

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DOS CLÚSTER DE POZOS HASTA
LA ESTACIÓN INTERMEDIA NORTE DE CAMPO MORICHE A TRAVÉS DE LA
APLICACIÓN DEL MÉTODO DE ANÁLISIS NODAL**

**MARIA DEL PILAR AMAYA GOMEZ
HART WILLIAM BARRIOS JOHNSON**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DOS CLÚSTER DE POZOS HASTA
LA ESTACIÓN INTERMEDIA NORTE DE CAMPO MORICHE A TRAVÉS DE LA
APLICACIÓN DEL MÉTODO DE ANÁLISIS NODAL**

**MARIA DEL PILAR AMAYA GOMEZ
HART WILLIAM BARRIOS JOHNSON**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director
DARWIN VILLADIEGO ATENCIO
Ingeniero de Petróleos, M.Sc**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A Dios, por regalarme este triunfo y permitirme finalizar esta nueva meta en la vida.

A mi esposo y a mi hija por el apoyo incondicional en cada paso que di para obtener el título.

A mis padres por recordarme la importancia de estar preparado académicamente en el proyecto profesional que ellos mismos me exigieron.

A los ingenieros Darwin Villadiego y Fernando Calvete por su gran aporte profesional y ético.

Finalmente, a la familia Mansarovar quienes permitieron que obtuviera este gran avance en mi desarrollo profesional.

MARIA DEL PILAR AMAYA GOMEZ

DEDICATORIA

A Dios, por regalarme este triunfo y permitirme finalizar esta nueva meta en la vida.

A mi esposa y mis hijos por el apoyo incondicional en cada paso que di para obtener el título.

A los ingenieros Darwin Villadiego y Fernando Calvete por su gran aporte profesional y ético.

Finalmente, a la familia Mansarovar quienes permitieron que obtuviera este gran avance en mi desarrollo profesional.

HART WILLIAM BARRIOS JOHNSON

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. MARCO CONCEPTUAL	21
1.1 CONCEPTO DE ANALISIS NODAL	21
1.2 COMPONENTES BASICOS DEL ANALISIS NODAL.....	21
1.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	22
1.4 COMPORTAMIENTO DEL IPR	23
1.4.1 Ecuación de Vogel	23
1.4.2 IPR Compuesto.....	24
1.4.3 Método de Fetkovich.....	25
1.5 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERIAS.....	26
1.5.1 Patrones de flujo	26
1.5.2 Descripción de correlaciones de flujo multifásico en tuberías.....	29
2. ANALISIS NODAL APLICADO EN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECANICO	31
2.1 EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO.....	36
2.1.1 Equipos de subsuelo.....	36
2.1.2 Equipos de superficie.....	42
2.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA BOMBEO MECÁNICO.....	45
3. GENERALIDADES DE CAMPO MORICHE.....	46

3.1 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO.....	46
3.2 IDENTIFICACIÓN DE FORMACIONES.....	48
3.2.1 Columna estratigráfica	48
3.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	52
3.4 MAPA DE PRESIONES DEL CAMPO.....	53
3.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.....	55
3.6 RESERVAS IN SITU CALCULADAS.....	55
3.7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	55
3.8 DIAGRAMAS MECANICOS.....	56
3.9 RED DE RECOLECCION	56
4. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	58
4.1 METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	58
4.1.1 Construcción del modelo de los pozos	62
4.1.2 Construcción del modelo de fluido	63
4.1.3 Curvas de influjo de los pozos	69
4.1.4 Correlación de flujo y gradientes de presión	72
4.1.5 Análisis nodal.....	76
4.1.6 Sistema de levantamiento artificial.....	77
4.1.7 Elevación y longitudes de tuberías	79
4.1.8 Red de recolección	81
5. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	85
5.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS LIMITACIONES HIDRÁULICAS EN LA RED DE RECOLECCIÓN.....	85

5.2 INFORMACIÓN DE RED (RESUMEN SIMULACIÓN EN TRAMOS PRINCIPALES).....	87
5.3 ESCENARIO CAMBIANDO DIÁMETRO DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN A DIFERENTES IPR	88
5.4 ESCENARIO CAMBIANDO VARIABLES DEL SISTEMA PARA ENCONTRAR LIMITACIONES HIDRÁULICAS.....	91
6. CONCLUSIONES	93
7. RECOMEDACIONES	95
BIBLIOGRAFÍA.....	96
ANEXOS	98

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Patrones de flujo en tuberías	26
Figura 2. Ubicación de nodos en un sistema de bombeo mecánico	33
Figura 3. Análisis Nodal en Bombeo Mecánico.....	35
Figura 4. Sistema de bomba de subsuelo.....	37
Figura 5. Estructura de la bomba de subsuelo SBP	41
Figura 6. Unidad de Bombeo Mecánico Convencional	42
Figura 7. Partes del Stuffing Box	44
Figura 8. Mapa de Localización de Campo Moriche	46
Figura 9. Columna Estratigráfica Generalizada - Asociación Nare B.....	49
Figura 10. Corte estructural Cuenca del VMM y ubicación Campo Moriche.....	52
Figura 11. Mapa de presiones y profundidades área Campo Moriche.....	54
Figura 12. Red de recolección Campo Moriche	57
Figura 13. Esquema general para construir y analizar el modelo	59
Figura 14a. Sub ítem Información para alimentar PIPESIM	60
Figura 14b. Sub ítem Información para alimentar PIPESIM	61
Figura 15. Modelo mecánico pozos	62
Figura 16. Curva de viscosidad vs Presión aplicando correlación de Hossain a diferentes temperaturas	65
Figura 17. Curva de solubilidad vs Presión aplicando correlación de Vasquez & Beggs a diferentes temperaturas	67
Figura 18. Curva de Factor Z vs Presión aplicando correlación de Peng Robinson a diferentes temperaturas.	69
Figura 19. Índice de productividad de pozo MOR-AN01 a temperatura de 175F (113F en superficie)	70

<i>Figura 20. Índice de productividad de pozo MOR-AN01 a temperatura de 205F (140F en superficie)</i>	70
Figura 21. Índice de productividad de pozo MOR-AN01 a temperatura de 250F (188F en superficie)	71
Figura 22. Variación de presión con profundidad pozo MOR-AN01 a temperatura de 175F (113F en superficie).	73
<i>Figura 23. Variación de presión con profundidad pozo MOR-AN01 a temperatura de 205F (140F en superficie)</i>	73
Figura 24. Variación de presión con profundidad pozo MOR-AN01 a temperatura de 250F (188F en superficie).....	74
Figura 25. Sensibilidad a la Variación de presión con profundidad pozo MOR-AN01 a temperatura de 175F (113F en superficie).....	74
Figura 26. Sensibilidad a la Variación de presión con profundidad pozo MOR-AN01 a temperatura de 205F (140F en superficie).....	75
Figura 27. Sensibilidad a la Variación de presión con profundidad pozo MOR-AN01 a temperatura de 250F (188F en superficie).....	75
Figura 28. Curvas Inflow vs Outflow pozo MOR-AN01 a temperatura de 175F (113F en superficie) y THP de 60 psi.....	76
Figura 29. Curvas Inflow vs Outflow pozo MOR-AN01 a temperatura de 205F (140F en superficie) y THP de 60 psi.....	76
Figura 30. Curvas Inflow vs Outflow pozo MOR-AN01 a temperatura de 250F (188F en superficie) y THP de 60 psi.....	77
Figura 31. Sensibilidad de DP de bomba subsuelo para ajustar el Q pozo	78
Figura 32. Ajuste del caudal de líquido real y simulado pozos condiciones actuales	78
Figura 33. Ajuste de la presión en cabeza real y simulada.....	79
Figura 34. Ruta de líneas de producción y localización de clúster.....	80
Figura 35. Elevación en el tramo de tubería clúster AU a Clúster AN.....	80
Figura 36. Elevación en el tramo de tubería clúster AN2/AN a Estación Intermedia Norte.	80

Figura 37. Elevación en el tramo de tubería Área Centro-norte.....	81
Figura 38. Elevación en el tramo de tubería Área Fase III	81
Figura 39. Red de recolección diseñada en PIPESIM	82
Figura 40. Propiedades de línea de Flujo	83
Figura 41. Modelo de superficie actual de Campo Moriche	86
Figura 42. Curva de producción de fluido en la EIN.....	86
Figura 43. Ajuste del caudal de líquido real y simulando todos los pozos estimulados con vapor	89
Figura 44. Identificación de incremento de presión THP al incrementar el flujo de los pozos.....	90
Figura 45. Variación Del IPR vs diámetro de tubería de producción pozo MOR AN2-03.....	91

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Descripción de bombas SBP	40
Tabla 2. Pozos perforados en Campo Moriche por año y fase de desarrollo	47
Tabla 3. Propiedades petrofísicas de campo Moriche	52
Tabla 4. Presiones pozos del estudio	53
Tabla 5. Reservas calculadas para campo Moriche	55
Tabla 6. Resultados de correlación Hossain @ 120°F	64
Tabla 7. Resultados de correlación Hossain @ 200°F	64
Tabla 8. Constantes de calibración Vasquez & Beggs	66
Tabla 9. Resultados de cálculo de la Relación gas-aceite a través de la ecuación de Vasquez & Beggs @ 120°F	66
Tabla 10. Resultados de cálculo de la Relación gas-aceite a través de la ecuación de Vasquez & Beggs @ 200°F	66
Tabla 11. Resultados de cálculo del Factor Z a través de la correlación de Peng Robinson @ 120°F	68
Tabla 12. Resultados de cálculo del Factor Z a través de la correlación de Peng Robinson @ 200°F	68
Tabla 13. Índices de productividad bajo condición pozos calientes (máxima medible)	71
Tabla 14. Índice de productividad bajo condición actual de pozos	72
Tabla 15. Resumen de la simulación Tramos Principales "Sistema Actual"	87
Tabla 16. Resumen de la simulación Tramos Principales "Sistema pozos estimulados con vapor"	92

LISTA DE ANEXOS

	Pág-
ANEXO A. DIAGRAMAS MECANICOS POZOS CLUSTER AN Y AN2	98
ANEXO B. RESULTADOS PVT.....	109

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DOS CLÚSTER DE POZOS HASTA LA ESTACIÓN INTERMEDIA NORTE DE CAMPO MORICHE A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE ANÁLISIS NODAL*

AUTORES: AMAYA GOMEZ, MARIA DEL PILAR
BARRIOS JOHNSON, HART WILLIAM**

PALABRAS CLAVES: Levantamiento Artificial, Bombeo Mecánico, Análisis Nodal, Gravedad API, Fiscalizado, Multifásico.

DESCRIPCION

Campo Moriche pertenece a la Asociación Nare y actualmente es operado por la Compañía Mansarovar Energy en consorcio con Ecopetrol. Produce con sistema de Levantamiento artificial Bombeo Mecánico, crudo pesado con gravedad API de 13.5 a través de pozos agrupados en locaciones llamadas clúster.

Este campo produce a través de la formación Guaduas estratificado con arenas fluviales del Oligoceno, denominadas ZONA B, estas arenas abiertas fueron completadas con mallas 5 ½" OD, 208 slot/ft, BTC, 18.00 lb/ft, N-80 las cuales serán el nodo solución junto con la cabeza de pozo.

La producción de los pozos es transportada a través de tuberías de diferentes diámetros hasta estaciones de recibo y bombeo que llegan finalmente a las facilidades de tratamiento general llamado MTB (Módulo de Tratamiento y Bombeo), donde es fiscalizado y transportado para venta. La evaluación que se propone realizar a través de análisis nodal se realiza con el fin de recuperar producción no identificada, y lo más importante entender el sistema con el fin de tomar decisiones a tiempo y acertadas para evitar pérdidas o diferencias de producción en los pozos seleccionados del campo, simulando las condiciones del flujo multifásico desde los nodos solución hasta el sistema de recolección en la Estación Intermedio Norte.

* Proyecto de grado

** Facultad de ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos Director: Villadiego, Darwin

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF PRODUCTION OF TWO WELL CLUSTER TO THE INTERMEDIATE NORTH STATION OF MORICHE FIELD THROUGH THE APPLICATION OF THE NODAL ANALYSIS METHOD*

AUTHORS: AMAYA GOMEZ, MARIA DEL PILAR
BARRIOS JOHNSON, HART WILLIAM**

KEYWORDS: Artificial lifting, Pump Rod, Nodal analysis, API Gravity, Fiscalized, Multiphase.

DESCRIPTION

Moriche field belongs to Nare Association and is currently operated by Mansarovar Energy Company in consortium with Ecopetrol. Produced with artificial lift system rod pump, heavy oil with API gravity of 13.5 through wells grouped in locations denominated cluster.

This field produces through Guaduas formation stratified fluvial sands of Oligocene, called AREA B, these open sands were completion with Meshrite 5 ½ "OD, 208 slot/ft, BTC, 18.00 lb/ft, N-80 which will be the solution node together with the wellhead.

The well production is transported through pipes of different diameters to receive and pumping stations to finally arrive at treatment facilities generally called MTB (Treatment and Pumping Module), this which is fiscalized and transported for sale.

The evaluation proposes to carry through nodal analysis is done for the purpose of recover unidentified production, and most importantly understand the system in order to make timely decisions and accurate to avoid production losses or differences in selected wells field, simulating the conditions of the multiphase flow since the nodes until solution collection system in Intermediate North Station.

* Project Degree

** Physicochemical Engineering College, Petroleum Engineering School. Specialization Production Hydrocarbure Director: Villadiego Atencio, Darwin

INTRODUCCIÓN

Campo Moriche operado por la compañía Mansarovar Energy Colombia, cuenta con un total de 604 pozos, los cuales producen crudo pesado y son explotados a través de inyección de vapor cíclico, pero hoy día la situación de la economía actual plantea un reto para encontrar oportunidades de optimización y encontrar la manera para simular el sistema de producción a través de un software que facilite identificar las posibles restricciones de flujo en un sistema de producción específico o en una red de recolección.

Se inició el proyecto evaluando dos clúster de los 65 existentes en campo Moriche, con el fin de analizar las posibles restricciones de productividad en fondo y/o superficie especialmente aquellas que por diseño de tuberías de recolección puedan estar sub-dimensionadas, generando pérdidas de presión y en consecuencia perdida en la productividad de los pozos.

Para lograr el objetivo se usó la herramienta PIPESIM la cual permite evaluar todo el sistema desde el yacimiento, pasando por la bomba, la sección del completamiento y líneas de recolección, hasta llegar al separador, teniendo en cuenta accesorios como válvulas, estranguladores, entre otros, esto con el fin de simular el modelo de fluido a condiciones actuales (reales en campo) y condición ideal, estimulando todos los pozos con vapor.

La técnica permite construir un modelo a través de nodos simulando el pozo (comportamiento actual y predecir su IPR con otras condiciones) para calcular caídas de presión, gastos de flujo, y así determinar las curvas de comportamiento de afluencia. Ahora para determinar las restricciones de flujo mediante parámetros establecidos en la norma API RP 14E, se analizó la velocidad de la mezcla

bifásica, gradiente de presión por fricción y régimen de flujo en los tramos de tubería, obteniendo resultados con porcentaje de error muy bajos.

Por último, se identifica que el sistema de producción, después de 2 campañas de perforación durante los años 2014 y 2015, aún continúa sobredimensionado. Teniendo en cuenta que las condiciones actuales nos permiten operar sin restricción, es importante que si a futuro se desea continuar con el desarrollo del campo se simule la red completa con el fin de identificar posibles limitantes al sistema.

1. MARCO CONCEPTUAL

1.1 CONCEPTO DE ANALISIS NODAL

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo, y consiste en dividir dicho sistema en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, estrangulador (o sistema de levantamiento) y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.*

1.2 COMPONENTES BASICOS DEL ANALISIS NODAL

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndolo en tres componentes básicos:

1. Flujo a través de un medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, entre otros.

*CARREÓN, Roberto y URBALEJO Francisco. Diseño conceptual de la Infraestructura de Explotación del Campo Costero. Trabajo de grado Maestría en Ingeniería de Procesos. México, D.F.: Universidad de las Américas Puebla. Escuela de Ingeniería. Departamento de Ingeniería química, 2002. 8 p

2. Flujo a través de la tubería vertical (sarta de producción), considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
3. Flujo a través de la tubería horizontal (Línea de descarga), considerando el manejo de estranguladores en superficie.

En el Mercado se encuentran diferentes softwares que ayudan a simular el sistema de producción de una red, ya sea simple o compleja, en este análisis se alimentará el software PIPESIM el cual ofrece un amplio rango para modelar el sistema de producción completo, desde el yacimiento hasta su sistema de recolección.

La aplicación típica de PIPESIM incluye básicamente lo siguiente:

1. Análisis del comportamiento de producción de cada pozo creado en la red.
2. Modificación de variables como diámetros de tubería de producción y facilidades, presiones y temperatura del sistema de recolección. Módulo de análisis de red.[†]

1.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)

Se define índice de productividad (IP) a la relación existente entre la tasa de producción, q_o , y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo ($P_{ws} - P_{wf}$).[‡]

Para flujo continuo:

$$IP \left(\frac{bpd}{lpc} \right) = \left(\frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} \right) = ((0,00708 Ko.h) / (\mu_o.B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right])) \text{ Ec.1}$$

[†] Schlumberger. Pipesim. User guide. 2 ed. Houston Texas.: Schlumberger, 2012. 22 p.

[‡] MAGGIOLO R, Optimización de la producción mediante análisis nodal, 2008.

Donde:

IP = Índice de productividad

q_o = Caudal de petróleo

P_{ws} = Presión del yacimiento

P_{wfs} = Presión de fondo fluyente

K_o = Permeabilidad del petróleo

h = Espesor

μ = Viscosidad del petróleo

B_o = Factor volumétrico del petróleo

r_e = Radio de drenaje

r_w = Radio del pozo

S = Daño de formación

1.4 COMPORTAMIENTO DEL IPR

Durante la depleción del reservorio, la presión de este continúa cayendo, y puede mantenerse por la inyección de fluidos en una recuperación asistida. Como consecuencia, durante la depleción la presión dinámica cae por debajo del punto de burbuja, lo cual resulta en la combinación de un flujo monofásico con uno bifásico dentro del reservorio. Este fenómeno requiere del uso del IPR Combinado.[§]

1.4.1 Ecuación de Vogel En el caso del flujo bifásico, donde la presión promedio del yacimiento (P_r) está por debajo de la presión del punto de burbuja, es recomendado el IPR de Vogel.

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \text{ Ec. 2}$$

[§] Marcelo Hirschfelt. Conceptos de Well performance. Septiembre 2008. Disponible en www.oilproduction.net

La curva del IPR puede ser generada cualquiera sea, el caudal máximo (q_{0max}) como así también la presión promedio del yacimiento ($P_{estática}$) y el caudal (q_0) a la correspondiente presión dinámica.

Para cualquier caso, se necesita realizar una prueba de restauración de presión (build up) para conocer P_r y también se debe realizar un ensayo de flujo por choque o estrangulador, para conocer el caudal entregado por la formación.

1.4.2 IPR Compuesto El IPR compuesto, es una combinación de índices de productividad. Cuando la presión de yacimiento está por encima o por debajo de la presión de punto de burbuja, se usan respectivamente ley de Darcy o Vogel. Este IPR está particularmente utilizado cuando la presión de reservorio P_r está por encima de la presión de burbuja y la presión dinámica de fondo P_{wf} está por debajo.

En la sección $P_{wf} < P_b$, $q > q_b$, se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$q_b = IP (P_R - P_b) \text{ Ec. 3}$$

$$q_{max} - q_b = \frac{IP * P_b}{1.8} \text{ Ec. 4}$$

$$IP = \frac{q}{P_R - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \text{ Ec. 5}$$

Dónde:

q_b = Caudal en el punto de burbuja

q_{max} = Caudal máximo

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

IP = Índice de Productividad

Hay que considerar que el IPR calculado por la ecuación de Vogel es independiente del factor skin y por lo tanto este es aplicado únicamente a pozos que no tienen daño. Standing extendió las curvas de IPR de Vogel para poderlas aplicar a pozos con daño o estimulados.

1.4.3 Método de Fetkovich Fetkovich demostró que los pozos de petróleo que producen por debajo de la presión de burbuja (P_b) y los pozos de gas exhiben curvas de afluencia de fluidos muy similares. La ecuación general de pozos de gas también puede aplicarse para pozos de petróleo como se indica a continuación:

$$Q = C (P_R^2 - P_{wf}^2)^n \text{ Ec. 6}$$

Dónde:

Q = Caudal de fluido

P_R = Presión de reservorio

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

C = Constante de estabilización

n = Factor de turbulencia que puede variar entre 0,57 y 1.

Este factor n es igual a $1/m$, donde m es la pendiente del gráfico $\log (P_R^2 - P_{wf}^2)$ y $\log (Q)$.

Los coeficientes C y n son únicos para cada pozo estos son encontrados del análisis de datos de pruebas de presión.**

** Marcelo Hirschfeld. Conceptos de Well performance. Septiembre 2008. Disponible en www.oilproduction.net

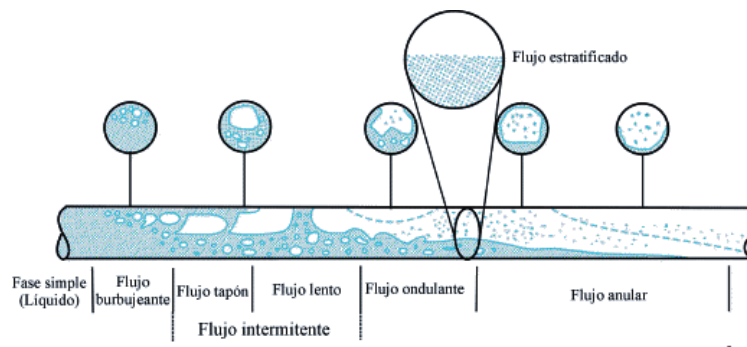
1.5 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERIAS

1.5.1 Patrones de flujo La diferencia básica entre flujo de una sola fase y bifásico es que en este último la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución especial de la interfase, resultando en características diferentes de flujo tales como los perfiles de velocidad y colgamiento. La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado depende de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales (tasas de flujo de gas y líquido).
- Variables geométricas (diámetro de la tubería, ángulo de inclinación y otros).
- Las propiedades físicas de las dos fases (densidad, viscosidad, tensión superficial del gas y del líquido, entre otras).

La determinación de los patrones de flujo es un problema central en el análisis de flujo bifásico. Realmente todas las variables de diseño de flujo son frecuentemente dependientes del patrón de flujo existente. Las variables de diseño son la caída de presión, el escurrimiento de líquido, los coeficientes de transferencia de calor y masa, etc.

Figura 1. Patrones de flujo en tuberías



Fuente: CUBA SOLAR Patrones de flujo en tuberías [en línea] disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar15/images/grafico3-58.gif>

Los patrones de flujo existentes, para flujo horizontal y cercanamente horizontal, pueden ser clasificados como:

- **Flujo Estratificado:** Ocurre a tasas de flujo relativamente bajas. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en el tope. Este patrón está subdividido en estratificado liso (interfase gas-líquido es lisa) y estratificado ondulante (ondas estables se forman sobre la interfase, ocurre a altas tasas de gas).
- **Flujo Intermitente (Flujo Tapón y Flujo de Burbuja Alargada):** El flujo intermitente es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas. Tapones (plugs o slugs) de líquido, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados por bolsones de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería.

El líquido en el cuerpo del tapón podría ser aireado por pequeñas burbujas las cuales son concentradas en el frente del tapón y al tope de la tubería. El patrón de flujo intermitente es dividido en patrones de flujo Tapón y de burbuja alargada.

- **Flujo Anular:** El flujo anular ocurre a muy altas tasas de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en el centro a alta velocidad, la cual podría contener gotas de líquido. El líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería. La película al fondo es generalmente más gruesa que al tope, dependiendo de las magnitudes relativas de las tasas de flujo de gas y líquido. A tasas de flujo más bajas, la mayoría de líquido fluye al fondo de la tubería, mientras las ondas inestables aireadas son barridas alrededor de la periferia de la tubería y moja ocasionalmente la pared superior de la tubería.

- **Neblina:** Crecen las burbujas de gas y sólo queda una película de líquido en las paredes de la tubería.
- **Burbujas Dispersas:** Con altas tasas de flujo de líquido, la fase líquida es la fase continua, y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. La transición a este patrón de flujo es definida por la condición donde burbujas son primero suspendidas en el líquido, o cuando burbujas alargadas, las cuales tocan el tope de la tubería, son destruidas. Cuando esto sucede, la mayoría de las burbujas son localizadas cerca de la pared superior de la tubería.

Para los patrones de flujo vertical y fuertemente inclinado, el patrón estratificado desaparece y un nuevo modelo de flujo es observado, el Flujo de Transición. Los patrones de flujo existentes son Flujo Burbuja, Flujo Tapón, Flujo de Transición y Flujo Anular.

- **Flujo Burbuja y Burbuja Dispersa:** Como en el caso horizontal, la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este patrón es dividido en Flujo Burbuja (tasas relativamente bajas de líquido, caracterizado por deslizamiento entre fases gas y líquido) y Flujo de Burbuja Dispersa (tasas relativamente altas de líquido, logrando esta fase arrastrar las burbujas de gas de tal forma que no exista deslizamiento entre las fases).
- **Flujo Tapón (Slug):** Este patrón de flujo en tuberías verticales es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa está localizada en bolsones de gas en forma de una gran bala denominada “Taylor Bubble” con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido. Una delgada película líquida fluye corriente abajo entre la burbuja y la pared de la tubería. La

película penetra en el siguiente tapón líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.

- **Flujo Transición:** Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al flujo Tapón, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.
- **Flujo Anular (Neblina):** En flujo vertical, debido a la simetría de flujo el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. Como en el caso horizontal, el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas. La interfase es altamente ondeada, resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial. En flujo vertical corriente abajo, el patrón anular existe también a bajas tasas de flujo en la forma de caída. El patrón tapón en flujo corriente abajo es similar al de flujo corriente arriba, excepto que generalmente la burbuja Taylor es inestable y localizada excéntricamente al eje de la tubería. La burbuja Taylor podría ascender o descender dependiendo de las tasas de flujo relativa de las fases.^{††}

1.5.2 Descripción de correlaciones de flujo multifásico en tuberías Existen muchas correlaciones empíricas generalizadas para predecir los gradientes de presión que consideran que existe deslizamiento entre las fases y los patrones de flujo, entre ellas: Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y siendo la más conocida la de Beggs & Brill.

- Correlación de Beggs & Brill: desarrollaron una correlación para pozos desviados. El desarrollo inicial fue para tuberías horizontales y ellos

^{††} Schlumberger. Pipesim Fundamentals. Workflow/ solutions Training. 1 ed. Houston Texas.: Schlumberger, 2012. 59-60 p.

identificaron tres regímenes de flujo horizontal (segregado, intermitente y distribuido).

Dado que la correlación de Beggs & Brill se basó en tuberías de diámetro pequeño, agua y aire, siendo las correlaciones más confiables bajo condiciones de flujo horizontal, alguna precaución es requerida al aplicar la correlación en pozos de petróleo.^{##}

^{##} CABARCAS M. Modelo empírico del desempeño del Tubing. En: Análisis Nodal. 1 ed. Bogotá: Universidad Industrial de Santander, 2013.p. V-21.

2. ANALISIS NODAL APLICADO EN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECANICO§§

El sistema de levantamiento artificial más común y antiguo del mundo es el bombeo mecánico. Debido a su simplicidad, robustez y la gran experiencia del personal en la operación del sistema, es posible su aplicación en casi todos los tipos de pozos que requieren levantamiento. Sin embargo, existen límites físicos para la aplicación en cuanto a profundidad y caudales a levantar.

El objetivo de un buen diseño en levantamiento artificial es lograr un sistema económicamente rentable, que logre el mayor Valor Presente Neto (VPN) considerando los costos asociados a la producción del pozo.

El análisis nodal es una técnica que ha sido ampliamente usada para el diseño de nuevos pozos, la cual permite analizar el efecto de cada componente de un sistema de producción facilitando, entre otras cosas, la optimización de la producción y el dimensionamiento de los equipos de subsuelo y superficie.

La utilización de este método para pozos con algún tipo de sistema de levantamiento artificial resulta más difícil que para pozos fluyendo naturalmente, pero al mismo tiempo ofrece ventajas y posibilidades de mejorar el sistema. En métodos de levantamiento artificial por bombeo, los nodos de mayor interés durante la etapa de diseño se ubican en la succión y en la descarga de la bomba.

El objetivo principal del análisis nodal aplicado a un sistema de levantamiento artificial, es conocer el punto de operación de este, en donde se relaciona el

§§ Diseño de instalación de levantamiento por bombeo mecánico. PDVSA, 2001.

aporte del yacimiento con el sistema de levantamiento que incluye la tubería de producción hasta la superficie.

En el caso del bombeo mecánico, el sistema puede considerarse compuesto por los siguientes elementos principales:

- El yacimiento.
- El pozo, incluyendo los componentes y elementos de este tipo de levantamiento ubicados en el fondo del pozo, y la línea de flujo, la cual incluye separadores y tanques de almacenamiento.

Los nodos entre los elementos principales del sistema por bombeo mecánico son los siguientes:

- El tope de las perforaciones, es el nodo común entre el yacimiento y el pozo
- El cabezal del pozo, el cual es el nodo común entre el pozo y la línea de flujo.

A su vez, el sistema puede tener más divisiones unidos por nodos, el número de estas divisiones no tiene limitación, pueden estar tan lejos o tan cerca como se quiera, con tal que sea posible establecer entre ellas la correspondiente relación flujo-presión.

La relación de presión a lo largo del sistema se puede visualizar en la figura 2 y es escrita de la siguiente manera:

$$P_{yac} - \Delta P_{nodo A} - \Delta P_{nodo C} + \Delta P_{bomba} - \Delta P_{nodo D} - \Delta P_{lf} - P_{sep} = 0 \quad \text{Ec. 7}$$

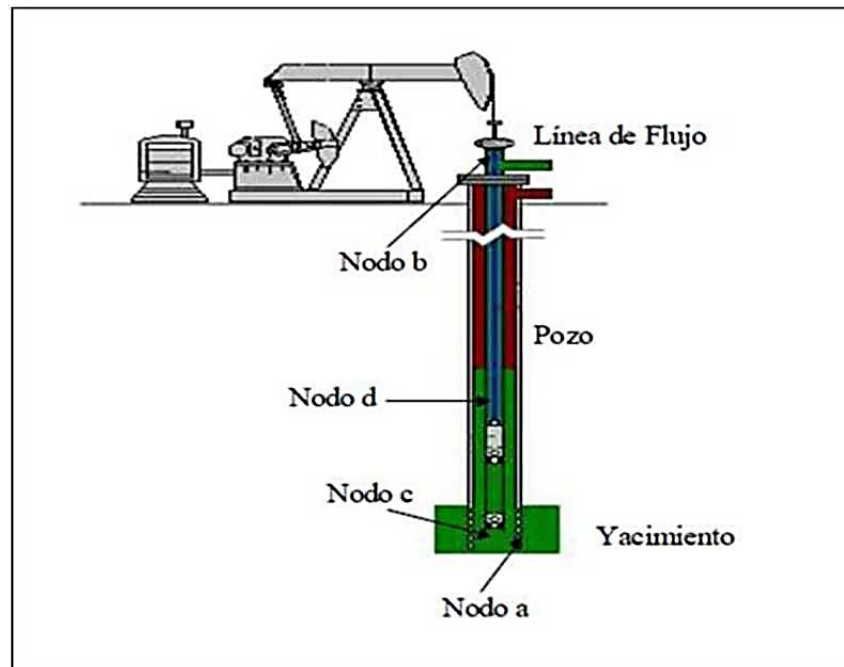
Donde:

P_{yac} = Presión de yacimiento

$\Delta P_{nodo A} = \Delta P$ del nodo ubicado entre el yacimiento y el tope de las perforaciones $\Delta P_{nodo C} = \Delta P$ del nodo entre el tope de las perforaciones y la entrada de la bomba $\Delta P_{bomba} =$ Presión diferencial originado por la bomba

$\Delta P_{nodo D} = \Delta P$ del nodo ubicado entre la descarga de la bomba y cabeza de pozo $\Delta P_{LF} = \Delta P$ del nodo ubicado entre el cabezal del pozo y el separador $P_{sep} =$ Presión del separador

Figura 2 Ubicación de nodos en un sistema de bombeo mecánico



Fuente. PDVSA. Diseño de instalaciones de levantamiento por bombeo mecánico. 2001

Uno de los componentes principales del análisis total del sistema, es la presión en las perforaciones o presión de fondo fluuyente. Para obtener la presión en este punto, se recurre al estudio del comportamiento de afluencia de un pozo, IPR ("Inflow Performance Relationship"), el cual, cubre la región del yacimiento al fondo del pozo. Para completar el análisis, se cuentan con las ecuaciones de gradiente de presión en las tuberías.

Para visualizar el análisis, se realiza un gráfico de presión del nodo vs la tasa de flujo de las curvas de influjo y eflujo, esto con la finalidad de conseguir el punto de operación del sistema, que es exactamente la intersección entre estas dos curvas, tal y como se observa en la figura 3.

Para analizar el efecto del cambio de configuración (velocidad de bombeo, diámetro del pistón, longitud de carrera, etc.) en la capacidad de producción se deben generar nuevas curvas de flujo. Este método puede ser usado para diagnóstico de sistema, o también para la optimización del diseño.

Como ya se dijo anteriormente, para pozos asistidos por bombeo mecánico se sugiere utilizar como nodo para el análisis, la posición de entrada a la bomba. El balance de presiones llevaría a establecer las siguientes relaciones físico-matemáticas para describir el inflow y el outflow del pozo. Considerando como nodo la posición de entrada a la bomba, y el pozo sujeto a flujo en dos fases se tiene:

- INFLOW:

$$P_w = P_r - \Delta P_{yac} \text{ Ec.8}$$

- OUTFLOW

$$P_{wf} = P_{wh} + \Delta P_{ft} - F_0/A_p \text{ Ec.9}$$

Donde:

ΔP_{yac} = Draw-down del yacimiento

P_{wh} = Presión en el cabezal del pozo, psi

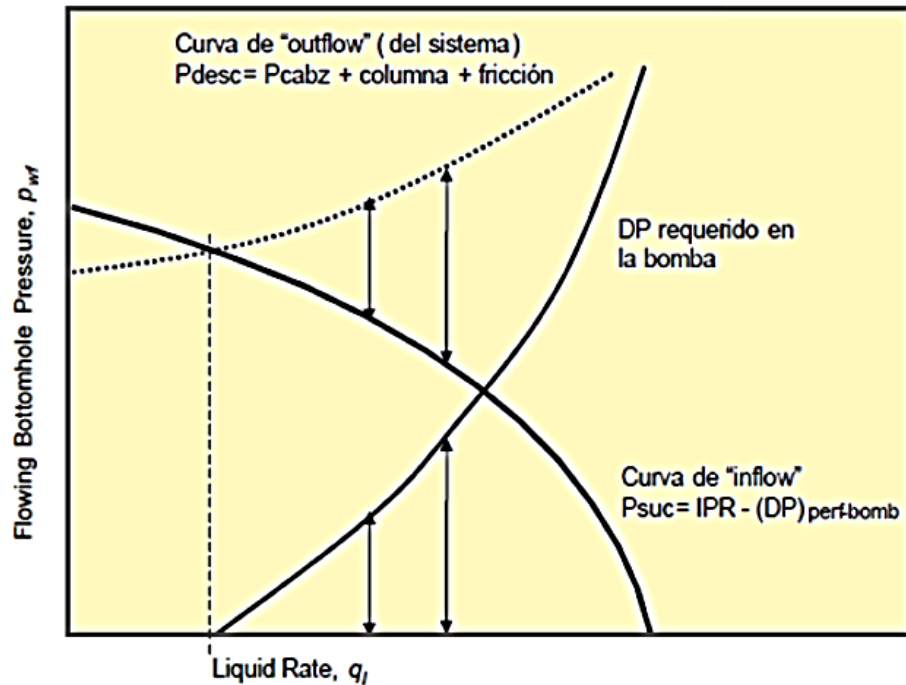
ΔP_{ft} = Caída de presión por fricción, varillas y tubería, psi

F_0 = Carga de fluidos, lb

A_p = Sección transversal del pistón, in²

P_{wf} = Presión en el fondo del pozo, psi

Figura 3. Análisis Nodal en Bombeo Mecánico



Fuente. Diseño de instalaciones de levantamiento por bombeo mecánico. PDVSA, 2001.

El Inflow se calcula por medio de la ecuación de Vogel o cualquier otro método para hallar el IP y también el IPR que aplique para el caso, mientras que el Outflow requiere establecer correlaciones por medio de la información de mediciones físicas, a fin de estimar una relación entre la caída total de presión por fricción, la presión de fondo fluente y su dependencia con la tasa de flujo. La solución óptima del sistema es obtenida al interceptar las curvas Inflow y Outflow.

2.1 EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO^{*}**

Es uno de los métodos de producción más utilizados (80-90%), el cual su principal característica es la de utilizar una unidad de bombeo para transmitir movimiento a la bomba de subsuelo a través de una sarta de varillas y mediante la energía suministrada por un motor. El bombeo mecánico está compuesto por los equipos de subsuelo y los equipos de superficie.

2.1.1 Equipos de subsuelo El equipo de subsuelo es el que constituye la parte fundamental de todo el sistema de bombeo, se integra desde la bomba de subsuelo hasta la sarta de varillas a donde conectará con la barra lisa que cuelga de la unidad de bombeo. El API ha certificado las varillas, las tuberías de producción y bomba de subsuelo.

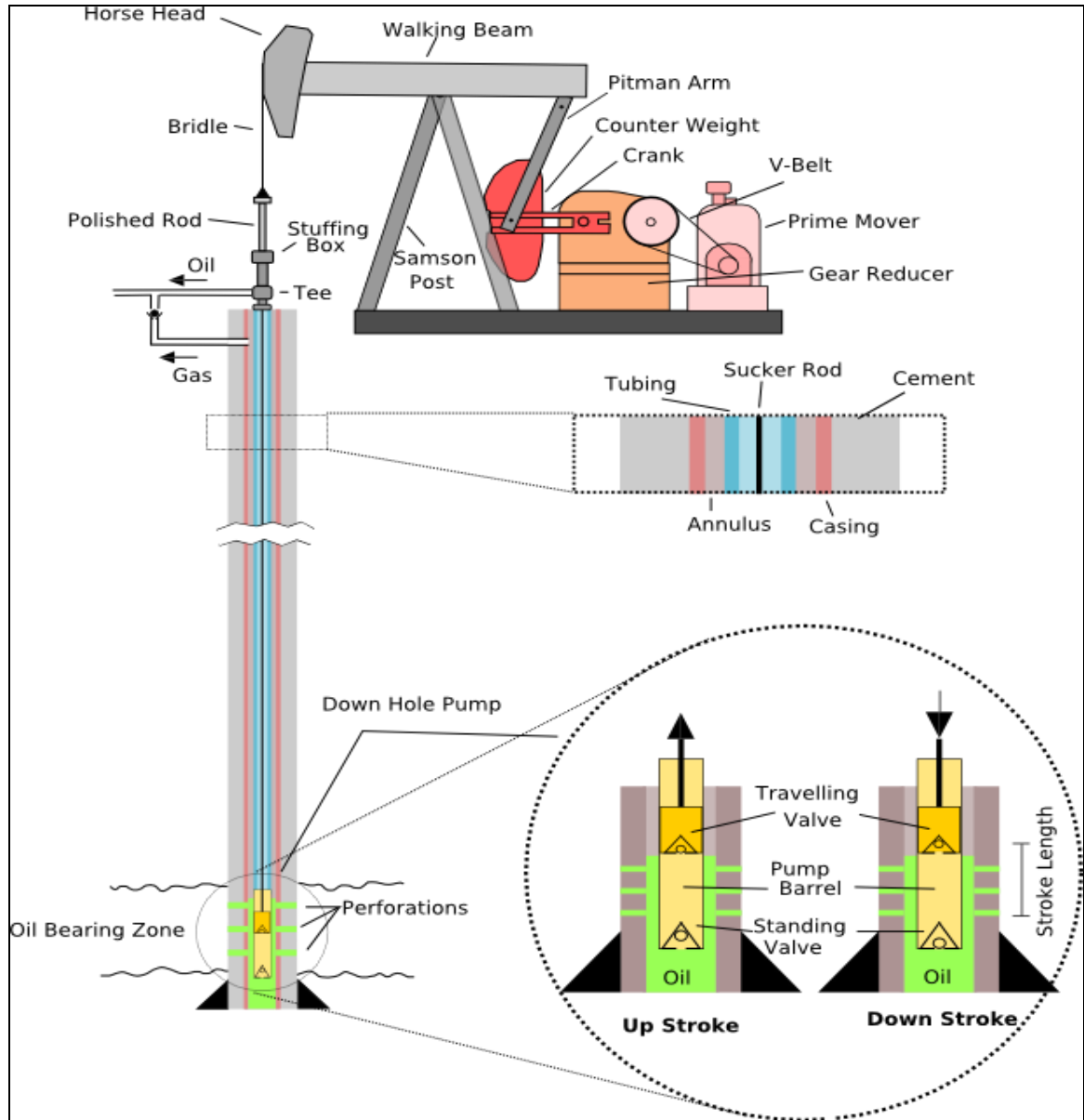
La descripción de cada uno de los componentes del sistema de bombeo se explica brevemente a continuación:

- **Varillas de bombeo:** Elemento de conexión entre la unidad de bombeo instalada en la superficie y la bomba de subsuelo. Mediante estas se transmite el movimiento recíprocante vertical a la bomba para el desplazamiento de fluidos. Existen varios tipos de varillas, de acero, de fibra de vidrio, continuas, cada una de ellas diseñadas para diferentes diámetros y longitudes.
- **Bomba de subsuelo.** Es una bomba de pistón o desplazamiento positivo, que posee una válvula fija en el extremo inferior del barril y una válvula viajera en el extremo inferior del pistón, las cuales abren y cierran durante el movimiento ascendente y descendente del balancín, lo que a su vez permite llenar y vaciar

^{***} ROMERO, Carlos y BAUTISTA, Fausto Leonardo. Evaluación de la producción del campo Llanito utilizando el método de análisis nodal. 2012

continuamente el barril de la bomba y llevar los fluidos desde el fondo hasta la superficie.

Figura 4. Sistema de bomba de subsuelo



Fuente. ALIBABA Pumping unit pump [en línea] disponible en: <https://spanish.alibaba.com/product-free/pumping-unit-pump-jack-134922172.html>

En campo Moriche, como un caso especial, se utiliza para la producción de los pozos una bomba diseñada exclusivamente para el método de recobro térmico aplicado, llamadas Steam By Pass, son diseñadas y patentadas por Weatherford para los campos de crudo de la Asociación Nare. La bomba Steam By Pass para el bombeo de crudo pesado y viscoso se compone de la misma extensión llamada Steam By Pass a una bomba convencional tipo varilla API. Dicha extensión proporciona un método de inyección de fluidos directamente a la formación sin necesidad de sacar la bomba del fondo del pozo.

Los métodos convencionales de inyección requieren sacar la bomba del pozo, en este caso la idea es levantar la bomba del niple de asiento hasta posicionar la extensión Steam By Pass frente al mismo y generar un área anular donde pueda fluir el vapor a inyectar, evitar el sobre-presionamiento del pozo y no generar fallas en las partes de la bomba por estrés o choque térmico.

La sección Steam by Pass consiste en dos tubos juntos que solucionan los siguientes problemas:

- El hod-down de la bomba tiene anillos de fricción en acero inoxidable que proporcionan una fuerza positiva o peso para ajustar la bomba en el niple de asiento. Las construcciones de los anillos tienen tolerancias precisas para asegurar el correcto ajuste entre los anillos y el niple de asiento. Así se asegura un correcto sello hermético y evitar fuga en el anclaje de la bomba.
- El By-Pass es específicamente una sección reducida o de diámetro menos, que va ubicado entre los anillos y el cuerpo de la bomba. El área de flujo incrementa justo cuando se coloca esta sección frente al niple de asiento.

Las extensiones Steam By Pass pueden ser utilizadas en tamaños, conexiones y tolerancias de bombas API tipo insertas de 2-3/8, 2-7/8 y 3-1/2 pulgadas. También pueden ser utilizadas en bombas tipo RW y RH con la metalurgia requerida para

cualquier ambiente de producción. En la tabla 2 se encuentra detallada las partes y metalografía de la bomba SBP.

Durante la instalación de la bomba, esta se ubica al final de la sarta de varillas como cualquier bomba inserta. Se debe utilizar el niple de asiento especial para esta misma bomba y al momento de bajar el mismo peso de las varillas es transferido hasta la bomba para realizar el ajuste de los anillos de fricción dentro del niple de asiento. Para utilizar la bomba luego en el periodo de inyección se debe garantizar la longitud suficiente de barra lisa que debe corresponder a la longitud total del recorrido de la unidad de bombeo más la distancia hasta la extensión Steam By Pass. Luego de esto se baja hasta el punto inferior y se re espacia la bomba según las condiciones de temperatura del pozo. El arranque es normal a la de cualquier bomba inserta convencional API.

Durante la etapa de inyección, convencionalmente es necesario realizar un pulling de la sarta de varillas para inyectar vapor. Con una bomba Steam By Pass esto ya no es requerido, solo se desasienta la bomba y esta tiene que posicionar la extensión frente al niple de asiento de diámetro menor que permita el paso del fluido de inyección a través de la tubería hasta la formación. El sistema Steam By Pass puede soportar exitosamente temperaturas de operación e inyección de 150°F (66°C) a 1000°F (538°C).^{†††}

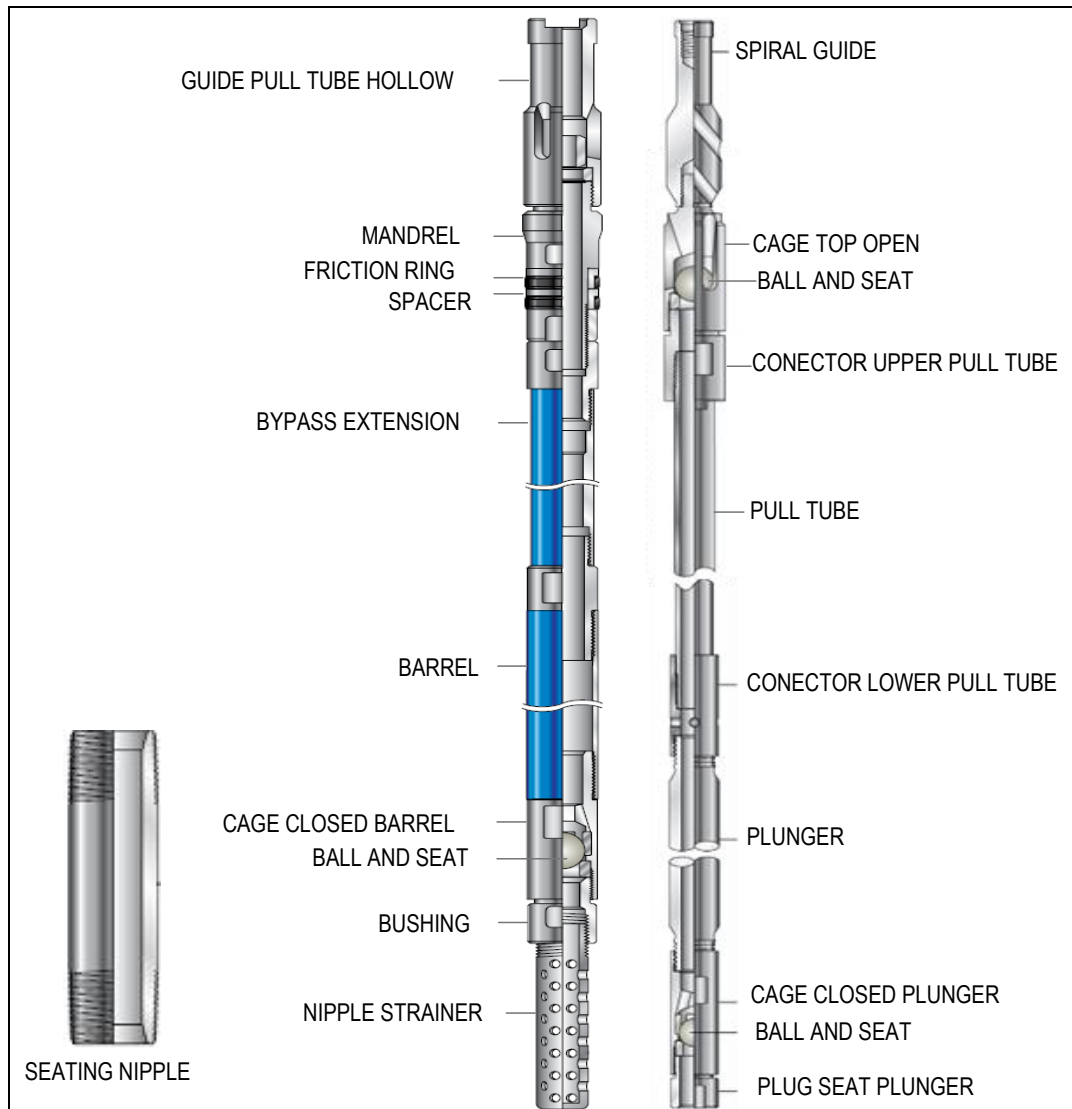
^{†††} Weatherford. Steam by Pass Heavy oil pump, 1997.

Tabla 1. Descripción de bombas SBP

ITEM	DESCRIPTION	METALURGY
PLUNGER ASSEMBLY		
1	GUIDE, 2-7/8" TBG - 7/8" PIN SR CONNECTION	CARBON STEEL
2	CAGE TOP OPENLONG TYPE2x7/8SR PIN HLINED	CARBON STEEL
3	VALVE - SEAT 2-1/4 TUNCAR BALL 1-1/4 SS B ALT	TUNCAR-STEEL
4	CONNECTOR UPPER, PULL TUBE, 1-1/2", CS	CARBON STEEL
5	PULL TUBE1-1/2x269CS	CARBON STEEL
6	LOWER CONNECTOR F/ SBP, PULL TUBE, 2", CS	CARBON STEEL
7	PLUNGER F/ SBP, 2"x2',M10 PINxBOX,SM,58 HRC MIN	SPRAY METAL
8	CAGE CLOSED PIN END PLUNGER2 HLINEDCS	CARBON STEEL
9	VALVE SEAT 2" TUNCAR BALL 1-1/8 TITCAR B ALT	TUNCAR-TITCAR
10	PLUGSEAT PLUNGER CAGE2CS	CARBON STEEL
BARREL ASSEMBLY		
11	GUIDEPULL TUBEHOLLOW PUMP1-3/4 2TOP HDCS	CARBON STEEL
12	MANDREL F/ SBPFRICTION RING TYPE2-1/2CS	CARBON STEEL
13	RING FRICTION F/ SBP2-1/2SS	STAINLESS STEEL
14	SPACER F/ SBPFRICTION RING TYPE2-1/2SS	STAINLESS STEEL
15	NIPPLE F/ SBPEXT UPPER2x6EUECSPIN x BOX	CARBON STEEL
17	BARREL2x18 RWTHIN WALLSTL CRM PLD	CHROME PLATED
18	CAGE CLOSED BARREL 2-1/4" HLINEDCS	CARBON STEEL
19	VALVE - SEAT 2-1/4 TUNCAR BALL 1-1/4 TITCAR B ALT	TUNCAR-TITCAR
20	BUSHING F/ SBP, BARREL CAGE, 2", CS	CARBON STEEL
21	NIPPLE STRAINER 1-1/4"	CARBON STEEL
22	NIPPLE SEATING FRICTION RING	CARBON STEEL

Fuente: WEATHERFORD. Fluid Packerd Pump. Steam By Pass Heavy Oil Pump. 1997

Figura 5. Estructura de la bomba de subsuelo SBP



Fuente. WEATHERFORD. Fluid Packer Pump. Steam by Pass Heavy Oil Pump. 1997

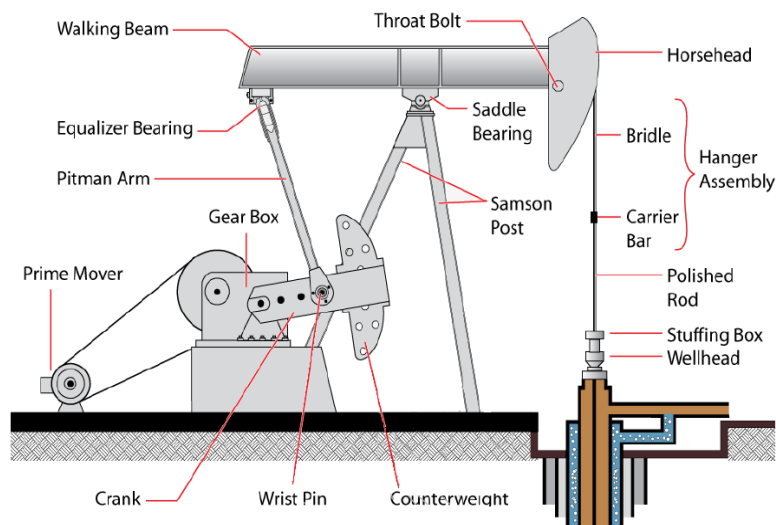
- Niple de anclaje de la bomba (Niplesilla): Es un niple que se instala al final de la tubería de producción y permite en su interior fijar la bomba de subsuelo para facilitar el movimiento de succión y bombeo.
- Ancla de gas: Es un tubo o niple perforado colocado debajo de la zapata, con la finalidad de separar o evitar que el gas entre en la bomba y lograr de esta

manera una mayor eficiencia volumétrica de la bomba. Está compuesto por niples de copas o perforados, un tubo de barro y el tubo de succión.

2.1.2 Equipos de superficie El equipo de superficie de un sistema de bombeo mecánico tiene por objeto transmitir la energía desde la superficie hasta la profundidad de asentamiento de la bomba de subsuelo con la finalidad de elevar los fluidos desde el fondo hasta la superficie. Los elementos que forman los equipos de superficie se explican a continuación:

- Unidad de bombeo: Es una máquina integrada cuya función principal es transformar el movimiento angular del eje del motor a un movimiento recíprocante vertical mediante la reducción de la velocidad y un alto torque, con la finalidad de accionar la sarta de varillas y la bomba de subsuelo. El principio de operación de esta unidad es una viga viajera accionada por la caja de engranajes o reductora, la cual es un reductor que recibe movimiento mediante correas del motor.

Figura 6. Unidad de Bombeo Mecánico Convencional

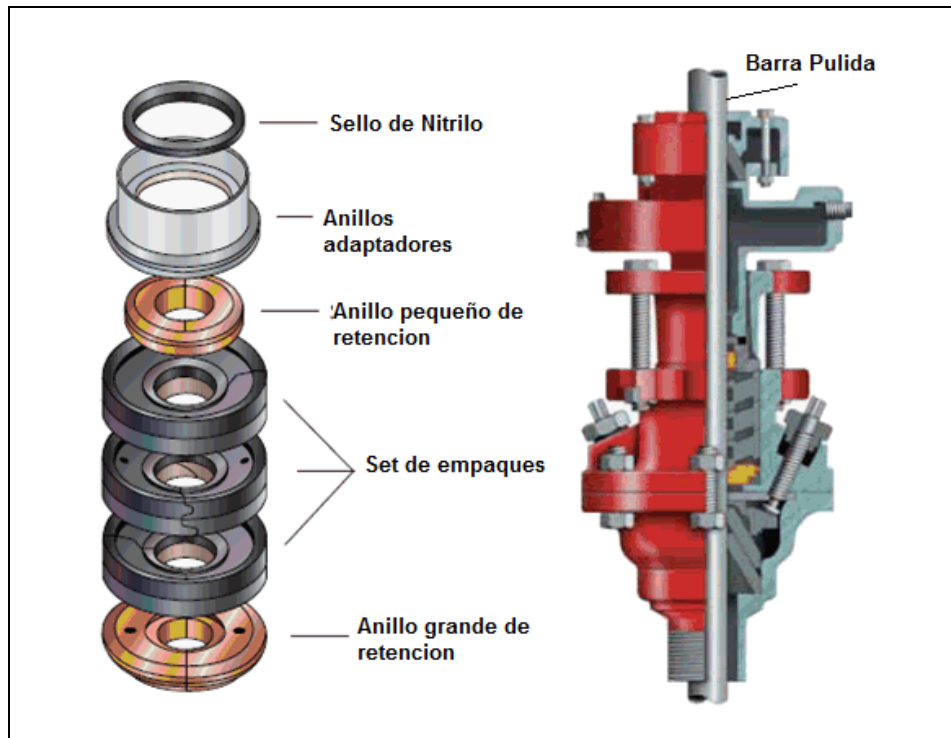


Fuentes. HDC Pumpjack [en línea] disponible en: http://www.hdc.ca/product_samples/pumpjack_b.pdf

Las unidades de bombeo están conformadas por los siguientes elementos básicos:

- Correas y poleas: Su función es transmitir el movimiento angular de la polea del motor a la polea de la unidad. La relación de la velocidad angular de ambas poleas será inversamente proporcional a sus diámetros.
- Caja de engranajes (Gear reducer): Su función es la de reducir la velocidad angular de la polea de la unidad y se lo transmiten a la manivela.
- Biela y Manivela (Crank & Counterweight): Encargadas de convertir el movimiento angular en movimiento reciproco vertical que es transmitido a la viga viajera. La manivela permite cambiar la longitud del movimiento reciproco vertical (carrera), ya que la biela posee varios puntos (posiciones) de conexión.
- Viga viajera (Walking Beam): Transmite el movimiento reciproco a la barra pulida y soportar las cargas apoyadas en unos postes maestros. Su conexión a la barra pulida es a través de guayas y el elevador.
- Motor de la unidad (Prime Mover): La generación de la energía mecánica en las unidades de bombeo se obtiene a través del uso de motores de corriente alterna. Los motores se pueden clasificar en dos categorías: combustión interna y eléctrica.
- Barra pulida o lisa (Polished Rod): Su función es conectar la sarta de cabilla con el balancín, en el ascenso, soportar el peso de las varillas y el peso del fluido dentro de la tubería de producción. Son fabricadas de acero al carbón 1045 o acero aleado 4140, en diámetros de 1-1/8, 1-1/4 y 1-1/2 pulgadas, con longitudes de 16 a 30 pies.
- Prensa estopa (Stuffing Box): Su función principal es sellar el espacio entre las varillas y la tubería de producción, para evitar que el petróleo se derrame, lo cual permite el movimiento de la barra pulida y que el crudo se desplace a través de la línea de flujo en el ciclo de bombeo. El diámetro de la prensa estopa va de acuerdo con el diámetro externo de la barra pulida. La prensa estopa más utilizada actualmente es Legrand.

Figura 7. Partes del Stuffing Box



Fuente: SHOPOILSUPPLIES [en línea] disponible en:
<http://www.shopoilsupplies.com/PhotoGallery.asp?ProductCode=0037150172>

- Espaciador: Es un equipo formado por 4 piezas: guaya, grampa, espaciador "Leuther" y elevador, que tiene como finalidad conectar la barra pulida a la unidad de bombeo. Tiene un diseño que permite colocar el dinamómetro Leuther mientras se toma la carta dinográfica. Permite producir el pozo con el revestidor abierto a la atmosfera, a la línea de flujo o cerrado. Tiene conexiones que permite tomar presiones y realizar registros del comportamiento del pozo.

2.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA BOMBEO MECÁNICO

A continuación, se enumeran las ventajas y desventajas que representa utilizar este tipo de sistema artificial.

Ventajas

- Es un sistema relativamente simple de operar y analizar.
- Unidades fácilmente intercambiables con otros pozos a un bajo costo.
- Bajo condiciones promedio, puede ser usado hasta el límite económico del pozo.
- Aplicable a pozos angostos y con múltiples completamientos.
- Se puede bombear pozos con bajas presiones (depende de la tasa y la profundidad).
- Flexible - puede usualmente ajustarse a la capacidad de influjo del pozo.
- Pueden levantar crudos muy viscosos y a altas temperaturas.
- Puede usarse gas o electricidad como fuente de potencia.
- Fácil tratamiento en procesos de corrosión y escamas.
- Operación intermitente con dispositivos de control.
- Disponibilidad en diferentes tamaños.

Desventajas

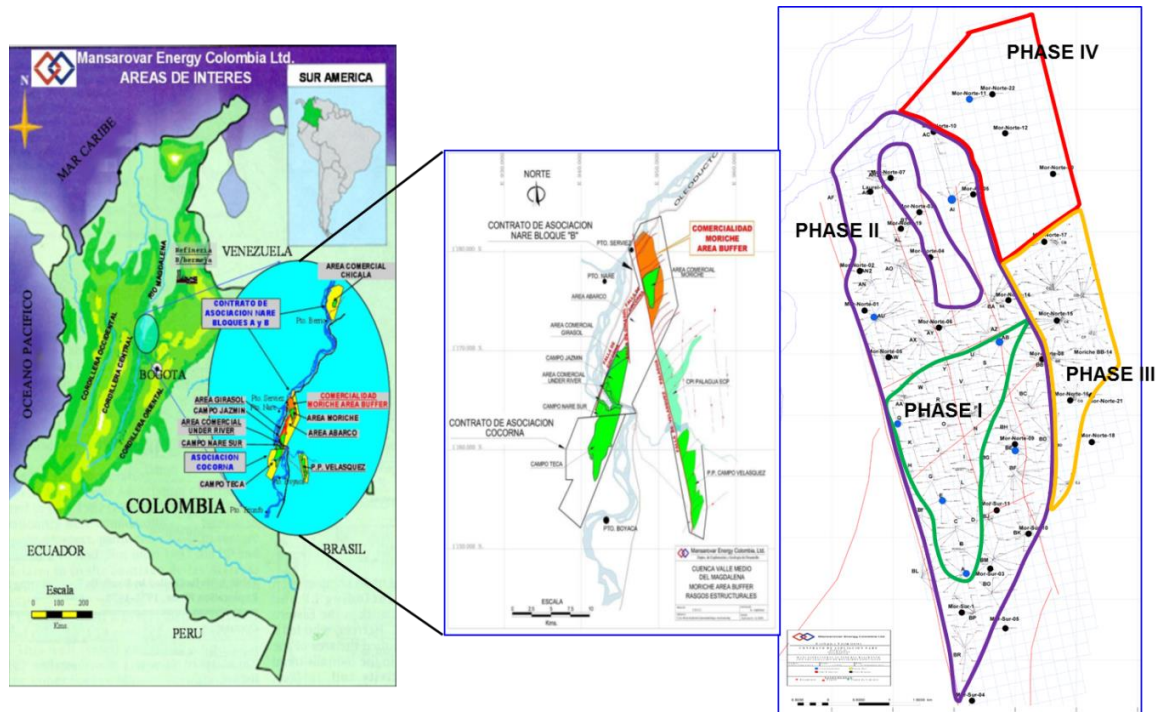
- La unidad de superficie requiere de grandes espacios.
- El gas libre en el pozo puede reducir drásticamente la producción de líquidos.
- Susceptible a problemas de sólidos en suspensión y/o parafinas.
- En pozos desviados presentan problemas de fricción.
- La profundidad de la bomba es limitada debido principalmente a la resistencia mecánica de las varillas.
- Alto costo por instalación y mantenimiento.

3. GENERALIDADES DE CAMPO MORICHE

3.1 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El área comercial de Moriche está localizada en la Cuenca del Magdalena Medio, al oriente del Municipio de Puerto Serviez y posee una extensión de 4276 acres aproximadamente como se muestra en la figura 8.

Figura 8. Mapa de Localización de Campo Moriche



Fuente: MANSAROVAR ENERGY

El campo Moriche fue descubierto con la perforación del pozo Balso 01 en agosto de 1983 y su comercialidad conocida como Moriche Fase 1, fue aprobada por Ecopetrol en febrero de 1989 para desarrollar un área de 1.119 acres la cual se desarrolló en 2007.

A partir de la información adicional de registros, producción, side wall cores, etc., lograda mediante la perforación de pozos de avanzada (Apraisal) en el período comprendido entre el 2007 al 2009 (Sur 01, Sur 02, Sur 03, Sur 04, Sur 05, Sur 08, Sur 10, Sur 11, Norte 01, Norte 02, Norte 03, Norte 04, Norte 05, Norte 06, Norte 07, Norte 08, Norte 09, Norte 10, Norte 14, Norte 19, AV05 y Laurel 01 - 1981), en noviembre de 2009 se solicitó a Ecopetrol la extensión de comercialidad por un área adicional de 3.770 acres, correspondiente a lo que actualmente se conoce como Fase 2. Dicha comercialidad fue aprobada en enero de 2010, para un área de 3.770 acres.

En abril de 2012 se perforó el pozo Moriche BB 14 en el área de Moriche Fase 3 como exploratorio para soportar la comercialidad de la misma. En octubre 10 de 2012, fue aprobado por parte de Ecopetrol el plan de desarrollo de Moriche Fase 3 (1.036 acres), el cual consistió en la perforación de 80 pozos convencionales adicionales a los 3 exploratorios existentes (Moriche Norte 17, Norte 15 y Norte 18).

Tabla 2. Pozos perforados en Campo Moriche por año y fase de desarrollo

Fase	Año	Pozos
1	2007	110
1	2014	57
2	2007	266
2	2014	3
3	2010	84
TOTAL		520

Fuente: MANSAROVAR ENERGY

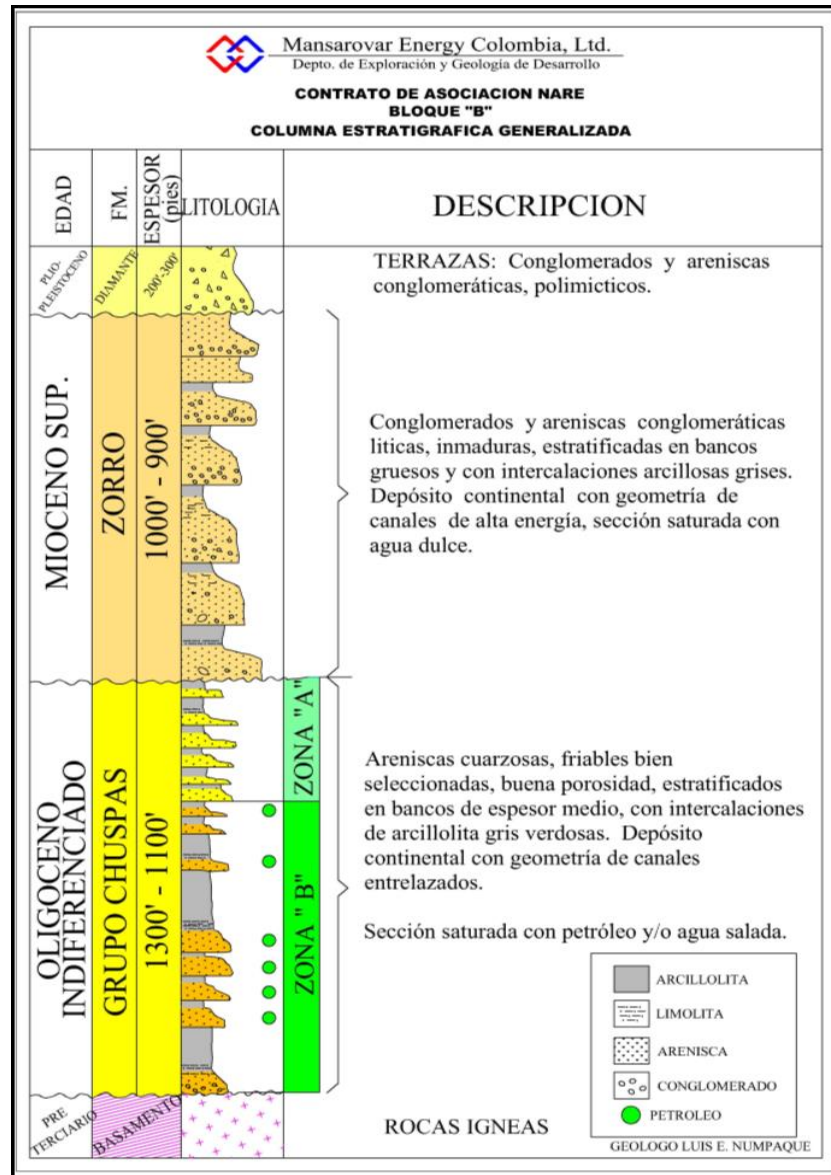
3.2 IDENTIFICACIÓN DE FORMACIONES

Las rocas del yacimiento en el área Moriche (Asociación Nare B) se componen por los depósitos de arenas fluviales en la Zona B y la Zona A. Está compuesto por múltiples cuerpos de areniscas de origen fluvial, depositados en un ambiente de canales meándricos (meandering stream), canales distributarios y trenzados (Braided streams). Estas areniscas conforman la secuencia de las Zonas A y B del Grupo Chuspas. Adicionalmente, se reconoce la formación de paleo-suelos y la presencia de bioturbación intensa.

De acuerdo con el ambiente de depósito es claro que no se presenta continuidad lateral de los cuerpos areníticos que en promedio presentan espesores entre 8 y 30 pies, de acuerdo con la migración constante de los canales, supeditados a los cambios en el caudal y a su ubicación dentro del sistema fluvial, lo que dificulta en gran medida la correlación de los cuerpos de areniscas.

3.2.1 Columna estratigráfica El desarrollo sedimentológico y estratigráfico y su disposición dentro del área del Contrato de la Asociación Nare se caracteriza por la presencia de una secuencia siliciclástica durante toda su expresión dispuesta está en intercalaciones de areniscas y arcillolitas continentales de edad Terciario Superior, que se encuentran en contacto discordante, suprayaciendo un basamento de composición Ígneo-Metamórfica, mediante un hiato de aproximado 112 metros, ver figura 9. Se caracterizan las siguientes formaciones:

Figura 9. Columna Estratigráfica Generalizada - Asociación Nare B



Fuente: MANSAROVAR ENERGY

- Complejo Ígneo Metamórfico (PRE-TERCIARIO): En el Área Moriche Buffer, el Basamento corresponde a un complejo ígneo – metamórfico que se encuentra infrayaciendo una secuencia sedimentaria de origen fluvial que abarca desde el Oligoceno hasta el Holoceno, de manera discordante.

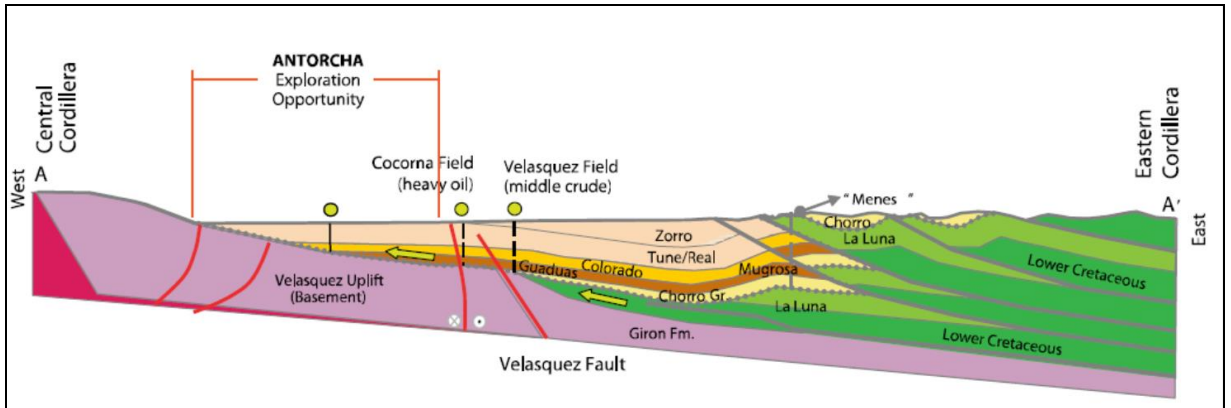
- Oligoceno Indiferenciado (Grupo Chuspas): El Grupo Chuspas se encuentra dispuesto de manera discordante suprayaciendo el basamento mediante la presencia de un hiato que pone en contacto, rocas de edad jurásico superior con rocas terciarias de edad Oligoceno como se mencionó anteriormente. En el Área Moriche, hasta la fecha, se han perforado 21 pozos exploratorios, 110 de desarrollo Fase 1 y 206 de desarrollo en Fase 2 a junio de 2011, donde se han logrado definir a partir de las correlaciones dos zonas, denominadas Zonas A y B. Estos intervalos fueron caracterizados y diferenciados entre sí, de acuerdo con sus propiedades petrofísicas, su disposición estratigráfica y su expresión estructural. La zona A no ha sido aún estudiada con detalle, por lo que no se puede asegurar la presencia de hidrocarburos. Se encuentra caracterizado por la presencia de un evento erosivo regional con expresión en todo el campo, dividiendo el reservorio B en dos segmentos con propiedades petrofísicas similares y el mismo ambiente sedimentario de depositación. De acuerdo con la información obtenida en todos los pozos, la Zona A, presenta areniscas con propiedades petrofísicas excelentes y probablemente prospectivas (que aún no han sido probadas en el campo), pero que en el sector más norte pueden ser prospectivas. La zona B por su parte, presenta una buena acumulación de hidrocarburos de acuerdo con los datos encontrados en todos los pozos y los resultados de producción. El reservorio B a su vez se encuentra dividido en tres intervalos: Zona 2 (Tope B - Tope Conglomerado), zona 3 (Tope conglomerado - Base conglomerado) y Zona 4 (Base conglomerado - Basamento). Esta división tuvo lugar al poder correlacionar otro evento erosivo regional (mencionado con anterioridad), de alta energía, caracterizado por una variación textural y composicional importante que tiene expresión lateral en todo el campo y que dividió el reservorio B en dos segmentos productivos.
- Mioceno (Formación Zorro - Diamante): El Grupo Zorro es una secuencia de sublitoarenitas que varían texturalmente de grano medio a

conglomerático, intercaladas con niveles arcillolíticos que varían de verde a gris, siendo estas últimas las que se encuentran en mayor proporción. Presentan en promedio 80% de cuarzo y 20% de fragmentos líticos, pobremente calibrados, lo que indica la cercanía al área fuente y la influencia de un régimen sedimentario distinto al que caracteriza la secuencia infrayacente. Esta secuencia está saturada de agua fresca y está en contacto discordante sobre el Grupo Chuspas. El promedio de espesor en el Área Moriche es de 900 pies.

El tipo de trampa en el Área Moriche es similar a el mecanismo de los campos Girasol y Jazmín, que es principalmente de tipo estructural, formado por una o más fallas normales de bajo ángulo, con el bloque hundido buzando hacia el Este (como es el caso de las fallas de Cocorná y Girasol en el área de Abarco), lo cual limita la migración de aceite entrampándolo en cada uno de los bloques.

En la siguiente gráfica se muestra un corte estructural generalizado del Valle Medio del Magdalena, donde se puede destacar la posición de la Falla de Velásquez y las posibles rutas de migración del Hidrocarburo. Es importante mencionar que la Fm. Tuné descrita en el corte equivale a la Zona A en el campo Moriche y la Fm. Guaduas, toma en el Campo Moriche el nombre de Zona B, de acuerdo con la correlación, edad y propiedades de las formaciones.

Figura 10. Corte estructural Cuenca del VMM y ubicación Campo Moriche



Fuente: MANSAROVAR ENERGY

3.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Los valores de porosidad varían entre 21 a 34% en la zona A y entre 24% a 26% en la zona B. Así mismo, la permeabilidad varía entre 40 a 330 md. Esta información se obtuvo a partir de los registros eléctricos y los corazones tomados en la zona comercial del Campo Moriche.

De acuerdo con nuestra evaluación, se establecieron los siguientes resultados de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y arena neta petrolífera:

Tabla 3. Propiedades petrofísicas de campo Moriche

	Escenario	PHIE [%]	Sw [%]	K [mD]	Netpay [Ft]
ZONA 2	P10	27.3	36	700	110
	P50	25.3	39.5	460	75
	P90	21.5	42	220	40
ZONA 4	P10	28.5	33.8	800	38
	P50	25.5	40.5	425	18
	P90	22.5	34.2	225	5

Fuente: MANSAROVAR ENERGY

3.4 MAPA DE PRESIONES DEL CAMPO

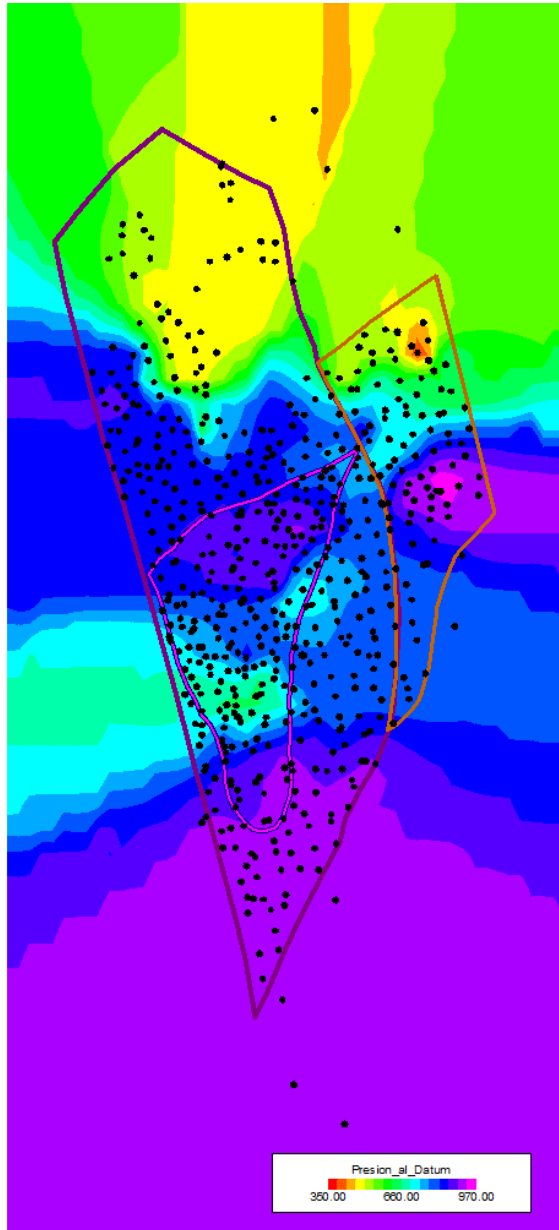
En la figura 11 se muestra el mapa de presiones del campo, donde se puede observar que la zona sur de fase 2 y fase 3 presentan las mayores presiones, dado que tienen mayor profundidad. En la zona norte, las presiones son bajas más por la profundidad de los pozos que por depletamiento del sector.

Tabla 4. Presiones pozos del estudio

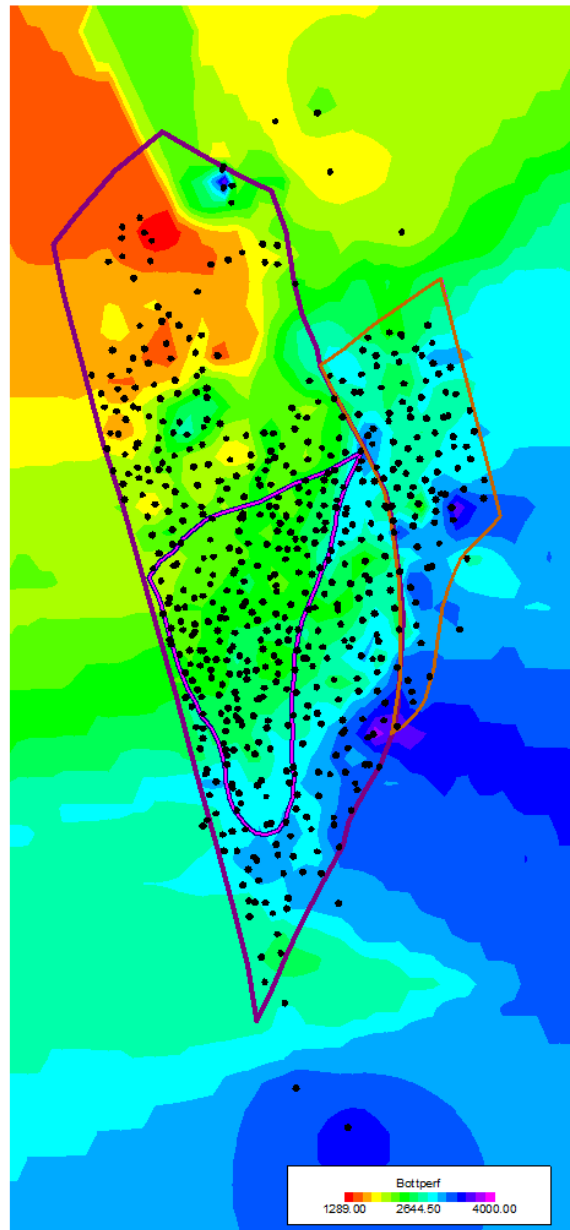
Pozo	Presión al datum (psi)	Fondo del pozo MD (ft)	Fondo del pozo TVD (ft)	Presión en fondo (psi)
MOR-AN01	857	1586	1549	1116
MOR-AN02	847	1849	1506	1125
MOR-AN03	858	1934	1538	1122
MOR-AN04	857	1820	1565	1109
MOR-AN05	857	1813	1611	1089
MOR-AN06	815	1574	1545	1076
MOR-AN07	857	1733	1525	1127
MOR-AN08	847	1648	1603	1082
MOR-AN09	852	1902	1651	1066
MOR-AN10	849	1698	1618	1078
MOR-AN11	851	1667	1576	1098
MOR-AN201	515	2560	2192	497
MOR-AN203	530	2597	2076	559
MOR-NTE02	517	2558	2295	448

Fuente: MANSAROVAR ENERGY

Figura 11. Mapa de presiones y profundidades área Campo Moriche



Mapa de Presiones



Mapa de Profundidades

Fuente: MANSAROVAR ENERGY

3.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

En el campo Moriche se tiene una combinación de los siguientes mecanismos de producción: Compactación de la formación, Empuje de gas en solución y Empuje parcial de agua. Estos mecanismos a su vez son complementados con la inyección cíclica de vapor de agua, como proceso de recuperación de crudos pesados, donde se obtiene una reducción de la viscosidad del crudo y la destilación del mismo.

3.6 RESERVAS IN SITU CALCULADAS

Tabla 5. Reservas calculadas para campo Moriche

Descripción	Cantidad	Unidad
OOIP	1072	MMBL
Reservas (a nov 2021)	46	MMBL
Producción acumulada (a dic 2014)	21	MMBL
EUR	67	MMBL
FR actual	2	%
FR final (2021)	6.3	%

Fuente: MANSAROVAR ENERGY

3.7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

En cuanto a las propiedades PVT del Crudo del Campo Moriche, a la fecha existen alrededor de 20 reportes de Análisis PVT, para efectos del presente estudio, se utilizará el realizado en el pozo MOR-AU05 tomado en septiembre de 2011 (Ver anexo 2).

3.8 DIAGRAMAS MECANICOS

Los pozos de los clúster AN y AN2 del campo Moriche están perforados en 3 secciones:

- Revestimiento de superficie de 9-5/8 pulg, 40 lb/ft.
- Revestimiento de producción de 7 pulg, 23 lb/ft.
- Malla de 5-½ pulg, 18 lb/ft.

Todos los pozos tienen sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, con bombas SBP de 2 pulg de diámetro y en tuberías de producción de 2-7/8 pulg, 6.5 lb/ft. Los diagramas se pueden observar en el anexo 1.

3.9 RED DE RECOLECCION

Los clúster AN y AN2 del campo Moriche tienen 11 y 3 pozos respectivamente, los cuales en superficie después de cabeza de pozo están conectados a una línea de flujo de 4 pulg la cual los lleva a una línea general de recolección de 10 pulg dentro del clúster. La línea general de recolección luego se conecta a una línea de producción general de 16 pulg que la lleva a una estación de recolección, en este caso la Estación Intermedia Norte, objeto del estudio.

Figura 12. Red de recolección Campo Moriche



4. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

El área de producción del Campo Moriche ha ido cambiando a lo largo de los últimos años debido a su desarrollo comercial, incluyendo principalmente modificaciones en la ingeniería inicial. Durante los años 2013 al 2015, se inició una nueva campaña de perforación de 140 pozos los cuales llevaron a realizar ampliación en las locaciones y construcción de nuevas facilidades de producción. Sin embargo, las troncales que transportan el fluido han tenido que soportar este incremento de producción, pues no se contempló en la ingeniería la necesidad de hacer modificaciones en sus diámetros. Esta razón nos lleva a realizar una evaluación de una parte del sistema completo con el fin de identificar posibles restricciones en la operación.

Basado en lo anterior se analizó el sistema de recolección de Campo Moriche en dos clústeres de potencial prometedor en la zona norte del campo, los clúster elegidos son el AN y AN2, para poder generar escenarios de optimización que permitan incrementar la producción.

4.1 METODOLOGÍA DE TRABAJO

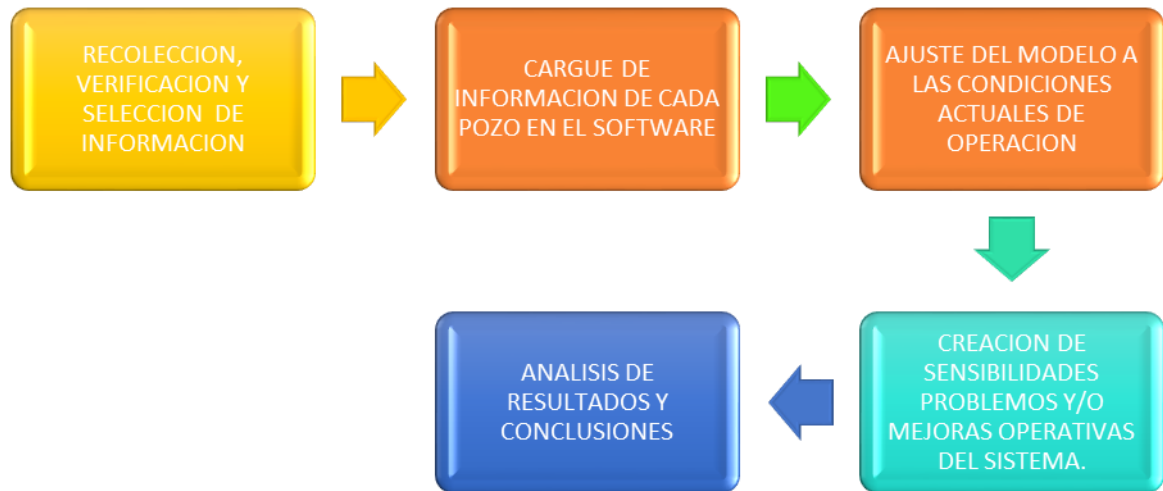
La figura 13 incluye los pasos que describen de forma generalizada la metodología utilizada para crear la simulación de los clústers AN y AN2 hacia la Estación Intermedia Norte Moriche y llegar a un análisis del sistema.

La construcción del modelo, se realizó de la siguiente manera.

1. Inicialmente se recolectó la información necesaria para la construcción del modelo, tal como estados mecánicos, estudio PVT, diagramas de líneas de

flujo, historial de pruebas de producción, curvas de nivel de punto a punto y las variables de producción del personal operativo de campo, entre otros.

Figura 13. Esquema general para construir y analizar el modelo



2. Se construyeron los modelos mecánicos de cada pozo que compone cada uno de los clústeres basados en los estados mecánicos, luego se continuó con la calibración de las propiedades PVT y las correlaciones de flujo.
3. Se construyeron las curvas de inflow y outflow con los respectivos análisis de variación de presión con profundidad, análisis nodal y sensibilidades a ciertas variables (siendo la temperatura la más importante) para darle un ajuste fino al modelo por pozo, previa inclusión de sistema de levantamiento y por último se construyó la red de recolección que incorporó los datos de clústeres aledaños que intervienen en la misma red.

En la figura 14, se muestra un diagrama resumen del desarrollo del modelo, ítem y sub-ítems que se tuvieron en cuenta para lograr los objetivos propuestos.

Figura 14a. Sub ítem Información para alimentar PIPESIM

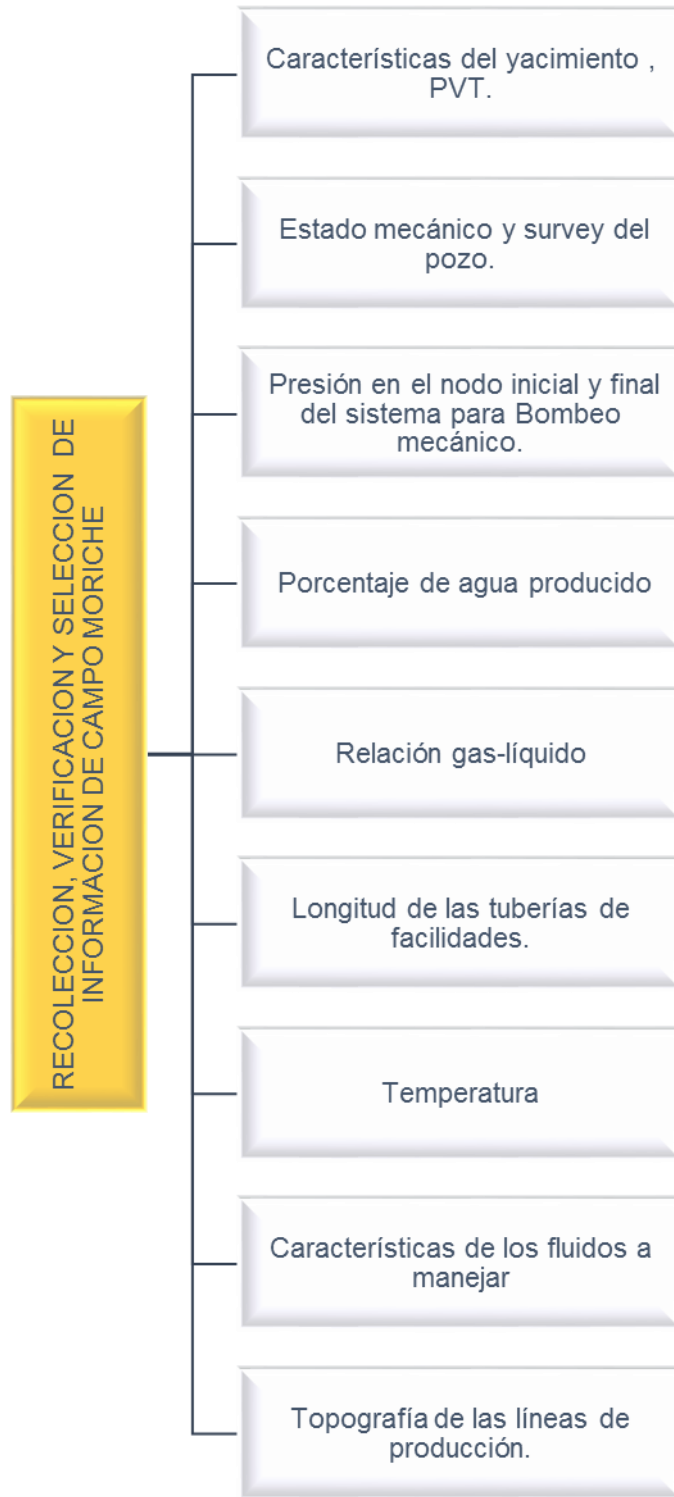
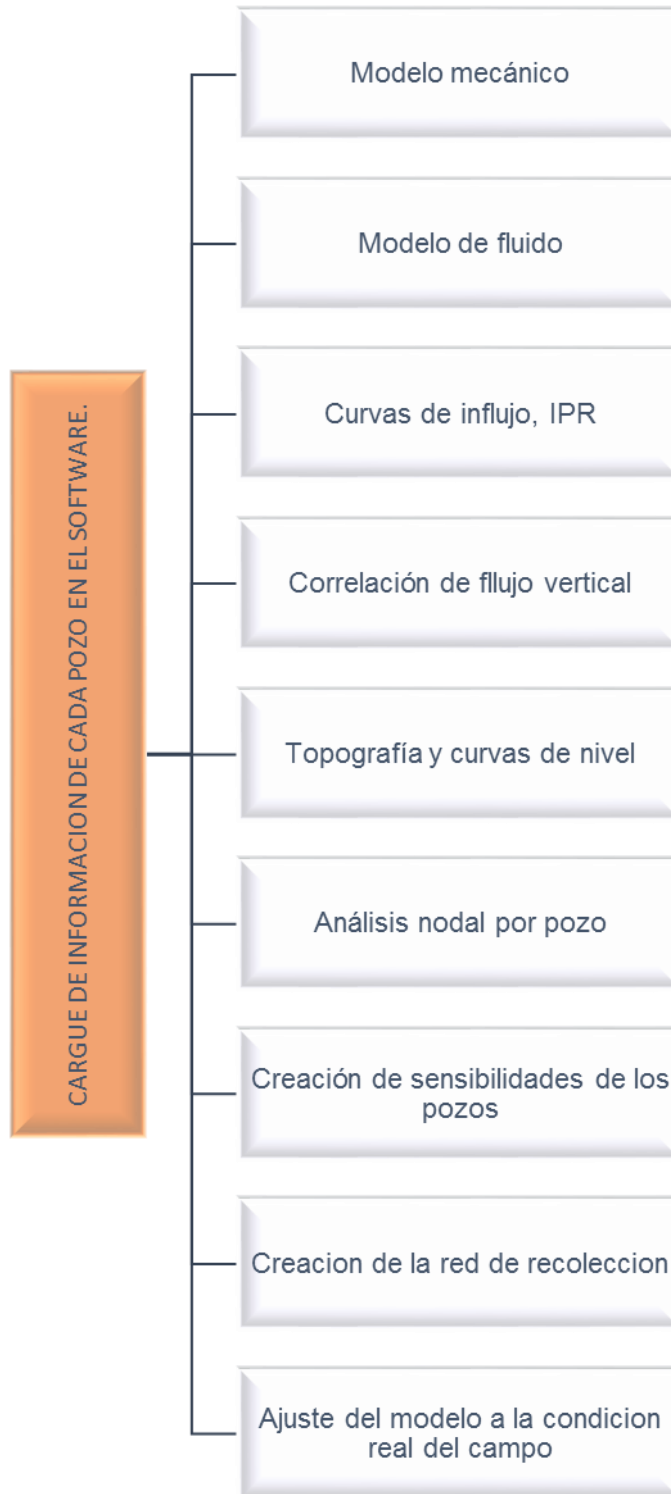


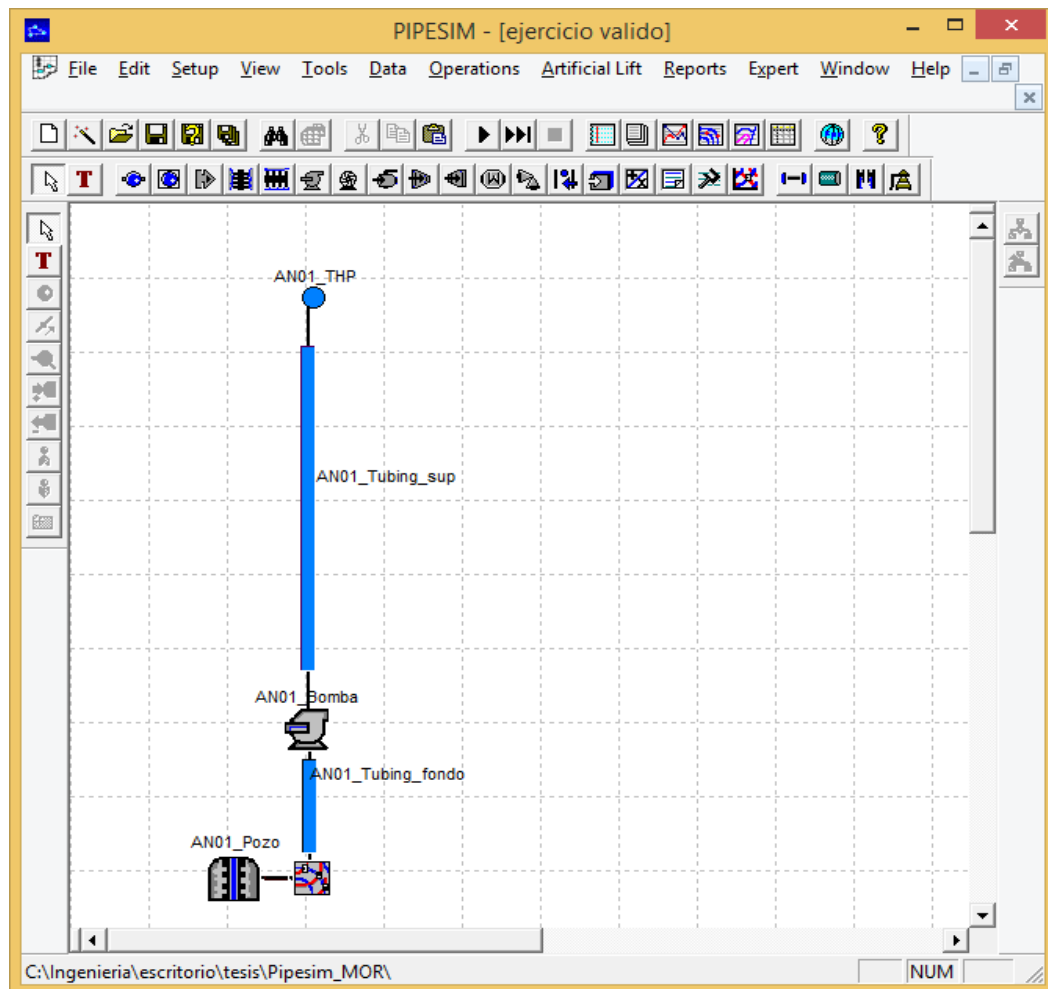
Figura 14b. Sub ítem Información para alimentar PIPESIM



4.1.1 Construcción del modelo de los pozos El modelo presentado en la Figura 15 fue con el que se construyeron los 14 pozos del estudio. Esta información fue extraída de los estados mecánicos del ANEXO A y consta de:

- Fondo de pozo
- Tubería de producción
- Bomba de subsuelo
- Cabeza de pozo

Figura 15. Modelo mecánico pozos



Fuente: PIPESIM V.2012.2

4.1.2 Construcción del modelo de fluido Para la construcción del modelo de fluidos se introdujo la información PVT y se hizo el ajuste de las variables viscosidad, factor volumétrico de formación, solubilidad al gas y factor de compresibilidad del gas Z.

- **Ajuste Variable Viscosidad, μ :** Después de alimentar el modelo “Black oil” del simulador con la información del PVT a diferentes presiones para realizar las calibraciones multipunto, se seleccionó la correlación de Hossain Et Al para ajustar la viscosidad del crudo. Esto debido a que el crudo Moriche tiene una densidad 13 °API ajustándose a condiciones de la correlación de Hossain para crudo pesado la cual funciona a condiciones de $10 < \text{API} < 22.3$. A continuación se cita la ecuación que usa el software para crear las curvas de viscosidad:

$$\mu_{od} = 10^A (T^B) \text{ Ec. 10}$$

Donde:

$$A = -0.71523_{gAPI} + 22.13766 \text{ Ec.11}$$

$$B = 0.269024_{gAPI} - 8.268047 \text{ Ec.12}$$

En las tablas 6 y 7 se muestran los resultados obtenidos con la correlación de Hossain, con la cual se consiguen resultados con errores relativos menores al 6%.

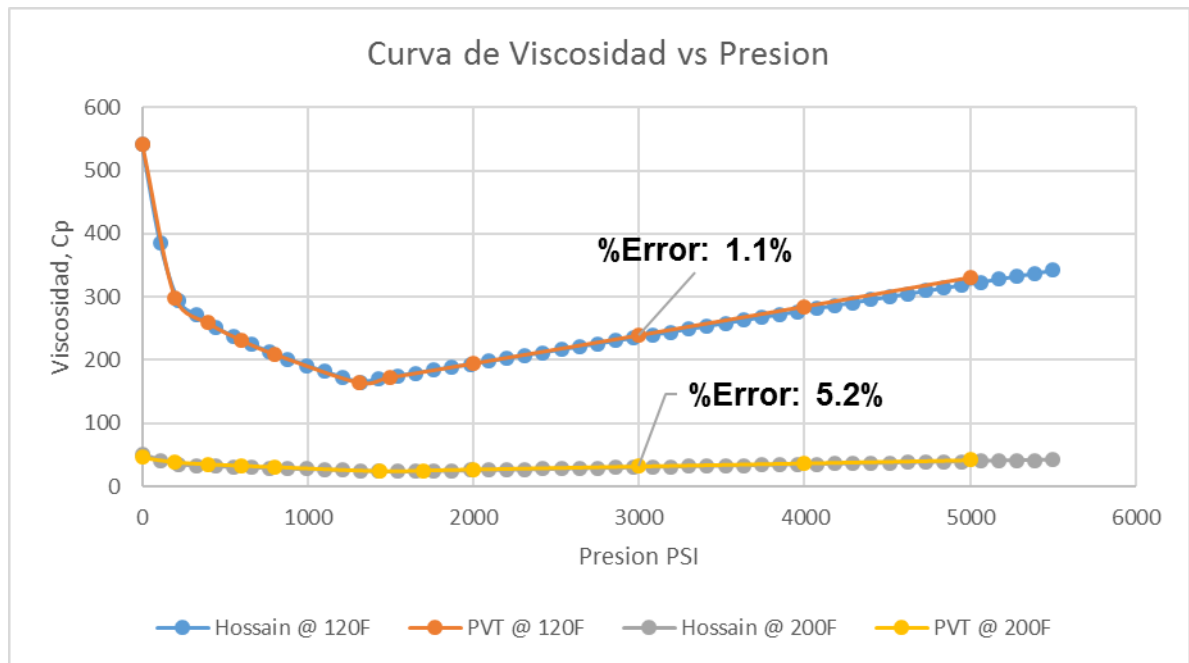
Tabla 6. Resultados de correlación Hossain @ 120°F

Rango temperatura: 120°F			
Pressure (psig)	Oil Viscosity (cP)- PVT	Oil Viscosity (cP)- Hossain	% ERROR
5000	330.8	320.8	3.0%
4000	285.0	278.6	2.3%
3000	239.8	236.4	1.4%
2000	195.2	194.1	0.6%
1500	173.3	173.0	0.1%
1310 (Pb)	165.0	166.1	0.7%
800	209.9	210.0	0.1%
600	231.7	231.9	0.1%
400	258.9	259.4	0.2%
200	298.6	310.8	4.1%
0	541.8	541.9	0.0%
ERROR RELATIVO PROMEDIO %			1.1%

Tabla 7. Resultados de correlación Hossain @ 200°F

Rango temperatura: 200°F			
Pressure (psig)	Oil Viscosity (cP)	Oil Viscosity (cP)- Hossain	% ERROR
5000	41.84	39.8	4.8%
4000	36.71	35.2	4.2%
3000	31.60	30.5	3.5%
2000	26.52	25.8	2.6%
1700	25.00	24.4	2.2%
1437 (Pb)	23.69	24.1	1.9%
800	30.57	29.0	5.1%
600	32.78	30.6	6.7%
400	35.27	32.5	7.8%
200	38.47	41.6	8.0%
0	46.35	50.9	9.9%
ERROR RELATIVO PROMEDIO %			5.2%

Figura 16. Curva de viscosidad vs Presión aplicando correlación de Hossain a diferentes temperaturas



- **Ajuste variable de Relación de gas en aceite, Rs:** Esta variable dependiente del comportamiento de la presión y la temperatura, se ajustó muy bien con la correlación de Vasquez & Beggs, la fórmula usada por PIPESIM es la siguiente:

$$R_s(P, T) = \frac{C}{c_1} * \gamma_g * (P - 14.7)^{C_2} * A(T) \text{ Ec.13}$$

Donde A es una función de la temperatura del fluido y de la densidad API:

$$\log_{10} A = \frac{C_3 \text{ API}}{T + 460} \text{ Ec. 14}$$

C es una constante de calibración, las constantes C₁, C₂ y C₃ dependen de la gravedad API.

Tabla 8. Constantes de calibración Vasquez & Beggs

API	C ₁	C ₂	C ₃
< 30	11.172	1.0937	11.172
> 30	10.393	1.187	10.393

Fuente: PIPESIM V.2012.2

En las calibraciones se realizan ajustes con dos correlaciones, Lasater y Vasquez & Beggs, siendo la última la más acertada con los datos del PVT. Se relaciona a continuación los resultados en las tablas 9 y 10.

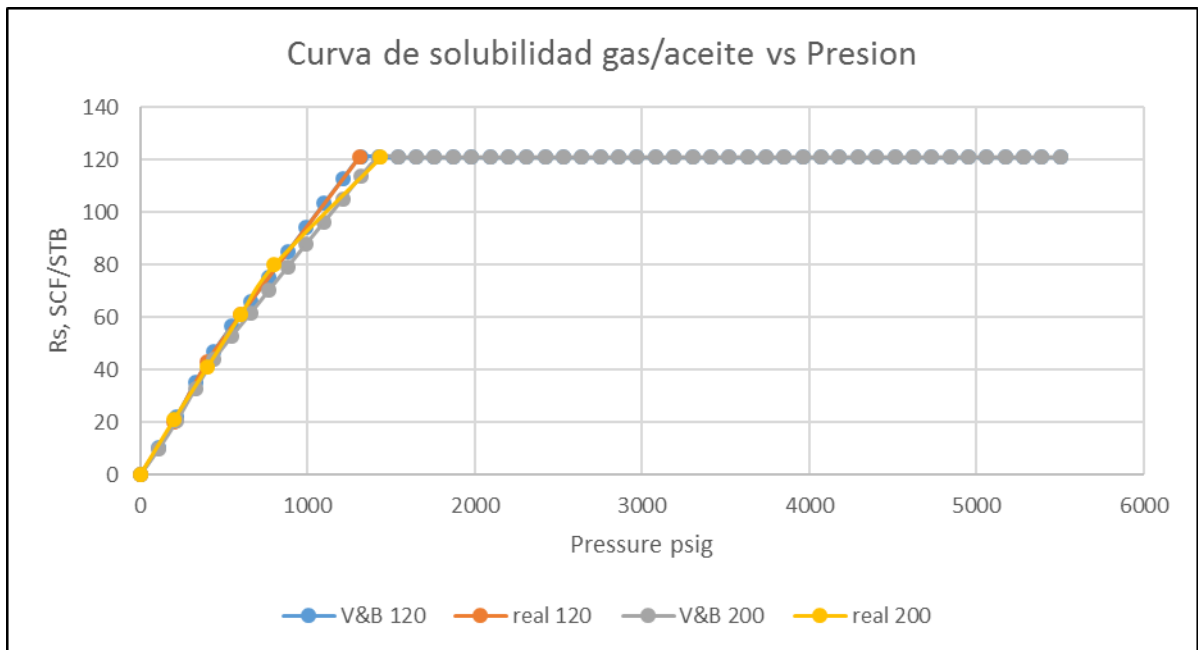
Tabla 9. Resultados de cálculo de la Relación gas-aceite a través de la ecuación de Vasquez & Beggs @ 120°F

Rango temperatura @ 120 F			
Pressure (psig)	Solution gas in oil (scf/STB)	Rs (scf/STB) con Vasquez and Beggs	% ERROR
0	0	0.0	0.0%
200	20	20	0.6%
400	43	43	0.7%
600	61	61	0.1%
1310	121	120	0.6%
ERROR RELATIVO PROMEDIO %			0.5%

Tabla 10. Resultados de cálculo de la Relación gas-aceite a través de la ecuación de Vasquez & Beggs @ 200°F

Rango temperatura @ 200 F			
Pressure (psig)	Solution gas in oil (scf/STB)	Rs (scf/STB) con Vasquez and Beggs	% ERROR
0	0	0.0	0.0%
200	21	19	10.7%
400	41	40	2.9%
600	61	57	6.8%
800	80	73	9.2%
1437	121	121	0.0%
ERROR RELATIVO PROMEDIO %			5.9%

Figura 17. Curva de solubilidad vs Presión aplicando correlación de Vasquez & Beggs a diferentes temperaturas



- **Ajuste variable de Factor Z:** Se han propuesto numerosas ecuaciones de estado para predecir este factor, que mide la desviación de un gas real con respecto al comportamiento de un gas ideal, en PIPESIM se aplica la correlación de Peng Robinson al obtener una curva muy ajustada al PVT.

En la tabla 11 y 12 se muestran los resultados del Factor de compresibilidad para diferentes temperaturas y el porcentaje de error con respecto a los datos PVT:

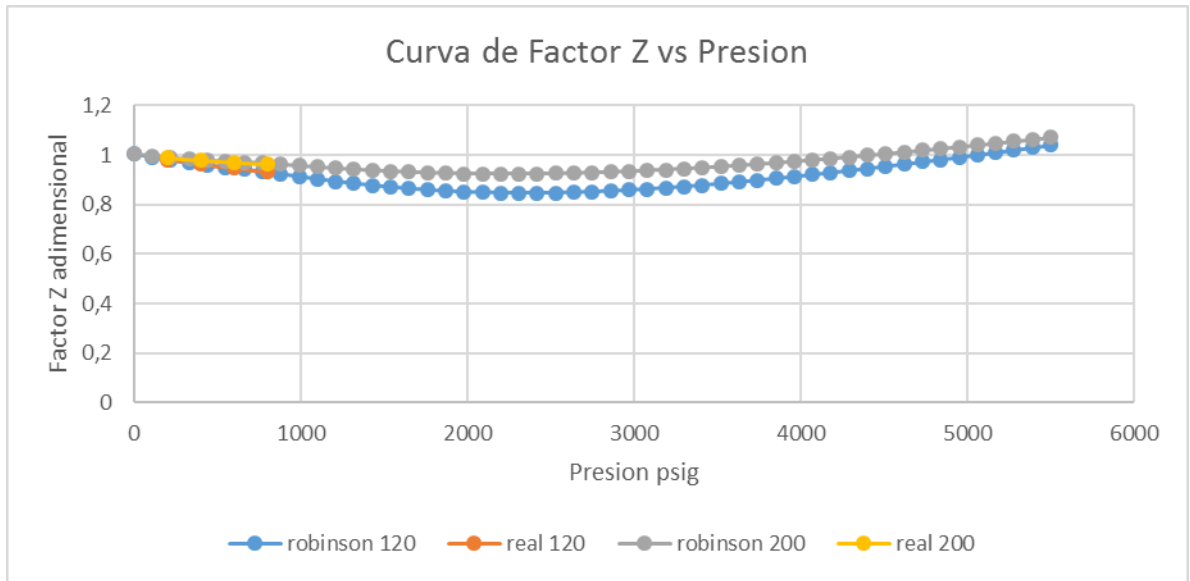
Tabla 11. Resultados de cálculo del Factor Z a través de la correlación de Peng Robinson @ 120°F

Rango temperatura @ 120 F			
Pressure (psig)	FACTOR Z (PVT)	FACTOR Z con Peng Robinson	% ERROR
800	0.931	0.930	0.0%
600	0.946	0.946	0.0%
400	0.962	0.962	0.0%
200	0.981	0.981	0.0%
ERROR RELATIVO PROMEDIO %			0.0%

Tabla 12. Resultados de cálculo del Factor Z a través de la correlación de Peng Robinson @ 200°F

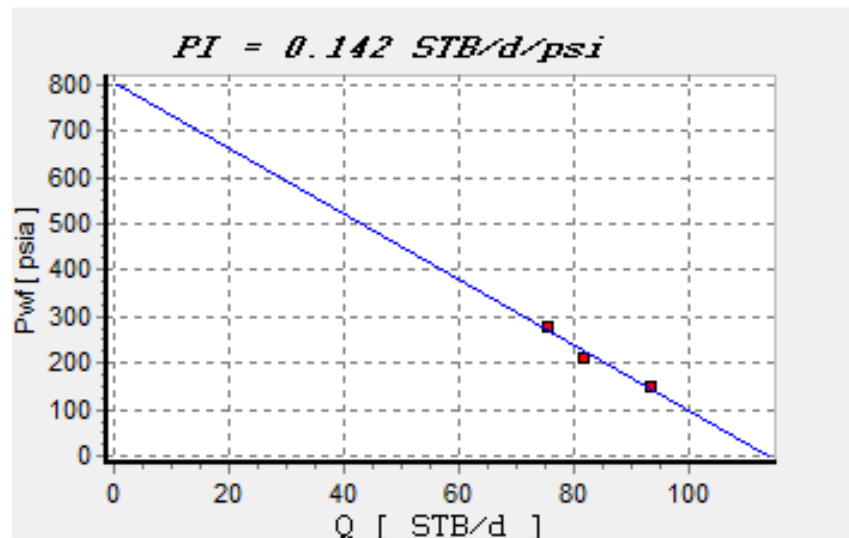
Rango temperatura @ 200 F			
Pressure (psig)	FACTOR Z (PVT)	FACTOR Z con Peng Robinson	% ERROR
800	0.961	0.966	0.5%
600	0.969	0.973	0.4%
400	0.978	0.980	0.2%
200	0.988	0.990	0.2%
ERROR RELATIVO PROMEDIO %			0.3%

Figura 18. Curva de Factor Z vs Presión aplicando correlación de Peng Robinson a diferentes temperaturas.



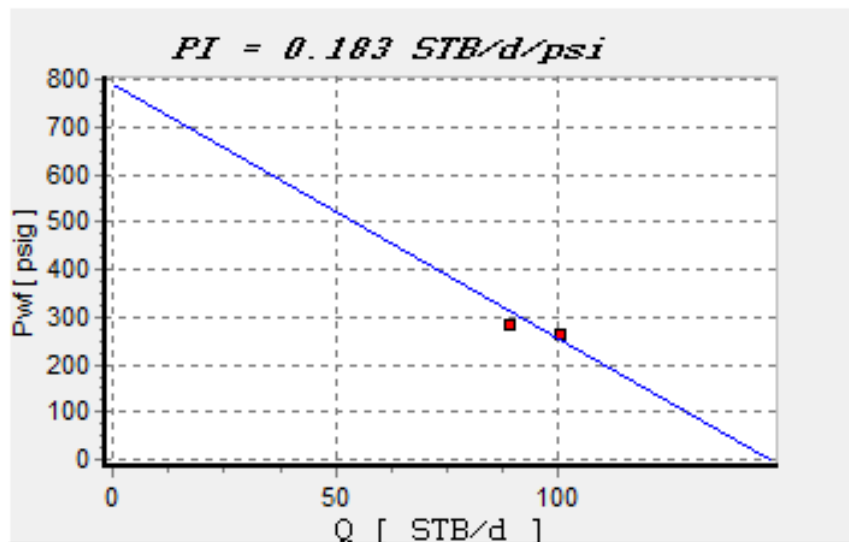
4.1.3 Curvas de influjo de los pozos Para cada pozo y cada condición de temperatura (en caliente y a las condiciones actuales al momento de correr el simulador), se hizo un cálculo de índice de productividad, como el mostrado en las Figuras 19, 20 y 21, las cuales aplican para presiones por encima del punto de burbuja. Para el caso de presiones por debajo del punto de burbuja, se usó el modelo de Vogel. Los resultados y la información de entrada se encuentran en la tabla 10.

Figura 19. Índice de productividad de pozo MOR-AN01 a temperatura de 175F (113F en superficie)



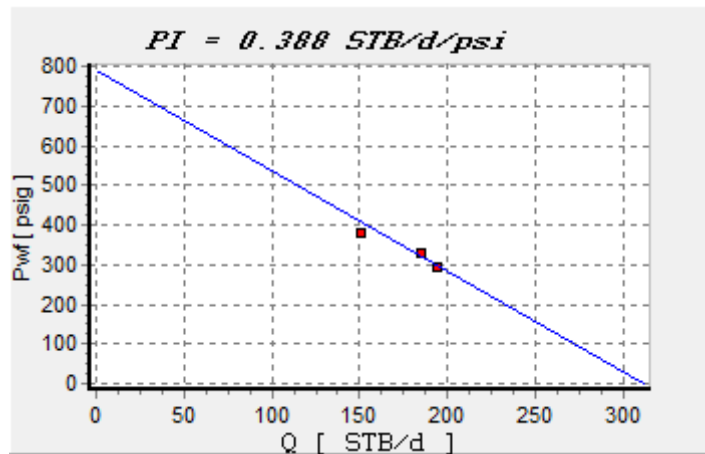
Fuente: PIPESIM V.2012.2

Figura 20. Índice de productividad de pozo MOR-AN01 a temperatura de 205F (140F en superficie)



Fuente: PIPESIM V.2012.2

Figura 21. Índice de productividad de pozo MOR-AN01 a temperatura de 250F (188F en superficie)



Fuente: PIPESIM V.2012.2

Tabla 13. Índices de productividad bajo condición pozos calientes (máxima medible).

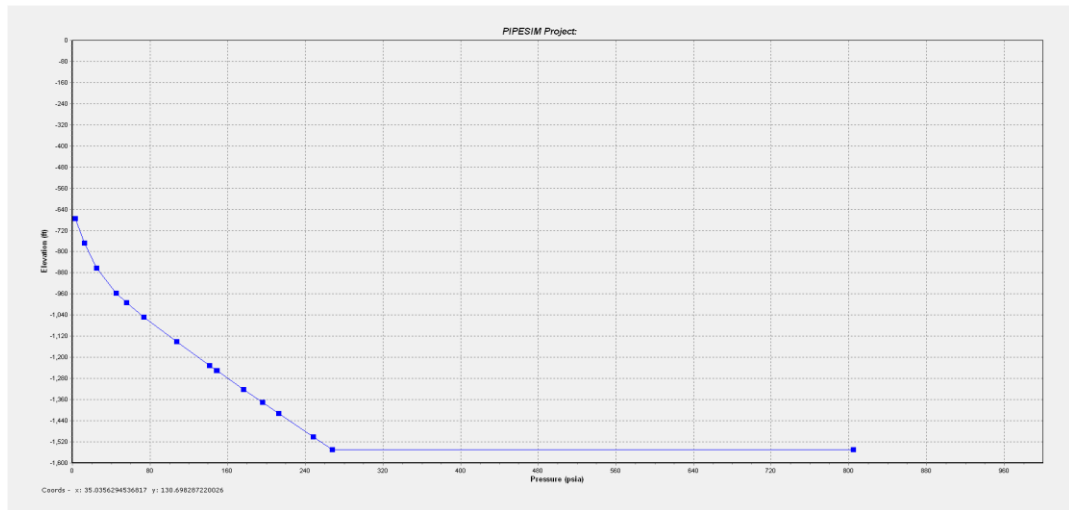
Pozo	Qf (BFPD)	BSW (%)	Tsu p (F)	Tfondo (F)	GOR (scf/STB)	Pwf (psi)	Pws (psi)	IP (BFPD/psi)
MOR-AN01	168	87	188	250	43	356	790	0.388
MOR-AN02	270.6	98	214	287.96	0	513	799	0.948
MOR-AN03	242	80	196	273.36	41	257	796	0.450
MOR-AN04	262	90	229	301.8	38	380	783	0.652
MOR-AN05	186.4	80	187	259.52	27	367	762	0.473
MOR-AN06	136.8	50	152	214.96	29	226	750	0.262
MOR-AN07	200.1	96	186	255.32	0	402	801	0.503
MOR-AN08	108.8	24	152	217.92	36	186	756	0.191
MOR-AN09	248.1	56	196	272.08	37	563	740	1.408
MOR-AN10	243.2	60	189	256.92	31	301	751	0.541
MOR-AN11	260	76	181	247.68	32	397	772	0.695
MOR-AN201	104.87	64	169	271.4	35	323	497	0.605
MOR-AN203	102	82	147	250.88	35	251	559	0.332
MOR-NTE02	226	90	230	332.32	44	210	448	0.952

Tabla 14. Índice de productividad bajo condición actual de pozos

Pozo	Qf (BFPD)	BSW (%)	Tsup (F)	Tfondo (F)	GOR (scf/STB)	Pwf (psi)	Pws (psi)	IP (BFPD/psi)
MOR-AN01	88.9	16	140	205	40	285	790	0.183
MOR-AN02	87.1	68	118	191.96	36	44	799	0.120
MOR-AN03	259.6	95	160	237.36	0	214	796	0.464
MOR-AN04	116.31	70	170	242.8	35	266	783	0.234
MOR-AN05	18.3	32	91	163.52	0	187	762	0.033
MOR-AN06	9.6	18	90	152.96	0	61	750	0.014
MOR-AN07	24.7	95	91	160.32	0	58	801	0.035
MOR-AN08	34.9	95	97	162.92	0	116	756	0.057
MOR-AN09	36.7	90	117	193.08	0	189	740	0.069
MOR-AN10	42.6	40	99	166.92	39	43	751	0.063
MOR-AN11	50.6	32	133	199.68	29	58	772	0.074
MOR-AN201	104.87	64	169	271.4	35	323	497	0.627
MOR-AN203	15.8	96	87	190.88	0	120	559	0.037
MOR-NTE02	267.3	99	222	324.32	0	83	448	0.761

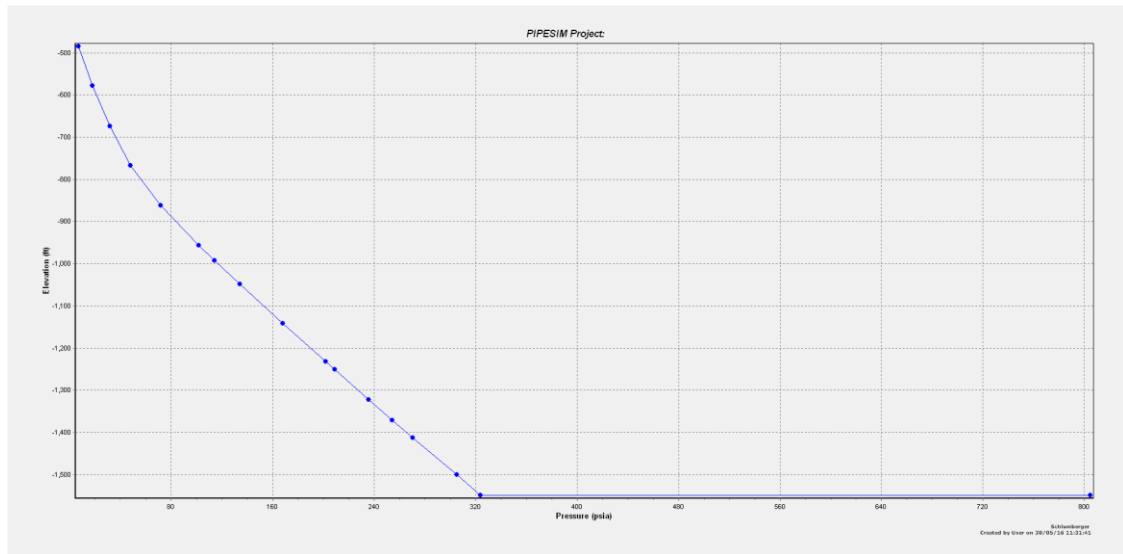
4.1.4 Correlación de flujo y gradientes de presión Las correlaciones de flujo usadas después de ajuste fueron Hagedorn and Brown para flujo vertical y Beggs and Brill para flujo horizontal. Para cada pozo, a cada condición de temperatura, se hizo una corrida de Presión vs Profundidad, como se muestra en las figuras 22, 23 y 24 donde se muestra que los pozos no son capaces de producir en flujo natural a las condiciones de presión requeridas para llevar el fluido hasta la estación y/o a cantidades rentables. Las figuras 25, 26 y 27 muestran una sensibilidad a las presiones en fondo necesarias para tasas de flujo rentables, sugiriendo el uso de sistema de levantamiento artificial en todas las condiciones de flujo de los pozos.

Figura 22. Variación de presión con profundidad pozo MOR-AN01 a temperatura de 175F (113F en superficie).



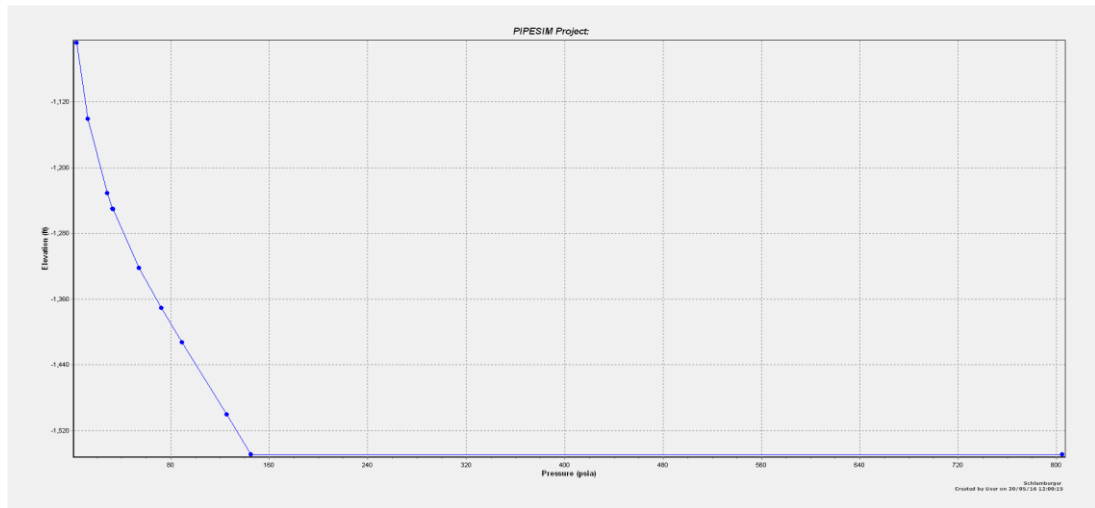
Fuente: PIPESIM V.2012.2

Figura 23. Variación de presión con profundidad pozo MOR-AN01 a temperatura de 205F (140F en superficie)



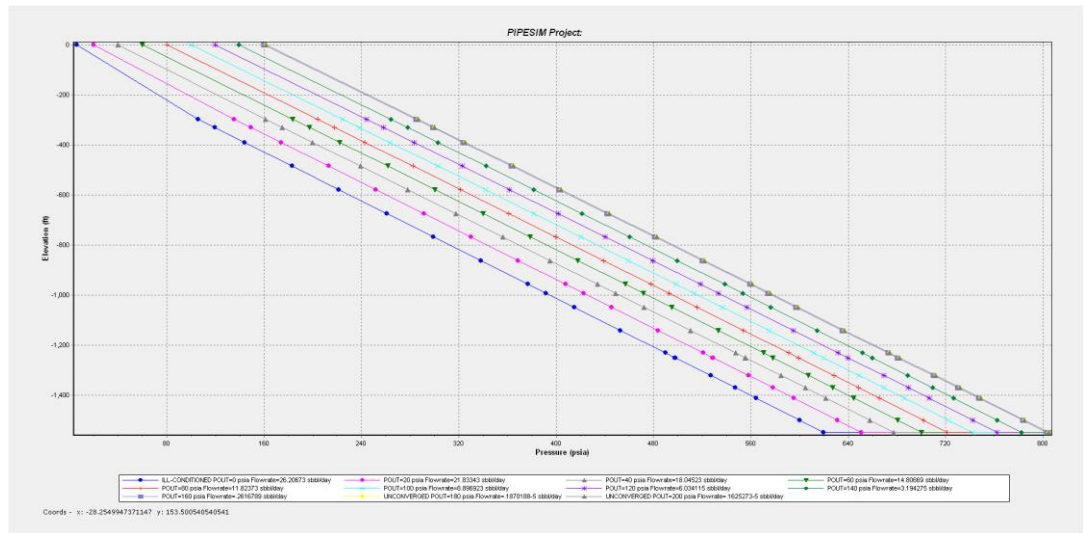
Fuente: PIPESIM V.2012.2

Figura 24. Variación de presión con profundidad pozo MOR-AN01 a temperatura de 250F (188F en superficie)



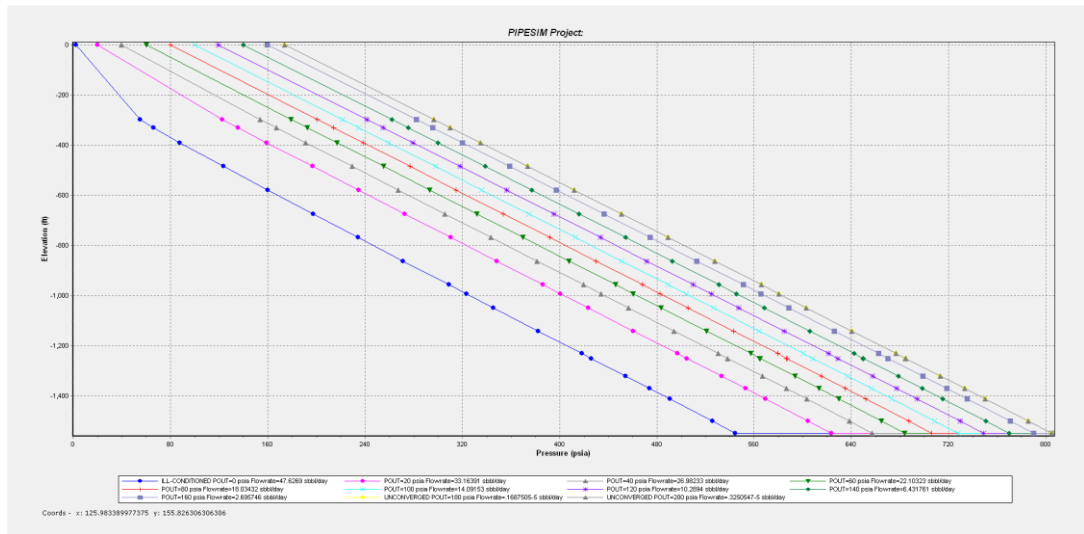
Fuente: PIPESIM V.2012.2

Figura 25. Sensibilidad a la Variación de presión con profundidad pozo MOR-AN01 a temperatura de 175F (113F en superficie)



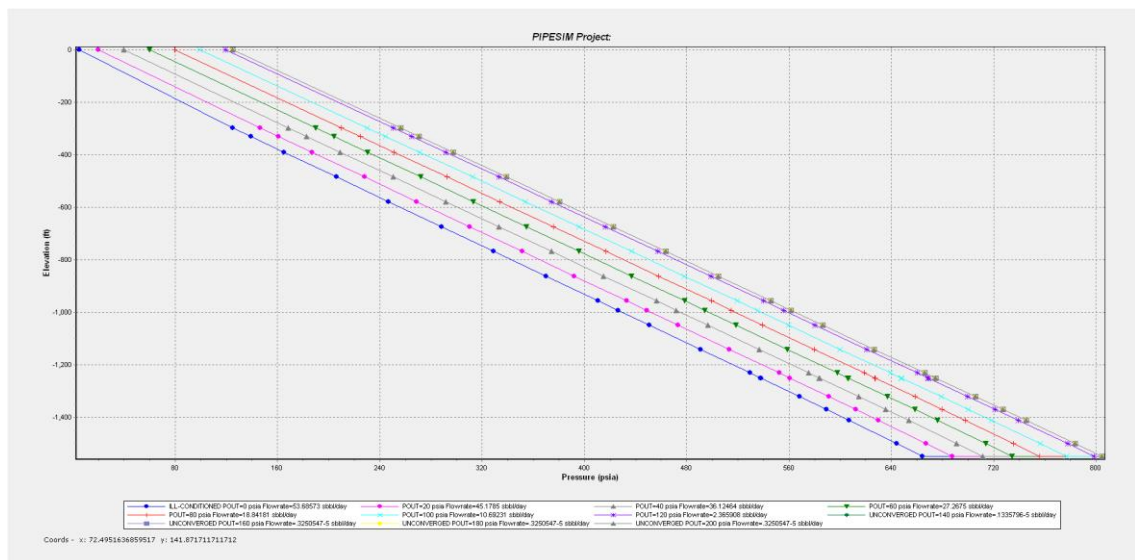
Fuente: PIPESIM V.2012.2

Figura 26. Sensibilidad a la Variación de presión con profundidad pozo MOR-AN01 a temperatura de 205F (140F en superficie)



Fuente: PIPESIM V.2012.2

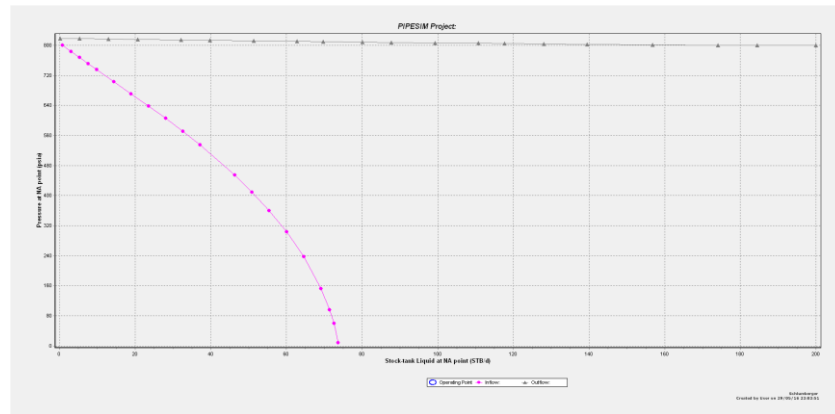
Figura 27. Sensibilidad a la Variación de presión con profundidad pozo MOR-AN01 a temperatura de 250F (188F en superficie)



Fuente: PIPESIM V.2012.2

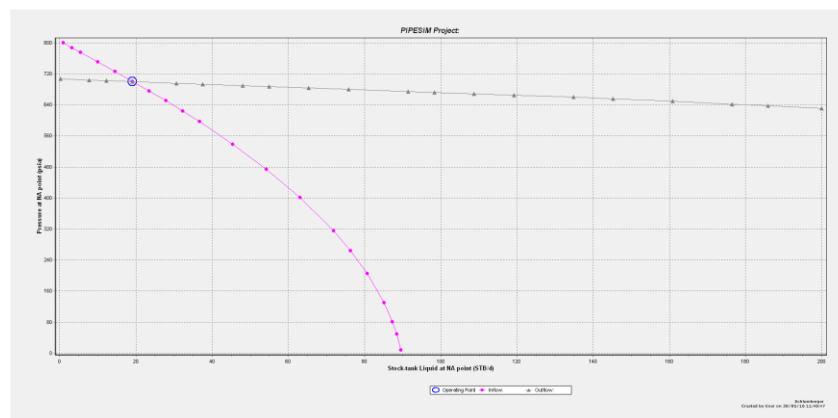
4.1.5 Análisis nodal Al tiempo que se hacían las gráficas de variaciones de presión con profundidad, se hacían las gráficas de inflow y outflow para encontrar puntos de operación. Las figuras 28, 29 y 30 muestran que para altas temperaturas se puede tener flujo natural, pero a tasas de 20 BFPD las cuales no son rentables dado el costo asociado de inyección de vapor para aumentar dicha temperatura.

Figura 28. Curvas Inflow vs Outflow pozo MOR-AN01 a temperatura de 175F (113F en superficie) y THP de 60 psi



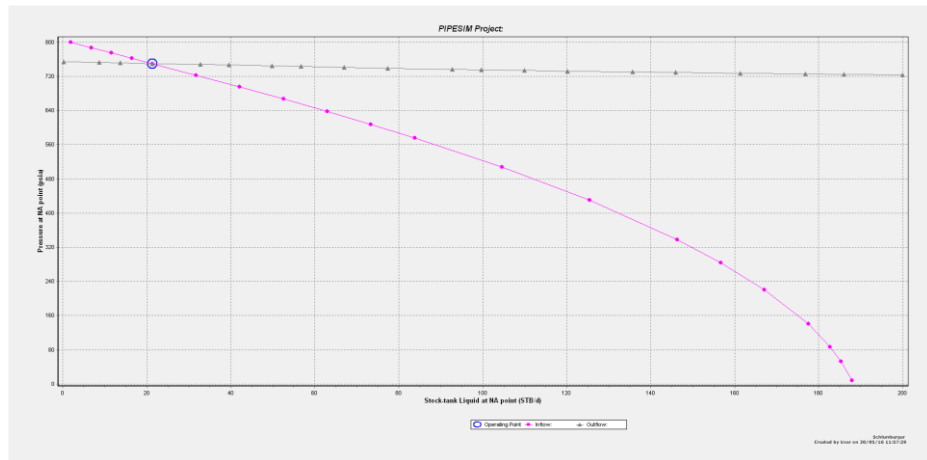
Fuente: PIPESIM V.2012.2

Figura 29. Curvas Inflow vs Outflow pozo MOR-AN01 a temperatura de 205F (140F en superficie) y THP de 60 psi



Fuente: PIPESIM V.2012.2

Figura 30. Curvas Inflow vs Outflow pozo MOR-AN01 a temperatura de 250F (188F en superficie) y THP de 60 psi

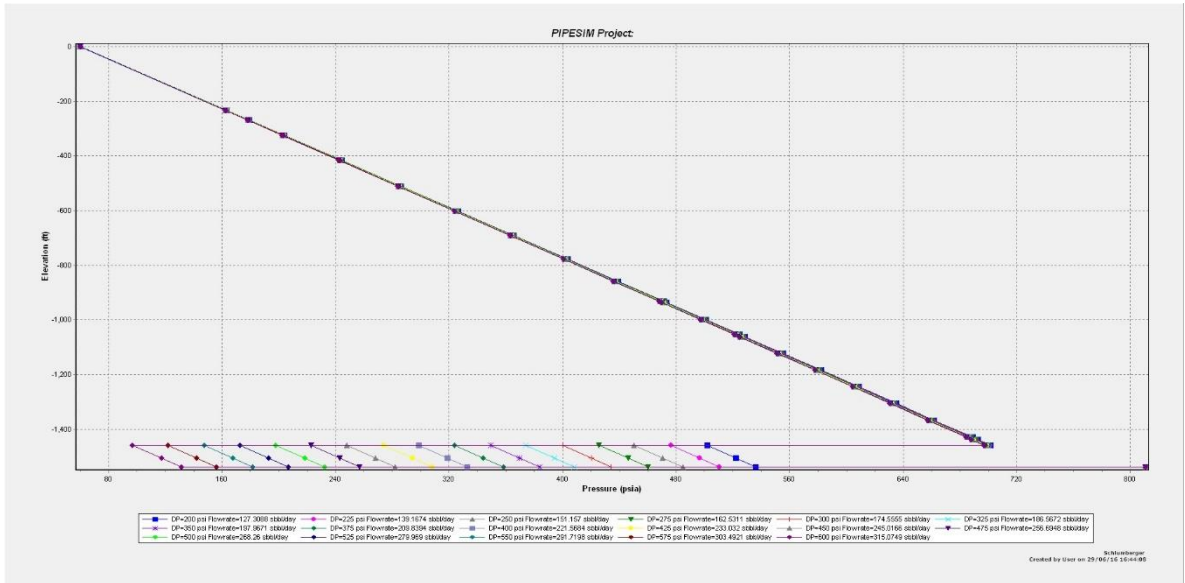


Fuente: PIPESIM V.2012.2

4.1.6 Sistema de levantamiento artificial Se hizo análisis de sensibilidad para determinar los delta de presión de la bomba de subsuelo ($P_{descarga} - P_{entrada}$) necesarios para levantar el fluido a las condiciones de flujo y presión necesarios. Esta sensibilidad ayudó a ajustar los caudales esperados en la red vs los caudales reales que se producen en cada pozo. El ajuste de Delta Presión, ΔP , está ligado al parámetro de la presión real en cabeza de pozo (THP) como un dato de entrada al simulador y así comparar de forma directa los caudales y el delta de presión de la bomba de subsuelo.

En la figura 31 se muestra un ejemplo del dato de sensibilidad del delta de presión de la bomba para ajustar el caudal esperado del pozo AN-03 con una THP=60 PSI, se identifica que el delta de presión apropiado para producir 256 bbl/d son 475 psi.

Figura 31. Sensibilidad de DP de bomba subsuelo para ajustar el Q pozo



Fuente: PIPESIM V.2012.2

En las figuras 32 y 33 se muestra el ajuste de los parámetros caudal y THP real vs simulado, respectivamente:

Figura 32. Ajuste del caudal de líquido real y simulado pozos condiciones actuales

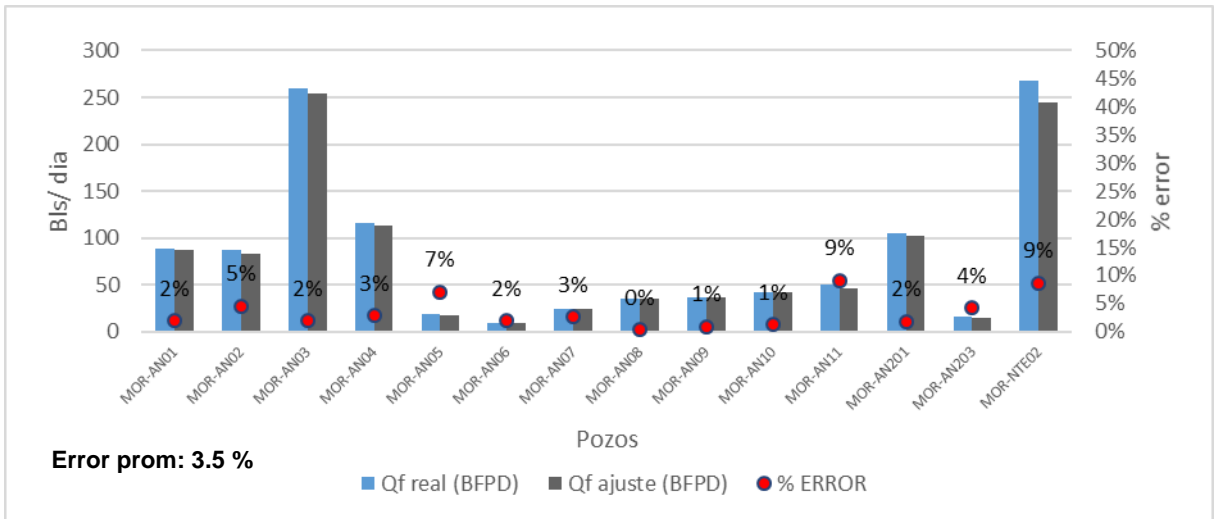
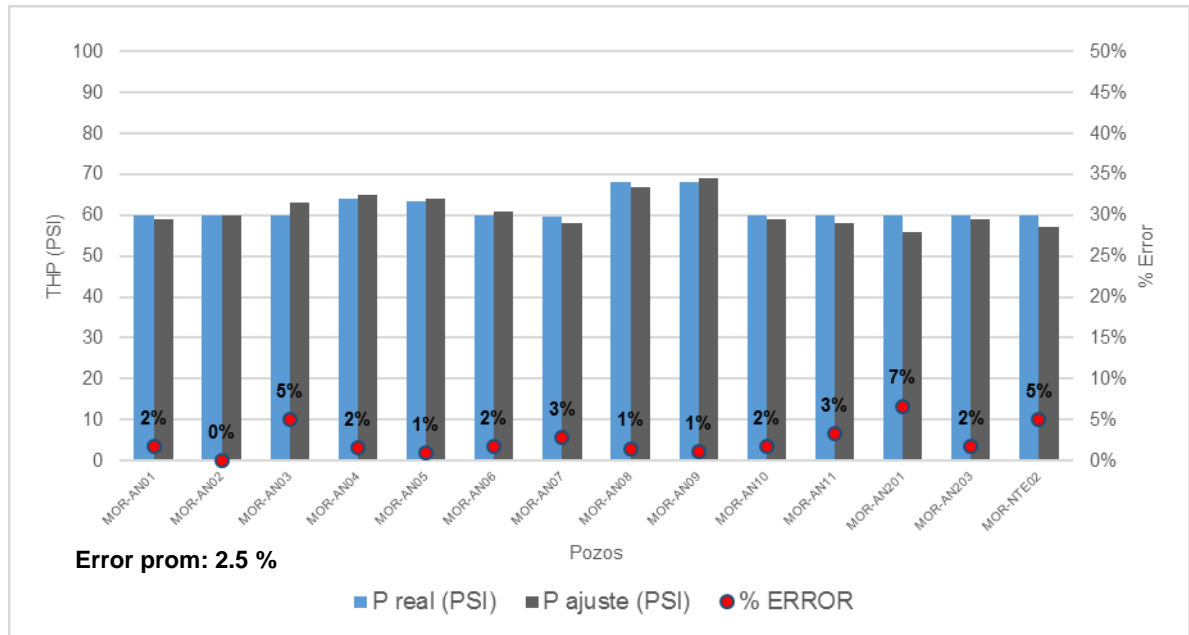


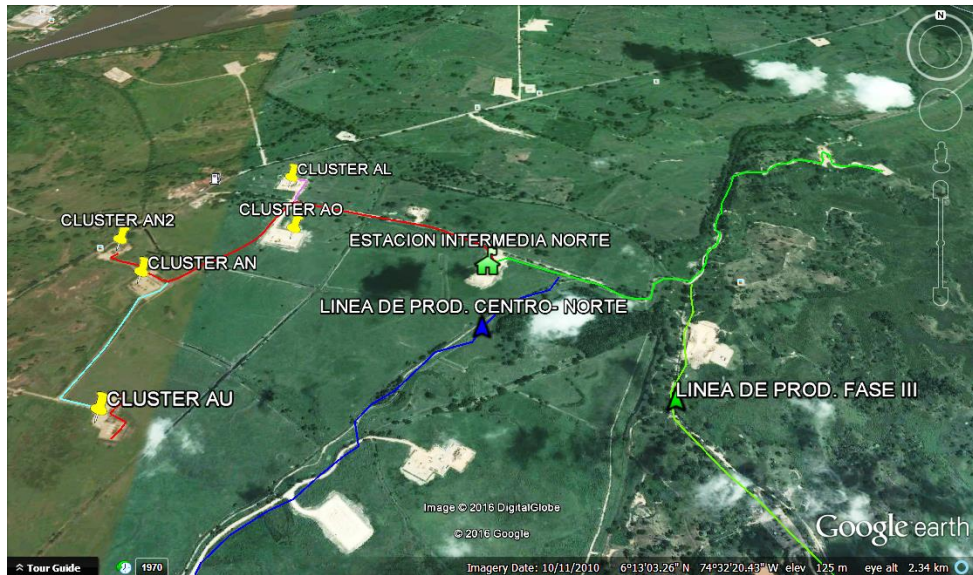
Figura 33. Ajuste de la presión en cabeza real y simulada



4.1.7 Elevación y longitudes de tuberías Con ayuda de la aplicación Google Earth, se estima las diferencias de elevación para los tramos de tubería construidas en el modelo, con el fin de alimentar las propiedades de las líneas de flujo.

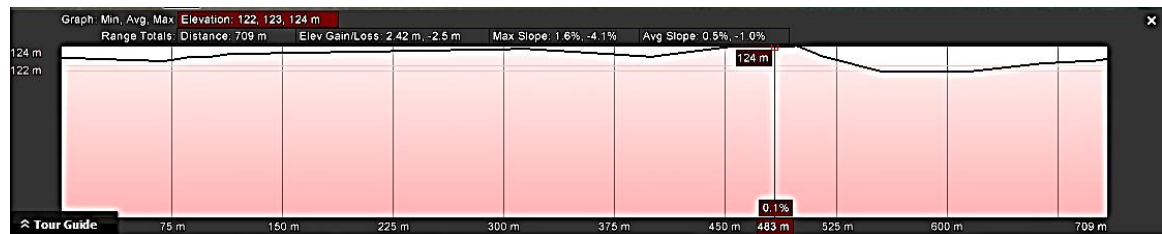
En la figura 34 se muestra la información detallada de longitudes y elevaciones de las rutas construidas. Esta data fue verificada con los layout construidos en AutoCAD de las facilidades de Campo Moriche.

Figura 34. Ruta de líneas de producción y localización de clúster



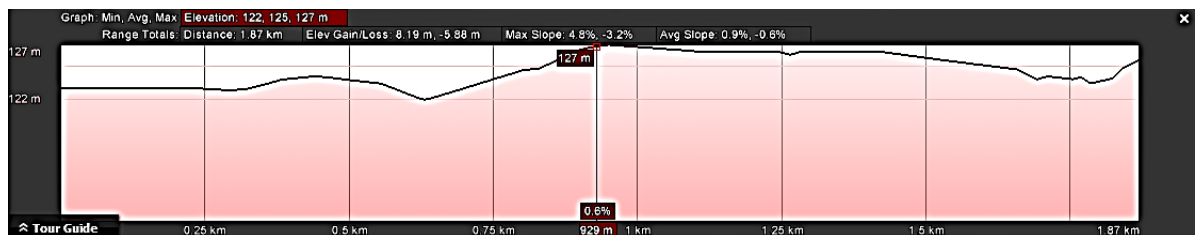
Fuente: Google Earth

Figura 35. Elevación en el tramo de tubería clúster AU a Clúster AN



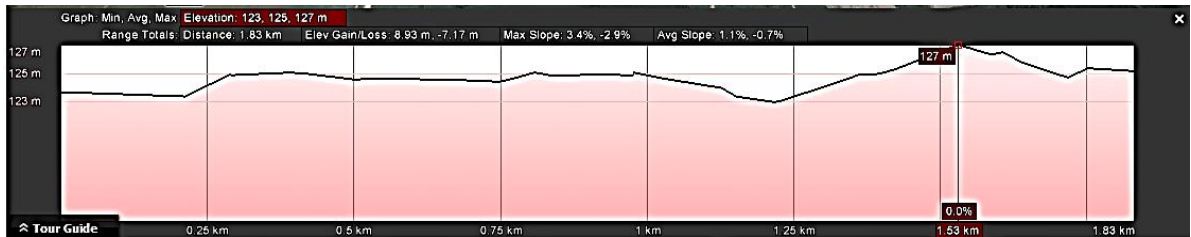
Fuente: Google Earth

Figura 36. Elevación en el tramo de tubería clúster AN2/AN a Estación Intermedia Norte.



Fuente: Google Earth

Figura 37. Elevación en el tramo de tubería Área Centro-norte



Fuente: Google Earth

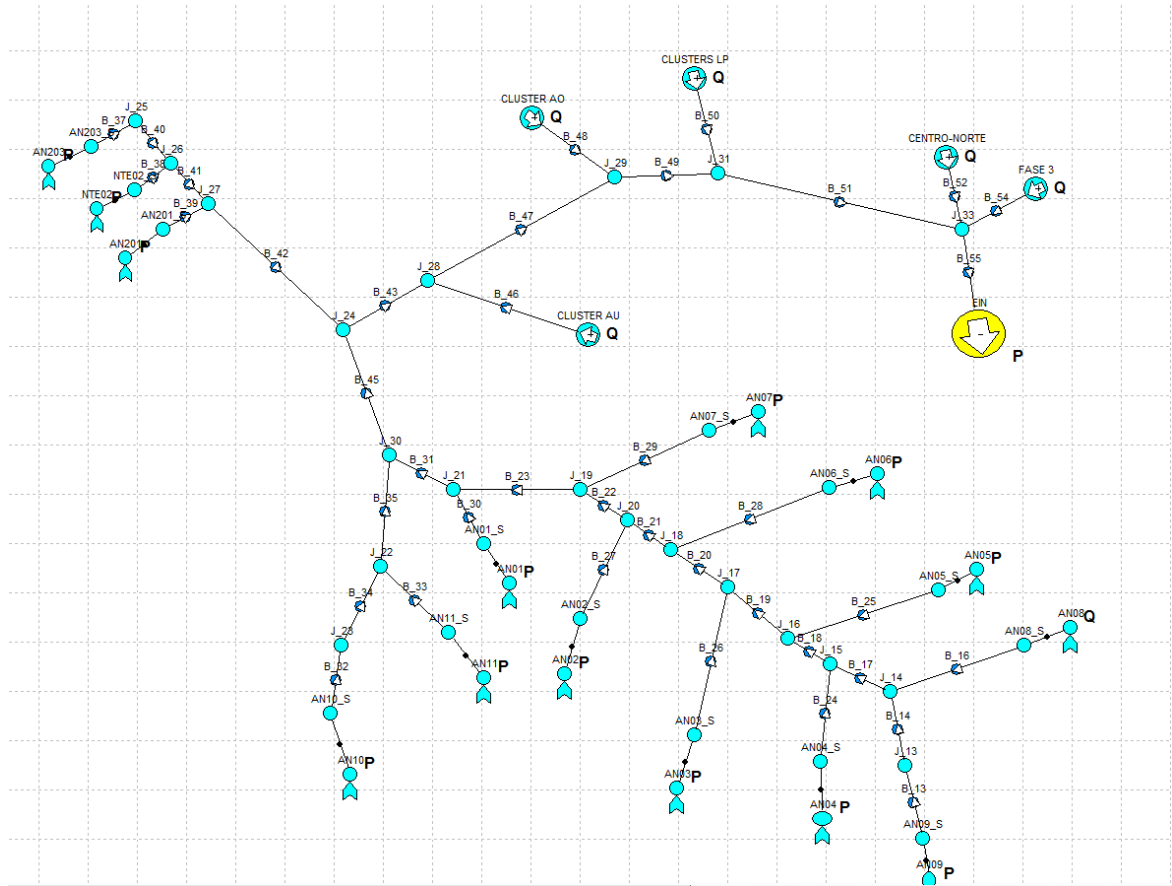
Figura 38. Elevación en el tramo de tubería Área Fase III



Fuente: Google Earth

4.1.8 Red de recolección Se construyó la red de recolección mostrada en la figura 39 teniendo en cuenta la geometría de las líneas de recolección y la información desde fondo de pozo de cada uno de los clústers de la evaluación (AN y AN2).

Figura 39. Red de recolección diseñada en PIPESIM



Fuente: PIPESIM V.2012.2

Para ajustar a condiciones reales el modelo se alimenta el software con la diferencia de elevaciones del terreno, factores que afectan directamente el comportamiento de presión de cada nodo.

En la figura 40 se muestra las diferencias de elevaciones aplicadas en el modelo a condiciones reales de campo.

Figura 40. Propiedades de línea de Flujo

	Identifier	Distance	Elevation Difference	ID	Wall Thickness	
-		m	m	inches	inches	in
61	B_50:CONEXION A TRONCAL NOROCCIDENTAL	39.999	5	12.5	0.75	0.
62	B_51:TRONCAL NOROCCIDENTAL	600	4	14.312	0.844	0.
63	B_52:TRONCAL NOROCCIDENTAL	704	7	14.312	0.844	0.
64	B_53:TRONCAL NOROCCIDENTAL	336.01	4	18	1	0.
65	B_54:TRONCAL NOROCCIDENTAL	3999.9	25	14.312	0.844	0.
66	B_55:TRONCAL NOROCCIDENTAL	80.001	0	18	1	0.
67	NTE02:NTE02_loop	2.12	0	2.9	0.438	0.
68	NTE02:NTE02_Valvula	0.1524	0	1.939	0.218	0.

Fuente: PIPESIM V.2012.2

La corrida muestra una llegada a la EIN (Estación Intermedia Norte) de 14.240 BFPD a una presión de 23 psi, lo cual está dentro de los rangos de operación actual.

Se encontraron regímenes de flujo de slug, bubble, segregated y transition en varios puntos de la red, siendo de mayor importancia el slug el cual se localizó en la descarga de las bombas de subsuelo.

Las presiones en cabeza de los pozos son coherentes con la información real de las operaciones de producción.

Una vez logrado el ajuste y reproducidas las condiciones operacionales actuales de cada pozo se procedió a:

- Identificar las limitaciones hidráulicas presentes en la red de recolección, los perfiles de presión, velocidad crítica y cuellos de botella.
- Cambio de diámetro de tubería en las líneas de superficie

- Determinar oportunidades de optimización (Sensibilización de cambios de diámetro de tubing, líneas de flujo y temperaturas).

5. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

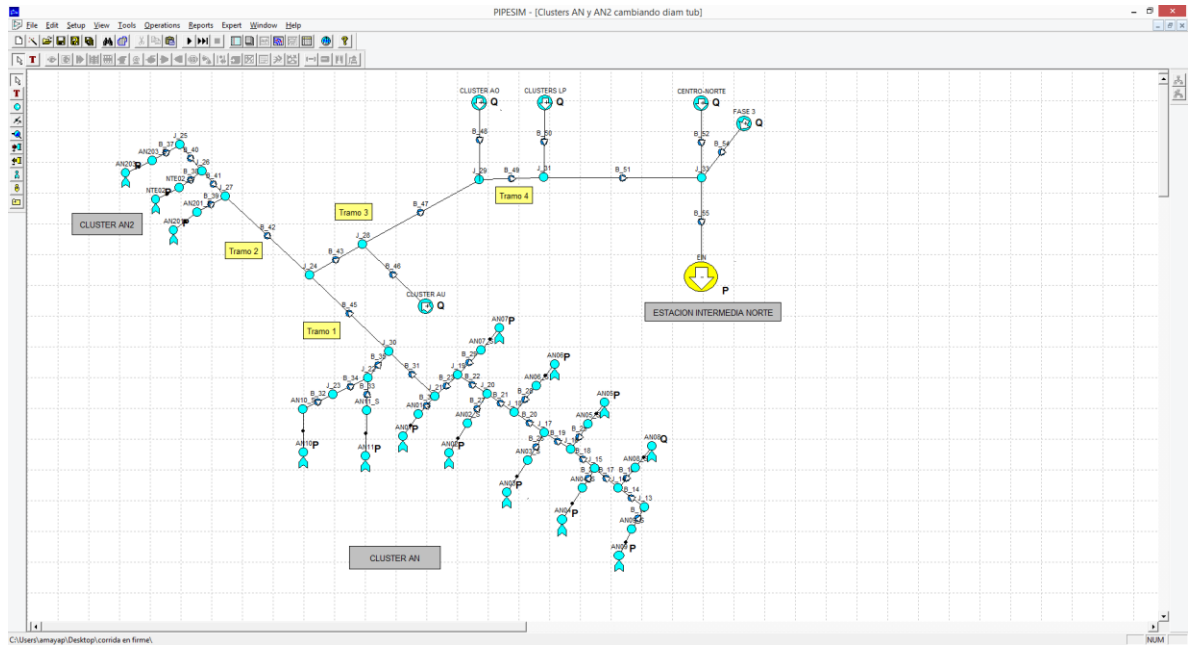
5.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS LIMITACIONES HIDRÁULICAS EN LA RED DE RECOLECCIÓN

El Manual de Ingeniería de Diseño (MID), NORMA API RP 14E define los criterios para la identificación de las limitaciones hidráulicas de un sistema de recolección, entre los más importantes se encuentran los siguientes tres criterios que usaremos para llegar a las conclusiones del sistema:

- La velocidad de la mezcla bifásica debe ser menor que el 65% de la velocidad de erosión, esto con el fin de evitar la erosión y el desgaste interno de la tubería.
- Para el gradiente de presión por fricción en los tramos de tubería se recomienda una caída de presión no mayor de 1 psi por cada 100 pies.
- Evitar en lo posible el régimen de flujo tipo tapón debido a que puede producir pulsaciones y vibraciones en tuberías, codos, válvulas y otros accesorios, este patrón de flujo específico se presenta en velocidades de mezcla muy altas por lo que favorece también la erosión interna de la tubería.

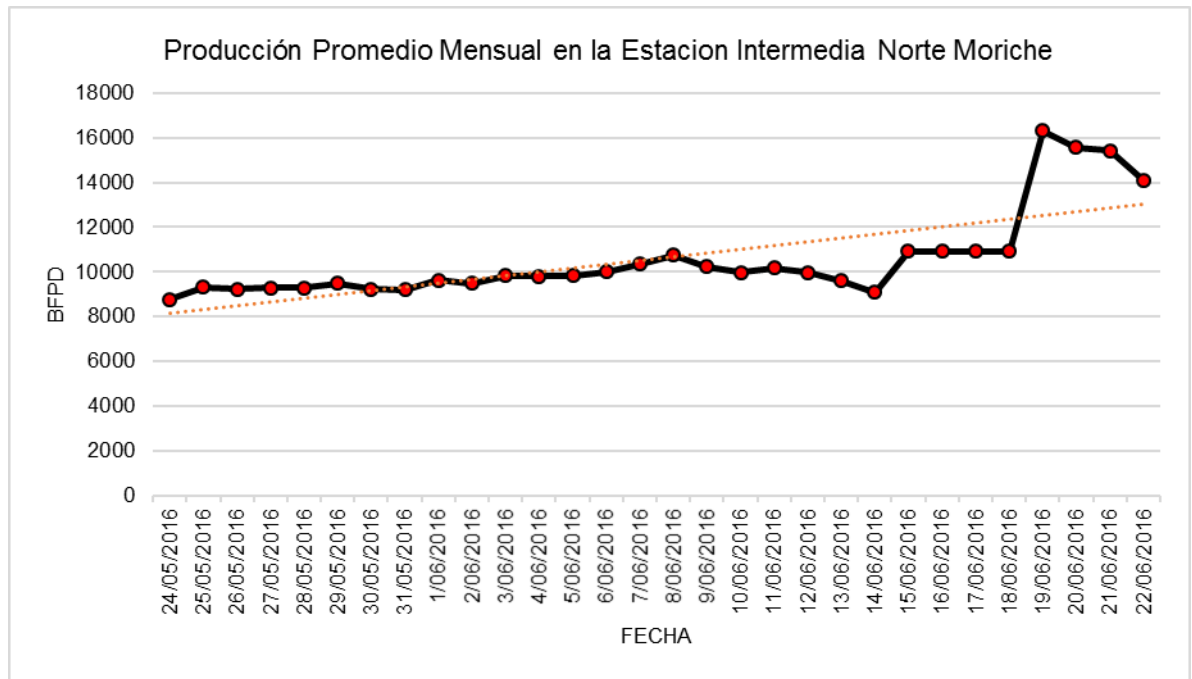
Para el cumplimiento de este objetivo se evaluó el escenario, al cual llamaremos escenario actual y que corresponde al sistema presentado en la figura 41 donde se presenta el resumen de la simulación para este escenario. Posteriormente se llevó a cabo la comparación y análisis de cada parámetro evaluado, versus los criterios establecidos para determinar limitaciones hidráulicas.

Figura 41. Modelo de superficie actual de Campo Moriche (sector Norte)



Fuente: PIPESIM V.2012.2

Figura 42. Curva de producción de fluido en la EIN



FUENTE: Mansarovar

5.2 INFORMACIÓN DE RED (RESUMEN SIMULACIÓN EN TRAMOS PRINCIPALES)

En la red construida en la cual se simulan las condiciones actuales de los pozos en producción con bombeo mecánico, se identifican variables de la red que se pueden analizar con el fin de identificar posibles limitaciones en el sistema hidráulico de las líneas de recolección tales como: velocidad de la mezcla, velocidad de erosión, gradiente de presión y caída de presión.

Tabla 15. Resumen de la simulación Tramos Principales "Sistema Actual"

LINEA	Q	CAUDAL(BBL/DIA- MMSCD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	CAIDA PRESION (PSIA)	Gradiente P/100 ft		V.Mezcla (ft/seg)		V.EROSION (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
						Limite	Actual	Actual	Limite 0.65*V erosión		
Tramo 1	Ql	752	984.26	12	2	< 1	0.139	0.1	10.0	15.3979	SEGREGATED
	Qo	258									
	Qg	0.007									
	Qw	494									
Tramo 2	Ql	365	1148.3	6	2	< 1	0.120	0.2	8.7	13.4335	TRANSITION
	Qo	41									
	Qg	0.001									
	Qw	324									
Tramo 3	Ql	1117	1036.7	12	1	< 1	0.132	0.1	9.6	14.844	SEGREGATED
	Qo	299									
	Qg	0.008									
	Qw	818									
Tramo 4	Ql	2210	1660.1	12	10	< 1	0.885	0.4	10.9	16.8354	TRANSITION
	Qo	1370									
	Qg	0.024									
	Qw	839									
Tramo 5	Ql	2632	656.17	14	5	< 1	0.836	0.4	11.4	17.5255	SEGREGATED
	Qo	1784									
	Qg	0.031									
	Qw	848									

Observando los resultados obtenidos en la tabla 15, para la identificación de limitaciones hidráulicas del sistema de recolección tenemos las siguientes consideraciones:

1. La velocidad de la mezcla no sobrepasa el límite de la velocidad de erosión permitido lo cual es favorable para el sistema hidráulico.
2. El flujo segregado que se presenta en los tramos 1,3 y 5 se debe a que en su mayor parte las fases se encuentran separadas, asumiendo que posiblemente el régimen presente sea el flujo estratificado donde el líquido que va fluyendo por la parte baja de la tubería, mientras el gas fluye a lo largo del tope la

tubería con una interfase lisa entre las fases. Este régimen ocurre cuando las tasas de las fases son relativamente bajas lo cual aplica para este caso pues se tienen velocidades de la mezcla muy bajas por ser crudo pesado. Otro punto que favorece el sistema es que los pozos no producen con alto contenido de sólidos lo cual podría ser perjudicial.

3. Se observa en todos los tramos que las caídas de presión por cada 100 pies de tubería, están por debajo del gradiente recomendado 1 psi/100 pies de tubería. Es importante señalar que a estas condiciones no existen limitantes hidráulicas, por el contrario, el sistema está sobredimensionado para las condiciones actuales, tiene la capacidad para recibir y transportar mayor volumen.

5.3 ESCENARIO CAMBIANDO DIÁMETRO DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN A DIFERENTES IPR

La condición de producción de los pozos en Campo Moriche está ligada a un cambio constante del índice de productividad por el método de recobro térmico aplicado para incrementar el potencial de los pozos.

Por este motivo se realiza el ejercicio variando temperatura de fondo, índices de productividad, BSW, GOR y finalmente el diámetro de la tubería de producción de los pozos con el fin de identificar si es posible incrementar la producción por medio de esta sensibilización.

En la figura 43 se muestran los ajustes del simulador por caudal, teniendo en cuenta que las pruebas de producción sí fueron medibles, obtuvimos un error de 2.8%, mientras que las presiones en las líneas de producción no se pueden comparar pues las condiciones de todos los pozos en estado caliente nunca se han tenido, sería inválido realizar el ajuste por presión. Sin embargo, se puede

comparar un incremento de la presión con la condición real del campo en la cual se tienen pozos en estados estables y estimulados con vapor, esto se muestra en la figura 44.

Figura 43. Ajuste del caudal de líquido real y simulando todos los pozos estimulados con vapor

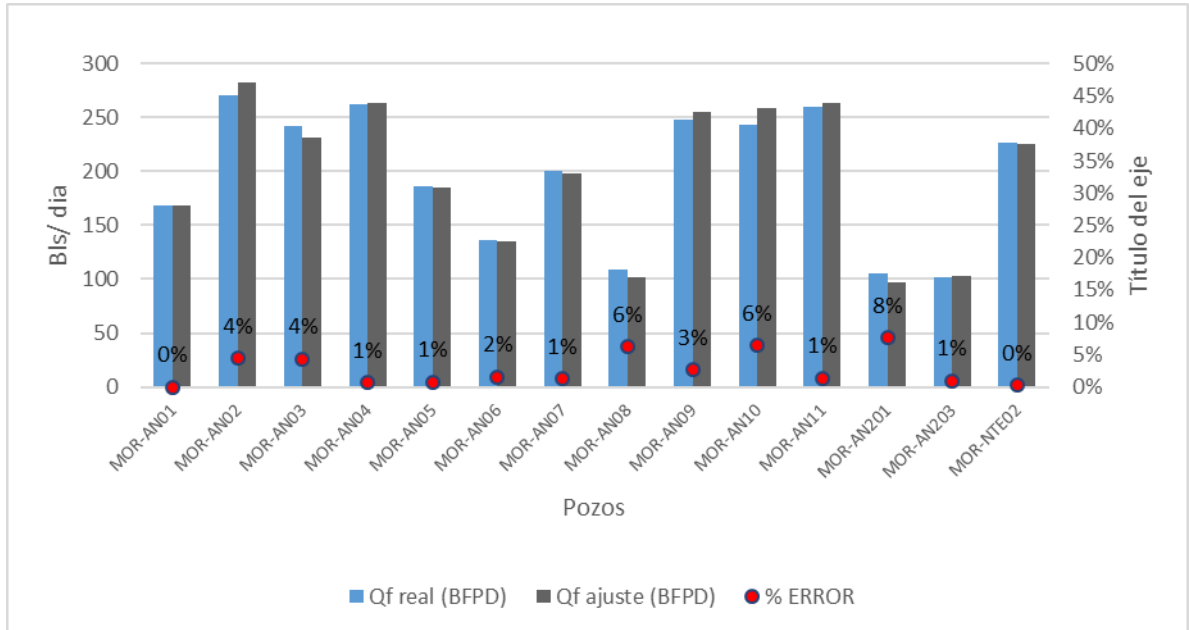
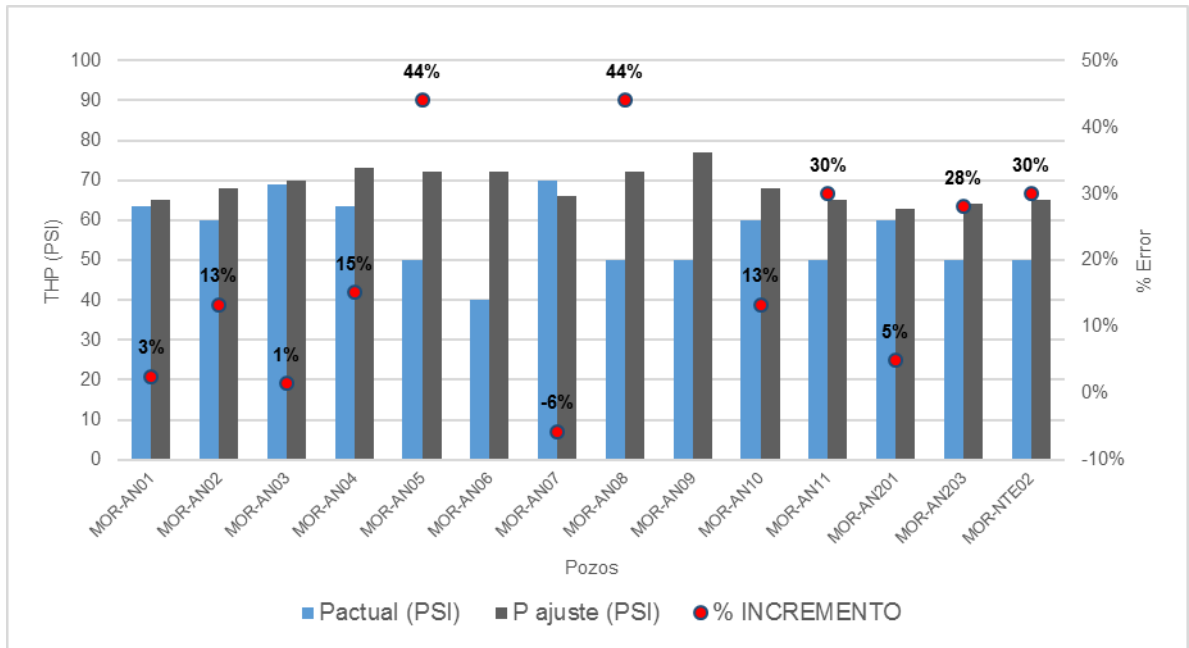


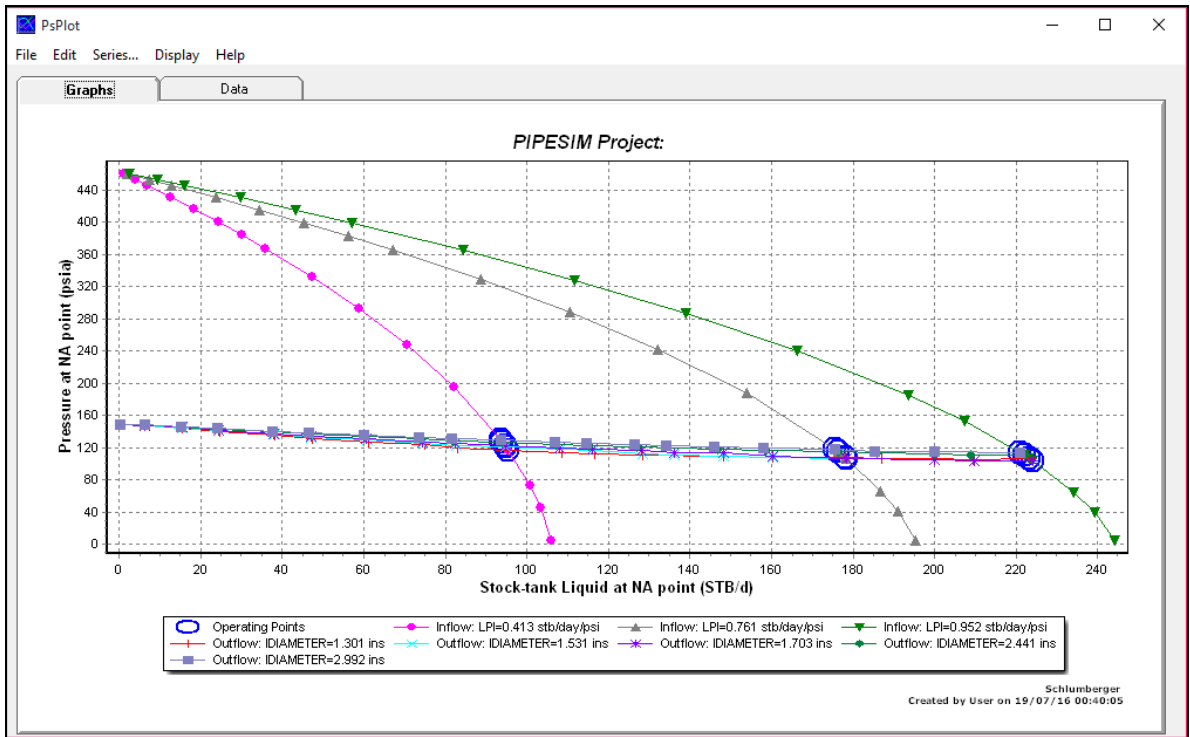
Figura 44. Identificación de incremento de presión THP al incrementar el flujo de los pozos



Ajustado el modelo con el nuevo IP, temperatura, GOR y BSW se realiza la sensibilidad variando los diámetros de la tubería de producción de los pozos obteniendo ganancias cercanas a 2 bfpd en la producción de los pozos, por las siguientes razones, no se ve factible realizar el cambio a tubería de 3 ½”.

En la figura 45 se ilustra el resultado para el pozo AN2-03 al cual se le realiza la sensibilidad del IPR vs cambios de diámetros de tubería de producción entre 2 7/8” y 3 ½”.

Figura 45. Variación de IPR vs diámetro de tubería de producción pozo MOR AN2-03



5.4 ESCENARIO CAMBIANDO VARIABLES DEL SISTEMA PARA ENCONTRAR LIMITACIONES HIDRÁULICAS

Finalmente se realiza la corrida final variando IPR, Temperatura, BSW, ID tubería de producción y GOR en la red de recolección, con el fin de identificar posibles limitaciones hidráulicas cuando los pozos estén produciendo a su máxima tasa después de ser estimulados con vapor, pero los resultados siguen mostrando que las tuberías están correctamente diseñadas para transportar este volumen de fluido a la Estación Intermedia Norte.

En la tabla 16 se muestran los resultados de la simulación de todos los pozos estimulados con vapor es decir con un IP más alto:

Tabla 16. Resumen de la simulación Tramos Principales "Sistema pozos estimulados con vapor"

LINEA	Q	CAUDAL(BBL/DIA- MMSCD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	CAIDA PRESION (PSIA)	Gradiente P/100 ft		V.Mezcla (ft/seg)		VEROSION (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
						Limite	Actual	Actual	Limite 0.65*V erosión		
Tramo 1	Ql	2446	984.26	12	1	< 1	0.1380	0.3	9.1	14	TRANSITION
	Qo	548									
	Qg	0.015									
	Qw	1897									
Tramo 2	Ql	428	1148.3	6	1	< 1	0.1200	0.2	9.2	14.2	TRANSITION
	Qo	77									
	Qg	0.003									
	Qw	351									
Tramo 3	Ql	2874	1036.7	12	1	< 1	0.132	0.3	9.2	14.2	TRANSITION
	Qo	625									
	Qg	0.018									
	Qw	2249									
Tramo 4	Ql	3967	1660.1	12	15	< 1	0.884	0.6	10.1	15.6	TRANSITION
	Qo	1696									
	Qg	0.034									
	Qw	2270									
Tramo 5	Ql	4389	656.17	14	5	< 1	0.836	0.6	10.5	16.2	TRANSITION
	Qo	2111									
	Qg	0.041									
	Qw	2279									

6. CONCLUSIONES

- Los diversos softwares que existen en el mercado de la industria petrolera, permiten definir estrategias para poder lograr incrementar la producción de petróleo, en el caso de esta monografía se usó PIPESIM de la marca registrada de Schlumberger, para verificar las condiciones de operación actuales de los pozos y posibles limitantes hidráulicas en el sistema de transporte de crudo.
- Los usos de los modelos de simulación de análisis nodal constituyen los primeros pasos en el proceso de optimización de la producción de los yacimientos. PIPESIM permitió representar el sistema de producción con el fin de detectar restricciones en superficie. Se modeló el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el manifold de la Estación Intermedia Norte del campo.
- Se identifica que los pozos no son capaces de producir en flujo natural a las condiciones de presión requeridas para llevar el fluido hasta la estación y/o a cantidades rentables. Las figuras 28, 29 y 30 muestran una sensibilidad a las presiones en fondo necesarias para tasas de flujo rentables, sugiriendo el uso de sistema de levantamiento artificial en todas las condiciones de flujo de los pozos.
- Se encontraron regímenes de flujo de slug, bubble, segregated y transition en varios puntos de la red, siendo de mayor importancia el slug el cual se localizó en la descarga de las bombas de subsuelo, esto puede generar bloqueos por gas en las bombas mecánicas que se usan en fondo. Las partes móviles de las bombas de subsuelo pueden verse afectadas por el gas que se interpone en la acción de las válvulas. Por lo cual se sugiere usar sistemas de control de gas para manejar un flujo estable en la transición a superficie.
- La viscosidad fue la variable más sensible en la construcción del modelo debido al dinamismo de la temperatura de los pozos de campo Moriche. Por lo

anterior se tuvo especial cuidado con la información usada y fue necesario realizar calibraciones multipunto con el fin de obtener resultados con un error mínimo comparado con los resultados del PVT.

- El modelo de los clústers AN y AN2 de Campo Moriche permitió simular las condiciones operaciones actuales y la producción de todos los pozos después de estimulación con vapor lo cual mostró data muy confiable pues el porcentaje de error promedio fue menor al 3%.
- El sistema de producción de Campo Moriche no muestra ninguna limitación hidráulica por los tres factores analizados, velocidad erosional, caída de presión y régimen de flujo, sin embargo, en caso de inyectar vapor de forma agresiva en las fuentes instaladas en el simulador como clusters AO, AL y/o iniciar una nueva campaña de perforación donde se incorporen pozos a los tramos de producción 4 y 5, podría generar una limitación hidráulica por sobrepasar los límites del gradiente de presión los cuales ya están al límite cercano a 1 psi/100 ft.
- Realizando el cambio de tubería de producción de 2 7/8" a 3 1/2" no se obtiene una ganancia significativa de producción por lo cual no se evaluará la posibilidad de realizar pruebas piloto en campo.
- Inyectando todos los pozos del clúster AN y AN2 se identifica cambios en el régimen de flujo de segregado a transicional debido a que las tuberías deben transportar más fluido y la velocidad de la mezcla incrementa, esto evita separación de las fases durante el transporte, lo cual es una ventaja pues impide altibajos en los recibos de producción en la estación de recolección.

7. RECOMEDACIONES

- Construir la red y el análisis para el campo completo, teniendo en cuenta la dinámica de cada pozo, pues contamos con sistema de recobro térmico lo cual cambia constantemente el índice de productividad de cada pozo, de esta manera se pueden encontrar problemas de flujo y productividad de los pozos y clúster.
- Analizar los incrementos de producción seleccionando los mejores pozos de la zona norte incluyendo la zona de Moriche Fase III pues es un área muy sensible por el alto volumen de fluido que transporta a la Estación Intermedia Norte.
- Se debe efectuar un estudio para el control del proceso de corrosión interna de las tuberías, sobre todo las líneas que llevan la producción de los pozos hasta el manifold de recolección, ya que el simulador no tiene en cuenta dicha variable y es un parámetro importante a tener en cuenta, este factor es muy importante debido a que en campo Moriche se ha evidenciado producción de H₂S por los procesos de recobro térmico.
- En caso de modificar los influjos dentro de las troncales, como conectando pozos de nuevas campañas de perforación, se debe realizar una actualización del modelo para identificar limitantes hidráulicas en el sistema de producción.

BIBLIOGRAFÍA

ALVARADO, Diego Raúl y CALVACHE, Fernando Andrés. Análisis nodal del campo auca sur con el fin de detectar restricciones de la producción en superficie. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Quito.: Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería en geología, minas, petróleo y ambiental. Departamento de Petróleos. 2013. 177 p.

CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique. Análisis Nodal. Bogotá: Septiembre, 2013. MSC. RICARDO MAGGIOLO; Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal”, 2008.

PIPESIM FUNDAMENTALS; “Training and Exercise Guide”.

PLATA, Cristian Norberto. Evaluación de diferentes escenarios para la optimización del sistema de producción del campo San Roque por medio de la técnica de análisis nodal. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2015. 90 p

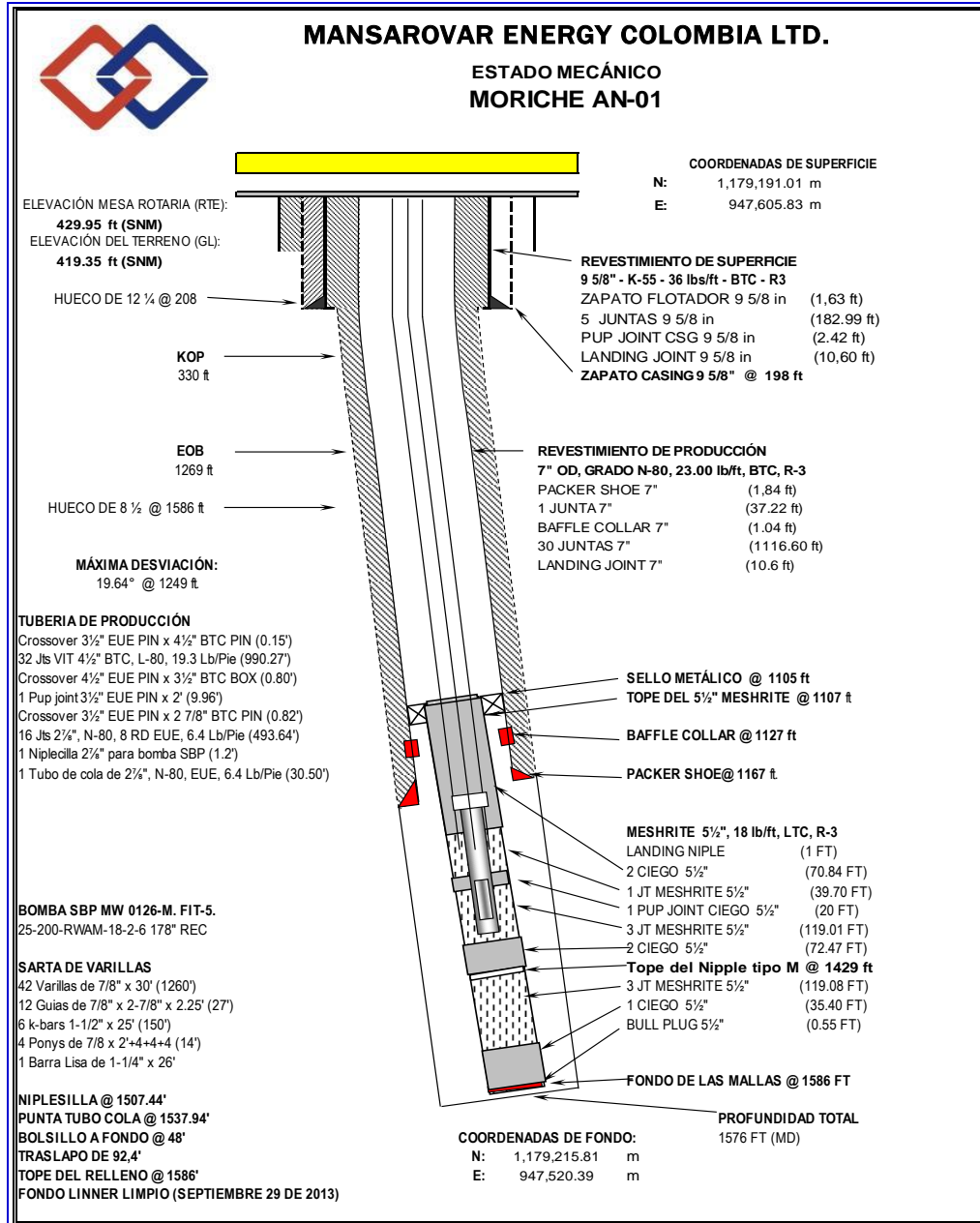
ROMERO, Carlos Andres y BAUTISTA, Fausto. Evaluación de la producción del campo Llanito utilizando el método de análisis nodal. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2012. 317 p

Society of Petroleum Engineers. Journal of Petroleum Technology “Vol. 62 No. 6 - Jene 2010, Vol. 62 No 4 April 2010”.

VELÁSQUEZ J., Flujo Multifásico. Zulia, Venezuela: Instituto de Investigaciones
Petroleras, UNIVERSIDAD DE ZULIA. 1999

ANEXOS

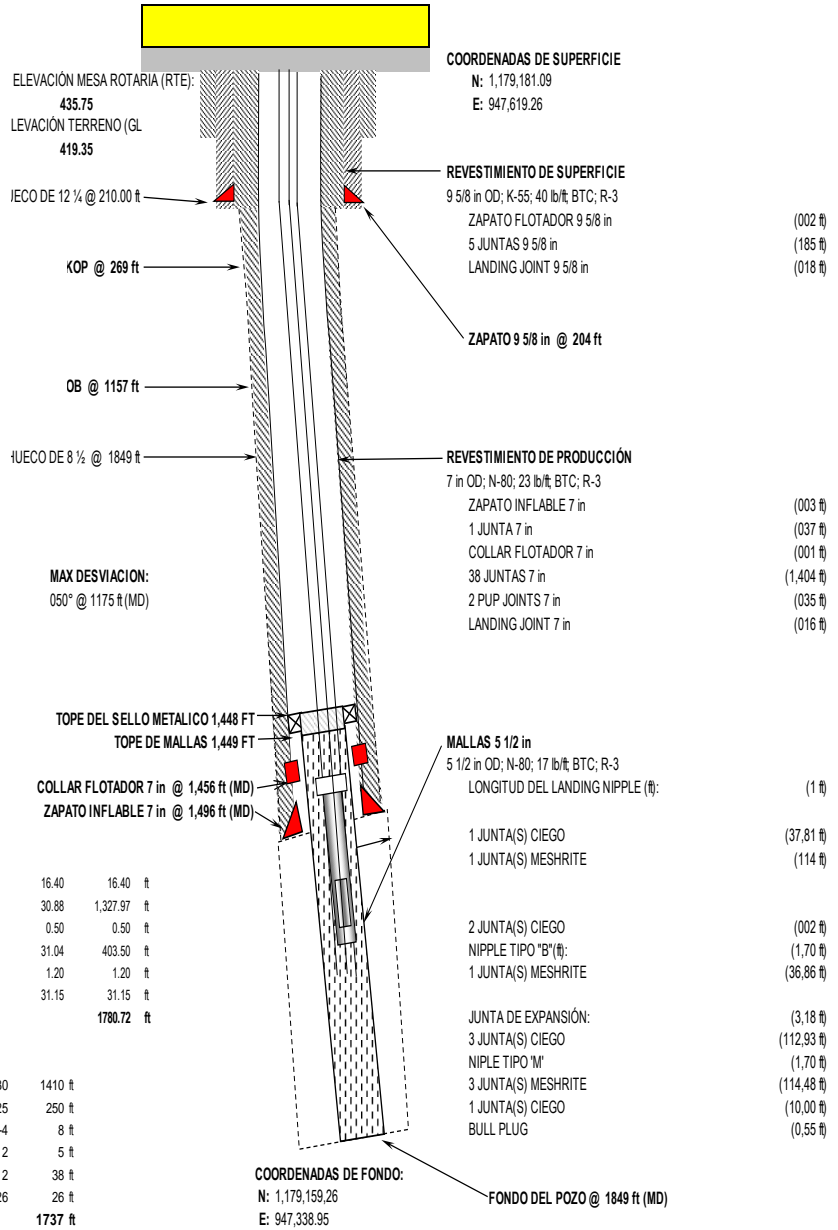
ANEXO A. DIAGRAMAS MECANICOS POZOS CLUSTER AN Y AN2



Fuente: MANSAROVAR ENERGY

Mansarovar Energy Colombia Ltd.

ESTADO MECÁNICO FINAL MORICHE AN-02



TUBERIA DE PRODUCCIÓN

Mesa Rotaria		16.40	16.40	ft
43 Tubing - Grade:N-80 - Type:EJUE 8RD	3-1/2"	30.88	1,327.97	ft
1 Crossover 3 1/2" EJUE PIN x 2-7/8" BTC BOX	2-7/8"	0.50	0.50	ft
13 Tubing - Grade:N-80 - Type:EJUE 8RD	2-7/8"	31.04	403.50	ft
1 Niplesilla 2-7/8" NMW 0296.	2-7/8"	1.20	1.20	ft
1 Tubo de cola - Grade:N-80 - Type:EJUE	2-7/8"	31.15	31.15	ft
TOTAL			1780.72	ft

SARTA DE VARILLAS

47 Varillas 7/8", Grado C		30	1410	ft
10 k-bars 1-1/2", Grado SB		25	250	ft
2 Niple 7/8", Grado C		444	8	ft
2 Rod guides 7/8", Grado C		2	5	ft
17 Rod guides 3-1/2", Grado C		2	38	ft
1 Barra Lisa 1-1/4, Grado C		26	26	ft
TOTAL			1737	ft

BOMBA SBPMM-0276-M 25-200-RWAM-18-2-6 178" REC

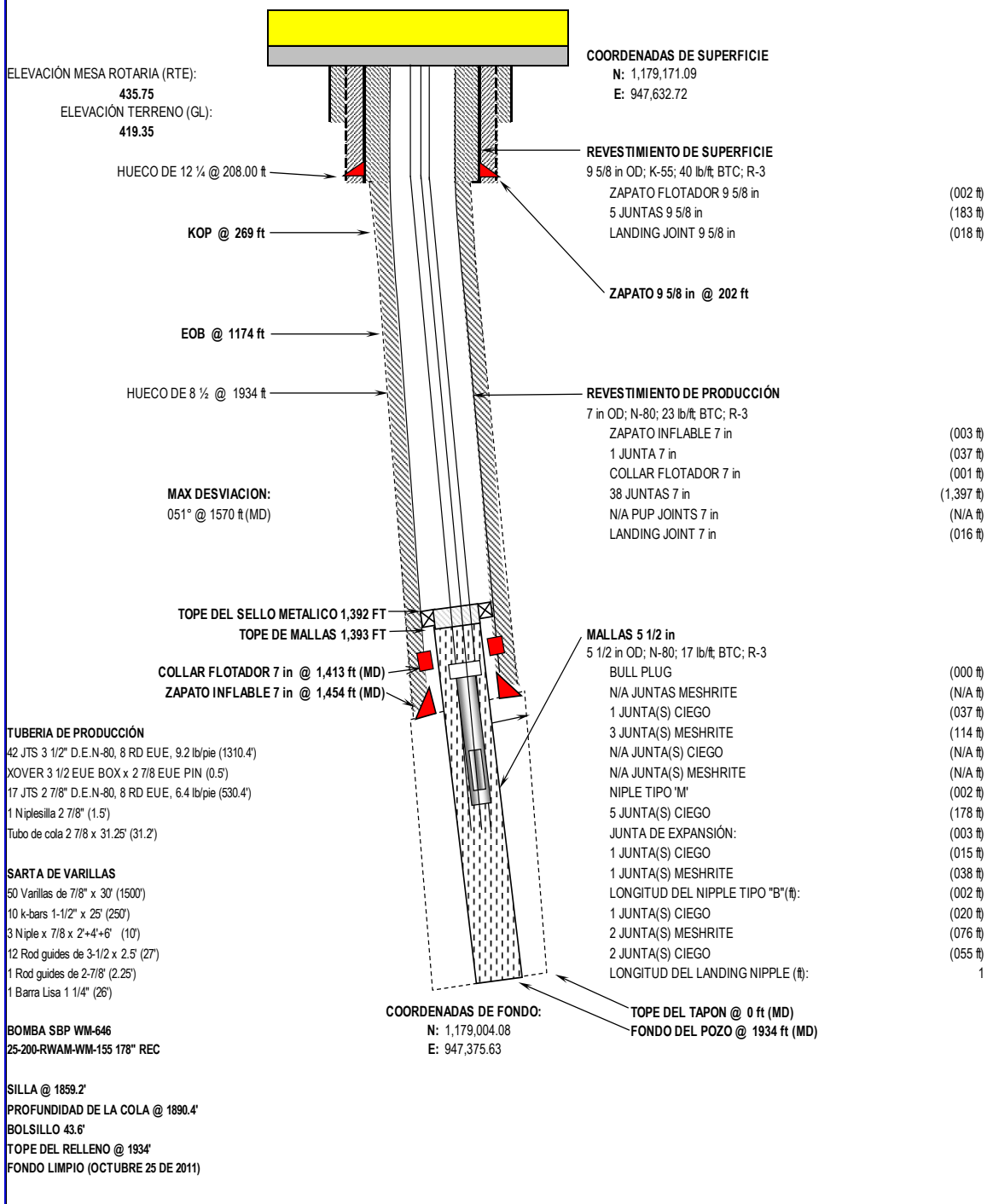
SILLA @	1,749.57	FT
PROFUNDIDAD DE LA COLA @	1,780.72	FT
BOLSILLO	56.28	FT
FONDO DE LINER	1,849.00	FT
TOPE DEL RELLENO	1,837.00	FT
RELLENO	12.00	FT

Fuente: MANSAROVAR ENERGY

Mansarovar Energy Colombia Ltd.

ESTADO MECÁNICO FINAL

MORICHE AN-03

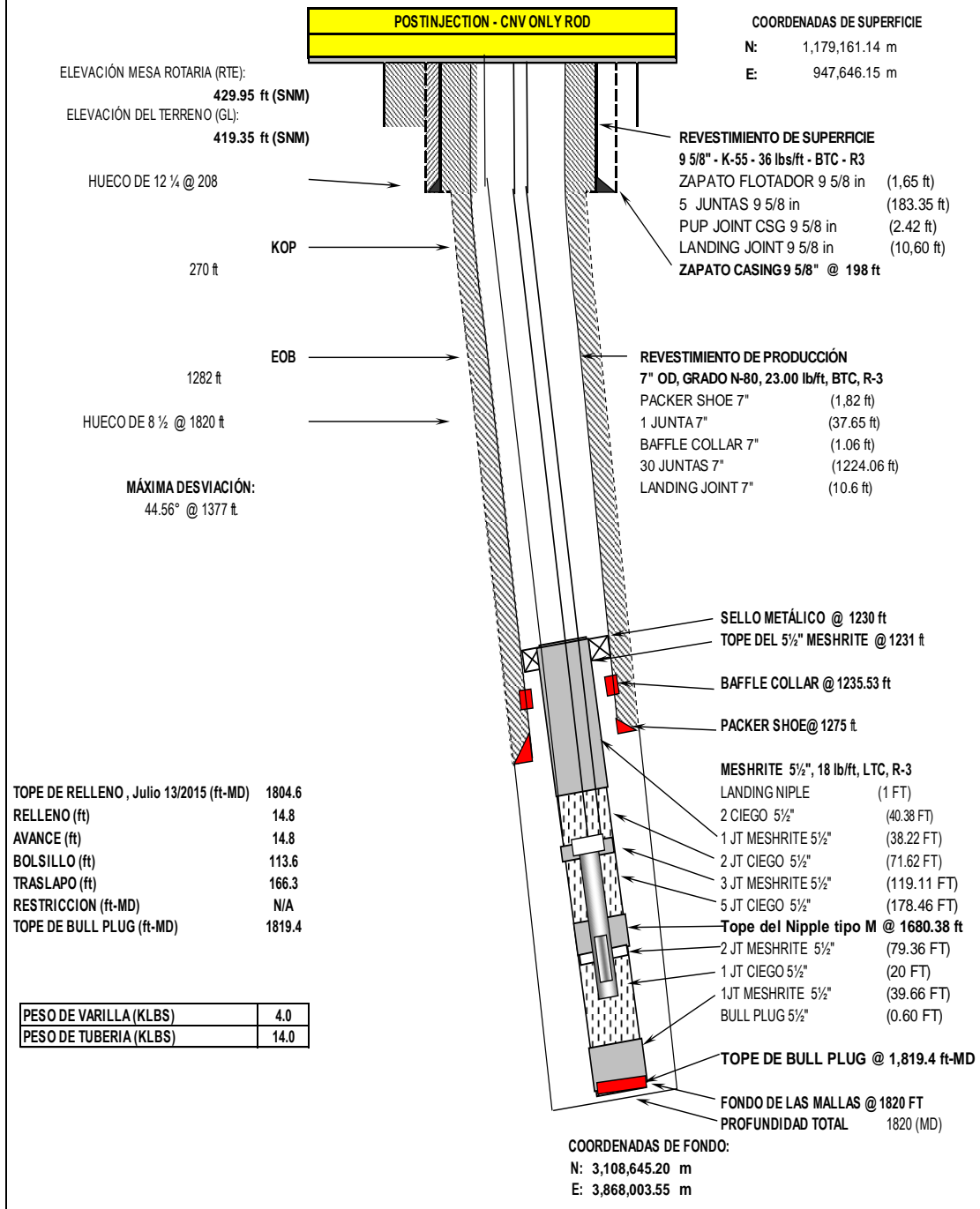


Fuente: MANSAROVAR ENERGY



MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.

ESTADO MECÁNICO MORICHE AN-04



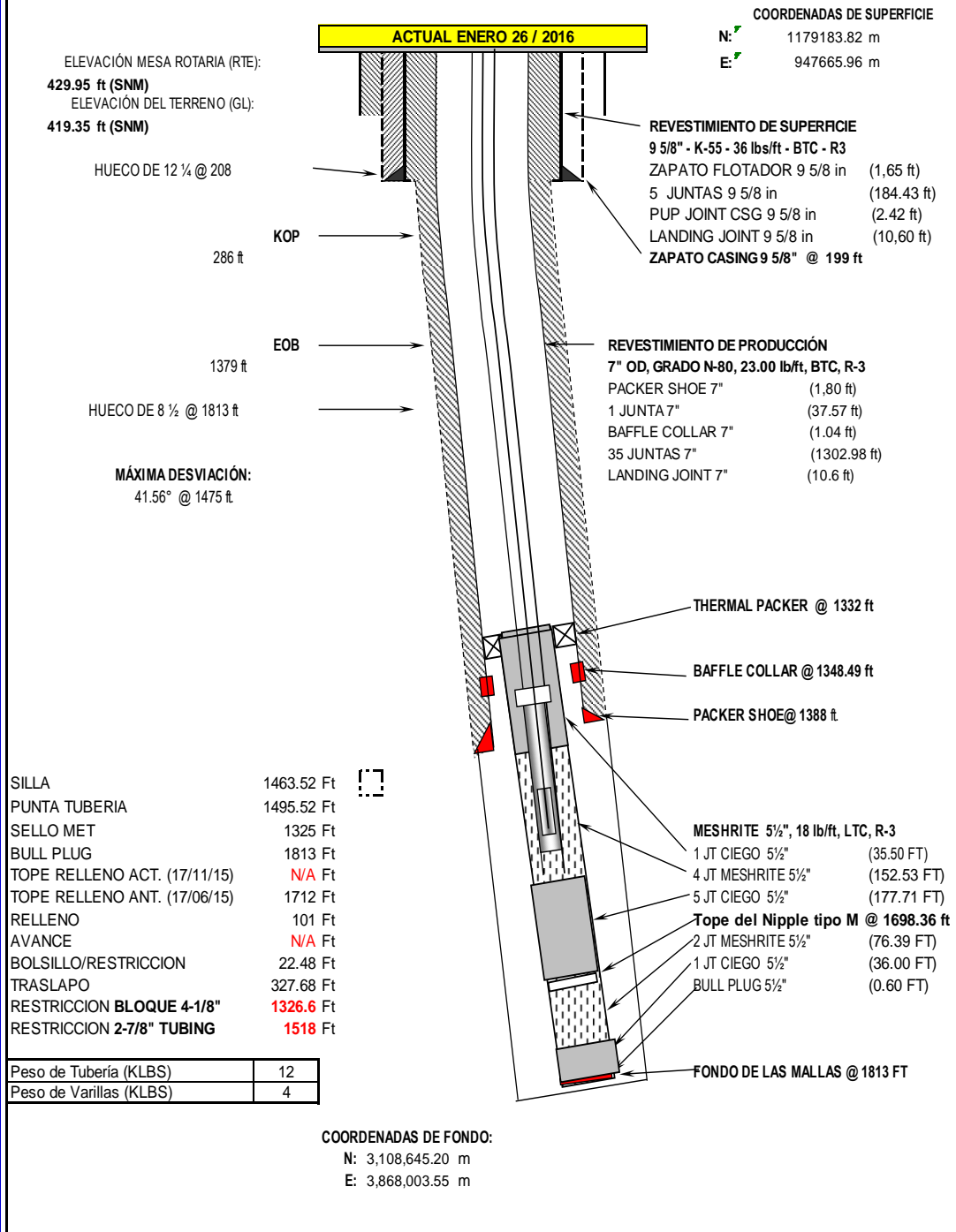
Fuente: MANSAROVAR ENERGY



MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.

ESTADO MECÁNICO MORICHE AN-05

21 DE SEPTIEMBRE AL 28 DE SEPTIEMBRE 2011



Fuente: MANSAROVAR ENERGY



MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.

ESTADO MECÁNICO

MORICHE AN-06

29 DE SEPTIEMBRE AL 5 DE OCTUBRE DE 2011

ACTUAL 29 OCTUBRE DE 2013

COORDENADAS DE SUPERFICIE

N: 1,179,193.74 m

E: 947,706.93 m

ELEVACIÓN MESA ROTARIA (RTE):
429.95 ft (SNM)

ELEVACIÓN DEL TERRENO (GL):
419.35 ft (SNM)

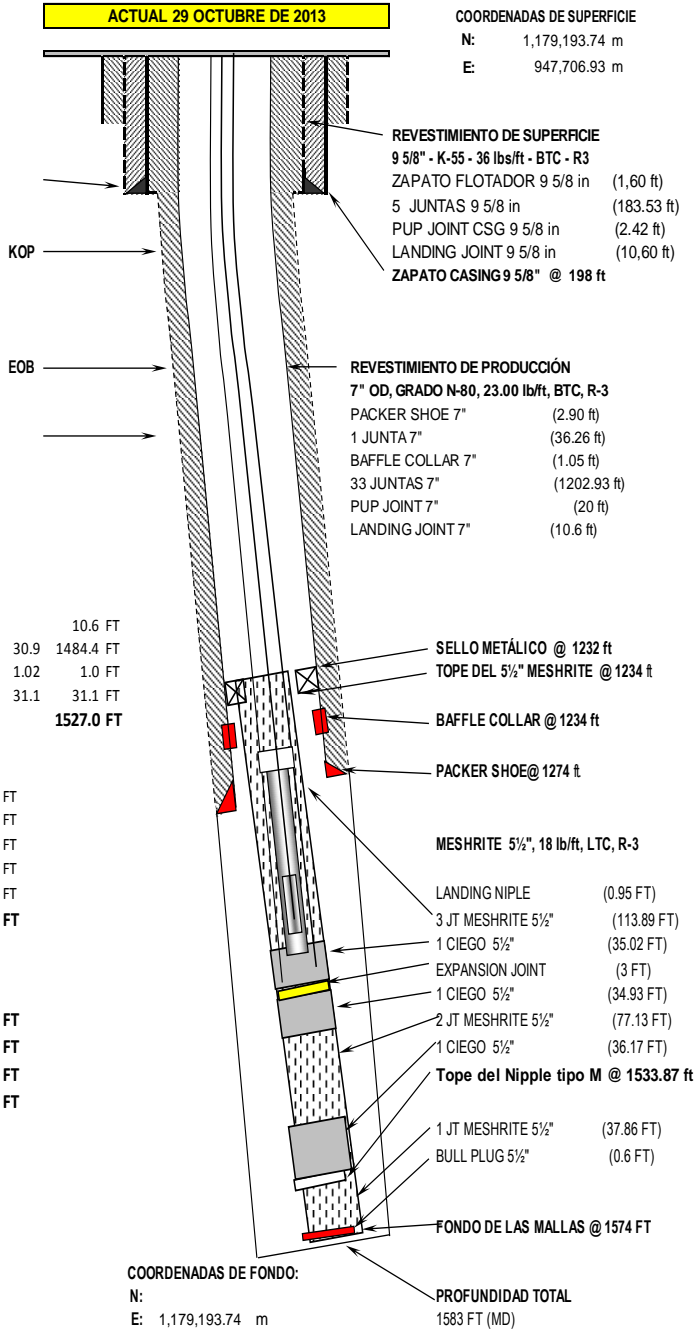
HUECO DE 12 1/4 @ 208

287 ft

1103 ft

HUECO DE 8 1/2 @ 1583 ft

MÁXIMA DESVIACIÓN:
16.67° @ 1583 ft



TUBERIA DE PRODUCCIÓN

Mesa Rotaria			10.6 FT
48 Tubing - Grade:N-80 - Type:EUE 8RD	2-7/8"	30.9	1484.4 FT
1 Niplesilla 2-7/8" #WM-0119	2-7/8"	1.02	1.0 FT
1 Tubo de cola - Grade:N-80 - Type:EUE	2-7/8"	31.1	31.1 FT
TOTAL			1527.0 FT

SARTA DE VARILLAS

42 Varillas 7/8", Grado C	30	1260 FT
6 k-bars 1-1/2", Grado SB	25	150 FT
11 Rod guides 7/8", Grado C	2	24.75 FT
3 Pony Rod 7/8	2+6+6	14 FT
1 Barra Lisa 1-1/4, Grado C	22	22 FT
TOTAL		1470.75 FT

BOMBA SBP WM-299 FIT-5

SILLA @	1,495.98 FT
PROFUNDIDAD DE LA COLA @	1,527.03 FT
BOLSILLO	46.97 FT
TOPE DEL RELLENO	1,574.00 FT
FONDO LIMPIO (FECHA 21 DE JUN 2013)	

Fuente: MANSAROVAR ENERGY

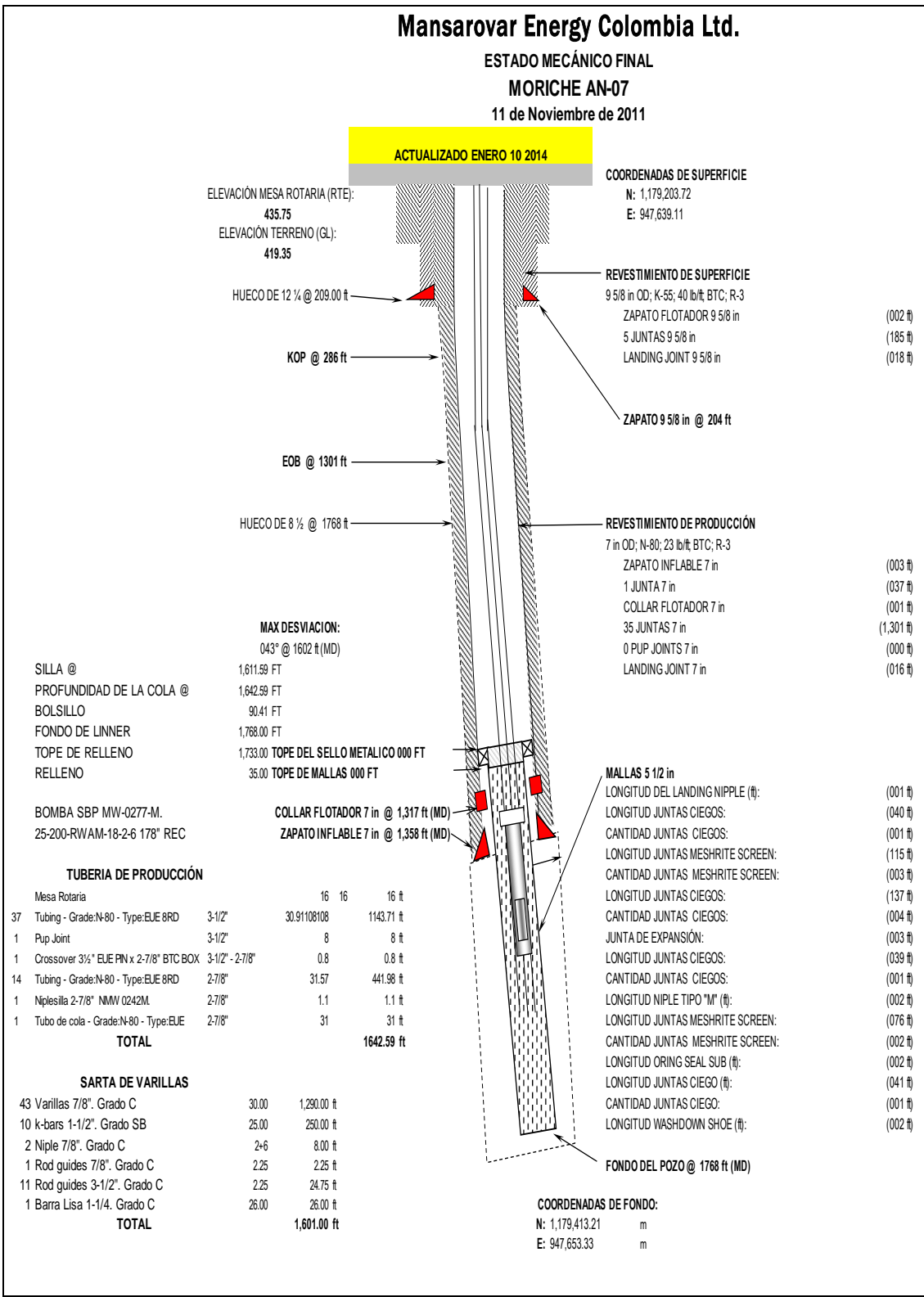
Mansarovar Energy Colombia Ltd.

ESTADO MECÁNICO FINAL

MORICHE AN-07

11 de Noviembre de 2011

ACTUALIZADO ENERO 10 2014



ELEVACIÓN MESA ROTARIA (RTE):
435.75
ELEVACIÓN TERRENO (GL):
419.35

COORDENADAS DE SUPERFICIE
N: 1,179,203.72
E: 947,639.11

HUECO DE 12 1/4 @ 209.00 ft
KOP @ 286 ft
EOB @ 1301 ft
HUECO DE 8 1/2 @ 1768 ft

REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE
9 5/8 in OD; K-55; 40 lb/ft BTC; R-3
ZAPATO FLOTADOR 9 5/8 in
5 JUNTAS 9 5/8 in
LANDING JOINT 9 5/8 in
ZAPATO 9 5/8 in @ 204 ft

(002 ft)
(185 ft)
(018 ft)

REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN
7 in OD; N-80; 23 lb/ft BTC; R-3
ZAPATO INFLABLE 7 in
1 JUNTA 7 in
COLLAR FLOTADOR 7 in
35 JUNTAS 7 in
0 PUP JOINTS 7 in
LANDING JOINT 7 in

(003 ft)
(037 ft)
(001 ft)
(1,301 ft)
(000 ft)
(016 ft)

MAX DESVIACION:
043° @ 1602 ft (MD)

SILLA @ 1,611.59 FT
PROFUNDIDAD DE LA COLA @ 1,642.59 FT
BOLSILLO 90.41 FT
FONDO DE LINNER 1,768.00 FT
TOPE DE RELLENO 1,733.00 FT
RELLENO 35.00 FT

TOPE DEL SELLO METALICO 000 FT
TOPE DE MALLAS 000 FT

BOMBA SBP MW-0277-M.
25-200-RWAM-18-2-6 178" REC

COLLAR FLOTADOR 7 in @ 1,317 ft (MD)
ZAPATO INFLABLE 7 in @ 1,358 ft (MD)

MALLAS 5 1/2 in
LONGITUD DEL LANDING NIPPLE (ft): (001 ft)
LONGITUD JUNTAS CIEGOS: (040 ft)
CANTIDAD JUNTAS CIEGOS: (001 ft)
LONGITUD JUNTAS MESHRITE SCREEN: (115 ft)
CANTIDAD JUNTAS MESHRITE SCREEN: (003 ft)
LONGITUD JUNTAS CIEGOS: (137 ft)
CANTIDAD JUNTAS CIEGOS: (004 ft)
JUNTA DE EXPANSIÓN: (003 ft)
LONGITUD JUNTAS CIEGOS: (039 ft)
CANTIDAD JUNTAS CIEGOS: (001 ft)
LONGITUD NIPLE TIPO "M" (ft): (002 ft)
LONGITUD JUNTAS MESHRITE SCREEN: (076 ft)
CANTIDAD JUNTAS MESHRITE SCREEN: (002 ft)
LONGITUD ORING SEAL SUB (ft): (002 ft)
LONGITUD JUNTAS CIEGO (ft): (041 ft)
CANTIDAD JUNTAS CIEGO: (001 ft)
LONGITUD WASHDOWN SHOE (ft): (002 ft)

TUBERIA DE PRODUCCIÓN

Mesa Rotaria		16	16	16	ft
37 Tubing - Grade:N-80 - Type:EJE 8RD 3-1/2"		30.91108108		1143.71	ft
1 Pup Joint 3-1/2"		8		8	ft
1 Crossover 3/4" EJE PN x 2-7/8" BTC BOX 3-1/2" - 2-7/8"		0.8		0.8	ft
14 Tubing - Grade:N-80 - Type:EJE 8RD 2-7/8"		31.57		441.98	ft
1 Niplesita 2-7/8" NMV 0242M 2-7/8"		1.1		1.1	ft
1 Tubo de cola - Grade:N-80 - Type:EJE 2-7/8"		31		31	ft
TOTAL				1642.59	ft

SARTA DE VARILLAS

43 Varillas 7/8". Grado C	30.00	1,290.00	ft
10 k-bars 1-1/2". Grado SB	25.00	250.00	ft
2 Niple 7/8". Grado C	2-6	8.00	ft
1 Rod guides 7/8". Grado C	2.25	2.25	ft
11 Rod guides 3-1/2". Grado C	2.25	24.75	ft
1 Barra Lisa 1-1/4. Grado C	26.00	26.00	ft
TOTAL		1,601.00	ft

FONDO DEL POZO @ 1768 ft (MD)

COORDENADAS DE FONDO:
N: 1,179,413.21 m
E: 947,653.33 m

Fuente: MANSAROVAR ENERGY



ESTADO MECÁNICO PRELIMINAR
MORICHE AN-08
13 DE MAYO DE 2015

ACTUALIZADO MAYO 15 2015

COORDENADAS DE SUPERFICIE
 N: 1,179,168.10 m
 E: 947,673.32 m

ELEVACIÓN MESA ROTARIA (RTE):
432.10 ft (SNM)
 ELEVACIÓN DEL TERRENO (GL):
419.10 ft (SNM)

HUECO DE 12 1/4" @ 210 ft

KOP
 @ 285 ft (MD)

EOB
 @ 943 ft (MD)

HUECO DE 8 1/2" @ 1,268 ft

INCLINACIÓN: 17.99

REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE
 9 5/8 in D.E.; K-55; 40.00 lb/ft; BTC; R-3
 9-5/8" FLOAT SHOE 1,42'
 5 JTS X 9-5/8" 190,03'
 9-5/8" LANDING JOINT 14,5'

ZAPATO 9 5/8 in @ 205 ft

REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN
 7 in D.E.; L-80; 23.00 lb/ft; BTC; R-3
 7" FLOAT SHOE 1,30'
 1 JT x 7" CSG 37,95'
 7" FLOAT COLLAR 1,00'
 13 JTS X 7" CSG 489,90'
 1 FLAG JOINT X 7" CSG 10,10'
 19 JTS X 7" CSG 709,80'
 7" LANDING JOINT 12,40'

SELLO METÁLICO @ 1,211 ft (MD)
 TOPE DE SCREENS @ 1,213 ft (MD)
 ZAPATO FLOTADOR 7 in @ 1,262 ft (MD)

MALLAS 5"
 5 in D.E.; N-80; 18 lb/FT; BTC; R-3
 1 WASH DOWN SHOE 1,92'
 1 BLIND PIN PIN 6,00'
 1 ORING SEAL SUB 1,32'
 3 BLANK PIPE 108,23'
 7 SCREENS 256,76'
 EXPANSION JOINT 3,15'
 LANDING NIPL 1'
 METAL SEAL SUB 1'
 2 THERMAL PACKER 30,30'

COLLAR FLOTADOR 7"
 Empaques Hinchables 5"

SECCION DE HUECO ABIERTO DE 6-1/8"

Junta de Expansion 5"

COORDENADAS DE FONDO:
 N: 1,179,101.35 m
 E: 947,600.52 m

1647.57 = O-ring Seal Sub

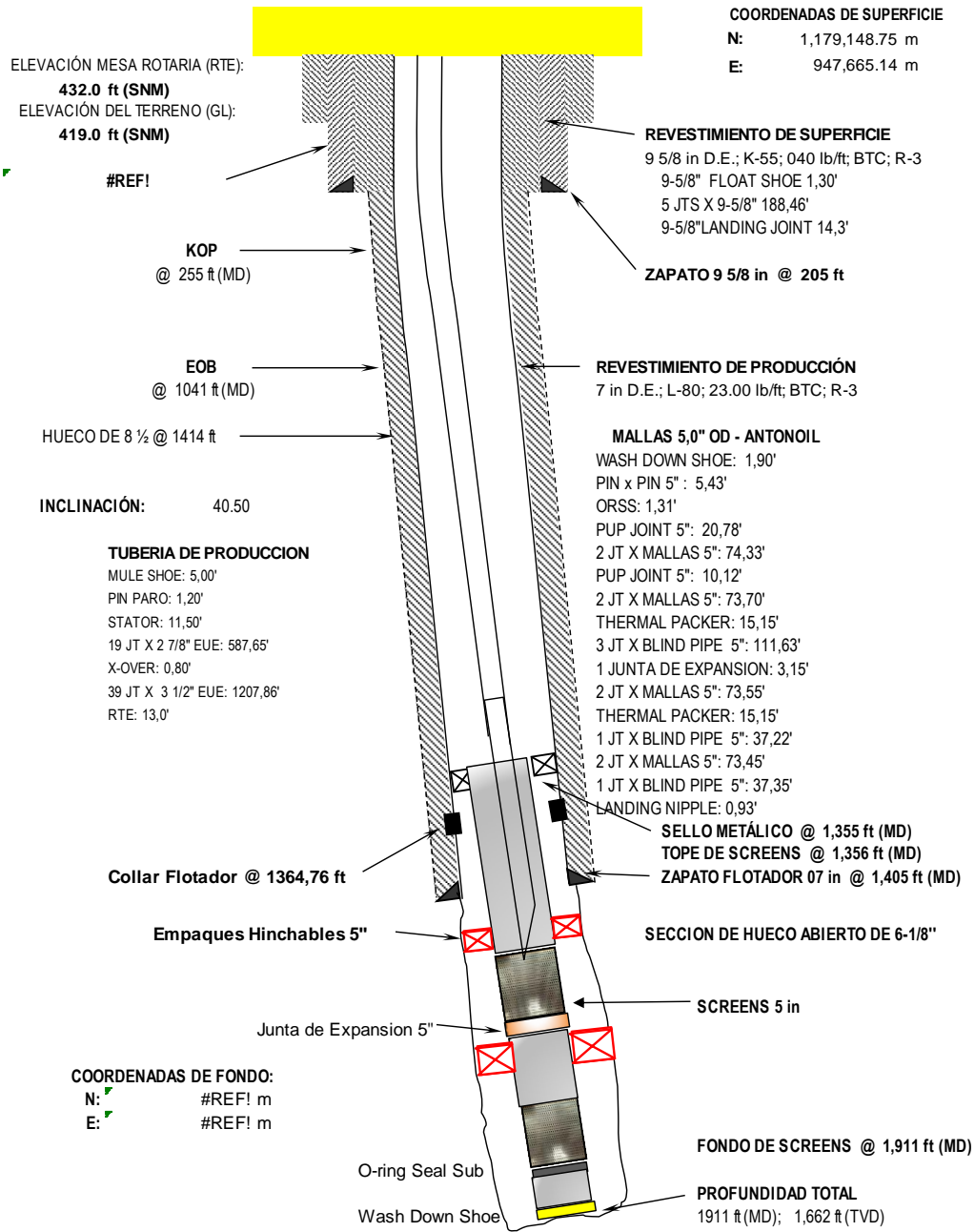
FONDO DE SCREENS @ 1657.00 ft (MD)

PROFUNDIDAD TOTAL
 1657.00 ft (MD); 1611.80 ft (TVD)

Wash Down Shoe

Fuente: MANSAROVAR ENERGY

ESTADO MECÁNICO MORICHE AN-09

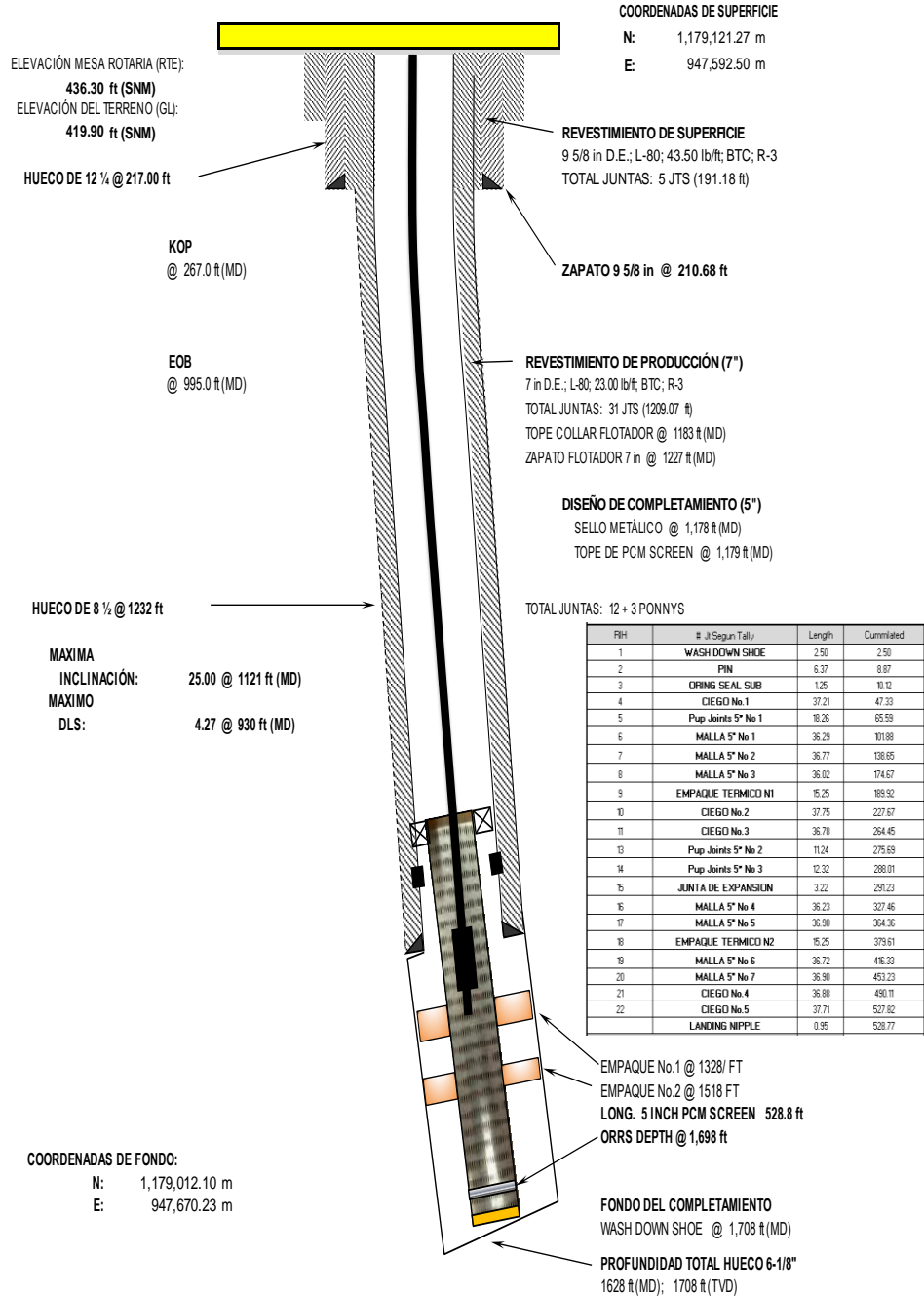


Fuente: MANSAROVAR ENERGY



Mansarovar Energy Colombia Ltd.

ESTADO MECÁNICO FINAL MORICHE AN-10

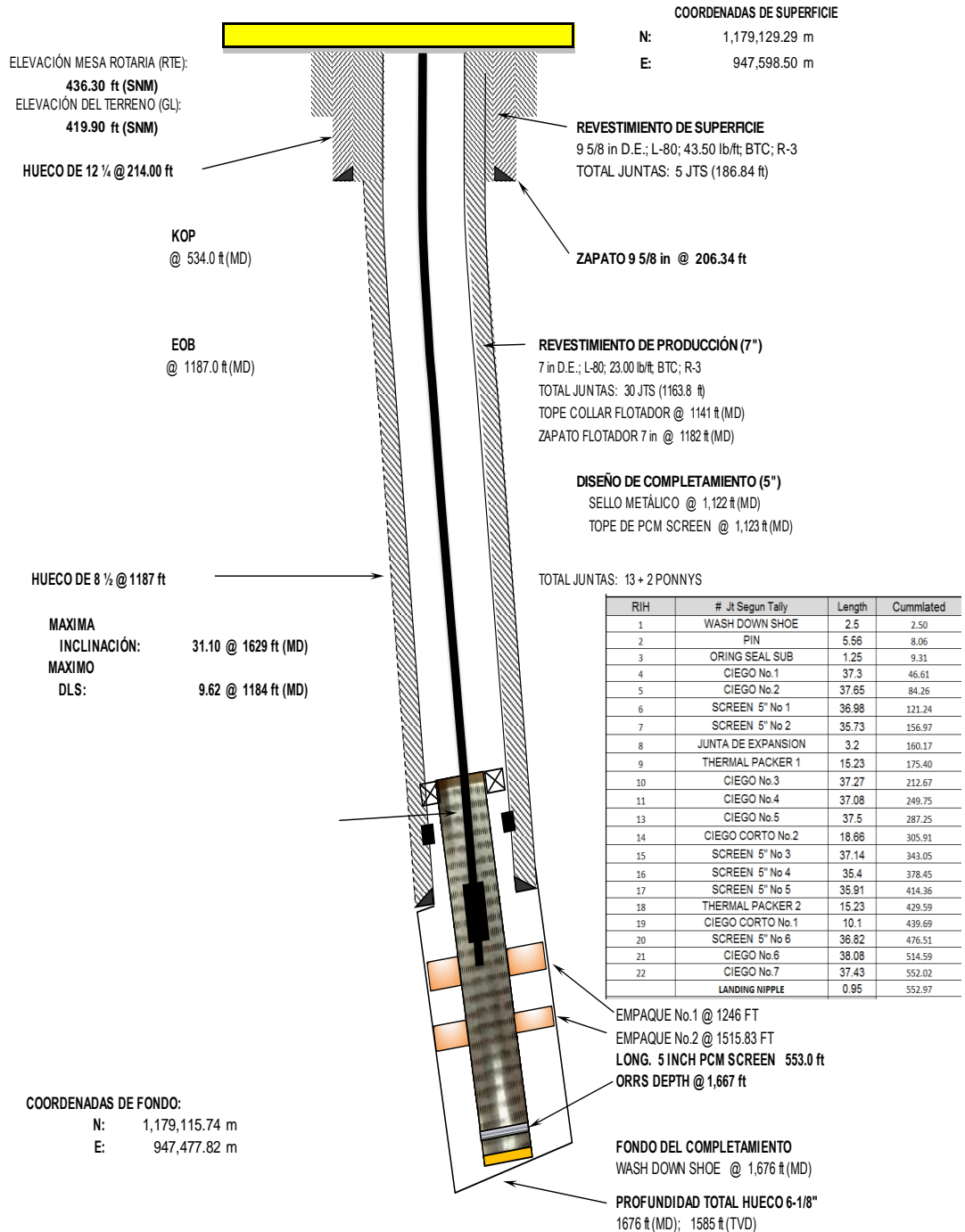


Fuente: MANSAROVAR ENERGY



Mansarovar Energy Colombia Ltd.

ESTADO MECÁNICO FINAL MORICHE AN-11



Fuente: MANSAROVAR ENERGY

ANEXO B. RESULTADOS PVT.

Summary of PVT Data - Bottomhole Sample 818441	
Constant Composition Expansion at 110°F	
Saturation pressure (bubble-point)	222 psig
Average single phase compressibility	5.37 x 10-6 psi from 670 psig to 222 psig
Thermal expansion at 5000 psig	1.0128 vol at 110°F / vol at 60°F
Atmospheric Flash Test	
Gas-oil ratio at saturation pressure	11 scf/bbl of stocktank oil at 60°F.
Formation Volume Factor	1.025 vol/vol of stock tankoil at 60°F
Density at saturation pressure (222 psig)	0.9284 g cm-3
Reservoir Fluid Viscosity Data at 110°F	
Viscosity at reservoir pressure	250.1 cP at 670 psig
Viscosity at saturation pressure	222.2 cP at 222 psig
Viscosity at atmospheric pressure	276.9 cP at 0 psig
Reservoir Fluid Viscosity at 150°F	
Viscosity at reservoir pressure	60.98 cP at 670 psig
Viscosity at saturation pressure	53.82 cP at 228 psig
Viscosity at atmospheric pressure	62.11 cP at 0 psig
Reservoir Fluid Viscosity at 200°F	
Viscosity at reservoir pressure	17.87 cP at 670 psig
Viscosity at saturation pressure	16.44 cP at 234 psig
Viscosity at atmospheric pressure	19.18 cP at 0 psig
Reservoir Fluid Viscosity at 250°F	
Viscosity at reservoir pressure	8.628 cP at 670 psig
Viscosity at saturation pressure	8.023 cP at 246 psig
Viscosity at atmospheric pressure	8.796 cP at 0 psig
Reservoir Fluid Viscosity at 300°F	
Viscosity at reservoir pressure	5.381 cP at 670 psig
Viscosity at saturation pressure	5.075 cP at 253 psig
Viscosity at atmospheric pressure	5.024 cP at 0 psig
(1) GOR in cubic feet of gas at 14.73 psia and 60°F per barrel of stocktank liquid at 60°F.	
(2) Volume of saturated fluid at 222 psig and 110°F per volume of stocktank liquid at 60°F.	

Fuente: MANSAROVAR ENERGY

Summary of PVT Data - Bottomhole Sample 818441

Separator Test 1 Data				
Pressure (psig)	Temperature (°F)	Total Solution Gas-oil ratio (Scf/bbl) (1)	Formation Volume Factor Bofb (2)	Stocktank Oil Density at 60°F (g cm-3)
222	110	15	1.028	
30	240			0.9630 (API = 15.3°)
0	60			
Separator Test 2 Data				
Pressure (psig)	Temperature (°F)	Total Solution Gas-oil ratio (Scf/bbl) (1)	Formation Volume Factor Bofb (2)	Stocktank Oil Density at 60°F (g cm-3)
222	110	16	1.024	
45	165			0.9628 (API = 15.3°)
0	60			

(1) GOR in cubic feet of gas at 14.73 psia and 60°F per barrel of stocktank liquid at 60°F.
 (2) Volume of saturated fluid at Gas-oil ratio psig and 110°F per volume of stocktank liquid at 60°F.

Fuente: MANSAROVAR ENERGY

Summary of Samples Received and Validation Data

Bottomhole Liquids

Sample Number	Cylinder Number	Sampling Depth MDRKB (feet)	Laboratory bubble point Pressure (psig)	Temp. (°F)	GOR (SCF/STB)	Free Water Recovered (cm ³)	Sample volume (cm ³)	BS&W (%)
1.01	818441	1700	239	120	17	0	490	<0.5
1.02	818438	1700	113	120	10	0	480	<0.5

Note:

1) Sample cylinder number 818441 was selected for PVT analysis.

Fuente: MANSAROVAR ENERGY

Constant Composition Expansion at 110°F

Pressure (psig)		Relative Volume (1)	Density (g cm-3)	Instantaneous Compressibility (psi-1 x 10-6) (2)	Y-Function (3)
5000		0.9820	0.9454	3.24	
4000		0.9852	0.9423	3.34	
3000		0.9886	0.9391	3.48	
2000		0.9922	0.9357	3.74	
1000		0.9961	0.9320	4.31	
800		0.9970	0.9312	4.54	
700		0.9975	0.9308	4.69	
670	Reservoir pressure	0.9976	0.9306	4.74	
600		0.9979	0.9303	4.87	
500		0.9984	0.9299	5.11	
400		0.9990	0.9294	5.42	
300		0.9995	0.9288	5.89	
222	Saturation pressure	1.0000	0.9284		
216		1.0020			
215		1.0024			
212		1.0035			
208		1.0051			
203		1.0072			
190		1.0138			11.310
172		1.0261			10.273
162		1.0350			9.706
143		1.0579			8.648
108		1.1371			6.775
76		1.3116			5.166
45		1.7940			3.734
31		2.3293			3.144
20		3.1430			2.717
11		4.4210			2.400

(1) Relative Volume = V / V_{sat} ie. volume at indicated pressure per volume at saturation pressure.
 (2) Instantaneous compressibility = $(V_2 - V_1) / V_1 \times 1 / (P_1 - P_2)$
 (3) Y-function = $(P_{sat} - P) / ((P_{abs})(V/V_{sat} - 1))$.

Source: MANSAROVAR ENERGY

Atmospheric Flash Test

Pressure (psig)	Temp. (°F)	Gas/Oil Ratio (scf/bbl) (1)	Oil Density (g cm-3)	Formation Volume Factor (2)	Gas Gravity (Air = 1)
222	110	Saturation pressure	0.9284	1.025	0.668
0	72	11.1	0.9583		
0	60	-	0.9626		

Residual Oil Properties

Density of Flashed residual liquid 0.9626 g cm-3 at 60°F

- (1) GOR in cubic feet of gas at 14.73 psia and 60°F per barrel of stocktank oil at 60°F.
 (2) Volume of saturated oil at 222 psig and 110°F per volume of stock tank oil at 60°F.

Fuente: MANSAROVAR ENERGY