



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Optimización del Volumen de
Inyección de Gas para el Pozo A-362,
con Bombeo Neumático asistido con
Motocompresor, mediante Análisis
Nodal**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Román Isaí Lezama Hernández

ASESOR DE INFORME

Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018



Agradecimiento a la empresa **Petróleos Mexicanos** por brindar el apoyo necesario para la realización de este informe profesional; supervisado por el **Ing. Mario Benumea Gutiérrez**, asesorado por la **Ing. Cyndell Carolina Ramírez Ramírez** y el **Ing. Octavio Noriega Ramos**.

Índice

	Página
Introducción.....	1
Justificación.....	2
Hipótesis.....	2
Objetivos	2
Objetivos Particulares:	3
1. Antecedentes	4
1.1 Descripción de la empresa:	4
1.2 Descripción del campo:	6
2. Descripción de las actividades	12
3. Marco Conceptual	17
3.1 Sistema Integral de Producción:	17
3.2 Proceso de producción:	18
3.3 Curva de productividad (IPR):	21
3.3.1 Método de Vogel:.....	22
3.3.2 Método de Standing:.....	23
3.3.3. Método de Darcy:.....	23
3.4 Flujo multifásico:	24
3.5 Patrón de flujo:	25
3.6 Colgamiento:	27
3.7 Flujo en estrangulador:	27
3.8 Análisis Nodal:	30
3.9 Sistema artificial de producción (SAP):	32
3.9.1 Bombeo Neumático (BN):	33
4. Problemática	37
5. Solución a la problemática	61
6. Resultados	68
Conclusiones.....	76
Referencias	78

Índice de tablas y figuras

Tabla 1. Parámetros de evaluación petrofísica campo “A”	7
Tabla 2. Propiedades fisicoquímicas de los fluidos.	9
Tabla 3. Escala típica de valores del índice de productividad.	21
Tabla 4. Correlaciones para flujo multifásico en tuberías verticales.	25
Tabla 5. Valores de los coeficientes adimensionales por autor.	29
Tabla 6. Consideraciones de los tipos de SAP.	33
Tabla 7. Histórico de mediciones.	38
Tabla 8. Datos de alimentación de los módulos PIPESIM.	61
Tabla 9. Configuración de la tubería.	64
Tabla 10. Histórico de registros de presión en el pozo.	65
Tabla 11. Resultados obtenidos con nodo en cabeza.	68
Tabla 12. Resultados obtenidos con nodo en fondo.	69
Tabla 13. Resultados obtenidos de a curva de eficiencia del gas.	71
Tabla 14. Resultados obtenidos de la optimización con nodo en cabeza.	72
Tabla 15. Resultados obtenidos de la optimización con nodo en fondo.	72
Tabla 16. Comparación de resultados.	74
Tabla 17. Resultados obtenidos con software RODSTAR.	85
Tabla 18. Esfuerzo generado en la sarta de varillas.	85
Figura 1. Empresas subsidiarias y filiales de PEMEX.	5
Figura 2. Ubicación geográfica del campo “A”	6
Figura 3. Sección estructural del campo “A”.	8
Figura 4. Bloques del campo “A” terciario.	10
Figura 5. Relación P/P_i vs N_p/N	11
Figura 6. Modelo operativo de PEMEX.	13
Figura 7. Presiones en el proceso de producción.	19
Figura 8. Pérdidas de presión en el SIP (H. Dale Beggs, 2003).	20
Figura 9. Variación del índice de productividad para yacimientos saturados.	22
Figura 10. Patrones de flujo horizontal.	26
Figura 11. Patrones de flujo vertical.	26
Figura 12. Colgamiento de líquido.	27
Figura 13. Clasificación de estranguladores.	28
Figura 14. Flujo a través del estrangulador (B. Hernández, 2008).	29
Figura 15. Procedimiento de análisis Nodal.	31
Figura 16. Esquema del sistema de bombeo neumático (E. Valladares, 2014).	34
Figura 17. Motocompresor fijo tipo B.	35

Figura 18. Bombeo neumático asistido con MTC a boca de pozo.....	36
Figura 19. Pozo A-362.....	37
Figura 20. Estado mecánico pozo A-362.	39
Figura 21. Parámetros del pozo al inicio de su producción.....	42
Figura 22. Período de producción de 06/03/2015 a 31/07/2015.	42
Figura 23. Comportamiento del contacto agua-aceite (C.A.A.).	43
Figura 24. Comportamiento de la producción años 2014-2015.....	45
Figura 25. Período de producción 01/08/2015 a 10/12/2015.....	45
Figura 26. Evaluación petrofísica del A-362®.	46
Figura 27. Período del 10/12/2015 al 31/12/2015.....	49
Figura 28. Período de 01/01/2016 a 31/05/2016.....	49
Figura 29. Período de 01/06/2016 al 08/02/2017.....	56
Figura 30. Período del 16/02/2017 al 30/06/2017.....	56
Figura 31. Período de 01/06/2017 al 31/12/2017.....	60
Figura 32. Período del 01/01/2018 a la fecha.....	60
Figura 33 Modelo de pozo A-362.....	63
Figura 34. IPR por un modelo pseudo-estacionario.	64
Figura 35. Ajuste del perfil de presión.....	66
Figura 36. Ajuste de perfil de temperatura.	67
Figura 37. Análisis Nodal de nodo en cabeza.	69
Figura 38. Análisis Nodal de nodo en fondo.	70
Figura 39. Curva de eficiencia del gas.....	71
Figura 40. Análisis Nodal en cabeza de optimización de gas.	72
Figura 41. Análisis Nodal en fondo de optimización de gas.....	73
Figura 42. Monitoreo de los resultados post-ejecución.....	75
Figura 43. Dimensión de unidad de bombeo.	81
Figura 44. Unidad hidroneumática.....	82
Figura 45. Survey graficado pozo A-362.	84
Figura 46. Cartas dinamométricas simuladas.....	85
Figura 47. Carga lateral con respecto a la profundidad.	86
Figura 48. Grado de severidad con respecto a la profundidad.....	86

Introducción

La ingeniería de producción es un área multidisciplinaria de vital importancia en la industria petrolera, ya que es la encargada del manejo y conducción de los hidrocarburos del yacimiento hacia las instalaciones superficiales para su acondicionamiento y posterior comercialización. El objetivo principal de esta área es administrar la energía natural del yacimiento para prolongar la vida productiva del pozo con ayuda de diversos elementos que permiten minimizar las pérdidas de energía. Así como, el seguimiento de las condiciones de operación y producción para la planeación de intervenciones que permitan mantener un adecuado desarrollo de los pozos.

El equipo de productividad de pozos realiza propuestas técnico-económicas para el diseño de instalaciones superficiales, aparejos de producción, sistemas artificiales de producción, condiciones de explotación del campo, transporte de hidrocarburos y optimización de pozos.

El bombeo neumático, es un sistema artificial de producción altamente utilizado en México ya que es flexible en su rango de operación y presenta buen desempeño en la producción de hidrocarburos en campos maduros. La eficiencia del sistema dependerá del volumen de gas inyectado para tener un gasto de producción óptimo, por lo cual es necesario tomar en cuenta todos los factores que intervienen en las caídas de presión y limitan la producción del sistema integral de producción mediante un análisis nodal.

La optimización de pozos es importante pues se minimiza la energía requerida en el fondo de pozo y se incrementa la producción de los fluidos sin provocar un daño a la formación, como puede ser la canalización de agua y gas, el acarreo de sedimentos, además se previenen fallas en el equipo garantizando la seguridad del personal y la protección al medio ambiente.

En este trabajo se optimizó la producción del pozo A-362, el cual opera con bombeo neumático (BN) asistido con motocompresor (MTC), mediante el ajuste

del volumen de gas de inyección empleando un modelo de pozo en software especializado, PIPESIM, para generar la curva de eficiencia del gas.

En primera instancia se dan a conocer los antecedentes de la empresa y una breve descripción del campo en estudio que incluye las propiedades petrofísicas y fisicoquímicas de los fluidos, posteriormente se enuncian las actividades realizadas durante la práctica profesional. Para optimizar la producción del pozo A-362 se debe conocer la historia del pozo e identificar las condiciones de operación con el fin de realizar un diagnóstico en sus cambios, con ello se representan las condiciones de operación y producción en un modelo de pozo que, a través del análisis Nodal, permite formular una propuesta de optimización que se programó y ejecutó en campo. Tras el ajuste se monitorearon los resultados con el seguimiento diario de las condiciones operativas y de producción, para concluir sobre el proceso de ingeniería llevado a cabo y las ventajas/desventajas de la optimización del gas de inyección para un pozo con BN.

Justificación

La importancia de este trabajo radica en documentar los motivos por los cuales se realiza la optimización de un pozo que opera con bombeo neumático, el proceso de ingeniería que esto requiere para generar una propuesta de cambio en las condiciones de operación y registrar el impacto de dicha propuesta en la producción de hidrocarburos.

Hipótesis

Se obtendrá una mayor producción y se administrará de manera más eficiente el yacimiento al realizar una optimización en el volumen de gas de inyección al pozo A-362.

Objetivos

Optimizar el volumen de gas de inyección del pozo A-362 que opera con bombeo neumático asistido con MTC. Conocer los beneficios que se obtienen tras las actividades planteadas en el objetivo anterior.

Objetivos Particulares:

- Conocer el equipo MTC y su funcionamiento en el bombeo neumático.
- Visualizar e identificar los parámetros de operación del pozo A-362 con las bases de datos institucionales.
- Diagnosticar los cambios en las condiciones de operación del pozo, parámetros del equipo MTC y propiedades fisicoquímicas de los fluidos con base en la actualización diaria por parte del laboratorio de PEMEX.
- Generar el sustento técnico mediante análisis Nodal representando las condiciones en un modelo de pozo de software especializado.
- Formular una propuesta de optimización con la curva de eficiencia de gas.
- Ejecutar el ajuste del volumen de gas de inyección en el pozo A-362, y dar seguimiento al movimiento operativo.
- Monitorear los resultados post-ejecución y documentar los datos necesarios para evaluar la optimización realizada.
- Concluir sobre las ventajas y desventajas que se obtienen al realizar una optimización en el volumen de inyección de gas BN asistido con MTC.

1. Antecedentes

1.1 Descripción de la empresa:

En 1933 se crea la compañía Petróleos de México S.A., empresa del estado que tenía como objetivo regular el mercado interno de petróleo, así como producir los derivados de petróleo y capacitar a personal. Para 1936 se funda el Sindicato de Trabajadores de la República Mexicana (STPRM), cuya primera acción fue elaborar un proyecto de contrato que sustituyera los distintos contratos colectivos que regían las relaciones laborales en cada una de las empresas. Posteriormente, en 1938 el presidente Lázaro Cárdenas del Río expropia las instalaciones de las empresas petroleras extranjeras. Fue el 7 de junio de ese año, que mediante un decreto presidencial se crea Petróleos Mexicanos (PEMEX), como la única empresa petrolera del país y se le dota de facultades necesarias para realizar todos los trabajos de exploración, explotación, refinación y comercialización del petróleo en el país. En 1972, inicia un nuevo y ambicioso programa de perforaciones para intensificar la explotación de los mantos de Reforma (Chiapas-Tabasco), descubiertos algunos años atrás, lo cual provoca, en 1974, el repunte de la producción petrolera de la empresa (Petróleos Mexicanos, 2016).

Actualmente con la reforma energética, publicada el 20 de diciembre de 2013 por el presidente de la República, Enrique Peña Nieto, se da un cambio de paradigma en la gestión de los recursos naturales de México. Petróleos Mexicanos (2014) menciona que los cinco principios rectores de dicha reforma son:

1. El Estado Mexicano mantiene el control y propiedad de los hidrocarburos.
2. La participación de terceros en el sector de hidrocarburos a través de distintos tipos de contratos y un nuevo régimen fiscal.
3. PEMEX se convierte en una empresa productiva del Estado.
4. La reestructura del sector energético con nuevas entidades, nueva definición de roles y fortalecimiento de las entidades reguladoras.
5. La promoción sustancial del desarrollo de la industria nacional con transparencia y la rendición de cuentas garantizadas.

Con la nueva reestructuración de PEMEX, se tienen dos empresas productivas subsidiarias (en lugar de cuatro), además de la creación de cinco empresas productivas en funciones no centrales o filiales, **Fig. 1**.

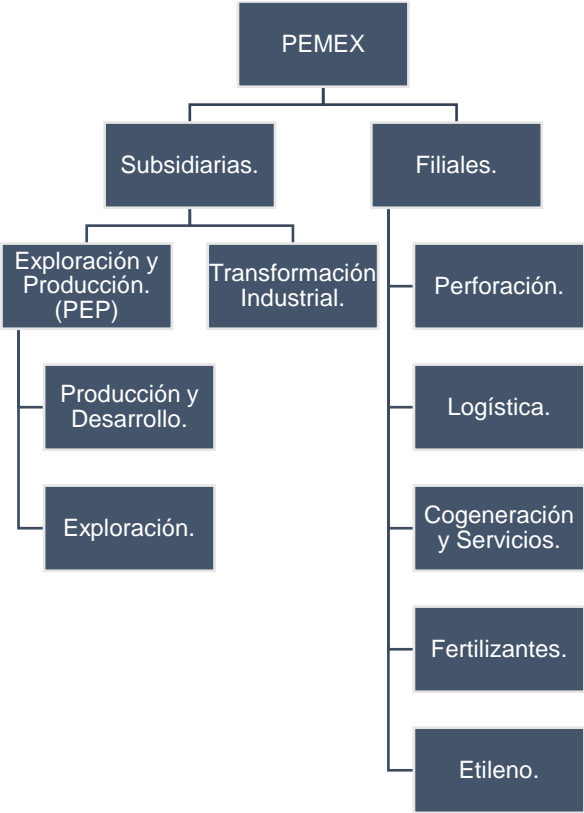


Figura 1. Empresas subsidiarias y filiales de PEMEX.

El Activo Integral de Producción Bloque Sur 01 (AIPBS01) “Macuspana-Muspac” es uno de los 15 activos de producción con los que cuenta PEP. La Región Sur cuenta con 4 activos de producción: AIPBS01 “Macuspana-Muspac”, AIPBS02 “Samaria-Luna”, AIPBS03 “Bellota-Jujo” y AIPBS04 “Cinco Presidentes”.

El primero de ellos está localizado en la zona sureste en el estado de Chiapas en el municipio de Reforma a solamente 32 kilómetros de Villahermosa, Tabasco. El AIPBS01 cuenta con 1,150 pozos de los cuales actualmente sólo 200 pozos se encuentran operando, la producción promedio del activo son 22,662 BPD de aceite y 255.30 MMPCD de gas.

1.2 Descripción del campo:

De acuerdo con Noriega (2014), el campo “A” se localiza en la parte norte del Estado de Chiapas, **Fig. 2**, en el municipio de Juárez, aproximadamente a 35 kilómetros al suroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco; el cual se encuentra geológicamente dentro de la plataforma “A”-“MN”. El campo “A” fue descubierto en agosto de 1977 con la perforación y terminación del pozo exploratorio A-1, productor de aceite negro en rocas del Cretácico Medio. En el año de 1984, inicia la explotación y desarrollo del yacimiento, de arenas productoras del Terciario, con la perforación del pozo A-35, productor de aceite negro. En 2005 se suspende la explotación de las arenas del Terciario y fue hasta 2012 que se reactiva el desarrollo de estas arenas con la perforación del pozo A-351, permitiendo la perforación de pozos productores y la continuación de este desarrollo en abanicos vecinos. El volumen original del campo está constituido por dos yacimientos, uno en rocas del Cretácico Medio y el otro en rocas del Terciario. La **Tabla 1** indica los parámetros petrofísicos del campo “A” utilizadas por la empresa operadora.

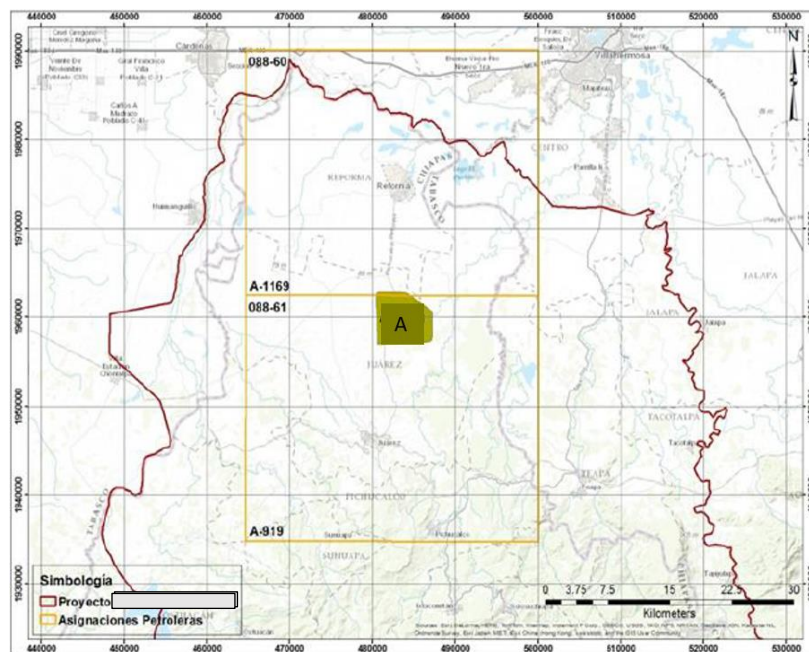


Figura 2. Ubicación geográfica del campo “A”

Tabla 1. Parámetros de evaluación petrofísica campo “A”.

Salinidad del Agua de formación (ppm)	75,000
Modelo de saturación de agua	Archie
Espesor neto (m)	16
Porosidad (%)	20
Saturación de Agua (%)	30

La problemática actual del campo “A”, se identificó a partir de estudios de ingeniería y de simulación de yacimientos, concluyendo que la alta productividad de los pozos del campo ha generado un abatimiento continuo de la presión del yacimiento y la declinación de la producción. Ante esto se implementó un programa de instalación de sistemas artificiales de producción a corto y largo plazo en los pozos que lo requirieran.

El yacimiento productor en arenas del Terciario se ubica en rocas de edad Plioceno Superior, corresponde a arenas fluvio-deltaicas depositadas en la porción más occidental de la cuenca Macuspana y está asociado a un rasgo estructural denominado falla-discordancia “T-N”, que tiene por característica ser una trampa combinada estratigráfica-estructural. Mientras que el campo “A”, productor en el Cretácico Medio corresponde a un anticlinal con dirección Este-Oeste.

En la **Fig. 3** se observan los límites del yacimiento. En la cima existen formaciones carbonatadas impermeables del Cretácico Superior localizadas al sur del campo, mientras que el área restante presenta formaciones arcillosas del Eoceno; lateralmente son fallas al norte y sur, la intersección de la cima con el acuífero funciona como límite inferior a una profundidad de 3440 metros verticales bajo el nivel del mar (mvbnm).

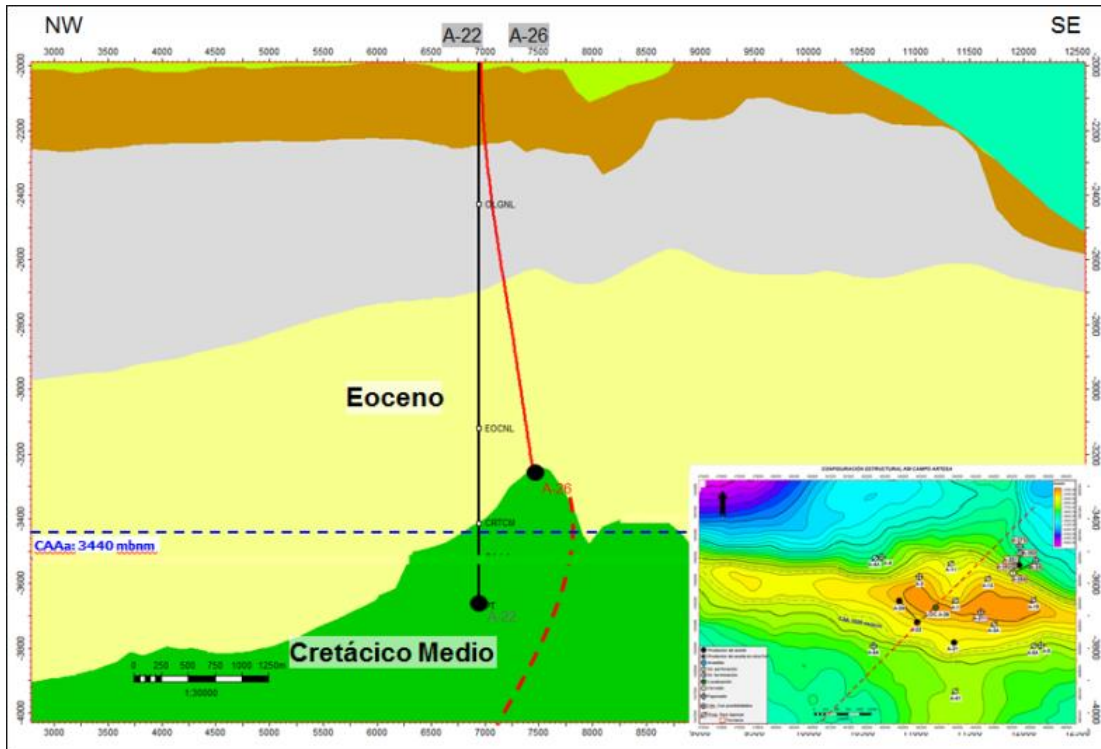


Figura 3. Sección estructural del campo “A”.

La disponibilidad de información es un problema recurrente en la caracterización de yacimientos, por lo que en la mayoría de las ocasiones se usan pozos de correlación para conocer las propiedades fisicoquímicas de los fluidos. Para el campo “A” se considera representativo el estudio PVT del pozo A-35, el cual caracteriza al fluido como aceite negro de 32° API de bajo encogimiento, bajo-saturado, con bajo contenido de CO₂ y ausencia de H₂S. La **Tabla 2** muestra las propiedades fisicoquímicas de interés para este trabajo.

Los bloques de arenas productoras del Terciario del campo “A” se muestran en la **Fig. 4** con sus respectivas características. Para el pozo A-362, la arena productora corresponde a la denominada Arena 110 del bloque Central.

Tabla 2. Propiedades fisicoquímicas de los fluidos.

Profundidad de muestreo (m)	2,064
Presión (kg/cm ²)	212
Temperatura (°C)	70
Pb (kg/cm ²)	197
°API	32
Rsi (m ³ /m ³)	115
Boi (m ³ /m ³)	1.327
C ₁ (%mol)	71.44
C ₇ ⁺ (%mol)	0.14
CO ₂ (%mol)	1.45
N ₂ (%mol)	-
H ₂ S (%mol)	0.01

Las principales problemáticas que se tienen en estos bloques es el flujo fraccional de agua, los sedimentos de arena acarreados con la producción y los carbonatos que obturan los elementos del sistema de producción debido a las características del agua de formación.

De acuerdo con el comportamiento de presión – producción de la Arena 110 del bloque Central, se determina que este es un yacimiento gobernado por un empuje hidráulico, **Fig. 5**, con un factor de recuperación de aceite del 35%.

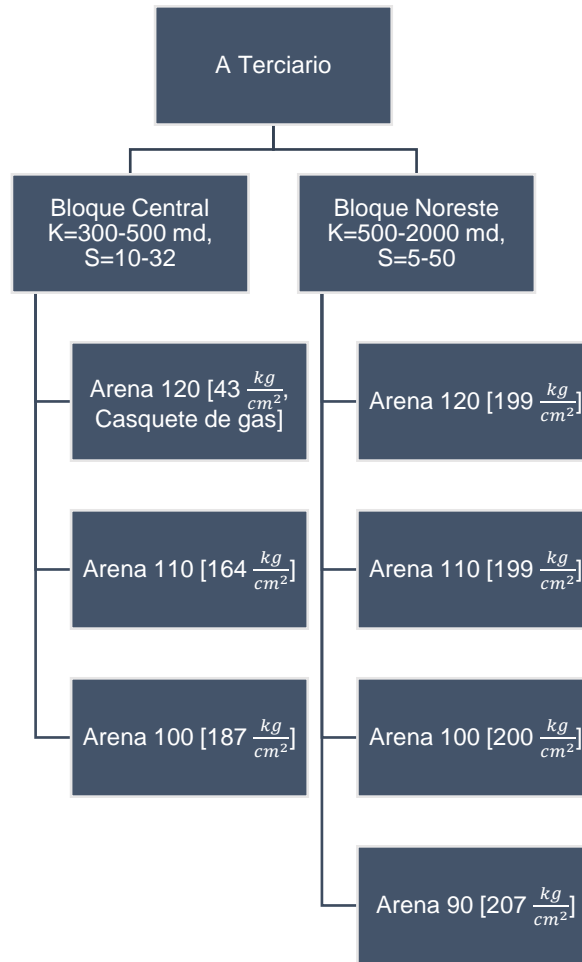


Figura 4. Bloques del campo “A” terciario.

Bloque Central - Arena 110

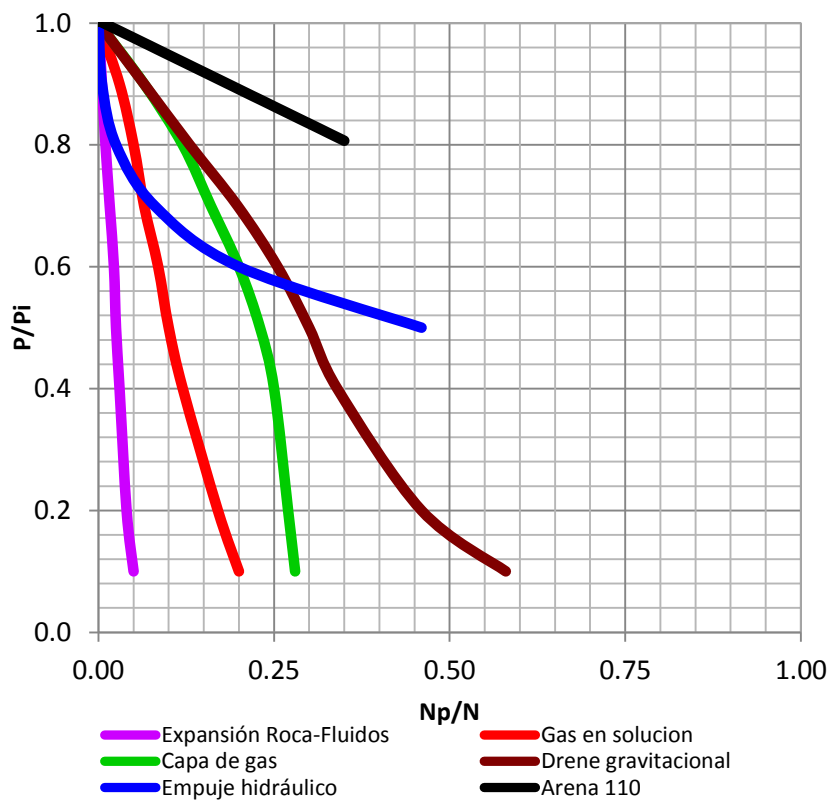


Figura 5. Relación P/P_i vs N_p/N .

2. Descripción de las actividades

El curso de inducción a PEMEX consistió en conocer la política de Seguridad, Salud en el trabajo y Protección Ambiental (SSPA). PEMEX se caracteriza por ser una empresa eficiente y competitiva; se distingue por el esfuerzo y el compromiso de sus trabajadores mediante la administración de sus riesgos, el cumplimiento normativo con disciplina operativa y la mejora continua de los procesos. Posteriormente, se recibió una plática de seguridad, donde se indicaron los puntos clave a tener en cuenta cuando se labora en un lugar de trabajo con riesgo, las recomendaciones a seguir en caso de siniestro y el uso del equipo de protección personal.

Una vez que se recibió el curso de inducción a la empresa, se procedió a la introducción del equipo de trabajo del área de productividad de pozos que corresponde a la coordinación “Grupo Multidisciplinario de Diseño de Explotación” integrado por el coordinador Ing. Rafael Guerrero Altamirano, como supervisor el Ing. Mario Héctor Benumea Gutiérrez, como jefes inmediatos la Ing. Cyndell Carolina Ramírez Ramírez y el Ing. Octavio Antonio Noriega Ramos, encargados del campo “A” y asesores técnicos de este reporte.

El área de productividad de pozos forma parte de la subsidiaria de Exploración y Producción donde se suma el área de yacimientos, caracterización estática y ejecución de proyectos. Cada una de ellas trabaja de manera pluridisciplinaria mediante un modelo operativo, mostrado en la **Fig. 6**, con el objetivo de obtener resultados con las mejores prácticas de desarrollo.

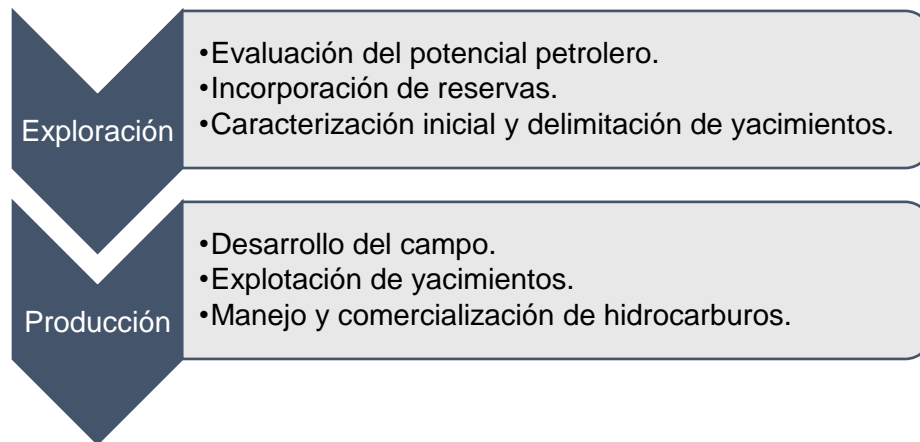


Figura 6. Modelo operativo de PEMEX.

Cada área cuenta con un proceso inherente a sus actividades particulares y competencia de conocimiento. La metodología en el área de productividad de pozos consiste en conseguir un modelo integral yacimiento-pozo que permita reproducir las condiciones operativas y de producción con un sustento técnico, usando software especializado, para que se detecten áreas de oportunidad para el mantenimiento o incremento de la producción.

La metodología se presenta a continuación (Noriega, 2016):

1. Visualización e Identificación: Consulta de base de datos institucionales para las condiciones operativas, estados mecánicos, registros presión-temperatura (RPT) y caracterización de fluidos.
2. Diagnóstico y formulación de propuestas: Mediante el conocimiento técnico y uso de software especializado, corregir los diferentes escenarios que se presenten para los ajustes de producción y realizar propuestas para reparaciones menores (RME), como instalación de un sistema artificial de producción (SAP), limpiezas de aparejo, estimulación y/u optimizaciones.
3. Planeación y evaluación: Las actividades se planean dentro del Programa Operativo Semanal (POS) o Mensual (POM) donde se destinan los recursos necesarios para la propuesta formulada.

4. Ejecución: Proceder con la logística del equipo, personal y herramientas necesarias para el desarrollo en campo de la actividad propuesta.
5. Monitoreo de resultados: Seguimiento a las condiciones operativas y de producción una vez implementada la propuesta.
6. Documentación de condiciones operativas: Elaboración de notas informativas, descripción del cambio en condiciones del pozo, recomendaciones inmediatas y programa de acciones a realizar.

Después de la introducción al equipo de trabajo y de conocer la metodología de trabajo en el área de productividad de pozos, se procedió a conocer las actividades a realizar dentro del período de práctica profesional.

Las bases de datos de sistemas institucionales, los análisis fisicoquímicos de los fluidos e historial de intervención pozos son utilizados para actualización diaria de la información sobre los parámetros del pozo.

Actualmente para el caso de BN, PEMEX tiene contrato con la compañía CECSA que proporciona el equipo MTC, así como la telemetría por hora de las condiciones de operación en reportes diarios. A continuación, se enlistan dichas condiciones:

- Presión en la tubería de producción (P_{TP}).
- Presión en la tubería de revestimiento (P_{TR}).
- Presión en la línea de descarga (P_{LD}).
- Presión de succión del MTC (P_{succ}).
- Presión de descarga del MTC (P_{desc}).
- Temperatura de descarga (T_{desc}).
- Temperatura de succión (T_{succ}).
- Temperatura del pozo (T_{pozo}).
- Gasto de inyección de gas (Q_{gi}).

Las condiciones de producción e intervenciones a pozos se encuentran reportadas en el Sistema Integral de Monitoreo, Diagnóstico y Optimización de la Operación de Pozos (SIMDOOP), la cual es una base de datos institucional exclusiva de

PEMEX. Los datos más importantes que se encuentran en este sistema institucional son:

- Gasto bruto (Q_b).
- Gasto de aceite (Q_o).
- Relación Gas-Aceite (RGA).
- Relación Gas-Líquido (RGL).
- Modo de producción.
- Estrangulador de superficie (EDS).
- Fecha y tipo de intervención realizada al pozo.

La producción diaria se mide en la batería de separación, se cuantifica el volumen de fluidos al día en curso a las 05:00 a.m., menos los fluidos existentes al día anterior en el mismo horario sumando el volumen que ha sido bombeado al Centro de Almacenamiento y Bombeo (CAB). Los datos reportados en SIMDOOP tienen un grado de incertidumbre alta debido a que es un dato puntual y depende del momento en el que sea tomado el valor.

Los análisis fisicoquímicos de las muestras de fluido son proporcionados por el laboratorio de PEMEX, el cual se encarga de determinar la cantidad de agua ($\%H_2O$), la salinidad del agua en partes por millón (ppm) y la densidad API. El primero de ellos es un parámetro que indica el colgamiento del líquido en el pozo, así como posibles canalizaciones del agua. La salinidad permite distinguir si el agua en superficie proviene de la formación y con ello poder realizar una caracterización de la misma. La densidad API orienta sobre la presión que ejerce la columna del fluido dentro del aparejo de producción y las instalaciones en superficie para el transporte de los fluidos.

El conocer las condiciones de operación y producción anteriormente mencionadas, permite identificar la tendencia en los parámetros del pozo. Cuando algún dato cambia de manera drástica al salir del rango habitual, se plantea una serie de las posibles causas que provocan dicho suceso y se genera un diagnóstico de lo que esté sucediendo en el pozo.

Cada pozo se comporta de manera diferente, si bien existen eventos que puedan ser similares, la realidad es que se debe realizar un diagnóstico para cada caso en particular, para lo cual debe seguirse la metodología presentada por Noriega (2016) y generar una cantidad abundante de posibles escenarios que puedan presentarse.

Las visitas a campo forman parte de las actividades de carácter profesional a desarrollar, consisten en el levantamiento de condiciones de operación de los pozos, medición con equipo de separación a boca de pozo o en cabezal de recolección, intervenciones a pozo como limpiezas de aparejo, limpiezas circuladas, inducción de pozo con nitrógeno y recuperación e instalación de la bomba sub-superficial de un Bombeo Hidráulico tipo Jet (BHJ) con Unidad de Línea de Acero (ULA).

3. Marco Conceptual

3.1 Sistema Integral de Producción:

El elemento de mayor importancia dentro de la productividad de pozos es el Sistema Integral de Producción (SIP), éste transporta los fluidos desde yacimiento hasta la superficie para que sean acondicionados para su almacenamiento y/o comercialización. Los componentes básicos de un SIP son:

- Yacimiento: Trampa geológica que contiene hidrocarburos, el cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos que ocupan los poros, vórgulos y/o fracturas de la roca se encuentran a una presión y temperatura determinada correspondiente a la formación donde se encuentra.
- Pozo (estado mecánico y aparejo de producción): Infraestructura instalada a través de la roca hasta llegar al yacimiento; consta de un sistema de tuberías y otros elementos para establecer un flujo controlado entre el yacimiento y la superficie.
- Línea de descarga: Tubería que transporta los fluidos producidos desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación.
- Estrangulador: Aditamento instalado en los pozos productores con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos. Permite obtener un gasto controlado además auxilia en la prevención de la canalización de agua, producción de sedimentos y sobre todo ofrece seguridad a las instalaciones superficiales.
- Separadores y equipo de procesamiento (Batería de Separación): Equipos utilizados para separar la mezcla de aceite, gas y agua. Es la primera operación que se lleva a cabo en las instalaciones de producción primaria.
- Tanque de almacenamiento: Recipientes de gran capacidad de almacenar la producción de hidrocarburos, en México generalmente se cuenta con tanques de almacenamiento de 500,000 barriles.

3.2 Proceso de producción:

López & Ortiz (2013), mencionan que en el proceso de producción existe una presión de partida de los fluidos, que es la presión estática del yacimiento (P_{ws}) la cual presenta una caída de presión natural en el área de drene (P_{wfs}), posteriormente, los fluidos se dirigen hacia los intervalos disparados que es la presión de fondo (P_{wf}), en este módulo el fluido pierde energía en la medida que; el medio sea de baja capacidad de flujo (permeabilidad, K y espesor, h), existan restricciones en la cercanía de los disparos (daño, S), así como por la resistencia al movimiento de los fluidos (viscosidad, μ). Los fluidos ascienden a través de la tubería de producción, venciendo la fuerza de gravedad y de fricción con las paredes internas de la tubería, hasta llegar al cabezal del pozo (P_{wh}), a superficie, posteriormente, el flujo pasa a través del estrangulador donde ocurre una caída abrupta de presión que depende directamente del diámetro del mismo para salir a línea de descarga y viajar a través de ella para llegar a los separadores que trabajan a una cierta presión (P_{sep}), finalmente, estos llegan al tanque de almacenamiento, después de su acondicionamiento. Este proceso se puede observar en la **Fig. 7**.

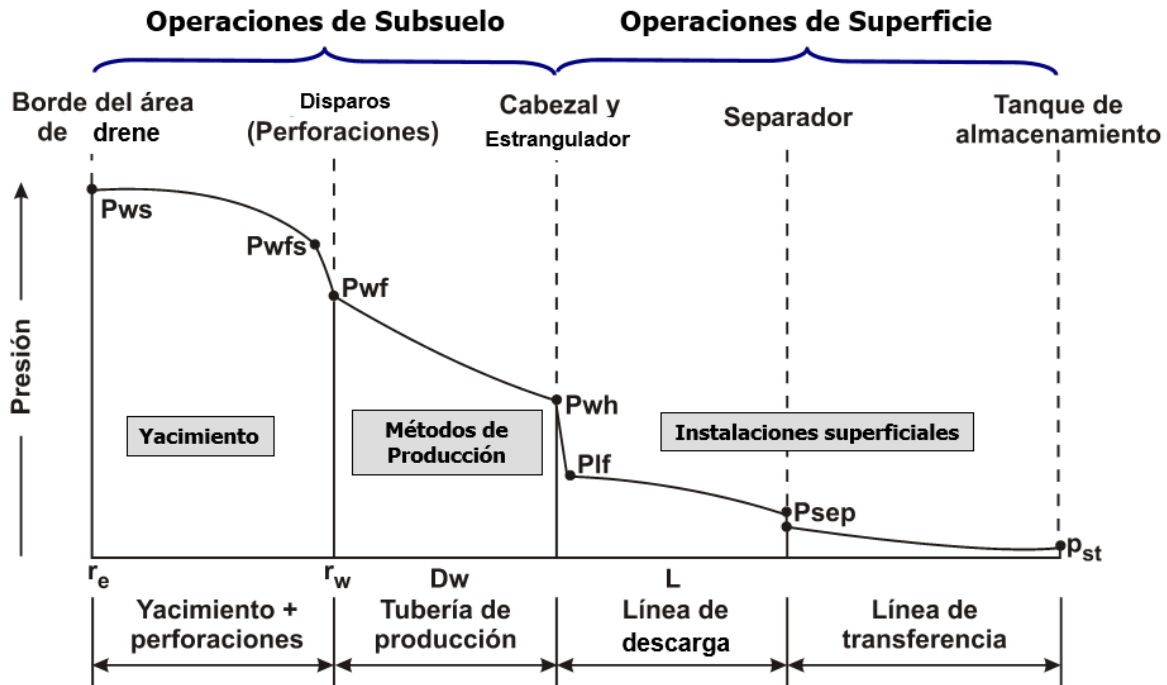


Figura 7. Presiones en el proceso de producción.

La **Fig. 8** indica todas las pérdidas de presión presentes en el sistema integral de producción. En general las caídas de presión existentes en todo el proceso se pueden resumir en la suma de pérdidas de energía entre la presión de partida y la presión final.

- $P_{ws} - P_{wfs} =$ Caída de presión en el yacimiento; se evalúa mediante la curva de comportamiento del pozo (IPR).
- $P_{wfs} - P_{wf} =$ Caída de presión en los disparos; se evalúa mediante el daño.
- $P_{wf} - P_{wh} =$ Caída de presión en el pozo; se evalúa mediante correlaciones de flujo multifásico vertical.
- $P_{wh} - P_{sep} =$ Caída de presión en la línea de flujo; se evalúa mediante correlaciones de flujo multifásico horizontal.

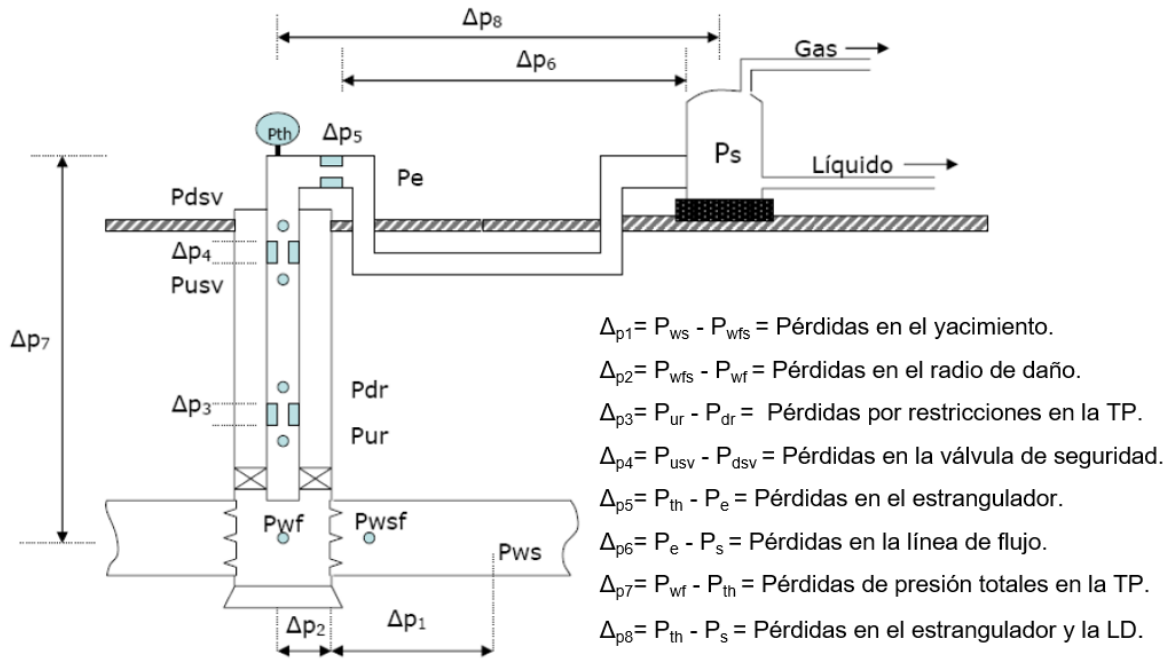


Figura 8. Pérdidas de presión en el SIP (H. Dale Beggs, 2003).

3.3 Curva de productividad (IPR):

La relación entre el flujo del yacimiento y la caída de presión que ocurre en el medio poroso depende de parámetros como propiedades de la roca, propiedades de los fluidos, régimen de flujo, saturación de los fluidos en la roca, compresibilidad, daño a la formación, mecanismo de transporte y turbulencia.

La curva IPR representa el gasto que el pozo puede producir al aplicarse una caída de presión. Existen varios métodos para representar las curvas IPR, que dependen las condiciones que prevalecen en el yacimiento, entre éstas se encuentra el método con índice de productividad lineal, método de Vogel, método de Standing, método de Fetkovich, método de Darcy, método de Jones, entre otros.

El índice de productividad lineal se utiliza para yacimientos bajosaturados donde la presión de yacimiento es mayor a la presión de burbuja y se gráfica como una línea recta, mientras que el resto de los métodos antes mencionados son aplicables para yacimientos saturados.

El índice de productividad (J) determina la capacidad de producción de un pozo y se expresa como la relación del gasto total de líquido entre la caída de presión. Para el caso de yacimientos bajo-saturados se puede emplear ecuación 1. Los valores típicos del índice de productividad se muestran en la **Tabla 3**.

$$J \left(\frac{BPD}{psi} \right) = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{0.00708 K h}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \dots\dots\dots 1$$

Tabla 3. Escala típica de valores del índice de productividad.

Baja Productividad	J < 0.5
Productividad media	0.5 < J < 1.0
Alta productividad	1.0 < J < 2.0
Excelente productividad	J > 2

Para yacimientos saturados, al existir flujo en dos fases en el yacimiento el índice de productividad está en función del abatimiento de presión debido a la liberación de gas como se muestra en la **Fig. 9**.

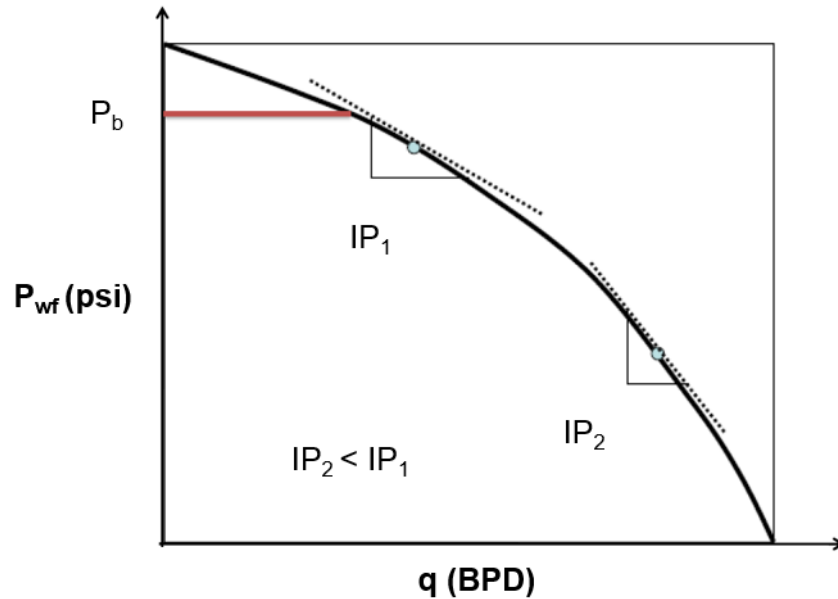


Figura 9. Variación del índice de productividad para yacimientos saturados.

3.3.1 Método de Vogel:

El estudio de Vogel (1968) consistió en una serie de cálculos para determinar varias curvas IPR para pozos con producción a distintas condiciones, cubriendo un amplio rango de propiedades PVT y de permeabilidades relativas (Ramírez, 2015). Las suposiciones para el uso de este método consisten en un flujo bifásico, un medio homogéneo e isotrópico, yacimiento con flujo radial con el pozo en el centro, efectos gravitacionales despreciables y saturación de agua constante. Las ecuaciones 2 y 3 son las expresiones para predecir el comportamiento del pozo en yacimientos con empuje de gas en solución.

$$\frac{q_o}{(q_o)_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad \dots\dots\dots 2$$

$$P_{wf} = 0.125 P_{ws} \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_o}{(q_o)_{max}} \right)} \right] \dots\dots\dots 3$$

3.3.2 Método de Standing:

El método de Standing es una extensión al trabajo de Vogel, sin embargo, considera pozos dañados y estimulados, introduce el concepto que le llama eficiencia de flujo (EF), el cual se define como la relación existente entre el índice de productividad real y el ideal, cuando el daño es igual a cero. La ecuación 4 expresa el término de eficiencia de flujo y la ecuación 5 determina la presión en función de la eficiencia de flujo.

$$EF = \frac{P_{ws} - P_{wf_{ideal}}}{P_{ws} - P_{wf_{real}}} \dots\dots\dots 4$$

$$P_{wf'} = P_{ws} - (P_{ws} - P_{wf})EF \dots\dots\dots 5$$

El daño se define como un factor que causa una caída de presión adicional que ocurre en las cercanías o en la entrada al pozo, es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo e indica la necesidad de estimular un pozo o bien establecer un programa de reacondicionamiento del mismo. El daño es un factor adimensional y es definido por la siguiente expresión:

$$S = \frac{kh}{141.2 q_o \mu_o B_o} \Delta p_s \dots\dots\dots 6$$

3.3.3 Método de Darcy:

La ley de Darcy es una ecuación general que indica el comportamiento de flujo en un medio poroso y permeable, es utilizada para la predicción de flujo del yacimiento al pozo. La ecuación 7 es la ecuación general de Darcy para flujo lineal, sin considerar las fuerzas gravitacionales ni capilares.

$$q = A \frac{k dP}{\mu dL} \dots\dots\dots 7$$

Desarrollando esta ecuación para flujo radial y en unidades de campo y tomando en cuenta un estado pseudoestacionario donde la caída de presión en la frontera externa del yacimiento es constante, es decir $\frac{dP}{dt} = cte$, se obtiene la siguiente expresión que determina el comportamiento IPR del sistema:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} (k_o h) (P_{ws} - P_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right]} \dots\dots\dots 8$$

3.4 Flujo multifásico:

Consiste en el transporte de fluidos en diferentes fases. Actualmente, la mayoría de los pozos del mundo presentan un flujo multifásico de aceite, gas y agua durante todo el transporte de los fluidos, donde existen pérdidas de energía principalmente por elevación, fricción y aceleración. Las correlaciones de flujo multifásico tienen como objetivo determinar los gradientes de presión para cuantificar las pérdidas de presión existentes; estas correlaciones empíricas toman diversas consideraciones, dependiendo del autor y tipo de estudio; de acuerdo a Ramírez (2015) las correlaciones existentes para flujo multifásico vertical pueden clasificarse en tres grupos con base en los criterios utilizados para su desarrollo que se muestran en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Correlaciones para flujo multifásico en tuberías verticales.

Grupo 1
<ul style="list-style-type: none">• Poettman y Carpenter (1952)• Baxendell y Thomas (1961)• Fancher y Brown (1963)• No considera el resbalamiento.• La densidad de la mezcla esta en función de las propiedades de los fluidos.• Factor de fricción se determina empíricamente.• No considera patrones de flujo.
Grupo 2
<ul style="list-style-type: none">• Hagedorn y Brown (1965)• Considera resbalamiento.• La densidad de la mezcla se calcula considerando el efecto de colgamiento.• Factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas de las fases.• No considera patrones de flujo.
Grupo 3
<ul style="list-style-type: none">• Duns & Ros (1963)• Orkisewski (1967)• Aziz (1972)• Beggs & Brill (1973)• Chierici (1974)• Gould y TEK (1974)• Considera resbalamiento.• La densidad de la mezcla se calcula considerando el efecto de colgamiento.• El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua.• Se consideran los patrones de flujo.

3.5 Patrón de flujo:

El flujo simultáneo de dos fases puede llevarse a cabo en formas diversas. Cada una de estas formas presenta una distribución relativa de una fase con respecto a la otra, constituyendo un patrón de flujo. El patrón de flujo es la configuración geométrica de las fases en la tubería y está determinado por la forma de la interfase. La importancia de determinar correctamente los patrones de flujo radica en el efecto de estos sobre el cálculo del colgamiento, determina que fase está en contacto con la pared interna de la tubería y afecta las condiciones de operación en las instalaciones (Sánchez, 1996).

Los factores que afectan al patrón de flujo son: el gasto de cada fase, las condiciones de presión y temperatura, las condiciones de transferencia de calor del sistema con sus alrededores, geometría de la línea, propiedades de fluidos

transportados y el sentido del flujo. La **Fig. 10** indica los patrones de flujo en tubería horizontal.

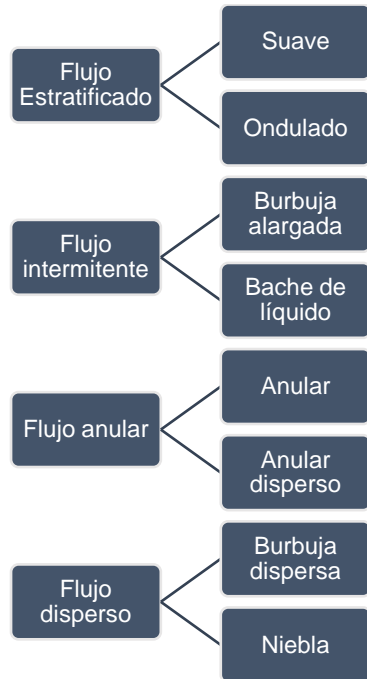


Figura 10. Patrones de flujo horizontal.

Generalmente, los patrones de flujo en tuberías verticales, **Fig. 11**, son más simétricos alrededor de la dirección axial, y menos dominados por la gravedad; en flujo vertical el patrón estratificado desaparece y se observa un nuevo modelo de flujo llamado transición.

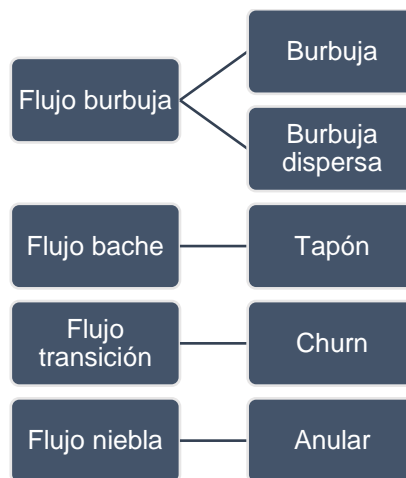


Figura 11. Patrones de flujo vertical.

3.6 Colgamiento:

Cuando se trata de flujo multifásico, los parámetros de entrada incluyen gastos de gas y líquido, diámetro e inclinación de la tubería y las propiedades de cada fase. Debido al flujo simultáneo dentro de la tubería, existe un fenómeno llamado colgamiento del líquido, **Fig. 12**, que es la relación entre el volumen de líquido que se encuentra en una sección de tubería a las condiciones de flujo entre el volumen de la sección aludida (fracción volumétrica).

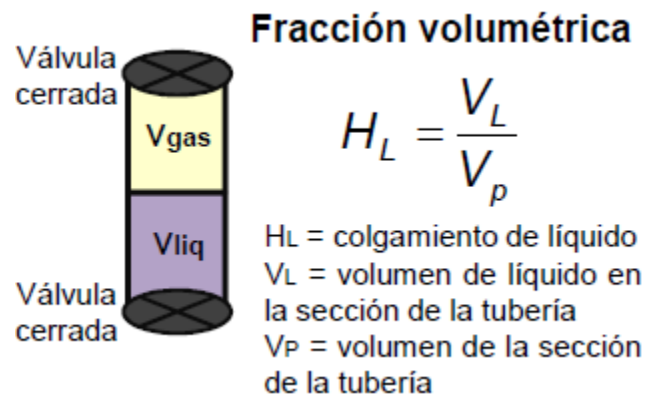


Figura 12. Colgamiento de líquido.

3.7 Flujo en estrangulador:

Cuando los fluidos llegan a superficie pasan a través del estrangulador que provoca una caída de presión con el objetivo de conservar la energía del yacimiento, mantener una producción razonable, proteger el equipo superficial, mantener suficiente contrapresión para prevenir la entrada de agua, y canalización de gas. La **Fig. 13** muestra los diferentes tipos de estranguladores dependiendo su clasificación.

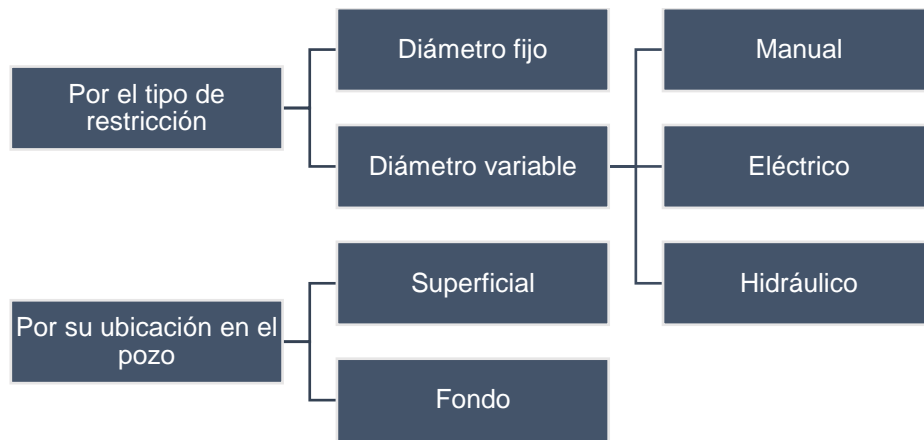


Figura 13. Clasificación de estranguladores.

Las presiones presentes en un estrangulador son: la presión corriente abajo (presión en la línea de descarga, P_2) y la presión corriente arriba (presión en la cabeza del pozo, P_1), **Fig. 14**.

Cuando los fluidos pasan a través de esta restricción al flujo, son acelerados y puede alcanzar la condición de flujo crítico que ocurre cuando el fluido alcanza la velocidad del sonido a través del estrangulador, en términos generales esta condición se alcanza cuando la presión de entrada al estrangulador es aproximadamente el doble de la presión de salida. Esta condición permite que los cambios de presión corriente abajo del estrangulador no afecten a los componentes que están corriente arriba, es decir, que la presión en el separador no afecte el gasto o la presión corriente arriba. Normalmente, se considera que el flujo crítico ocurre cuando la relación $\frac{P_2}{P_1} \leq 0.5283$ se cumple.

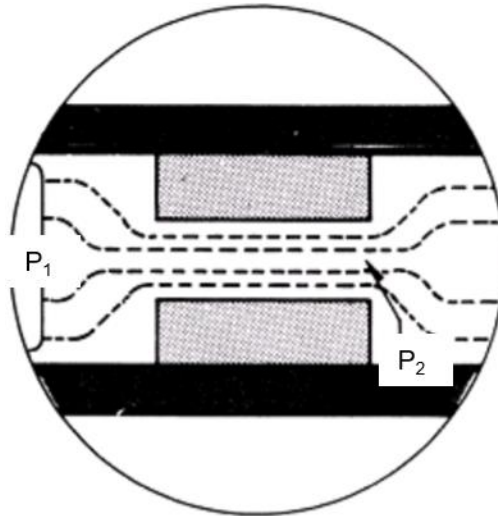


Figura 14. Flujo a través del estrangulador (B. Hernández, 2008).

López & Ortiz (2013) analizan a los diversos autores que han desarrollado expresiones para calcular la caída de presión en el estrangulador, Gilbert (1954), Ros (1960), Baxendell (1961) y Achong (1974), la forma general de las expresiones propuestas se indica en la ecuación 9.

$$P_1 = \frac{Aq_L(RGL)^B}{d^C} \dots\dots\dots 9$$

Dónde: *A*, *B*, *C* son coeficientes empíricos adimensionales de cada autor, *d* es el diámetro interior del estrangulador en sesenta y cuatroavos de pulgada, *q_L* gasto de líquido total en BPD y RGL relación gas líquido en $\frac{ft^3}{bl}$. Los diferentes valores de los coeficientes se muestran en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Valores de los coeficientes adimensionales por autor.

Autor	A	B	C
Gilbert	10.00	0.546	2.00
Ros	17.40	0.500	1.89
Baxendell	9.56	0.546	1.93
Achong	3.82	0.650	1.88

3.8 Análisis Nodal:

Método flexible que se usa para mejorar el comportamiento del sistema integral de producción. Para aplicar el análisis en los componentes del sistema es necesario calcular las caídas de presión que se originan no sólo dependiendo del gasto producido, sino tomando en cuenta el tamaño de los elementos del SIP y otras características de cada componente (Beggs, 2003).

Este método involucra conceptos de ingeniería de yacimientos para determinar el comportamiento de la formación, conocimiento de flujo multifásico en tuberías para calcular las caídas de presión en la tubería de producción y línea de descarga, conocer los sistemas artificiales de producción, además de otros factores que afectan directamente al pozo. Aunque se considere cada elemento por separado para el cálculo de presiones, se debe visualizar al pozo como una unidad donde cada uno de los componentes ejerce un efecto sobre los demás.

El procedimiento consiste en seleccionar uno de los nodos en el sistema, a partir de este punto se toman las presiones de llegada (anteriores al nodo) y las presiones de salida (posterior al nodo).

Debe existir una relación entre el gasto y la caída de presión en cada elemento, teniendo como principio que el flujo a la entrada del nodo debería ser igual al flujo de salida.

Las presiones que no son función del gasto y relativamente permanecen fijas en el análisis del sistema son la presión de yacimiento (P_{yac}) y la presión del separador (P_{sep}). Al seleccionar el nodo las presiones a la entrada del nodo estarán definidas por $P_{yac} - \Delta P$ (componentes antes del nodo) = P_{nodo} ; y las presiones de salida del nodo se definen como $P_{sep} + \Delta p$ (componentes después del nodo) = P_{nodo} .

Ambas curvas generadas en la **Fig. 15** pueden variar conforme a las características del aparejo, de tal manera que se tenga una mejor capacidad de producción del sistema o en su caso que se tenga una menor producción debido a

la declinación del yacimiento y/o cambio en las condiciones del separador. Los nodos más utilizados corresponden al nodo de fondo (P_{wf}) y el nodo en cabeza (P_{wh}).

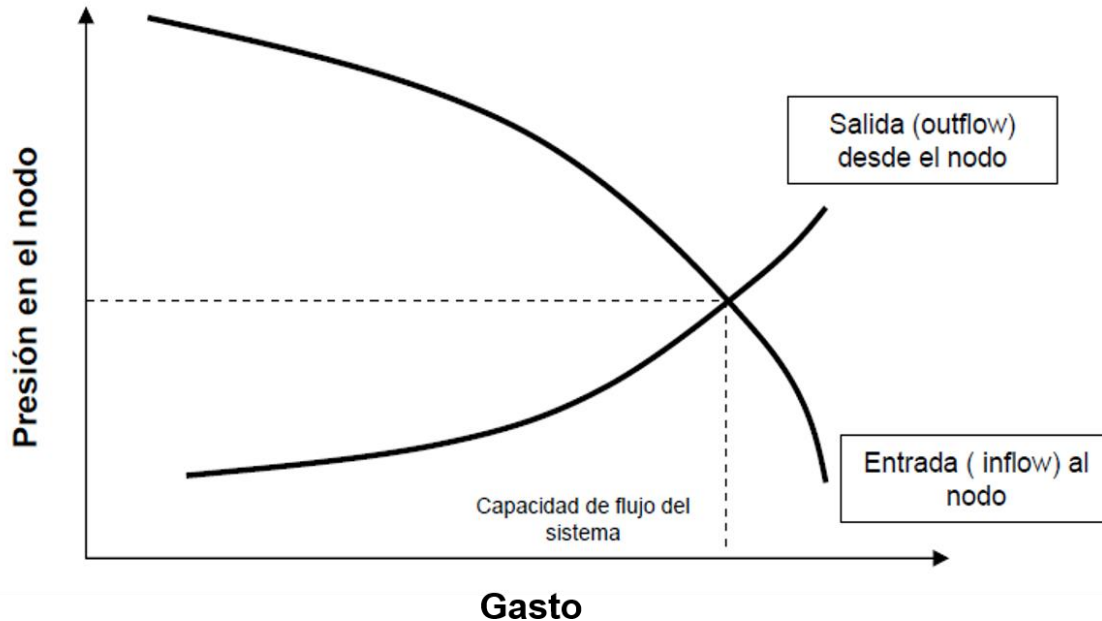


Figura 15. Procedimiento de análisis Nodal.

El análisis Nodal tiene aplicación en diversos ámbitos de la ingeniería como son:

1. Selección de diámetros de tubería de producción.
2. Selección de diámetros de línea de descarga.
3. Diseño de empacadores de grava.
4. Selección de diámetro de estrangulador.
5. Análisis de problemas en restricciones.
6. Diseño de Sistema Artificial de Producción.
7. Evaluación de estimulación de pozos.
8. Análisis del efecto de compresión de gas en la boca de pozo.
9. Predicción de los efectos de declinación en el yacimiento.

3.9 Sistema artificial de producción (SAP):

Existen dos modos de producción de los pozos petroleros: mediante flujo natural, o bien, mediante un sistema artificial de producción (SAP). En el primer caso, la energía del yacimiento es suficiente para desplazar los fluidos desde éste hasta el fondo del pozo y posteriormente a superficie; el yacimiento está sometido a una determinada presión que al comunicar con el aparejo de producción existe una diferencia de presión generando que los fluidos fluyan a superficie.

En el caso del SAP, la energía del yacimiento y la diferencia de presión no son suficientes para que el pozo pueda producir por sí mismo, para ello se requiere adicionar energía mediante algún tipo de bomba, o bien, modificando las condiciones en la tubería vertical a través del cambio de las propiedades del fluido, como la inyección de gas, con el fin de extraer los fluidos de manera artificial.

Un SAP también es instalado cuando ha disminuido la producción llegando al punto donde un pozo no produce un gasto económicamente rentable. Son equipos que optimizan la producción del sistema yacimiento – pozo. Todos los tipos de SAP trabajan bajo ciertas condiciones y limitaciones de operación, los factores que deben considerarse en la selección de un SAP son:

- RGA.
- Porcentaje de agua.
- Grados API del aceite.
- Viscosidad del aceite.
- Profundidad y temperatura del pozo.
- Producción de arenas, parafinas, asfáltenos y fluidos no deseados.
- Condiciones ambientales.
- Infraestructura disponible.
- Costos y rentabilidad.

Hoy en día, en la industria petrolera más del 90% de los pozos productores requieren de la implementación de un SAP, la mayoría se encuentra en campos

maduros como los que existen en el AIPBS01. La **Tabla 6** muestra algunas consideraciones importantes para la selección y aplicación de un SAP dependiendo de las condiciones operativas del pozo y propiedades del fluido producido (Ramírez, 2015).

Tabla 6. Consideraciones de los tipos de SAP.

	Bombeo Neumático	Bombeo Mecánico	Bombeo Hidráulico tipo Jet	Bombeo Electro-Centrífugo	Cavidades Progresivas	Embolo Viajero
Profundidad de operación (ft)	5,000-10,000	1,000 –11,000	16,000	20,000	2,000 – 4,500	8,000
Gasto obtenido (BPD)	100 – 10,000	5 – 1,500	50 – 1,000	100 – 30,000	5 – 2,200	1 – 200
Temperatura de operación (°F)	100 – 250	100 – 350	75 – 500	75 – 500	75 – 150	75 - 120
Desviación del pozo (°)	0 – 50	0 – 20	0 – 50	0 – 60	N/A	N/A
Resistencia la corrosión	Buena	Buena	Excelente	Excelente	Pobre	Excelente
Manejo de gas	Excelente	Pobre-Buena	Pobre	Buena	Buena	Excelente
Manejo de sólidos	Buena	Pobre-Buena	Excelente	Pobre	Excelente	Pobre
Densidad del fluido (°API)	>15	>8	>20	>15	<35	8
Aplicación Costa Afuera	Excelente	Limitada	Limitada	Buena	Buena	Excelente

3.9.1 Bombeo Neumático (BN):

En México es el sistema más utilizado, el principio de funcionamiento se basa en la energía del gas comprimido por medio de la inyección a una presión relativamente alta a través del espacio anular, el gas inyectado es más ligero que el aceite que desplaza, reduciendo la densidad y el peso de la columna de fluido, produciendo una presión diferencial que permite fluir al pozo.

El gas se inyecta por el espacio anular y pasa a la tubería de producción a través de válvulas alojadas en un mandril. En ocasiones el pozo no puede ser acondicionado mediante estas válvulas y el gas es inyectado por la camisa mecánica o a través de un *puncher*, el cual es un disparo generado en la tubería de producción para tener comunicación con el espacio anular.

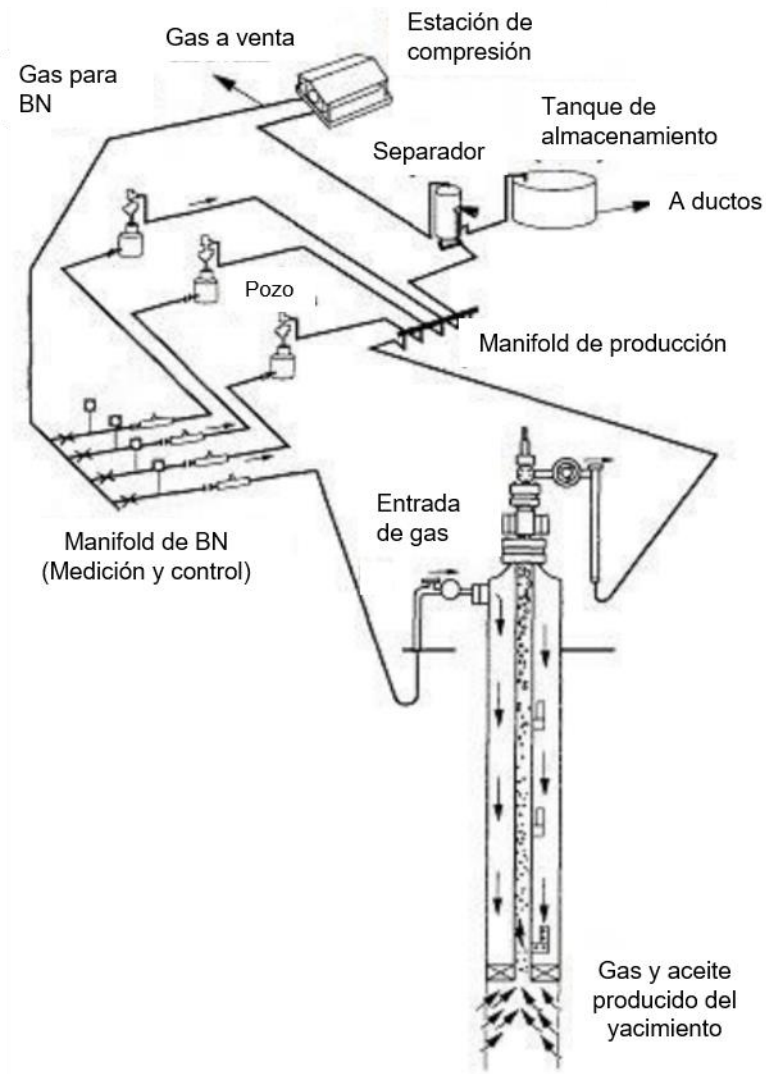


Figura 16. Esquema del sistema de bombeo neumático (E. Valladares, 2014).

El BN puede operar de dos maneras; continuo o intermitente. El primero de ellos consiste en la introducción de un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular para aligerar la columna de fluidos, hasta el punto en que la reducción de la presión permita una diferencia suficiente a través del pozo para éste que produzca.

El bombeo intermitente consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión; el fluido proveniente de la formación que se encuentra acumulado en la TP es expulsado al exterior en forma de tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas, sin embargo, debido al fenómeno de colgamiento del líquido, sólo una parte del volumen inicial es recuperado en la superficie, mientras que el resto cae al fondo del pozo integrándose al bache de aceite en formación. Al cerrar el pozo, transcurre una inactividad aparente, durante cual la formación productora continúa aportando fluidos al fondo del pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite para dar inicio a otro ciclo de inyección de gas (Zúñiga, 1996).

Regularmente, la presión del gas disponible en la red de BN no es suficiente para llegar al punto de inyección y entrar a la tubería de producción, por lo que se requiere el uso de un MTC en la boca de pozo para añadirle la energía necesaria al gas para poder cumplir su función. La **Fig. 17** muestra el equipo MTC utilizado en el pozo A-362 y la **Fig. 18** muestra el equipo alineado al pozo en la macropera.



Figura 17. Motocompresor fijo tipo B.



Figura 18. Bombeo neumático asistido con MTC a boca de pozo.

4. Problemática

El histórico de producción de un pozo es medular para su análisis y diagnóstico, en esta sección se recaba la información necesaria para ello. El pozo A-362, **Fig. 19**, fue perforado en el año 2014 y comenzó a producir el 29 de octubre del mismo año, en el intervalo disparado de 2055 a 2070 m, correspondiente a la Arena 110.



Figura 19. Pozo A-362

Para entender la problemática del pozo, se debe conocer la historia productiva para tener un panorama amplio de los sucesos que llevaron al pozo a sus condiciones actuales.

La **Tabla 7**, muestra el histórico de mediciones realizadas con equipo de separación a boca de pozo. El gas se mide a la salida del separador mediante una placa de orificio y es enviado a batería, mientras que el líquido (aceite y agua) se transportan a unos tanques de almacenamiento portátiles (“frac tank”) ubicados en la pera donde se mide por diferencia de volúmenes la cantidad recibida por hora. Antes de iniciar la medición, se da un tiempo de estabilización para que sea representativa del comportamiento del pozo.

Tabla 7. Histórico de mediciones.

Fecha	Condición	EDS (pg)	Q _i (BPD)	Q _o (BPD)	Q _{gf} (MMPCD)	RGA $\left(\frac{m^3}{m^3}\right)$	RGL $\left(\frac{m^3}{m^3}\right)$	Agua (%)
12/11/2014	Fluyente	3/8	1090	1090	0.273	45	45	0.0
01/04/2015	Fluyente	5/16	501	500	0.249	89	89	0.2
05/05/2015	Fluyente	5/16	481	462	0.228	88	84	4.0
31/07/2015	Fluyente	5/16	555	554	0.266	86	85	0.2
21/10/2015	Fluyente	5/16	499	497	0.237	85	85	0.4
13/12/2015	Fluyente	3/8	609	423	0.182	77	53	30.5
04/04/2017	BN con MTC	5/8	1862	465	0.810	80	20	75.0

El pozo inicia con una condición fluyente, es decir, que la energía del yacimiento permite la producción de hidrocarburos de manera natural. Las presiones reportadas cuando el pozo se encuentra en esta condición son:

- Presión en la tubería de producción (P_{TP}): Esta presión principalmente se ve afectada por las condiciones de la TP. Los hidrocarburos se transportan por esta tubería, por lo que tienen una gran injerencia en las presiones reportadas. A mayor producción de líquidos, mayor será la presión en la tubería y viceversa. Aunque no es el único factor que interfiere, las caídas de presión por fricción y por colgamiento de líquido también se pueden ver reflejadas en este dato.
- Presión en la línea de descarga (P_{LD}): La tubería de descarga es aquella que transporta los fluidos desde el pozo hasta el cabezal de la pera donde se recolecta toda la producción de la misma para ser transportados a la batería de separación, por lo tanto la presión estará afectada por la

producción de los demás pozos en la pera y por las condiciones de separación.

Para realizar el análisis del pozo, es importante conocer todos sus detalles y eso involucra el estado mecánico actual como se muestra en la **Fig. 20**.

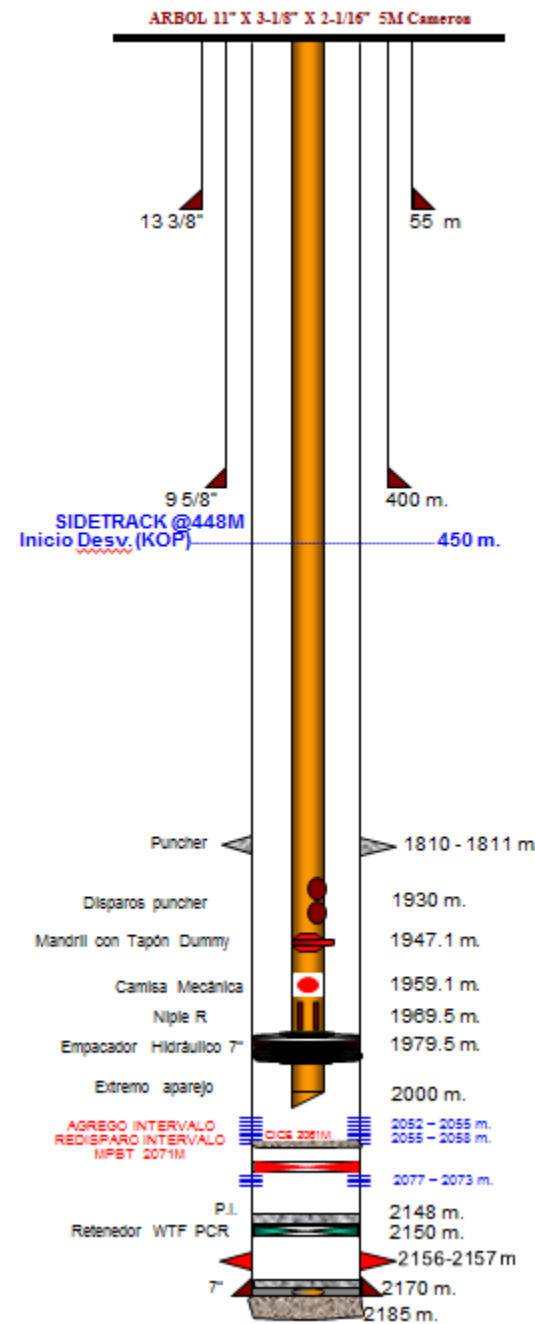


Figura 20. Estado mecánico pozo A-362.

Al comenzar la producción (arranque) de un pozo, éste tiene que llegar a un período de estabilización, donde el sistema yacimiento-pozo se encuentre en equilibrio con una tendencia habitual o periodos análogos. El pozo A-362 se estabiliza, como se observa en la **Fig. 21**, con una presión de $42.5 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} y $12.6 \frac{kg}{cm^2}$ de P_{LD} .

La primera medición realizada el 12/11/2014 es para tener un punto de partida de la producción del pozo e ir monitoreando su comportamiento con respecto al tiempo.

A partir del 10 de febrero de 2015 hasta el 6 de marzo del mismo año, la P_{TP} sufre una caída de $41.0 \frac{kg}{cm^2}$ a los $33.0 \frac{kg}{cm^2}$, mientras que la P_{LD} cae de los $13.5 \frac{kg}{cm^2}$ a los $11.5 \frac{kg}{cm^2}$. Al percibir esta caída de presión en el sistema, se decide estrangular el pozo de 3/8" a 5/16" para evitar una caída mayor en la presión y alargar la vida productiva del pozo.

Al estrangular el pozo se genera un cambio en el patrón del flujo, como se observa en la **Fig. 22**, en forma de inestabilidad (cabeceo) en la P_{TP} , donde el pozo produce en forma continua, pero en un flujo tipo bache. La presión en un punto alto ($35.0 \frac{kg}{cm^2}$) corresponde con un bache de líquido.

Para el pozo A-362, donde el intervalo productor (2055-2070 m) se encuentra en una arenisca, existe migración de partículas finas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca y se desprenden generando una disminución de la permeabilidad, reduciendo el área de flujo entre el fondo del pozo y el yacimiento, generando un daño por sedimentos.

Para evaluar el daño que se ha generado en el pozo A-362, se programó una medición para cuantificar la producción con las nuevas condiciones de operación en el SIP.

Para la segunda medición realizada el 01/04/2015, el pozo ha perdido la mitad de producción en comparación cuando inicio su producción. Si bien el flujo fraccional

de agua no irrumpe de forma significativa, el daño en los intervalos disparados ha generado una baja en la producción, aunado a la restricción del flujo con un diámetro menor en el EDS. Las condiciones de operación son de $32.7 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} y $13.0 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{LD} .

El aumento en el porcentaje de agua producido (+0.2%), indica la existencia de una canalización de agua por parte del yacimiento. Al ser un yacimiento gobernado por un empuje hidráulico, conforme sea explotado este campo, el contacto agua-aceite comenzará a dirigirse hacia el intervalo disparado.

La tercera medición realizada el 05/05/2015, confirma que el pozo continúa con gasto menor con respecto al tiempo debido al daño generado en la zona de disparos. Un punto importante a destacar en la Fig. 22, es el cambio en la tendencia de las condiciones de operación del pozo justo después de realizar esta medición. Las presiones de operación promedio hasta el 31/07/2015 son de $33.7 \frac{kg}{cm^2}$ de P_{TP} y $8.8 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{LD} . El aumento en la P_{TP} hace referencia a que el pozo descarga un mayor bache de líquido, mientras que la línea de descarga está influenciada por el aporte de los pozos en la misma macropera.

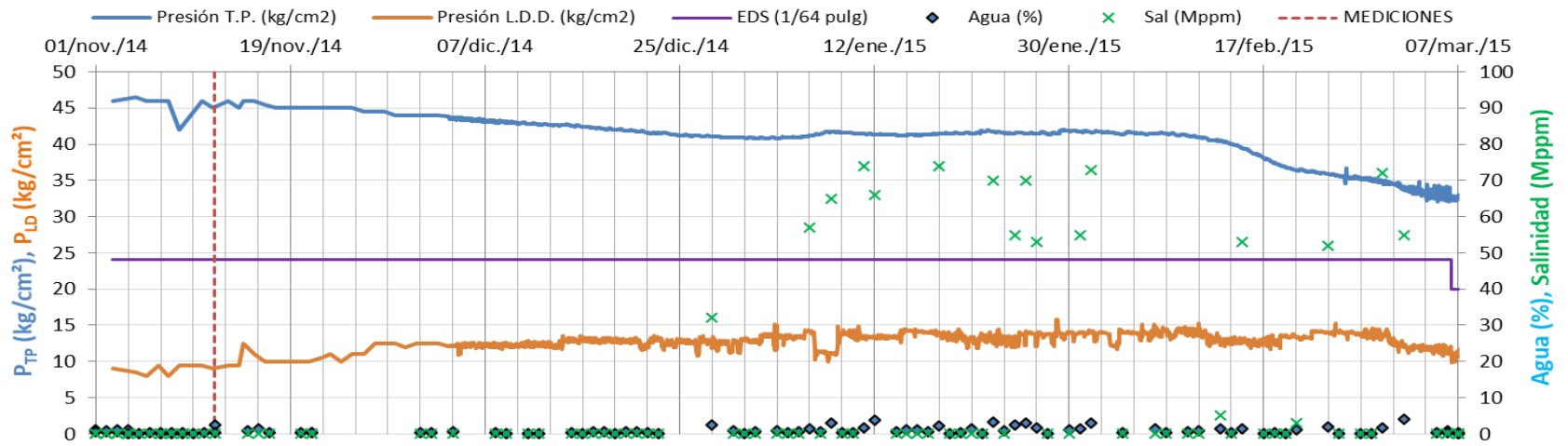


Figura 21. Parámetros del pozo al inicio de su producción.

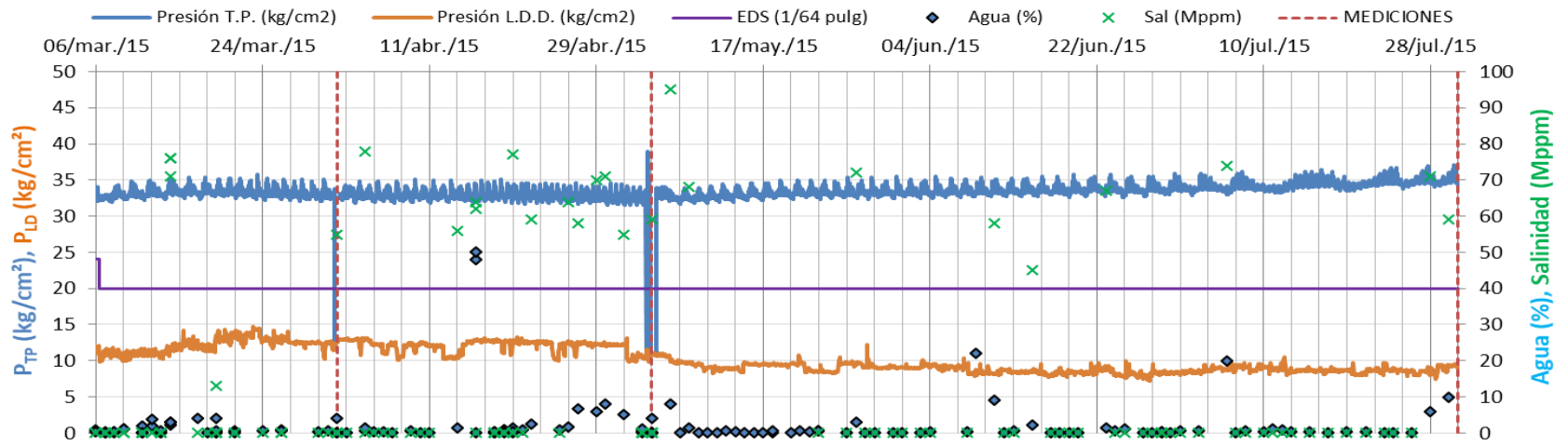


Figura 22. Período de producción de 06/03/2015 a 31/07/2015.

En la **Fig. 23** se observa el comportamiento del contacto agua-aceite a través del tiempo, que determina en que momento puede existir una irrupción significativa del agua y su proyección a futuro.

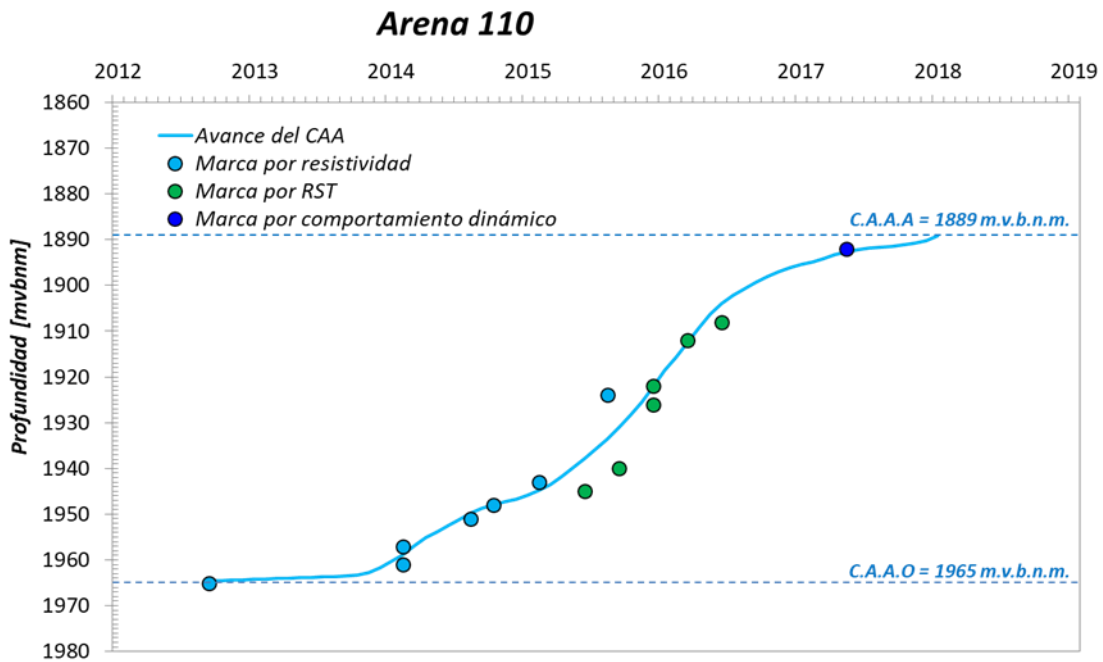


Figura 23. Comportamiento del contacto agua-aceite (C.A.A.).

La cuarta medición se realiza el 31/07/2015 y es congruente con el aumento en P_{TP} ya que el pozo está teniendo un gasto mayor de líquido y aceite, como se muestra en la **Fig. 24**, mientras que la P_{LD} mantiene una tendencia oscilando de 8.5 a $9.5 \frac{kg}{cm^2}$.

Durante el periodo de la **Fig. 25**, el primer evento relevante que se tiene es la toma de un Registro Saturación-Temperatura (RST) el 09 de octubre del 2015. Dicho registro da como resultado un intervalo prospectivo que se encuentra dentro de la misma arena productora a una profundidad mayor (2073 – 2077 m), la cual pareciera estar aislada por una intercalación de arcilla. Por esta razón, se programa una reparación mayor (RMA) que consiste en disparar el intervalo con el objetivo de ampliar el contacto con el yacimiento y con ello aumentar la producción del mismo. La evaluación petrofísica de la **Fig. 26** muestra lo mencionado anteriormente.

Para evaluar la RMA, se realiza una medición antes y después de la intervención para cuantificar sus alcances. Por lo tanto, la quinta medición realizada el 21/10/2015, en comparación de la medición anterior (31/07/2015), arroja un aporte menor del pozo en la producción con una diferencia negativa de 57 barriles de aceite y un aumento en el porcentaje de agua (+0.2%). Las condiciones de operación promedio entre ambas mediciones corresponden a $34.9 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} y $9.4 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{LD} .

El patrón de flujo del pozo permanece en forma de baches, es por ello, el comportamiento observado en la Fig. 25. La presión alta ($35.5 \frac{kg}{cm^2}$) en P_{TP} muestra el punto donde el pozo aporta un bache de líquido, el cual genera una mayor presión en comparación al gas.

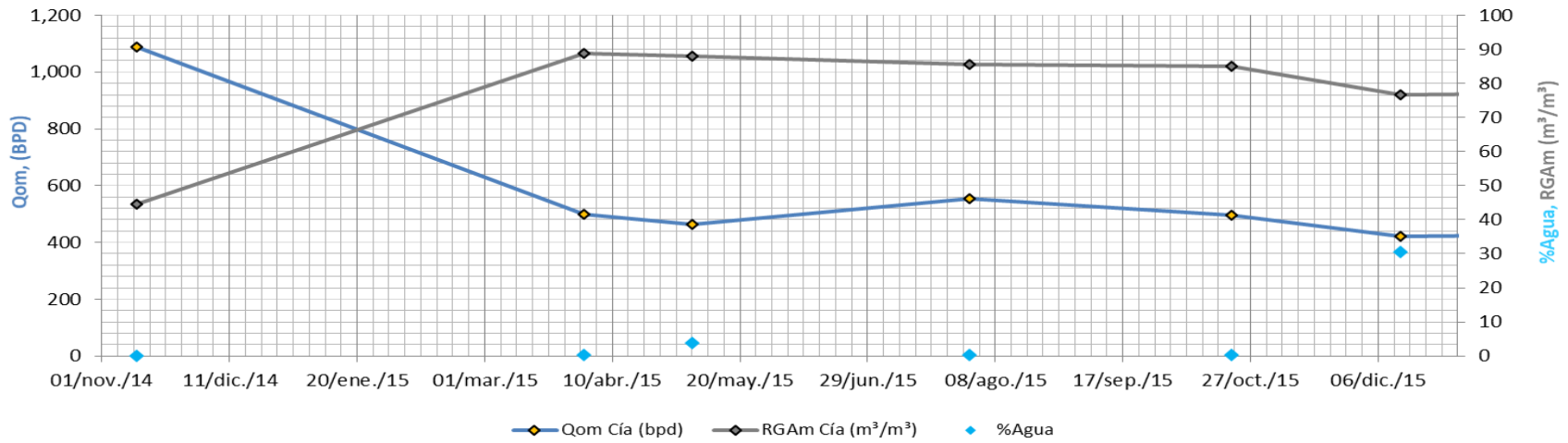


Figura 24. Comportamiento de la producción años 2014-2015.

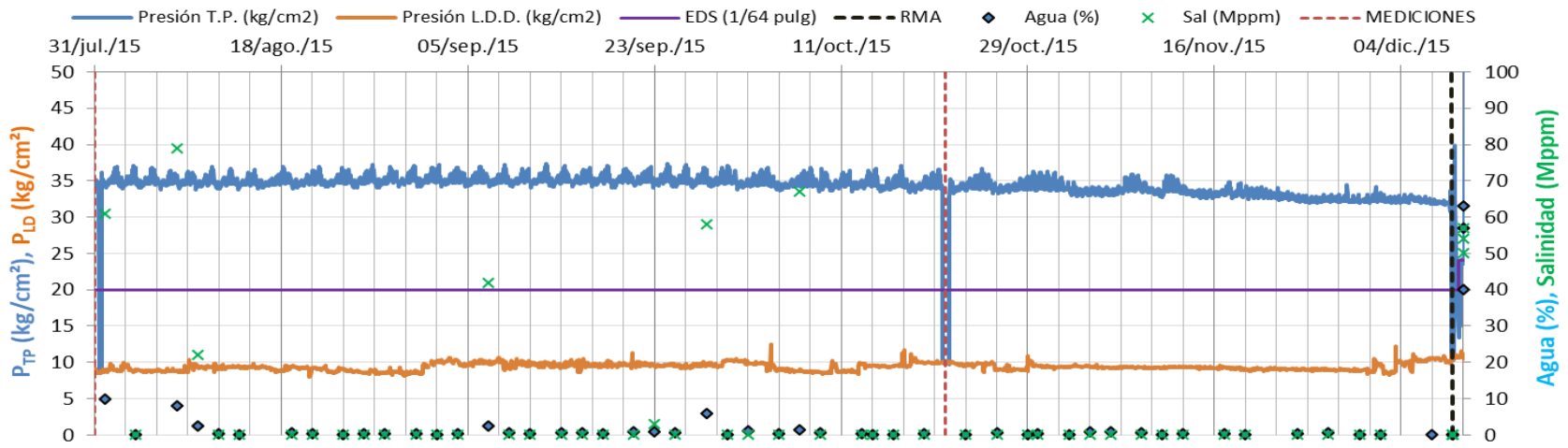


Figura 25. Período de producción 01/08/2015 a 10/12/2015.

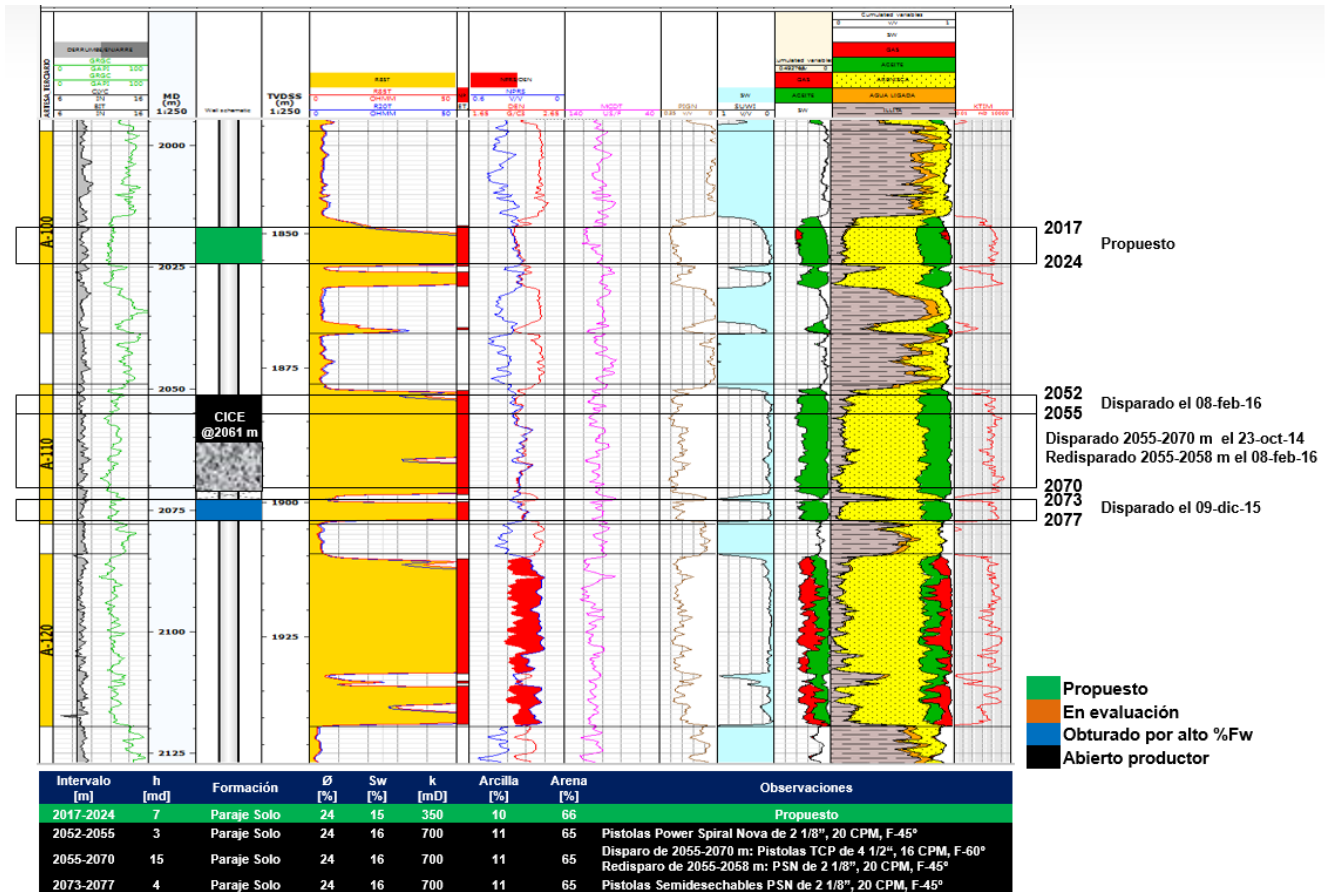


Figura 26. Evaluación petrofísica del A-362@.

Antes de realizar los disparos al pozo las condiciones operativas de éste eran de P_{TP} de $32.3 \frac{kg}{cm^2}$ y $9.8 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{LD} . La RMA se realiza con éxito, disparando el intervalo de 2073 – 2077 m y el pozo se pone en operación nuevamente, es inducido con nitrógeno empleando tubería flexible (TF).

En la **Fig. 27**, se muestra el período post-RMA. En primera parte se observan valores altos de P_{TP} ($55.0 / 37.0 \frac{kg}{cm^2}$) que corresponden al arranque del pozo inducido, hasta que este nuevamente encuentra una estabilización sin inducir el pozo a una presión de $25.0 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} y $10.0 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{LD} . Al realizar la RMA se espera que el pozo tenga un mayor aporte de líquido, por lo que se amplía el estrangulador de 5/16" a 3/8" para tener una menor contrapresión y una mayor área de flujo.

Las presiones promedio estabilizadas después de la RMA, corresponden a $23.7 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} y $10.39 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{LD} . La caída de presión en la P_{TP} está influenciada por la ampliación del EDS, mientras que la P_{LD} incrementó ligeramente porque una mayor cantidad de fluidos pasan a través de ella.

La medición posterior de la RMA se realiza el 13/12/2015, indicando que el pozo no presenta mayor aporte de aceite, en cambio se tiene una mayor producción de agua debido a la intervención realizada.

El RST se llevó a cabo en octubre 2015, sin embargo, los disparos se realizaron hasta diciembre del 2015, por lo que el contacto agua-aceite avanzó en esos meses, de tal manera que al momento de disparar el intervalo (2073-2077 m) éste se encontraba parcialmente invadido por agua. Este resultado no adecuado para la producción, por lo que se optó por aislar el intervalo para evitar una irrupción mayor de agua que implique alcanzar rápidamente la declinación del pozo, debido al flujo fraccional de agua.

El 24/12/2015, se realiza otra RMA con el objetivo de aislar el intervalo disparado con un MPBT (Mechanical Plug Bottom Tool), un tapón mecánico. En la intervención de aislamiento se debe colocar una lechada de cemento para garantizar que no exista comunicación entre intervalos. Por motivos de demanda de producción el pozo quedó solo con el MPBT.

Como se observa en la **Fig. 28**, a pesar de la intervención realizada, el porcentaje de agua de las muestras obtenidas en este periodo permaneció en los mismos valores indicando que no existe hermeticidad entre los intervalos permitiendo el paso de fluidos.

Al comenzar la irrupción de agua, el efecto de colgamiento tiene una mayor presencia y se observa la caída de presión en la TP debido a que el agua se queda en el fondo del pozo por segregación de fases, de tal manera que se igualan las presiones de TP y LD, debido a que la columna se vuelve tan pesada que la energía del yacimiento no es capaz de producirla por sí sola.

Al igualarse las presiones del pozo no existe flujo y es a partir de este punto es donde se procede a colocar la cima de cemento del intervalo invadido por agua. El 06/02/16, se realizan diez corridas de cemento que generan la hermeticidad absoluta para inhibir filtración del intervalo inferior al superior. Aunado a la colocación de la cima de cemento, se redispara el intervalo de 2055-2058 m y se agrega un intervalo superior de 2052-2055 m.

Una vez cementado el intervalo y estrangulado el pozo, en la Fig. 28, se observa como el pozo estabiliza a una presión promedio en $33.0 \frac{kg}{cm^2}$ de P_{TP} y $9.5 \frac{kg}{cm^2}$ de P_{LD} con porcentajes de agua mucho menores, cercanos al 0% y un EDS de 5/16". Esto indica la intervención de aislamiento fue exitosa.

Sin embargo, el contacto agua-aceite continuó su ascenso e inevitablemente la irrupción de agua para el pozo "A", ésta comienza el 18/03/2016 con porcentajes mayores al 10% en las muestras analizadas por el laboratorio de PEMEX. Por tal razón, se decidió ampliar nuevamente el estrangulador a 3/8", en esta ocasión con el objetivo de no propiciar al colgamiento del líquido y que exista un área de flujo mayor para poder expulsar el agua a superficie.

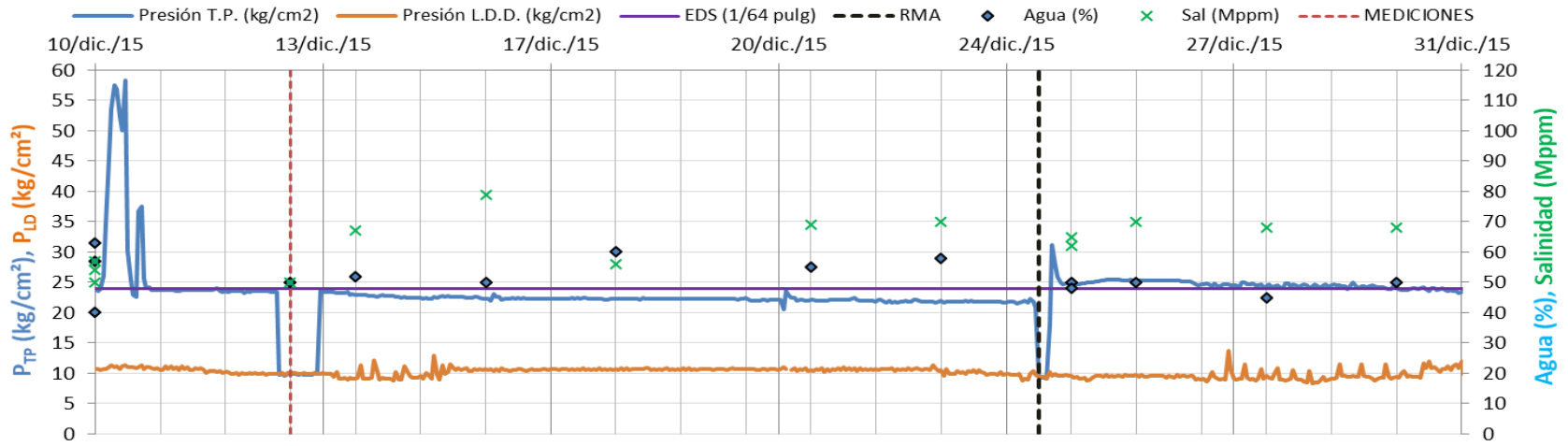


Figura 27. Período del 10/12/2015 al 31/12/2015.

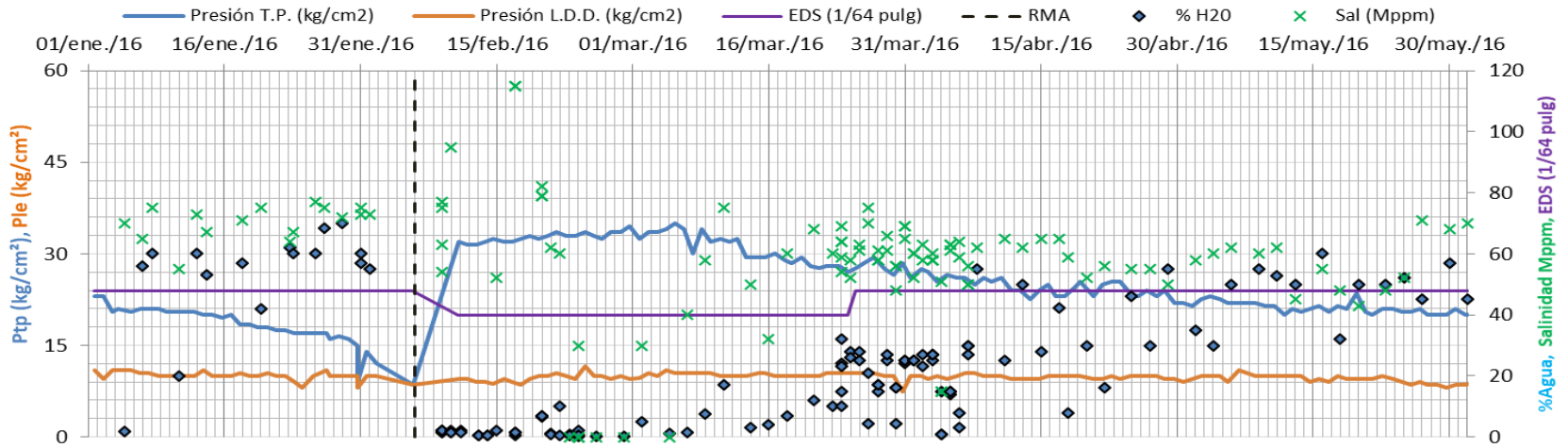


Figura 28. Período de 01/01/2016 a 31/05/2016.

En la **Fig. 29**, se observa que a partir de que el agua producida comienza a aumentar de manera gradual, la P_{TP} tiene una caída de presión debida a la irrupción de agua, teniendo el mismo comportamiento al que se tuvo justo antes de la RMA con posibilidad de que el pozo se iguale en sus presiones en un tiempo posterior. Con presiones promedio durante este período de $20.0 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} y $9.0 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{LD} el pozo continuó operando de manera normal con una tendencia en el porcentaje de agua del 50%.

En la Fig. 29, se observa que el comportamiento del pozo desde el 01/06/2016 hasta 08/02/2017) resulta en que se igualan las presiones, como se vislumbraba anteriormente. El pozo se cierra con presiones de $7 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} y en P_{LD} , con 70% de agua.

El pozo en este punto es incapaz de producir por su propia energía. El porcentaje de agua es tan alto que la columna hidrostática se ha vuelto muy pesada para ser llevada a superficie de manera natural. En este punto el pozo ha dejado de ser fluyente y se acondiciona para la implementación de un Sistema Artificial de Producción (SAP).

Por las características del fluido petrolero y las condiciones del pozo, se optó por instalar un bombeo neumático (BN) asistido con motocompresor (MTC). El primer aspecto a considerar para que pueda ser candidato de bombeo neumático, es contar con un punto de inyección. El estado mecánico del pozo A-362 cuenta con un mandril con tapón Dummy el cual debe ser retirado mediante una herramienta "pateadora". Al momento de realizar la calibración del pozo con sello de plomo para bajar la herramienta, se observó una resistencia franca a la profundidad de 1947 m que imposibilita retirar el tapón Dummy

Se evaluaron otras opciones para punto de inyección como la camisa mecánica alojada a 1959 m, sin embargo, también se requirió de una herramienta para poder abrirla; por otro lado, la opción de colgar una TF que haga el trabajo de una

válvula para inyectar el gas generó una contrapresión que no ayuda al aporte del pozo.

Por lo tanto, se optó por realizar disparos *puncher* (1929-1930 m) con un diámetro de 24/64" en la TP para tener comunicación con el espacio anular, los cuales tendrían la función de punto de inyección. Una vez que el pozo fue condicionado, el MTC en superficie disponible y alineado al pozo se procedió al arranque del mismo.

La compañía CECSA prestadora del servicio MTC reportó los siguientes parámetros tanto del pozo como del equipo:

- Presión en la tubería de producción (P_{TP}): En un bombeo neumático, la RGA se vio afectada por la inyección de gas, al aumentar el volumen de gas existe una alta probabilidad de que aumente el resbalamiento entre las fases generando un colgamiento el cual puede reflejarse como una caída de presión. En general, el aumento de las pérdidas por fricción es directamente proporcional al aumento de la RGA.
- Presión en la tubería de revestimiento (P_{TR}): La inyección de gas del MTC se da directamente en la tubería de revestimiento, en caso de existir una obstrucción en el punto de inyección se representa como un aumento de presión en la misma, por otro lado, puede existir el caso donde el gas no levante la columna de líquido y solamente exista una recirculación que se visualizará como una caída de presión. Por lo tanto, la mayoría de los eventos ocurridos se verán influenciados por la comunicación del espacio anular con la tubería de producción.
- Presión en la línea de descarga (P_{LD}): En caso de existir una obstrucción por carbonatos en el EDS, la línea de descarga tendrá una caída de presión por que no están pasando la misma cantidad de fluidos a través de ésta aunado a un aumento de presión en TP.
- Presión de succión del MTC (P_{succ}): La red de BN es la que alimenta al MTC, por lo tanto, la presión de succión dependerá de las condiciones de la red. Como se mencionó anteriormente, el uso de un MTC se debe a que la

red no cuenta con la presión suficiente para enviar el volumen de gas requerido hasta el punto de inyección y vencer la presión ejercida por la columna de fluidos que le permita al gas entrar a la TP.

- Presión de descarga del MTC (P_{desc}): La relación de compresión del compresor define la máxima presión de descarga para un determinado volumen de gas. A su vez, la presión de descarga debe ser cercana a la presión en la tubería de revestimiento, ya que en caso contrario hay pérdidas de presión en el trayecto del compresor a la tubería.
- Temperatura de descarga (T_{desc}): El MTC se encarga de aumentar la energía del gas, por lo que existe una transferencia de calor que aumenta su temperatura. Es un parámetro operacional que cuida la integridad del equipo, ya que el MTC deja de operar cuando la temperatura es más alta que el rango operacional del equipo.
- Temperatura de succión (T_{succ}): La red de BN transporta el gas a una determinada temperatura. El monitoreo de las temperaturas es importante para la integridad del compresor, ya que en ocasiones puede dejar de operar por tener una T_{succ} demasiado baja.
- Temperatura del pozo (T_{pozo}): Este dato es tomado en la cabeza del pozo, por lo que puede ser un indicador del fluido que se está produciendo. El gas es un fluido con una menor temperatura que el líquido, por lo que una disminución puede indicar una recirculación del gas.
- Gasto de inyección de gas (Q_{gi}): Mediante una placa de orificio situada en la salida del compresor, se calcula el volumen de gas inyectado, este parámetro es esencial para evaluar la eficiencia del sistema. El gas genera directamente la diferencia de presión para que el pozo pueda fluir, pero existen casos donde aunque se inyecte una mayor cantidad de gas, no se obtiene mayor producción, por el contrario se podría menor volumen de fluidos producidos. Es por ello la importancia de tener un gasto de inyección óptimo conforme cambian las condiciones del pozo.

En la **Fig. 30**, se muestra que el día 16/02/2017 el pozo A-362 comienza a operar con bombeo neumático asistido con MTC ($Q_{gi}= 0.820$ MMPCD), con presiones

promedio de $51.0 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} , $135.4 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TR} y $8.1 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{LD} con un EDS de 3/8", porcentaje de agua del 70%. El pozo al producir con BN, producirá una mayor cantidad de fluidos hacia la superficie por lo que se debe incrementar área de flujo, así que se amplió el EDS de 3/8" a 7/16".

El pozo operó con el nuevo EDS a presiones promedio de $49.1 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} , $134.3 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TR} , porcentaje de agua del 71% y con Q_{gi} de 0.944 MMPCD. El 28/02/2017 se presentó una fuga en el codo de la bajante de la LD, por lo que se retiró e instaló una manguera provisional para continuar operando al pozo. Este evento se observa en la Fig. 30 marcado con el número 1. La P_{LD} no se reporta hasta el 06/03/2017, fecha en la que se instaló nuevamente la bajante en la tubería de descarga con su sensor de presión.

Al ampliar el estrangulador se presentó una caída de presión en TP a $46.00 \frac{kg}{cm^2}$, que incrementó gradualmente hasta llegar a una presión de $51.50 \frac{kg}{cm^2}$ debido a la existencia de incrustaciones por carbonatos generadas en el EDS.

Las incrustaciones por carbonatos se deben a las propiedades fisicoquímicas del agua, de acuerdo con Rojas (2014), mediante el análisis Stiff y Davis, se puede determinar si el agua es corrosiva o incrustante dependiendo del índice de estabilidad de Stiff y las propiedades minerales del agua. En un elemento como el estrangulador, donde existe una caída de presión y cambio en la temperatura, se generan este tipo de obstrucciones regularmente. Con el objetivo de reducir el impacto de las incrustaciones se amplió nuevamente el estrangulador el 16/03/2017 a 5/8".

Para este período con estrangulador de 5/8" las condiciones de operación promedio hasta la medición del 04/04/2017 son de $28.0 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} , $130.9 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TR} , $7.6 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{LD} , porcentaje de agua del 72% y Q_{gi} de 0.607 MMPCD.

Las variaciones frecuentes en el gasto de inyección que se observaron durante todo el período operado con BN asistido por MTC, se deben a que el MTC tiene

una relación de compresión predeterminada, es decir, cuando baja la P_{succ} por problemas de la red de BN, el volumen de gas inyectado también se ve afectado por que el MTC tiende a autorregularse a los cambios en sus condiciones de operación. Es común que a una menor P_{succ} , el volumen de gas inyectado disminuya.

El último aforo del pozo con medición convencional se realiza el 04/04/2017 mostrando un alto volumen de líquidos (1862 BPD) y un porcentaje de agua alto (75%). El pozo opera con condiciones promedio de $26.9 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} , $130.9 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TR} , $7.6 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{LD} y Q_{gi} de 0.607 MMPCD. Debido al flujo crítico que se tiene en el pozo, las variaciones en la P_{LD} no afectan al comportamiento del sistema.

Para el evento marcado con el número 2 (20/04/2017), en la Fig. 30, el MTC dejó de operar por realizar un barrido a la línea de succión y descarga del mismo. La fecha marcada con el número 3 (24/04/2017) en la misma gráfica, se refiere a una caída de presión en todo el sistema, debido a problemas de la red de BN que no alimentó con la presión suficiente al MTC.

Una vez que las condiciones de la red de BN se reestablecieron, se observó el 02/05/2017 que el pozo vuelve a operar con presiones promedio de $28.1 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} , $131.8 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TR} , $7.1 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{LD} , Q_{gi} de 0.700 MMPCD y porcentaje de agua de 81.62%. Estas condiciones permanecieron hasta el 23/05/2017 donde se realizó un ajuste en el Q_{gi} de 0.6 a 1.5 MMPCD con el objetivo de optimizar el pozo y obtener una mayor producción.

En la Fig. 30, se visualiza como al manejar un volumen mayor de gas, el sistema se represionó. La P_{TP} y la P_{LD} aumentaron por la inyección de ese volumen de gas, por ende la producción se incrementó, la P_{TR} aumenta por la columna de líquido que está levantando a superficie.

El pozo opera a condiciones promedio de $41.0 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} , $136.7 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TR} , $8.7 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{LD} , Q_{gi} de 1.322 MMPCD. Estas condiciones cambian para el evento

número 4 (08/06/2017) de la Fig. 30, donde se realizó el cambio de MTC móvil a MTC fijo. Los MTC móviles de la compañía CECSA tienen una mayor potencia que los fijos, por lo que al realizar el cambio se observó el esfuerzo que debe realizar el equipo mediante el aumento en la P_{TR} para mantener las condiciones operativas. La P_{TR} se elevó hasta los $150 \frac{kg}{cm^2}$ que es la máxima presión de operación del MTC antes de tener una falla y con ello quedar fuera de operación.

En el evento número 5 de la Fig. 30 (21/06/2017), se realizaron disparos en el pozo A-366 que se encuentra en la misma pera. A partir de este momento no se tuvieron datos de telemetría de los datos de operación sino hasta el 23/06/2017 debido a esto, se observó un disturbio en la gráfica de seguimiento. La P_{LD} se ve influenciada por dicho evento en un aumento de presión por la producción que se tiene en corriente del pozo disparado.

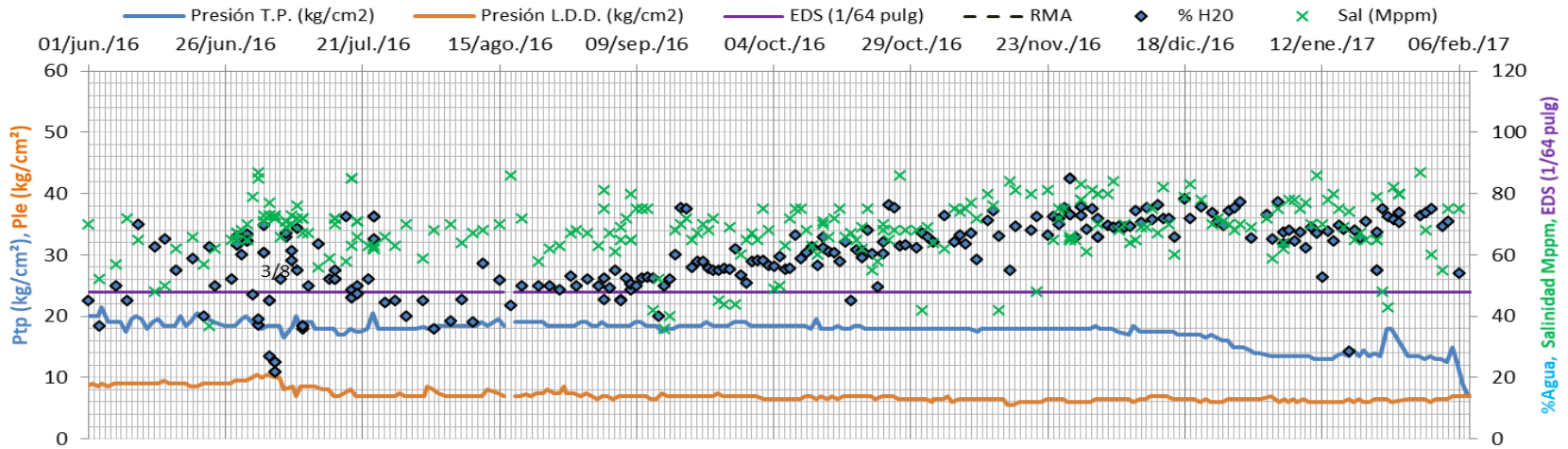


Figura 29. Período de 01/06/2016 al 08/02/2017.

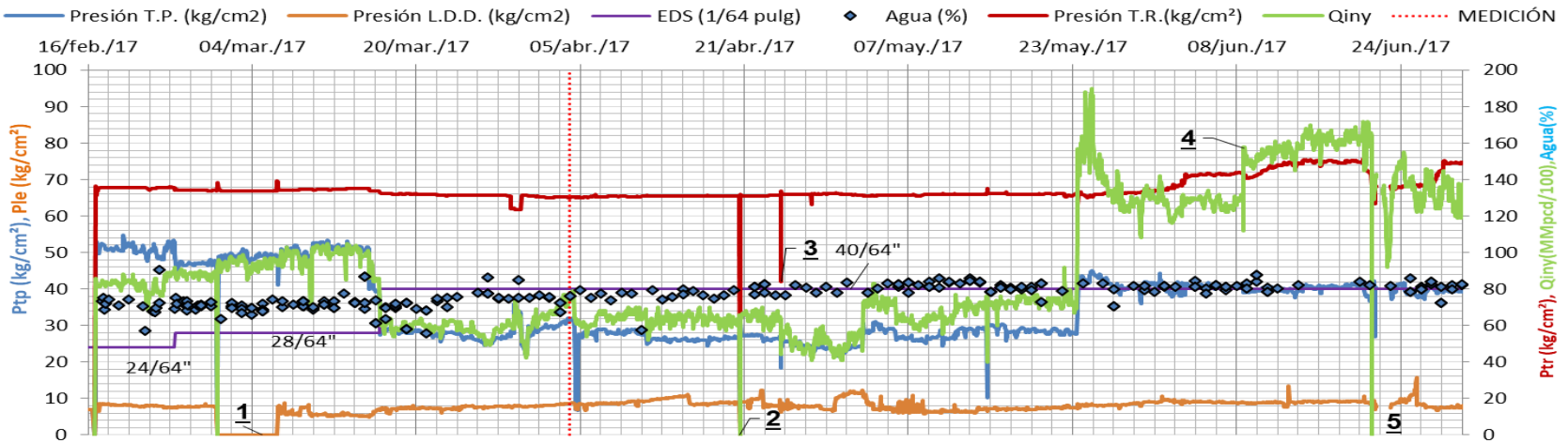


Figura 30. Período del 16/02/2017 al 30/06/2017.

El pozo se estabilizó con las nuevas condiciones de operación en el período del 01/07/2017 al 29/07/2017 de la **Fig. 31** donde se tienen condiciones de operación promedio de $41.2 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} , $149.2 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TR} , $7.4 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{LD} , Q_{gi} de 1.300 MMPCD y porcentaje de agua 82.28%.

Es a partir de esta fecha (29/07/2017), donde el Q_{gi} cayó hasta 1.00 MMPCD y con ello las presiones del sistema, concluyendo que el pozo es susceptible a los cambios en el volumen de gas. Por lo tanto, este parámetro determina el comportamiento de las presiones del sistema, principalmente de la TP. Como se observa en la Fig. 31, cuando el Q_{gi} cae o aumenta, la P_{TP} presenta el mismo comportamiento.

A su vez, en este período se observó la formación de incrustaciones recurrentes en el EDS. Del 29/07/2017 al 23/08/2017 la P_{TP} aumentó de $37.0 \frac{kg}{cm^2}$ a $48.5 \frac{kg}{cm^2}$ por una obstrucción de carbonatos en este elemento del SIP. Se limpió el EDS y se visualizó la caída de presión en TP y TR al quitar la obstrucción.

Nuevamente, para el período del 24/08/2017 al 17/09/2017, se presenta la misma situación, es decir, la P_{TP} aumentó su presión de los 36.0 a los $51.8 \frac{kg}{cm^2}$, nuevamente se limpió el estrangulador y se ajustó el Q_{gi} a 1.300 MMPCD, resultando en condiciones promedio en $P_{TR} = 137 \frac{kg}{cm^2}$ y $P_{LD} = 7.5 \frac{kg}{cm^2}$.

El suceso marcado con el número 6 de la Fig. 31, se debe a una falla en la batería de separación donde los niveles de líquido eran tan altos en los tanques de almacenamiento de la batería, que se detuvo la producción por un tiempo para poder bombear los fluidos hacia la siguiente estación (CAB) y así tener la capacidad de recibir volumen de hidrocarburos nuevamente.

Posteriormente, se pone en operación el MTC, en espera de que se estabilicen las condiciones de operación. En el evento número 7 de la Fig. 31, el MTC tiene una alta vibración debido a que no encuentra un equilibrio para operar con el pozo y presenta una falla en el sistema de control del equipo.

El comportamiento del pozo A-362 indica que existen obstrucciones recurrentes en el EDS por lo que es muy probable que en un futuro se continúen formando incrustaciones por carbonatos. Como se observa en la Fig. 31, posterior a que el MTC entra en operación, inicia con una P_{TP} promedio de $40 \frac{kg}{cm^2}$ y aumenta gradualmente hasta alcanzar una presión de $50 \frac{kg}{cm^2}$. Una vez que se limpia el EDS con ácido y se quitan los carbonatos, la P_{TP} vuelve a sus condiciones normales de $40 \frac{kg}{cm^2}$ hasta que la incrustación obstruye el flujo aumentando la presión del sistema nuevamente.

El evento marcado con el número 8 en la Fig. 31, hace referencia a que el MTC dejó de operar por motivos de libranza. El pozo continúa presentando formación de incrustaciones en el EDS hasta que el 21/12/2017 se decide inyectar productos químicos (inhibidor de incrustaciones) con el objetivo de mantener libre de obstrucciones el EDS e inhibir el aumento de presión en el sistema.

En la **Fig. 32**, se observa cómo después de la inyección del inhibidor de incrustaciones no se presentaron aumentos de la P_{TP} indicando el éxito del inhibidor. Estos productos son inyectados en la válvula de sondeo justo antes del EDS. En este punto el comportamiento del pozo depende de la inyección de gas ya que a cuando aumenta el Q_{gi} , la P_{TP} aumenta también y viceversa.

Las caídas de Q_{gi} se deben en gran medida a los problemas que presenta la red de BN con lo que se imposibilita una inyección de volumen constante de gas y con ello, se genera un delta de presión menor donde la cantidad de fluidos producidos se encuentra por debajo de la media del pozo.

Se ha revisado el estrangulador en ocho ocasiones durante el período de la Fig. 32, en todas las revisiones el EDS se encuentra en condiciones adecuadas y limpio de incrustaciones. En este período el pozo se comporta de manera estable aumentando gradualmente el flujo fraccional de agua con el paso del tiempo. Las

condiciones de operación promedio en este año son de $41.9 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TP} , $137.9 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{TR} , $6.8 \frac{kg}{cm^2}$ en P_{LD} , Q_{gi} de 1.400 MMPCD y porcentaje de agua 83.23%.

En el caso del evento marcado con el número 9 de la Fig. 32, el MTC salió de operación debido a una falla en el sistema de control del equipo MTC, que requirió de un cambio de alternador. Por otro lado, el evento con el número 10 se debió a la imposibilidad de obtención de datos de operación por un evento climático que derribó la antena por la cual se transmiten los datos de telemetría.

Analizando la historia del pozo, los eventos que han transcurrido en todo este tiempo, permiten tener un panorama amplio para generar una propuesta de optimización del pozo. Para ello se debe representar las condiciones de operación del pozo en un modelo de pozo para los diferentes tiempos donde se tiene información medida.

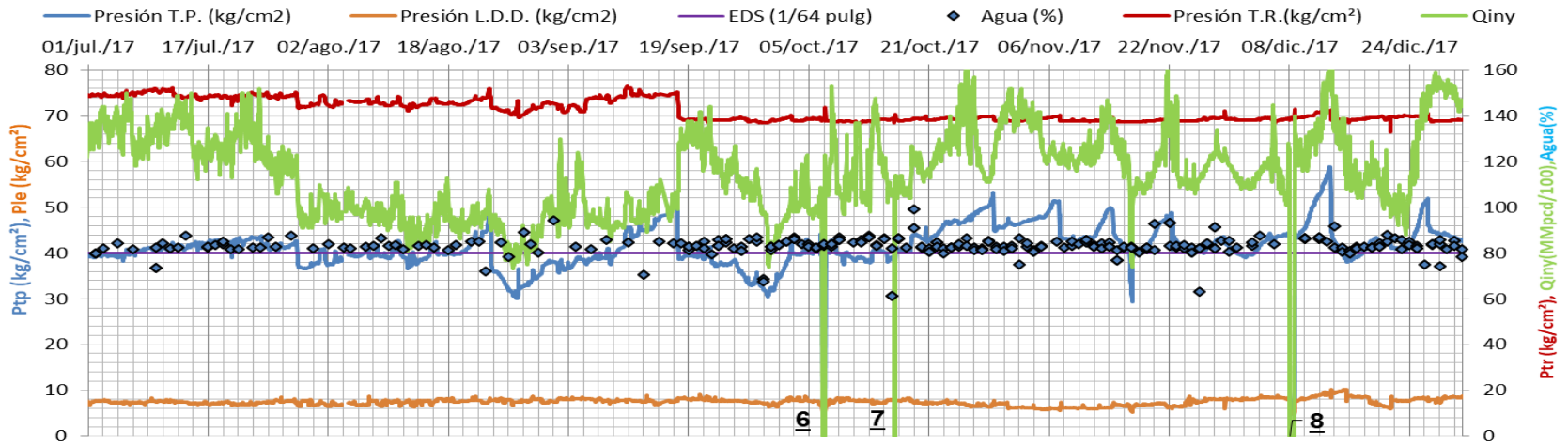


Figura 31. Período de 01/06/2017 al 31/12/2017.

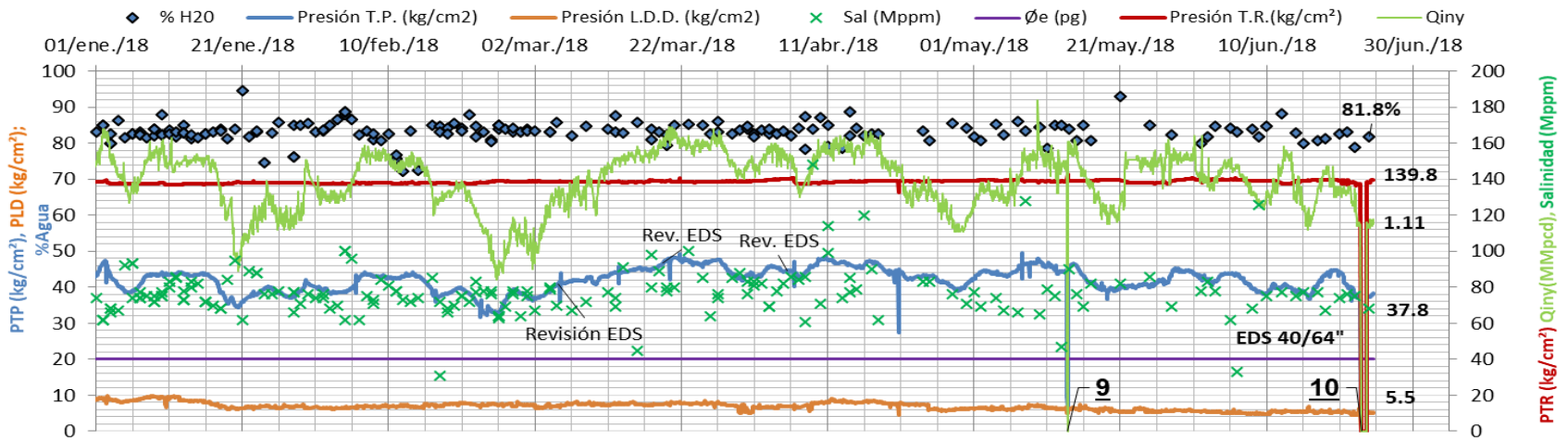


Figura 32. Período del 01/01/2018 a la fecha.

5. Solución a la problemática

A partir del conocimiento del pozo, se realiza un modelo de éste con el software PIPESIM el cual permite representar las condiciones operativas y con ello realizar el análisis NODAL del sistema. La metodología para llevar a cabo dicho análisis es la siguiente:

1. Alimentar el modelo con los datos correspondientes a la fecha de análisis.
2. Cargar un registro presión-temperatura (RPT).
3. Seleccionar la correlación de flujo multifásico que se ajuste al registro.
4. Calibrar el modelo con los datos medidos más recientes.
5. Realizar el Análisis Nodal del modelo para representar las condiciones de operación y producción del mismo.

En la **Tabla 8** se tienen los módulos y los datos que corresponden a cada uno de ellos. El modelo de pozo requiere al menos de estos datos para tener la información suficiente para ser fiable y representativo de las condiciones reales.

Tabla 8. Datos de alimentación de los módulos PIPESIM.

Módulo PIPESIM	Datos
Aceite Negro	Corte de agua, RGA, gravedad específica del gas y agua, densidad API del aceite.
Terminación Vertical	Presión estática y temperatura de yacimiento. Modelo IPR - Estado “pseudoeestacionario”: espesor de yacimiento, diámetro del pozo, permeabilidad, radio de drene y factor de daño.
Tubería	Modelo detallado: Registro survey, registro geotérmico, configuración de la tubería y equipo de fondo.
Estrangulador	Tamaño de estrangulador, correlación de

	estranguladores, relación de presión crítica, tolerancia y diámetro interno de la tubería corriente arriba.
Información medida	Nombre del pozo, fecha de toma de registro, gasto de líquido, RGA, corte de agua, presión de en TP y registro presión-temperatura (RPT).
Correlaciones de Flujo	Correlación de flujo vertical, correlación de flujo horizontal, factor de fricción y factor de colgamiento.

De manera esquemática en la **Fig. 33**, se muestra el modelo utilizado para el pozo A-362. El primer modelo generado, debe alimentarse con los datos del pozo correspondientes a la fecha de inicio de producción del pozo para obtener el AOF (Absolute Open Flow) original.



Figura 33 Modelo de pozo A-362.

El modelo del pozo A-362, corresponde a uno de “aceite negro” y los datos en su inicio de producción corresponden a la medición del 12/11/2014, mostrados en la **Tabla 7**, obteniendo un AOF aproximado con método de Vogel de 18,645 BPD.

Para realizar el ajuste del modelo a condiciones actuales, se deben tomar los datos de la fecha 24/07/2018, para que sea representativo los datos son los siguientes:

- Corte de agua = 87.50%
- RGA = $75.84 \frac{m^3}{m^3}$
- Gravedad específica del gas = 0.72
- Gravedad específica del agua = 1.03
- Densidad API = 29.2°

Posteriormente, se deben alimentar los datos del yacimiento en el módulo de terminación vertical para generar la curva IPR. Para este caso se utiliza el método “estado pseudoestacionario” que es el método de Darcy. La mayoría de los datos en este módulo es proporcionada por el área de yacimientos. Los datos para la condición actual del pozo (24/07/2018) son:

- $P_{ws} \left(\frac{kg}{cm^2} \right) = 195.0$
- $T_{yac} (°C) = 63.1$
- S (adim) = 10
- h (m) = 6
- $\varnothing_{agujero}$ (pg) = 8.5
- k (md) = 450
- r_e (m) = 80

A través del método de Darcy el AOF es de 9,740 BPD, con una curva IPR mostrada en la **Fig. 34**. Con esto se corrobora lo que se sabía de manera teórico,

que el método de Vogel sobreestima el potencial del pozo y con ello la producción obtenida.

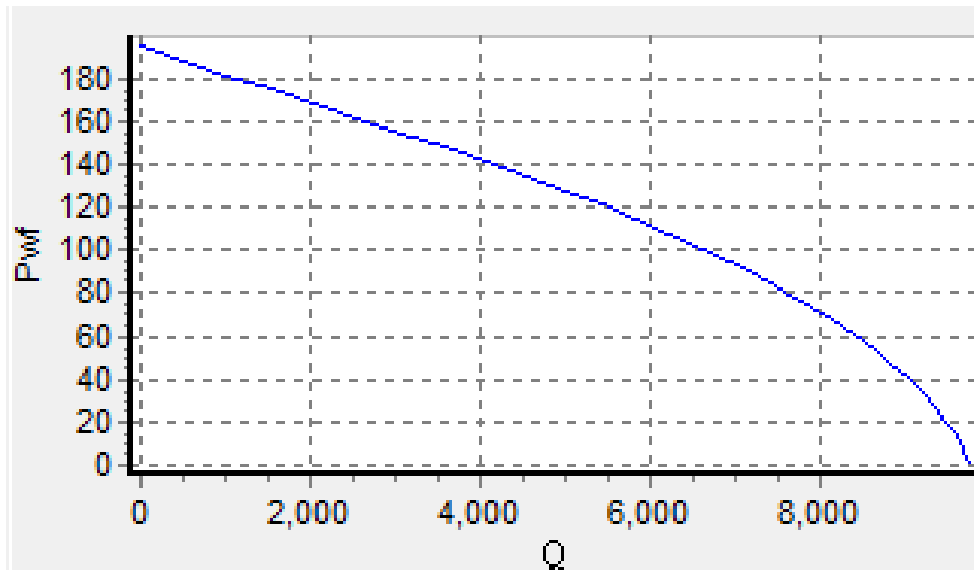


Figura 34. IPR por un modelo pseudo-estacionario.

En el módulo de tubería, se deben cargar los datos (Tabla 9) del survey porque el pozo A-362 es un pozo desviado. Posteriormente, se visualiza el estado mecánico (Fig. 20) para llenar los datos de su configuración donde se especifican propiedades de la tubería por donde pasan los fluidos del yacimiento hasta superficie; en la sección de equipo de fondo se agregan puntos de inyección de gas, estrangulador de fondo (EDF), bomba de fondo, entre otros.

Tabla 9. Configuración de la tubería.

Metros desarrollados (m)	$\varnothing_{\text{interno}}$ (pg)	Espesor (pg)	Rugosidad (pg)	$\varnothing_{\text{interno TR}}$ (pg)	Tipo de flujo	Etiqueta
2000	2.992	0.254	0.001	6.184	Tubing	Extremo de Aparejo
2055	6.184	0.408	0.001		Tubing	NMIP

En el equipo de fondo se agrega un punto de inyección de gas de BN, que corresponde a los *puncher* a 1930 m, con un Q_{gi} de 1.11 MMPCD, una

temperatura de inyección de 125°C y gravedad específica del gas de 0.7. Considerando un orificio de 24/64” y $P_{desc} = 138.50 \frac{kg}{cm^2}$.

El otro elemento del SIP corresponde al EDS, donde se definen las características y la correlación de flujo en estranguladores que, dependiendo el tipo de flujo crítico o subcrítico y el autor de la correlación empleada, se modifican las condiciones operación-producción. Para el modelo generado se tiene un EDS de 40/64”, una relación de presión crítica de 0.53 con tolerancia de 0.5 y un diámetro interno de tubería corriente arriba (TP) = 2.992 pulgadas. Al tener un flujo crítico se utiliza la correlación de Ros por ser la que tiene un mejor ajuste.

En la **Tabla 10** se muestran los registros tomados al pozo para el ajuste del modelo con datos medidos. Los registros se realizan a presión de fondo fluyendo (RPFF) por estaciones o continuo, y a presión de fondo cerrado (RPFC) que pueden visualizarse de manera detallada en el Anexo “A”. El registro más reciente está remarcado en la tabla y es el que se carga en el modelo para las condiciones actuales.

Tabla 10. Histórico de registros de presión en el pozo.

Fecha	Tipo de Registro	Profundidad NMIP (m)	Presión NMIP $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$	Temperatura NMIP (°C)	Gradiente de presión $\left(\frac{\left(\frac{kg}{cm^2}\right)}{m}\right)$	Gradiente de temperatura $\left(\frac{°C}{m}\right)$
29/03/2015	RPFF	2062.5	152.26	63.96	0.078	0.002
09/10/2015	RST	2062.5	145.05	62.25	0.094	0.012
28/07/2016	RPFF	2055	163.20	63.40	0.087	0.003
04/01/2017	RPFF	2055	169.80	62.90	0.088	0.001
09/02/2017	RPFC	2055	173.10	63.20	0.088	0.010
02/03/2017	RPFF	2055	164.10	63.30	0.088	0.001
08/09/2017	RPFF	2055	166.4	63.10	0.084	0.002
17/05/2018	RPFF	2055	170.2	63.1	0.088	0.002
18/06/2018	RPFF	2055	170.3	63.1	0.088	0.002

Una vez cargado el registro, se realiza la selección de la correlación de flujo multifásico mediante la comparación de los datos medidos de presión y temperatura contra los calculados. Observando en la **Fig. 35** y **Fig. 36** que la correlación de flujo multifásico que más se ajusta es la de Hagerdown & Brown optimizada.

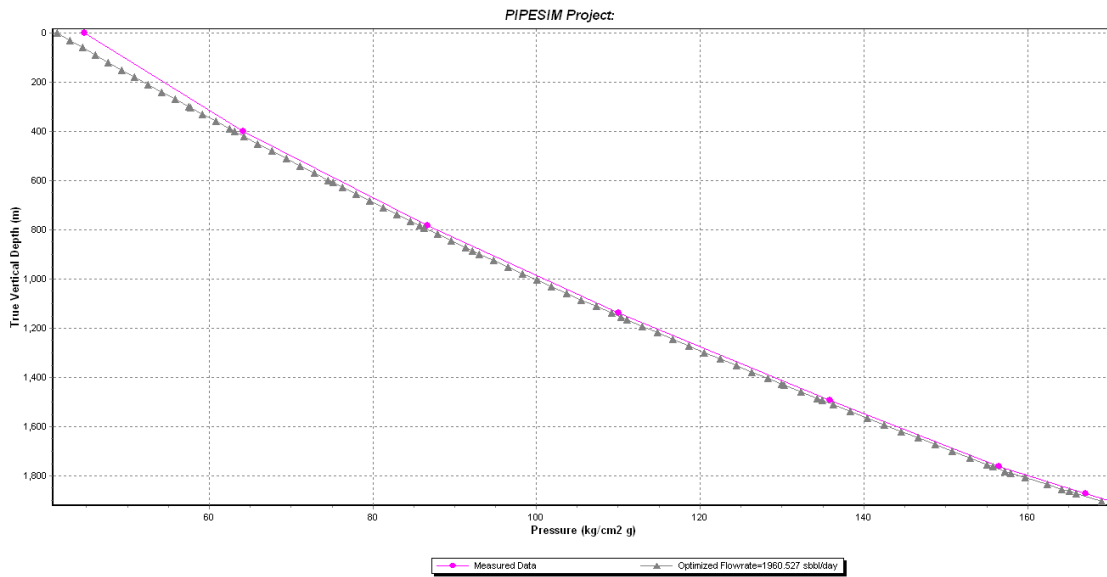


Figura 35. Ajuste del perfil de presión.

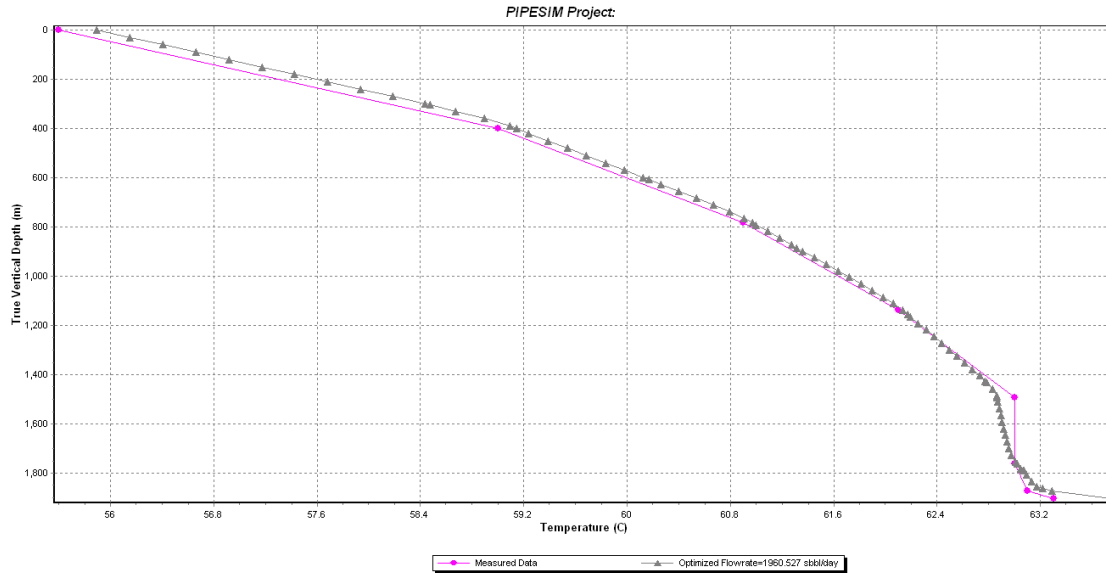


Figura 36. Ajuste de perfil de temperatura.

A continuación, se deben ajustar los valores de factor de fricción (FF) y factor de colgamiento (FH), con valores de 1.078 y 1.795, respectivamente.

Para correr el análisis NODAL del modelo, se deben tener dos nodos que representen el fondo del pozo y la cabeza del pozo; en cada nodo se deben simular las condiciones de operación. Para el caso del nodo de fondo éste debe representar la P_{wf} , mientras que el nodo en cabeza debe representar la P_{wh} o P_{TP} ambas con el Q_i medido recientemente que corresponde a 1880 BPD con Q_{gi} de 1.11 MMPCD.

De esta manera el modelo queda ajustado a las condiciones actuales para que de formular una propuesta de optimización variando el volumen de inyección de gas que permita generar el sustento técnico para realizar el movimiento operativo.

6. Resultados

Se realiza el análisis Nodal para obtener la producción y presiones en cada uno de los nodos del pozo. Para el nodo en cabeza se obtienen los resultados del análisis Nodal de la **Tabla 11** con esas propiedades y gráficamente en la **Fig. 37**.

Tabla 11. Resultados obtenidos con nodo en cabeza.

Øe (pg)	P_{TP} ($\frac{kg}{cm^2}$)	P_{TR} ($\frac{kg}{cm^2}$)	P_{LD} ($\frac{kg}{cm^2}$)	Q_b (BPD)	Q_o (BPD)	Q_{gf} (MMPCD)	Q_{gi} (MMPCD)	Fw (%)
5/8	37.1	138.50	5.5	1862	233	0.100	1.100	87.5

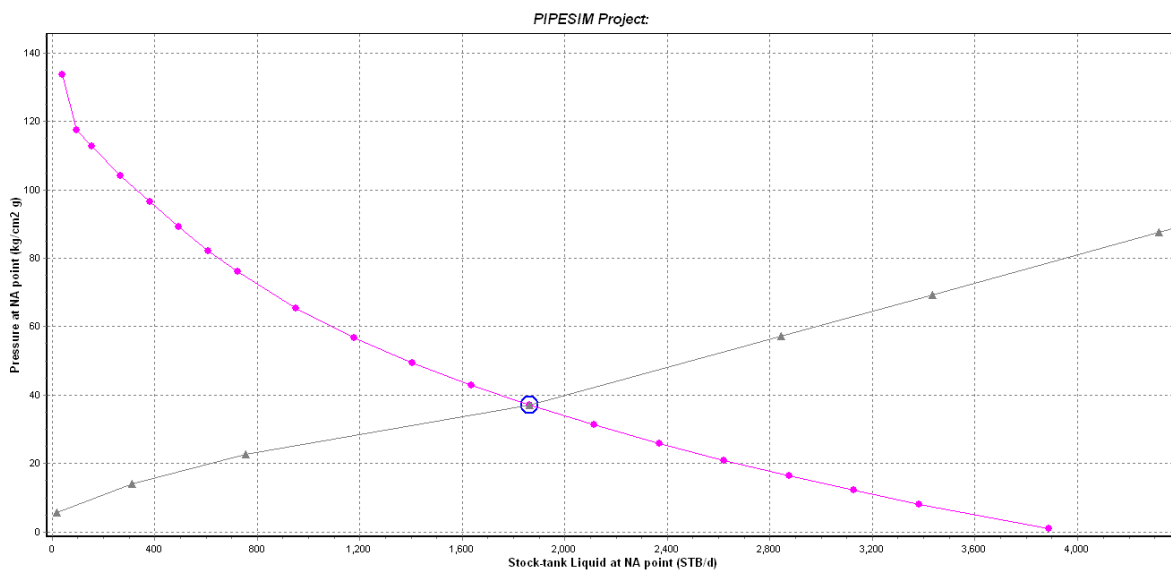


Figura 37. Análisis Nodal de nodo en cabeza.

Para el nodo en fondo se obtienen los resultados del análisis Nodal de la **Tabla 12** con esas propiedades y gráficamente en la **Fig. 38**.

Tabla 12. Resultados obtenidos con nodo en fondo.

\varnothing_e (pg)	P_{ws} $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$	P_{wf} $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$	S (adim)	F. Fricción (adim)	F. Colgamiento (adim)	RGA $\left(\frac{m^3}{m^3}\right)$
5/8	195	170.3	10	1.078	1.795	75.843

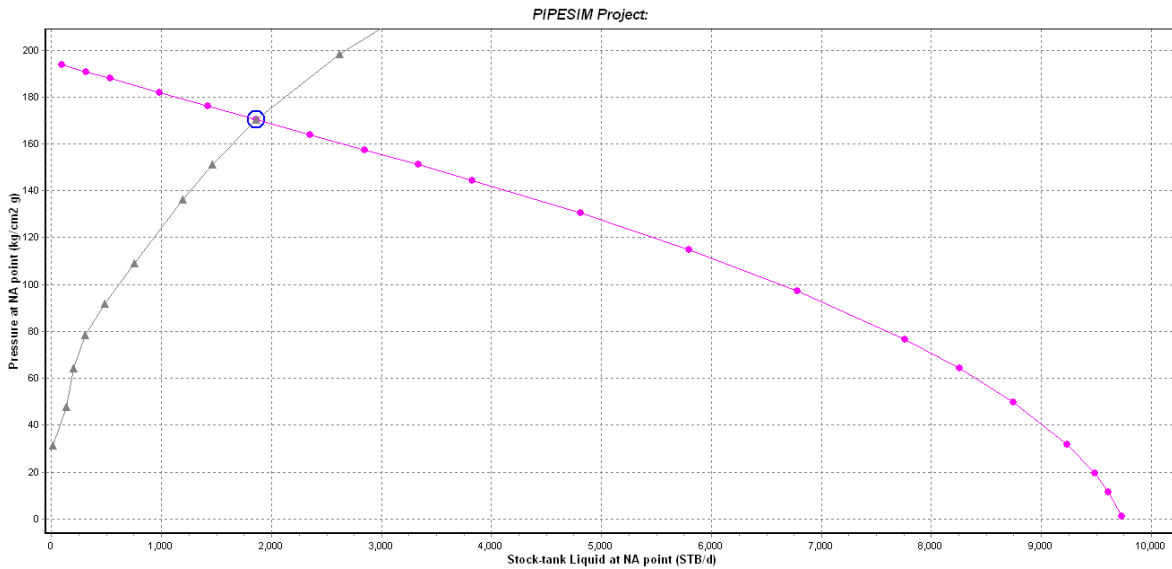


Figura 38. Análisis Nodal de nodo en fondo.

Estos resultados concuerdan con los últimos datos que se tienen en la gráfica de seguimiento de condiciones operativas en cabeza mostradas en la **Fig. 32**, en negritas, con un grado de incertidumbre bajo y con la presión de fondo del último registro remarcado en la **Tabla 10**. Esto permite tener un modelo ajustado a las condiciones actuales del pozo.

En el módulo de Operaciones del software, se genera la curva de eficiencia del gas de la **Fig. 39** y los resultados de la **Tabla 13** que muestra el incremento que se tendría con un mayor volumen de gas de inyección para formular la propuesta de su ajuste para optimización.

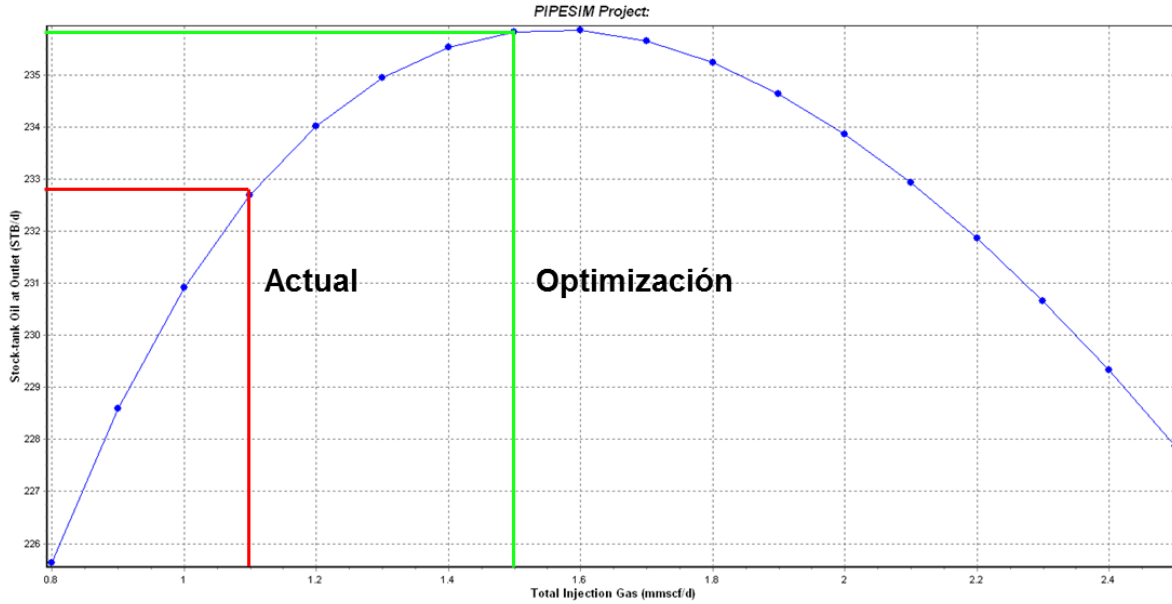


Figura 39. Curva de eficiencia del gas.

Tabla 13. Resultados obtenidos de a curva de eficiencia del gas.

Qgi (MMPCD)	Qo (BPD)
1.0	230.91
1.1	232.70
1.2	234.01
1.3	234.94
1.4	235.53
1.5	235.82
1.6	235.85
1.7	235.65
1.8	235.24

Con los resultados de la curva de eficiencia, se simulan las condiciones con un Qgi de 1.550 MMPCD, como el gasto óptimo que permite tener un incremento de 3 BPD de aceite y 25 BPD de líquido. La **Tabla 14** y la **Fig. 40** muestra los resultados obtenidos con el nodo en cabeza al simular dicha optimización de gas.

Tabla 14. Resultados obtenidos de la optimización con nodo en cabeza.

\varnothing_e (pg)	P_{TP} $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$	P_{TR} $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$	P_{LD} $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$	Q_b (BPD)	Q_o (BPD)	Q_{gf} (MMPCD)	Q_{gi} (MMPCD)	F_w (%)
5/8	44.0	140.0	5.7	1887	236	0.100	1.550	87.5

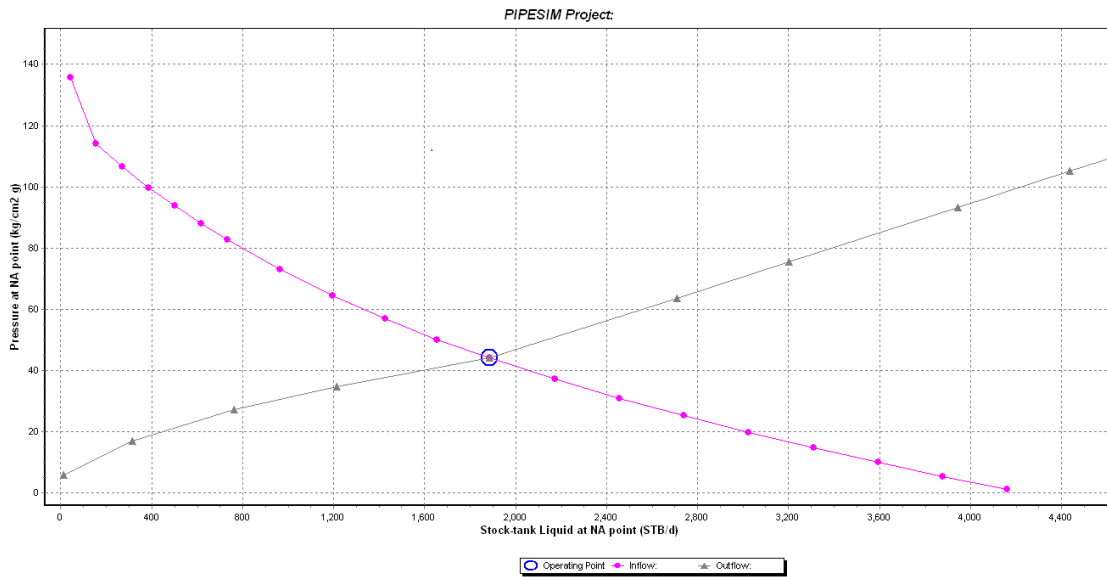


Figura 40. Análisis Nodal en cabeza de optimización de gas.

La **Tabla 15** y la **Fig. 41** muestra los resultados obtenidos al simular la optimización de gas con el nodo en fondo.

Tabla 15. Resultados obtenidos de la optimización con nodo en fondo.

\varnothing_e (pg)	P_{ws} $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$	P_{wf} $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$	S (adim)	F. Fricción (adim)	F. Colgamiento (adim)	RGA $\left(\frac{m^3}{m^3}\right)$
5/8	195	170.05	10	1.078	1.795	75.843

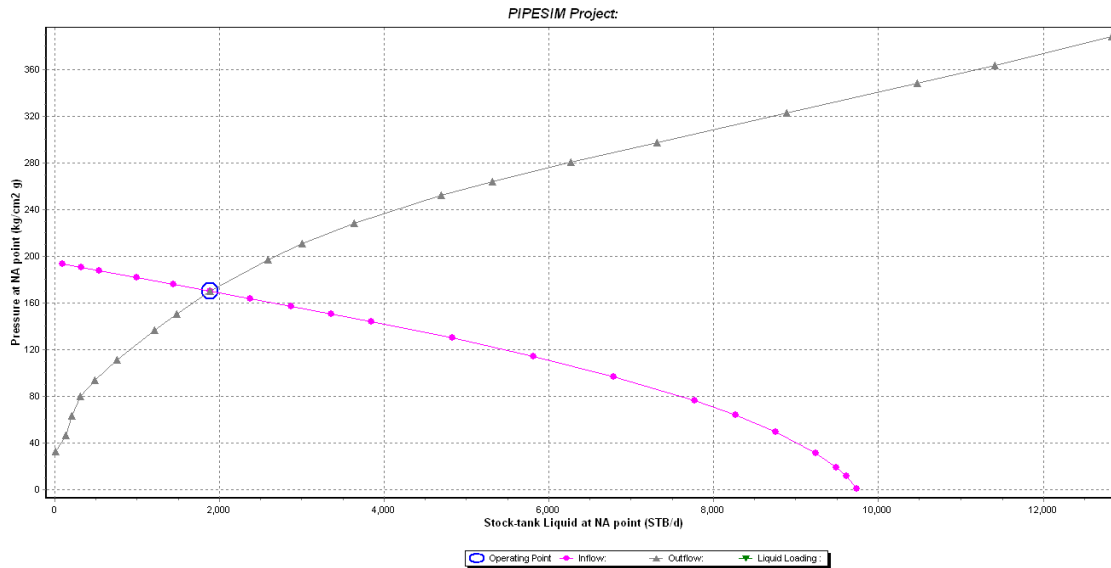


Figura 41. Análisis Nodal en fondo de optimización de gas.

Una vez generada la propuesta de optimización, utilizando el software de simulación y siendo aprobada por el equipo de productividad de pozos, se procedió a realizar el movimiento operativo con apoyo del equipo de operación argumentando el motivo con el sustento técnico.

Con el monitoreo post-ejecución de los resultados diariamente con la actualización de datos operacionales, se grafican en la **Fig. 42**. Cabe destacar que al momento de realizar el ajuste de inyección de gas se registró un aumento en el porcentaje de agua producida de hasta 90%.

A su vez, realizando la optimización del Q_{gi} , se observa que el pozo tuvo un incremento en la producción por el aumento en la P_{TP} de 37.8 a $45 \frac{kg}{cm^2}$ y la P_{LD} de 5.5 a $6.0 \frac{kg}{cm^2}$, indicando que un mayor flujo de hidrocarburos está pasando a través de la tubería. Al obtener una mayor cantidad de líquido en superficie y ser un pozo con alto porcentaje de agua, como indica la muestra obtenida en la misma fecha, la probabilidad de invadir los intervalos productores de agua se vuelve alto y riesgoso para la vida productiva del pozo. La **Tabla 16** muestra el cambio en las condiciones operativas y de producción debido al ajuste del volumen de gas de inyección.

Tabla 16. Comparación de resultados.

Parámetros antes de la optimización	Parámetros después de la optimización
$P_{TP} = 37.1 \frac{kg}{cm^2}$	$P_{TP} = 44 \frac{kg}{cm^2}$
$P_{TR} = 138.5 \frac{kg}{cm^2}$	$P_{TR} = 140 \frac{kg}{cm^2}$
$P_{LD} = 5.5 \frac{kg}{cm^2}$	$P_{LD} = 5.7 \frac{kg}{cm^2}$
$Q_b = 1862$ BPD	$Q_b = 1887$ BPD
$Q_o = 233$ BPD	$Q_o = 236$ BPD
$Q_{gi} = 1.100$ MMPCD	$Q_{gi} = 1.550$ MMPCD
$Fw = 87.5\%$	$Fw = 90\%$

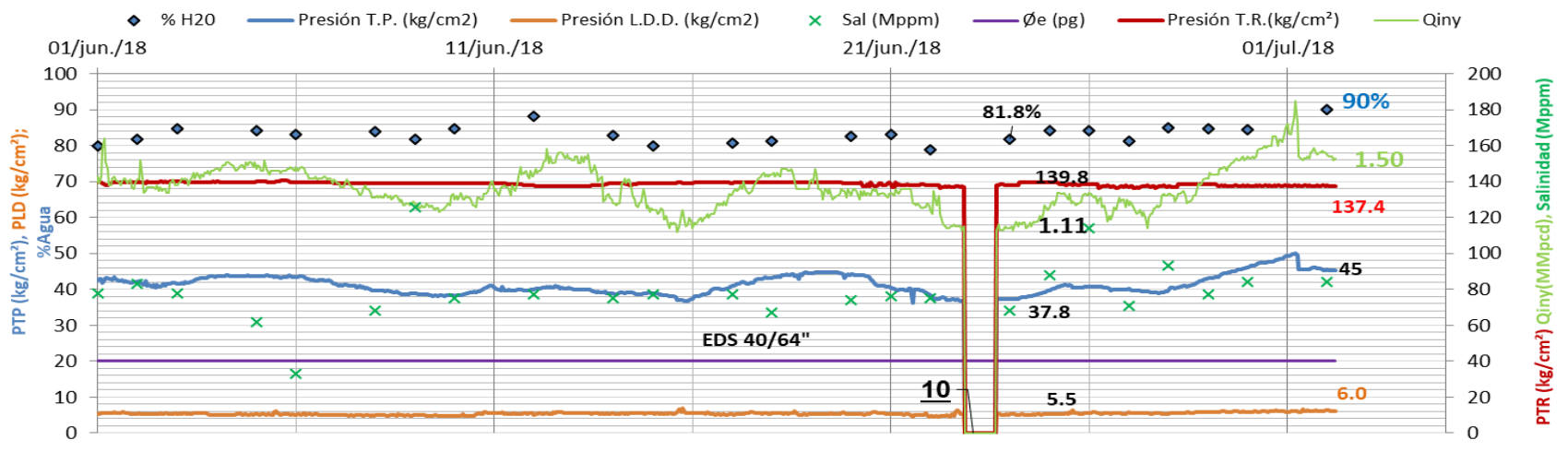


Figura 42. Monitoreo de los resultados post-ejecución.

Conclusiones

1. Una correcta administración del yacimiento consiste en obtener el volumen máximo de reservas de hidrocarburos, para el pozo A-362 resulta mejor operarlo por debajo de su gasto de inyección de gas óptimo y tener un factor de recuperación mayor.
2. La principal problemática actual del pozo A-362 es el alto porcentaje de agua (87.5%), el cual debe ser manejado cuidadosamente para evitar una irrupción completa en el intervalo productor.
3. Las propiedades fisicoquímicas del agua de formación obtenidas mediante el análisis Stiff & Davis es considerada como altamente incrustante, por lo cual tiene una inyección constante de producto químico en la válvula de sondeo para inhibir obstrucciones por carbonatos en el EDS, esto se resume en mayores gastos de operación.
4. La optimización del volumen de gas de inyección permite obtener el máximo gasto de producción de hidrocarburos del sistema.
5. Al aumentar el volumen de gas de inyección se genera una mayor diferencia de presión (Δp) en el fondo, que se traduce como un aumento en la producción del sistema. Esto propicia que el contacto agua – aceite continúe ascendiendo a una mayor velocidad hacia la cima de los intervalos productores reduciendo la vida productiva del pozo.
6. Para evitar el incremento en el corte de agua y alargar la vida productiva del pozo se recomienda hacer un cambio de SAP que genere una menor Δp y sea económicamente rentable.
7. El bombeo mecánico (BM) es una buena alternativa para el pozo A-362 por su manejo en la caída de presión en fondo y por ser un pozo con una baja RGA. El diseño de dicho SAP se realizó con software especializado RODSTAR y se encuentra en el Anexo A de este reporte.
8. Con el BM no se obtendrá el mismo gasto de producción de hidrocarburos que actualmente aporta el pozo, pero permitirá administrar el yacimiento de manera adecuada controlando el porcentaje de agua.

9. El software PIPESIM limita el diseño de SAP al no realizar una simulación integral considerando el empuje hidráulico del yacimiento y el contacto agua-aceite.

Referencias

1. Beggs, H. (2003). *Production Optimization Using Nodal™ Analysis*. Segunda Edición. Tulsa, Oklahoma.
2. Gallardo, H. (2017). *Apuntes de Ingeniería de Yacimientos de Gas*. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. México.
3. Garaicochea, F. (1983). *Apuntes de Transporte de Hidrocarburos*. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. México.
4. Kermit, E. & Beggs, H. (1984). *The Technology Artificial Methods*. Vol. 1 Tulsa, Oklahoma
5. Hernández, B. (2008). *Ajuste de Correlaciones para Estranguladores de Pozos de Gas y Condensado del Activo Muspac*. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. México.
6. López, A. & Ortiz, I. (2013). *Ingeniería de producción y productividad de pozos*. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. México.
7. Nájera, C.E. (2006). *Conceptos Básicos para la Técnica de Análisis Nodal*. México: Petróleos Mexicanos Región Sur.
8. Valladares, E. (2014). *Bombeo Neumático Dual*. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. México.
9. Petróleos Mexicanos (2016). *Historia de Petroleos Mexicanos*. México. Recuperado de:
<http://www.pemex.com/acerca/historia/Paginas/default.aspx>
10. Petróleos Mexicanos (2014). *Reforma Energética en México y PEMEX como Empresa Productiva del Estado*. México. Recuperado de:
http://www.pemex.com/ri/herramientas/Presentaciones%20Archivos/201409_EPS_esp.pdf
11. Alfaro, G.A. (2014). *Análisis Nodal*. (Informe Núm. 1). México: Petróleos Mexicanos.
12. Noriega, O.A. (2014). *A 358*. (Reporte Núm. 1). México: Petróleos Mexicanos.

13. Noriega, O.A. (2016). *Optimización*. (Reporte Núm. 5). México: Petróleos Mexicanos.
14. Ramírez, C.C. (2015). *Ingeniería de Producción*. (Informe Técnico Núm. 2). México: Petróleos Mexicanos.
15. Ramírez, C.C. (2015). *Sistemas Artificiales de Producción*. (Informe Técnico Núm. 4). México: Petróleos Mexicanos.

Anexo A

Actualmente PEMEX tiene contrato con la empresa VORDCAB, la cual presta los servicios de Bombeo Mecánico (BM) para el Campo "A".

La unidad de bombeo es hidroneumática compacta (HNc-144-53.5) y cuenta con un paquete de potencia hidráulico impulsado por un motor de combustión interna.

Las características de la unidad de bombeo son:

- Longitud de carrera = 144"
- Diámetro cilindro de balance = 5"
- Diámetro cilindro actuador = 3.5"
- Profundidad máxima de operación = 2200 m
- Volumen de producción máximo = 400 BPD
- Velocidad de bombeo máxima = 5 emboladas por minuto (EPM)
- Velocidad de bombeo mínima = 0.5 EPM
- Capacidad de carga estructural = 40,000 lb

La bomba sub-superficial es API 30-200 RWBM 24-5, que por la nomenclatura cuenta con las siguientes características:

- Diámetro exterior de la camisa: 30= $3\frac{1}{2}$ "
- Diámetro interior del pistón: 200 = 2"
- Tipo de bomba: R= Insertada
- Tipo de camisa: W= Pared delgada
- Localización de anclaje: B= Fondo
- Tipo de anclaje: M= Mecánica
- Longitud del barril: 24 ft
- Longitud nominal del pistón: 5 ft

Las características de la unidad de bombeo como de la bomba sub-superficial deben ser cargados en el software, ya que éste no cuenta en su catálogo con esta

categoría de unidades de bombeo. En la parte de configuración dicha unidad en la “Lista de unidades de bombeo medidas”, **Fig. 43**, de tal manera que represente nuestra bomba disponible.

Unit Information	
Manufacturer:	VORDCAB
Unit name:	HNC-144-53.5
Other information:	Hidroneumatica
Unit type:	Long stroke
Required crank rotation:	None
API designation	R-430-400-144
Gearbox rating (M in-lbs):	430
Structural rating (x100 lbs):	400
Maximum stroke length (in):	144
Articulating inertia (lb-ft ²):	

Unit Dimensions	
Sprocket diameter (in):	1
Sprocket c'line distance (in):	143
Drum diameter ratio:	1.725
Pitman arm length (in):	
Calc. stroke length (in):	144.0

Figura 43. Dimensión de unidad de bombeo.

Es importante mencionar que el software permite utilizar y recomienda otros tipos de unidades convencionales, Mark II o Aero-balanceadas, pero al no contar con ellas no se utilizan por esta razón, aunque puedan dar una mayor cantidad de fluidos. La unidad de bombeo se muestra en la **Fig. 44**.

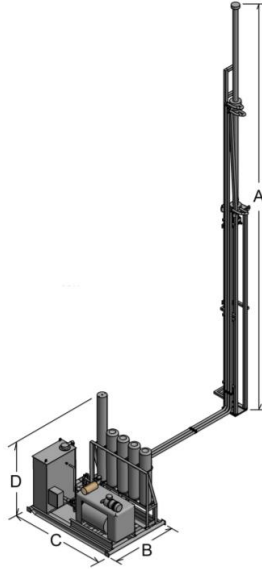


Figura 44. Unidad hidroneumática.

Consideraciones:

Para el Nivel Dinámico (ND), una columna hidrostática con presión en TP de $40 \frac{kg}{cm^2}$ cuando está fluyendo y utilizando la ecuación $P = \frac{\rho * h}{10}$; sabiendo que la densidad del fluido es de 29.2° API, es decir, 0.88 de gravedad específica. Por lo tanto despejando la altura:

$$\frac{P * 10}{\rho} = h; \frac{40 \frac{kg}{cm^2} * 10}{0.88} = 454.54 m \approx 455 m.$$

Si el NMIP está a 2055 m de profundidad, entonces el ND se encuentra a 1600 m.

La colocación de la bomba propuesta es a 1700 m, con una eficiencia de 85%. Para el diseño del BM se utiliza el diseño más crítico, donde el nivel de fluido se encuentra 5 m por encima de la colocación de la bomba.

El software especializado RODSTAR-D permite realizar el diseño alimentado sus diferentes módulos con los datos correspondientes del pozo, para ello se utilizan los mismos parámetros que en el último ajuste del modelo de pozo de PIPESIM para su optimización. Esta versión de RODSTAR permite realizar diseño en pozos direccionales como el caso del pozo A-362.

Módulo “Información del pozo”:

- Presión TP: $40 \frac{kg}{cm^2} = 568.9338 \text{ psi}$.
- Presión TR: $41 \frac{kg}{cm^2} = 583.1576 \text{ psi}$.
- Corte de agua = 87.5%
- Gravedad específica del agua = 1.03
- Densidad API = 29.2°

En información de la producción, haremos el caso más crítico tomando en cuenta que el ND se encuentra a 1695 m. tomando la máxima velocidad de bombeo que nos permite la unidad que son 5 EPM.

Módulo “Información de Bomba y Tubería de producción”:

- Tamaño de TP: 3 ½”. O.D = 3.5” e I.D. = 2.992”
- Tipo de bomba: Insertada
- Tamaño del émbolo: 2”
- Coeficientes de amortiguación ascendente y descendente: 0.1
- Fricción de la bomba: 200 lb

La compañía VORDCAB utiliza varillas de acero grado “D” API nuevas con un factor de servicio de 0.9 y un coeficiente de fricción de 0.2. Se propone un arreglo de varillas con un diámetro máximo de varilla de 1” y un diámetro mínimo de 7/8”.

Por último, debe de cargarse el Survey del pozo A-362, indicando la distancia desarrollada en pies, la inclinación y el Azimuth en grados. De esta manera el software gráfica el desplazamiento del pozo como se observa en la **Fig. 45**.

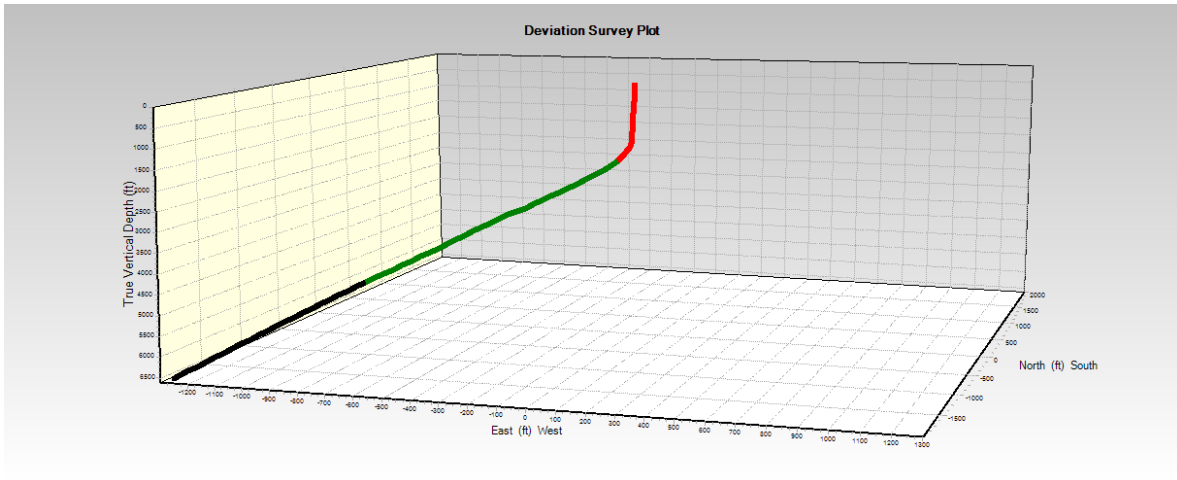


Figura 45. Survey graficado pozo A-362.

La unidad de bombeo tiene una potencia de 200 HP donde el motor opera con gas de BN propio de la red, por lo que no se consideran costos por el motor eléctrico.

Resultados:

Implementando un bombeo mecánico en el pozo A-362 con base en el diseño generado en RODSTAR, los resultados indican un $Q_b = 244$ BPD y $Q_o = 31$ BPD con 5 EPM. Las cartas dinámicas obtenidas con la simulación se observan en la **Fig. 46**. La mayor carga del pozo se genera en el tramo con mayor desviación del pozo y en el cambio de varillas como se muestra en la **Fig. 47** donde el máximo esfuerzo se genera 548 metros (1800 ft).

El grado de severidad adecuado es $\frac{5^\circ}{100 ft}$ para evitar un desprendimiento del equipo, en la **Fig. 48** se observa como con este diseño el grado de severidad es de $\frac{4^\circ}{100 ft}$ con lo que se considera apropiado para su instalación.

La **Tabla 17** y **Tabla 18** indican los resultados de la simulación realizada en el software, con las consideraciones anteriormente mencionadas.

Tabla 17. Resultados obtenidos con software RODSTAR.

CALCULATED RESULTS			
Production rate (bfpd):	244	Peak pol. rod load (lbs):	21835
Oil production (BOPD):	31	Min. pol. rod load (lbs):	8708
Strokes per minute:	5	MPRL/PPRL	0.399
		Unit struct. loading:	55%
Permissible load HP:	72.7		
Fluid load on pump (lbs):	7142	Buoyant rod weight (lbs):	10540
Fluid level TVD (ft from surface):	5171		
Polished rod HP:	18.9		
Tubing, pump and plunger calculations			
Tubing stretch (ins):	6.4		
Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	12.8		
Gross pump stroke (ins):	127.3		
Pump spacing (in. from bottom):	16.7		
Minimum pump length (ft):	19.0		
Recommended plunger length (ft):	4.0		
Rod string stress analysis (service factor: 0.9)			

Tabla 18. Esfuerzo generado en la sarta de varillas.

Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
1	D (API)	1927	115000	0.2	83%	28371	11656	6216	API MG
.875	D (API)	3650	115000	0.2	83%	26086	7686	-333	API MG

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.

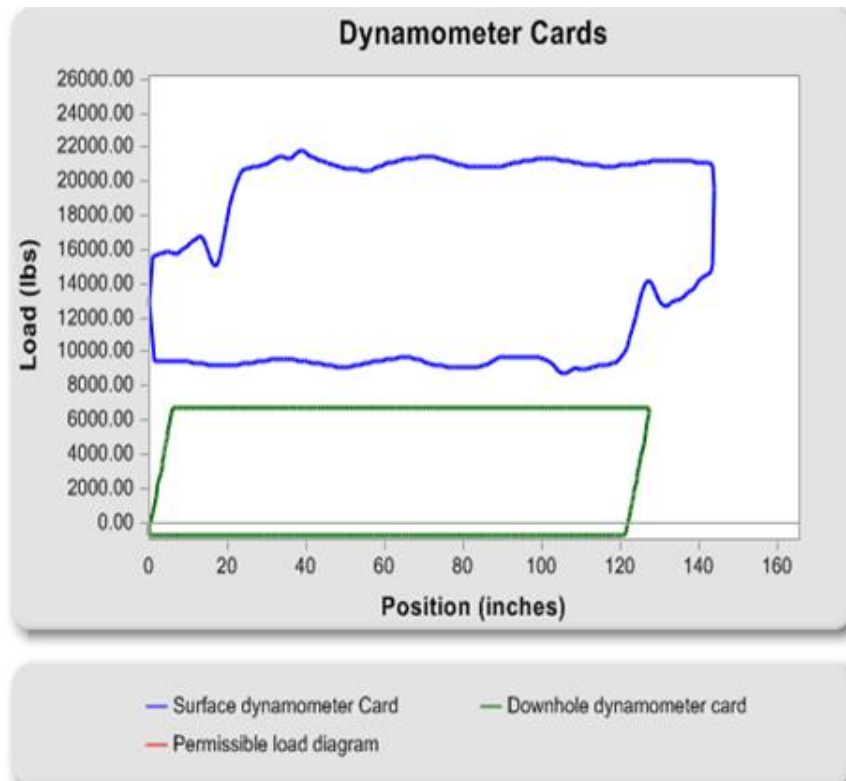


Figura 46. Cartas dinámicas simuladas.

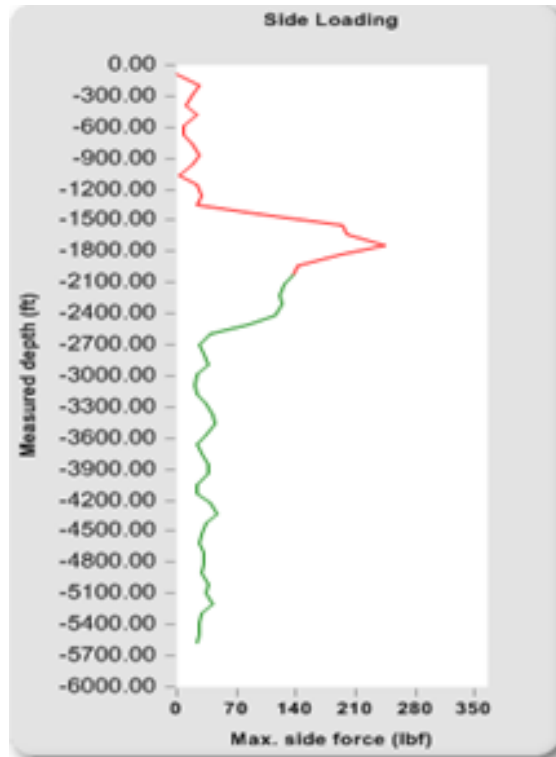


Figura 47. Carga lateral con respecto a la profundidad.

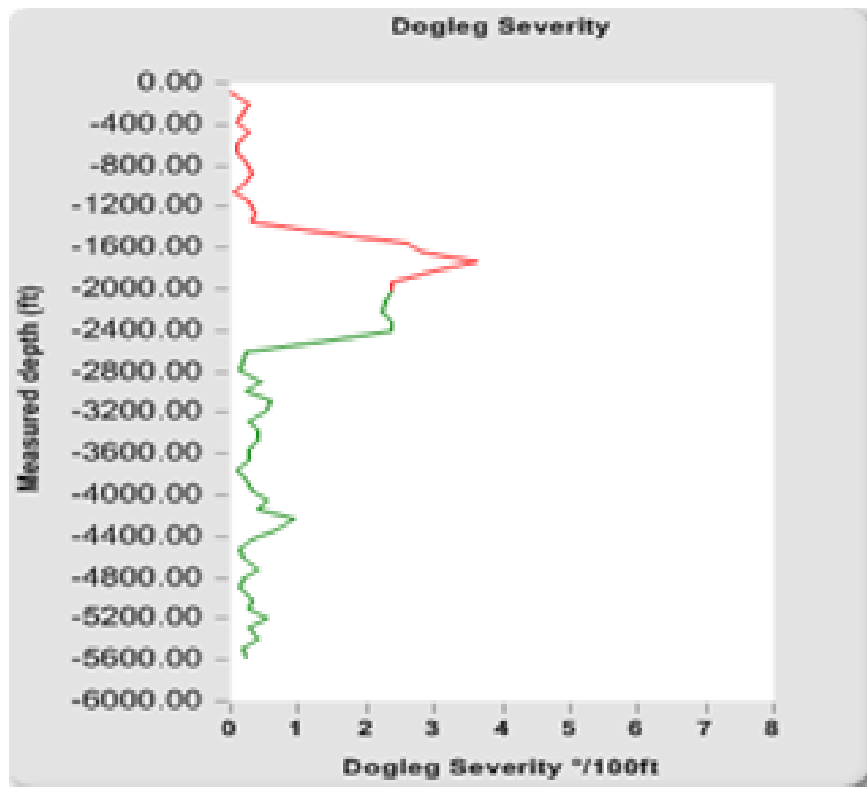


Figura 48. Grado de severidad con respecto a la profundidad.

