

**DISEÑO CONCEPTUAL DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE Y
COMPLETAMIENTO DE POZO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA
TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN DE DILUYENTE EN LA CARA DE LA
FORMACIÓN, APLICADO A CRUDOS EXTRAPESADOS**

WILSON FERNANDO LEÓN AMAYA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2014**

**DISEÑO CONCEPTUAL DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE Y
COMPLETAMIENTO DE POZO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA
TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN DE DILUYENTE EN LA CARA DE LA
FORMACIÓN, APLICADO A CRUDOS EXTRAPESADOS**

WILSON FERNANDO LEÓN AMAYA

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

Director:

**M.Sc. JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN
Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos**

Codirector:

**ING. CARLOS ANDRÉS PÉREZ REYES
Ingeniero Químico**

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

2014

DEDICATORIA

Dedico este triunfo en primer lugar a Dios, ya que a pesar de tantos obstáculos presentados a lo largo de estos años, me permitió alcanzar esta meta.

A mi madre y hermano, pues son ellos el motor de mi vida y motivación más grande; su cariño y apoyo han sido fundamentales para la obtención de este logro. Mil Gracias “Abuelo”; Mil Gracias Ma.

A mi padre por su apoyo durante estos años, sin él no hubiera sido posible comenzar este sueño.

A mi Familia, esa que me ha brindado su colaboración siempre que la he necesitado; en los momentos más difíciles no me dejaron desfallecer y que han influido de gran manera en formarme como persona.

A mis amigos, esos que siempre han estado conmigo en las buenas y malas, en los cuales encontré soporte ante las adversidades. El Pana, el Mono, Roberto, etc., en fin a todas las personas que han contribuido de una u otra manera, muchísimas gracias. A Félix y Yuli, gracias infinitas oee.

Wilson Fernando León A.

AGRADECIMIENTOS

Agradecer al director del proyecto, el ingeniero John A. León, por su continua colaboración en el desarrollo del trabajo de grado; al codirector el ingeniero Carlos Pérez, por sus valiosos aportes.

Agradecimientos al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), por los datos suministrados, ya que sin ellos no hubiera sido posible el desarrollo del proyecto; en especial a los ingenieros Carlos Díaz, Cesar García y Flaminio Guarín, por sus observaciones y aportes.

Agradecer a la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por formarme profesionalmente como ingeniero de petróleos.

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	17
1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE DILUYENTES	19
1.1 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS.....	20
1.2 INYECCIÓN DE DILUYENTES	21
1.2.1 Tipos de Diluyentes.....	24
1.2.2 Sistema de Inyección de Diluyente	25
1.2.3 Sistemas de Levantamiento Artificial.....	28
1.3 APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE DILUYENTES.....	35
2 PARÁMETROS PARA EL DISEÑO CONCEPTUAL.....	38
2.1 SELECCIÓN DEL POZO PARA EL DISEÑO	38
2.1.1 Estado Mecánico del Pozo.....	39
2.1.2 Caracterización del Crudo.....	42
2.2 SELECCIÓN DEL DILUYENTE.....	44
2.2.1 API de la Mezcla	45
2.2.2 Porcentaje de Nafta.....	46
3 FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL DISEÑO CONCEPTUAL	49
3.1 CONDICIONES OPERACIONALES.....	49
3.1.1 Presión de Inyección	50
3.1.2 Tasa de Inyección	51
3.2 FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	51
3.2.1 Tubería Capilar	52

3.2.2	Sistema de Tuberías y Accesorios	54
3.2.3	Sistema de Instrumentación	58
3.2.4	Equipo de Inyección	67
3.2.5	Instrumentación Adicional	72
3.2.6	Sistema de Control	73
3.2.7	Esquema de las Facilidades de Superficie.....	75
4	COMPLETAMIENTO DE POZO PARA EL DISEÑO CONCEPTUAL	78
4.1	CABEZAL DE POZO	78
4.2	SISTEMA DE LEVANATAMIENTO ARTIFICIAL.....	80
4.3	PUNTO DE INYECCIÓN	81
4.4	ESQUEMA DEL COMPLETAMIENTO DE POZO.....	85
5	VALIDACIÓN DEL DISEÑO CONCEPTUAL	87
5.1	ESTADO ACTUAL DEL POZO.....	87
5.2	VALIDACIÓN DEL DISEÑO Y RESULTADOS ESPERADOS DE LA INYECCIÓN DE NAFTA.	93
5.2.1	Validación del Sistema de Facilidades de Superficie	94
5.2.2	Validación del Completamiento de Pozo y Resultados de la Inyección de Nafta	99
6	EVALUACIÓN FINANCIERA DEL DISEÑO CONCEPTUAL	107
6.1	EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS	107
6.1.1	Horizonte Económico	107
6.1.2	Flujo de Efectivo.....	108
6.1.3	Costos de Operación.....	108
6.1.4	Valor Presente Neto (VPN)	108
6.1.5	Tasa Interna de Retorno (TIR)	109

6.2 ANÁLISIS FINANCIERO DEL DISEÑO.....	110
7. CONCLUSIONES.....	114
8. RECOMENDACIONES	115
BIBLIOGRAFÍA.....	116
ANEXOS.....	120

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Algunos diluyentes de crudo.....	24
Figura 2. Esquema de inyección de diluyente para múltiples pozos.....	25
Figura 3. Esquema de almacenamiento de diluyente	26
Figura 4. Medidor de flujo de 3 fases.....	27
Figura 5. Esquema de sistema ESP con inyección de diluyente	29
Figura 6. Casos de SRP con inyección de diluyente	31
Figura 7. PCP con inyección de diluyente en cabeza de pozo a través del anular	32
Figura 8. PCP con inyección de diluyente arriba de la bomba por tubo capilar	33
Figura 9. PCP con inyección de diluyente en fondo de pozo por tubo capilar	34
Figura 10. Esquema de producción del campo Zuata con inyección de diluyente.	36
Figura 11. Estado mecánico del pozo.....	41
Figura 12. Ilustración del punto de conexión con valores disponibles	50
Figura 13. Grados más usuales de acero para tuberías y correspondencia entre las distintas normas	53
Figura 14. Temperatura y presión máxima de trabajo para tubería de $\frac{3}{4}$ de pulgada de acero al carbono ASTM A 106 Grado B.....	54
Figura 15. Brida	56
Figura 16. Válvula de compuerta	56
Figura 17. Válvula de globo	57
Figura 18. Válvula check.....	57
Figura 19. Válvula de control de flujo.....	59
Figura 20. Características de los principales tipos de válvulas de control	60
Figura 21. Entrada de datos para el Fisher Specification Manager	62
Figura 22. Clasificación de los medidores de flujo	63
Figura 23. Tipos de medidores de flujo y rangos de operación	65
Figura 24. Medidor de flujo tipo coriolis	66
Figura 25. Medidores de presión y temperatura	67

Figura 26. Entrada de datos al Pressure Drop Online-Calculator y resultados	69
Figura 27. Tipos de bombas de desplazamiento positivo	70
Figura 28. Bomba tipo tornillo	71
Figura 29. Viscosímetro	72
Figura 30. Esquema del sistema de control para el diseño conceptual	74
Figura 31. Esquema propuesto de las facilidades de superficie para el diseño conceptual	77
Figura 32. Esquema del cabezal de pozo	78
Figura 33. Esquema del cabezal de pozo propuesto para el diseño conceptual, con modificaciones para tubing hanger y tubing head adapter.....	80
Figura 34. Abrazadera para tubería de 2 vías	83
Figura 35. Asegurador de capilar.....	85
Figura 36. Esquema propuesto para el completamiento de pozo del diseño conceptual	86
Figura 37. Propiedades del modelo petróleo negro	88
Figura 38. Esquema del modelo	88
Figura 39. Perfil de desviación y registro geotérmico.	89
Figura 40. Configuración de la tubería de producción y equipo de fondo	90
Figura 41. Configuración de la terminación vertical	90
Figura 42. Perfil presión/temperatura.....	91
Figura 43. Resultados obtenidos luego de ajustar el modelo	92
Figura 44. Curvas de desempeño de bomba electrosumergible para condiciones actuales de producción del pozo.....	93
Figura 45. Propiedades del modelo petróleo negro para nafta	94
Figura 46. Esquema del modelo para las facilidades.....	95
Figura 47. Configuración de la línea de flujo y fuente.....	96
Figura 48. Propiedades y transferencia de calor en la línea de flujo.....	97
Figura 49. Configuración de la bomba	97
Figura 50. Perfil presión/temperatura y ajuste del modelo.....	98
Figura 51. Comportamiento de la presión y la temperatura Vs longitud	99

Figura 52. Configuración del punto de inyección 100

Figura 53. Especificación de las condiciones de inyección de la nafta 101

Figura 54. Resultados de la inyección de nafta 102

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Estado mecánico del pozo	39
Tabla 2. Composición del crudo producido	42
Tabla 3. Propiedades del crudo	43
Tabla 4. Comportamiento de la viscosidad del crudo	43
Tabla 5. Datos generales del pozo	43
Tabla 6. Composición del gas producido	44
Tabla 7. Propiedades del gas producido.....	44
Tabla 8. Porcentajes de nafta para inyección y API resultante de la mezcla.....	47
Tabla 9. Propiedades de la nafta de 73 API	48
Tabla 10. Comportamiento de la viscosidad de la mezcla crudo-nafta	48
Tabla 11. Valores disponibles en el punto de conexión	49
Tabla 12. Bases para la selección de la válvula de control.....	61
Tabla 13. Bases para la selección del medidor de flujo.....	64
Tabla 14. Costos de la nafta	110
Tabla 15. Costos estimados de equipos y materiales.....	111
Tabla 16. Tasas de crudo e ingresos.....	112

LISTA DE ANEXOS

Pág.

Anexo A. Esquema general del diseño conceptual de facilidades de superficie y completamiento de pozo para la implementación de la inyección de diluyente en la cara de la formación.	121
--	-----

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO CONCEPTUAL DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE Y COMPLETAMIENTO DE POZO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN DE DILUYENTE EN LA CARA DE LA FORMACIÓN, APLICADO A CRUDOS EXTRAPESADOS *

AUTOR: WILSON FERNANDO LEÓN AMAYA **

Palabras claves: Inyección de Diluyentes, Facilidades de Superficie, Completamiento de Pozo, Nafta, Crudo Extrapesado.

La producción de crudos extrapesados se ha convertido en un desafío, ya que se buscan métodos que permitan la extracción de este tipo de crudos al menor costo y con la mayor eficiencia; la inyección de diluyente en fondo de pozo es una de estas alternativas, pues permite incrementos de producción, reducciones en el consumo de energía y viscosidad del crudo producido; sin embargo, el desconocimiento del tema ha llevado al incorrecto diseño de sistemas de inyección.

El diseño conceptual planteado en el presente trabajo de facilidades de superficie y completamiento, conforman el sistema de inyección; entre los diferentes elementos que integran este sistema se encuentran una válvula de control, medidor de flujo, bomba de inyección, tubería capilar, abrazaderas, medidores de presión y temperatura; equipos necesarios para llevar el diluyente desde superficie hasta el punto de inyección a 8071 ft de profundidad en un pozo de un campo de crudo extrapesado colombiano. Todos los equipos e instrumentos seleccionados satisfacen las condiciones operacionales establecidas para llevar a cabo la inyección de diluyente.

Se determino que el diluyente adecuado es nafta de 73 API, que se inyecta a una tasa de 64 bls/día, por medio de una tubería capilar de $\frac{3}{4}$ " ; obteniéndose como resultado la reducción de la viscosidad del crudo de 8 API aportado por el pozo, en más de 6000 cP a condiciones de superficie, generando un incremento de producción del 14,2% de crudo, mejorando la eficiencia del bombeo electrosumergible en 5% y obteniéndose un API entre 12,4 y 12,9 de la mezcla resultante crudo-diluyente.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. John A. León P. Codirector: Ing. Carlos A. Pérez R.

ABSTRACT

TITLE: CONCEPTUAL DESIGN OF SURFACE FACILITIES AND WELL COMPLETION FOR THE IMPLEMENTATION OF DILUENT INJECTION TECHNOLOGY IN THE FACE OF THE FORMATION, APPLIED TO EXTRA-HEAVY CRUDE *

AUTHOR: WILSON FERNANDO LEÓN AMAYA**

Keywords: Diluents Injection, Surface Facilities, Well Completion, Naphtha, Extra-Heavy Crude.

The production of extra-heavy crude has become a challenge, since methods for extracting such crudes at less cost and with greater efficiency are sought; diluent injection in downhole is one such alternative, as it allows production increases, reductions in energy consumption and produced oil viscosity; however, ignorance of the subject has led to incorrect design of injection systems.

The conceptual design proposed in this work to well completion and surface facilities, comprising the injection system; between the different elements constituting this system a control valve, flow meter, injection pump, capillary tubing, clamps, pressure and temperature gauges, equipment necessary to carry the diluent from the surface to the injection point are at 8071 ft deep into a well of a field of Colombian extra-heavy crude. All equipment and selected instruments satisfy the operating conditions for carrying out the injection of diluent.

It was determined that the proper diluent is naphtha API 73, which is injected at a rate of 64 bbl/day, through a capillary tubing $\frac{3}{4}$ "; obtaining as a result the reduction of the oil viscosity 8 API provided by the well, by more than 6000 cP at surface conditions, generating a production increase of 14.2% oil, improving the efficiency of electric submersible pumping 5% and obtaining an API between 12.4 and 12.9 of the resulting oil-diluent mixture.

* Degree Project

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. John A. León P. Co-director: Eng. Carlos A. Pérez R.

INTRODUCCIÓN

En Colombia la producción de crudos livianos y medianos ha disminuido drásticamente en los últimos 10 años, situación que se presenta igualmente a nivel mundial; por esta razón se han venido destinando recursos e investigaciones para mejorar e incrementar la producción de crudos pesados y extrapesados, ya que este tipo de crudos representan el mayor porcentaje de reservas. Es por esto que la industria de los hidrocarburos emplea métodos que permiten la producción de crudos pesados y extrapesados, con el fin de cumplir las demandas de abastecimiento del mercado.

La inyección de diluyentes es una tecnología, con la cual se busca la disminución de la viscosidad, para facilitar y/o aumentar la producción de crudo pesado y extrapesado, sin embargo, el poco conocimiento sobre el tema, ha generado la incorrecta definición de parámetros importantes dentro del diseño de facilidades de superficie y completamiento de pozo de los sistemas de inyección de diluyente. Además, la no consideración de las características del yacimiento y de los fluidos presentes dentro de un proyecto de inyección de diluyente, puede llegar a generar un incremento del daño de la formación productora.

Las falencias en el diseño de las facilidades de superficie y completamiento del pozo, ocasionan que los proyectos de inyección de diluyentes no obtengan los resultados esperados, provocando el abandono de pozos y por ende disminución en la producción de un campo petrolero.

El desafío en la producción de crudos pesados y extrapesados es encontrar un método para disminuir la viscosidad del crudo en el pozo, con la mayor eficiencia posible y al menor costo, para ello se implementa la tecnología de inyección de diluyentes, que con una adecuada selección de facilidades de superficie y

completamiento de pozo, genera excelentes resultados en producción de crudos extrapesados.

Este trabajo de grado tiene como propósito realizar el diseño conceptual de las facilidades de superficie y completamiento de pozo, validando los resultados obtenidos por medio de un software, que permita la correcta implementación de la tecnología de inyección de diluyente en la cara de la formación, para la producción de crudos extrapesados, así como elaborar un análisis financiero sobre la viabilidad del diseño propuesto.

1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE DILUYENTES

La industria petrolera en los últimos años ha comenzado a mostrar más interés en los crudos extrapesados, debido a que un alto porcentaje de las reservas mundiales hoy en día corresponden a este tipo de hidrocarburos, además, los yacimientos de hidrocarburos livianos o convencionales cada vez son más difíciles de explotar, debido a la complejidad que se presenta para encontrar y acceder a este tipo de reservas.

La creciente demanda de combustibles y demás derivados del petróleo, ha llevado al desarrollo de métodos para el incremento de la explotación de crudos pesados y extrapesados, ya que la producción de este tipo de hidrocarburos se ve reducida debido a su alta viscosidad, alto contenido de metales pesados y azufre, propiedades que además de dificultar la producción, afectan negativamente el transporte y refinación de este tipo de crudos.

Algunos países como Canadá y Venezuela, han desarrollado sistemas de explotación de crudos pesados y extrapesados que son rentables, donde de acuerdo a las características presentes en cada pozo, han implementado métodos de producción en frío y térmicos, con los cuales se ha logrado incrementar la producción.

Recientemente, Brasil ha conseguido poner en producción un campo de crudos pesados en aguas profundas, lo que es una muestra de los grandes adelantos que se han venido llevando a cabo por parte de algunos países.

1.1 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

El factor de mayor influencia en la producción de crudos pesados y extrapesados es la temperatura, la cual juega un papel muy importante en la generación de diferentes problemas asociados, tales como la depositación asfáltenos. Además unos de los mayores problemas ocasionados es el incremento de la viscosidad, debido al descenso de la temperatura a medida que el crudo se desplaza desde la formación productora hacia el pozo, razón por la cual los métodos de producción de crudo pesado se han enfatizado en el manejo de esta propiedad.

En la actualidad los crudos pesados y extrapesados suelen producirse mediante dos métodos generales, métodos térmicos y métodos de producción en frío. Los métodos térmicos son aquellos con los cuales se aumenta la temperatura del crudo para conseguir una disminución en la viscosidad, mejorando así la movilidad del fluido tanto en pozo como en yacimiento y consecuentemente incrementando la producción. Dentro de los métodos térmicos se tienen la combustión in situ, la inyección de vapor, calentamiento con microondas, calentadores de tubería, entre otros.

Por otra parte los métodos de producción en frío, son aquellos que no requieren de un aumento en la temperatura del crudo para facilitar su flujo, por ello se les considera como métodos convencionales. Este tipo de métodos contemplan otros aspectos para la optimización de la producción, como la inyección de diluyentes para la disminución de la viscosidad, la utilización de sistemas de levantamiento artificial, producción en frío de crudos pesados con arena (CHOPS), además el aumento del área de producción con pozos horizontales y multilaterales. Los métodos de producción en frío pueden ser implementados cuando la viscosidad del crudo a condiciones del yacimiento, es suficientemente baja como para permitir el flujo desde el yacimiento hacia el pozo. Aunque para la producción en

frio generalmente se utiliza algún sistema de levantamiento artificial de producción, los que actualmente están siendo más aplicados son el bombeo de cavidades progresivas (PCP) y el bombeo electrosumergible (ESP).

1.2 INYECCIÓN DE DILUYENTES

Como se mencionó anteriormente el enfriamiento del crudo a medida que fluye desde la formación productora hacia el pozo genera un aumento significativo de la viscosidad, ocasionando problemas de flujo y por ende dificultades para la producción de crudos extrapesados, razón por la cual, desde hace décadas se han venido planteando diferentes soluciones para esta problemática, una de ellas es la implementación de un método para disminuir la viscosidad del crudo en el pozo, con la mayor eficiencia posible y económicamente viable. Este método o tecnología es conocido como **inyección de diluyentes**, la cual surgió como una alternativa para disminuir la viscosidad del crudo pesado, permitiendo aumentar la producción.

La inyección de diluyentes consiste generalmente en inyectar un hidrocarburo o derivado de alta gravedad API en el pozo, para que entre en contacto con el hidrocarburo de baja gravedad API proveniente del yacimiento. El objetivo más importante de la inyección de diluyente es disminuir la viscosidad, para mejorar el flujo del crudo producido.

En los inicios de la inyección de diluyente, este era inyectado en la cabeza del pozo reduciendo la viscosidad en las líneas de producción, provocando una reducción en la presión en la cabeza del pozo y en muchos casos incrementos en los niveles de producción de crudo, luego a mediados de los años 90 en los campos de la faja del Orinoco al este de Venezuela, se inició la inyección de diluyentes en el fondo del pozo, lo que permitió la reducción de la viscosidad y/o el

incremento de la presión, además de la perforación de pozos horizontales y multilaterales que combinados con la inyección de diluyente, aumento significativamente la producción de crudos pesados y extrapesados. Como resultado de la inyección cíclica de un diluyente en fondo, se alcanzaron incrementos en producción de crudo pesado por pozo “en un promedio de 100 bls/día a un máximo que puede llegar a sobrepasar los 5000 bls/día”¹, esto debido a que al reducir la viscosidad del crudo se puede mejorar la relación de viscosidades aceite/agua, disminuir los problemas de flujo y el corte de agua.

Adicionalmente, debido a la inyección de diluyente, una nueva viscosidad debe ser considerada y el índice de productividad (IPR) debe ser evaluado nuevamente tomando en cuenta un nuevo total de crudo en la superficie, el cual es resultado de la suma del crudo producido por el pozo, más el diluyente inyectado.

La inyección de diluyente en el pozo, puede realizarse a través de un tubo capilar que se instala en cabeza de pozo y se extiende hasta fondo del mismo o hasta el punto seleccionado para la inyección, la otra forma es inyectando el diluyente en el espacio anular. Ya sea que la inyección se realice por medio de un capilar o por el anular, en ambos casos se utiliza conjuntamente con un sistema de levantamiento artificial.

La inyección por el espacio anular es recomendada para la producción de crudos pesados o extrapesados, cuando se tienen altas relaciones gas/petróleo (GOR) y/o bajos niveles de fluido en el pozo. Generalmente se implementa cuando ya se encuentra en producción un pozo y se busca mejorar su nivel dinámico. La inyección se realiza de manera conjunta con la instalación de una bomba de fondo, donde la inyección de diluyente ayuda a una mejor eficiencia de flujo,

¹ **GARCIA GOMEZ, Christian y OLVERA MATINEZ, Oswaldo.** Sistemas y Dispositivos Especiales Para la Producción de Hidrocarburos Pesados. Universidad Autónoma de México. México D.F., 2010. Pag. 122

reduciendo la presencia de gas en la bomba debido al incremento de la presión. Este tipo de inyección es adecuada cuando se tienen problemas operacionales con las bombas en fondo debido a un mal diseño.

Por otra parte la inyección de diluyente por medio de un tubo capilar, está basada en la inyección través de una pequeña tubería de generalmente $\frac{3}{4}$ de pulgada llamada tubería o tubo capilar, la cual conduce el diluyente desde la cabeza hacia el punto seleccionado del pozo. Al igual que la inyección a través del anular se recomienda en caso de crudo pesado y extrapesado con alta relación gas/petróleo (GOR).

La viscosidad se reduce drásticamente si el diluyente se inyecta a una tasa adecuada, la cual es normalmente de entre el 10% y 20% de la producción de crudo. Por supuesto, si el sistema opera con una menor viscosidad, el tamaño de los equipos y los requisitos de potencia se verán reducidos, así como un incremento en la vida útil de la bomba en fondo. Por ejemplo, “en algunos campos en Venezuela la inyección de diluyentes por medio de tubos capilares ha llevado a la reducción del tamaño de la bomba de entre un 25% y 40%, además de un aumento en el volumen de crudo producido de alrededor del 40%”².

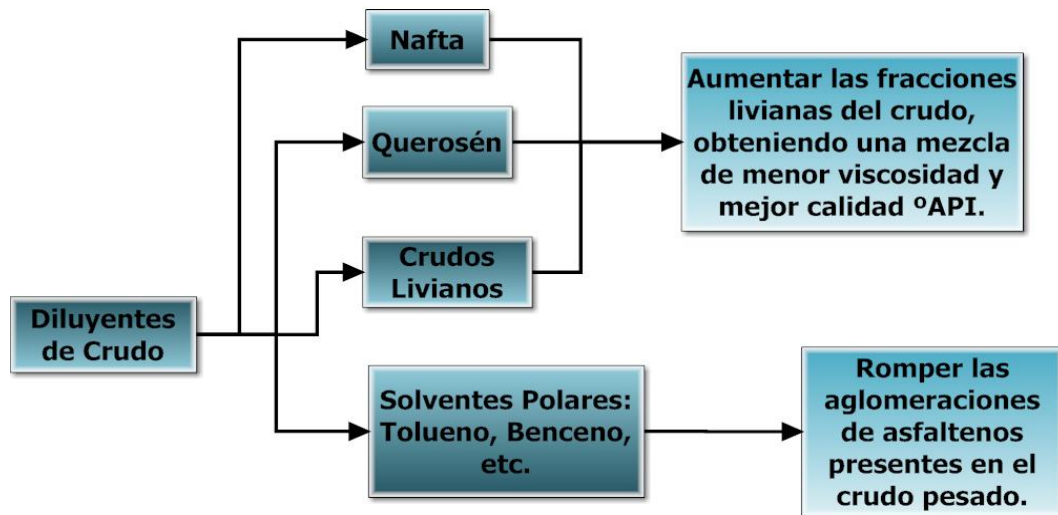
En general, para cualquiera de estos dos métodos de inyección de diluyente, se recomienda que sea diseñado al mismo tiempo que el sistema de levantamiento artificial, donde el diseño del equipo varía en gran medida de acuerdo a la viscosidad de los fluidos presentes en el pozo.

² **APONTE, H. et al.** Experiences Using an ESP Application on Heavy-Oil Cold-Production Automation in Eastern Venezuela Fields/ PDVSA Oil & Gas. Paper SPE 69708, 2001. Pag. 3.

1.2.1 Tipos de Diluyentes

Los diluyentes pueden ser crudos livianos, derivados del petróleo e inclusive algunos diluyentes sintéticos, como es el caso de Wellflux™ de la empresa canadiense Oilflow Solutions.

Figura 1. Algunos diluyentes de crudo



Fuente: Informe de alternativas tecnológicas sobre aseguramiento de flujo para crudo pesado y extrapesado. PEMEX, 2011.

Los diluyentes deben ser compatibles con los crudos, por lo cual se busca que sean preferiblemente de alto contenido aromático, ya que son más efectivos para debilitar los enlaces intermoleculares y disminuir la viscosidad. Para la selección del diluyente se deben tener en cuenta factores como:

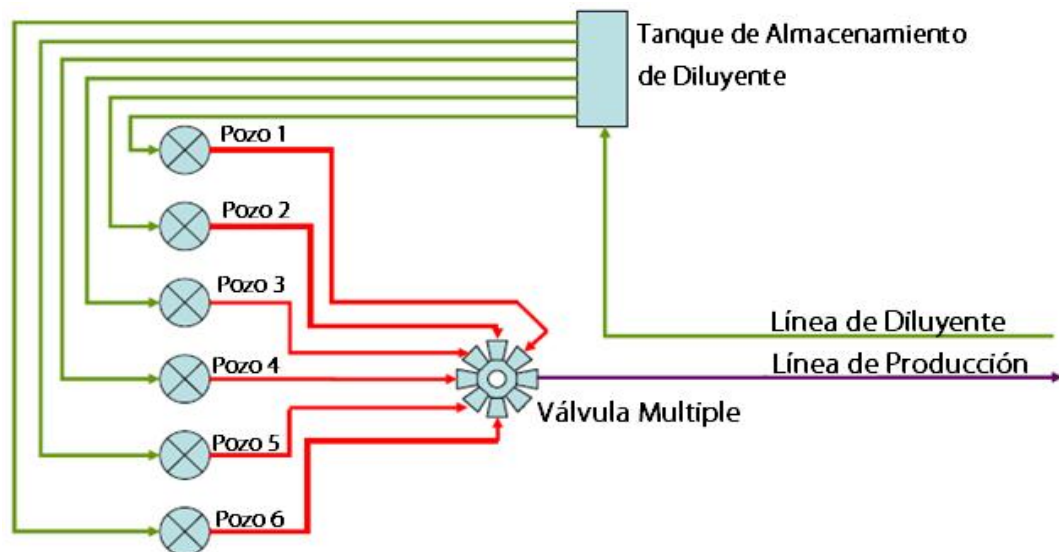
- ❖ Propiedades del crudo extrapesado y del yacimiento.
- ❖ Compatibilidad del diluyente con la formación productora y los fluidos presentes.
- ❖ Calidad API que se busca de la mezcla resultante diluyente-crudo.
- ❖ Disponibilidad, volumen y costos del diluyente.

1.2.2 Sistema de Inyección de Diluyente

Un sistema de inyección de diluyente, está conformado por una serie de equipos y accesorios, que se implementan con el fin de conducir el diluyente desde superficie hasta fondo de pozo o hasta el punto de inyección seleccionado.

Entre los componentes del sistema de inyección, se encuentran tanques de almacenamiento, bombas, líneas de flujo, múltiples, equipos de medición y control, el sistema de levantamiento artificial y demás accesorios de completamiento y facilidades de superficie. La demanda de todo este equipamiento se traduce en un gasto inicial apreciable, aunque en comparación con otros sistemas de producción de crudos pesados y extrapesados, la tecnología de inyección de diluyentes es una de las más económicas. Además, el sistema de inyección de diluyente puede ser diseñado para su implementación en uno o múltiples pozos.

Figura 2. Esquema de inyección de diluyente para múltiples pozos



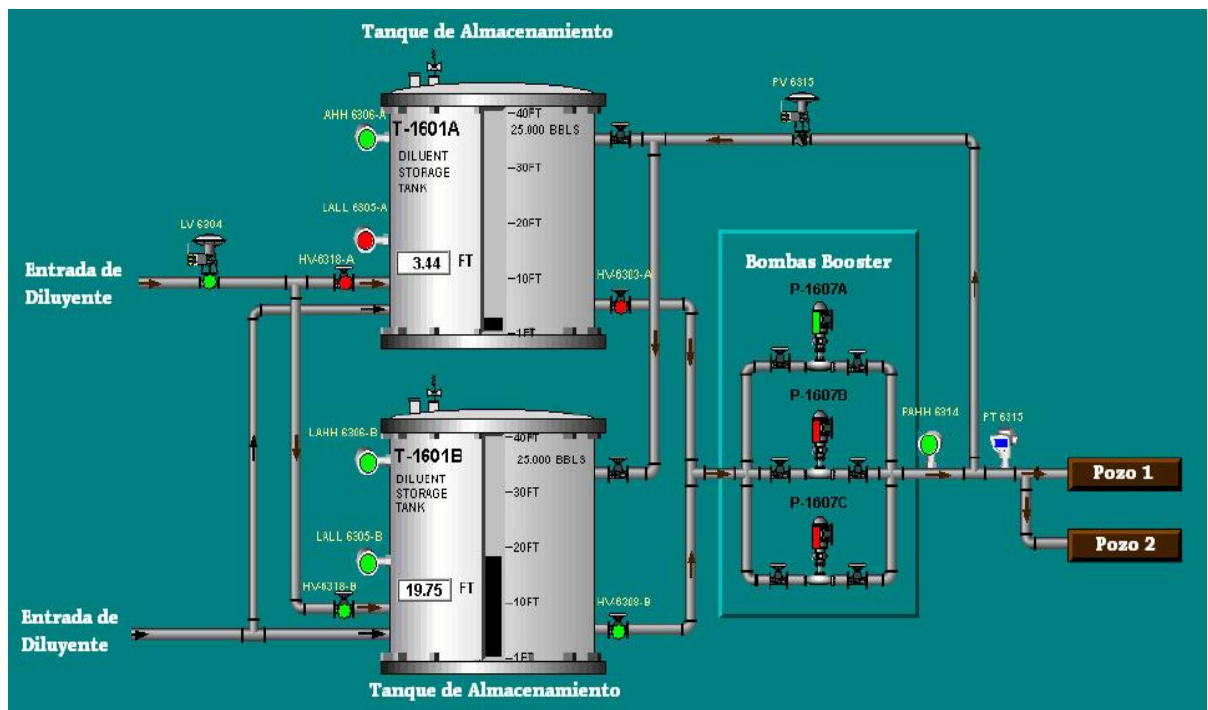
Fuente: Tomado y modificado de BASTARDO Rafael - Paper SPE 116460, 2008.

Una vez se ha seleccionado el diluyente, teniendo en cuenta los factores mencionados anteriormente, este debe ser transportado desde su punto de origen

hasta campo, en donde es monitoreado constantemente y se realizan pruebas de control de calidad como “contenido de agua y sedimentos de acuerdo a la Norma ASTM D 4006 y API de acuerdo a la Norma ASTM D 1298-85”³, con el fin de que cumpla con las normas exigidas para su inyección.

El diluyente es almacenado en tanques, los cuales están sujetos a especificaciones y normas de calidad, además de tener integrados sistemas de control y medición, que permiten la verificación constante de la cantidad y calidad del diluyente. Luego es transportado por medio de tuberías, hacia un sistema de válvulas y bombas, que generan la presión necesaria para la inyección del diluyente en el pozo, como se puede observar en la figura 3.

Figura 3. Esquema de almacenamiento de diluyente



Fuente: LARA Fabian, Incremento de Flujo de Transferencia en Oleoducto de Crudos Pesados Mediante Mezcla con Diluyente en la Estación Shushufindi. Ecuador, 2002.

³ **LARA Fabian**, Incremento de Flujo de Transferencia en Oleoducto de Crudos Pesados Mediante Mezcla con Diluyente en la Estación Shushufindi. Ecuador, 2002, pag. 23.

Antes de ser inyectado en el pozo, el diluyente circula a través de un sistema de dosificación y/o de medición de flujo, localizado en cabeza de pozo, que garantiza una tasa adecuada de inyección, como el presentado en la figura 4.

Figura 4. Medidor de flujo de 3 fases



Fuente: <http://www.micacontrols.com/agar-mpfm.html>

Una vez se ha generado la presión y la tasa adecuada de inyección, el diluyente es inyectado en el pozo ya sea por el anular o por tubería capilar hasta el sector seleccionado, donde la reducción de la viscosidad del crudo permite que el sistema de levantamiento artificial instalado en el pozo aumente su eficiencia, traduciéndose esto en un incremento de la producción.

La inyección de diluyentes puede generar incrementos en la producción de hasta 50%, adicionalmente se disminuyen las emisiones de CO₂, debido a que el consumo de energía se ve reducido hasta un 40% y el torque de la bomba en fondo se reduce en un 50%, por lo que son requeridas menos intervenciones de pozo, convirtiendo a la tecnología de inyección de diluyentes en una posible solución a la baja producción de crudos pesados y extrapesados.

1.2.3 Sistemas de Levantamiento Artificial

La inyección de diluyente en el pozo puede realizarse por medio de un tubo capilar o del espacio anular, donde se emplea conjuntamente con sistemas de levantamiento artificial como bombeo de cavidades progresivas (PCP), bombeo electrosumergible (ESP) y bombeo mecánico (SRP).

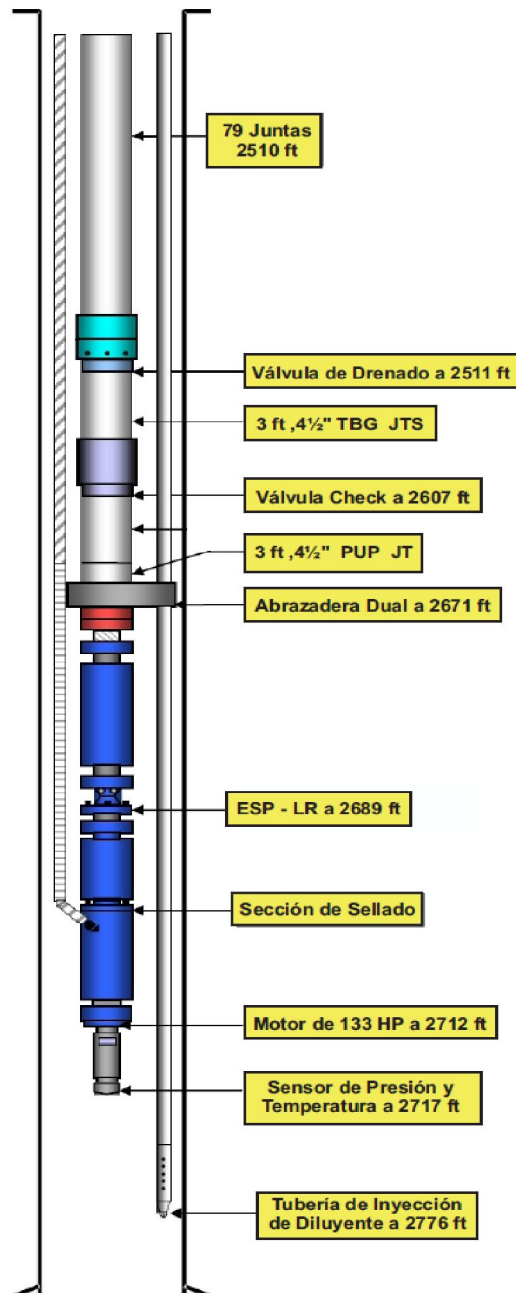
La selección de cualquiera de estos tres sistemas de levantamiento, depende de las condiciones presentes en cada pozo, donde se deben tener en cuenta factores como la temperatura, la presencia de sólidos, la presión, entre otros. Cada sistema de levantamiento posee ciertas limitaciones que impiden su aplicación en ciertos escenarios, por ejemplo, si se tiene un pozo profundo con una alta producción de arenas, el sistema PCP sería el de correcta aplicación.

La combinación de sistemas de levantamiento artificial e inyección de diluyente, ha sido aplicada ampliamente en Venezuela en campos de la faja del Orinoco, donde se cuenta con pozos con sistema PCP, ESP y SRP, asistidos con inyección de diluyentes.

Inyección de diluyente con ESP: El uso del sistema ESP asistido con inyección de diluyente, es un método utilizado para producir crudos pesados y extrapesados, en el cual la inyección del diluyente puede ser realizada a través del anular o por un tubo capilar. En el caso de inyección por tubo capilar, este puede estar dentro de la configuración del cable de potencia (cable de alimentación del motor en fondo) o puede ser un capilar independiente al cable de potencia (ver figura 5).

La inyección del diluyente se hace a una profundidad mayor a la que se encuentra la bomba, como se observa en la figura 5. Este sistema puede ser implementado tanto en pozos verticales como horizontales, obteniendo incrementos en la producción, así como ahorro en consumo de energía.

Figura 5. Esquema de sistema ESP con inyección de diluyente



Fuente: Tomado y modificado de ROBLES, Jorge - Paper SPE 69848, 2001.

Para garantizar una adecuada succión de crudo por parte de la bomba, se puede anclar un tubo capilar junto con el cable de potencia, a la tubería de producción. Se puede decir que en general, las modificaciones que sufre el sistema ESP son

mínimas para su implementación con inyección de diluyente. A través del tubo capilar, pueden ser inyectados hasta 200 bls/día de diluyente en el pozo. “Recientemente, para facilitar la manipulación de los cables utilizados en esta combinación de ESP-Diluyente, se desarrolló un cable eléctrico para tubos capilares de $\frac{3}{4}$ a $\frac{1}{2}$ de pulgada, lo que ha contribuido a reducir los tiempos de operación”⁴.

Inyección de diluyente con bombeo mecánico (SRP): La combinación de bombeo mecánico y la inyección de diluyente, tiene una configuración muy similar a la utilizada para el ESP, pero en este caso no se cuenta con cable de potencia, por lo que es más común tener solo dos configuraciones: inyección por anular e inyección por medio de tubo capilar (ver figura 6).

Para el caso a) de la figura 6, la inyección es realizada directamente en el espacio anular, generando una zona en la que se encuentra una mezcla de fluidos, los inyectados y los producidos por el pozo, la bomba debe encontrarse cerca de esta zona para que el fluido que entre sea precisamente la mezcla.

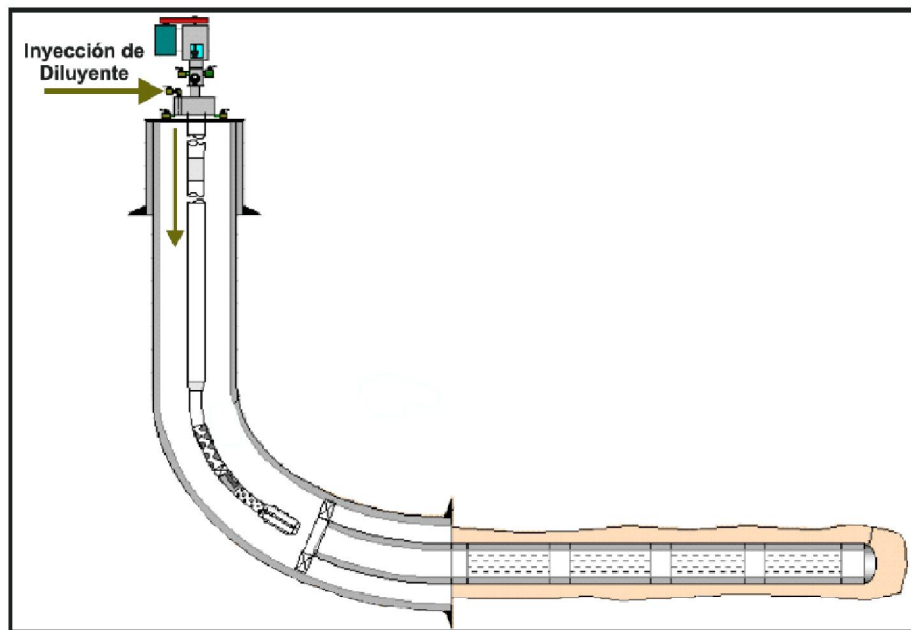
En el caso b) de la figura 6, el diluyente es inyectado por medio de un capilar a través de la tubería de producción, la cual lo descarga en un punto antes de que el crudo producido entre a la bomba, generando una zona de menor densidad, favoreciendo el flujo hacia la bomba, incrementando de esta forma el nivel de producción.

⁴ **GARCIA GOMEZ, Christian y OLVERA MATINEZ, Oswaldo.** Sistemas y Dispositivos Especiales Para la Producción de Hidrocarburos Pesados. Universidad Autónoma de México. México D.F., 2010. Pag. 125

En un sistema PCP con diluyente los puntos de inyección pueden estar localizados en:

- Cabeza de pozo donde se inyecta través del anular (ver figura 7). El diluyente se agrega a presión o por gravedad al pozo. En algunos casos se emplea un dosificador, para tratar de controlar la inyección y permitir que la mezcla crudo-diluyente se genere uniformemente.

Figura 7. PCP con inyección de diluyente en cabeza de pozo a través del anular



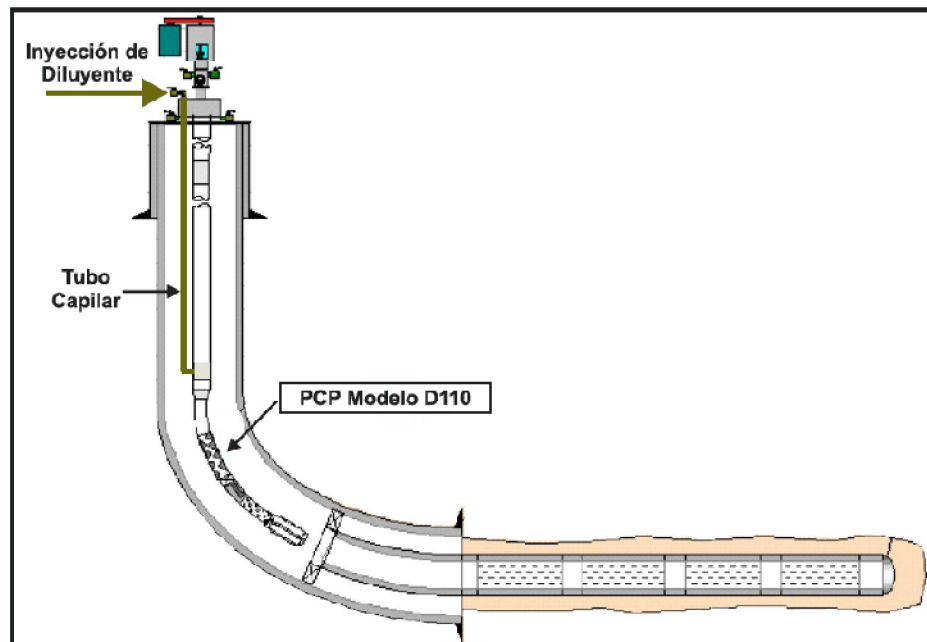
Fuente: Tomado y modificado de RAMIEREZ R., et al. - SINCOR. SPE 86947, 2004.

Este tipo de inyección se puede llevar a cabo, tanto en pozos verticales como en pozos horizontales, según el completamiento que se tenga en el fondo del pozo, con o sin revestimiento. Este tipo de inyección reduce las pérdidas de presión por fricción en la tubería y optimiza el desempeño del sistema de levantamiento artificial implementado. Sin embargo, no garantiza que se genere la mezcla crudo-diluyente en las proporciones

adecuadas, en algunos casos no se puede controlar la tasa de inyección de diluyente y el gas puede ocasionar fallas en el sistema.

- Arriba de la bomba por medio de un tubo capilar o varilla hueca según sea el caso (ver figura 8). Este tipo de inyección es recomendada para pozos con un índice de productividad entre 4 [bls/día/lpc] y 7 [bls/día/lpc].

Figura 8. PCP con inyección de diluyente arriba de la bomba por tubo capilar



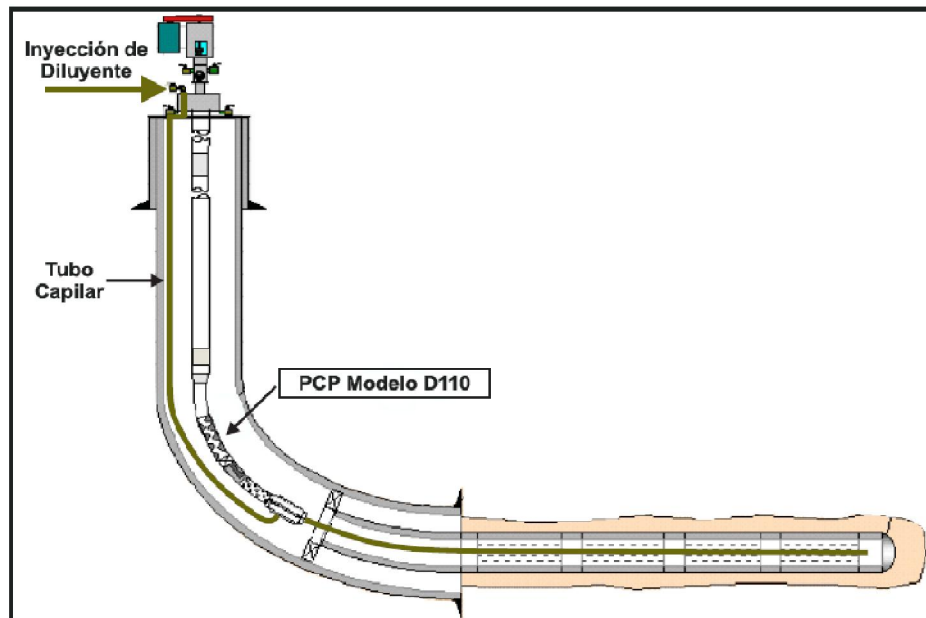
Fuente: Tomado y modificado de RAMIEREZ R., et al. - SINCOR. SPE 86947, 2004.

Para este caso, la vida útil de la bomba se extiende, ya que el elastómero no entra en contacto con el diluyente, además se reducen las pérdidas por fricción en la tubería. Sin embargo, en caso de fallas eléctricas, el diluyente inunda la bomba, provocando la suspensión del bombeo de crudo. Para evitar esto se han instalado válvulas a la entrada de la bomba, sin embargo, esta solución no ha sido satisfactoria, ya que provoca rupturas internas debido a las vibraciones excesivas, puesto que el número de etapas

efectivas y la capacidad de levantamiento (cabeza de la bomba), se ven reducidas drásticamente. La principal desventaja que se presenta es el costo adicional que se requiere para completar el pozo con la tubería de inyección de diluyente.

- Fondo de pozo instalando un tubo capilar (ver figura 9). La ventaja de hacerlo en este punto, es que se crea una zona de mezclado con el crudo, debido a la turbulencia generada por la inyección, provocando que la viscosidad del crudo a la entrada de la bomba disminuya, logrando un menor torque, menores pérdidas por fricción y en consecuencia una menor presión de fondo fluyendo, lo cual aumenta la eficiencia volumétrica. Por otro lado, en este caso la bomba maneja no solo el crudo proveniente de yacimiento, sino también el caudal de diluyente, disminuyendo la eficiencia global del sistema.

Figura 9. PCP con inyección de diluyente en fondo de pozo por tubo capilar



Fuente: Tomado y modificado de RAMIEREZ R., et al. - SINCOR. SPE 86947, 2004.

1.3 APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE DILUYENTES

En la Faja Petrolífera del Orinoco existen principalmente dos esquemas de producción. El primero, se denomina producción temprana, durante esta etapa el crudo producido se diluye utilizando, por lo general un crudo liviano, para llevarlo a condiciones de gravedad API previamente establecidas según las exigencias del mercado. El diluyente más utilizado en dicha etapa es un fluido producido en el Norte de Monagas en Venezuela denominado Mesa-30, que permite llevar un crudo de entre 7,5 y 8 API a una mezcla de crudo diluido de 15,5 a 16 API, que es la denominación más comercial de PDVSA, conocida como Merey 16.

Una vez que el proyecto tiene un mejorador de crudo asociado, el diluyente pasa a ser por lo general una nafta de entre 42 y 47 API, la cual permite también llevar el crudo extrapesado hasta la denominación comercial de 16 API. Cabe destacar que durante la fase de producción temprana, también se ha utilizado como diluyente el crudo Santa Bárbara de 36 API.

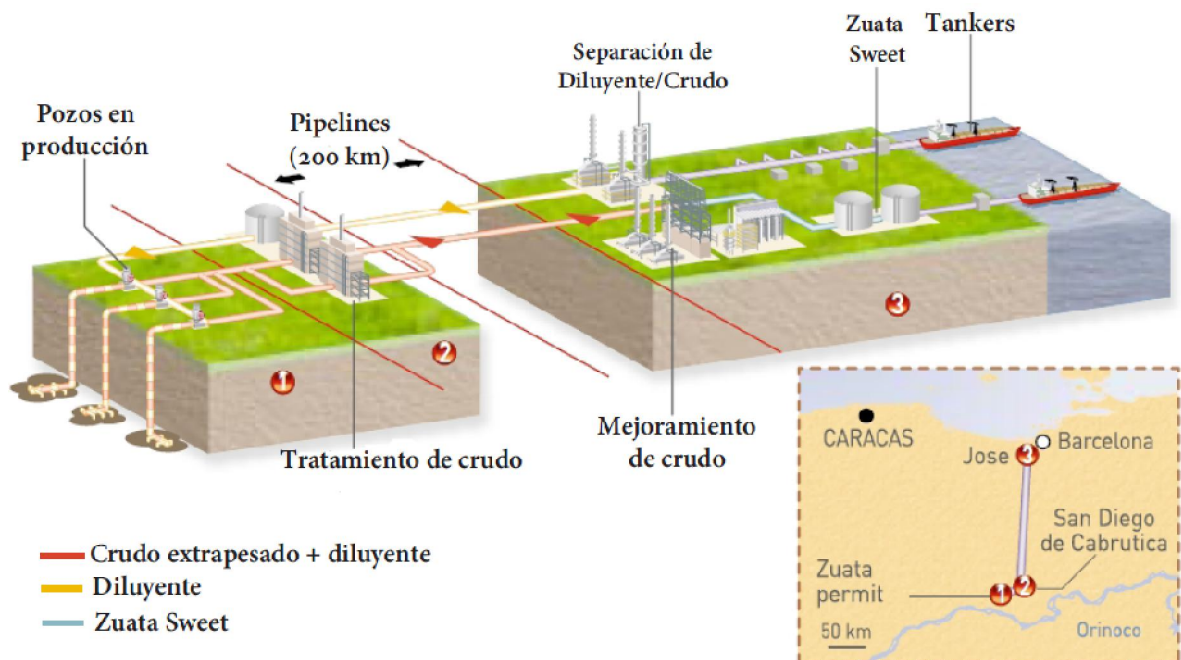
En la fase de producción permanente se han llegado a utilizar como diluyentes, naftas de 54 API, *Gasoil*, e incluso *Diesel* aunque los mejores resultados se han obtenido con la nafta de 47 API. Una vez que el esquema de producción pasa a la fase de producción permanente, la nafta utilizada es reciclada y reinyectada.

En el antiguo campo Zuata (hoy en día campo Junín) localizado en la faja del Orinoco, al sureste de Venezuela, la empresa Sincor inicio la explotación a mediados de los años 90 de un yacimiento de 8 API. Al finalizar la primera campaña de perforación a finales del año 2000, se perforaron 335 pozos horizontales, de los cuales 14 pozos son laterales dobles, con un alcance extendido de 7000 pies de profundidad en promedio.

Todos los pozos se completaron con un sistema PCP y tuberías para la inyección de diluyente, todo esto diseñado para un plan de producción de 35 años. Al comienzo del proyecto se utilizó el crudo liviano Mesa-30 como diluyente. Sin embargo, la exportación del crudo Mesa-30 llevo a la búsqueda de un nuevo diluyente. El diluyente seleccionado por Sincor fue nafta de 47 API, la cual se inyecta a una tasa del 15% de la tasa total de producción, lo que provoco que el crudo pesado de 8 API se convirtiera en un crudo de 16 API.

Después de varias pruebas realizadas, determinaron que el mejor punto de inyección era en fondo de pozo, ya que se incremento la producción y la eficiencia de la bomba en un 20% y se redujo de 8 a 10% la torsión, con lo cual el consumo de energía disminuyo. El crudo producido es conducido a una planta mejoradora situada a 200 kilómetros de distancia del campo. El producto final es un crudo de 32 API conocido como Zuata Sweet.

Figura 10. Esquema de producción del campo Zuata con inyección de diluyente



Fuente: Extra-Heavy Oils and Bitumen Reserves for the Future. TOTAL, 2006.

En otros campos, como Cerro Negro (hoy campo Carabobo), localizado en Venezuela, se ha llevado a cabo la implementación de la inyección de diluyentes, con resultados muy satisfactorios, inclusive se ha desarrollado la inyección de vapor combinada con inyección de diluyentes. Igualmente en países como Canadá, Estados Unidos y Brasil, se han hecho importantes avances en inyección de diluyentes.

2 PARÁMETROS PARA EL DISEÑO CONCEPTUAL

Para la correcta realización del diseño conceptual, es necesario contar con datos que permitan el desarrollo de los objetivos planteados en este proyecto de grado, por ello se utilizara información suministrada por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), sobre un pozo seleccionado de un campo colombiano de crudo extrapesado. El punto definido para la inyección de diluyente, es la cara de la formación del pozo, alrededor de este ítem se desarrolla el diseño conceptual de facilidades de superficie y completamiento de pozo, del presente trabajo de grado.

2.1 SELECCIÓN DEL POZO PARA EL DISEÑO

Se analiza la información suministrada sobre 3 pozos de un campo de crudo extrapesado, con el fin de seleccionar un pozo para la realización del diseño conceptual. Las bases para la selección del pozo son:

- Información más completa y reciente sobre el estado mecánico del pozo.
- Disponibilidad de pruebas PVT del pozo.
- Tasas de producción de crudo, agua y gas.
- Datos de presión y temperatura.
- Datos sobre BSW y GOR.
- Tipo de bomba en fondo y eficiencia de la misma.
- Disponibilidad de transportar el diluyente a locación.

Cabe mencionar que el pozo seleccionado se encuentra en la actualidad en producción mediante un sistema de bombeo electrosumergible, asistido por inyección de químicos la cual se realiza a través de un tubo capilar de $\frac{3}{8}$ de pulgada.

2.1.1 Estado Mecánico del Pozo

A continuación se presenta el estado mecánico del pozo seleccionado teniendo en cuenta los anteriores criterios.

Tabla 1. Estado mecánico del pozo

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO							
Elevación del Terreno (ft)	1434'			Profundidad Perforada (ft)	9034'		
Elevación Mesa Rotaria (ft)	1466'		MR=32'	Profundidad Actual (ft)	8934'		
REVESTIMIENTOS							
Casing	Diámetro	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	ID	Capacidad
Superficie	13 3/8"	68	K-55	0	1.032	12,42	0,14973
Intermedio	9 5/8"	47	K-55	0	7.886	8,68	0,07321
Liner	7"	29	R3	7.601	9.029	6,18	0,03715
INTERVALOS CAÑONEADOS							
Fecha	Tiro por pie	Tope (ft)	Base (ft)	Tipo Carga	Condición	Intervalos (ft)	
18 de enero de 2009	5	7.952	7.962	4 1/2" UltraJet 4505	Activo	10	
18 de enero de 2009	5	7.966	7.998	4 1/2" UltraJet 4505	Activo	32	
18 de enero de 2009	5	8.002	8.022	4 1/2" UltraJet 4505	Activo	20	
18 de enero de 2009	5	8.030	8.062	4 1/2" UltraJet 4505	Activo	32	
18 de enero de 2009	5	8.066	8.078	4 1/2" UltraJet 4505	Activo	12	
18 de enero de 2009	5	8.080	8.090	4 1/2" UltraJet 4505	Activo	10	
18 de enero de 2009	5	8.104	8.140	4 1/2" UltraJet 4505	Activo	36	
18 de enero de 2009	5	8.092	8.100	4 1/2" UltraJet 4505	Activo	8	
18 de enero de 2009	5	8.142	8.190	4 1/2" UltraJet 4505	Activo	48	
22 de Octubre de 2008	5	8.228	8.234	4 1/2" UltraJet 4505	Aislado	6	
22 de Octubre de 2008	5	8.346	8.360	4 1/2" UltraJet 4505	Aislado	14	
22 de Octubre de 2008	5	8.584	8.596	4 1/2" UltraJet 4505	Aislado	12	
PMP	8071'				Total	208	
HERRAMIENTAS EN EL POZO							
HERRAMIENTA						PROFUNDIDAD (ft)	
Cement Retainer Mod 1 Baker						8210	
Landing Collar						8938	

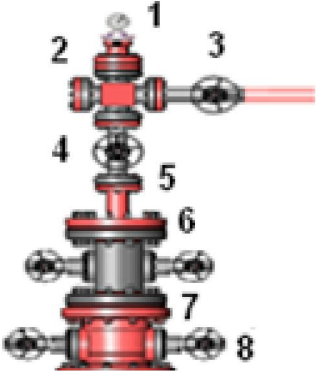
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

Tabla 1. (Continuación)

SARTA DE PRODUCCION			
DESCRIPCION	Longitud (ft)	Tope (ft)	Fondo (ft)
Hanger 11" x 5-1/2" LTC, Usado	1,00	0,00	1,00
151 Juntas de 5-1/2" LTC, 15,5 Lb/ft. J-55, Usada	4.962,04	1,00	4.963,04
Pup joint 5-1/2" LTC 15,5 ppf. Usado	6,06	4.963,04	4.969,10
X-Over de 3-1/2" EUE x 5-1/2 LTC, Usado.	0,80	4.969,10	4.969,90
Y-Tool 3-1/2" EUE S/N 080825559, Usado.	5,00	4.969,90	4.974,90
Check Valve 3-1/2" EUE, Nuevo	0,58	4.974,90	4.975,48
Pup joint 3-1/2" EUE 9.3 ppf, Usado	6,15	4.975,48	4.981,63
Cabeza de descarga Convencional GPDIS 3-1/2", Nuevo.	0,56	4.981,63	4.982,19
DGU Sensor Centinel X-DUAL 562, Nuevo	0,76	4.982,19	4.982,95
Bomba S/N 11738581 Model PMSSDH6 Type 139P23 Serie 538, Nuevo	18,94	4.982,95	5.001,89
Intake S/N 11615021, MODEL GPXARCINTH6, SERIE: 513, Nuevo	1,20	5.001,89	5.003,09
Seal Upper S/N 11725677 Model GSB3LTFERH6 Serie 513, Nuevo.	6,31	5.003,09	5.009,40
Seal lower S/N 11725699 Model GSB3FERHLPFSH6 Serie 513, Nuevo.	6,31	5.009,40	5.015,71
Motor S/N 11736588 MODEL KMHG SERIE 562, 380HP/ 1881VOLT/123AMP, Nvo	31,00	5.015,71	5.046,71
Sensor Centinel VI S/N 11665852 Serie 450 Model DQ5000C, TYPE G-95344, Nvo	4,81	5.046,71	5.051,52
Centralizador, Usado.	0,48	5.051,52	5.052,00
UNIDAD DE BOMBEO			
Tipo de Bombeo	Electrosumergible		
Marca	Centrilift (Baker Hughes)		
Cable	Cable plano No 2 con capilar 3/8", MLE S/N 11698917 #4 CELF FLAT 5KV, Longitud 41,8'		
Variador	W00D GROUP Vector VII, S/N 1003546, 480 VOLTS/ TNTRANSFORMADOR INTERNO ABB 500KVA		
Transformador	ABB, 500 KVA, 1LCB, 326773.		
Motor de fondo	Motor S/N 11736588 MODEL KMHG SERIE 562, 380 HP/1881 VOLT/123 AMP, Nuevo		
OBSERVACIONES			
Ultimo trabajo: Well Service Bomba pegada, cambio todo EBES, RIH EBES Nuevo, con cable plano #2 con capilar 3/8" nuevo.			
Instalo (305) superbandas en Tbg. + (49) superbandas en el EBES + (3) adicional para un total de (354) superbandas, (10) guardacables en el BES.			
Instalo instrument tube 2-3/8" así: 19,61' + 9,44' + 9,63'+19.56'+4,85'+4,83'+ 4,87 + 4,10' + Entry guide (0.65')= 77,54'. Quedando una cola 3,97', la extensión joint (1) fts x fuera.			
Peso de la sarta de producción 100 Mlbs (Incluye peso de Bloque viajero+ Fluido), Cable llevo con Empalme cable/cable potencia @ 2988' (31 paradas).			

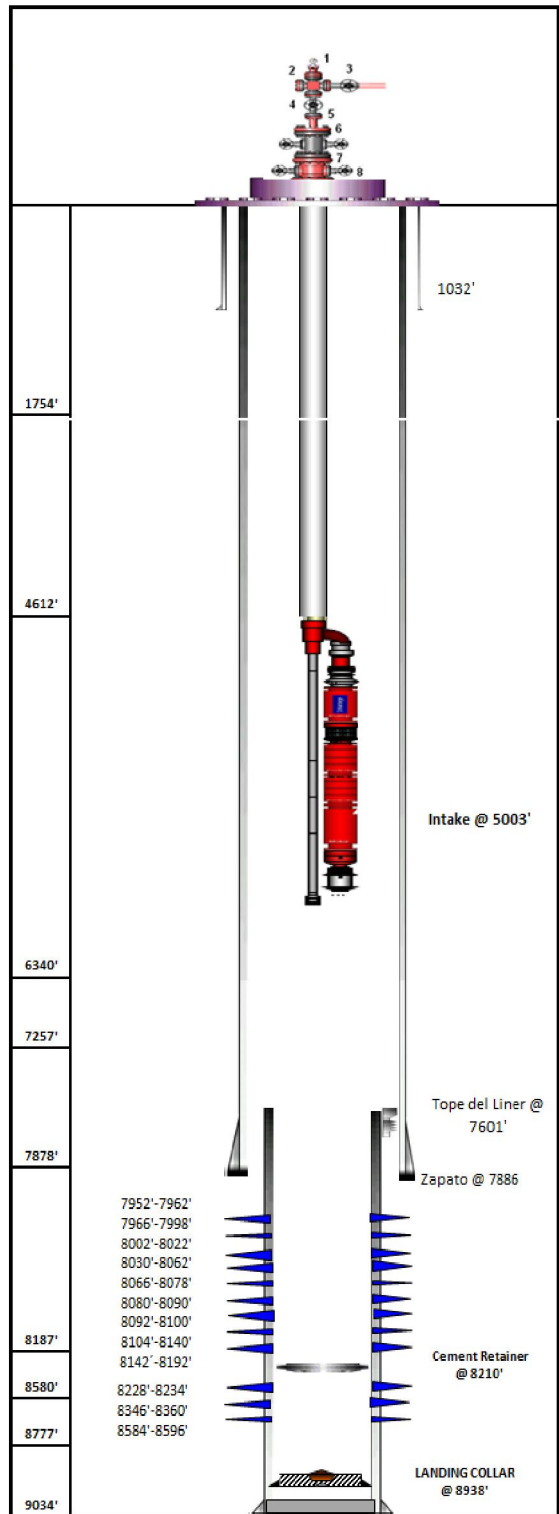
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

Tabla 1. (Continuación)

CABEZAL DE POZO
1.) MANOMETRO 0-1000 PSI CON CAP DE ARBOLITO DE 5 1/8" CON ROSCA 5 1/2" LTC
2.) STUDDED CROSS 5 1/8" 3M R41
3.) WIN VALVE 5 -1/8" 3M R 41 CON SALIDA DE 5 LP
4.) MASTER VALVE 5 1/8" 3M R41
5.) ROTARY ADAPTER SPOOL BES 11 5M R 54x5 1/8" 3M R41ASSY 40122-1
6.) TUBING HEAD 11 5M R 54 X 3M R 57 CON VALVULA 2 1/16" 5M
7.) CASING HEAD 13-5/8" 3M R 57
8.) Casing Head 13-5/8" 3M R-57
SISTEMA BIW


Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

Figura 11. Estado mecánico del pozo



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

2.1.2 Caracterización del Crudo

La caracterización del crudo producido por el pozo, se muestra a continuación.

Tabla 2. Composición del crudo producido

COMPONENTES	MOL%	Wt%
Dióxido de Carbono	6.26	0.68
Nitrógeno	0.99	0.07
Metano	11.68	0.46
Etano	1.05	0.08
Propano	1.04	0.11
i-Butano	0.57	0.08
n-Butano	1.06	0.15
Neo-Pentano	0.10	0.02
i-Pentano	0.69	0.12
n-Pentano	0.68	0.12
Hexano	0.39	0.08
Metil-Ciclopentano	0.17	0.03
Benceno	0.04	0.01
Ciclohexano	0.21	0.04
Heptano	0.58	0.14
Metil-Ciclohexano	0.26	0.06
Tolueno	0.10	0.02
Octano	0.71	0.20
Etil-Benceno	0.06	0.02
M/P-Xileno	0.08	0.02
O-Xileno	0.10	0.03
Nonano	0.57	0.18
Trimetil-Benceno	0.11	0.03
Decano	1.17	0.41
Undecano	1.51	0.55
Dodecano	1.10	0.44
Tridecano	2.09	0.91
Tetradecano	2.38	1.12
Pentadecano	1.86	0.95
Hexadecano	3.24	1.79
Heptadecano	2.77	1.63
Octadecano	2.62	1.63
Nonadecano	2.79	1.82
Eicosano	2.42	1.65
Heneicosano	2.20	1.59
Docosano plus	46.35	82.76

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

Tabla 3. Propiedades del crudo

PROPIEDADES DEL CRUDO	VALOR	UNIDAD
API	8	
Bo	1.08	RB/STB
Asfáltenos	15	%w
Punto de chispa	145	°F
Punto de burbuja @ 186°F	622	Psia
BSW Agua Libre	50 - 70	% vol
BSW Emulsionada	7 - 30	% vol
GOR @ SC	60 - 70	SCF/STB

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

Tabla 4. Comportamiento de la viscosidad del crudo

T (°F)	VISCOSIDAD DINÁMICA (cP)
120	48446
130	28612
150	11019
160	7149
180	3252

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

Tabla 5. Datos generales del pozo

VARIABLES	VALOR
Presión de Yacimiento	2324 Psi
Presión de Fondo	1600 Psi
Presión en Cabeza	250 Psi
Presión de entrada a la Bomba	557 Psi
Temperatura de Yacimiento	180 °F
Temperatura en Cabeza	162 °F
Temperatura de entrada a la Bomba	203 °F
Producción Total (Q_T)	746,27 Bls/día
Producción de Crudo (Q_O)	581,34 Bls/día
Producción de Agua (Q_W)	164,93 Bls/día
BSW	22,1 %
GOR	65,52 Scf/Bbls
Frecuencia de la Bomba (BES)	54 Hz

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

Tabla 6. Composición del gas producido

COMPONENTES	% Molar
Nitrógeno	68,497
Dióxido de Carbono	4,078
Metano	19,058
Etano	2,279
Propano	2,198
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: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

Tabla 7. Propiedades del gas producido

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: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

2.2 SELECCIÓN DEL DILUYENTE

En la actualidad en el campo se utiliza la inyección de nafta en el sistema de recolección con el fin de mejorar el transporte y producción del crudo extrapesado, para la selección de este diluyente se tuvieron en cuenta algunos criterios como lo son:

- La disponibilidad de diluyentes en la zona de influencia del campo y los costos por barril, así como el posible transporte hasta la zona de inyección.
- Pruebas realizadas en laboratorio, donde se evaluó la compatibilidad del diluyente con el crudo extrapesado producido y demás fluidos presentes en el pozo.
- Gravedad API que se busca de la mezcla resultante diluyente-crudo y reducción esperada de la viscosidad del crudo producido.
- Volumen suficiente de diluyente para inyección.
- Evaluación financiera con base en los anteriores ítems.

El diluyente se conduce a través de una red de tuberías, la cual transporta el diluyente hacia los puntos de inyección seleccionados del sistema de recolección del campo.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente se selecciona la nafta como diluyente para el diseño conceptual de las facilidades de superficie y completamiento de pozo, con el fin de llevar a cabo la inyección de dicho diluyente en la cara de la formación de un pozo de crudo extrapesado. Además se realizaron pruebas de compatibilidad del químico inhibidor de incrustaciones con la nafta, obteniéndose como resultado que no hay interacción entre los dos productos, lo cual respalda la selección del diluyente.

2.2.1 API de la Mezcla

La compañía operadora del campo ha fijado un API para la mezcla de entre 13 y 18, para cumplir con los requerimientos de transporte y posterior venta, sin embargo, siguiendo indicaciones de la compañía operadora, el API de la mezcla debería limitarse a 13, de ser posible, con el fin de reducir las pérdidas de diluyente por vaporización; además la reducción de la viscosidad es apropiada

para facilitar el transporte y generar un incremento de producción. El diluyente que se adicione debe ser minimizado al volumen requerido para lograr una operación estable y segura de las facilidades.

2.2.2 Porcentaje de Nafta

El porcentaje de nafta a utilizarse indica la relación entre la cantidad de nafta a inyectar en el pozo y la cantidad de crudo producido, por lo que al incrementarse el porcentaje de diluyente, la gravedad API de la mezcla aumentara y la viscosidad se reducirá sustancialmente, en comparación con el crudo de 8 API. Según la bibliografía consultada para la realización de este proyecto, el porcentaje de nafta puede variar entre un 5% y 20%, con el cual se obtiene el API deseado para la mezcla, se reduce la viscosidad y se hace económicamente viable la implementación de la inyección de diluyente. El porcentaje de nafta utilizada varía según el grado API de la misma, ya que si la nafta tiene un alto API se requerirá menos volumen de inyección para alcanzar el API determinado para la mezcla, pero si se tiene una nafta de menor API se necesitara mayor volumen para alcanzar el API de la mezcla. El comportamiento de la mezcla define las propiedades del fluido que tendrá que manejar el sistema de levantamiento artificial, que se verá representado en la modificación de las condiciones de operación de la bomba.

Dentro de los datos suministrados, se presentan en la tabla 8 los resultados obtenidos de pruebas realizadas, sobre la mezcla de 3 naftas de diferentes API con el crudo de 8 API del pozo seleccionado, donde se puede observar la relación entre el porcentaje de nafta, grado API de la misma y grado API esperado para la mezcla, teniendo en cuenta que el API seleccionado para la mezcla es de 13, según criterios de la compañía operadora.

Tabla 8. Porcentajes de nafta para inyección y API resultante de la mezcla

CRUDO DEL POZO	NAFTA 1	NAFTA 2	NAFTA 3
8 API	63 API	73 API	81 API
% de Nafta en la mezcla	API de la Mezcla (Nafta 1 + Crudo)	API de la Mezcla (Nafta 2 + Crudo)	API de la Mezcla (Nafta 3 + Crudo)
5	10,36	10,59	10,74
6	10,74	11,05	11,20
7	11,12	11,51	11,74
8	11,58	11,97	12,27
9	11,97	12,43	12,73
10	12,43	12,89	13,19
11	12,81	13,35	13,65
12	13,27	13,73	14,19
13	13,58	14,27	14,73
14	14,04	14,81	15,19
15	14,42	15,19	15,73
16	14,88	15,73	16,26
17	15,27	16,26	16,80
18	15,73	16,65	17,34
19	16,19	17,18	17,87
20	16,65	17,64	18,41

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

De entre las naftas de 63, 73 y 81 API, una de ellas se utiliza como base para el diseño conceptual de las facilidades de superficie y completamiento del pozo, siendo la de 73 API la seleccionada, teniendo en cuenta que históricamente en el campo, el 75% de la nafta utilizada para inyección en el sistema de recolección se encuentra en el rango de 70 - 77 API, ya que estas naftas han mostrado el mejor comportamiento como diluyente, alcanzando viscosidades y API deseados con bajas pérdidas por vaporización. En la tabla 9 se muestran las características de la nafta de 73 API para el diseño conceptual.

Tabla 9. Propiedades de la nafta de 73 API

METODO	COMPONENTE	UNIDAD	VALOR
Densidad Digital D 4052	Densidad a 60 °F - ASTM D 4052	g/mL	0,6913
Densidad Digital D 4052	Gravedad API	API	73,1
Presión de Vapor Reid D 323/4953	Presión de Vapor Reid	Psi	11,31
Comportamiento Reológico	Temperatura	°F	41
Comportamiento Reológico	Velocidad de Deformación	Seg-1	100
Comportamiento Reológico	Viscosidad	cP	0,42
Comportamiento Reológico	Temperatura	° F	86
Comportamiento Reológico	Velocidad de Deformación	Seg-1	100
Comportamiento Reológico	Viscosidad	cP	0,32

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

En la tabla 10, se observa la reducción gradual de la viscosidad del crudo al incrementarse el porcentaje de nafta de 73 API para inyección, así como el aumento del API de la mezcla. En comparación con los datos presentados anteriormente en la tabla 4, la reducción de la viscosidad es significativa, por lo cual se esperan mejoras en la operación de la bomba electrosumergible y posibles incrementos de producción del pozo seleccionado para el diseño conceptual; además, los datos presentados en esta tabla serán de importancia para la selección de facilidades de superficie y demás consideraciones en los siguientes capítulos.

Tabla 10. Comportamiento de la viscosidad de la mezcla crudo-nafta

COMPORTAMIENTO DE LA MEZCLA (NAFTA 73 API + CRUDO 8 API)			
% de Nafta en la mezcla	API de la mezcla	VISCOSIDAD A 150 °F (cP)	VISCOSIDAD A 180 °F (cP)
3%	9.7	2332	657
6%	11.05	1091	354
9%	12.43	549	202
10%	12.89	444	170
15%	15.19	169	77

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

3 FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL DISEÑO CONCEPTUAL

3.1 CONDICIONES OPERACIONALES

Como se menciona en el capítulo anterior, una red de tuberías instaladas en el campo distribuye la nafta (naftaducto) hacia los puntos de inyección en el sistema de recolección, razón por la cual, se hará la conexión con el naftaducto, que suministra el volumen necesario de nafta para la inyección en el pozo seleccionado para el diseño conceptual.

Para permitir el flujo de diluyente, desde el punto seleccionado para la conexión con la red de transporte de nafta hasta el cabezal del pozo, se hará necesaria la instalación de una tubería, así como la implementación de sistemas de instrumentación y control.

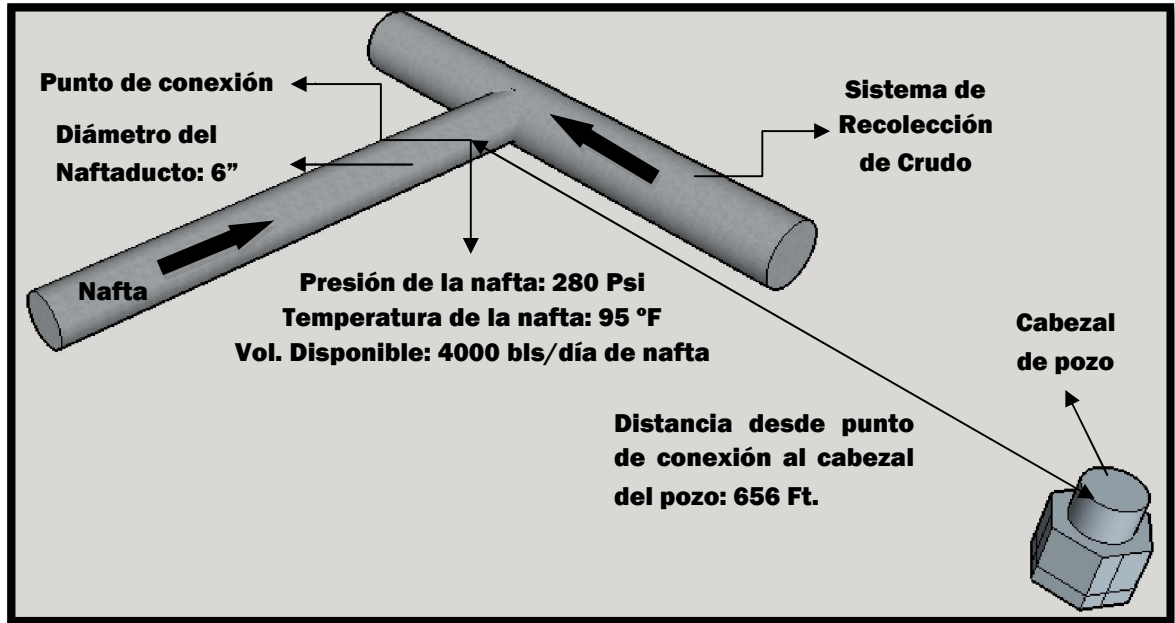
Siendo la presión y el volumen de nafta, las condiciones que definen el sistema de inyección de diluyente del diseño conceptual, es necesario conocer los valores disponibles de estos factores en el punto seleccionado en donde se hará la conexión con el naftaducto. En la tabla 11 se presentan los valores disponibles de presión, volumen de nafta y demás, en el punto de conexión con el naftaducto; en la figura 12 se presenta un esquema detallado con dichos valores.

Tabla 11. Valores disponibles en el punto de conexión

Presión del diluyente en el punto de conexión	280 Psi
Temperatura del diluyente en el punto de conexión	95 °F
Distancia desde el punto de conexión al cabezal del pozo	656 Ft (200 m)
Volumen de nafta disponible en el punto de conexión	4000 bls/día
Diámetro del naftaducto en el punto de conexión	6 Pulg.

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

Figura 12. Ilustración del punto de conexión con valores disponibles



3.1.1 Presión de Inyección

La presión define el máximo caudal de nafta que se puede inyectar, por lo cual, las condiciones de presión deben asegurarse en superficie para permitir la inyección del diluyente en fondo de pozo. Por regla general en procesos de inyección en pozo, se debe garantizar una presión de inyección en el punto seleccionado 100 psi superior a la presión encontrada; teniendo en cuenta que la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) es de 1600 psi, debe asegurarse en cabeza de pozo una presión de inyección que alcance los 1700 psi en fondo, con el fin de lograr el objetivo de inyectar el diluyente al punto seleccionado, por ello es importante dentro de las facilidades de superficie la utilización de un equipo que permita generar la presión de inyección necesaria.

Además se debe tener en cuenta la presión disponible y las pérdidas en la tubería desde el punto de conexión hasta el equipo seleccionado para la inyección, con el fin de determinar la presión adicional que se debe imprimir a la nafta para alcanzar los 1700 psi en fondo de pozo.

3.1.2 Tasa de Inyección

El volumen de diluyente requerido para la inyección se define con base en la tabla 8 del capítulo II, donde se observa que para alcanzar los 13 API de la mezcla, se debe inyectar un 11% de la nafta de 73 API (Q_D) con respecto al total de crudo producido (Q_O) de 8 API. Es decir que para los 581,34 bls/día de crudo producidos por el pozo, se deben inyectar 64 bls/día de nafta de 73 API, para alcanzar el API deseado para la mezcla y generar una reducción en la viscosidad del crudo.

3.2 FACILIDADES DE SUPERFICIE

Las facilidades de superficie del diseño conceptual, están compuestas por un sistema de tuberías, sistemas de control e instrumentación, así como los equipos necesarios para la generación de la presión de inyección, que satisfacen las condiciones operacionales, tanto aguas arriba, como aguas abajo del equipo generador de la presión de inyección.

Todos los sistemas, equipos, tuberías y demás adecuaciones necesarias para el sistema de inyección (Facilidades de superficie y Completamiento de pozo) deben cumplir con normas API, ASTM, ANSI, ISA, ASME, ICONTEC, OSHA y demás normas o requerimientos establecidos por los distintos códigos, una vez que el diseño conceptual pase a las siguientes fases que son diseño básico y diseño en detalle.

3.2.1 Tubería Capilar

A pesar de no formar parte de las facilidades de superficie, es importante definir la tubería capilar antes de la selección de los equipos de instrumentación y control, de acuerdo a recomendaciones de ingenieros electrónicos con experiencia en estas áreas*, ya que la instalación de equipos, medidores y demás elementos se debe hacer en tubería del diámetro seleccionado para el capilar. Adicionalmente se contribuye a la definición del sistema de tuberías y accesorios en superficie, como se verá más adelante.

Un factor que se debe tener en cuenta para la escogencia del diámetro del capilar, es el completamiento del pozo seleccionado para el diseño, pues se debe garantizar que exista el espacio suficiente entre la tubería de producción y el casing, para permitir la inserción de un capilar independiente en el pozo, si las condiciones de operación así lo requieren.

Se debe hacer verificación de normas ASTM, ANSI, ASME, etc., tablas con especificaciones de las tuberías de las distintas compañías proveedoras, si es posible, la utilización de un software especializado para selección de tuberías, todo esto para favorecer la escogencia de la tubería capilar que mejor se adapte a las condiciones operacionales del sistema de inyección.

Una vez se tiene conocimiento de la tasa y presión de inyección, se deben calcular los valores permitidos de estas variables para las distintas tuberías capilares, con el fin de determinar si a través de la tubería de inyección de químicos de $\frac{3}{8}$ " instalada actualmente, se puede hacer la inyección en el pozo o si es necesaria la instalación de una nueva tubería que permita la inyección del diluyente.

* **INSOLTEC Ltda. Ingeniería y Soluciones Tecnológicas.** Girón, Santander. Colombia

En la figura 13, se muestran los grados de acero más usuales para tuberías utilizadas en la industria petrolera y las distintas correspondencias entre normas de fabricación.

Figura 13. Grados más usuales de acero para tuberías y correspondencia entre las distintas normas

Temp. Max. de servicio	475 °C 885 °F				500 °C 930 °F		550 °C 1020 °F	560 °C 1040 °F	575 °C 1065 °F	600 °C 1110 °F		625 °C 1155 °F	650 °C 1200 °F	
ASTM A 106 A 161 A 179 A 192 A 209 A 210 A213/A335	Gr. A LC A179 A192	Gr. B	Gr. C			T1								
		Gr. A1	Gr. C			T1								
					P1	T2/P2	T12/P12		T11/P11	T22/P22		T9/P9	T91/P91	
DIN 17175	St. 35,8	St. 45,8	17Mn4	19Mn5	15Mo3			13CrMo44		10CrMo910	14MoV63		X20CMV 121	
EN10216-2 Material No.	1,0305	1,0405	1,0481	1,0482	1,5415	16Mo5 1,5423	15NCMN65 1,6368	1,7335		1,7380	1,7715	X12CrMo91 1,7386	1,4922	
AFNOR NF A49-213	TU 37C	TU 42C	TU 48C	TU 52C	TU 15D3			TU15CD 2,05	TU13CD 4,04	TU10CD 5,05	TU10CD 9,10		TUZ10CD9	TUZ10CD NbV9,2
UNI 5462	C14	C18				16Mo5			14CrMo3		12CrMo910			

Fuente: Catálogo de productos de Suministros Peñaranda S.A - www.suministrospenaranda.com

Para el caso del diseño conceptual, a manera de ejemplo, se utilizara una tubería capilar de $\frac{3}{4}$ " de norma ASTM A106 Grado B, para realizar la inyección en fondo de pozo. La selección de esta tubería se establece con base en las condiciones operacionales del sistema (presión de inyección y tasa de inyección), y en la necesidad de una tubería que soporte las vibraciones, las altas temperaturas, el desgaste y demás exigencias de operación dentro del pozo.

En la figura 14 se presentan las condiciones de operación máximas para una tubería de $\frac{3}{4}$ " de acero al carbono de norma ASTM A 106 Grado B, donde se evidencia que cumple con las condiciones operacionales establecidas anteriormente.

Figura 14. Temperatura y presión máxima de trabajo para tubería de 3/4 de pulgada de acero al carbono ASTM A 106 Grado B

Relación de Presión y Temperatura para Tubos de Acero al Carbono Sin Soldadura según API 5L, ASTM A53, ASTM A106 Grado B y ASTM A333 Grado 6										
Temperatura, °F				-20 a 400	700	750	800	900	1000	1100
Esfuerzo Límite (Límite Elástico), Psi				20000	16500	13000	10800	6500	2500	1000
Diámetro Nominal y Exterior, Pulg.	Schedule	Designación	Espesor, Pulg.	Presión Máxima de Trabajo, Psi						
3/4 1,050	40	STD	0,113	3767	3108	2448	2034	1224	471	188
	80	XS	0,154	5133	4235	3337	2772	1668	642	257
	160		0,219	7300	6023	4745	3942	2373	913	365
		XXS	0,308	10267	8470	6673	5544	3337	1283	513

Fuente: Catálogo de productos de Suministros Peñaranda S.A - www.suministrospenaranda.com

Teniendo en cuenta que al comenzar la inyección de nafta se puede presentar un incremento de la producción del pozo, existe la posibilidad que se necesite aumentar la tasa de inyección de diluyente, ya sea para mantener estable la reducción de la viscosidad y el API de la mezcla, o generar reducciones de viscosidad más altas y API mayores, donde la elección de la tubería capilar de 3/4" se ve respaldada, ya que permite tasas de inyección superiores a los 120 bls/día**, mientras la tubería de 3/8" permite un máximo de 80 bls/día**.

3.2.2 Sistema de Tuberías y Accesorios

Como se menciona anteriormente se debe instalar una tubería que conecte el naftaducto con el cabezal de pozo, para poder suministrar el volumen requerido de nafta para la inyección. Al igual que la tubería capilar, este sistema de tuberías y accesorios debe cumplir con las condiciones operacionales establecidas.

** Experiencias de campo y pruebas realizadas por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

Este sistema de tuberías debe diseñarse de manera que se genere una reducción gradual del diámetro de la tubería de 6" a 3/4", como por ejemplo con tramos de tubería de 3" y 1", que permitan un flujo sin restricciones donde se minimice la turbulencia generada, ya que influye negativamente en la exactitud de las mediciones de los equipos de control e instrumentación.

Otra ventaja en la instalación de tuberías de diámetro intermedio, entre 6" y 3/4", es la disponibilidad de conectar a futuro los cabezales de los pozos adyacentes a estas tuberías intermedias, con el fin de desarrollar un proyecto de inyección de diluyente en fondo de pozo mucho más amplio, ahorrando costos en implementación de nuevos sistemas de flujo que se tuvieran que conectar al naftaducto.

Para realizar la conexión del sistema de tuberías con el naftaducto, el cabezal del pozo y de los diferentes diámetros de tubería entre sí, así como para la instalación de los equipos de instrumentación y control, se requieren de una serie de accesorios entre los que se pueden mencionar, según Smith & Zappe⁵:

- Tees: Se utilizan para efectuar bifurcaciones o divisiones en líneas de tubería. Existen en diámetros iguales o en tipo de te recta que posee dos orificios de igual diámetro y uno desigual.
- Bridas: Permiten realizar las conexiones de tuberías con equipos como bombas, así como con accesorios tipo codos, válvulas u otras tuberías con el fin de agregar un elemento de mantenimiento. Las ventajas de las uniones bridadas se basan en el hecho de que permite el rápido montaje y desmontaje con el fin de realizar reparaciones. (Figura 15)

⁵ **SMITH, Peter y ZAPPE, R. W.** Valve Selection Handbook: Engineering Fundamentals for Selecting the Right Valve Design for Every Industrial Flow Application. Ed. Elsevier, 2004.

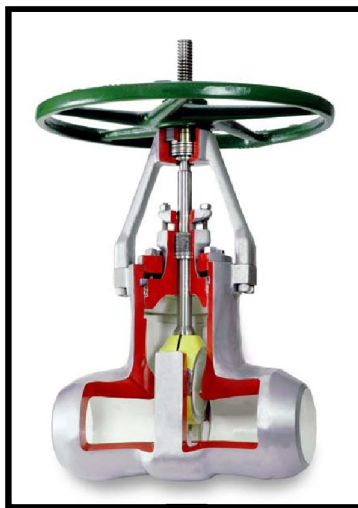
Figura 15. Brida



Fuente: <http://www.directindustry.com/industrial-manufacturer/pipe-flange-adapter-96091.html>

- Codos: Se utilizan para cambiar la dirección del flujo de las líneas. Vienen en presentaciones (comúnmente): codos de 45°, 90° y 180°.
- Válvula de compuerta: Este tipo de válvulas no permiten el control de flujo, su aplicación es solamente como válvula de inicio y detención del flujo, ya que se ven afectadas por la erosión de sus componentes de cierre. (Fig. 16)

Figura 16. Válvula de compuerta



Fuente: http://www.flowserve.com/es_ES/Products/Valves/Multiturn/Gate/Equiwedge-Gate-Valve%2Ces_ES

- Válvula de globo: Se usan frecuentemente en tuberías de diámetro pequeño debido a su gran utilidad como válvula de control, solamente si el fluido no tiene presencia de sólidos. (Figura 17)

Figura 17. Válvula de globo



Fuente: http://www.flowserve.com/es_ES/Products/Valves/Multiturn/Globe

- Válvula check: Son aquellas válvulas que evitan una sobrepresión en la tubería, ya que con un movimiento rápido del elemento de cierre, se provoca una descarga rápida de presión. (Figura 18)

Figura 18. Válvula check



Fuente: <http://www.flowserve.com/Products/Valves/Check/Non-Return>

- Uniones flexibles o reductoras: Son accesorios de forma cónica, que se utilizan para disminuir el volumen del fluido a través de las líneas de tubería, es decir pasar de un diámetro de tubería a otro distinto.

“Accesorios como válvulas, codos, uniones y otras piezas de conexión, generan restricciones de flujo, provocando turbulencia, que se traduce en pérdidas adicionales por fricción conocidas como pérdidas debido a la forma”⁶. Estas pérdidas por fricción deben ser tenidas en cuenta en pasos siguientes como el diseño básico, con el fin de calcular las caídas de presión que experimenta la nafta, desde el punto de conexión con el naftaducto hasta el equipo de inyección.

3.2.3 Sistema de Instrumentación

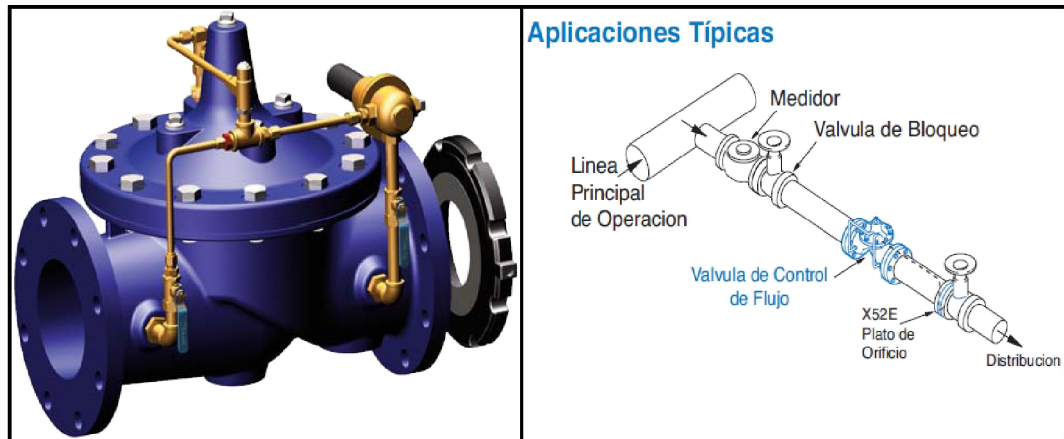
Los equipos de instrumentación instalados en el sistema de inyección de diluyente desempeñan un papel importante, ya que definen los valores exactos de volumen de nafta y presión de inyección, entre otros; necesarios para que el diseño conceptual cumpla con la viabilidad técnica requerida.

- *Válvula de control de flujo*: El control de flujo es uno de los objetivos principales de este tipo de válvula. Al presentarse un cambio de presión, la válvula responde activando un dispositivo que es el encargado de abrir o cerrar la válvula, el cual por lo general suele ser operado por mecanismos hidráulicos, con el fin de prevenir el exceso de caudal, limitando el flujo a un rango máximo predeterminado, sin importar el cambio de presión en la línea.

⁶ SMITH, Peter y ZAPPE, R. W. Valve Selection Handbook: Engineering Fundamentals for Selecting the Right Valve Design for Every Industrial Flow Application. Ed. Elsevier, 2004. Pag. 48

En algunos casos se incluye un plato de orificio con manijas, que debe instalarse de 1 a 5 diámetros de tubería después de la brida de descarga de la válvula, para prevenir el flujo inverso (Ver figura 19).

Figura 19. Válvula de control de flujo



Fuente: Catálogo de productos de CLA-VALTM - www.cla-val.com

Algunas válvulas de control de flujo no usan dispositivos para abrirse o cerrarse, a estas se les conoce como válvulas de control automático, en las cuales el aumento o descenso de la presión, proporciona la fuerza suficiente para abrir o cerrar la válvula automáticamente.

En el diseño conceptual, el control del flujo de diluyente que debe inyectarse en el pozo se realizara mediante una válvula de control, que en caso de fallas del sistema de levantamiento artificial, cerrara el paso de diluyente, con el fin de evitar el gasto innecesario; además suspenderá el flujo cuando se necesite realizar el mantenimiento de los equipos instalados en superficie y en el pozo. En la figura 20, se muestra un cuadro comparativo con algunos tipos de válvulas de control más utilizadas en la industria petrolera y algunas de sus principales características; de éstas se definirá una válvula para el diseño conceptual.

Figura 20. Características de los principales tipos de válvulas de control

TIPO	CARACTERÍSTICAS
<p style="text-align: center;">Globo</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo en relación al Cv. • Aplicación limitada para fluidos con partículas en suspensión. • Diámetros hasta 24 pulgadas. • Disponible en diversos modelos. • Existen tipos especiales para ciertas aplicaciones. • Amplia disponibilidad de características de flujo.
<p style="text-align: center;">Mariposa</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo en la versión estándar. • Bajo costo en relación a Cv. • Susceptibles a cavitación y ruido. • Baja pérdida de carga. • Disponible en diámetros hasta 150 pulgadas. • El cierre hermético requiere de recubrimientos especiales.
<p style="text-align: center;">Esférica</p>  <p style="text-align: center;">Tapón (Plug)</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Igual porcentaje de desempeño salvo que el obturador tenga una sección especial. • Aptas para el manejo de suspensiones muy viscosas, con fibras o sólidos. • Requieren motores de gran tamaño. • Precisan posicionadores. • Deben ser extraídas de la línea para mantenimiento.
<p style="text-align: center;">Sauders</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Ampliamente usadas para el manejo de fluidos corrosivos o erosivos. • Construcción simple. • Cierre hermético y las partes móviles no tienen contacto con el fluido. • Rango limitado para presiones y temperaturas.

Fuente: <http://www.herrera.unt.edu.ar/controldeprocesos/>

Para la selección de la válvula de control, algunas empresas proveedoras ofrecen programas de descarga gratuita, que ayudan en la escogencia de la válvula que mejor se adapte a las condiciones operacionales del sistema, teniendo en cuenta valores de presión, temperatura, tasa de flujo, gravedad específica del fluido, diámetro de instalación, entre otros. Uno de estos programas es el Fisher Specification Manager que ofrece la compañía FISHER^R.

A continuación, en la tabla 12 se presentan una serie de valores con los rangos que debe manejar la válvula de control de flujo del diseño conceptual, basada en los datos suministrados por el ICP y que son requeridos como entrada para el Fisher Specification Manager (Figura 21).

Tabla 12. Bases para la selección de la válvula de control

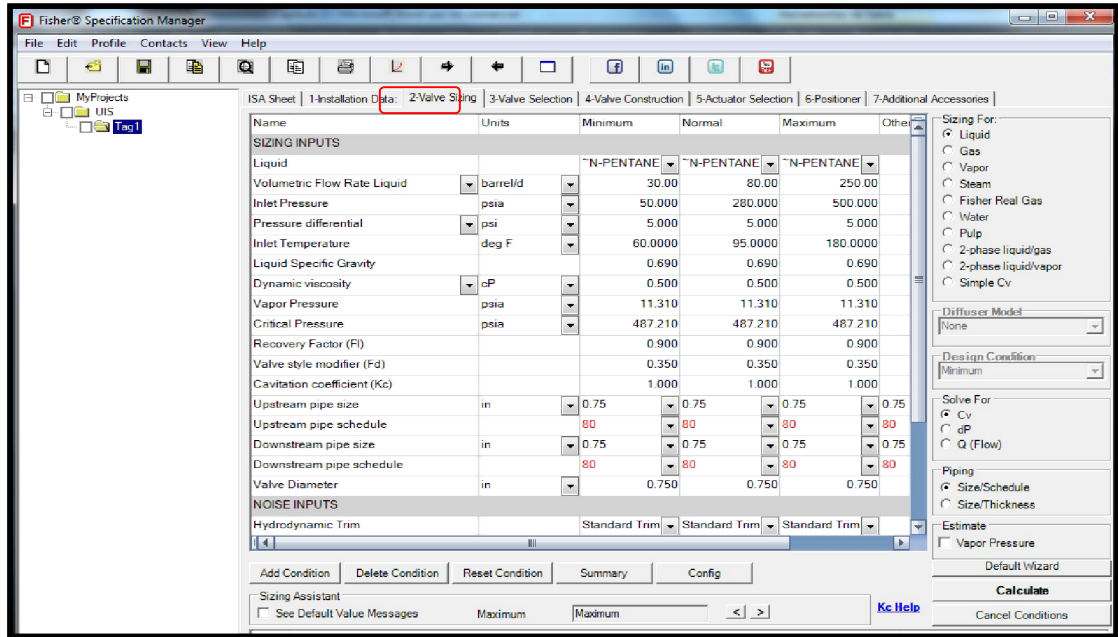
VARIABLE	MÍNIMO	NORMAL	MÁXIMO
Gravedad específica de la nafta 73 API	0,69	0,69	0,69
Presión de operación (Psi)	50	280	500
Delta de Presión (Psi)	5	5	5
Temperatura de operación (°F)	60	95	180
Flujo de nafta 73 API (bls/día)	30	70	250
Presión de vapor de nafta 73 API (Psi)	11,31	11,31	11,31
Viscosidad de la nafta 73 API (cP)	0,5	0,5	0,5
Diámetro de conexión válvula de control	3/4"		

Fuente: Basado en los datos suministrados por el ICP.

A manera de ejemplo y con el fin de tener una visión más tangible del diseño conceptual, se seleccionara una válvula de control de flujo tipo globo.

Para etapas futuras del diseño se deberá determinar la disponibilidad de aire comprimido para el manejo hidráulico; en caso de que esta sea una limitante, se deberá optar por una válvula de control cuya operación sea manual, semiautomática u otra, apta para su implementación.

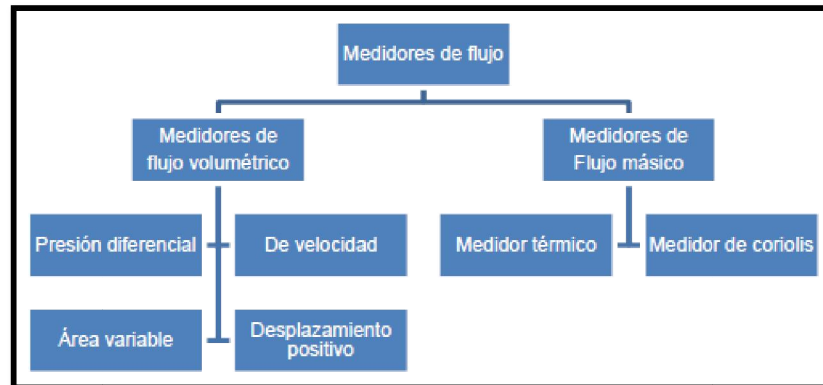
Figura 21. Entrada de datos para el Fisher Specification Manager



- *Medidor de Flujo*: Son instrumentos utilizados para determinar la cantidad de flujo volumétrico o másico que circula a través de una tubería. Existe una gran cantidad de principios con los cuales operan este tipo de instrumentos dependiendo del tipo de medidor.

Los tipos más comunes son los medidores de flujo de presión diferencial, de desplazamiento positivo, de velocidad y másicos. En la figura 22, se indica una clasificación general de los medidores de flujo.

Figura 22. Clasificación de los medidores de flujo



Fuente: GIL, Roberto. Unidad II: Medidores de Flujo. UNEFA, Venezuela.

En el diseño conceptual se utiliza un medidor de flujo, que junto con la válvula de control, garantiza la tasa de inyección de diluyente adecuada para obtener el API de la mezcla, esto se logra a través de un transmisor que permite al medidor de flujo enviar señales, de manera que se ajuste la tasa de flujo, abriendo o cerrando la válvula de control, siguiendo las condiciones establecidas. Para la selección del medidor de flujo adecuado para el sistema de inyección de nafta, se deben considerar los siguientes factores, según Mott⁷:

- Rangos de flujo a medir y tipo de fluido.
- Rangos de presión y temperatura de operación.
- Exactitud requerida y tipo de medición.
- Medio ambiente en que se realizará la medición.
- Pérdidas de presión aceptables.

⁷ **MOTT, Robert.** Mecánica de Fluidos. Pearson, 2006. Pag. 475

- Presupuesto (Costos del instrumento, la energía necesaria para operarlo, instalación, mantenimiento, instrumentación asociada...).
- Velocidad de respuesta del medidor.
- Calibración y ubicación en el sistema.

Para la selección de un medidor de flujo, se disponen de programas que ofrecen las compañías proveedoras de estos equipos, como lo son el Instrument Toolkit^R de la compañía Rosemount y el Product Selection Assistant de la compañía ABB.

En la siguiente tabla se muestran los rangos que debe manejar el medidor de flujo del diseño conceptual, basada en los datos suministrados por el ICP y que son requeridos como entrada para el Instrument Toolkit^R de Rosemount.

Tabla 13. Bases para la selección del medidor de flujo.

VARIABLE	MÍNIMO	NORMAL	MÁXIMO
Presión de operación (Psi)	50	280	500
Temperatura de operación (°F)	60	95	180
Flujo de nafta 73 API (bls/día)	30	70	250
Temperatura ambiente (°F)	60	90	100
Gravedad específica nafta 73 API	0,69	0,69	0,69
Diámetro de la tubería de instalación	3/4"		

Fuente: Basado en datos suministrados por el ICP

En la figura 23, se observan los distintos tipos de medidores de flujo con sus respectivas condiciones de operación máximas, lo cual permite la selección del tipo de medidor adecuado para el diseño conceptual.

Figura 23. Tipos de medidores de flujo y rangos de operación

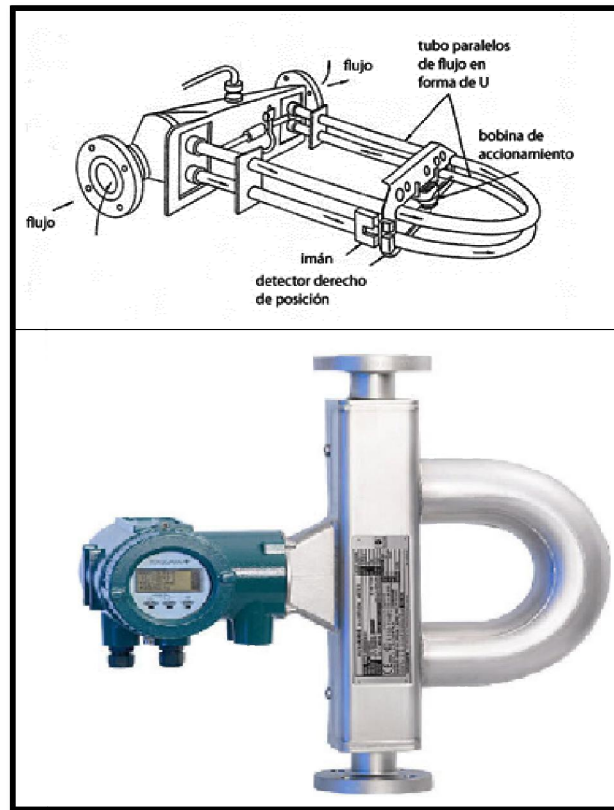
Tipo	Presión máxima (Bar)	Rango de Temp. (°C)	N° de Re mínimo	Gas (G) o Líquido (L)	Dos o más fases
Orificio	400	< + 650	$3 \cdot 10^4$	L G	P
Venturi	400	< + 650	10^5	L G	P
Boquilla	400	< + 650	$2 \cdot 10^4$	L G	N
Area variable	700	-80 a +400	Sin datos	L G	N
De blanco (Target)	100	-40 a +120	$3 \cdot 10^4$	L G	S
Pitot Promediante	400	< +540	10^4	L G	N
Boquilla sónica	400	< +650	$2.5 \cdot 10^4$	G	N
Paleta deslizante	100	-30 a +200	10^3	L	N
Ruedas ovaladas	100	-15 a +290	10^2	L	N
Pistón giratorio	170	-40 a +170	10^2	L	N
Diafragma para gases	200	-30 a +200	$2.5 \cdot 10^2$	G	N
Giratorio de gas	100	-40 a +150	10^3	G	N
Turbina	3500	-268 a +530	10^4	L G	N
Pelton	3500	-225 a +530	10^4	L G	N
Medidor mecánico	600	-25 a +200	10^4	L G	N
Turbina de inserción	70	-50 a +430	10^4	L G	N
Vórtex	260	-200 a +430	$2 \cdot 10^4$	L G	P
Tipo Coanda	100	-40 a +110	Sin datos	L G	N
Vórtex de inserción	70	-30 a +150	$5 \cdot 10^3$	L G	N
Electromagnético	300	-60 a +200	Sin límites	L	S / P
Electromagnético de inserción	20	+5 a +25	Sin datos	L	N
Doppler	*	-20 a +110	$5 \cdot 10^3$	L	S
Tiempo de Tránsito	200	-200 a +250	$5 \cdot 10^3$	L G	N / P
Coriolis	390	-240 a +400	10^2	L	P
Rotor de torsión	400	-240 a +350	10^4	L	N
Anemómetro	20	-200 A + 400	Sin datos	L G	N
De masa térmica	300	0 a +100	Sin datos	L G	N
Trazador	Sin datos	Sin datos	Sin límites	L G	P
Láser	*	Sin datos	Sin límites	L G	N

S. Adecuado P. Posible N. No adecuado * Depende del espesor del tubo

Fuente: <http://www.herrera.unt.edu.ar/controldeprocesos/>

En el diseño conceptual se utiliza un medidor de flujo tipo coriolis, por ser uno de los más exactos en sus mediciones y que en aplicaciones en campo ha mostrado muy buenos resultados, manejando flujos del orden de 1000 bls/día. El tipo coriolis mide directamente el caudal másico, mediante dos tubos, los cuales vibran al paso del flujo; estas vibraciones son captadas por unos sensores, los cuales convierten la resonancia en los tubos en una tasa de flujo mediante un transmisor (Ver figura 24).

Figura 24. Medidor de flujo tipo coriolis



Fuente: <http://www.directindustry.es/prod/yokogawa-europe/caudalímetros-másicos-efecto-coriolis-19033-457552.html>

El medidor de flujo tipo coriolis es ideal para casos donde la viscosidad del fluido es variable, permite la medición de flujos difíciles de medir como el nitrógeno líquido, las caídas de presión a través del equipo son relativamente bajas en comparación con otro tipo de medidores, “no requiere compensación por variaciones de temperatura o presión, porque la medición es independiente de estos factores”⁸

Otros equipos que componen el sistema de instrumentación del diseño conceptual, son los medidores de presión y temperatura (Figura 25), cuyo papel fundamental es la verificación de las condiciones de operación del sistema de

⁸ **MOTA, Guillermo.** Metodología para la Selección de Medidores de Flujo. México, 2012. Pag. 37

inyección; estos instrumentos transmitirán los datos registrados, de manera que se puedan realizar los ajustes de las condiciones de operación en caso de ser requerido. Para la selección de los medidores de presión y temperatura se puede utilizar entre otros programas o guías, el Product Selection Assistant de la compañía ABB, estos medidores se ajustan a las condiciones de operación del diseño conceptual.

Figura 25. Medidores de presión y temperatura



Fuente: <http://www.abb.com.co/product/us/9AAC910019.aspx?country=CO>

3.2.4 Equipo de Inyección

El cálculo de las caídas de presión desde el punto de conexión con el naftaducto, a través de la tubería, accesorios y equipos, es de suma importancia; ya que se debe conocer la presión resultante con la cual la nafta alcanza la entrada del equipo de inyección, con el fin de definir la presión adicional que se debe generar para conseguir la presión de inyección establecida en las condiciones operacionales, que además influye en la selección del equipo adecuado para tal tarea. La presión disponible en el punto de conexión con el naftaducto es de 280 psi, esta presión es suficiente para que el diluyente fluya sin problemas, a través

de los distintos accesorios y de los instrumentos de control y medición, hasta la entrada del equipo seleccionado para generar la presión de inyección de la nafta de 73 API.

Se realiza una verificación sencilla mediante el Pressure Drop Online-Calculator, programa en línea que permite calcular caídas de presión en tuberías y otros sistemas, donde se plantea un escenario que favorece las pérdidas del sistema, que tiene como fin la determinación de la presión resultante de la nafta a la entrada del equipo de inyección. El escenario se basa en:

- Una tubería de $\frac{3}{4}$ ". En tuberías de diámetros menores se presentan mayores caídas de presión.
- Longitud de la tubería de 820 ft (250 m). Aunque la distancia desde el punto de conexión hasta el equipo de inyección es menor que los 656 ft (200 m), indicados anteriormente, se tienen en cuenta los accesorios y equipos que puedan generar caídas de presión y que equivalen a tramos de tubería recta.
- Rugosidad de 1mm. Rangos de rugosidad para tubería nueva no sobrepasan los 0,20 mm.
- Tasa de flujo de 250 bls/día. Tasa de inyección para el diseño conceptual no sobrepasa los 70 bls/día.
- Densidad de la nafta de 73 API: 5,7704 lb/gal.
- Viscosidad de la nafta de 73 API: 0,5 cP.

La caída de presión total calculada mediante el Pressure Drop Online-Calculator, desde el punto de conexión hasta la entrada al equipo de inyección es de 76 psi (5,21 bar) según los ítems anteriores, como se observa en la figura 26. Por lo tanto se asumirá que la presión resultante de la nafta debido a las pérdidas es de 200 psi, la cual se convertirá en la presión de entrada al equipo de inyección.

Figura 26. Entrada de datos al Pressure Drop Online-Calculator y resultados

The image shows two side-by-side screenshots of the 'Pressure Drop Online-Calculator' web application. The left screenshot displays the input fields, and the right screenshot displays the calculated results.

Input Data (Left Screenshot):

- Element of pipe:** Group: Straight pipes, Subgroup: circular. Diameter of pipe D: 20.93 mm, Length of pipe L: 250 m, Pipe roughness: 1 mm.
- Flow medium:** Nafta, Condition: liquid. Volume flow: 250 petr.bl./day, Weight density: 5.7704 lb./gal, Dynamic Viscosity: 0.5 cP.
- Additional data for gases:** Pressure (inlet, abs.), Temperature (inlet), Temperature (outlet).
- Output of values:** metrical (selected), US.

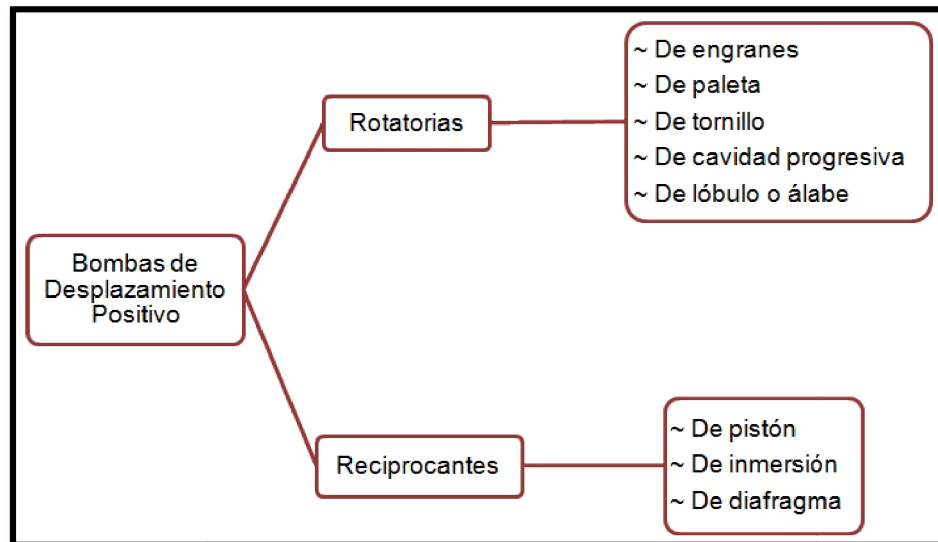
Calculation Output (Right Screenshot):

- Flow medium: Nafta / liquid
- Volume flow: 250 petr.bl./day
- Weight density: 5.7704 lb./gal.
- Dynamic Viscosity: 0.5 cP
- Element of pipe: circular
- Dimensions of element: Diameter of pipe D: 20.93 mm, Length of pipe L: 250 m
- Velocity of flow: 1.34 m/s
- Reynolds number: 38700
- Velocity of flow 2: -
- Reynolds number 2: -
- Flow: turbulent
- Absolute roughness: 1 mm
- Pipe friction number: 0.07
- Resistance coefficient: 842.33
- Resist. coeff. branching pipe: -
- Press. drop branch. pipe: -
- Pressure drop: 5206.3 mbar, 5.21 bar

Dentro de los equipos utilizados en la industria petrolera para generar altas presiones en el flujo de líquidos, se destacan las bombas de desplazamiento positivo. Este tipo de bombas se caracterizan por que suministran un volumen de fluido constante en cada ciclo o revolución del elemento de bombeo, independiente de la presión que encuentre el líquido a su salida de la bomba; además, no necesitan "cebarse", para ponerlas en marcha, es decir, no es necesario llenar previamente el tubo de succión y el cuerpo de la bomba para que ésta pueda iniciar su funcionamiento, ya que a medida que la bomba va

llenándose de líquido, éste va desalojando el aire contenido en la tubería de succión, iniciándose el bombeo cuando el aire ha sido desalojado completamente. Una clasificación general de los tipos de bombas de desplazamiento positivo se observa en la figura 27.

Figura 27. Tipos de bombas de desplazamiento positivo



Fuente: MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos. Pearson, 2006.

Para la selección de la bomba de desplazamiento positivo, al igual que para los anteriores equipos e instrumentos, se disponen de catálogos de las empresas proveedoras, tablas de especificaciones generales de bombas, software especializado y programas en línea o de descarga gratuita, donde ingresando una serie de valores sobre las condiciones operacionales, analizan la disponibilidad de equipos que cumplan con estos requerimientos.

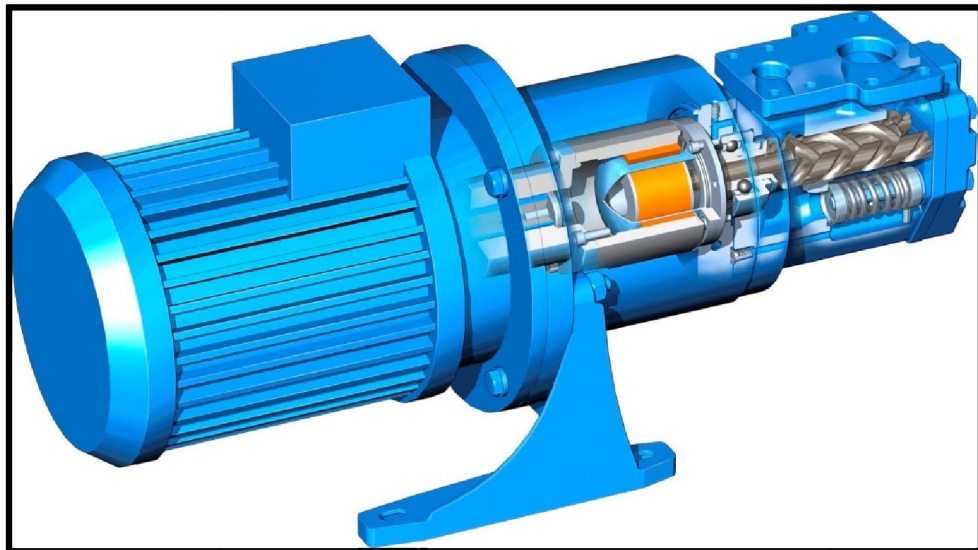
Entre los programas en línea o software para la selección de bombas, se encuentran el AFT Mercury de la compañía Catalonia Engineering Solutions y Pump Selection System de la compañía Goulds Pumps.

En el diseño conceptual, la bomba debe cumplir parámetros operacionales con base en datos de temperatura de operación, gravedad específica, viscosidad, presión de vapor y tasa de flujo de la nafta, que se muestran anteriormente en la tabla 12; además de otros valores, entre los que se pueden mencionar:

- Presión de succión: 200 Psi
- Temperatura ambiente: 95 °F
- Presión de descarga: ≥ 1700 Psi en fondo de pozo

La bomba de desplazamiento positivo seleccionada para el diseño conceptual es una bomba rotatoria tipo tornillo (Figura 28). La ventaja de este tipo de bomba es que entrega un flujo libre de pulsaciones, continuo y uniforme en la descarga; además, pueden operar a altas velocidades y de forma más silenciosa que los otros tipos de bombas, alcanzan “presiones de descarga de hasta 3000 Psi y tasas de flujo desde 0 m³/h hasta 250 m³/h (37700 bls/día)”⁹.

Figura 28. Bomba tipo tornillo



Fuente: <http://www.directindustry.es/prod/imo-ab/bombas-tornillo-aplicaciones-marinas-5783-410376.html>

⁹ MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos. Pearson, 2006. Pag. 410

3.2.5 Instrumentación Adicional

Al comenzar la inyección de nafta se puede presentar un incremento de la producción del pozo, razón por la cual, se necesitaría aumentar la tasa de inyección de diluyente con el fin de mantener estable el rango de API de la mezcla y las mejoras en las condiciones de operación de la bomba de subsuelo debido a la disminución de la viscosidad, para ello se utiliza en la tubería de producción un medidor de viscosidad o viscosímetro (Figura 29), que mida en tiempo real la viscosidad del crudo producido (Nafta 73 API + Crudo de 8 API).

Figura 29. Viscosímetro



Fuente: www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Micro%20Motion%20Documents/7827_PDS_SPA_PS-001219_C_web.pdf

Los datos registrados por el viscosímetro, se cotejarán con una serie de valores de viscosidad y temperatura de la mezcla, determinados mediante pruebas de laboratorio, como los observados en la tabla 10 del capítulo II, con el fin de comprobar que el crudo producido cumple con las condiciones de viscosidad y rango de API establecidos por la compañía operadora; llegado el caso que las viscosidades registradas no estén dentro del rango de viscosidades esperadas

para determinadas temperaturas, se podrán tomar los correctivos, incrementando o disminuyendo la tasa de inyección de flujo de nafta.

3.2.6 Sistema de Control

El control del sistema de inyección de diluyente en el pozo se realiza mediante una Unidad Terminal Remota o RTU por sus siglas en inglés, por medio de la cual se hará el seguimiento de la inyección de nafta. Por lo general la RTU se instala en el cuarto donde se encuentran los variadores de velocidad de los sistemas de levantamiento artificial; están diseñadas para operar en forma segura en ambientes hostiles, protegidas de la erosión, humedad, polvo y de otros contaminantes atmosféricos.

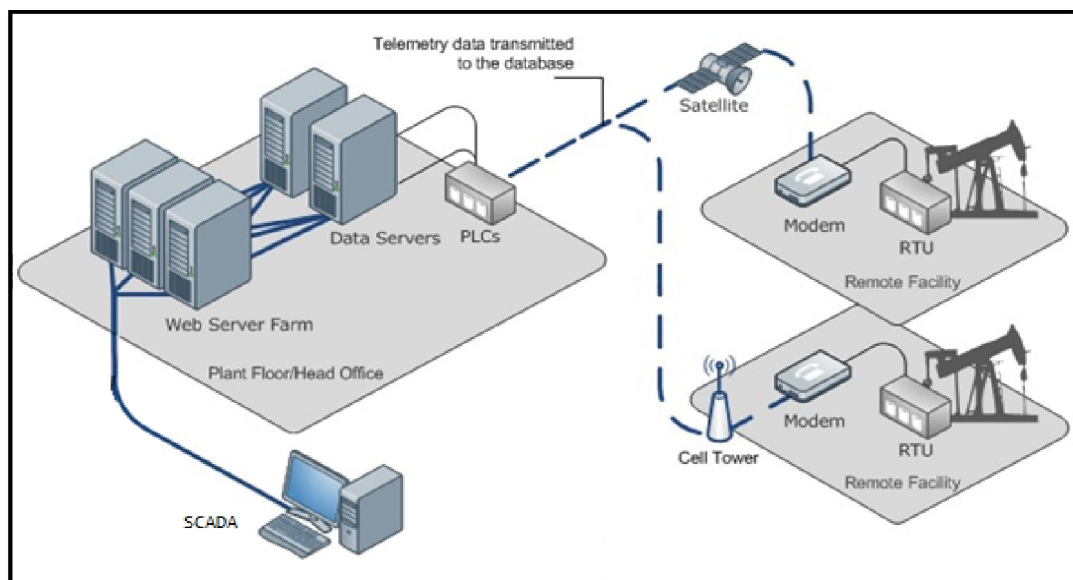
La RTU recolecta la información directamente de los sensores, medidores y equipamiento de campo; para luego procesarla y transmitirla de manera análoga y/o digital a una estación de monitoreo central, donde se encuentra un sistema de control superior, en este caso un Controlador Lógico Programable o PLC por sus siglas en inglés. El PLC es un equipo electrónico, que se ha diseñado para programar y controlar procesos secuenciales en tiempo real. Dentro de las funciones que el PLC puede cumplir en el diseño conceptual se encuentran operaciones como las de detección y de mando, en las que se elaboran y envían datos de acción a los equipos e instrumentos de campo; para ello es necesario programarlo con cierta información acerca de los procesos que se quieren controlar.

Una vez la información enviada desde campo mediante la RTU es recibida por el PLC, se verifican las condiciones operacionales como tasa de flujo, presión de inyección, datos de viscosidad, temperatura, etc. Si alguna de estas condiciones

se encuentra por fuera de los rangos establecidos, se pueden tomar las correcciones necesarias realizando ajustes, los cuales son enviados por medio de señales de vuelta a la RTU, que gracias al programa lógico interno, logra implementar los correctivos a través de los accionadores de los distintos equipos e instrumentos. Para la visualización de los valores de las condiciones de operación del sistema de inyección, así como los datos históricos de los equipos, se utilizara un sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos o SCADA por sus siglas en inglés.

Dentro de las ventajas que estos equipos ofrecen, esta la posibilidad de ahorrar tiempo en la elaboración de proyectos, ya que se pueden realizar modificaciones sin costos adicionales. Por otra parte, son de tamaño reducido, mantenimiento de bajo costo y permiten controlar más de una máquina con el mismo equipo. En la figura 30, se presenta un esquema del sistema de control propuesto para las facilidades de superficie, donde se pueden identificar RTU, PLC, SCADA y demás componentes del sistema.

Figura 30. Esquema del sistema de control para el diseño conceptual



Fuente: Tomado y modificado de <http://www.controlsworks.com/Product/Architecture/Distributed.aspx>

Para la conexión eléctrica de los equipos e instrumentos de los diferentes sistemas que componen las facilidades de superficie del diseño conceptual, se debe hacer revisión de las distintas normas de construcción y montaje de redes eléctricas, igualmente se deben seleccionar los elementos adecuados para realizar dicha conexión, tales como cables, fungibles eléctricos, etc.

3.2.7 Esquema de las Facilidades de Superficie

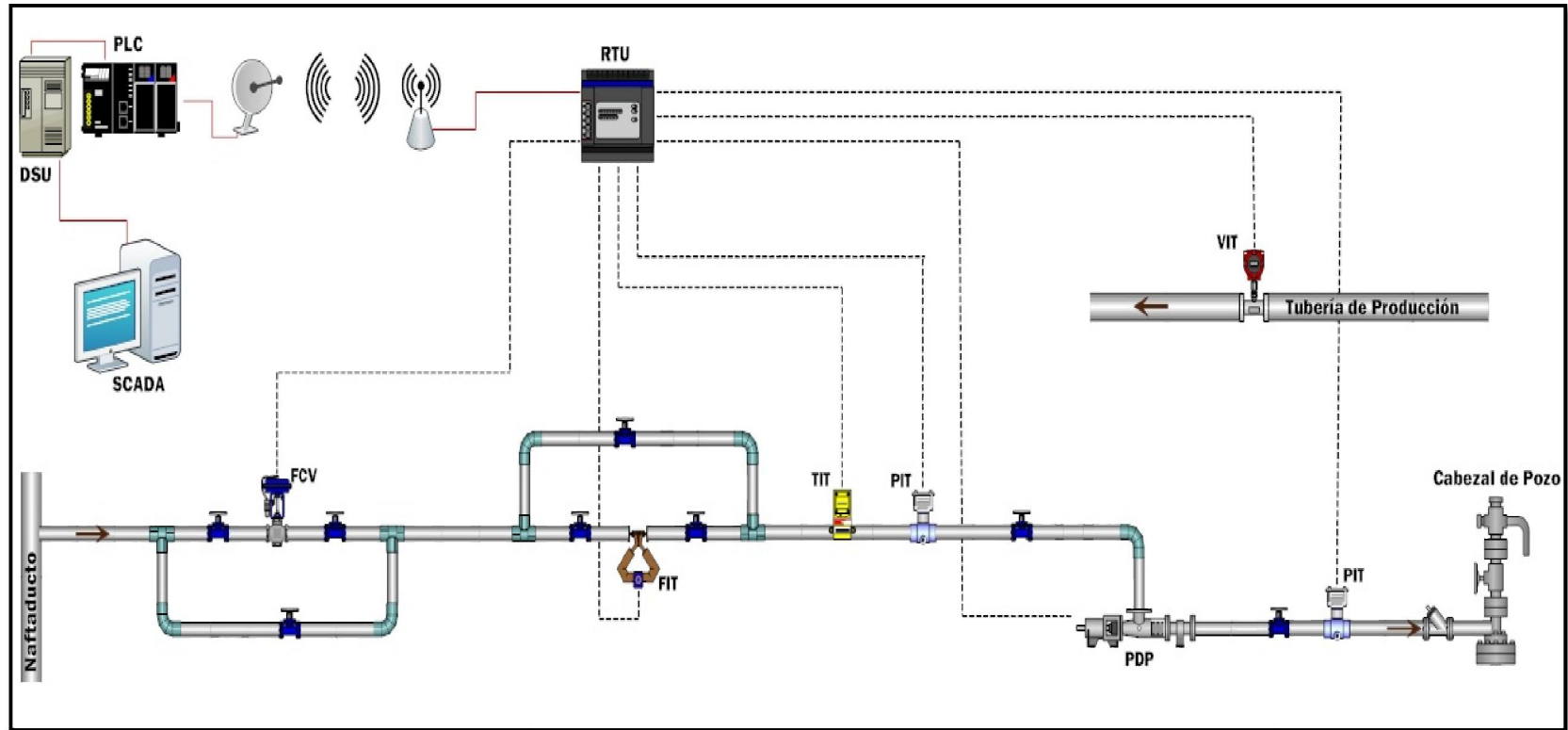
A lo largo de este capítulo se especificaron los diferentes sistemas, así como los equipos e instrumentos que componen cada uno de ellos. La unión de estos sistemas en conjunto, dan como resultado un esquema general de las facilidades de superficie del diseño conceptual.

En la figura 31 se muestra el esquema general de las facilidades de superficie, definidas a lo largo de este capítulo. Donde se identifican los equipos e instrumentos en su respectiva ubicación dentro del diseño conceptual. A continuación se muestra el significado de las abreviaciones utilizadas en el esquema.

- Válvula de control de flujo (FCV)
- Medidor de flujo (FIT)
- Medidor de temperatura (TIT)
- Medidor de presión (PIT)
- Medidor de viscosidad (VIT)
- Almacenamiento de datos (DSU)

- Bomba de desplazamiento positivo (PDP)
- Controlador Lógico Programable (PLC)
- Unidad Terminal Remota (RTU)
- Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA)

Figura 31. Esquema propuesto de las facilidades de superficie para el diseño conceptual

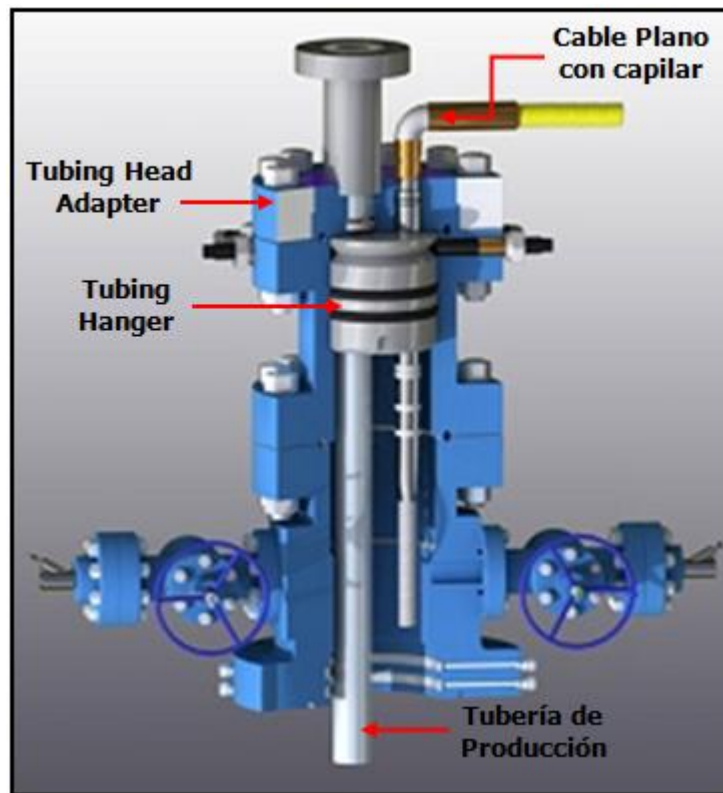


4 COMPLETAMIENTO DE POZO PARA EL DISEÑO CONCEPTUAL

4.1 CABEZAL DE POZO

Actualmente en el pozo seleccionado para el diseño conceptual se tiene instalado un sistema de bombeo electrosumergible asistido con inyección de químicos, que se realiza a través de un tubo capilar de $\frac{3}{8}$ " , el cual está integrado al cable plano que suministra la energía eléctrica para el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial. En la figura 32, se muestra el esquema del cabezal de pozo, donde se señala el cable plano con capilar y la tubería de producción, así como el tubing hanger y el tubing head adapter.

Figura 32. Esquema del cabezal de pozo



Fuente: Tomado y modificado de <http://www.ittbw.com/Products/Wellhead-Feedthrus/3-Piece-Wellhead-Feedthru-Systems.aspx>

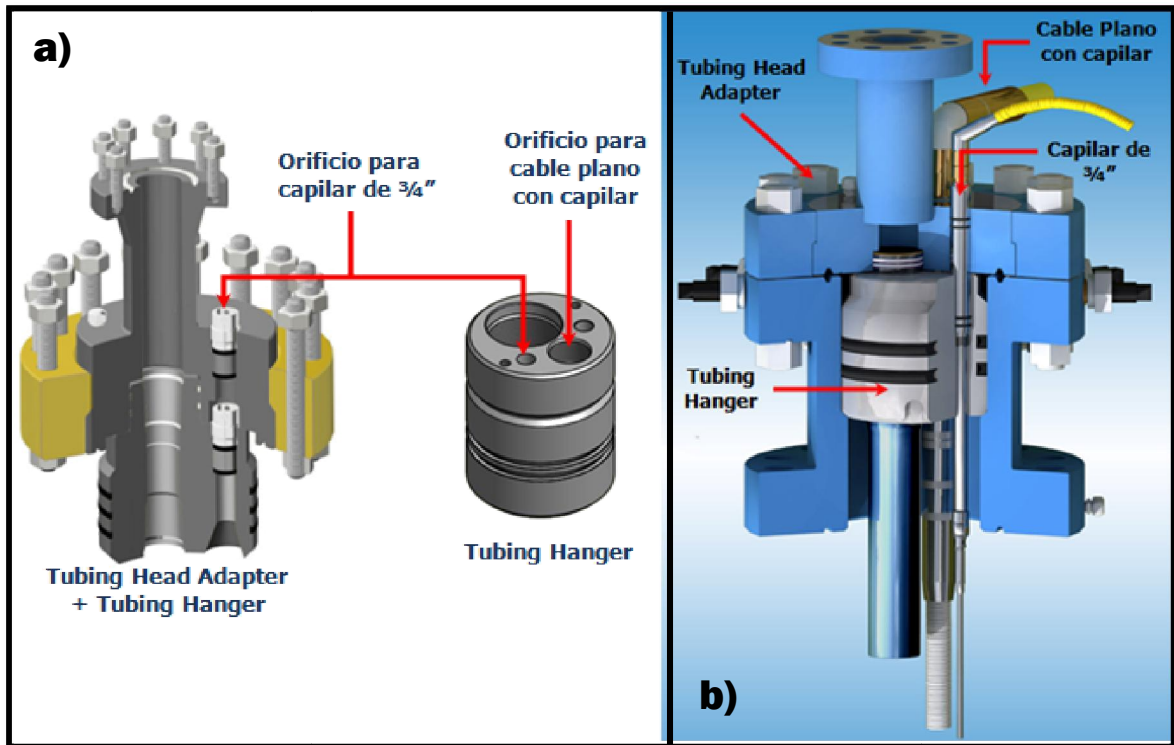
La inyección de diluyente para el diseño conceptual se realizara mediante una tubería capilar independiente de $\frac{3}{4}$ " de norma ASTM A 106 Grado B de acero al carbono como se establece en el capítulo anterior, que se instalara desde cabeza de pozo hasta fondo, con el propósito de inyectar la nafta en el área donde se encuentran los perforados, para ello se deben realizar algunas modificaciones en el cabezal del pozo, que permitan la instalación y el aseguramiento del capilar.

La tubería capilar de $\frac{3}{4}$ " atravesara el tubing head adapter y el tubing hanger, como se observa en la figura 31 donde el cable plano con capilar de $\frac{3}{8}$ " pasa a través de estos elementos; por lo cual se requiere un orificio equivalente para una tubería de 1"* , que permita la conexión de la línea de inyección en superficie con el capilar del pozo.

Las modificaciones del cabezal pueden consistir en la ampliación de un orificio existente, tanto en el tubing hanger como en el tubing head adapter instalados actualmente, hasta el diámetro necesario para permitir la inserción del capilar de $\frac{3}{4}$ " en el pozo; otra solución es el cambio de estos elementos de completamiento por los que puedan proveer las distintas compañías fabricantes, con las especificaciones necesarias para la instalación y aseguramiento del capilar de $\frac{3}{4}$ " , así como de los demás elementos de completamiento necesarios para el funcionamiento adecuado del sistema de levantamiento artificial; aunque esto generara un aumento de los costos. Para el aseguramiento del capilar en el cabezal se requerirá de empaques, sellos u otros componentes que sostengan y toleren el peso del capilar. En la figura 33, en el caso a) se indican las modificaciones del tubing hanger y el tubing head adapter antes mencionadas. Para el caso b), se presenta el esquema del cabezal de pozo propuesto para el diseño conceptual.

* Los diámetros mencionados en esta tesis corresponden a diámetros nominales (DN). Por lo tanto una tubería de 1" tiene un diámetro exterior de 1,315", en tanto una tubería de $\frac{3}{4}$ " tiene un diámetro exterior de 1,050", de esta manera se garantiza que el capilar de $\frac{3}{4}$ " pueda pasar a través de un orificio equivalente para una tubería de 1".

Figura 33. Esquema del cabezal de pozo propuesto para el diseño conceptual, con modificaciones para tubing hanger y tubing head adapter



Fuente: Tomado y modificado de <http://www.itbiw.com/Products/Wellhead-Outlets/I-Wire-Wellhead-Feedthrus.aspx> y <http://www.repede-group.com/en/products/wellheads/th-esp>

4.2 SISTEMA DE LEVANAMIENTO ARTIFICIAL

Un sistema de inyección de diluyente va de la mano de un sistema de levantamiento artificial; para la selección del sistema de levantamiento artificial del diseño conceptual, se siguieron los siguientes pasos:

1. En la información del estado mecánico del pozo, se observa que posee un bombeo electrosumergible (Centrilift, 139 etapas, P23) asistido por inyección de químicos, por lo cual se debe evaluar si se mantiene el mismo o si es necesario el cambio del sistema de levantamiento.

2. Cambiar el sistema de levantamiento artificial por otro de menor tamaño o tipo, incurriría en la generación de altos costos que ocasionarían la inviabilidad económica del diseño conceptual.
3. El bombeo electrosumergible instalado opera con una eficiencia de 23%^{**} bajo las condiciones actuales de operación mostradas en la tabla 5 del capítulo II (sin inyección de nafta); este sistema de bombeo electrosumergible puede llegar a alcanzar una eficiencia de 38%^{**}.
4. Entre los beneficios que se esperan de la inyección de diluyentes, está el aumento de la eficiencia del sistema de levantamiento artificial y la disminución en el consumo eléctrico, por lo cual mantener el sistema de bombeo electrosumergible actual es desde el punto de vista técnico y financiero, la mejor opción.

4.3 PUNTO DE INYECCIÓN

El punto definido para la inyección de diluyente, es la cara de la formación del pozo, sobre el cual se desarrolla el diseño conceptual de las facilidades de superficie y el completamiento de pozo, objetivo general de este trabajo de grado.

La profundidad a la cual se encuentra el punto de inyección se ha fijado en 8071 ft, que se ha definido como la PMP (Profundidad Media Perforada), con base en el estado mecánico del pozo mostrado en la tabla 1 del capítulo II, allí se indica que la zona cañoneada o de los perforados se extiende desde los 7952 ft hasta 8190 ft. La longitud de la tubería capilar de ¾" dentro del pozo debe ser de 8071 ft como

^{**} Eficiencia del sistema de bombeo electrosumergible mostrada en la curva de desempeño obtenida mediante simulación en PIPESIM, que se mostrara en detalle en el capítulo 5.

mínimo, puesto que se pueden necesitar algunos pies extras para la instalación en el cabezal.

En el extremo del capilar en fondo de pozo se instala un niple o reducción, cuyo material debe tolerar las condiciones operacionales del sistema y del pozo, para asegurar que la presión generada por la bomba de desplazamiento positivo en superficie, alcance la presión de inyección necesaria en fondo de pozo; este elemento de completamiento aumenta la velocidad de flujo de la nafta y por ende la presión.

Se debe tener especial cuidado con la selección del tipo de niple o reducción, ya que un error en la escogencia de este elemento, podría ocasionar que la presión de inyección en fondo aumente demasiado, fracturando la formación u incrementando el daño, o por el contrario la presión no alcance el valor esperado y la nafta no pueda ser inyectada en el punto seleccionado. Otros problemas pueden ser las restricciones de flujo o taponamiento de la reducción debido a la presencia de arenas o finos.

La tubería capilar debe ser fijada o sujeta a la tubería de producción, para garantizar un desarrollo seguro del proceso de inyección, evitando que las vibraciones y oscilamientos del capilar puedan poner en riesgo el desarrollo de la inyección y que se puedan presentar situaciones que pongan en peligro la vida de los trabajadores asentados en inmediaciones del pozo.

Una de las opciones para el aseguramiento del capilar son las abrazaderas para tubería (Clamps) de dos vías, una de ellas ira sujeta firmemente a la tubería de producción, mientras la otra permitirá el desplazamiento de la tubería capilar hacia el tope o fondo del pozo según sea necesario, ésta ultima debe tener un diámetro equivalente para una tubería de 1", como se explico anteriormente, que garantice el movimiento del capilar.

La ventaja de este sistema propuesto es la facilidad para bajar el capilar hacia el punto de inyección, al mismo tiempo posibilita la extracción del mismo, evitando sacar la tubería de producción junto con el sistema de levantamiento artificial instalado. La abrazadera debe tener un recubrimiento o protección en su interior, para evitar que al momento de deslizarse la tubería al fondo del pozo, el roce cause algún daño al capilar y a la misma abrazadera. En la figura 34 se muestran algunos modelos de la abrazadera sugerida para sujetar el capilar a la tubería de producción.

Figura 34. Abrazadera para tubería de 2 vías



Fuente: Tomado y modificado de <http://www.equipson.es/prodDetail.asp?idproducto=405> y <http://www.aerialsandtv.com/onlinepolesandbrackets.html#2x2&2x1Clamps>

Solo una parte de la longitud total del capilar se sujetara a la tubería de producción, el resto de la tubería capilar ira libre hasta la profundidad establecida para la inyección. Asumiendo que la profundidad a la que se encuentra el sistema de bombeo electrosumergible no cambia, se tendrían 5000 ft del capilar asegurado a la tubería de producción, en tanto, más de 3000 ft de tubería irán libres hasta la zona de los perforados.

Las condiciones propias de la inyección, las altas temperaturas y el flujo de crudo desde el yacimiento hacia el pozo, podrían generar vibraciones y oscilaciones del capilar; para prevenir estas situaciones, se plantea la instalación de un elemento

de completamiento, del cual la revisión bibliográfica realizada para el proyecto no mostro existencia alguna.

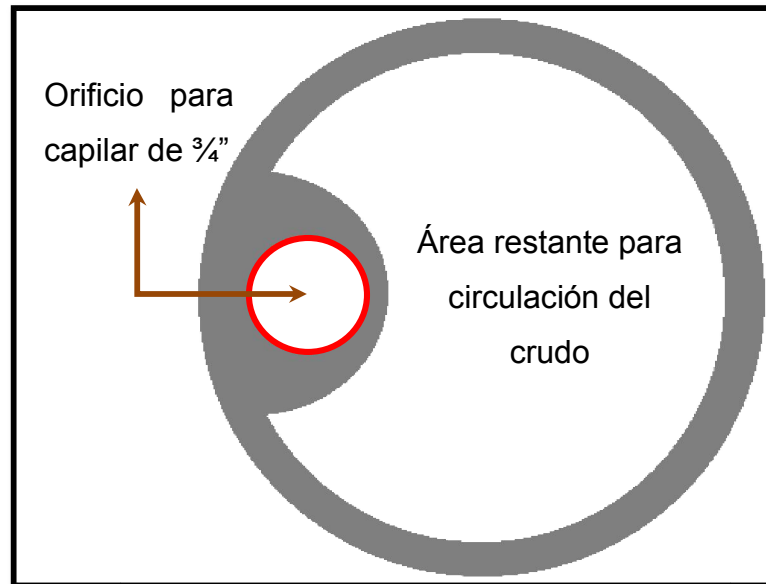
Por ello se plantea la modificación de algún componente de completamiento ya existente, que soporte temperaturas en el rango de los 200 °F o mayores, fabricado en un material resistente a la abrasión y acción corrosiva de los fluidos presentes en el pozo (crudo, agua, químicos, nafta, etc.) y que pueda instalarse en el tope del liner de 7" a una profundidad de 7600 ft; este elemento de completamiento de forma circular posee un orificio para permitir el aseguramiento y el paso del capilar.

El orificio para el aseguramiento del capilar se encuentra sustentado en una placa o aleta, cuya superficie debe limitarse al máximo, debido a que ocupa una parte del área de flujo del elemento de completamiento, el área restante de flujo no debe presentar restricciones, con el fin de evitar caídas de presión.

El diseño de este elemento de completamiento, debe buscar generar las menores perdidas de presión posibles en el sistema, así como generar las mayores turbulencias que ayuden a que la mezcla (crudo + nafta) sea más homogénea.

En la figura 35 se presenta una vista transversal del diseño alternativo de este elemento de completamiento modificado ("Asegurador de Capilar"), donde se puede observar el orificio para el aseguramiento del capilar y el área restante para el flujo de crudo.

Figura 35. Asegurador de capilar



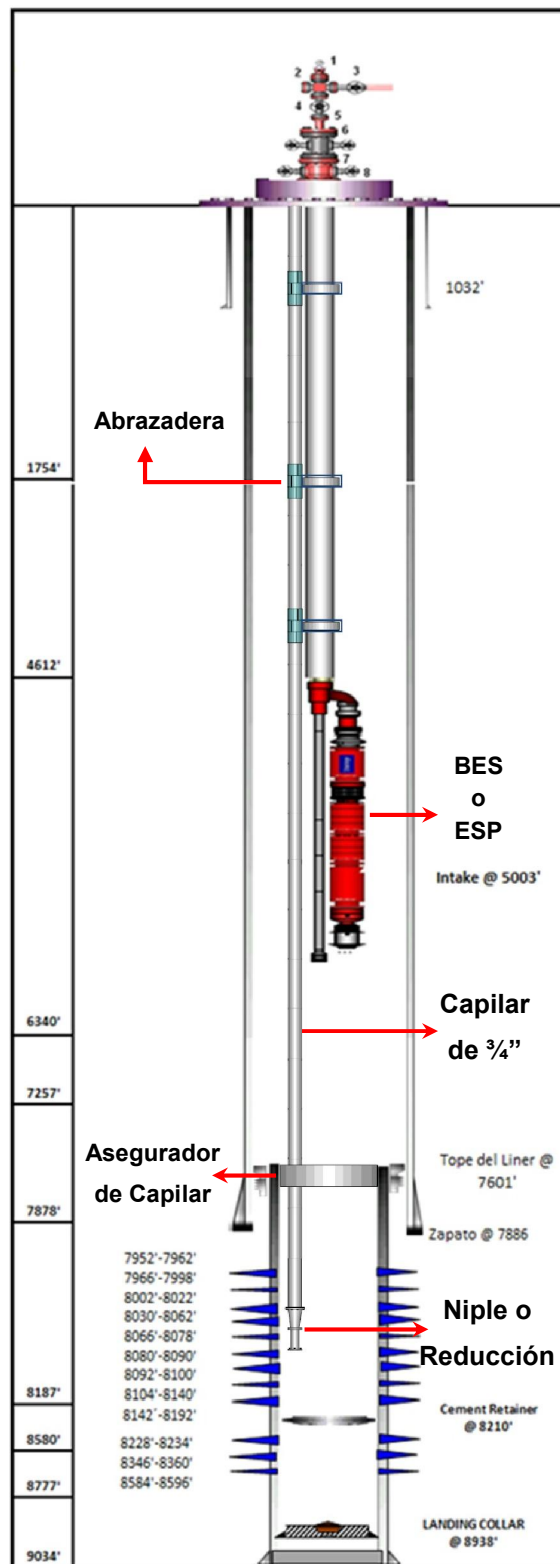
4.4 ESQUEMA DEL COMPLETAMIENTO DE POZO

A lo largo del capítulo 4, se definieron los diferentes elementos de completamiento de pozo, así como las modificaciones necesarias para la implementación de un sistema de inyección de nafta en la cara de la formación. La unión de este conjunto de elementos y modificaciones, posibilita la creación de un esquema general del completamiento de pozo para el diseño conceptual.

En la figura 36 se presenta el esquema del completamiento de pozo, donde se identifican los diferentes elementos de completamiento y su respectiva ubicación dentro del diseño conceptual.

El esquema general del diseño conceptual del sistema de inyección de diluyente (facilidades de superficie + completamiento de pozo) lo conforman las figuras 31 y 36 respectivamente. (Ver Anexo A)

Figura 36. Esquema propuesto para el completamiento de pozo del diseño conceptual



5 VALIDACIÓN DEL DISEÑO CONCEPTUAL

En los capítulos anteriores se definió el diseño conceptual de las facilidades de superficie y completamiento de pozo, para la inyección de diluyente. El siguiente paso es la validación del diseño propuesto, pero antes se debe simular el estado actual del pozo seleccionado, con el propósito de verificar las condiciones de operación del bombeo electrosomergible, para luego comparar con los resultados que se obtengan del diseño conceptual.

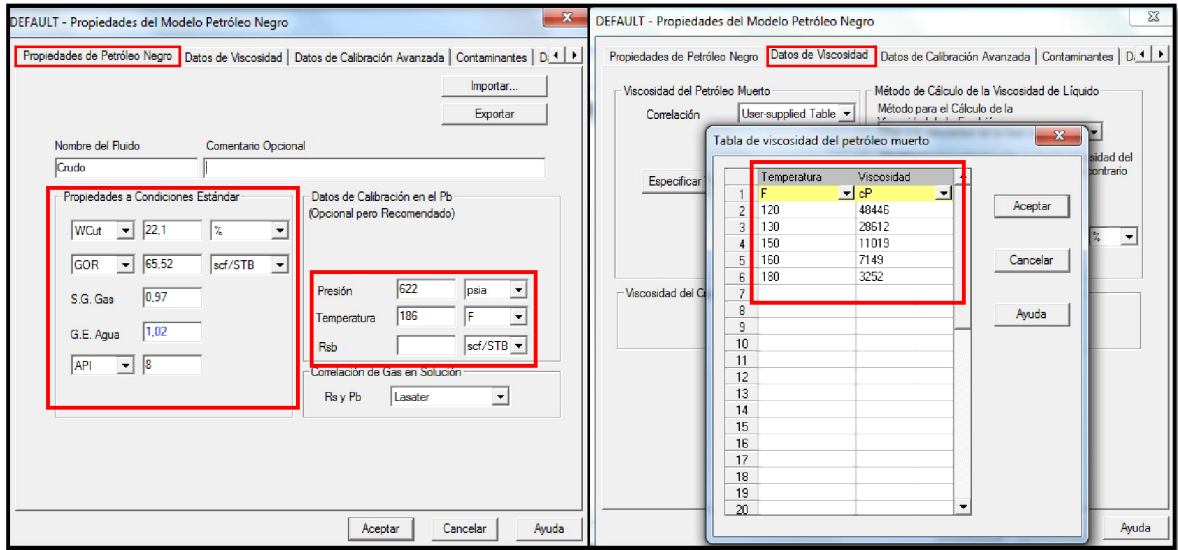
Dentro de los datos suministrados por el ICP, se encuentra que el índice de productividad del pozo, sustentado en las condiciones de operación mostradas en las tablas del capítulo II, es de 1,641994 STB/día/psi, este dato será el punto de verificación para la simulación del estado actual del pozo

5.1 ESTADO ACTUAL DEL POZO

El simulador seleccionado para la verificación del estado actual del pozo, es PIPESIM. A partir de las variables presentadas en las tablas 2, 3, 4, 5 y 7 del capítulo II, se construye el modelo de fluidos de petróleo negro en PIPESIM, abriendo el menú configurar > petróleo negro > propiedades del modelo petróleo negro, donde se cargan los respectivos valores de W-Cut, GOR, API, gravedad específica del gas, y punto de burbuja (presión en psia y temperatura en °F).

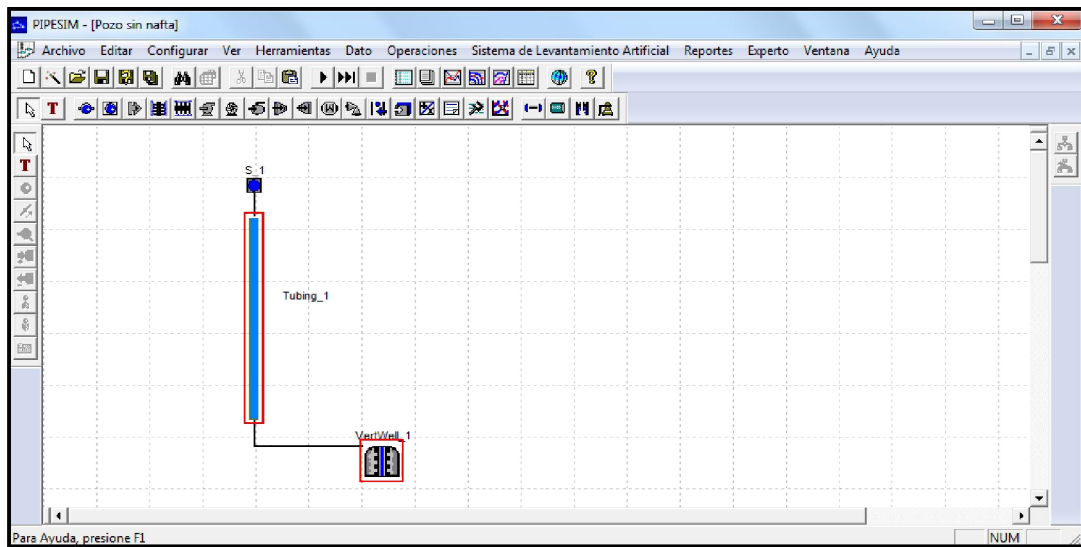
Luego se abre la pestaña datos de viscosidad > correlación “user-supplied table” > especificar tabla de viscosidades, se registran los datos de viscosidad del crudo de 8 API a diferentes temperaturas; en la pestaña contaminantes se pueden ingresar los valores de acuerdo a lo mostrado en el PVT del crudo. El procedimiento anterior se resume en la figura 37.

Figura 37. Propiedades del modelo petróleo negro



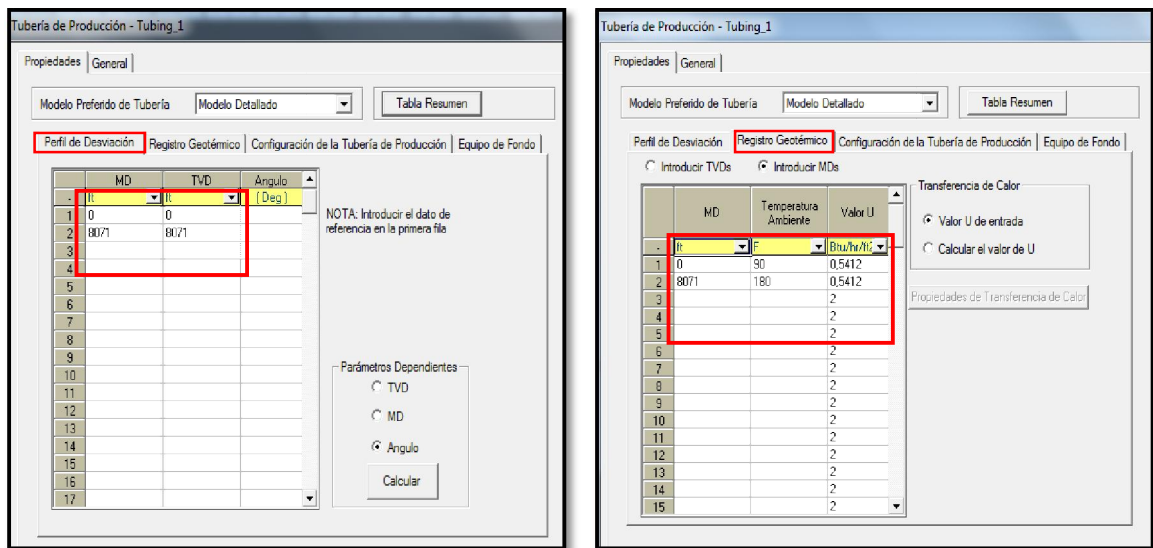
Luego en la ventana principal se agregan los elementos nodo frontera, terminación vertical y tubería de producción, que representan el esquema del pozo y dan forma al modelo. En la figura 38 se presentan estos ítems.

Figura 38. Esquema del modelo



Se selecciona la tubería de producción, donde se ingresan los valores del perfil de desviación, registro geotérmico, configuración de la tubería de producción y equipo de fondo, que se encuentran en las tablas 1 y 5 del capítulo II. En la figura 39, se observan las ventanas donde se ingresan los datos del perfil de desviación del pozo y los datos de temperatura que permiten crear el perfil geotérmico.

Figura 39. Perfil de desviación y registro geotérmico.



En la figura 40 se muestran las ventanas donde se configura la tubería de producción (profundidad, diámetro y espesor de tubería) y el equipo de fondo, para este caso la bomba electrosumergible (frecuencia, etapas de la bomba, fabricante y modelo).

El siguiente paso es la configuración de la terminación vertical, para lo cual se ingresan los valores de presión* de yacimiento, temperatura de yacimiento e índice de productividad, éste último si no se tiene se le da el valor de 1 (ver figura 41),

* Los datos de presión deben estar en unidades psia para ser ingresados al simulador.

para luego calcularlo cuando se ajuste el modelo por medio de temperatura y presión.

Figura 40. Configuración de la tubería de producción y equipo de fondo

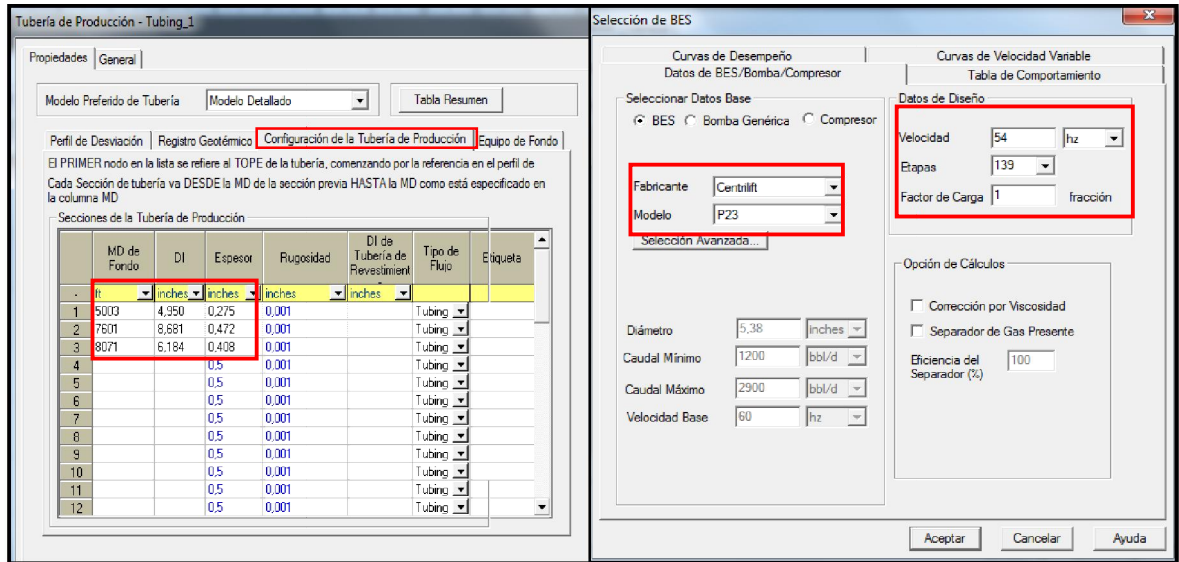
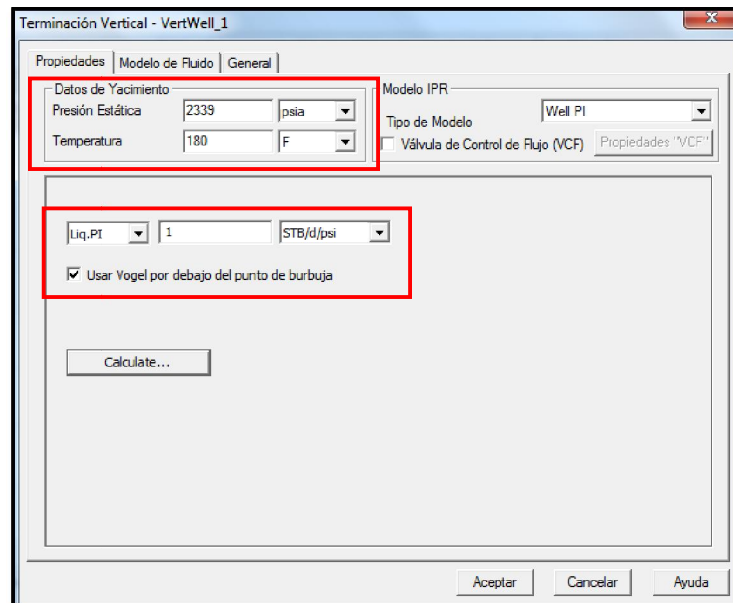
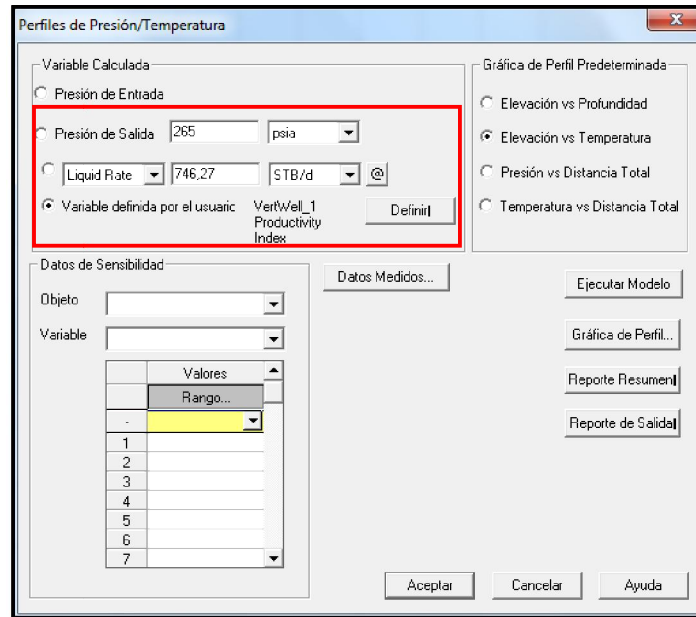


Figura 41. Configuración de la terminación vertical



Una vez se han configurado el modelo de petróleo negro, la tubería de producción y la terminación vertical, se ingresa al menú operaciones > perfil presión/temperatura como se indica en la figura 42, donde se cargan los datos de producción total y la presión en cabeza (tabla 5 del capítulo II).

Figura 42. Perfil presión/temperatura



Luego se selecciona la opción elevación Vs temperatura > ejecutar modelo, a partir de allí se ajusta el modelo tomando como referencia la temperatura del crudo en cabeza de pozo, variando los valores de transferencia de calor en el registro geotérmico hasta alcanzar dicha temperatura. Posteriormente se selecciona la opción elevación Vs profundidad > ejecutar modelo, se comienza con el ajuste del modelo variando el factor de carga en las propiedades del equipo de fondo, buscando que la presión de entrada a la bomba concuerde con la establecida en la tabla 5 del capítulo II.

En la figura 43 se presentan los resultados obtenidos luego de los ajustes del modelo; en la parte derecha se observa la temperatura en cabeza y en la parte izquierda la presión de entrada a la bomba, ambos resultados coinciden con las condiciones operacionales actuales del pozo. Adicionalmente en la parte superior de cada tabla se observa que el índice de productividad calculado es de 1,550940 STB/día/psi que en comparación con el dato suministrado por el ICP, tiene una exactitud cercana al 95%, motivo por el cual el modelo es aceptado como una simulación de las condiciones de pozo; además la temperatura de entrada a la bomba mostrada en la tabla 5 del capítulo II, coincide con la calculada, que se observa resaltada en azul en la figura 43.

Figura 43. Resultados obtenidos luego de ajustar el modelo

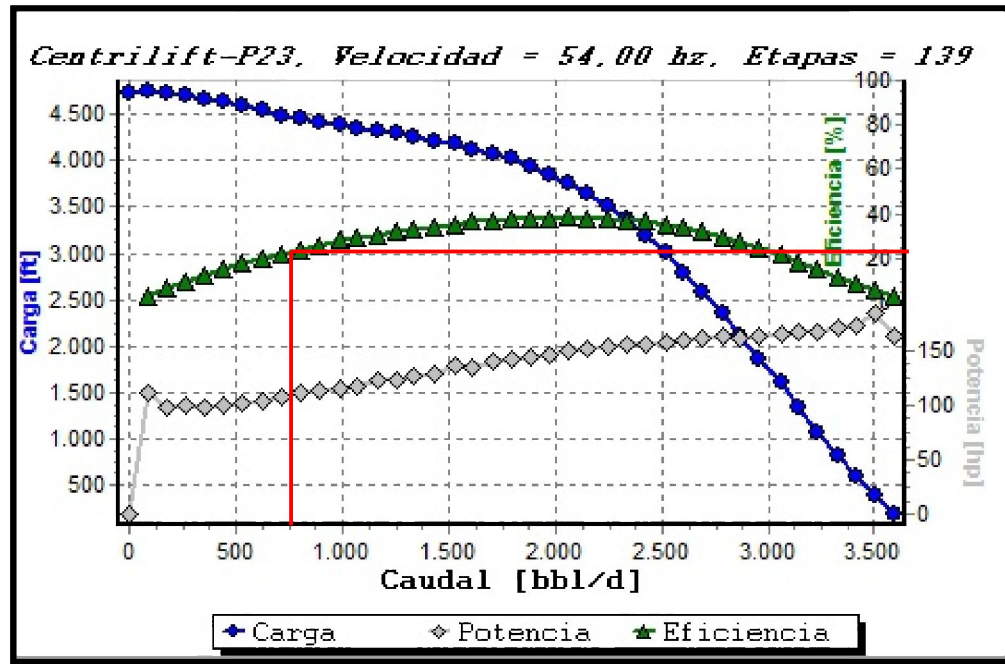
	Temperature (F)	Elevation (ft)
	LPI=1.550940 stb/day/psi	LPI=1.550940
3	179,996	-8.071,
4	182,5726	-8.071,
5	182,5726	-8.071,
6	182,2173	-7.601,
7	180,9157	-7.003,
8	177,3415	-6.003,
9	172,1265	-5.003,
10	203,7757	-5.003,
11	203,7547	-5.000,
12	196,5065	-4.000,
13	188,8137	-3.000,
14	180,7298	-2.000,
15	172,3042	-1.000,
16	162,0048	0,
17		

	Pressure (psia)	Elevation (ft)
	LPI=1.550940 stb/day/psi	LPI=1.550940
3	2.339,0001	-8.071,
4	1.857,8274	-8.071,
5	1.857,8274	-8.071,
6	1.658,8624	-7.601,
7	1.408,8207	-7.003,
8	990,6752	-6.003,
9	572,4783	-5.003,
10	2.407,595	-5.003,
11	2.406,3265	-5.000,
12	1.982,3699	-4.000,
13	1.555,7834	-3.000,
14	1.125,8534	-2.000,
15	691,5621	-1.000,
16	265,2567	0,
17		

Por medio de la simulación se pueden obtener las curvas de desempeño de la bomba electrosumergible instalada en el pozo; que opera con una eficiencia de 23% como se indica en la figura 44, para una producción total de 746,27 bls/día**.

** Producción total actual (crudo + agua) del pozo seleccionado para el diseño conceptual.

Figura 44. Curvas de desempeño de bomba electrosumergible para condiciones actuales de producción del pozo



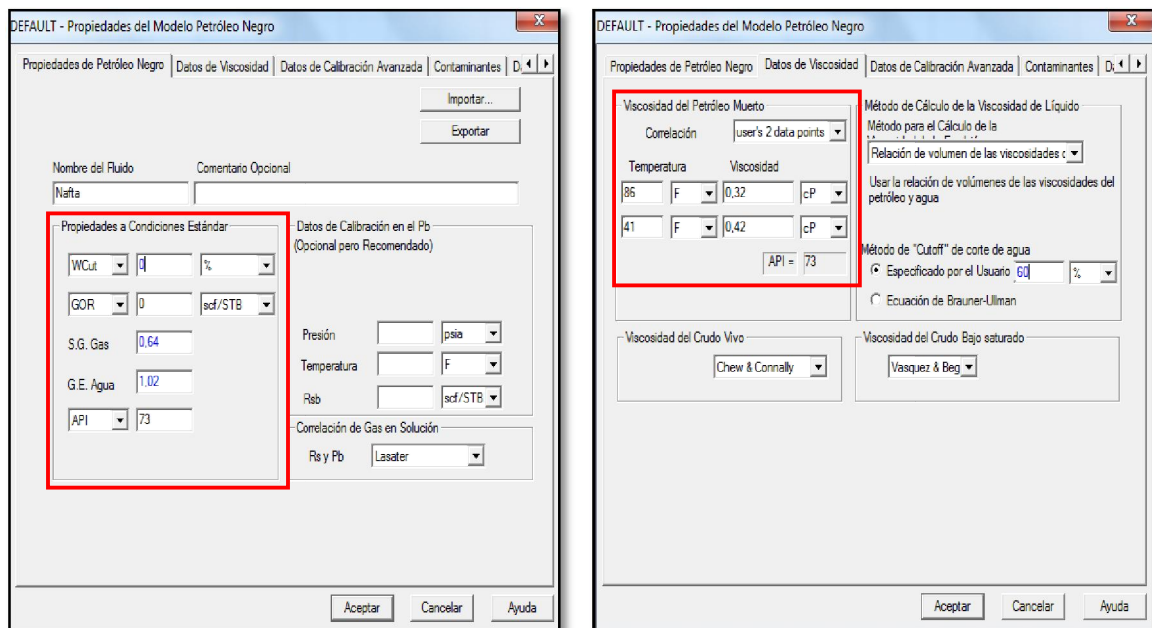
5.2 VALIDACIÓN DEL DISEÑO Y RESULTADOS ESPERADOS DE LA INYECCIÓN DE NAFTA.

Una vez se realiza la verificación de la situación actual del pozo, se procede a la validación del diseño conceptual para la implementación de la inyección de diluyentes, por medio de PIPESIM. La validación del diseño consiste en la evaluación hidráulica del sistema de facilidades y completamiento del pozo, así como la obtención de resultados que contribuyan a la evaluación financiera del diseño conceptual propuesto en el presente trabajo de grado.

5.2.1 Validación del Sistema de Facilidades de Superficie

La validación se hace en base a la nafta de 73 API, que será el fluido que maneja el sistema de facilidades de superficie. A partir de las variables presentadas en la tabla 10 del capítulo II, se construye el modelo de fluidos de petróleo negro en PIPESIM, abriendo el menú configurar > petróleo negro > propiedades del modelo petróleo negro, donde se cargan los respectivos valores de W-Cut, GOR, y API. Luego se abre la pestaña datos de viscosidad > correlación “User`s 2 data points”, donde se registran 2 datos de viscosidad de la nafta de 73 API a diferentes temperaturas; el procedimiento anterior se resume en la figura 45.

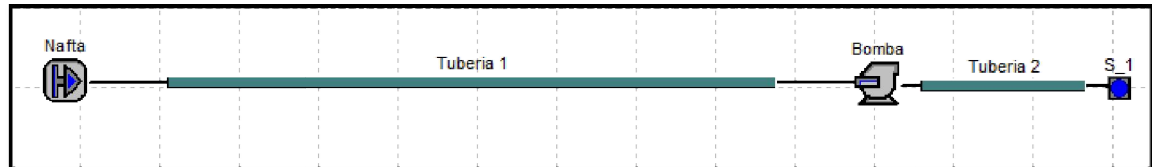
Figura 45. Propiedades del modelo petróleo negro para nafta



Luego en la ventana principal se agregan los elementos fuente, línea de flujo, bomba y nodo frontera, que representan el esquema de las facilidades. En la

figura 46 se presentan estos ítems en concordancia con las facilidades propuestas en el diseño conceptual.

Figura 46. Esquema del modelo para las facilidades

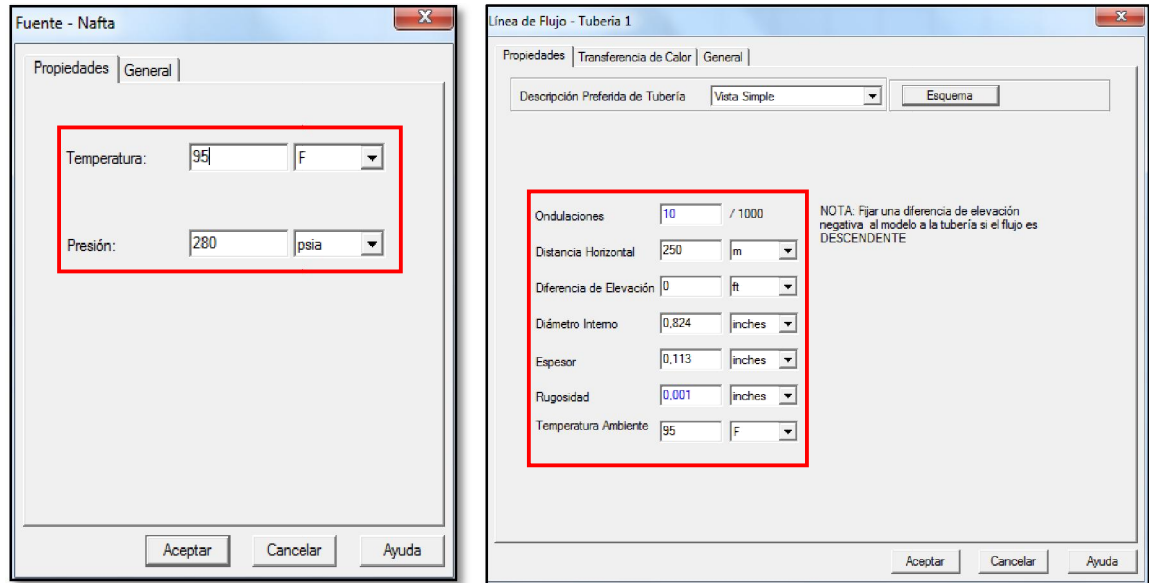


Se selecciona el icono fuente, donde se ingresan los valores de presión y temperatura, que corresponden a los valores disponibles en el punto de conexión con el naftaducto. (Ver figura 47)

Posteriormente se selecciona el primer tramo de línea de flujo que representa la tubería instalada desde el naftaducto hasta el equipo de inyección. En la opción propiedades > descripción preferida de tubería > vista simple, se ingresan los valores de distancia total, elevación, temperatura ambiente (temperatura de la nafta), diámetro interno, rugosidad y espesor de la tubería.

Para este caso se tienen en cuenta las consideraciones propuestas en el capítulo III para el cálculo de las caídas de presión en la escogencia del equipo de inyección, tales como tubería de ¾" (rugosidad de 0,001 ya que es una tubería nueva), distancia de 250 m y caída de presión de 80 psi desde el naftaducto hasta la entrada a la bomba que se utilizara en la vista detallada que se menciona más adelante. El procedimiento se presenta resumido en la figura 47.

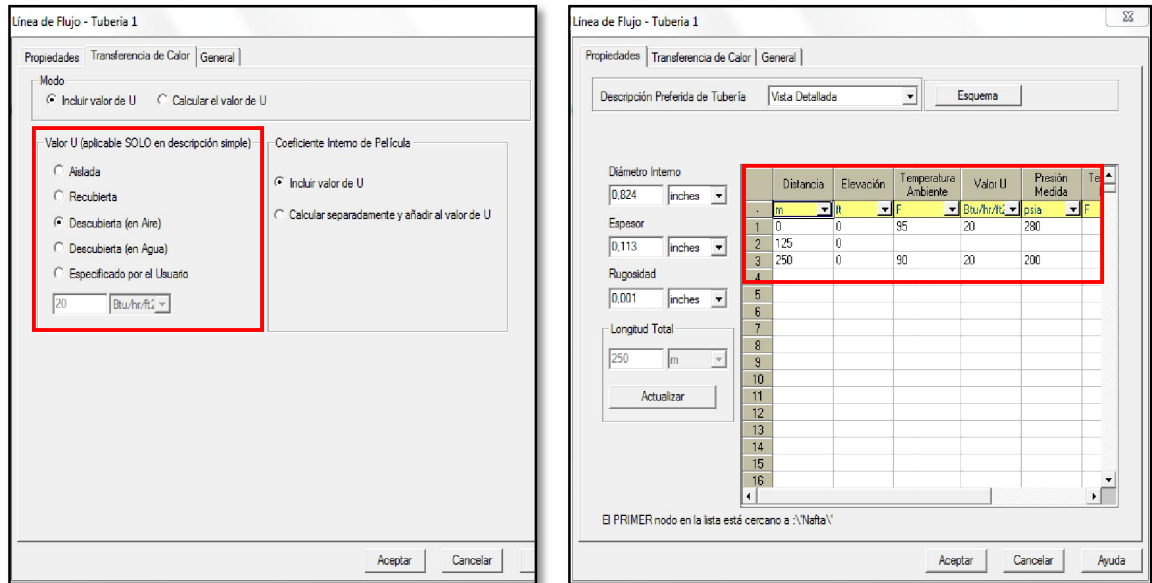
Figura 47. Configuración de la línea de flujo y fuente.



En la opción transferencia de calor, se escoge el ítem descubierta, esto para representar que la tubería no se encuentra aislada o enterrada. Nuevamente en la opción propiedades > descripción preferida de tubería, se señala la vista detallada, donde se pueden ingresar en mayor detalle valores de presión, temperatura, elevación, transferencia de calor, etc., todo esto en función de la distancia o longitud de la tubería. En esta opción se ingresan los valores de caída de presión en la tubería mencionados anteriormente. El proceso se resume en la figura 48.

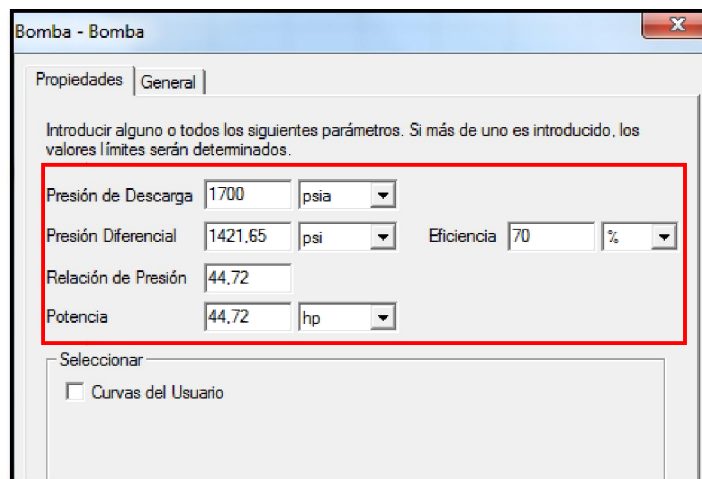
El siguiente paso es la configuración de la bomba, sin embargo de este equipo no se conocen valores o datos, ya que el alcance del proyecto de grado es un diseño conceptual, por lo tanto se asume que la presión de descarga de la bomba es de 1700 psi, valor que corresponde a la presión que debe asegurarse en fondo de pozo para permitir la inyección de la nafta de 73 API en el punto seleccionado.

Figura 48. Propiedades y transferencia de calor en la línea de flujo



Por el momento el único dato que se carga para la bomba, corresponde a la presión de descarga, ya que después se determinaran los demás valores, con los cuales se realizara el ajuste del modelo. En la figura 49 se muestra la ventana donde se cargan los datos de la bomba.

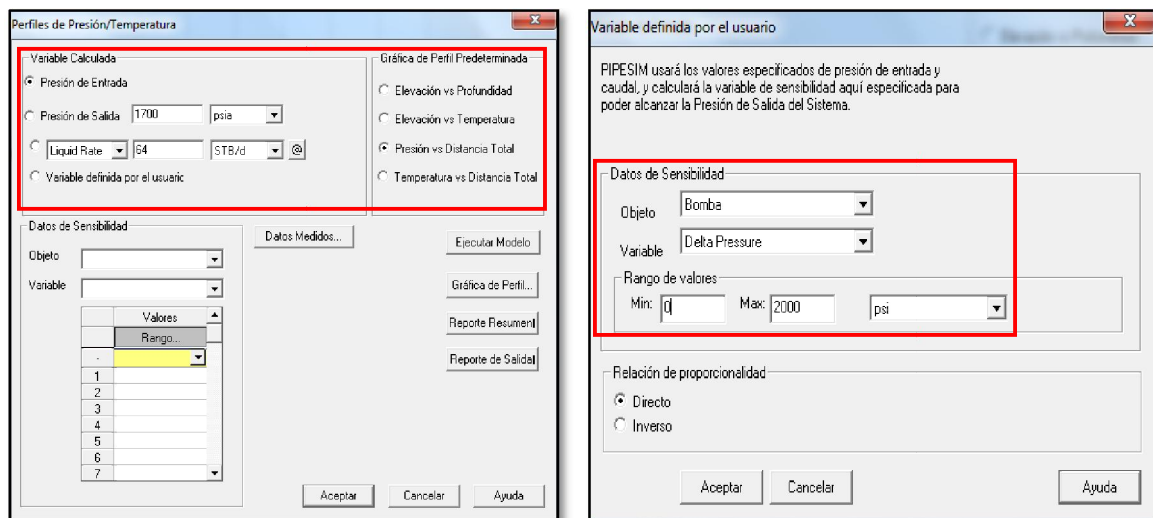
Figura 49. Configuración de la bomba



Para la segunda línea de flujo se sigue el mismo procedimiento que en el primer tramo, tubería de ¾”, descubierta al aire y elevación de 0 ft, con la diferencia de que la presión manejada por esta tubería es la entregada por la bomba, es decir de 1700 psi, además la longitud es mucho menor que en el primer tramo; a manera de ejemplo se plantea una longitud de 20 m.

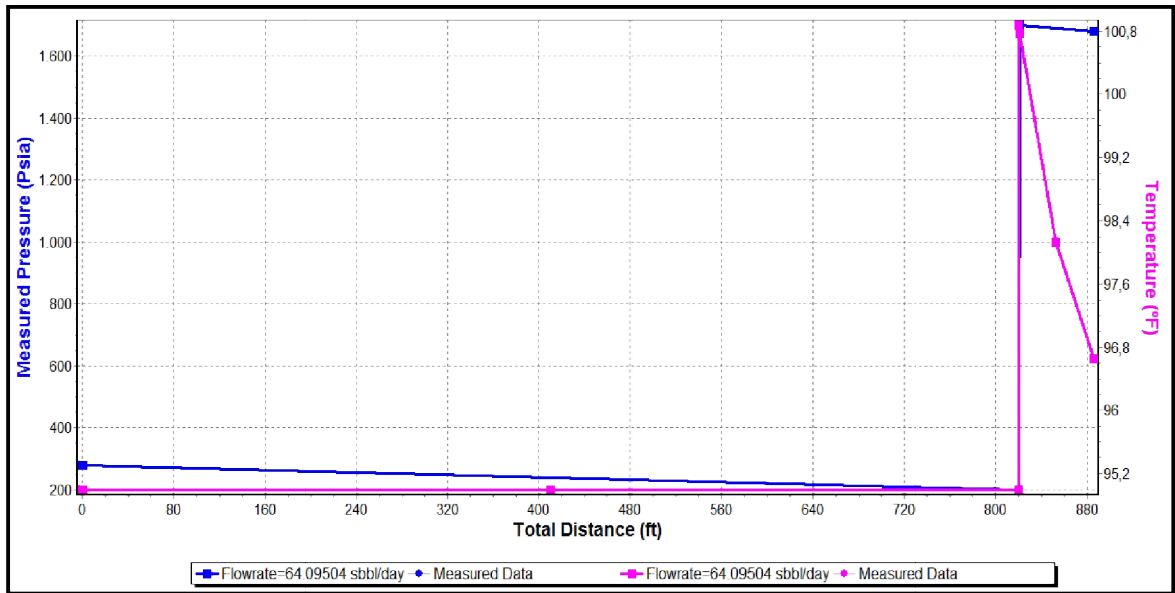
Una vez configurado el modelo de petróleo negro, las tuberías, la bomba y la fuente, se ingresa al menú operaciones > perfil presión/temperatura, donde se cargan los datos de tasa de flujo de la nafta (tasa de inyección) y presión de descarga de la bomba (presión de salida). Se escoge la opción “variable definida por el usuario”, por medio de la cual se pueden calcular los datos requeridos para la bomba, como lo son el delta de presión, eficiencia, relación de presión, potencia y rpm, ejecutando el modelo en la opción Presión Vs Distancia Total (los datos se muestran plasmados en la figura 49) . Estos valores calculados permiten el ajuste del modelo y aseguran la tasa de flujo de nafta a la presión de inyección solicitada para el diseño conceptual. El procedimiento mencionado se evidencia en la figura 50.

Figura 50. Perfil presión/temperatura y ajuste del modelo



Una vez son cargados los valores solicitados para la bomba, se ejecuta el modelo de manera que calcule el volumen de flujo de diluyente, para comprobar que las condiciones determinadas, aseguren la tasa de inyección de nafta. En la figura 51 se presenta el comportamiento de la temperatura y la presión Vs longitud, donde se muestra que la tasa de inyección determinada es verificada y que las condiciones planteadas satisfacen este requerimiento.

Figura 51. Comportamiento de la presión y la temperatura Vs longitud



5.2.2 Validación del Completamiento de Pozo y Resultados de la Inyección de Nafta

Para la validación del completamiento, se asume que la presión de inyección generada en superficie es suficiente para alcanzar la presión en fondo necesaria para inyectar la nafta en el pozo, en el área de los perforados; además, la tasa de inyección de diluyente está asegurada debido a la verificación realizada en el sistema de facilidades de superficie. La tubería capilar de 3/4" seleccionada cumple

con las condiciones operacionales planteadas para el diseño, así como con las condiciones de presión y temperatura presentes en el pozo; por tal motivo se evaluara el resultado de la inyección de nafta de 73 API, con esto se validara el correcto funcionamiento del completamiento y las mejoras en el desempeño del bombeo electrosumergible y aumento en la tasa de producción.

Se toma como base el modelo generado en PIPESIM para representar las condiciones actuales de operación y producción del pozo, planteado en el ítem 5.1 de este capítulo. Seleccionando la tubería de producción > propiedades > equipo de fondo, se agrega el elemento “injetor”, el cual se ubica a una profundidad de 8071 ft (PMP), que se determina como el punto de inyección de la nafta. En las propiedades se agregan los valores de temperatura (temperatura a la cual se encuentra la nafta en el punto de inyección en fondo de pozo, es decir 180 °F) y la tasa de flujo de nafta (64 bls/día) la cual debe ser configurada a las condiciones de inyección. El procedimiento se resume en las figuras 52 y 53 respectivamente.

Figura 52. Configuración del punto de inyección

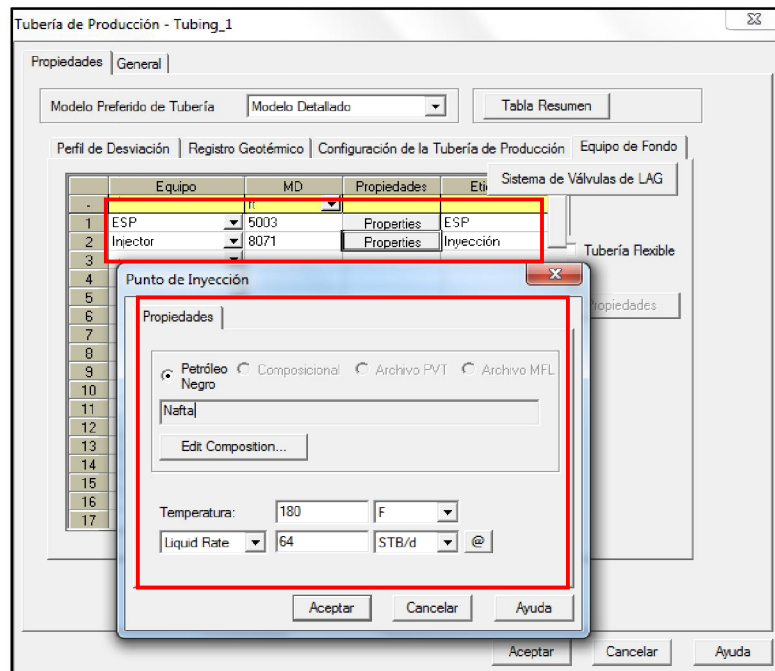
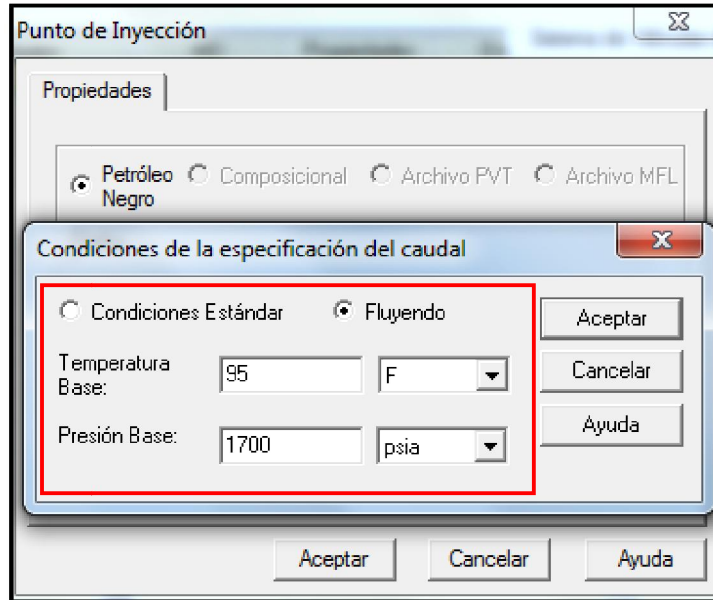


Figura 53. Especificación de las condiciones de inyección de la nafta



En la opción “Edit Composition” del punto de inyección, se cargan los respectivos datos de la nafta de 73 API para el modelo de petróleo negro, justo como se realiza anteriormente en la validación del sistema de facilidades de superficie y que se evidencia en la figura 45.

Se ingresa al menú operaciones > perfil presión/temperatura, se ejecuta el modelo en la opción Elevación Vs Profundidad de manera que calcule la nueva tasa de producción debido a la inyección de la nafta.

Los resultados obtenidos de inyectar un 11% de nafta de 73 API respecto a los 581,34 bls/día de crudo producido de 8 API, es decir 64 bls/día de diluyente, sin realizar ningún otro cambio en las condiciones de operación de la bomba electrosumergible o de los demás componentes del modelo, dan como resultado una producción total de 916,43 bls/día incluyendo la nafta inyectada, respecto a los 746,27 bls/día de producción total del pozo sin inyección de nafta. Los resultados de la inyección de nafta se presentan en la figura 54, que corresponde

a los datos calculados en PIPESIM, a los cuales se puede acceder mediante la “Herramienta de Reporte” del software.

Figura 54. Resultados de la inyección de nafta

Temperatura	Presión	Caudal de Gas	Caudal de Líquido	Corte de Agua
F	psia	mmscf/d	STB/d	%
180	2338.7	0.043508	852.43	22.1
182.75	1819.6	0.043508	852.43	22.1
182.81	1819.6	0.043508	916.43	20.557
182.33	1624.1	0.043508	916.43	20.557
170.71	546.89	0.043508	916.43	20.557
197.48	2375	0.043508	916.43	20.557
154.38	265.08	0.043508	916.43	20.557

Mediante cálculos sencillos, y con base en los datos de la tabla 5 del capítulo II y la figura 54, se puede determinar el aumento de producción generado por la inyección de nafta, como se presenta a continuación:

Producción de crudo sin inyección de nafta
$Q_T = Q_O + Q_W$
Producción Total (Q_T)= 746,27 bls/día Producción de Agua (Q_W)= 164,93 bls/día Producción de Crudo (Q_O)= 581,34 bls/día
* La producción de agua corresponde al 22,1 % del total de producción.

Producción de crudo con inyección de nafta	
$Q_T = Q_{OD} + Q_W$	$Q_{OD} = Q_O + Q_D$
Producción Total (Q_T)= 916,43 bls/día	
Producción de Agua (Q_W)= 188,33 bls/día	
Producción de Crudo (Q_O)= 664,10 bls/día	
Nafta inyectada (Q_D)= 64 bls/día	
* La producción de agua corresponde al 20,55 % del total de producción.	

El valor de Q_{OD} es de 728,10 bls/día, que representa la mezcla de la nueva tasa de crudo de 8 API producido y la nafta de 73 API inyectada. Si se hace una comparación entre los 728,10 bls/día (Q_{OD}) que es la tasa de mezcla y los 581,34 bls/día de tasa de producción sin nafta, el aumento es de 25,3 %.

De acuerdo a los valores mostrados la producción de crudo por medio de la inyección de diluyente, aumento a 664,10 bls/día, en contraste con los 581,34 bls/día producidos antes de la inyección, esto significa un incremento del 14,24 % en la producción del pozo, es decir un incremental de 82,76 bls/día de crudo; al mismo tiempo mejora la eficiencia del bombeo electrosumergible en 5%, pasando de 23% a 28% sin cambiar la frecuencia de operación de 54 Hz, esto de acuerdo a lo mostrado en la figura 44 donde se presentan las curvas de eficiencia. De esta manera se valida el diseño del completamiento de pozo y las condiciones de operación.

Además de los incrementos de la tasa de crudo y de la eficiencia del BES, se producen reducciones de viscosidad. La viscosidad del crudo a la temperatura de

cabeza de 162 °F es de 7150 cP (tabla 4, capítulo 2), la cual se reduce a aproximadamente 500 cP (tabla 10, capítulo 2) a la misma temperatura, gracias a la inyección de nafta.

La calidad API del crudo también mejora, de un valor de 8 a un rango entre 12,4 y 12,9 API de acuerdo con los datos de la tabla 8 del capítulo 2, teniendo en cuenta que la tasa de 64 bls/día de nafta representan el 9,6 % de los 728,10 bls/día producidos de mezcla (mediante interpolación lineal en la tabla 8, con el 9,6 % se obtiene un valor de 12,7 API para la mezcla producida).

El valor de 13 API definido por la operadora no se alcanza, esto es debido a que se determino una tasa fija de 64 bls/día de nafta para una tasa de 581,34 bls/día de crudo, pero la inyección genera un incremental de 82,76 bls/día de crudo aportado por el yacimiento, aumentando el porcentaje de crudo y disminuyendo el de nafta en la mezcla producida en el pozo; llevando a obtener un API menor a 13 (aproximadamente 12,7 API mediante interpolación lineal).

Es de vital importancia tener en cuenta para una posible implementación en campo, que los resultados mostrados anteriormente se calculan asumiendo que el diluyente y el crudo se mezclan homogéneamente; dado que las mezclas de hidrocarburos líquidos no son ideales y por lo tanto, el volumen puede cambiar en la mezcla.

El comportamiento no ideal en la mezcla se hace evidente, cuando las moléculas de los componentes de la mezcla difieren considerablemente, por lo cual es de esperarse que siempre exista un cambio en el volumen asociado con el mezclado, debido a la variedad de moléculas que se encuentran en una mezcla de hidrocarburos.

Aunque puede ocurrir una pérdida o ganancia en el volumen de la mezcla de hidrocarburos, lo más común es que se dé una pérdida de volumen, esto debido al encogimiento volumétrico resultante de mezclar hidrocarburos de bajo peso molecular con crudos pesados y extrapesados.

Por ello el Instituto Americano del Petróleo o API por sus siglas en ingles, propuso un método conocido como factor de encogimiento de mezclas o Shrinkage, con el cual se determina la disminución de volumen resultante de una mezcla de hidrocarburos. Aunque existen otras fuentes que hacen referencia al mismo método para predecir el encogimiento entre mezclas, la ecuación clave empleada para determinar el nivel de encogimiento del componente más liviano viene dada por:

$$S = 2,14 \times 10^{-5} (C^{-0,0704})(G^{1,76})$$

Donde:

S= Factor de encogimiento (Shrinkage) como una fracción del volumen del componente más liviano.

C= Concentración, en porcentaje de volumen líquido, del componente más liviano en la mezcla.

G= Diferencia de gravedades API en la mezcla.

El volumen final de la mezcla se determina mediante la siguiente ecuación:

$$V_{Mezcla} = V_{Pesado} - V_{Liviano} (1 - S)$$

Donde:

S= Factor de encogimiento

V_{Pesado} = Volumen del componente pesado (Bbls)

V_{Liviano} = Volumen del componente liviano (Bbls)

Debido a la importancia del factor de encogimiento, este no debería limitarse a aplicaciones sobre el terreno, sino que también debe formar parte esencial del modelamiento numérico, con el fin de simular las condiciones que se presentan en campo con la inyección de diluyente en fondo de pozo; para representar de manera más certera estas condiciones, el factor de encogimiento se debe acompañar de métodos para la determinación de la viscosidad de una mezcla de hidrocarburos, entre los que se pueden mencionar los métodos de Chevron y Parkash, los cuales calculan con mucha exactitud dicha propiedad, llevando a que la simulación numérica genere resultados mucho más reales, que son determinantes a la hora de tomar la decisión sobre la puesta en marcha o implementación de determinado proyecto.

6 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL DISEÑO CONCEPTUAL

Para determinar la viabilidad económica del diseño conceptual propuesto, se debe realizar una evaluación financiera, por medio de la cual se define la rentabilidad del proyecto. Para la correcta realización de la evaluación se deben manejar una serie de conceptos como valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), entre otros, que permitan tomar decisiones sobre la viabilidad económica del diseño conceptual.

6.1 EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS

“La evaluación financiera determina la rentabilidad generada por un proyecto, mediante la identificación de los ingresos y los egresos atribuibles a la realización del proyecto”¹⁰. Esta evaluación se realiza a través del análisis sistemático de los costos y beneficios financieros, que se resumen por medio de indicadores de rentabilidad, los cuales se definen bajo criterios determinados.

6.1.1 Horizonte Económico

El horizonte económico se refiere al periodo de tiempo en años, donde se mantiene la sustentabilidad económica del proyecto, el cual se basa en el criterio de vida económica útil (VEU). En algunos casos el horizonte del proyecto, está en función al año donde la tasa interna de retorno (TIR) sea más alto, es decir en el año donde el proyecto alcanza su máxima rentabilidad; no es recomendable

¹⁰ **ARISTIZABAL, Nelson**. Proyectos de Desarrollo. Universidad Nacional de Colombia - Sede Manizales.

establecer un horizonte económico demasiado extenso, debido a que se dificulta la evaluación del comportamiento a futuro de ciertas variables, razón por la cual, para el análisis del diseño conceptual se fijara un horizonte económico de 2 años.

6.1.2 Flujo de Efectivo

Se establece mediante los ingresos y egresos que se generan durante el horizonte económico del proyecto. Una adecuada estimación de estas variables permite la obtención de resultados más exactos sobre el comportamiento financiero del proyecto.

6.1.3 Costos de Operación

Se refiere a los costos necesarios para la operación y mantenimiento del proyecto. Para establecer unos costos adecuados se debe tener en cuenta el comportamiento histórico de costos en proyectos similares, con el fin de realizar una adecuada estimación a futuro.

6.1.4 Valor Presente Neto (VPN)

Es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos a largo plazo, ya que permite determinar si una inversión cumple con el objetivo de generar rentabilidad. Es importante tener en cuenta que el VPN depende de la inversión inicial previa, las inversiones durante la operación, los flujos netos de efectivo, la tasa de descuento y el número de periodos que dure el proyecto.

La tasa de descuento refleja la oportunidad de invertir determinada suma de capital por lo que también se le conoce como tasa de oportunidad. La tasa de descuento se utiliza para actualizar los flujos futuros de efectivo del proyecto, por ejemplo, si el capital necesario para un proyecto puede ganar un determinado porcentaje de rentabilidad o interés en otro lugar (bolsa de valores, banco, etc.), se puede utilizar esta tasa en el cálculo del VPN para permitir una comparación directa entre la rentabilidad generada por el proyecto y las demás opciones.

La tasa de descuento para el análisis del diseño conceptual, se definió en 11 % de acuerdo a los índices de mercado actuales, teniendo en cuenta los riesgos de inversión.

Si el VPN es > 0 significa que la inversión en el proyecto producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida, por lo cual el proyecto debe aceptarse. Por el contrario, si el VPN es < 0 , la inversión en el proyecto no generara ganancias, solo se obtendrán pérdidas y por lo tanto el proyecto debe rechazarse.

En caso de que el VPN = 0, la inversión en el proyecto no generara ganancias pero tampoco pérdidas, la decisión de implementar o no el proyecto, debería basarse en otros criterios, como la obtención de datos para la ampliación del conocimiento sobre el área del proyecto, entre otros factores.

6.1.5 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es una tasa de rendimiento utilizada para medir y comparar la rentabilidad de la inversión en un proyecto. Se le conoce como una tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero. Cuanto mayor sea la tasa interna de retorno de un proyecto, más deseable será llevar a cabo el proyecto.

Si la TIR es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe ejecutar pues se obtiene un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinviertan los flujos netos de efectivo. Por el contrario, si la TIR es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe rechazar pues no supera la mínima rentabilidad establecida.

6.2 ANÁLISIS FINANCIERO DEL DISEÑO

En primer lugar se deben especificar los egresos, es decir los costos de operación, equipos, materiales, costos de la nafta y demás flujo de inversiones de capital necesario para la implementación del diseño conceptual y correcto funcionamiento del mismo. Los egresos para el segundo año tendrán en cuenta una inflación del 3%, de acuerdo a lo esperado por los entes gubernamentales de Colombia para el año 2015

La nafta de 73 API tiene un costo de USD\$ 180 por barril, en el cual se incluye el transporte hasta el campo, donde se encuentra ubicado el pozo objeto del diseño. Los costos de la nafta se muestran en la tabla 14. La tasa de inyección para el primer y segundo año se mantendrá constante.

Tabla 14. Costos de la nafta

Nafta de 73 API			
Tasa	64 bls/día	23360 bls/año1	23360 bls/año 2
Costos	USD\$ 11520	USD\$ 4.204.800	USD\$ 4.330.944

En la tabla 15, se presentan los costos de algunos equipos, montaje y materiales, que forman parte del diseño conceptual, los cuales se redondean a USD\$ 200.000 para efectos de cálculo y que representan la inversión inicial del proyecto.

Tabla 15. Costos estimados de equipos y materiales

DESCRIPCIÓN	COSTO
Indicador de Presión, rango 0 - 500 psi, tipo Bourdón	\$ 750.000
Válvula de control de flujo de 3/4", eléctrica.	\$ 6.250.000
Transmisor indicador de flujo tipo Coriolis de 3/4"	\$ 35.000.000
Transmisores indicadores de presión (2), rango 0 - 2000 psi	\$ 12.000.000
Transmisor indicador de temperatura, rango 0 - 250 °F	\$ 4.500.000
Transmisor indicador de viscosidad, 0 - 20000 cP	\$ 2.850.000
Bomba de desplazamiento positivo tipo tornillo	\$ 15.000.000
Tubería ASTM A106 Grado B de 3/4" (8100 ft)	\$ 81.937.600
Tubería ASTM A106 Grado B de 3" (700ft)	\$ 19.200.000
Modificación del cabezal de pozo (tubing hanger y tubing head adapter) y flejes o abrazaderas.	\$ 7.000.000
Accesorios (válvulas de compuerta, válvula cheque, válvula globo tees, codos, empaques, uniones reductoras, bridas, etc.; de norma ASTM A106 Grado B, puesto que la tubería seleccionada tiene dicha especificación)	\$ 6.300.000
Sistema de control y comunicaciones (SCADA, RTU, PLC, antena, caja de interconexión, cables, fuente de alimentación, fungibles eléctricos y montaje del sistema)	\$ 35.000.000
Subtotal	\$ 225.787.000
IVA 16 %	\$ 36.125.920
Total	\$ 261.912.920

Los costos de operación entre los que se encuentran el consumo de energía eléctrica de los diferentes instrumentos (bomba, medidor de flujo, sistema de comunicaciones, BES, etc.), tratamiento químico, control de calidad de la nafta,

mantenimiento de facilidades y equipos, se estiman en USD\$ 2.500.000 para el primer año y de USD\$ 2.575.000 para el segundo año, estos costos se basan en proyectos similares llevados a cabo en la zona donde se encuentra ubicado el pozo utilizado como base para el diseño conceptual. Además se tendrán en cuenta 15 % de regalías sobre los ingresos anuales netos y costos por gastos inesperados de USD\$ 500.000 por año.

La tasa de producción del pozo calculada mediante PIPESIM generada por la inyección de nafta, como se muestra en el capítulo 5, es de 728 bls/día de mezcla (crudo + nafta). Se asumirá que durante el horizonte económico se mantendrá esta tasa de producción, al igual que la tasa de inyección de nafta. El precio por barril para este tipo de crudo se sitúa en el rango de los USD\$ 49, sin embargo para el análisis financiero se asumirá un precio de USD\$ 40 por barril. En la tabla 16 se presentan las tasas acumuladas de crudo del primer y segundo año, así como los ingresos por la venta del mismo.

Tabla 16. Tasas de crudo e ingresos

Crudo Producido			
Tasa	728 bls/día	265.720 bls/año1	265.720 bls/año2
Costo	USD\$ 29120	USD\$ 10.628.800	USD\$ 10.628.800

Ahora se pueden calcular los flujos netos de efectivo (FNE), que consisten en la diferencia resultante entre ingresos y egresos, para el primer y segundo año respectivamente. Los FNE se utilizan junto con la tasa de descuento del 11 % para determinar el VPN, como se indica a continuación:

$$VPN = -200.000 + (2.910.400 / 1,11) + (2.739.427 / (1,11^2))$$

$$VPN = 4.645.362,4$$

El VPN calculado, permite determinar que la implementación del diseño conceptual es rentable ya que se obtienen ganancias estimadas en 4,6 millones de dólares, durante el periodo establecido como horizonte económico. Además del cálculo de la TIR se obtiene un valor de 23,5%, el cual es superior a la tasa de descuento establecida anteriormente del 11%, lo cual reafirma la viabilidad financiera del diseño planteado.

7. CONCLUSIONES

- El diseño conceptual de facilidades de superficie y completamiento de pozo planteado, para la inyección de diluyente en la cara de la formación de un pozo de crudo extrapesado, es viable desde el punto de vista técnico, ya que se dispone en el mercado de todos los componentes necesarios para el montaje del diseño, además las condiciones de operación del sistema se encuentran dentro del rango de trabajo de los diferentes equipos e instrumentos.
- Con la inyección de nafta por medio del diseño conceptual, se obtuvo como resultado un incremento de la tasa de producción de crudo del 14,24 % y mejoramiento en la eficiencia del bombeo electrosumergible del 5 %, adicionalmente las pruebas de laboratorio suministradas respaldan las mejoras en la calidad API del crudo producido, al tenerse un API entre 12,4 y 12,9; en tanto, la disminución de la viscosidad del crudo debido a la inyección de la nafta, se hace evidente con la reducción de 7150 cP a aproximadamente 500 cP a condiciones de cabeza de pozo.
- Aunque los gastos de operación del diseño conceptual son bastante altos durante el periodo de análisis, en comparación con la inversión inicial, los ingresos generados soportan estos gastos, llevando a que el diseño conceptual propuesto sea viable financieramente.
- La inyección de diluyentes en fondo de pozo se convierte en una alternativa óptima para la producción de crudos extrapesados, siempre y cuando se realice un adecuado diseño del sistema de inyección, teniendo en cuenta las condiciones operacionales disponibles y las que se quieren alcanzar.

8. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio sobre el comportamiento de la mezcla crudo-diluyente, desde el contacto en fondo de pozo y su posterior flujo hacia el levantamiento artificial; así como los efectos que el factor de encogimiento y las pérdidas por vaporización tienen en el comportamiento de los fluidos presentes en el pozo y su incidencia en las condiciones de operación y producción.
- Determinar la viabilidad técnica y financiera de un proyecto de inyección de diluyente en fondo de pozo, a nivel de campo, utilizando un diluyente sintético, teniendo en cuenta que algunos de estos solventes son amigables con el medio ambiente, han demostrado excelentes resultados, son de fácil recuperación y presentan bajas pérdidas en volumen.
- Llevar el diseño conceptual de las facilidades de superficie y completamiento de pozo del presente proyecto, a la siguiente fase de desarrollo, la ingeniería básica, para evaluar con mayor profundidad los resultados que se puedan llegar a obtener con el diseño planteado.
- Desarrollar un software o herramienta informática, que permita calcular el porcentaje óptimo de diluyente en relación a un volumen de crudo extrapesado, con el fin de maximizar la producción de este tipo de crudo, caso aplicado a Colombia.
- Evaluar el desarrollo e implementación en campo de algunos de los elementos de completamiento propuestos dentro del diseño, como lo son el asegurador de capilar y las abrazaderas de doble vía.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALBOUDWAREJ, Hussein, et al. La Importancia del Petróleo Pesado. Oilfield Review, Schlumberger. Otoño de 2006.
2. APONTE, H. et al. Experiences Using an ESP Application on Heavy-Oil Cold-Production Automation in Eastern Venezuela Fields/ PDVSA Oil & Gas. Paper SPE 69708, 2001.
3. CABRALES, Sergio y JAROHUEH, Jorge. Desarrollo de una Herramienta Computacional para Determinar la Relación Óptima de Diluyente y Crudo Extrapesado para Maximizar la Tasa de Producción en un Yacimiento Tipo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Universidad Central de Venezuela. Caracas, 2011.
4. CANACHE VELASQUEZ, María Carolina. Estudio Sobre la Aplicabilidad de la Inyección ASP (Alcalino-surfactante-polímero) Para el Mejoramiento de la Producción de Crudos Pesados. Universidad de Oriente. Maturín, Venezuela. Noviembre de 2006.
5. CUBIDES ROJAS, Laura N. y PEÑA SANCHEZ, Paula J. Sensibilidad de las Variables Operacionales en el Transporte de Crudo Pesado. Tesis de Pregrado de la Escuela de Ingeniería de Petróleos - UIS. Bucaramanga, 2009.
6. CURTIS, Carl, et al. Yacimientos de Petróleo Pesado. Oilfield Review, Schlumberger. Invierno 2002/2003.

7. DIAZ PRADA, Carlos Andrés, et al. Optimization of Electrical Submersible Pump Artificial Lift System for Extraheavy Oils Through an Analysis of Bottom Dilution Scheme. Revista CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 4. Junio de 2010.
8. GARCIA CHINCHILLA, Cesar Augusto. Diseño Conceptual del Sistema de Recolección de Crudo Extrapesado San Fernando. Tesis de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos - UIS. Bucaramanga, 2009.
9. GARCIA GOMEZ, Christian y OLVERA MATINEZ, Oswaldo. Sistemas y Dispositivos Especiales Para la Producción de Hidrocarburos Pesados. Universidad Autónoma de México. México D.F., 2010.
10. GARNETT, R. and DEE, C. Recovery Of Heavy Oil From The Monterey Formation In Offshore California By Cyclic Injection Of Light Oil Diluent/ Exxon Company. Paper SPE 54082, 1999.
11. HERNANDEZ PEREZ, César Gabriel. Evaluación Técnica – Económica de un Sistema de Dilución de Crudo Pesado para su Transporte entre las Estaciones. Universidad de Oriente, Núcleo Monagas. Venezuela, 2006.
12. LARA RAMOS, Fabián. Incremento de Flujo de Transferencia en Oleoducto de Crudos Pesados Mediante Mezcla con Diluyente en la Estación Shushufindi. Universidad Tecnológica Equinoccial. Ecuador, 2002.
13. MOTT, L. Robert. Mecánica de Fluidos. Pearson, sexta edición. 2006.

14. NENKODA, Ardian. The Role of Crude Oil Shrinkage in Heavy Mix Light Crude in Main Oil Pipeline: Case Study Oman. Paper SPE 148925, 2011.
15. NUÑEZ TUCKER, Patricia. Producción de Crudos Pesados con Tecnología de Bombeo Multifásico. IngloTech Colombia. Expo Oil & Gas Colombia 2010.
16. PEREZ HERNANDEZ, Rafael Eduardo. Análisis Técnico-Económico de la Implementación de un Reductor de Viscosidad Para el Mejoramiento de la Producción en Varios Campos de Crudo Pesado en Colombia. Tesis de Pregrado de la Escuela de Ingeniería de Petróleos - UIS. Bucaramanga, 2011.
17. OCANTO, Leonardo y ROJAS, Alexander. Progressing Cavity Pump Pattern Recognition in Heavy and Extra-Heavy Oil Cold Production/ PDVSA. Paper SPE 69701, 2001.
18. RAMIREZ, R. et al. Multilateral Field Experience in Developing an Extra Heavy Crude-Oil Reservoir/ SINCOR. Paper SPE 86947, 2004.
19. RIAZI, M. R. Characterization and Properties of Petroleum Fractions. ASTM, First Edition, 2005.
20. ROBLES, Jorge. Application of Advanced Heavy-Oil-Production Technologies in the Orinoco Heavy-Oil-Belt, Venezuela/ Petrozuata. Paper SPE 69848, 2001.
21. RODRIGUEZ, María Del Pilar. Sistema de Control Automático de Inyección de Diluyente a Pozos de Crudo Mediano y Pesado. Universidad Nacional Experimental Politécnica "Antonio Jose de Sucre". Venezuela, 2010.

22. ROJAS, Alexander. Orinoco Belt, Cerro Negro Area: Development of Downhole Diluent Injection Completions/ Petróleos de Venezuela. Paper SPE 69433, 2001.

23. SANABRIA PATIÑO, Johanna C. y CIFUENTES BERMUDEZ, Iván Darío. Análisis y Diseño de las Facilidades de Superficie Para Manejo de Crudos Pesados y Bituminosos (Campo Rubiales). Tesis de Pregrado de la Escuela de Ingeniería de Petróleos - UIS. Bucaramanga, 2010.

24. SMITH, Peter and ZAPPE, R. W. Valve Selection Handbook: Engineering Fundamentals for Selecting the Right Valve Design for Every Industrial Flow Application. Elsevier, 2004.

25. VILLALOBOS LUEVANOS, Ernesto Jesús, et al. Informe de Alternativas Tecnológicas Sobre Aseguramiento de Flujo Para Crudo Pesado y Extrapesado. Diciembre de 2011.

ANEXOS

Anexo A. Esquema general del diseño conceptual de facilidades de superficie y completamiento de pozo para la implementación de la inyección de diluyente en la cara de la formación.

