

**EVALUACION DE LA DILUCION CON NAFTA EN FONDO DE UN POZO PRODUCTOR
DE CRUDO EXTRAPESADO.**

RODRIGO MENDOZA BALLESTAS



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2015**

**EVALUACION DE LA DILUCION CON NAFTA EN FONDO DE UN POZO PRODUCTOR
DE CRUDO EXTRAPESADO.**

RODRIGO MENDOZA BALLESTAS

**Trabajo de grado para optar el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director:
CESAR AUGUSTO PINEDA GOMEZ
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2015**

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	12
MARCO TEORICO	13
1. CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS.....	13
1.1 PRINCIPALES CARACTERISTICAS.....	14
1.1.1 Viscosidad.....	14
1.1.2 Gravedad API	14
1.2 RECURSOS DISPONIBLES.....	16
1.3 TECNICAS DE EXPLOTACIÓN CONVENCIONAL	18
1.4 TECNICAS DE EXPLOTACIÓN NO CONVENCIONAL	18
2. GENERALIDADES Y CONCEPTOS BASICOS DE LA TÉCNICA DE DILUCIÓN....	20
2.1 TIPOS DE DILUENTE	20
2.1.1 Crudos Livianos.....	20
2.1.2 Nafta.....	21
2.2 SELECCIÓN DEL DILUENTE.....	22
2.3 INYECCIÓN DEL DILUENTE	22
2.4 ANTECEDENTES DE LA TECNOLOGÍA DE DILUCIÓN.....	23
2.5 VARIABLES OPERATIVAS Y DE CONTROL RELACIONADAS CON EL PROCESO DE DILUCIÓN	26
2.5.1 Porcentaje de Nafta.	26
2.5.2 Gravedad API de la Nafta.....	26
2.5.3 Relación Gas – Aceite (GOR).....	27
2.5.4 Corte de Agua (BSW).....	28
2.5.5 Frecuencia de la Bomba.	28
2.6 VARIABLES OPERATIVAS RELACIONADAS CON EL PROCESO DE DILUCIÓN	28
2.6.1 Caudal de Aceite.....	28
2.6.2 Viscosidad de la Mezcla.....	29
2.6.3 Gravedad API de la Mezcla.....	31

3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO.....	32
3.1 LOCALIZACIÓN.....	32
3.2 RESEÑA HISTÓRICA.....	32
3.3 GEOLOGÍA.....	34
3.3.1 Geología Estructural del Yacimiento.....	34
3.3.2 Geología Estratigráfica.....	34
3.4 UNIDAD T2.....	35
3.5 PRODUCCION HISTORICA DEL CAMPO CHICHIMENE.....	36
3.6 INFRAESTRUCTURA EN LOS LLANOS.....	37
4. DISEÑO DE LA PRUEBA.....	38
4.1 BASES DEL DISEÑO.....	39
4.1.1 CARACTERIZACIÓN DEL POZO DEL CH-PIF 1.....	39
4.1.2 CARACTERIZACION DE FLUIDOS.....	41
4.1.2.1 PROPIEDADES DEL CRUDO T2.....	41
4.1.2.2 PROPIEDADES DEL GAS DE PRODUCCIÓN.....	43
4.1.2.3 PROPIEDADES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.....	45
4.1.3 VOLÚMENES DE FLUIDOS.....	46
4.1.3.1 HISTORICOS DE VOLUMENES DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN.....	46
4.1.3.2 VOLUMEN DE DILUYENTE REQUERIDO.....	48
4.1.4 ESTADO MECÁNICO CH-PIF 1.....	49
4.1.5 CURVA DE IPR.....	51
4.2 VARIABLES DE SEGUIMIENTO.....	51
4.3. FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA LA PRUEBA.....	52
4.4. FASES DE PRUEBA Y TIEMPOS DE EJECUCION.....	53
5. RESULTADOS Y ANALISIS.....	55
5.1 CASO BASE.....	55
5.1.1. ANALISIS DE RESULTADOS.....	56
5.2. VARIACION DEL CAUDAL DE INYECCION EN FONDO.....	57
5.2.1. ANALISIS DE RESULTADOS.....	58
5.3. FRECUENCIA DE LA BOMBA PARA CAUDAL DE INYECCION EN FONDO.....	60
5.3.1. ANALISIS DE RESULTADOS.....	61

5.4. SENSIBILIDAD DE RESULTADOS OBTENIDOS..... 62

6. CONCLUSIONES 65

BIBLIOGRAFIA..... 66

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1: Clasificación de los crudos pesados, extrapesados y bitumen según su gravedad API y viscosidad	15
Figura 2. Total de reservas de petróleo del mundo.....	16
Figura 3. Faja crudos pesados en Colombia	17
Figura 4 Pozo Horizontal con capilar para inyección de diluyente.....	25
Figura 5 Efecto de dilución en la viscosidad del crudo pesado.....	29
Figura 6 Comportamiento del API en mezclas con diferentes diluentes.....	31
Figura 7 Localización Geográfica	32
Figura 8 Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Llanos.....	33
Figura 9 Registro Tipo Campo Chichimene.....	35
Figura 10 Producción histórica campo Chichimene.....	36
Figura 11 Infraestructura proyectada llanos orientales.....	37
Figura 12 Comportamiento de la viscosidad del crudo San Fernando.....	43
Figura 13 producción histórica de aceite y agua del pozo CH-PIF 1.....	46
Figura 14 BSW histórico del pozo CH-PIF 1.....	47
Figura 15 GOR histórico del pozo CH-PIF 1.....	47
Figura 16 Comportamiento °API de mezcla crudo/nafta.....	48
Figura 17 Comportamiento °API de nafta para Chichimene	49
Figura 18 Estado mecánico Pozo CH-PIF 1	50
Figura 19 IPR CH-PIF 1	51
Figura 20 Esquema de facilidades de superficie para prueba de dilución en fondo	53
Figura 21 Resultados de producción - Caso Base @ 48Hz.....	56
Figura 22 Resultados de producción a distintas tasas de Inyección en fondo de nafta @ 48Hz	57
Figura 23 Resultados de producción de aceite a distintas tasas de.....	59
Figura 24 Sensibilidad en la frecuencia de la Bomba.....	61
Figura 25 Resultados obtenidos al realizar una sensibilización	63

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 Producción de principales campos de crudo pesado.	18
Tabla 2 Clasificación del crudo de acuerdo a su API.....	27
Tabla 3 Códigos o estándares para implementación.	38
Tabla 4 Criterios de clasificación y su respectiva ponderación	39
Tabla 5 Información general del pozo de estudio.....	40
Tabla 6 Caracterización del crudo San Fernando	41
Tabla 7 Propiedades del fluido de producción.	42
Tabla 8 Composición del gas.....	44
Tabla 9 Propiedades del gas.....	44
Tabla 10 Componentes del agua de producción.	45
Tabla 11 Cronograma completo de la prueba de dilución en fondo en CH- PIF 1	54
Tabla 12 Porcentaje de nafta utilizado con respecto al aceite neto producido	58
Tabla 13 Resultados obtenidos al cambiar la frecuencia de la Bomba con un caudal de inyección de nafta de 20 bbl/día	60
Tabla 14 Resultados obtenidos al realizar una sensibilización a los resultados de la prueba de dilución.....	62
Tabla 15 Condiciones operativas para CH-PIF 1.....	64

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACION DE LA DILUCION CON NAFTA EN FONDO DE UN POZO PRODUCTOR DE CRUDO EXTRAPESADO*

AUTOR: RODRIGO MENDOZA BALLESTAS**

PALABRAS CLAVES: Dilución, viscosidad, Drawdown, Crudo extrapesado, Campos Colombianos.

DESCRIPCIÓN

A medida que disminuye el suministro global de crudos livianos y medianos, los depósitos de crudos pesados y extrapesados cobran gran importancia, sabiendo que estos yacimientos requieren mayores desafíos para su explotación, transporte, refinación y comercialización las compañías petroleras inevitablemente comienzan a innovar e invertir en técnicas que permitan un mejor desarrollo de estos campos, considerando los costos y la logística para desarrollarlos.

La dilución en fondo de pozo se presenta como una técnica de optimización de la producción, la cual consiste en la inyección de un fluido diluyente de baja viscosidad, con la finalidad de mejorar la movilidad de la columna de fluido durante las fases de extracción y transporte; el mejoramiento de las propiedades de viscosidad y densidad repercute directamente sobre la eficiencia del sistema de levantamiento artificial y por ende en la producción del pozo. Adicionalmente, la dilución en fondo permite reducir la presión del sistema de producción originando un mayor “drawdown” en el pozo y por tanto un aumento significativo en la producción de hidrocarburos. A diferencia de otras técnicas de dilución (en superficie), la dilución en fondo permite obtener una mezcla de mayor homogeneidad, lo cual exige una menor cantidad de diluyente para lograr unas condiciones objetivo y así minimizar las pérdidas relacionadas a la evaporación del diluyente, a tal punto que el efecto sobre el balance económico se convierte en un ítem preponderante a la hora de hacer el uso de la técnica.

El siguiente trabajo permitió evaluar esta técnica, para contemplar su posible expansión a otros proyectos. El desarrollo de mejores prácticas de producción permitirá aumentar el factor de recobro y optimizar los recursos disponibles para la explotación de estos recursos en el país.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Cesar Augusto Pineda, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF DILUTION WITH NAPHTHA ON THE BOTTOM OF WELL HEAVY OIL PRODUCER*

AUTHOR: RODRIGO MENDOZA BALLESTAS**

KEY WORDS: Dilution, viscosity, Drawdown, Heavy Oil, Colombian Fields.

DESCRIPTION

A decreasing the overall delivery of light and medium oil, deposits of heavy and extra heavy crude loom large, knowing that these sites require major challenges for exploration, transportation, refining and marketing oil companies will inevitably begin to innovate and invest in techniques to better development of these fields, considering the costs and logistics to develop.

The downhole dilution occurs as a technique of optimizing production, which involves the injection of a low viscosity fluid diluent, in order to improve the mobility of the fluid column in the extraction and transport ; improving the properties of viscosity and density directly affects the efficiency of artificial lift system and therefore in well production. Additionally, the background dilution reduces system pressure causing increased production "drawdown" in the well and therefore a significant increase hydrocarbon production. In contrast to other dilution techniques (surface), the background dilution allows a more homogeneous mixture, which requires a lower amount of diluent to achieve a target conditions and minimize the losses related to the evaporation of diluent at the point that the effect on the economic balance becomes an important item when making use of the technique.

This project evaluated this technique to explore its possible expansion to other projects. The development of improved production practices will increase the recovery factor and optimize resources available for exploitation of these resources in the country.

* Monograph.

** Faculty of Physical Engineering - Chemical . School of Petroleum Engineering . Address: Augusto Cesar Pineda, Petroleum Engineer .

INTRODUCCION

La extracción, manejo y transporte de crudo pesado y extrapesado, presenta desafíos, obstáculos y problemas operacionales, tales como caídas de presión altas en el sistema de producción y bajo recobro de fluidos, debido a su alta viscosidad. Esto puede ocasionar proyecciones limitadas y/o erradas en el potencial de producción y desempeño de pozos productores.

Existen diversos métodos (en frío, en caliente y químicos) para la recuperación de petróleo pesado y extrapesado, los métodos en frío no requieren la adición de calor al sistema. Los métodos en caliente requieren la adición de calor para calentar el petróleo para reducir su viscosidad y fluir hacia superficie, por último se tienen los métodos químicos, que consisten en la inyección de sustancias químicas para lograr el mismo efecto que los métodos térmicos, reducir la viscosidad del petróleo.

La dilución en fondo de pozo se presenta como una técnica de optimización de la producción, la cual consiste en la inyección de un fluido diluyente de baja viscosidad (similar o inferior a la viscosidad del agua = 1 cP) y de gravedad API superior a 30°, con la finalidad de mejorar la movilidad de la columna de fluido durante las fases de extracción y transporte; el mejoramiento de las propiedades de viscosidad y densidad repercute directamente sobre la eficiencia del sistema de levantamiento artificial y por ende en la producción del pozo. Adicionalmente, la dilución en fondo permite reducir la presión del sistema de producción originando un mayor “drawdown” en el pozo y por tanto un aumento significativo en la producción de hidrocarburos. A diferencia de otras técnicas de dilución (en superficie), la dilución en fondo permite obtener una mezcla de mayor homogeneidad, lo cual exige una menor cantidad de diluyente para lograr unas condiciones objetivo y así minimizar las pérdidas relacionadas a la evaporación del diluyente, a tal punto que el efecto sobre el balance económico se convierte en un ítem preponderante a la hora de hacer el uso de la técnica.

El siguiente trabajo permitirá evaluar una alternativa técnica disponible en el entorno para contemplar su posible expansión a otros proyectos, el desarrollo de mejores prácticas de producción que permitirá aumentar el factor de recobro y optimizar los recursos disponibles para la explotación de estos recursos en el país.

MARCO TEORICO

1. CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, el total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a 13 (trillones) de barriles. El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen, estos son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Con la gran demanda, los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado. El petróleo pesado tiene 22.3°API o menor densidad. Los petróleos de 10°API o menor densidad se conocen como extrapesados, porque son más densos que el agua. Comparativamente los petróleos convencionales, tales como el crudo Brent o West Texas Intermediate, poseen densidades que oscilan entre 38° y 40°API. Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producibilidad y la recuperación es la viscosidad del petróleo. Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo.

El petróleo pesado y extrapesado prometen desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a incrementar su producción, revisar las estimaciones de reservas, comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura, para asegurarse de no dejar atrás sus recursos de petróleo pesado.

1.1 PRINCIPALES CARACTERISTICAS

1.1.1 Viscosidad

La viscosidad de un líquido es una medida de la fricción interna o de la resistencia al flujo, es decir, es la disposición a fluir cuando actúe sobre él una fuerza externa. Un líquido con una alta viscosidad fluye lentamente, como melaza fría; si este tiene una baja viscosidad fluirá más rápido como el agua. La viscosidad es una propiedad muy importante de los crudos como también de los productos del petróleo. La viscosidad de un aceite influencia el diseño de las líneas y bombas para el transporte de crudo. Debido a que la viscosidad de los crudos es el factor más influyente en el Transporte por oleoducto, se debe encontrar una alternativa económica y ambientalmente aceptable que reduzca la viscosidad del crudo.

La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise (cP) [0.001 Pa.s], la viscosidad del agua, y aproximadamente 10 cP [0.01 Pa.s]. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP [0.02 Pa.s] y más de 1000000 cP [1,000 Pa.s].¹

1.1.2 Gravedad API

La gravedad API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Matemáticamente la gravedad API no tiene unidades. Sin embargo siempre al número se le coloca la denominación grado API.

El Petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extrapesado, de acuerdo a su gravedad API.

- Crudo liviano es definido como el que tiene gravedades API mayores a 31.1 °API
- Crudo Pesado es definido como aquel que tiene gravedades API entre 10 y 22.3 °API.

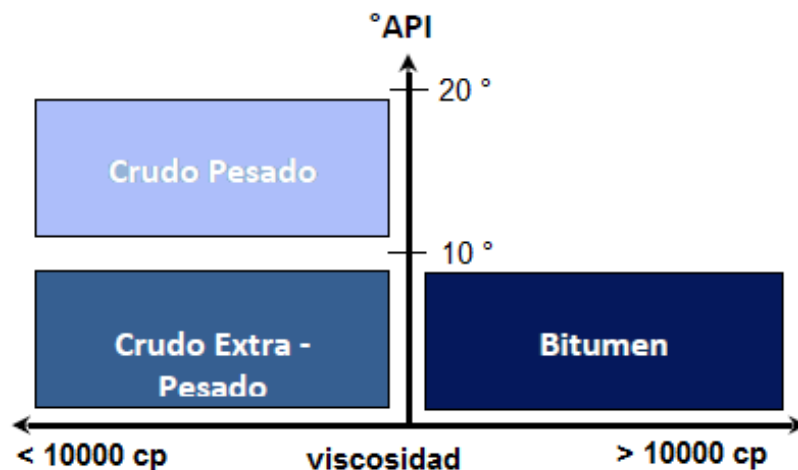
¹ALBOUDWAREJ, Hussein, et al. La importancia del petróleo pesado, (2006)

- Crudos extrapesados son aquellos que tienen gravedades API menores a 10 ° API.

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

- Alto punto de fluidez: 80 °F – 100 °F.
- Alto contenido de metales pesados como níquel y vanadio.
- Alto contenido de azufre y nitrógeno.
- Alta relación gas-aceite (GOR).
- Alta salinidad.
- Producción de arena.²

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



Fuente: Saniere, A. Hénaut, I. Argillier, J-F. PIPELINE TRANSPORTATION OF HEAVY OILS, A STRATEGIC ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL CHALLENGE.

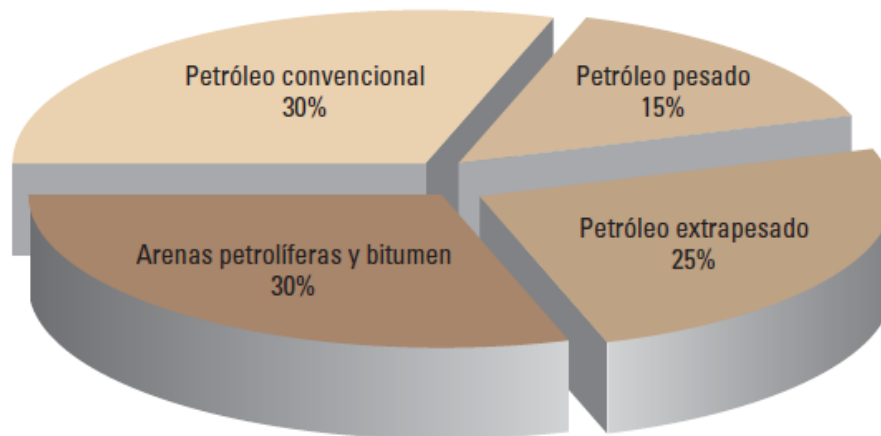
Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59. 2004. Pág. 455-466

²PLATA J. y ROMERO, C. Dilución en fondo de pozo para aumentar la producción de crudo pesado en campos colombianos. Bucaramanga 2012. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

1.2 RECURSOS DISPONIBLES

En el mundo hay mucho más depósitos de crudos no convencionales que convencionales. Solamente entre Canadá y Venezuela tienen depósitos de 3,6 billones de barriles, dos veces más que los depósitos convencionales en todo el mundo. Debido a esto desde finales del siglo pasado ha aumentado el desarrollo de los crudos pesados y extrapesados. Es evidente porque resultan tan atractivas las reservas de crudo pesado, extrapesado, bitumen o las arenas bituminosas para las compañías petroleras. Además de que hoy en día resulta rentable explotar estos yacimientos, también estos conforman el 70 % de las reservas mundiales; el 30% está en las arenas petrolíferas y en el bitumen, el 25% representa el petróleo extrapesado y el 15% el petróleo pesado. El restante 30% quedan para el petróleo ligero y mediano. Cabe destacar que un aproximado entre el 25% al 28% de estas reservas pertenecen a los países de Venezuela y Canadá.³

Figura 2. Total de reservas de petróleo del mundo.



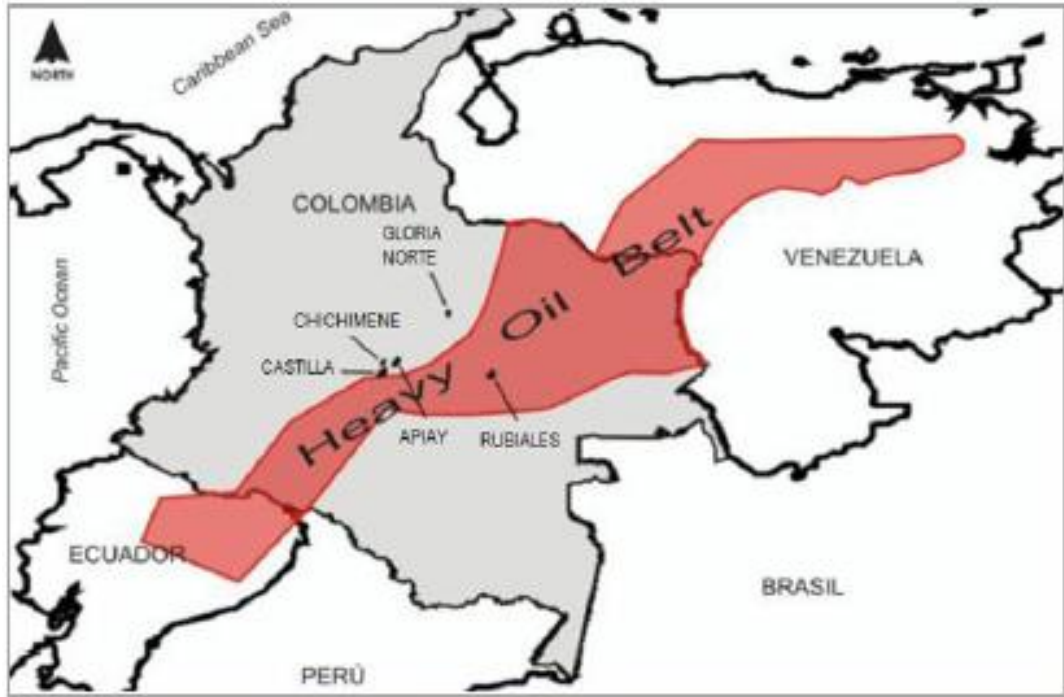
Fuente: ALBOUDWAREJ, Hussein, et al. La importancia del petróleo pesado, (2006).

En Colombia los crudos pesados forman parte importante de la solución energética del futuro. Requieren de tecnología, conocimiento y experiencia para su desarrollo sostenible. Ecopetrol tiene como proyecto aumentar la producción de crudo a un millón de barriles equivalentes al año 2015. Se espera que el aporte de crudos pesados sea del 30%. Se

³ ALBOUDWAREJ, Hussein, et al. La importancia del petróleo pesado, (2006)

proyecta que los crudos pesados sean producidos por los campos Castilla, Chichimine, Rubiales, Teca, Nare y Jazmín.

Figura 3. Faja crudos pesados en Colombia



Fuente: ZAMORA A. "Heavy Oil Latin America Congress - Markets and Investment Commercial. Potential of heavy oil reserves in Colombia". Bogotá – Colombia. Agosto 2011

Las mayores reservas de crudo pesado se encuentran en la región de los Llanos Orientales (figura 3) con 368 MMBO en reservas probadas y 411 MMBO en reservas probables (para el año 2006). Además de las áreas conocidas, Colombia tiene expectativas de desarrollo en nuevas áreas exploratorias buscando la adición de nuevas reservas de crudos pesados.

Dentro de estas áreas se destacan los siguientes campos con su respectiva Producción a diciembre de 2012, Ver Tabla 1:

Tabla 1 Producción de principales campos de crudo pesado.

CAMPO	PRODUCCIÓN
Rubiales	281804 bbl/día
Castilla	63159 bbl/día
Quifa	51269 bbl/día
Castilla norte	45057 bbl/día
Chichimene	36373 bbl/día
Jazmín	7183 bbl/día
Apiay	7073 bbl/día
Girasol	6126 bbl/día

Fuente: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/cartapetroleradic06/rev_gestion.htm

1.3 TECNICAS DE EXPLOTACIÓN CONVENCIONAL

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

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

1.4 TECNICAS DE EXPLOTACIÓN NO CONVENCIONAL

Entre los métodos de recuperación no convencionales se encuentran, métodos en frío, métodos en caliente o térmicos y métodos químicos. Los métodos de producción en frío, son aquellos que no requieren agregar calor, debido a que la viscosidad del petróleo en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya, entre las técnicas de producción en frío se encuentran: Toe To Heel Waterflooding (TTHW), VAPEX y Cold Heavy Oil Production With Sands (CHOPS). Los métodos

asistidos termalmente se utilizan cuando el petróleo debe ser calentado para que pueda fluir, entre estos métodos están: la inyección de vapor cíclica o continua, el Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor (SAGD), la Combustión In Situ (CIS) y Toe To Heel Air Injection (THAI), entre otros. Y finalmente, los métodos químicos, como la inyección de mezclas alcalinas, surfactantes y diluyentes (crudo de alta gravedad API o un producto de hidrocarburos como por ejemplo nafta)⁴.

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

La proporción de solvente de 20-30%, es a menudo suficiente para evitar altas caídas de presión o la necesidad de altas temperaturas, y por ende, facilitar las operaciones de producción transporte y tratamiento. Sin embargo, esta técnica puede requerir inversiones sustanciales en el bombeo y tuberías, debido al aumento del volumen de transporte.

⁴ALBOUDWAREJ, Hussein, et al. La importancia del petróleo pesado, (2006).

2. GENERALIDADES Y CONCEPTOS BASICOS DE LA TÉCNICA DE DILUCIÓN

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

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

Para la implementación de esta técnica se debe tener cuenta que tanto los diluyentes como su transporte y almacenamiento son costosos. Por tal motivo, es necesario contar con fuentes seguras de abastecimiento y en las cantidades requeridas. Además, es fundamental contar con un sistema de inyección de diluyente que posea bombas, líneas, múltiples, equipos de medición, control y otros. Esto resulta en un gasto inicial y de mantenimiento apreciable.⁵

2.1 TIPOS DE DILUENTE

2.1.1 Crudos Livianos.

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

⁵PLATA J. y ROMERO, C. Dilución en fondo de pozo para aumentar la producción de crudo pesado en campos colombianos. Bucaramanga 2012. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Las desventajas de diluir con crudos livianos son:

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

2.1.2 Nafta.

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

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

Las ventajas de diluir con Nafta son:

- Reduce el consumo de energía eléctrica.
- Mejora el desplazamiento en la línea de producción.
- Facilita el paso del fluido a través de: válvulas, equipos de medición y otros equipos.
- Incrementar el grado de efectividad de ese proceso de deshidratación del crudo.

Las desventajas de diluir con Nafta son:

- Disponibilidad, debido a que algunas reservas de crudo pesado está localizadas en áreas remotas.

- Altos costos.
- Las naftas o gasolinas son altamente inflamables, por lo cual su manejo y almacenamiento requieren de un proceso cuidadoso y especial.

2.2 SELECCIÓN DEL DILUENTE

Se determina teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

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

2.3 INYECCIÓN DEL DILUENTE

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

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

2.4 ANTECEDENTES DE LA TECNOLOGÍA DE DILUCIÓN

Zahan et al 2004, Yaghi y Al-Bemani (2002) encontraron que la mezcla de crudo extrapesado y crudo liviano (7:3) posee una viscosidad de 1000 cp y 300 cp a 303 K y 323 K, respectivamente, en comparación con el aceite pesado original (15000 cp a 293K). Aquí la dilución se hizo con un crudo ligero (29 API) y la necesidad de calentar a 323 K hace que este enfoque sea algo costoso. En campo, la dilución de crudo pesado de hecho reduce la viscosidad, pero otros problemas siguen sin resolverse, como lo son los asfáltenos y los depósitos de parafinas.

Lqbal et al (2006) presentan una variedad de esquemas que pueden permitir el transporte y proceso del crudo pesado con diferentes contenidos de sal, agua, acidez y gravedad de API menor a 15. Los autores proponen un enfoque integrado para upgrading-transportation lo que reduce los requisitos de capital inicial y costos operativos.

En primer lugar, la dilución del aceite pesado se hace con hidrocarburo líquido ligero en proporción 1:10; la mezcla se transporta a través de tubería a una unidad de desasfaltado con disolvente que pueda estar en un lugar remoto. El proceso de desasfaltado produce una fracción de asfaltenos, una fracción de aceite desasfaltado esencialmente libre de asfáltenos que está listo para el refinado adicional, y la fracción de disolvente que puede ser recuperado y reciclado como el disolvente de extracción, o devuelto para la dilución de aceite pesado.

De la misma manera, un método simple de transporte alternativo para los aceites pesados fue desarrollado por Argilier et al (2006). Aquí, los asfáltenos son precipitados por nalcános y reincorporados al aceite para obtener una suspensión, es decir, una suspensión de partículas no coloidales con baja viscosidad que fluidizan el aceite. Teniendo en cuenta que la estructura del aceite pesado se comporta como una suspensión coloidal viscosa, la precipitación de asfáltenos tendrá un efecto definitivo en su viscosidad. El cambio resultante de la morfología del crudo en forma de suspensión, en realidad conduce a una disminución de la viscosidad.

Desde un punto de vista económico, cualquier mejora en la eficiencia de dilución será beneficiosa para el proceso, reduciendo la cantidad de disolvente para obtener una viscosidad aceptable.

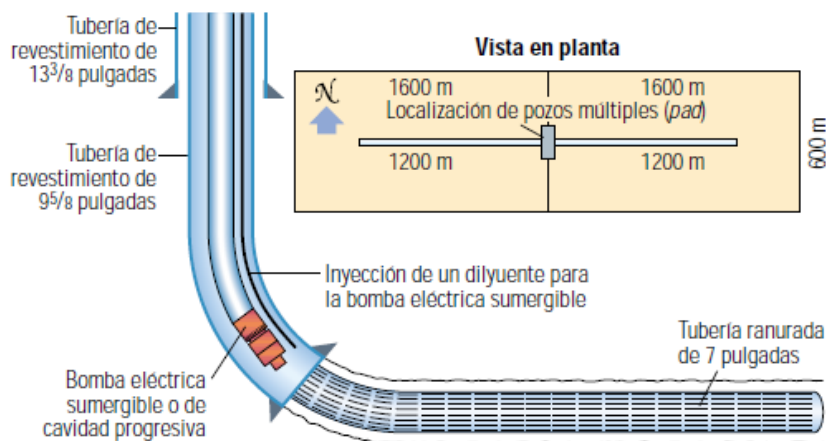
Henaut et al. (2007) proponen el uso de dimetil éter (DME) bajo presión como solvente para ajustar la viscosidad y reducir la caída de presión en la tubería. Además, la recuperación de DME en la refinería en comparación con otros solventes, es mucho más fácil. Otros solventes que están siendo investigados como los alcoholes, es decir el pentanol, es doblemente eficaz para reducir la viscosidad del aceite pesado en comparación con queroseno, debido a las interacciones de enlace de hidrógeno con los grupos hidroxilo que incluyen algunos de los asfáltenos. A mayor polaridad o el parámetro de enlace de hidrogeno del solvente, mayor será la reducción de la viscosidad relativa del crudo diluido. No obstante, si el solvente posee gran cantidad de enlaces de hidrogeno, es generalmente más viscoso que los hidrocarburos.

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

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

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

Figura 4 Pozo Horizontal con capilar para inyección de diluyente



Fuente: CURTIS, Carl, et al. Yacimientos de petróleo pesado, Puerto La Cruz, Anzoátegui, Venezuela (2003).

Petrozuata dividió los 300 km² (74000 acres) de concesión en rectángulos de drenaje de 1600 m por 600 m (5249 pies por 1968 pies) y planificó perforar dos pozos horizontales en un solo cuerpo de arenisca desde una localización de pozos multi-pies (pad) ubicada en los límites de dos rectángulos de drenaje. Cada pozo poseía una sección horizontal de 1200 a 1500 m (3940 a 4921 pies) de largo, perforada de este a oeste para atravesar varios canales. Estas secciones estaban terminadas con una tubería ranurada. Debido a que los cuerpos de arenisca podrían estar localmente aislados, era importante desarrollar más de un cuerpo de arenisca dentro de cada rectángulo. Cada localización contenía entonces entre 4 y 12 pozos. Se seleccionan las mejores areniscas para el emplazamiento de los pozos horizontales; las mejores significan inicialmente las de mayor espesor y alrededor de la localización, acorde con las restricciones del plan de desarrollo del yacimiento. Cada pozo es equipado con una bomba eléctrica sumergible o una bomba de cavidad progresiva para levantar el crudo a la superficie. Se inyecta un diluyente – nafta, o petróleo liviano de 47° API – en algún momento para reducir la viscosidad y mejorar la deshidratación. Se agrega un diluyente adicional a los centros de recolección de la localización antes de que las bombas multifásicas envíen la mezcla de 16° API a una planta central de procesamiento y luego a la instalación de mejoramiento del crudo situada en la costa norte de Venezuela. El aditivo de mejoramiento del crudo sintetiza el

petróleo mediano y otros productos de exportación, extrayendo al mismo tiempo la nafta para retornarla al campo.⁶

2.5 VARIABLES OPERATIVAS Y DE CONTROL RELACIONADAS CON EL PROCESO DE DILUCIÓN

2.5.1 Porcentaje de Nafta.

Para la aplicación de la técnica de dilución en fondo de pozo se seleccionó la nafta como diluyente. Esta variable física, indica la relación entre la cantidad de nafta a inyectar en el pozo y la cantidad de líquido producido.

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

2.5.2 Gravedad API de la Nafta.

La gravedad API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Matemáticamente la gravedad API no tiene unidades. Sin embargo siempre al número se le coloca la denominación grado API.

El Petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extrapesado, de acuerdo a su gravedad API.

⁶CURTIS, Carl, et al. Yacimientos de petróleo pesado, Puerto La Cruz, Anzoátegui, Venezuela (2003).

Tabla 2 Clasificación del crudo de acuerdo a su API

Crudo	API	Densidad	Descripción
Ligero	Mayor 30°	< 0.87 g/cm ³	Fácil transporte y extracción, ideal para refinar en combustibles y derivados.
Mediano	22-29.9°	0.92 - 0.87 g/cm ³	Fácil transporte y extracción, ideal para combustibles y derivados.
Pesado	10-21.9°	1.00 - 0.92 g/cm ³	Fácil transporte y difícil extracción, ideal para combustibles y derivados.
Extrapesados	Menos 10°	> 1.00 g/cm ³	Difícil transporte y difícil extracción, ideal para derivados.

Fuente: Modificado Autor

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

$$API = \frac{141,5}{\text{gravedad específica a } 60\text{ }^{\circ}\text{F}} - 131,5 \quad \text{Ec. 1}$$

2.5.3 Relación Gas – Aceite (GOR).

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

Esta relación está dada por la siguiente expresión:

$$GOR = \frac{Q_g}{Q_o} \quad \text{Ec. 2}$$

Dónde:

Q_g = Tasa de producción de gas (SCFD).

Q_o = Tasa de producción de aceite (STBD).

2.5.4 Corte de Agua (BSW).

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

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

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

2.5.5 Frecuencia de la Bomba.

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

2.6 VARIABLES OPERATIVAS RELACIONADAS CON EL PROCESO DE DILUCIÓN

2.6.1 Caudal de Aceite.

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

2.6.2 Viscosidad de la Mezcla.

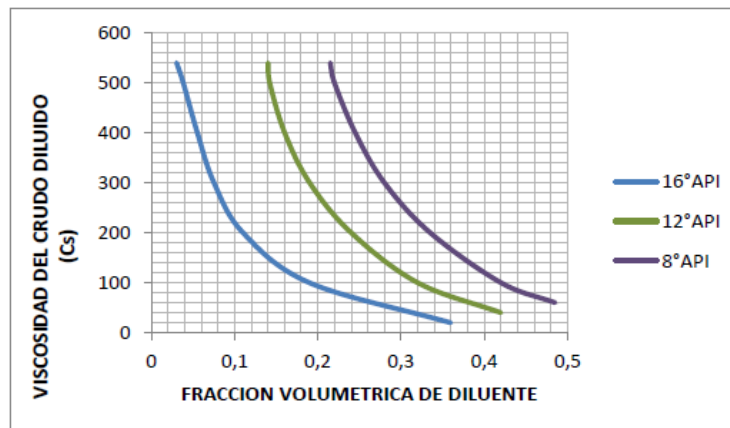
La viscosidad es una medida de la resistencia interna al movimiento de un fluido, que se debe a la fuerza de atracción entre sus moléculas.

La evaluación de la viscosidad de mezclas de hidrocarburos a condiciones de yacimiento y superficie es un importante paso en el diseño de varias etapas de operaciones de campo y debe ser evaluada tanto para operaciones de ingeniería de yacimientos como para diseños de producción. Esta evaluación puede obtenerse de un análisis de laboratorio corrido a la temperatura de yacimiento o usando correlaciones empíricas.

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

Guevara, E. et al. Mencionan que la relación existente entre la viscosidad del crudo diluido y la fracción en volumen del diluyente es de forma exponencial; por esta razón el método de dilución es muy eficiente.⁷

Figura 5 Efecto de dilución en la viscosidad del crudo pesado.



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

⁷PLATA J. y ROMERO, C. Dilución en fondo de pozo para aumentar la producción de crudo pesado en campos colombianos. Bucaramanga 2012. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

El criterio que se utiliza para la predicción de la viscosidad de mezclas, es la tendencia de la curva de Viscosidad vs. Composición a temperatura y presión constante. Esta curva permite determinar si una mezcla líquida binaria es ideal o no.

Una mezcla ideal, es aquella en la que el volumen, la energía interna y la entalpía de la mezcla son igual a la de los componentes puros por separado. Este tipo de mezclas, presenta una relación lineal en la curva Viscosidad vs. Composición. La correlación que representa la viscosidad de una mezcla ideal es:

$$\mu_{mezcla} = \sum \mu_i * x_i \quad \text{Ec. 3}$$

La desviación de la ecuación 3, se considera como el grado de no idealidad de la mezcla. Para predecir la viscosidad de una mezcla no ideal, se han propuesto numerosas ecuaciones, que introducen constantes empíricas para compensar la desviación que tiene de la idealidad. El comportamiento de una mezcla de hidrocarburos se considera ideal cuando se encuentra a una temperatura elevada. A medida que aumenta el porcentaje de diluyente la estructura molecular de la mezcla se hace más estable, por lo tanto la influencia de la temperatura sobre la viscosidad va perdiendo importancia.

La desviación del comportamiento ideal se incrementa con:

- Disminución de la temperatura de la mezcla.
- Incremento de la presión.
- Diferencia en la gravedad API de los componentes de la mezcla.

Para predecir la viscosidad resultante de la mezcla binaria líquida no ideal, algunos autores han propuesto las siguientes correlaciones:

- Ecuación de Arrhenius:

$$\log \mu = (\theta_1) * \log(\mu_1) + (\theta_2) * \log(\mu_2) \quad \text{Ec. 4}$$

- Ecuación de Kendall and Monroe:

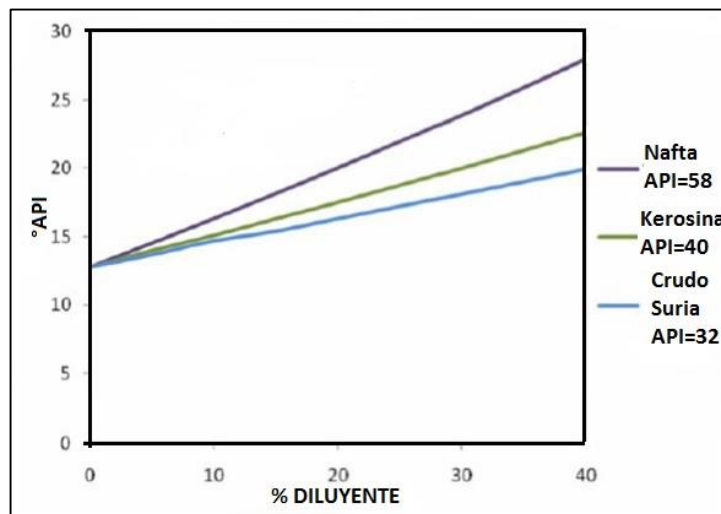
Fue realizada a partir del análisis de la curva de Viscosidad vs. Composición de mezclas binarias para hidrocarburos líquidos. Se obtuvo una desviación máxima de 2,5%.

$$\mu^{1/3} = x_1 * \mu_1^{1/3} + (1 - x_2) * \mu_2^{1/3} \quad \text{Ec.5}$$

2.6.3 Gravedad API de la Mezcla.

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

Figura 6 Comportamiento del API en mezclas con diferentes diluyentes.



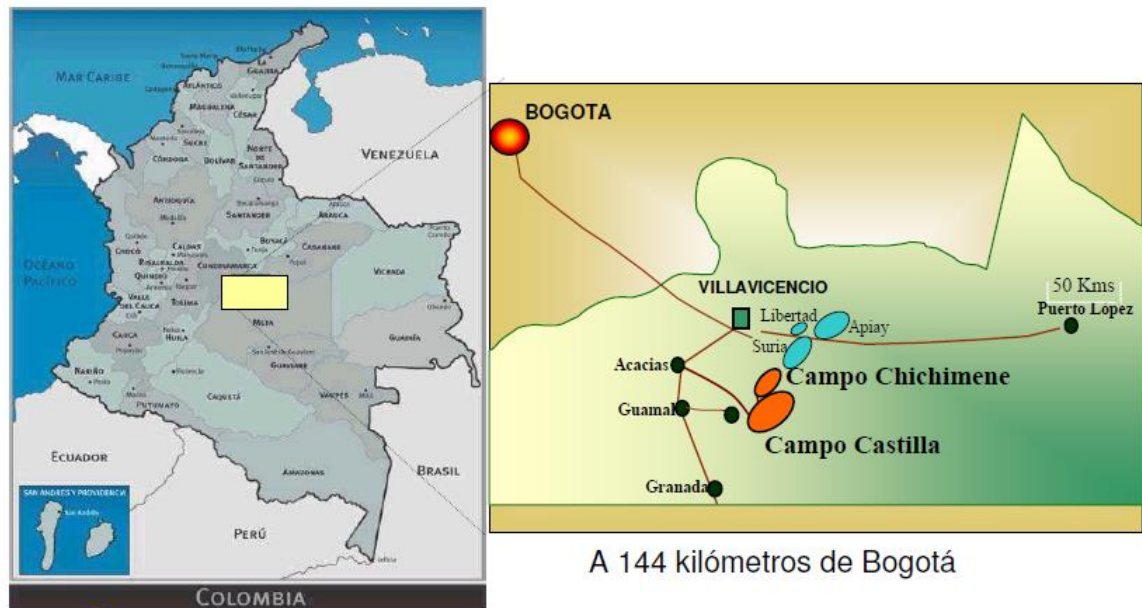
Fuente: modificado de CUBIDES, Laura. PEÑA, Laura "SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES OPERACIONALES EN EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO". Tesis de pregrado de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2009.

3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO.

3.1 LOCALIZACIÓN.

El campo Chichimene, administrado desde enero 31 de 2.000 y operado desde julio 31 del mismo año por la Gerencia Llanos de ECOPETROL S.A. está ubicado entre las siguientes coordenadas: (1.043.000 E, 926.000N) y (1.045.500 E, 929.000N) con una extensión superficial de 750 Hectáreas y con un área de yacimiento de 374 Hectáreas. Está localizado a 12 Km al sureste del municipio de Acacias y 50 Km al sur de Villavicencio en el departamento del Meta - Cuenca de los Llanos.

Figura 7 Localización Geográfica



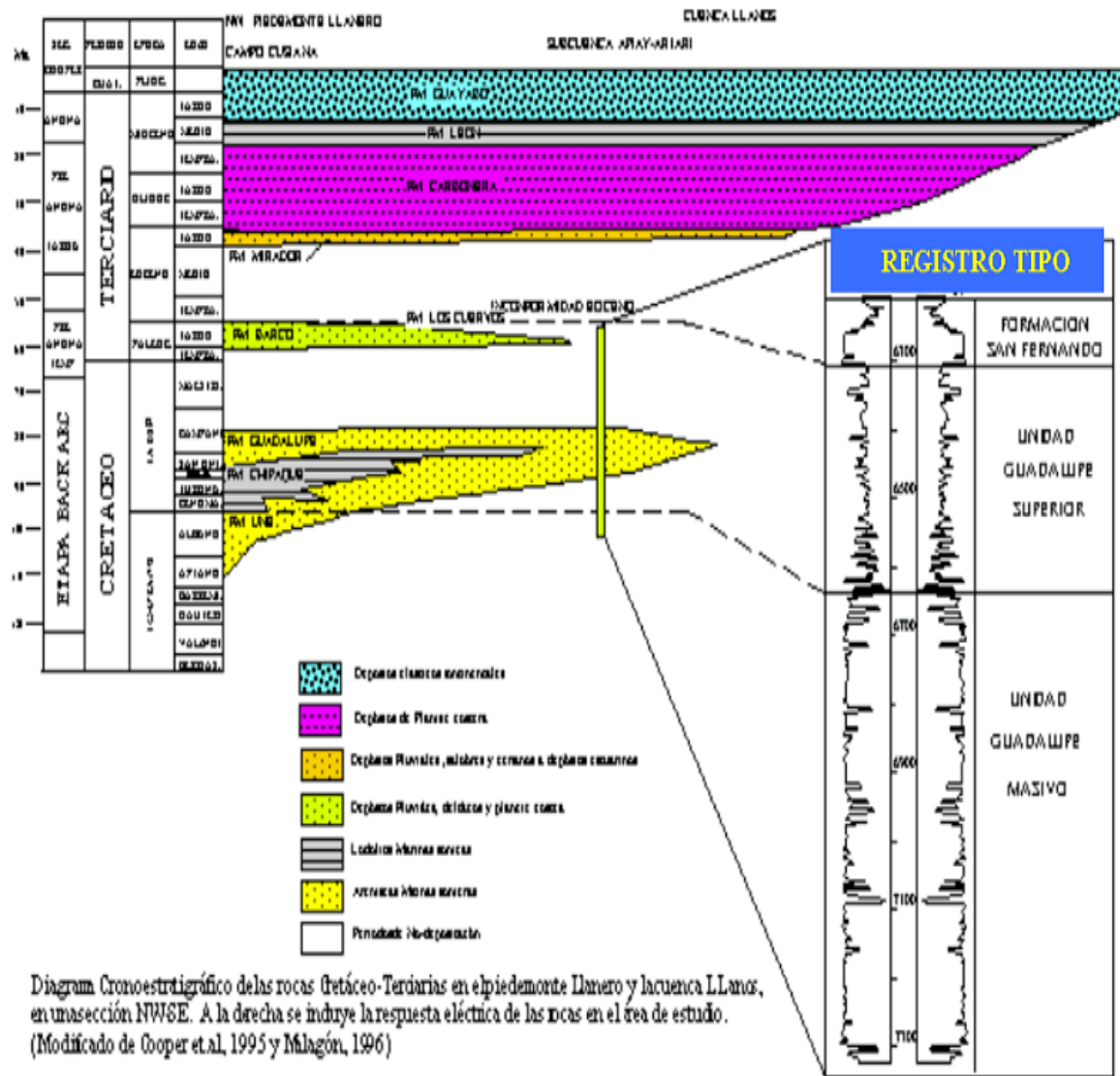
Fuente: Ecopetrol S.A.

3.2 RESEÑA HISTÓRICA

El campo Chichimene fue descubierto por Chevron en 1.969 con la perforación del pozo Chichimene-1 e inició producción en el año de 1985, con el contrato de asociación Cubarral. Dicho contrato terminó el 30 de enero de 2.000 tras lo cual ECOPETROL S.A. suscribió un contrato por seis meses con Chevron para su administración. Terminado este contrato, y tras adelantar un estudio de explotación adicional del campo, la Gerencia

Llanos de ECOPETROL S.A. entró a operar directamente. Las unidades productoras son las Formaciones Guadalupe Masivo y Guadalupe Superior de edad Cretáceo Medio, correspondientes a las unidades operacionales K2 y K1. Desde el año 2001 se empezó a producir un crudo extrapesado de aproximadamente entre 7-9 grados API de la Formación San Fernando (unidad T2), formación situada a una profundidad de 7900 pies, El crudo producido por el pozo que se le realizará las pruebas de dilución en fondo proviene de la unidad T2.

Figura 8 Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Llanos.



Amaya, C.A., 1998

FUENTE: Ecopetrol S.A.

3.3 GEOLOGÍA

3.3.1 Geología Estructural del Yacimiento.

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

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

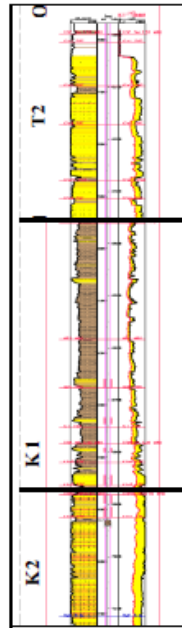
3.3.2 Geología Estratigráfica.

La secuencia de las rocas perforadas en el campo Chichimene involucra rocas con edades desde el Paleozoico hasta el Holoceno, tal como se visualiza en la columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos de la Figura 8.

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

En la Figura 9 se presenta un registro tipo de estas formaciones en el campo Chichimene.

Figura 9 Registro Tipo Campo Chichimene.



FUENTE: Ecopetrol S.A.

3.4 UNIDAD T2

Una discordancia de carácter regional marca el límite Cretaceo-Terciario en la cuenca Llanos y separa las rocas de la unidad K1 de las areniscas de la unidad T2.

Los corazones disponibles muestran una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, moderadamente seleccionadas, localmente conglomerática a la base de secuencias granos decrecientes e intercalados con delgadas capas de shale. Las respuestas eléctricas en los campos Chichimene y Chichimene Sur Oeste son bastante parecidas, resaltando la forma cilíndrica típica de estas areniscas y de la cual se interpreta que depositacionalmente posiblemente correspondan a areniscas fluviales tipo anastomosado con intervalos de lodolitas de llanura de inundación.

El contacto inferior es bien definido con la infrayacente unidad K1 Superior, este contacto por su apariencia y estudios de geología regional se considera que es discordante. Al tope del T2 se encuentra la Lutita E4 en contacto concordante generalmente bien definido entre shale y arenisca y solo algunas veces un poco transicional entre shale, limolita y arenisca.

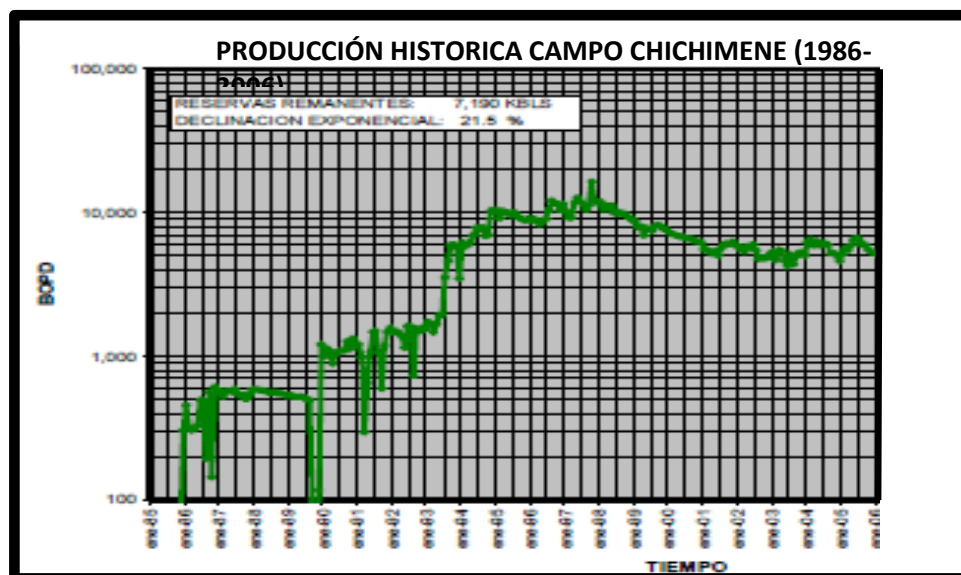
El espesor total varía entre 295 pies y 411 pies, con 340 pies de promedio y por su respuesta del Gamma Ray parecida a la unidad K2, internamente no hay criterio definido para dividirla en sub-unidades, sin embargo se pueden visualizar tres intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos, que no son totalmente continuos en el campo.

3.5 PRODUCCION HISTORICA DEL CAMPO CHICHIMENE

El campo Chichimene empezó a producir en 1985 con una producción constante de 500 barriles/día hasta mediados de 1989, donde la producción se incrementó a 2000 barriles/día. Se incrementó nuevamente a mediados de 1994 a 10500 barriles/día. En 1998 llegó a 12000 barriles. La producción declinó y a mediados de 2003 llegó a 5000 barriles/día. Para el cierre del 2014 la producción del campo Chichimene fue 83.989 barriles/día debido a trabajos de inversión en la perforación de nuevos pozos, reacondicionamiento de los pozos existentes y la optimización en los procesos de producción por medio de la dilución del crudo pesado, en superficie y en fondo con la inyección de nafta.

En la figura 10 se muestra la producción del campo desde el año de 1985-2006:

Figura 10 Producción histórica campo Chichimene.

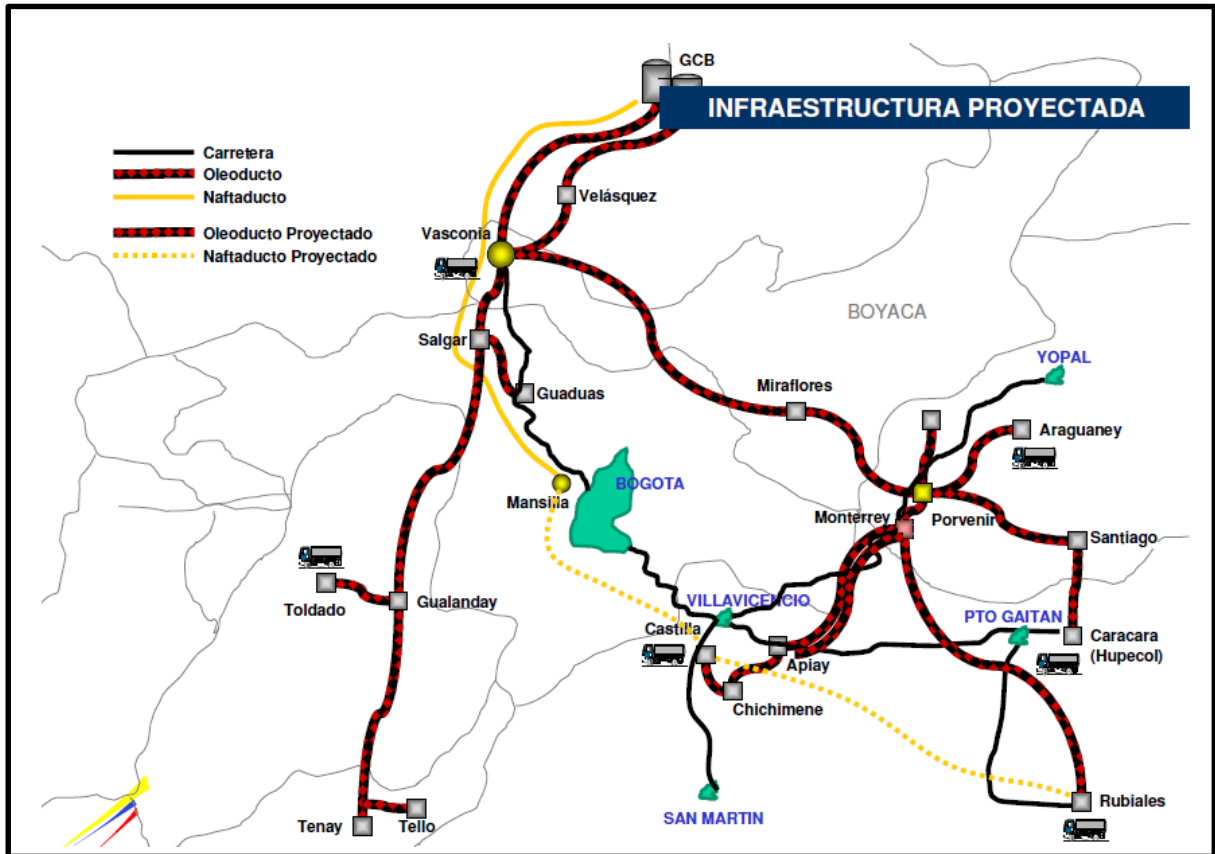


Fuente: ANH

3.6 INFRAESTRUCTURA EN LOS LLANOS

A continuación se muestra la infraestructura proyectada en los llanos para el año 2006, mostrando las carreteras, oleoductos y naftaductos. Hoy en día ya realizados estos trabajos es posible tener la disponibilidad de nafta en el campo Chichimene.

Figura 11 Infraestructura proyectada llanos orientales



Fuente: Ecopetrol S.A

4. DISEÑO DE LA PRUEBA.

El diseño de la prueba de dilución en fondo debe satisfacer los requerimientos establecidos en la última versión de los siguientes códigos o estándares:

Tabla 3 Códigos o estándares para implementación.

Instrumentación	ISA, ANSI, NEC (NFPA 70), FCI, NEMA, IEC
Electricidad	NEC, IP 16, IEE-242, ICONTEC 2050
Seguridad	OSHA, NFPA, API
Ruido ambiente	OSHA
Tubería	ANSI, ASME
Equipo mecánico	NEMA, API
Materiales	ASTM, ASME
Vasijas a presión	API 660, API 12J
Seguridad	API: 14C, NFPA: 24, 72
Corrosión	ACE MR 0175
Tubería/accesorios	ANSI/ASME: B1.20.1, ASTM. API: Spec.

Fuente: Ecopetrol S.A

Además debe cumplir con los estándares de ingeniería y con las normas técnicas establecidas por el ICONTEC.

4.1 BASES DEL DISEÑO

4.1.1 CARACTERIZACIÓN DEL POZO DEL CH-PIF 1

Se identificaron los siguientes criterios de evaluación de los pozos para la implementación de la prueba:

- Eficiencia Bomba
- GOR
- BSW
- Qo
- hp
- MTBF
- Tipo Bomba
- Profundidad Bomba
- Disponibilidad de Nafta en locación
- Estado Mecánico del pozo

Con la aplicación de estos criterios se logró definir los pozos candidatos para la implementación de la prueba, que luego fueron evaluados mediante un análisis de jerarquías, teniendo en cuenta la siguiente ponderación para los criterios definidos:

Tabla 4 Criterios de clasificación y su respectiva ponderación

CRITERIOS	POND.
Eficiencia Bomba	26%
GOR	24%
BSW	14%
Qo	5%
Hp	9%
MTBF	8%
Tipo Bomba	6%
Profundidad Bomba	4%
Disponibilidad de Nafta en locación	3%
Estado Mecánico del pozo	1%

Fuente: Ecopetrol S.A

La ponderación de los criterios definió que el pozo CH-PIF 1 presentaba las mejores condiciones para la implementación de la prueba y tenía la posibilidad de inyectar el diluyente a través de un capilar por el que se inyecta en fondo el químico inhibidor de incrustaciones.

Se revisaron las facilidades existentes en la locación donde está ubicado el pozo CH-PIF 1 y se determinó su viabilidad para la implementación de la prueba.

A continuación, la información general del pozo en el cual se realizó la prueba piloto:

Tabla 5 Información general del pozo de estudio.

Nombre del Pozo	CH-PIF 1
Formación	T2
Fecha de perforación	17 de febrero de 2012
Fecha de completamiento	23 de mayo de 2012
Profundidad perforada	9337 ft MD - 9180 ft TVD
Profundidad actual	9242 ft
Profundidad capilar de 3/8"	3450 ft
Temperatura del yacimiento	180 F
Presión del yacimiento	2808,38 psi
Formación cañoneada	San Fernando
Tipo de levantamiento artificial	Bombeo Electro Sumergible

Fuente: Ecopetrol S.A modificado por Autor.

Como base para el diseño de la ingeniería para la prueba de dilución en fondo se tomaron los siguientes ítems de importancia para los cálculos y análisis requeridos.

- Caracterización de los fluidos
- Volúmenes de fluidos
- Estado mecánico
- Curva de IPR del pozo

Se describirán a continuación.

4.1.2 CARACTERIZACION DE FLUIDOS

4.1.2.1 PROPIEDADES DEL CRUDO T2

A continuación se presenta la caracterización del crudo San Fernando, esto con el fin de definir las facilidades requeridas:

Tabla 6 Caracterización del crudo San Fernando

COMPONENTES	Wt %	MOL %	MW	P @ 60°F(g/cc)
Nitrógeno	0,0427	0,5168	28,01	0,808
Dióxido de Carbono	0,2631	2,0279	44,01	0,827
Metano	0,6129	12,9614	16,04	0,300
Etano	0,0827	0,9331	30,07	0,356
Propano	0,0868	0,6676	44,1	0,508
Isobutano	0,0831	0,4849	58,12	0,563
Normal Butano	0,2308	1,3473	58,12	0,584
Isopentano	0,1291	0,6069	72,15	0,625
Normal pentano	0,1288	0,6057	72,15	0,631
Hexanos	0,2684	1,0840	84	0,685
Heptanos	0,3747	1,3242	96	0,722
Octanos	0,2763	0,8760	107	0,745
Nonanos	0,2722	0,7632	121	0,764
Decanos	0,3277	0,8296	134	0,778
Undecanos	0,4267	0,9847	147	0,789
Dodecanos	0,5223	1,1004	161	0,800
Tridecanos	0,8649	1,6765	175	0,811
Tetradecanos	0,9623	1,7180	190	0,822
Pentadecanos	1,3223	2,1774	206	0,832
Hexadecanos	1,3928	2,1282	222	0,839
Heptadecanos	1,5212	2,1772	237	0,847
Octadecanos	1,7572	2,3748	251	0,852
Nonadecanos	1,6336	2,1071	263	0,857

Eicosanos	2,0562	2,5364	275	0,862
Henicosanos	1,8598	2,1679	291	0,867
Docosanos	1,8436	2,0505	305	0,872
Tricosanos	1,9165	2,0443	318	0,877
Tetracosanos	1,7882	1,8326	331	0,881
Pentacosanos	1,7244	1,6955	345	0,885
Hexacosanos	1,9050	1,8000	359	0,889
Heptacosanos	1,6842	1,5276	374	0,893
Octacosanos	1,7815	1,5575	388	0,896
Nonacosanos	1,7289	1,4589	402	0,899
Triacotanos plus	68,1260	39,8437	580	1,059
Benzeno	0,0026	0,0111	78,1	0,884
Tolueno	0,0004	0,0015	92,2	0,872

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 7 Propiedades del fluido de producción.

PROPIEDAD	VALOR
API (°)	8,5
GOR [scf/stb]	75
BSW [%]	4,1
IP [STB/d/psi]	0,92
Gravedad específica del agua	1,03
Gravedad específica del gas	1,2
Viscosidad A 150 F [cp]	4805
Viscosidad A 180 F [cp]	1551

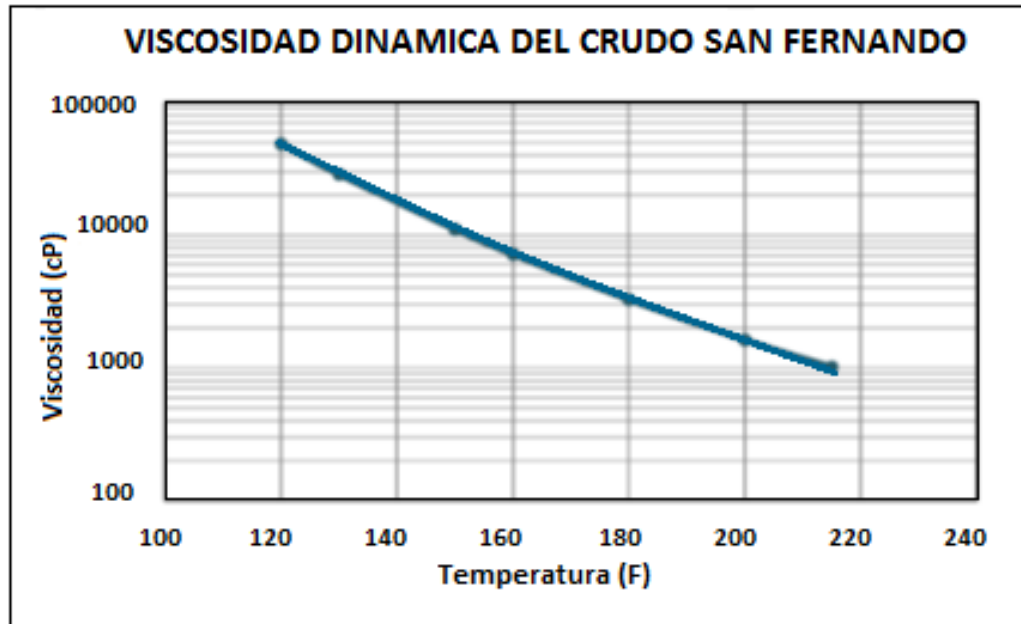
Fuente: Ecopetrol S.A.

El comportamiento de la viscosidad del crudo muerto se calculó mediante la correlación de Mehrotra:

$$\mu_{SFDO} = 10^{(102093433 * T^{-2.926049714})} - 0.8 \quad \text{Ec.6}$$

En donde la μ_{SFDO} se da en *cp* y la temperatura se maneja en *K*.

Figura 12 Comportamiento de la viscosidad del crudo San Fernando



Fuente: Ecopetrol S.A.

Debido al comportamiento de la viscosidad del crudo, se tiene definido que esta etapa de ingeniería debe considerar el comportamiento de esta propiedad antes de la implementación de esquemas de dilución en fondo de pozo, con base a los resultados obtenidos, se definió que el modelo que más se ajusta para modelar el comportamiento de la viscosidad a nivel de tubing de producción es el de DE GHETTO.

4.1.2.2 PROPIEDADES DEL GAS DE PRODUCCIÓN

La composición del gas de producción se muestra a continuación:

Tabla 8 Composición del gas.

COMPONENTES	% MOLAR
Nitrógeno	68,497
Dióxido de carbono	4,078
Etano	19,058
Propano	2,279
Isobutano	1,017
Normal Butano	1,613
Isopentano	0,571
Normal Pentano	0,399
Hexanos	0,180
Heptanos	0,076
Octanos	0,018
Nonanos	0,005
Decanos	0,003
Undecanos	0,002
Dodecanos	0,001
Tridecanos	0,003
Benzeno	0,001
Tolueno	0,002

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 9 Propiedades del gas.

PROPIEDAD	VALOR
C7+	0,1427
MW (lb/lbmol)	28,2
G.E	0,973
GPM C3+ (Gal/MPC)	1,963
BTU Bruto (Bruto/PC)	437
BTU Neto (Neto/PC)	398,5

Fuente: Ecopetrol S.A.

4.1.2.3 PROPIEDADES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El comportamiento del agua de producción está asociado con la tendencia incrustante que puede tener el agua y la variación de su comportamiento en función de la temperatura. Además, debe considerarse el efecto que puede tener la inyección de diluyente a condiciones de fondo sobre la efectividad del tratamiento químico aplicado para la inhibición de scales.

Para el agua de producción posee un pH entre 8 y 9 y la presencia de los siguientes componentes:

Tabla 10 Componentes del agua de producción.

COMPONENTE	mg/L
CO ₃ ²⁻	0
HCO ₃	353.9
Cl ⁻	301.4
SO ₄ ²⁻	54.4
SST	1400
Ca ²⁺	5.2
Fe ³⁺	0.1
Mg ²⁺	< 0.2
K ⁺	4.2
Na ⁺	3.8

Fuente: Ecopetrol S.A

Para garantizar que la nafta no afecte el químico inhibidor utilizado en el pozo, se realizaron pruebas de compatibilidad resultando todos efectivos, concluyendo:

- Nafta rompe todas las fases 100%.
- Interfaces son definidas
- No se presentan emulsiones

Las pruebas fueron hechas con relaciones 20/80 – 50/50 – 80/20.

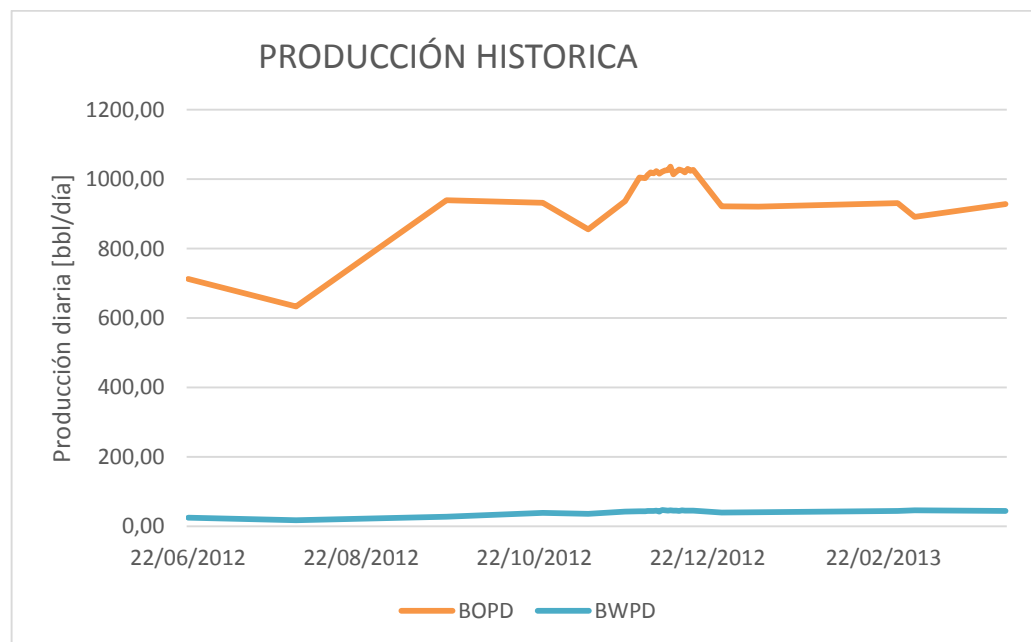
4.1.3 VOLÚMENES DE FLUIDOS

La determinación de los volúmenes de producción se realizó con base a los datos históricos del pozo CH-PIF 1 seleccionado para la prueba.

4.1.3.1 HISTORICOS DE VOLUMENES DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN

En la siguiente figura se muestra la producción del pozo CH-PIF 1, antes durante y después de la prueba piloto.

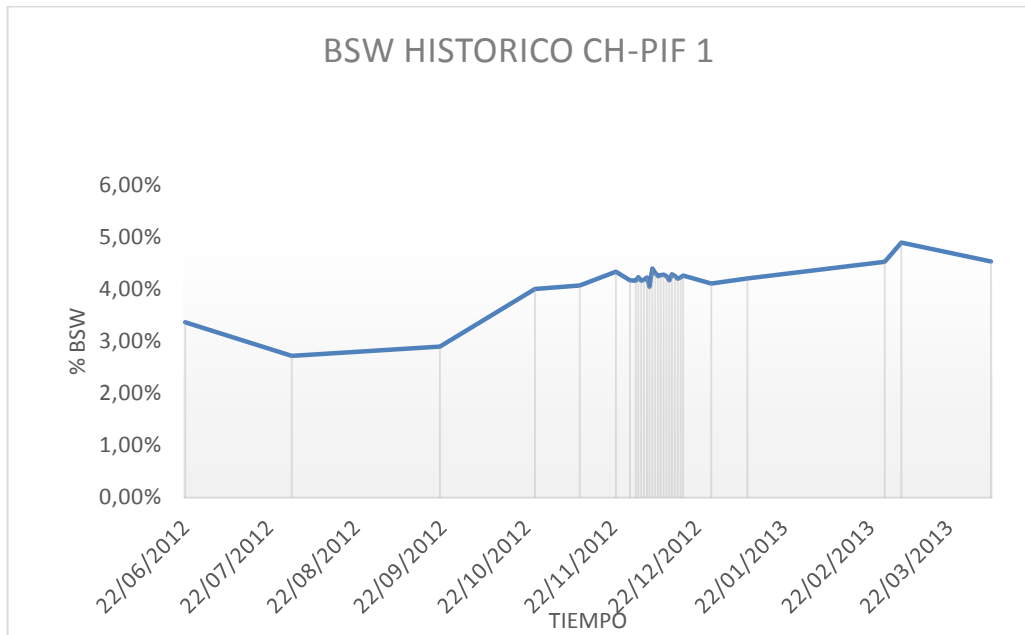
Figura 13 producción histórica de aceite y agua del pozo CH-PIF 1



Fuente: Ecopetrol S.A., Modificado por autor.

En la siguiente figura se puede observar el BSW histórico del pozo.

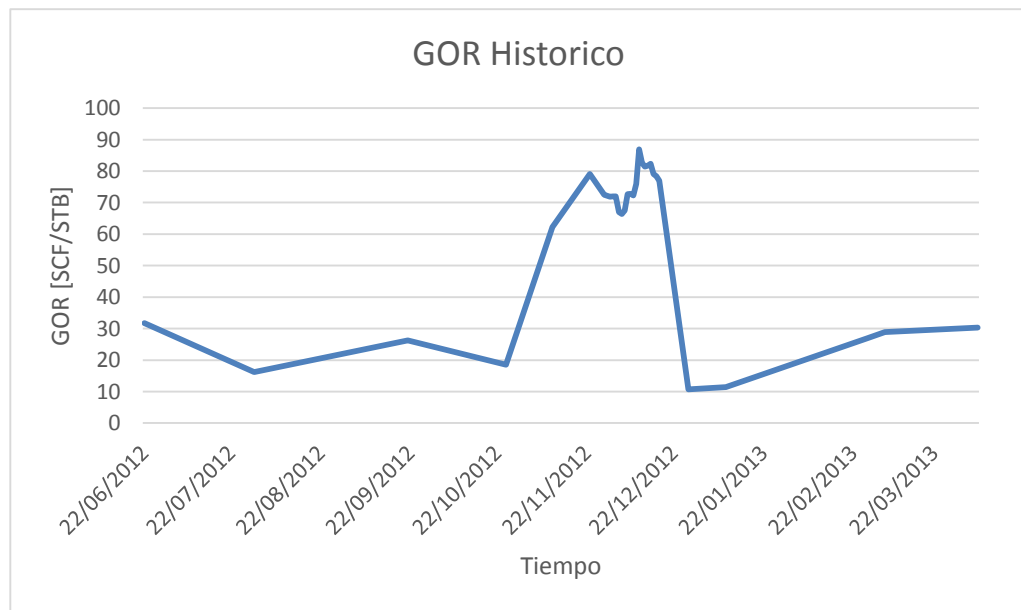
Figura 14 BSW histórico del pozo CH-PIF 1



Fuente: Ecopetrol S.A, Modificado por autor.

La relación gas-aceite se observa a continuación:

Figura 15 GOR histórico del pozo CH-PIF 1



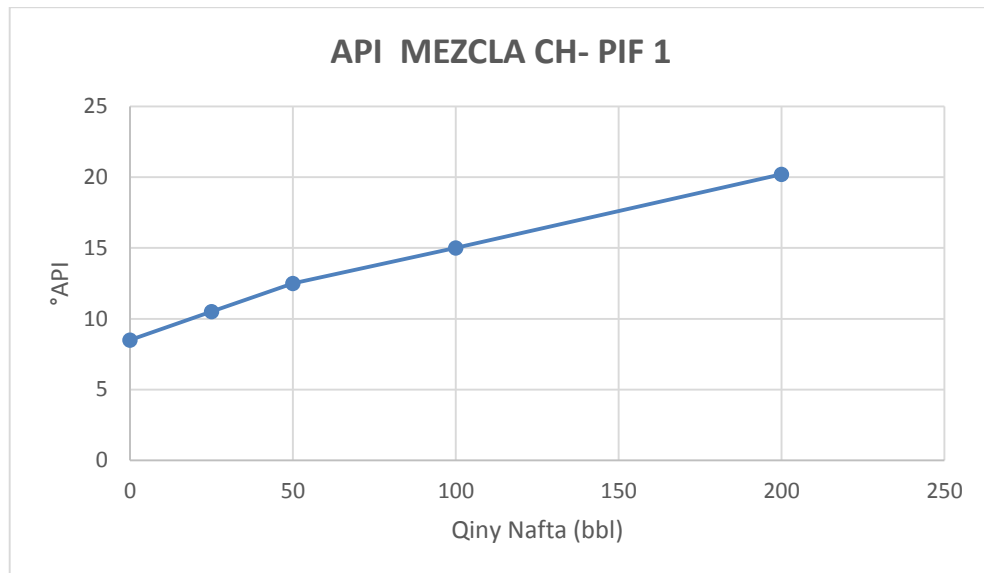
Fuente: Ecopetrol S.A, Modificado por autor.

4.1.3.2 VOLUMEN DE DILUYENTE REQUERIDO

Los volúmenes de diluyente requeridos para la prueba se definieron con base en el comportamiento de la densidad que se obtiene con la implementación de la dilución.

Este comportamiento a nivel de superficie es el siguiente:

Figura 16 Comportamiento °API de mezcla crudo/nafta

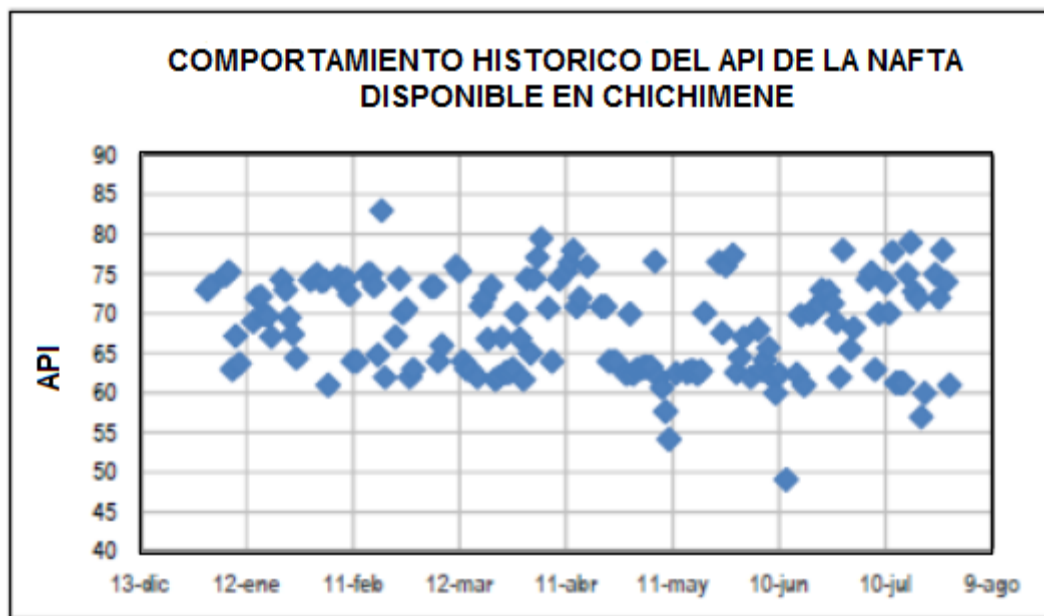


Fuente: Ecopetrol S.A, Modificado por autor.

Este comportamiento definió la variable de control del proceso a condiciones de fondo, por lo que el comportamiento de esta mezcla define las propiedades del fluido que manejará el sistema de levantamiento, lo que redundará en un cambio de las condiciones de operación de la bomba.

Para la definición del caudal de diluyente requerido, se tuvo en cuenta que la densidad de la nafta que se utiliza actualmente en el campo ha presentado el siguiente comportamiento durante el 2012:

Figura 17 Comportamiento °API de nafta para Chichimene

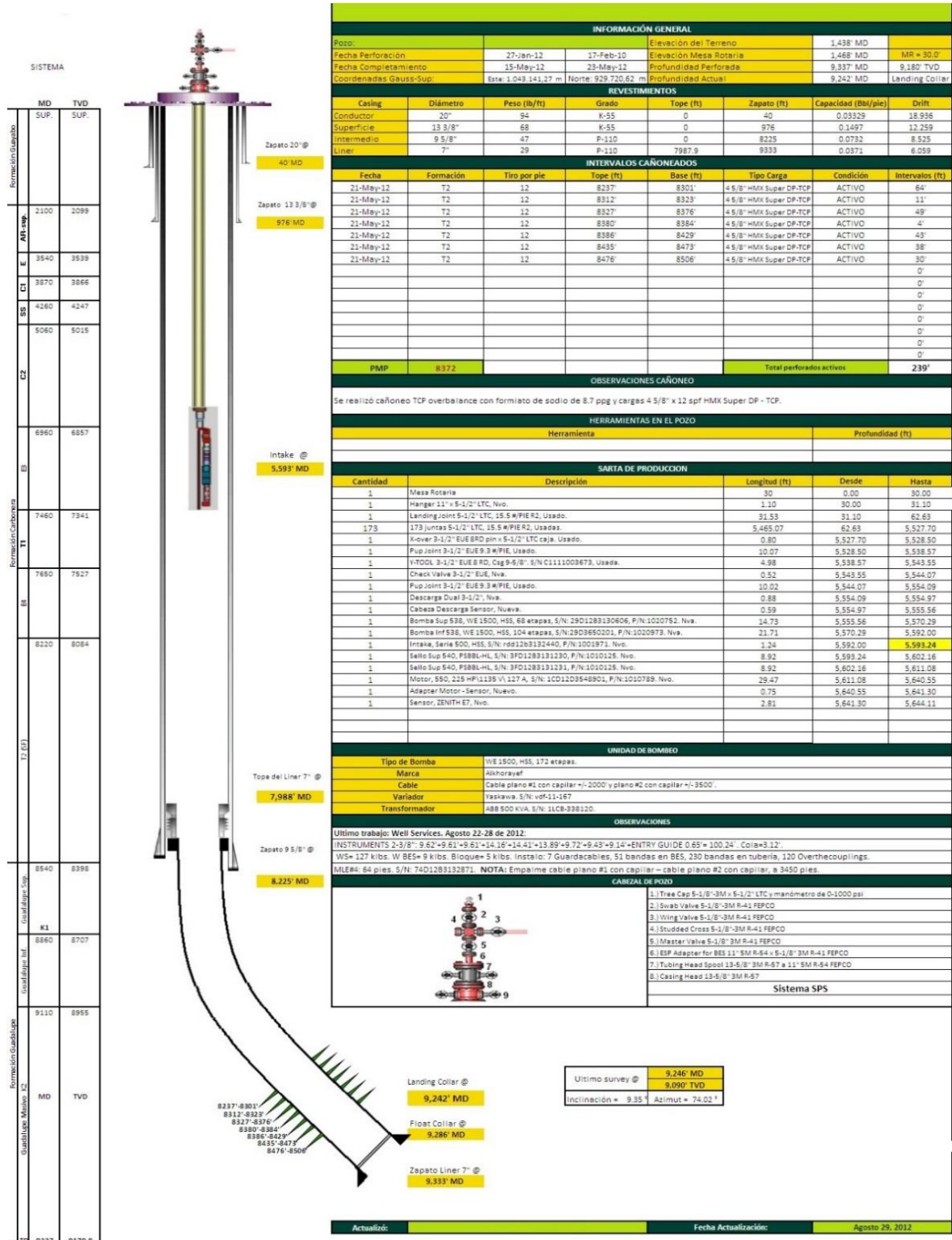


Fuente: Ecopetrol S.A.

4.1.4 ESTADO MECÁNICO CH-PIF 1

Para la definición de los requerimientos a nivel de pozo se definió el siguiente estado Mecánico, correspondiente al pozo CH-PIF 1 el cual se muestra en la Figura 18.

Figura 18 Estado mecánico Pozo CH-PIF 1

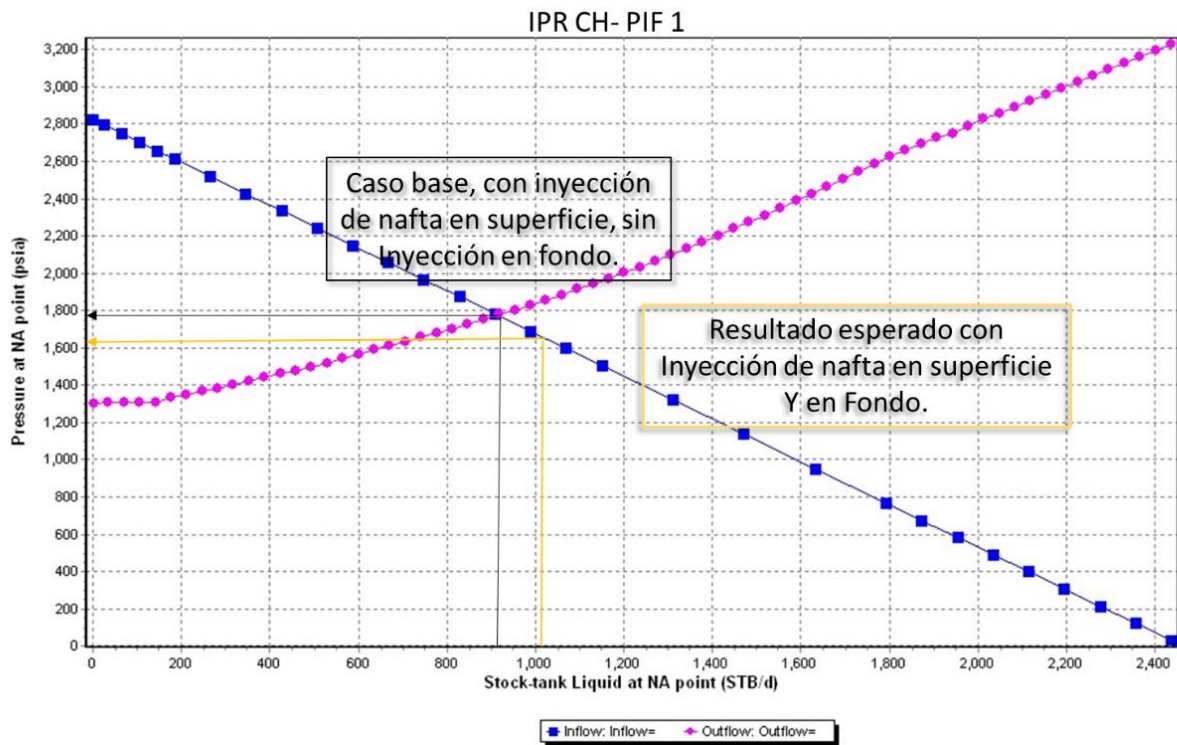


Fuente: Ecopetrol S.A.

4.1.5 CURVA DE IPR

A continuación se presenta la curva de IPR del pozo CH-PIF 1, en esta se puede apreciar el caso base y uno de los resultados esperados con la inyección de diluyente en fondo.

Figura 19 IPR CH-PIF 1



Fuente: Autor

4.2 VARIABLES DE SEGUIMIENTO

El análisis de los resultados de este proyecto se centró en determinar el incremento en el potencial de producción del pozo, por lo cual se definen las siguientes variables de interés y seguimiento:

- Q_nafta inyectado (BPD)
- Frecuencia de la bomba (Hz)
- Qo (STB)
- Qw (STB)

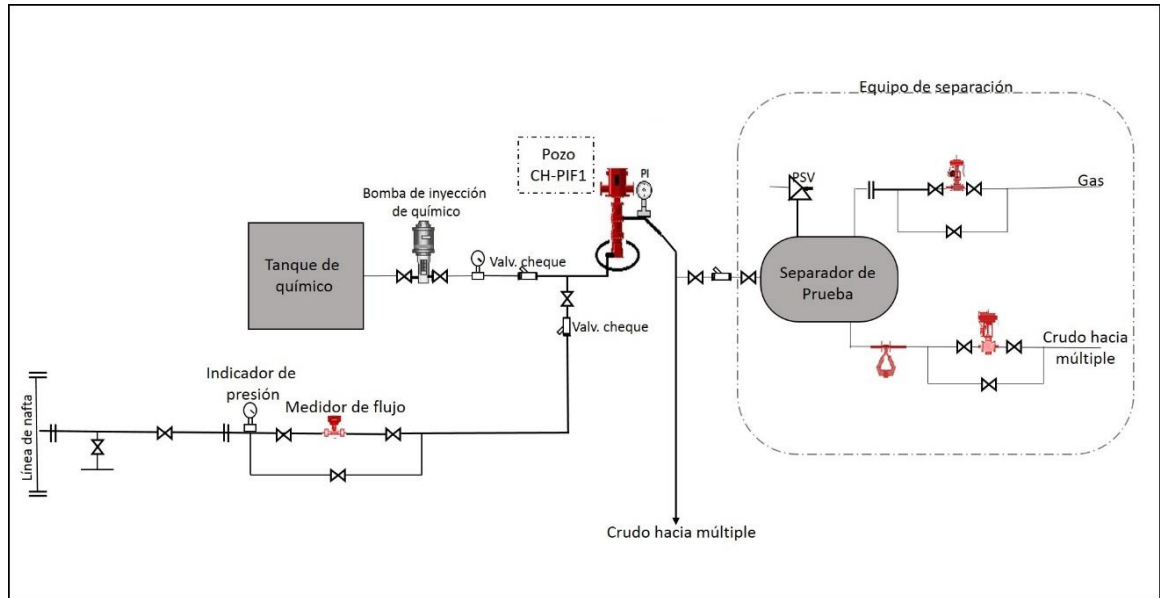
- Qg (mscfd)
- Gravedad API de la mezcla
- μ_o (cP)
- WHT (°F)
- THP (psig)
- PIP (psig)

De las variables anteriores se desarrollaron dos, el caudal de nafta inyectado y la frecuencia de trabajo de la bomba, las cuales fueron las variables a las que se les realizo las sensibilidades, a las restantes se les realizo seguimiento y/o control.

4.3. FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA LA PRUEBA

El carácter innovador en los sistemas de producción implementados en Colombia demanda un análisis de las condiciones de operación y diseño del sistema, por lo cual, el alcance de la ingeniería define las especificaciones técnicas de los equipos principales y los requerimientos para el proceso en lo concerniente al sistema de levantamiento artificial, facilidades para el sistema de recolección y facilidades necesarias para pruebas a los respectivos pozos. Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, en la figura 20 se muestra un esquema básico de las facilidades de superficie requeridas para realizar la prueba de dilución al pozo CH-PIF 1, en la cual el diluyente fue inyectado por un capilar de diámetro de 3/8" ubicado a 3450 ft de profundidad.

Figura 20 Esquema de facilidades de superficie para prueba de dilución en fondo



Fuente: Ecopetrol S.A.

4.4. FASES DE PRUEBA Y TIEMPOS DE EJECUCION

El desarrollo de la evaluación se realizó en 4 fases, a continuación se describe cada una de las ellas y los tiempos de ejecución.

1. En la primera fase o “Caso base” se procede a mostrar los resultados obtenidos en el pozo CH-PIF 1 solo con inyección de nafta en superficie, para así tener bases sólidas de comparación con los resultados obtenidos en las siguientes fases.
2. En la segunda fase o “Variación de caudal de inyección en fondo” se procedió a encontrar el caudal óptimo de nafta a inyectar a una frecuencia de 48 Hz, siendo esta la frecuencia utilizada en el pozo con anterioridad a la prueba.
3. En la tercera fase o “frecuencia de la bomba para caudal de inyección en fondo”, basándose en el resultado encontrado en la fase anterior, se buscó la frecuencia de la bomba óptima para este caudal.
4. En la cuarta fase o “Sensibilidad de resultados obtenidos” se procedió primeramente a modificar el valor del caudal encontrado en la fase 2, por valores cercanos a este. Para terminar se mantuvo el valor del caudal a inyectar en la segunda fase pero se aumentó la frecuencia de la bomba para así ver y analizar los resultados.

A continuación se muestra el cronograma completo de la prueba.

Tabla 11 Cronograma completo de la prueba de dilución en fondo en CH- PIF 1

CRONOGRAMA DE LA PRUEBA									
FASE I	Fecha	Caudal Diluyente a inyectar en fondo (Qd=Bbls/día) - Frecuencia de bomba=48 Hz							
		0	20	25	30	35	40	45	50
Inyección de Nafta en Superficie (aprox. 400 Bbls/día)	23/11/2012	x							
	24/11/2012	x							
	25/11/2012	x							
	26/11/2012	x							
FASE II	Fecha	Variación de caudal de inyección en fondo (Bbls/día de nafta)							
		0	10	15	20	25	30	35	40
Nafta inyectada en fondo, por fecha establecida.	27/11/2012		x						
	28/11/2012			x					
	29/11/2012				x				
	01/12/2012						x		
	02/12/2012							x	
	03/12/2012								x
FASE III	Fecha	Cambio de Frecuencia de la bomba (Hz)							
		44	45	46	47	48			
Frecuencia de bomba, aplicada al caudal encontrado en fase 2.	04/12/2012	x							
	05/12/2012		x						
	06/12/2012			x					
	07/12/2012				x				
	08/12/2012					x			
FASE IV	Fecha	Sensibilidad de resultados obtenidos (Qd=Bbls/día , Fr=Hz)							
		>Q & Fr Opt.	<Q & Fr Opt.	>Q & >Fr					
Sensibilidad de resultados encontrados	09/12/2012	x							
	10/12/2012		x						
	11/12/2012			x					

Fuente: Autor

5. RESULTADOS Y ANALISIS

Para este trabajo el análisis de datos y resultados se basó en dos variables principalmente, la inyección de nafta en fondo y la frecuencia de la bomba electrosumergible, enfocadas a la mayor producción de aceite en el pozo CH-PIF 1 cumpliendo estándares de producción.

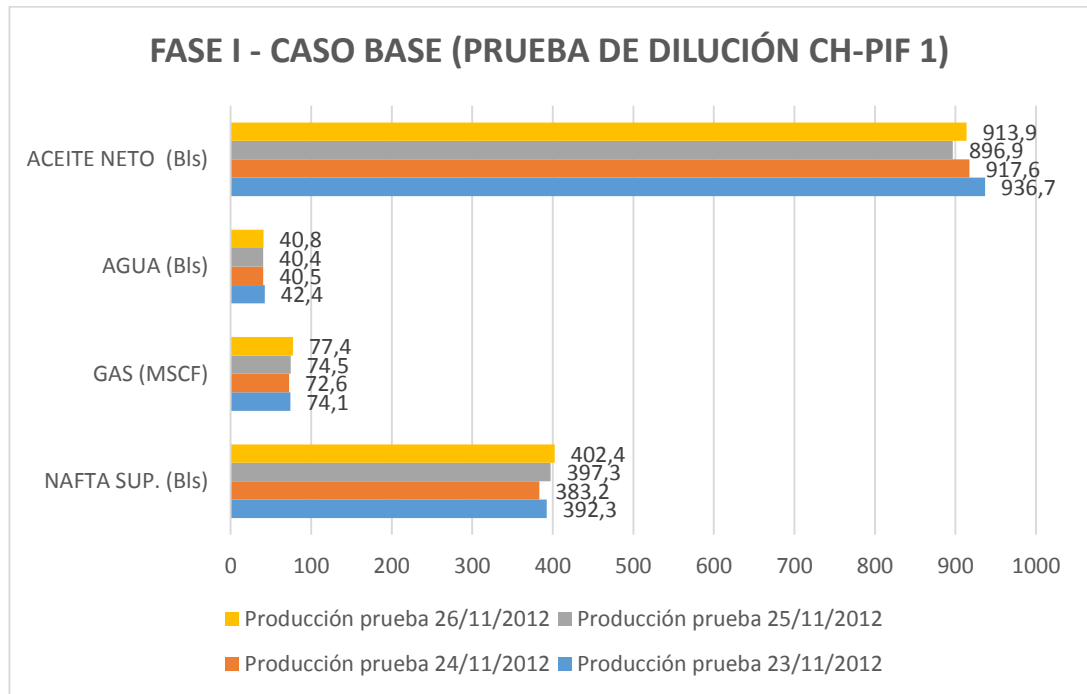
5.1 CASO BASE

Por un análisis de ingeniería referente al pozo CH- PIF 1, se decidió tomar 48 Hz como frecuencia de operación de la bomba, esta es la utilizada con anterioridad a la prueba de dilución en fondo.

En el campo Chichimene para la formación San Fernando o T2, la producción de crudo se realiza con inyección de nafta en superficie. La inyección de nafta en superficie para esta fase de la prueba se tomó en las cercanías de 400 bbl/día, lo que representa un porcentaje del 43% con respecto al aceite neto producido, estos son los valores utilizados en la producción sin inyección de diluyente en fondo para este pozo.

En esta fase de la prueba se determinó el valor de producción promedio, el cual sirvió como referencia para el análisis y comparación de resultados. Los resultados de producción fueron los siguientes:

Figura 21 Resultados de producción - Caso Base @ 48Hz



Fuente: Autor

5.1.1. ANALISIS DE RESULTADOS

Se puede notar con los resultados obtenidos que la inyección de nafta en superficie cumple su función, ya que al ver una pequeña disminución del caudal de diluyente se refleja en una disminución en la producción de aceite, mientras que al aumentarla, la producción también tiende a aumentar.

Cabe resaltar que hay otros factores que pueden repercutir en la producción, como lo son: dilución poco homogénea, daños en la formación, malfuncionamiento de herramientas etc. que hacen que estos valores no se puedan analizar con una conclusión 100% certera. Teniendo presente lo anteriormente dicho se establece como base para el análisis de los resultados de la prueba las siguientes afirmaciones:

- La producción promedio de aceite para el pozo CH-PIF 1 con una inyección de nafta en superficie promedio de 393,8 bbl/día es 916,3 bbl/día.
- La producción promedio de agua del pozo es 41,0 bbl/día.

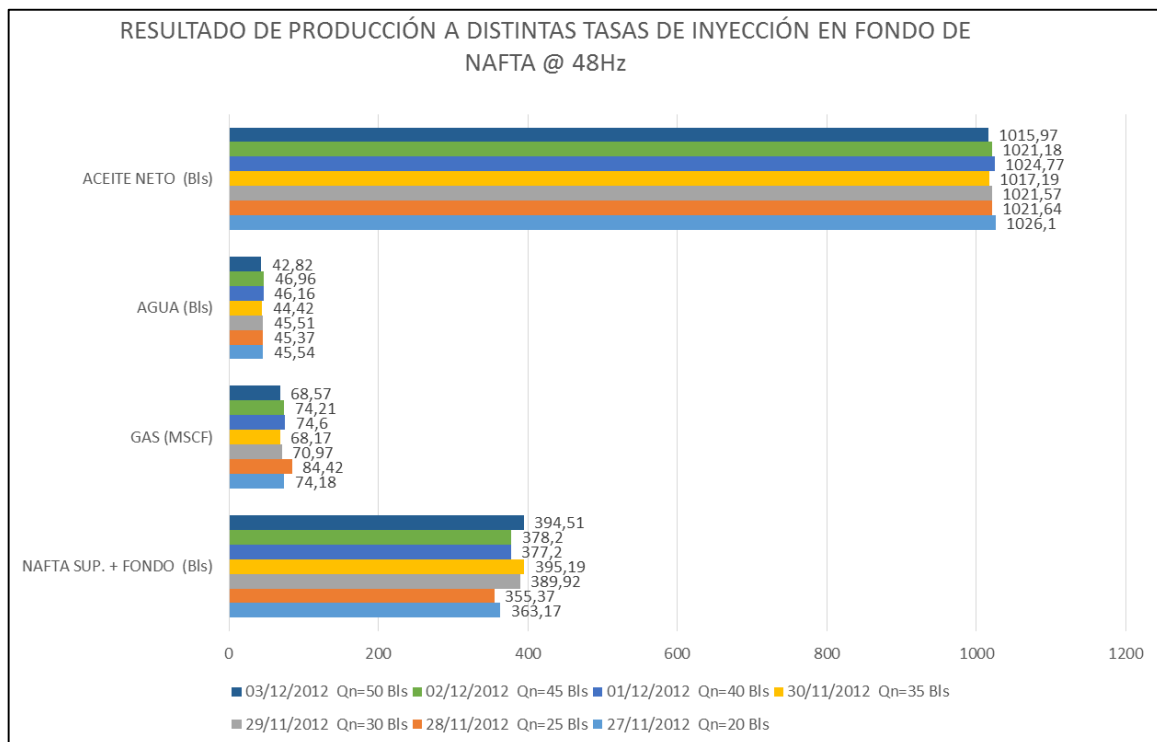
- Durante esta fase en la que no hay dilución en fondo, la producción promedio de gas fue de 74,7 MSCF.
- El API del crudo del pozo fue de 8,6° API y de la mezcla durante los 4 días de la fase 1 o caso base fue variable entre los 18,5 y 20,3 °API.

En esta etapa de la prueba se establecieron bases para analizar el comportamiento y eficiencia de la dilución en fondo, esto tomando como referencia los aumentos en el potencial del pozo CH-PIF 1.

5.2. VARIACION DEL CAUDAL DE INYECCION EN FONDO.

En esta etapa de la prueba o fase 2 se encontró el caudal de diluyente en fondo óptimo con respecto a la producción de aceite neto a una frecuencia de bomba establecida en 48 Hz, en la figura 22 se muestran los resultados obtenidos.

Figura 22 Resultados de producción a distintas tasas de inyección en fondo de nafta @ 48Hz



Fuente: Autor

En la siguiente tabla se muestra el día de la prueba con su respectivo caudal de nafta inyectado en fondo (Qn), el aceite neto producido, la sumatoria de nafta utilizada tanto en superficie como en fondo y por último el porcentaje de nafta utilizado con respecto al aceite extraído.

Tabla 12 Porcentaje de nafta utilizado con respecto al aceite neto producido

	27/11/2012 Qn=20	28/11/2012 Qn=25	29/11/2012 Qn=30	30/11/2012 Qn=35	01/12/2012 Qn=40	02/12/2012 Qn=45	03/12/2012 Qn= 50
ACEITE NETO (Bls)	1026,10	1021,64	1021,57	1017,19	1024,77	1021,18	1015,97
NAFTA SUPERF. + FONDO (Bls)	363,17	355,37	389,92	395,19	377,20	378,20	394,51
% NAFTA SUP+ FONDO RESPECTO ACEITE (%)	35,39	34,78	38,17	38,85	36,81	37,04	38,83

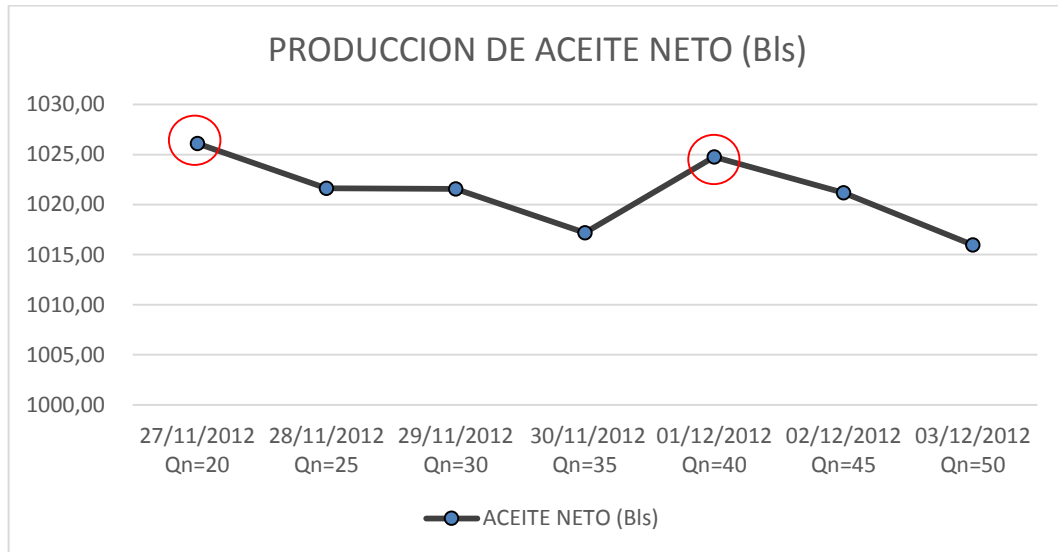
Fuente: Autor

5.2.1. ANALISIS DE RESULTADOS

Esta fase se da como resultado la disminución considerable en la PIP, debido a la reducción de la viscosidad; aliviando de esta manera el peso de la columna a levantar, lo cual se ve reflejado en el aumento de la producción de crudo, en aproximadamente 105 bbl/día respecto al caso base pasando de un promedio de 917 bbl/día sin dilución en fondo a un promedio de 1021 bbl/día con dilución en fondo. También es notable que existe una reducción de nafta inyectada en superficie, se puede ver que este volumen es el inyectado en fondo, siendo la sumatoria del caudal inyectado en superficie y en fondo aproximadamente 400 bbl/día, tasa de inyección en superficie en el caso base.

En la figura 24 se muestran de una forma diferente la producción de aceite resultante de esta fase de la prueba, utilizando los distintos caudales de nafta inyectados a una frecuencia de 48 Hz, se muestran los dos mejores resultados de esta fase de prueba.

Figura 23 Resultados de producción de aceite a distintas tasas de Inyección en fondo de nafta @ 48Hz



Fuente: Autor

Se obtuvieron resultados discretos, cercanos y aparentemente sin una tendencia establecida; con una diferencia no mayor a 12 bbl/día de crudo neto entre el mínimo y máximo valor de producción encontrado durante esta fase de la prueba, pero que al mirarlos a largo plazo hacen diferencia. Ya que el objetivo es buscar los mejores escenarios posibles para el aumento de la producción, siendo este factible económicamente hablando, se optó por escoger entre los dos candidatos con mayor producción de aceite neto (Qn=20, Qn=40) ya que mostraron resultados muy cercanos 1026,10 y 1024,77 bbl/día respectivamente, aquel que tuvo menor porcentaje de nafta utilizada con respecto a la producción de aceite neto obtenida, ver Tabla 12., fue el seleccionado como caudal de nafta optimo a inyectar en el pozo CH-PIF 1 a una frecuencia de 48 Hz, esta tasa es Qn=20 bbl/día.

5.3. FRECUENCIA DE LA BOMBA PARA CAUDAL DE INYECCION EN FONDO.

Teniendo como base el resultado obtenido en el que se halló el caudal de nafta optimo a inyectar con una frecuencia de la bomba de 48 Hz el cual fue 20 bbl/día, con este caudal se realizó variaciones en la frecuencia de operación de la bomba, para establecer la mejor u optima frecuencia para el levantamiento del fluido producido, verificando así que el Drawdown resultante este por debajo del máximo permitido por el departamento de yacimientos de Ecopetrol S.A.

En la tabla 13 se muestran los resultados obtenidos en la realización de esta fase de la prueba.

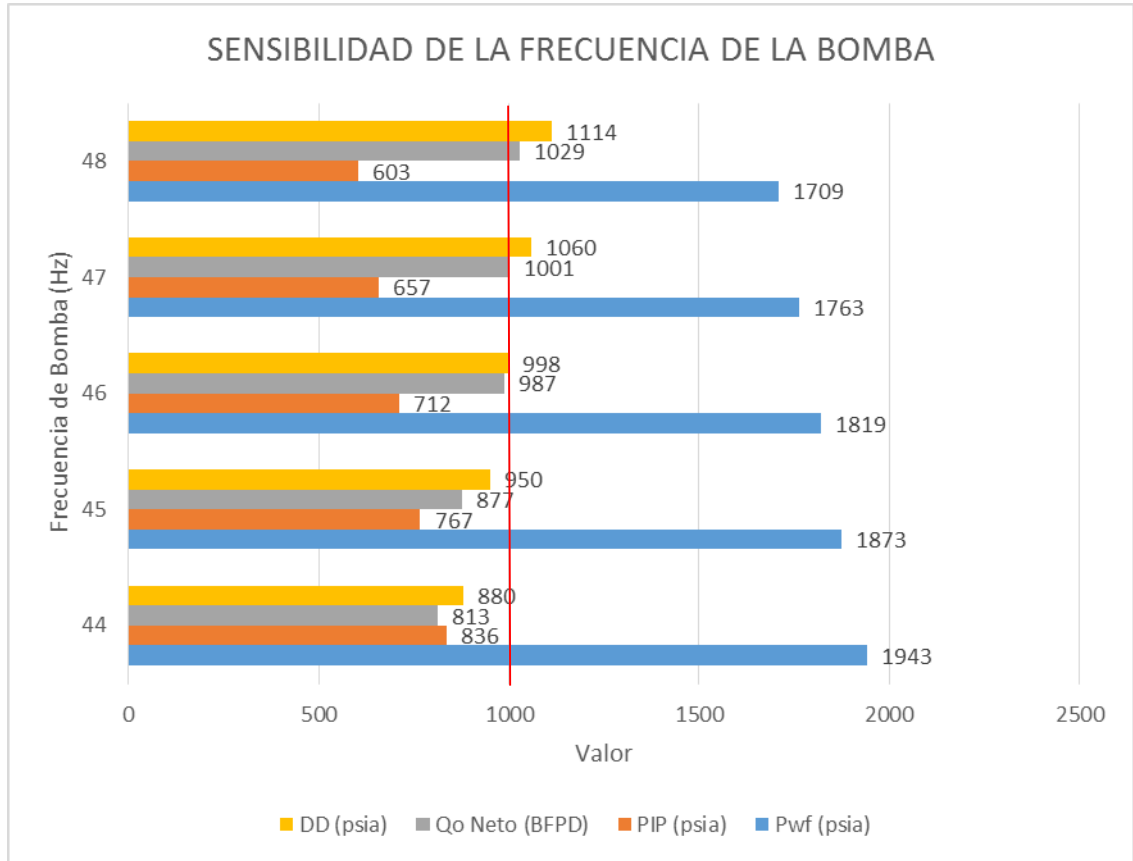
Tabla 13 Resultados obtenidos al cambiar la frecuencia de la Bomba con un caudal de inyección de nafta de 20 bbl/día

Frecuencia de la Bomba (Hz)	Pwf (psia)	PIP (psia)	Qo Neto (BFPD)	DD (psia)
44	1943	836	813	880
45	1873	767	877	950
46	1819	712	987	998
47	1763	657	1001	1060
48	1709	603	1029	1114

Fuente: Autor

5.3.1. ANALISIS DE RESULTADOS

Figura 24 Sensibilidad en la frecuencia de la Bomba.



Fuente: Autor

El efecto en la variación de la velocidad de la bomba es muy significativo sobre el caudal, debido a que con decrementos de frecuencia se obtienen menores tasas de flujo. Por ejemplo si se disminuye la frecuencia a 46 Hz, se dejan de producir 42 BOPD. Lo que representa una disminución del 4,5 % en la producción de crudo del pozo. Pero cabe resaltar que estas condiciones se recomiendan tenerse ya que el drawdown obtenido (998 psia) está por debajo del valor admisible o valor máximo (Línea roja en grafica 25) recomendado por el departamento de yacimientos de Ecopetrol S.A para la formación San Fernando T2 del campo Chichimene que es de (1000 psia), por consiguiente se recomienda la utilización de una frecuencia de 46 Hz @ Qn=20 bbl/día en fondo.

5.4. SENSIBILIDAD DE RESULTADOS OBTENIDOS.

En esta, la última fase de la prueba de dilución en fondo se sensibilizó los resultados obtenidos en las fases anteriores, los cuales fueron Caudal óptimo de inyección de nafta 20 bbl/día y Frecuencia de bomba de 46 Hz.

La primera sensibilidad consistió en inyectar un Caudal de nafta mayor a 20 bbl/día con una frecuencia de operación de la bomba de 46 Hz, posteriormente se inyectó un caudal menor a 20 bbl/día a la misma frecuencia y por último se inyectó un caudal mayor a 20 bbl/día a una frecuencia de operación mayor (47 Hz).

Los valores establecidos para la realización de la prueba son los siguientes:

1. Caudal de nafta inyectado mayor al caudal óptimo (20 bbl/día) se escogió un caudal de 22,5 bbl/día.
2. Caudal de nafta a inyectar menor al caudal óptimo fue 14,5 bbl/día.
3. Para el último caso las condiciones operacionales fueron las siguientes: un caudal de inyección de nafta de 22,5 bbl/día y una frecuencia de la bomba de 47 Hz.

A continuación los resultados obtenidos.

Tabla 14 Resultados obtenidos al realizar una sensibilización a los resultados de la prueba de dilución

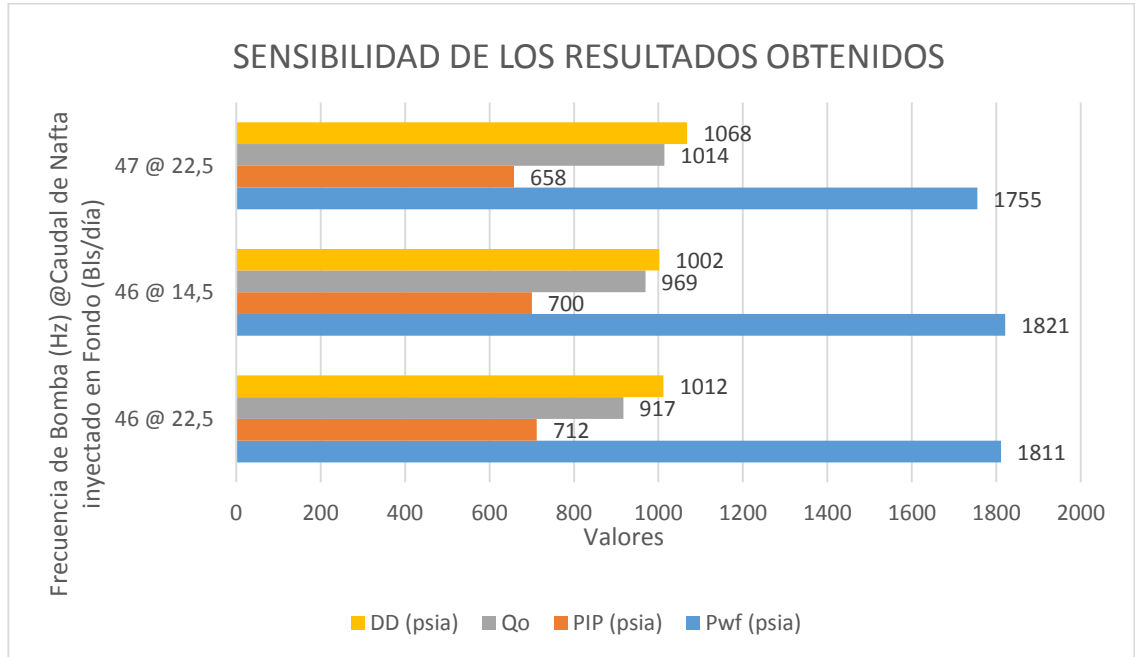
Frecuencia de la Bomba (Hz) @ Caudal de nafta (bbl)	Pwf (psia)	PIP (psia)	Qo (BOPD)	DD (psia)
46 @ 22,5	1811	712	917	1012
46 @ 14,5	1821	700	969	1002
47 @ 22,5	1755	658	1014	1068

Fuente: Autor

De acuerdo a los resultados de la obtenidos en la fase de sensibilización, el pozo CH-PIF 1 en la formación San Fernando T2 presentó una capacidad de producción máxima de 1014 BOPD a una frecuencia de 47 Hz con un caudal de inyección de nafta de 22,5 bbl/día pero no se recomienda esta condición debido a que el valor del DD supera al valor

especificado como máximo para la formación San Fernando T2 por parte de Ecopetrol S.A.

Figura 25 Resultados obtenidos al realizar una sensibilización



Fuente: Autor

Entre los resultados obtenidos en esta fase de la prueba se recomiendan las siguientes condiciones de producción:

Caudal de inyección de nafta en fondo = $Q_n = 14,5$ bbl/día

Frecuencia de la bomba = 46 Hz

Aunque utilizando estas condiciones se obtiene un mínimo sobrepaso del DD es la opción que mejores resultados se obtuvieron al realizar la sensibilización, tienen la capacidad de producir 969 BOPD.

Se debe tener presente que la producción obtenida con una frecuencia de bomba de 46 Hz y un caudal de inyección de nafta en fondo de 20 bbl/día presento una producción mayor (1027 BFPD) con su respectivo corte de agua, lo que representa una producción de aceite neta de 987 bbl/día. Se recomienda utilizar estas condiciones de producción en el pozo CH-PIF 1 para realizar dilución en fondo y la ya utilizada dilución en superficie

utilizando un promedio de 365 bbl/día de nafta, de los cuales 20 bbl/día se inyectan en fondo a una profundidad de 3450 ft en la siguiente tabla se muestran las condiciones.

Tabla 15 Condiciones operativas para CH-PIF 1

Condiciones operativas CH-PIF 1	Valor
Profundidad del capilar (ft)	3450
Caudal de nafta superficie (bbl/día)	345
Caudal de nafta en fondo (bbl/día)	20
Frecuencia de Bomba (Hz)	46

Fuente: Autor

Con estas condiciones encontradas el pozo tendrá un aumento de la producción en aproximadamente 71 barriles que significa un incremento de aproximadamente el 8% de la producción inicial mostrada en el caso base, un decremento energético en la utilización de la bomba (de 48 Hz de frecuencia a 46 Hz de frecuencia en la Bomba) y un decremento de 30 bbl/día en la inyección de nafta. Todo esto se reflejará en un menor gasto y por ende una mayor rentabilidad en cuanto a la producción del pozo.

6. CONCLUSIONES

El proceso de dilución en fondo de pozo es una alternativa técnicamente atractiva en campos de crudo extrapesado. Esto se debe a que reduce tanto la viscosidad como la densidad del fluido. Además, tiene un efecto positivo en el comportamiento de la producción, ya que en el pozo de estudio se incrementó en un 8%.

La técnica de dilución en fondo es un método que permite tener ahorros en la energía utilizada para el levantamiento del crudo extrapesado, ya que al disminuir la viscosidad y densidad, la fricción en la tubería de producción se hace menor por consiguiente el esfuerzo realizado por el SLA es menor.

La nafta utilizada (fondo y superficie) en la prueba no sobrepasó el promedio del caudal de la nafta inyectada en superficie antes de la misma; mostrando que con una óptima distribución de este caudal, se pueden obtener aumentos en la producción de aceite con los mismos gasto de diluyente.

Aunque los resultados encontrados no muestran una tendencia clara, se puede evidenciar los beneficios de la técnica, ya que permite aumentar la producción del pozo sin incurrir en gasto adicional de diluyente.

Con el fin de optimizar el proceso de dilución en fondo de pozo, se recomienda inyectar en diferentes secciones buscando aumentar la eficiencia de la técnica. Un posible punto de inyección es el intake de la bomba, ya que se tienen antecedentes de su utilización y muestran muy buenos resultados.

Se debe resaltar que la diferencia entre los resultados obtenidos en la prueba fueron discretos y con poca diferencia del uno con el otro (aumento en la producción de aceite). No se deben descartar los resultados obtenidos, sin embargo se recomienda realizar un análisis económico para determinar si estos aumentos en producción compensan los gastos asociados al alquiler o compra de las facilidades necesarias para realizar la inyección en fondo.

BIBLIOGRAFIA

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

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

Bastardo, R. Imam,A. Sclogio J, Field testing of an Automated Well Tester in Extra-Heavy and Diluted oil Application, Colorado (2008).

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

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

Diaz C, Duran, J. y Fajardo,A. Estado del Arte de la técnica de Dilución en fondo de pozo.

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

Hernandez,C. Valuación técnica – económica de un sistema de dilución de crudo pesado para su transporte entre las estaciones sdn-1 y buef-2, distrito sur san tomé.Maturín 2006. Trabajo de grado (ingenieros de petróleoos). Universidad de Oriente.

<http://www.colombiaenergia.com/node/75>

Ortiz J y Jimenez, E. Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga 2011. Trabajo de grado (ingenieros de petróleoos). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingenieras de petróleoos.

Plata, J y Romero C. Dilución en fondo de pozo para aumentar la solución de crudo pesado en campos colombianos. Bucaramanga 2012. Trabajo de grado (ingenieros de petróleoos). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingenieras de petróleoos.

P. Gateau, I. Hénaut, L. Barré and J.F. Argillier. Heavy Oil Dilution, (2004).

QUIROGA FLÓREZ, César Augusto y ROMERO ACEVEDO, Andrés. “Desarrollo de un modelo computacional para el ajuste de la viscosidad de mezclas de crudo pesado y/o extrapesado con disolventes para transporte por oleoducto”. Tesis de pregrado de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2010.

Rojas, Alexander. Orinoco Belt. Cerro negro área. Development of Downhole Diluent Injection Completion. Petroleos de Venezuela, S.A. (2001).

Romero, A. y Quiroga, C. Desarrollo del modelo computacional para el ajuste de la viscosidad de mezclas de crudo pesado y/o extrapesado con disolvente para transporte por oleoducto. Bucaramanga 2010. Trabajo de grado (ingenieros de petróleo). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingenierías de petróleo.