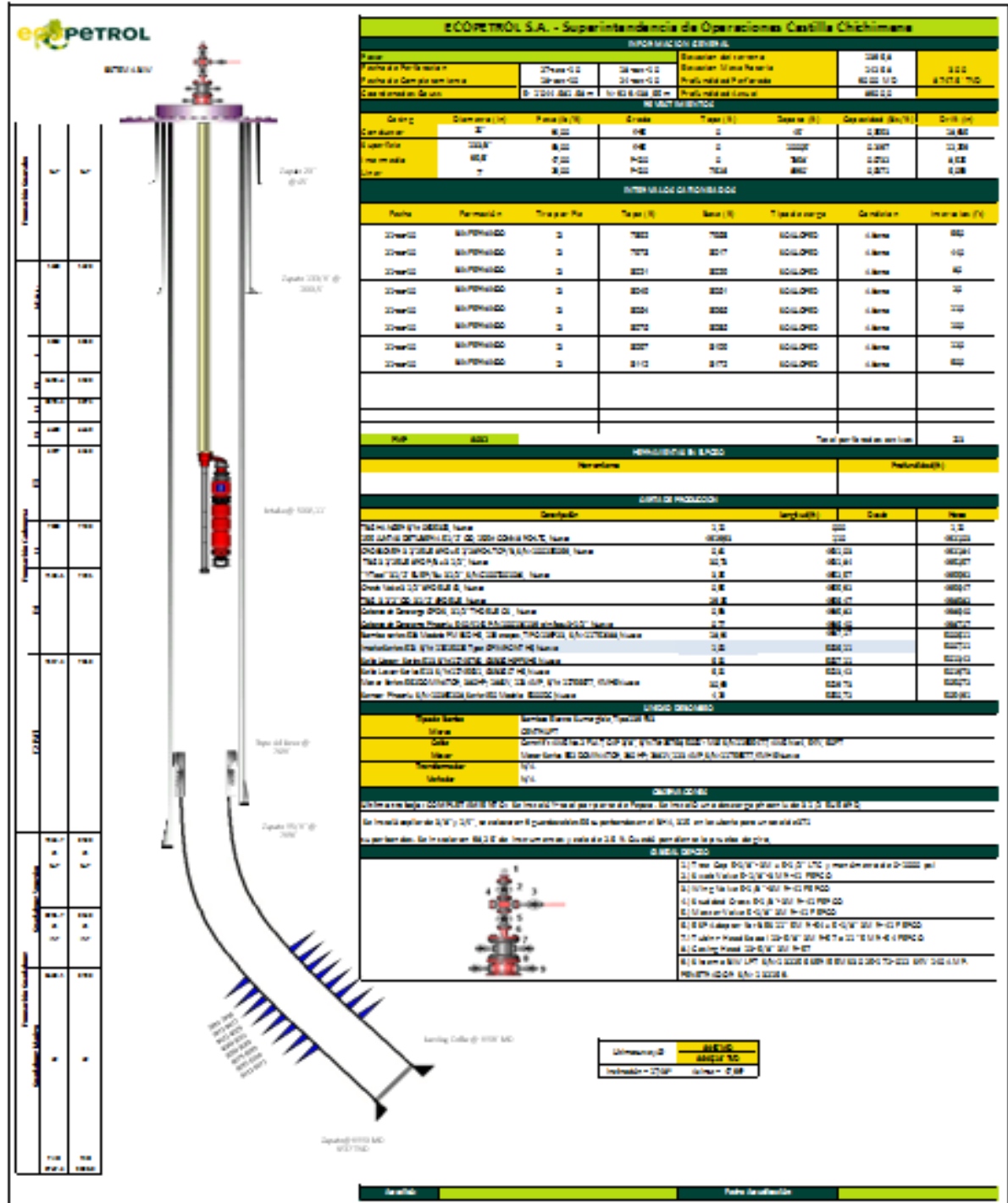
A continuación, la información general del pozo en el cual se está realizando la prueba piloto por parte de ECOPETROL S.A.:

Tabla 2. Información general del pozo de estudio.

Formación	T2
Fecha de perforación	27 de septiembre de 2010
Fecha de completamiento	18 de octubre de 2010
Profundidad perforada	9000 ft MD - 8747,6 ft TVD
Profundidad actual	8204 ft
Temperatura del yacimiento, Tyto	180 °F
Presión del yacimiento, Pws	2800 psi
Formación cañoneada	San Fernando
Tipo de bomba	Bombeo Electro Sumergible

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

Figura 9. Estado mecánico del pozo.



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

3.3.1 Propiedades del Fluido.

Tabla 3. Propiedades del fluido.

PROPIEDAD	VALOR
API [°]	9
GOR [SCF/STB]	100
BSW [%]	10
IP [STB/d/psi]	0.8
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL AGUA	1.02
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	0.85

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

3.3.2 Propiedades PVT.

Tabla 4. Viscosidad del aceite muerto.

TEMPERATURA [°F]	VISCOSIDAD [CP]
86	5.71e+005
123	28302
131	17656
140	10164
149	6080
167	2411
203	532

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

Tabla 5. Datos de viscosidad de las emulsiones.

CORTE DE AGUA [%]	VISCOSIDAD DE LA EMULSIÓN [CP]
0	4600
2	7500
40	13500
70	7000
75	5500
80	4000
90	1100

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

3.3.3 Datos del Pozo.

Tabla 6. Configuración de la tubería / Tubería de producción.

MD DE FONDO [ft]	ID [Pulg.]	ESPESOR [Pulg.]	RUGOSIDAD [Pulg.]
4942	4,95	0,275	0,0015
7653	8,681	0,472	0,0015
8204	6,184	0,408	0,0015

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

Tabla 7. Perfil geotérmico / Tubería de producción.

MD [ft]	TEMPERATURA AMBIENTE [°F]
0	90
8204	180

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

Tabla 8. Perfil de desviación / Tubería de producción.

MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD
0	0	2748	2739,9	4644	4498,6	6540	6280,2
30	30	2843	2831,9	4739	4585,7	6638	6373,9
1042	1042	2938	2923,5	4834	4673	6729	6461,5
1137	1137	3033	3014,6	4929	4760,8	6824	6553,2
1232	1232	3128	3105,5	5024	4849,1	6918	6644,4
1327	1327	3223	3196,1	5119	4937,9	7013	6737
1421	1421	3318	3286,2	5214	5027,1	7107	6829,1
1516	1516	3412	3374,6	5308	5115,5	7202	6922,5
1611	1610,9	3507	3463,2	5403	5205,1	7297	7016,3
1705	1704,9	3601	3550,5	5498	5294,5	7391	7109,1
1800	1799,9	3695	3637,4	5592	5383,1	7486	7203
1895	1894,9	3791	3725,6	5687	5472,7	7580	7295,9
1990	1989,9	3886	3811,9	5782	5562,5	7675	7389,8
2084	2083,9	3981	3897,5	5877	5652,3	7769	7482,9
2179	2178,8	4076	3983,1	5972	5742,1	7864	7577
2274	2273,4	4170	4068,1	6066	5831,1	7918	7630,5
2369	2367,8	4265	4154,1	6162	5922	8045	7756,4
2464	2461,7	4360	4240,2	6256	6011,1	8140	7850,6
2559	2555,2	4454	4325,5	6350	6100,2	8204	7914,1
2653	2647,3	4549	4411,9	6448	6192,9		

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

3.3.4 Datos del Bombeo Electro Sumergible.

Tabla 9. Información general de la bomba.

VELOCIDAD DE LA BOMBA	50 [Hz]
# ETAPAS	139
FACTOR DE CARGA	0.46

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

Para el sistema de Bombeo Electro Sumergible se utilizó una bomba Borets 538-7000 a una profundidad de 4942 ft y con las siguientes características:

Tabla 10. Características de la bomba.

Q	CARGA	EFICIENCIA	Q	CARGA	EFICIENCIA
[bbl/d]	[ft]	[%]	[bbl/d]	[ft]	[%]
0	4029,5	0	6000	3136,9	32,237
1000	4029,5	9,1724	7000	2913,7	32,209
2000	3855,6	16,946	8000	2566,6	32,237
3000	3620,3	23,064	9000	2045,4	29,178
4000	3434,2	27,651	10000	1376	22,554
5000	3285,2	30,581	11000	632,37	11,721

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

4. DISEÑO EXPERIMENTAL

El diseño experimental es una herramienta estratégica a la hora de implementar una nueva tecnología en la industria petrolera; en este caso, estudiar los alcances del proceso de dilución en el fondo de pozo como alternativa técnicamente atractiva al reducir la viscosidad como la densidad del fluido, facilitando su movilidad.

4.1 METODOLOGÍA

4.1.1 Recopilación, Revisión y Selección del Material Bibliográfico.

Se realizó la búsqueda y recopilación de libros, proyectos de grado, artículos técnicos y demás publicaciones que brindaran información referente a los crudos pesados, la dilución en fondo de pozo y el diseño experimental a desarrollar.

Una vez se cumplió la etapa de recopilación del material bibliográfico, se inició la revisión de la bibliografía, seleccionando el material adecuado con el cual se pudiera satisfacer los objetivos planteados en el presente proyecto.

También se realizaron visitas técnicas al ICP (Instituto Colombiano del Petróleo) y entrevistas con personal capacitado en la empresa, para poder tener acceso a los archivos del campo de aplicación y la caracterización del pozo de estudio.

4.1.2 Conceptualización de la Dilución en Fondo de Pozo.

En esta fase se realizó la identificación del proceso de adición de diluentes en fondo de pozo, identificando las variables físicas involucradas que más influencia tienen en el proceso y que permitirían la reducción de la viscosidad del crudo.

4.1.3 Simulación del Proceso de Dilución.

En esta fase se realizó un estudio de los manuales y tutoriales de simuladores comerciales de flujo de fluidos en el pozo, evaluando el que permitiera simular de manera adecuada un sistema de producción que involucra la inyección de diluentes en fondo de pozo.

A partir de esta evaluación, fue seleccionado el simulador PIPESIM de la compañía SCHLUMBERGER.

Con ayuda de dicho simulador, se realizaron las respectivas simulaciones del proceso de dilución a partir de las condiciones de flujo de las mezclas en pozo de un caso de estudio; en este caso, de un pozo del campo colombiano Chichimene, información suministrada por ECOPETROL S.A., bajo acuerdo de confidencialidad.

Para el diseño de un modelo de simulación considerando las condiciones de flujo de las mezclas en pozo es necesario tener en cuenta los siguientes pasos:

1. Construir el modelo físico.
2. Crear un modelo del fluido.
3. Seleccionar las correlaciones de flujo.
4. Definir las operaciones a desarrollar.

Los anteriores pasos son descritos de forma puntual en los Escenarios a modelar.

4.1.4 Análisis de Resultados.

Esta es la fase final del proyecto, donde se evalúan las simulaciones desarrolladas, valorando las variables de mayor influencia y su impacto sobre distintas relaciones y condiciones de mezcla.

4.2 DEFINICIÓN DE VARIABLES

La disminución de la viscosidad y la densidad del crudo original están sujetas a diversas variables físicas que pueden intervenir en la modificación de las propiedades del fluido. Por tal motivo, es importante definir las variables relacionadas con el proceso de dilución.

4.2.1 Variables Dependientes.

Para cumplir con la finalidad del proyecto, la variable dependiente es el porcentaje de Nafta.

4.2.2 Variables Independientes.

Para el análisis a realizar, las variables independientes definidas son indicadas en la siguiente tabla.

Tabla 11. Variables independientes.

Variable independiente
Gravedad API de la nafta
Relación Gas-Aceite (GOR)
Corte de agua (BSW)
Frecuencia de la bomba

Fuente: Los autores.

4.2.3 Variables de Control.

Existen variables que al no ser controladas pueden afectar los resultados; por tal motivo, y con el fin de garantizar que los datos sean productos de las variables mencionadas anteriormente, en la siguiente tabla se muestra las variables que van a ser controladas.

Tabla 12. Variables de control.

Variable de control	Valor
Gravedad específica del gas	0,85
Gravedad específica del agua	1,02
Gravedad API del crudo	9 °API
Temperatura del yacimiento, Tyto	180 °F
Presión del yacimiento, Pws	2800 psi
Presión de fondo fluyendo, Pwf	2300 psi
Profundidad de la bomba	4942 ft

Fuente: Los autores.

4.3 ESCENARIOS A MODELAR

Como se indicó en la Metodología, el software seleccionado para el modelamiento del proceso fue el simulador PIPESIM de la compañía SCHLUMBERGER, el cual permite realizar diseños de pozos y análisis de desempeños de la producción, gracias a un modelamiento integral de los pozos y el levantamiento artificial.

Obedeciendo a las necesidades expuestas en los objetivos, se planteó en PIPESIM un escenario de simulación a partir de las condiciones de flujo de las mezclas en pozo del caso de estudio.

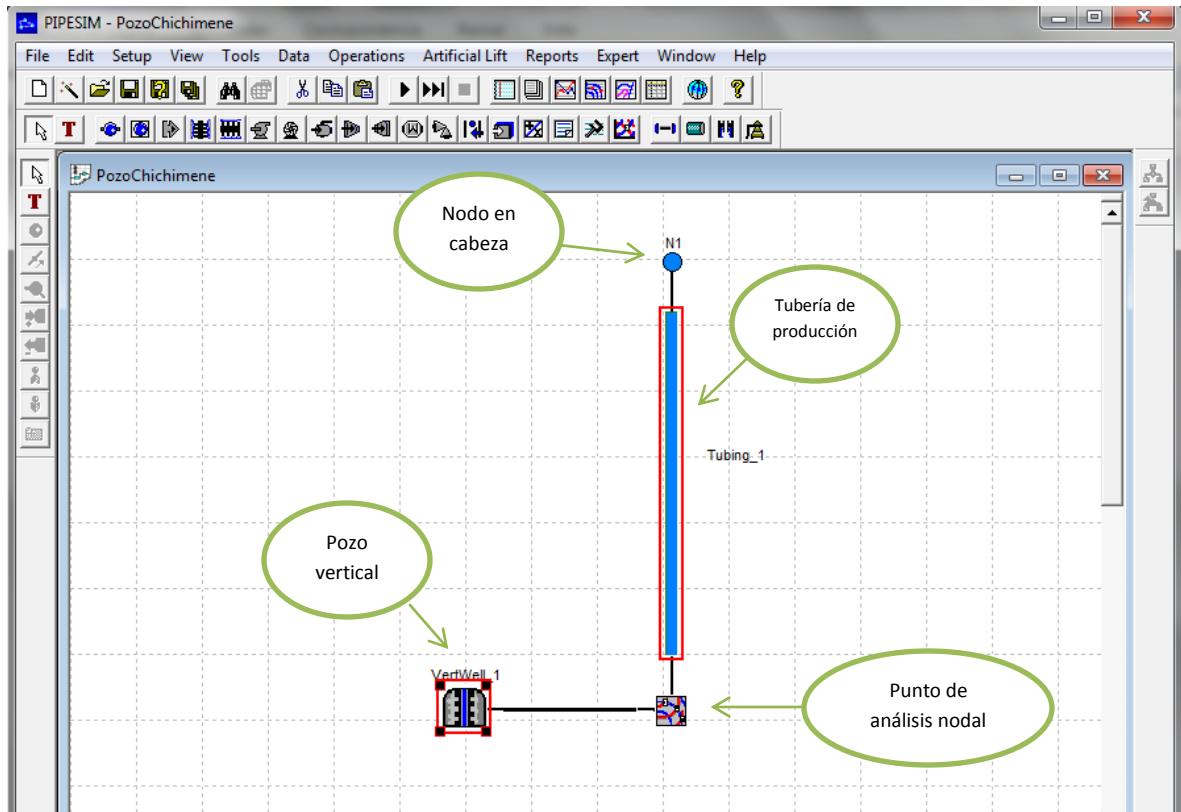
Para dicho escenario se siguieron los siguientes pasos:

1. Construir el modelo físico, definiendo los componentes físicos.
2. Crear un modelo del pozo, definiendo el tipo de fluido, sus propiedades y las características del pozo.
3. Seleccionar las correlaciones de flujo.
4. Definir las operaciones (variaciones) a desarrollar.

4.3.1 Construcción del Modelo Físico.

En este primer paso se definen los componentes físicos del pozo de estudio, ubicando los elementos que componen el pozo, tales como el pozo vertical (VertWell_1), el punto de análisis nodal, la tubería de producción (Tubing_1) y el nodo en cabeza (N1), como se muestra en la siguiente figura.

Figura 10. Esquema general del pozo.



Fuente: Los autores.

4.3.2 Modelo del Pozo.

Posterior a la construcción del modelo físico, se procede a la creación del modelo del pozo, donde se definen el tipo de fluido, sus propiedades y las características del pozo de estudio.

En primer lugar, se cargan las propiedades del fluido Black Oil (tabla 3), la tabla de viscosidad para el aceite muerto (tabla 4) y los datos de viscosidad de emulsiones (tabla 5).

Cabe recordar que la relación gas-aceite (GOR) y el corte de agua (BSW) fueron definidos como variables independientes.

Figura 11. Propiedades del fluido Black Oil.

DEFAULT - Black Oil Properties

Black Oil Properties | Viscosity Data | Advanced Calibration Data | Contaminants | Thermal Data

Import...
Export

Fluid Name: OIL Optional Comment:

Stock Tank Properties

Property	Value	Unit
WCut	10	%
GOR	100	scf/STB
Gas S.G.	0.85	
Water S.G.	1.02	
API	9	

Calibration Data at Bubble Point (Optional but Recommended)

Property	Value	Unit
Pressure		psia
Temperature		F
Sat. Gas		scf/STB

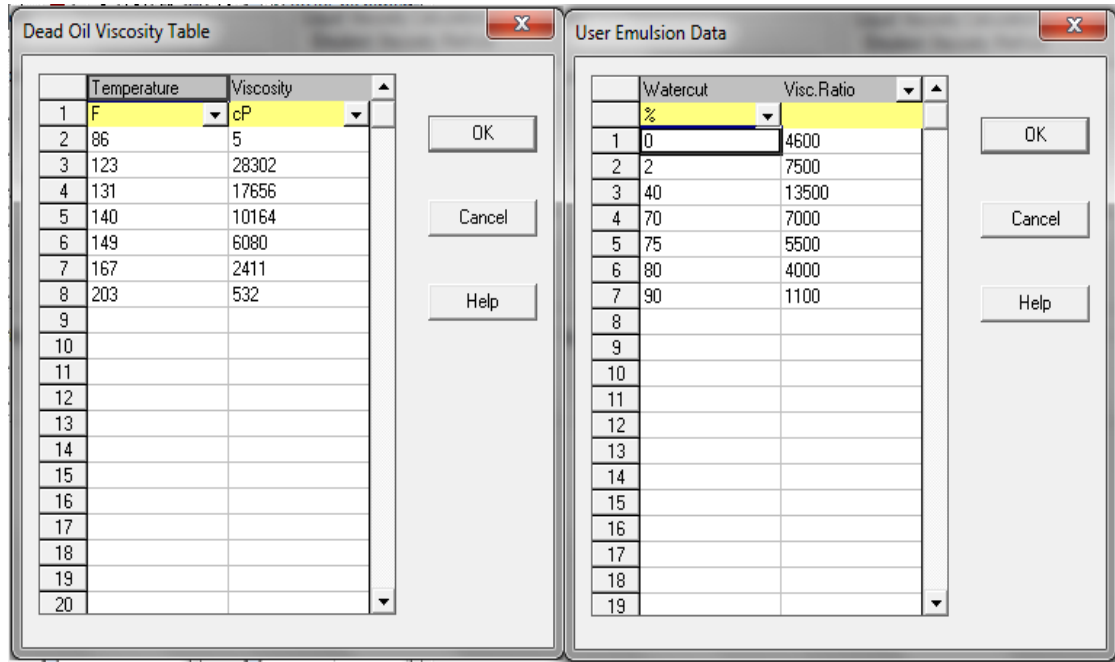
Solution Gas Correlation

Rs and Pb	Method
	Lasater

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Los autores.

Figura 12. Datos de viscosidad del aceite muerto y la emulsión.



The image shows two side-by-side software windows. The left window, titled 'Dead Oil Viscosity Table', contains a table with columns 'Temperature' and 'Viscosity'. The 'Temperature' column has a dropdown menu set to 'F' and the 'Viscosity' column has a dropdown menu set to 'cP'. The table lists data for temperatures 86, 123, 131, 140, 149, 167, and 203, with corresponding viscosities of 5, 28302, 17656, 10164, 6080, 2411, and 532. The right window, titled 'User Emulsion Data', contains a table with columns 'Watercut' and 'Visc. Ratio'. The 'Watercut' column has a dropdown menu set to '%'. The table lists data for watercut values 0, 2, 40, 70, 75, 80, and 90, with corresponding viscosity ratios of 4600, 7500, 13500, 7000, 5500, 4000, and 1100. Both windows have 'OK', 'Cancel', and 'Help' buttons.

	Temperature	Viscosity
1	F	cP
2	86	5
3	123	28302
4	131	17656
5	140	10164
6	149	6080
7	167	2411
8	203	532
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		

	Watercut	Visc. Ratio
	%	
1	0	4600
2	2	7500
3	40	13500
4	70	7000
5	75	5500
6	80	4000
7	90	1100
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		

Fuente: Los autores.

En segundo lugar, se ingresan los datos del pozo vertical y de la tubería de producción suministrados por el ICP, ECOPETROL S.A., como se muestra en las siguientes figuras.

- Propiedades del yacimiento: A partir de los datos suministrados se identificaron los parámetros de yacimiento y se ingresaron al simulador.

Figura 13. Pozo vertical / Propiedades del yacimiento.

Vertical Completion - VertWell_1

Properties | Fluid Model | General

Reservoir Data

Static Pressure: 2800

Temperature: 180

IPR Model

Model Type: Well PI

☐ Flow Control Valve

FCV Properties

Liq.PI: 0.8 TB/d/psi

☐ Use Vogel below bubble point

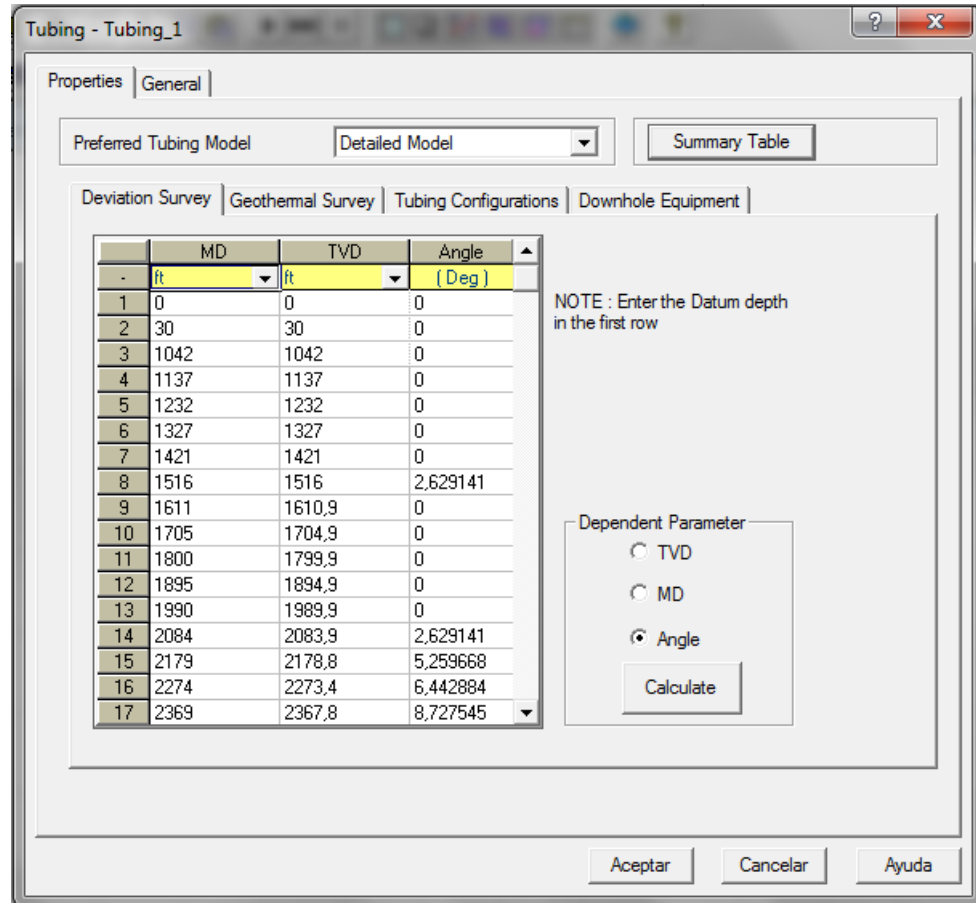
Calculate/Graph...

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Los autores.

- Perfil de desviación: Se cargó al simulador el perfil de desviaciones (tabla 8), en el cual se encuentra el Measured Deep (MD) y el True Vertical Deep (TVD) y se procedió a calcular el ángulo de desviación.

Figura 14. Tubería de producción / Perfil de desviación.



Properties | General

Preferred Tubing Model: Detailed Model [v] [Summary Table]

Deviation Survey | Geothermal Survey | Tubing Configurations | Downhole Equipment

	MD ft	TVD ft	Angle (Deg)
1	0	0	0
2	30	30	0
3	1042	1042	0
4	1137	1137	0
5	1232	1232	0
6	1327	1327	0
7	1421	1421	0
8	1516	1516	2,629141
9	1611	1610,9	0
10	1705	1704,9	0
11	1800	1799,9	0
12	1895	1894,9	0
13	1990	1989,9	0
14	2084	2083,9	2,629141
15	2179	2178,8	5,259668
16	2274	2273,4	6,442884
17	2369	2367,8	8,727545

NOTE : Enter the Datum depth in the first row

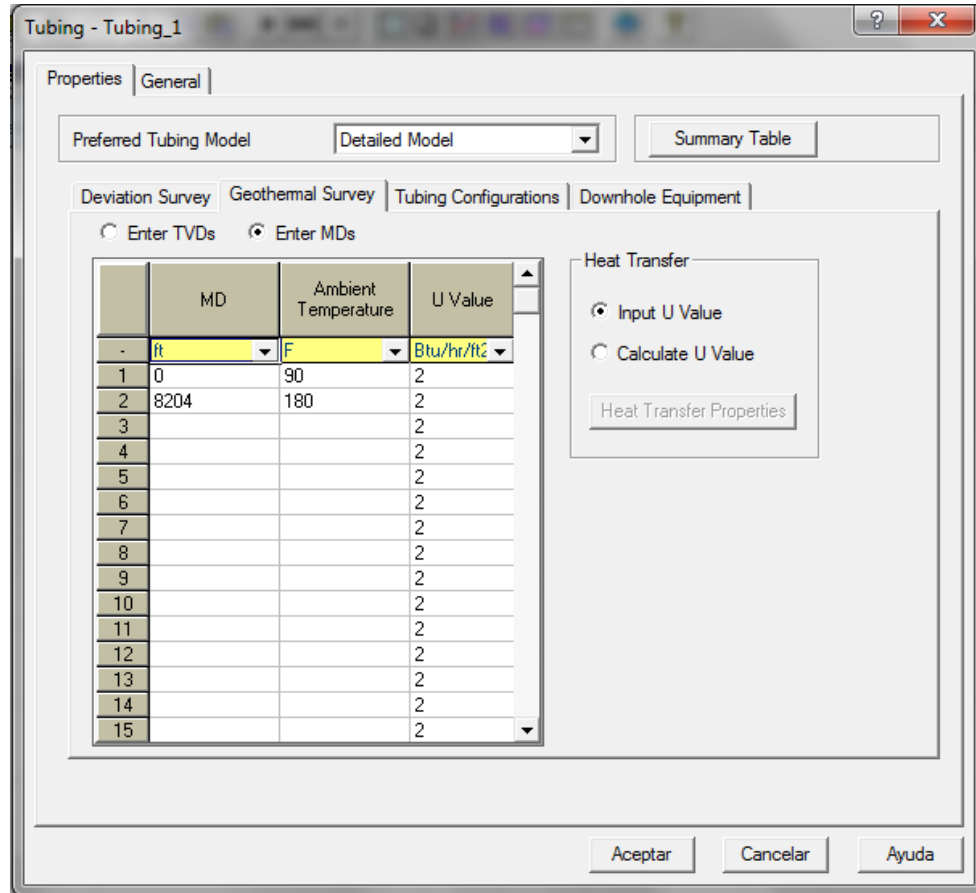
Dependent Parameter
☐ TVD
☐ MD
☒ Angle
 Calculate

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Los autores.

- Perfil geotérmico: Se procedió a cargar en el simulador el perfil geotérmico (tabla 7), ingresando la profundidad inicial de la tubería que es 0 ft con la temperatura correspondiente, siendo ésta la temperatura promedio ambiente de 90 °F, y la profundidad media perforada de 8204 ft con una temperatura de yacimiento de 180 °F. La transferencia de calor U se mantuvo en 2 [Btu/Hr/ft²/°F].

Figura 15. Tubería de producción / Perfil geotérmico.

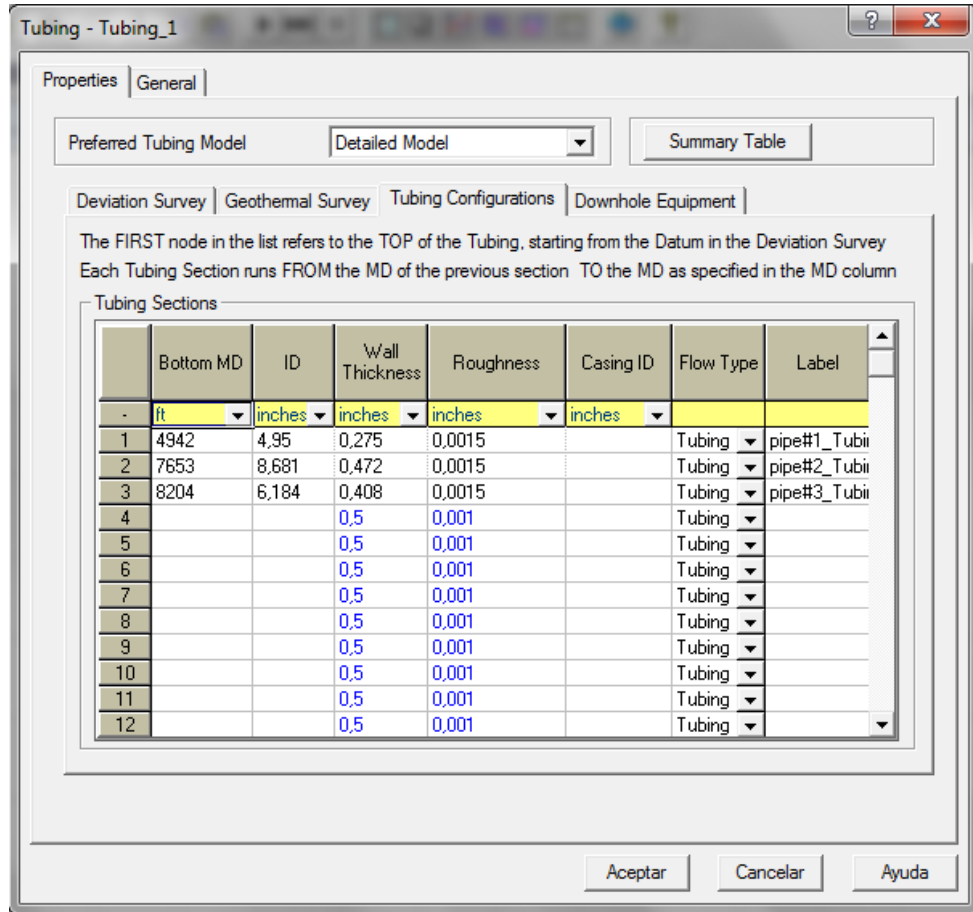


	MD	Ambient Temperature	U Value
-	ft	F	Btu/hr/ft ²
1	0	90	2
2	8204	180	2
3			2
4			2
5			2
6			2
7			2
8			2
9			2
10			2
11			2
12			2
13			2
14			2
15			2

Fuente: Los autores.

- Configuración de la tubería: Se cargaron al simulador la configuración de la tubería de producción (tabla 6) teniendo en cuenta el estado mecánico del pozo de estudio (figura 9). Dicha configuración contiene las profundidades medidas (MD), el diámetro interno de las tuberías (ID) y sus respectivos espesores y rugosidades.

Figura 16. Tubería de producción / Configuración de la tubería.



Properties | General |

Preferred Tubing Model: Detailed Model | Summary Table

Deviation Survey | Geothermal Survey | Tubing Configurations | Downhole Equipment

The FIRST node in the list refers to the TOP of the Tubing, starting from the Datum in the Deviation Survey
 Each Tubing Section runs FROM the MD of the previous section TO the MD as specified in the MD column

Tubing Sections

	Bottom MD	ID	Wall Thickness	Roughness	Casing ID	Flow Type	Label
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	4942	4.95	0.275	0.0015		Tubing	pipe#1_Tubing
2	7653	8.681	0.472	0.0015		Tubing	pipe#2_Tubing
3	8204	6.184	0.408	0.0015		Tubing	pipe#3_Tubing
4			0.5	0.001		Tubing	
5			0.5	0.001		Tubing	
6			0.5	0.001		Tubing	
7			0.5	0.001		Tubing	
8			0.5	0.001		Tubing	
9			0.5	0.001		Tubing	
10			0.5	0.001		Tubing	
11			0.5	0.001		Tubing	
12			0.5	0.001		Tubing	

Aceptar | Cancelar | Ayuda

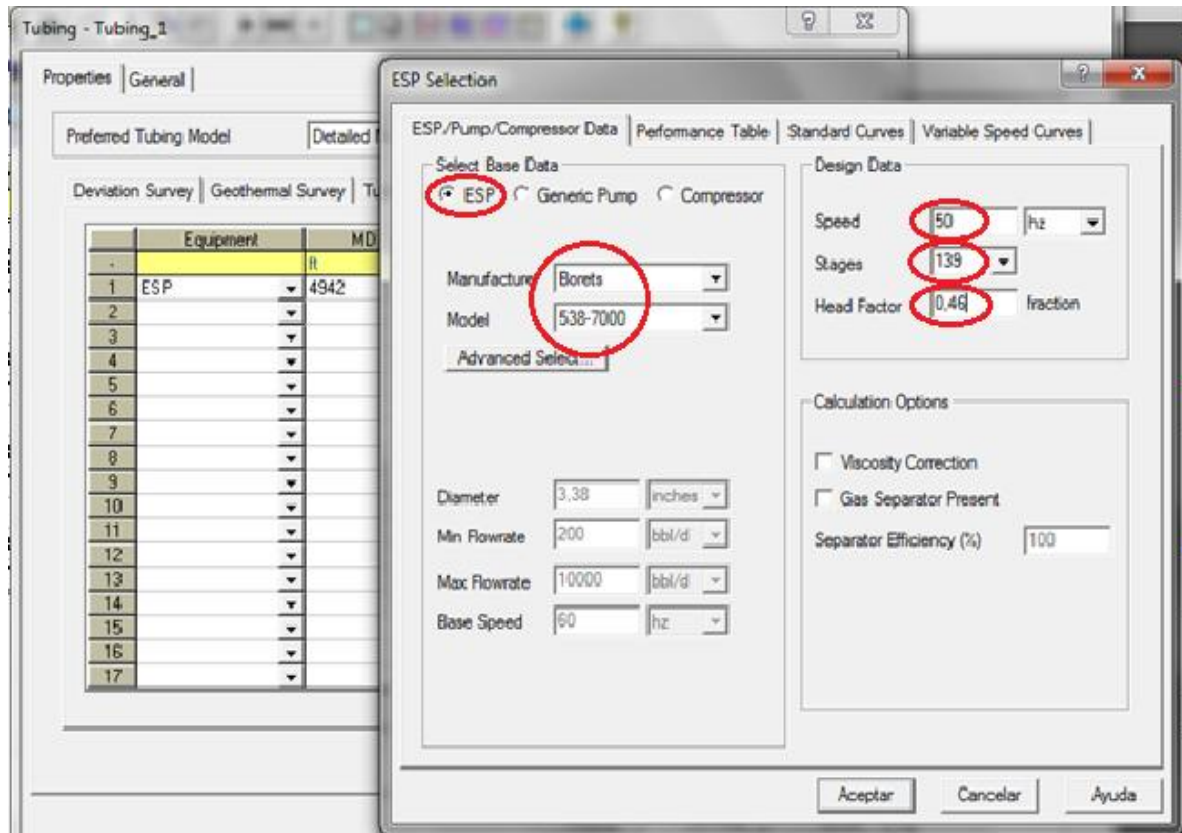
Fuente: Los autores.

En tercer lugar, se definió el equipo de fondo a emplear eligiendo la bomba Borets 538-7000 para el sistema de Bombeo Electro Sumergible utilizado en el campo Chichimene.

Esta bomba fue instalada a una profundidad de 4942 ft y configurada con los datos de la tabla 9, como se muestra en la siguiente figura.

También se debe tener en cuenta que la velocidad de la bomba es una variable independiente.

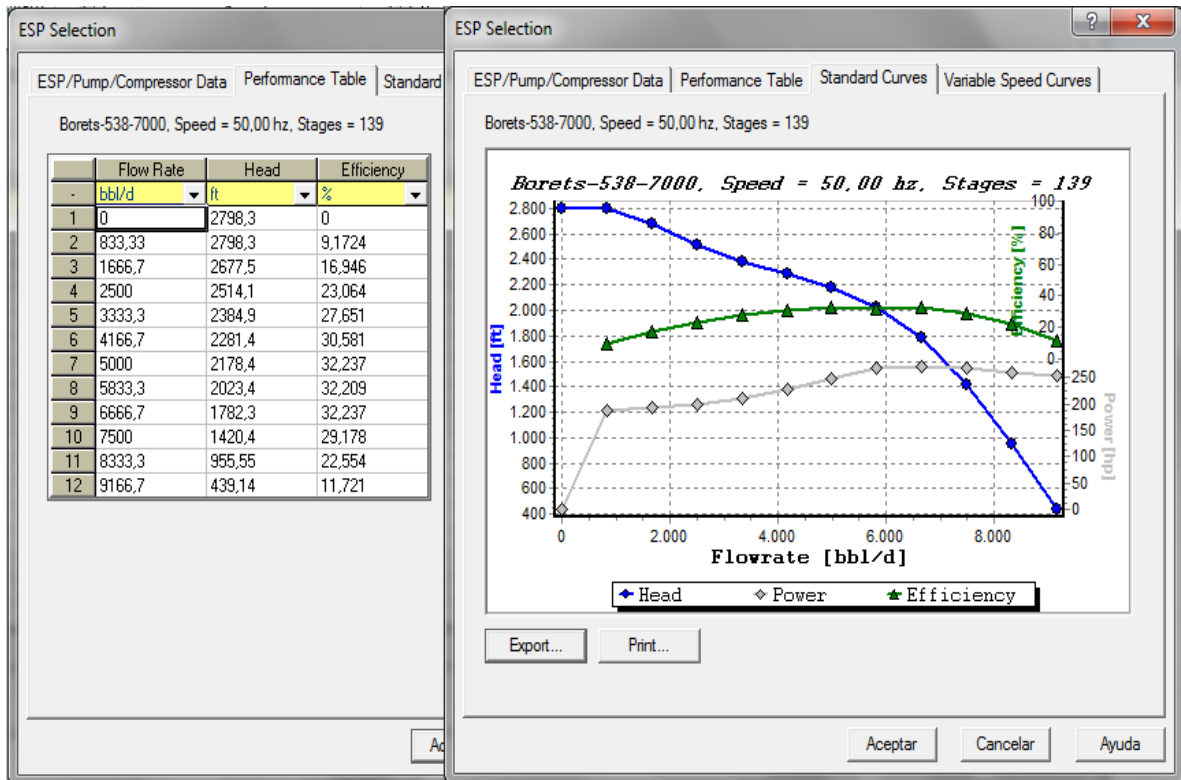
Figura 17. Selección de la bomba (BES).



Fuente: Los autores.

También fueron cargadas las características de la bomba, que incluye gasto, carga y eficiencia (tabla 10), como se ilustra en la siguiente figura.

Figura 18. Características de la bomba (BES).



Fuente: Los autores.

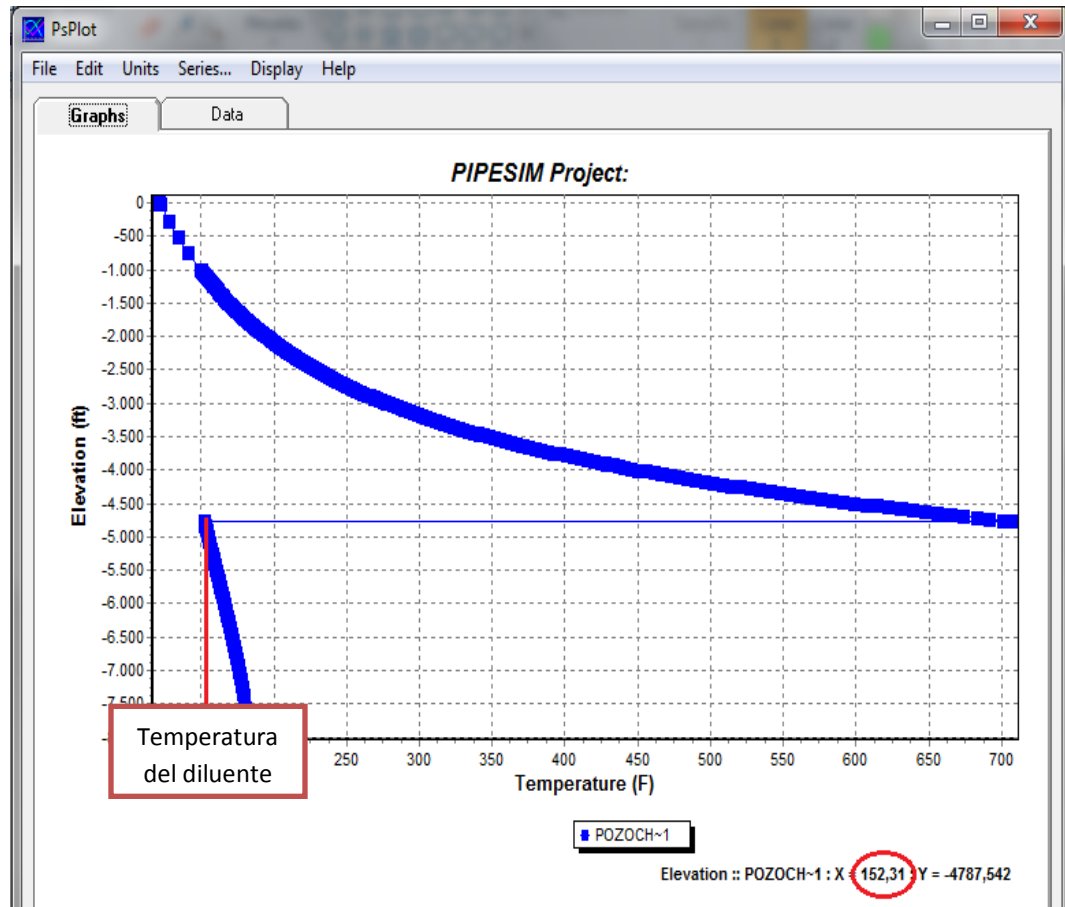
Finalmente, se carga la información de la nafta, la cual será llevada a la bomba mediante un inyector, y así realizar el proceso de dilución a una profundidad de 4942 ft.

En este caso, la gravedad API de la nafta es una variable independiente y la tasa de inyección (porcentaje de nafta) la variable dependiente.

La temperatura a la que llega el diluyente a la bomba se calcula realizando una corrida con los datos ingresados, como se muestra en la figura 19.

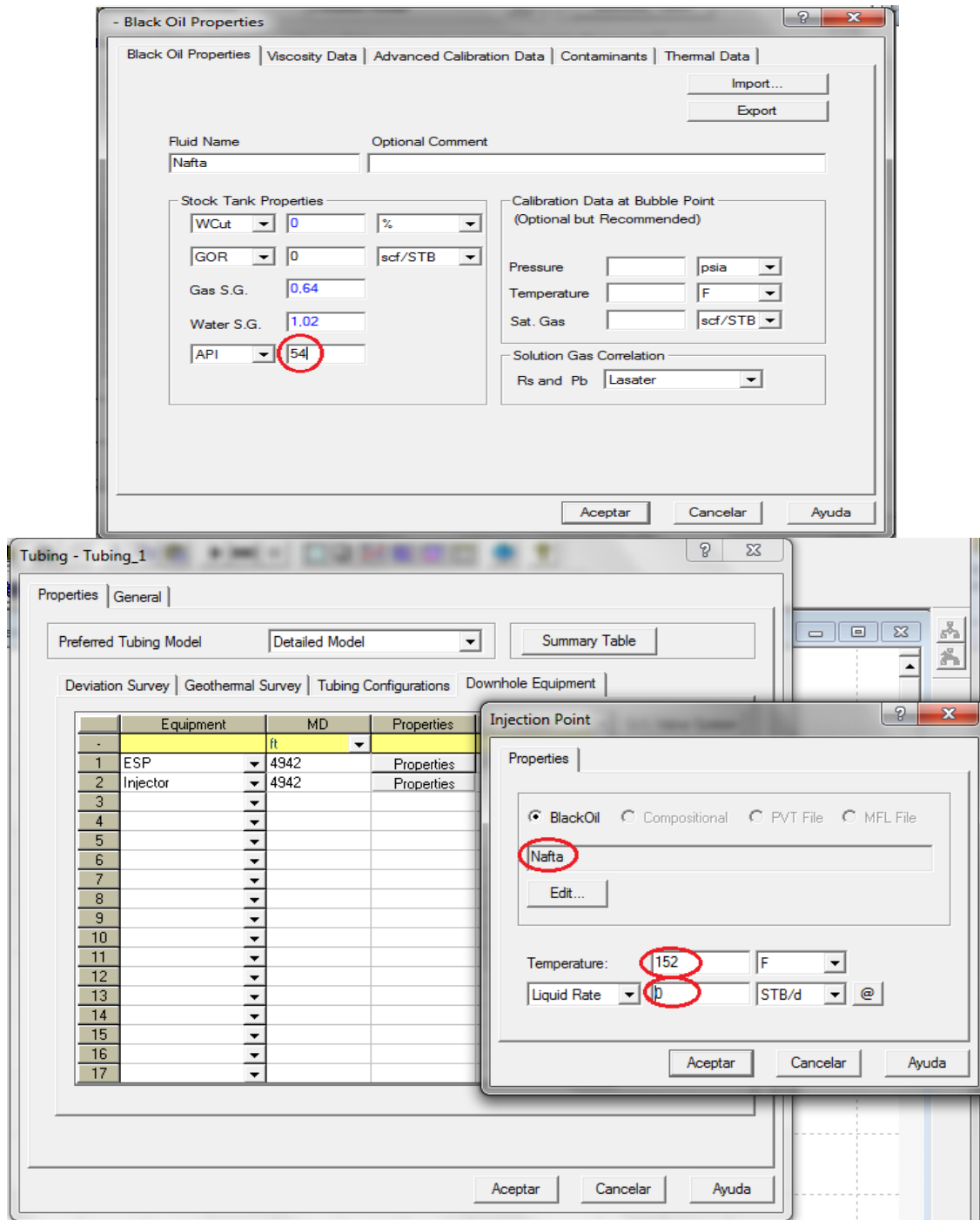
En la figura 20 se ilustran los datos del diluyente cargados al simulador.

Figura 19. Temperatura del diluyente a la entrada de la bomba.



Fuente: Los autores.

Figura 20. Información del diluyente.



The figure displays two overlapping software windows. The top window, titled '- Black Oil Properties', shows the 'Black Oil Properties' tab. It includes fields for Fluid Name (Nafta), Stock Tank Properties (WCut, GOR, Gas S.G., Water S.G., API), and Calibration Data at Bubble Point (Pressure, Temperature, Sat. Gas). The API field is circled in red. The bottom window, titled 'Tubing - Tubing_1', shows the 'General' tab with a table of equipment and an 'Injection Point' dialog box. The 'Injection Point' dialog box shows 'Nafta' selected for the fluid, with Temperature (152) and Liquid Rate (0) circled in red.

- Black Oil Properties

Black Oil Properties | Viscosity Data | Advanced Calibration Data | Contaminants | Thermal Data

Fluid Name: Nafta

Optional Comment:

Stock Tank Properties

WCut: 0 %

GOR: 0 scf/STB

Gas S.G.: 0.64

Water S.G.: 1.02

API: 54

Calibration Data at Bubble Point (Optional but Recommended)

Pressure: psia

Temperature: F

Sat. Gas: scf/STB

Solution Gas Correlation

Rs and Pb: Lasater

Aceptar Cancelar Ayuda

Tubing - Tubing_1

Properties | General

Preferred Tubing Model: Detailed Model

Summary Table

Deviation Survey | Geothermal Survey | Tubing Configurations | Downhole Equipment

	Equipment	MD	Properties
1	ESP	4942	Properties
2	Injector	4942	Properties
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			

Injection Point

Properties

BlackOil Compositional PVT File MFL File

Nafta

Edit...

Temperature: 152 F

Liquid Rate: 0 STB/d @

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Los autores.

4.3.3 Correlaciones de Flujo.

En este paso se seleccionaron las correlaciones de flujo utilizadas para las simulaciones a realizar, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 21. Correlaciones de flujo.

The screenshot shows a software window titled "Global Data" with a "Flow Correlations" tab. The window is divided into three main sections: "Vertical Flow (Multiphase)", "Horizontal Flow (Multiphase)", and "Single Phase".

- Vertical Flow (Multiphase):** The "Source" dropdown is set to "bja". The "Correlation" dropdown is set to "Hagedorn & Brown". The "Friction factor" and "Holdup factor" are both set to "1".
- Horizontal Flow (Multiphase):** The "Source" dropdown is set to "bja". The "Correlation" dropdown is set to "Beggs & Brill Revised". The "Friction factor" and "Holdup factor" are both set to "1".
- Vertical-Horizontal Flow Correlation Swap Angle:** The "Swap angle" is set to "45" (0-90) degrees from horizontal. The "45" (0-90) deviation from vertical is also shown.
- Single Phase:** The "Correlation" dropdown is set to "Moody".

At the bottom of the window are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Fuente: Los autores.

4.3.4 Definición de las variaciones a desarrollar.

A continuación se ilustran las variaciones a realizar para las variables tanto dependientes como independientes.

Tabla 13. Variaciones a desarrollar.

VARIABLE	TIPO DE VARIABLE	VARIACIONES
Porcentaje de Nafta	Dependiente	0, 5, 10, 15, 20, 25, 30 y 35 [%]
Gravedad API de la nafta	Independiente	54, 64 y 74 [°API]
Relación Gas-Aceite (GOR)	Independiente	50, 200 y 500 [SCF/STB]
Corte de agua (BSW)	Independiente	5, 20 y 40 [%]
Frecuencia de la bomba	Independiente	52, 60 y 68 [Hz]

Fuente: Los autores.

4.4 PARÁMETROS OPERACIONALES A ANALIZAR

A continuación se presentan las variables operativas a analizar.

Tabla 14. Variables operativas relacionadas con el proceso de dilución.

VARIABLE OPERATIVA
Caudal de aceite
Viscosidad de la mezcla
Densidad del aceite
Gravedad API de la mezcla

Fuente: Los autores.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez realizadas las respectivas simulaciones del proceso de dilución en fondo de pozo, en donde se desarrollaron las variaciones propuestas, se procede a evaluar dichas simulaciones, analizando los parámetros operativos y valorando las variables de mayor influencia.

5.1 CAUDAL DE ACEITE

A continuación se analizará el comportamiento del caudal de aceite con respecto al porcentaje de nafta (variable dependiente). Éste comportamiento estará en función de las variables independientes definidas: Gravedad API de la nafta, GOR, BSW y frecuencia de la bomba.

5.1.1 Variable Independiente: Gravedad API de la Nafta.

En la figura 22 se muestra el comportamiento del caudal de aceite en relación con el porcentaje de nafta y para los valores dados de gravedad API de la misma.

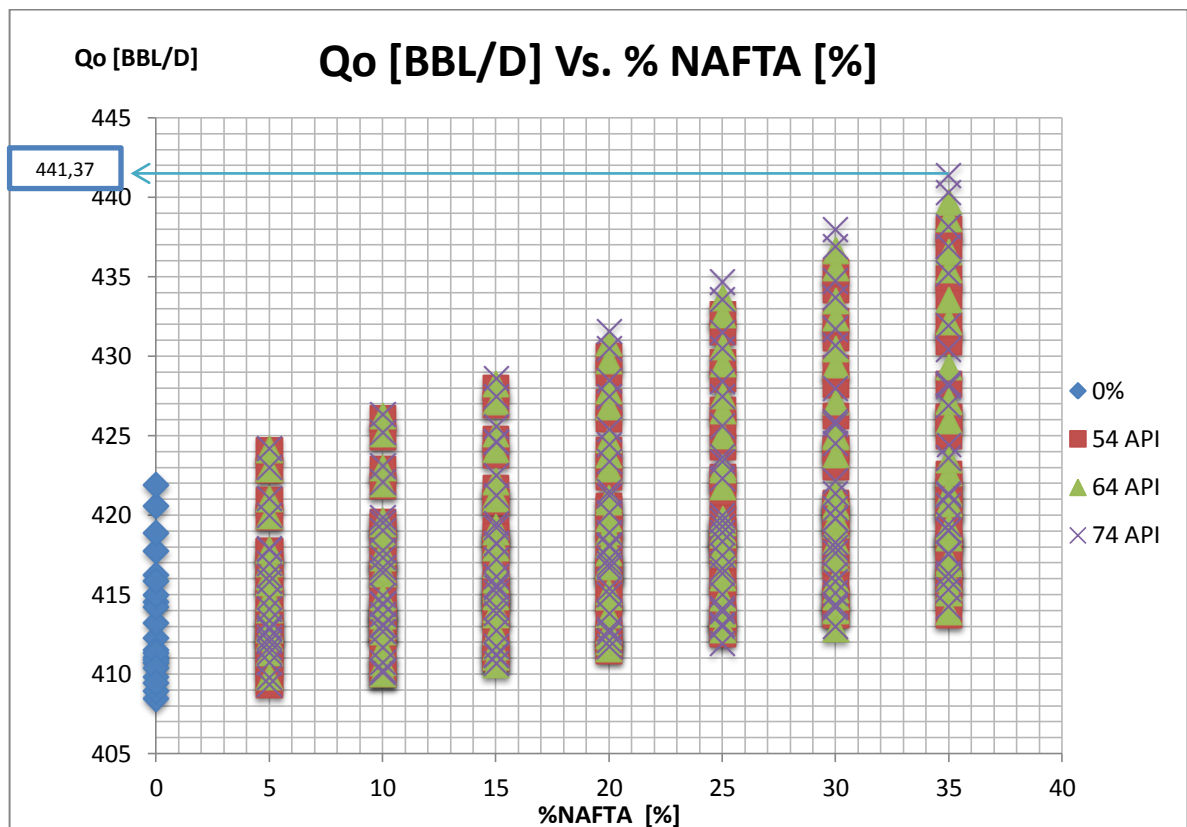
A partir de las simulaciones realizadas e ilustradas en la figura, se concluye que la producción de aceite aumenta, a medida que el porcentaje de nafta inyectado se incrementa.

También se observa que el efecto de la gravedad API de la nafta influye notoriamente en el aumento de la producción a partir de un porcentaje de nafta mayor al 20% en volumen.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de nafta y la gravedad API de la misma, el caudal de aceite tenderá a aumentar, mostrando una relación directa entre las variables analizadas.

A un porcentaje de nafta del 35% y una gravedad API de 74°, se obtiene el máximo caudal de aceite: 441 [BBL/D], aproximadamente.

Figura 22. Caudal de aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la gravedad API.

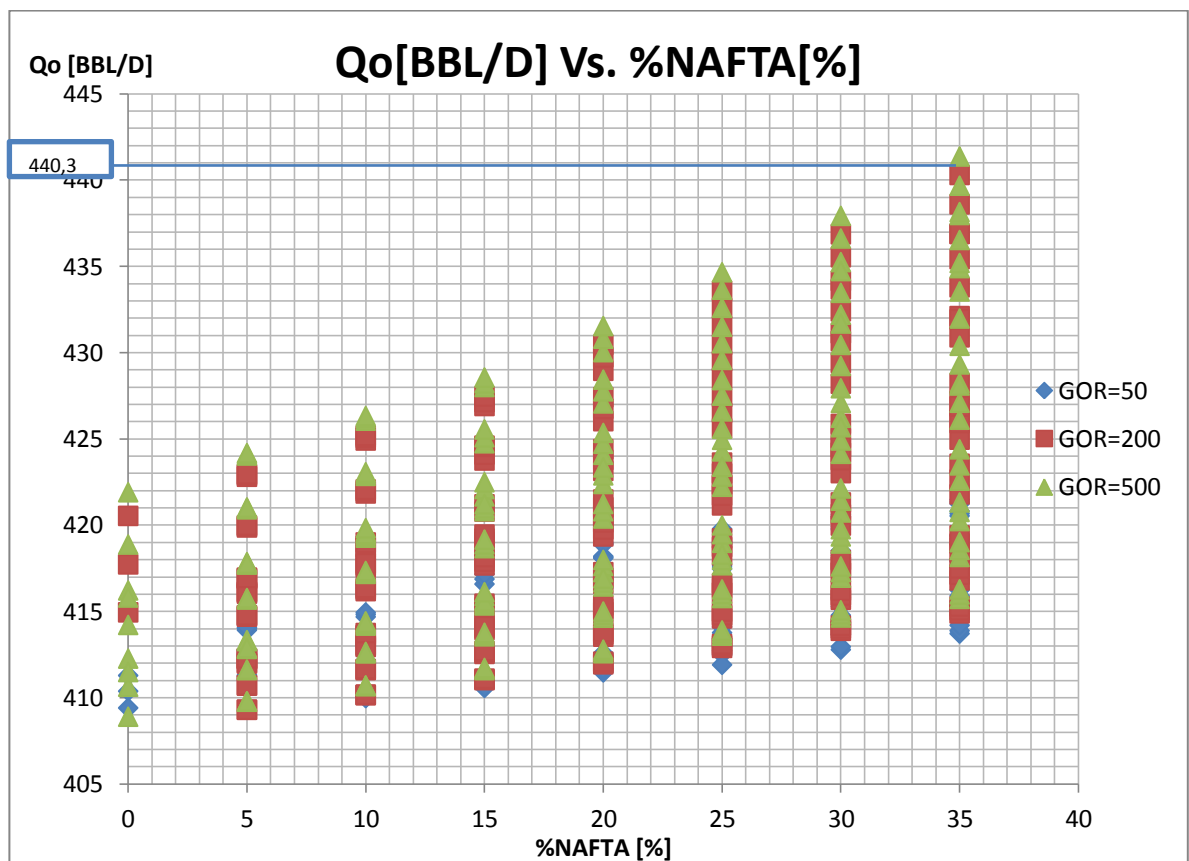


Fuente: Los autores.

5.1.2 Variable Independiente: Relación Gas-Aceite (GOR).

En la figura 23 se muestra el comportamiento del caudal de aceite en relación con el porcentaje de nafta y para los valores de relación gas-aceite dados.

Figura 23. Caudal de aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto al GOR.



Fuente: Los autores.

Realizando el análisis de la figura, se concluye que la producción de aceite aumenta, a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado.

También se observa que el efecto del GOR influye positivamente en la producción de aceite hasta un valor de 200 [SCF/STB]. A partir de éste, no se observa un cambio considerable en el comportamiento de la producción.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de nafta y el GOR, hasta un valor de 200 [SCF/STB], el caudal de aceite tenderá a aumentar. A un porcentaje de nafta del 35% y un GOR de 200 [SCF/STB], se obtiene el máximo caudal de aceite: 440 [BBL/D], aproximadamente.

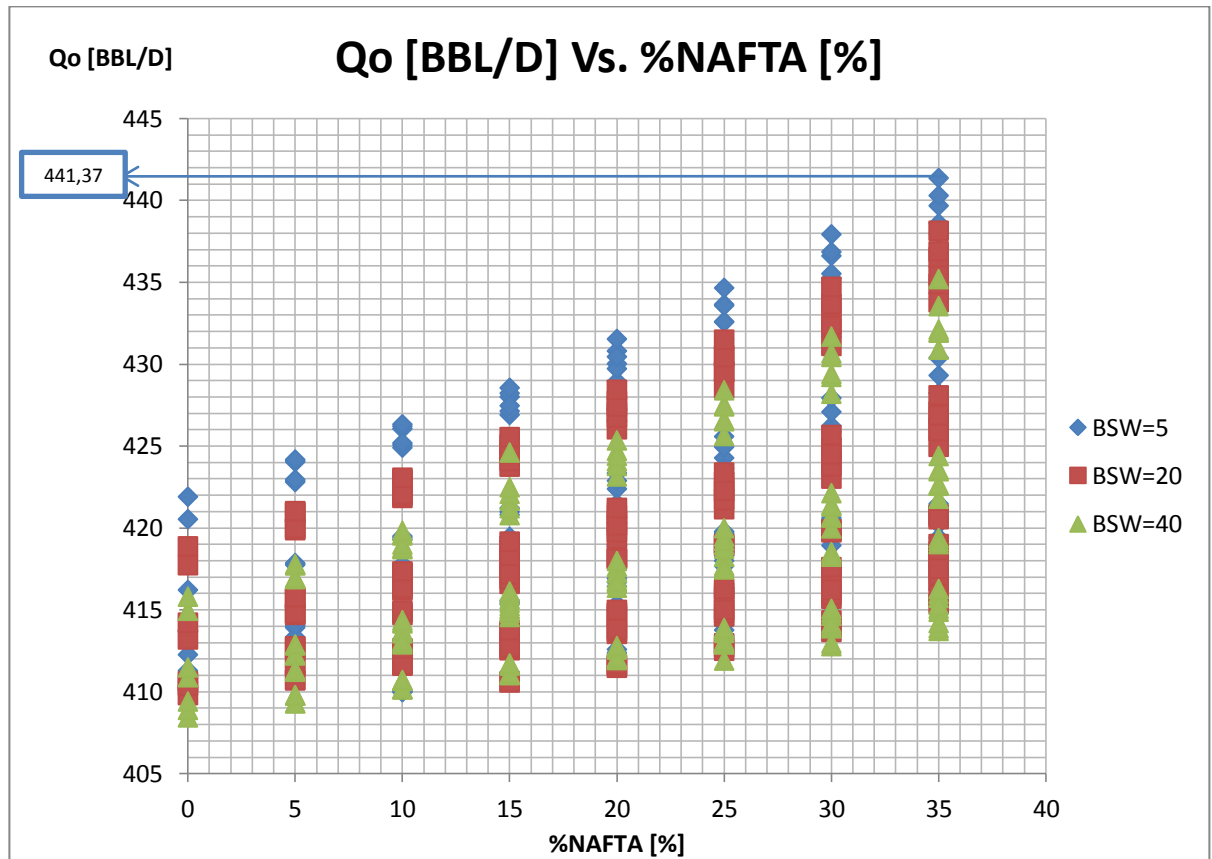
5.1.3 Variable Independiente: Corte de Agua (BSW).

En la figura 24 se muestra el comportamiento del caudal de aceite en relación con el porcentaje de nafta y para los valores de corte de agua dados.

A partir de la figura, se concluye inicialmente que la producción de aceite tiende a aumentar linealmente, a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado. También se observa una relación inversa entre el corte de agua y el caudal de aceite. A medida que disminuye el BSW, la producción de aceite aumenta, para un porcentaje de diluyente fijo.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de nafta y disminuye el BSW, el caudal de aceite tenderá a aumentar. A un porcentaje de nafta del 35% y un BSW del 5%, se obtiene el máximo caudal de aceite: 441 [BBL/D], aproximadamente.

Figura 24. Caudal de aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto al BSW.

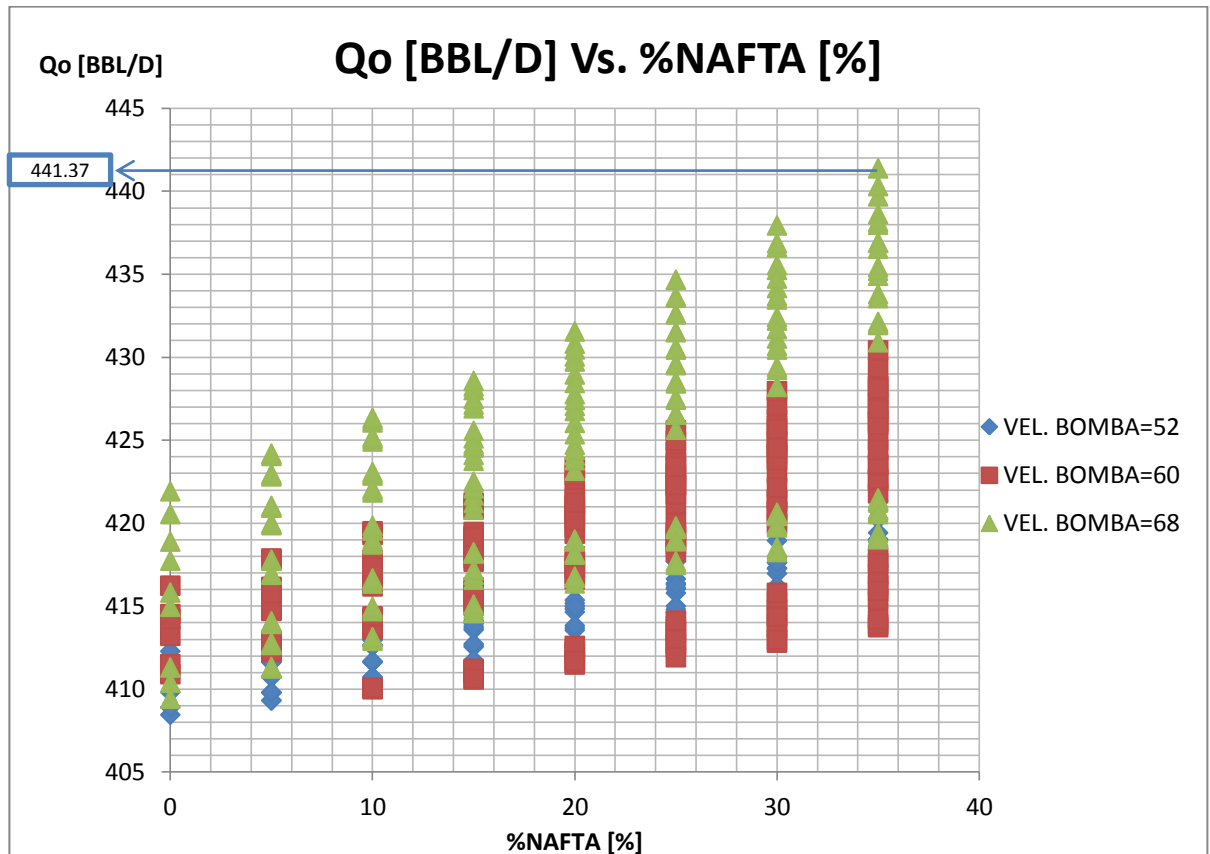


Fuente: Los autores.

5.1.4 Variable Independiente: Frecuencia de la Bomba.

En la figura 25 se muestra el comportamiento del caudal de aceite en relación con el porcentaje de nafta y para los valores de frecuencia de la bomba dados.

Figura 25. Caudal de aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la frecuencia de la bomba.



Fuente: Los autores.

Analizando la figura, se puede concluir, en primer lugar, que la producción de aceite tiende a aumentar linealmente, a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado.

También se observa una relación directa entre la frecuencia de la bomba y el caudal de aceite. A medida que aumenta la frecuencia de la bomba, el

comportamiento de la producción será cada vez mayor, para un porcentaje de diluyente fijo.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de nafta y la frecuencia de la bomba, el caudal de aceite tenderá a aumentar.

A un porcentaje de nafta del 35% y una frecuencia de la bomba de 68 [Hz], se obtiene el máximo caudal de aceite: 441 [BBL/D], aproximadamente.

5.2 VISCOSIDAD DE LA MEZCLA

A continuación se analizará el comportamiento de la viscosidad de la mezcla con respecto al porcentaje de nafta (variable dependiente). Éste comportamiento estará en función de las variables independientes definidas: Gravedad API de la nafta, GOR, BSW y frecuencia de la bomba.

5.2.1 Variable Independiente: Gravedad API de la Nafta.

En la figura 26 se muestra el comportamiento de la viscosidad de la mezcla en relación con el porcentaje de nafta y para los valores dados de gravedad API de la misma.

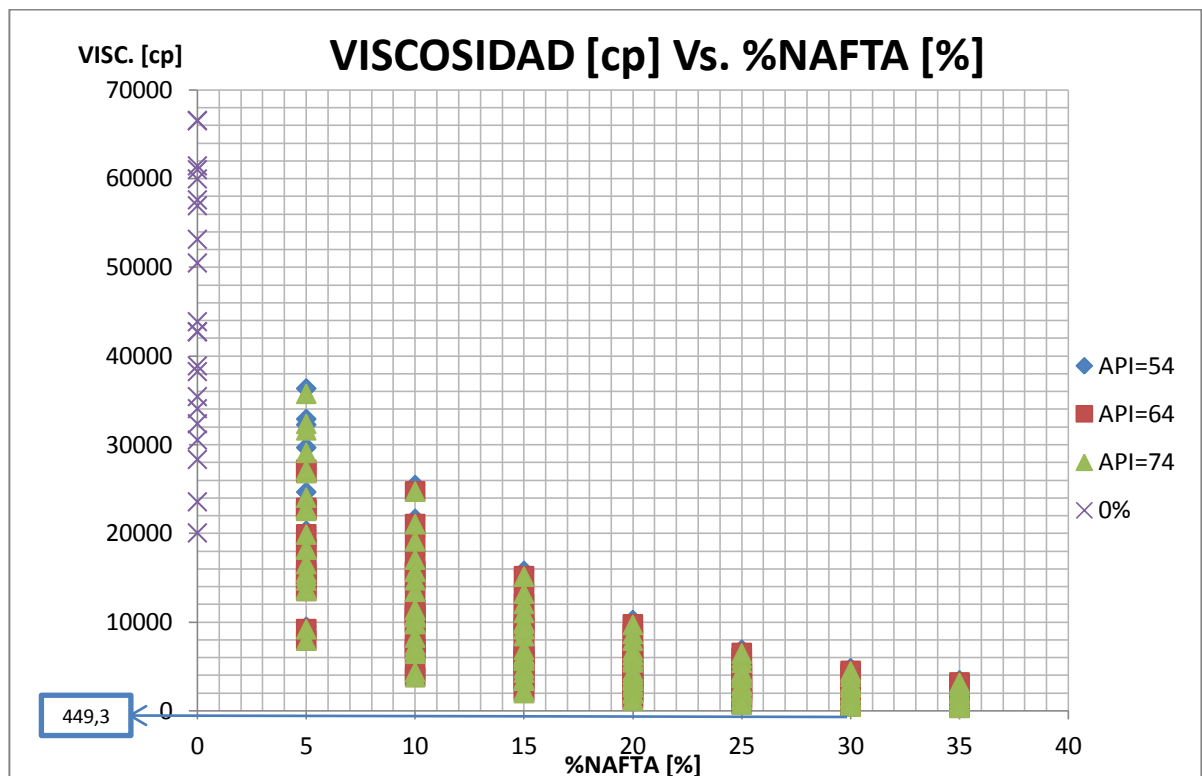
Realizando el análisis de la figura, se observa que la viscosidad de la mezcla disminuye significativamente, a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado. No se tienen en cuenta porcentajes de diluyente mayores al 30% por la mínima variación que se obtiene en la viscosidad de la mezcla.

También se evidencia que a mayor gravedad API del diluyente, menor viscosidad de la mezcla, para un porcentaje de diluyente fijo.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de nafta y su gravedad API, la viscosidad de la mezcla tenderá a reducirse.

A un porcentaje de nafta del 30% y una gravedad API de 74°, se obtiene la máxima reducción de la viscosidad, tomando un valor de 449 [cp], aproximadamente.

Figura 26. Viscosidad de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la gravedad API.

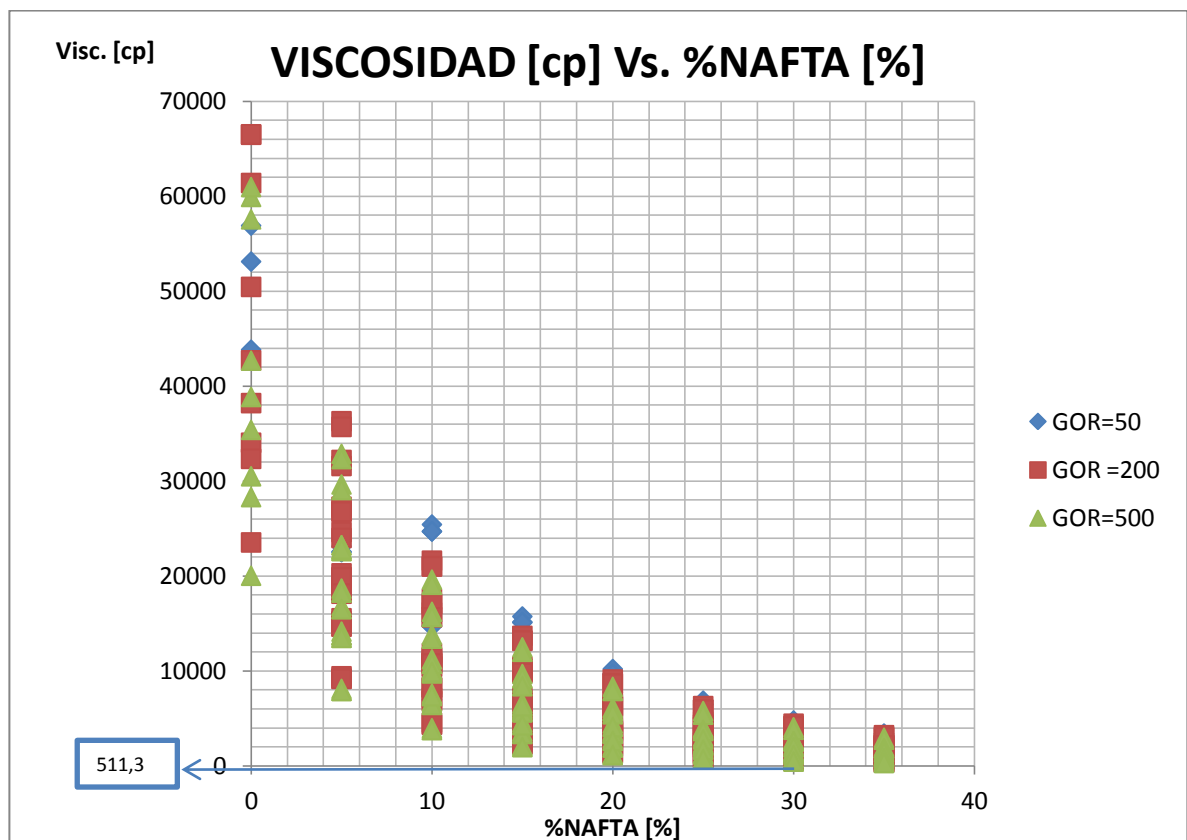


Fuente: Los autores.

5.2.2 Variable Independiente: Relación Gas-Aceite (GOR).

En la figura 27 se muestra el comportamiento de la viscosidad de la mezcla en relación con el porcentaje de nafta y para los valores de relación gas-aceite dados.

Figura 27. Viscosidad de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto al GOR.



Fuente: Los autores.

A partir del análisis de la figura, se observa que la viscosidad de la mezcla disminuye, a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado. No se tienen

en cuenta porcentajes de diluyente mayores al 30% por la mínima variación que se obtiene en la viscosidad de la mezcla.

También se observa que el efecto del GOR influye positivamente en la reducción de la viscosidad de la mezcla, hasta un valor de 200 [SCF/STB]. A partir de éste, no se observa un cambio considerable.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de nafta y el GOR, hasta un valor de 200 [SCF/STB], la viscosidad de la mezcla tenderá a disminuir.

A un porcentaje de nafta del 30% y un GOR de 200 [SCF/STB], se obtiene la máxima reducción de la viscosidad, tomando un valor de 511 [cp], aproximadamente.

5.2.3 Variable Independiente: Corte de Agua (BSW).

En la figura 28 se muestra el comportamiento de la viscosidad de la mezcla en relación con el porcentaje de nafta y para los valores de corte de agua dados.

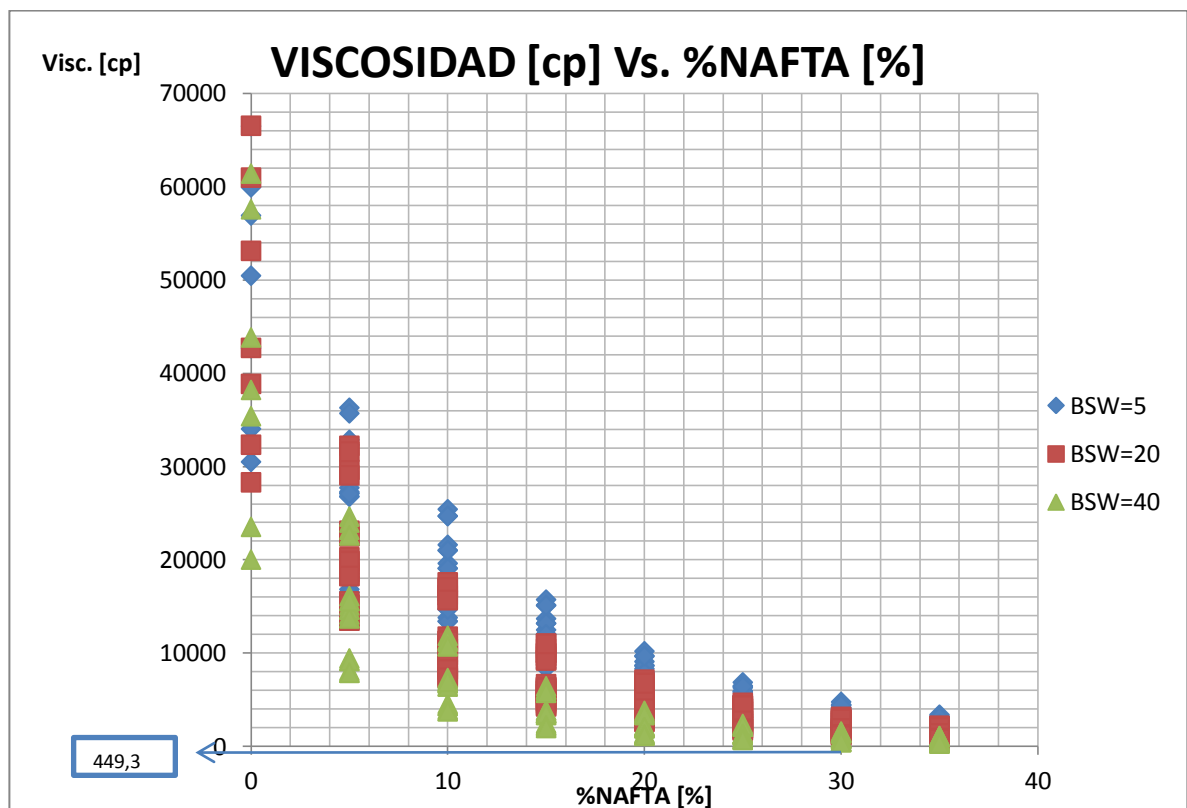
Realizando el análisis de la figura, se observa que la viscosidad de la mezcla disminuye, a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado. No se tienen en cuenta porcentajes de diluyente mayores al 30% por la mínima variación que se obtiene en la viscosidad de la mezcla.

También se evidencia, que a mayor corte de agua (BSW) menor será la viscosidad de la mezcla, para un porcentaje de diluyente fijo.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de nafta y el BSW, la viscosidad de la mezcla tenderá a reducirse.

A un porcentaje de nafta del 30% y un BSW de 40%, se obtiene la máxima reducción de la viscosidad, tomando un valor de 449 [cp], aproximadamente.

Figura 28. Viscosidad de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto al BSW.

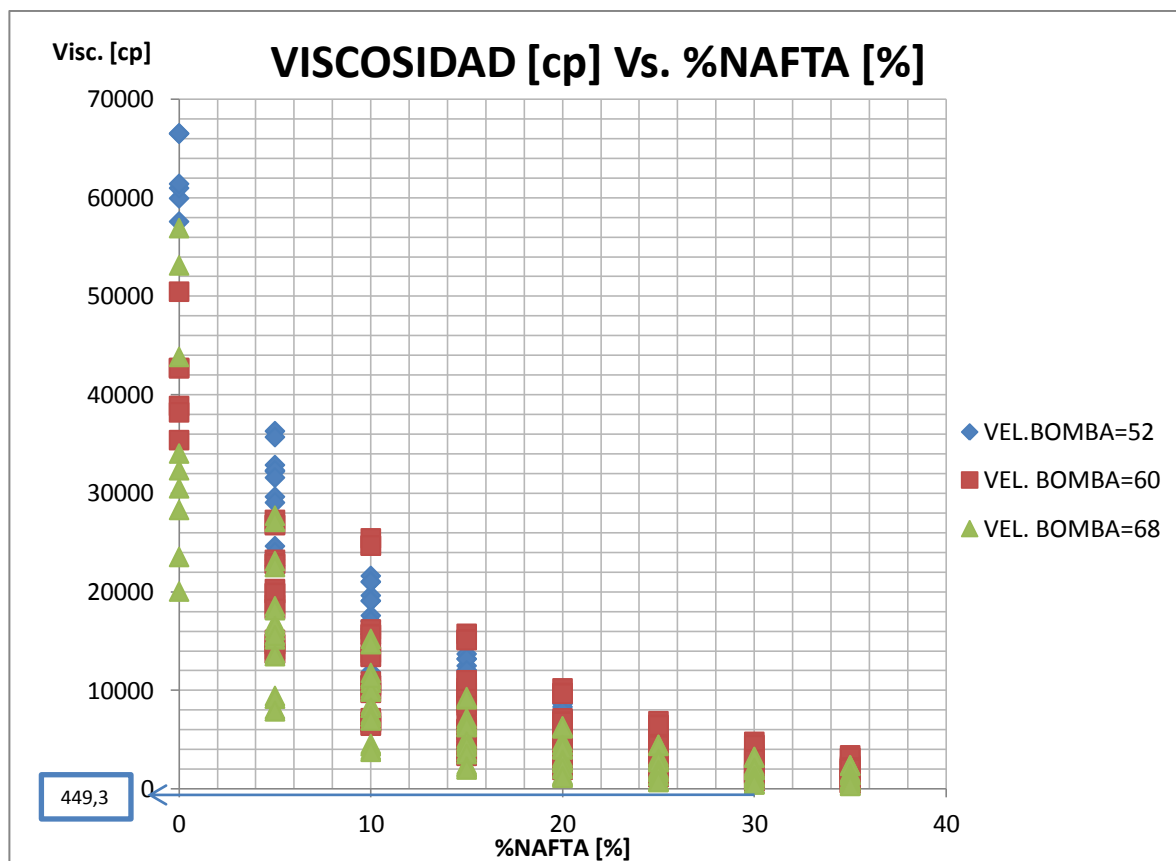


Fuente: Los autores.

5.2.4 Variable Independiente: Frecuencia de la Bomba.

En la figura 29 se muestra el comportamiento de la viscosidad de la mezcla en relación con el porcentaje de nafta y para los valores de frecuencia de la bomba dados.

Figura 29. Viscosidad de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la frecuencia de la bomba.



Fuente: Los autores.

Al analizar la figura, se observa que la viscosidad de la mezcla disminuye, a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado. No se tienen en cuenta porcentajes de diluyente mayores al 30% por la mínima variación que se obtiene en la viscosidad de la mezcla.

También se deduce, que a mayor frecuencia de la bomba, menor será la viscosidad de la mezcla, para un porcentaje de diluyente fijo.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de nafta y la frecuencia de la bomba, la viscosidad de la mezcla tenderá a reducirse.

A un porcentaje de nafta del 30% y una frecuencia de la bomba de 68 [Hz], se obtiene la máxima reducción de la viscosidad, tomando un valor de 449 [cp], aproximadamente.

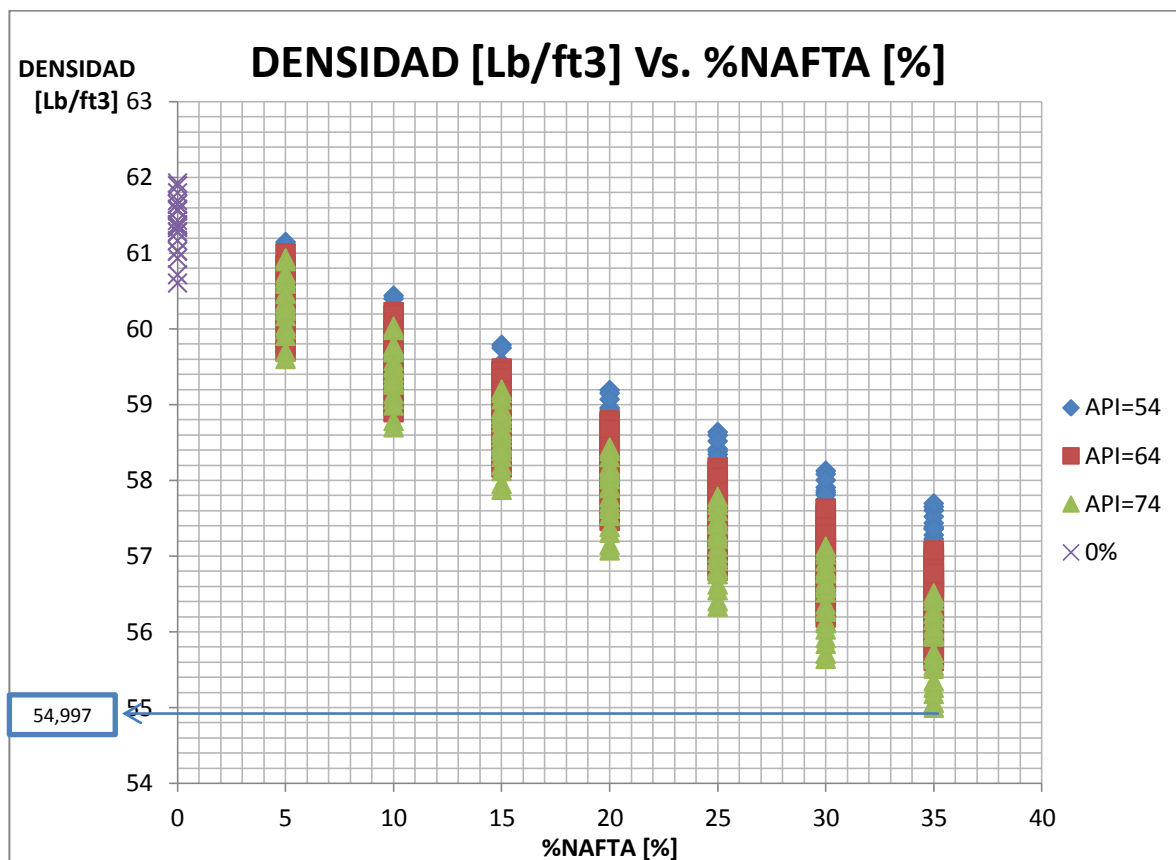
5.3 DENSIDAD DEL ACEITE

A continuación se analizará el comportamiento de la densidad del aceite con respecto al porcentaje de nafta (variable dependiente). Éste comportamiento estará en función de las variables independientes definidas: Gravedad API de la nafta, GOR, BSW y frecuencia de la bomba.

5.3.1 Variable Independiente: Gravedad API de la Nafta.

En la figura 30 se muestra el comportamiento de la densidad del aceite en relación con el porcentaje de nafta y para los valores dados de gravedad API de la misma.

Figura 30. Densidad del aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la gravedad API.



Fuente: Los autores.

De la gráfica se observa que la densidad del crudo original disminuye a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado.

También se evidencia un mayor efecto en la reducción de la densidad a medida que la gravedad API del diluyente tiende a aumentar, para un porcentaje de diluyente fijo.

Por lo tanto, se concluye que la densidad del crudo disminuye, a medida que el porcentaje de nafta y su gravedad API aumentan.

A un porcentaje de nafta del 35% y una gravedad API de 74°, se obtiene la máxima reducción de la densidad, tomando un valor de 55 [Lb/Ft³], aproximadamente.

5.3.2 Variable Independiente: Relación Gas-Aceite (GOR).

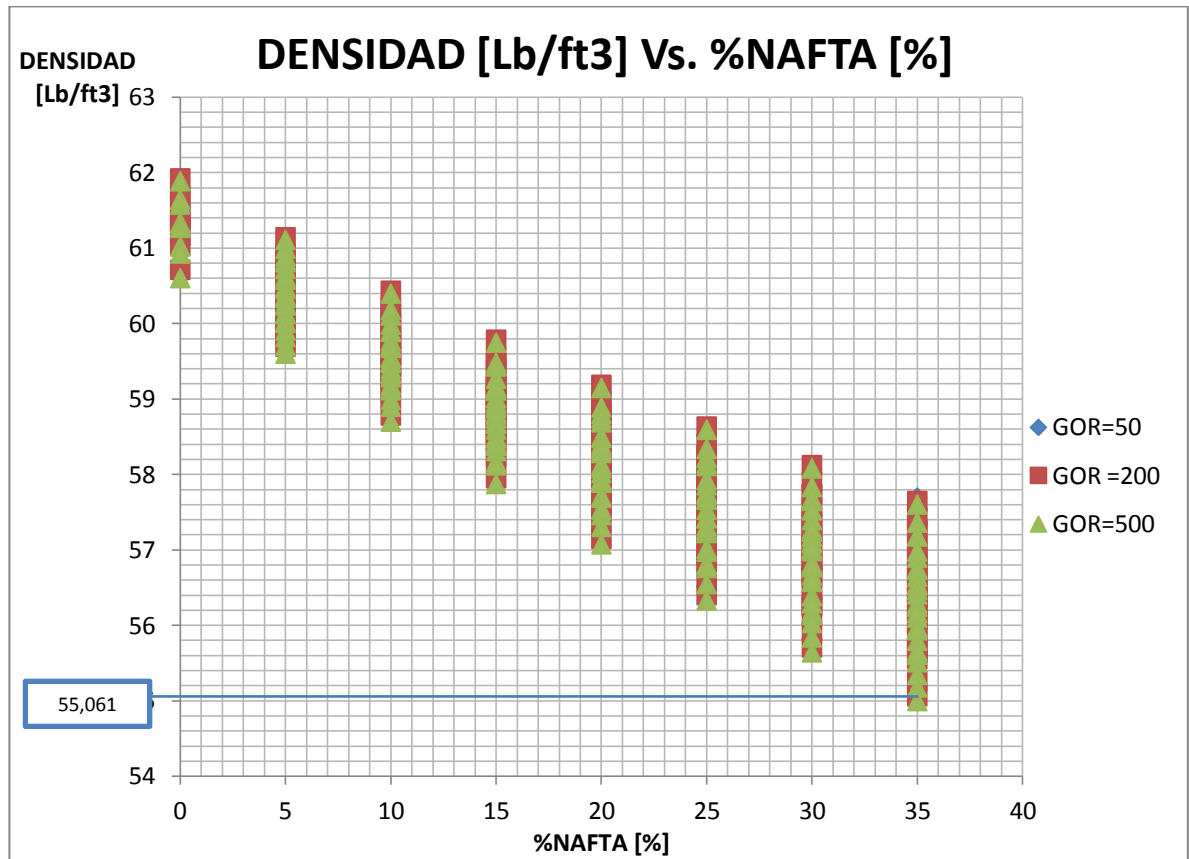
En la figura 31 se muestra el comportamiento de la densidad del aceite en relación con el porcentaje de nafta y para los valores de relación gas-aceite dados.

Analizando la gráfica, se observa que la densidad del crudo original disminuye a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado.

También se deduce que el efecto del GOR influye positivamente en la reducción de la densidad, hasta un valor de 200 [SCF/STB]. A partir de éste, no se observa un cambio considerable.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de nafta y el GOR, hasta un valor de 200 [SCF/STB], la densidad del crudo tenderá a disminuir. A un porcentaje de nafta del 35% y un GOR de 200 [SCF/STB], se obtiene la máxima reducción de la densidad, tomando un valor de 55,1 [Lb/Ft³], aproximadamente.

Figura 31. Densidad del aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto al GOR.



Fuente: Los autores.

5.3.3 Variable Independiente: Corte de Agua (BSW).

En la figura 32 se muestra el comportamiento de la densidad del aceite en relación con el porcentaje de nafta y para los valores de corte de agua dados.

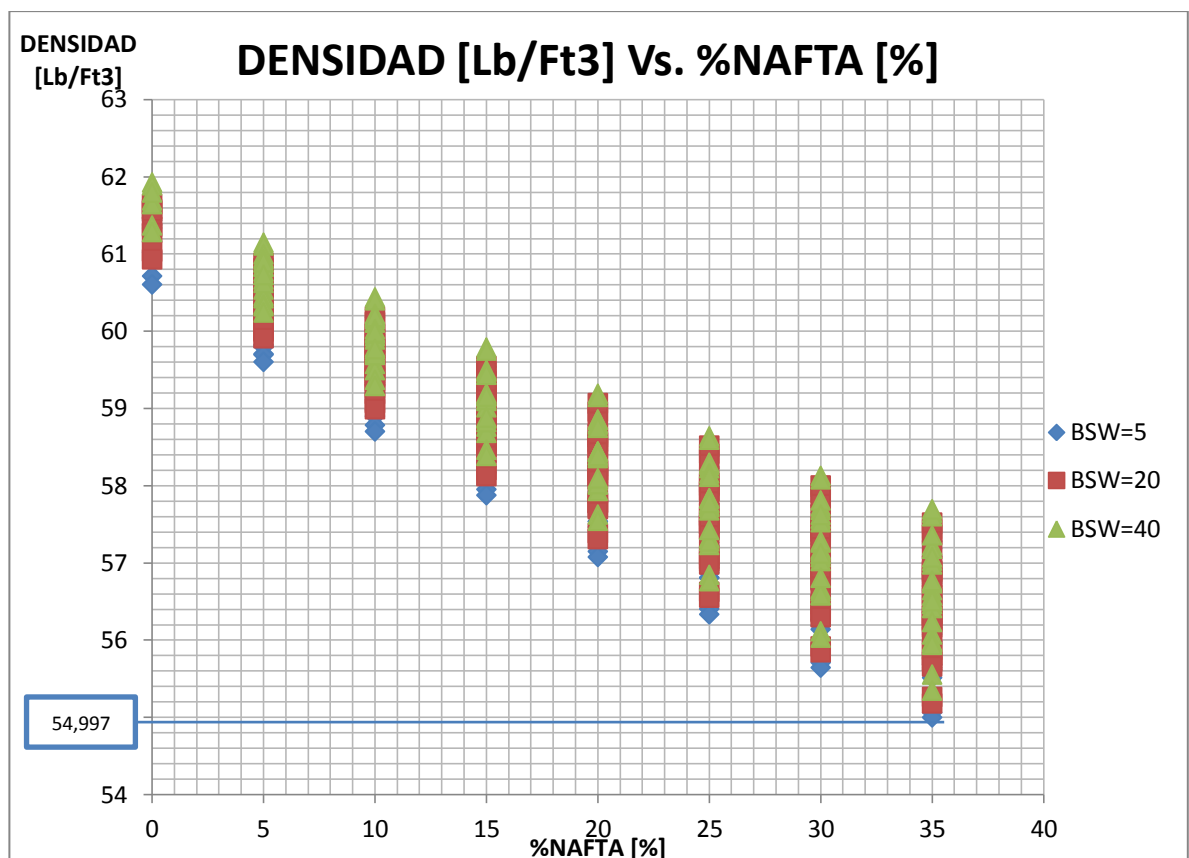
Realizando el análisis de la figura, se observa que la densidad del crudo disminuye, a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado.

También se evidencia, que a menor corte de agua (BSW) menor será la densidad, para un porcentaje de diluyente fijo.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de nafta y disminuye el BSW, la densidad del crudo original tenderá a reducirse.

A un porcentaje de nafta del 35% y un BSW de 5%, se obtiene la máxima reducción de la densidad, tomando un valor de 55 [Lb/Ft³], aproximadamente.

Figura 32. Densidad del aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto al BSW.

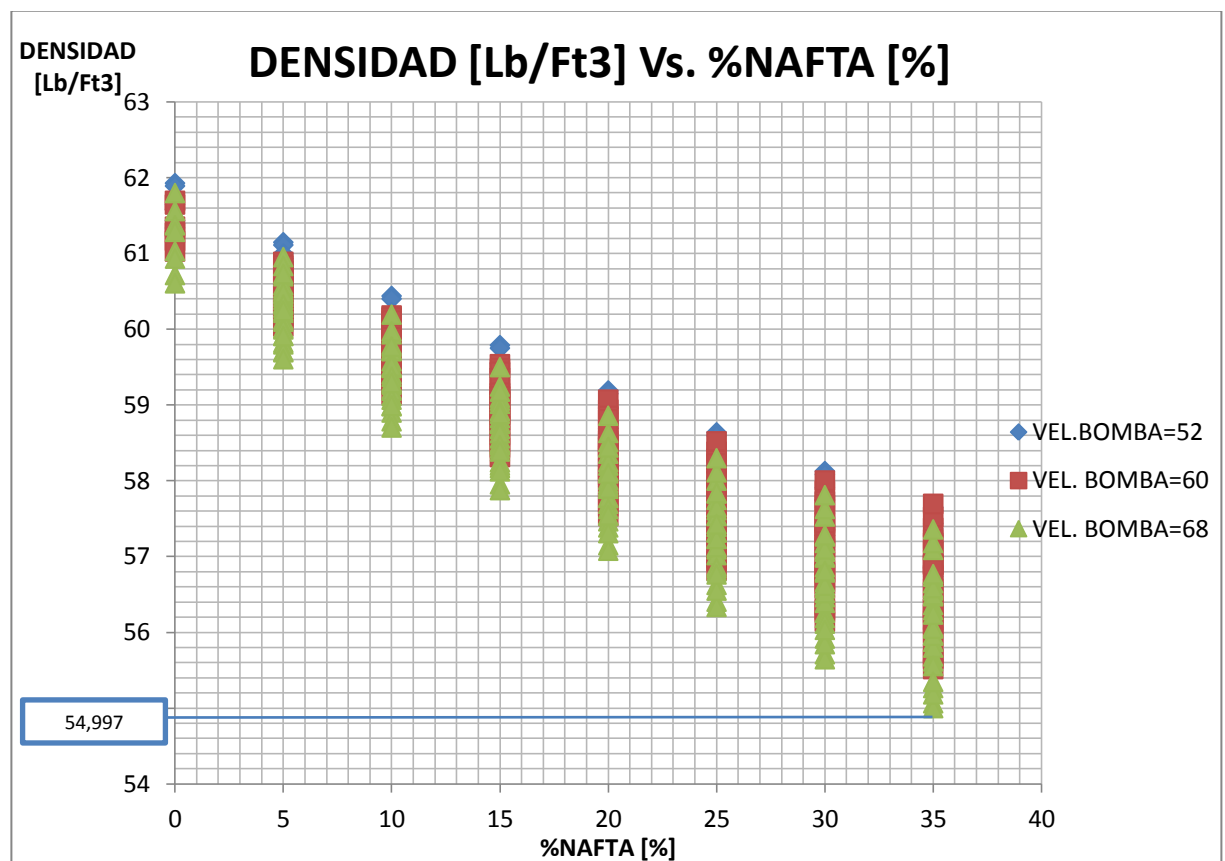


Fuente: Los autores.

5.3.4 Variable Independiente: Frecuencia de la Bomba.

En la figura 33 se muestra el comportamiento de la densidad del aceite en relación con el porcentaje de nafta y para los valores de frecuencia de la bomba dados.

Figura 33. Densidad del aceite Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la frecuencia de la bomba.



Fuente: Los autores.

Al analizar la figura, se observa que la densidad del crudo original disminuye, a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado.

También, que a mayor frecuencia de la bomba, menor será la densidad, para un porcentaje de diluyente fijo.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de nafta y la frecuencia de la bomba, la densidad del crudo tenderá a reducirse.

A un porcentaje de nafta del 35% y una frecuencia de la bomba de 68 [Hz], se obtiene la máxima reducción de la densidad, tomando un valor de 55 [Lb/Ft³], aproximadamente.

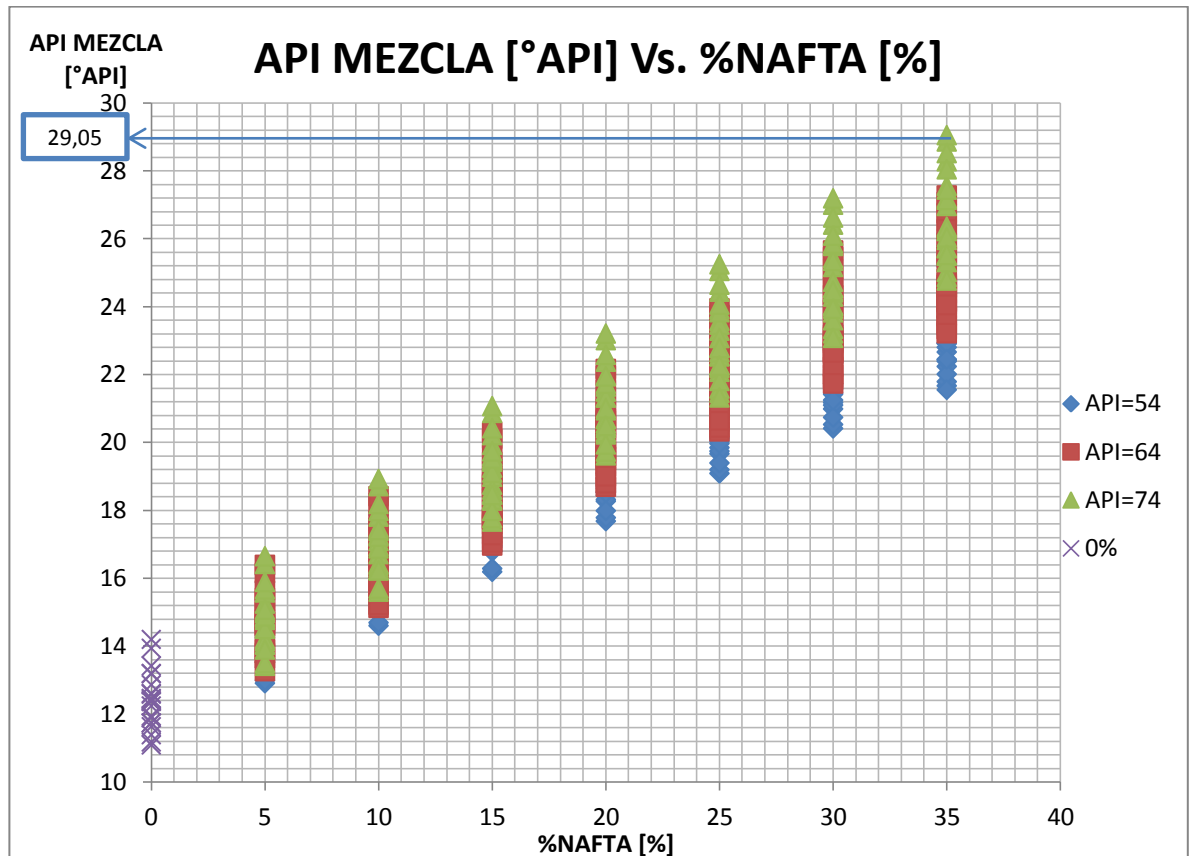
5.4 GRAVEDAD API DE LA MEZCLA

A continuación se analizará el comportamiento de la gravedad API de la mezcla con respecto al porcentaje de nafta (variable dependiente). Éste comportamiento estará en función de las variables independientes definidas: Gravedad API de la nafta, GOR, BSW y frecuencia de la bomba.

5.4.1 Variable Independiente: Gravedad API de la Nafta.

En la figura 34 se muestra el comportamiento de la gravedad API de la mezcla en relación con el porcentaje de nafta y para los valores dados de gravedad API de la misma.

Figura 34. Gravedad API de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la gravedad API del diluyente.



Fuente: Los autores.

De la figura se observa que la gravedad API de la mezcla se incrementa, a medida que el porcentaje de nafta inyectado aumenta.

De la misma manera, la gravedad API de la mezcla aumenta al incrementarse la gravedad API de la nafta, para un porcentaje de diluyente fijo.

Por lo tanto, se concluye que la gravedad API de la mezcla se incrementa, a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado y su gravedad API.

A un porcentaje de diluyente del 35% y una gravedad API de 74°, se obtiene la máxima gravedad API de la mezcla: 29,05 [°API].

5.4.2 Variable Independiente: Relación Gas-Aceite (GOR).

En la figura 35 se muestra el comportamiento de la gravedad API de la mezcla en relación con el porcentaje de nafta y para los valores de relación gas-aceite dados.

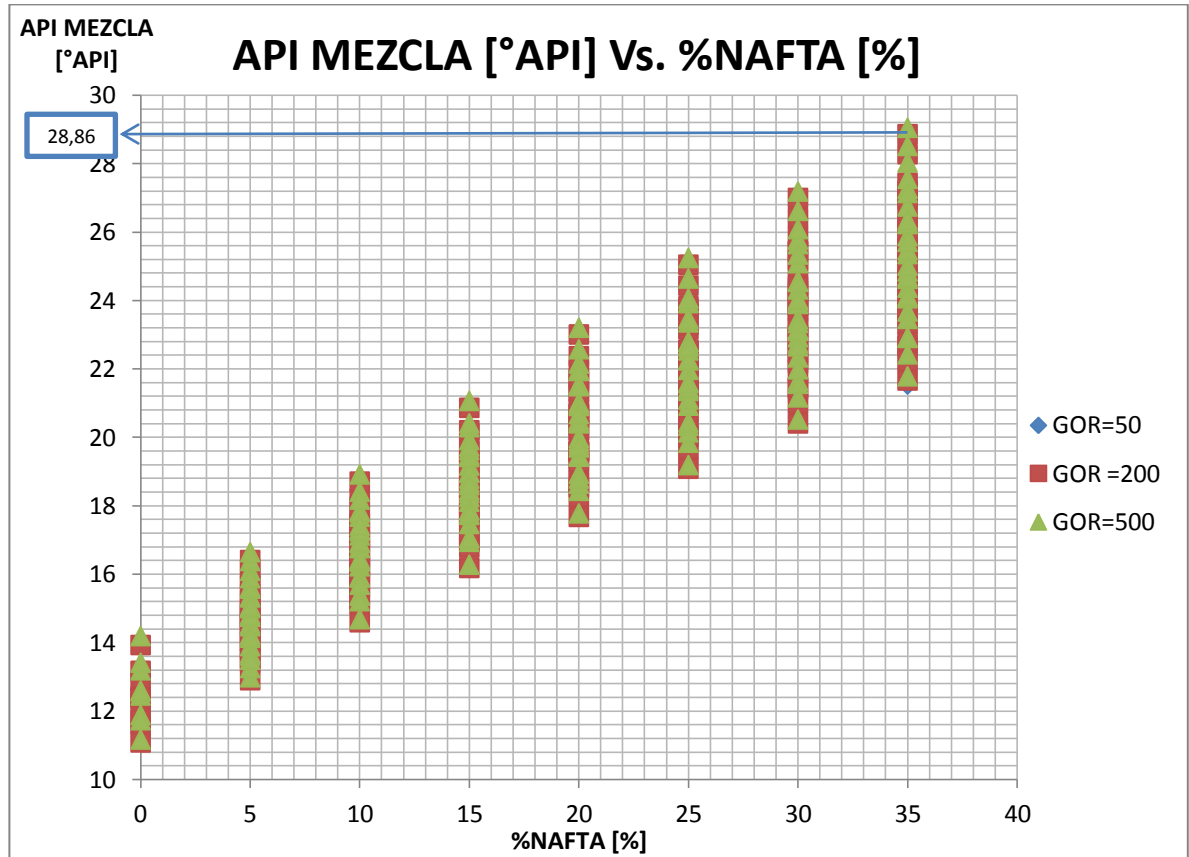
Realizando el análisis de la figura, se observa que la gravedad API de la mezcla aumenta, a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado.

También se observa que el efecto del GOR influye positivamente en la gravedad API de la mezcla hasta un valor de 200 [SCF/STB]. A partir de éste, no se observa un cambio considerable en el comportamiento de la gravedad, tendiendo a permanecer constante.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de nafta y el GOR, hasta un valor de 200 [SCF/STB], la gravedad API de la mezcla tenderá a aumentar.

A un porcentaje de nafta del 35% y un GOR de 200 [SCF/STB], se obtiene la máxima gravedad API de la mezcla: 28,86 [°API].

Figura 35. Gravedad API de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto al GOR.



Fuente: Los autores.

5.4.3 Variable Independiente: Corte de Agua (BSW).

En la figura No. 36 se muestra el comportamiento de la gravedad API de la mezcla en relación con el porcentaje de nafta y para los valores de corte de agua dados.

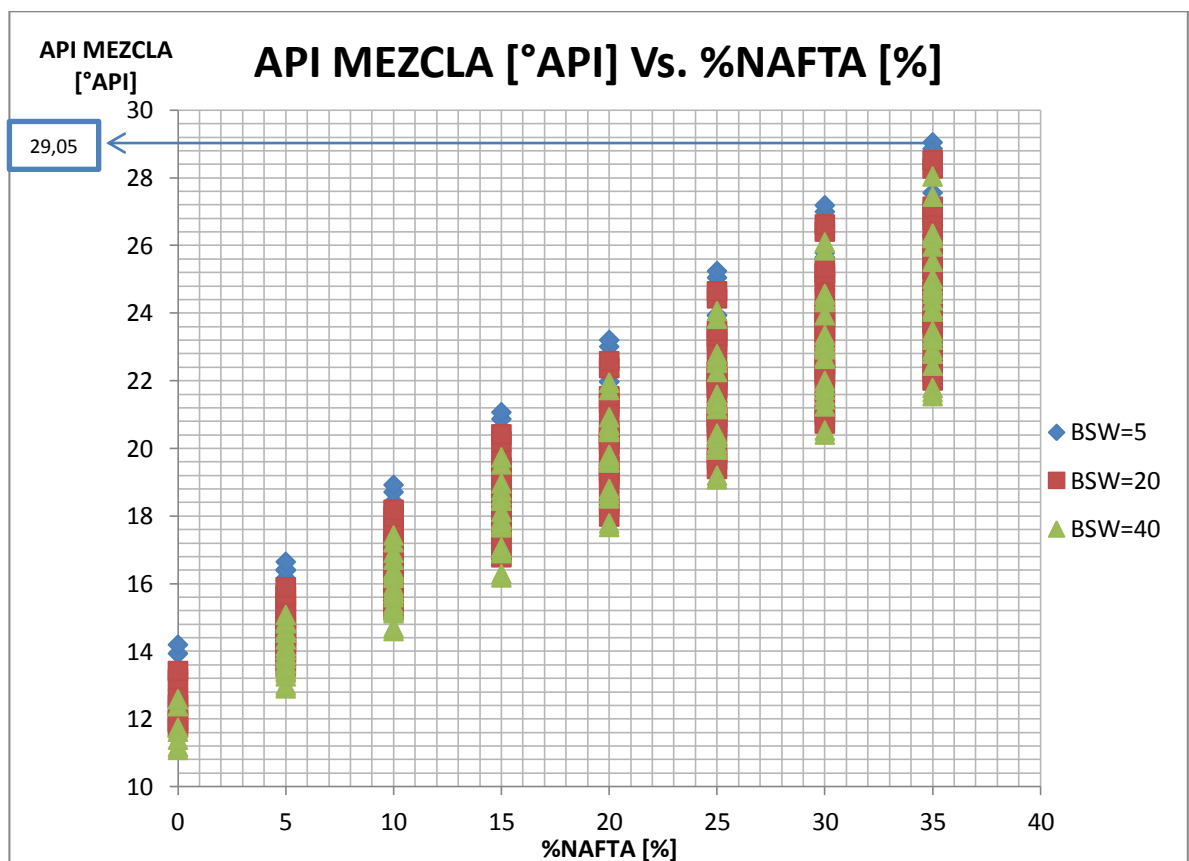
A partir de la figura, se deduce, inicialmente, que la gravedad API de la mezcla tiende a aumentar linealmente, a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado.

También se observa una relación inversa entre el corte de agua y la gravedad API de la mezcla. A medida que disminuye el BSW, la gravedad API de la mezcla aumenta, para un porcentaje de diluyente fijo.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de nafta y disminuye el BSW, la gravedad API de la mezcla tenderá a aumentar.

A un porcentaje de nafta del 35% y un BSW del 5%, se obtiene la máxima gravedad API de la mezcla: 29,05 [°API].

Figura 36. Gravedad API de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto al BSW.

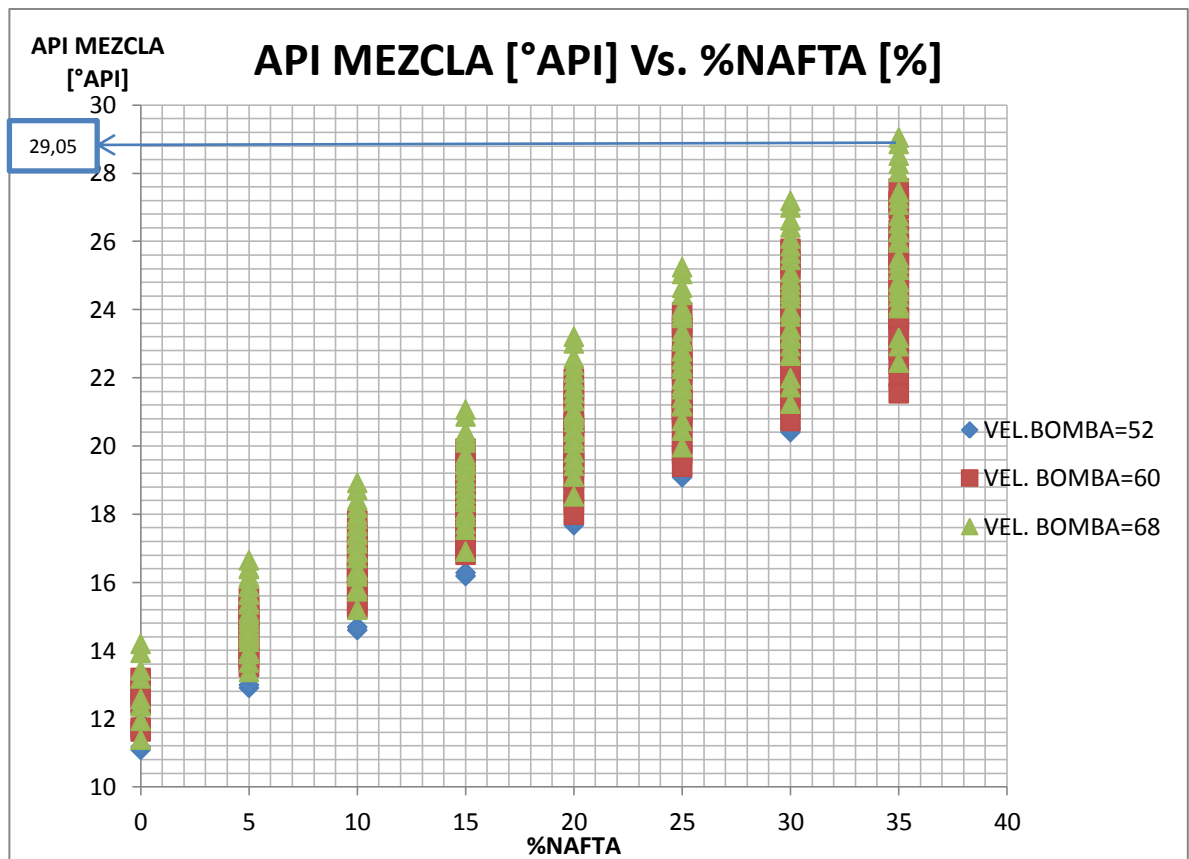


Fuente: Los autores.

5.4.4 Variable Independiente: Frecuencia de la Bomba.

En la figura 37 se muestra el comportamiento de la gravedad API de la mezcla en relación con el porcentaje de nafta y para los valores de frecuencia de la bomba dados.

Figura 37. Gravedad API de la mezcla Vs. Porcentaje de nafta, respecto a la frecuencia de la bomba.



Fuente: Los autores.

Analizando la figura, se puede concluir, en primer lugar, que la gravedad API de la mezcla tiende a aumentar linealmente, a medida que aumenta el porcentaje de nafta inyectado.

También se observa una relación directa entre la frecuencia de la bomba y la gravedad API de la mezcla. A medida que aumenta la frecuencia de la bomba, el comportamiento de la gravedad será cada vez mayor para un porcentaje de diluyente fijo.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de nafta y la frecuencia de la bomba, la gravedad API de la mezcla tenderá a aumentar.

A un porcentaje de nafta del 35% y una frecuencia de la bomba de 68 [Hz], se obtiene la máxima gravedad API de la mezcla: 29,05 [°API].

CONCLUSIONES

El proceso de dilución en fondo de pozo es una alternativa técnicamente atractiva en campos de crudo pesado. Esto se debe a que reduce tanto la viscosidad como la densidad del fluido. Además, tiene un efecto positivo en el comportamiento de la producción, ya que en el pozo de estudio se incrementó en un 10%.

El incremento del porcentaje de diluyente inyectado, utilizado como variable dependiente, se relaciona directamente con el caudal de aceite y la gravedad API de la mezcla hasta un porcentaje de diluyente de 35%, a partir del cual no se observa un incremento significativo en el comportamiento de la producción (ver anexos); e inversamente con la viscosidad y la densidad del fluido.

En la producción de aceite, la variación de la gravedad API de la nafta influye en el aumento del caudal a partir de un porcentaje de diluyente mayor al 20% en volumen. La variación del GOR tiene un efecto considerable hasta un valor de 200 [SCF/STB]; a partir de éste, no se observa un cambio considerable en el comportamiento de la producción. La disminución del BSW incrementa el caudal de aceite. Y la variación de la frecuencia de la bomba genera una relación directa, a medida que aumenta, el comportamiento de la producción será cada vez mayor, para un porcentaje de diluyente fijo.

La viscosidad de la mezcla disminuye considerablemente al aumentar las variables independientes: La gravedad API de la nafta, el GOR (hasta un valor de 200 [SCF/STB]), el BSW y la frecuencia de la bomba. No se tienen en cuenta

porcentajes de diluyente mayores al 30% por la mínima variación que se obtiene en la viscosidad de la mezcla.

La densidad del aceite disminuye al aumentar la gravedad API de la nafta, el GOR (hasta un valor de 200 [SCF/STB]) y la frecuencia de la bomba. En el caso del BSW, se presenta una relación directa donde la densidad se reduce al disminuir el corte de agua.

Para el caso de la gravedad API de la mezcla, se concluye que ésta se incrementa al aumentarse los valores de gravedad API de la nafta, el GOR (hasta un valor de 200 [SCF/STB]), al disminuirse el BSW y al aumentar la frecuencia de la bomba. El incremento total de la gravedad fue de 20,86 °API, pasando de una gravedad de 9 °API (API crudo original) a un valor de 29,86 °API.

Con el análisis de los resultados, las condiciones más óptimas para favorecer la producción en el pozo de estudio son: un porcentaje de nafta entre 20 y 35% en volumen, una gravedad API de 74° para el diluyente, un GOR de 200 [SCF/STB], un BSW de 20% y una velocidad de bomba de 68 [Hz].

RECOMENDACIONES

Se recomienda la realización de un estudio completo del comportamiento de los asfaltenos, teniendo en cuenta que es una clase de componente que puede precipitar los fluidos de yacimiento de petróleo con una alta viscosidad, además es principalmente la causa de problemas de depositación en pozos productores y líneas de tuberías.

También se recomienda realizar un análisis en campo del comportamiento de la técnica y compararlo con la información obtenida mediante las simulaciones desarrolladas. Esto con el fin de optimizar el proceso de dilución en fondo de pozo.

BIBLIOGRAFÍA

ALBOUDWAREJ, Hussein, *et al.* “La Importancia del Petróleo Pesado”. [s.l.]: Oilfield Review, Schlumberger, publicado el 10 de enero de 2006.

BARRIOS, J.; FERNANDEZ, V. y RAMÍREZ, R. “Multilateral field experience in developing an extra heavy crude-oil reservoir”. Artículo SPE 86947. Bakersfield, California, USA: SINCOR, 16 al 18 de marzo de 2004.

CAPELEIRO Pinto, A. C., *et al.* “Offshore heavy oil in Campos basin: The Petrobras Experience”. Artículo OTC 15283. Houston, Texas, USA: Petrobras S. A., 5 al 8 de mayo de 2003.

COTES León, *et al.* “Optimization of electrical submersible pump artificial lift system for extraheavy oils through an analysis of bottom dilution scheme”. Publicado en la revista CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 4 Núm. 1. Bucaramanga, Colombia: Ecopetrol S.A. – Instituto Colombiano del Petróleo, Corporación Natfrac, 9 de junio de 2010.

CUBIDES ROJAS, Laura Natalia y PEÑA SÁNCHEZ, Paula Jimena. “Sensibilidad de las variables operacionales en el transporte de crudo pesado”. Tesis de pregrado de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2009.

CURTIS, Carl, *et al.* “Yacimientos de petróleo pesado”. [s.l.]: Oilfield Review, Schlumberger. Publicado el 12 de enero de 2002.

FRANCO SANDOVAL, Leonardo y GALVIS VALDERRAMA, Pedro Nel. “Análisis del comportamiento reológico del mezclado en cabeza de pozo para el mejoramiento de la producción en el campo Tisquirama de la Som de Grmm de

ECOPETROL S.A.". Trabajo de grado de Especialización en Producción de Hidrocarburos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011.

GARCÍA CHINCHILLA, César Augusto. "Diseño conceptual del sistema de recolección de crudo extrapesado San Fernando". Trabajo de grado de maestría en Ingeniería de Hidrocarburos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2009.

HERNÁNDEZ PÉREZ, César Gabriel. "Evaluación técnica – económica de un sistema de dilución de crudo pesado para su transporte entre las estaciones SDN-1 y BUEF-2, distrito sur San Tomé". Tesis de pregrado del Departamento de Petróleo de la Universidad del Oriente. Venezuela, 2006.

PÁEZ BELTRÁN, Edison. "Análisis costo beneficio para implementación de unidad recuperadora de vapores en campos productores de crudo pesado con dilución nafta". Proyecto de grado de Especialización en Gerencia de Hidrocarburos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011.

PEDERSEN, Karen Schou y CHRISTENSEN, Peter L. "Phase behavior of petroleum reservoir fluids". Estados Unidos: Taylor & Francis Group, 2007.

PÉREZ HERNÁNDEZ, Rafael Eduardo. "Análisis técnico económico de la implementación de un reductor de viscosidad para el mejoramiento de la producción en varios campos de crudo pesado en Colombia". Tesis de pregrado de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011.

QUIROGA FLÓREZ, César Augusto y ROMERO ACEVEDO, Andrés. "Desarrollo de un modelo computacional para el ajuste de la viscosidad de mezclas de crudo pesado y/o extrapesado con disolventes para transporte por oleoducto". Tesis de

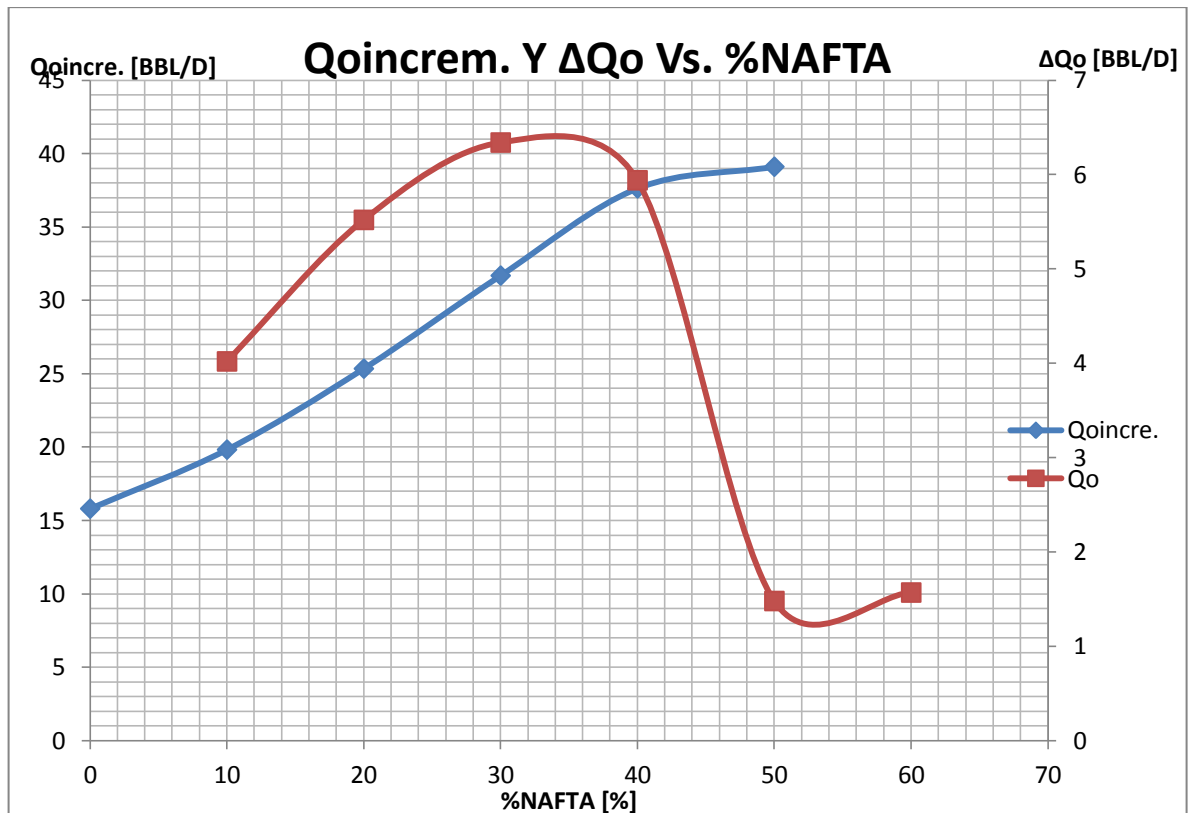
pregrado de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2010.

ROBLES, Jorge. "Application of advanced heavy-oil-production technologies in the Orinoco heavy-oil-belt, Venezuela". Artículo SPE 69848. Isla Margarita, Venezuela: Petrozuata, C. A., 12 al 14 de marzo de 2001.

ROJAS, Alexander. "Orinoco belt, Cerro Negro area: development of downhole diluent injection completions". Artículo SPE 69433. Buenos Aires, Argentina: PDVZA S.A., 25 al 28 de marzo de 2001.

ANEXOS

Anexo A. Caudal incremental Vs. % Nafta y ΔQ_o Vs. % Nafta, para una gravedad API de 74°.



Fuente: Los autores.

A partir de la figura anterior, se observa que el incremental de aceite es considerable hasta un porcentaje de nafta entre 30 y 40 % en volumen, a partir de éste último valor el comportamiento de la producción tiende a estabilizarse; comparando este comportamiento con las diferencias de caudales se observa que el máximo aumento se obtendrá a un porcentaje de nafta igual 30 %.