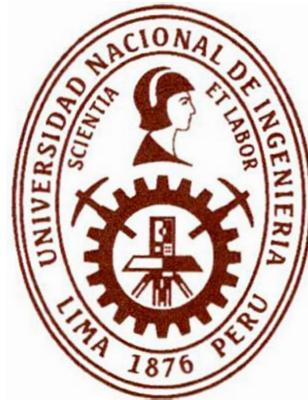


Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



Trabajo de Suficiencia Profesional

**Impacto del Software ReO para la optimización del modelo
de redes de producción de petróleo en Offshore**

Para obtener el Título Profesional de
Ingeniero de Petróleo

Elaborado por
Julian German Dueñas Guillen

0009-0002-6839-3536

Asesor
Ing. Juan Ernesto Ingaluque Arapa

0000-0003-2319-3864

LIMA-PERU

2025

Agradecimiento

Agradezco profundamente a mi familia en especial a mis padres: Enrique y Mercedes que desde el cielo deben estar viendo culminada esta etapa académica, a ellos que me educaron y me inculcaron los valores esenciales para desarrollarme en la vida y convertirme en un hombre de bien y útil a la sociedad.

A mis hermanos que junto a mis padres me apoyaron incondicionalmente durante mi etapa de estudiante universitario y continúan haciéndolo.

Agradecer a mi Alma Mater. la U.N.I y en especial a nuestra Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica y a su plana docente quienes participaron en mi formación académica y en la búsqueda de la excelencia y mejora continua.

Agradezco a mis mentores y colegas que con sus consejos y ayuda colaboraron en mi desarrollo profesional a lo largo de los años en la industria de la actividad de la Exploración y Producción de Petróleo.

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mi compañera de toda la vida, mi esposa: Gina Maritza por su paciencia y apoyo incondicional, a mis tres hijos: Jesus Enrique Alonso, Gina Lucia Y Camila Andrea, a ellos por su apoyo y comprensión de todos los años que sufrieron de mi ausencia en casa.

A mis hijos les dedico este trabajo con todo el amor de padre, como muestra de que con esfuerzo, sacrificio, dedicación y perseverancia es posible lograr lo que nos proponemos en la vida, que sea una motivación especial y un reto personal para cada uno de ellos conseguir sus sueños y metas trazadas, contarán con mi apoyo y orientación durante mi existencia. Los Amo.

Resumen

El trabajo del proyecto de investigación, considerará la actualización del modelo de redes integral de producción de los campos Peña Negra y Lobitos Offshore a condiciones operativas haciendo uso del simulador ReO (Network Desing and Optimization- Diseño y optimización de Redes), con licencia en servidor local de Savia Perú.

La ejecución del proyecto se dividió en dos fases: en análisis de pozos representativos en una plataforma y la actualización del modelo integral (pozo-superficie) de las redes de producción de los campos Peña Negra y Lobitos Offshore, en cuanto a la fase de modelado de pozos representativos para cada plataforma, se analizaron las variables presión, temperatura y flujo de gas en los nodos de gas lift y gas producido, generando así un modelo de pozo sensible a efectos termodinámicos en el nodo analizado, basado en el algoritmo de cálculo *API RP 11v10* adaptado para pozos de gas lift intermitente tipo BLT (modelo de pozos Peña Negra, Savia Perú & Waterford).

Por otro lado, en cuanto a la fase de la actualización de modelado integral (pozo-superficie) de las redes se llevó a cabo con el simulador ReO™ bajo el soporte de análisis estadístico de las diferentes variables del sistema de redes de producción, el cual era registrado en tiempo real mediante el sistema de monitoreo digital de campo. El criterio de análisis estadístico de pozos representativos y red integral asume un régimen estacionario en el sistema de producción, a excepción de un evento de gran magnitud como una falla de un determinado activo en las facilidades de producción (compresores, ductos, recipientes de baja y alta presión), ello con el objetivo de una aproximación exacta al comportamiento dinámico del campo.

Finalmente se evaluaron escenarios de cambios operativos en la red integral de ambos campos (Peña Negra y Lobitos) en el simulador ReO™ a solicitud del cliente, a fin de determinar el impacto productivo por cambios en sistema de producción, además también de la detección de cuellos de botella y la evaluación del manejo de la producción ante una contingencia por falla de un determinado activo.

Abstract

The work of the research project will consider the update of the comprehensive production network model of the Peña Negra and Lobitos Offshore fields to operational conditions using the ReO (Network Design and Optimization) simulator, licensed on a server. local Savia Peru.

The execution of the project was divided into two phases: analysis of representative wells on a platform and updating of the comprehensive model (well-surface) of the production networks of the Peña Negra and Lobitos Offshore fields, in terms of the modeling phase. of representative wells for each platform, the variables pressure, temperature and gas flow in the gas lift and produced gas nodes were analyzed, thus generating a well model sensitive to thermodynamic effects in the analyzed node, based on the API calculation algorithm RP 11v10 adapted for BLT type intermittent gas lift wells (Peña Negra, Savia Peru & Weatherford well model).

On the other hand, regarding the comprehensive modeling update phase (well-surface) of the networks, it was carried out with the ReO™ simulator under the support of statistical analysis of the different variables of the production network system, the which was recorded in real time through the digital field monitoring system. The criterion of statistical analysis of representative wells and integral network assumes a stationary regime in the production system, with the exception of a large event such as a failure of a certain asset in the production facilities (compressors, pipelines, low and high pressure), this with the objective of an exact approximation to the dynamic behavior of the field.

Finally, scenarios of operational changes in the comprehensive network of both fields (Peña Negra and Lobitos) were evaluated in the ReO™ simulator at the request of the client, in order to determine the productive impact due to changes in the production system, in addition to the detection of bottlenecks and the evaluation of production management in the event of a contingency due to the failure of a certain asset.

Índice

Agradecimiento.....	i
Dedicatoria.....	ii
Resumen.....	iii
Abstract	iv
Índice.....	v
Lista de Figuras.....	vii
Lista de Tablas	ix
Capítulo I: Introducción	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Problemática	2
1.3 Formulación del Problema.....	3
1.3.1 Problema General	3
1.3.2 Problemas Específicos.....	3
1.4 Objetivos de la Investigación.....	4
1.4.1 Objetivo General	4
1.4.2 Objetivos Específicos	4
1.5 Hipótesis de la Investigación	4
1.5.1 Hipótesis General	4
1.5.2 Hipótesis Específicas.....	5
1.6 Justificación de la Investigación	5
1.7 Identificación de Variables	6
1.7.1 Variables Independientes.....	6
1.7.2 Variables Dependientes	6
Capítulo II: Marco Teórico y Conceptual	7
2.1 Sistema de Levantamiento Artificial Plunger Lift	7
2.2 Pozos en Gas Lift Intermitente	11
2.3 Marco Conceptual.....	12
2.3.1 Gas Lift	12
2.3.2 Diseño de una completación por Gas Lift.....	13
2.3.3 Válvulas de Descarga (Diseño del espaciado).....	20
2.3.4 Válvulas de Descarga (Diseño de Operación)	25
2.3.5 Análisis Nodal de un pozo con sistema por Gas Lift	28

Capítulo III: Metodología de modelamiento de sistema de producción	34
3.1 Modelado de pozos representativos.....	34
3.1.1 Características de fluido	34
3.1.2 Análisis de información de reservorio y completación de pozo.....	36
3.1.3 Análisis de variables de sistema de producción de pozo.....	37
3.2 Modelaje de redes de producción	41
3.2.1 Análisis de variables de sistema de redes producción.....	41
3.2.2 Actualización de modelo de simulación de las redes	43
3.3 Integración de Modelos de Pozos con Modelo de Red.....	49
3.4 Ajuste del Modelo Integrado Pozo-Superficie.....	49
3.5 Metodología para el procesamiento de datos.....	52
3.5.1 Procesamiento de datos de sistema de monitoreo digital y físico	52
Capítulo IV: Caso estudio de Redes de Producción	54
4.1 Caso estudio Redes Integral Campo Peña Negra Offshore	54
4.1.1 Selección de periodo de estudio	54
4.1.2 Generación de límites operativos en sistema gas de baja y alta presión.	55
4.1.3 Criterios de ajuste para calibración de variables sistema gas lift.	57
4.1.4 Diagnóstico de campo e identificación de cuellos de botella.....	59
4.1.5 Evaluación de escenarios.....	60
4.2 Caso estudio Redes Integral Campo Lobitos Offshore.....	62
4.2.1 Selección de periodo de estudio	63
4.2.2 Generación de límites operativos en sistema gas de baja presión y alta presión	64
4.2.3 Criterios de ajuste para calibración de variables sistema gas lift.	67
4.2.4 Diagnóstico de campo e identificación de cuellos de botella.....	68
4.2.5 Evaluación de escenarios.....	69
Capítulo V: Análisis Económico	71
Capítulo VI: Conclusiones y Recomendaciones.....	72
6.1 Conclusiones	72
6.2 Recomendaciones	74
Capítulo VII: Referencias Bibliográfica	76
Capítulo VIII: Anexo	78
7.1 PVT – LOBITOS	78
7.2 PVT – PEÑA NEGRA	80

Lista de Figuras

<i>Figura 1 Esquema Típico De Una Instalación Plunger Lift</i>	7
<i>Figura 2 Esquema de un ciclo con plunger lift.....</i>	10
<i>Figura 3 Comportamiento de un pozo productor.</i>	13
<i>Figura 4 Efecto de la RGL en el Gas Lift.....</i>	15
<i>Figura 5 Diagrama de presión de un pozo por Gas Lift.</i>	19
<i>Figura 6 Diagrama de descarga de un pozo con sistema Gas Lift.....</i>	21
<i>Figura 7 "Spread"de válvula operada por presión.</i>	26
<i>Figura 8 Efectos de la RGL de inyección en pozos de Gas Lift.</i>	30
<i>Figura 9 RGL de Inyección Efectiva para un pozo con Gas Lift.....</i>	30
<i>Figura 10 Efecto de la Profundidad de Inyección en pozos con sistema Gas Lift.</i>	31
<i>Figura 11 Efecto sobre la producción.</i>	32
<i>Figura 12 Efecto de la profundidad de inyección en pozos con sistema Gas Lift.....</i>	33
<i>Figura 13 Validación de estacionariedad de serie temporal - Back Pressure PN3</i>	37
<i>Figura 14 Distribución de probabilidad datos en el Nodo - Gas Producido en Separadores Totales PN3</i>	38
<i>Figura 15 Distribución de probabilidad datos en el Nodo - Gas Lift Usado PN3</i>	39
<i>Figura 16 Distribución de probabilidad datos en el Nodo - Back Pressure PN3.....</i>	40
<i>Figura 17 Validación de estacionariedad de serie temporal - Gas comprimido PN3#1.....</i>	42
<i>Figura 18 Distribución de probabilidad datos en el Nodo - Gas comprimido PN3#1</i>	43
<i>Figura 19 Figura 7.- Apariencia final de la construcción del nivel 1 del modelo de simulación en ReO™ - PN</i>	47
<i>Figura 20 Apariencia final de la construcción del nivel 2, correspondiente a la plataforma PN3</i>	48
<i>Figura 21 Apariencia final de la construcción del nivel 3, correspondiente a la plataforma PN9</i>	49
<i>Figura 22 Parámetros claves para el ajuste del modelo integrado pozo-superficie</i>	51

<i>Figura 23 Diagrama de Pre-procesamiento de datos con Python.....</i>	53
<i>Figura 24 Red Peña Negra - Simulador ReO™.....</i>	54
<i>Figura 25 Selección de periodo de estudio, del sistema BalGas – Gas Producido Total</i>	55
<i>Figura 26 Balance de Gas producido total plataformas - Peña Negra</i>	55
<i>Figura 27 BackPressure plataformas - Peña Negra</i>	56
<i>Figura 28 Flujo de gas en compresores - Peña Negra</i>	57
<i>Figura 29 Producción de fluidos totales - Peña Negra.....</i>	57
<i>Figura 30 Resultado caso base y ajuste de la variable backpressure – PN.....</i>	58
<i>Figura 31 Resultado caso base y ajuste de la variable presión gas lift – PN.....</i>	58
<i>Figura 32 Resultado caso base y ajuste de la variable presión de descarga en compresor- PN</i>	59
<i>Figura 33 Resultado caso base y ajuste de la variable flujo de gas en compresor – PN.....</i>	59
<i>Figura 34 Red Lobitos - Simulador ReO™</i>	63
<i>Figura 35 Selección de periodo de estudio, del sistema BalGas – Gas Producido Total</i>	64
<i>Figura 36 Balance de Gas producido total plataformas – Lobitos.....</i>	64
<i>Figura 37 BackPressure plataformas – Lobitos</i>	65
<i>Figura 38 Récord de backpressure plataformas – Lobitos</i>	65
<i>Figura 39 Flujo de gas en compresores – Lobitos.....</i>	66
<i>Figura 40 Figura 28.- Producción de fluidos totales – Lobitos</i>	66
<i>Figura 41 Resultado caso base y ajuste de la variable backpressure – LO.....</i>	67
<i>Figura 42 Resultado caso base y ajuste de la variable presión gas lift – LO</i>	67
<i>Figura 43 Resultado caso base y ajuste de la variable presión de descarga en compresor LO</i>	68
<i>Figura 44 Resultado caso base y ajuste de la variable flujo de gas en compresor – LO</i>	68

Lista de Tablas

<i>Tabla 1 Resumen de análisis PVT para caracterizar los fluidos campo Lobitos Offshore....</i>	35
<i>Tabla 2 Resumen de análisis PVT para caracterizar los fluidos campo Peña Negra Offshore</i>	
.....	35
<i>Tabla 3 Sensibilidad de producción de pozo representativo plataforma PN3</i>	40
<i>Tabla 4 Nomenclatura de objetos en el modelo de simulación de ReO™</i>	44
<i>Tabla 5 Diámetros externos nominales y su índice asociado</i>	45
<i>Tabla 6 Espesores de pared de tubería y su índice asociado</i>	46
<i>Tabla 7 Nomenclatura empleada para equipos dentro de plataformas.....</i>	47
<i>Tabla 8 Correlaciones de flujo empleadas para tuberías que transportan gas, flujo multifásico y líquido</i>	50
<i>Tabla 9 Parámetros de ajuste de la red de gas de baja presión</i>	50
<i>Tabla 10 Resultado de ajuste de tuberías – PN</i>	60
<i>Tabla 11 Resultado de Escenarios planteados por Producción Ingeniería – PN</i>	61
<i>Tabla 12 Resultado de Escenarios planteados por M&R – PN.....</i>	61
<i>Tabla 13 Resultado de Escenarios planteados por FACEST – PN.....</i>	62
<i>Tabla 14 Resultado de ajuste de tuberías – LO</i>	69
<i>Tabla 15 Resultado de Escenarios planteados por Producción Ingeniería – LO</i>	70
<i>Tabla 16 Resultado de Escenarios planteados por M&R – LO</i>	70
<i>Tabla 17 Resultado de Escenarios planteados por FACEST – LO</i>	70
<i>Tabla 18 Costos del software</i>	71

Capítulo I: Introducción

1.1 Antecedentes

(SPE 191639-18RTC-MC, 2018), en el artículo Application of Asset Integrated Modeling for Surface Structure Infrastructure Re-Engineering (Aplicación del modelo integrado de activos para la reingeniería de infraestructura de estructuras de superficie), describe las etapas de desarrollo de un modelo integrado para el yacimiento petrolero en Siberia Occidental, El motivo para crear el modelo es la reingeniería de la infraestructura del campo debido al inicio del programa de perforación de varias plataformas nuevas, El programa de perforación se realiza junto con el desmantelamiento parcial de la infraestructura existente de los antiguos pozos de cortes de agua altos,

La organización de proceso de cálculo es interesante porque el software fue proporcionado por diferentes proveedores, lo cual es típico en casi todas las empresas, El modelo geológico e hidrodinámico se diseñó utilizando TNavigator (navegador) y los modelos de infraestructura de pozos y de superficie se diseñaron con los software: WellFlo y ReO, La integración se llevó a cabo mediante un software especialmente desarrollado que transfirió las condiciones límite entre aplicaciones y guardó los resultados intermedios en la base de datos MS Access.

(SPE112130, 2008), en el artículo Online Production Optimization on Ekofisk (Optimización de la producción en línea, en Ekofisk), la empresa Conoco Philips Noruega AS, implementó un centro de operaciones terrestres (OOC), el OCC facilita procesos de trabajo colaborativo mejorados, optimizan la producción y agilizan las operaciones mediante un uso más proactivo, tanto de los equipos de campo como de las herramientas de software. Este Software fue propuesto y desarrollado por EPS Ltd, una empresa de Weatherford en colaboración con COPNo.

Se desarrollaron modelos de pozos y la red de producción/proceso, para garantizar que estos modelos puedan resolver las preguntas habituales que enfrentan los equipos de operaciones de Greater Ekofisk. Además de los escenarios diarios de simulación y

optimización ejecutados por el sistema completo en línea, también disponible fuera de línea para evaluar problemas de producción excepcionales.

(SPE1 189223 MS, 2017), en este artículo, Production and Cost Optimization in a Complex Onshore Operation Using Integrated Model (Optimización de producción y costos en una operación terrestre compleja utilizando un modelo integrado), se desarrolló en el campo Kaji-Semoga (Indonesia), un Modelo integrado de Producción (IPM) el cual combina el sistema de subsuelo y el sistema de producción de superficie, es una herramienta que se puede utilizar el sistema de producción existente y organizar la próxima estrategia de producción,

Según el IPM se logró reducir la inyección de GL en un 17% manteniendo la producción de petróleo, se ahorró el 24 % de costo anual de compresores, la evaluación de confiabilidad del levantamiento artificial muestra que la confiabilidad de GL se redujo junto con los escases de gas, lo que contribuyó con el 71% de aplazamiento total de petróleo. Entonces se seleccionó el cambio de levantamiento artificial de GL a ESP, luego se procedió a parar compresores de levantamiento con gas de acuerdo con el cronograma de conversión de levantamiento artificial y la distribución de la red de gas, El IPM podría optimizar el GL y ESP simultáneamente.

El documento describe algunas de las lecciones aprendidas en la construcción y utilización del IPM como una herramienta eficaz, no solo optimizar la producción existente, si no para generar la estrategia de producción futura y la oportunidad de reducir costos y la maniobra operativa.

1.2 Problemática

Los campos de Peña Negra y Lobitos Offshore están formados por un conjunto de redes de tuberías de transferencia de Gas Producido, Gas Lift, Gas de Ventas, Gas de inyección de gas y de crudo, las Operaciones data de los años 60's con el manejo de campo, basado en la experiencia operativa del personal de Supervisión y técnicos, que dan solución a

problemas que se presentan y se dieron solución en base a prueba y error, o con criterios de sentido común y conocimientos de ingeniería con aplicaciones aisladas.

Para ello se vio la necesidad de modelar los campos con un software que proporcione una herramienta capaz de mostrar escenarios probables y posibles ante los cuales se pueda analizar las afectaciones en la producción y manejo de los campos ante unas futuras estrategias de operación con el objetivo de reducir las pérdidas originadas por parada de compresores, cuellos de botella, eficiencia de levantamiento artificial, performance de pozos, facilidades instaladas, etc.

Por tal motivo se vio la alternativa de solución con la participación de la empresa Weatherford con el simulador ReO que en otras latitudes fueron aplicadas para mejorar el manejo de campos petroleros.

1.3 Formulación del Problema

1.3.1 Problema General

¿Cómo optimizar el modelo de redes de producción de petróleo en los campos de Offshore usando el Software ReO?

1.3.2 Problemas Específicos

¿Cómo actualizar y optimizar los tiempos de ejecución (recursos computacionales) del modelo integral de las redes de transporte de fluidos (petróleo, gas y agua)?

¿Cómo analizar y diagnosticar la condición de operación actual de las redes de producción?

¿Cómo generar perfiles termodinámicos sintéticos (presión, temperatura y flujo de gas) para plataformas con SMF (Sistema de monitoreo físico), mediante la aplicación técnicas predictivas de *machine learning* (ML) aplicados a series temporales?

¿Cómo simular escenarios de operación de las redes de producción?

1.4 Objetivos de la Investigación

1.4.1 Objetivo General

Optimizar el modelo de redes de producción de petróleo en los campos de Offshore usando el Software ReO.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Adquisición, procesamiento y análisis de datos campo del sistema de monitoreo digital (SMD) en tiempo real y sistema de monitoreo físico (SMF) de los campos Peña Negra y Lobitos Offshore.
- Generar matriz de datos estructurados de cada una de las variables del sistema gas lift (presión, temperatura y flujo de gas) para cada una de las plataformas.
- Implementación del algoritmo de cálculo para el modelo de Gas lift intermitente tipo BLT adaptado, en lenguaje de programación Python.
- Generar curvas de producción de pozos representativos para cada plataforma simulado en archivos con formato PCD (caudales de gas producido total versus caudales de inyección gas lift y el parámetro back Pressure del sistema gas de baja presión), las cuales serán información de entrada para el modelo de simulación integral de las redes de producción.
- Identificar escenarios de ajuste para las redes, definiendo caudales instantáneos de gas de inyección, gas total, petróleo y agua, con sus correspondientes presiones.
- Ajustar y comprobar el modelo simulación de las redes para las variables de backpressure para el sistema de baja presión, presión de inyección en sistema gas lift, presión de descarga de compresor y flujo de gas de compresor, para los cuartiles de 25%-75%, con un error promedio inferior al 15%.

1.5 Hipótesis de la Investigación

1.5.1 Hipótesis General

Mediante el uso del simulador Software ReO, se optimizará el modelo de redes de producción de petróleo en los campos de Offshore, a fin de determinar el impacto productivo

por cambios en sistema de producción, además también de la detección de cuellos de botella y la evaluación del manejo de la producción ante una contingencia por falla de un determinado activo.

5.2 Hipótesis Específicas

- El modelo ajustado permitirá efectuar un diagnóstico operativo actual del sistema, encontrando varias restricciones en la red de tuberías que presentan limitaciones considerables en el flujo de fluidos,
- Evaluará escenarios de cambios operativos en la red integral de ambos campos (Peña Negra y Lobitos) en el simulador ReO™
- Se demostrará que la distribución de la variable backpressure en toda la red de baja presión será mucho mejor al reactivar el gasoducto de baja presión PN2-OO_6 5/8"(actual como oleoducto).

1.6 Justificación de la Investigación

La actualización de modelo actual propone un enfoque simplificado de un sistema de red compleja a nivel de pozo-superficie con capacidad de obtener resultados razonables, exactos y de calidad que expliquen los efectos físicos del comportamiento productivo del campo, empleando recursos computacionales óptimos en tiempo y espacio durante la ejecución, generación de reportes, visualización, análisis e interpretación de resultados finales (librerías *open-source* de *Python*).

Los modelos analizados de pozos representativos de cada una de las plataformas y modelo de redes fueron integrados en el simulador ReO™ y se procedió con la etapa de ajuste. El modelo ajustado permitió efectuar un diagnóstico operativo actual del sistema, encontrando varias restricciones en la red de tuberías que presentan limitaciones considerables en el flujo de fluidos, y por la cual se generó un listado para que a corto plazo sean consideradas dentro de un plan de limpieza.

1.7 Identificación de Variables

1.7.1 *Variables Independientes*

Simulador ReO™ (Network Desing and Optimization- Diseño y optimización de Redes).

1.7.2 *Variables Dependientes*

- Presión.
- Temperatura.
- Flujo de gas.

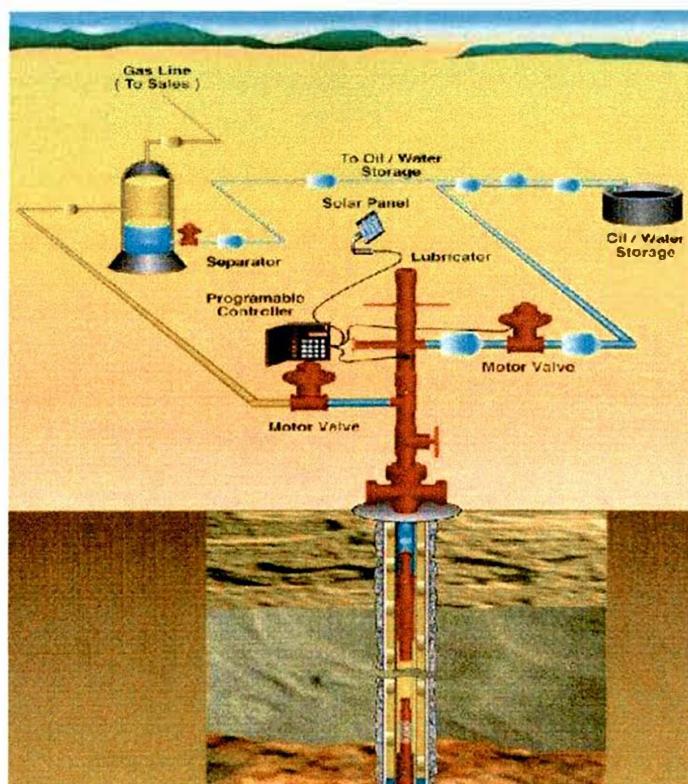
Capítulo II: Marco Teórico y Conceptual

2.1 Sistema de Levantamiento Artificial Plunger Lift

Durante la vida inicial de un pozo, el gas y los líquidos fluyen libremente a la superficie, pero el flujo estable no permanece todo el tiempo, al disminuir el 15 flujo los líquidos y gases comienzan a adherirse a las paredes de la tubería de producción y resbalarse acumulándose en el interior del fondo del pozo, con el resbalamiento continuo del líquido comienzan a formarse tapones de líquidos, que cuando ascienden a la superficie, hasta un 75% puede caer al fondo del pozo empeorando la situación, cuando más fluido se acumula en el fondo menor es el caudal de producción, los tapones de fluido crecen de tamaño y el volumen de fluido que cae al fondo es aún mayor, por lo que sin intervención alguna, la columna de fluido será tan pesada que no subirá y la producción del pozo se detiene. (Reyes Huancas, 2015)

Figura 1

Esquema Típico De Una Instalación Plunger Lift



Fuente: (Luis Miguel Reyes)

El Sistema de Extracción de Petróleo Plunger Lift es una solución eficiente y rentable para mejorar la producción en pozos de petróleo y gas que tienen características de flujo marginal. Este método se utiliza cuando es necesario eliminar líquidos del pozo para prolongar su vida útil. A continuación, enumero las ventajas clave del Plunger Lift:

- **Bajo costo inicial:** Comparado con otros métodos de levantamiento artificial, el Plunger Lift requiere una inversión inicial baja, lo que lo hace atractivo económicamente.
- **Bajo mantenimiento:** Este sistema es conocido por su simplicidad y la necesidad de mantenimiento mínimo, lo cual reduce los costos operativos y el tiempo de inactividad del pozo.
- **No requiere energía externa:** En la mayoría de los casos, el Plunger Lift no depende de una fuente externa de energía para operar. Esto significa que puede funcionar de manera autónoma, aprovechando la energía natural del propio flujo del pozo.
- **Eficiencia en pozos con flujo marginal:** Está diseñado específicamente para pozos que tienen problemas de flujo marginal, ayudando a optimizar la producción al eliminar los líquidos no deseados y mejorar la eficiencia de la extracción.

El sistema Plunger Lift se basa en utilizar un émbolo o pistón viajero para mejorar la eficiencia de producción en pozos de petróleo y gas. Aquí se explica el proceso detallado de su operación:

1. **Componentes del sistema:**

- **Mecanismo lubricador y de retención (cáptcher):** Está ubicado en la superficie y sirve para capturar el émbolo cuando llega a la superficie.
- **Amortiguador de resorte en el fondo:** Ayuda a amortiguar el movimiento del émbolo durante su ascenso y descenso en la tubería de producción.
- **Émbolo o pistón viajero:** Actúa como el componente móvil principal que viaja dentro de la tubería de producción, separando los líquidos del gas.

- **Controlador electrónico:** Regula el tiempo y/o la presión para controlar el movimiento del émbolo y la operación del sistema.
- **Válvula motora:** Se encuentra en la línea de flujo y es controlada por el controlador. Abre y cierra para permitir el paso del gas y los líquidos.

2. Inicio de la operación:

- El controlador inicia la operación cerrando la válvula de diafragma en la línea de flujo del pozo.
- El émbolo comienza a descender por la tubería de producción hacia el fondo del pozo a través de la columna de fluido.

3. Acumulación de gas:

- Una vez que el pozo está cerrado, el gas de formación se acumula en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. Este espacio actúa como un depósito de almacenamiento para el gas.

4. Apertura de la válvula motora:

- Cuando la presión en la tubería de revestimiento alcanza cierto valor predeterminado, el controlador abre la válvula motora en la línea de flujo.
- Esto permite que el gas acumulado en el espacio anular y la tubería de revestimiento se transfiera rápidamente a la tubería de producción.

5. Ascenso del émbolo:

- La rápida transferencia de gas a la tubería de producción crea una alta velocidad que genera una baja de presión a través del émbolo y los líquidos.
- El émbolo comienza su ascenso hacia la superficie, llevando consigo los líquidos acumulados en la tubería de producción.

6. Detección y continuación del flujo:

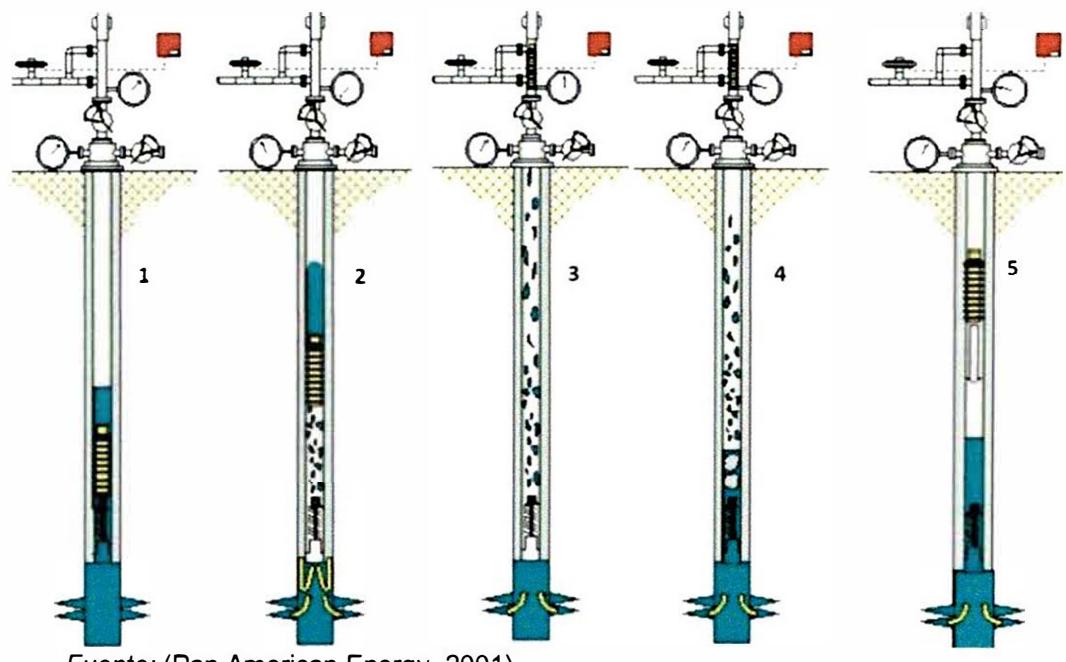
- Una vez que el émbolo alcanza la superficie, el controlador detecta su llegada.
- Permite que el pozo fluya libremente durante un tiempo adicional para evacuar completamente los líquidos restantes.

7. Cierre y repetición del ciclo:

- Despues de un período de flujo libre, el controlador cierra nuevamente la válvula motora.
- El émbolo vuelve a caer por la tubería de producción, y el ciclo se repite automáticamente varias veces al día.

Figura 2

Esquema de un ciclo con plunger lift



Fuente: (Pan American Energy, 2001).

- (1) La válvula neumática está cerrada y la presión en el espacio anular hace el buid up.
- (2) La válvula abre y el gas del anular se expande levantando el pistón y el slug de liquido
- (3) El líquido y el pistón alcanza la superficie, el pistón es mantenido en el lubricador por el flujo de gas.
- (4) la velocidad del gas decrece y comienza a acuarse liquido en el fondo del pozo, si se lo deja fluir más tiempo puede ahogarse.
- (5) La válvula neumática cierra y el plunger cae, primera atreves del gas y luego atreves del líquido, Una vez que alcanza el fondo del ciclo se repite nuevamente.

2.2 Pozos en Gas Lift Intermitente

Incrementar la producción de petróleo en pozos operados bajo gas lift intermitente esta, sin duda, relacionada con el tiempo de ciclo óptimo y el volumen de gas de inyección por cada ciclo. En este sentido, el objetivo de la optimización es maximizar la producción con una relación gas líquido tan baja como sea posible. Esta tarea puede ser hecha con relativa facilidad si se obtiene una favorable producción de líquido con una razonablemente baja relación de gas de inyección, sin embargo, determinar cuál es la máxima producción a la más baja relación de gas de inyección puede ser un desafío diferente. Entender el comportamiento de los parámetros involucrados en el proceso de producción de un pozo operado por gas lift intermitente es clave para alcanzar el objetivo de la optimización.

Sin embargo, el modelaje del comportamiento de producción de un pozo gas lift intermitente es más complejo, debido a sus características altamente transiente, en donde la determinación del tiempo de ciclo óptimo y la cantidad de gas a inyectar por cada ciclo son diferentes al sistema gas lift continuo (GLC).

En este sentido, para efectos de este proyecto se consideró algoritmo de cálculo mejorado que contempla la condición de Gas Lift Intermitente (GLI) de tipo BLT, el cual se basa en la adaptación original de la norma API RP 11V10 *“Recommended Practices for Design and Operation of Intermittent and Chamber Gas-lift Wells and Systems”*. Esta adaptación permitió comparar razonablemente el perfil de presión fluyente con datos registros reales de *Bottom Hole Pressure (BHP)*.

El algoritmo considera los siguientes parámetros: potencial de producción (presión de reservorio e índice de productividad), acumulación de columna de fluido en tubería de producción, tiempo de ciclo óptimo, volumen de gas requerido, tipo de completación, inclinación del pozo, pérdida de presión por fricción en la tubería de inyección (instalación BLT), volumen de transferencia anular y a un factor de ajuste de la variable, el cual explica la trasferencia de fluidos desde el anular a tubería de producción. El análisis transiente de los pozos permite la determinación de patrones de comportamiento de producción en las plataformas ante cualquier evento de presurización del sistema.

2.3 Marco Conceptual

2.3.1 Gas Lift

El gas lift es una técnica de levantamiento artificial utilizada en la producción de pozos de petróleo y gas para mejorar la eficiencia de producción. Aquí se detallan las generalidades y aspectos clave del gas lift según tu descripción:

1. Objetivo del gas lift:

El gas lift consiste en inyectar gas adicional en el pozo para reducir la densidad de la mezcla bifásica (líquido y gas), lo cual disminuye las pérdidas de presión en la tubería de producción. Esto permite que los fluidos puedan fluir más fácilmente hacia la superficie.

2. Métodos de inyección:

- **Continua:** En este método, el gas se inyecta de manera constante en el pozo, imitando condiciones de flujo natural. Esto es adecuado para mantener un flujo estable y constante de producción.
- **Intermitente:** En este caso, el gas se inyecta de manera cíclica durante un período determinado. Se busca levantar la columna estática de fluidos en un régimen de flujo tipo tapón, optimizando así el proceso de producción.

3 Control desde la superficie:

El ciclo de inyección y la regulación del tiempo entre cada fase dependen de varios factores, como el agotamiento del yacimiento y el índice de productividad del pozo. Esto se gestiona y controla desde la superficie para optimizar la eficiencia de producción.

4. Selección del tipo de gas lift:

La decisión de emplear gas lift continuo o intermitente puede variar según las condiciones específicas del pozo y las preferencias de la empresa operadora. Generalmente, para pozos con capacidades de producción superiores a 300 barriles por día (BPD) de líquido, se prefiere utilizar el gas lift continuo para mantener un flujo más estable y constante.

5. Consideraciones clave:

- **Diseño de la completación del pozo:** Es crucial diseñar la completación del pozo de manera que sea compatible con el uso del gas lift, asegurando que el sistema funcione de manera óptima y eficiente.
- **Análisis del comportamiento del pozo:** Se debe realizar un análisis continuo del comportamiento del pozo para identificar oportunidades de mejora en la producción y eficiencia del gas lift.

El gas lift es una técnica versátil y efectiva para mejorar la producción en pozos de petróleo y gas, ofreciendo opciones tanto continuas como intermitentes dependiendo de las necesidades específicas del yacimiento y las condiciones operativas del pozo. La selección del método adecuado y un diseño de completación eficiente son fundamentales para optimizar su desempeño y prolongar la vida útil del pozo.

2.3.2 Diseño de una completación por Gas Lift

El diseño de levantamiento artificial con gas tiene como objetivo principal maximizar la producción del pozo utilizando la menor cantidad de gas posible. Aquí se detallan los aspectos clave y consideraciones sobre cómo lograr este objetivo eficientemente:

1. Objetivo del diseño:

El diseño busca equipar el pozo de manera que pueda alcanzar su máxima producción con una inyección mínima de gas. Esto implica encontrar la relación gas/líquido (RGL) óptima, donde la caída de presión en el sistema sea mínima.

2. Consideraciones del yacimiento:

Al diseñar el sistema de gas lift, se consideran las características del yacimiento y el comportamiento esperado del pozo. Por ejemplo, se puede suponer un comportamiento similar al de un pozo vecino que fluye naturalmente, como se muestra en la Figura 3.

3. Parámetros operativos del pozo:

La producción máxima esperada del nuevo pozo se estima en 485 Barriles de Fluido por Día (BFPD) sin restricción de choke, con una presión en el cabezal de 300 psi, una

relación gas/líquido de 500 PCN/BN (Pies Cúbicos Normales por Barril de Petróleo), y una presión de fondo fluyente de aproximadamente 1,500 psi.

4. Tasa óptima de inyección de gas:

Para optimizar la producción, se calcula la tasa óptima de inyección continua de gas, que en este caso corresponde a una relación gas/líquido diferencial de 1,000 PCN/BN. Este valor representa el volumen adicional de gas que se debe inyectar para mantener condiciones de producción ideales, especialmente si el punto de inyección coincide con el punto medio del intervalo perforado del pozo.

5. Impacto de la RGL sobre la producción:

Es crucial seleccionar la relación gas/líquido adecuada, ya que por encima de la RGL óptima, el incremento del flujo de gas podría causar un aumento significativo en el gradiente de fricción, contrarrestando los beneficios de reducir la densidad de la mezcla bifásica. Esto resultaría en una reducción de la capacidad de producción del pozo.

Por el contrario, por debajo de la RGL óptima, la presión de fondo fluyente podría aumentar, lo que también limitaría la capacidad de producción del pozo.

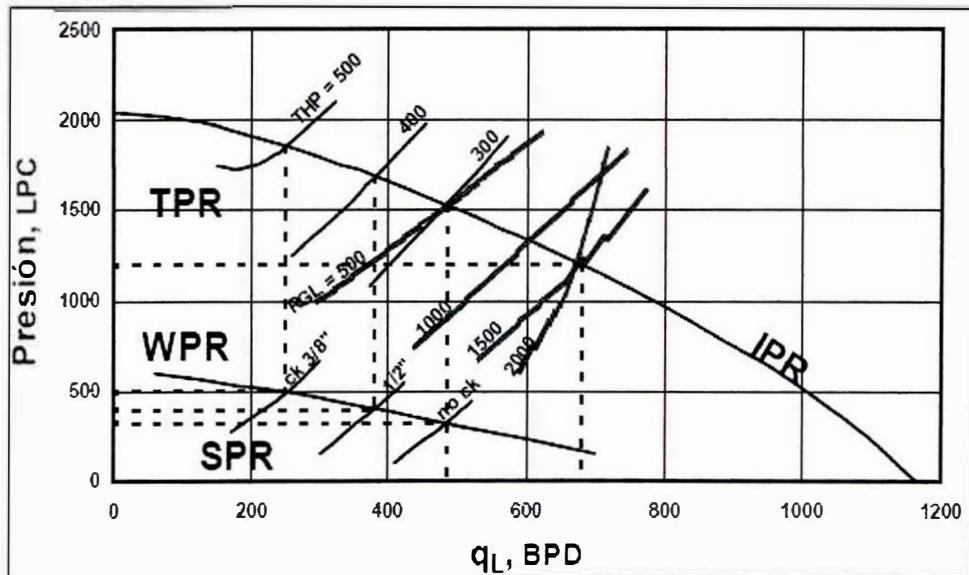
6. Selección y ajuste del sistema:

La elección del tipo de inyección (continua en este caso) y la ubicación del punto de inyección deben optimizarse para cada situación específica del yacimiento. Esto se realiza mediante análisis detallados que consideran el comportamiento esperado del pozo y las condiciones operativas.

En resumen, el diseño de levantamiento artificial con gas se centra en encontrar el equilibrio correcto entre la inyección de gas y la producción óptima del pozo. La correcta selección de la RGL y la implementación de un sistema eficiente son fundamentales para maximizar la eficiencia y prolongar la vida útil del pozo.

Figura 3

Comportamiento de un pozo productor.

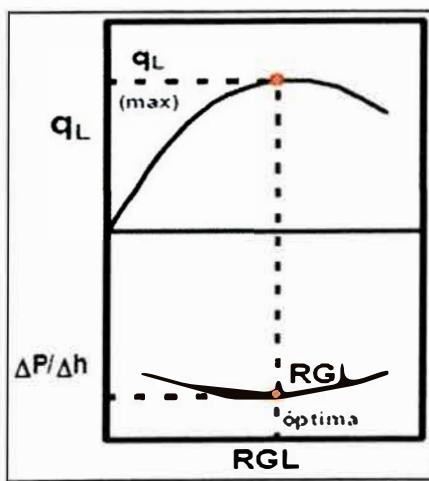


Fuente (Marcelo Madrid)

Sin embargo, un análisis del efecto de la relación gas/líquido de producción, representado en el gráfico con trazas discontinuas, determina que el pozo sería capaz de producir hasta unos 680 BFPD si la relación gas/líquido fuera de 1.500 PCN/BN, para las mismas condiciones de flujo.

Figura 4

Efecto de la RGL en el Gas Lift.



Fuente: (Marcelo Madrid)

El diagrama de la Figura 5, ilustra una instalación de un gas lift convencional, relacionando su perfil de presiones vertical y su comportamiento de influjo.

Como lo indica la figura, la presión fluyente, P_{wf} , es dada por el perfil de presiones en la tubería de producción, arriba y abajo del punto de inyección, suponiendo un perfil de presión lineal en ambas secciones, la presión de fondo fluyente puede ser expresada mediante un simple balance de energía en la tubería vertical, en sentido contrario a la dirección del flujo, TPR. (Marcelo Madrid, Levantamiento por Gas Lift – Diseño , 2016)

$$P_{wf} = P_{wh} + G_{av} H_v + G_{bv} (H_f - H_v) \quad \text{Ec.1}$$

Donde:

- P_{wf} = Presión fluyente de fondo psi
- P_{wh} = Presión de cabezal psi
- G_{av} = Gradiente de presión promedio sobre la válvula psi/pie.
- G_{bv} = Gradiente de P_m por debajo de la válvula psi/pie.
- H_v = Profundidad del punto de inyección [pies].
- H_f = Profundidad [pies].

En la Ecuación 1 hay dos parámetros que pueden ser cambiados o manipulados por el analista: la profundidad del punto de inyección y el gradiente de presión por encima de ese punto; de esta manipulación dependerá la eficiencia del diseño en cuanto a la respuesta en términos de tasa de producción y presión de fondo fluyente, es condición necesaria de flujo que se establezca un balance de energía en cualquier sección del sistema. Aplicando esta condición en la válvula de inyección, resulta: (Marcelo Madrid, Levantamiento por Gas Lift – Diseño , 2016)

$$P_{tv} = P_{cv} - \Delta P_v \quad \text{Ec.2}$$

Donde:

- P_{tv} = Presión del eductor a la profundidad de inyección [lpcf].
- P_{cv} = Presión del anular a la profundidad de inyección [lpcf].
- ΔP_v = Caída de presión en la válvula (presión diferencial) [lpcf].

La presión del anular viene dada por el gradiente de la columna de gas. Puede ser calculada para diámetros superiores a 3-1/2", despreciando el efecto de fricción, por la ecuación:

$$P_H = (P_{so} + 14.7)e^{0.0375 \gamma_g H \bar{ZT}} - 14.7 \quad \text{Ec.3}$$

Donde:

- P_H = Presión del anular a la profundidad H (vertical) [lpc].
- P_{so} = Presión de operación del sistema de Gas Lift [lpc].
- γ_g = Gravedad del gas.
- H = Profundidad analizada [pies].
- Z = Factor de compresibilidad del gas a P y T [atm].
- T = Temperatura promedio [R].
- P = Presión promedio [psi].

Para el diseño eficiente del gas lift, la profundidad del punto de inyección es un factor crítico que afecta directamente la capacidad de producción del pozo y la eficiencia del sistema. Aquí se detallan los aspectos clave relacionados con la profundidad de inyección y su impacto en el diseño:

➤ **Importancia de la profundidad de inyección:**

La profundidad del punto de inyección es crucial para minimizar la presión fluyente de fondo (P_{wf}) y maximizar la capacidad de producción del pozo. Idealmente, se busca que esta profundidad sea lo más alta posible dentro de las limitaciones operativas y de infraestructura.

➤ **Limitaciones operativas y de infraestructura:**

Sin embargo, la profundidad del punto de inyección puede estar limitada por las presiones disponibles en el sistema de distribución de gas en la superficie. Esto significa que la profundidad debe ser calculada cuidadosamente por el analista para optimizar el diseño del gas lift.

➤ **Punto de balance de presión:**

Se determina el punto de balance de presión en el sistema eductor-anular, donde las presiones de gas y de fluido son iguales. Este punto representa el lugar teórico donde se inyectaría gas sin restricciones, es decir, sin caída de presión significativa en la válvula de inyección.

➤ **Presión diferencial de la válvula de inyección:**

Normalmente, la válvula de inyección de gas presenta una presión diferencial que puede variar entre 50 y 150 psi. Esta presión diferencial debe ser considerada en el diseño para calcular correctamente la profundidad óptima de inyección.

➤ **Determinación de la presión de fondo fluyente (Pwf):**

Si la profundidad de inyección no se especifica directamente, la Pwf puede obtenerse del gradiente de presión por debajo de la profundidad de inyección, conocido como Gbv. Este gradiente se estima o calcula previamente utilizando correlaciones basadas en el comportamiento del flujo vertical del pozo.

➤ **Correlaciones de comportamiento de flujo vertical:**

Las correlaciones disponibles ayudan a estimar el gradiente de presión Gbv, proporcionando una guía para calcular la Pwf en función de la profundidad de inyección y otros parámetros del pozo.

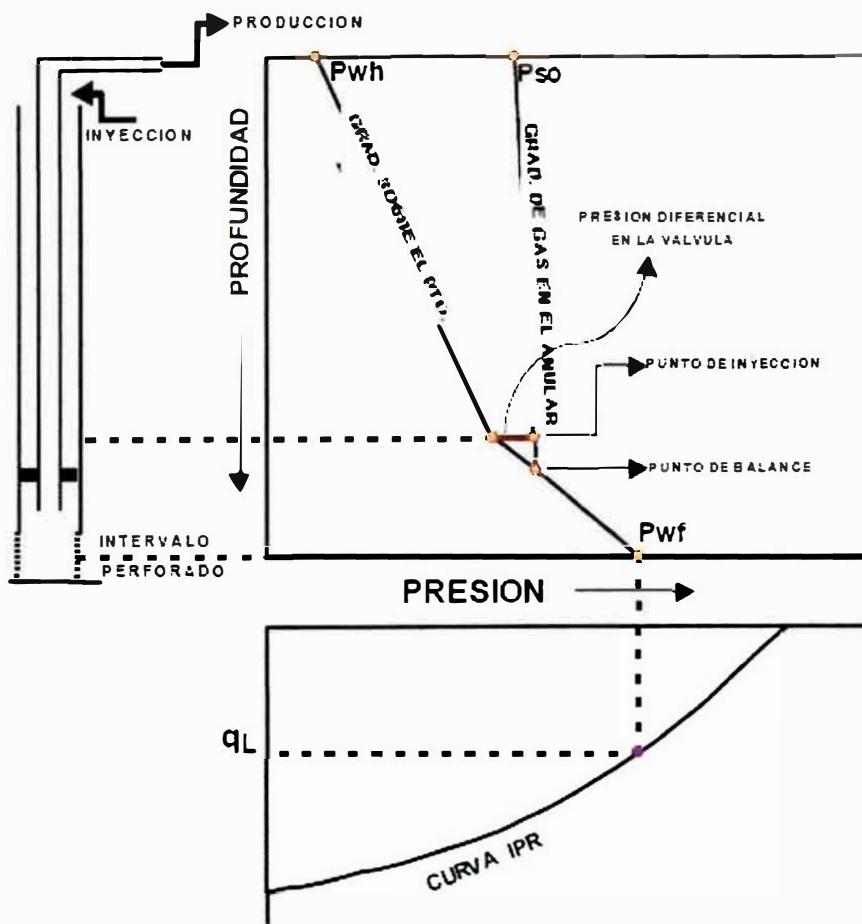
La presión de fondo fluyente, Pwf, es suministrada cuando no se especifica la profundidad de inyección. Si ésta es suministrada como dato, entonces Pwf puede ser obtenida del gradiente de presión por debajo de la profundidad de inyección, Gbv , el cual es un dato estimado o calculado previamente mediante cualquiera de las correlaciones de comportamiento de flujo vertical. (Marcelo Madrid, Levantamiento por Gas Lift – Diseño , 2016)

$$Pwf = Gbv(Hf - Hv) + Pcv - \Delta Pv$$

Ec.4

Figura 5

Diagrama de presión de un pozo por Gas Lift.



Fuente: (Marcelo Madrid)

La presión del anular a la profundidad del punto de inyección, P_{cv} , puede obtenerse de la Ecuación 3 aplicada a ese punto.

La presión del eductor a esa profundidad específica, P_{tv} , se obtiene de la Ecuación 2. La gradiente de presión de la columna de gas en el anular, es para determinar cómo se distribuye la presión en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento:

$$G_c = \frac{P_{cv} - P_{so}}{H_v} = \frac{P_b - P_{so}}{H_b} \quad \text{Ec.5}$$

La profundidad del punto de balance, H_b . Se calcula así:

$$H_b = H_v + \frac{\Delta P_v}{G_{bv} - G_c} \quad \text{Ec.6}$$

2.3.3 Válvulas de Descarga (Diseño del espaciado)

La ecuación general de espaciado para las válvulas de descarga en sistemas de Gas Lift, ya sea para inyección continua o intermitente, depende de varios factores que incluyen los gradientes de presión estática y dinámica del fluido de carga, así como los gradientes de "kick-off" y de operación del gas de inyección en el espacio anular. Esta ecuación se utiliza para determinar la ubicación óptima de estas válvulas adicionales en relación con la válvula de operación principal.

En el diseño de sistemas de Gas Lift, las válvulas de descarga se colocan estratégicamente para permitir la descarga del fluido de completación y facilitar la inyección eficiente de gas. Aquí se detalla el enfoque general para el espaciado de estas válvulas:

➤ **Factores a considerar:**

- **Gradientes estático y dinámico del fluido de carga:** Estos gradientes representan la presión estática y la caída de presión dinámica a lo largo de la columna de fluido de carga en el pozo.
- **Gradientes de "kick-off" y de operación del gas de inyección:** Estos gradientes reflejan cómo varía la presión y el flujo del gas de inyección a medida que se mueve a lo largo del espacio anular.

➤ **Ecuación general de espaciado:**

- Para las válvulas operadas por presión, balanceadas o no balanceadas, y las válvulas operadas por fluido, la ecuación general de espaciado se deriva para asegurar que las válvulas adicionales se coloquen de manera efectiva para optimizar el proceso de descarga y posterior inyección de gas.

➤ **Objetivo del espaciado:**

- El objetivo principal del espaciado adecuado de las válvulas de descarga es asegurar que la columna de fluido de completación se descargue eficientemente sin crear restricciones excesivas al gas de inyección. Esto permite iniciar la producción efectiva del pozo mediante el levantamiento artificial con gas.

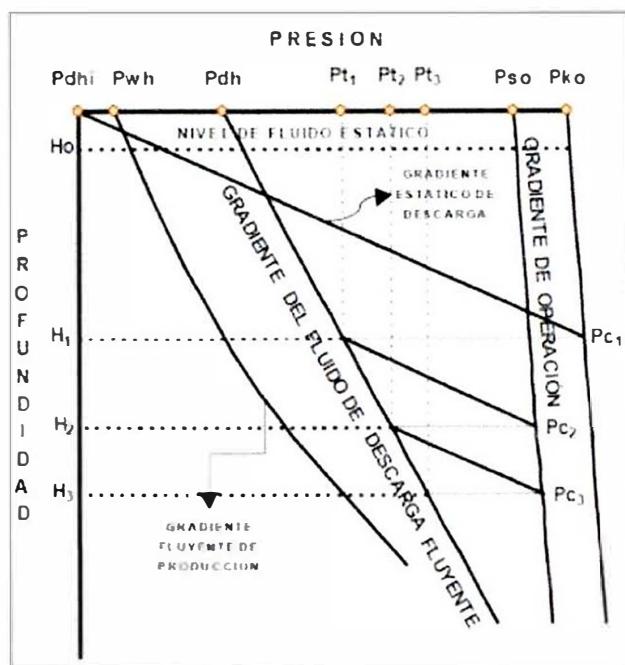
➤ **Implementación práctica:**

- En la práctica, este espaciado se determina utilizando modelos y simulaciones que consideran las condiciones específicas del pozo, incluyendo la profundidad, la presión, la temperatura, y las características del fluido de completación y del gas de inyección.

El diseño del espaciado de las válvulas de descarga en sistemas de Gas Lift es crucial para asegurar la eficiencia operativa del pozo. La ecuación mencionada proporciona una guía para determinar la ubicación óptima de estas válvulas en relación con la válvula de operación principal, considerando los diversos factores que afectan el comportamiento del fluido y del gas en el pozo.

Figura 6

Diagrama de descarga de un pozo con sistema Gas Lift.



Fuente: (Marcelo Madrid)

Con:

$$H_{V_{(1)}} = H_0 + \frac{P_{ko}}{G_s} \quad \text{Ec.17}$$

A continuación, se discuten brevemente los parámetros referidos en la Figura 6.

Pdhi: A continuación, se detalla la importancia y consideraciones relacionadas con Pdhi:

1. **Definición de Pdhi:** Pdhi es la presión en el cabezal del pozo justo antes de comenzar las operaciones de descarga. Esto ocurre cuando la primera válvula (válvula de arriba) empieza a operar.
2. **Despresurización inicial:** El pozo se despresuriza antes de cualquier intervención, abriendo al quemador. En este proceso, la presión del cabezal se reduce al valor mínimo, que para efectos de diseño se considera cero.
3. **Importancia del Pdhi preciso:**

La profundidad de la primera válvula de descarga depende directamente de Pdhi. El espaciado de las válvulas restantes se determina en función de la ubicación de la primera válvula. Por ello, un Pdhi incorrecto puede llevar a errores en el diseño del espaciado de las válvulas.
4. **Recomendación de seguridad:**

Como medida de seguridad, se sugiere diseñar la primera válvula considerando una presión de arranque en el cabezal igual a la presión del separador de prueba. Esto asegura que la válvula esté adecuada para la presión real en condiciones operativas comunes.

Pwh: La presión del cabezal del pozo en estado de producción (Pwh) tiene ciertas consideraciones y limitaciones en el contexto del diseño de válvulas de descarga:

1. **Definición de Pwh:** Pwh es la presión en el cabezal del pozo mientras el pozo está en producción.
2. **Inherencia en el diseño de válvulas de descarga:**

Pwh no influye directamente en el diseño de las válvulas de descarga a menos que se asuma que los fluidos de descarga y de producción sean similares y que la descarga se realice bajo las mismas condiciones de flujo que la producción.
3. **Uso del gradiente fluyente de producción:**

Se utiliza el gradiente fluyente de producción para diseñar el espaciado de las válvulas de descarga, especialmente cuando se trata de válvulas balanceadas.

Sin embargo, esta técnica puede ser demasiado optimista, resultando en un número de válvulas menor al necesario para una descarga eficiente del pozo.

4. Recomendaciones:

No se recomienda usar el gradiente fluyente de producción para diseñar el espaciado de las válvulas de descarga, sin importar el tipo de válvulas.

Es preferible basarse en métodos y consideraciones que aseguren un diseño más realista y seguro, garantizando que el número de válvulas y su espaciado sean adecuados para la operación eficiente y segura del pozo.

Estas consideraciones son esenciales para asegurar que las operaciones de descarga se realicen de manera segura y eficiente, evitando riesgos operacionales y optimizando el desempeño del pozo.

Pdh: La presión en el cabezal del pozo durante la operación normal de descarga (Pdh) es un parámetro clave para el diseño eficiente de las válvulas de descarga. Pdh es la presión en el cabezal del pozo durante la operación normal de descarga. Esta presión, junto con la presión en la tubería eductora a la profundidad de la válvula de operación, determina el gradiente fluyente del fluido de descarga.

1. Determinación del gradiente fluyente de descarga:

- No existe una expresión matemática única para calcular Pdh.
- Pdh debe ser estimado basado en la experiencia de campo o mediante correlaciones empíricas disponibles.

2. Correlación empírica de Beggs:

- Beggs presenta una expresión empírica para estimar Pdh, conocida como la Ec.18 (la ecuación específica no se proporciona aquí, pero se entiende que es una fórmula empírica derivada de datos de campo).

3. Uso del gradiente fluyente de descarga:

- El gradiente fluyente de descarga, calculado utilizando Pdh, es generalmente utilizado para diseñar el espaciado de las válvulas de descarga por debajo de la primera válvula.

Este gradiente es comúnmente denominado como el gradiente de diseño.

4. Cálculo de las presiones en la tubería eductora (Pt1, Pt2, Pt3, etc.):

- Las presiones en la tubería eductora a las profundidades de las válvulas correspondientes (Pt1, Pt2, Pt3, etc.) son calculadas en función del gradiente fluyente de descarga.
- Estas presiones se utilizan para determinar el espaciado adecuado de las válvulas de descarga a lo largo de la tubería eductora.

Pso: La presión de operación del sistema de suministro de gas en superficie (Pso) es un factor crítico en el diseño y operación de sistemas de levantamiento artificial con gas. Aquí se detallan las características y consideraciones relacionadas con Pso:

1. Determinación del gradiente de operación:

- Pso, junto con la presión del punto de balance, determina el gradiente de operación de la columna de gas en el espacio anular, dado por la Ecuación 5

2. Recomendaciones para el diseño:

- Se recomienda utilizar como presión de operación de diseño la mínima esperada u observada en el sistema. Esto es crucial para el cálculo del punto de inyección, asegurando que el sistema opere correctamente bajo condiciones de baja presión.
- Es importante considerar que la válvula del punto de inyección o válvula de operación no funcionará si la presión real del sistema es menor que la de diseño.

Pko: La presión de arranque o "kick-off" (Pko) es un parámetro importante en las operaciones de descarga del sistema de levantamiento artificial con gas. Aquí se explican sus características y su uso en el diseño de válvulas:

1. Estimación de Pko:

Pko generalmente se estima unas 50 libras por pulgada cuadrada (lpc) por encima de la presión de operación (Pso).

Como factor de seguridad, para efectos del cálculo de la profundidad de la primera válvula, se supone que el gradiente de arranque es igual al gradiente de operación.

2. Cálculo de presiones en el espacio anular (Pc1, Pc2, Pc3, etc.):

Pc1: Corresponde a la presión en el espacio anular a la profundidad de la primera válvula, calculada usando Pko.

Pc2, Pc3, etc.: Son las presiones en el espacio anular a la profundidad de las válvulas subsiguientes, calculadas usando la presión de operación (Pso).

2.3.4 Válvulas de Descarga (Diseño de Operación)

El diseño de operación de una válvula de gas lift está determinado por el balance de las fuerzas de apertura y cierre de la válvula, que son características específicas de cada tipo de válvula.

Ecuaciones Relevantes

$$\text{Fuerza de apertura} = P_{anular} \cdot (A_b - A_p) + P_{eductor} \cdot A_p$$

Donde:

- Panular: es la presión en el espacio anular.
- Peductor: es la presión en la tubería eductora.
- Ab: es el área interna del pistón expuesta al flujo.
- Ap: es el área del orificio del vástago del pistón.

Balance de Fuerzas

- Igualando las ecuaciones de fuerza de apertura y cierre, se obtiene la siguiente expresión para Pcv:

$$P_{cv} = \frac{P_{anular} \cdot (A_b - A_p) + P_{eductor} \cdot A_p}{A_d}$$

Donde:

- Pcv: es la presión de cierre de la válvula.
- Ad: es el área del domo del pistón.

Procedimiento de Diseño

➤ Estimación de Presiones:

- Estimar Pko y Pso.
- Calcular Pc1 usando Pko y las ecuaciones relevantes.

- Calcular P_{c2} , P_{c3} , etc., usando P_{so} y las ecuaciones relevantes.

➤ **Cálculo del Gradiente de Operación:**

- Determinar el gradiente fluyente de la columna de gas en el espacio anular usando las presiones estimadas.

➤ **Determinación del Balance de Fuerzas:**

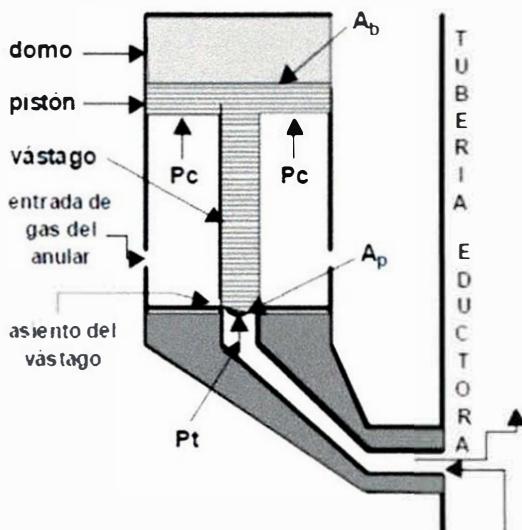
- Aplicar las ecuaciones de balance de fuerzas para determinar la presión de cierre de la válvula (P_{cv}).

➤ **Diseño del Espaciado de las Válvulas:**

- Utilizar las presiones calculadas y el balance de fuerzas para determinar las profundidades y el espaciado de las válvulas de descarga.

Figura 7

“*Spread*” de válvula operada por presión.



Fuente: (Portal del petroleo, 2023)

Cuando la válvula abre se tiene que $F < P_{c1} A_b$. Para que la válvula cierre se tiene que cumplir que $F = P_{c2} A_b$; o sea, $P_{c2} < P_{c1}$. Esta diferencia ($P_{c1} - P_{c2}$) es lo que constituye el “*spread*”. P_{c1} es la presión del anular necesaria para abrir la válvula y P_{c2} es la presión del anular a la cual la válvula cierra.

Las válvulas operadas por fluido son esenciales en sistemas donde se requiere el control automático de la apertura y cierre de flujos. A continuación, se describen los dos

tipos mencionados, las válvulas balanceadas y no balanceadas, así como el funcionamiento de las válvulas diferenciales.

1. Válvulas Balanceadas

En las válvulas balanceadas, la fuerza de apertura es proporcionada por la presión del fluido en la tubería eductora. Esta presión actúa sobre dos áreas:

1. El área interna del pistón expuesta al flujo.
2. El orificio de asiento del vástago.

Para estas válvulas, la condición de balanceo es que la presión en la línea de descarga (P_d) sea igual a la presión en la tubería de venteo (P_{tv}). Esta igualdad asegura que las presiones de cierre y apertura sean las mismas, facilitando un control más preciso del flujo.

Ecuación de Balanceo

La ecuación que describe esta condición de balanceo se puede expresar como:

$$P_d = P_{tv}$$

2. Válvulas No Balanceadas

En las válvulas no balanceadas, la fuerza de apertura también es proporcionada por la presión del fluido en la tubería eductora, pero con una diferencia crucial: además de la presión ejercida sobre el área interna del pistón, se suma la presión ejercida por el gas del espacio anular sobre el orificio de asiento del vástago. Esto crea un desequilibrio que puede ser aprovechado para controlar la apertura y cierre de la válvula.

Ecuación de Fuerzas

La ecuación que describe la fuerza de apertura en válvulas no balanceadas puede escribirse como:

$$F_{\text{apertura}} = P_{\text{eductora}} \cdot A_{\text{pistón}} + P_{\text{gas}} \cdot A_{\text{vástago}}$$

Donde:

- P_{eductora} : es la presión en la tubería eductora.
- $A_{\text{pistón}}$: es el área interna del pistón.
- P_{gas} : es la presión del gas en el espacio anular.

- **A_{vástago}**: es el área del orificio de asiento del vástagos.

2.3.5 Análisis Nodal de un pozo con sistema por Gas Lift

El análisis nodal de un pozo con sistema por gas lift es una técnica utilizada para evaluar y optimizar el comportamiento del pozo. Este análisis se basa en las mismas relaciones de comportamiento que se utilizan para pozos de flujo natural, pero adaptadas para considerar la inyección de gas. Las principales relaciones de comportamiento a considerar son:

- IPR (Inflow Performance Relationship)
- TPR (Tubing Performance Relationship)
- WPR (Well Performance Relationship)
- SPR (Surface Performance Relationship)

Efecto de los Parámetros de Flujo

El análisis nodal permite determinar cómo los diferentes parámetros de flujo afectan la tasa de producción del pozo. Entre los parámetros más relevantes se encuentran son: Relación gas/líquido de inyección y profundidad de la válvula de operación.

Selección del Punto de Balance (Nodo)

La elección del Nodo depende del parámetro que se desee analizar. Para evaluar el efecto de la inyección de gas, el Nodo se selecciona en el punto de inyección, es decir, la profundidad de la válvula de operación, en este caso, se asume que la presión en el cabezal del pozo es constante, y la presión del Nodo ($P_{tv}P_{\{tv\}Ptv}$) será la presión del eductor a la profundidad del punto de inyección. (Marcelo Madrid, Levantamiento por Gas Lift – Diseño , 2016)

Balance de Presiones

El balance de presiones en el Nodo se puede descomponer en dos componentes: el influjo y el exflujo.

1. Influjo

El influjo representa la presión del fluido que entra en el Nodo. La ecuación que describe el influjo puede expresarse como:

$$P_{tv} = P_{\text{reservorio}} - \Delta P_{\text{entrada}}$$

Donde:

- Preservorio: es la presión del reservorio.
- $\Delta P_{\text{entrada}}$: es la caída de presión desde el reservorio hasta el punto de inyección.

2. Exflujo

El exflujo representa la presión del fluido que sale del Nodo hacia el cabezal del pozo.

La ecuación del exflujo puede escribirse como:

$$P_{tv} = P_{\text{cabezal}} + \Delta P_{\text{salida}}$$

Donde:

- Pcabeza: es la presión en el cabezal del pozo.
- ΔP_{salida} : es la caída de presión desde el punto de inyección hasta el cabezal del pozo.

3. Gráfico de Influjo y Exflujo

Un gráfico de P_{tv} versus la tasa de flujo líquido (q_{lk}) producirá dos curvas:

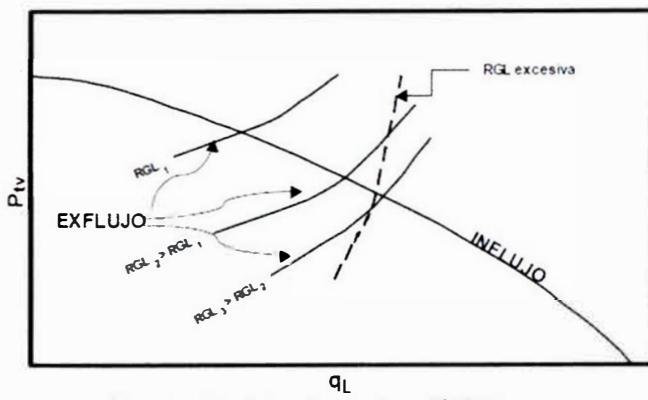
Curva de Influjo: Tendrá una pendiente negativa, indicando que a medida que aumenta la tasa de flujo líquido, la presión en el Nodo disminuye.

Curva de Exflujo: Tendrá una pendiente positiva, indicando que a medida que aumenta la tasa de flujo líquido, la presión en el Nodo aumenta.

La intersección de estas dos curvas representa la capacidad de producción del pozo para las condiciones de flujo dadas.

Figura 8

Efectos de la RGL de inyección en pozos de Gas Lift.



Fuente: (Portal del petróleo, 20223)

Esto ocurre hasta un valor máximo de este parámetro, el cual es el valor óptimo del mismo, por encima del cual el comportamiento se revierte y la tasa de producción disminuye.

➤ Efecto de la Relación Gas/Líquido de Inyección

Un cambio en la relación gas/líquido de inyección no afectará la curva de influjo, ya que las condiciones de flujo permanecen invariables por debajo del punto de inyección. Sin embargo, sí afectará la curva de exflujo, ya que las condiciones de flujo por encima del punto de inyección cambian, (Marcelo Madrid, Levantamiento por Gas Lift – Diseño , 2016)

. En la Figura 9, se ilustraría el efecto de estos cambios, mostrando cómo las curvas de influjo y exflujo se desplazan con diferentes relaciones de gas/líquido de inyección, y cómo esto impacta la tasa de producción del pozo.

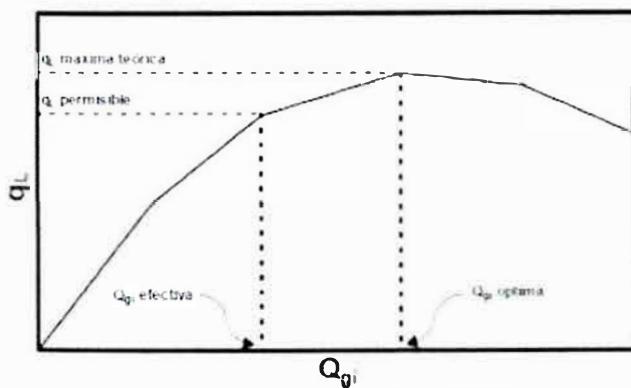
➤ Determinación de la Relación Gas/Líquido Óptima

El punto de máxima tasa de producción corresponderá a la relación gas/líquido de inyección óptima, sin embargo, el volumen de inyección de gas podría estar limitado por la disponibilidad en el sistema de gas lift del campo, por lo tanto, es crucial determinar la relación gas/líquido de inyección más efectiva basada en un análisis del comportamiento esperado de la tasa de producción con respecto a la tasa de inyección de gas, como se ilustra en la Figura 9.(Marcelo Madrid, Levantamiento por Gas Lift – Diseño , 2016)

El análisis nodal es una herramienta poderosa para evaluar y optimizar el comportamiento de un pozo con sistema por gas lift. Seleccionando adecuadamente el Nodo y comprendiendo el balance de presiones, se pueden realizar ajustes en la inyección de gas y otros parámetros para mejorar el rendimiento del sistema de flujo. Además, al determinar la relación gas/líquido de inyección óptima y más efectiva, se puede maximizar la producción del pozo, teniendo en cuenta las limitaciones del sistema de gas lift del campo.

Figura 9

RGL de Inyección Efectiva para un pozo con Gas Lift.

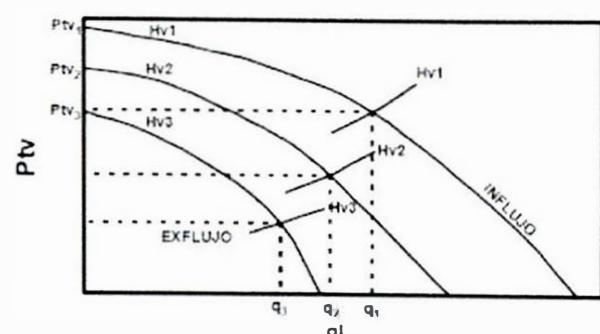


Fuente: (Portal del petróleo, 20223)

Este tipo de análisis también es usado a menudo para determinar cuál válvula está en funcionamiento, para la condición de flujo del pozo constante, se construyen curvas de oferta y demanda tomando como nodos la profundidad de la válvula del punto de inyección y de dos o tres válvulas por encima de ella, como se muestra en la Figura 10 (Marcelo Madrid, Levantamiento por Gas Lift – Diseño , 2016)

Figura 10

Efecto de la Profundidad de Inyección en pozos con sistema Gas Lift.

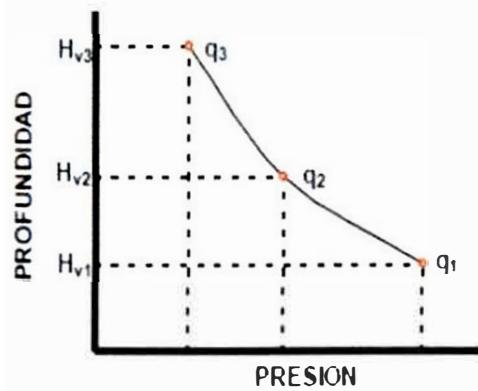


Fuente: (Portal del petróleo, 20223)

Cada punto de intersección de ambas curvas para cada profundidad de inyección representa la tasa de producción esperada para cada presión del eductor a la profundidad de la válvula, conociendo la tasa de producción real del pozo se podrá determinar cuál válvula está operando, o cuales válvulas funcionan en forma alternada, un gráfico de profundidad versus presión para cada tasa de producción esperada, como el ilustrado en la Figura 11, explica claramente esta situación.(Marcelo Madrid, Levantamiento por Gas Lift – Diseño , 2016)

Figura 11

Efecto sobre la producción.

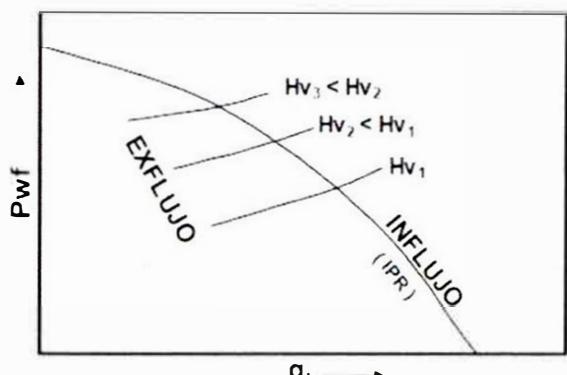


Fuente: (Portal del petroleo, 20223)

El efecto de la profundidad de inyección también puede ser analizado seleccionando como nodo la profundidad del punto medio de las perforaciones, donde la presión es P_{wf} . Así, el Influjo permanecerá constante, puesto que es dado por el IPR del pozo. La curva de demanda cambiará al variar la profundidad de inyección, en la Figura 12, explica esta situación, como puede verse, a mayor profundidad de inyección mayor será la tasa de producción, esto se debe a que a mayor profundidad de inyección menor será la densidad de la columna de fluido en la tubería reductora, reduciendo, en consecuencia, la presión de fondo fluyente del pozo, este tipo de análisis es mandatorio en casos de recompletaciones de pozos en yacimientos semi-agotados, donde el IPR sufre una variación importante.(Marcelo Madrid, Levantamiento por Gas Lift – Diseño , 2016)

Figura 12

Efecto de la profundidad de inyección en pozos con sistema Gas Lift.



Fuente: (Portal del petroleo, 20223)

Capítulo III: Metodología de modelamiento de sistema de producción

3.1 Modelado de pozos representativos

La particularidad del simulador estacionario de ReO™ y la particularidad transiente de los pozos intermitentes constituyen dos principios teóricos diferentes, para solucionar este punto se plantea usar en el simulador ReO™ un pozo gas lift intermitente representativo en régimen estacionario (instalación tipo Gas Lift Intermitente del tipo BLT mayor al 90 %), construidos a partir de información tabulada de comportamiento de producción en función de la presión de separación y contrapresión (backpressure) del sistema gas de baja presión, basadas en el análisis estadístico del sistema de monitoreo digital en tiempo real.

De manera que, se puedan incluir en el modelo ReO™ disminuyendo la desviación en los resultados ante escenarios de presurización que constituyen uno de los objetivos principales de este proyecto.

A continuación, se describen las actividades desarrolladas para el modelado de pozos representativos.

3.1.1 *Características de fluido*

Conocer las propiedades de los fluidos que son producidos e inyectados es el primer paso que se debe llevar a cabo para la construcción de modelos de pozo representativo y el modelo de la red de superficie que represente con precisión las condiciones reales de operación. Similarmente, la optimización de un campo no sería posible si no se conoce el comportamiento PVT de los fluidos.

En general los campos Peña Negra (PN) y Lobitos (LO) Offshore producen de múltiples formaciones que contienen diferentes calidades de crudos ligeros a extra ligeros con API tan altos como 48 grados en la formación Terebratula.

La naturaleza de estos fluidos indica que son crudos cercanos al punto crítico. Esto indica que pequeñas variaciones en la presión y la temperatura generan grandes cambios en la composición y en el equilibrio líquido-vapor a condiciones de reservorio y por ende grandes cambios en la productividad-movilidad de la fase líquida la cual es nuestro objetivo.

Tabla 1*Resumen de análisis PVT para caracterizar los fluidos campo Lobitos Offshore*

# Sample	1	2	3	4	5	6	7
ID	PVT_BS1	PVT_BS2	PVT_BS3	PVT_MG1	PVT_PA1	PVT_RB1	PVT_TE1
Analysis day	15.08.2021	15.08.2021	15.08.2021	15.08.2021	15.08.2021	15.08.2021	15.08.2021
System Type	Sepator	Sepator	Sepator	Sepator	Sepator	Sepator	Sepator
Formation	Basal Salina Fm	Lower Basal Salina Fm	Basal Salina Fm	Mogollon Fm	Parinas Fm	Rio Bravo Fm	Terebratula Fm
Well	LO16-14	LO13-14CD	LO10-9	LO7-20R	LO13-34D	LO6 - 33D	LO14 - 27D
Fluid Model	1 Bs-LO-LO16-14	2 LBs-LO-LO13-14CD	3 Bs-LO-LO10-9	3 Mo-LO-LO7-20R	4 Pa-LO-LO13-34D	5 Rb-LO-LO6 -33D	6 Te-LO-14-27D
Fluid Type	Black Oil	Black Oil	Black Oil	Black Oil	Black Oil	Black Oil	Black Oil
API Gravity	33	36	34	37	38	37	50
Oil Sp. Gravity	0.858	0.844	0.854	0.840	0.837	0.839	0.780
Gas Gravity	0.699	0.688	0.686	0.728	0.744	0.750	0.787
GOR or RS	731	719	758	639	774	365	692
N ₂	0.250	0.310	0.160	0.140	0.320	0.040	0.190
H ₂ S	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CO ₂	0.110	0.120	0.170	0.030	0.060	0.850	0.040
Res Tem °F	129	145	123	114	118	95	105
Sat Pre psia	3594.7	2763.7	3556.7	2731.7	2399.7	1501.7	1559.7
PVT Data	No	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
PVT Reo	Sintético @ Cond.	Sintético @ Cond.	OK	OK	OK	OK	OK
Area	LO	LO	LO	LO	LO	LO	LO

Fuente: Savia Perú

Tener un PVT es importante, ya que permitirá representar con exactitud el comportamiento termodinámico del fluido a condiciones de reservorio, nodos conformados a lo largo del pozo hasta la superficie y también las condiciones de los nodos de la red integral de producción.

Tabla 2*Resumen de análisis PVT para caracterizar los fluidos campo Peña Negra Offshore*

# Sample	1	2	3	4	5	6	7
ID	PVT_HE1	PVT_TE2	PVT_ECH1	PVT_CB1	PVT_PN1	PVT_MO1	PVT_BS4
Analysis day	25.07.2021	25.07.2021	25.07.2021	25.07.2021	25.07.2021	25.07.2021	25.07.2021
System Type	Sepator	Sepator	Sepator	Sepator	Sepator	Sepator	Sepator
Formation	Helico Fm	Terebratula Fm	Echino Cabo Blanco Fm	Cabo Blanco Fm	Peña Negra Fm	Mogollon Fm	Mogollon Fm
Well	PN-Ref-Sint	PN-Ref-Sint	PN_DD-8	PN_Z-X14	PN_Z-X14	PN_PN9-22	PN-Ref-Sint
Fluid Model	1 He-PN-Ref-Sint	2 Te -PN-Ref-Sint	3 EChCb-PN-DD-8	4 Cb-PN-Z-X14	5 Pn-PN-A2-7	6 Mo-PN-PN9-22	7 Bs-PN-Ref-Sint
Fluid Type	Black Oil	Black Oil	Black Oil	Black Oil	Black Oil	Black Oil	Black Oil
API Gravity	41	50	42	42	37	39	35
Oil Sp. Gravity	0.823	0.780	0.814	0.814	0.838	0.830	0.850
Gas Gravity	0.757	0.787	0.829	0.848	0.703	0.717	0.691
GOR or RS	380	692	389	235	368	632	736
N ₂	0.150	0.190	0.000	0.000	0.000	0.000	0.240
H ₂ S	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CO ₂	0.350	0.040	2.470	0.340	1.920	1.920	0.130
Res Tem °F	120	105	92	92	92	124	132
Sat Pre psia	1500.0	1560.0	1040.7	615.0	1416.7	2494.7	3314.7
PVT Data	No	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
PVT Reo	Sintético @ Cond.	Semi Sint-Ref. LO	OK Mix - Ech Cb	OK	OK	OK	Semi Sint-Ref. LO
Area	PN	PN	PN	PN	PN	PN	PN

Fuente: Savia Perú

Para llevar a cabo dicha caracterización se actualizaron los análisis de los 14 PVT's de los campos PN y LO, de los cuales se seleccionaron los más apropiados de acuerdo a la calidad de los datos, Tabla 1 y Tabla 2. Se pudieron obtener información de excelente calidad

como para caracterizar los fluidos de las siguientes formaciones: Basal Salina (LO), Lower Basal Salina (LO), Mogollón (LO), Pariñas (LO), Río Bravo (LO), Terebrátula (LO), Cabo Blanco (PN), Peña Negra (PN) y Mogollón (PN).

De los reportes PVT se utilizan las curvas de gas en solución (R_s), factor de formación (B_o), factor de compresibilidad del gas (Z), y viscosidades del gas y el aceite para buscar la correlación que mejor representa el fluido. Una vez se determina la mejor correlación a través del simulador PVTflex es posible realizar un ajuste o match de la correlación para acercar en la mayor medida posible, la correlación hacia los datos experimentales del PVT. Con este ajuste se garantiza que el software ReO™, utilice las propiedades correctas para cálculos de caídas de presión en cada uno de los nodos de la red integral.

3.1.2 Análisis de información de reservorio y completación de pozo

Para ello se debe tener en cuenta la siguiente información:

- Datos de reservorio: presión de reservorio, índice de productividad, corte de agua, relación gas petróleo de producción, gravedad API del pozo y gravedad específica del gas de inyección.
- Datos de completación: desviación del pozo, tubería de producción y válvulas.
- Parámetros de producción: caudal de producción de líquidos, caudal gas producido total, caudal de inyección gas lift, presión en cabeza de pozo, presión de casing, presión del separador y backpressure del sistema de gas de baja.

La actualización del modelo de red integral de los campos LO y PN se orientó a un análisis de la dinámica de los fluidos desde la boca de pozos hasta las redes de producción en superficie a corto plazo. El cual tiene un sustento físico en la hidráulica de fluidos. Generalmente para campos maduros, la dinámica de flujo de fluidos en la superficie y facilidades es más rápida que la dinámica del flujo de fluido en el reservorio, permaneciendo este último estable desde semanas hasta meses. En este sentido, la dinámica del reservorio se puede asumir en condiciones de estado estacionario para el modelamiento de la red integral de producción.

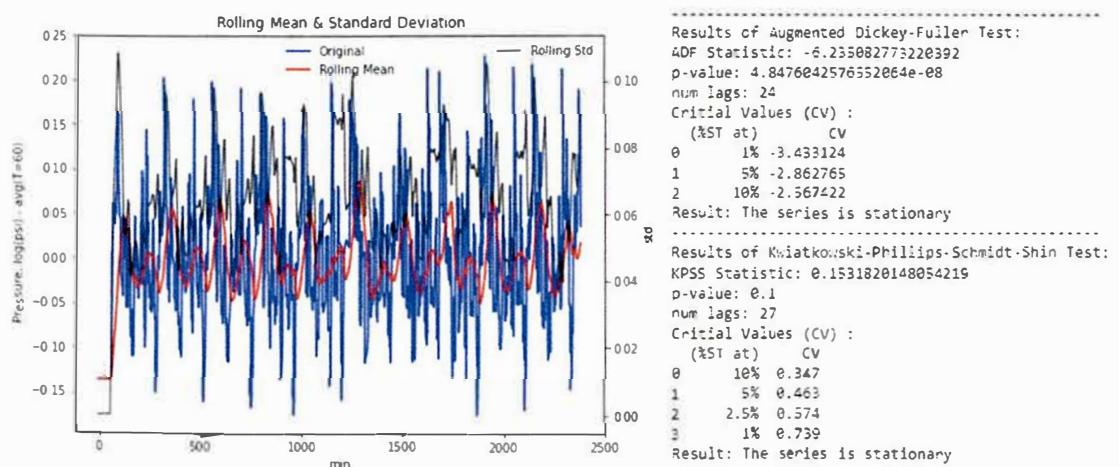
3.1.3 Análisis de variables de sistema de producción de pozo

El pozo representativo de cada una de las plataformas se modeló con datos de reservorio promedio a la locación de producción de hidrocarburos, al igual que la configuración en la completación de pozos, teniendo en cuenta el concepto dinámico de flujo de fluidos en el reservorio suele ser más lenta el resto del sistema de producción.

Sin embargo, las variables de caudal de gas inyectado, caudal de gas producido total, presión del cabezal y la presión del separador del pozo representativo fueron analizados desde el punto de vista series temporales estacionarias, que explican bien el comportamiento del sistema de producción de los campos Peña Negra y Lobitos Offshore, siempre en cuando estén operando a las condiciones óptimas, es decir, sin falla de activos u otros eventos fortuitos.

Figura 13

Validación de estacionariedad de serie temporal - Back Pressure PN3



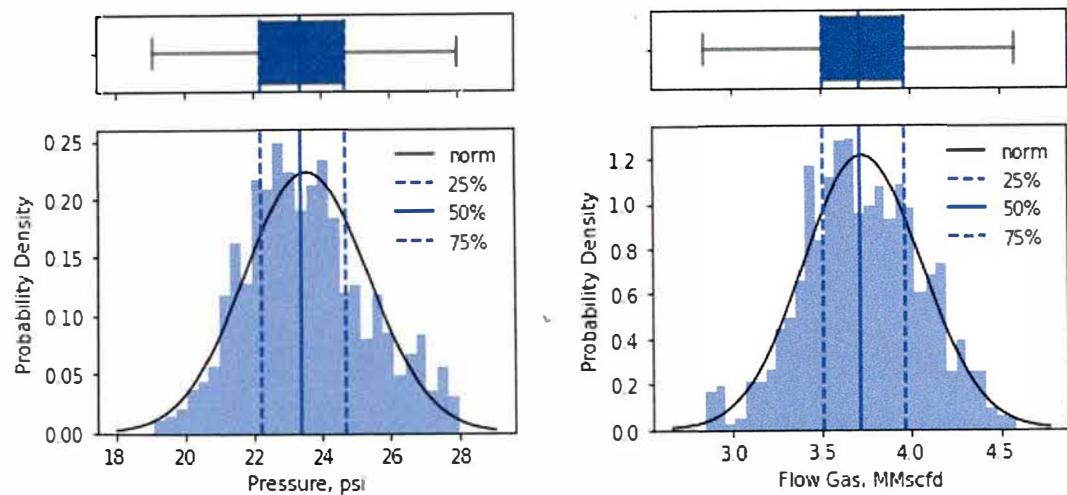
Fuente: Análisis de datos estadísticos – Python

Para dar sustento a lo anterior, se realizaron pruebas de estacionariedad a los parámetros de producción, del pozo representativo. Ello implica que las propiedades estadísticas de una serie temporal, es decir, la media, la varianza y la covarianza, no cambian con el tiempo. Para ello se utilizan dos pruebas estadísticas para comprobar la estacionariedad de una serie temporal: la prueba de Dickey Fuller aumentada (ADF) y la prueba de Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (KPSS). En caso de que la serie resulte ser no

estacionaria para las pruebas, podemos aplicar técnicas como la transformación o la diferenciación para estacionalizar la serie, esto ayuda a mejorar el pronóstico de una serie temporal. Como se muestra en la Figura 13.

Figura 14

Distribución de probabilidad datos en el Nodo - Gas Producido en Separadores Totales PN3

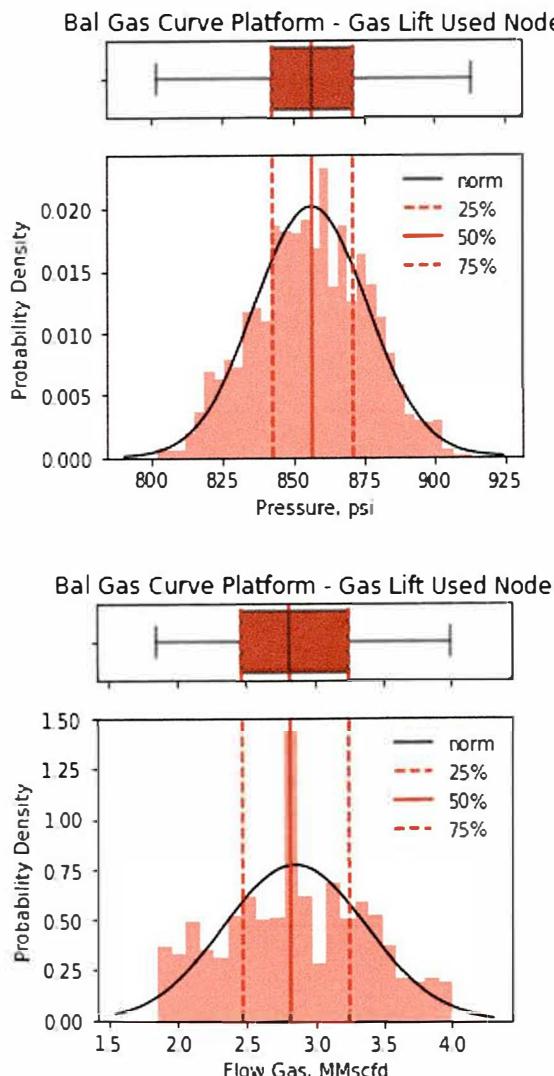


Fuente: Análisis de datos estadísticos - Python

Una vez conocido los límites o fronteras de las variables de producción de la plataforma, basado en los datos estadísticos del sistema de monitoreo digital, Figura 14 y Figura 15 , (distribución de datos de flujo de gas y presiones en los nodos de gas lift usado y gas producido en separadores totales), se inicia a modelar el pozo representativo haciendo uso del algoritmo de cálculo mejorado que contempla la condición de Gas Lift Intermitente (GLI) de tipo BLT.

Figura 15

Distribución de probabilidad datos en el Nodo - Gas Lift Usado PN3



Fuente: Análisis de datos estadísticos – Python

Como se observa en las Figuras 14 y Figura 15 de distribución de probabilidades para un caso especial en la plataforma PN3, podemos deducir las primeras fronteras para el nodo gas producido en presión y flujo de gas, con una aproximación para los cuartiles 25% - 75%, para los intervalos siguientes: <22 psi - 25 psi> (presión de separador total) & <3.500 MMscfd - 4.000 MMscfd> (flujo de gas en separador total).

Análogamente, se puede deducir las fronteras para el nodo gas lift usado de la Figura 15, para los intervalos siguientes: <835 psi - 875 psi> (presión en manifold Gas Lift Usado) & <2.500 MMscfd - 3.250 MMscfd> (flujo de gas en manifold Gas Lift Usado).

Haciendo uso del algoritmo de cálculo para pozos gas lift intermitente tipo BLT, se genera la Tabla 3, las cuales fueron obtenidas a partir del análisis estadístico de producción y completación de pozo. La Curve-3, de la Tabla 3 hace referencia a la calibración de producción a condiciones óptimas en las plataformas.

Por otro lado, las curvas restantes representan la sensibilización del parámetro presión de cabeza de pozo (WHP), el cual representa muy bien los efectos de contrapresión o backpressure de la red de baja presión (backpressure < Separador <WHP, aproximadamente +/- 2 psi), de la Figura 16.

Tabla 3

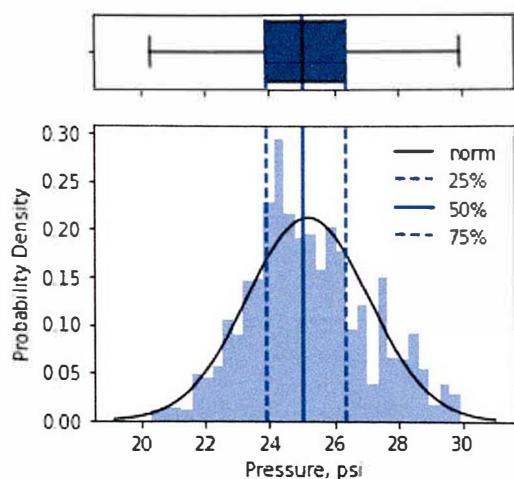
Sensibilidad de producción de pozo representativo plataforma PN3

[Curve-X] #	WHP psi	points #	QgasInj MMscfd	QgasForm MMscfd	QgasProd MMscfd	Qoil bpd	Qwater bpd	Twellhead °F	CHP psi
[Curve-1]	1.0	1	3.000	1.210	4.210	395.7	29.2	75	750
[Curve-2]	10.9	1	3.000	1.136	4.136	371.4	27.4	75	750
[Curve-3]	20.8	1	3.000	1.062	4.062	347.2	25.6	75	750
[Curve-4]	30.6	1	3.000	0.988	3.988	322.9	23.8	75	750
[Curve-5]	40.5	1	3.000	0.914	3.914	298.7	22.0	75	750
[Curve-6]	50.4	1	3.000	0.839	3.839	274.4	20.2	75	750
[Curve-7]	60.3	1	3.000	0.765	3.765	250.2	18.5	75	750
[Curve-8]	70.1	1	3.000	0.691	3.691	225.9	16.7	75	750

Fuente: Análisis de datos estadísticos – Python

Figura 16

Distribución de probabilidad datos en el Nodo - Back Pressure PN3



Fuente: Análisis de datos estadísticos – Python

3.2 Modelaje de redes de producción

3.2.1 Análisis de variables de sistema de redes producción

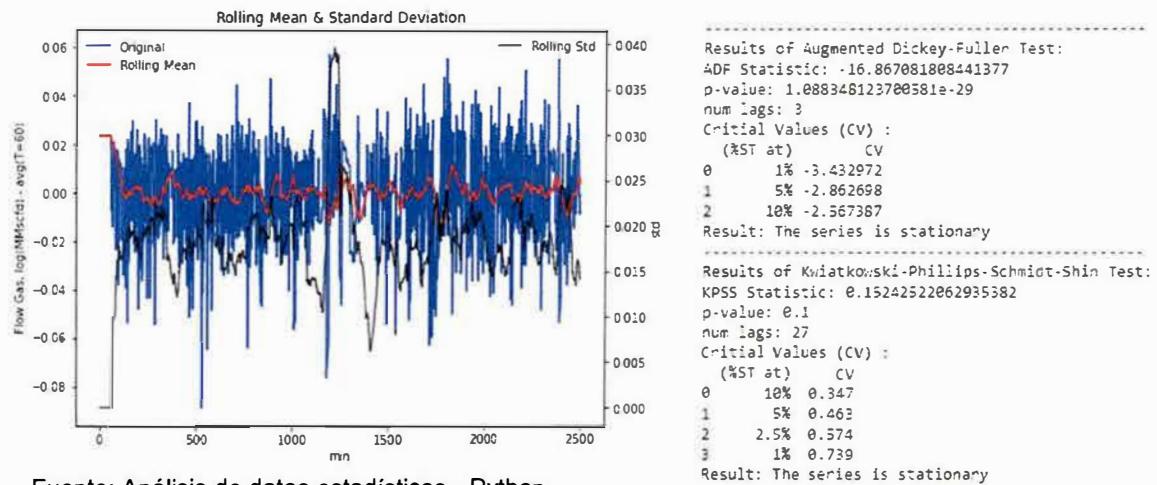
Para ello se tiene que tener en cuenta la siguiente información:

- Datos de producción: son aquellas variables de pozo, analizadas en el ítem 3.1.3.
- Datos de sistema de gas de baja presión: presión y temperatura de gas de baja y flujo de gas del nodo donde convergen la red de gas de baja presión.
- Datos de sistema de compresión: presión y temperatura de succión del compresor, flujo de gas en el compresor, etapas de compresor, máxima relación de compresión, potencia máxima del compresor, eficiencia mecánica-politrópica, presión y temperatura de descarga del compresor.
- Datos de sistema de gas de alta presión: presión y temperatura de gas de alta, la red de gas ventas está considerado en este sistema.
- Datos de facilidades de producción: se consideraron las instalaciones desde la cabeza del pozo, manifold de producción, separadores bifásicos, ductos de gas de baja presión, scrubber de baja presión, sistema de compresión, scrubber de alta presión, ductos de gas de baja presión, ductos multifásicas de transporte, tanques de almacenamiento y batería de recolección en conforme a lo indicado en los **P&ID** de cada una de las plataformas y diagrama de sistema de producción de los campos Peña Negra y lobitos Offshore.

Desde un nivel de análisis macro, el sistema de producción y transporte de fluidos para ambos campos puede entenderse como un sistema compuesto por los pozos productores e inyectores, interactuando con cinco redes de transporte de fluidos: red de distribución gas-lift o alta presión, red de recolección de gas producido total o baja presión, red de gas para ventas, red de gas reinyección y la red de recolección de producción líquida de petróleo y agua.

Figura 17

Validación de estacionariedad de serie temporal - Gas comprimido PN3#1



Fuente: Análisis de datos estadísticos - Python

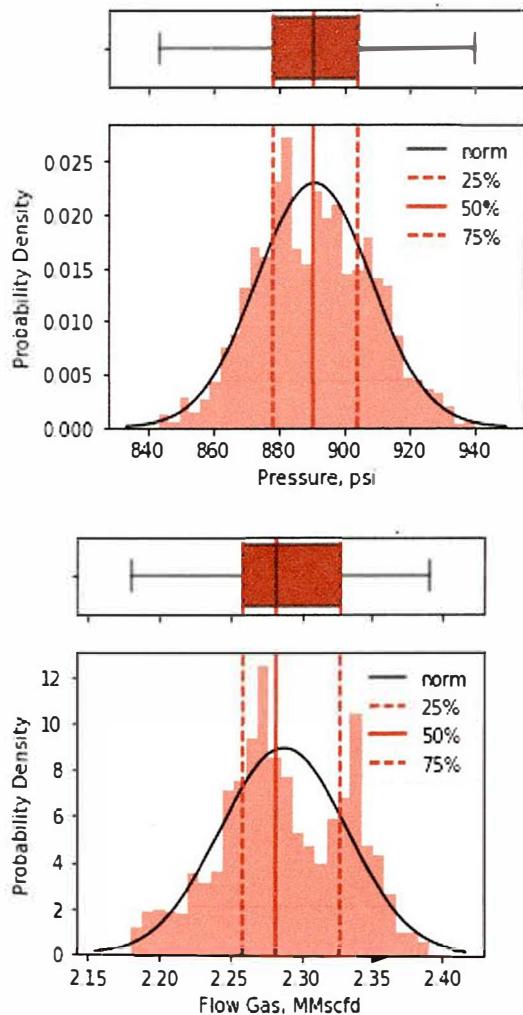
El asunto, a la hora de modelar este sistema de producción es considerar que el método de levantamiento artificial, con el cual producen más del 95% de los pozos es el Gas Lift Intermitente y, por lo tanto, las propiedades principales de la red, las cuales son los caudales de producción y presiones en cualquier punto del sistema están en función del tiempo.

Sin embargo, al igual que análisis de las variables de sistema de producción de pozo vista en el ítem 3.1.3, estas variables de sistema de redes de producción tienen el mismo comportamiento estacionario, las cuales son validadas siguiendo los mismos criterios de pruebas ADF y KPSS para validar una serie temporal, el cual asegura la estacionariedad del parámetro de producción a ser utilizando en modelo de red integral del software ReO™. Como se muestra en la Figura 17.

De forma análoga y con los mismos criterios realizado en el ítem 3.1.3 para el pozo representativo de la plataforma PN3, podemos deducir las fronteras para el nodo gas comprimido de la Figura 18, para los intervalos siguientes: <880 psi - 910 psi> (presión de descarga de compresor) & <2.2500 MMscfd - 2.350 MMscfd> (flujo de gas en la descarga de compresor).

Figura 18

Distribución de probabilidad datos en el Nodo - Gas comprimido PN3#1



Fuente: Análisis de datos estadísticos - Python

3.2.2 Actualización de modelo de simulación de las redes

Tal como se indicó anteriormente en el ítem 3.2, referente a criterios de modelamiento de una red compleja, la simulación de la red será aproximada con un modelo de simulación en régimen estacionario, asumiendo que para un instante dado o período de simulación muy corto el sistema ha alcanzado un a condición equilibrio termodinámico de sus variables más importantes como presión, temperatura y caudal de fluido.

El modelo de simulación se construyó con el software ReO™ v8.1.3, el cual es un simulador y optimizador de redes de transporte de fluidos a condiciones estacionarias.

A fin de lograr un modelo de simulación integral, el modelo en ReO™ se concibió en tres niveles:

- Nivel 1 (Sheet principal): contiene las 5 redes de transporte fluidos (producción, gas de baja, gas de alta, gas para ventas y gas de reinyección).
- Nivel 2 (Subsheet secundaria): contiene el detalle e interconexión de las tuberías y equipos dentro de cada plataforma.
- Nivel 3 (Subsheet terciaria): contiene el detalle del proceso de compresión (compresores, enfriadores y depuradores inter-etapas). Tomando en cuenta que los compresores que operan en las plataformas son tipo reciprocante, se empleó el modelo de compresor simple ofrecido ReO™.

Los objetos que conforman el modelo de simulación en cada nivel poseen nombres únicos, asignados conforme a una nomenclatura. La nomenclatura explicada a continuación en la Tabla 4 no es de uso obligatorio para construir modelos de simulación en ReO™, sin embargo; se sugiere siempre emplear algún tipo de nomenclatura estructurada para facilitar el post-procesamiento y manipulación de los resultados.

Tabla 4

Nomenclatura de objetos en el modelo de simulación de ReO™

Objeto	Nomenclatura	Descripción
Tubería (Red)	P_FFF_RRR-_END1-END2_DE_C	<p>P: 1 carácter que refieren el tipo de objeto, en este caso tubería (Pipe).</p> <p>FFF: 3 caracteres que refieren el tipo de fluido que transporta: MPH (Multifásico), HPG (Gas de Alta Presión), LPG (Gas de Baja Presión), OIL (Líquido petróleo/agua), GFS (Gas para Ventas) y GFI (Gas para Inyección).</p> <p>END1: 4 caracteres que refieren al extremo 1 de la tubería. Nótese que no se emplean los términos origen/fin, ya que esto puede cambiar según el</p>

		<p>sentido del flujo en un instante dado. Si el nombre del extremo requiere menos de 4 caracteres, los espacios sobrantes se ocupan “-”</p> <p>END2: 4 caracteres que refieren al extremo 2 de la tubería. Nótese que no se emplean los términos origen/fin, ya que esto puede cambiar según el sentido del flujo en un instante dado. Si el nombre del extremo requiere menos de 4 caracteres, los espacios sobrantes se ocupan “-”.</p> <p>DE: 2 números, el primero refiere al diámetro de la tubería, según se detalla en la Tabla, el segundo número refiere al espesor de la tubería; según se detalla en la Tabla.</p> <p>C: 1 número consecutivo, útil cuando hay más de 1 tubería entre iguales extremos y con iguales características.</p>
Tubería (Plataforma)	P_FFF_PLAT-END1-END2_DE_C	PLAT: 4 caracteres que refieren a la plataforma dentro de la cual se ubica la tubería. Si el nombre de la plataforma requiere menos de 4 caracteres, los espacios sobrantes se ocupan “-”.
Nodo/Junction	Junc_FFF_PLAT_EQU-(IN/OUT)	EQU-(IN/OUT): 3 caracteres que refieren el equipo al cual está asociado el nodo/junction, según la Tabla. Opcionalmente, se puede agregar IN/OUT para indicar entrada o salida del equipo.
Pozo	Well_PLAT-CONS	CONS: cantidad de caracteres libre, refiere el consecutivo alfanumérico del pozo.
Separador	Sept_FFF_PLAT-EQU	
Válvulas	BVal_FF_PLAT_EQU-(IN/OUT)	
Choques	Chke_FFF_PLAT_EQU-(IN/OUT)	
Subsheet	SSht_PLAT	

Fuente: Data Input Simulador ReO™.

Tabla 5

Diámetros externos nominales y su índice asociado

Id OD	Value
1	2.375
2	2.875
3	3.500

4	4.500
5	6.625
6	8.625
7	10.750
8	12.750
9	14.000

Tabla 6 Espesores de pared de tubería y su índice asociado

Id Thickness	Value
1	0.217
2	0.250
3	0.237
4	0.280
5	0.312
6	0.322
7	0.365
8	0.375

Fuente: Data Input Simulador ReO™.

Luego de haber definido la convención a usar para la nomenclatura en la Tabla 4, 5, 6 y 7, se procede con la actualización del nivel 1 del modelo de simulación, insertando e interconectando los objetos que fueron actualizados (equipos y tuberías de la red de producción operativos a junio - agosto 2021).

El nivel 1 o sheet principal contiene a las cinco redes de transporte de fluidos, representando cada plataforma con una subsheet e interconectándolas con objetos tuberías (pipes). En el nivel 1 se empleó el siguiente código de colores, como se muestra en la Figura 19:

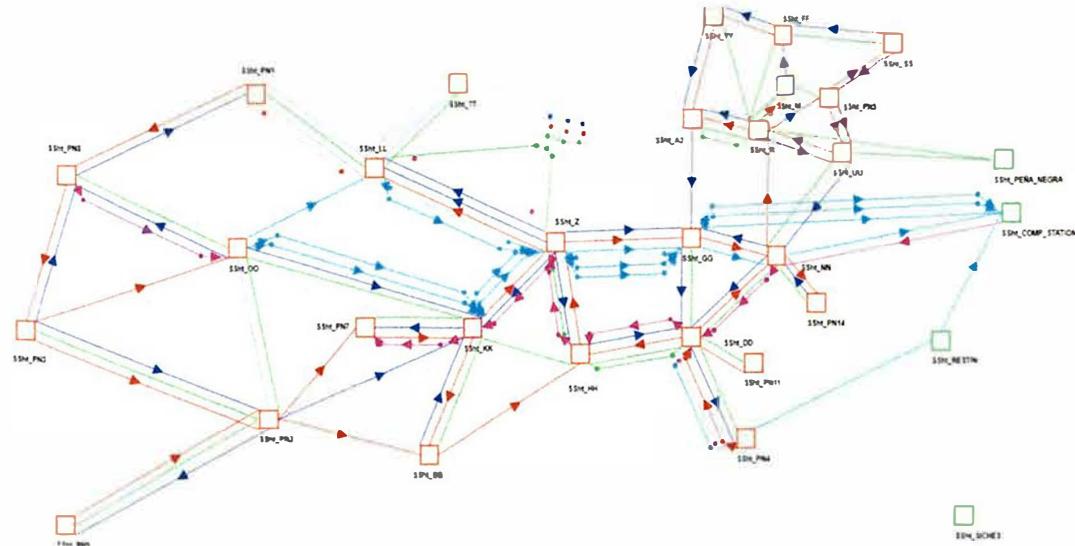
- Rojo: tuberías que transportan gas de alta presión (HPG)
- Azul: tuberías que transportan gas de baja presión (LPG)
- Verde: tuberías que transportan líquido (MPH/OIL)
- Celeste: tuberías que transportan gas para ventas (GFS)
- Magenta: tuberías que transportan gas para inyección (GFI).

Tabla 7
Nomenclatura empleada para equipos dentro de plataformas

Equipo	Nomenclatura
Manifold	MF1
Separador	SP1
Tanque	TK1
Scrubber	SC1
Pump	PU1
Compresor	CP1
Heat Exchanger/Cooler	HE1
Gas Distributor	GD1
Booster	BS1

Fuente: Data Input Simulador ReO™.

Figura 19
Apariencia final de la construcción del nivel 1 del modelo de simulación en ReO™ - PN

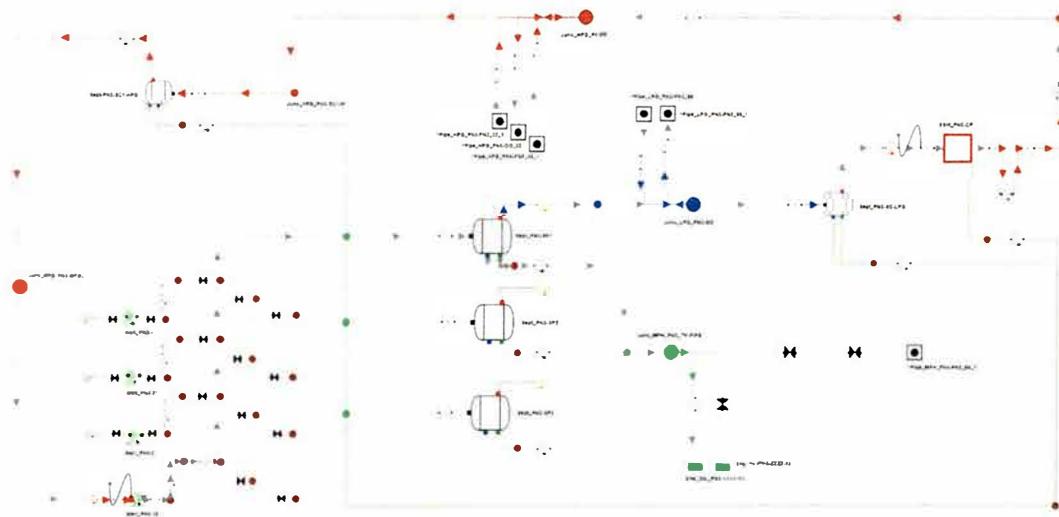


Fuente: Simulador ReO™.

Para acceder al nivel 2, basta con efectuar doble click en cada subsheet y luego insertar e interconectar los objetos que conforman cada plataforma, asignándole a cada uno un nombre único conforme a la nomenclatura previamente explicada. a continuación, la Figura 8 muestra la apariencia final de la construcción de la plataforma PN3, la cual tiene múltiples

(manifold) de producción, separadores y compresión. Nótese que los compresores o proceso de compresión en cada plataforma es representado como un objeto tipo subsheet, el cual permite acceder al nivel 3 del modelo de simulación.

Figura 20 Apariencia final de la construcción del nivel 2, correspondiente al proceso de compresión de la plataforma PN9

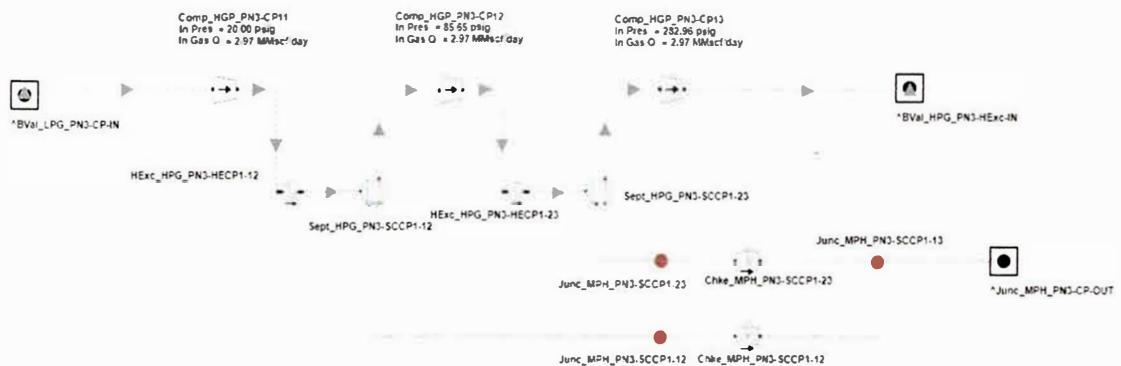


Fuente: Simulador ReO™.

Finalmente, como parte de la etapa de construcción del modelo de simulación está el nivel 3, el cual contiene al proceso de compresión y se accede efectuando doble click en la subsheet de compresión de cada plataforma. A continuación, la Figura 21 muestra la apariencia final de la construcción del proceso de compresión de 3 etapas para la plataforma PN9 la cual se repite de manera análoga en la mayoría de las plataformas con compresores de tipo gas lift. En el caso de las plataformas donde los compresores se utilizan para gas ventas, el proceso de compresión se representó con un compresor de 1 etapa en su mayoría para el caso del sistema de ventas en Peña Negra, pero, en Lobitos se usan compresores de 3 etapas en su mayoría en sistema de ventas.

Figura 21

Apariencia final de la construcción del nivel 3, correspondiente al proceso de compresión de la plataforma PN9



Fuente: Simulador ReO™.

3.3 Integración de Modelos de Pozos con Modelo de Red

La integración del modelo de red con cada uno de los modelos de pozos se lleva a cabo a través de la importación de las curvas de producción de pozo representativos en formato de archivo PCD. La curva de producción en archivo con extensión PCD es el resultado de la simulación de cada pozo, empleando el algoritmo de cálculo según API RP 11V10 adaptado para pozos gas lift intermitente tipo BLT (Savia – Weatherford 2019). Finalmente, como parte de la etapa de integración de los modelos de pozos con el modelo de las redes, se requiere crear objetivos en los choques de inyección gas lift de cada pozo, según las condiciones de ajuste usada en cada modelo de pozo representativo.

3.4 Ajuste del Modelo Integrado Pozo-Superficie

Ajustar el modelo integrado pozo-superficie significa iterar con los valores de parámetros claves haciendo combinaciones cruzadas entre ellos, hasta lograr que las presiones y caudales calculados sean razonables con los valores reales, medidos en campo. Luego de probar varias correlaciones para cálculo de caída de presión y flujos, se seleccionó la correlación más apropiada, considerando las que se acercaban más a las presiones

medidas sin ajuste y discriminando las que aplican para gas, flujo multifásico y/o líquido (petróleo/agua).

A continuación, se indican las correlaciones de flujo empleadas en cada una de las redes para el cálculo de caída de presión.

Tabla 8

Correlaciones de flujo empleadas para tuberías que transportan gas, flujo multifásico y líquido

Red	Correlación
Tuberías de gas de alta presión	IGT equation
Tuberías de gas de baja presión	IGT equation
Tuberías de gas para venta	IGT equation
Tuberías de gas para inyección	IGT equation
Tuberías de Flujo Multifásico/Líquido	Beggs and Brill

Análisis de redes & Simulador ReO™.

Para el contraste del modelo integral y las condiciones reales de campo, se empleó el criterio de ajuste por ensayo y error que considera a las variable presión y flujo de gas, ajustada siempre que su valor se ubique dentro del rango establecido por los cuartiles de 25%-75% de los datos de la variable analizada o mínimos y máximos de la variable en cada nodo, siempre en cuando estos cumplan los criterios de normalidad.

La Tabla 9 y Figura 22, muestra los parámetros claves de ajuste para la red integral de producción. A continuación, se presentan orientaciones de carácter general para cada parámetro de ajuste, a fin de facilitar el uso de cada uno:

Tabla 9

Parámetros de ajuste de la red de gas de baja presión

Compresor	Máxima Relación de Compresión:	Considerando que la presión de succión es fija en cada compresor, según el valor registrado en los reportes de operaciones, el efecto de este parámetro de ajuste se reduce a controlar el máximo valor de la presión de descarga. Para el caso particular de los compresores en las plataformas se consideró como 3.5 para los compresores de gas-lift y 5 para los compresores de gas de venta.
-----------	--------------------------------	---

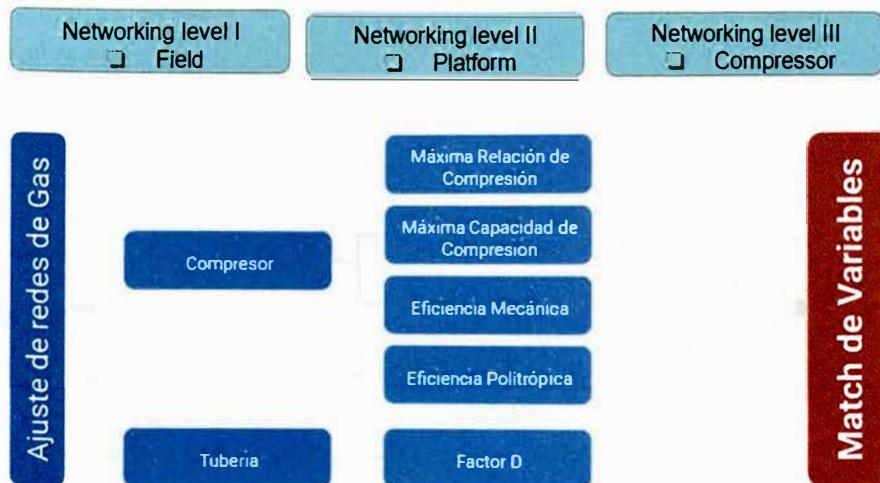
	Capacidad (Potencia)	La capacidad en términos de potencia se calculó en función de la máxima relación de compresión y la capacidad en términos de caudal (MMscf/d) de cada compresor.
	Eficiencia Mecánica:	Este parámetro de ajuste se encarga de cuantificar las pérdidas mecánicas (fricción entre partes componentes) del compresor. Así, por ejemplo, un valor de 80%, significa que 20% de la potencia se pierde por fricción. El valor nominal de este parámetro se fija para cada compresor y su ajuste se lleva a cabo a través de su correspondiente "tunning factor".
	Eficiencia Politrópica:	Análogamente a la eficiencia mecánica, este parámetro de ajuste se encarga de cuantificar las pérdidas de energía por ineficiencias intrínsecas al proceso de compresión, en otras palabras: transformación de la energía mecánica en energía térmica (temperatura) en lugar de energía hidrostática (presión).
Tubería	Factor D (Tubería)	Este parámetro de ajuste corresponde a las tuberías, y su función es ajustar el cálculo de la caída de presión a lo largo de la tubería. Físicamente, se puede entender como una reducción del diámetro interno de la tubería, uniformemente distribuido a lo largo de la tubería.

Fuente: Análisis de redes & Simulador ReO™.

Luego de variar los parámetros antes indicados en la Figura 22 a través de un proceso de ensayo y error, se logra obtener una combinación de valores, tal que los valores calculados para presión y caudales satisfagan los criterios de ajustes, previamente indicados, para las redes de gas de alta y baja presión.

Figura 22

Parámetros claves para el ajuste del modelo integrado pozo-superficie



Fuente: Análisis de redes & Simulador ReO™.

3.5 Metodología para el procesamiento de datos

3.5.1 Procesamiento de datos de sistema de monitoreo digital y físico

Savia Perú recientemente ha implementado su sistema de monitoreo digital (SMD) en tiempo real en el área de Peña Negra y Lobitos Offshore (proyecto 2020) el cual obtiene múltiples registros para casi el 50% de plataformas y equipos de compresión en toda la red de producción. Por ello la importancia del criterio de selección de periodo de estudio y la extracción de una muestra confiable para estudio en tiempo real, con intervalos de tiempo a escala de minuto (1440 puntos por cada variable cada día), esto con la finalidad de poder identificar los distintos eventos y sucesos subnormales, reflejados en propiedades presiones y flujos de fluidos en la red de producción de un determinado campo.

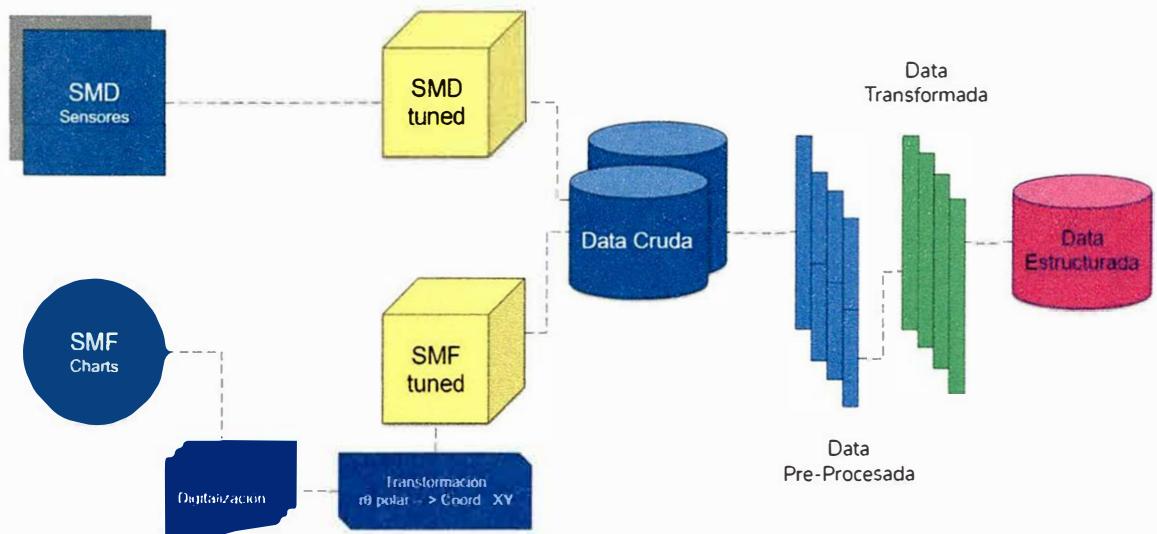
Por otro lado, al no estar implementado el SMD en tiempo real al 100% hay información de plataformas de aguas Medias-Pandas para el caso del campo Peña negra y Norte-Pandas para el caso Lobitos que no son monitoreados en tiempo real. Sin embargo, se tiene el sistema de monitoreo físico (SMF) el cual está conformado por múltiples registros de presión estática y presión diferencial, que se muestran en cartas gráficas circulares de una unidad de registro.

Estas cartas gráficas circulares, son digitalizadas haciendo uso del software Graph Grabber 2.0, para la generación de archivos de tipo csv y mediante algoritmos de cálculos implementados en Python, los datos de las cartas circulares registradas en coordenadas polares son transformados a coordenadas cartesianas.

Posterior a la transformación de los datos originales de las cartas circulares a datos en coordenadas cartesianas, requieren aún un paso adicional de procesamiento, para que estos datos sean comparativos con los datos extraídos del SMD. Estos datos son analizados a detalle con el objetivo de validar la estacionariedad de las variables del SMF, y con ello facilitarnos el modelamiento predictivo, haciendo uso de técnicas de machine learning (ML) aplicados a series temporales estacionarias.

Figura 23

Diagrama de Pre-procesamiento de datos con Python



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, estos datos extraídos del SMD y SMF son procesados para generar un master global de todo el campo, para así con ello poder estudiar cada una de las diferentes variables de presión, temperatura y caudales de fluido de cada una de las plataformas, como también identificar los patrones instantáneos de toda la red integral de producción. Como se muestra en la Figura 23.

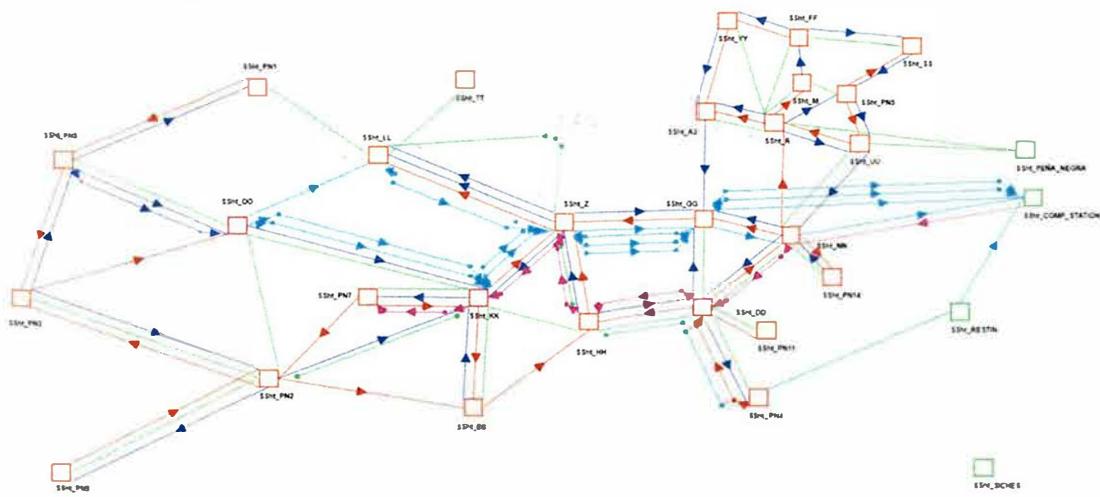
Capítulo IV: Caso estudio de Redes de Producción

4.1 Caso estudio Redes Integral Campo Peña Negra Offshore

Actualmente, hasta el mes de junio 2021 para el campo Peña Negra Offshore se reportaron una producción promedio de 3116 BO x 333 BW x 40.840 MMscfd con pozos productores con sistema de levantamiento artificial con consumo de 22.355 MMscfd gas lift (aproximadamente 90% de pozos tipo gas lift intermitente BLT).

Figura 24

Red Peña Negra - Simulador ReO™



Fuente: Análisis de redes & Simulador ReO™

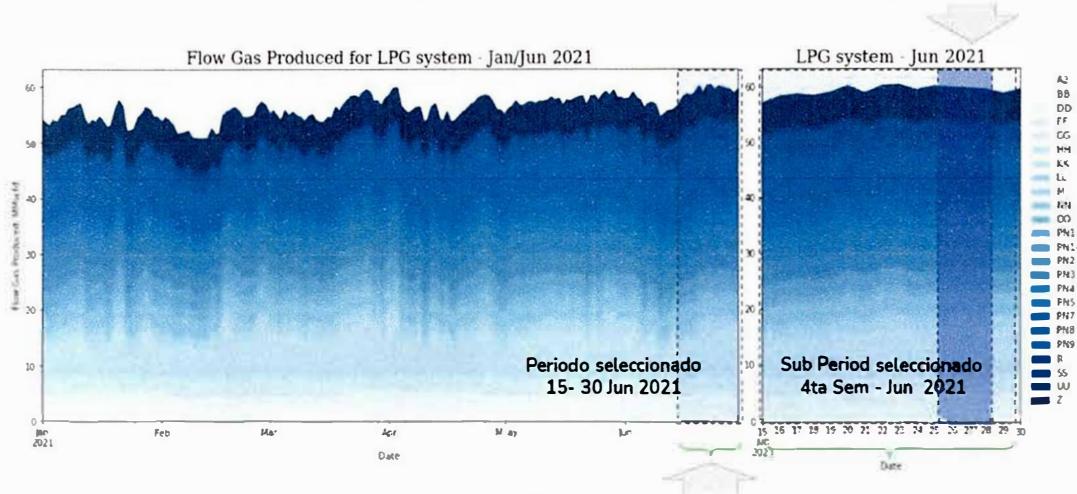
4.1.1 Selección de periodo de estudio

Para la selección del periodo de estudio del campo Peña Negra Offshore se contó con la información del sistema de BalGas (base de datos Savia Perú) desde enero – julio 2021, se realizó un análisis preliminar de las variables de caudales gas total producido y caudales de gas comprimido en cada una de las plataformas y equipos de compresión respectivamente, logrando identificar un periodo con tendencia a la estabilidad de ambas variables, se extrajo una muestra para un periodo de quince días a partir del 15 junio 2021, como se muestra en la Figura 25.

Una vez identificado el periodo de estudio, el siguiente paso es procesar los datos del SMD y SMF del campo Peña Negra Offshore siguiendo la secuencia descritas en el punto 3.5.1, para lo cual se extraerá una muestra con intervalos de tiempo en minutos.

Figura 25

Selección de periodo de estudio, del sistema BalGas – Gas Producido Total



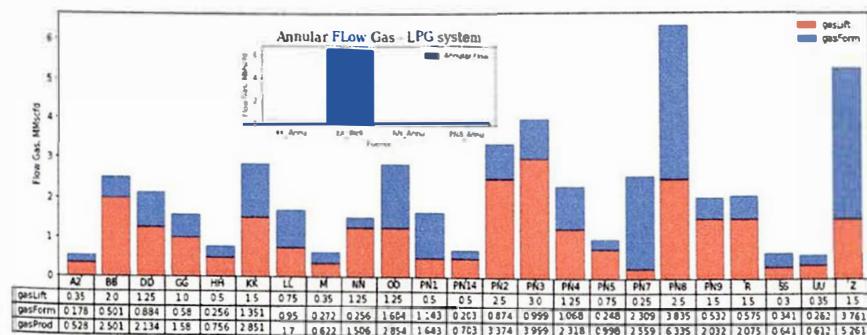
Fuente: Análisis y visualización de datos – Python

4.1.2 Generación de límites operativos en sistema gas de baja y alta presión.

Para la generación de límites operativos de una determinada plataforma, el cual incluye las variables de gas lift inyectado, gas de formación y gas producido total, como se muestra en la Figura 25. Realizando un balance de gas para todo el campo Peña negra Offshore podemos visualizar que las plataformas KK, PN8 y Z son aquellas plataformas mayor gas total producido del campo superando los 4.000 MMscfd. Por otro lado también, se puede identificar los consumos de gas lift, siendo las plataformas PN3, PN2 y PN8 con mayor consumo de gas lift por encima de los 2.000 MMscfd.

Figura 26

Balance de Gas producido total plataformas - Peña Negra

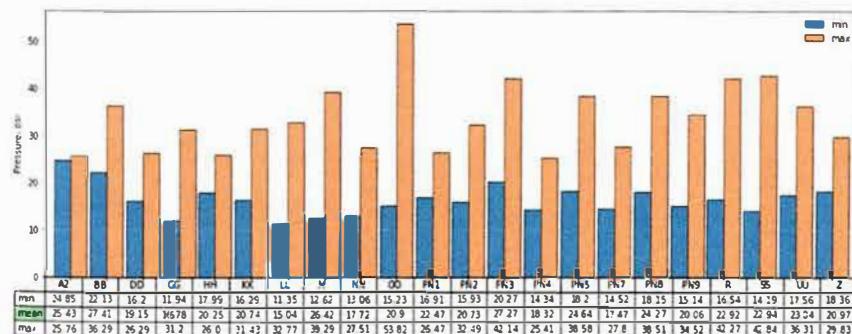


Fuente: Elaboración propia – Python

Por otro lado, en la Figura 27, se obtienen los datos de presiones mínimas, promedios y máximos de las variables backpressure en los nodos del sistema de gas de baja presión. En ello se puede observar, que las plataformas OO, PN8, PN3, PN2 y PN9 de la zona agua profundas superan los 30 psi, el cual puede ser un indicativo de una falla de un activo como la parada de compresor (eventos de paradas de compresor PN8#1 y OO#1). También las plataformas R, S, UU y M de la zona pandas presentan presiones que superan los 30 psi, ello debido a una falla en el compresor PN5#1 (parada de compresor).

Figura 27

BackPressure plataformas - Peña Negra

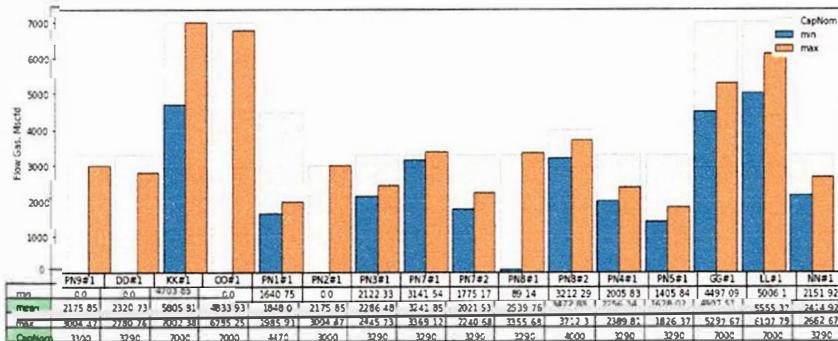


Fuente: Elaboración propia – Python

Otra de las variables de límites que juegan un papel importante en el modelado de redes de producción es el flujo de gas en los compresores. En la Figura 28, se muestran los valores de compresión mínimos, promedios, máximos y nominales de la unidad. En el campo Peña Negra, operativamente se tienen 4 compresores diseñado para operar como gas ventas las cuales son OO#1, KK#1, LL#1 y GG#1 el resto como gas lift, a excepción de los compresores PN4#1, DD#1 y NN#1 que también pueden operar como gas ventas.

Figura 28

Flujo de gas en compresores - Peña Negra

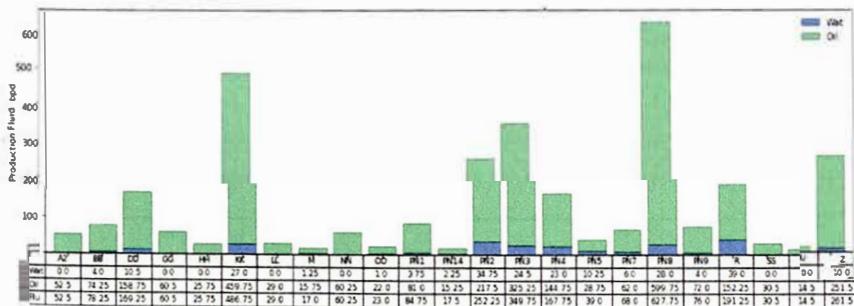


Fuente: Elaboración propia – Python

Finalmente se tiene la variable de producción de fluidos (agua y petróleo) para cada plataforma de las plataformas del campo Peña Negra, Figura 29, el cual posee una relación directa con los efectos de backpressure del sistema gas de baja presión, estos detalles son generados mediante curvas de sensibilización haciendo uso de algoritmo de cálculo adaptado para pozos gas lift intermitente tipo BLT. En la figura también se puede observar que las plataformas PN8, PN3, PN2 y KK de la zona aguas profundas poseen un gran aporte de producción a todo el campo.

Figura 29

Producción de fluidos totales - Peña Negra



Fuente: Elaboración propia – Python

Nota: Para la actualización del modelo de red del campo Peña Negra Offshore no se consideraron las plataformas YY y FF debido a su producción mensual menor a 1 BPD. Como también las plataformas TT Y PN12 debido al cierre temporal de estos.

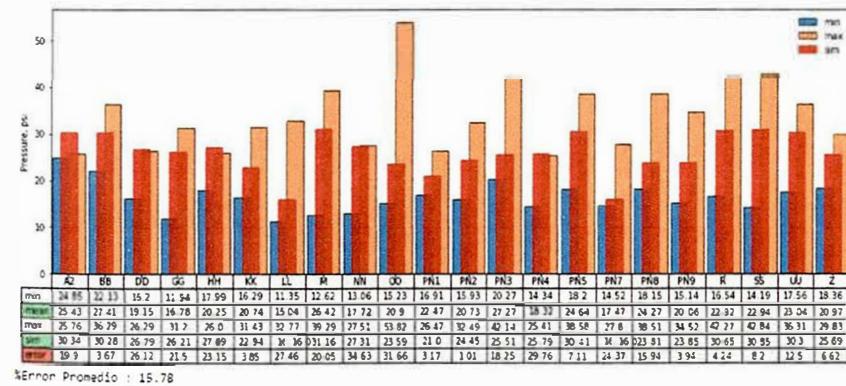
4.1.3 Criterios de ajuste para calibración de variables sistema gas lift.

Para calibrar el modelo de red actualizado del campo Peña Negra Offshore se siguen las pautas del item 3.4, donde hacen referencia principalmente al ajuste de ductos y

compresores, ello con el objetivo de ajustar los valores simulados a los datos reales de campo. Para este criterio de ajuste se consideró un error por debajo del 15%, y además que los valores simulados están dentro del límites establecidos en el punto 4.1.2 de la Figura 26. A continuación, la Figura 30, Figura 31, Figura 32 y la Figura 33 muestran el ajuste de las redes de manera gráfica y con valores tabulados, respectivamente. Los resultados de estos ajustes de simulación en el software ReO™, serán utilizados como caso base ante cualquier escenario.

Figura 30

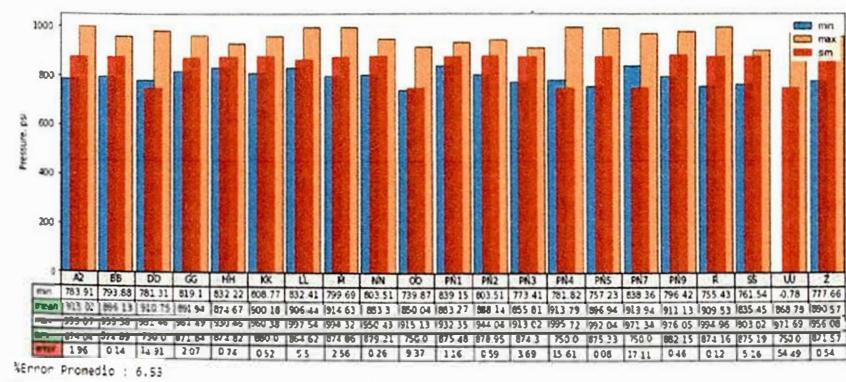
Resultado caso base y ajuste de la variable backpressure – PN



Fuente: Simulador ReO™ – Python

Figura 31

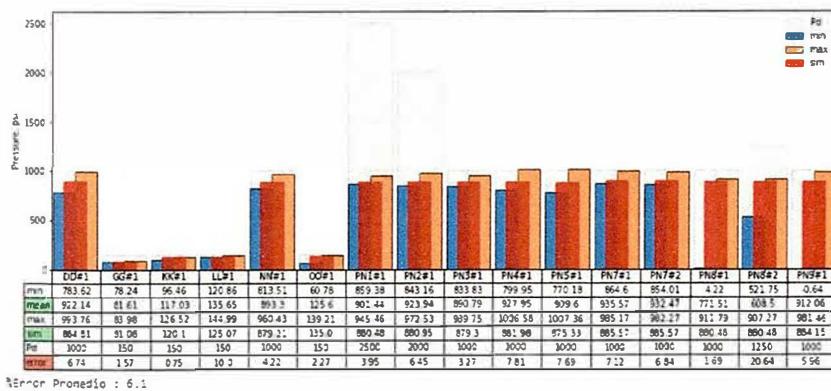
Resultado caso base y ajuste de la variable presión gas lift – PN



Fuente: Simulador ReO™ – Python

Figura 32

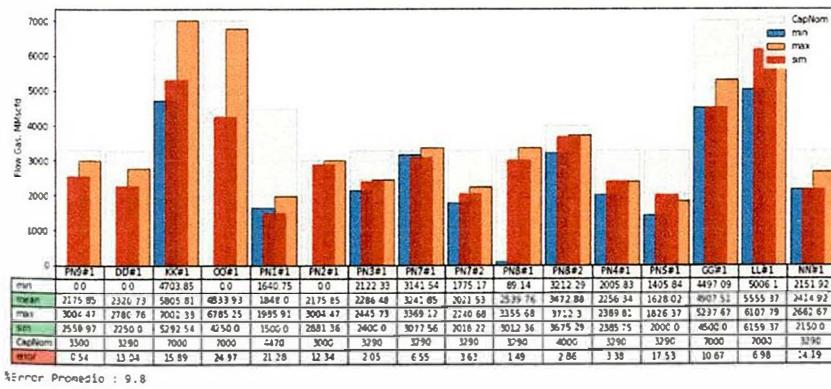
Resultado caso base y ajuste de la variable presión de descarga en compresor- PN



Fuente: Simulador ReO™ – Python

Figura 33

Resultado caso base y ajuste de la variable flujo de gas en compresor – PN



Fuente: Simulador ReO™ – Python

4.1.4 Diagnóstico de campo e identificación de cuellos de botella.

Los cuellos de botellas para el campo Peña Negra Offshore, en gran mayoría hacen referencia a la falla de activos en tuberías de gas y líquidos (condición fuera de servicio), lo cual limita la buena distribución de gas de baja presión en toda la red ante una contingencia de una parada de compresor u otro evento fortuito. Por otro lado, y específicamente se tiene la restricción de tuberías.

Tabla 10**Resultado de ajuste de tuberías – PN**

ID_pipe	Uso Actual	Long, ft	ID, in	Fd			
				Min	Avg	Max	Std
Pipe_LPG_PN8-PN1_6 5/8"	gas de baja	8865	6.001	0.250	0.571	0.750	0.135
Pipe_LPG_OO-KK_6 5/8"	gas de baja	8330	6.001	0.400	0.583	0.750	0.114
Pipe_LPG_KK-PN2_6 5/8"	gas de baja	8206	6.001	0.600	0.823	1.000	0.047
Pipe_GFS_OO-KK_6 5/8"#1	gas de venta	8587	6.001	0.890	0.899	0.900	0.077
Pipe_GFS_OO-KK_6 5/8"#2	gas de venta	8567	6.001	0.890	0.899	0.900	0.070
Pipe_LPG_PN8-OO_6 5/8"	gas de baja	7200	6.001	0.750	0.933	1.000	0.064
Pipe_LPG_PN3-PN8_6 5/8"	gas de baja	6050	6.001	0.750	0.953	1.000	0.056
Pipe_LPG_PN3-PN2_6 5/8"	gas de baja	9035	6.001	0.900	0.960	1.000	0.100
Pipe_GFS_GG-COMP_6 5/8"#1	gas de venta	9862	6.001	0.980	0.980	0.980	0.062
Pipe_GFS_GG-COMP_6 5/8"#2	gas de venta	9770	6.001	0.980	0.980	0.980	0.066
Pipe_GFS_GG-COMP_6 5/8"#3	gas de venta	9966	6.001	0.980	0.980	0.980	0.054
Pipe_LPG_LL-Z_6 5/8"#1	gas de venta	6110	6.001	0.950	0.997	1.000	0.061
Pipe_LPG_GG-DD_6 5/8"	gas de baja	3553	6.001	0.735	0.748	0.725	0.093
Pipe_LPG_HH-DD_6 5/8"	gas de baja	4088	6.001	0.750	0.750	0.750	0.061
Pipe_LPG_Z-HH_6 5/8"	gas de baja	3840	6.001	0.750	0.750	0.750	0.062
Pipe_LPG_DD-PN4_6 5/8"	gas de baja	4317	6.001	0.750	0.777	0.750	0.061
Pipe_LPG_Z-GG_6 5/8"	gas de baja	5375	6.001	0.750	0.803	0.750	0.080
Pipe_LPG_R-A2_6 5/8"	gas de baja	2250	6.001	0.800	0.933	0.800	0.055
Pipe_LPG_R-UU_6 5/8"	gas de baja	3300	6.001	0.800	0.933	0.800	0.064
Pipe_LPG_A2-GG_6 5/8"	gas de baja	5140	6.001	0.750	0.950	0.750	0.050
Pipe_LPG_NN-UU_6 5/8"	gas de baja	4307	6.001	0.800	0.957	0.800	0.067
Pipe_LPG_DD-NN_6 5/8"	gas de baja	3976	6.001	0.750	0.960	0.750	0.050
Pipe_LPG_PNS-R_6 5/8"	gas de baja	1855	6.001	0.900	0.967	0.900	0.102
Pipe_LPG_UU-PNS_6 5/8"	gas de baja	2080	6.001	0.900	0.967	0.900	0.075
Pipe_GFS_Z-GG_6 5/8"#1	gas de venta	5309	6.001	0.975	0.975	0.975	0.067
Pipe_GFS_Z-GG_6 5/8"#2	gas de venta	5172	6.001	0.975	0.975	0.975	0.069
Pipe_GFS_Z-GG_6 5/8"#4	gas de venta	5160	6.001	0.975	0.975	0.975	0.058
Pipe_LPG_GG-NN_6 5/8"	gas de baja	3353	6.001	0.950	0.977	0.950	0.097

Fuente: Simulador ReO™ – Python

A continuación, la Tabla 10 muestra los factores de diámetros (Factor D) obtenidos por las tuberías, para lograr el ajuste de la red de gas baja presión y la red de gas para ventas. Se recomienda efectuar limpieza mecánica de tuberías (polly-pig/chanchos) a fin de lograr disminuir la obstrucción, la cual posiblemente sea causada por acumulación de líquidos. Las tuberías que no se listan en la Tabla 10, no requirieron ajuste, por lo cual no requieren limpieza.

4.1.5 Evaluación de escenarios.

En adelante se mostrarán los resultados de los escenarios evaluados:

- Resultado de Escenarios planteados por Producción Ingeniería - Tabla 11
- Resultado de Escenarios planteados por M&R - Tabla 12
- Resultado de Escenarios planteados por FACEST - Tabla 13

En total se realizaron un total de 16 escenarios, para el caso estudio Campo Peña Negra.

Tabla 11

Resultado de Escenarios planteados por Producción Ingeniería – PN

Item	Escenario	Escenarios según listado Producción Ingeniería		
		Evaluación de Escenario	Impacto Fluidos bpd	Impacto Capacidad Transferencia GV MMscfd
1	Parada de compresor OO#1	Escenario : Parada del compresor OO#1 Se efectuó la simulación, donde detalló los efectos de backpressure en las plataformas de aguas profundas PN8 – PN3 – PN2 – KK entre otras.	-225	-3.220
2	Dejar fuera de servicio la plataforma OO	Escenario : Fuerza de servicio la plataforma OO Se efectuó la simulación, donde se detalló los efectos de backpressure en las plataformas de aguas profundas PN8 – PN3 – PN2 - PN9 , muescas y paradas en el simulador ReO.	-156	-3.500
3	Acumulador de Red Gas Ventas en Plataforma Z	Escenario : Instalación de un acumulador de Gas Ventas en plataforma Z Actualmente en la red de ventas entre las plataformas Z-GG existen 4 líneas instaladas, de las cuales solo 3 de ellas están operativas. Se efectuó la simulación, mejorando el rendimiento en la red Z-GG (4/4 líneas operativas). Escenario 4.1: Falla en oleoducto UU-BATPN_6 5/8" Activar temporalmente el gasoducto de baja presión R-UU_6 5/8" como oleoducto. Evaluar instalación de accesorios de bombeo y otros recursos.	-	-1010
4	Criticidad de falla en oleoductos principales Campo PN	Escenario 4.2: Falla en oleoducto NNUU_6 5/8" Activar temporalmente el gasoducto de baja presión UU-UU_6 5/8" como oleoducto. Evaluar instalación de accesorios de bombeo y otros recursos. Escenario 4.3: Falla en oleoducto DD-NN_6 5/8" Activar temporalmente el gasoducto de baja presión DD-NN_6 5/8" como oleoducto. Evaluar instalación de accesorios de bombeo y otros recursos. Escenario 4.4: Falla en oleoducto MM-UU_3 1/2 & MM-UU_6 5/8" Activar el gasoducto KK-Z_6 5/8" como oleoducto. Evaluar instalación de accesorios de bombeo y otros recursos. Escenario 4.5: Falla en oleoducto LL-Z_6 5/8" Activar el gasoducto KK-Z_6 5/8" como oleoducto. Evaluar instalación de accesorios de bombeo y otros recursos. Escenario : a. Reparar o reemplazar ducto PN1-LL_6 5/8" (operativo), para uso de gas de baja presión. b. Reparar o reemplazar gasoducto de alta PN1-LL_3 1/2" (operativo). c. Reparar o reemplazar gasoducto de venta LL-Z_6 5/8" (operativo). Actualmente solo se tiene operativo el oleoducto PN1-LL_6 5/8" (Diagrama de Líneas PN). Por otro lado en la red de ventas LL-Z se tiene operativo un solo gasoducto de ventas 6 5/8" (1/2 líneas operativas) que automáticamente pone en stand by un gasoducto de 6 5/8" en la red Z-GG (3/4 operativas) restringiendo el flujo de gas en red ventas LL-Z-GG.	-35	-
5	Máxima capacidad de transferencia Gas Ventas Peña Negra – Onshore	Para la evaluación de escenarios, se habilitaron las tuberías listadas anteriormente y dejar en stand by el Flare de la plataforma PN1. Nota: El reemplazo del ducto mencionado en el punto "a", con opción de reducción de Ø 3 1/2" (solo para uso de oleoducto PN1-LL) y recuperar el oleoducto actual PN1-LL_6 5/8" (Diagrama de Líneas PN), como gasoducto de baja, para una mejor distribución de gas en la red de baja presión. Además, para clarificar que los gradientes de presión en el gasoducto se esperan los 0.015 psig en los últimos 2000 ft de longitud (Gas Conditioning and Processing, Volumen 1: The Basic Principles, by John M. Campbell and Company).	+34	+2.970
6	Limpieza de Líneas LPG & GFS Peña Negra	Escenario : Limpieza mecánica de tuberías gas de baja y ventas. Durante la actualización del modelo de red Peña Negra se localizaron restricciones en red de gas de baja y ventas. Se efectuó el escenario con el objetivo de disminuir la restricción la cual posiblemente sea causada por acumulación de líquidos. Evaluar recursos y facilidades para la ejecución del trabajo.	2.0%- 4.0% Incre Local	-

Tabla 12

Resultado de Escenarios planteados por M&R – PN

Item	Escenario	Parada de compresores según listado M&R		
		Evaluación de Escenario	Impacto Fluidos bpd	Impacto Capacidad Transferencia GV MMscfd
7	Parada de Compresores PN7#1, PN7#2 y PN9#1, según listado de M&R	Escenario 7.1: DT comp PN7#2 - Parada de compresor Escenario 7.2: DT comp PN9#1 - Parada de compresor Escenario 7.3: DT Comp PN1#1 caso a - Parada de compresor + Flare (Ope RP) + Si In Well Escenario 7.4: DT Comp PN1#1 caso b - Parada de compresor + Flare (Low RP) + Si In Well Escenario 7.5: DT Comp PN1#1 caso c - Parada de compresor + Flare (Close RP) + Si In Well	-66 -176 -89 -13 -105	-0.550 +0.320 +0.040 +0.100 +0.540

Fuente: Elaboración propia

Tabla 13

Resultado de Escenarios planteados por FACEST – PN

Item	Escenario	Evaluación de Escenario	Impacto Fluidos bpd	Impacto Capacidad Transferencia GV MMscfd
8	DUCTO 6 5/8" Ø - CRUDO OLE-OFF "SS-FF" (PN)	Escenario : Reemplazo oleoducto SS-FF_6 5/8" (P&ID) Actualmente el ducto opera como gasoducto de baja SS-FF_6 5/8" (Diagrama de Líneas PN), y el gasoducto de alta SS-FF_3 1/2" (P&ID) opera como oleoducto. Se efectuó la simulación, para dejar fuera de servicio el gasoducto actual SS-FF_6 5/8" (Diagrama de Líneas PN).	-66	—
9	DUCTO 3 1/2" Ø - GAS ALTA-OFF "PNS-SS"(PN)	Escenario 9.1: Reemplazo del gasoducto alta presión PNS-SS_3 1/2" (P&ID) actualmente operativo. Se efectuó la simulación, para dejar fuera de servicio el gasoducto de alta presión PNS-SS_3 1/2" y cerrar la plataforma SS (PF sin inyección gas lift). Escenario 9.2: Reemplazo del gasoducto alta presión PNS-SS_3 1/2" (P&ID), actualmente operativo. Se efectuó la simulación, para dejar fuera de servicio el gasoducto de alta presión PNS-SS_3 1/2" y activar el oleoducto actual FF-SS_3 1/2" (Diagrama de Líneas PN) como gas lift, y gasoducto actual FF-SS_6 5/8" (Diagrama de Líneas PN) como oleoducto.	-20	—
10	DUCTO 6 5/8" Ø - CRUDO OLE-OFF "PN2-KK"(PN)	Nota: Agradecimientos a socios y煤dejar pruebas de presión para uso de gasoducto de alta presión. Evaluar instalación de accesorios de bombeo y otros recursos. Escenario : Reemplazo oleoducto PN2-KK_6 5/8" (P&ID), actualmente inoperativo. Se efectuó la simulación, para que una vez reemplazado el oleoducto se normalice la producción de fluidos por ducto PN2-KK_6 5/8" en mención y se active el oleoducto actual PN2-OO_6 5/8" (Diagrama de Líneas PN) como gasoducto.	-34	-0.360
11	DUCTO 3 1/2" Ø - CRUDO OLE-OFF "H4-DD"(PN)	Escenario 11.1: Reemplazo de oleoducto H4-DD_3 1/2" (P&ID) Actualmente hay dos oleoductos operativos de forma independiente en la red H4-DD, una proveniente desde la plataforma Z (ducto 3 1/2") y otra desde la plataforma KK (ducto 6 5/8" - troncal principal hasta Onshore). Para el reemplazo del ducto solicitado, conectarlo a la troncal principal de 6 5/8" y dejar fuera de servicio el oleoducto H4-DD_3 1/2". Escenario 11.2: Reemplazo de oleoducto H4-DD_3 1/2" (P&ID) (Caso extremo) : Se efectuó la simulación, para dejar fuera de servicio ambos oleoductos H4-DD_3 1/2" y H4-DD_6 5/8" ante una posible falla y activar el gasoducto H4-DD_6 5/8" como oleoducto. Evaluar instalación de accesorios de bombeo y otros recursos.	—	—
12	DUCTO 6 5/8" Ø - CRUDO OLE-OFF "PNS-M"(PN)	Escenario : Reemplazo oleoducto PNS-M_6 5.8" (P&ID), actualmente operativo. Dejar fuera de servicio el oleoducto PNS-M_6 5/8" y activar el gasoducto PNS-UU_6 5/8", como oleoducto. Instalar accesorios de bombeo y otros (evaluar).	-22	—
13	DUCTO 6 5/8" Ø - CRUDO OLE-OFF "BB-KK"(PN)	Escenario : Reemplazo oleoducto BB-KK_6 5/8" (P&ID), actualmente operativo. Se efectuó la simulación, para dejar fuera de servicio el oleoducto BB-KK_6 5/8" y activar el gasoducto BB-HH_3 1/2", como oleoducto. Evaluar instalación de accesorios de bombeo y otros recursos.	-81	—
14	DUCTO 6 5/8" Ø - CRUDO OLE-OFF "DD-PNA1"(PN)	Escenario : Reemplazo oleoducto PNA-DD_6 5/8" (P&ID), actualmente operativo. Se efectuó la simulación, para dejar fuera de servicio el oleoducto PNA-DD_6 5/8" y activar el gasoducto DD-PNA_3 1/2" (remoción de ventanas), como oleoducto. Evaluar instalación de accesorios de bombeo y otros recursos.	0	—
15	DUCTO 6 5/8" Ø - CRUDO OLE-OFF "A2-R"(PN)	Escenario : Reemplazo oleoducto A2-R_6 5/8" (P&ID), actualmente operativo. Se efectuó la simulación, para dejar fuera de servicio el oleoducto A2-R_6 5/8" y activar el gasoducto A2-R_6 5/8", como oleoducto. Evaluar instalación de accesorios de bombeo y otros recursos.	-28	—
16	DUCTOS de Red PN1-LL-Z	Escenario : a.- Reparar o reemplazar ducto PN1-LL_6 5/8" (Inoperativo), para uso de gas de baja presión. b.- Reparar o reemplazar gasoducto de alta PN1-LL_3 1/2" (Inoperativo). c.- Reparar o reemplazar gasoducto de ventanas LL-Z_6 5/8" (Inoperativo). Actualmente solo se tiene operativo el oleoducto PN1-LL_6 5/8" (Diagrama de Líneas PN). Por otro lado en la red ventanas LL-Z se tiene operativo un solo gasoducto de ventanas 6 5/8" (1/2 operativa) que automáticamente pone en stand by un gasoducto de 6 5/8" en la red Z-GG (3/4 operativa) restringiendo el flujo de gas en red ventanas LL-Z-GG. Para la evaluación de escenarios, se habilitan las tuberías listadas anteriormente y dejar en stand by el Flare de la plataforma PN1. Nota: El reemplazo del ducto mencionado en el punto "a", con opción de reducción de ID 3 1/2" (solo para uso de oleoducto PN1-LL) y recuperar al oleoducto actual PN1-LL_6 5/8" (Diagrama de Líneas PN), como gasoducto de baja, para una mejor distribución de gas en la red de baja presión. Además considerar que las gradientes de presión en el gasoducto superan los 0.01 psig en los últimos 2000 ft de longitud (Gas Conditioning and Processing Volume 1, The Basic Principles by John M. Campbell and Company).	+34	+2.970

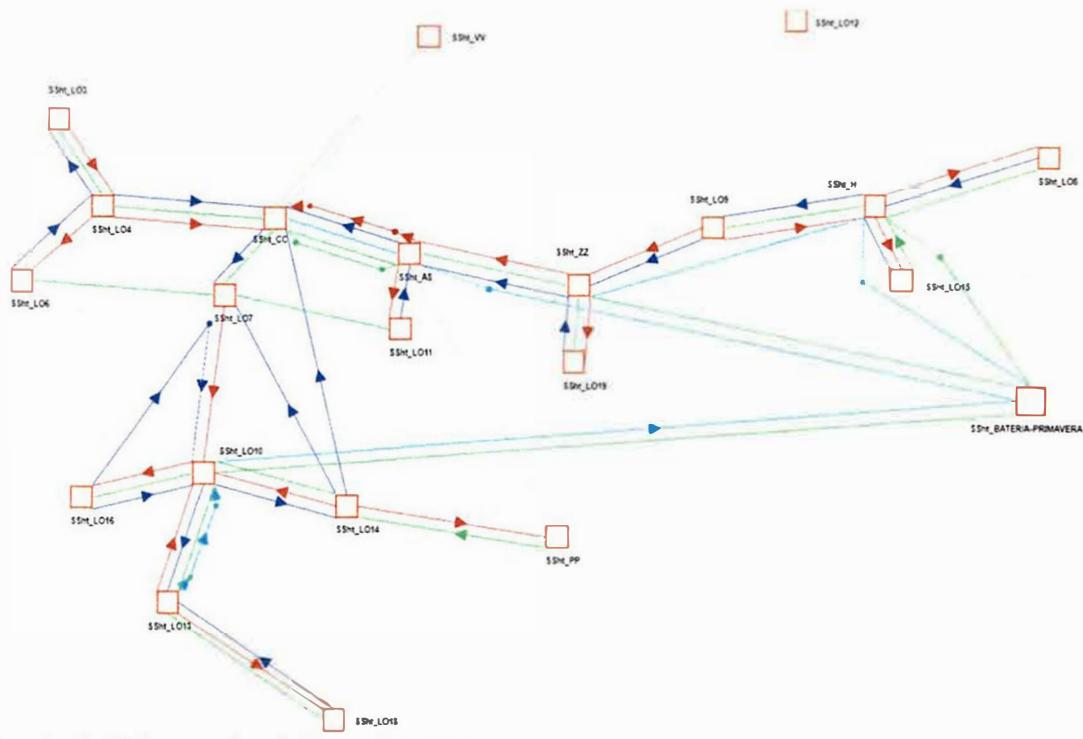
Fuente: Elaboración propia

4.2 Caso estudio Redes Integral Campo Lobitos Offshore

En el mes de julio de 2021 el campo Lobitos se reportaron una producción promedio de 1397 BO x 424 BW x 9.890 MMscfd con pozos productores con sistema de levantamiento artificial Gas Lift 22.525 MMscfd. (aproximadamente 95% de pozos tipo gas lift intermitente BLT).

Figura 34

Red Lobitos - Simulador ReO™



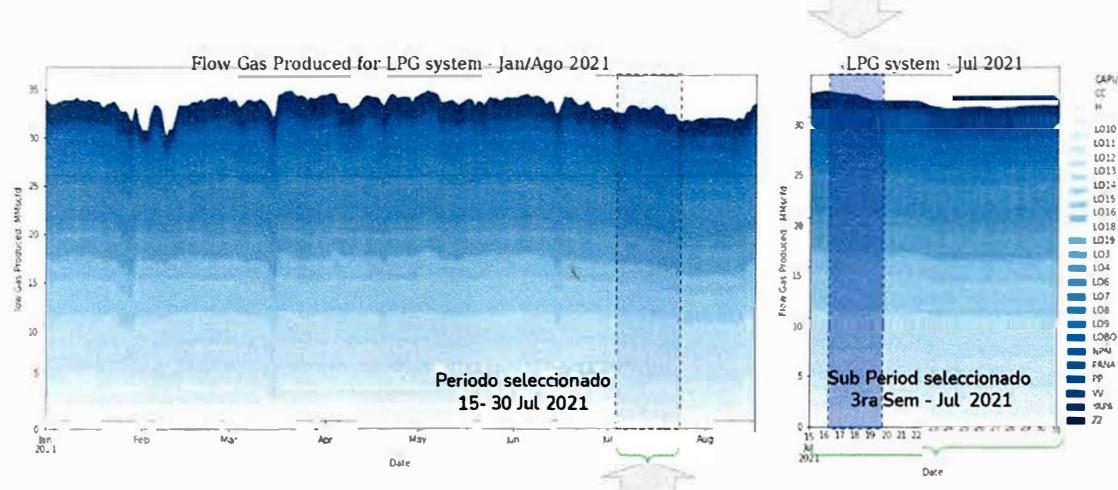
Fuente: Análisis de redes & Simulador ReO™

4.2.1 Selección de periodo de estudio

Para la selección del periodo de estudio del campo Lobitos Offshore se contó con la información del sistema de BalGas desde enero – agosto 2021, se realizó un análisis preliminar de las variables de caudales gas total producido y caudales de gas comprimido en cada una de las plataformas y equipos de compresión respectivamente, logrando identificar un periodo con tendencia a la estabilidad de ambas variables, se extrajo una muestra para un periodo de quince días a partir del 15 Julio 2021, como se muestra en la Figura 35.

Figura 35

Selección de periodo de estudio, del sistema BalGas – Gas Producido Total



Fuente: Análisis y visualización de datos – Python

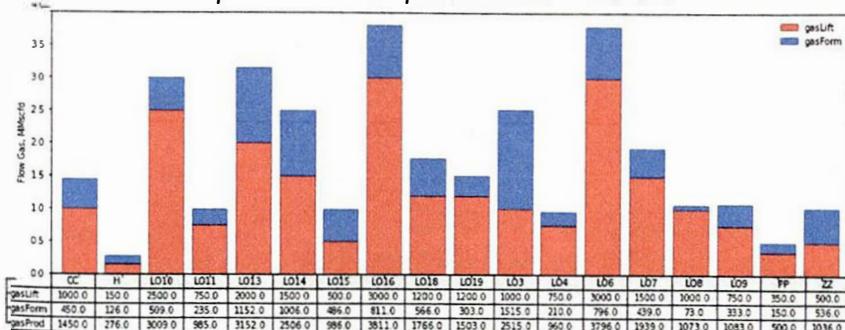
Una vez identificado el periodo de estudio, el siguiente paso es procesar los datos del SMD y SMF del campo Lobitos Offshore siguiendo la secuencia descritas en el punto 3.5.1, para lo cual se extraerá una muestra con intervalos de tiempo en minutos.

4.2.2 Generación de límites operativos en sistema gas de baja presión y alta presión

Para la generación de límites operativos de una determinada plataforma, el cual incluye las variables de gas lift inyectado, gas de formación y gas producido total, como se muestra en la Figura 34. Realizando un balance de gas para todo el campo Lobitos Offshore podemos visualizar que las plataformas LO6 y LO16 son aquellas plataformas con mayor gas total producido del campo superando los 3.000 MMscfd. Por otro lado también, se puede identificar los consumos de gas lift, siendo las plataformas LO6, LO16 con mayor consumo de gas lift por encima de los 2.500 MMscfd.

Figura 36

Balance de Gas producido total plataformas – Lobitos

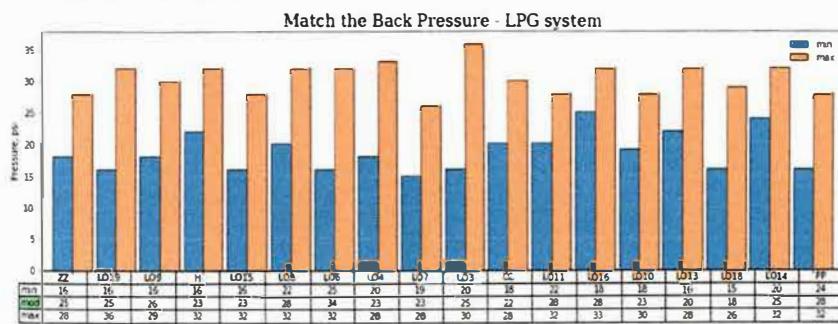


Fuente: Elaboración propia – Python

Por otro lado, en la Figura 37 se obtienen los datos de presiones mínimas, promedios y máximos de las variables backpressure en los nodos del sistema de gas de baja presión. En ello podemos observar, que las plataformas LO3, LO4 y LO6 de la zona norte superan los 30 psi, al igual que en la zona sur con las plataformas LO14, LO10 y LO16 superan los 25 psi. A diferencia del campo Peña Negra, la variable backpressure en la red de baja presión es mucho más sensible a cualquier cambio operativo, como se muestra en la Figura 38.

Figura 37

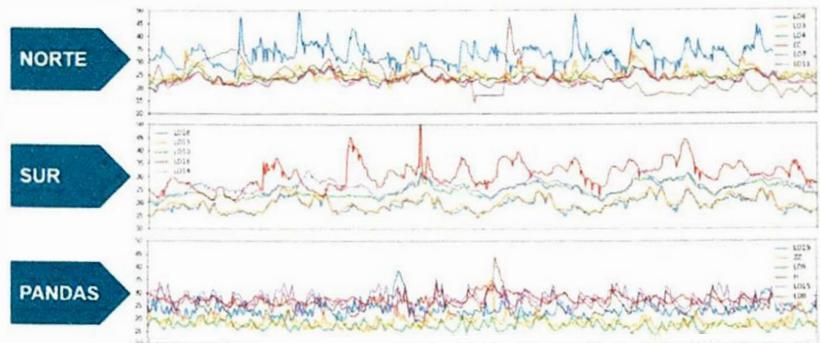
BackPressure plataformas – Lobitos



Fuente: Elaboración propia – Python

Figura 38

Récord de backpressure plataformas – Lobitos



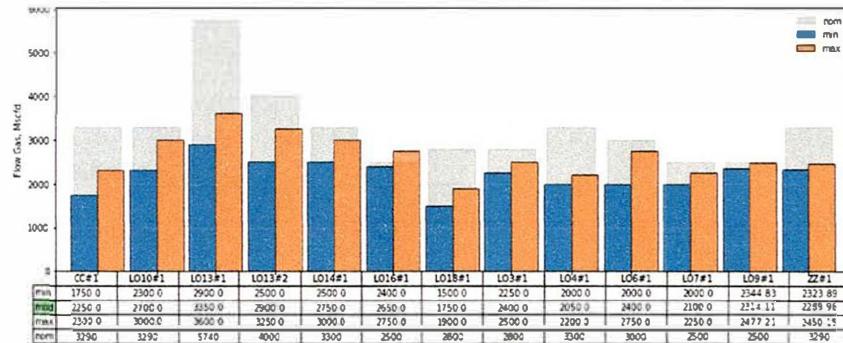
Fuente: Elaboración propia – Python

Otra de las variables de límites que juegan un papel importante en el modelado de redes de producción es el flujo de gas en los compresores. En la Figura 39 se muestran los valores de compresión mínimos, promedios, máximos y nominales de la unidad. En el campo Lobitos, a diferencia del campo Peña Negra este opera como gas ventas un solo compresor LO13#2 y el resto como compresor gas lift, sin embargo, cuando el sistema de alta presión

gas lift mejora relativamente a los valores máximos, los excesos de gas lift son enviados por la plataforma A8 y LO13, los cuales están regulados a 930 psi y 940 psi respectivamente, hacia Batería Primavera.

Figura 39

Flujo de gas en compresores – Lobitos

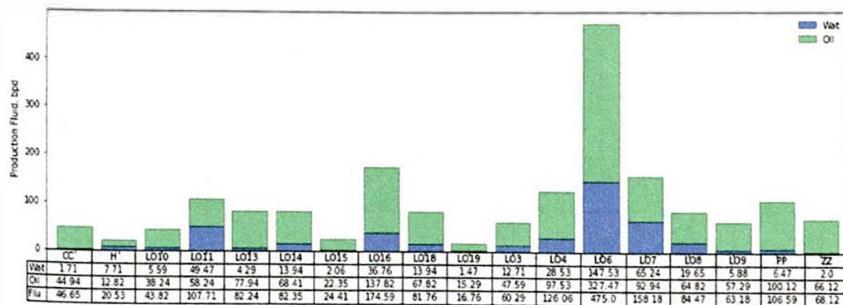


Fuente: Elaboración propia – Python

Finalmente tenemos la variable de producción de fluidos (agua y petróleo) para cada plataforma de las plataformas del campo Lobitos Offshore, Figura 40, el cual posee una relación directa con los efectos de backpressure del sistema gas de baja presión, estos detalles son generados mediante curvas de sensibilización haciendo uso de algoritmo de cálculo adaptado para pozos gas lift intermitente tipo BLT. En la figura también se puede observar que las plataformas LO6 y LO16 KK poseen un gran aporte de producción a todo el campo.

Figura 40

Producción de fluidos totales – Lobitos



Fuente: Elaboración propia – Python

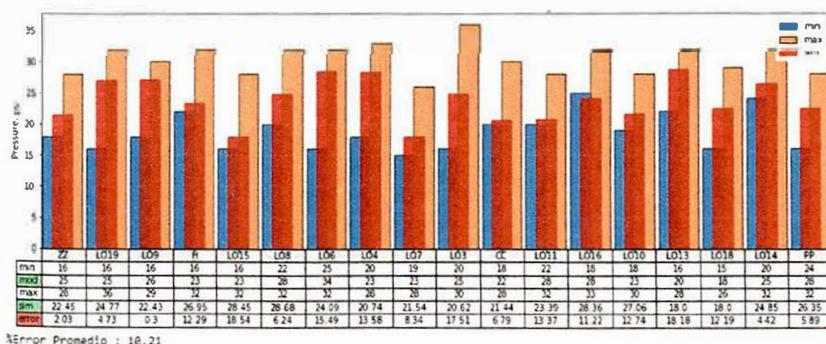
4.2.3 Criterios de ajuste para calibración de variables sistema gas lift.

Para calibrar el modelo de red actualizado del campo Lobitos Offshore se siguen las pautas del punto 3.4 donde hacen referencia principalmente al ajuste de ductos y compresores, ello con el objetivo de ajustar los valores simulados a los datos reales de campo. Para este criterio de ajuste se consideró un error por debajo del 15%, y además que los valores simulados están dentro del límites establecidos en el punto 4.2.2 de la Figura 36.

A continuación, la Figura 40, Figura 42, Figura 43 y la Figura 44 muestran el ajuste de las redes de manera gráfica y con valores tabulados, respectivamente. Los resultados de estos ajustes de simulación en el software ReO™ serán utilizados como caso base ante cualquier escenario.

Figura 41

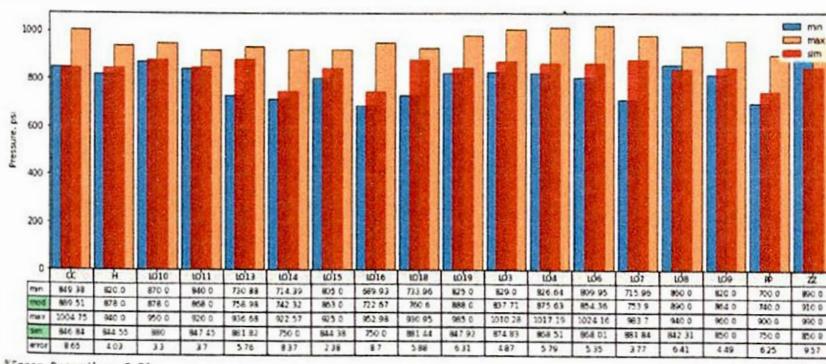
Resultado caso base y ajuste de la variable backpressure – LO



Fuente: Simulador ReO™– Python

Figura 42

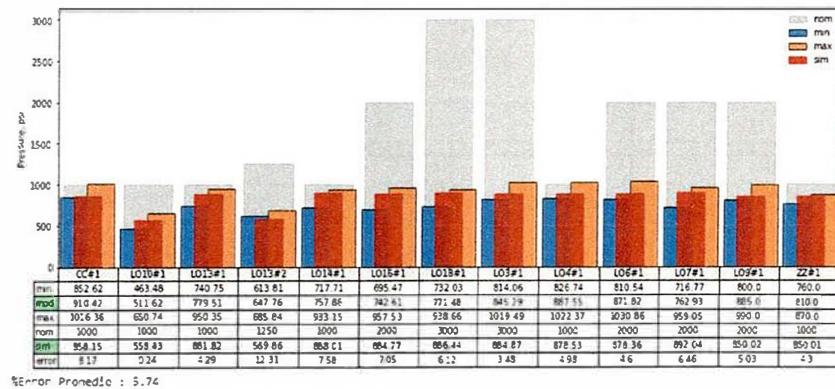
Resultado caso base y ajuste de la variable presión gas lift – LO



Fuente: Simulador ReO™– Python

Figura 43

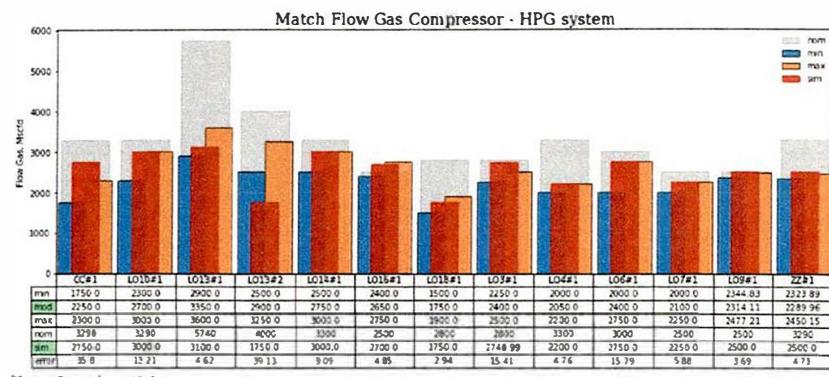
Resultado caso base y ajuste de la variable presión de descarga en compresor LO



Fuente: Simulador ReO™– Python

Figura 44

Resultado caso base y ajuste de la variable flujo de gas en compresor – LO



Fuente: Simulador ReO™– Python

4.2.4 Diagnóstico de campo e identificación de cuellos de botella

Los cuellos de botellas para el campo Peña Negra Offshore, en gran mayoría hacen referencia a la falla de activos en tuberías de gas y líquidos (condición fuera de servicio), lo cual limita la buena distribución de gas de baja presión en toda la red ante una contingencia de una parada de compresor u otro evento fortuito. Por otro lado, y específicamente se tiene la restricción de tuberías.

Tabla 14*Resultado de ajuste de tuberías – LO*

ID_pipe	Uso Actual	Long, ft	ID, in	Fd			
				Min	Avg	Max	Std
Pipe_LPG_LO10-LO13_6 5/8"	gas de baja	6340	6.001	0.200	0.252	0.500	0.115
Pipe_GFS_LO10-PRIM_6 5/8"	gas de venta	22928	6.001	0.600	0.646	1.000	0.129
Pipe_LPG_LO10-LO16_6 5/8"	gas de baja	13739	6.001	0.750	0.793	0.800	0.017
Pipe_LPG_CC-LO14_6 5/8"	gas de baja	12670	6.001	0.800	0.819	0.950	0.050
Pipe_LPG_LO7-LO14_6 5/8"	gas de baja	12642	6.001	0.800	0.815	0.950	0.043
Pipe_GFS_A8-PRIM_6 5/8"	gas de venta	16278	6.001	0.750	0.829	0.850	0.041
Pipe_LPG_LO6-LO4_6 5/8"	gas de baja	6630	6.001	0.800	0.887	1.000	0.040
Pipe_LPG_LO16-LO10_6 5/8"	gas de baja	6532	6.001	0.750	0.916	0.950	0.075
Pipe_LPG_LO13-LO18_6 5/8"	gas de baja	8284	6.001	0.900	0.917	1.000	0.038
Pipe_LPG_LO9-H_6 5/8"	gas de baja	5780	6.001	0.900	0.917	1.000	0.038
Pipe_LPG_A8-ZZ_6 5/8"	gas de baja	5565	6.001	0.900	0.917	1.000	0.038
Pipe_LPG_ZZ-LO9_6 5/8"	gas de baja	3540	6.001	0.900	0.917	1.000	0.038
Pipe_LPG_LO14-LO10_6 5/8"	gas de baja	5750	6.001	0.800	0.926	0.950	0.055
Pipe_LPG_LO4-CC_6 5/8"	gas de baja	6950	6.001	0.900	0.923	1.000	0.039
Pipe_GFS_LO13-LO10_6 5/8"	gas de venta	6000	6.001	0.880	0.900	0.900	0.003

Fuente: Simulador ReO™– Python

A continuación, la Tabla 14 muestra los factores de diámetros (Factor D) obtenidos por las tuberías, para lograr el ajuste de la red de gas baja presión y la red de gas para ventas. Se recomienda efectuar limpieza mecánica de tuberías (polly-pig/chanchos) a fin de lograr disminuir la obstrucción, la cual posiblemente sea causada por acumulación de líquidos. Las tuberías que no se listan en la Tabla 14, no requirieron ajuste, por lo cual no requieren limpieza.

4.2.5 Evaluación de escenarios

En adelante se mostrarán los resultados de los escenarios evaluados:

- Resultado de Escenarios planteados por Producción Ingeniería - Tabla 15
- Resultado de Escenarios planteados por M&R - Tabla 16
- Resultado de Escenarios planteados por FACEST - Tabla 17

En total se realizaron un total de 9 escenarios, para el caso estudio Campo Lobitos.

Tabla 15

Resultado de Escenarios planteados por Producción Ingeniería – LO

Escenarios según listado Producción Ingeniería					
Item	Escenario	Evaluación de Escenario	Impacto Fluidos bpd	Impacto Capacidad Transferencia GV MMscfd	
1.	Máxima capacidad de compresión LO8	<p>Escenario: Evaluación de Máxima capacidad de Compresor LO8@1 (Cap. Nom = 2.000 MMscfd)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Gas Comp < 2.000 - 2.750 > MMscfd - Gas Prod > 3.250 - 4.500 > MMscfd - Gas Lift 3.000 MMscfd <p>Actualmente el compresor presenta limitaciones en compresión de gas, para ello se realizó la sensibilización de flujo de gas en compresor. Cap Max Recomendada < 4.000-4.500> MMscfd</p> <p>Nota: Elivar disponibilidad de gas a nivel de reservorio</p> <p>Escenario: Evaluación de Máxima capacidad de Compresor LO16@1 (Cap. Nom = 2.500 MMscfd)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Gas Comp < 2.400 - 2.750 > MMscfd - Gas Prod > 3.000 - 5.000 > MMscfd - Gas Lift 3.000 MMscfd <p>Actualmente el compresor presenta limitaciones en compresión de gas, para ello se realizó la sensibilización de flujo de gas en compresor. Cap Max Recomendada < 4.000-4.500> MMscfd</p> <p>Nota: Elivar disponibilidad de gas a nivel de reservorio</p>	4.0% - < 5%	Prod LO	
2.	Máxima capacidad de compresión LO16	<p>Escenario: Evaluación de Máxima flujo en pasoductos de Gas Ventas LO10-BAT PRM 6.5"</p> <p>A continuación se efectuó la simulación, para el escenario: Máximo Flujo en pasoducto de Gas Ventas LO10-BAT PRM 6.5", para ello se realizó la sensibilización de flujo gas en pasoducto para dos condiciones de restricción de Factor D1 = 1.000, Factor D2 = 0.600 y con ello poder observar el comportamiento de la pendiente de presión en la tubería. Como la presión de cierreación en el pasoducto de ventas suera los 500 psa entonces se debe considerar el límite máximo C02 = 0.05 psiaf (Gas Conditioning and Processing, Volume 1, "The Basic Principles by John M. Campbell and Company). En ambos casos estas gradientes no superan los límites recomendados.</p> <p>Nota: Elivar capacidad de flujo</p>	4.5% - 5.0%	Prod LO	
3.	Máxima capacidad de transferencia Gas Ventas Lobitos – Onshore	<p>Escenario: Evaluación de Máximos Flujo en pasoductos de Gas Ventas LO10-BAT PRM 6.5"</p> <p>A continuación se efectuó la simulación, para el escenario: Máximo Flujo en pasoducto de Gas Ventas LO10-BAT PRM 6.5", para ello se realizó la sensibilización de flujo gas en pasoducto para dos condiciones de restricción de Factor D1 = 1.000, Factor D2 = 0.600 y con ello poder observar el comportamiento de la pendiente de presión en la tubería. Como la presión de cierreación en el pasoducto de ventas suera los 500 psa entonces se debe considerar el límite máximo C02 = 0.05 psiaf (Gas Conditioning and Processing, Volume 1, "The Basic Principles by John M. Campbell and Company). En ambos casos estas gradientes no superan los límites recomendados.</p> <p>Nota: Elivar capacidad de flujo</p>	4.5% - 5.0%	Prod LO	
4.	Limpieza de Líneas LPG & GFS Lobitos	<p>Escenario: Limpieza mecánica de tuberías de baja y ventas</p> <p>Durante la actualización del modelo de red Lobitos se localizaron restricciones en red de gas de baja y ventas. Se efectuó el escenario con el objetivo de minimizar la restricción la cual básicamente sea causada por acumulación de liquens. Elivar recursos y facilidades para la ejecución del trabajo</p>	2.0% - 4.0%	Incre Local	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 16

Resultado de Escenarios planteados por M&R – LO

Parada de compresores según listado M&R					
Item	Escenario	Evaluación de Escenario	Impacto Fluidos bpd	Impacto Capacidad Transferencia GV MMscfd	
5.	Parada de Compresor LO13@2, según listado de M&R.	<p>Escenario 5: DT como LO13@2 - Parada de compresor</p> <p>Actualmente los flujos de gas en el pasoducto de baja LO13-LO10_6.5"*, presenta posible cuello de botella (restricción por acumulación de liquens, colapso u otro problema limitando el flujo)</p> <p>Opción Operativa: Validar la posible restricción del pasoducto de baja presión LO10-LO13_6.5", mediante una prueba de admisibilidad de flujo, con el reemplazo de pasoducto de baja por pasoducto de ventas o oleoducto, con el objetivo de descartar cuello de botella.</p>	-50	-0.750	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 17

Resultado de Escenarios planteados por FACEST – LO

Reparación de Oleoductos & Gasoducto según listado de FACEST					
Item	Escenario	Evaluación de Escenario	Impacto Fluidos bpd	Impacto Capacidad Transferencia GV MMscfd	
6.	DUCTO 3 1/2" (27/8") D - GAS VENTA-OFF "ZZ-H" (LO)	<p>Escenario: Reemplazo gasoducto ZZ-H_2.7/8" (P&D) actualmente inoperativo.</p> <p>Se efectuó el escenario para dar una vez reemplazado el pasoducto ZZ-H_2.7/8" se evalúe la ejecución como sistema gas a la zona aguas cándidas (sistema LO15_H, H y LO13 para sistema gas ventas como contingencia).</p>	+10	—	
7.	DUCTO 6 5/8" D - CRUDO OLE-OFF "4B-ZZ" (LO)	<p>Escenario 13.1: Reemplazo oleoducto 4B-ZZ_6.5/8" (P&D), actualmente operativo.</p> <p>Se efectuó el escenario para dejar fuera de servicio el oleoducto 4B-ZZ_6.5/8" como oleoducto. Evaluar instalación de accesorios de bombeo y otros recursos.</p>	-50	—	
8.	DUCTO 6 5/8" D - CRUDO OLE-OFF "LO5-LO4" (LO)	<p>Escenario 13.2: Otra opción es utilizar el pasoducto de ventas 4B-B4T_PRM_6.5/8" (Evaluar integridad - adhesión de bombeo y otros).</p> <p>Escenario: Reemplazo oleoducto LO5-LO4_6.5/8" (P&D), actualmente inoperativo.</p> <p>Se efectuó el escenario para dejar fuera de servicio el oleoducto LO5-LO4_6.5/8" y activar el pasoducto de ventas LO13-LO10_6.5/8". Esto implica relocalizar parar el compresor LO13@2, ya que los flujos de gas en el pasoducto de baja LO13-LO10_6.5/8" actualmente presenta un posible cuello de botella (restricción por acumulación de liquens, colapso u otro problema limitando el flujo).</p>	+15	—	
9.	DUCTO 6 5/8" D - CRUDO OLE-OFF "LO13-LO10" (LO)	<p>Escenario: Reemplazo oleoducto LO13-LO10_6.5/8" (P&D), actualmente operativo.</p> <p>Se efectuó el escenario para dejar fuera de servicio el oleoducto LO13-LO10_6.5/8" y activar el pasoducto de ventas LO13-LO10_6.5/8". Esto implica relocalizar parar el compresor LO13@2, ya que los flujos de gas en el pasoducto de baja LO13-LO10_6.5/8" actualmente presenta un posible cuello de botella (restricción por acumulación de liquens, colapso u otro problema limitando el flujo).</p> <p>Opción Operativa: Validar la posible restricción del pasoducto de baja presión LO10-LO13_6.5/8", mediante una prueba de admisibilidad de flujo, con el reemplazo de pasoducto de baja por pasoducto de ventas o oleoducto, con el objetivo de descartar cuello de botella.</p>	-50	-0.750	

Fuente: Elaboración propia

Capítulo V: Análisis Económico

En la Tabla 18, muestra los costos realizados por el modelo del Software.

Tabla 18
Costos del software

ANALISIS DE COSTOS DEL SOFTWARE Reo		
Año	Cocto (\$)	Detalle
2014 - 2015	300 M	Creación del modelo
2017 - 2018	300 M	Actualización de los modelos aplicados en Peña Negra y Lobitos

Capítulo VI: Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

Área Peña Negra Offshore:

- La aplicación de técnicas de pre-procesamiento y análisis de datos en los entornos de Python, aplicados al sistema de monitoreo digital y físico en el campo PN Offshore, optimizan los recursos de análisis en espacio y tiempo para los datos de entrada del simulador ReO™.
- La red de producción de aguas profundas de campo Peña Negra actualmente opera con cuellos de botella, por fallas en los oleoductos y gasoductos de ventas que inmediatamente son reemplazados por gasoductos de baja presión u otras tuberías, limitando así la distribución de gas en la red de baja presión.
- La red de gas de baja presión y gas ventas en el campo PN actualmente operan con restricciones, las cuales fueron identificadas durante el ajuste de la red de producción, haciendo uso del parámetro Factor D en simulador ReO™. La limpieza de gasoductos de la red gas de baja y ventas identificados anteriormente, posee un incremental de 2.0% - 4.0% de producción local.
- El escenario de reparación de Oleoducto PN2-KK_6 5/8" (inoperativo), posee un incremento de producción de 34 BO y 0.360 MMscfd en capacidad de transferencia de gas ventas, ya que la distribución del backpressure en toda la red de baja presión es mucho mejor al reactivar el gasoducto de baja presión PN2-OO_6 5/8"(actual como oleoducto).
- El escenario de instalación de un acumulador de Gas Ventas en plataforma Z, posee un incremento de 1.010 MMscfd en capacidad de transferencia de gas ventas.
- El escenario de reparación de ductos en la red PN1-LL-Z, posee un incremento de 34 BO y 2.970 MMscfd en capacidad de transferencia de gas ventas.
- Se realizaron escenarios de reparación de oleoductos operativos actualmente, estos impactan negativamente a la producción de las plataformas cercanas, ya que para

continuar la operación de transferencia de fluidos es necesario disponer de un ducto cercano, ello podría ser un gasoducto de baja o alta presión operativo actualmente, ese cambio limita la distribución de gas de alta o baja en toda red producción.

- Se evaluaron escenarios de parada de compresores de agua profundas, los cuales impactan negativamente a la producción de las plataformas cercanas, esto debido a dos factores, la succión y compresión de gas disminuyen relativamente haciendo que se incremente la variable backpressure.
- Se evaluó el escenario, de flujo máximo en la red ventas del campo PN, identificando limitaciones en los gasoductos GG-COMP-STATION_6 5/8" (3) y NN-COMP-STATION_6 5/8"(1), las gradientes de presión en los últimos 2000 ft exceden por poco las recomendaciones de 0.005-0.01 psi/ft gradiente máximo (*Gas Conditioning and Processing Volume 1, The Basic Principles by John M. Campbell and Company*)

Área Lobitos Offshore:

- La aplicación de técnicas de pre-procesamiento y análisis de datos en los entornos de Python, aplicados al sistema de monitoreo digital y físico en el campo LO Offshore, optimizan los recursos de análisis en espacio y tiempo para los datos de entrada del simulador ReO™.
- La red de gas de baja y ventas en el campo LO actualmente opera con restricciones, las cuales fueron identificadas durante el ajuste de la red de producción, haciendo uso del parámetro Factor D en simulador ReO™. La limpieza de gasoductos identificados anteriormente, posee un incremento de 2.0% - 4.0% de producción local. Caso especial el gasoducto de baja presión LO10-LO13_6 5/8" presenta un Factor D<0.25.
- La red de producción del campo LO Offshore actualmente, es sensible a cualquier efecto de backpressure en la red de baja presión. Las presiones periódicas por encima de los 35 psi, que manejan las plataformas LO16 y LO6 afectan a la producción total del campo, ya que tanto la zona norte y sur son sensibles ante algún efecto de esta variable.

- Se evaluaron escenario para maximizar la capacidad de compresión del compresor LO16#1, actual Capacidad Nominal 2.500 MMscfd, Cap Max Recomendada < 4.000-4.500> MMscfd, posee un incremento de 4.5% - 5.0% de producción.
- Se evaluaron escenario para maximizar la capacidad de compresión del compresor LO6#1, actual Capacidad Nominal 3.000 MMscfd, Cap Max Recomendada < 4.000-4.500> MMscfd, posee un incremento de 4.0% - 4.5% de producción.
- Se evaluaron el escenario de reparación del Oleoducto LO6-LO4_6 5/8"(INOPERATIVO), una vez reparado el oleoducto, activar el ducto de LO6-LO7_3 1/2" como gas lift, ello, posee un incremento 15 BO de producción.
- Se evaluó el escenario, de flujo máximo en la red ventas del campo LO, no se identificaron limitaciones en los gasoductos LO10-BAT-PRIM 6 5/8" (1), las gradientes de presión en los últimos 4000 ft no exceden las recomendaciones de 0.02-0.05 psi/ft gradiente máximo (*Gas Conditioning and Processing Volume 1, The Basic Principles by John M. Campbell and Company*)

6.2 Recomendaciones

- Continuar con la actualización de redes de producción de los campos PN, LO y otras áreas del Lote Z2B, con objetivos de crear una red integral en toda la cadena productiva del lote Z2B. El periodo de vigencia del modelo de red de los campos PN & LO como máximo es de 6 meses.
- Implementar técnicas aprendizaje automático o *machine learning* aplicados a los sistemas de monitoreo digital y físico de los campos PN y LO, con fines de crear modelos robustos de predicción y con ello mejorar el entendimiento de los efectos de la variable backpressure en redes de producción.
- Ejecutar programa de limpieza mecánica de tuberías en las redes de superficie, según listado de obstrucción de tuberías para los campos PN y LO.
- Evaluar la rentabilidad de los escenarios recomendados técnicamente para ambos campos, para tomar la decisión de ejecutarlos.

- Para condiciones operativas a largo plazo, se recomienda reparar y reemplazar los ductos afectadas actualmente y normalizar su operación, esto con el objetivo de tener un buen performance en manejo de flujos y presiones del sistema de baja presión, ante una contingencia de parada de compresor, falla en facilidades de producción, etc.
- Para aligerar el incremento de backpressure en sistema de baja presión y mitigar las diferidas de producción en plataformas, se recomienda optimizar los rangos operativos del sistema gas lift a nivel de pozos y facilidades.
- Continuar con la automatización del sistema de producción de los pozos (inyección de gas/producción) de manera que se puedan registrar y controlar (local/remotamente) los parámetros críticos para la producción de los pozos.

Capítulo VII: Referencias Bibliográfica

- 191639-18RTC-MC, S. (s.f.). *Application of Asset Integrated Modeling for Surface Structure Infraestructure Re-Engineering*. . 2018.
- Energy, P. A. (2001). Aplicación de los diferentes tipos de plunger lift.
- Hidayat,A., Prakoso,, N. F., Sugai,, A., & Medco,, P. T. (November 2017). *Production and Cost Optimization in a Complex Onshore Operation Using Integrated Production Model*. In *SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation*. OnePetro.
- Kuznetsov,, M., Igitov,, S., Yurkov,, I., Aleev,, A., Klimovich,, I., Slovyev,, T., & Zaitcev,, O. (October 2018). Application of Asset Integrated Modeling for Surface Infrastructure Re-Engineering. In SPE Russian Petroleum Technology Conference? (p. D033S024R.
- Luis Miguel Reyes. (s.f.).
- Marcelo Madrid. (s.f.). Portal del petroleo.
- Obando Charcopa,, L. E. (2015). *Modelo Integrado de Analisis Nodal (Subsuelo-Superficie) economico de los pozos de la estación norte del campo sachá (Bachelor's thesis)*.
- Pan American Energy. (2001). Aplicación de los diferentes tipos de plunger lift.
- petroleo, P. d. (2003).
- Portal del petroleo. (20223). *Revista*.
- Reyes Huancas. (2015). *Estudio de factibilidad para implementar el sistema de Plunger Lift en el yacimiento Peña Negra-Lote X-Talara*.
- Savia, E. (2020). *Problemática de los Campos de Peña Negra y Lobitos en el Noroeste de Perú*.
- Shere,, A., Roberts,, Y., & Baklevig,, A. (February 2008). *Online Production Optimisation on Ekofisk*. In *SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition (pp. SPE-112130)*. SPE.

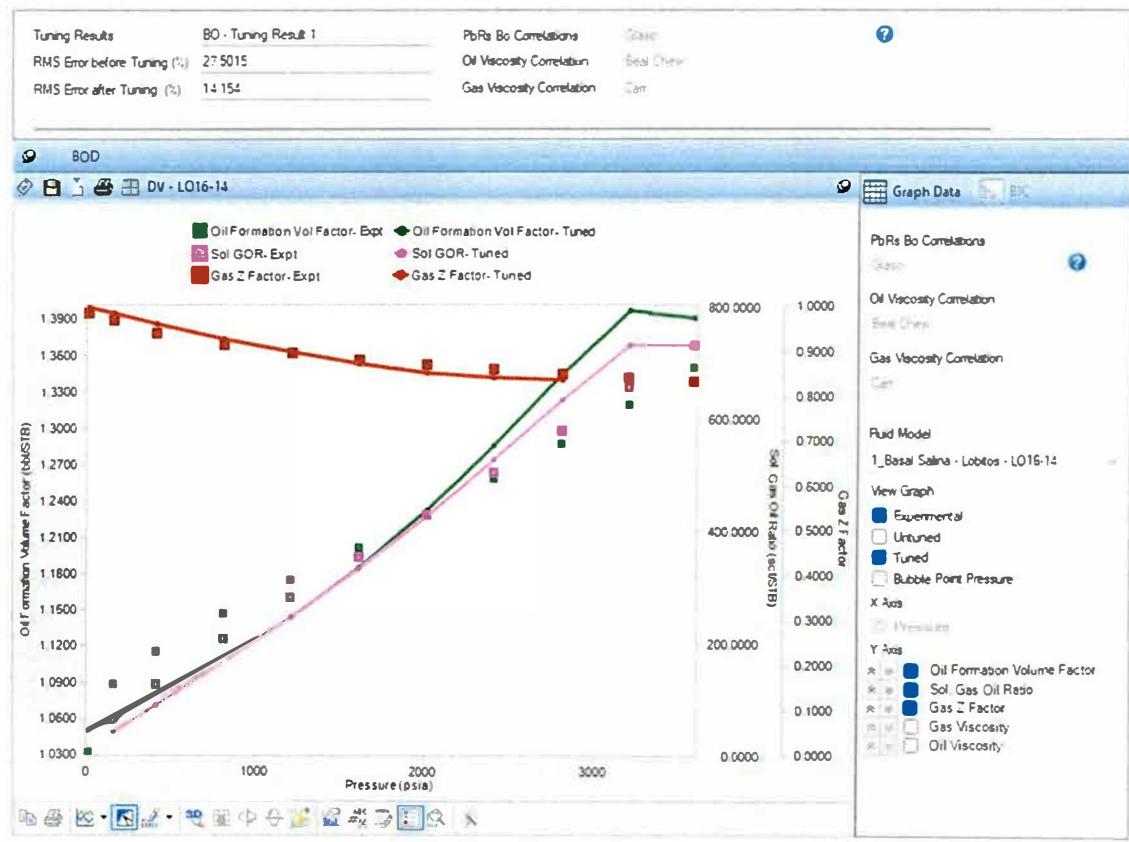
SPE 191639-18RTC-MC Application of Asset Integrated Modeling for Surface Structure Infrastructure Re-Engineering. (1918).

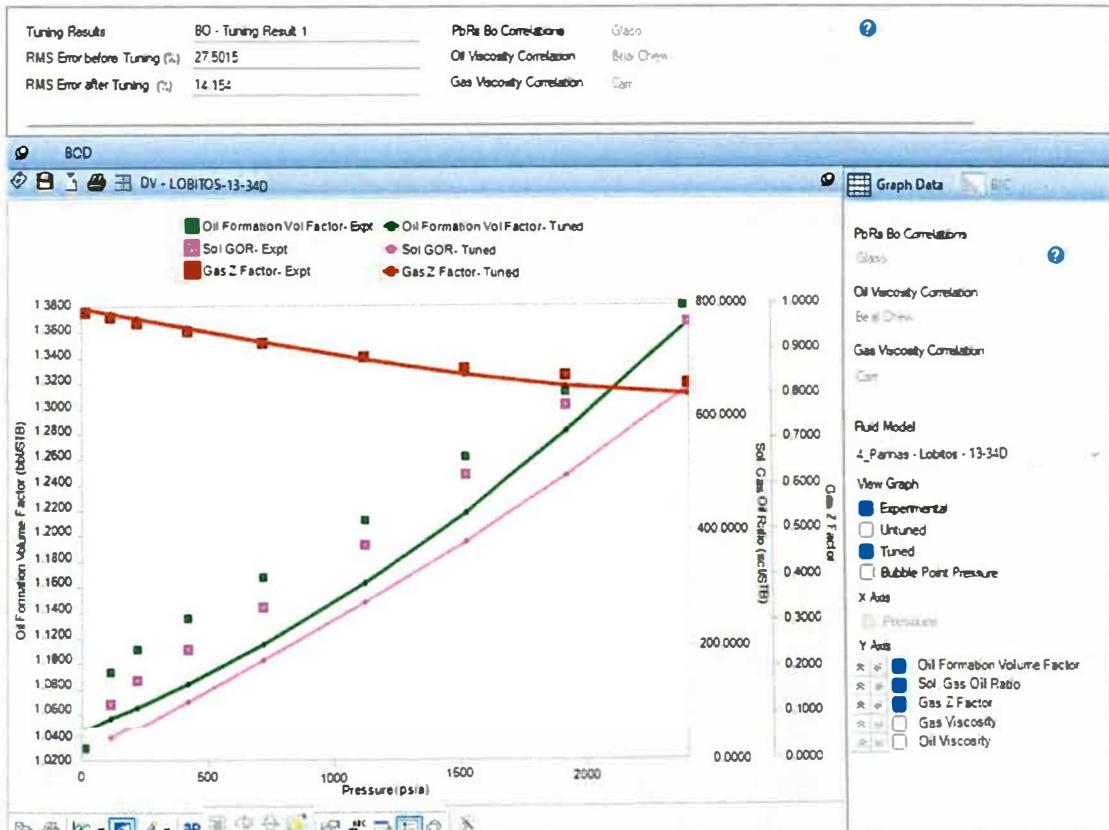
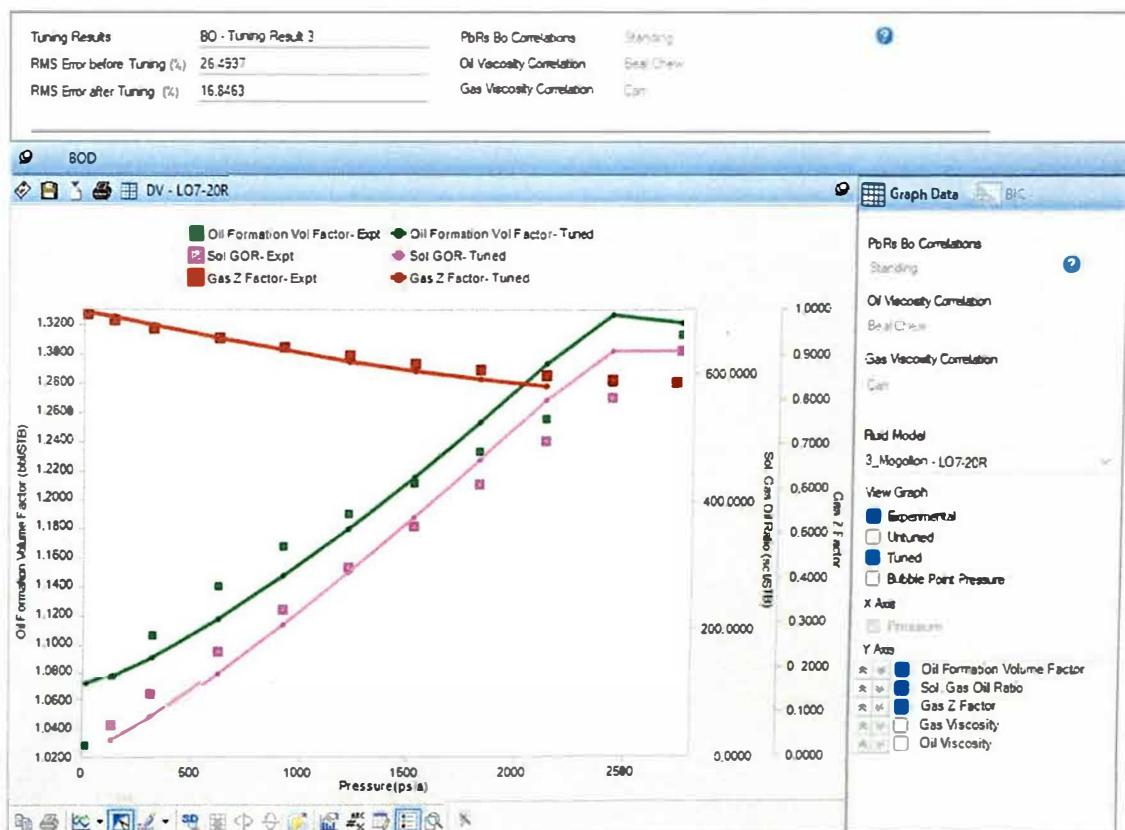
SPE 191639-18RTC-MC. (s.f.). *Application of Asset Integrated Modeling for Surface Structure Infrastructure Re-Engineering*. 2018.

Wells,, I. G. (2008). Production Optimization for Intermittent Gas Lifted Wells.

Capítulo VIII: Anexo

7.1 PVT – LOBITOS





7.2 PVT – PEÑA NEGRA

