

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



TESIS

**Evaluación de los pozos en producción a niveles de la
Recuperación Máxima Eficiente (MER), en el Lote VI/VII en el
Noroeste Peruano**

**Para Obtener el Título Profesional de
Ingeniero de Petróleo y Gas Natural**

Elaborado por

Jhon Cristhian Mallqui Payano

0009-0002-7606-3772

Asesor

MSc. Luis Alberto Colán García

0000-0003-4457-0403

LIMA – PERU

2023

AGRADECIMIENTO

Agradecimiento a la UNI, por hacerme un profesional en la carrera de Ingeniería de petróleo y gas natural. A los profesores que me enseñaron con tanto esmero, también a mi asesor de tesis quien me oriento y me ayudo durante el término de la tesis. Asimismo, agradecer a mi familia por el apoyo durante mis estudios.

DEDICATORIA

A mi madre Zonia Payano y mi familia por haberme apoyado a terminar mi carrera profesional.

RESUMEN

En esta tesis se realizará una evaluación técnica sobre la Máxima Eficiencia de Recobro (MER), que se presenta de acuerdo con el D.S. 032-2004 EM art: 209, 210, 213, 214 y 222. SAPET realiza los mejores esfuerzos para cumplir con lo que indica la norma. Realiza operaciones de explotación de los reservorios del Lote VII/VI, analiza su comportamiento productivo, realiza estudios de geología e ingeniería, etc. Con la finalidad de producirlos reservorio eficientemente y alcanzar la máxima recuperación eficiente.

La empresa SAPET hace todos los esfuerzos para conducir las operaciones de explotación de hidrocarburos aplicando nuevos procedimientos para lograr una óptima explotación de los reservorios (máxima producción técnico-económica).

El Lote VII/VI pertenece a la cuenca Talara que tectónicamente muestra una historia muy compleja, vinculada a fenómenos de subducción relacionados con procesos tectónicos y sedimentarios en cuencas de antearco, con fenómenos principalmente extensionales que generan un intenso fallamiento distensivo, donde las fallas normales han actuado como barreras de permeabilidad y afectando la continuidad de los reservorios.

El Lote VII/VI forma parte de la región geológica de Talara, la cual ha experimentado una historia sumamente compleja desde el punto de vista tectónico. Esta historia está relacionada con procesos de subducción, los cuales han influenciado tanto los aspectos tectónicos como los sedimentarios en las cuencas de antearco. Los procesos dominantes en esta área han sido de naturaleza extensional, lo que ha resultado en una intensa actividad de fallas distensivas. Estas fallas normales han desempeñado un papel crucial al funcionar como obstáculos para el flujo de fluidos, lo que ha tenido un impacto en la conectividad de los yacimientos de petróleo. Los depósitos principales que actúan como reservorios productores en el Lote VII/VI incluyen Basal Salina, Mogollón, Pariñas, Hélico, Terebrátula y Verdun.

ABSTRACT

In this thesis, a technical evaluation will be carried out on the Maximum Recovery Efficiency (MER), which is presented according to D.S. 032-2004 EM art: 209, 210, 213, 214 and 222. SAPET makes the best efforts to comply with what the standard indicates. It carries out exploitation operations of the reservoirs of Block VII/VI, analyzes its productive behavior, carries out geology and engineering studies, etc. In order to produce the reservoir efficiently and achieve maximum efficient recovery.

The SAPET company makes every effort to conduct hydrocarbon exploitation operations by applying new procedures to achieve optimal exploitation of the reservoirs (maximum technical-economic production), with special care in protecting the environment.

Block VII/VI belongs to the Talara basin, which tectonically shows a very complex history, linked to subduction phenomena related to tectonic and sedimentary processes in forearc basins, with mainly extensional phenomena that generate intense distensive faulting, where normal faults have acted as permeability barriers and affecting the continuity of the reservoirs.

The main producing reservoirs in these Lots are: Basal Salina, Mogollón, Pariñas, Hélico, Terebrátula, and Verdun.

PROLOGO

En esta tesis, “Evaluación de los pozos en producción a niveles de la recuperación máxima eficiente (MER), en el lote VI/VII en el Noroeste Peruano, se muestra en el Capítulo I, los antecedentes, la problemática, los objetivos, la hipótesis de la tesis.

En el Capítulo II, muestra el marco teórico, con los mecanismos de impulsión, recobro para diferentes tipos de empuje, clasificación de los reservorios de petróleo, clasificación del petróleo crudo; como marco conceptual se menciona, las definiciones de los yacimientos de los hidrocarburos. Recuperación máxima eficiente, caracterización estática de reservorios, características dinámicas de los reservorios, seguimiento a la historia de producción, seguimiento a la estimación de las reservas. También se menciona los indicadores de gestión para la evaluación del MER.

En el Capítulo III, se desarrolla el Modelo estático de los reservorios, modelo dinámico del reservorio y la estimación de las reservas.

En el Capítulo IV se muestra, los indicadores de gestión de reservorio en el periodo 2020-2021, indicadores de gestión del pozo, cumplimiento del DS N° 081-2007, aspectos ambientales y la producción del Lote VI y VII.

En el Capítulo V, muestra el análisis económico de la investigación. En el capítulo VI, muestra las conclusiones y recomendaciones.

INDICE

AGRADECIMIENTO.....	i
DEDICATORIA	ii
RESUMEN	iii
ABSTRACT.....	iv
PROLOGO.....	vi
INDICE.....	vi
CONTENIDO DE FIGURAS.....	ix
CONTENIDO DE TABLAS	xi
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Problemática	1
1.2.1 Prolema General.....	2
1.2.2 Problemas Específicos.....	2
1.3 Objetivos de la Investigación.....	2
1.3.1 Objetivo General	2
1.3.2 Objetivos Específicos	2
1.4 Justificación de la Investigación	3
1.5 Hipótesis de la Investigación	4
1.5.1 Hipótesis General	4
1.5.2 Hipótesis Específicos.....	4
1.6 Identificación de Variables	4
1.6.1 Variables Independientes.....	4
1.6.2 Variables Dependientes	4
1.7 Operacionalización de Variables	4
1.8 Matriz de Consistencia.....	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....	7
2.1 Reservorios	7
2.1.1 Mecanismo de Impulsión Natural	7
2.1.2 Recobro para diferentes Tipos de Empuje.....	15
2.2 Clasificación de los Reservorios de Petróleo.....	15
2.2.1 De acuerdo a la Presión Inicial del Reservorio	15
2.3 Clasificación de Petróleos Crudos	16

2.3.1	Petróleo Negro (“Black Oil”)	16
2.3.2	Petróleo Crudo con Bajo Encogimiento	17
2.3.3	Petróleo Crudo Volátil	18
2.4	Marco Conceptual	19
2.4.1	Yacimiento de Hidrocarburos	19
2.4.2	Reservorio	20
2.4.3	Recuperación máxima eficiente (MER = “Maximum Efficiency Recovery”)	21
2.4.4	Caracterización Estática de Reservorios	21
2.4.5	Caracterización Dinámica de Reservorios	21
2.4.6	Seguimiento a la Historia de Producción	21
2.4.7	PRMS (“Petroleum Resources Management System”) ó Sistema de Gestión de Recursos de Hidrocarburos	22
2.4.8	Seguimiento a la Estimación de Reservas	22
2.4.9	Indicadores de Gestión para la Evaluación del MER	22
2.4.10	Informe Final de Supervisión del MER	22
2.4.11	Lista de Verificación para la Evaluación del MER	23
CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACION		24
3.1	Modelo Estático De Los Reservorios	27
3.2	Modelo Dinámico de Reservorio	40
3.3	Estimado de Reservas	43
CAPITULO IV: ANALISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		49
4.1	los Indicadores De Gestión De Reservorio En El Periodo 2020-2021	49
4.2	Ingeniería De Pozo	51
4.2.1	Indicadores de gestión de pozo	52
4.3	Ingeniería de Producción	55
4.3.1	Indicadores de gestión de producción:	55
4.4	Planes vs Resultados 2020	63
4.4.1	Perforación de Pozos	63
4.4.2	Reacondicionamientos	65
4.4.3	Cumplimiento del DS N°081-2007-EM	66
4.4.4	Aspectos Ambientales	66
4.4.5	Producción Lote VII/VI	68
CAPITULO V: ANALISIS ECONOMICO		70

5.1 Ingresos, costos, gastos e Inversiones.....	70
CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	71
CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA	72

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura 1 <i>Empuje de Gas en Solución</i>	8
Figura 2 <i>Empuje Capa de Gas</i>	9
Figura 3 <i>Empuje de mecanismo por segregación gravitacional</i>	11
Figura 4. <i>Empuje Hidraulico</i>	12
Figura 5. <i>Empujes Combinados</i>	13
Figura 6 <i>Características Físicas por el Tipo de Mecanismo del Fluido en el Reservorio</i>	14
Figura 7 <i>Comportamiento de la RGP y la Gravedad API a través del Tiempo</i>	14
Figura 8 <i>Curvas Típicas de Presión vs Recobro para diferentes tipos de Mecanismos de Producción Primaria</i>	15
Figura 9 <i>Diagrama de fases de un reservorio de Petróleo</i>	17
Figura 10 <i>Diagrama P-T para un Petróleo Negro</i>	17
Figura 11 <i>Diagrama P-T para un Petróleo Crudo con Bajo Encogimiento</i>	18
Figura 12 <i>Diagrama P-T para un Petróleo Crudo Volátil</i>	19
Figura 13 <i>Sistema de un Yacimiento de Hidrocarburos</i>	20
Figura 14 <i>Mapa Lote VI/VII</i>	24
Figura 15 <i>Incremento de producción de petróleo 2020-2021</i>	25
Figura 16 <i>Tipos de pozos</i>	26
Figura 17 <i>Producción Historica Lote VII/VI</i>	27
Figura 18 <i>Columna estratigráfica correspondiente a la parte Sur de la Cuenca Talara (Lote VI/VII)</i>	30
Figura 19 <i>Correlación estratigráfica regional (Lote VI), donde muestra la continuidad y discontinuidad de los reservorios productivos</i>	34

Figura 20 <i>Parte Sur de la Cuenca Talara (Lote VI/VII) donde muestra los rasgos estructurales principales</i>	36
Figura 21 <i>Sección Estructural SW-NE (Lote VI), donde se muestra la alta complejidad estructural</i>	37
Figura 22 <i>Presion de fractura vs Presion reservorio</i>	41
Figura 23 <i>Correlación de presión de reservorio y presión de fractura</i>	42
Figura 24 <i>Yacimiento Lomitos</i>	44
Figura 25 <i>Yacimiento Ancha</i>	44
Figura 26 <i>Yacimiento Silla</i>	45
Figura 27 <i>Yacimiento San Juan</i>	45
Figura 28 <i>Yacimiento Lagunitos</i>	45
Figura 29 <i>Yacimiento Carrizal</i>	46
Figura 30 <i>Yacimiento Lobo</i>	46
Figura 31 <i>Yacimiento Malacas</i>	47
Figura 32 <i>Perforacion de Pozos 2021</i>	48
Figura 33 <i>Perforación de pozos (120 Pozos en 7 periodos)</i>	64
Figura 34 <i>Perforación 2021 (41 Pozos)</i>	65
Figura 35 <i>Incremento de Producción de Petróleo (Reacondicionamientos 2021)</i>	65
Figura 36 <i>Abandono Permanente De Pozos Lote Vii/Vi</i>	67
Figura 37 <i>Pronostico vs Producción de Petróleo Lote VII/VI 2021</i>	68
Figura 38 <i>Pronostico vs Producción de Petróleo Básica Lote VII/VI 2021</i>	68
Figura 39 <i>Presupuesto Vs Real 2021 Lote VII/VI</i>	70
Figura 40 <i>Data de presión y acumulado del bloque</i>	70
Figura 41 <i>Presupuesto Vs Real 2021 Lote VII/VI</i>	72

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla 1 <i>Clasificación Lote VII</i>	43
Tabla 2 <i>Clasificación Lote VI</i>	46
Tabla 3 <i>Estimado de factor de recuperación Lote VII/VI</i>	47
Tabla 4 <i>Indicador de éxito al alcanzar el objetivo en la perforación</i>	51
Tabla 5 <i>Tiempo en la perforación real vs estimado</i>	53
Tabla 6 <i>Indicador de éxito de encontrar hidrocarburos comerciales</i>	54
Tabla 7 <i>Índice de declinación de pozos antiguos Curva Básica Tasa de declinación anual 11%</i>	55
Tabla 8 <i>Factor de Fiscalización de Producción</i>	55
Tabla 9 <i>Relación Gas/Petróleo (GOR)</i>	56
Tabla 10 <i>Relación Agua/Petróleo (WOR)</i>	56
Tabla 11 <i>Balance y distribución de Petróleo producido</i>	56
Tabla 12 <i>Balance y distribución de Gas producido</i>	57
Tabla 13 <i>Balance y distribución de Agua producida</i>	58
Tabla 14 <i>Operatividad de pozos</i>	58
Tabla 15 <i>Operatividad de pozos Periodo Enero – Diciembre 2021</i>	59
Tabla 16 <i>pozos de gas lift</i>	60
Tabla 17 <i>Frecuencia de prueba de pozos</i>	61
Tabla 18 <i>Frecuencia de Servicio de pozos – Pulling. IPA -LOTE VII/VI</i>	61
Tabla 19 <i>Pozos de producción - IPA</i>	62
Tabla 20 <i>Perforaciones ejecutadas</i>	64
Tabla 23 <i>Abandono permanente de pozos 2021</i>	67

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

De acuerdo con el reglamento DS 032-2004-EM, se define la Máxima Recuperación Eficiente (MER) como la producción que posibilita lograr la mayor recuperación técnica y económica de un yacimiento, siguiendo las recomendaciones y las mejores prácticas operativas aceptadas en el ámbito internacional por la industria petrolera. Asimismo, el artículo 210 establece que cada dos (02) años, durante el mes de enero, la empresa contratista debe presentar a Perupetro, con una copia adicional a Osinergmin, un informe técnico de evaluación. Este informe debe demostrar que los pozos están produciendo en niveles que se ajustan a una recuperación eficiente (MER). En caso contrario, la empresa contratista debe proponer las medidas necesarias para lograr esos niveles de recuperación en el próximo período de evaluación.

La compañía petrolera Sapet, operadora del Lote VII/VI cumplió con entregar el informe del MER a Osinergmin correspondiente al periodo 2020-2021, que fueron enviados en el mes de enero del 2022. Sapet, con la finalidad de incrementar la producción del Lote VII/VI, en los últimos dos años realizaron trabajos de perforación de pozos, reacondicionamientos, cambios de método de producción y mejoras en las facilidades de producción. Como resultado obtuvieron un incremento de la producción de petróleo en 6%, en comparación a la producción del 2019.

1.2 Problemática

En el noroeste peruano los yacimientos de petróleo se encuentran con bajas presiones, debido a que ya tienen más de 100 años en producción. Por esta razón el principal problema es determinar las presiones que tiene cada reservorio para realizar un mejor análisis de la productividad de los pozos y de esa manera producir en su máxima

eficiencia como es el caso del Lote VII/VI, que muchas de las arenas necesitan que se debe balear y fracturar.

1.2.1 Problema General

¿Cómo evaluar los pozos a niveles de la recuperación máxima eficiente (MER) en el lote VII/VI en el noroeste peruano?

1.2.2 Problemas Específicos

- ¿Cómo evaluar la información técnica por reservorio y/o yacimiento del Lote VII/VI en el noroeste peruano?
- ¿Cómo evaluar las reservas probadas de cada yacimiento?
- ¿Cómo evaluar el factor de recobro?
- ¿Cómo evaluar el índice de restricción y la variación de las reservas probables, reservas posibles a reservas probadas?

1.3 Objetivos de la Investigación

1.3.1 Objetivo General

Evaluar los pozos en producción a niveles de la recuperación máxima eficiente (MER) del Lote VII/VI, y proporcionar lineamientos para ser presentados ante la autoridad competente.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Evaluar la información técnica por reservorio y/o yacimiento del Lote VII/VI en el noroeste peruano.
- Determinar las reservas probadas de cada yacimiento del Lote VII/VI.
- Evaluar el Factor de Recobro obtenido a la fecha en el Lote VII/VI.
- Evaluar el índice de restitución así como la variación de reservas probables y/o reservas posibles a reservas probadas.

1.4 Justificación de la Investigación

Importancia Económica y Energética: La industria petrolera desempeña un papel crítico en la economía global y en el suministro de energía. Maximizar la recuperación eficiente de los yacimientos petrolíferos puede tener un impacto significativo en la disponibilidad de recursos energéticos y en la estabilidad económica de los países productores y consumidores.

Optimización de Recursos: En un mundo con recursos limitados, es esencial utilizar de manera eficiente los yacimientos de petróleo existentes. La MER se enfoca en aprovechar al máximo los recursos disponibles, lo que puede prolongar la vida útil de los yacimientos y reducir la necesidad de exploración y explotación de nuevos yacimientos.

Tecnología e Innovación: La búsqueda de la MER impulsa la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías y enfoques en la industria petrolera. Esto puede conducir a avances científicos y tecnológicos que no solo mejoran la recuperación de petróleo, sino que también tienen aplicaciones en otras áreas de la ciencia y la ingeniería.

Sostenibilidad Ambiental: La extracción y producción de petróleo pueden tener impactos negativos en el medio ambiente. Al maximizar la recuperación eficiente, se puede reducir la necesidad de explotar nuevos yacimientos, lo que a su vez puede contribuir a la reducción de la huella ambiental y alinearse con objetivos de sostenibilidad.

Mejora en la Toma de Decisiones: La investigación sobre MER proporciona una base sólida para la toma de decisiones estratégicas en la gestión de yacimientos petrolíferos. Esto puede resultar en una planificación más efectiva de las operaciones de producción y en la asignación eficiente de recursos.

1.5 Hipótesis de la Investigación

1.5.1 Hipótesis General

Aplicando nuevos procedimientos para la evaluación de la recuperación máxima eficiente (MER) para los yacimientos de petróleo y gas, se logra una óptima explotación de los reservorios (máxima producción técnico-económica), con especial cuidado en la protección del medio ambiente.

1.5.2 Hipótesis Específicos

- La evaluación de la información técnica por reservorio y/o yacimiento del Lote VII/VI permite una máxima eficiencia de producción.
- Mediante la determinación de reservas probadas de cada yacimiento del Lote VII/VI se maximiza la producción de petróleo.
- El factor de recobro obtenido a la fecha del Lote VII/VI es comparable con yacimientos de la cuenca Talara.
- Mediante la variación de reservas probables y/o reservas posibles a reservas probadas se evalúa el índice de restitución.

1.6 Identificación de Variables

1.6.1 Variables Independientes

Evaluación del MER

1.6.2 Variables Dependientes

- Guía de Supervisión del MER
- Dinámica de los reservorios

1.7 Operacionalización de Variables

- **Evaluación del MER**

Permitirá no solo evaluar la gestión técnica de las Operadoras en los reservorios de gas y petróleo, sino también, realizar un benchmarking entre operadores, agencias gubernamentales y empresas estatales a nivel mundial.

- **Guía de Supervisión del MER**

Documento donde se detalla el marco general de las actividades que deberán cumplir los supervisores para evaluar, supervisar y calificar los Informes MER preparados y presentados por las empresas operadoras de los lotes de hidrocarburos a Perupetro con copia a Osinergmin.

- **Dinámica de los Reservorios**

Evaluación de las condiciones y características responsables del flujo de fluidos en el reservorio. Se evalúan variables como la capacidad de flujo, la energía del reservorio, el comportamiento de los fluidos ante los cambios de presión y temperatura y de las condiciones de operación.

1.8 Matriz de Consistencia

EVALUACIÓN DE LOS POZOS EN PRODUCCION A NIVELES DE LA RECUPERACIÓN MÁXIMA EFICIENTE (MER), EN EL LOTE VI/VII EN EL NOROESTE PERUANO					
Problema	¿Cómo evaluar los pozos a niveles de la recuperación máxima eficiente (MER) en el lote VII/VI en el noroeste peruano?				
Objetivos	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;"><u>Objetivo General</u></th> <th style="text-align: center;"><u>Objetivos Específicos</u></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="vertical-align: top;"> <p>Evaluar los pozos en producción a niveles de la recuperación máxima eficiente (MER) del Lote VII/VI, y proporcionar lineamientos para ser presentados ante la autoridad competente.</p> </td> <td style="vertical-align: top;"> <ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la información técnica por reservorio y/o yacimiento del Lote VII/VI en el noroeste peruano. • Determinar las reservas probadas de cada yacimiento del Lote VII/VI. • Evaluar el Factor de Recobro obtenido a la fecha en el Lote VII/VI. • Evaluar el índice de restitución así como la variación de reservas probables y/o reservas posibles a reservas probadas. </td> </tr> </tbody> </table>	<u>Objetivo General</u>	<u>Objetivos Específicos</u>	<p>Evaluar los pozos en producción a niveles de la recuperación máxima eficiente (MER) del Lote VII/VI, y proporcionar lineamientos para ser presentados ante la autoridad competente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la información técnica por reservorio y/o yacimiento del Lote VII/VI en el noroeste peruano. • Determinar las reservas probadas de cada yacimiento del Lote VII/VI. • Evaluar el Factor de Recobro obtenido a la fecha en el Lote VII/VI. • Evaluar el índice de restitución así como la variación de reservas probables y/o reservas posibles a reservas probadas.
<u>Objetivo General</u>	<u>Objetivos Específicos</u>				
<p>Evaluar los pozos en producción a niveles de la recuperación máxima eficiente (MER) del Lote VII/VI, y proporcionar lineamientos para ser presentados ante la autoridad competente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la información técnica por reservorio y/o yacimiento del Lote VII/VI en el noroeste peruano. • Determinar las reservas probadas de cada yacimiento del Lote VII/VI. • Evaluar el Factor de Recobro obtenido a la fecha en el Lote VII/VI. • Evaluar el índice de restitución así como la variación de reservas probables y/o reservas posibles a reservas probadas. 				

Hipótesis	<u>Hipótesis General</u>		
	<p>Aplicando nuevos procedimientos para la evaluación de la recuperación máxima eficiente (MER) para los yacimientos de petróleo y gas, se logra una óptima explotación de los reservorios (máxima producción técnico-económica), con especial cuidado en la protección del medio ambiente.</p>		
Hipótesis	<u>Hipótesis Específicos</u>		
	<ul style="list-style-type: none"> • La evaluación de la información técnica por reservorio y/o yacimiento del Lote VII/VI permite una máxima eficiencia de producción. • Mediante la determinación de reservas probadas de cada yacimiento del Lote VII/VI se maximiza la producción de petróleo. • El factor de recobro obtenido a la fecha del Lote VII/VI es comparable con yacimientos de la cuenca Talara. • Mediante la variación de reservas probables y/o reservas posibles a reservas probadas se evalúa el índice de restitución. 		
Variables	Evaluación del MER	Guía de Supervisión del MER	Dinámica de los reservorios
Operaciona- lización de Variables	Permitirá no solo evaluar la gestión técnica de las Operadoras en los reservorios de gas y petróleo, sino también, realizar un benchmarking entre operadores, agencias gubernamentales y empresas estatales a nivel mundial	Documento donde se detalla el marco general de las actividades que deberán cumplir los supervisores para evaluar, supervisar y calificar los Informes MER preparados y presentados por las empresas operadoras de los lotes de hidrocarburos a Perupetro con copia a Osinergmin.	Evaluación de las condiciones y características responsables del flujo de fluidos en el reservorio. Se evalúan variables como la capacidad de flujo, la energía del reservorio, el comportamiento de los fluidos ante los cambios de presión y temperatura y de las condiciones de operación.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

2.1 Reservorios

2.1.1 *Mecanismo de Impulsión Natural*

El volumen original de petróleo que se recupera de los espacios porosos de una roca reservorio es ocupado o invadido de alguna forma. Existen diferentes formas en la cual el petróleo puede ser desplazado y producido desde un reservorio, estas son llamadas mecanismos de impulsión y donde una de ellas tiene mayor dominio que las otras en el reservorio (Paris de Ferrer, 2009).

Conforme la saturación de petróleo se reduce en el reservorio, la permeabilidad efectiva de la roca hacia el petróleo también se reduce y la movilidad del gas o el agua aumenten generando que la tasa de producción de crudo disminuya con el tiempo y las tasas de producción de gas y agua aumenten. De acuerdo al mecanismo de empuje natural que se asocia, los reservorios se clasifican (Paris de Ferrer, 2009):

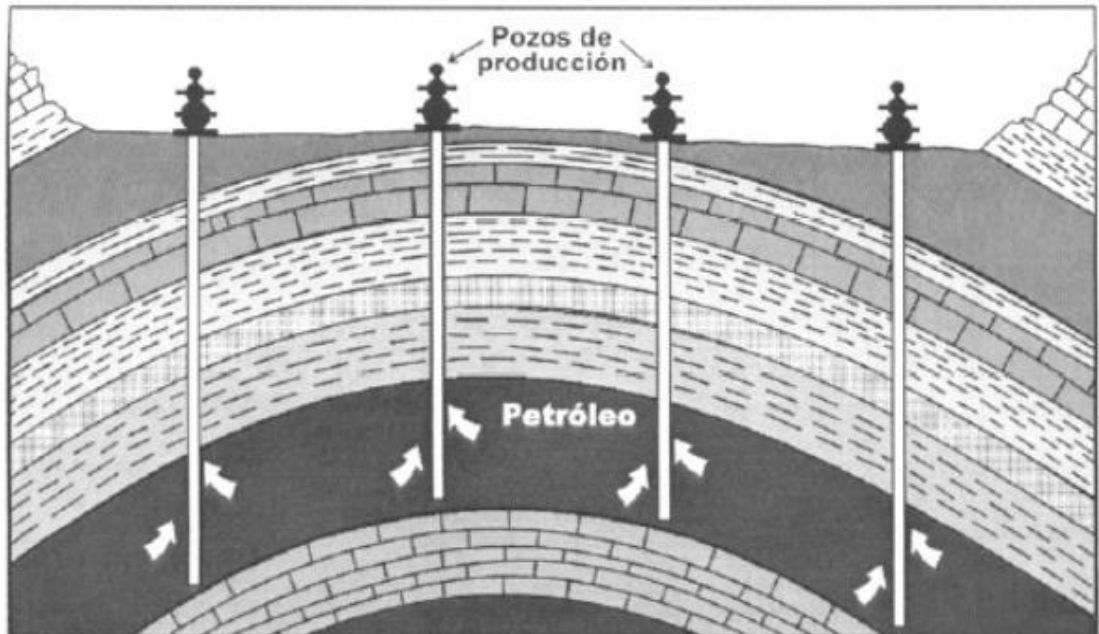
- a) Gas en Solución,
- b) Capa de Gas,
- c) Expansión de la Roca y de los Fluidos,
- d) Empuje Hidráulico,
- e) Segregación Gravitacional y
- f) Empuje Combinados.

➤ **Empuje por Gas en Solución,**

En este tipo de reservorios cuando la presión disminuye debido a extracción de fluidos, el gas que está en solución comienza a liberarse del crudo y una vez que la presión declina por debajo de la presión de burbuja el gas se libera, se expande y desplaza al petróleo. Es decir, el incremento de los volúmenes de fluido durante el proceso de reducción de la

presión en el reservorio es equivalente a la producción. En la Figura N°1, un esquema de este mecanismo (Ahmed, 2018).

Figura 1 *Empuje de Gas en Solución*



Fuente: Yacimientos de Hidrocarburos, Clasificación-Blog publicado por Sergio Malavé (2014).

Lo anterior es particularmente cierto, en los casos donde el yacimiento es bajo saturado. Es decir, se encuentra a una presión arriba de la presión de saturación o de burbuja, que es como se le conoce. La eficiencia de este mecanismo de impulsión está en función de la cantidad de gas en solución, de las propiedades de las rocas, del petróleo y de la estructura geológica del reservorio (Paris de Ferrer, 2009).

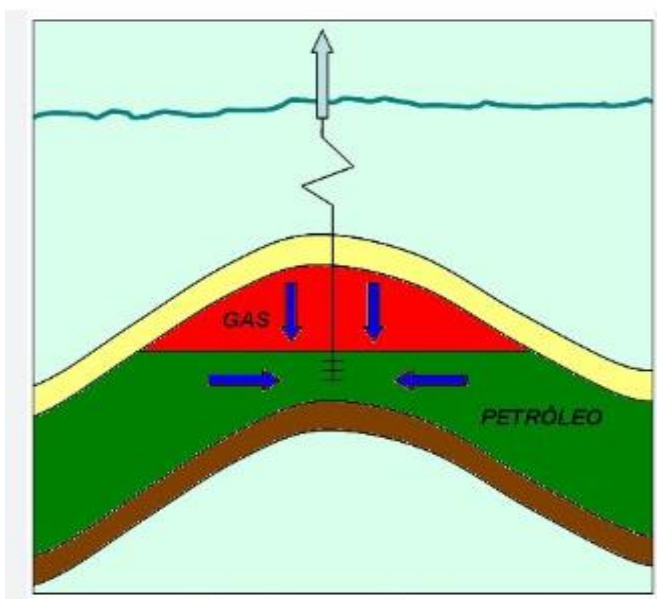
Características:

- a) La presión del yacimiento declina en forma continua.
- b) La relación gas-petróleo es al principio menor que la razón gas disuelto-petróleo a la presión de burbuja, se incrementa hasta un máximo para después declinar y
- c) el factor de recobro de este mecanismo esta entre 10% a 30%.

➤ **Empuje por Capa de Gas.**

En la Figura 2, ocurre en reservorios saturados cuyos fluidos no están uniformemente distribuidos y la Presión es menor que la de Burbuja. Bajo esta condición existirá una capa de gas encima de la zona de petróleo, la cual se expandirá desplazando el petróleo hacia los pozos productores (Paris de Ferrer, 2009).

Figura 2 Empuje Capa de Gas



Fuente: Yacimientos de Hidrocarburos, Clasificación-Blog publicado por Sergio Malavé (2014)

En muchos casos, se ha determinado que ya existía una capa de gas al inicio de su explotación, por lo que uno de los mecanismos de empuje se reconoce que es debido a esta capa de gas. Por otro lado, si el reservorio ha reducido su presión original hasta niveles por debajo de la presión de saturación, se dice que el crudo contenido en el mismo se encuentra saturado y, por tanto, se va a empezar a desprender gas libre en la formación; dependiendo del espesor de la misma y del buzamiento que tenga el reservorio, se puede generar una capa de gas que se conoce como casquete de gas secundario (Ahmed, 2018).

Características:

- a) La presión del reservorio disminuye lentamente y en forma continua.

- b) La relación gas-petróleo depende de la ubicación del pozo en el reservorio, en los pozos ubicados en la parte alta de la estructura ira aumentando en forma continua y los ubicados en la parte baja la relación gas-petróleo estará a nivel de la razón gas disuelto-petróleo a la presión actual del yacimiento y el factor de recobro se estima entre 20% a 40%.

➤ **Empuje por Expansión de la Roca y de los Fluidos**

Tanto, la roca como los fluidos, forman parte del sistema productor y se tiene la compresibilidad bruta de la roca y la compresibilidad del medio poroso intercomunicado. La reducción del volumen ocurre a nivel del sistema poroso que es donde ocurren los cambios de presión. La producción de fluidos en el reservorio, incrementara la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión de poro, lo que originara una reducción del volumen poroso del reservorio y la expansión de los fluidos presentes en el mismo. Esto genera que parte del fluido en los poros sea desalojados y desplazado hacia las áreas de drenaje en los pozos productores del reservorio (Ahmed, 2018). El efecto de este mecanismo de empuje se ha determinado mejor en reservorios más bien superficiales y que se encuentran a menos de 2,000 metros de profundidad. De tener solo este mecanismo se podría obtener cuando mucho un 4% de factor de recobro (Paris de Ferrer, 2009).

➤ **Empuje por Segregación Gravitacional.**

La Figura 3 es un mecanismo de empuje muy lento, pero eficaz. Los pozos completados en reservorios que ya no tienen otra energía que las gravedades se reconocen por que poseen tasas de producciones lentas y constantes para periodos muy largos. Usualmente trabaja en conjunto con otros mecanismos de empuje para incrementar su eficiencia. Este empuje no es muy común que se presente en los reservorios, pero cuando se tiene, es el

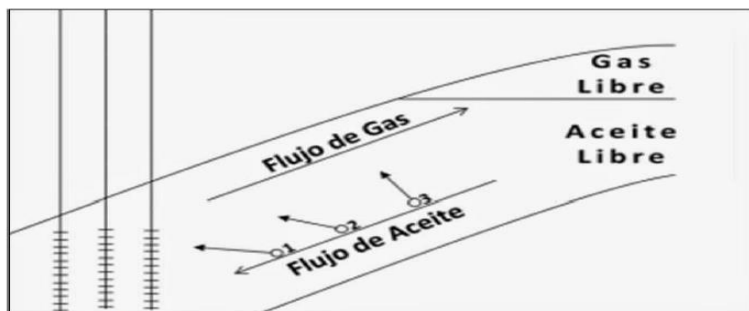
mecanismo de producción más eficiente que se ha encontrado en los reservorios (Paris de Ferrer, 2009).

Esencialmente, está relacionado con el empuje por capa de gas secundaria, ya que la segregación gravitacional se relaciona normalmente con reservorios de grandes espesores o que tienen un buzamiento considerable, lo que permite que por gravedad los fluidos pesados vayan a ocupar las partes bajas del mismo y que el gas, al ser más ligero tienda a ocupar la parte superior. Al lograrse esto la capa de gas opera de manera muy eficiente, ya que hace el efecto de un pistón que empuja el aceite y los fluidos más pesados hacia abajo. Se podría obtener factores de recobro de alrededor del 60% (Ahmed, 2018).

Características:

- a) Variaciones de la relación gas-petróleo aparente tendencia al tope de la estructura.
- b) Aparente mejora del comportamiento de la permeabilidad relativa gas/petróleo.
- c) Aparente tendencia al mantenimiento de la presión.
- d) Las eficiencias de recuperación están en el rango de 40% a 80% del POES.

Figura 3 Empuje de mecanismo por segregación gravitacional

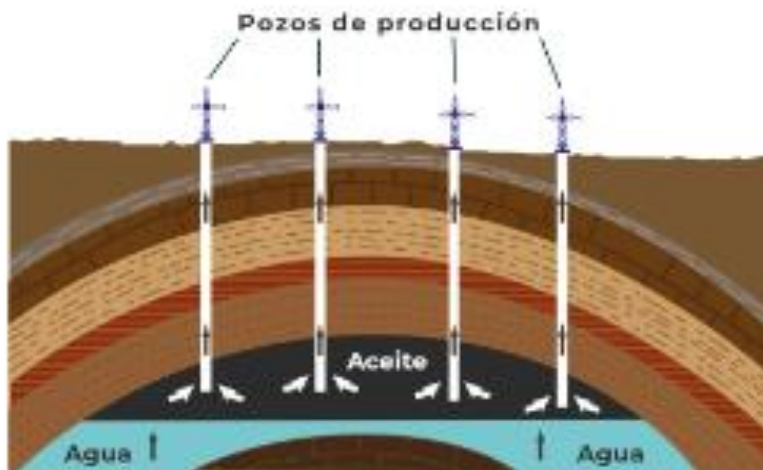


Fuente: Yacimientos de Hidrocarburos, Clasificación-Blog publicado por Sergio Malavé (2014).

➤ **Empuje hidráulico (por efecto de un acuífero)¹**

La Figura 4, el empuje natural por efecto del acuífero, también llamado empuje hidráulico, ocurre en los reservorios que tienen un acuífero asociado. El agua en el acuífero está comprimida, pero a medida que la presión en el reservorio se reduce debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el límite reservorio-acuífero. Esta expansión del agua producirá un desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos en producción. Este efecto se mantiene hasta que la capacidad expansiva del acuífero se agote. Este mecanismo de empuje en los reservorios, es de los más eficientes. Los factores de recobros son los más altos, llegan a 80%.

Figura 4. *Empuje Hidraulico*



Fuente: Yacimientos de Hidrocarburos, Clasificación-Blog publicado por Sergio Malavé (2014).

Características:

- a) La declinación de presión del reservorio es relativamente suave y en el caso de acuíferos de gran volumen esta permanece nula.
 - b) En los pozos cercanos al contacto agua-petróleo la producción de agua se inicia relativamente temprano.
-

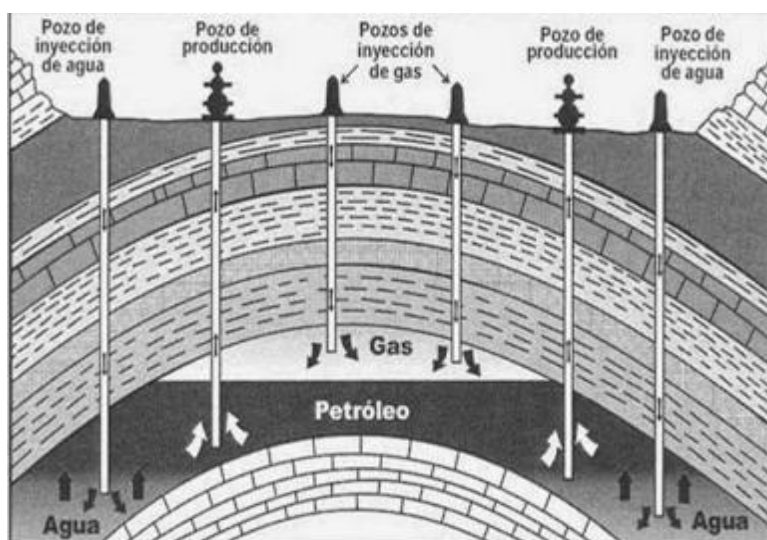
- c) El factor de recobro en reservorios con este tipo de empuje varía entre 30 % a 80%.

La extensión del acuífero y su capacidad energética no se conoce hasta que se tiene datos de la producción primaria a menos se cuente con información geológica. La identificación de un contacto agua-petróleo se hace a través de los registros de pozos.

➤ Mecanismo de Empuje Combinados

En la Figura 5, en la mayoría de los reservorios, durante su vida productiva, se presenta más de un tipo de empuje, bien sea en forma alternada o simultánea. En ambos casos, se dice que el reservorio produce por empujes combinados. Por esta razón la mejor manera de monitorear un reservorio es obtener, lo más temprano posible la información que permita definir el mecanismo de empuje que domina el reservorio para aprovechar la energía en la etapa primaria del reservorio (MacCain,, 1994).

Figura 5. *Empujes Combinados*



Fuente: Yacimientos de Hidrocarburos, Clasificación-Blog publicado por Sergio Malavé (2014).

➤ Características por Tipo de Mecanismo de Impulsión de Reservorios

El mecanismo Natural de Empuje de un reservorio puede identificarse por algunas de sus características físicas como las mostradas en la Figura N° 6.

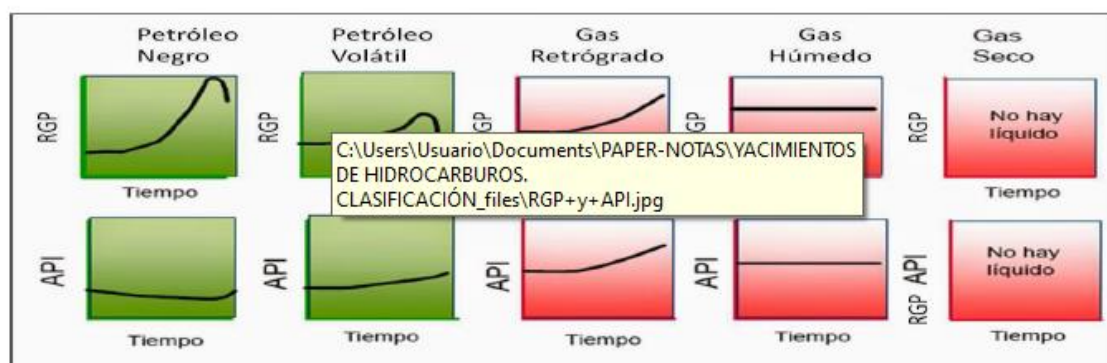
Figura 6 Características Físicas por el Tipo de Mecanismo del Fluido en el Reservorio

Mecanismo	Presión de yacimiento	GOR	W_p	Eficiencia
Expansión líquida y roca	Declina rápida y continuo $P_i > P_b$	Permanece bajo y cte	No, excepto alto S_w	1-10 % Prm. 3 %
Gas en solución	Declina rápida y continuo	1o. Alto, incrementa y cae	No, excepto alto S_w	5-35 % Prm. 20 %
Capa de gas	Cae lenta y continuo	Crece cont. En formaciones inclinadas	Despreciable	20-40 % Prm. 25% o >
Empuje de agua	Permanece alta. P depende de caudal	Permanece bajo si P es alta	Pozos bajos tienen W_p que crece	35-80 % Prm. 50 %
Segregac. gravitacional	Declina rápida y continuo	Bajo en form. poco inclinado. Alto en form. inclinadas	Despreciable	40-80 % Prm. 60 %

Fuente: Yacimientos de Hidrocarburos, Clasificación-Blog publicado por Sergio Malavé (2014)

➤ Comportamiento de la Relación Gas-Petróleo y Gravedad API a través del tiempo.

La Figura N° 8, muestra la evolución de la RGP y gravedad API durante el agotamiento de los reservorios. Las variaciones observadas en la Relación Gas Líquido (RGL) de los yacimientos de gas condensado corresponden a yacimientos sub-saturados. En este caso se observa que el RGL aumenta cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de saturación. La RGL permanece constante para un yacimiento de gas húmedo y no hay formación de líquidos en el caso de un yacimiento de gas seco (Paris de Ferrer, 2009).

Figura 7 Comportamiento de la RGP y la Gravedad API a través del Tiempo

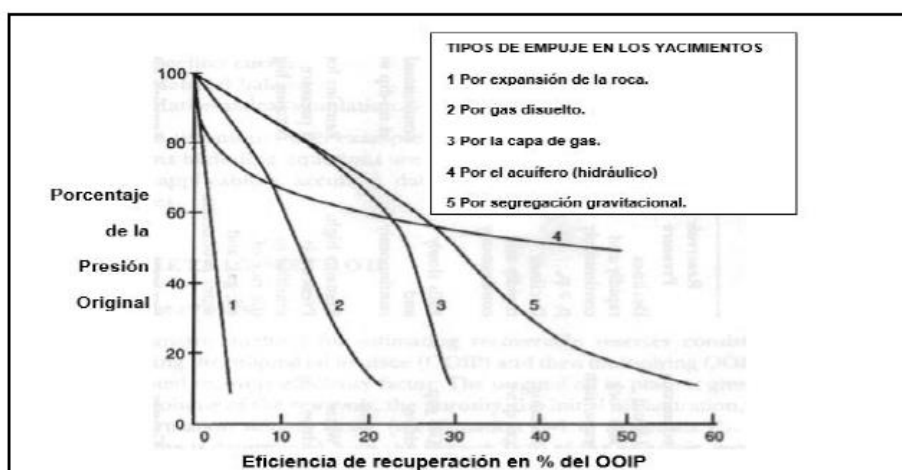
Fuente: Yacimientos de Hidrocarburos, Clasificación-Blog publicado por Sergio Malavé, set.2014

La gravedad API, también aumenta a presiones por debajo de la presión de saturación, siendo mayor este aumento en el caso de yacimientos de gas condensado debido a la condensación retrógrada en el yacimiento, como se observa en la Figura N° 7.

2.1.2 Recobro para diferentes Tipos de Empuje²

Los recobros de los reservorios además del tipo de estructura geológica dependen de los mecanismos de impulsión, bajo esta consideración se ha generado curvas tipo de la Presión vs el Recobro para los diferentes mecanismos de impulsión para la etapa de recuperación Primaria, como se muestra en la Figura N° 8 (Ahmed, 2018).

Figura 8 Curvas Típicas de Presión vs Recobro para diferentes tipos de Mecanismos de Producción Primaria



Fuente: Integrated Petroleum Management, Satter and Thakur, Pennwells Books (1994).

2.2 Clasificación de los Reservorios de Petróleo

2.2.1 De acuerdo a la Presión Inicial del Reservorio

- **Reservorio de Petróleo Bajo Saturado:** Es cuando la presión inicial del reservorio es mayor que la presión del punto de burbuja del fluido del reservorio.

- **Reservorio de Petróleo Saturado:** Es cuando la presión inicial del reservorio es igual a la presión del punto de burbuja del fluido del reservorio.
- **Reservorio con Capa de Gas:** Si la presión inicial del reservorio está debajo de la presión del punto de burbuja del fluido del reservorio, el reservorio es llamado Reservorio con Capa de Gas o Reservorio de Dos Fases, las cuales son: la fase petróleo y la fase vapor o gas.

2.3 Clasificación de Petróleos Crudos

Esta clasificación está esencialmente basada en las propiedades del petróleo crudo, incluyendo: Relación Gas –Petróleo, composición, apariencia y los diagramas de fase.

2.3.1 *Petróleo Negro (“Black Oil”)*

Un típico diagrama de fase de Presión y Temperatura para un Petróleo Negro, se muestra en la figura 10. Este diagrama de fase se caracteriza por tener las líneas de calidad espaciadas aproximadamente iguales. Cuando se produce este tipo de petróleo se obtiene las siguientes características (Ahmed, 2018):

- Relación Gas-Petróleo entre 200 -700 scf/STB.
- Gravedad del petróleo crudo: 15 -40 °API.
- Color Marrón o verde oscuro en el tanque.

Figura 9 Diagrama de fases de un reservorio de Petróleo.

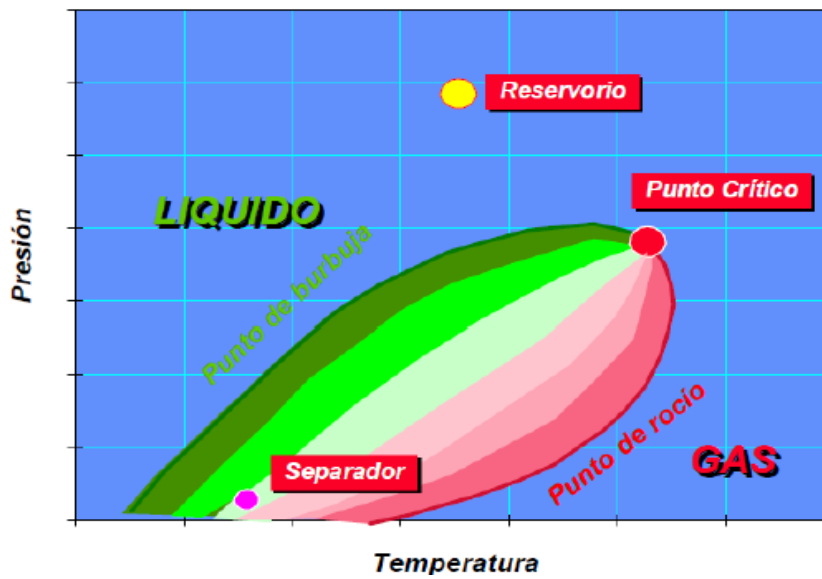
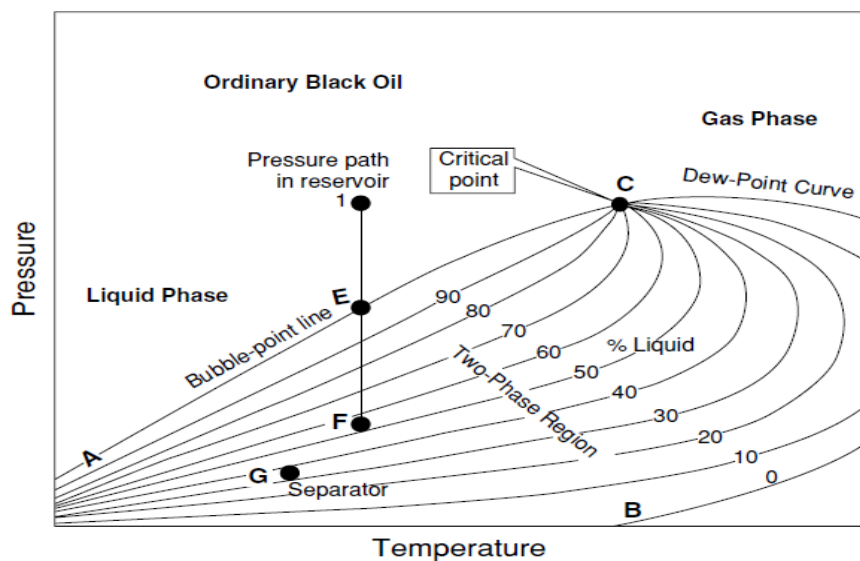


Figura 10 Diagrama P-T para un Petróleo Negro.



Fuente: Reservoir Engineering Handbook. Tarek Ahmed (2006).

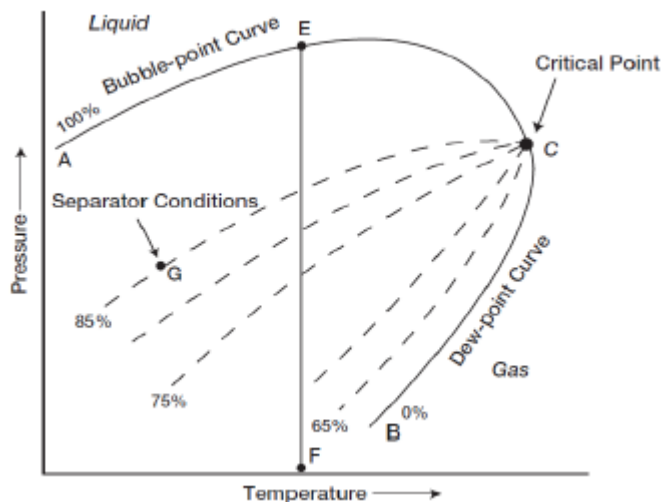
2.3.2 Petróleo Crudo con Bajo Encogimiento

Este diagrama de fase, Figura 11, se caracteriza porque las líneas de calidad están cerradas y juntas cerca a la curva del punto de rocío. Las características de este petróleo crudo son (Ahmed, 2018):

- Factor del volumen de formación del petróleo menor que 1.2 bbl/STB.

- Relación Gas-Petróleo menor de 200 scf/STB.
- Gravedad del petróleo crudo menor que 35 ° API.
- Color Negro Intenso.

Figura 11 Diagrama P-T para un Petróleo Crudo con Bajo Encogimiento.



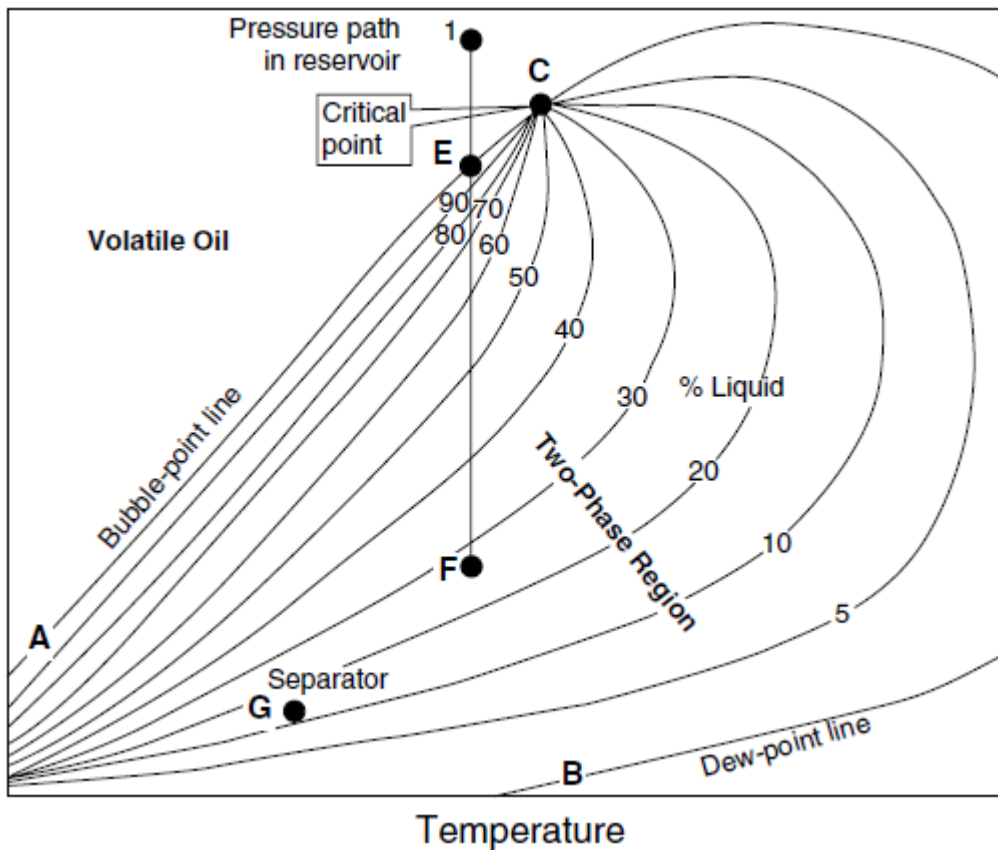
Fuente: Reservoir Engineering Handbook. Tarek Ahmed. 3ra Edición. 2006.

2.3.3 Petróleo Crudo Volátil

El diagrama de fase para un Petróleo Crudo Volátil o con Alto Encogimiento está dado por la figura 12, se puede notar que las líneas de calidad están cerradas y juntas cerca al punto de burbuja y son menos cerradas a bajas presiones. Este tipo de petróleo crudo se caracteriza por una rápida volatilidad cuando baja del punto de burbuja. Otras características de este petróleo crudo son (Ahmed, 2018):

- Factor de volumen de formación menor que 2 bbl/STB.
- Relación Gas-Petróleo entre 2000 -3200 scf/STB.
- Gravedad del petróleo crudo entre 45 -55 ° API.
- Baja recuperación de líquido a condiciones del separador (Punto G de la figura 12).
- Color verdoso o Naranja.

Figura 12 Diagrama P-T para un Petróleo Crudo Volátil.



Fuente: Reservoir Engineering Handbook. Tarek Ahmed. 3ra Edición. 2006.

2.4 Marco Conceptual

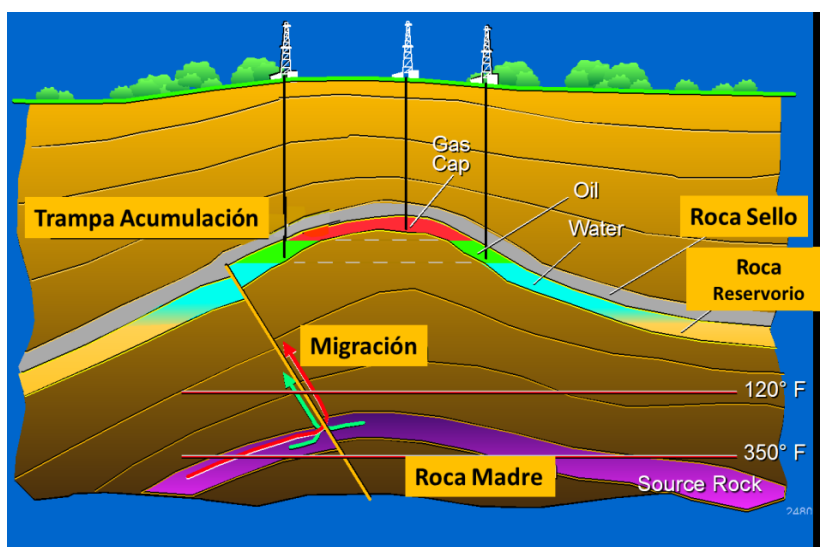
2.4.1 Yacimiento de Hidrocarburos

Área de superficie bajo el cual existe uno o más Reservorios que estén produciendo o que se haya probado que son capaces de producir Hidrocarburos. Parte de la cuenca de donde se extrae hidrocarburos, en general está limitado por estructuras geológicas (Paris de Ferrer, 2009). Un yacimiento puede ser clasificado como sigue:

- Reservorio/Yacimiento Estratigráfico: Lentes de arena, cambios de facies, calizas o dolomitas porosas, cambios de permeabilidad.

- Reservorio/Yacimiento Estructural: Fracturas en calizas o rocas ígneas, discordancias, fallamiento en areniscas, sinclinales, anticlinales, domos salinos, etc.
- Reservorio/Yacimiento Combinado: Hace referencia a las posibles combinaciones que se presenten entre los dos grupos anteriores.

Figura 13 Sistema de un Yacimiento de Hidrocarburos



2.4.2 Reservorio

Estrato o estratos en el subsuelo, que estén produciendo o que se haya probado que sean capaces de producir Hidrocarburos, que tienen un sistema común de presión en toda su extensión y que forman parte de un Yacimiento. Dentro de un Yacimiento pueden existir uno o varios reservorios de los que se extrae hidrocarburos. Su distribución es variable en extensión, profundidad y están superpuestos, son las formaciones productivas formadas por roca almacén o reservorio que tiene que tener porosidad efectiva (Ahmed, 2018).

2.4.3 Recuperación máxima eficiente (MER = “Maximum Efficiency Recovery”)

Es la Producción Máxima recuperada técnico-económica de un yacimiento, de conformidad con las prácticas aceptadas internacionalmente por la industria del Petróleo (MINEM, 2019).

2.4.4 Caracterización Estática de Reservorios

Proceso realizado por un equipo multidisciplinario para establecer un modelo del reservorio que permita el entendimiento de su naturaleza geológica, la distribución, movimiento de los fluidos en el medio poroso y determinación del Petróleo Original en Sitio (POES) (Paris de Ferrer, 2009).

2.4.5 Caracterización Dinámica de Reservorios

Evaluación de las condiciones y características responsables del flujo de fluidos en el reservorio. Se evalúan variables como la capacidad de flujo, la energía del reservorio, el comportamiento de los fluidos ante los cambios de presión y temperatura y de las condiciones de operación (Paris de Ferrer, 2009).

2.4.6 Seguimiento a la Historia de Producción

Monitoreo de la historia productiva de cada uno de los reservorios, lo cual ayuda a su caracterización. Cada nivel productivo o formación requiere no solo el cálculo de los volúmenes originales sino también los volúmenes acumulados y las reservas por drenar. Es también necesario tener las tendencias de drenaje de cada una de las formaciones, posibilidades de perforar pozos “infill” y recuperación secundaria (Paris de Ferrer, 2009).

2.4.7 PRMS (“Petroleum Resources Management System”) ó Sistema de Gestión de Recursos de Hidrocarburos³

Es un sistema totalmente integrado, patrocinado por Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC) y Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), que provee las bases para la clasificación y categorización de las reservas y recursos de hidrocarburos. Además, proporciona un consenso de la industria en principios básicos y guías de alto nivel, los cuales, si se adoptan, ayudarán a las compañías a manejar mejor sus activos en la industria de hidrocarburos (PRMS,2018).

2.4.8 Seguimiento a la Estimación de Reservas

Proceso realizado anualmente en el que se verifica los valores de reservas reportadas por las contratistas, las cuales deben seguir alguna metodología estandarizada, como el SPE-PRMS. A partir de este proceso, se construirán los indicadores de índices de restitución de reservas e índice de desarrollo de reservas (PRMS, 2018).

2.4.9 Indicadores de Gestión para la Evaluación del MER

Medida cuantitativa para el control de la gestión del MER cuya finalidad es alcanzar la máxima recuperación técnico-económica de un yacimiento.

2.4.10 Informe Final de Supervisión del MER

Informe que resume los indicadores de evaluación del MER, en el periodo establecido, así como las recomendaciones para la mejora de la gestión de los yacimientos operados por la contratista u operadora (MINEM, 2019).

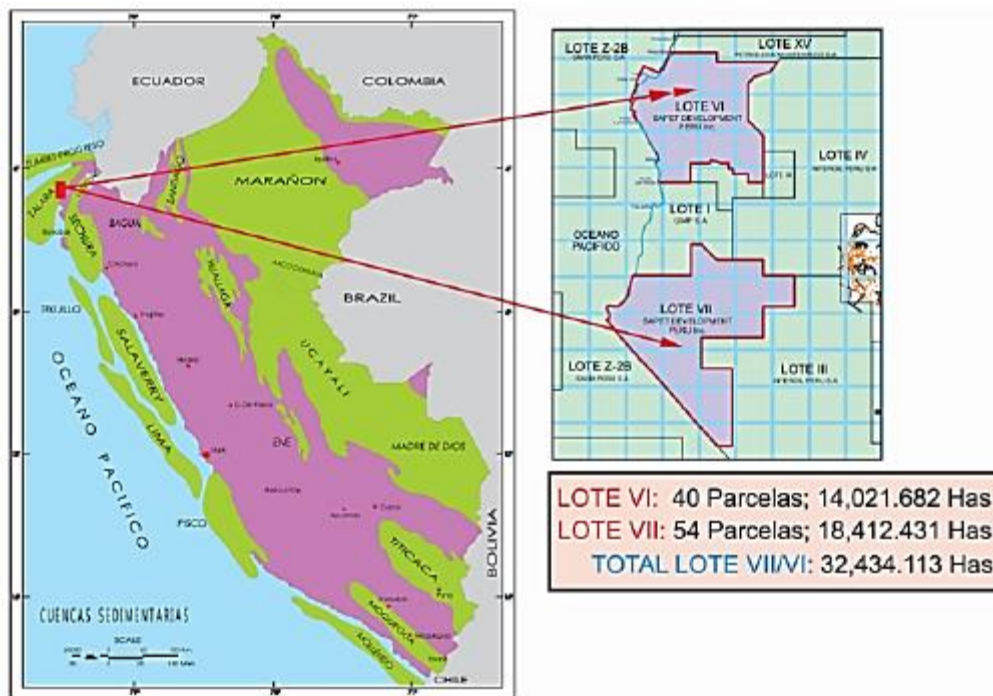
2.4.11 Lista de Verificación para la Evaluación del MER

Formato de verificación que contiene la información relevante para que el supervisor haga seguimiento al cumplimiento de lo establecido en la Guía del MER. La lista de verificación deberá incluir información tal como: Nivel de segregación de la producción histórica, frecuencia de registro de datos de presiones dinámicas, Número de pruebas de formación por pozo, Número de registros de producción y/o saturación corridos, trabajos de perforación, re-habilitación, re-ajustes, manejo del agua de formación, balance de gas producido, gas quemado, etc. en el periodo de evaluación del MER (Osinergmin, 2018).

CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACION

El Lote VII/VI se localiza en la región norte de Perú, específicamente en la provincia de Talara, en la Región Piura. Este lote abarca un área de 32,434 hectáreas y su contorno está delimitado por las coordenadas UTM como se muestran en la Figura 14.

Figura 14 Mapa Lote VI/VII

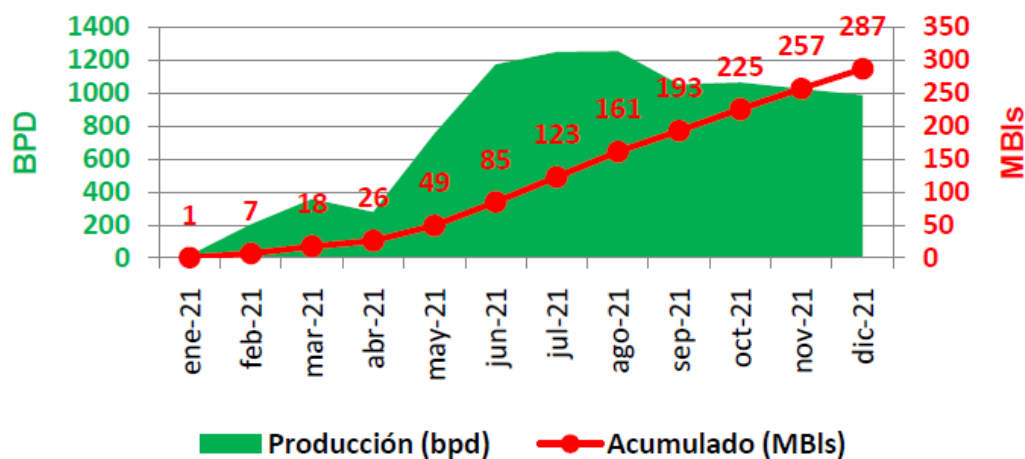


Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

El Lote VII/VI forma parte de la cuenca de Talara, que presenta una historia tectónica sumamente compleja. Esta complejidad está asociada a procesos de subducción y a interacciones tectónicas y sedimentarias en cuencas de antearco. Predominan fenómenos principalmente extensionales, los cuales han ocasionado una intensa actividad de fallas de tipo distensivo. Estas fallas normales han funcionado como barreras de permeabilidad, influyendo en la continuidad de los yacimientos de petróleo. En el Lote VII/VI los principales reservorios productores son: Basal Salina, Mogollón, Pariñas, Hélico, Terebrátula, Verdún.

La perforación de los 41 pozos en el Lote VII/VI en su totalidad fueron construidos en dos secciones de 12 ¼” y 8 ½”, bajando *casing* de 9 5/8” para forrar el hueco de 12 ¼” y *casing* de 5 ½” para forrar el hueco de 8 ½”, en ambos casos cementados a superficie, los resultados de producción se muestran en la Figura 15.

Figura 15 Incremento de producción de petróleo 2020-2021



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

En el año 2020 no se realizó perforación de pozos por falta de materiales y personal en las empresas de servicios como consecuencia de la pandemia generada por el virus COVID-19. Por las características de los reservorios atravesados con la perforación de los 41 pozos, fue necesario realizar trabajos de baleo y fractura hidráulica en todos los pozos para ponerlos en producción, en la tabla, se resume valores promedios por pozo de los trabajos realizados.

Figura 16 *Tipos de pozos*

	TIPO DE POZOS	
	SOMEROS	PROFUNDOS
ETAPAS (N° etapas/pozo)	2.3	2
CARGAS (tiros/etapa)	86	85
ARENA (Sx./etapa)	430	512
TIPO ARENA	16/30	20/40

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

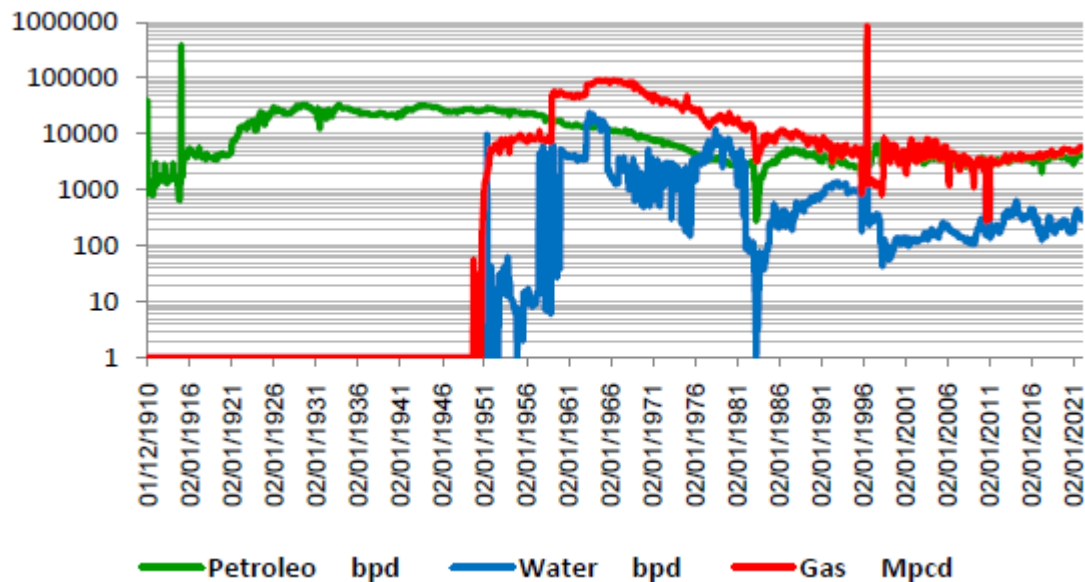
La producción acumulada del lote VII/VI a diciembre de 2021 es la siguiente:

LOTE	PETRÓLEO (MMBIs)	AGUA (MMBIs)	GAS (MMPC)
VII	307.82	38.50	208500
VI	193.44	7.70	316700
VII/VI	501.26	46.20	525200

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

Los métodos de producción usados en el Lote VII/VI son diversos, se continúa trabajando en la optimización de estos métodos con la finalidad de obtener la máxima recuperación de los pozos en forma eficiente.

Se realizaron trabajos de conversión de método de producción, medidas físicas y ampliación de baterías. En los últimos dos años con las actividades realizadas en el periodo 2020-2021 la producción se incrementó en 6%. En la gráfica siguiente se muestra el historial de producción del Lote VII/VI. Con la finalidad de agrandar la producción del Lote VII/VI, en los últimos dos años se realizaron trabajos de perforación de pozos, reacondicionamientos, cambios de método de producción y mejoras en las facilidades de producción. Todos los trabajos realizados en los últimos dos años han permitido incrementar su producción en un 6% respecto a la producción de diciembre de 2019.

Figura 17 Producción Histórica Lote VII/VI

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

3.1 Modelo Estático De Los Reservorios

A. Modelo Sedimentológico

Para desarrollar un modelo sedimentológico y crear los mapas de facies correspondientes, es esencial llevar a cabo una descripción detallada tanto a nivel macroscópico como microscópico utilizando muestras de núcleos de pozos y afloramientos. Este proceso permitirá identificar y caracterizar las diversas facies presentes en la zona de estudio.

La descripción macroscópica implica observar y registrar las características visibles a simple vista en las muestras, como el tamaño y forma de los granos, la estratificación, la coloración y la presencia de estructuras sedimentarias. Por otro lado, la descripción microscópica involucra un análisis más detallado utilizando herramientas de microscopía para examinar la composición mineralógica, las texturas y las relaciones entre los granos y minerales individuales.

Esta combinación de enfoques aporta información esencial para la identificación de las facies sedimentarias y su posterior mapeo. Al entender cómo se distribuyen las diferentes facies en el área de estudio, es posible construir un modelo que refleje la deposición y los procesos sedimentarios que ocurrieron en el pasado geológico. Este modelo sedimentológico y los mapas de facies resultantes son fundamentales para comprender la evolución de la cuenca y las condiciones ambientales en distintos momentos de su historia. En la elaboración del modelo de facies y sedimentológico se realiza las siguientes tareas:

- Descripción macroscópica y microscópica de núcleos de pozos y de afloramientos,
- Identificación y descripción de facies,
- Asociación de facies y definición de sub-ambientes,
- Correlación roca perfil, Identificación de los dominios depositacionales o ambientes sedimentarios,
- Elaboración de mapas de distribución de facies, y
- Definición del modelo sedimentológico.

B. Modelo Estratigráfico

Descripción del marco Estratigráfico

La cuenca de Talara muestra una acumulación de capas estratigráficas que supera los 10 kilómetros de espesor (según Michael Serrane, 1987). Las formaciones estudiadas abarcan desde el Paleozoico hasta el Oligoceno, excluyendo los depósitos de los Tablazos del Plioceno-Cuaternario. La orientación de esta cuenca es N30°E, en paralelo a la línea de la costa actual en la región noroeste de Perú, como mencionado por J. Delfaud y R. Marocco. La estratigrafía de la cuenca se caracteriza por una serie de ciclos deposicionales que incluyen

periodos de avance y retroceso del mar durante los periodos Cretácico y Terciario. Estos ciclos se vieron interrumpidos por periodos de falta de deposición o intensa erosión, los cuales son identificados por discordancias en la secuencia estratigráfica.

▪ **Columna Estratigráfica**

En la columna estratigráfica de la parte sur de la cuenca Talara (Figura N° 1), donde se encuentra el Lote VI/VII, se puede observar con mayor detalle las diferentes formaciones identificadas en esta parte de la cuenca. Las secuencias sedimentarias más importantes, por los volúmenes de petróleo producido, corresponden al Terciario – Eoceno.

En la porción intermedia de esta serie de capas estratigráficas, hay una presencia significativa de sedimentación siliciclástica, siendo notable la preeminencia de entornos fluviales, deltaicos y de plataforma. Esta característica se asocia con el periodo del Eoceno Inferior. Sin embargo, debido a un cambio evidente en las condiciones tectónicas y sedimentarias en la cuenca, la parte superior de la secuencia estratigráfica se distingue por la deposición en ambientes marinos profundos, principalmente dominados por procesos turbidíticos. Esto corresponde al periodo del Eoceno Medio-Superior.

Así mismo, en esta columna se presenta las unidades de producción (unidades de flujo) del Lote VI/VII y son las siguientes: Mesa, Basal Salina, Mogollón, Pariñas Inferior, Pariñas Superior, Terebrátula, Hélico y Verdún.

Se hará una breve descripción de las unidades productivas– Lote VII/VI

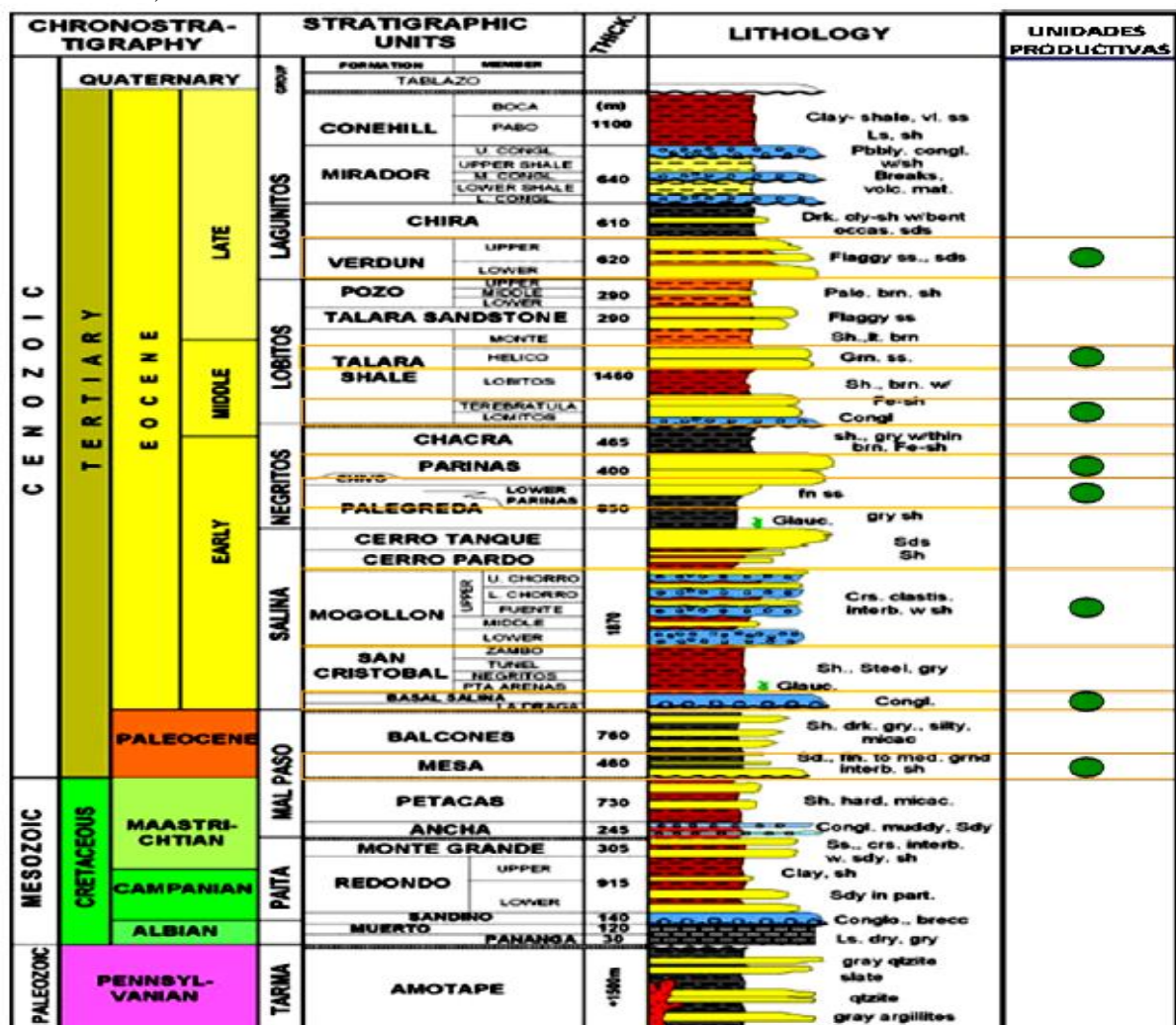
En este Sub-Lote se tiene las siguientes unidades productivas: Basal Salina, Mogollón, Pariñas Inferior, Pariñas Superior, Terebrátula, Hélico y Verdún.

➤ **Unidad Productiva Basal Salina**

La Formación Basal Salina se compone principalmente de conglomerados y arenas de cuarzo, que exhiben un tono blanco lechoso. Estas partículas son de grano grueso a muy

grosso y muestran una variedad de formas, desde subredondeadas hasta subangulares y redondeadas, con una selección deficiente de tamaños. De manera intermitente, se encuentran capas delgadas de lutitas grises oscuras y resistentes. Entre los minerales presentes se incluyen la pirita, la glauconita y ocasionalmente trazas de carbón. El espesor máximo de esta formación es de 180 pies. Es considerada un reservorio altamente valioso debido a sus propiedades petrofísicas favorables y su contribución significativa a la producción total de la cuenca de Talara.

Figura 18 Columna estratigráfica correspondiente a la parte Sur de la Cuenca Talara (Lote VI/VII)



Modified of Zuniga F. and Gonzales G. (xxxx)

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

➤ **Unidad Productiva Mogollón**

La Formación Mogollón está compuesta por areniscas de tonalidades blancas y blanco verdosas, ricas en cuarzo y con un tamaño de grano que va de medio a grueso. En algunos tramos, presentan características conglomerádicas y granulometría que varía de subangular a subredondeada, con una selección en su mayoría regular a deficiente. La textura de estas areniscas puede oscilar entre moderadamente duras y friables. En ocasiones, estas areniscas contienen una matriz arcillosa y están cementadas con calcita.

Los cuerpos arenosos se intercalan con capas delgadas y dispersas de lutitas de tonos rojizos y gris verdosos. Estas lutitas son suaves en textura y ocasionalmente contienen micromicas, pero no contienen carbonato de calcio. Los espesores de estas lutitas varían de 5 a un máximo de 40 pies y se intercalan con cuerpos arenosos que tienen un grosor de 50, 80 y más de 100 pies.

Con base en la litología y con la ayuda de los registros eléctricos, la formación Mogollón ha sido dividida en Mogollón Superior, Mogollón Medio y Mogollón Inferior; a su vez, Mogollón Superior está dividido en tres miembros: Chorro Superior, Chorro Inferior y Fuente. El espesor máximo encontrado para la formación Mogollón es de 1,600 pies.

Es muy complicado separar la producción acumulada de cada uno de los miembros de la formación Mogollón; razón por la cual, se considera a toda esta formación como una sola unidad de producción.

➤ **Unidad Productiva Pariñas Inferior**

Pariñas Inferior está compuesta por areniscas de color gris, conformadas mayormente de cuarzo, de grano fino a medio, subangulares, muy homogéneas en granulometría, compactas, con cemento calcáreo en algunos horizontes, matriz arcillosa, presenta niveles con

abundantes restos de ostrácodos, gasterópodos y lamelibranquios. Presenta delgadas intercalaciones de lutitas y limolitas de color gris oscuras a negras, con material carbonoso.

En afloramientos de campo y en núcleos convencionales extraídos de los pozos, en esta formación se puede observar que los estratos de areniscas son mayormente de carácter masivo y de forma lenticular, presentando aisladamente algunos niveles con estratificación cruzada, oblicua y con efectos de bioturbación. Los estratos tienen un espesor promedio de 30 y 40 cms. Y presentan gran cantidad de fracturas rellenas de calcita.

➤ **Unidad Productiva Pariñas Superior**

La Formación Pariñas Superior se compone de areniscas de cuarzo blanco con un tamaño de grano que va de fino a medio. Estas areniscas son limpias en su composición y presentan una textura bastante frágil. Se intercalan con capas delgadas de lutitas de tonos grises, marrones y verdes, que son resistentes y carecen de contenido calcáreo. Lo que distingue a esta formación es la presencia de pirita cúbica a lo largo de toda su extensión.

Esta formación es prominente en la región de Punta Arenas, donde se observan capas sustanciales de areniscas de grano medio a fino que muestran una tonalidad amarillenta. Además, se encuentran fragmentos de troncos petrificados que han sido perforados por el molusco bivalvo "teredo" (Grover, 1977 y Seranni, 1987). En toda el área de estudio, la Formación Pariñas Superior está afectada por fallas parciales. El espesor máximo registrado en esta formación es de 400 pies.

➤ **Unidad Productiva Terebrátula**

Antes de describir las características litológicas del miembro Terebrátula es importante mencionar que la formación Lutitas Talara, estratigráficamente y de abajo hacia arriba, está dividida en 5 miembros: Lomitos, Terebrátula, Lobitos, Hélico y Monte; de ellos, Terebrátula y Hélico son reservorios productores de petróleo en el Ex - Lote VI.

El miembro Terebrátula se compone principalmente de conglomerados y arenas con un tamaño de grano que varía de medio a grueso. Estas partículas exhiben una forma subangular a subredondeada. Están intercaladas con capas de areniscas de tonos blancos y blanco grisáceos, que son ricas en cuarzo y presentan un tamaño de grano medio a fino. La textura de estas areniscas es subangular a subredondeada, y están cementadas con calcita. También contienen una matriz arcillosa y muestran una selección en su mayoría regular. En términos de dureza, estas areniscas son friables, es decir, tienden a desmoronarse fácilmente.

➤ **Unidad Productiva Hélico**

El miembro Hélico está compuesto principalmente por areniscas de cuarzo que presentan un tono gris con ligeras tonalidades verdosas. El tamaño de grano varía de fino a ocasionalmente medio, y las partículas tienen formas subangulares a subredondeadas. La selección de tamaños es regular y estas areniscas carecen de contenido calcáreo. Algunas áreas de estas areniscas contienen glauconita. En cuanto a la textura, estas areniscas son moderadamente duras o ligeramente friables. Dentro de este miembro, se alternan capas delgadas de lutitas.

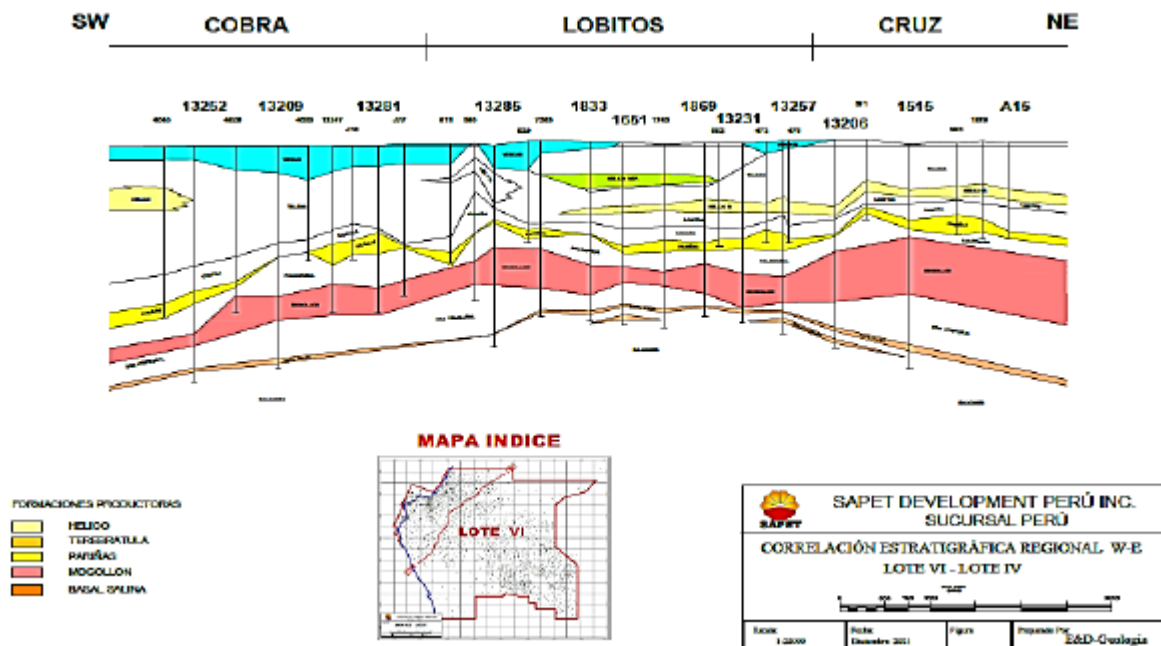
➤ **Unidad Productiva Verdún**

La Formación Verdún está mayoritariamente compuesta por areniscas de cuarzo que muestran una textura semilechosa y lechosa. Estas areniscas tienen un tamaño de grano que va de grueso a muy grueso y presentan partículas angulares y subangulares. La selección de tamaños es regular a deficiente, y estas areniscas están libres de impurezas. Están intercaladas con capas delgadas de lutitas de tonos gris verdosos, que tienen una estructura sublaminal y no contienen carbonato de calcio. Estas lutitas tienen una firmeza moderada. La Formación Verdún alcanza su mayor espesor registrado en 1000 pies.

▪ Secciones Estratigráficas

Se elaboraron secciones estratigráficas regionales y locales, con la finalidad de determinar la continuidad o discontinuidad lateral y vertical de las formaciones geológicas (figura 19).

Figura 19 *Correlación estratigráfica regional (Lote VI), donde muestra la continuidad y discontinuidad de los reservorios productivos*



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

C. Modelo Estructural

▪ Descripción del Marco Estructural

Tectónicamente la cuenca Talara está clasificada como una Cuenca de Ante Arco; muestra una historia compleja, vinculada a los fenómenos de subducción entre las Placas de Nazca y el continente Sudamericano ocurridos durante el Terciario; el predominio de esta fase tensional origina sistemas de fallamiento de tipo normal.

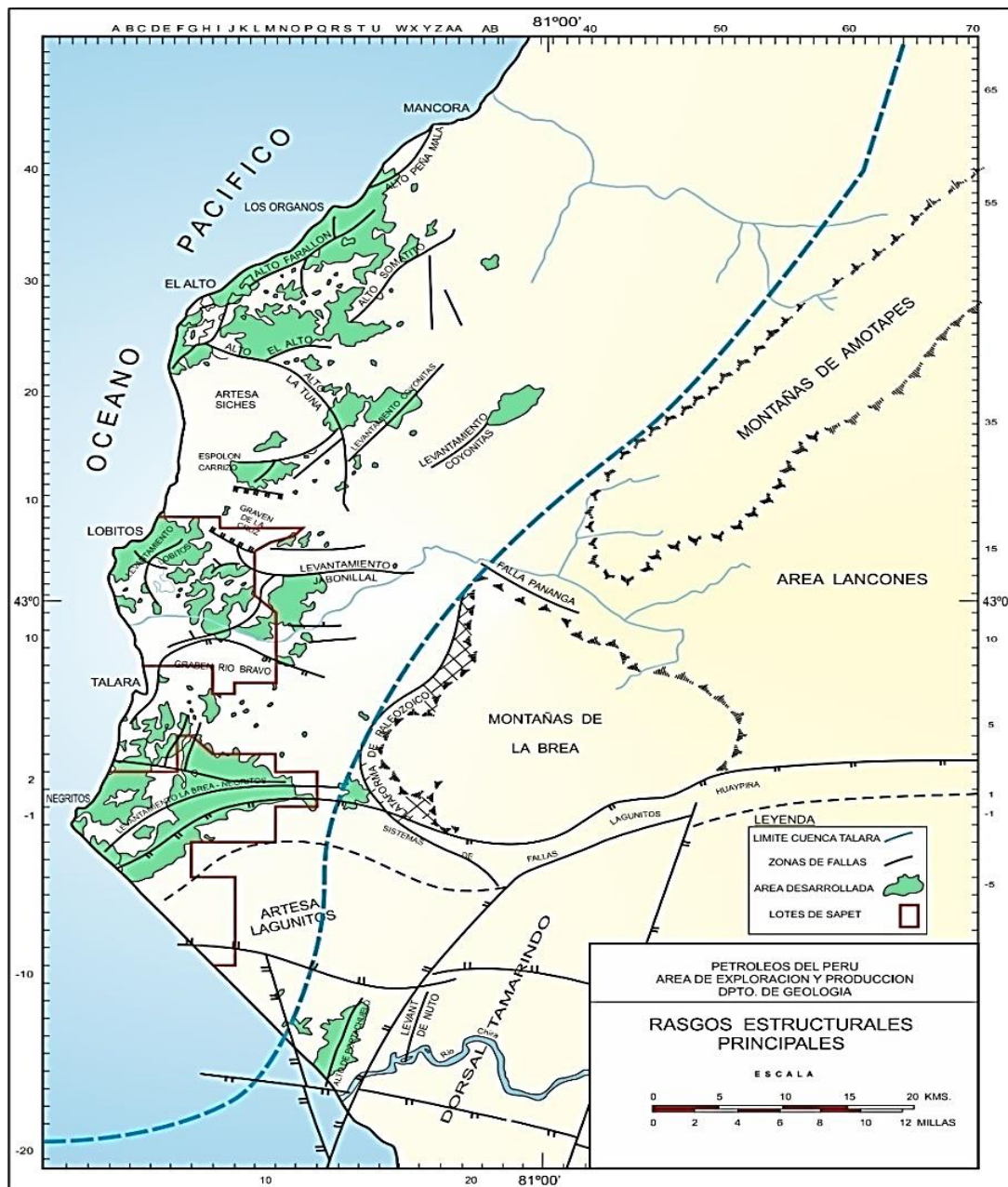
Estos sistemas de fallamiento normal han generado una serie de altos y bajos estructurales limitados por sistemas mayores de fallas normales de orientación NE-SO y E-

O. Estos sistemas de fallamiento controlaron desde el Paleoceno, una potente sedimentación clástica con espesores que superan los 8500 m. Los altos estructurales más importantes de Sur a Norte son: Portachuelo, La Brea-Negritos, Lobitos y El Alto (figura 20). Estos altos estructurales han entrampado las mayores acumulaciones de petróleo en la cuenca.

▪ **Estructura del Área**

La alta complejidad estructural del Lote VII/VI es claramente evidente en los mapas que representan la estructura de las unidades evaluadas, así como en las Secciones Estructurales que cruzan el área de investigación. Estos elementos gráficos muestran de manera clara la presencia de un intenso sistema de fallas normales en bloques. Estas características son el resultado de múltiples fases de actividad tectónica que ocurrieron durante y después de la deposición de los sedimentos en la zona. Las fallas de mayor importancia suelen ir acompañadas de fallas secundarias de dirección similar, formando sistemas de fallas antitéticas y sintéticas. Estos sistemas de fallas afectan principalmente a los depósitos más cercanos a la superficie, conocidos como reservorios someros.

Figura 20 Parte Sur de la Cuenca Talara (Lote VI/VII) donde muestra los rasgos estructurales principales



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

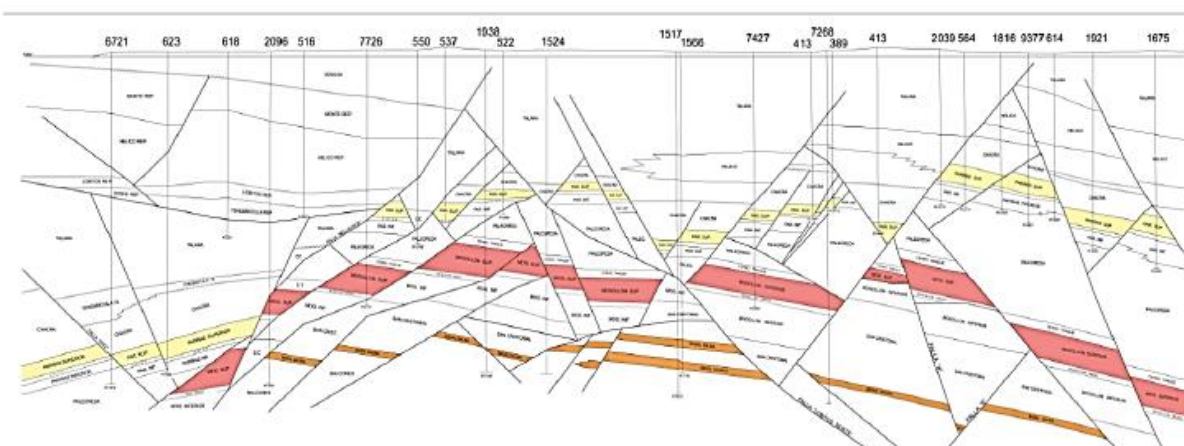
Así se genera una morfología característica de pequeños y grandes bloques tal como se observa en los mapas antes mencionados. Los rasgos estructurales más sobresalientes del

área de estudio lo constituyen las grandes fallas normales y los altos y bajos estructurales que ellas generaron.

El modelo Estructural fue elaborado para el tope de la formación Basal Salina, el cual tiene aproximadamente 100 sub-bloques.

De modo similar se preparó los modelos estructurales para la formación Mogollón Superior, Pariñas, Hélico y Terebrátula.

Figura 21 *Sección Estructural SW-NE (Lote VI), donde se muestra la alta complejidad estructural.*



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

D. Modelo Petrofísico

El modelo petrofísico comprende la interpretación de los registros tomados en los pozos del área, tales como Potencial Espontáneo, Rayos Gamma, Resistividad, Densidad, Neutrón, Sónico y otros. La interpretación petrofísica obtenida a partir de los registros eléctricos debe ser ajustada con los datos provenientes de los análisis de núcleos en laboratorio (porosidad, permeabilidad, saturación de agua, etc.), para validar los parámetros petrofísicos que posteriormente serán usados en estimaciones y cálculos volumétricos, así como en el modelamiento de reservorios.

Se realiza la selección de los reservorios potencialmente productores y se elabora el modelo matemático petrofísico general para cada reservorio seleccionado, determinando el valor promedio y específico de cada propiedad petrofísica por formación o unidad geológica: porosidad, permeabilidad y fluidos. Luego se elabora el modelo litológico integrado con información de mineralogía, fluidos y pruebas de producción y, finalmente se procede a generar mapas de isopropiedades con técnicas geoestadísticas.

La caracterización de depósitos mediante enfoques geoestadísticos implica la aplicación de teoría de probabilidades para describir cómo las variables geológicas mantienen una relación de continuidad en el espacio. El modelado geoestadístico se lleva a cabo con la finalidad de lograr una representación lo más precisa posible de la heterogeneidad geológica presente en las unidades principales de un yacimiento. En la elaboración del modelo petrofísico se realiza las siguientes tareas:

- Validación y normalización de registros (SP, GR, Rt, RHOB, DT),
- Interpretación de registros eléctricos (gamma ray, resistividad y porosidad) en los pozos que cuenten con ellos,
- Generación de registros sintéticos de porosidad para los pozos no tengan registros de densidad, sísmico o neutrón,
- Análisis de núcleos,
- Ajuste de los datos obtenidos de la interpretación de perfiles con los datos provenientes de los análisis de núcleos en el laboratorio,
- Validación de parámetros petrofísicos que serán usados en estimaciones y cálculos volumétricos; así como, en modelamiento de reservorios,
- Integración roca – perfil: recopilación, revisión y validación de los datos de núcleos para la extracción de parámetros a ser utilizados en la interpretación

petrofísica (e.g., exponente de cementación, exponente de saturación, factor de cementación); así como, para la calibración y validación de la evaluación obtenida con los perfiles eléctricos,

- Estimación de la permeabilidad a partir de la porosidad (Leyes de porosidad y Permeabilidad: Phi-K),
- Definición de parámetros de interpretación petrofísica por reservorio,
- Resumen de Indicadores petrofísicos promedio por reservorio,
- Elaboración de mapas de Índice de Hidrocarburos, y
- Cálculo del petróleo original in situ (POES) para cada reservorio.

Para generar los Histogramas, los mapas de las propiedades petrofísicas de volumen de arcilla, de porosidad, de permeabilidad y saturación de fluidos, los mapas netos petrolíferos y el índice de hidrocarburo solicitados, se necesita adquirir el software mínimo necesario (Power Log y Geographic) y contar con bastante tiempo y personal especializado. Considerando que la finalización del Contrato es en octubre del 2023, es imposible generar la información solicitada.

E. Modelo Roca – Fluido

- Como es de conocimiento, los yacimientos están integrados por la roca y los fluidos contenidos en ella, formando un sistema roca-fluidos.

Para realizar la caracterización del sistema roca-fluidos, es necesario recopilar, procesar y analizar, en forma combinada, información que proviene de muestras de roca con sus fluidos saturantes, de registros geofísicos, de pruebas de formación y de pruebas de variación de presión, para determinar, entre otros parámetros: saturación de fluidos, mojabilidad, presión capilar, tensión interfacial, permeabilidades efectivas y relativas,

etc. La empresa operadora no ha desarrollado ni analizado estos estudios debido a que ya estamos a un año para la culminación del contrato del Lote VII/VI.

- La empresa tampoco ha efectuado ni analizado estudios de Densidad de grano, contenido y tipo de arcilla. En cuanto a la porosidad, permeabilidad y corte de agua, a continuación se presenta un cuadro que muestra estas propiedades por reservorio.

RESERVORIO	POROSIDAD (%)	SATURACION DE AGUA (%)	PERMEABILIDAD (md)
MESA	8-12	50-60	0.1-5
LA DRAGA	12-15	40-50	NR
BASAL SALINA	9-13	50-55	1.5-20
MOGOLLÓN	5-10	40-60	0.1-5
PARIÑAS INF.	12-16	40-60	16-120
PARIÑAS SUP.	8-20	40-60	16-500
TEREBRATULA	10-18	55-65	0.1-210
HELICO	12-20	40-60	4-30
VERDÚN	8-12	45-55	0.1-20

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

3.2 Modelo Dinámico de Reservorio

A. Este modelamiento no se realizó por no contar con data necesaria, software especializado, entre otros factores que nos permita hacer este tipo de trabajos para los reservorios del Lote VII/VI. El limitante para realizar trabajos detallados de los reservorios es la finalización del contrato del lote VII/VI que vence el 21/10/2023.

B. Con respecto a las presiones Iniciales y grado de depletación de los reservorios podemos decir lo siguiente:

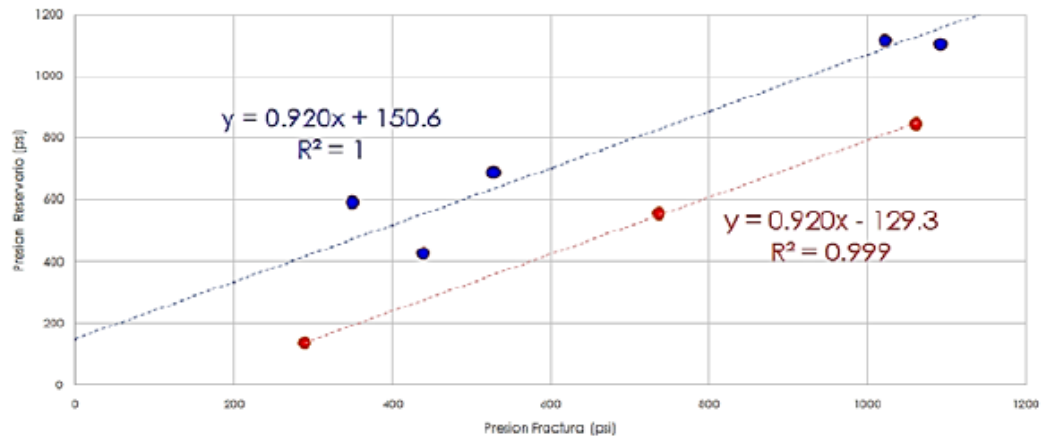
En el periodo 2020 – 2021 se continuo con la toma de presiones minifall off y se adicono pruebas de presión build Up con la finalidad de tener data actualizada para los nuevos proyectos a realizar.

El reservorio Pariñas Inferior fue el que más se desarrolló con la perforación de los 41 pozos y donde se realizaron más pruebas de presiones minifall off y build up.

Con los valores de las pruebas de presión (minifall off y build up) y presiones de fractura que se obtienen de los trabajos de fractura hidráulica que se realizaron a los pozos, se obtuvo una correlación entre la presión de fractura y presión de reservorio, dicha correlación será de mucha utilidad para el estimado de presiones de reservorios en pozos que solo se conoce presiones de fractura.

La Figura 22, nos muestra dos tendencias una de las pruebas de minifall off y build up. Corrigiendo los resultados obtenidos con las pruebas minifall off generamos una correlación que nos permita estimar la presión de reservorio a partir de la presión de fractura o gradiente de fractura.

Figura 22 Presion de fractura vs Presion reservorio

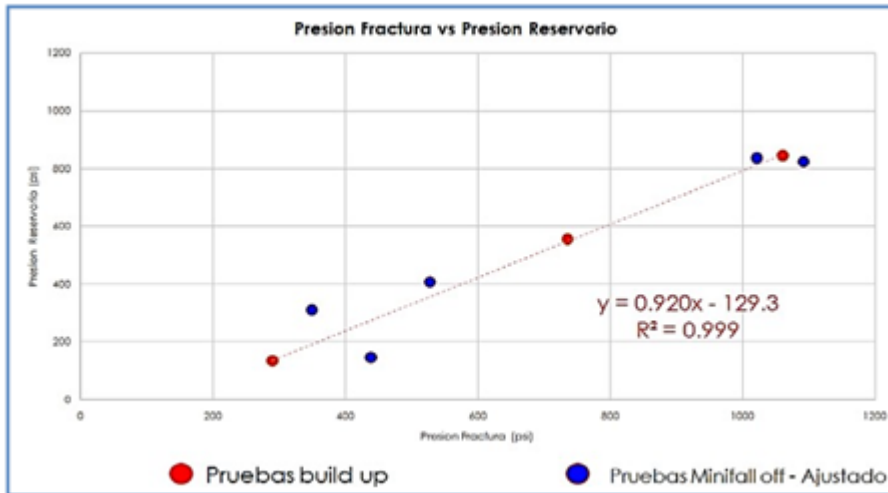


● Pruebas build up

● Pruebas Minifall off

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

Figura 23 Correlación de presión de reservorio y presión de fractura.



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

C.- Con respecto al mecanismo de impulsión de los reservorios del Lote VII/VI el mecanismo que predomina en la impulsión del petróleo es el de gas en solución.

Los pozos perforados en el Lote VII/VI son completados mediante la operación de baleo y fractura hidráulica, por la baja permeabilidad que presentan sus reservorios, en esta etapa alguno de los pozos queda fluyendo en forma natural, hasta que la columna hidrostática sea mayor a la presión fluyente. Los pozos en estas condiciones pasan a producir con unidad de bombeo mecánico o por otros métodos. Los pozos del Lote VII/VI tienen una declinación inicial alta en el rango de 20% a 50%.

D.- Con respecto a los niveles de contacto de fluidos en los reservorios del Lote VII/VI son variados, jugando un papel importante el factor estructural, debido al intenso fallamiento que caracteriza la cuenca Talara, encontrándose arreglos de fluidos para los bloques principales y algunas veces para los sub bloques, lo que permite continuar con la perforación de pozos en bloques de extensión. Se considera que los fluidos tuvieron un arreglo anterior al fallamiento. Al producirse este, cada bloque se desplazó con sus propios fluidos

produciéndose posteriormente un arreglo gravitacional, esto justifica que encontramos gas en bloques estructuralmente más hundidos y agua en bloques levantados; no encontrándose un contacto agua- petróleo o gas - petróleo definidos.

3.3 Estimado de Reservas

Para el estimado de reservas y recursos por yacimiento en el Lote VII/VI se usó el método de curvas de declinación para estimar reservas probadas en producción y para estimar los otros tipos de reservas y recursos se usó el método volumétrico.

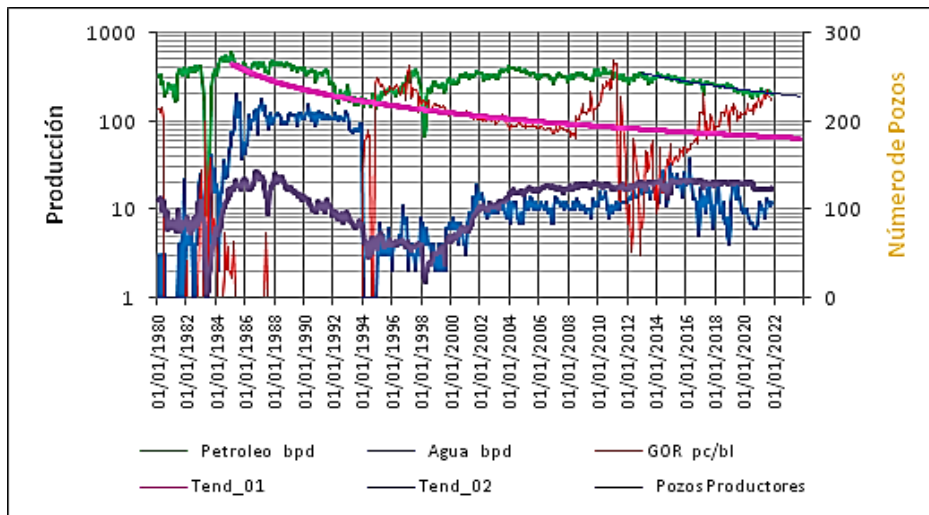
A.- Los pronósticos de producción por yacimiento están referidos a Diciembre del 2019 y la producción actualizada a diciembre del 2021. Por la cantidad de yacimientos que conforman el Lote VII/VI hemos visto por conveniente en llamar yacimientos mayores a los demayor producción y agrupar a los de menor producción con el nombre de yacimientos menores.

Tabla 1 *Clasificación Lote VII*

CLASIFICACION	YACIMIENTOS						
Mayores	LOMITOS	ANCHA	SILLA	SANJUAN	LAGUNITOS	YESO	NEGRITOS
Menores	VERDUNALTO	PLAYA	VICHAYO	SIETEVIENTOS	RIOVERDE	COLINA	INCA
	SANPEDRO	GAVILAN	SANDINO	ANEXO	RAMON	CONCHA	LLANO
	OVERALES	CENTINELA	PUEBLO				

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

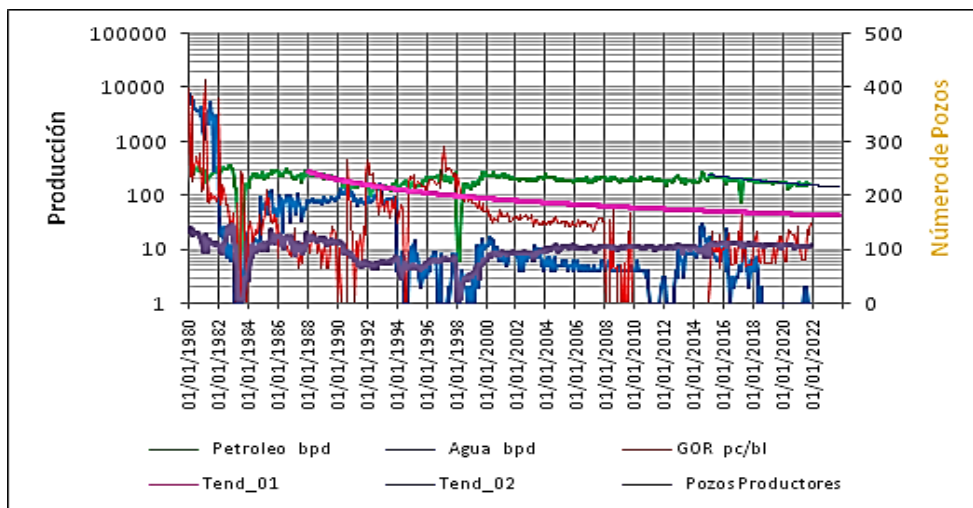
Figura 24 Yacimiento Lomitos



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

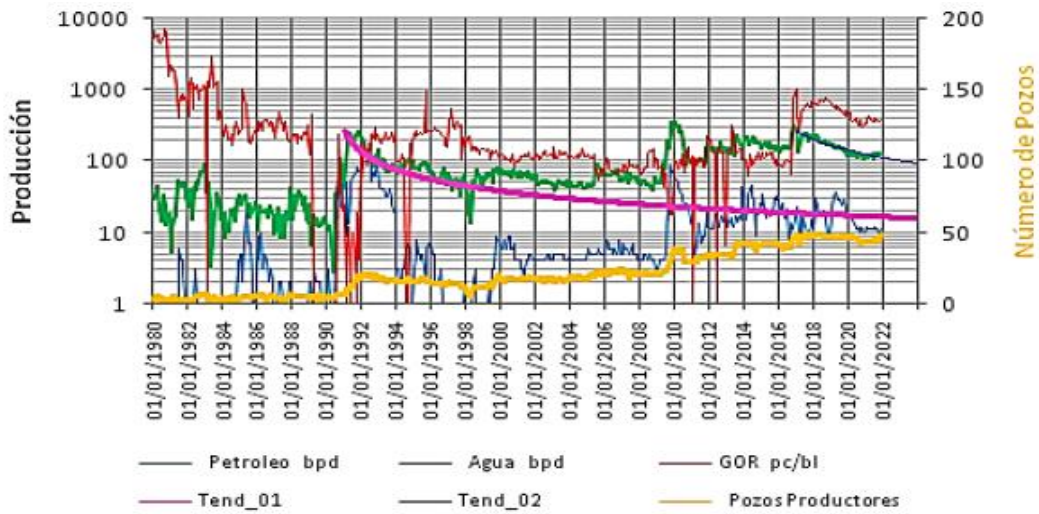
En la Figura 24, se aprecia que la producción del periodo 2020-2021 se ajusta al pronóstico de diciembre 2019.

Figura 25 Yacimiento Ancha



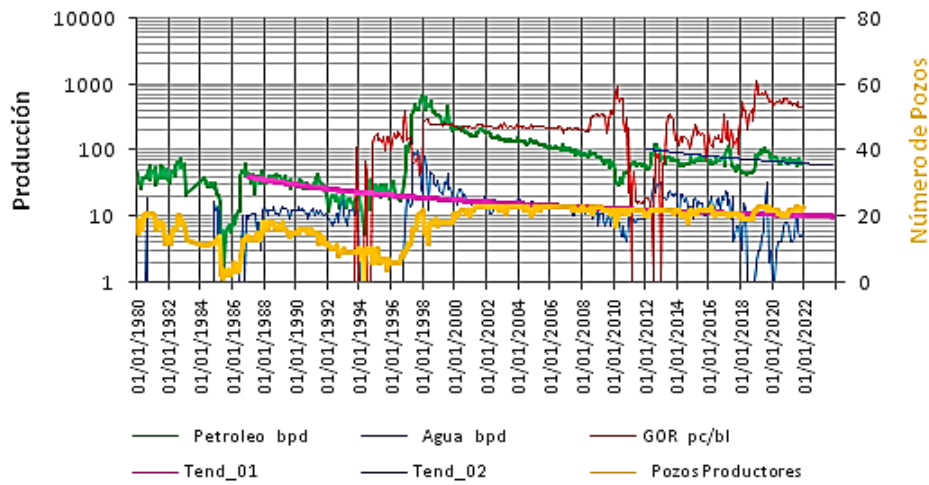
Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

Figura 26 Yacimiento Silla



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

Figura 27 Yacimiento San Juan



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

Figura 28 Yacimiento Lagunitos

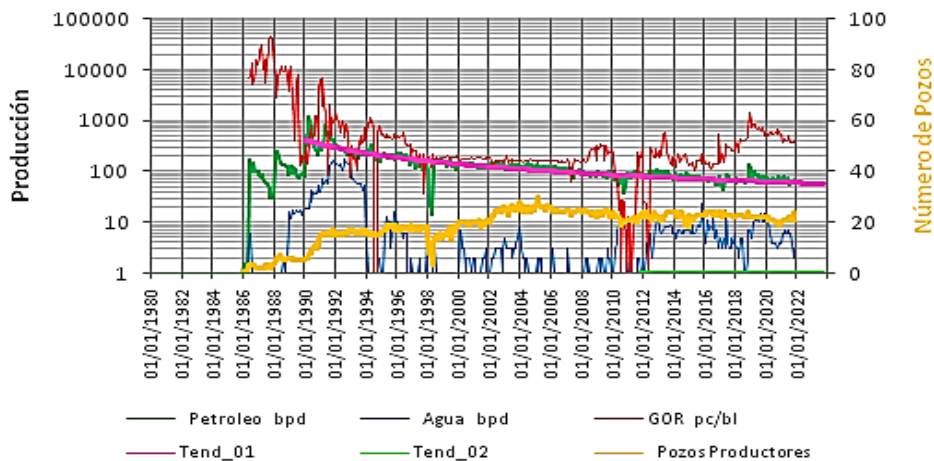
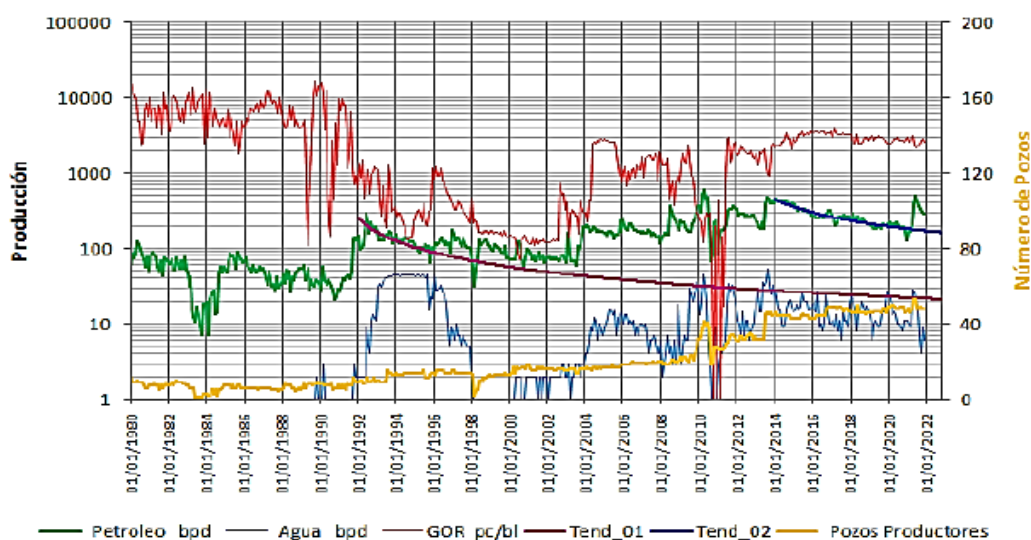


Tabla 2 Clasificación Lote VI

CLASIFICACION	YACIMIENTOS					
Mayores	LEONES	JABONILLAL	CRUZ	LOBITOS	RIOBRAVO	LOBO
	FOLCHE	MILLON	CARRIZAL	MALACAS	HONDA	CHIVO
Menores	COBRA	SICHES	MEDIA	SANTOS	BONANZA	ZAPOTE
	BRINCO	CUENCA	RIMAC	ALVAREZ	LINDERO	PTO RICO
	CORRAL	BODEGA	CHACO	ROCOTO		

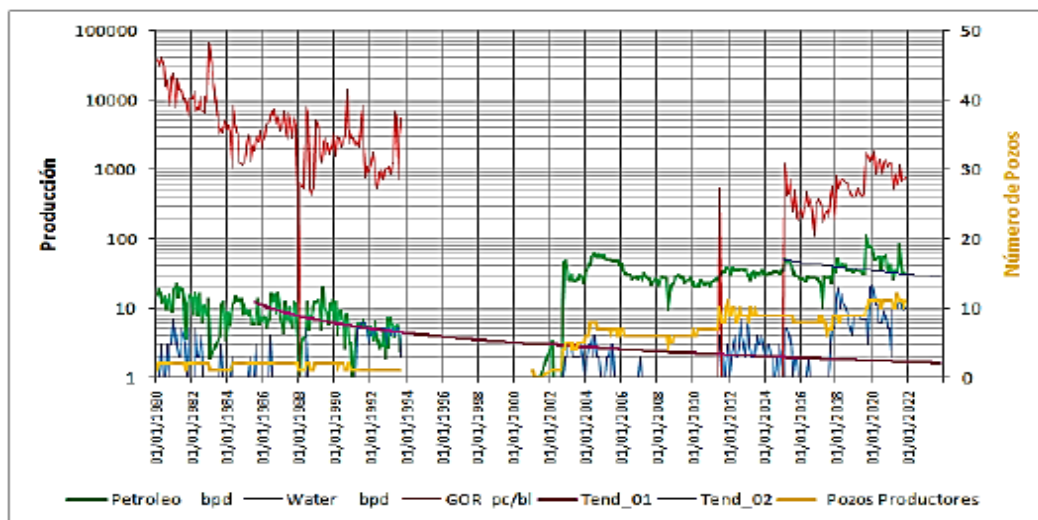
Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

Figura 29 Yacimiento Carrizal



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

En la Figura 30, se aprecia que la producción del periodo 2020-2021 se ajusta al pronóstico

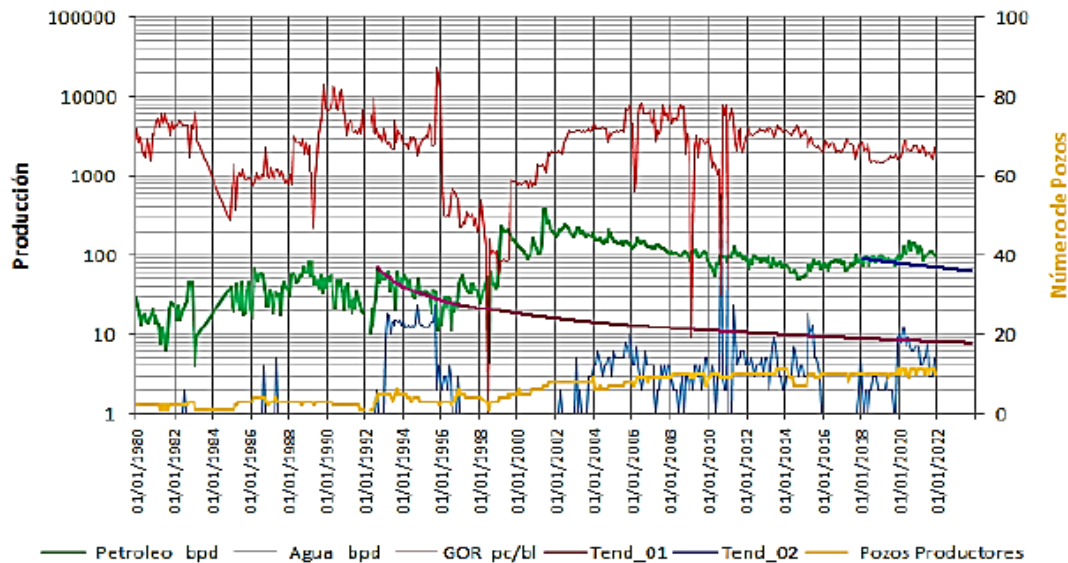


de diciembre 2019. Figura 30 Yacimiento Lobo

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

En la gráfica podemos apreciar que la producción del periodo 2020-2021 hay un incremento respecto al pronóstico de diciembre 2019, esto se debe a la perforación de 3 pozos en el 2021.

Figura 31 Yacimiento Malacas



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

En la Figura 31, se puede apreciar que la producción del periodo 2020-2021 hay un incremento respecto al pronóstico de diciembre 2019, esto se debe a que en noviembre del 2019 entro a producción el pozo 15027D perforado en el 2019.

- Con respecto a los factores de recuperación de los hidrocarburos actual y final se tiene la siguiente información.

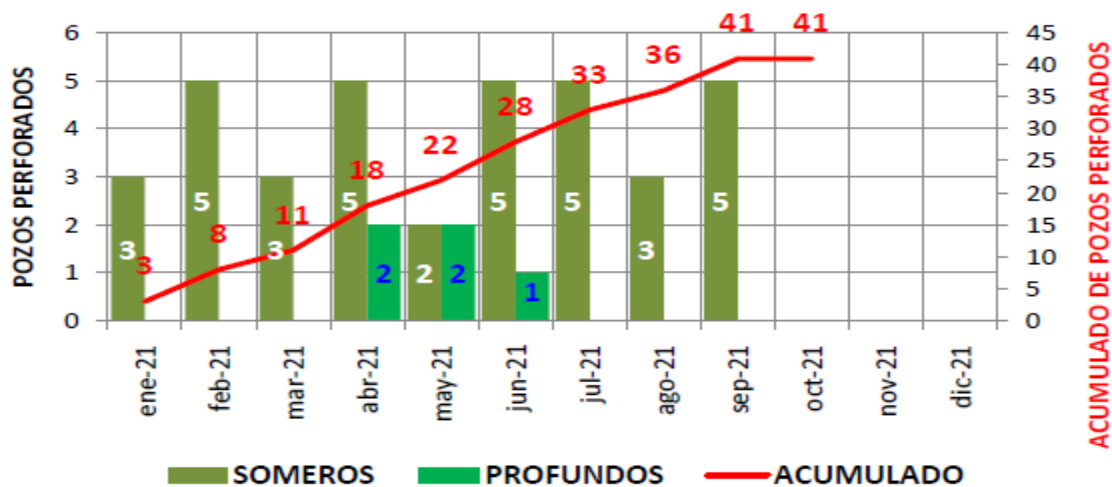
Tabla 3 Estimado de factor de recuperación Lote VII/VI

EX LOTE	RESERVORIO	POES (mmstb)	ACUMULADO PETROLEO A DIC-2021 (mmstb)	EUR @ TERMINO DE CONTRATO (mmstb)	FR ACTUAL (%)	FR (%) @ TERMINO DE CONTRATO (%)
VI	BASAL SALINA	151	15.2	15.4	10.0%	10.2%
	MOGOLLON	312	22.8	23.2	7.3%	7.4%
	PARIÑAS	598	128.5	129.3	21.5%	21.6%
VII	BASAL SALINA	29	6.0	6.1	20.5%	20.9%
	MOGOLLON	722	64.3	64.4	8.9%	8.9%
	PARIÑAS	699	168.8	169.1	24.1%	24.2%
	VERDUN	137	27.2	27.3	19.8%	19.9%

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

- En el periodo 2020 – 2021 solo se desarrolló el proyecto de perforación de 41 pozos de desarrollo en el Lote VII/VI. Es preciso indicar que debido a los problemas de salud (Covid-19) no fue posible realizar perforación de pozos en el año 2020, todos los trabajos se ejecutaron en el año 2021 y se realizaron en el ex lote VI.

Figura 32 Perforacion de Pozos 2021



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

La perforación de los 41 pozos se inició en el mes de enero y culminó en el mes de septiembre 2021

CAPITULO IV: ANALISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 los Indicadores De Gestión De Reservorio En El Periodo 2020-2021

a. Índice de Restitución de Reservas Probadas (IRR)

Año	Reservas Probadas (MBIs)	Producción (MBIs)	IRR
2019	3954	1422.47	
2020	3932	1273.00	0.98
2021	2198	1436.33	-0.21

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

b. Índice de Desarrollo de Reservas (IDR)

Año	Reservas Probadas (MBIs)	Reservas Probadas Desarrolladas (MBIs)	IDR
2019	3954	0	
2020	3932	3041	0.77
2021	2198	2198	1.00

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

c. Índice de Comprobación de Reservas (ICR)

Año	Reservas Probadas (MBIs)	Reservas Totales (MBIs)	ICR
2019	3954	3954	
2020	3932	3932	1.00
2021	2198	2198	1.00

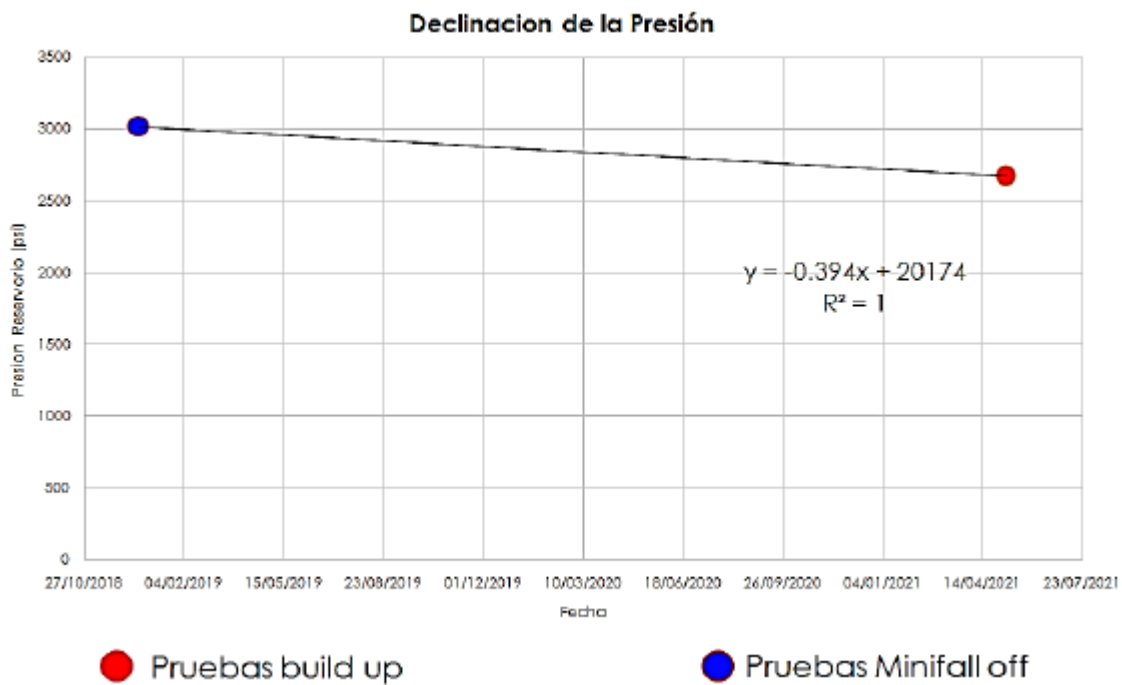
Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

d. Índice de Vida de las Reservas (IDV)

Año	Reservas Probadas (MBIs)	Producción Acumulada (MBIs)	IDV
2019	3954	1422.47	2.78
2020	3932	1273.00	3.09
2021	2198	1436.33	1.53

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

e. Índice de Depletación del Reservorio (IDR)



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

f. Índice de Eficiencia de producción (IEP: Producción real/Pronóstico anual)

Año	Producción Real (MBIs)	Pronostico Anual (MBIs)	IEP
2019	1422.47	1459.64	0.97
2020	1273.0	1472.05	0.86
2021	1436.334	1393.94	1.03

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

4.2 Ingeniería De Pozo

4.2.1 Indicadores de gestión de pozo

Tabla 4 Indicador de éxito al alcanzar el objetivo en la perforación

N°	Pozo	Yacimiento	Ex Lote	Año	Fms. Objetivo	Fms. Abiertas	Comentario
1	W1	JABONILLAL	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
2	W2	JABONILLAL	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
3	W3	JABONILLAL	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
4	L1	ZAPOTE	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
5	W4	JABONILLAL	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
6	W5	JABONILLAL	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
7	W6	JABONILLAL	VI	2021	Mog.-Par.Inf.	Paleg-Par.Inf.	Fm. Mogollón ausente por fallamiento
8	W7	JABONILLAL	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
9	W8	JABONILLAL	VI	2021	Mog.Rep.-Par.Inf.	Mog.Rep.-Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
10	Z1	LEONES	VI	2021	Mog.	Mog.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
11	P1	BODEGA	VI	2021	Mog.-Par.Inf.	Mog.-Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
12	Z2	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
13	Z3	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
14	X1	LOBO	VI	2021	Hel.	Hel.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
15	X2	LOBO	VI	2021	Hel.	Hel.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
16	X3	LOBO	VI	2021	Mog.	Mog.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación

17	M1	SICHES	VI	2021	Tal.	Tal.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
18	M2	SICHES	VI	2021	Par.Sup.	Par.Sup.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
19	M3	SICHES	VI	2021	Mog.	Mog.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
20	L2	ZAPOTE	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
21	W9	JABONILLAL	VI	2021	Mog.-Par.Inf.	Mog.-Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
22	Z4	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
23	Z5	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
24	Z6	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
25	Z7	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
26	Z8	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
27	Z9	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
28	Z10	LEONES	VI	2021	Mog.	Mog.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
29	Z11	LEONES	VI	2021	Mog.	Mog.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
30	Z12	LEONES	VI	2021	Mog.	Mog.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
31	Z13	LEONES	VI	2021	Mog.	Mog.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
32	W10	JABONILLAL	VI	2021	Mog.Rep.	Mog.Rep.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
33	Z14	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
34	W11	JABONILLAL	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
35	T1	RIO BRAVO	VI	2021	Par.Sup.	Par.Sup.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
36	L3	ZAPOTE	VI	2021	Par.Inf.	Par.Inf.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
37	W12	JABONILLAL	VI	2021	B.Salina-Mog.	Mog.-Par.Inf.	Fm. B.Salina ausente por fallamiento
38	W13	JABONILLAL	VI	2021	B.Salina	B.Salina	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
39	K1	HONDA	VI	2021	Mog.	Mog.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
40	R1	COBRA	VI	2021	Mog.	Mog.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación
41	R2	COBRA	VI	2021	Mog.	Mog.	Fm. Objetivo se encontro según recomendación

Leyenda Fms Abiertas:

B.Salina: Basal Salina
Mog.:Mogollón San Cristobal
Mog.Rep.: Mogollón repetidp
Par.Inf: Pariñas Inferior
Tal.: Talara
Hel.: Helico

Indicador de éxito en encontrar la Fm. Objetivo	95.1%
--	--------------

Tabla 5 *Tiempo en la perforación real vs estimado*

ITEM	POZO	YACIMIENTO	LOTE	PROFUNDIDAD FINAL (PIES)	FECHA DE INICIO	FECHA DE TERMINO	TIEMPO REAL DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN (DIAS)	TIEMPO ESTIMADO DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN (DIAS)
1	W1	JABONILLAL	VI	2,627	6/01/2021 11:00	10/01/2021 10:30	3.98	3.90
2	W2	JABONILLAL	VI	3,292	12/01/2021 5:00	16/01/2021 19:30	4.60	4.59
3	W3	JABONILLAL	VI	2,888	24/01/2021 14:30	28/01/2021 7:00	3.69	3.72
4	L1	ZAPOTE	VI	2,551	30/01/2021 5:00	2/02/2021 12:00	3.29	3.54
5	W4	JABONILLAL	VI	2,720	4/02/2021 21:00	8/02/2021 5:00	3.33	3.72
6	W5	JABONILLAL	VI	2,523	10/02/2021 4:00	13/02/2021 9:00	3.21	3.50
7	W6	JABONILLAL	VI	3,310	18/02/2021 5:00	21/02/2021 12:30	3.31	4.72
8	W7	JABONILLAL	VI	1,607	24/02/2021 1:30	26/02/2021 12:00	2.44	3.00
9	W8	JABONILLAL	VI	3,731	28/02/2021 5:00	5/03/2021 16:30	5.48	4.41
10	Z1	LEONES	VI	4,983	14/03/2021 6:30	19/03/2021 16:00	5.40	6.65
11	P1	BODEGA	VI	5,560	21/03/2021 17:30	28/03/2021 18:30	7.04	7.12
12	Z2	LEONES	VI	1,866	31/03/2021 4:30	2/04/2021 18:00	2.56	3.00
13	Z3	LEONES	VI	1,800	5/04/2021 6:30	7/04/2021 12:30	2.25	3.50
14	X1	LOBO	VI	3,934	10/04/2021 0:00	14/04/2021 12:30	4.52	4.73
15	X2	LOBO	VI	3,800	16/04/2021 7:30	20/04/2021 6:00	3.94	5.00
16	X3	LOBO	VI	5,377	22/04/2021 15:00	29/04/2021 1:30	6.44	7.50
17	M1	SICHES	VI	4,991	1/05/2021 1:30	11/05/2021 15:00	10.56	6.00
18	M2	SICHES	VI	4,860	13/05/2021 15:00	24/05/2021 4:30	10.56	8.60
19	M3	SICHES	VI	5,590	25/05/2021 15:30	3/06/2021 11:30	8.83	7.74
20	L2	ZAPOTE	VI	2,582	5/06/2021 15:00	9/06/2021 12:00	3.88	3.65
21	W9	JABONILLAL	VI	2,890	11/06/2021 9:30	16/06/2021 12:00	5.10	4.30
22	Z4	LEONES	VI	1,978	18/06/2021 6:30	21/06/2021 14:00	3.31	3.10
23	Z5	LEONES	VI	1,856	23/06/2021 12:30	26/06/2021 12:45	3.01	2.85
24	Z6	LEONES	VI	2,202	28/06/2021 4:30	1/07/2021 14:00	3.40	3.15
25	Z7	LEONES	VI	1,680	3/07/2021 12:30	7/07/2021 16:00	4.15	3.17
26	Z8	LEONES	VI	1,910	10/07/2021 8:30	13/07/2021 13:30	3.21	3.40
27	Z9	LEONES	VI	1,844	15/07/2021 8:30	18/07/2021 12:00	3.15	3.50
28	Z10	LEONES	VI	4,338	20/07/2021 9:00	26/07/2021 6:00	5.88	7.10
29	Z11	LEONES	VI	3,778	28/07/2021 2:00	3/08/2021 6:00	6.17	6.00
30	Z12	LEONES	VI	3,725	5/08/2021 7:00	14/08/2021 9:00	9.08	5.97
31	Z13	LEONES	VI	4,897	16/08/2021 7:00	24/08/2021 1:30	7.77	6.45
32	W10	JABONILLAL	VI	4,450	26/08/2021 9:30	1/09/2021 13:30	6.17	7.58
33	Z14	LEONES	VI	1,762	3/09/2021 11:30	6/09/2021 20:00	3.35	3.10
34	W11	JABONILLAL	VI	2,740	9/09/2021 2:00	12/09/2021 23:59	3.92	4.44
35	T1	RIO BRAVO	VI	2,700	15/09/2021 4:30	18/09/2021 21:00	3.69	4.35
36	L3	ZAPOTE	VI	2,250	20/09/2021 15:30	25/09/2021 3:00	4.48	4.50
37	W12	JABONILLAL	VI	5,600	1/04/2021 14:00	10/04/2021 23:59	9.42	9.00
38	W13	JABONILLAL	VI	7,518	14/04/2021 17:00	25/04/2021 14:00	10.88	12.79
39	K1	HONDA	VI	6,490	29/04/2021 3:00	11/05/2021 12:30	12.40	11.42
40	R1	COBRA	VI	6,525	14/05/2021 10:00	24/05/2021 23:59	10.58	9.33
41	R2	COBRA	VI	6,910	27/05/2021 20:00	6/06/2021 16:00	9.83	11.25

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

Tabla 6 *Indicador de éxito de encontrar hidrocarburos comerciales*

N°	Pozo	Yacimiento	Ex Lote	Año	Fms. Abiertas	Recuperacion Final, MBbls	"Van (10%)
1	W1	JABONILLAL	VI	2021	Par.Inf.	28.7	326.66
2	W2	JABONILLAL	VI	2021	Par.Inf.	5.4	241.51
3	W3	JABONILLAL	VI	2021	Par.Inf.	6.8	173.37
4	L1	ZAPOTE	VI	2021	Par.Inf.	12.7	18.88
5	W4	JABONILLAL	VI	2021	Par.Inf.	20.8	165.33
6	W5	JABONILLAL	VI	2021	Par.Inf.	42.7	631.06
7	W6	JABONILLAL	VI	2021	Paleg-Par.Inf.	21.2	163.34
8	W7	JABONILLAL	VI	2021	Par.Inf.	27.5	413.63
9	W8	JABONILLAL	VI	2021	Mog.Rep.-Par.Inf.	10.1	165.20
10	Z1	LEONES	VI	2021	Mog.	7.8	280.72
11	P1	BODEGA	VI	2021	Mog.-Par.Inf.	0.0	#¡DIV/0!
12	Z2	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	9.4	52.78
13	Z3	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	16.4	77.08
14	X1	LOBO	VI	2021	Hel.	15.5	56.10
15	X2	LOBO	VI	2021	Hel.	36.9	566.82
16	X3	LOBO	VI	2021	Mog.	31.4	776.14
17	M1	SICHES	VI	2021	Tal.	30.4	181.02
18	M2	SICHES	VI	2021	Par.Sup.	16.3	176.02
19	M3	SICHES	VI	2021	Mog.	5.7	449.81
20	L2	ZAPOTE	VI	2021	Par.Inf.	10.5	44.32
21	W9	JABONILLAL	VI	2021	Mog.-Par.Inf.	16.6	37.35
22	Z4	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	28.4	250.26
23	Z5	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	22.2	259.15
24	Z6	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	3.9	196.42
25	Z7	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	9.0	6.05
26	Z8	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	10.1	17.73
27	Z9	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	4.4	189.10
28	Z10	LEONES	VI	2021	Mog.	2.9	439.01
29	Z11	LEONES	VI	2021	Mog.	2.2	408.99
30	Z12	LEONES	VI	2021	Mog.	2.8	530.73
31	Z13	LEONES	VI	2021	Mog.	3.0	430.29
32	W10	JABONILLAL	VI	2021	Mog.Rep.	6.0	307.84
33	Z14	LEONES	VI	2021	Par.Inf.	2.8	262.70
34	W11	JABONILLAL	VI	2021	Par.Inf.	2.3	273.44
35	T1	RIO BRAVO	VI	2021	Par.Sup.	31.0	316.19
36	L3	ZAPOTE	VI	2021	Par.Inf.	26.7	247.04
37	W12	JABONILLAL	VI	2021	Mog.-Par.Inf.	16.5	234.28
38	W13	JABONILLAL	VI	2021	B.Salina	94.2	1400.47
39	K1	HONDA	VI	2021	Mog.	27.8	1.09
40	R1	COBRA	VI	2021	Mog.	5.7	549.00
41	R2	COBRA	VI	2021	Mog.	22.5	107.12

Indicador de éxito de encontrar hidrocarburos comerciales**41.5%**

4.3 Ingeniería de Producción

4.3.1 Indicadores de gestión de producción:

Tabla 7 Índice de declinación de pozos antiguos *Curva Básica* Tasa de declinación anual 11%

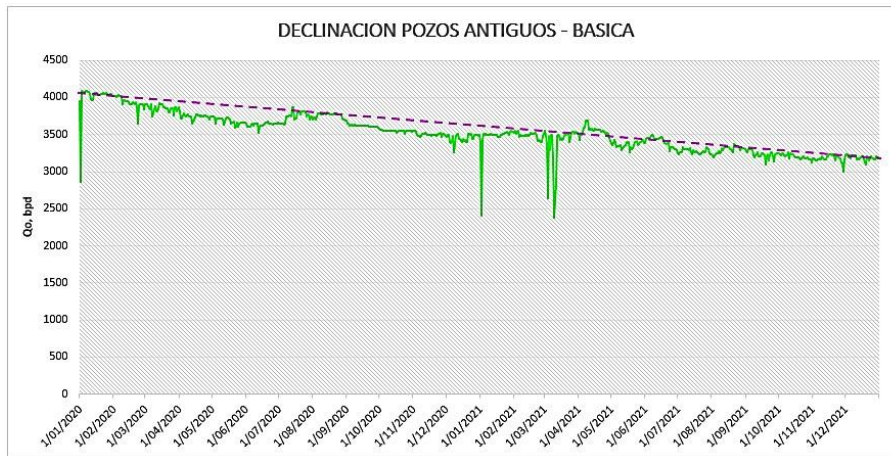


Tabla 8 Factor de Fiscalización de Producción

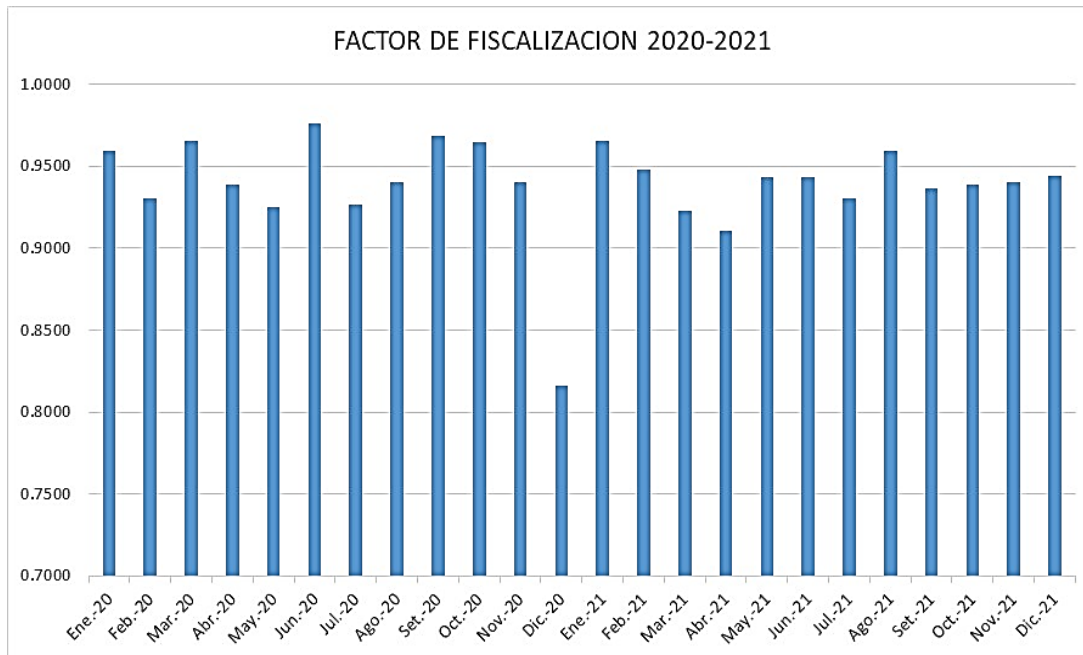
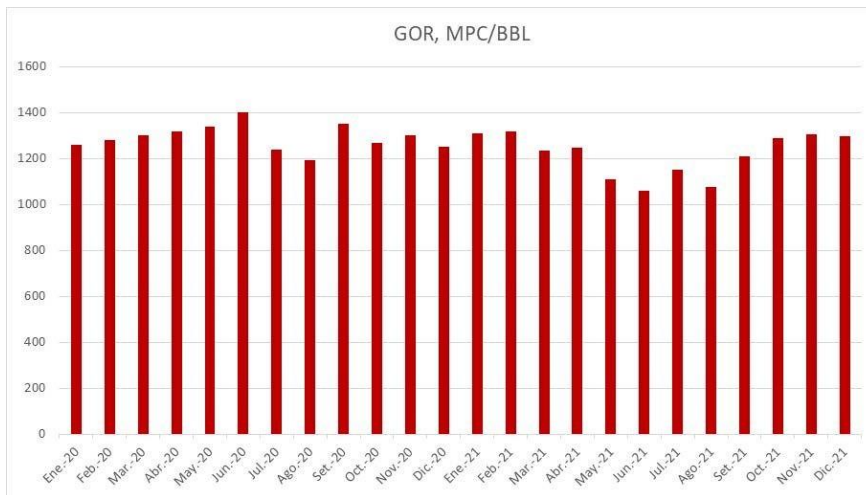
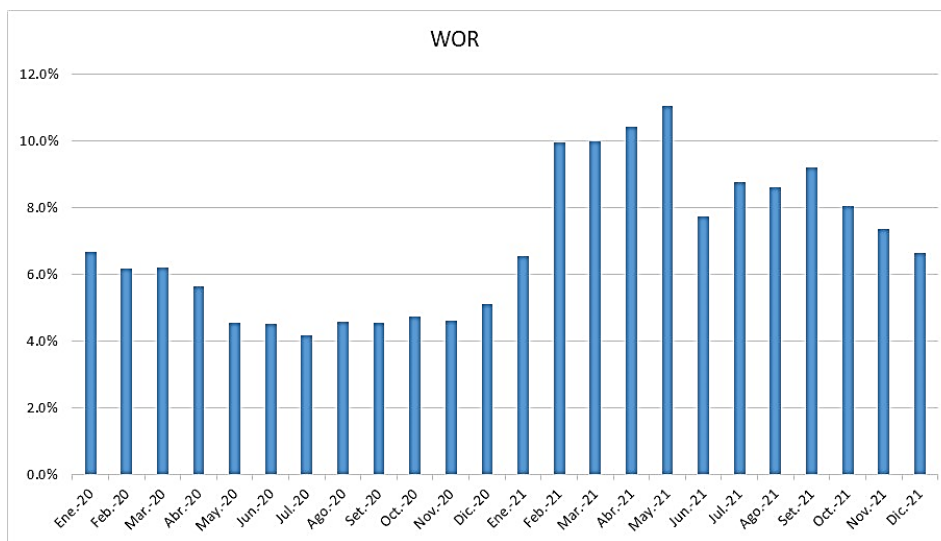


Tabla 9 Relación Gas/Petróleo (GOR)**Tabla 10** Relación Agua/Petróleo (WOR)**Tabla 11** Balance y distribución de Petróleo producido

MES	CONSUMOS, BBL		VENTA, BBL	TOTAL
	FRACTURAMIENTO	COMBUSTIBLE		
Ene-20	0	0	120,616	120,616
Feb-20	0	0	108,138	108,138
Mar-20	0	0	117,081	117,081
Abr-20	0	0	107,428	107,428
May-20	0	0	107,808	107,808

Jun-20	0	0	107,737	107,737
Jul-20	0	0	109,035	109,035
Ago-20	0	0	111,020	111,020
Set-20	0	0	105,835	105,835
Oct-20	0	0	107,431	107,431
Nov-20	0	0	99,466	99,466
Dic-20	0	0	87,464	87,464
Ene-21	0	0	104,548	104,548
Feb-21	0	0	98,145	98,145
Mar-21	0	0	106,656	106,656
Abr-21	0	0	105,640	105,640
May-21	0	0	122,923	122,923
Jun-21	0	0	132,960	132,960
Jul-21	0	0	135,115	135,115
Ago-21	0	0	139,377	139,377
Set-21	0	0	124,029	124,029
Oct-21	0	0	127,617	127,617
Nov-21	0	0	121,234	121,234
Dic-21	0	0	125,089	125,089

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

Tabla 12 Balance y distribución de Gas producido

BALANCE DE GAS, MPC									
MES	VENDIDO	COMBUSTIBLE	GAS LIFT/PLUNGER	VENTEO OPERATIVO	VENTEO POR EMERGENCIA	INYECTADO	QUEMADO	CONDENSADO	TOTAL
Ene-20	121,836	24,974	5,879	0	0	4,534	4,360	6,904	168,487
Feb-20	116,974	22,931	5,894	0	0	3,289	3,948	6,628	159,664
Mar-20	126,917	24,623	6,076	0	0	1,124	3,931	7,190	169,861
Abr-20	119,708	24,128	6,355	0	0	0	3,740	6,787	160,718
May-20	61,183	24,575	6,455	0	0	66,397	3,583	3,466	165,659
Jun-20	88,095	23,982	6,619	0	0	38,695	3,561	4,993	165,945
Jul-20	102,337	24,724	6,595	0	0	13,734	3,608	5,802	156,800
Ago-20	104,954	24,645	5,184	0	0	5,320	3,486	5,946	149,535
Set-20	118,402	23,667	5,294	0	0	0	3,385	6,707	157,455
Oct-20	92,291	23,846	6,004	0	0	21,809	3,326	5,231	152,507
Nov-20	108,147	23,668	5,749	0	0	1,268	3,283	6,128	148,243
Dic-20	116,720	24,703	6,023	0	0	0	3,614	6,615	157,675
Ene-21	86,029	24,488	5,590	0	0	29,987	3,578	4,875	154,547
Feb-21	43,607	22,362	5,151	0	0	69,120	3,117	2,471	145,828
Mar-21	73,421	24,881	5,579	0	0	42,386	2,483	4,161	152,911
Abr-21	93,096	25,206	5,412	0	0	23,721	2,469	5,276	155,180
May-21	115,664	26,524	7,690	0	0	0	2,498	6,555	158,931
Jun-21	117,699	25,937	7,883	0	0	3,789	2,416	6,670	164,394
Jul-21	136,146	26,892	7,977	0	0	988	2,443	7,714	182,160

Ago-21	127,233	27,207	8,467	0	0	0	2,346	7,210	172,463
Set-21	130,641	26,010	7,933	0	0	0	2,118	7,403	174,105
Oct-21	144,391	26,636	8,615	0	0	0	2,004	8,179	189,825
Nov-21	139,514	26,473	8,321	0	0	0	1,896	7,906	184,110
Dic-21	142,332	27,254	8,690	0	0	0	1,936	8,067	188,279

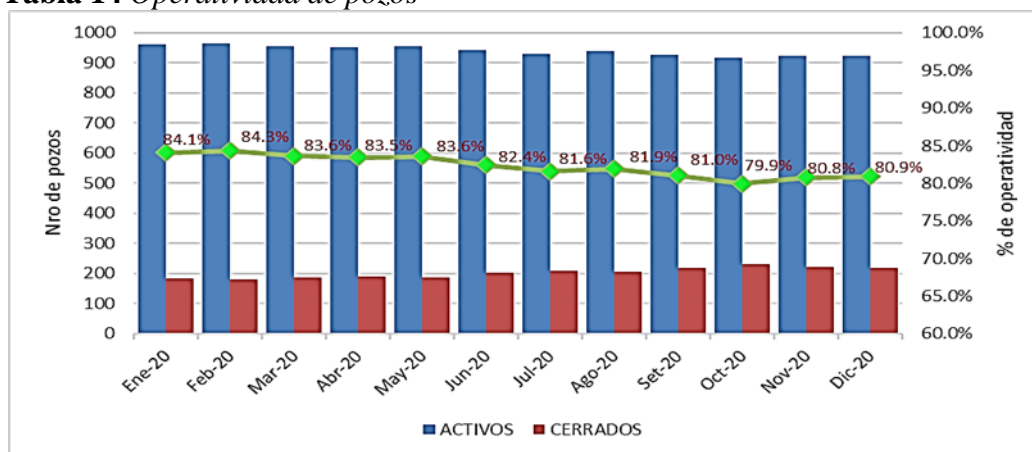
Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

Tabla 13 Balance y distribución de Agua producida

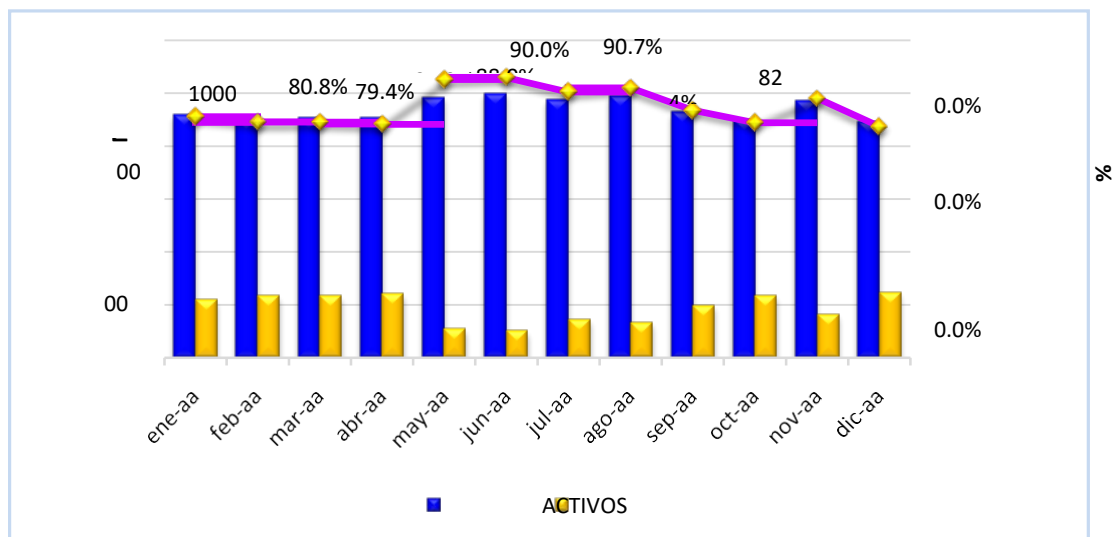
PRODUCCION DE AGUA (BPD)					
MES	INYECTADO (BPD)		Otros (Pulling, Pruebas Hidráulicas)	Campo (d)	TOTAL AGUA PRODUCIDA (a+b+c+d)
	DISPOSAL (a)	RECUPERACION SECUNDARIA (b)			
Ene-20	710	0	580	6953	8243
Feb-20	604	0	470	5972	7046
Mar-20	789	0	290	6325	7404
Abr-20	699	0	320	5315	6334
May-20	583	0	150	4479	5212
Jun-20	845	0	0	4093	4938
Jul-20	738	0	80	4015	4833
Ago-20	798	0	180	4358	5336
Set-20	706	0	190	4055	4951
Oct-20	608	0	240	4383	5231
Nov-20	629	0	320	3911	4860
Dic-20	776	0	420	4274	5470
Ene-21	855	0	540	5660	7055
Feb-21	846	0	350	9062	10258
Mar-21	1066	0	280	10190	11536
Abr-21	1107	0	320	10653	12080
May-21	1012	0	310	12868	14190
Jun-21	897	0	400	9561	10858
Jul-21	888	0	340	11393	12621
Ago-21	911	0	290	11243	12444
Set-21	1096	0	230	10798	12124
Oct-21	1088	0	290	9531	10909
Nov-21	1036	0	380	8052	9468
Dic-21	891	0	260	7618	8769

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

Tabla 14 Operatividad de pozos



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

Tabla 15 Operatividad de pozos Periodo Enero – Diciembre 2021

➤ Factor de eficiencia de extracción de GL/PL intermitente

Para determinar la eficiencia de un pozo de gas intermitente se utilizan los registros acústicos mediante el uso del equipo Echometer Sonolog, el cual nos permite calcular la eficiencia de levantamiento respecto al volumen producido vs el volumen en fondo.

La eficiencia calculada más el comportamiento de la presión de fondo, la presión de inyección, y producción en superficie, el volumen inyectado y la tendencia a formar parafina, son analizados en conjunto para definir la estrategia de optimización como: cambio de ciclo de inyección, cambio de tiempo de inyección, cambio de válvula de gas lift, limpieza de parafina con slickline. Actualmente se tiene 08 pozos de gas lift trabajando con una eficiencia de 76%. Ver tabla N° 16.

Tabla 16 pozos de gas lift

POZO	PRODUCCION, bopd	LOCACIÓN	CHOKE	INYECCION	CICLOS	EFICIENCIA; %	VALV. OPER.
13222	4.0	Punta lobos A	7/16"	3' x 69'	20	70	395# 3/8"
13225	7.0	Punta lobos A	3/8"	3'30"*41'30"	32	75	425# 1/4"
13228	6.0	Punta lobos A	5/16"	3' x 27'	48	77	350# 5/16"
13272	6.0	Punta lobos A	5/16"	3' x 27'	48	83	435# 5/16"
13292	6.0	Punta lobos A	7/16"	3' x 27'	48	82	450# 3/8"
13297 DA	3.0	Punta lobos A	5/16"	3' x 57'	24	71	400#
13297 DB	4.0	Punta lobos A	3/8"	2' x 58'	24	74	420# 5/16"
13297 DC	8.0	Punta lobos A	3/8"	3' x 42'	32	72	370# 5/16"

➤ **Frecuencia de prueba de pozos**

Los Pozos se probarán en las Baterías de Producción lo más seguido posible, de acuerdo a su importancia relativa en el sistema. La prueba durará lo necesario para ser representativa de las características de los fluidos producidos por el Pozo. Lo recomendable es hacer tres (3) mediciones de pozo por mes.

Los pozos se prueban de acuerdo a programa de prueba de cada batería, en función del tipo de pozo y si se ha realizado algún trabajo (Pulling, W/O, reespaceado de bomba, etc)

A continuación se muestra el resultado de las pruebas ejecutadas en el pozo 13258 de la batería 504, donde se evidencia que el pozo ha sido medido en batería hasta en 07 ocasiones durante el mes de noviembre 2021 debido principalmente por ser un pozo tipo "A", con producción mayor a 09 bopd. Ver Tabla N° 7.

Tabla 17 Frecuencia de prueba de pozos

FECHA	POZO	BATERÍA	MÉTODO	TIPO DE PRUEBA	PETRÓLEO	AGUA	GAS	HORAS PRUEBA	GOR
Nov 5, 2021	13258	504	PUG	TANQUE DE BATERIA	14	0	27.8	24	1986
Nov 17, 2021	13258	504	PUG	TANQUE DE BATERIA	12	0	26.1	24	2175
Nov 18, 2021	13258	504	PUG	TANQUE DE BATERIA	14	0	27.3	24	1950
Nov 21, 2021	13258	504	PUG	TANQUE DE BATERIA	13	0	24.1	24	1854
Nov 27, 2021	13258	504	PUG	TANQUE DE BATERIA	14	0	22.7	24	1621
Nov 28, 2021	13258	504	PUG	TANQUE DE BATERIA	13	0	19.6	24	1508
Nov 29, 2021	13258	504	PUG	TANQUE DE BATERIA	13	0	24.2	24	1862

Tabla 18 Frecuencia de Servicio de pozos – Pulling. IPA -LOTE VII/VI

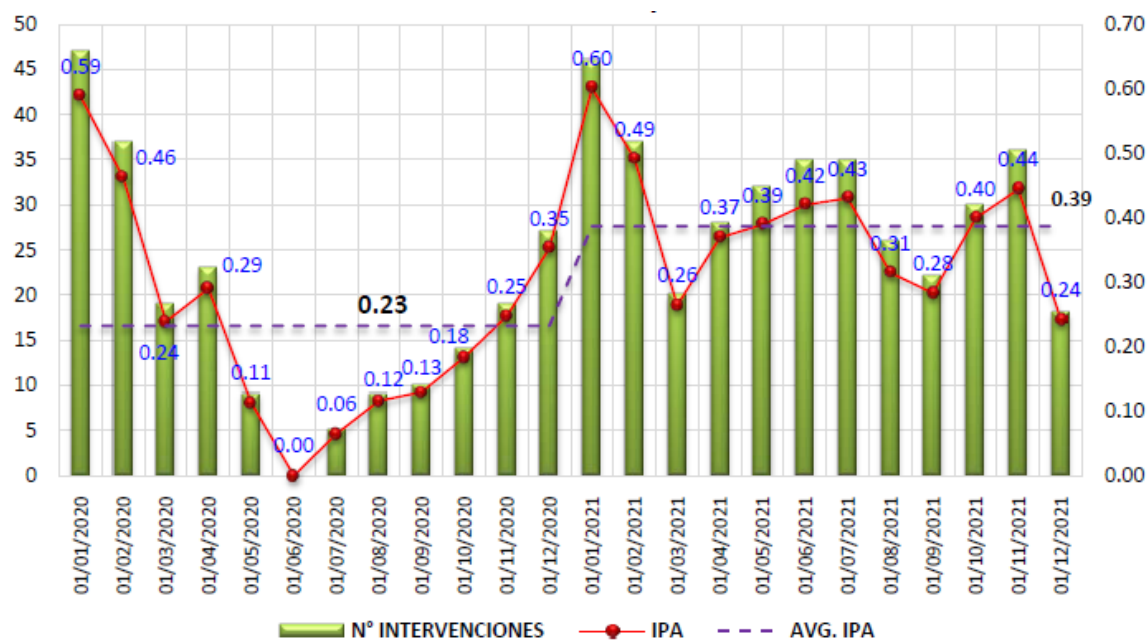


Tabla 19 Pozos de producción - IPA

FECHA	N° INTERVENCIONES	POZOS EN PRODUCCIÓN	IPA	AVG. IPA
Ene-2020	47	958	0.59	0.23
Feb-2020	37	961	0.46	0.23
Mar-2020	19	953	0.24	0.23
Abr-2020	23	951	0.29	0.23
May-2020	9	954	0.11	0.23
Jun-2020	0	941	0.00	0.23
Jul-2020	5	929	0.06	0.23
Ago-2020	9	931	0.12	0.23
Set-2020	10	925	0.13	0.23
Oct-2020	14	914	0.18	0.23
Nov-2020	19	921	0.25	0.23
Dic-2020	27	918	0.35	0.23
Ene-2021	46	918	0.60	0.39
Feb-2021	37	905	0.49	0.39
Mar-2021	20	908	0.26	0.39
Abr-2021	28	909	0.37	0.39
May-2021	32	986	0.39	0.39
Jun-2021	35	1000	0.42	0.39
Jul-2021	35	976	0.43	0.39
Ago-2021	26	991	0.31	0.39
Set-2021	22	931	0.28	0.39
Oct-2021	30	901	0.40	0.39
Nov-2021	36	973	0.44	0.39
Dic-2021	18	893	0.24	0.39

4.4 Planes vs Resultados 2020

4.4.1 Perforación de Pozos

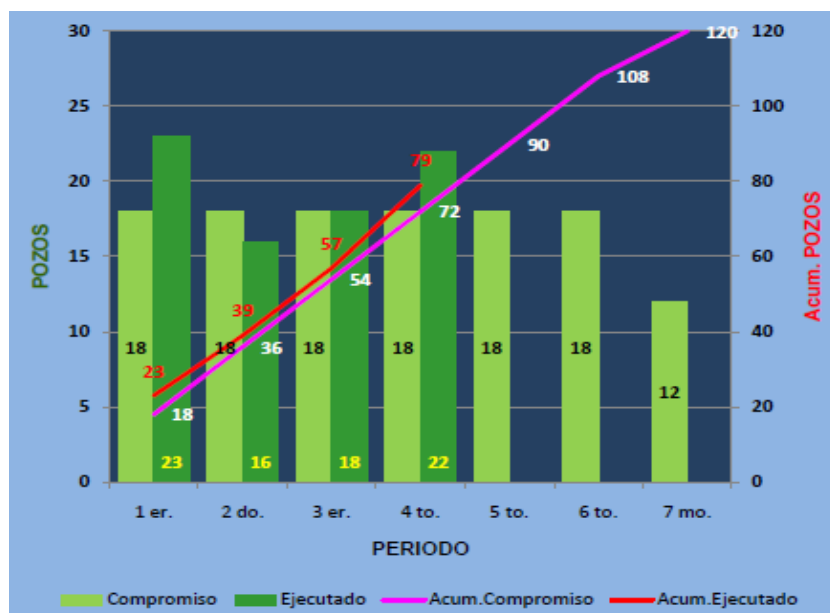
- Para el año 2021 se programó perforar 41 pozos debido a que en el año 2020 no fue posible realizar trabajos de perforación por los problemas de salud conocido por todos (Covid-19). El 15 de marzo del 2020, mediante Decreto Supremo N°044-2020-PCM, se declaró el Estado de Emergencia Nacional por las graves circunstancias que afectan la vida de la nación a consecuencia del brote del Covid-19, decretando la inmovilidad a nivel nacional hasta el 31 de julio del 2020.
- El 10 de julio del 2020 con Carta N° GGRL-SUPC-GFST-00805-2020 Perupetro manifestó conformidad a la invocación de Fuerza Mayor para el PM de perforación de pozos en el Lote VII/VI, desde el 16.03.2020.
- El 04 de enero de 2021 con carta GGRL-SUPC-GFST-00002-2021 Perupetro da por terminado el periodo de fuerza mayor, indicando como fecha de término de la Fuerza Mayor el día 03.12.2020.

Con lo indicado en la diapositiva anterior los periodos para la perforación de pozos se modificarían y quedarían como se muestra en el cuadro siguiente:

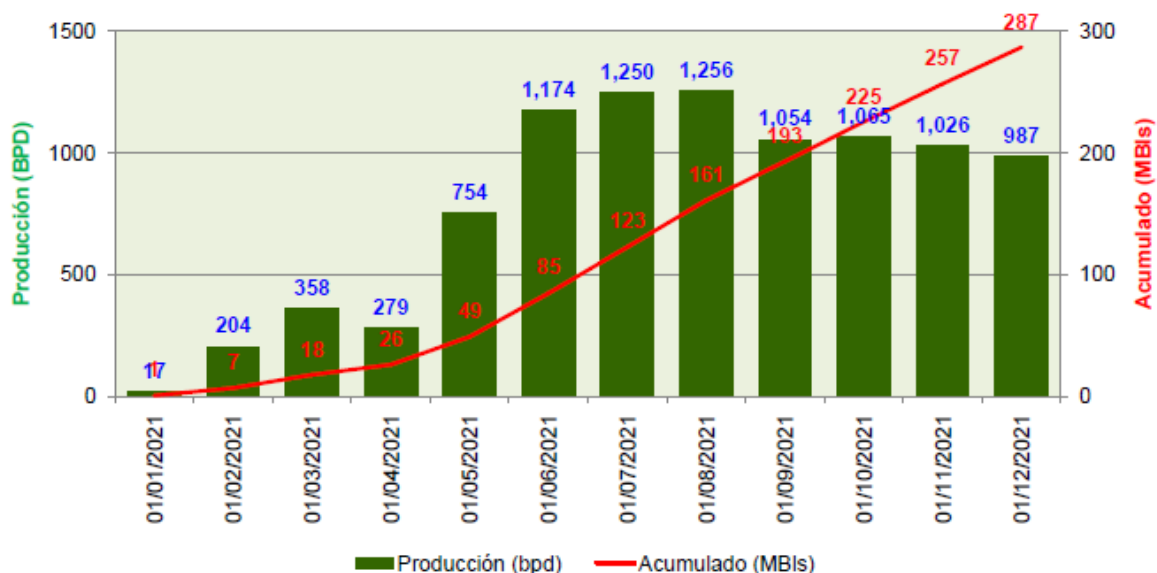
Tabla 20 Perforaciones ejecutadas

PERIODO	INICIO	TERMINO	CUMPLIMIENTO
1 er.	09/12/2015	08/12/2016	SI
2 do.	09/12/2016	08/12/2017	SI
3 er.	09/12/2017	08/12/2018	SI
4 to.	09/12/2018	08/12/2019	SI
5 to.	09/12/2019	15/03/2020	
Fuerza Mayor	16/03/2020	03/12/2020	
5 to.	04/12/2020	28/08/2021	Pendiente
6 to.	29/08/2021	28/08/2022	Pendiente
7 mo.	29/08/2022	28/08/2023	Pendiente

PERFORACION DE POZOS EX LOTE VI (ejecutados)						
Reservorio	2016	2017	2018	2019	2021	Total
Basal Salina	0	5	4	8	2	19

Figura 33 Perforación de pozos (120 Pozos en 7 periodos)

Se cumplió con la perforación de 41 pozos en el año 2021 y se da por finalizado el programa mínimo de trabajo adicional de perforar 120 pozos en 7 periodos de un año cada uno. Los resultados de producción de la perforación de los 41 pozos en el año 2021 es el siguiente:

Figura 34 Perforación 2021 (41 Pozos)

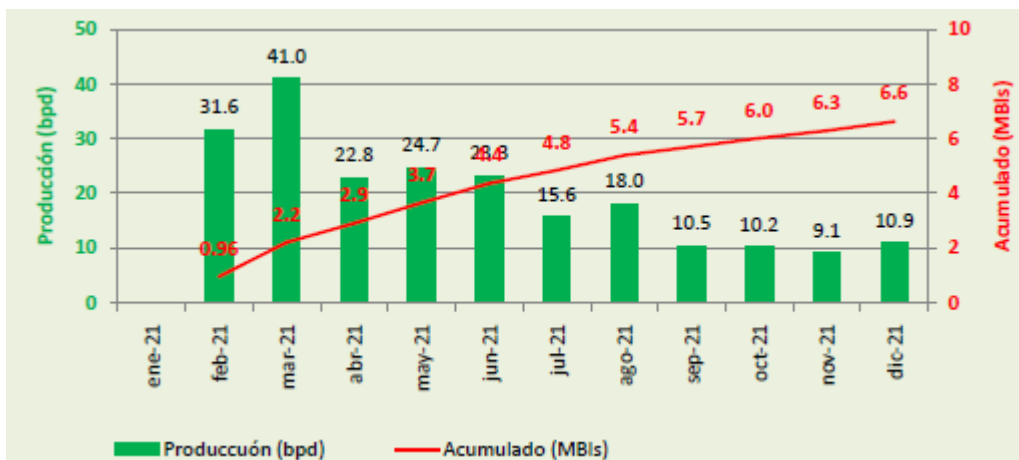
4.4.2 Reacondicionamientos

En el año 2021 se realizaron 3 retrabajos no programados, los resultados fueron los siguientes:

POZO	YACIMIENTO	RESERVORIO	INTERVALO	Etapas	TRABAJOS	RPR	EUR Oct.2023 MBIs.
15386D	Leones	Pariñas Inf.	1937'-1748'	I	Baleo-Frac.	32x0xPU	8.1
15387D	Leones	Pariñas Inf.	1960'-1733'	I	Baleo-Frac.	14x0xPU	1.3
15469D	Rio Bravo	Pariñas Inf.	3042'-2944'	I	Baleo-Frac.	No Incremento	0

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

Figura 35 Incremento de Producción de Petróleo (Reacondicionamientos 2021)



4.4.3 Cumplimiento del DS N°081-2007-EM

En cumplimiento de la normativa vigente del D.S. N°081-2007-EM se realizaron los siguientes trabajos:

- Monitoreo químico para proteger los ductos de acero de la corrosión interior.
- Mantenimiento de los sistemas de protección catódica: ánodos de sacrificio (Mg+, Zn+), cables, postes de medición, hidratación de ánodos, etc.
- Toma de espesores para confirmar el estado de desgaste de las tuberías de acero.
- Limpieza interna de tuberías a través de pig raspa tubos.

4.4.4 Aspectos Ambientales

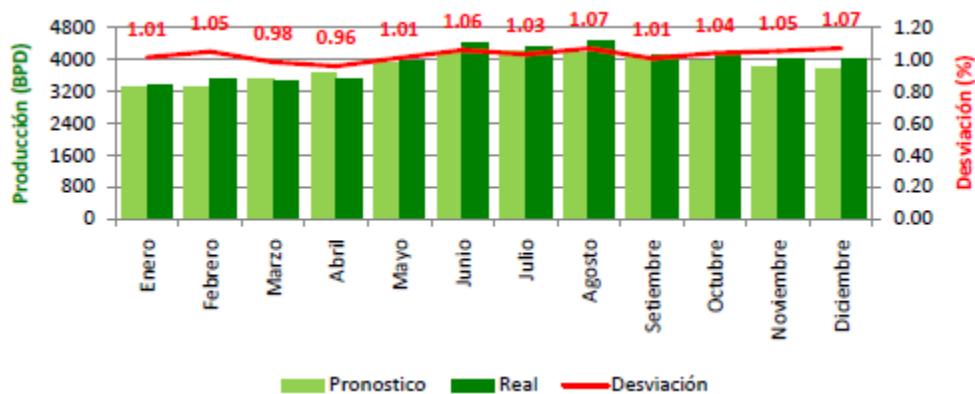
A continuación se detalla la las actividades gestionadas con la DGAAH, en relación al proceso de evaluación del Plan de Abandono por Término de Contrato del Lote VII/VI.

- Se recepcionó de PERUPETRO carta GGRL-SUPC-GFST-00562-2021 del 19 de abril de 2021, a través del cual solicita a SAPET incluir el abandono de 171 al Plan de Abandono por Término del Contrato del Lote VII/VI.

4.4.5 Producción Lote VII/VI

La desviación promedio para el Lote VII/VI respecto al pronóstico para el año 2021 fue de + 3% que estaría dentro de rangos normales.

Figura 37 Pronostico vs Producción de Petróleo Lote VII/VI 2021



La desviación promedio de la producción básica respecto a nuestro pronóstico para el año 2021 fue de + 6% que estaría dentro de rangos normales.

Figura 38 Pronostico vs Producción de Petróleo Básica Lote VII/VI 2021

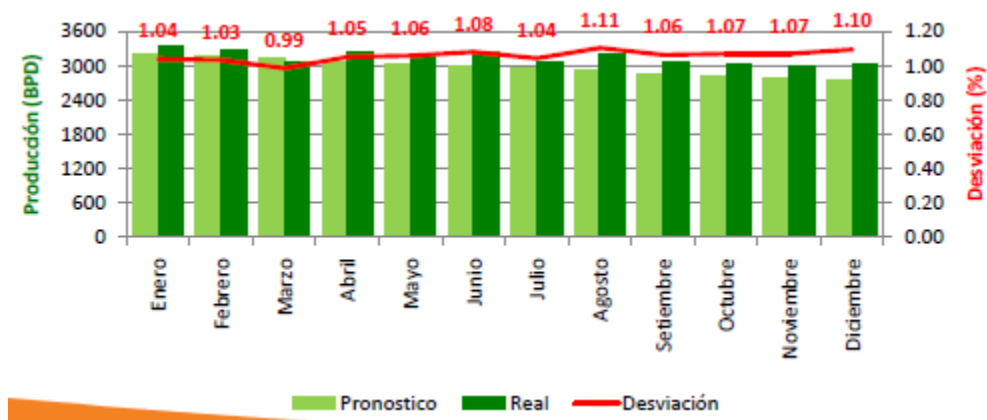
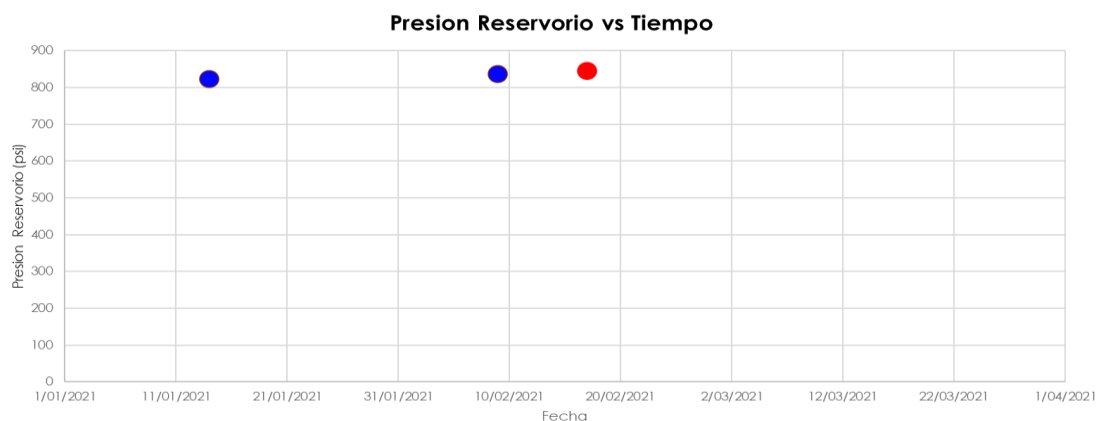
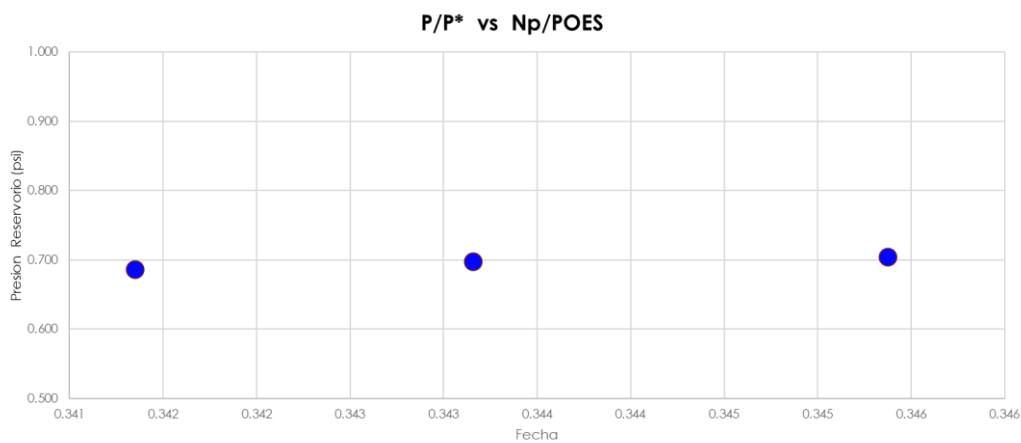


Figura 39 Presión del Reservorio vs Tiempo VII/VI 2021

De la gráfica se observa que el bloque tiene una presión promedio de 850 Psi.

Figura 40 Data de presión y acumulado del bloque

P reservorio (P*) =	1,200	Psi			
POES =	5,960,999	STB			
Fecha	Pozo	Presión	P/P*	Np	Np/POES
14/01/2021	15120	823	0.686	2,034,791	0.341
09/02/2021	15105D	836	0.697	2,045,573	0.343
17/02/2021	15010D	844	0.703	2,058,786	0.345



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

CAPITULO V: ANALISIS ECONOMICO

5.1 Ingresos, costos, gastos e Inversiones

➤ Ingresos:

El 2021 se perforaron 41 pozos con un incremento de producción 287mil barriles, y el precio de crudo aumento de \$41 a \$69

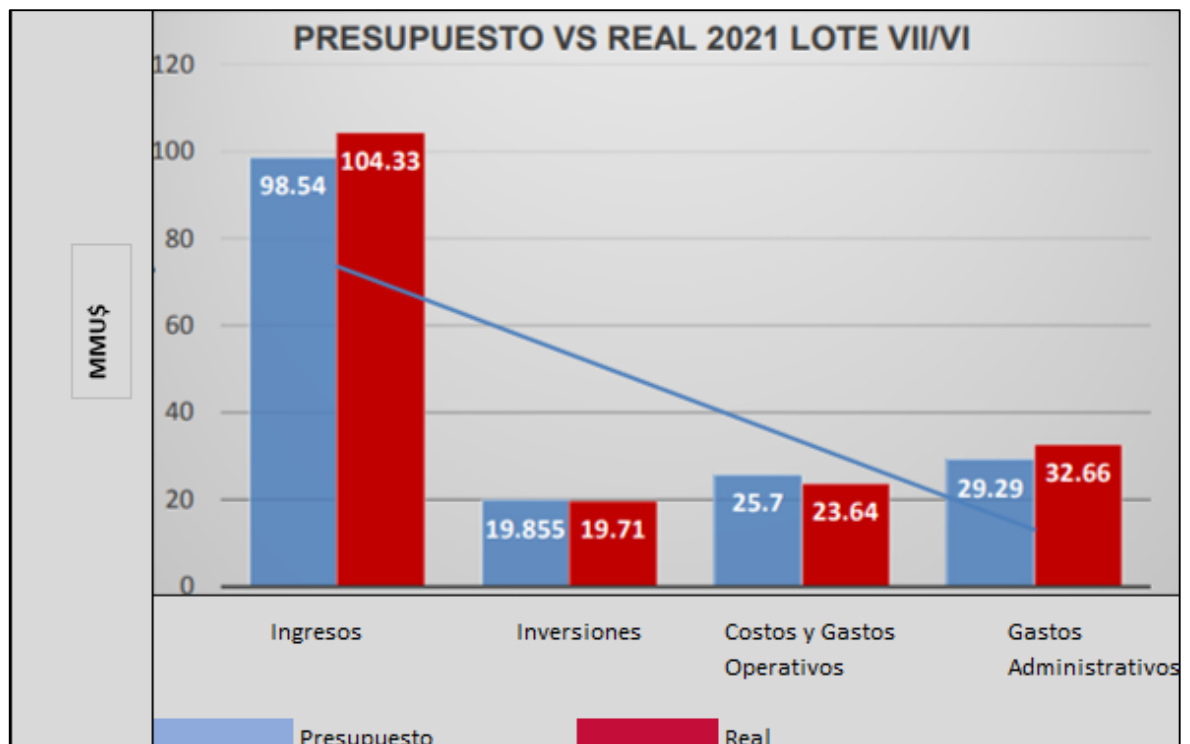
➤ Inversiones:

El 2021 se perforaron 41 pozos con una inversión de 20 millones.

➤ Gastos:

Se incrementaron los gastos por aumento de pago de regalías por incremento de producción y precio de crudo.

Figura 41 Presupuesto Vs Real 2021 Lote VII/VI



CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La importancia de determinar la presión para conocer el estado de energía del bloque y así poder saber si podemos seguir explotando dicho bloque, colocando pozos nuevos y seguir produciendo petróleo y aumentando la producción del Lote VI, de esa manera estaríamos produciendo a su recuperación máxima eficiente-MER.
- Para obtener una producción de máxima eficiencia en la cuenca Talara, los pozos deben ser baleados y fracturados por etapas.
- Para evaluar correctamente las reservas se ha incorporado adecuadamente los indicadores de gestión como instrumento de apoyo para verificar si nos encontramos en los rangos permisibles y en caso no nos encontremos en dichos rangos implementar los mecanismos necesarios para producir a su máxima eficiencia MER.
- Para seguir incrementado la producción de petróleo en la cuenca Talara se debe invertir, colocando pozos nuevos o realizando trabajos de workover.
- Con relación a la optimización de la producción en el periodo 2020- 2021 se efectuó medidas físicas en los pozos con EBM y cambio de método de producción. Los trabajos se continuarán realizando hasta el término del contrato.

CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

Ahmed, T. (2018). *Reservoir engineering handbook*. Gulf professional publishing.

Guía General de Supervisión del MER *para Reservorios / Yacimientos de Hidrocarburos Líquidos*. Unidad de Exploración y Explotación División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos. Diciembre 2016

Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía OSINERGMIN – Ley 26734, 1996
<https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/construccion.htm>

MacCain,, J. W. (1994). *Heavy components control reservoir fluid behavior*. *Journal of Petroleum Technology*, 46(09), 746-750.

Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.

Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos – D.S. 032-2004-EM, 2004

Sapet Development Perú Inc. Recuperación Máxima Eficiente (MER) Lote VII/VI. Periodo 2020-2021.