

Evaluación técnico-financiera de la aplicación del proceso de dilución en fondo en pozos de crudo pesado de un campo colombiano de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Daniel Alejandro Burgos Ramírez, Yeison Fabiany Casas Pulido

Trabajo de Grado para Optar por el Título de Ingeniero de Petróleos

Director:

Erik Giovany Montes Páez

Magíster en ingeniería de hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A Dios, porque no se mueve la hoja de un árbol si no es su voluntad y porque a pesar de cualquier adversidad, Él siempre estará a mi lado.

A mi madre hermosa, por darme la vida y pensar mil veces en sus hijos antes que en ella misma. Todo lo que he sido, soy, y algún día llegaré a ser es en honor y gracias a ella. Si pudiera elegir una nueva vida y una nueva madre te elegiría una e infinitas veces. ¡Te amo madre!

A mi padre, por su apoyo incondicional.

A mis hermanos Andrey y Tania, porque gracias a ellos quiero ser mejor persona cada día. Los quiero mucho.

A mi hermanito Juan Esteban, quien ahora apenas y escribe su nombre, pero no tiene idea de cuánto nos alegra la vida cada segundo, con cada risa, con cada ocurrencia. Para cuando puedas leer esto Juanchis...gracias por existir!

A Isabella Mendoza, por entenderme, apoyarme y darme ánimo en cada momento que pensé desfallecer, gracias negrita.

A mi compañero Daniel Alejandro Burgos Ramírez, porque no pude haber tenido mejor compañero de tesis y amigo.

Fabiany Casas Pulido

Dedicatoria

A Dios, por permitirme recorrer este camino.

A mi abuela Ernestina y mi nonita Betsabé, por ser los pilares de dos hermosas familias.

A mi papá, José Irenarco, por enseñarme día a día, a través del ejemplo, que la clave para alcanzar las metas es disciplina y responsabilidad.

A mi mamá, Eulalia, por contagiarme siempre su alegría y enseñarme que con una sonrisa dibujada en los labios la vida es mucho más bonita.

A Jorge Andrés y Gabriel Felipe, por los consejos, las risas y sobre todo el ejemplo. Mejores hermanos no se pueden tener.

A Diego, Richard y Cristian, por los chistes flojos, las traspachadas estudiando y la compañía durante todo este trayecto. Gracias a ustedes la universidad fue mucho más amena y entretenida.

A Fabiany, por su paciencia, optimismo y buena energía. No existe un mejor compañero de tesis.

Y a María Angélica, por preocuparse por cada pequeño detalle, siempre hacer que dé lo mejor de mí y brindarme todo su cariño y apoyo. Eres la mejor.

A todos, de corazón, muchas gracias

Daniel Alejandro

Agradecimientos

Los autores de este trabajo de grado le agradecen a:

La Universidad Industrial de Santander, por el crecimiento personal y profesional que tuvimos en sus aulas.

A los ingenieros Luis Roberto Oliveros, Juan Carlos Pinto y Ericcksson Barajas, por la información y el apoyo suministrado durante el desarrollo de este proyecto.

A nuestro director, Msc. Erik Giovany Montes, por guiarnos, con su peculiar y jocosa manera de ser, durante el transcurso de este proyecto.

A los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, los cuales nos aportaron su conocimiento y experiencia.

Y a cada una de las personas que, de una u otra manera, en algún momento, pusieron su granito de arena para culminar esta etapa tan importante en nuestras vidas.

A todos, mil gracias.

Fabiany y Daniel

Tabla de contenido

Introducción	18
1. Generalidades de la técnica de dilución en fondo.....	20
1.1. Tipos de completamientos utilizados en la técnica de dilución en fondo	22
1.1.1. Bombeo mecánico.....	22
1.1.2. Bombeo electrosumergible.	25
1.1.3. Bombeo por cavidades progresivas.	28
1.2. Tipos de diluyentes	32
1.2.1. Crudo liviano.	32
1.2.2. Condensado.....	33
1.2.3. Diluyentes manufacturados.....	33
1.2.4. Nanofluidos.....	34
1.3. Selección de diluyente	35
1.4. Variables operativas y de control relacionadas con el proceso de dilución.....	36
2.Generalidades del campo san roque.....	38
2.1. Ubicación campo san roque.	38
2.2. Antecedentes del campo san roque	39
2.3. Propiedades del crudo del campo san roque	40
3.Construcción de curvas de viscosidad de la mezcla crudo-diluyente.	42
3.1. Metodología	43
3.2. Propiedades del crudo pesado.....	44
3.3. Selección del diluyente	44
3.4. Propiedades de la nafta.	45
3.5. Selección del paquete de fluidos en el software aspen hysys v8.8.	46

3.6. Validación del modelo a partir del caso base.....	48
3.7. Resultados de la simulación numérica	50
4. Modelamiento del proceso	52
4.1. Metodología.	53
4.2. Selección de los pozos de estudio	53
4.3. Construcción del modelo de los pozos.....	55
4.3.1. Configuración de la tubería.....	58
4.3.2. Equipo de fondo.....	59
4.3.3. Sistema de levantamiento artificial.....	60
4.3.4. Configuración de los intervalos perforados.	62
4.3.5. Condiciones de salida	63
4.3.6. Propiedades del fluido de producción.....	63
4.4. Selección de la correlación de flujo vertical.....	64
4.5. Definición de las variaciones a desarrollar.	65
4.6. Parámetros operacionales de control.	65
4.7. Análisis de resultados.	66
4.7.1. Análisis nodal del proceso de dilución en fondo.	66
4.7.2. Caudales de producción.	67
4.7.3. Potencia consumida por el motor.....	69
4.7.4. Eficiencia de la bomba.....	70
5. Análisis financiero.	72
5.1. Herramientas de análisis cuantitativo	73
5.1.1. Punto de equilibrio.....	73
5.1.2. Valor presente neto (vpn).....	74
5.1.3. Relación beneficio-costos.....	75

5.2. Estimación de los costos capitales del proyecto	75
5.3. Estimación de los costos operacionales del proyecto.	76
5.4. Estimación de los ingresos del proyecto	80
5.5. Evaluación económica.	83
6. Conclusiones.	85
7. Recomendaciones.	89
Referencias bibliográficas.....	90

Lista de tablas

Tabla 1. Factor de recobro del campo San Roque (2013).....	40
Tabla 2. Propiedades PVT crudo formación Lisama A	40
Tabla 3. Propiedades PVT crudo formaciones Lisama B, C y E	41
Tabla 4. Curva de destilación ASTM D-5307 Crudo formación Lisama A	42
Tabla 5. Otras propiedades del crudo de la formación Lisama A.....	42
Tabla 6. Posibles diluyentes por evaluar en el proyecto	44
Tabla 7. Propiedades generales de la nafta	46
Tabla 8. Curva de destilación D-86 de la Nafta	46
Tabla 9. Cálculo del Error Porcentual Absoluto Medio.....	49
Tabla 10. Condiciones promedio de temperatura y presión en fondo y cabeza de pozo, campo San Roque.....	52
Tabla 11. Matriz de selección de los pozos de estudio	54
Tabla 12. Configuración de la tubería de revestimiento, pozo UIS 1	58
Tabla 13. Configuración de la tubería de producción, pozo UIS 1	58
Tabla 14. Configuración tubería de revestimiento, pozo UIS 2.....	59
Tabla 15. Configuración tubería de producción, pozo UIS 2	59
Tabla 16. Configuración del equipo de fondo, Pozo UIS 1	59
Tabla 17. Configuración del equipo de fondo, Pozo UIS 2	60
Tabla 18. Información general bomba BES, pozos UIS 1 y UIS 2.....	60
Tabla 19. Condiciones de operación pozos UIS 1 y UIS 2	62
Tabla 20. Profundidad media perforada, pozos UIS 1 y UIS 2.....	62
Tabla 21. Información del yacimiento pozos UIS 1 y UIS 2	63
Tabla 22. Condiciones de operación en cabeza de pozo, pozos UIS 1 y UIS 2.....	63

Tabla 23. Información del fluido de producción, Pozos UIS 1 y UIS 2	63
Tabla 24. Cálculo de error de las correlaciones de flujo vertical, Pozos UIS 1 y UIS 2	64
Tabla 25. Parámetros de control del proceso de dilución en fondo.	65
Tabla 26. Producción incremental de crudo, pozos UIS 1 y UIS 2	69
Tabla 27. Clasificación del VPN.....	74
Tabla 28. Criterio de decisión Relación Beneficio-Costo.....	75
Tabla 29. Costos de implementación del proyecto (CAPEX).....	76
Tabla 30. Condiciones operacionales pozos UIS 1 y UIS 2	76
Tabla 31. Costos de operación del Proyecto	77
Tabla 32. Escenarios del proyecto.	77
Tabla 33. Costos operacionales pozo UIS 1.....	78
Tabla 34. Costos operacionales pozo UIS 2.....	79
Tabla 35. Precio de venta del crudo San Roque según su gravedad API.....	80
Tabla 36. Corrección del precio del crudo	81
Tabla 37. Ingresos generados por el proceso de dilución en fondo, pozo UIS 1	81
Tabla 38. Ingresos generados por el proceso de dilución en fondo, pozo UIS 2	82
Tabla 39. Indicadores financieros pozo UIS 1	83
Tabla 40. Indicadores financieros pozo UIS 2	84

Lista de figuras

Figura 1. Completamiento Típico Bombeo Mecánico con inyección de diluyente por anular y sin empaque de fondo	23
Figura 2. Completamiento Típico Bombeo Mecánico con inyección de diluyente por anular con empaque de fondo y puerto de inyección en la bomba de subsuelo..	24
Figura 3. Completamiento típico Bombeo Mecánico con Inyección de diluyente por anular sin empaque de fondo y puerto de inyección por encima de la bomba de subsuelo.....	24
Figura 4. Completamiento Típico Bombeo Mecánico con inyección de diluyente por Capilar	25
Figura 5. Completamiento típico Bombeo Electrosumergible con inyección de diluyente por anular.....	27
Figura 6. Completamiento Típico Bombeo Mecánico Electrosumergible con línea capilar ...	28
Figura 7. Completamiento típico Bombeo Por Cavidades Progresivas con inyección de diluyente por anular	30
Figura 8. Completamiento típico Bombeo Por Cavidades Progresivas con inyección de diluyente por línea capilar.....	31
Figura 9. Ubicación geográfica del campo San Roque.....	38
Figura 10. Histórico de producción del Campo San Roque.....	39
Figura 11. Árbol de decisión compuestos polares y no polares.....	47
Figura 12. Recomendaciones de J.D. Seader para líquidos hidrocarburos y gases ligeros.	47
Figura 13. Curva de viscosidad del caso base.....	48
Figura 14. Cambio de la gravedad API de la mezcla crudo-diluyente.	50
Figura 15. Viscosidad vs Porcentaje de Nafta a condiciones de fondo de pozo.....	51
Figura 16. Viscosidad vs Porcentaje de Nafta a condiciones de cabeza de pozo.	51

Figura 17. Estado Mecánico Pozo UIS 1	56
Figura 18. Estado Mecánico Pozo UIS 2	57
Figura 19. Curva de desempeño de la bomba WD 1000 MF	61
Figura 20. Curva de potencia de la bomba WD 1000 MF	61
Figura 21. Análisis nodal Pozo UIS 1.....	66
Figura 22. Análisis nodal pozo UIS 2.....	67
Figura 23. Producción de agua, gas y aceite, Pozo UIS 1.	68
Figura 24. Producción de agua, gas y aceite, Pozo UIS 2.	68
Figura 25. Variación en la potencia según el porcentaje de nafta, Pozo UIS 1.	70
Figura 26. Variación en la potencia según el porcentaje de nafta, Pozo UIS 2.	70
Figura 27. Variación de la eficiencia según el porcentaje de nafta, Pozo UIS 1.	71
Figura 28. Variación de la eficiencia según el porcentaje de nafta, Pozo UIS 2.	71
Figura 29. Valor Presente Neto y producción incremental del proyecto, pozo UIS 1.....	84
Figura 30. Valor Presente Neto y producción incremental del proyecto, pozo UIS 2.....	85

Lista de Apéndices

(Ver apéndices adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la Biblioteca UIS)

Apéndice A. Construcción del modelo físico del pozo UIS 1.

Apéndice B. Construcción del modelo físico del pozo UIS 2

Apéndice C. Estimación de los costos operacionales de la implementación del proyecto de dilución en fondo de pozo.

Apéndice D. Estimación de los ingresos generados por el proyecto de dilución en fondo de pozo.

Apéndice E. Estimación del valor presente de los ingresos, egresos y utilidades del proyecto de dilución en fondo de pozo.

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DEL PROCESO DE DILUCIÓN EN FONDO EN POZOS DE CRUDO PESADO DE UN CAMPO COLOMBIANO DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA *

AUTORES: BURGOS RAMÍREZ, Daniel Alejandro

CASAS PULIDO, Yeison Fabiany**

PALABRAS CLAVE: Dilución, Fondo de Pozo, Producción, Crudo Pesado, Campo Colombiano, Magdalena Medio.

Descripción:

La técnica de dilución de crudos pesados en fondo de pozo consiste en inyectar en fondo de pozo un hidrocarburo menos viscoso, como condensado, gasolina natural o nafta, con el fin de generar una mezcla con el crudo de baja gravedad API proveniente de la formación o el yacimiento con el fin de reducir la viscosidad de este

En el presente trabajo se realizó el análisis técnico y económico del proceso de dilución en fondo en el campo San Roque. Inicialmente, se realizó una consulta bibliográfica de la técnica de dilución en fondo, los diluyentes utilizados comúnmente en este tipo de procesos y las condiciones del campo de estudio, como resultado de esta consulta se determinaron los pozos objetivo para la aplicación del proceso y el diluyente a aplicar.

Posteriormente, mediante simulación numérica, se construyeron las curvas de viscosidad de la mezcla crudo-diluyente, a partir de las cuales se plantearon los escenarios a analizar en el análisis técnico y financiero. A continuación, se determinaron los cambios en los caudales de gas, agua y aceite, la potencia consumida por el motor y la eficiencia del sistema de levantamiento artificial. Finalmente se realizó un análisis financiero de cada escenario planteado mediante herramientas de análisis cuantitativo con el fin de seleccionar el mejor escenario a implementar la técnica.

ABSTRACT

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez, Magíster en ingeniería de hidrocarburos

TITLE: TECHNICAL-FINANCIAL EVALUATION OF THE APPLICATION OF THE BOTTOMHOLE DILUTION PROCESS IN HEAVY OIL WELLS OF A COLOMBIAN FIELD OF THE BASIN OF THE MAGDALENA MIDDLE VALLEY*.

AUTHORS: BURGOS RAMÍREZ, Daniel Alejandro

CASAS PULIDO, Yeison Fabiany**

KEYWORDS: Dilution, Bottomhole, Production, Heavy Oil, Colombian Field, Middle Magdalena.

Description:

The downhole heavy oil dilution technique consists of injecting a less viscous hydrocarbon at the bottom of the well, such as condensate, natural gasoline or naphtha, to create a mixture with the API low gravity oil coming from the formation of the reservoir for reducing the viscosity of this.

In this work, the technical and economic analysis of the bottom dilution process was carried out in the San Roque field. Initially, bibliographic research of the dilution technique was carried out in depth, the diluents commonly used in this type of processes and the conditions of the field of study, as a result of this search, the objective wells for the application of the process and the diluent to apply were determined.

Subsequently, by numerical simulation, the viscosity curves of the crude-diluent mixture were constructed, from these curves, scenarios to analyze in the technical and financial analysis were proposed. Next, the changes in the gas, water, and oil flow rates, the power consumed by the engine and the efficiency of the artificial lift system were determined. Finally, the financial analysis of each scenario was carried out using quantitative analysis tools to select the best scenario to implement the bottomhole dilution technique.

* Work Degree

** Industrial University of Santander. Physicochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering, Director: Erik Giovany Montes Páez, Master of Hydrocarbon Engineering.

Introducción

Técnicamente la producción de crudos pesados presenta retos operacionales debido a las propiedades físicas que estos poseen (altas viscosidades y bajas gravedades API); estas propiedades generan problemas como taponamientos o el aumento en la energía utilizada en los sistemas de levantamiento artificial. Una manera de mitigar este comportamiento problemático de los crudos pesados es la dilución de estos con un compuesto más liviano como un crudo de mayor API. Este proceso ha sido adaptado para ser realizado en fondo de pozo lo que permitiría aumentar la producción y extender la vida útil de los sistemas de levantamiento artificial. Ya que algunos pozos del campo san Roque presentan baja gravedad API y viscosidades muy elevadas, se planteó el análisis de la técnica de dilución en fondo como una posible solución.

Inicialmente, se realizó una consulta bibliográfica de la técnica de dilución en fondo, los diluyentes utilizados comúnmente en este tipo de procesos y las condiciones del campo de estudio, como resultado de esta consulta se determinaron los pozos objetivo para la aplicación del proceso y el diluyente a aplicar.

A continuación, se construyeron las curvas de viscosidad de las mezclas crudo y diluyente a diferentes proporciones volumétricas, realizando la selección del paquete de fluidos que sea el más apropiado teniendo en cuenta las características de los fluidos a analizar.

Posteriormente, se generó el modelo de los pozos de estudio con el fin de determinar la producción incremental generada por la implementación de la técnica de dilución en fondo. La realización de la construcción del modelo tuvo en cuenta todos los componentes físicos de los pozos, las propiedades del fluido de producción y las propiedades del diluyente.

Finalmente, se realizó el análisis financiero del proyecto a partir de herramientas de análisis cuantitativos, las cuales son Valor Presente Neto, Relación Beneficio Costo y Punto de equilibrio.

Como resultado del proyecto, se concluyó que el porcentaje de diluyente que mejor rendimiento económico presenta es 5% en ambos pozos, debido a que los porcentajes mayores generan mayores costos operacionales los cuales disminuyen considerablemente la rentabilidad del proyecto.

1. Generalidades de la técnica de dilución en fondo

La producción de petróleo pesado y extrapesado es más complicada que la producción de petróleos ligeros ya que estos crudos se caracterizan por altas viscosidades, bajos valores de gravedad API y alto contenido de impurezas, lo cual se traduce en que su flujo en yacimiento y en las tuberías de producción sea más complejo. Por lo tanto, requiere más equipos que conllevan a costos capitales y operativos adicionales. Los métodos térmicos, como la inyección continua o la inyección cíclica de vapor han sido utilizados satisfactoriamente en el sistema de levantamiento artificial Bombeo Mecánico, con el fin de reducir la viscosidad del crudo y aumentar la producción en los campos de aceite pesado y extrapesado.

También hay métodos no térmicos que pueden ser utilizados para reducir la viscosidad del crudo. A diferencia de los métodos térmicos, las técnicas en frío pueden ser utilizadas con sistemas de levantamiento artificial como el Bombeo Electrosumergible y el Bombeo por Cavidades Progresivas, los cuales son sensibles a temperaturas elevadas (Hoffmann, Astutik, Rasmussen, & Whitson, 2016).

La técnica de dilución en fondo consiste en inyectar en fondo de pozo un hidrocarburo menos viscoso, como condensado, gasolina natural o nafta, con el fin de generar una mezcla con el crudo de baja gravedad API proveniente de la formación o el yacimiento (Aponte, Toussaint, & Ramos, 2001). El objetivo principal de la dilución en fondo es reducir la viscosidad del petróleo.

Con el fin de diseñar y analizar la instalación del sistema de levantamiento artificial en pozos donde se aplique la inyección en fondo de pozo, se debe considerar una nueva viscosidad de fluido y de igual manera se debe tener en cuenta que el volumen producido será aproximadamente igual a la suma del volumen aportado por la formación y el volumen de

diluyente inyectado, esto debido al factor de encogimiento de los líquidos hidrocarburos. (Aponte et al., 2001)

Se han aplicado con éxito dos variaciones de la técnica de dilución en fondo: inyección por anular en cabeza de pozo e inyección a través de un tubo capilar (Aponte et al., 2001), las cuales se exponen a continuación:

- Inyección por el anular. La inyección por el anular es recomendada en pozos de crudo pesado o extrapesado, con altas relaciones Gas-Aceite y/o bajo nivel del fluido. Generalmente la inyección por el anular es aplicada cuando el sistema de levantamiento está operando. El objetivo principal es mejorar las condiciones operacionales a través del incremento del nivel del fluido, aumentando la eficiencia de llenado en la bomba y por lo tanto reduciendo la posibilidad de un golpe de gas. (Aponte, Touissant & Ramos, 2001) (Rojas R, 2001)
- Inyección de diluyente mediante capilar en fondo de pozo. La inyección mediante capilar es recomendada en caso de crudos pesados y extrapesados y altas relaciones Gas-Aceite. La viscosidad del fluido es reducida drásticamente mediante la inyección de una tasa adecuada de diluyente antes de la entrada de la bomba. La inyección de diluyente mediante capilar debe ser tomada en cuenta en el momento del diseño, antes que la bomba sea sentada. Como la viscosidad es reducida, se deben tener en cuenta factores de corrección más bajos al momento de diseñar la bomba y, como consecuencia, se requerirá un equipo más pequeño y barato. Además, el tiempo de vida del equipo se incrementa debido a que la bomba se desgasta menos por la mejora en la movilidad del fluido menos viscoso. (Aponte, Touissant & Ramos, 2001)

1.1 Tipos de completamientos utilizados en la técnica de dilución en fondo

A partir del sistema de levantamiento artificial instalado en el pozo se pueden tener diferentes configuraciones que permiten aplicar la técnica de dilución en fondo, las cuales se presentan a continuación:

1.1.1 Bombeo Mecánico. En las dos primeras configuraciones que se exponen a continuación, el diluyente es inyectado por el espacio anular mientras que el fluido de producción fluye a superficie a través de la tubería de producción, la diferencia entre estas dos configuraciones es la presión de inyección del diluyente (Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), 2001). En la tercera configuración se presenta la inyección en fondo, la cual se realiza mediante un tubo capilar.

- Completamiento sin empaque de fondo. En esta configuración, como se observa en la figura 1, el diluyente se puede inyectar por el anular, utilizando la gravedad para enviarlo desde la superficie hasta el nivel del fluido, o mediante una tubería delgada o "coiled tubing" que permite inyectar el diluyente hasta cualquier profundidad, incluso por debajo de los perforados. No es necesario aislar las perforaciones del anular debido a que la presión de inyección en esta configuración es baja, por lo tanto, es posible separar parte del gas libre hacia el anular del pozo.

La mezcla del diluyente se puede dar a la entrada de la bomba, lo que permite utilizar la acción de la bomba con el fin de transportar el crudo y el diluyente y, a su vez, mejorar la homogeneización del diluyente y el fluido del yacimiento.

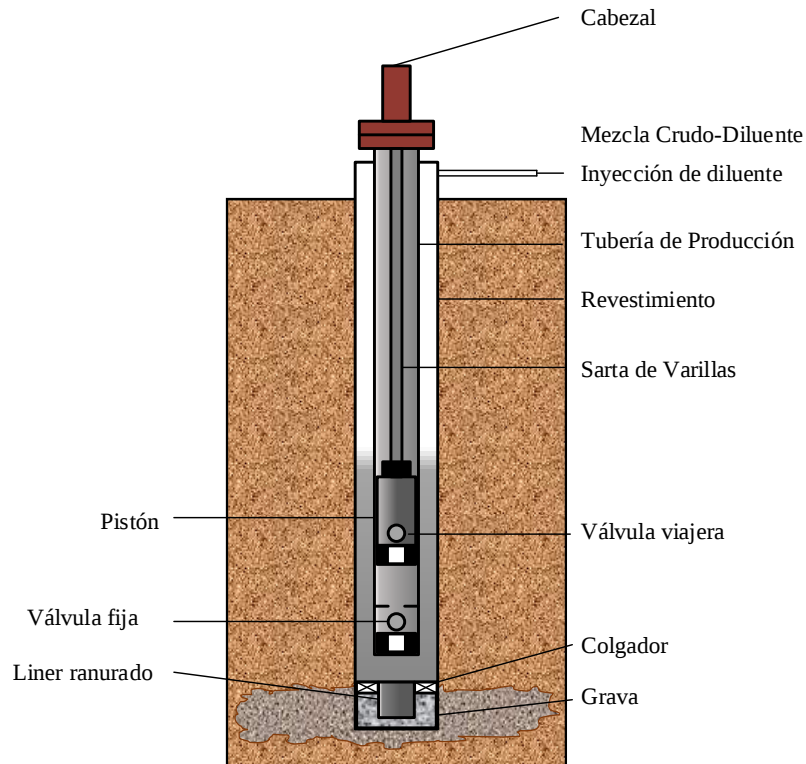


Figura 1. Completamiento Típico Bombeo Mecánico con inyección de diluyente por anular y sin empaque de fondo. Adaptado de Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), (2001).

- Completamiento con empaque de fondo. Si se utiliza un dispositivo de inyección de diluyente en subsuelo, es necesario aislar las perforaciones mediante el uso de empaque de fondo debido a la alta presión a la que se inyecta el diluyente por el anular. En esta configuración, la bomba debe ser capaz de manejar el gas que se libera del crudo ya que, al estar aislado el anular, este debe ser transportado a superficie por la tubería de producción.

Si el punto de inyección está ubicado dentro de la bomba de subsuelo o en la válvula fija, como se expone en la figura 2, la acción de la bomba transportará la mezcla de crudo y diluyente. Si el punto de inyección está por encima de la bomba, como se presenta en la figura 3, el diluyente no será desplazado por la acción de esta.

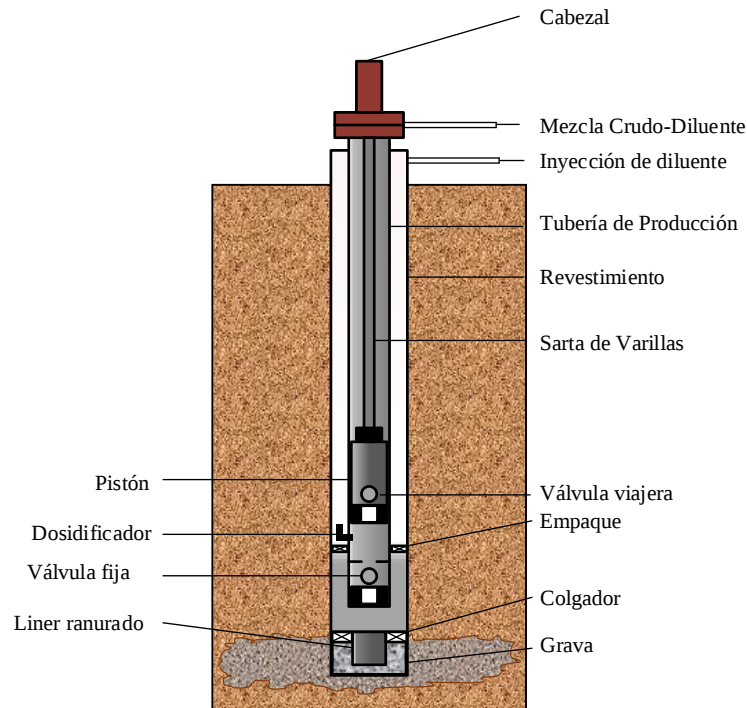


Figura 2. Completamiento Típico Bombeo Mecánico con inyección de diluyente por anular con empaque de fondo y puerto de inyección en la bomba de subsuelo. Adaptado de Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), (2001).

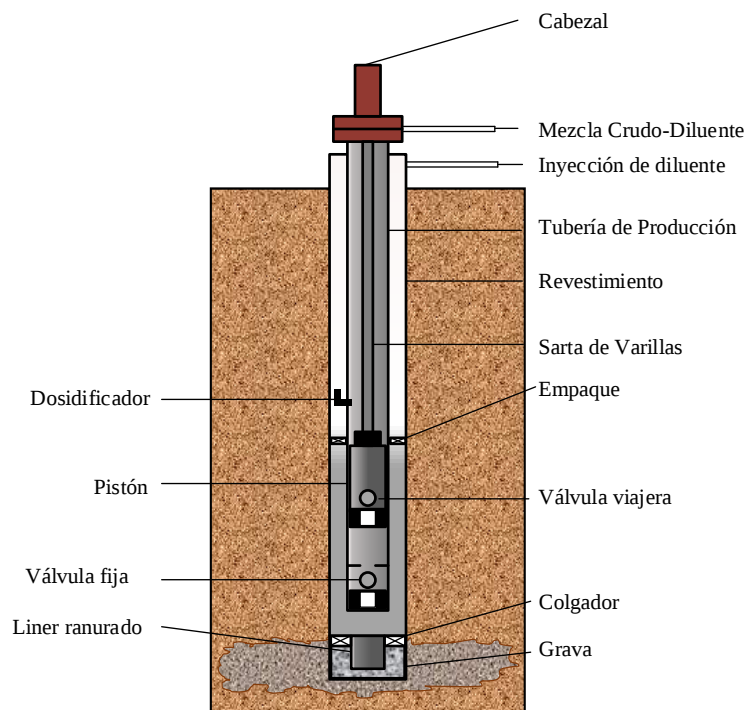


Figura 3. Completamiento típico Bombeo Mecánico con Inyección de diluyente por anular sin empaque de fondo y puerto de inyección por encima de la bomba de subsuelo. Adaptado de Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), (2001).

- Completamiento con inyección por capilar en fondo de pozo. Esta configuración se desarrolló a partir de la experiencia en la faja del Orinoco, específicamente en el área de Cerro Negro, Venezuela (Rojas R, 2001). La inyección del diluyente se da mediante un tubo capilar que va de superficie hasta el puerto de inyección localizado por debajo de la bomba, como se observa en la figura 3, donde se mezcla el fluido transportado por la succión de la bomba y el diluyente, los cuales son conducidos a superficie por la tubería de producción.

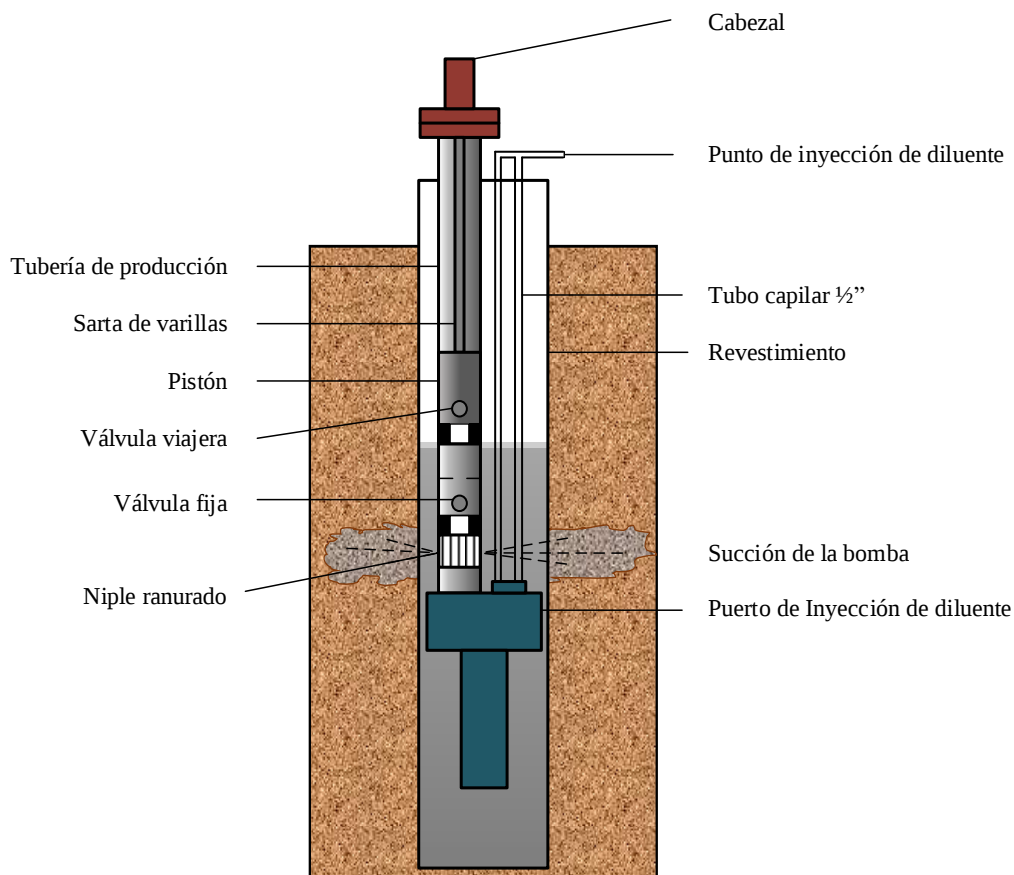


Figura 4. Completamiento Típico Bombeo Mecánico con inyección de diluyente por Capilar. Adaptado de Rojas R. (2001).

1.1.2 Bombeo Electrosumergible. La reducción de viscosidad obtenida al aplicar la técnica de dilución en fondo es más eficiente cuando se aplica en pozos con Bombeo Electrosumergible como sistema de levantamiento artificial, debido a que la temperatura del

fluido se incrementa cuando este pasa a través de la bomba y cuando está en contacto con el motor (Aponte et al. , 2001).

Además, el Bombeo Electrosumergible tiene la ventaja de trabajar en diversos rangos de operación, lo cual permite producir a diferentes caudales cuando se presentan cambios en las condiciones de yacimiento, por ejemplo, en la viscosidad del fluido.

Las configuraciones más utilizadas para la técnica de dilución en fondo mediante Bombeo Electrosumergible son dos: Inyección de diluyente por anular e inyección de diluyente por capilar, se presentan a continuación:

- Completamiento con inyección por anular. El diluyente es inyectado desde cabeza de pozo a través del espacio anular entre el revestimiento y la tubería de producción, como se presenta en la figura 5, incrementando el nivel del fluido presente en el anular. Las bombas que operan a bajas frecuencias o tasas de bombeo, debido a un mal diseño, daño en la formación o declinación del yacimiento son casos típicos para aplicar esta técnica porque aumenta la producción total de fluidos, mejora el rendimiento del sistema BES y aumenta la vida útil del equipo. Además, se reduce la presencia de gas dentro de la bomba, debido al incremento en la presión de succión de esta, lo que mejora su eficiencia.
- Completamiento con inyección por capilar en fondo de pozo. En esta configuración el diluyente es inyectado mediante una tubería pequeña la cual está unida al cable eléctrico desde la cabeza hasta el fondo de pozo por debajo de la succión de la bomba para garantizar la dilución a la entrada de esta, como se observa en la figura 6, lo que reduce drásticamente los requerimientos de potencia para su funcionamiento y a su vez, los costos de la operación.

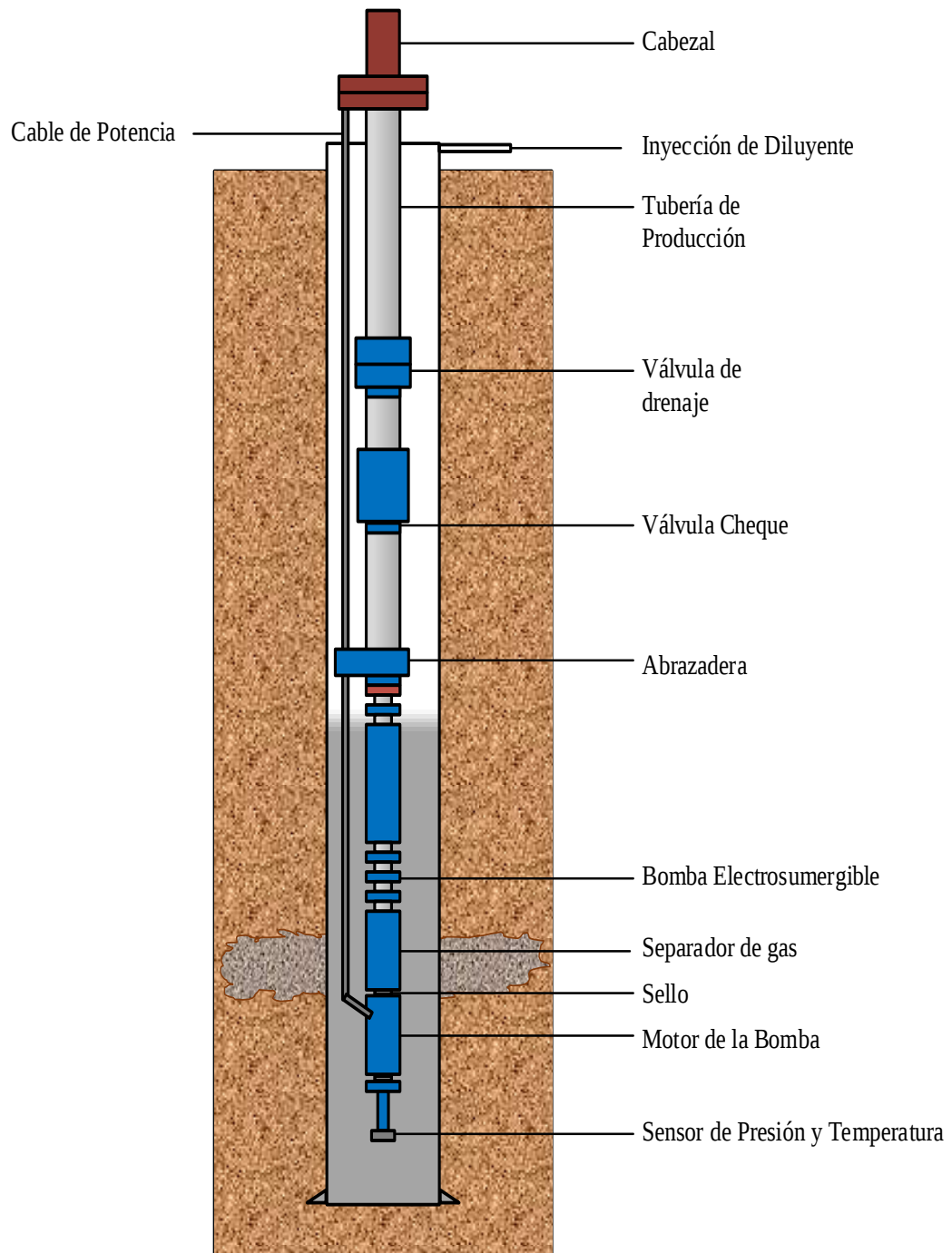


Figura 5. Completamiento típico Bombeo Electrosumergible con inyección de diluyente por anular. Adaptado de Robles (2001).

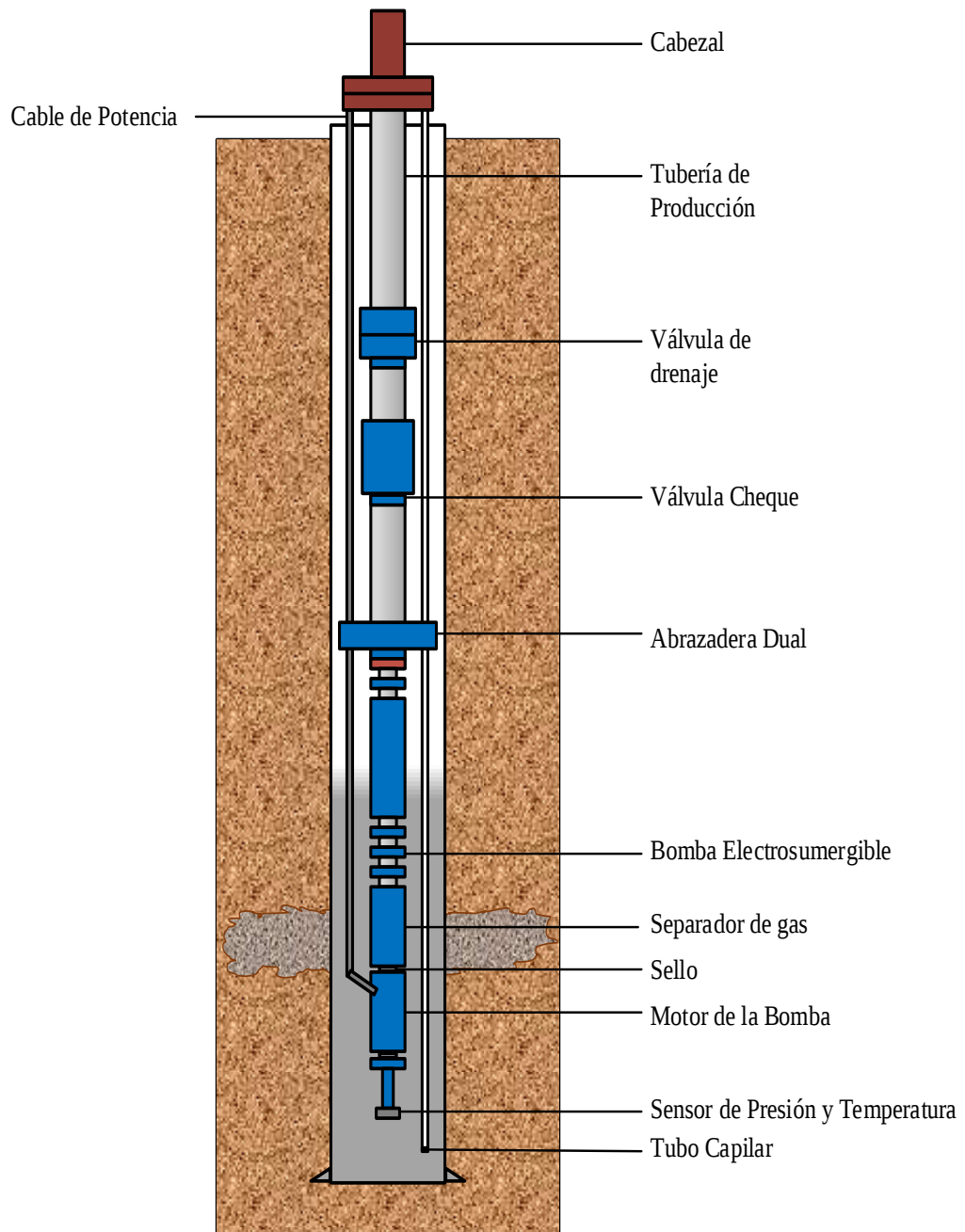


Figura 6. Completamiento Típico Bombeo Mecánico Electrosumergible con línea capilar. Adaptado de Robles (2001).

1.1.3 Bombeo por Cavidades Progresivas. El sistema de levantamiento artificial de Bombeo por Cavidades Progresivas ha sido utilizado en la producción de crudos pesados y extrapesados debido a que permite el manejo de fluidos viscosos y abrasivos. Además, los costos iniciales y de operación hacen de este tipo de sistema de levantamiento artificial una

opción que presenta mayor rentabilidad en proyectos económicamente limitados (Dunn, Matthews, & Zahacy, 1995).

Un aspecto importante cuando se aplica la dilución en fondo en bombas de cavidades progresivas es el efecto en el elastómero de los componentes aromáticos presentes en los hidrocarburos. La incompatibilidad entre los fluidos del pozo, diluyentes y el elastómero pueden reducir drásticamente la vida útil de la bomba PCP (Figuera, Peña, & Ramos, 2012).

- Completamiento con inyección por anular. Como ya se ha mencionado, en esta configuración el diluyente se agrega a través del espacio anular para que, por acción de la gravedad, este se desplace hasta fondo aumentando el nivel de fluido.

Al igual que en el bombeo mecánico, dependiendo de la presión de inyección de diluyente, se pueden presentar configuraciones con empaque de fondo, donde el gas debe ser manejado por la bomba debido a que el anular está aislado, o sin empaque de fondo, donde el gas liberado es conducido a superficie por el anular.

Algunas de las ventajas que presenta esta configuración son: se reduce el torque de la sarta de varillas y se reducen las pérdidas de presión por fricción en la tubería al presentarse una menor resistencia al bombeo por parte de la mezcla menos viscosa, lo que se traduce en un mejor desempeño del sistema de bombeo (Morales, 2012).

Sin embargo, la utilización de esta configuración puede generar algunas desventajas como que no se garantice una buena proporción en la mezcla de crudo-diluyente, debido a que se presenta un ineficiente control de mezclado al no existir un puerto de inyección en fondo, es decir, no se garantiza que el volumen de diluyente que se inyecta en cabeza sea el mismo que se mezcle con el fluido de yacimiento a la entrada de la bomba. (Morales, 2012)

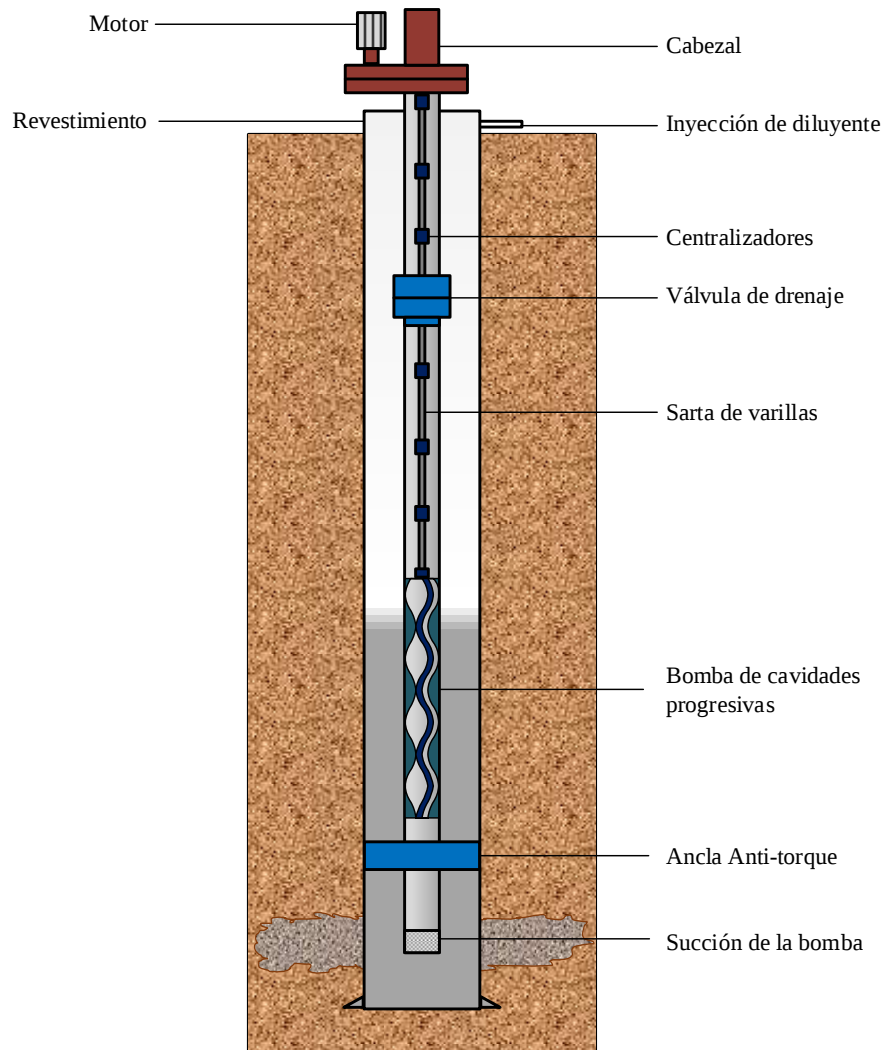


Figura 7. Completamiento típico Bombeo Por Cavidades Progresivas con inyección de diluyente por anular. Adaptado de Robles, 2001.

- Completamiento con inyección por capilar en fondo de pozo. La inyección de diluyente en esta configuración se da mediante un tubo capilar que puede transportar el diluyente hasta la succión de la bomba o hasta la descarga de esta; se prefiere que la inyección se dé a la descarga de la bomba para evitar que el elastómero se hinche, ya que este no entra en contacto con el diluyente.

Algunas de las ventajas que esta configuración proporciona son: se disminuye el torque de la sarta de varillas al igual que las pérdidas de presión por fricción en la tubería al presentarse una menor resistencia al bombeo por parte de la mezcla menos viscosa. Se garantiza, en mayor medida, la eficiencia de mezclado debido a que, gracias al puerto

de inyección, se tiene un mejor control de la tasa volumétrica de diluyente que se mezcla con los fluidos de yacimiento. Además de inyectarse el diluyente a la descarga de la bomba, este no entra en contacto con el elastómero, lo que evita su hinchamiento y posterior daño. (Morales, 2012)

La principal desventaja de esta configuración es el costo adicional que se requiere para completar el pozo con la tubería de inyección de diluyente.

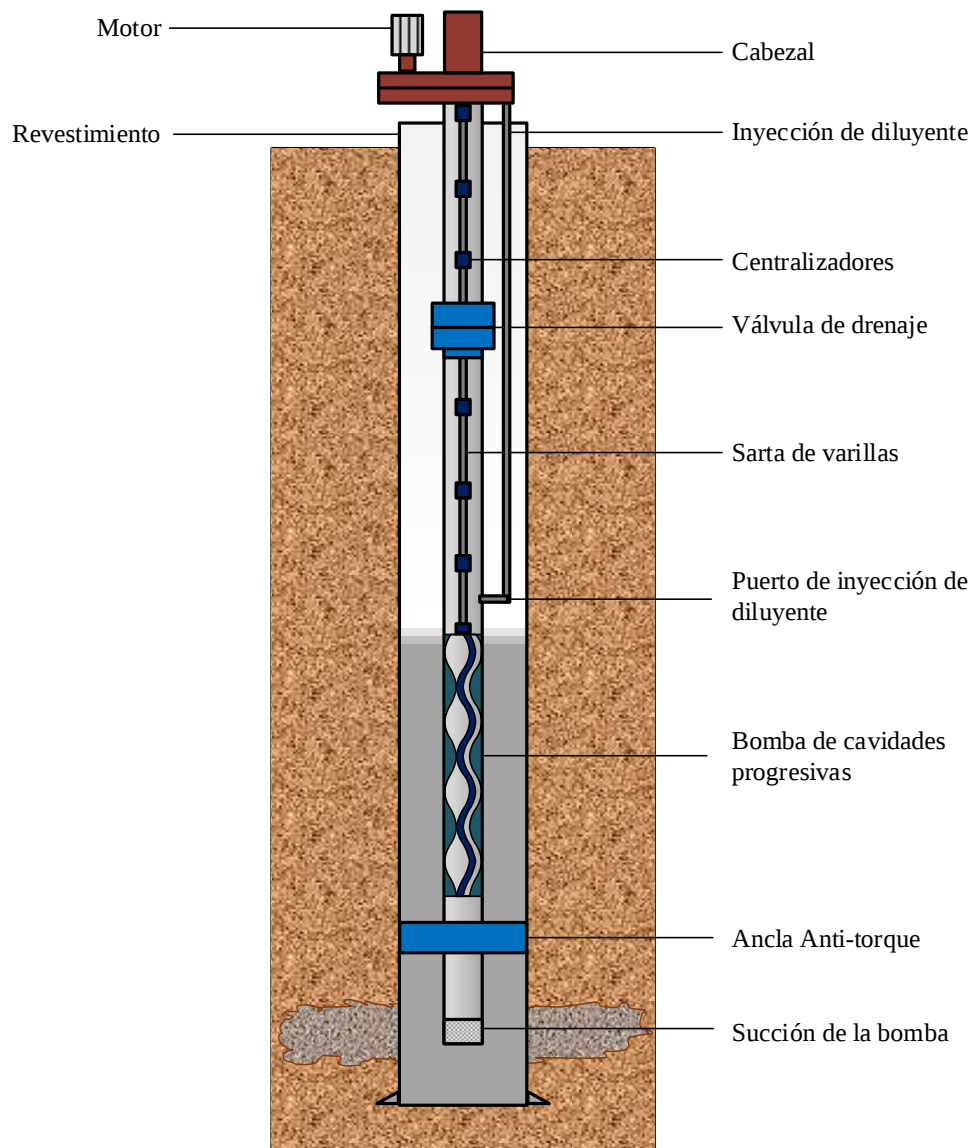


Figura 8. Completamiento típico Bombeo Por Cavidades Progresivas con inyección de diluyente por línea capilar. Adaptado de Rojas R. (2001).

1.2 Tipos de diluyentes

Por lo general los diluyentes utilizados son crudos livianos, condensados, derivados del petróleo o algunos diluyentes sintéticos. Es importante que el diluyente no presente problemas de compatibilidad con el fluido del yacimiento, por lo tanto, se recomienda realizar pruebas de compatibilidad, en especial cuando el fluido inyectado es un condensado o un crudo liviano debido a que poseen principalmente componentes parafínicos y estos no son buenos disolventes de los asfaltenos y, además, tienden a alterar la estabilidad coloidal del crudo pesado (Dehaghani & Badizad, 2016).

1.2.1. Crudo Liviano. Es una alternativa viable como diluyente en la técnica de dilución en fondo cuando se puede asegurar un suministro constante y suficiente, actualmente la declinación de reservas de crudo ligero convencional ha limitado su uso como diluyente de crudo pesado (Hart, 2014) ya que es un limitante en su disponibilidad. Se utilizan crudos con gravedades en un rango de 35 a 42° API.

La reducción de la viscosidad de los crudos pesados mediante la dilución de crudos ligeros es proporcional a la viscosidad de los últimos (Argillier, y otros, 2001). La eficiencia de los crudos livianos al reducir la viscosidad de los crudos pesados es menor que la de los condensados o las naftas (Urquhart, 1985), ya que se necesita un volumen de crudo ligero más grande para lograr la misma reducción de viscosidad que con los condensados de gas. (Guevara, Ninez, & Gonzalez, 1997).

Debido a que los crudos ligeros están compuestos, en su mayoría, por componentes parafínicos se presentan grandes limitaciones de compatibilidad por los asfaltenos (Argillier, Henaut, Gateau, Heraud, & Glenat, 2005), (Hart, 2014). Por lo tanto, se cree que el uso de crudos ligeros como diluyente de crudos pesados da lugar a precipitación de estos (Todd, 1988).

1.2.2 Condensado. La viscosidad del crudo pesado y el bitumen se reducen significativamente al ser mezclados con condensados (Hart, 2014). La utilización de los condensados para mejorar la capacidad de transporte del crudo pesado fue prevalente desde el final de la década de los 80, sin embargo, debido a su suministro insuficiente por la limitación en sus reservas, su creciente demanda (Todd, 1988), (Hart, 2014), y que está compuesto principalmente por componentes parafínicos, por lo que no es buen disolvente de asfaltenos, ha dejado de considerarse como una opción en procesos de dilución de crudo pesado.

1.2.3 Diluyentes Manufacturados. Se pueden producir diluyentes con características parecidas a los condensados con el fin de utilizarlos como un sustituto directo de estos (Todd, 1988). Pueden ser elaborados en refinería a partir de las fracciones de crudo ligero que normalmente se utilizan para producir gasolinas y combustibles de avión.

Algunas ventajas de los diluyentes manufacturados son que no requiere cambios en los sistemas de tubería existentes ya que, comparado con los crudos ligeros, se requiere un volumen pequeño para reducir la viscosidad y, por lo tanto, no se necesita aumentar la capacidad volumétrica en los sistemas de flujo. Además, requieren relativamente poca inversión en instalaciones diferentes a las facilidades de fabricación de diluyente requeridas para suplir la demanda (Urquhart, 1985). La Nafta y el Gas Licuado del Petróleo son ejemplos de estos diluyentes.

- Nafta. La nafta es altamente utilizada en la dilución de crudo pesado y extrapesado. Es un derivado del petróleo, una mezcla de hidrocarburos que se encuentran refinados parcialmente, obtenidos en la parte superior de la torre de destilación atmosférica (Mendoza Ballestas, 2016). La Nafta se ha visto como una alternativa interesante al uso de condensados debido a que maneja gravedades API entre 40 y 70° API lo que la hace eficiente en la dilución de crudos pesados, siendo similar a la reducción de la viscosidad producida por los condensados (Urquhart, 1985), además presenta una buena

compatibilidad con asfáltenos (Argillier, Henaut, Gateau, Heraud, & Glenat, 2005), (Hart, 2014) ya que la nafta contiene componentes aromáticos los cuales son capaces de romper las cadenas de estos presentes en el crudo (Dehaghani & Badizad, 2016).

- Gas Licuado del Petróleo (GLP). Es una mezcla de hidrocarburos livianos constituida principalmente por C3, (propano y compuestos derivados de éstos) y C4 (butanos y compuestos derivados de éstos), en proporciones variables. En condiciones normales es gaseoso y al comprimirlo pasa a estado líquido. Puede producirse en plantas de procesamiento de gas natural o en refinerías, especialmente en plantas de ruptura catalítica. Es utilizado como combustible doméstico para la cocción de alimentos y calentamiento de agua.

El GLP puede generar vapor desde $-42\text{ }^{\circ}\text{C}$ que pueden ser explosivos a temperatura ambiente y presión atmosférica, por lo que los recipientes e instalaciones que transporten o almacenen este producto deben tener suficiente ventilación en caso de un escape, también, se necesita tener una constante vigilancia en aquellos puntos susceptibles de fuga (válvulas, conexiones y accesorios de tanques que almacenen GLP).

Al implementar un sistema de inyección de GLP se necesitará construir infraestructura para el almacenamiento, control, tratamiento e inyección de este, por lo cual se deberá reestructurar las facilidades del campo. (Duarte Buitrago & Cárdenas Malagón, 2015).

1.2.4 Nanofluidos. Un nanofluido es una suspensión de partículas del orden de los nanómetros en un fluido, los cuales, para ser utilizados, se dispersan en un fluido adicional como agua, crudo o etilenglicol (Torsater, Engeset, Hendraningrant, & Suwarno, 2012).

La disponibilidad de los nanofluidos depende, en su mayor parte, de la disponibilidad de las nanopartículas que lo compongan y, por lo general, se puede asegurar un suministro constante para los proyectos que requieran este tipo de fluidos.

Generalmente, la habilidad de los nanomateriales para generar precipitación de asfaltenos puede ser reducida drásticamente a través de modificaciones con moléculas orgánicas, polímeros y surfactantes (Soleimani, y otros, 2018).

Los nanofluidos han sido objeto de estudio en diferentes aplicaciones en la industria del petróleo como daño a la formación, recobro mejorado y alteración de la mojabilidad (Habibi, Pourafshari, Ahmadi, & Ayatollahi, 2011). Shokrlu & Babadagli, (2010) investigaron el efecto de partículas metálicas en la reducción de la viscosidad de crudos pesados, llegando a la conclusión que, incluso a temperatura ambiente y sin aplicar estimulación con vapor, las nanopartículas metálicas pueden disminuir la viscosidad de los crudos pesados.

1.3 Selección de diluyente

La selección del diluyente se realiza teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Química del diluyente. Se deben considerar diferentes factores que afectan la efectividad de los solventes tales como la polaridad, aromaticidad y compatibilidad con los asfaltenos. Se cree que los asfaltenos son solubles en solventes aromáticos como el tolueno y el xileno; sin embargo, con la introducción de los solventes parafínicos, los asfaltenos empiezan a precipitar (Afra, Nasr-El-Din, Socci, & Cui, 2016).
- Aumento del caudal en la vida útil del proyecto. Se necesita que el diluyente logre una gran reducción de viscosidad con una relación volumétrica diluyente/crudo baja, esto permite el aumento del caudal de producción y a su vez la disminución de esfuerzos en los equipos de levantamiento lo que prolonga la vida útil del proyecto.

- Disponibilidad y costo del diluyente. Es necesario que se tenga un suministro constante y confiable del diluyente. Además, se recomienda que la fuente de suministro no esté lejos del campo, ya que esto acarrea un aumento en el costo del proyecto debido al transporte de este.
- Análisis económico. En este se deben considerar las opciones técnicamente viables para determinar costos y así elegir la opción de diluyente que genere mayor rentabilidad para el proyecto.

1.4 Variables operativas y de control relacionadas con el proceso de dilución

Algunas de las variables de operación y de control del pozo, sistema de levantamiento y el proceso de dilución en fondo se presentan a continuación.

- Porcentaje de diluyente. Esta variable física indica la relación entre la cantidad de diluyente a inyectar en el pozo y la cantidad de líquido producido. Al incrementar el porcentaje de diluyente, la gravedad API de la mezcla tiende a incrementarse y la viscosidad del fluido producido tiende a disminuir.
- Gravedad API del diluyente. Es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuan pesado o liviano es el petróleo o las fracciones extraídas de él. Al incrementar la gravedad API del diluyente, la viscosidad de la mezcla producida será menor, por lo tanto, la energía necesaria para llevar el fluido de fondo a superficie es reducida.
- Eficiencia de la bomba. La eficiencia global del sistema de levantamiento artificial se define como la relación entre la potencia de salida del sistema y la potencia de entrada a este (Takacs, 2010), es decir, la relación entre la potencia hidráulica entregada al fluido y la potencia eléctrica consumida por el sistema.

- Presión de fondo fluyente (PWF). Es definida como la presión de flujo cuando el pozo está abierto, medida a cierta distancia por encima de las perforaciones para disminuir el ruido en la medición causado por la turbulencia generada por la descarga de fluido en fondo. En la dilución en fondo existe una relación directa entre la concentración de diluyente, el aumento de producción, y la disminución de la PWF, ya que al existir una reducción de la viscosidad y un aumento de la gravedad API de la mezcla se puede generar un mayor drawdown y así obtener una mayor producción de crudo.
- Caudal de aceite (Q_p). El caudal de aceite representa los barriles de aceite a condiciones estándar producidos por día. Es quizás la variable más importante por monitorear en el proceso de dilución en fondo ya que en esta técnica se busca principalmente tener un aumento en la producción de aceite. El caudal de aceite producido está ligado al porcentaje de diluyente que se utilice, así como la gravedad API de este, GOR, BSW y frecuencia de la bomba.
- Viscosidad de la mezcla. La reducción de la viscosidad de la mezcla tiene relación directa con el porcentaje de diluyente y su gravedad API. El comportamiento de esta está en función de las variables independientes: gravedad API y porcentaje del diluyente, GOR y BSW.
- Gravedad API de la mezcla crudo-diluyente. La gravedad API de la mezcla crudo-diluyente resultante del proceso de dilución en fondo depende de las relaciones volumétricas que se manejen, ya que existe un aumento en la gravedad API de la mezcla a medida que la relación volumétrica entre el diluyente y el fluido de producción aumenta.

2. Generalidades del campo San Roque

2.1 Ubicación Campo San Roque.

El campo San Roque está ubicado en la cuenta Valle Medio del Magdalena, al sur del departamento del Cesar en jurisdicción del municipio de San Martín como se observa en la Figura 9.

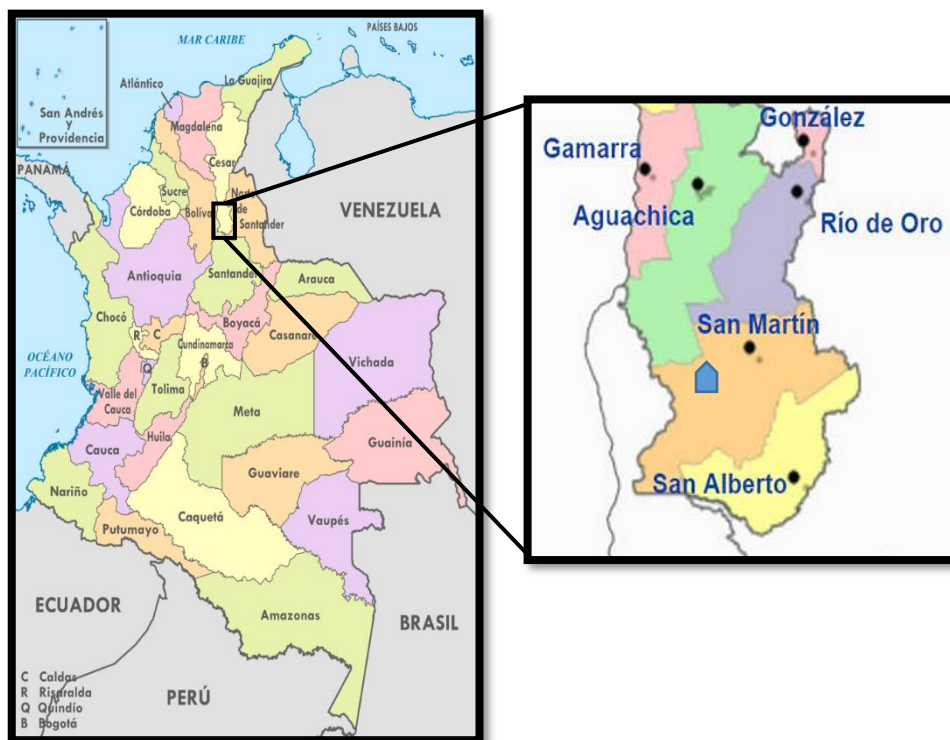


Figura 9. Ubicación geográfica del campo San Roque. Adaptado de Grimaldo Sierra & Porras Mendoza (2016).

El campo San Roque pertenece al área de la concesión Tisquirama y pertenece a Ecopetrol desde el año 1998. Limita al norte con el bloque B de la asociación Tisquirama, Campo Los Ángeles. Al sur limita con el bloque A de la misma asociación, Campo Santa Lucía. Al occidente se encuentra el Río Magdalena. Su principal vía de acceso es la troncal del Caribe, que comunica los municipios de Aguachica y Bucaramanga.

2.2 Antecedentes del campo San Roque

En la figura 10 se presenta el histórico de producción hasta el año 2013 del Campo San Roque y se exponen los principales eventos ocurridos durante el desarrollo del campo. Se evidencia un aumento en la producción de agua en 1984, la cual disminuye con el aislamiento de las arenas de la unidad Lisama A en 1994. También se evidencia el aumento de producción de crudo debido a la campaña de perforación realizada en el año 2008.

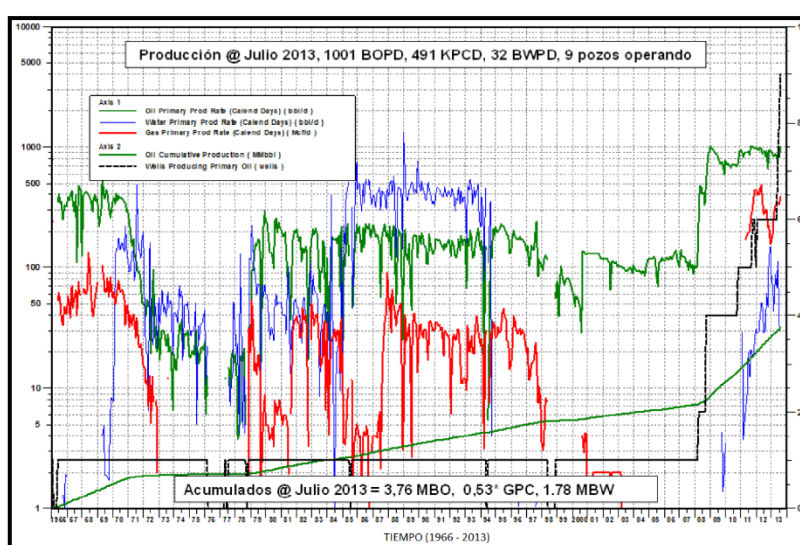


Figura 10. Histórico de producción del Campo San Roque. Adaptado de Barajas Martínez (2017).

De acuerdo con el comportamiento del campo durante la producción primaria y los análisis de diferentes estudios realizados por la empresa operadora, se considera que el Campo San Roque tiene como mecanismo de producción gas en solución, expansión de la roca y fluidos y el empuje de un acuífero de baja actividad en el flanco occidental de la estructura. (Barajas Martínez, 2017)

Teniendo en cuenta la producción acumulada a 2013 y el aceite original en sitio, la tabla 1 muestra el factor de recobro del campo San Roque. El bajo factor de recobro se puede explicar por la baja explotación de la unidad de crudo pesado Lisama A, donde se encuentra el 33 % del petróleo original en sitio y el lento desarrollo del campo entre los años 1965 y 2006

Tabla 1

Factor de recobro del campo San Roque (2013)

Campo	POIS, MBls	GOIS, GPC	Cum Petróleo (06/30/2013)	Factor de Recobro, (%)
San Roque	78	27,8	5,22	4,8

Nota. POIS= Petróleo original in situ; MBls= Millones de barriles; GOIS = Gas original in situ. Adaptado de Barajas Martínez (2017).

2.3 Propiedades del crudo del campo San Roque

Las propiedades del fluido del campo San Roque se determinaron a partir de dos pruebas PVT realizadas al crudo de la arena Lisama A y a los crudos de las arenas Lisama B, C y E. Estas pruebas PVT permiten una buena caracterización del fluido del yacimiento en los modelos de simulación. Las pruebas PVT mencionadas se exponen en las tablas 2 y 3.

Tabla 2

Propiedades PVT crudo formación Lisama A

Propiedad	Valor	Unidad
Temperatura @ 3200'	150	�F
Gravedad específica del Gas	0.628	
Gravedad API del crudo	13.5	API
GOR inicial	250	SCF/STB
Presión Inicial @ 3200'	4800	psi
Presión de Burbuja	2100	psi
Salinidad del agua	2890	ppm NaCl
Uw @ Pi	0.48	cp
Bo @ Pi	1.0044	Bbl/STB

Propiedad	Valor	Unidad
Cw @ Pi	3.0 E-06	1/psi
Cf	3.4 E-06	1/psi

Nota. GOR= Relación Gas-Aceite; SCF= Standard Cubic Feet; STB= Stock Tank Barrel. Adaptado de ECOPETROL S.A.

Tabla 3

Propiedades PVT crudo formaciones Lisama B, C y E

Propiedad	Valor	Unidad
Temperatura @ 5200'	169	°F
Gravedad específica del Gas	0.605	
Gravedad API del crudo	23	API
GOR inicial	250	SCF/STB
Presión Inicial @ 5200'	4800	psi
Presión de Burbuja	2100	psi
Salinidad del agua	2890	ppm NaCl
Uw @ Pi	0.1	cp
Bo @ Pi	1.0044	Bbl/STB
Cw @ Pi	2.8. E-06	1/psi
Cf	3.2. E-06	1/psi

Nota. GOR= Relación Gas-Aceite; SCF= Standard Cubic Feet; STB= Stock Tank Barrel. Adaptado de ECOPETROL S.A.

Al ser el crudo de la formación Lisama A el recurso de interés en este estudio, debido a su baja gravedad API y alta viscosidad, se cuenta con una caracterización más completa de este, la cual consta de una curva de destilación realizada según la norma ASTM D-5307, que se expone en la tabla 4; también se presentan pruebas de viscosidad y determinación del factor UOP en la tabla 5.

Tabla 4

Curva de destilación ASTM D-5307 Crudo formación Lisama A

Porcentaje de Volumen destilado	Temperatura [°F]
IBP	358.16
5	560.12
10	646.16
20	772.52
30	868.46
40	970.52
48	1049.72

Nota. IBP= Initial Boiling Point. Adaptado de ECOPETROL S.A.

Tabla 5

Otras propiedades del crudo de la formación Lisama A

Propiedad	Método	Valor	Unidad
Viscosidad @ 120 °F	ASTM D445-15A	11648	cSt
Viscosidad @ 80 °F	ASTM D445-15A	163119	cSt
Factor UOP	UOP 375-07	11.44	-

Nota. Adaptado de ECOPETROL S.A.

3. Construcción de curvas de viscosidad de la mezcla crudo-diluyente.

Al ser la viscosidad la principal propiedad afectada por la implementación de la técnica de dilución en fondo es necesario determinar el comportamiento de esta, ya que su variación incide en el desempeño de todo el sistema de producción. La reducción en la viscosidad del crudo

permite un aumento en la producción debido a que la movilidad del crudo aumenta y, por ende, la eficiencia del sistema de levantamiento artificial mejora.

La viscosidad de una mezcla se puede calcular de manera experimental, mediante un viscosímetro, o de manera analítica mediante modelos numéricos. En el presente estudio se abordó el cálculo de la viscosidad de una forma analítica, específicamente mediante la construcción de un modelo de simulación en el software Aspen Hysys V 8.8 que permite el cálculo de la viscosidad de la mezcla crudo/diluyente en diferentes proporciones volumétricas.

3.1 Metodología

Con el fin de construir curvas de viscosidad de las mezclas de crudo y diluyente, se determinó la siguiente metodología:

- a. Seleccionar la información de los fluidos de yacimiento, el diluyente a utilizar y la composición de este para ingresarlos al software.
- b. Seleccionar el paquete de fluidos que mejor se ajuste a las propiedades del crudo y los fluidos a analizar.
- c. Construir el modelo de simulación del caso base en el software Aspen Hysys V 8.8 a partir de las condiciones actuales de operación.
- d. Validar el modelo realizado comparando sus resultados con datos de viscosidad obtenidos en campo.
- e. Adaptar el modelo de simulación del caso base al proceso de dilución en fondo agregando la corriente de diluyente.
- f. Calcular la viscosidad de la mezcla crudo-diluyente a diferentes relaciones volumétricas y condiciones de operación.

3.2 Propiedades del crudo pesado

Las propiedades correspondientes al crudo de la formación Lisama A del campo San Roque se presentan en las tablas 2, 4 y 5 de la sección 2. En la tabla 2 se presentan las propiedades PVT del crudo, en la tabla 4 se presenta la curva de destilación del crudo realizada mediante la prueba ASTM D-5307 y en la tabla 5 se presentan otras propiedades necesarias en el proceso de simulación.

3.3 Selección del diluyente

Para la selección del diluyente a utilizar en este proceso de dilución en fondo se realizó una búsqueda bibliográfica con el fin de comparar el desempeño de los diluyentes expuestos en la sección 1.2 en tres aspectos, los cuales son: Disponibilidad, compatibilidad entre fluidos y eficiencia en la reducción de la viscosidad. A raíz de esta revisión se presenta la decisión del diluyente a utilizar a continuación en la tabla 6.

Tabla 6

Posibles diluyentes por evaluar en el proyecto

Diluyente	Decisión		Consideración
	Si	No	
Crudo Ligero		X	Se descartó el uso de crudo ligero como diluyente del crudo pesado del campo de estudio debido a la poca compatibilidad que este presenta por su composición parafínica con los asfaltenos presentes en el crudo.

Diluyente	Decisión		Consideración
	Si	No	
Condensado	X		Los condensados de gas no se consideran como diluyente en el proceso de dilución en fondo debido a que por su composición principalmente parafínica pueden generar precipitación de los asfaltenos en el crudo, lo que puede generar restricción de flujo en las líneas. Además, no se puede asegurar un suministro constante y suficiente para el proceso de dilución.
Nafta	X		Se considera la Nafta como posible diluyente, ya que presenta buena compatibilidad con los asfaltenos y, por lo tanto, no se tendría precipitación ni restricción de flujo a causa de estos. Además, se puede asegurar su disponibilidad en las cantidades necesarias por el proyecto
GLP	X		El GLP se descartó debido a que, por sus propiedades y naturaleza volátil, su manejo implica infraestructura y condiciones de seguridad que el campo actualmente no presenta.
Nanofluidos	X		Al ser este un estudio teórico y al tener poca información de casos de aplicación análogos se descartó el uso de nanofluidos ya que no se asegura una buena representación de este fluido en el modelo.

3.4. Propiedades de la Nafta.

Las propiedades de la Nafta utilizada en el presente estudio se presentan en las tablas 7 y 8, la tabla 7 presenta algunas propiedades necesarias en la simulación y la tabla 8 presenta la curva de destilación de la nafta tomada mediante la prueba ASTM D-86.

Tabla 7

Propiedades generales de la nafta

Propiedad	Valor	Unidad
Gravedad API	54.3	°API
Watson KUOP	11.83	-

Nota. Adaptado de ECOPETROL S.A.

Tabla 8

Curva de destilación D-86 de la Nafta

% Volumen	Temperatura [°F]
IBP	186
5	220
10	232
20	244
30	254
40	265
50	274
60	288
70	298
80	310
90	329
95	340
Endpoint	360

Nota. IBP= Initial Boiling Point. Adaptado de ECOPETROL S.A.

3.5 Selección del paquete de fluidos en el software Aspen Hysys V8.8.

La selección del paquete de fluidos a utilizar en el modelo de simulación en Aspen Hysys V8.8.

Se realizó teniendo en cuenta las propiedades de los fluidos del sistema. El paquete de fluidos se determinó a partir de las recomendaciones dadas por (Carlson, 1996) las cuales se exponen

en la figura 11 y las recomendaciones del profesor J.D Seader (Al-matar, 2015) las cuales se presentan en la figura 12. Las dos propuestas consideran como propiedades de selección del paquete de fluidos aspectos como: la naturaleza de los fluidos, la composición de la mezcla y los rangos de presión y temperatura del sistema.

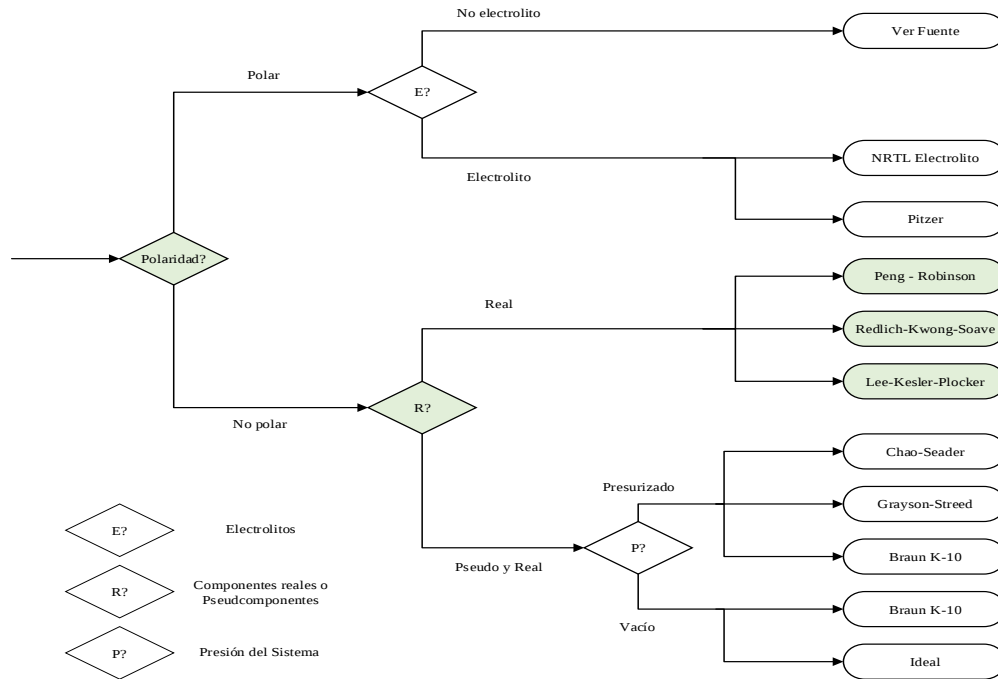


Figura 11. Árbol de decisión compuestos polares y no polares. Adaptado de Carlson (1996).

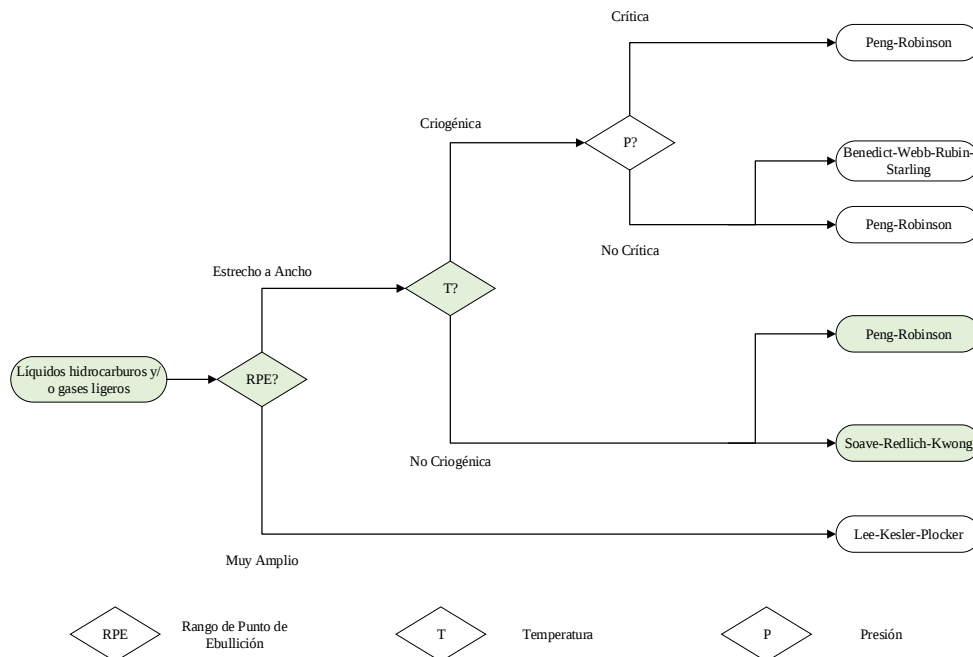


Figura 12. Recomendaciones de J.D. Seader para líquidos hidrocarburos y gases ligeros. Adaptado de Al-matar (2015).

A partir de las recomendaciones de Carlson y Seader se decidió que los paquetes de fluidos que mejor se adaptan al sistema son: Peng Robinson y Soave-Redlich-Kwong. Por último, se determinó que el paquete a utilizar en el modelo de simulación es Peng Robinson debido a que es la ecuación de estado mejor desarrollada en Aspen Hysys y con el mayor rango de aplicabilidad en términos de presión y temperatura del Software (Guerra, 2006).

3.6. Validación del modelo a partir del caso base.

En la figura 13 se presenta el comportamiento de la viscosidad del crudo del caso base, la cual se construyó a partir de simulación numérica, a presión atmosférica y diferentes valores de temperatura.

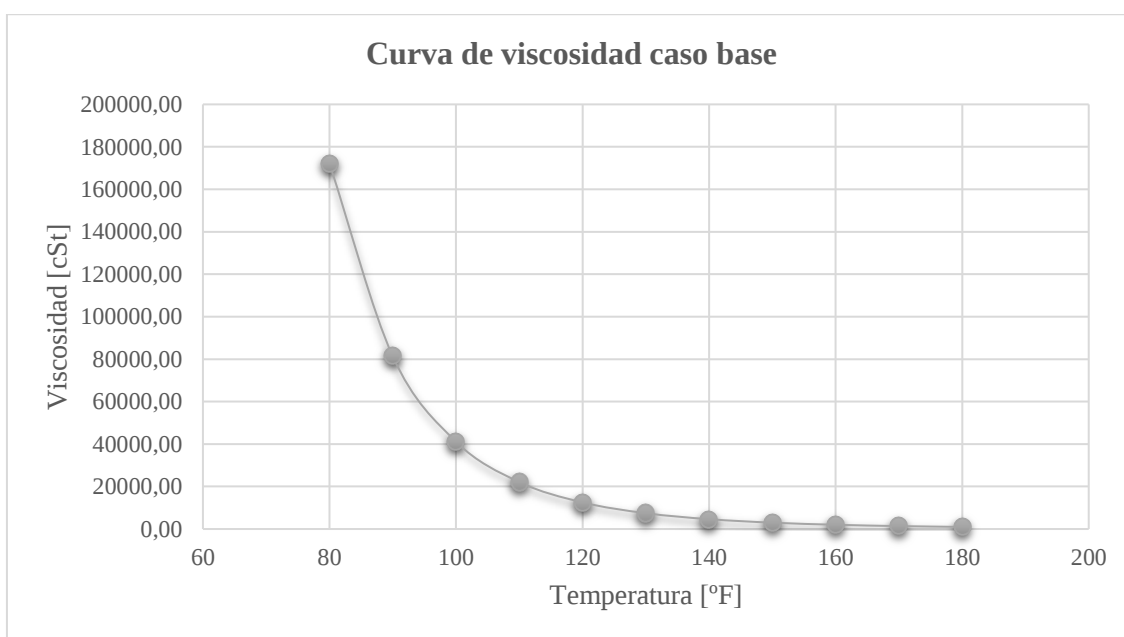


Figura 13. Curva de viscosidad del caso base.

Con el fin de validar el modelo de simulación se tiene un tercer punto de viscosidad, suministrado por la compañía operadora, el cual se determinó con una prueba ASTM 445 a una temperatura de 100 °F, dando como resultado una viscosidad de 47773 cSt. Para determinar el

error del modelo se utilizó el Error Porcentual Absoluto Medio el cual es una medición, en porcentaje, de la precisión de un modelo de predicción. Está definido por la siguiente ecuación:

$$E = \frac{100\%}{n} * \sum_{t=1}^n \left| \frac{A_t - F_t}{A_t} \right| \quad (1)$$

Donde:

E: Es el Error Porcentual Absoluto Medio,

n: Es el número de puntos a comparar,

A_t : Es el valor teórico o actual

F_t : Es el valor estimado

El error se determinó al comparar la viscosidad simulada con los valores medidos en laboratorio, suministrados por la compañía operadora. El resultado se presenta en la tabla 9.

Tabla 9

Cálculo del Error Porcentual Absoluto Medio

Temperatura [°F]	Viscosidad Calculada [cSt]	Viscosidad Medida [cSt]	Error [%]
80	172157.59	163199	5.54
100	41140.19	47773	13.88
120	12518.46	11648	7.47
Error Porcentual Absoluto Medio			8.97

Debido a que el Error Porcentual Absoluto Medio del modelo no es mayor al 10% y que el error en cada uno de los puntos de validación no supera el 15%, se concluye que el modelo representa de manera aceptable el comportamiento de la viscosidad del crudo de la formación Lisama A. Por lo tanto, este modelo se toma como base para generar las curvas de viscosidad del proceso de dilución.

3.7 Resultados de la simulación numérica

A continuación, en la figura 14, se expone el cambio en la gravedad API de la mezcla respecto al porcentaje de diluyente en esta.

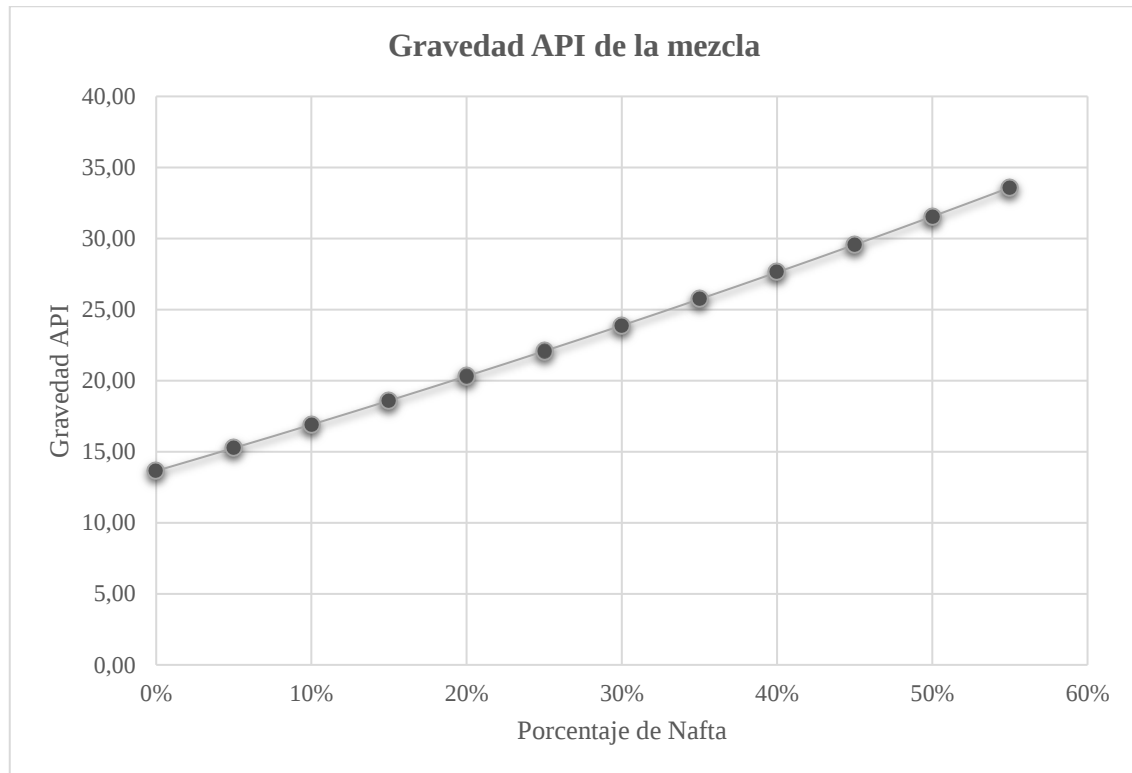


Figura 14. Cambio de la gravedad API de la mezcla crudo-diluyente.

Como se evidencia en la figura, la gravedad API de la mezcla es directamente proporcional a la cantidad de nafta en la misma, partiendo de un valor de gravedad API de 13.5 °API, sin nafta en la mezcla, hasta llegar a un valor máximo de 31.55 ° API con un 50% de nafta. Este comportamiento es el esperado debido a la gran diferencia de densidades entre el crudo de la formación Lisama A y la nafta inyectada, siendo esta diferencia de 40.5 °API.

Además, en las figuras 15 y 16, se presenta el comportamiento de la viscosidad del crudo diluido para diferentes porcentajes de diluyente a condiciones promedio de cabeza de pozo y fondo de pozo.

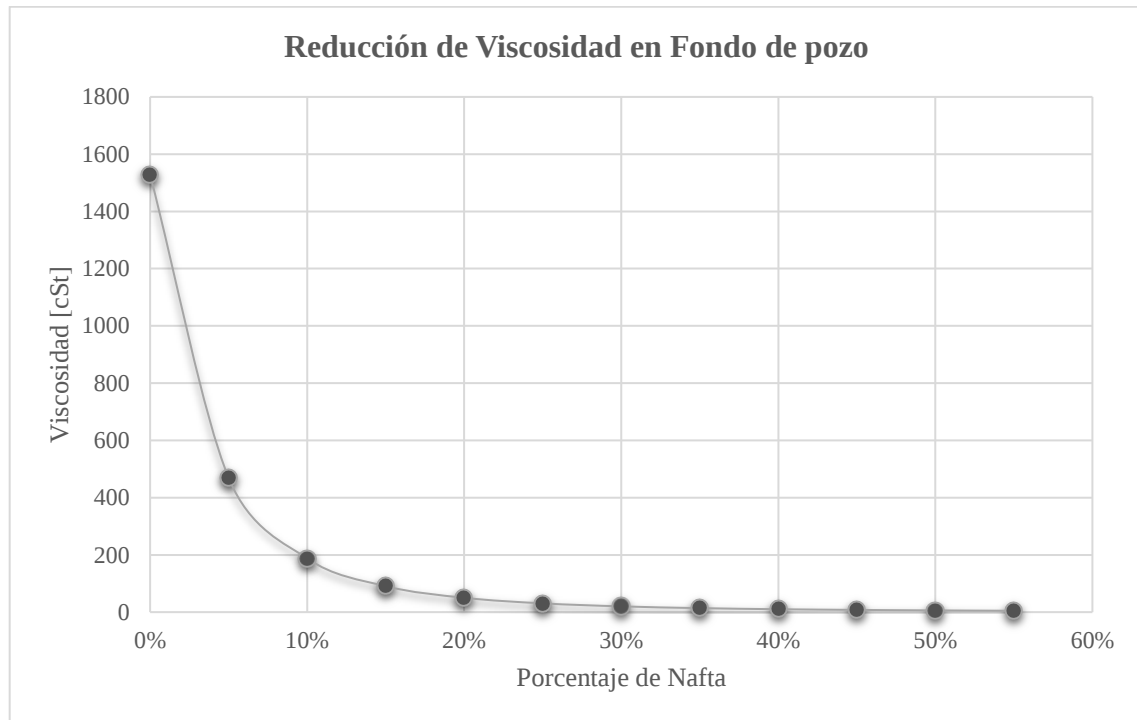


Figura 15. Viscosidad vs Porcentaje de Nafta a condiciones de fondo de pozo.

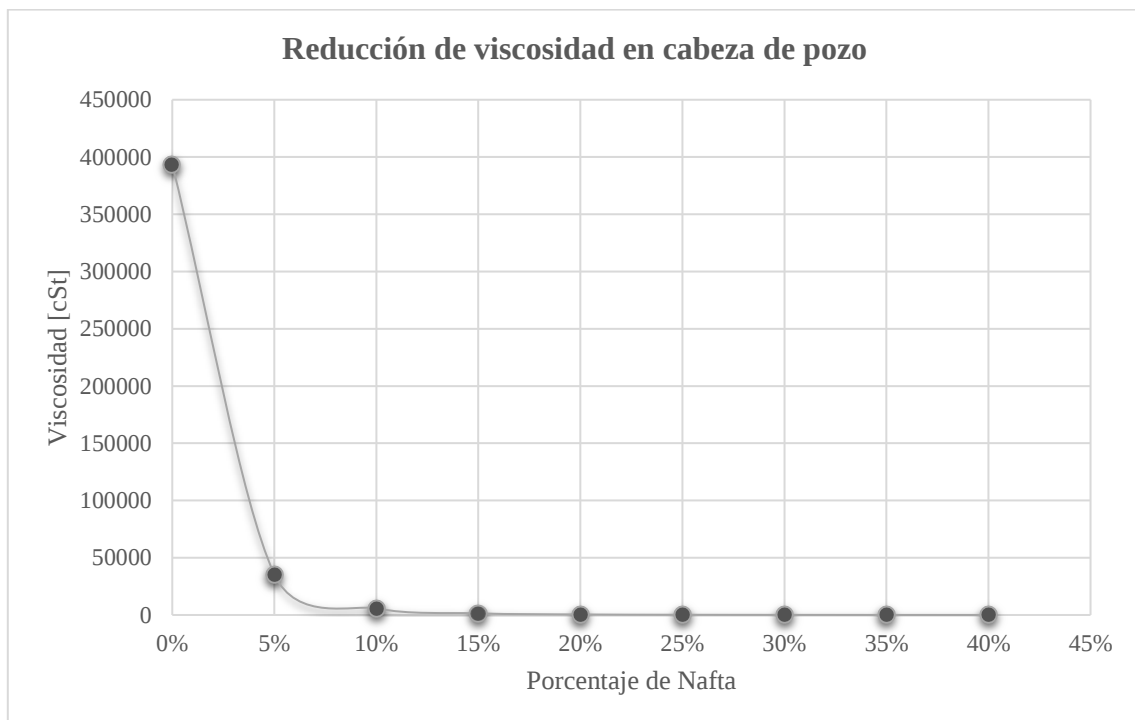


Figura 16. Viscosidad vs Porcentaje de Nafta a condiciones de cabeza de pozo.

En la tabla 10 se presentan las condiciones promedio de temperatura y presión en fondo de pozo y cabeza de pozo.

Tabla 10

Condiciones promedio de temperatura y presión en fondo y cabeza de pozo, campo San Roque

Punto de análisis	Presión [psig]	Temperatura [°F]
Cabeza de Pozo	150	70
Fondo de Pozo	1200	167

Nota. Adaptado de ECOPETROL S.A.

Al observar las figuras 14 y 15, se puede evidenciar que el efecto del diluyente en la reducción de la viscosidad de la mezcla en cabeza de pozo es mayor que en fondo de pozo debido a que las condiciones de presión y temperatura en la primera son menores y, por lo tanto, la magnitud de la viscosidad es mayor.

Además, a partir de un porcentaje de nafta pequeño, por ejemplo 5% de nafta en la mezcla, se presenta una reducción drástica en la viscosidad del crudo tanto a condiciones de cabeza de pozo, en donde la viscosidad se reduce 350000 cSt, como a condiciones de fondo de pozo, en donde esta se ve reducida en 1000 cSt. También se observa que a partir de porcentajes de nafta mayores al 30% la reducción adicional de la viscosidad de la mezcla es insignificante, logrando sólo una reducción a condiciones de cabeza de pozo de 80 cSt entre 30% y 50% de nafta y, a condiciones de fondo de pozo una reducción de 14 cSt a los mismos porcentajes del diluyente.

Por tal razón, porcentajes de diluyente en la mezcla mayores al 30% no se tendrán en cuenta en las evaluaciones técnicas y financieras.

4. Modelamiento del proceso

Con el fin de determinar la viabilidad técnica del proceso de dilución en fondo en el campo de estudio, es necesario construir un modelo que permita analizar debidamente el efecto que pueden llegar a tener los diferentes porcentajes del diluyente a estudiar en el sistema de

producción, específicamente en los caudales de producción de aceite, agua y gas, la potencia eléctrica consumida por el motor de la bomba del sistema de levantamiento artificial y por último la eficiencia de este.

4.1 Metodología.

Con el fin de construir un modelo que permita representar el sistema de producción, se planteó la siguiente metodología:

- a. Seleccionar los pozos objeto de estudio a partir de sus condiciones de operación, propiedades del crudo y formación productora.
- b. Construir el modelo de los pozos de estudio definiendo componentes como: estado mecánico, perfil de desviación, configuración de la bomba, profundidad media de los intervalos perforados, propiedades del yacimiento y propiedades del fluido.
- c. Generar el modelo de flujo vertical, seleccionando las correlaciones de flujo que se adapten mejor al sistema.
- d. Definir las alternativas, en cuanto a porcentaje de diluyente, en la optimización del proceso de dilución en fondo.
- e. Analizar los resultados de cada alternativa aplicada en los pozos de estudio.

4.2 Selección de los pozos de estudio

El campo San Roque cuenta con 20 pozos activos, los cuales producen de las arenas Lisama A, B, C y D. Como anteriormente se mencionó, los procesos de dilución están enfocados en crudos pesados y viscosos, características encontradas en el crudo de la arena Lisama A.

Es necesario contar con una buena caracterización PVT de los fluidos de yacimiento, los estados mecánicos y el perfil de desviación de los pozos, además de las condiciones de operación y características de los Sistemas de Levantamiento Artificial para que el modelo de los pozos construido se acerque al comportamiento real del sistema de producción.

También se determinó que los pozos de estudio tengan un corte de agua límite del 40% debido a que el punto de inversión de fases del crudo del campo no se conoce, esto con el fin de evitar que el crudo se disperse en el agua y, en consecuencia, la eficiencia de la dilución con nafta disminuya. A continuación, en la tabla 11, se presenta la matriz con los criterios de selección utilizados con el fin de definir los pozos de estudio.

Tabla 11

Matriz de selección de los pozos de estudio

Pozo	Crudo Pesado	Formación Lisama A	BSW menor a 40 %	Resultado
UIS 1	1	1	1	3
UIS 2	1	1	1	3
UIS 3	0	0	1	1
UIS 4	0	0	0	0
UIS 5	1	0	1	2
UIS 6	0	0	1	1
UIS 7	0	0	1	1
UIS 8	0	0	0	0
UIS 9	1	0	1	2
UIS 10	0	0	1	1
UIS 11	0	0	1	1
UIS 12	1	1	0	2
UIS 13	1	0	1	2
UIS 14	0	0	1	1
UIS 15	1	1	0	2
UIS 16	1	0	1	2

Pozo	Crudo Pesado	Formación Lisama A	BSW menor a 40 %	Resultado
UIS 17	1	0	1	2
UIS 18	1	0	1	2
UIS 19	0	0	1	1
UIS 20	0	0	1	1

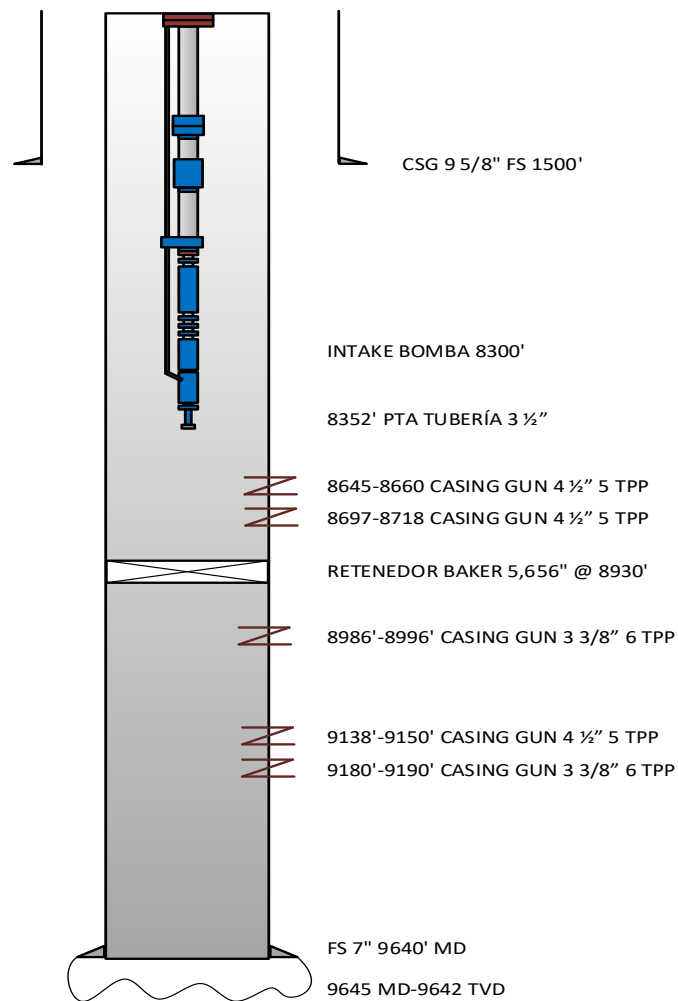
Nota. Adaptado de ECOPETROL S.A.

A raíz de la revisión realizada a los pozos del campo de estudio, se determinaron los pozos UIS 1 y UIS 2 como los pozos objetivo en el presente proyecto, debido a que son los únicos pozos que cumplen con todos los criterios establecidos en la tabla 11.

4.3 Construcción del modelo de los pozos.

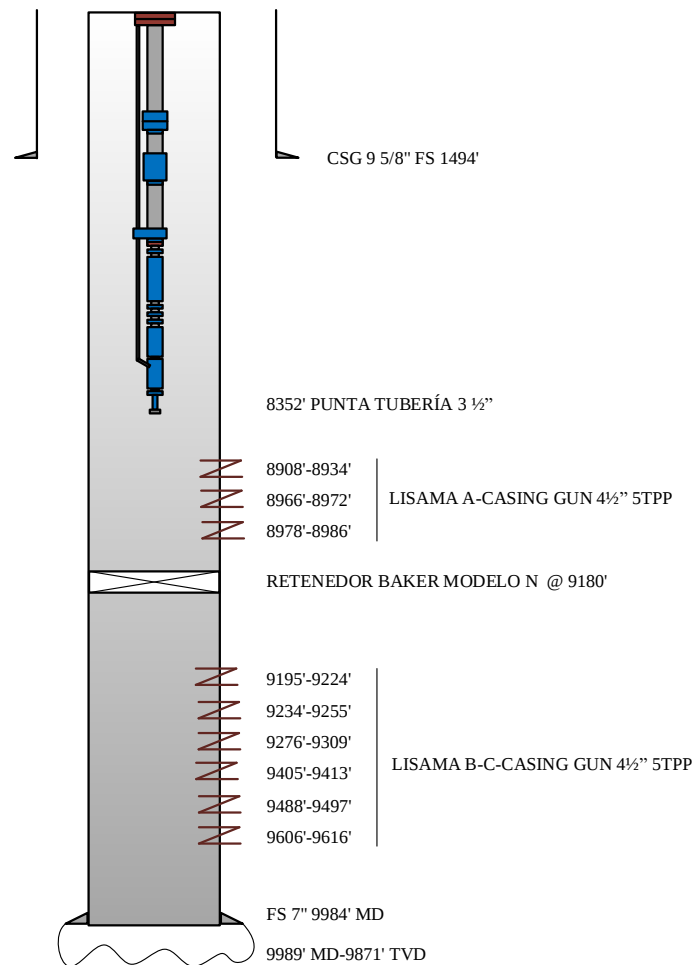
Con el fin de construir el modelo físico de los pozos UIS 1 y UIS 2 se utilizaron los estados mecánicos de estos, los cuales se pueden observar en las figuras 17 y 18 respectivamente.

El uso de los estados mecánicos es sumamente importante, ya que detallan información referente a profundidades de asentamiento de tuberías, equipos de subsuelo, el sistema de levantamiento artificial y los intervalos cañoneados en cada uno de los pozos. La construcción detallada del modelo físico de los pozos UIS 1 y UIS 2 se relacionan en los Apéndices A y B respectivamente.



CANT	DESCRIPCIÓN	LONGITUD [FT]	PROFUNDIDAD [FT]
1	Tubing Hanger x 5 M x 7-1/6	0,91	24,41
6	Juntas 3-1/2" EUE J-55, nuevas	180,86	205,27
180	Juntas 3-1/2" EUE N-80, nuevas	5470,53	5675,8
82	Juntas 3-1/2" EUE J-55, nuevas	2501,88	8177,68
1	Válvula bleeder R8 EUE x 5 M PSI	0,52	8178,2
1	Juntas 3-1/2" EUE J-55, nuevas	30,21	8208,41
1	Válvula cheque de 3-1/2 EUE R8	0,53	8208,94
1	Juntas 3-1/2" EUE J-55, nuevas	30,8	8239,74
1	Cabeza de descarga headed pump	0,87	8240,61
1	Descarga convencional	0,53	8241,14
1	Bomba WD1000 MF, Etapas: 315, Serie: 400	52,93	8293,97

Figura 17. Estado Mecánico Pozo UIS 1. Adaptado de Ecopetrol S.A.



CANT	DESCRIPCIÓN	LONGITUD [FT]	PROFUNDIDAD [FT]
1	MR	30	30
271	Juntas 2 7/8" EUE R8 RII N80	8306,07	8336,07
1	Xover 2 7/8"-3 1/2" EUE Pin-Pin	0,65	8336,72
1	Juntas 3-1/2" EUE N80	30	8366,72
1	Val Drenaje	0,54	8367,26
1	Juntas 3-1/2" EUE N80	31,54	8398,8
1	Válvula cheque	0,54	8399,34
1	Juntas 3-1/2" EUE N-80	31,55	8430,89
1	Cabeza Sensor, 350	1,22	8432,11
1	Descarga Conv, 400/350	0,53	8432,64
1	Bomba WD1000 MF, Etapas: 315, Serie: 400	52,93	8485,47
Punta de tubería			8541,08

Figura 18. Estado Mecánico Pozo UIS 2. Adaptado de Ecopetrol S.A.

4.3.1 Configuración de la tubería. Las configuraciones del revestimiento y la tubería de producción de los pozos UIS 1 y UIS 2 se determinaron a partir de los estados mecánicos de estos pozos (Figuras 17 y 18 respectivamente). Esta configuración tiene en cuenta las profundidades medidas (MD), los diámetros externos (OD) y, en el caso de la tubería de producción, los grados de la tubería. Además, se utilizó el catálogo de tuberías del software para determinar el diámetro interno (ID) y la rugosidad de estas. En la tabla 12 se presenta la configuración de la tubería de revestimiento del pozo UIS 1 y en la tabla 13, la distribución de la tubería de producción utilizada en este pozo.

Tabla 12

Configuración de la tubería de revestimiento, pozo UIS 1

Diámetro Externo [in]	Profundidad medida [ft]	Diámetro interno [in]	Rugosidad [in]
20	200	19.124	0.001
13.5	800	12.384	0.001
9.625	1500	8.835	0.001
7	9640	6.366	0.001

Nota. Adaptado de ECOPETROL S.A.

Tabla 13

Configuración de la tubería de producción, pozo UIS 1

Diámetro externo [in]	Grado	Profundidad Medida [ft]	Diámetro Interno [in]	Rugosidad [in]
3.5	J-55	205.27	3.068	0.001
3.5	N-80	5675.8	3.068	0.001
3.5	J-55	8352	3.068	0.001

Nota. Adaptado de Ecopetrol S.A.

De igual manera, para el pozo UIS 2 se presenta la configuración de la tubería de revestimiento y producción en las tablas 14 y 15 respectivamente.

Tabla 14

Configuración tubería de revestimiento, pozo UIS 2

Diámetro externo [in]	Profundidad medida [ft]	Diámetro interno [in]	Rugosidad [in]
20	200	19.124	0.001
13.5	800	12.394	0.001
9.625	1494	8.835	0.001
7	9984	6.366	0.001

Nota. Adaptado de Ecopetrol S.A.

Tabla 15

Configuración tubería de producción, pozo UIS 2

Diámetro Externo [in]	Grado	Profundidad Medida [ft]	Diámetro interno [in]	Rugosidad [in]
2.875	N-80	8336.07	2.441	0.001
3.5	N-80	8541.08	3.068	0.001

Nota. Adaptado de Ecopetrol S.A.

4.3.2 Equipo de fondo. El siguiente paso en la construcción del modelo del pozo fue determinar los equipos de fondo presentes en este e ingresarlos al software. Al igual que en la configuración de las tuberías, se utilizaron los estados mecánicos de los pozos para determinar los equipos presentes en fondo y su respectiva profundidad de asentamiento, los cuales se listan en las tablas 16 y 17.

Tabla 16.

Configuración del equipo de fondo, Pozo UIS 1

Equipo	Profundidad de asentamiento [ft]
Válvula de drenaje	8177.68
Válvula Cheque 3 1/2"	8208.41
Retenedor Baker 5.656"	8930

Nota. Adaptado de Ecopetrol S.A.

Tabla 17

Configuración del equipo de fondo, Pozo UIS 2

Equipo	Profundidad de asentamiento [ft]
Válvula de Drenaje	8366.72
Válvula Cheque 3 ½"	8398.8
Retenedor Baker Modelo N	9180

Nota. Adaptado de Ecopetrol S.A.

4.3.3 Sistema de levantamiento artificial. Antes de ingresar la configuración del sistema de levantamiento artificial en el modelo del pozo se hizo necesario ingresar al software información general de la bomba, la cual se expone en la tabla 18, las curvas de desempeño, en cuanto a cabeza y eficiencia, que se detallan en la figura 19 y la curva de potencia, que se observa en la figura 20.

Tabla 18

Información general bomba BES, pozos UIS 1 y UIS 2

Propiedad	Valor
Fabricante	Alkhorayef
Modelo	WD1000 MF
Serie	400
Diámetro [in]	4
Taza de flujo mínima [bbl/d]	700
Taza de flujo máxima [bbl/d]	1570
Frecuencia [Hz]	60

Nota. Adaptado de Alkhorayef Petroleum Colombia.

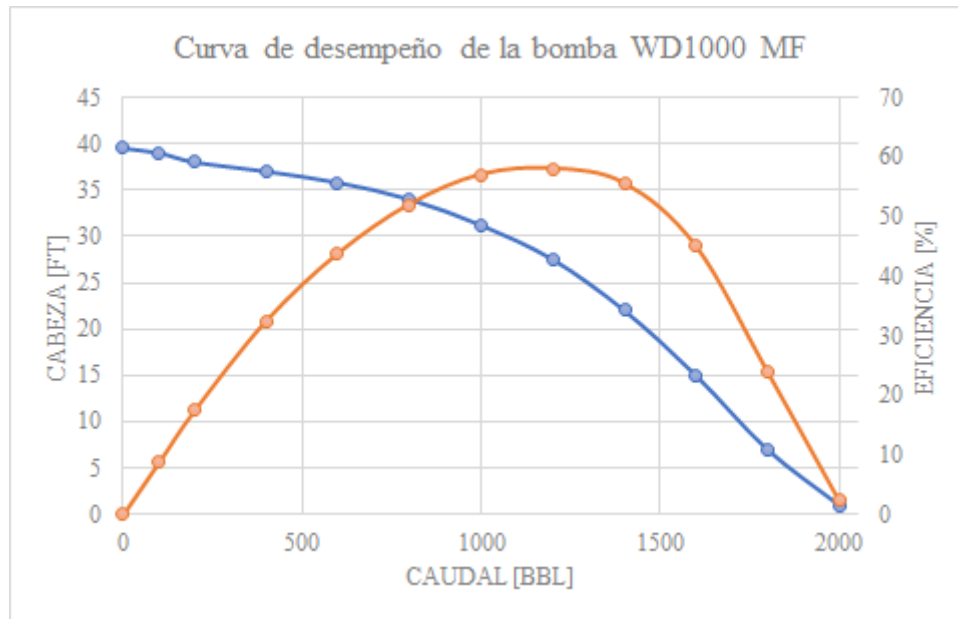


Figura 19. Curva de desempeño de la bomba WD 1000 MF. Adaptado de Alkhorayef Petroleum Colombia

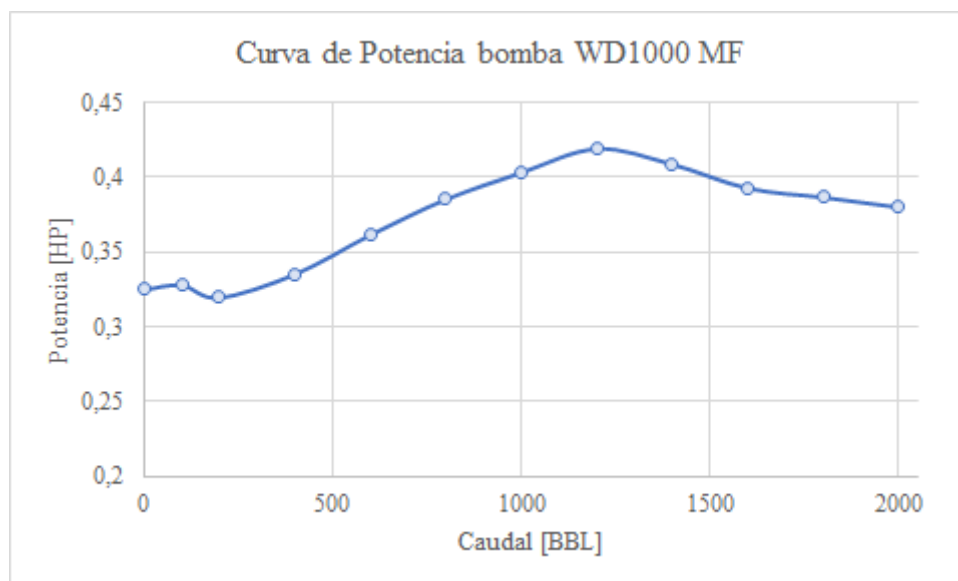


Figura 20. Curva de potencia de la bomba WD 1000 MF. Adaptado de Alkhorayef Petroleum Colombia

Posterior al ingreso de la información general de desempeño de la bomba se modificaron las condiciones de operación de esta en cuanto a frecuencia, número de etapas y profundidad de asentamiento, también se definió la presencia de separador de gas. Las condiciones de operación del sistema de levantamiento artificial de los pozos UIS 1 y UIS 2 se presentan a continuación en la tabla 19.

Tabla 19

Condiciones de operación pozos UIS 1 y UIS 2

Propiedad	UIS 1	UIS 2
Frecuencia de Operación [Hz]	50	47
Número de etapas	315	315
Profundidad de Asentamiento [ft]	8258.75	8450.25

Nota. Adaptado de Ecopetrol S.A.

4.3.4 Configuración de los intervalos perforados. Con el fin de generar los intervalos perforados en el software fue necesario calcular la profundidad media perforada a partir de los estados mecánicos de los pozos. A continuación, se presenta esta información en la tabla 20.

Tabla 20.

Profundidad media perforada, pozos UIS 1 y UIS 2

Pozo	Profundidad media perforada [ft]
UIS 1	8652.5
	8707.5
UIS 2	8921
	8969
	8982

Nota. Adaptado de Ecopetrol S.A.

Por recomendación de la empresa operadora, se seleccionó Vogel como el modelo para el cálculo del IPR de los pozos con un coeficiente de 0.8, por lo tanto, fue necesario ingresar información del yacimiento en cada uno de los intervalos perforados en los pozos de estudio. Dicha información se presenta en la tabla 21.

Tabla 21

Información del yacimiento pozos UIS 1 y UIS 2

Propiedad	UIS 1	UIS 2
Presión estática [psi]	3598.7	3855.592
AOFP [Bbl/d]	60	20.627
Temperatura [°F]	167.1	167.1

Nota. Adaptado de Ecopetrol S.A.

4.3.5 Condiciones de salida. Con el fin de proveer al modelo condiciones límite es necesario ingresar en el software las condiciones de operación en cabeza de pozo de los pozos de estudio, las cuales se presentan en la tabla 22.

Tabla 22

Condiciones de operación en cabeza de pozo, pozos UIS 1 y UIS 2

Propiedad	UIS 1	UIS 2
Presión [psi]	304.7	124.7
Temperatura [°F]	70	70

Nota. Adaptado de Ecopetrol S.A.

4.3.6 Propiedades del fluido de producción. Por último, se ingresó la información del fluido de producción la cual corresponde a GOR, BSW, gravedad API, gravedad específica del agua y gravedad específica del gas. Dichas propiedades se presentan en las tablas 23.

Tabla 23

Información del fluido de producción, Pozos UIS 1 y UIS 2

Propiedad	UIS 1	UIS 2
Gravedad API [° API]	13.5	13.5
GOR [SCF/STB]	261.84	1012.14
BSW [%]	4	8.8

Propiedad	UIS 1	UIS 2
Gravedad específica del agua	1.02	1.02
Gravedad específica del gas	0.628	0.628

Nota. Adaptado de Ecopetrol S.A.

Además, se alimentó el software con los 2 puntos de viscosidad del crudo de la formación Lisama A que se presenta en la tabla 5 de la sección 2.

4.4 Selección de la correlación de flujo vertical.

Con el fin de seleccionar la correlación de flujo vertical que más se ajusta a las condiciones actuales de operación de los pozos UIS 1 y UIS 2, se comparó el caudal de líquido generado por el software en cada una de las correlaciones aplicables a pozos verticales de crudo y gas con el caudal actual de los pozos de estudio. El resultado de esta comparación se muestra en la tabla 24.

Tabla 24

Cálculo de error de las correlaciones de flujo vertical, Pozos UIS 1 y UIS 2

Correlación	QL UIS 1	Error	QL UIS 2	Error
Ansari	88,52	7%	46,57	12%
Beggs & Brill Original	87,14	9%	45,96	13%
Beggs & Brill Revised	88,62	7%	46,89	11%
Duns & Ros	93,62	1%	48,44	7%
Govier, Aziz & Fogarasi	87,11	9%	45,50	14%
Hagedorn & Brown	89,29	6%	47,30	10%
Mukherjee & Brill	87,57	8%	46,11	13%
No Slip Assumption	91,90	3%	50,45	3%
Orkiszewski	88,42	7%	46,51	12%
LedaFlow V. 2,2 2-fases	88,43	7%	46,53	12%

Correlación	QL UIS 1	Error	QL UIS 2	Error
TUFFP V,2011,1 2-fases	86,98	9%	45,44	14%
Gregory	87,11	9%	45,50	14%

Nota. Los caudales del caso base de los pozos UIS 1 y UIS 2 son: 89.68 Bbls y 48.45 Bbls respectivamente

Después de realizar la comparación, se determinó que la correlación a utilizar es la de Duns & Ros debido a que es la que presenta menor error en ambos pozos, presentando 1% de error en el pozo UIS 1 y 7% en el pozo UIS 2.

4.5 Definición de las variaciones a desarrollar.

En el presente estudio se modificó la tasa de Nafta inyectada en fondo de pozo con el fin de determinar los cambios en el sistema de producción. Como se definió en la sección 3.7, se realizó la variación del porcentaje de Nafta, en intervalos de 5%, hasta el 30 % debido a que a porcentajes superiores a este valor el cambio en la viscosidad es muy pequeño.

4.6 Parámetros operacionales de control.

Con el fin de determinar la viabilidad técnica del proceso de dilución en fondo, se definieron algunos parámetros operacionales de control los cuales se presentan en la tabla 25.

Tabla 25

Parámetros de control del proceso de dilución en fondo

Parámetros de control
Caudal de aceite [STB]
Caudal de agua [STB]
Caudal de gas [STB]
Eficiencia de la bomba [%]
Potencia del motor [kWh]

4.7 Análisis de resultados.

Una vez realizadas las simulaciones teniendo en cuenta las variaciones propuestas del proceso de dilución en fondo, se realizó el análisis del comportamiento de los parámetros de control, comparando los resultados de cada variación del porcentaje de Nafta con el caso base.

4.7.1 Análisis Nodal del proceso de dilución en fondo. Durante la simulación del proceso de dilución en fondo, se planteó un análisis nodal con el nodo en fondo de pozo en el cual se le hizo sensibilidad al porcentaje de nafta, obteniendo las curvas de inflow y outflow de los pozos UIS 1 y UIS 2 que se presentan en las figuras 21 y 22 respectivamente.

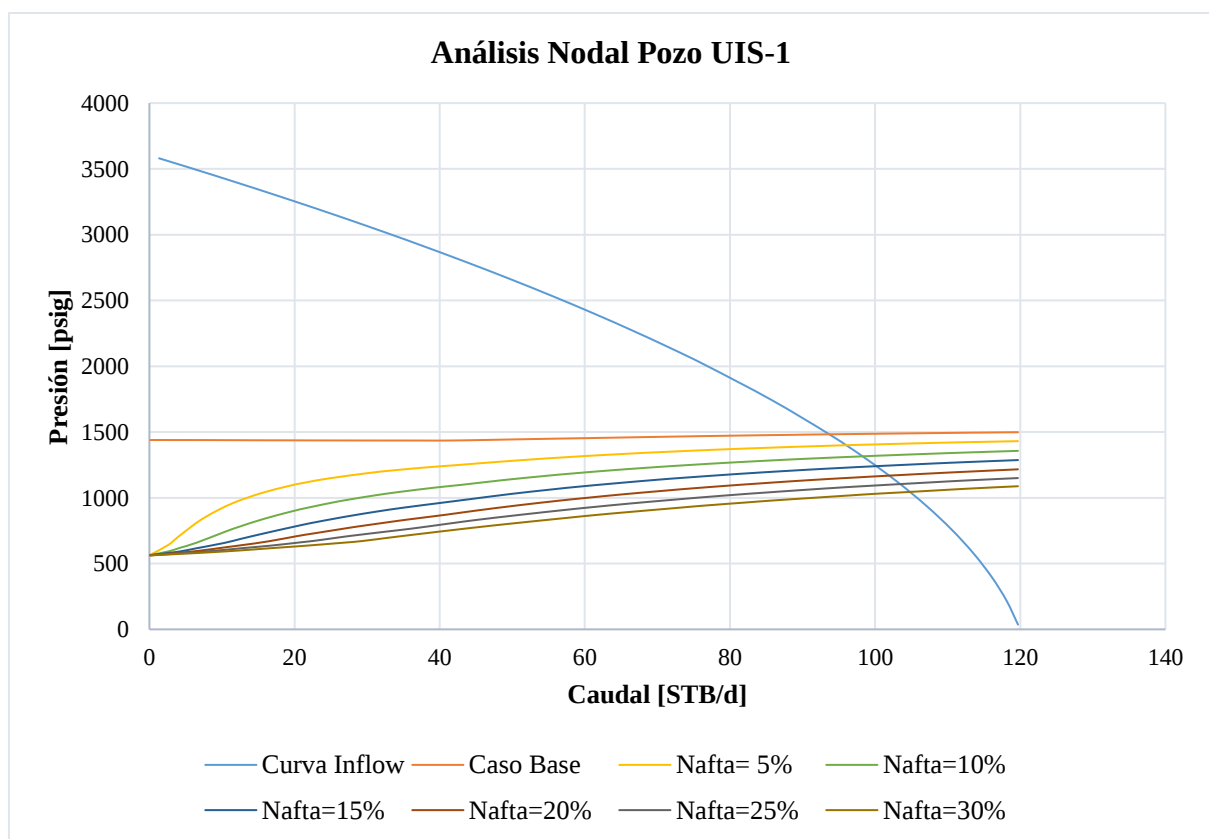


Figura 21. Análisis nodal Pozo UIS 1.

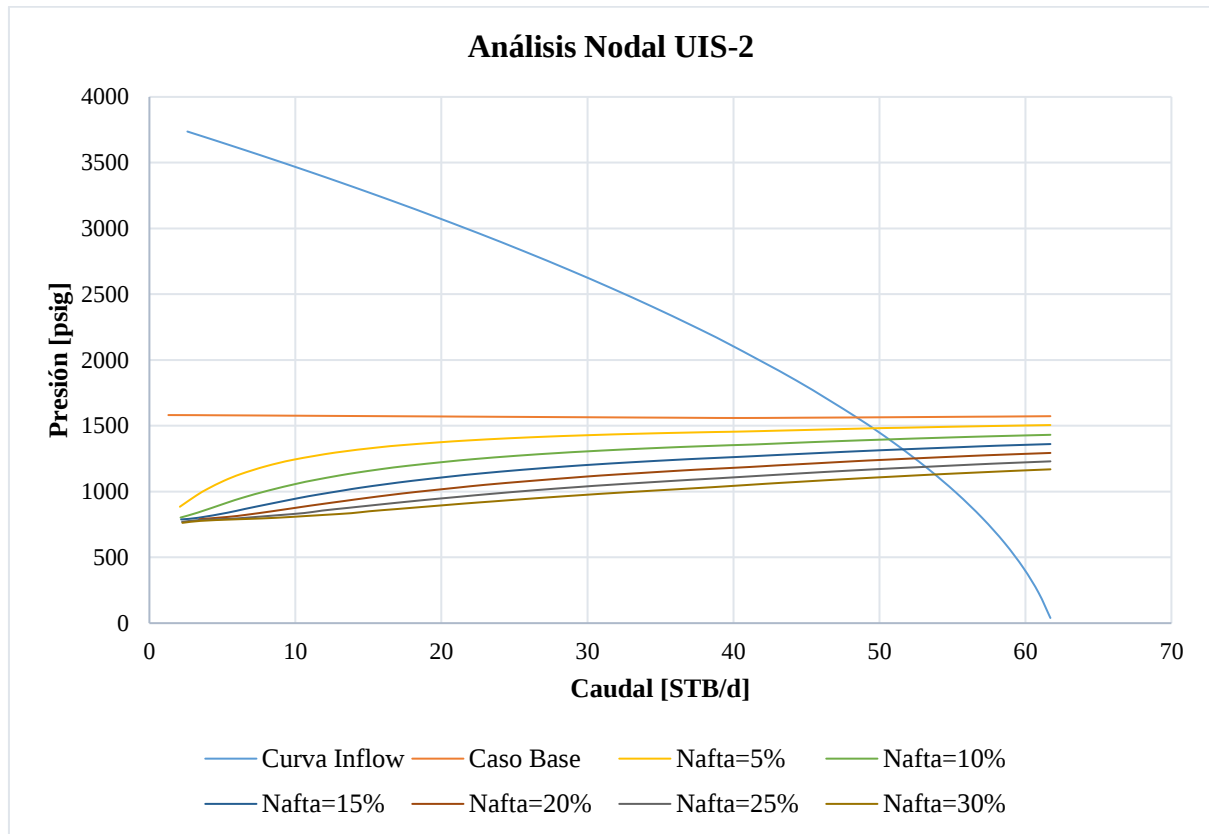


Figura 22. Análisis nodal pozo UIS 2.

Gracias a estas curvas se puede analizar de manera general la incidencia del proceso de dilución en fondo en el comportamiento de la curva de demanda, ya que en estas se observa que el porcentaje de nafta y el caudal de producción son directamente proporcionales, presentando una mejora en la producción de ambos pozos a partir del menor porcentaje de Nafta. A su vez, se observa que la presión de fondo es inversamente proporcional al porcentaje de diluyente, debido a que la columna del fluido es menos densa y por lo tanto menos pesada, esto como resultado de la mezcla de la nafta con el fluido de producción.

4.7.2 Caudales de producción. Una vez obtenidas las curvas de oferta y demanda para los diferentes escenarios a analizar, se determinó, con ayuda del software, los caudales de producción de aceite, agua y gas para los pozos UIS 1 y UIS 2. La variación de estos caudales se presenta en la figura 23 y 24.

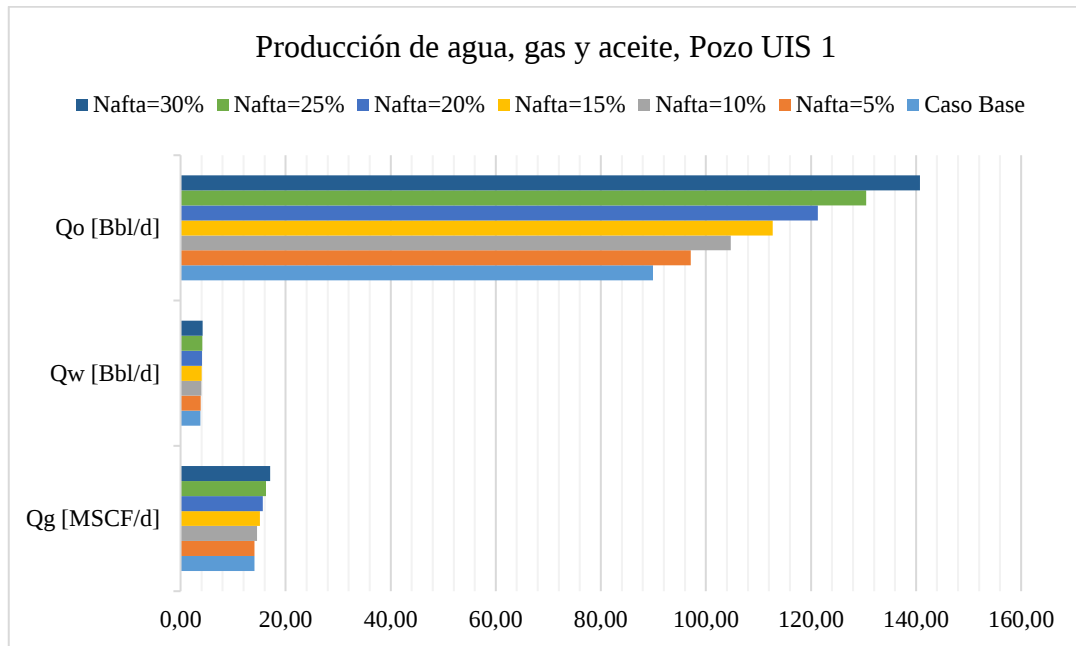


Figura 23. Producción de agua, gas y aceite, Pozo UIS 1.

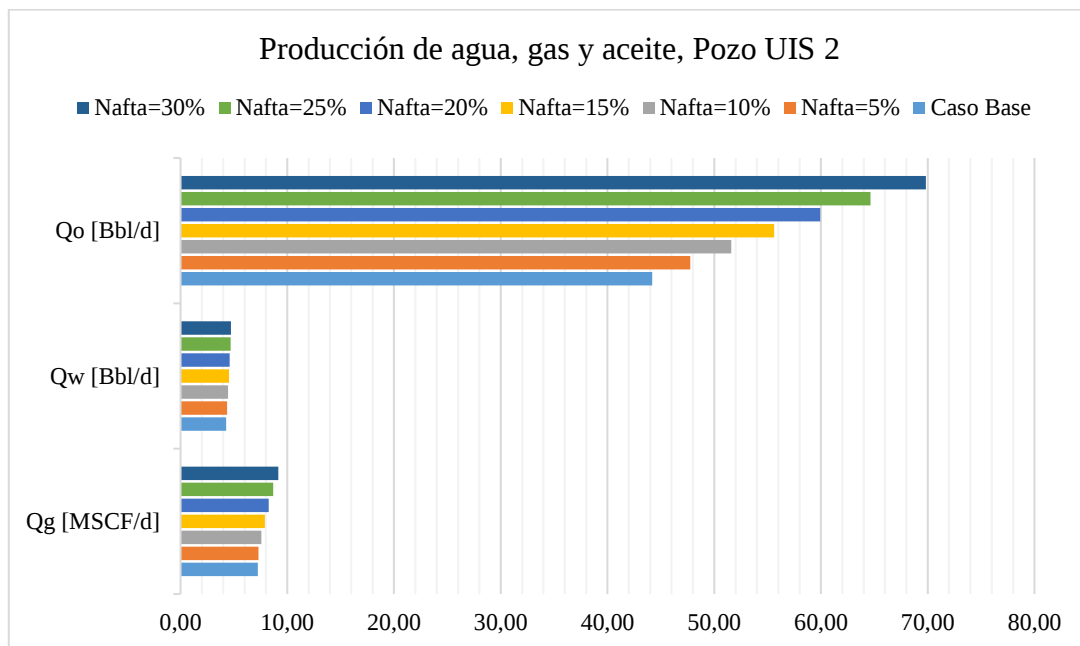


Figura 24. Producción de agua, gas y aceite, Pozo UIS 2.

Además, se calculó la producción incremental de crudo al realizar una comparación entre la producción del caso base y la producción obtenida en cada escenario para cada uno de los pozos. Dicho cálculo se expone en la tabla 26.

Tabla 26

Producción incremental de crudo, pozos UIS 1 y UIS 2

Porcentaje de Nafta [%]	Producción incremental de crudo [Bbl]	
	Pozo UIS 1	Pozo UIS 2
5	7,16	3,57
10	14,81	7,40
15	22,81	11,42
20	31,35	15,73
25	40,59	20,45
30	50,83	25,64

Como se observa en las figuras 23 y 24, en ambos pozos se presenta un aumento en los caudales de los fluidos de producción. El aumento del caudal de agua y crudo es consecuencia del aumento en la movilidad del fluido de producción, la cual se obtiene a partir de la reducción de la viscosidad del crudo. El aumento del caudal de gas se presenta debido a que la mezcla tiene una viscosidad menor y, por lo tanto, la liberación del gas en solución se torna más sencilla; además, como se mencionó anteriormente, el aumento en el porcentaje de nafta tiene como consecuencia una disminución en la presión de fondo fluyente y, por lo tanto, un aumento en la liberación de gas.

A partir de la tabla 26, se puede concluir que la técnica de dilución en fondo es efectiva al momento de incrementar la producción de los pozos cuyo crudo sea de alta viscosidad, ya que con su implementación se logró producir hasta un 50% más de crudo que el caso base.

4.7.3 Potencia consumida por el motor. Con el fin de determinar el ahorro energético del sistema como consecuencia del proceso de dilución en fondo, se calculó, mediante el software, la potencia eléctrica consumida por el motor para desplazar la mezcla con los porcentajes seleccionados de diluyente. Los resultados se presentan en las figuras 25 y 26.

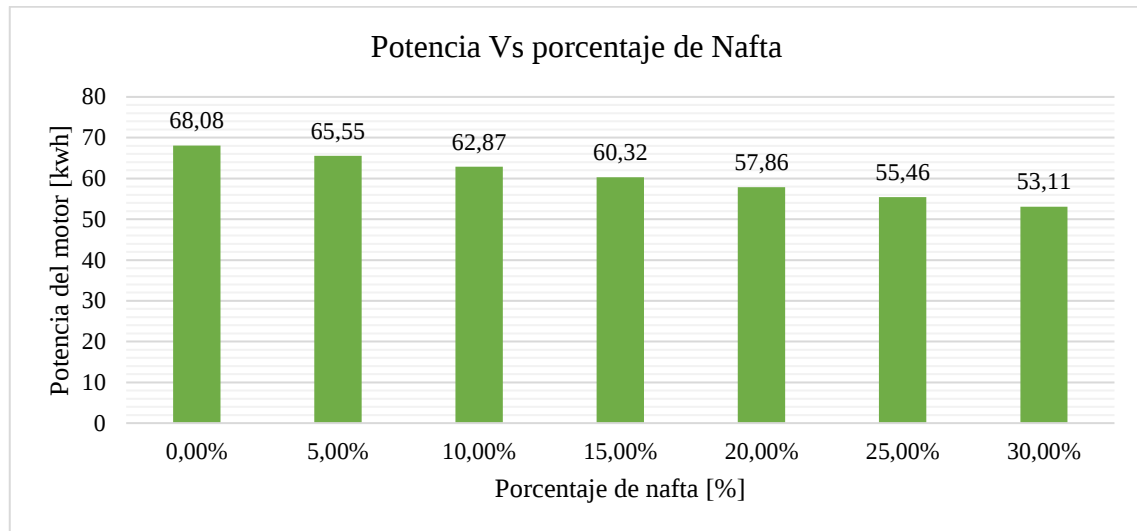


Figura 25. Variación en la potencia según el porcentaje de nafta, Pozo UIS 1.

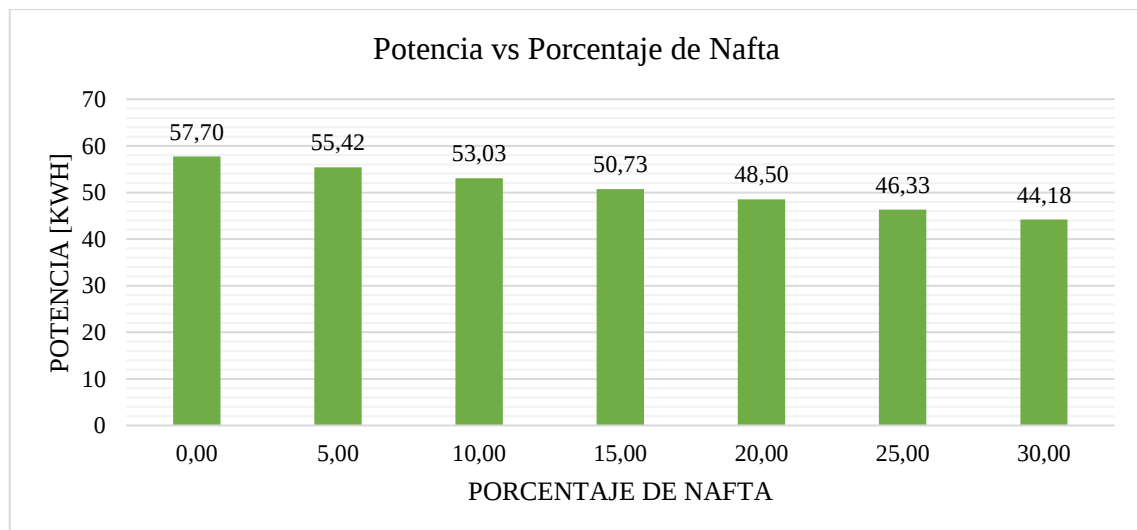


Figura 26. Variación en la potencia según el porcentaje de nafta, Pozo UIS 2.

Como se esperaba, se presenta una disminución en la potencia consumida por el motor debido a que, al ser el fluido más ligero y menos viscoso, la resistencia al flujo por fricción en el sistema disminuye lo que se traduce en un menor esfuerzo por parte del motor.

4.7.4 Eficiencia de la bomba. Además de los caudales de producción y la potencia del motor, se consideró la eficiencia de la bomba como un parámetro de control a analizar luego de la simulación del proceso de dilución, ya que este es un indicativo de cómo se aprovecha la energía suministrada al sistema en el levantamiento del fluido. En las figuras 27 y 28 se

presenta el cambio en la eficiencia de la bomba a raíz de la dilución en fondo en los pozos UIS 1 y UIS 2.

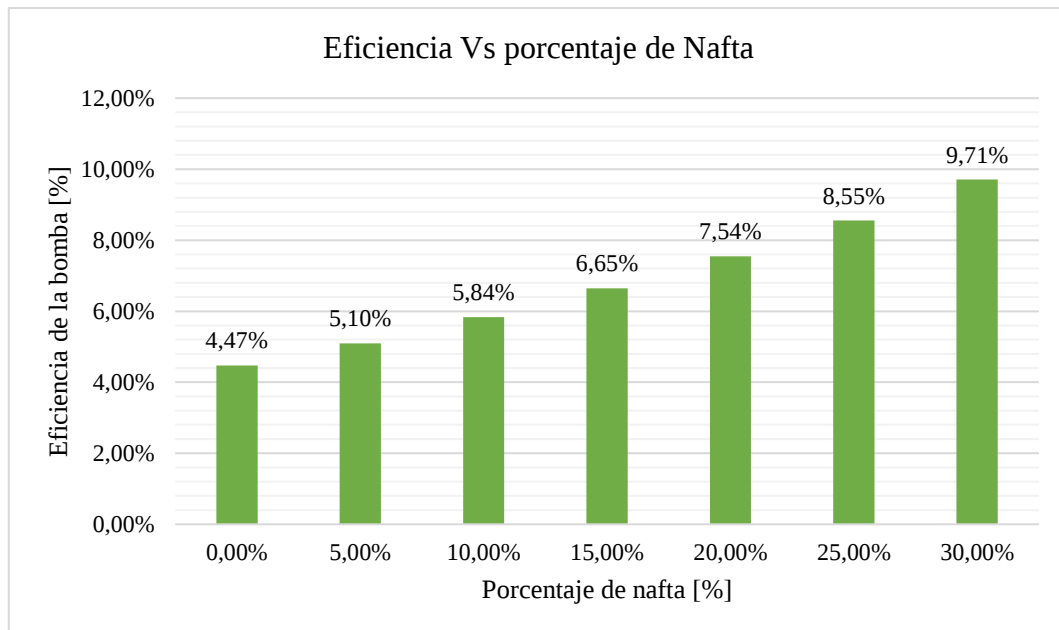


Figura 27. Variación de la eficiencia según el porcentaje de nafta, Pozo UIS 1.

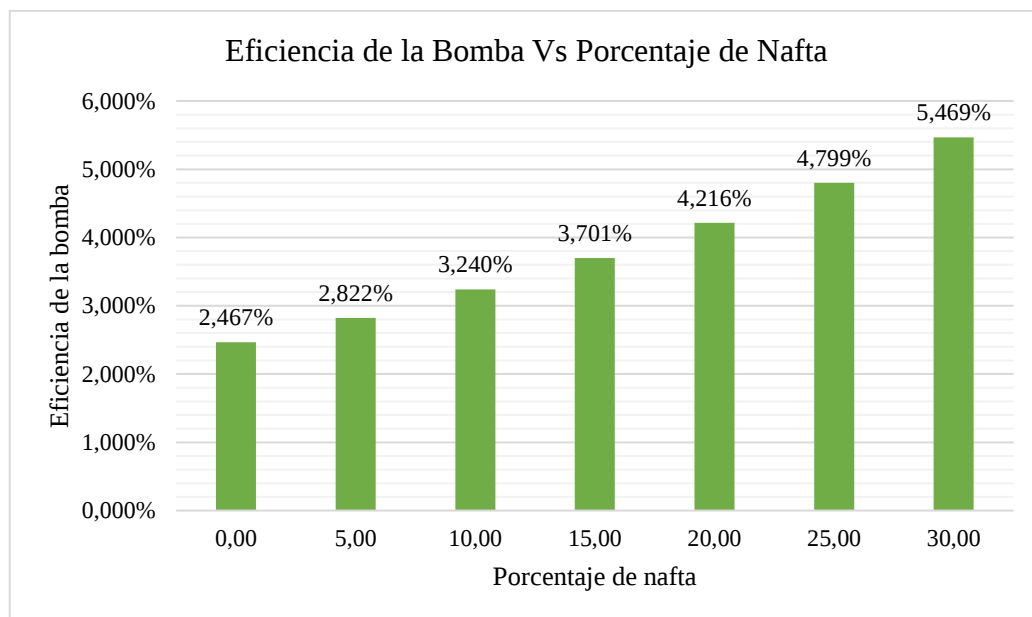


Figura 28. Variación de la eficiencia según el porcentaje de nafta, Pozo UIS 2.

Cómo se muestra en las figuras, la eficiencia de la bomba en los pozos es directamente proporcional al porcentaje de diluyente inyectado, llegando a duplicar el valor de la eficiencia del caso base con un porcentaje de Nafta del 30%. El aumento en la eficiencia del sistema BES

se puede explicar principalmente por dos razones: la disminución de la potencia consumida por el motor debido a la nueva densidad y viscosidad del fluido y la cercanía del nuevo caudal manejado por la bomba a su caudal óptimo de operación.

Basados en los resultados obtenidos mediante la simulación en cuanto a caudales de producción, potencia del motor y eficiencia de la bomba, se puede afirmar que el proceso de dilución en fondo presenta mejoras en el sistema de producción, lo que lo hace técnicamente viable y, por tal motivo, es necesaria la realización del análisis financiero del proyecto con el fin de garantizar su viabilidad económica en los pozos de estudio.

5. Análisis Financiero

Una vez realizada la evaluación técnica del proyecto es necesario realizar un análisis financiero de las alternativas propuestas para definir cuál de esta es la más viable económicamente. El análisis financiero de un proyecto considera todos los factores en unidades monetarias que afectan la economía de este. Su objetivo principal es predecir qué tanta rentabilidad puede llegar a generar el proyecto, el tiempo en el cual se recuperaría la inversión y si esta cumple con las expectativas de los inversionistas. Con el fin de realizar este análisis se consideró la información en cuanto a costos estimados de los aspectos de mayor relevancia en la ejecución del proyecto.

En la industria petrolera los gastos de todo proyecto se clasifican en dos grupos, los gastos capitales o CAPEX, los cuales hacen referencia a toda aquella inversión en materia de adquisición e instalación de equipos y facilidades, también abarcan los gastos asociados a exploración, perforación y completamiento, así como el costo de los sistemas de levantamiento artificial y cualquier accesorio o modificación que estos puedan tener. Por otra parte, se

encuentran los gastos correspondientes a las operaciones que se llevan a cabo durante la vida útil del proyecto, estos gastos son denominados como OPEX los cuales abarcan gastos en energía, servicios de mantenimiento de los equipos y reacondicionamiento de los pozos, tratamiento químico empleado, costos de personal, y otros gastos adicionales por concepto de posibles contingencias operacionales.

5.1 Herramientas de análisis cuantitativo

Dentro del análisis económico del proyecto se toman en consideración algunos métodos de análisis cuantitativo que permiten la evaluación financiera de este, dichos métodos se exponen a continuación.

5.1.1 Punto de equilibrio. El punto de equilibrio es el punto en que los ingresos de la empresa son iguales a sus costos, es decir, el punto en donde no hay ni utilidad ni pérdida (Ramírez Padilla, 2008). Se utiliza como referencia en los análisis financieros de los proyectos, ya que siempre se busca que el rédito económico de las actividades relacionadas con estos conduzca a estar siempre por encima de él.

El punto de equilibrio relaciona tres variables fundamentales como son los costos, el volumen de la unidad productiva y la utilidad; una adecuada relación entre estas variables aumenta la probabilidad de éxito de un proyecto, además permiten realizar análisis comparativos de control de costos y utilidades (Sáenz & Gustavo, 2010).

Con el fin de realizar su cálculo, es necesario determinar el comportamiento de los costos operacionales y capitales del proyecto, además de los ingresos totales que este genera. El análisis del punto muerto o punto de equilibrio permite determinar hasta qué punto pueden bajar las ventas sin afectar la rentabilidad del proyecto. Su cálculo, cuando se trata de flujos de efectivo iguales durante la vida del proyecto, se realiza a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Punto de equilibrio} = \frac{\text{Inversión}}{\text{Flujo de efectivo real}} \quad (2)$$

En cambio, cuando los flujos de efectivo generados por el proyecto no son iguales en un periodo anual, estos se suman entre sí hasta que el valor de esta operación sea igual a la inversión, cuando esto ocurra el tiempo transcurrido corresponderá al Punto de Equilibrio.

5.1.2 Valor presente neto (VPN). El valor presente neto es un método de análisis cuantitativo que consiste en traer todos los flujos positivos y negativos de efectivo de un proyecto a valor presente, a una tasa de interés dada, y compararlos con el monto de la inversión (Ramírez Padilla, 2008). Un VPN positivo indica que la inversión crea valor, un VPN negativo indica que el proyecto, como está planteado, destruye valor (Lahoud, 2006), por tal razón permite determinar si un proyecto cumple con el objetivo financiero de maximizar la inversión. En la tabla 27 se presenta la clasificación del Valor Presente Neto y el criterio de decisión basado en su valor.

Tabla 27

Clasificación del VPN

Valor	Significado	Decisión
VPN > 0	La inversión presenta un incremento o ganancia	El proyecto puede aceptarse considerando el valor mínimo de rendimiento para la inversión
VPN = 0	El proyecto es indiferente	La decisión debería basarse en otros parámetros, por ejemplo, los técnicos
VPN < 0	Hay pérdida a una cierta parte de la tasa de interés	Rechazo del proyecto ya que la inversión no está cubierta en el tiempo de estudio de este

Nota: Adaptado de Duarte Buitrago & Cárdenas Malagón (2015).

5.1.3 Relación beneficio-costo. Es un indicador económico adimensional que relaciona el Valor Presente Neto de los ingresos con el Valor Presente Neto de los egresos. Se calcula por medio de la siguiente ecuación.

$$\text{Relación Beneficio – Costo} = \left| \frac{\text{VPN Ingresos}}{\text{VPN Egresos}} \right| \quad (3)$$

El criterio de decisión respecto a la relación beneficio-costos se presenta en la tabla 28.

Tabla 28

Criterio de decisión Relación Beneficio-Costo

Criterio de decisión	
RBC>1	Rentable
RBC<1	No rentable
RBC=1	Indiferente, pero sin tener en cuenta el riesgo

Nota. RBC= Relación Beneficio-Costo. Adaptado de Tarazona Mantilla (2010).

5.2 Estimación de los costos capitales del proyecto

Con el fin de continuar con el análisis económico del proyecto es necesario determinar los costos de los equipos requeridos para la implementación de la técnica de dilución en fondo y el costo de instalación de estos. Debido a la condición actual de los pozos seleccionados para el presente estudio, es necesario realizar la instalación de una tubería capilar desde cabeza hasta fondo de pozo, la instalación de bombas de dosificación de Nafta y del tanque de almacenamiento de este diluyente. Estos costos se presentan en la tabla 29.

Tabla 29

Costos de implementación del proyecto (CAPEX)

Concepto	Unidad	Cantidad	Costo Unidad (USD)	Costo total (USD)
Instalación tubería capilar	Operación	1	15.000	15.000
Tanque de almacenamiento	Equipo	1	30.000	30.000
Bomba dosificadora	Equipo	1	26.800	26.800
Tubería capilar de 3/8'' O.D.	ft	8560	0.91	7.827,26
Total				79.627,26

Nota. En el costo de los equipos está incluido su instalación. Adaptado de ECOPETROL S.A.

5.3 Estimación de los costos operacionales del proyecto.

Una vez definidos los costos capitales del proyecto, los cuales se presentan en la tabla 29, se determinan los costos operativos asociados a este. Con el fin de realizar esta estimación es necesario contar con las condiciones operacionales de los pozos UIS 1 y UIS 2, presentadas en la tabla 30. De igual manera se deben tener en cuenta aspectos como el lifting cost del crudo, el porcentaje de regalías, precio y transporte del diluyente, etc. los cuales se presentan en la tabla 31.

Tabla 30

Condiciones operacionales pozos UIS 1 y UIS 2

Condición Operacional	Pozo	
	UIS 1	UIS 2
Producción de crudo actual [Bbl/d]	89.94	44.19
Declinación de producción [%/año]	17	17
Precio de venta [USD/Bbl]	52.55	

Nota. Adaptado de ECOPETROL S.A.

Tabla 31

Costos de operación del Proyecto

Concepto	Valor
Lifting Cost [USD/Bbl]	11,27
Precio del diluyente [USD/Bbl]	67,5
Transporte del diluyente [USD/Bbl]	6,2
Precio de la energía eléctrica [USD/kWh]	0.13
Potencia eléctrica de la bomba dosificadora [kWh]	4
Regalías [%]	8

Nota: Adaptado de ECOPETROL S.A.

Por último, se presentan los escenarios a evaluar en el análisis económico en la tabla 32.

Tabla 32

Escenarios del proyecto

Porcentaje de diluyente	Pozo UIS 1		Pozo UIS 2	
	Volumen de Nafta [Bbl]	Producción con dilución [Bbl]	Volumen de Nafta [Bbl]	Producción con dilución [Bbl]
5	4,93	97,1	2,55	47,75
10	10,40	104,75	5,38	51,58
15	16,52	112,75	8,55	55,61
20	23,41	121,28	12,11	59,92
25	31,21	130,53	16,15	64,63
30	40,71	140,76	20,76	68,93

Para la evaluación de la factibilidad del proceso de dilución en fondo en los pozos UIS 1 y UIS 2 se estableció un tiempo de prueba de 24 meses, tiempo en el cual el proceso de dilución se realizará de manera ininterrumpida.

En la tabla 33 y 34 se presentan los costos operacionales, en dólares americanos (USD), mes a mes del proceso de dilución en fondo de los pozos UIS 1 y UIS 2 respectivamente, para los

diferentes escenarios expuestos en la tabla 32 en el tiempo de prueba establecido. El detalle de esta estimación se relaciona en el Apéndice C.

Tabla 33

Costos operacionales pozo UIS 1

Mes	Escenario					
	5%	10%	15%	20%	25%	30%
1	13.982,12	26.416,05	40.312,80	55.946,64	73.664,99	93.914,54
2	13.772,42	26.014,77	39.697,40	55.090,37	72.535,72	92.473,27
3	13.565,94	25.619,67	39.091,49	54.247,29	71.423,85	91.054,22
4	13.362,65	25.230,66	38.494,91	53.417,19	70.329,11	89.657,02
5	13.162,49	24.847,65	37.907,53	52.599,89	69.251,24	88.281,35
6	12.965,41	24.470,53	37.329,19	51.795,18	68.189,97	86.926,88
7	12.771,37	24.099,23	36.759,77	51.002,87	67.145,06	85.593,28
8	12.580,32	23.733,64	36.199,11	50.222,77	66.116,25	84.280,22
9	12.392,22	23.373,69	35.647,10	49.454,69	65.103,28	82.987,40
10	12.207,01	23.019,29	35.103,59	48.698,44	64.105,93	81.714,49
11	12.024,66	22.670,34	34.568,46	47.953,84	63.123,94	80.461,20
12	11.845,11	22.326,77	34.041,57	47.220,72	62.157,08	79.227,21
13	11.668,33	21.988,50	33.522,80	46.498,89	61.205,12	78.012,24
14	11.494,28	21.655,43	33.012,02	45.788,18	60.267,82	76.815,99
15	11.322,91	21.327,50	32.509,11	45.088,42	59.344,97	75.638,17
16	11.154,17	21.004,62	32.013,95	44.399,45	58.436,34	74.478,50
17	10.988,04	20.686,72	31.526,42	43.721,08	57.541,70	73.336,70
18	10.824,47	20.373,71	31.046,40	43.053,18	56.660,85	72.212,48
19	10.663,42	20.065,53	30.573,78	42.395,56	55.793,57	71.105,59
20	10.504,84	19.762,10	30.108,44	41.748,07	54.939,66	70.015,76
21	10.348,72	19.463,34	29.650,27	41.110,56	54.098,90	68.942,71
22	10.194,99	19.169,18	29.199,16	40.482,88	53.271,09	67.886,20
23	10.043,64	18.879,56	28.754,99	39.864,86	52.456,04	66.845,97
24	9.894,62	18.594,39	28.317,68	39.256,37	51.653,55	65.821,76

Tabla 34

Costos operacionales pozo UIS 2

Mes	Escenario					
	5%	10%	15%	20%	25%	30%
1	8.582,63	15.009,56	22.208,63	30.293,39	39.468,23	49.937,54
2	8.456,12	14.784,03	21.872,18	29.832,37	38.865,85	49.173,85
3	8.331,56	14.561,97	21.540,91	29.378,45	38.272,75	48.421,93
4	8.208,91	14.343,33	21.214,74	28.931,53	37.688,78	47.681,59
5	8.088,16	14.128,06	20.893,60	28.491,49	37.113,82	46.952,66
6	7.969,27	13.916,11	20.577,40	28.058,23	36.547,71	46.234,96
7	7.852,21	13.707,42	20.266,08	27.631,65	35.990,33	45.528,32
8	7.736,95	13.501,95	19.959,56	27.211,64	35.441,53	44.832,57
9	7.623,47	13.299,64	19.657,76	26.798,10	34.901,19	44.147,53
10	7.511,73	13.100,45	19.360,60	26.390,93	34.369,17	43.473,06
11	7.401,72	12.904,33	19.068,03	25.990,04	33.845,35	42.808,97
12	7.293,41	12.711,23	18.779,96	25.595,32	33.329,61	42.155,11
13	7.186,76	12.521,11	18.496,34	25.206,69	32.821,81	41.511,33
14	7.081,75	12.333,92	18.217,08	24.824,04	32.321,83	40.877,47
15	6.978,37	12.149,61	17.942,13	24.447,29	31.829,55	40.253,38
16	6.876,57	11.968,14	17.671,41	24.076,34	31.344,86	39.638,90
17	6.776,35	11.789,46	17.404,86	23.711,11	30.867,64	39.033,88
18	6.677,67	11.613,54	17.142,42	23.351,51	30.397,77	38.438,19
19	6.580,51	11.440,33	16.884,02	22.997,44	29.935,15	37.851,68
20	6.484,84	11.269,79	16.629,61	22.648,84	29.479,64	37.274,21
21	6.390,65	11.101,88	16.379,11	22.305,60	29.031,16	36.705,63
22	6.297,91	10.936,55	16.132,48	21.967,65	28.589,59	36.145,81
23	6.206,60	10.773,77	15.889,64	21.634,91	28.154,82	35.594,62
24	6.116,70	10.613,50	15.650,55	21.307,29	27.726,75	35.051,92

5.4 Estimación de los ingresos del proyecto

Por último, y una vez estimados los costos del proyecto, se determinan los ingresos que este genera. Los ingresos se dan por concepto de distintos factores como el ahorro en la energía eléctrica consumida por el motor de la bomba electrosomergible, el aumento del caudal de crudo debido a la disminución de la resistencia al flujo generada por la mezcla crudo-diluyente y, además, el aumento de la gravedad API del crudo, lo que se traduce en un menor castigo por gravedad API al precio de venta de este.

Con el fin de realizar la estimación de los ingresos del proyecto se tiene en cuenta la información contenida en la tabla 29 y el precio de la energía eléctrica el cual está contenido en la tabla 30, también es necesario contar la con información referente al precio de venta del crudo diluido, la cual se presenta en la tabla 35.

Tabla 35

Precio de venta del crudo San Roque según su gravedad API

Escenario	Gravedad API	Precio de venta [USD/Bbl]
Dilución al 5%	15.26	58.178
Dilución al 10%	16.91	58.673
Dilución al 15%	18.59	59.177
Dilución al 20%	20.31	59.693
Dilución al 25%	22.08	60.224
Dilución al 30%	23.88	60.764

El precio de venta del crudo diluido se calculó a partir de la recomendación que se presenta a continuación en la tabla 36.

Tabla 36

Corrección del precio del crudo

Sin corrección		Corrección
° API	>38	-0.3 USD/Bbl por cada 1° API menor a 38

Nota. Adaptado de Agencia Nacional de Hidrocarburos (2015).

Los resultados de la estimación de los ingresos generados por el proyecto en los pozos UIS 1 y UIS 2 se presentan en las tablas 37 y 38. El detalle de esta evaluación se encuentra en el Apéndice D.

Tabla 37

Ingresos generados por el proceso de dilución en fondo, pozo UIS 1

Mes	Escenario					
	5%	10%	15%	20%	25%	30%
1	26.073,52	40.437,01	55.621,02	71.981,12	89.829,93	109.710,45
2	25.675,12	39.820,84	54.774,26	70.885,54	88.462,49	108.039,80
3	25.282,86	39.214,16	53.940,54	69.806,83	87.116,11	106.394,90
4	24.896,64	38.616,82	53.119,67	68.744,74	85.790,48	104.775,33
5	24.516,37	38.028,69	52.311,45	67.699,02	84.485,28	103.180,72
6	24.141,97	37.449,63	51.515,68	66.669,41	83.200,19	101.610,68
7	23.773,33	36.879,48	50.732,17	65.655,66	81.934,89	100.064,83
8	23.410,37	36.318,12	49.960,73	64.657,53	80.689,09	98.542,80
9	23.053,00	35.765,41	49.201,18	63.674,78	79.462,49	97.044,21
10	22.701,14	35.221,21	48.453,33	62.707,18	78.254,78	95.568,72
11	22.354,71	34.685,40	47.717,01	61.754,48	77.065,69	94.115,96
12	22.013,61	34.157,84	46.992,03	60.816,46	75.894,91	92.685,59
13	21.677,76	33.638,41	46.278,22	59.892,89	74.742,17	91.277,25
14	21.347,09	33.126,99	45.575,40	58.983,55	73.607,20	89.890,61
15	21.021,51	32.623,44	44.883,42	58.088,22	72.489,71	88.525,34
16	20.700,95	32.127,66	44.202,10	57.206,69	71.389,43	87.181,10
17	20.385,33	31.639,51	43.531,27	56.338,74	70.306,11	85.857,57

Mes	Escenario					
	5%	10%	15%	20%	25%	30%
18	20.074,57	31.158,88	42.870,78	55.484,16	69.239,49	84.554,44
19	19.768,60	30.685,66	42.220,47	54.642,75	68.189,29	83.271,38
20	19.467,35	30.219,73	41.580,18	53.814,31	67.155,28	82.008,10
21	19.170,73	29.760,98	40.949,75	52.998,62	66.137,20	80.764,27
22	18.878,69	29.309,30	40.329,03	52.195,51	65.134,80	79.539,61
23	18.591,15	28.864,57	39.717,88	51.404,77	64.147,85	78.333,82
24	18.308,03	28.426,70	39.116,15	50.626,21	63.176,11	77.146,61

Tabla 38

Ingresos generados por el proceso de dilución en fondo, pozo UIS 2

Mes	Escenario					
	5%	10%	15%	20%	25%	30%
1	12.923,16	20.190,14	27.908,07	36.230,63	45.386,95	55.537,72
2	12.726,22	19.884,38	27.486,43	35.683,69	44.701,80	54.698,99
3	12.532,32	19.583,34	27.071,29	35.145,18	44.027,20	53.873,19
4	12.341,40	19.286,93	26.662,54	34.614,97	43.363,00	53.060,11
5	12.153,42	18.995,09	26.260,09	34.092,92	42.709,03	52.259,55
6	11.968,34	18.707,75	25.863,84	33.578,92	42.065,14	51.471,33
7	11.786,11	18.424,83	25.473,70	33.072,84	41.431,17	50.695,26
8	11.606,69	18.146,28	25.089,57	32.574,56	40.806,96	49.931,14
9	11.430,04	17.872,01	24.711,35	32.083,95	40.192,38	49.178,79
10	11.256,10	17.601,97	24.338,97	31.600,91	39.587,26	48.438,04
11	11.084,85	17.336,10	23.972,32	31.125,30	38.991,47	47.708,70
12	10.916,24	17.074,32	23.611,32	30.657,02	38.404,85	46.990,60
13	10.750,22	16.816,57	23.255,88	30.195,96	37.827,28	46.283,56
14	10.586,76	16.562,79	22.905,92	29.742,00	37.258,60	45.587,42
15	10.425,82	16.312,92	22.561,35	29.295,04	36.698,68	44.902,00
16	10.267,36	16.066,91	22.222,10	28.854,96	36.147,40	44.227,14
17	10.111,34	15.824,68	21.888,06	28.421,67	35.604,60	43.562,68
18	9.957,72	15.586,19	21.559,18	27.995,05	35.070,17	42.908,46

Mes	Escenario					
	5%	10%	15%	20%	25%	30%
19	9.806,47	15.351,37	21.235,36	27.575,00	34.543,98	42.264,31
20	9.657,55	15.120,16	20.916,53	27.161,42	34.025,89	41.630,10
21	9.510,93	14.892,53	20.602,61	26.754,22	33.515,78	41.005,65
22	9.366,56	14.668,39	20.293,53	26.353,29	33.013,53	40.390,82
23	9.224,42	14.447,71	19.989,21	25.958,54	32.519,02	39.785,47
24	9.084,47	14.230,44	19.689,58	25.569,87	32.032,13	39.189,45

5.5 Evaluación económica.

Una vez calculados los ingresos, costos operativos y costos capitales que acarrearán el proyecto de dilución en fondo, se procede a evaluar este a partir de las herramientas de análisis cuantitativo que se discutieron en la sección 5.1 del presente libro.

En las tablas 39 y 40 se presentan las estimaciones de los indicadores financieros del proyecto en los pozos UIS 1 y UIS 2 respectivamente, los cuales son: el valor presente neto acumulado (VPN) de las utilidades del proyecto, la relación beneficio-costos (RBC) y el punto de equilibrio. Con el fin de realizar el cálculo del valor presente neto se manejó una tasa de interés anual de 12%, valor determinado por la compañía operadora dentro de la evaluación de proyectos de este tipo.

Tabla 39

Indicadores financieros pozo UIS 1

Indicador financiero	Escenario					
	5%	10%	15%	20%	25%	30%
VPN [USD]	138.994,21	127.847,23	102.905,25	64.462,57	10.904,18	-57.770,92
RBC	1,42	1.21	1.114	1.052	1.007	0.972

Indicador	Escenario					
financiero	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Punto de equilibrio	8	8	9	12	21	-
[Mes]						

Nota. VPN: Valor Presente Neto, RBC: Relación Beneficio Costo.

Tabla 40

Indicadores financieros pozo UIS 2

Indicador	Escenario					
financiero	5%	10%	15%	20%	25%	30%
VPN	20.220,81	12.659,68	-1.963,38	-23.422,09	-52.012,35	-88.993,19
[USD]						
RBC	1,094	1,036	0,996	0,966	0,941	0,919
Punto de Equilibrio	18	20	-	-	-	-
[Mes]						

Nota. VPN: Valor Presente Neto, RBC: Relación Beneficio Costo.

El detalle de las estimaciones realizadas en la evaluación económica se presenta en el Apéndice E.

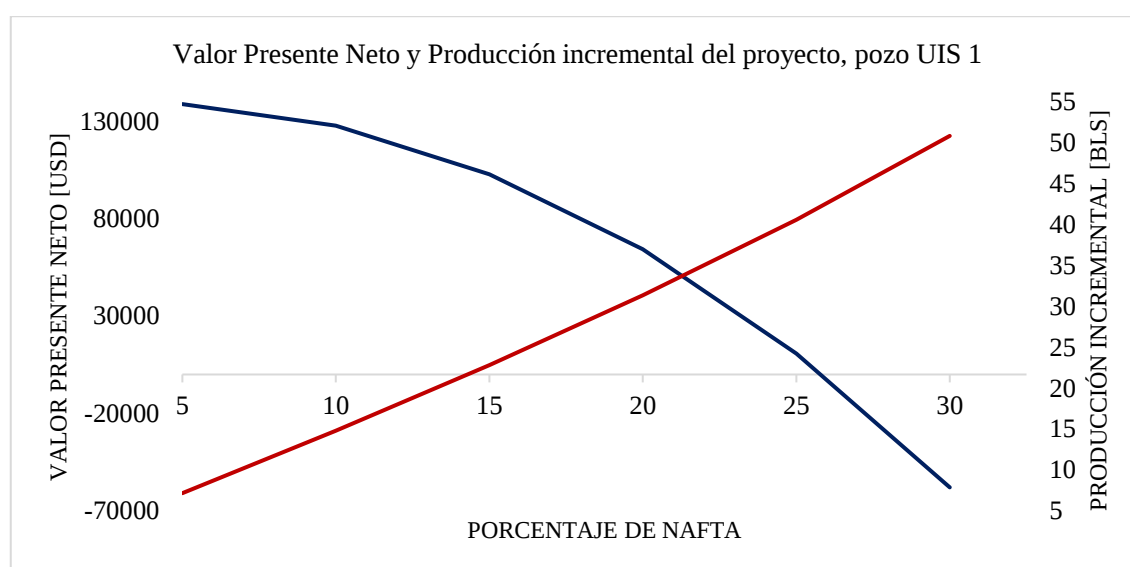


Figura 29. Valor Presente Neto y producción incremental del proyecto, pozo UIS 1.

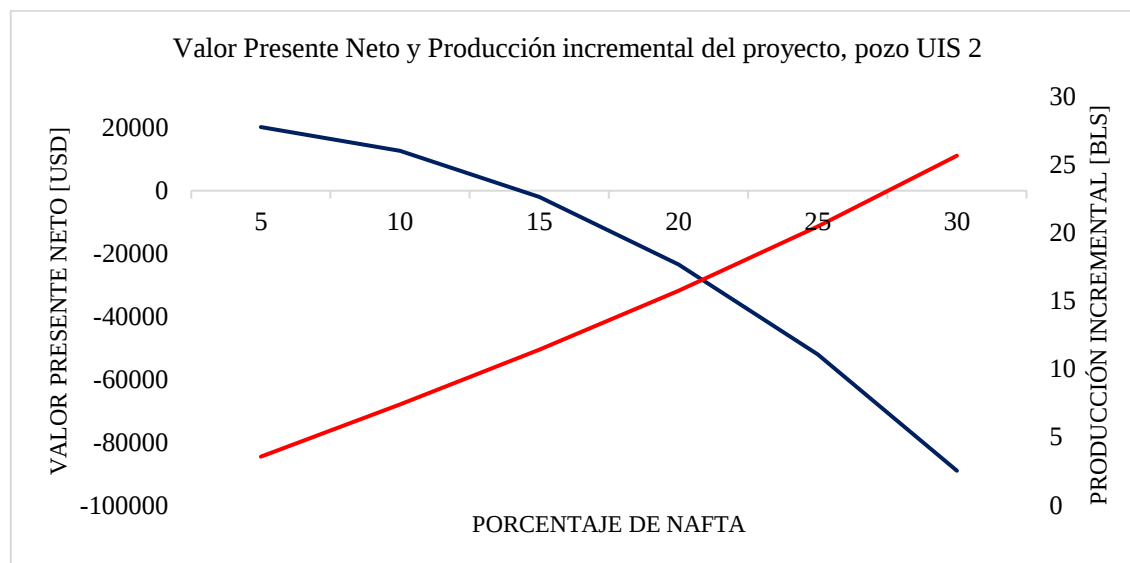


Figura 30. Valor Presente Neto y producción incremental del proyecto, pozo UIS 2.

A partir de la tabla 39 se evidencia que el proyecto en el pozo UIS 1 es económicamente viable para porcentajes de Nafta menores a 25%, presentando su rendimiento económico máximo en un porcentaje de diluyente de 5 %, porcentaje en el cual el proyecto genera un VPN de 138.994 USD, tiene una Relación Beneficio-Costo de 1,42 y un Punto de Equilibrio de 8 meses. De igual manera, a partir de la tabla 40 se evidencia que el proyecto en el pozo UIS 2 presenta los mejores resultados en una tasa de diluyente del 5%, obteniendo este unas utilidades de 20.220 USD y tiene una Relación Beneficio-Costo de 1,094 y su punto de equilibrio a los 18 meses.

Se puede observar, a partir de las figuras 29 y 30, que a mayor producción incremental el Valor Presente Neto tiende a disminuir debido a los costos operacionales, específicamente la compra y el transporte del diluyente, los cuales hacen que el proyecto pierda rentabilidad a medida que se aumenta la nafta inyectada y, por ende, se tiene una mayor producción incremental.

Se evidencia a partir de los resultados contenidos en el Apéndice D, que para bajos porcentajes de diluyente, específicamente el 5%, la mayor parte de los ingresos generados por el proyecto corresponden a la ganancia ocasionada por el aumento del precio del crudo debido

al incremento de la gravedad API, en ambos pozos la ganancia generada por este aumento en el API corresponde al 53% de los ingresos del proyecto. En contraste, en porcentajes superiores al 5% la mayor parte de los ingresos es debido a la venta de la producción incremental, llegando a significar ésta el 80% de las ganancias generadas por el proyecto en los escenarios donde el porcentaje de Nafta es 30%.

También se puede observar, a partir de los resultados presentados en el Apéndice C, que la mayor parte de los costos operacionales del proyecto están en la compra del diluyente, ya que los egresos generados por este rubro representan más del 60% de los costos operacionales en todos los escenarios evaluados en el proyecto en ambos pozos.

6. Conclusiones

- El campo San Roque es un buen candidato para la aplicación del proceso de dilución en fondo ya que el crudo producido por una de sus arenas, específicamente Lisama A, posee características propias de un crudo pesado con una gravedad API de 13,5 y una viscosidad en cabeza de 393.000 cSt, además los dos pozos seleccionados como objeto de estudio para el presente proyecto tienen como sistema de levantamiento artificial el bombeo electrosumergible, condición que favorece la aplicabilidad de la técnica de dilución en fondo.
- El diluyente recomendado para las condiciones de operación y características de los fluidos en los pozos es la Nafta debido a que presenta buena compatibilidad con los posibles asfaltenos presentes en el crudo, asegurando la ausencia de precipitaciones y restricciones de flujo por acumulación de estos. También, puede asegurarse el suministro de este diluyente de manera constante y suficiente debido a que es un diluyente manufacturado y de fácil acceso.
- A partir de las simulaciones realizadas en el software Aspen Hysys se determinó que la técnica de dilución en fondo genera buenos resultados en la reducción de la viscosidad del crudo pesado, debido a que se obtiene una reducción de viscosidad en condiciones de cabeza y fondo de pozo de hasta 390.000 cSt y 1507 cSt respectivamente.
- La técnica de dilución en fondo es efectiva al momento de incrementar la producción de los pozos cuyo crudo sea de alta viscosidad, ya que con su implementación se logró producir hasta un 50% más de crudo comparado con el caso base. Además, se logra un aumento en la eficiencia del sistema de levantamiento artificial, llegando a ser el doble del caso base y la reducción en la potencia utilizada por el motor, la cual disminuye

hasta un 20%. Por lo anterior se concluye que la técnica de dilución en fondo de pozo es un proceso técnicamente viable en los pozos de estudio.

- El análisis financiero del proyecto indica que la implementación del proceso de dilución en fondo de pozo resulta viable económicamente en algunos escenarios, siendo el mejor de estos la dilución con 5% de nafta en ambos pozos, obteniendo en este escenario, un Valor Presente Neto evaluado a 24 meses de \$ 138.811, punto de equilibrio de 8 meses y una Relación Beneficio Costo de 1,416 en el Pozo UIS 1. De igual manera se obtiene un Valor Presente Neto de \$20.220, un punto de equilibrio de 18 meses y una Relación Beneficio-Costo de 1,094 en el pozo UIS 2.

7. Recomendaciones

- Se recomienda la realización de pruebas de compatibilidad de la mezcla de crudo y nafta replicando las condiciones de operación a las que se someterá esta mezcla, con el fin de confirmar el comportamiento reológico esperado.
- Se sugiere realizar una investigación complementaria donde se genere un modelo en el cual se determine la viabilidad técnica de la dilución en fondo por anular, para así analizar el efecto de esta variante en la homogenización de la mezcla y su impacto en el comportamiento reológico de esta.
- Se recomienda la implementación de un piloto que permita obtener resultados experimentales del proceso de dilución en fondo y así verificar los resultados obtenidos en el presente estudio y optimizar el proceso de dilución.

Referencias bibliográficas

- Afra, S., Nasr-El-Din, H., Socci, D., & Cui, Z. (2016). A Novel Viscosity Reduction Plant-Based Diluent for Heavy and Extra-Heavy Oil. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/179523-MS
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (06 de 03 de 2015). Resolución No 164 de 2015. *Diario Oficial de Colombia*. Bogota DC.
- Al-matar, A. K. (2015). Selecting Appropriate Fluid Packages in Hysys.
- Aponte, H., Toussaint, L., & Ramos, M. (2001). Experiences Using an ESP Application on Heavy-Oil Cold-Production Automation in Eastern Venezuela Fields. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/69708-MS
- Argillier, J.-F., Barre, L., Brucy, F., Dournaux, J.-L., Henaut, I., & Bouchard, R. (2001). Influence of Asphaltenes Content and Dilution on Heavy Oil Rheology. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/69711-MS
- Argillier, J.-F., Henaut, I., Gateau, P., Heraud, J.-P., & Glenat, P. (2005). Heavy Oil Dilution. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/97763-MS
- Barajas Martínez, E. (2017). *Modelo de planeación integral de capacidades operativas para el campo de producción Provincia, perteneciente a la Gerencia de Operaciones y Desarrollo de Mares, Ecopetrol S.A. (Tesis de Maestría)*. Chía, Colombia: Universidad de la Sabana.
- Carlson, E. C. (Octubre de 1996). Don't Gamble With Physical Properties For Simulations. *Chemical Engineering Progress*, 35-46.
- Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). (2001). *Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico*. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED).

- Dehaghani, A. H., & Badizad, M. H. (Diciembre de 2016). Experimental study of Iranian heavy crude oil viscosity reduction by diluting with heptane, methanol, toluene, gas condensate and naphtha. *Petroleum*, 2(4), 415-424. doi:10.1016/j.petlm.2016.08.012
- Duarte Buitrago, C. A., & Cárdenas Malagón, R. (2015). *Evaluación Técnico-Económica de la Aplicación de GLP, Nafta y Apiasol en el Transporte de Crudo Extrapesado en Sistemas de Recolección*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Dunn, L., Matthews, C., & Zahacy, T. (1995). Progressing Cavity Pumping System Applications in Heavy Oil Production. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/30271-MS
- Figuera, R., Peña, V., & Ramos, M. (2012). Experiences and Best Practices in the use of PCP in Orinoco Oil Belt - Ayacucho Division, San Tome Area, Venezuela. *World Heavy Oil Congress*. Aberdeen.
- Grimaldo Sierra, D. F., & Porras Mendoza, L. F. (2016). *Evaluación técnico financiera a nivel de laboratorio de la viabilidad del uso de nuevos inhibidores de arcillas tipo amina y silicato de potasio en la formulación del fluido de perforación base agua para el campo San Roque (Tesis de Pregrado)*. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América.
- Guerra, M. J. (17 de Octubre de 2006). Aspen Hysys Property Packages, Overview and Best Practices for Optimum Simulations. *Aspen Process Engineering Webinar*.
- Guevara, E., Ninez, G., & Gonzalez, J. (1 de Enero de 1997). Highly Viscous Oil Transportation Methods in the Venezuelan Oil Industry. *World Petroleum Congress*, (págs. 495-502). Beijing.
- Habibi, A., Pourafshari, P., Ahmadi, M., & Ayatollahi, S. (2011). Reduction of Fine Migration by Nanofluids Injection, An Experimental Study. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/144196-MS

- Hart, A. (2014). A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 4(3), 323-336. doi:10.1007/s13202-013-0086-6
- Hoffmann, A., Astutik, W., Rasmussen, F., & Whitson, C. (2016). Diluent Injection Optimization for a Heavy Oil Field. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/184119-MS
- Lahoud, D. (2006). *Los principios de las finanzas y los mercados financieros*. Caracas: Universidad Católica Andrés Bello.
- Mendoza Ballestas, R. (2016). *Evaluación de la Dilución con Nafta en Fondo de un Pozo Productor de Crudo Extrapesado*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Meza Orozco, J. d. (2017). *Matemáticas financieras aplicadas*. Bogotá: Ecoe Ediciones.
- Morales, K. (2012). *Optimización de la productividad de los pozos horizontales de las macollas 2, 3 y 4 perforados en el yacimiento morichal del campo cerro negro I*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Ortiz Areniz, J. T., & Jiménez Hernández, E. Y. (2011). *Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Ramírez Padilla, D. N. (2008). *Contabilidad administrativa*. México, D.F.: McGraw-Hill Interamericana.
- Robles, J. (2001). Application of Advanced Heavy-Oil-Production Technologies in the Orinoco Heavy-Oil-Belt, Venezuela. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/69848-MS
- Rojas R, A. (2001). Orinoco Belt, Cerro Negro Area: Development of Downhole Diluent Injection Completions. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/69433-MS

- Sáenz, R., & Gustavo, J. (2010). *Diseño técnico de una herramienta metodológica en el proceso de elaboración y control de presupuesto maestro de las empresas agroindustriales ubicadas en los municipios que integran las provincias del tundama y sugamuxi*. . Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Agronomía. Maestría en Ciencias Agrarias Área de Desarrollo Empresarial Agropueuario.
- Shokrlu, Y. H., & Babadagli, T. (2010). Effects of Nano-Sized Metals on Viscosity Reduction of Heavy Oil/Bitumen During Thermal Applications. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/137540-MS
- Soleimani, H., Baig, M. K., Yahya, N., Kodapanah, L., Sabet, M., Demiral, B. M., & Burda, M. (Junio de 2018). Impact of carbon nanotubes based nanofluid on oil recovery efficiency using core flooding. *Results in Physics*, 9, 39-48. doi:10.1016/j.rinp.2018.01.072
- Takacs, G. (2010). Ways to Obtain Optimum Power Efficiency of Artificial Lift Installations. *Society of Petroleum Engineers*.
- Tarazona Mantilla, J. (2010). *Matemáticas financieras y evaluación de proyectos*. Bucaramanga.
- Todd, C. (Enero de 1988). Downstream Planning And Innovation For Heavy Oil Development- A Producer's Perspective. *Petroleum Society of Canada*, 27(01), 79-86. doi:10.2118/88-01-08
- Torsater, O., Engeset, B., Hendraningrant, L., & Suwarno, S. (2012). Improved Oil Recovery by Nanofluids Flooding: An Experimental Study. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/163335-MS
- Urquhart, R. (1985). Heavy Oil Transportation - Present And Future. *Petroleum Society of Canada*, 68-71. doi:10.2118/SS-85-26

Yuan, B., Moghanloo, R. G., & Wang, W. (1 de Marzo de 2018). Using nanofluids to control fines migration for oil recovery: Nanofluids co-injection or nanofluids pre-flush? -A comprehensive answer. *Fuel*, 215, 474-483. doi:10.1016/j.fuel.2017.11.088