

**ESTUDIO DE INCENTIVOS
GUBERNAMENTALES Y DESARROLLO DE
ESTRATEGIAS PARA REVITALIZAR CAMPOS
MADUROS DE CRUDO PESADO EN LA
SELVA PERUANA
(Pre & Post COVID19)**

Preparado por:

Ing. (s): Víctor Huerta, Nosser Jurado



Society of Petroleum Engineers
Lima Section



Descargo de Responsabilidad (Disclaimer)

- El presente trabajo es una actualización del artículo técnico SPE-196217-MS, presentado en Octubre del 2019 en la Conferencia Anual de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (ATCE), llevada a cabo en la ciudad de Calgary, Alberta, Canadá
- Los autores del artículo técnico y del presente análisis no se hacen responsables por cualquier tipo de decisión que pueda tomarse o de cualquier opinión generada en base a la información aquí descrita
- El presente análisis es una actualización a Agosto de 2020 del artículo técnico basado en data proporcionada por Perupetro mediante carta notarial en el 2019 y de fuentes públicas de información tales como presentaciones corporativas
- Mediante este trabajo los autores desean mostrar las interacciones y el potencial de los lotes petroleros en la selva del Perú, especialmente en el marco del COVID19

Glosario de términos y unidades

COGEH	Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook, Manual de Evaluación de Petróleo y Gas Canadiense	mm\$USD	Millones de dólares americanos
PDP	Proved Developed Producing, Reservas Probadas en Producción	mmbbl	Millones de Barriles
PDNP	Proved Developed Non-Producing, Reservas Desarrolladas en No Producción	VPN10	Valor Presente Neto a descuento del 10%
PUD	Proved Undeveloped, Reservas Probadas No Desarrolladas	bbl/d	Barriles de petróleo por día
TP	Total Proved, Total Reservas Probadas (1P, PRMS)	mmboe	Millones de Barriles Equivalentes de Petróleo
TPP	Total Proved+Probable, Total Reservas Probadas + Probables (2P, PRMS)	DCET	Drilling, Completion, Equipment & Tie-in
TPPP	Total Proved+Probable+Possible, Total Reservas Probadas + Probables + Posibles (3P, PRMS)		
2C	Recursos Contingentes (P50)		

Índice

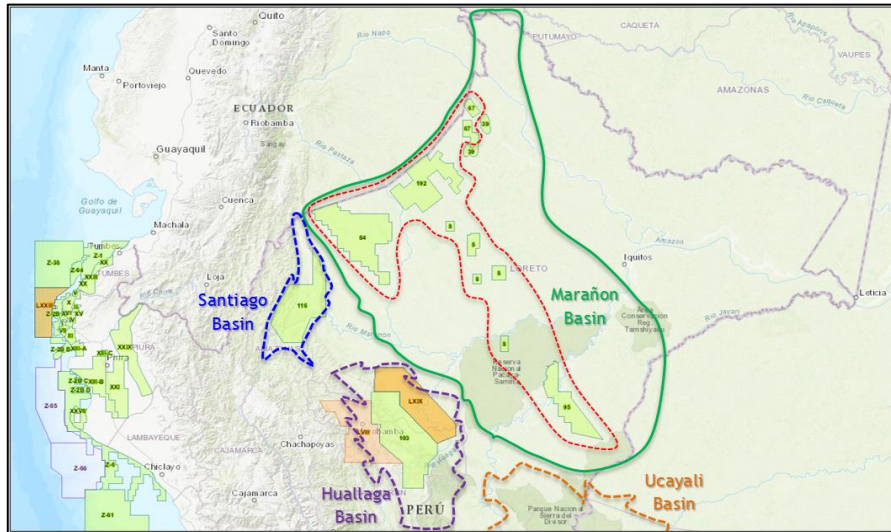
1. Introducción y estado actual de los lotes en la selva peruana
2. Tecnologías disponibles para incrementar el recobro en campos de petróleo pesado
3. Metodología de Construcción del Modelo Técnico-Económico por Etapas
4. Modernización del Oleoducto Norperuano y su efecto en las Reservas
5. Resultados de la Modernización del ONP Post COVID19
6. Canon, Sobrecanon, Regalías, Impuestos y Autofinanciamiento del Proyecto
7. Conclusiones
8. Q&A



1.-Introducción y estado actual de los lotes en la selva peruana

Introducción

Lotés de la Cuenca del Marañón



Reservas y Recursos de Petróleo y Líquidos a Nivel Perú

Reservas Totales de Petróleo y Líquidos de Gas Natural, Fecha Efectiva: 31 de Diciembre de 2018				
Tipo	Reservas			Recursos Contingentes
	1P	2P	3P	
	mmbbl	mmbbl	mmbbl	mmbbl
Petróleo	344.5	77.2	238.8	788.8
Líquidos de Gas Natural	514.4	96.5	84.7	128.1
Total Líquidos	858.9	173.7	323.4	916.9
Porcentaje (Petróleo)	40%	44%	74%	86%

Reservas y Recursos de Petróleo

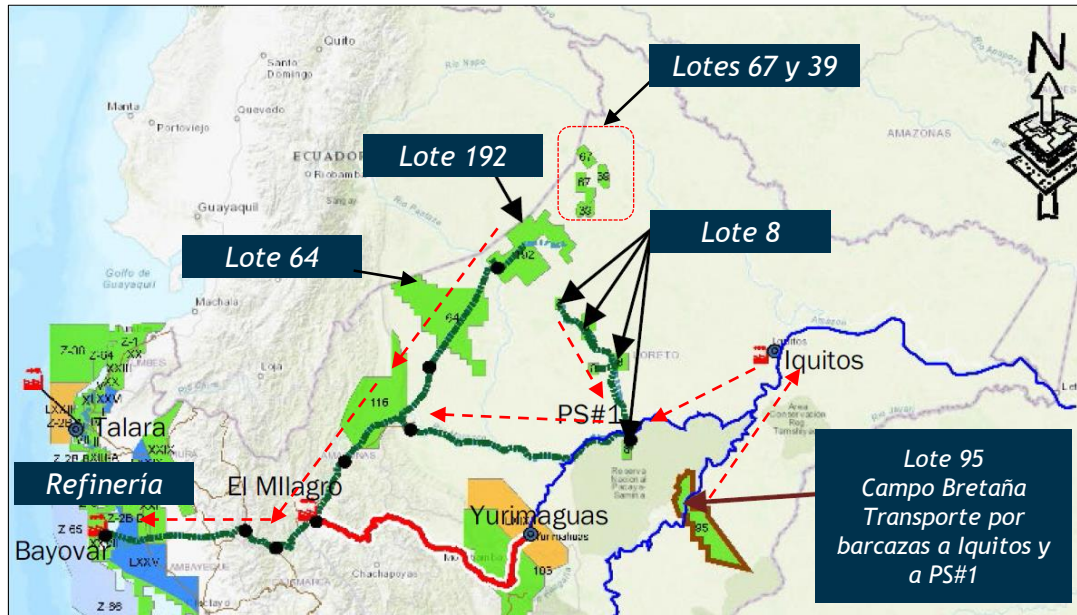
Reservas Totales de Petróleo por Lote, Cuenca del Marañón					
Fecha Efectiva: 31 de Diciembre de 2018					
Lote	Reservas			Rec. Cont.	Tipo de Crudo
	1P	2P	3P	2C	
	mmbbl	mmbbl	mmbbl	mmbbl	Rango
192	83.3	3.8	2.9	123.6	Liviano a Pesado
64	24.6	15.8	157.9	43.8	Liviano
67	7.8	1.6	8.5	102.8	Pesado
39	-	-	-	193.0	Pesado
8	28.2	0.0	0.8	28.2	Mediano a Pesado
95	16.9	20.6	38.3	0.0	Pesado
Total	160.9	41.9	208.4	491.4	Liviano a Pesado

Reservas Totales de Petróleo por Área de Explotación, Fecha Efectiva: 31 de Diciembre de 2018				
Área	Reservas			Recursos Contingentes
	1P	2P	3P	
	mmbbl	mmbbl	mmbbl	mmbbl
Selva Norte	160.9	41.9	208.4	491.4
Costa	137.4	26.0	22.2	89.9
Zócalo	41.5	7.2	6.5	201.0
Selva Central	4.8	2.1	1.7	6.0
Áreas No Operadas	-	-	-	0.586
Total	344.5	77.2	238.8	788.8
Porcentaje Selva Norte	47%	54%	87%	62%

Mas del 50% de las reservas de petróleo se encuentran en la Selva Norte

Estado actual de campos de petróleo pesado en la selva peruana

Capacidad de egreso de la Cuenca Marañón*



Refinería de Talara actualmente en expansión de 65,000 bbl/d a 95,000 bbl/d de capacidad, fecha de culminación estimada a Q2-2021



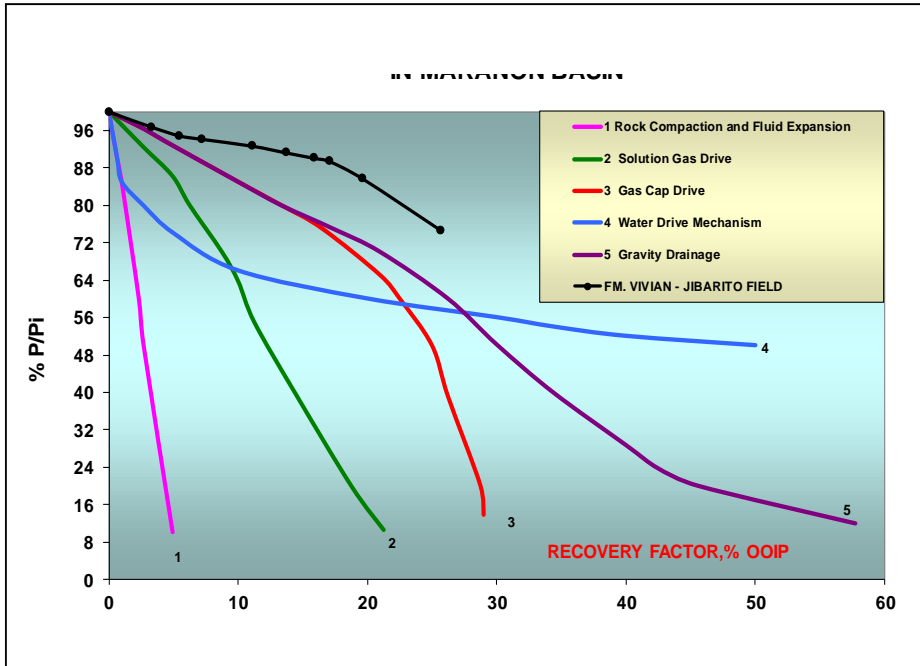
Lotes Petroleros, Principales Campos y Gravedad API

Lote	Campos	Reservorios Principales	Reservorios Secundarios	Rango °API	Promedio °API (Todos los Streams)
64	Situche Central	Lower Vivian	Cushabatay, Agua Caliente, Chonta	-36	-36
192	Bartra, Capahuari Norte, Capahuari Sur, Carmen, Dorissa, Forestal, Huayuri Norte, Huayuri Sur, Jibarito, Jibaro, San Jacinto, Shiviayacu, Shiviayacu Noreste, Tambo	Vivian, Chonta	Cushabatay	10-40	18.5
67	Piraña, Dorado, Paiche	Chonta		12-21	-15
8	Capirona, Chambira, Corrientes, Pavayacu, Nueva Esperanza, Yanayacu	Vivian, Chonta		12-30	-24
95	Breña Norte	Vivian	Chonta	-19.5	-19.5
39	Buena Vista, Delfin, Raya	Cetico	Basal Tena, Vivian, Glauconitico	10-12.5	-11

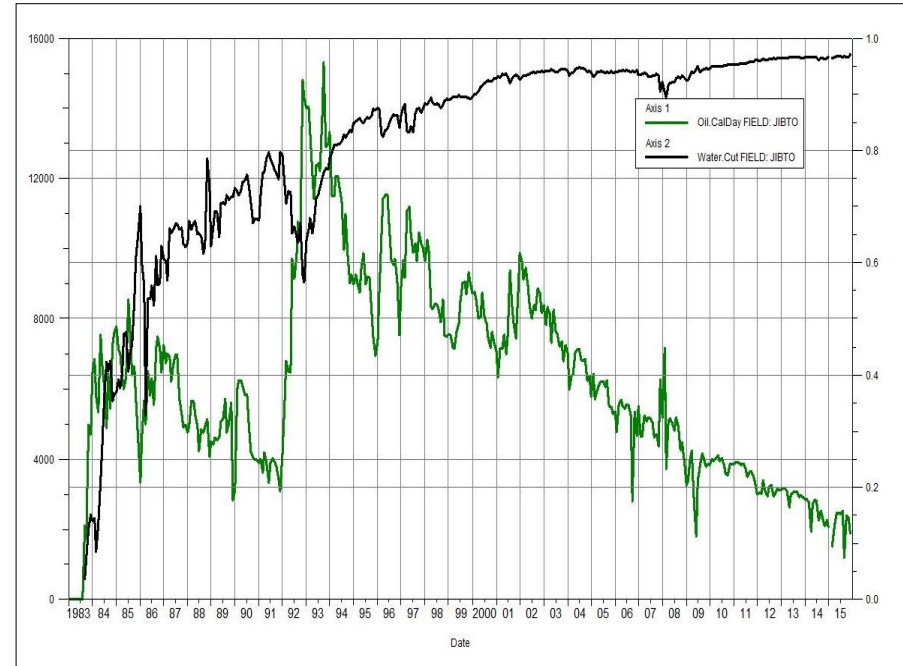
*Fuente: Presentación Corporativa Petrotal Febrero 2020

Estado actual de campos de petróleo pesado en la selva peruana

Mecanismos de Producción en la Selva Peruana



Mecanismos de Producción y Performance en la Cuenca del Marañón

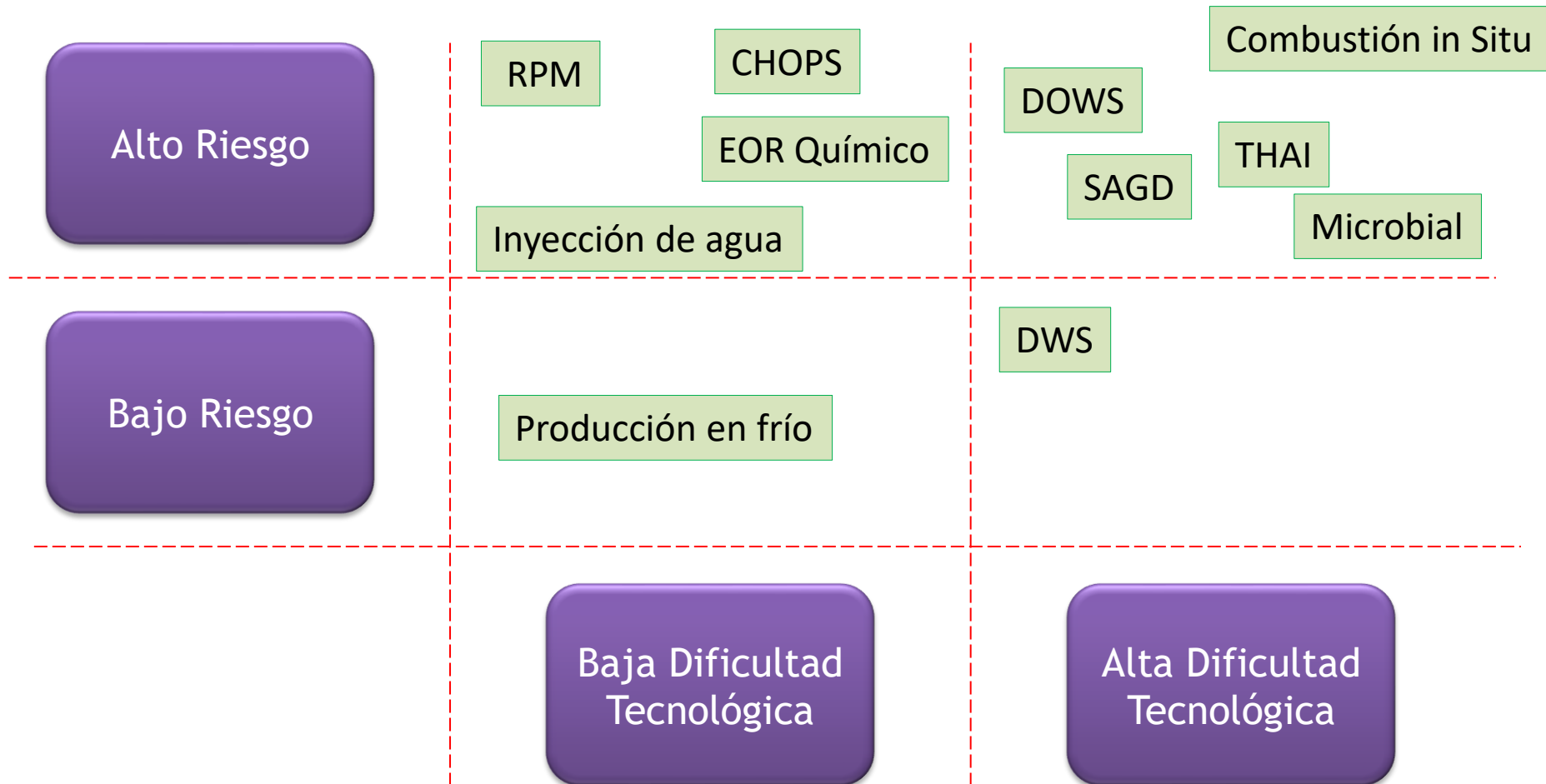


Historia de Producción campo Jibarito, Lote 192

2.-Tecnologías disponibles para incrementar el recobro en campos de petróleo pesado

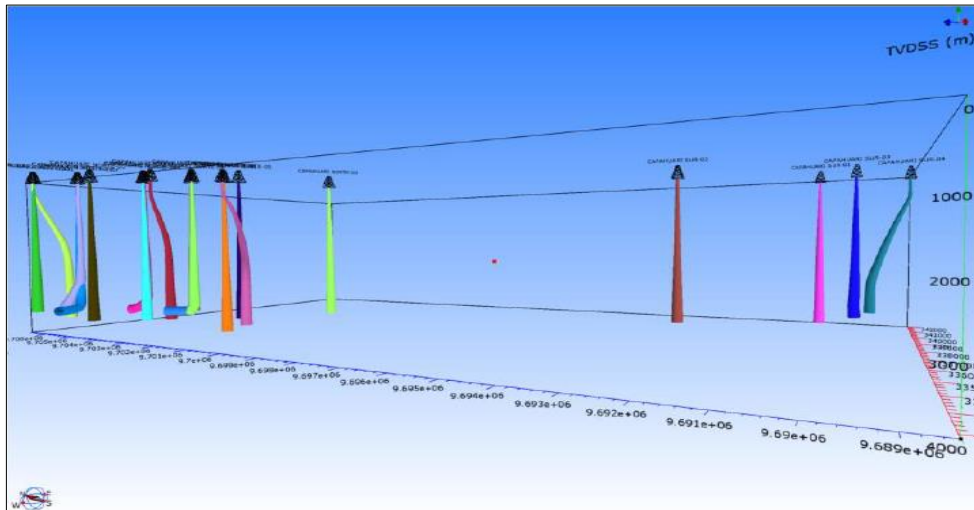
Tecnologías disponibles para incrementar el recobro en campos de petróleo pesado

Matriz General Tecnológica

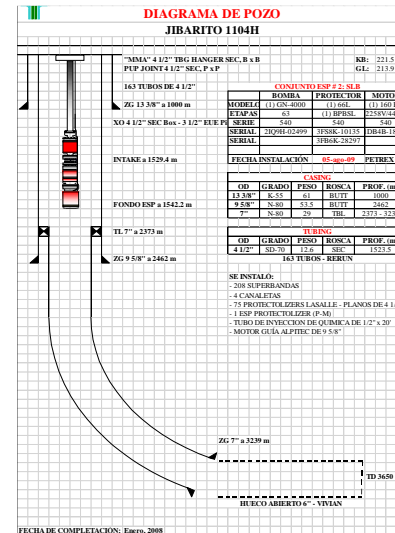


Tecnologías disponibles para incrementar el recobro en campos de petróleo pesado

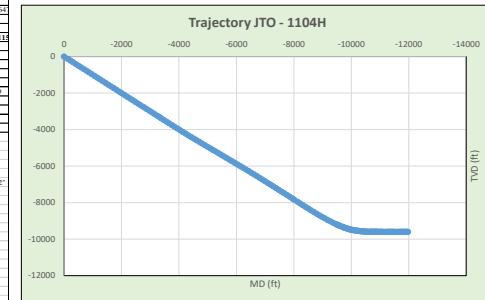
Perforación de Pozos Desviados / Horizontales y Multilaterales



Trayectoria de los Pozos en el Campo Capahuari Sur

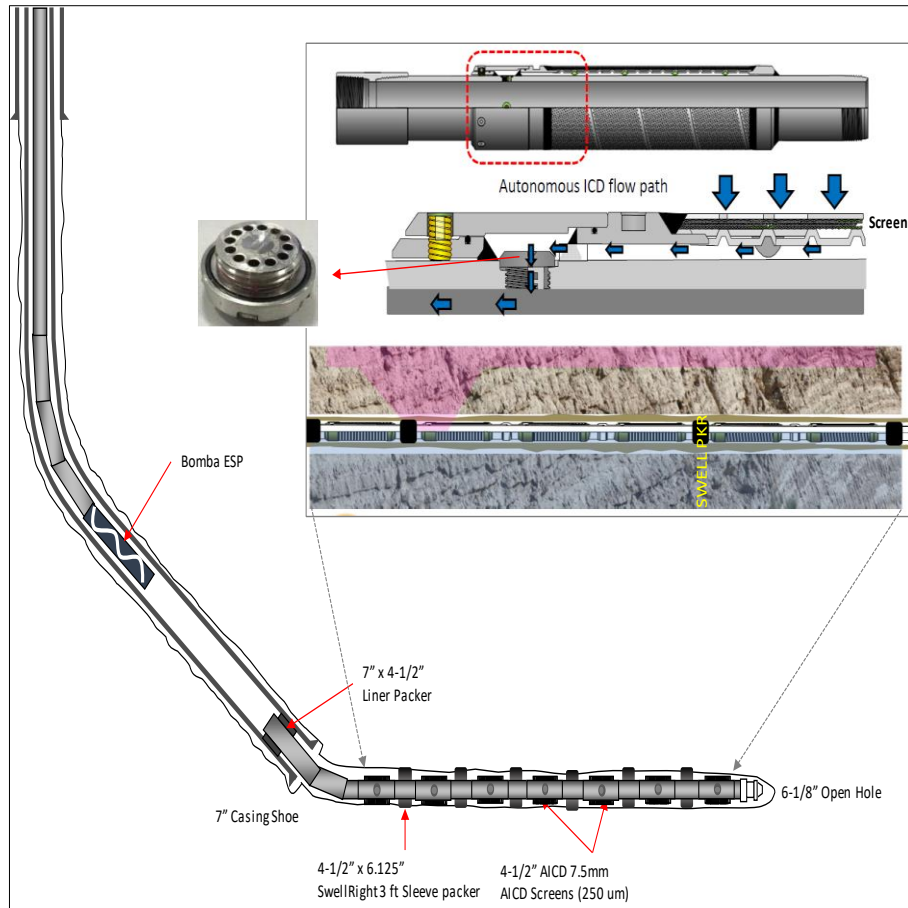


Pozo Horizontal en el Campo Jibarito

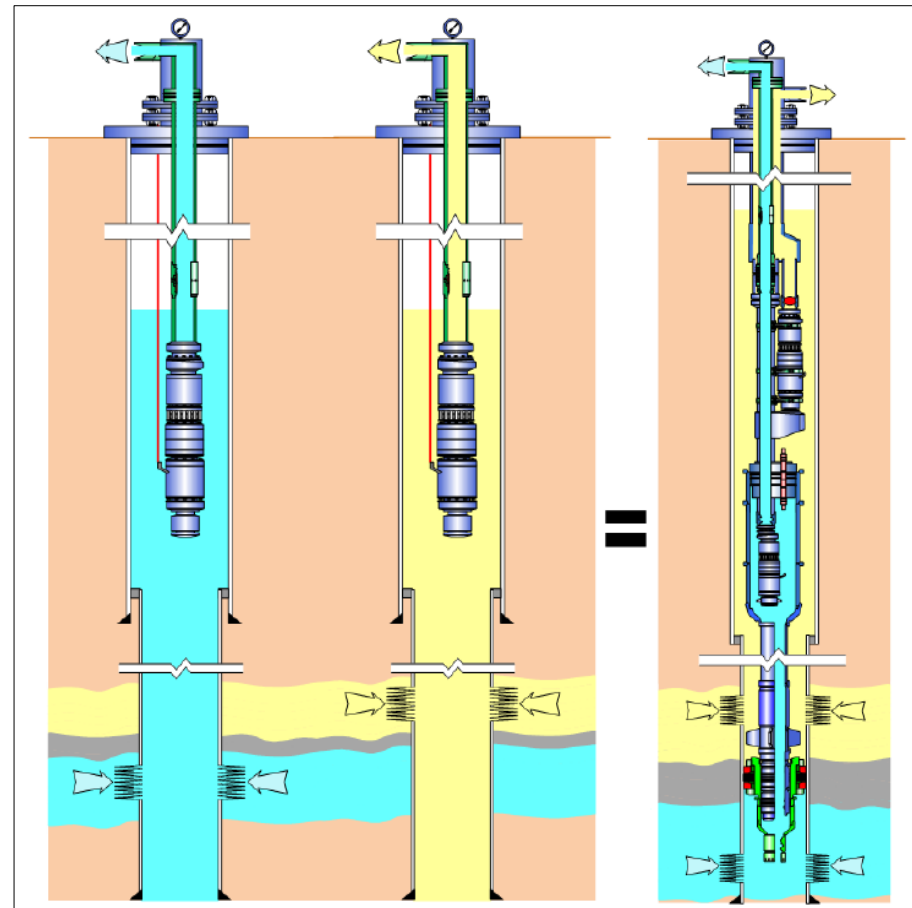


Tecnologías disponibles para incrementar el recobro en campos de petróleo pesado

Autonomous Inflow Control Devices



Completaciones Duales / Selectivas



3.-Metodología de Construcción del Modelo Técnico-Económico por Etapas

Metodología de Construcción del Modelo Técnico-Económico por Etapas

Flujo de Trabajo Integrado

Etapa 1

Evaluación Técnica:

- 1) Evaluación/Auditoría de Reservas Lotes 192, 8 y 95 (PDP, TP, TPP)
- 2) Evaluación de Recursos Contingentes de los Lotes 64, 39 y 67 (2C)
- 3) Corrida Económica a Strip 2020-08-10

Etapa 2

Infraestructura:

- 1) Iteraciones con capital para la modernización del oleoducto Norperuano
- 2) Optimización de costos operativos mediante reducción del costo de transporte y optimización de la mezcla

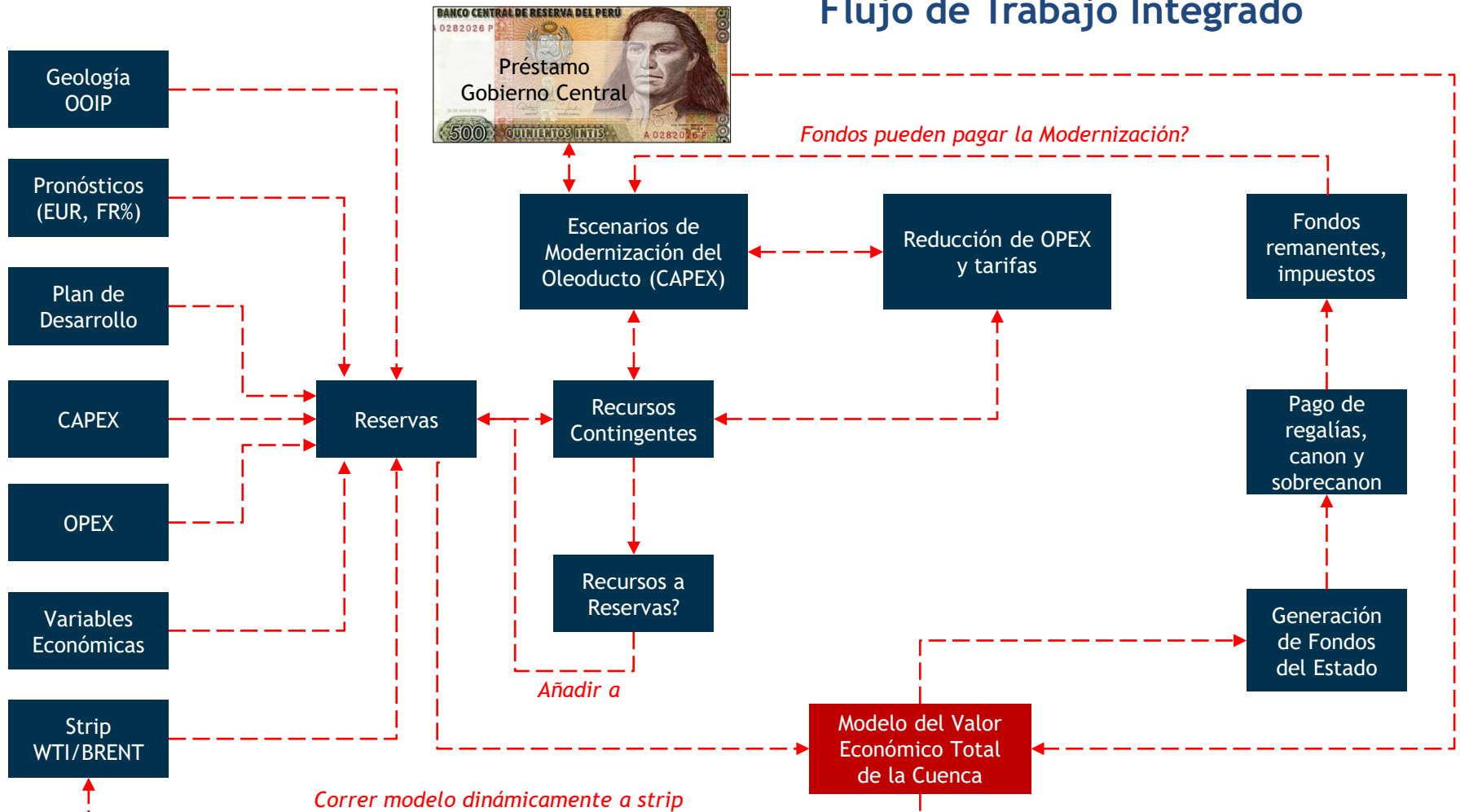
Etapa 3

Impuestos y Regalías:

- 1) Revisión del Sistema Peruano de Regalías e Impuestos para Petróleo y Gas
- 2) Se puede autofinanciar la inversión de la Modernización del Oleoducto mediante el uso de los impuestos generados?
- 3) Recomendaciones

Metodología de Construcción del Modelo Técnico-Económico por Etapas

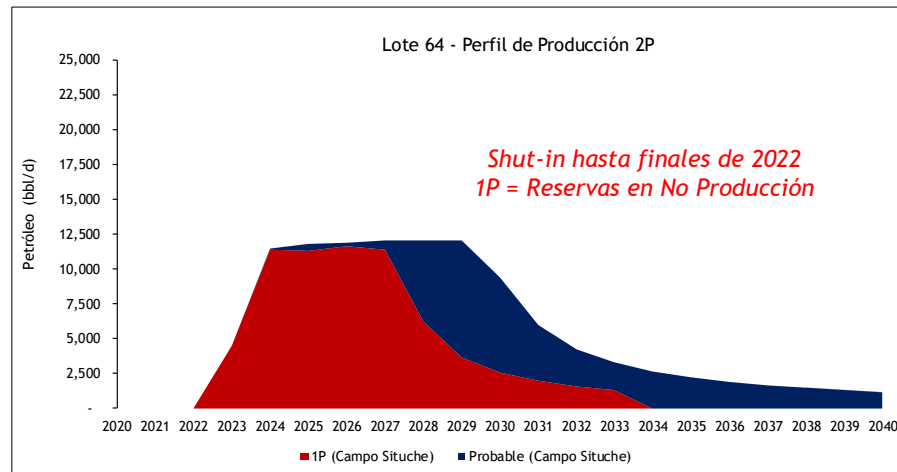
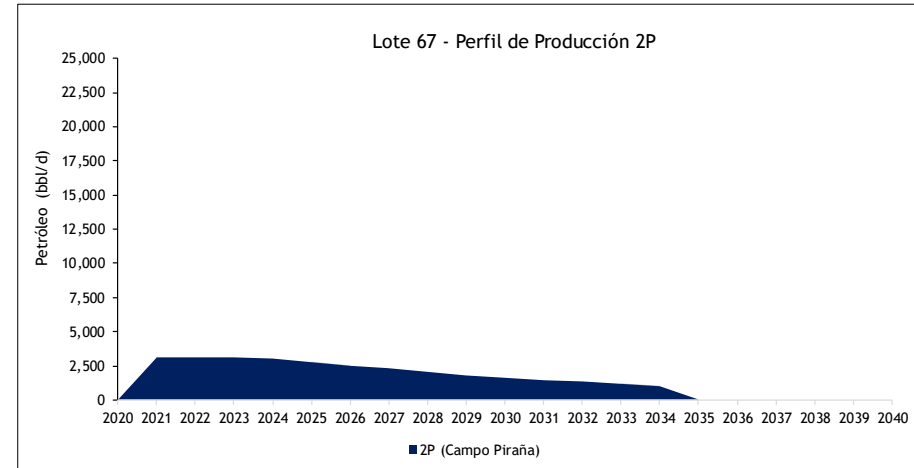
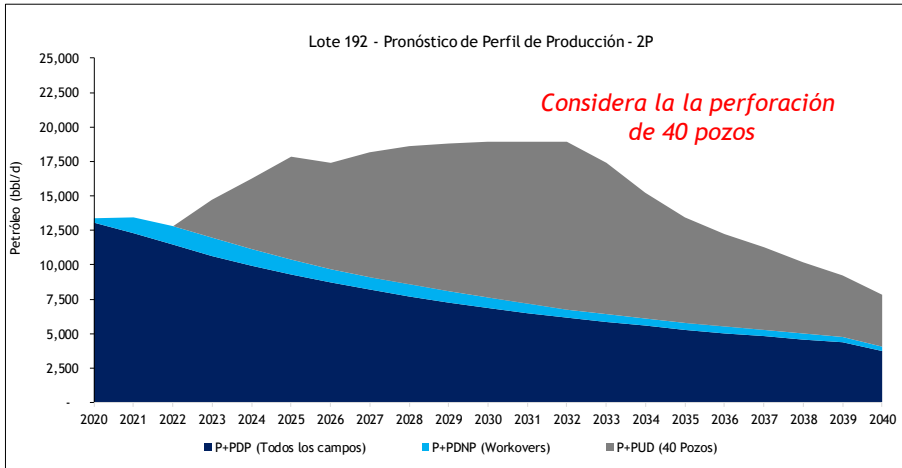
Flujo de Trabajo Integrado



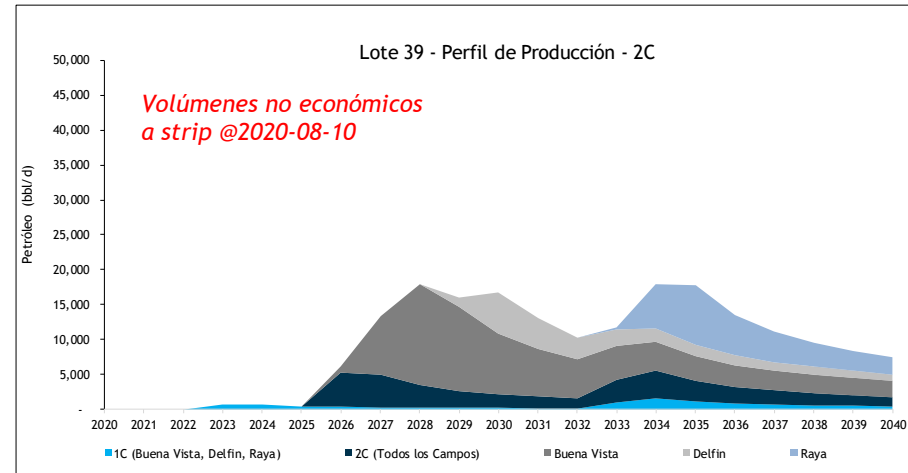
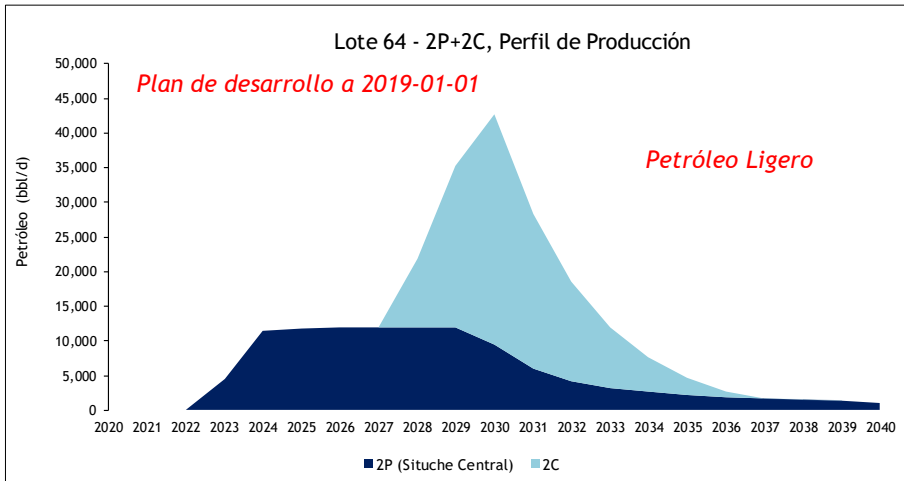
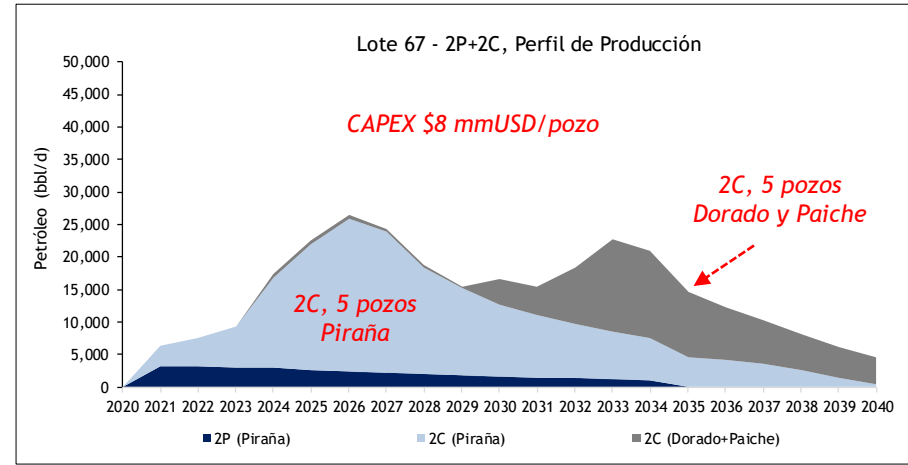
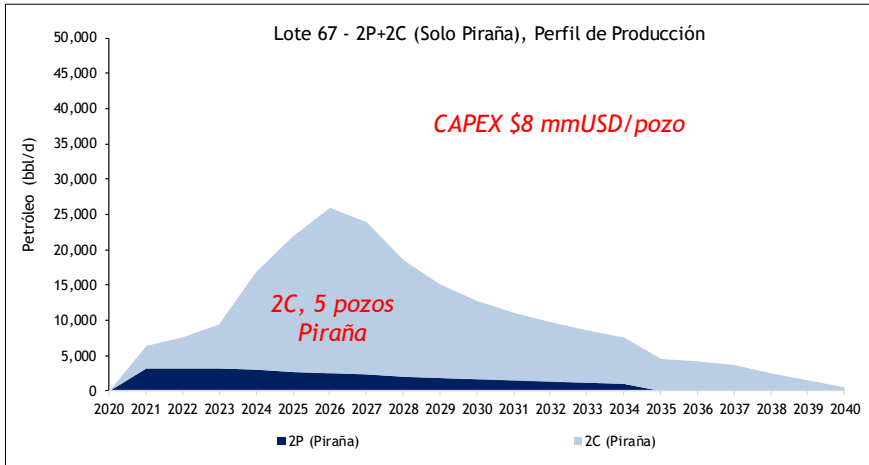


Etapa1: Resultados de la Evaluación de Reservas y Recursos (Selva Norte)

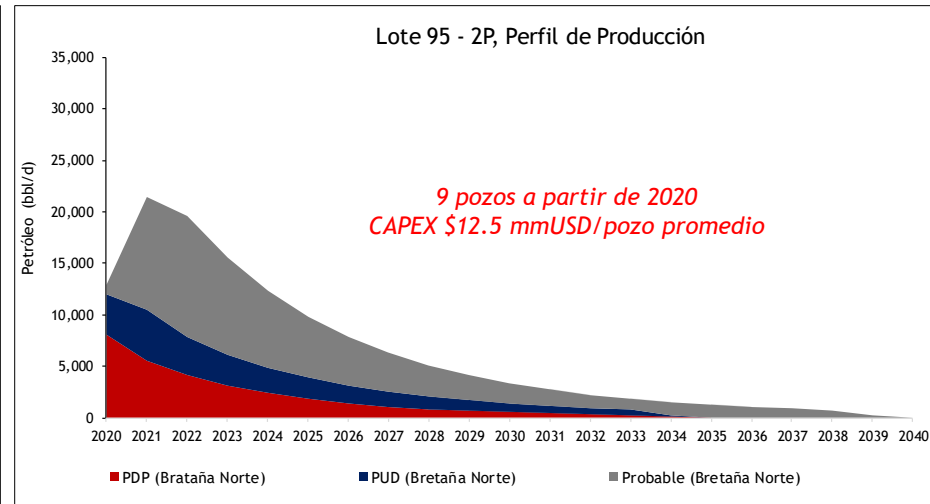
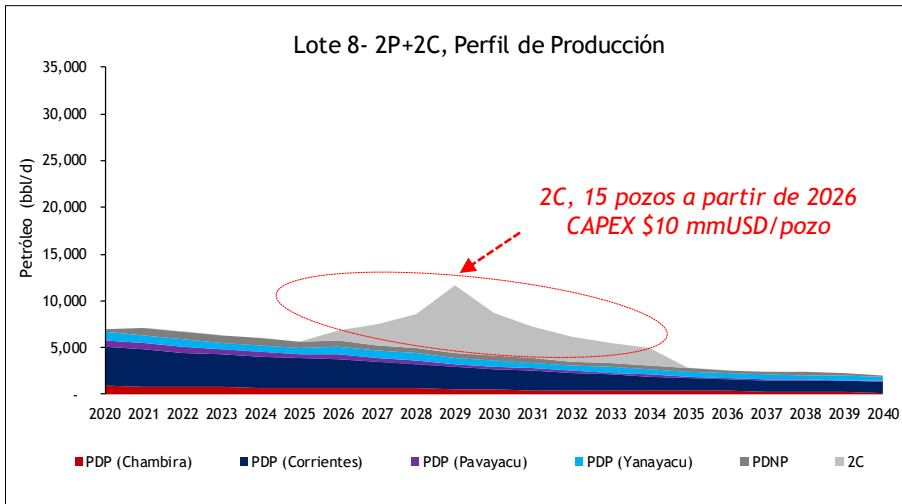
Ramal Norte, Lotes 192,67 & 64: Reservas 2P



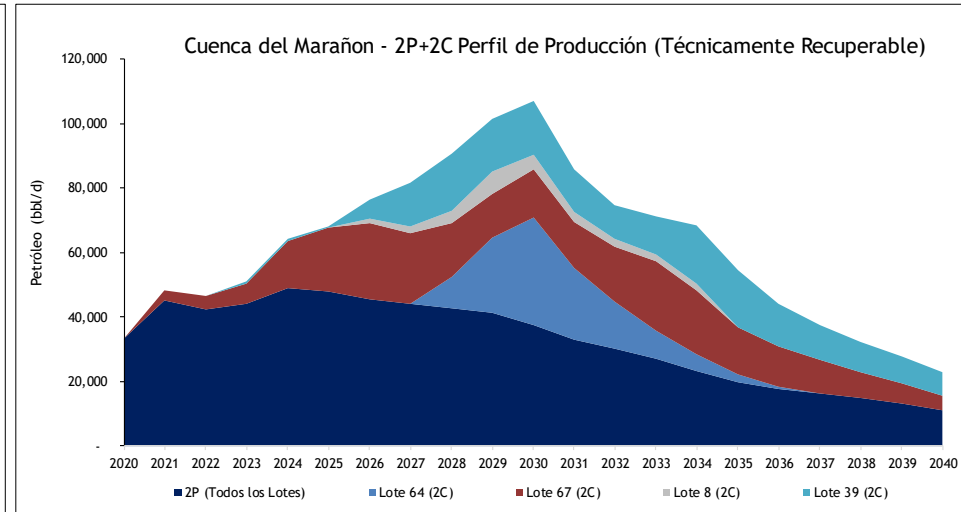
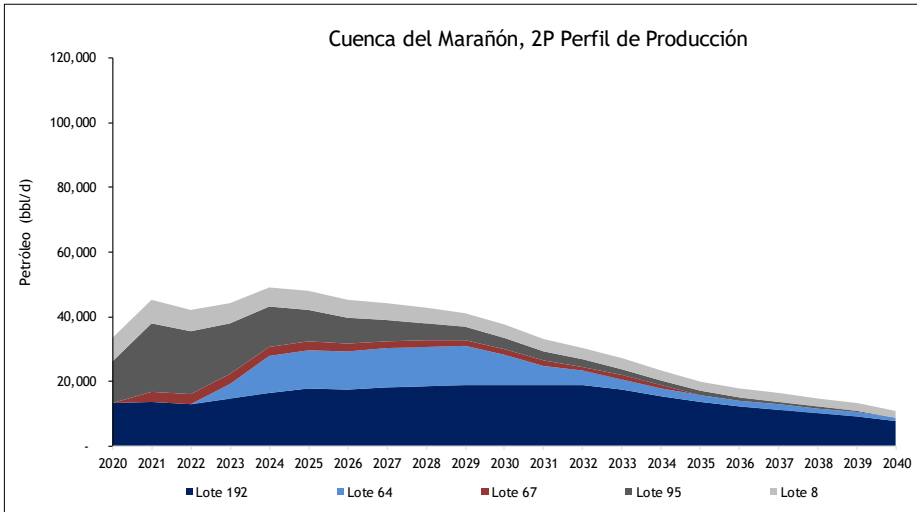
Ramal Norte, Lotes 67, 64 & 39: Recursos Contingentes 2C



Tramo 1, Lotes 8 & 95: Reservas y Recursos, 2P & 2C



Cuenca del Marañón: Reservas y Recursos, 2P & 2C



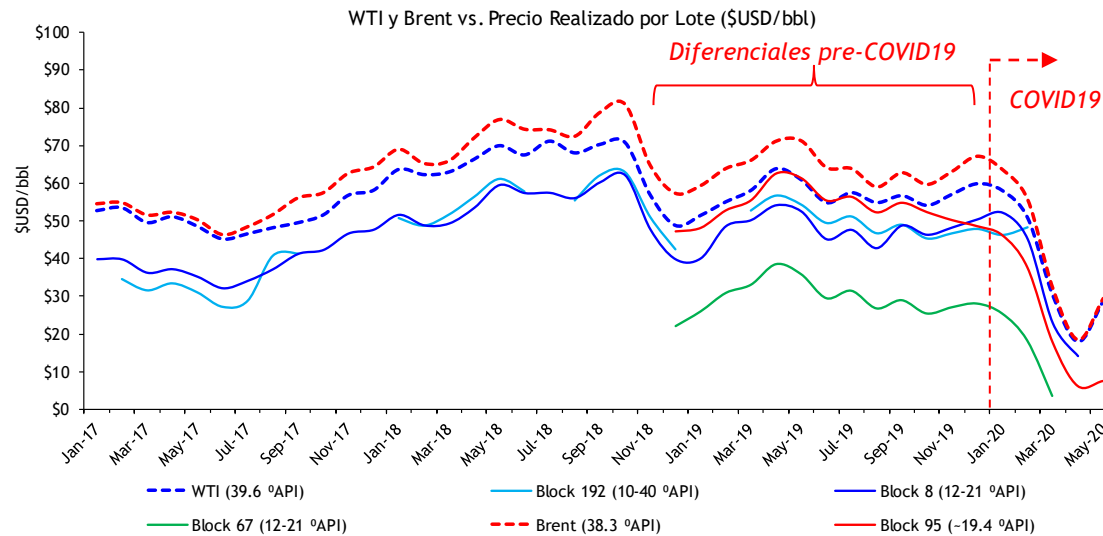


Etapa 1: Resultados Económicos

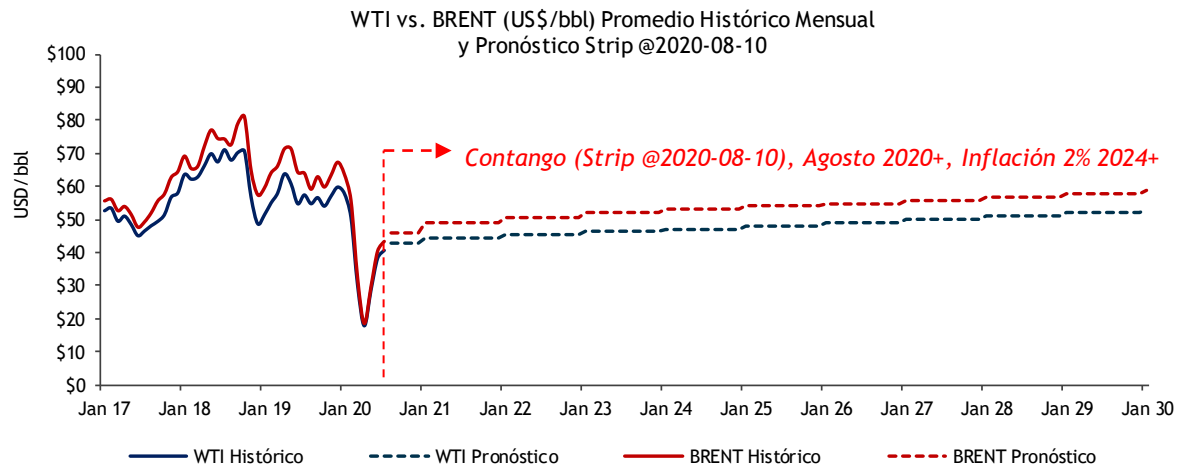
Strip 2020-08-10 Primera Iteración

Cuenca del Marañón, Evaluación Económica, Benchmarking

Histórico, Pre & Covid19



Proyección

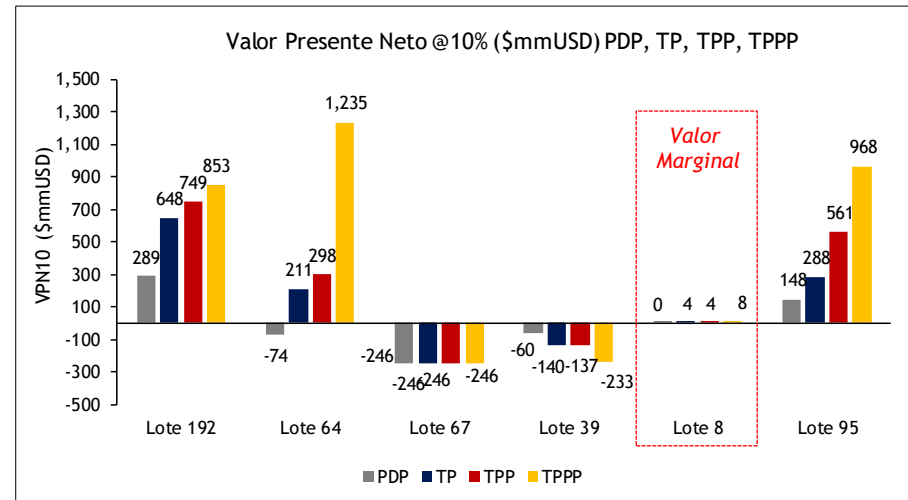
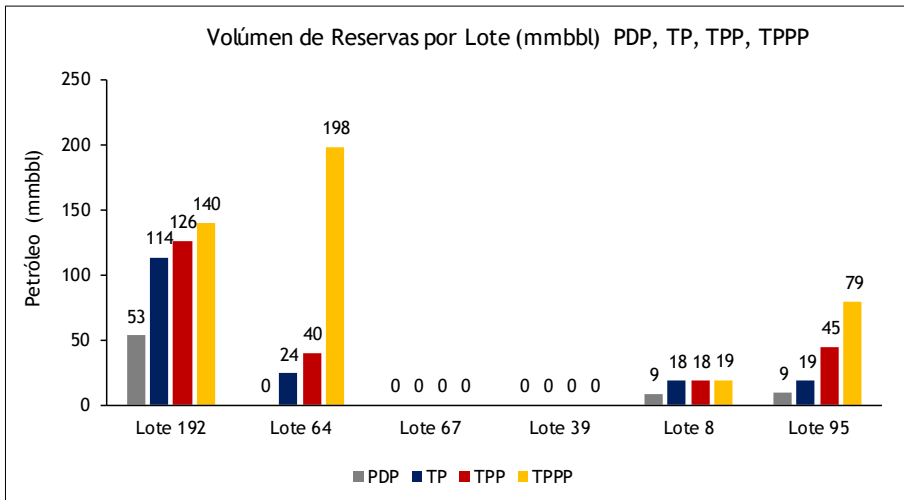
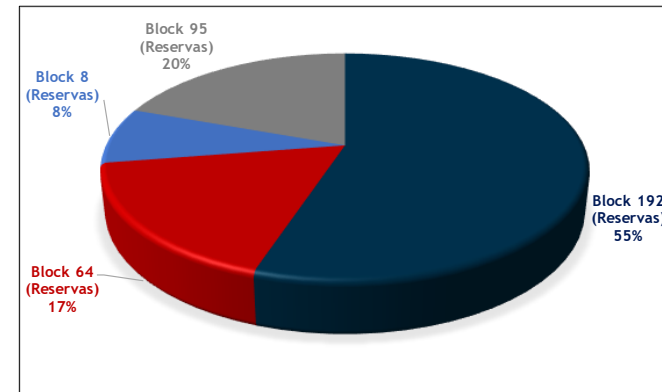


Cuenca del Marañón, Evaluación Económica

Resultados

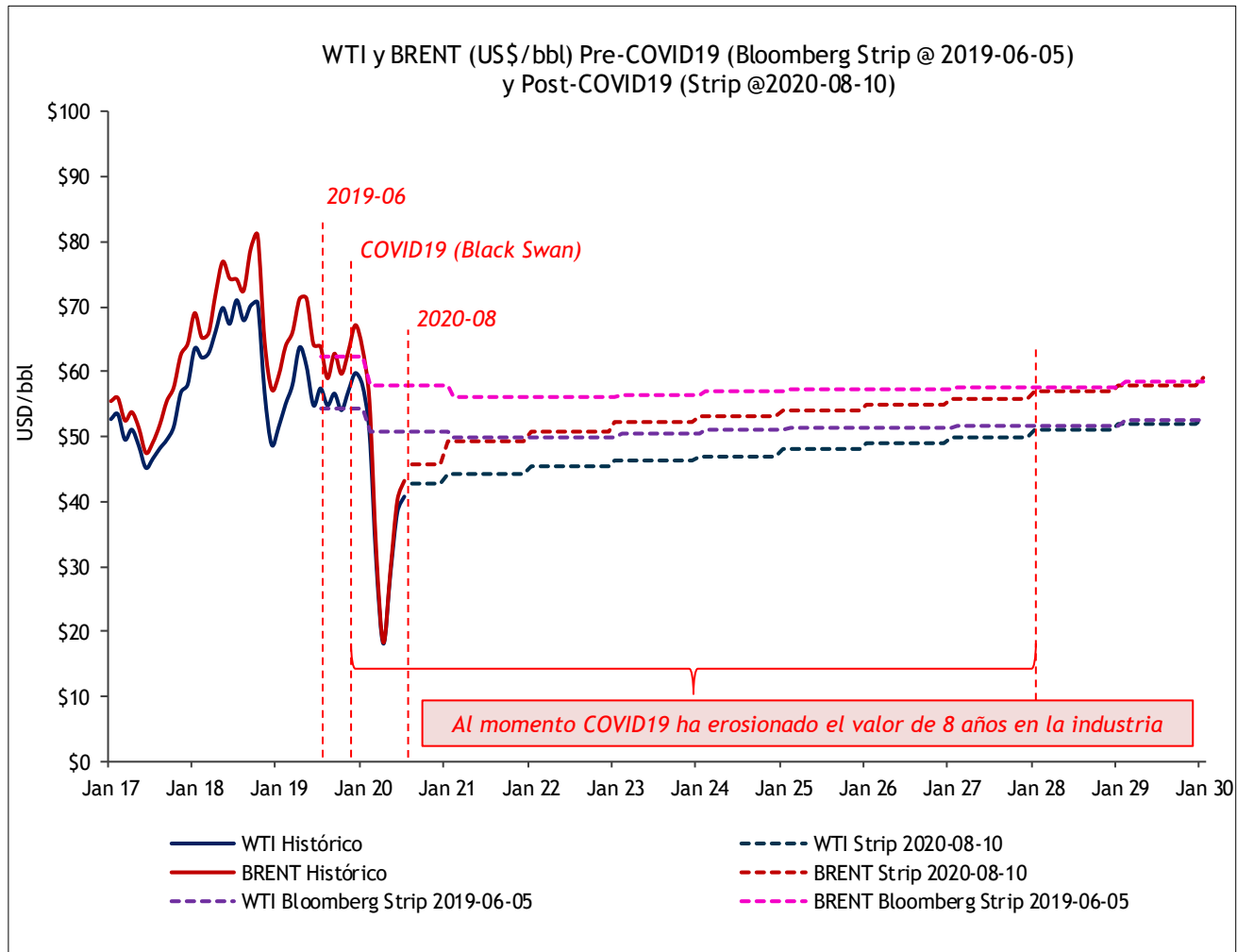
Volúmenes (mmbbl) y VPN10 (mm\$USD), Cuenca del Marañón, Fecha Efectiva: Setiembre 1, 2020 Escenario de Precios: Strip @2020-08-10 (+2% Inflación, 2024+)								
	PDP		1P		2P		3P	
	mmbbl	mm\$USD	mmbbl	mm\$USD	mmbbl	mm\$USD	mmbbl	mm\$USD
Block 192 (Reservas)	53.4	288.6	113.6	647.6	126.5	749.3	139.9	853.1
Block 64 (Reservas)	0.0	-73.9	24.2	211.0	40.0	298.1	198.0	1,234.9
Block 67 (Uneconómico)	0.0	-246.4	0.0	-246.4	0.0	-246.4	0.0	-246.4
Block 39 (Uneconómico)	0.0	-60.5	0.0	-139.7	0.0	-136.6	0.0	-232.9
Block 8 (Reservas)	8.6	0.3	18.4	3.5	18.4	3.5	19.3	7.8
Block 95 (Reservas)	9.3	148.3	18.7	288.3	44.7	560.7	79.0	967.7
Total Cuenca Marañón	71.3	56.4	174.9	764.4	229.6	1,228.7	436.2	2,584.3

Escenario 2P, Porcentaje por Lote Solo Reservas (Volumen)



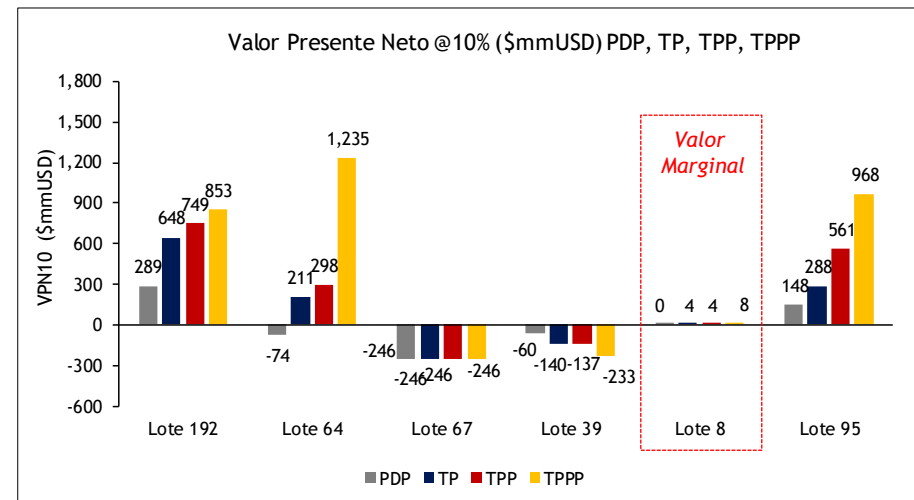
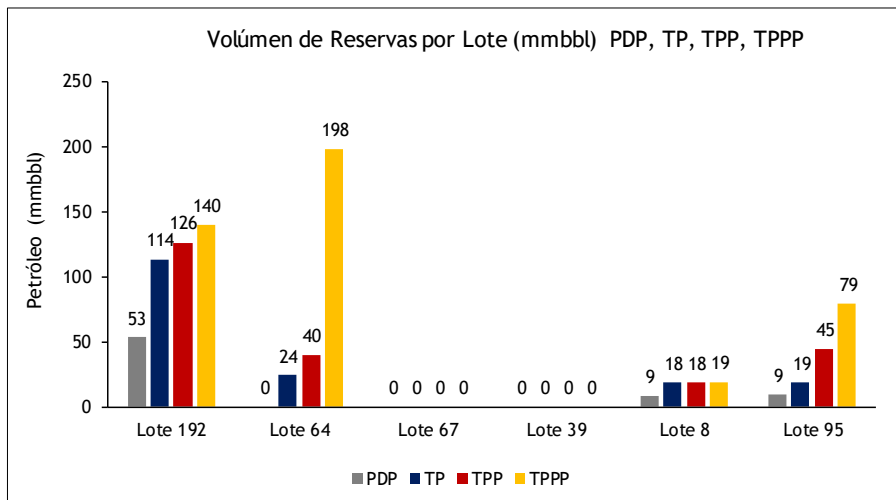
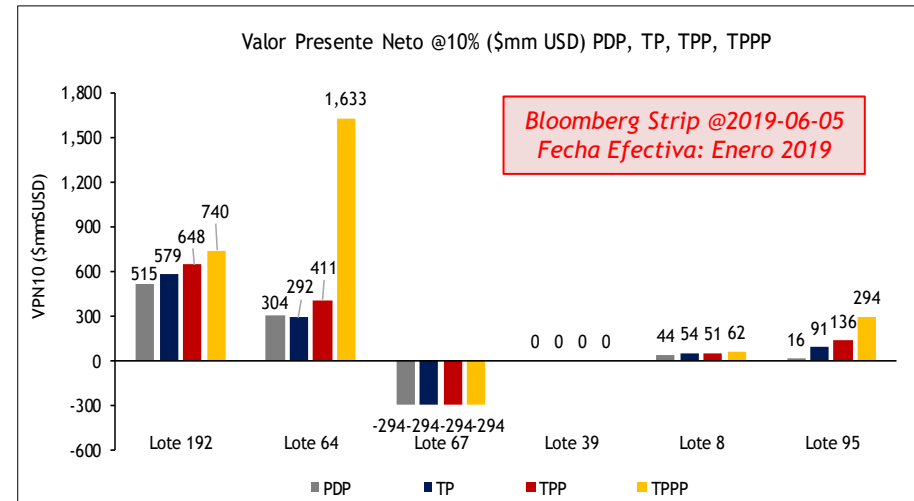
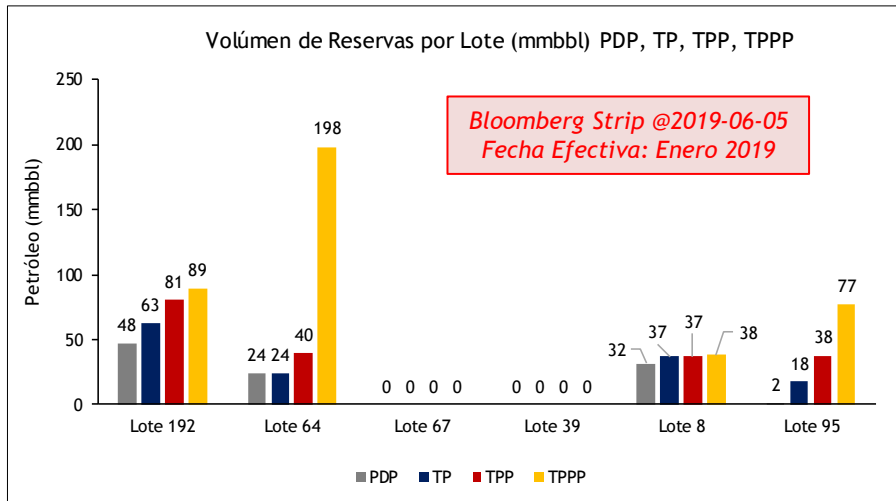
Cuenca del Marañón, Evaluación Económica

Como se comparan los nuevos resultados versus un escenario Pre-COVID (2019-06)?



Cuenca del Marañón, Evaluación Económica

Como se comparan los nuevos resultados versus un escenario Pre-COVID (2019-06)?



4.-Modernización del Oleoducto Norperuano y su efecto en las Reservas

Oleoducto Norperuano: Estado Actual

- Construido en los 70's
- Capacidad máxima de diseño: 200,000 bbl/d para transportar petróleo mediano de 26.6 °API
- Mezcla actual tiene una gravedad de 17.9 °API @60 F, petróleo mas viscoso y pesado genera:
 - Reducción de la capacidad a solo 45,000 bbl/d
 - Incrementa tiempo de transporte, petróleo es inmovilizado en tanques de almacenamiento de 10 a 15 días
 - Resultado: Mayores costos operativos, mayores tarifas de transporte, derrames y gasto de los fondos públicos
- Petroperú invirtió \$180 millones de soles (\$50 millones USD) para el reemplazo de motores y automatización de válvulas reduciendo ligeramente la tarifa
- Petroperú estima que la tarifa de transporte puede reducirse a \$3 USD/bbl con adiciones de loops al oleoducto y hacia los lotes 67,39 y lotes en Ecuador



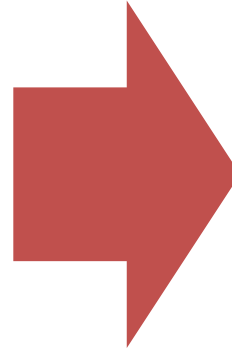
Características Principales

Item	Unidad	Tramo I	Ramal Norte	Tramo II
Longitud	Km	306	252	548
Diámetro	Inch.	24.0	16.0	36.0
Capacidad de Diseño	bbl/d	70.0	105.0	200.0

Efecto de la Modernización del Oleoducto Norperuano en las Reservas

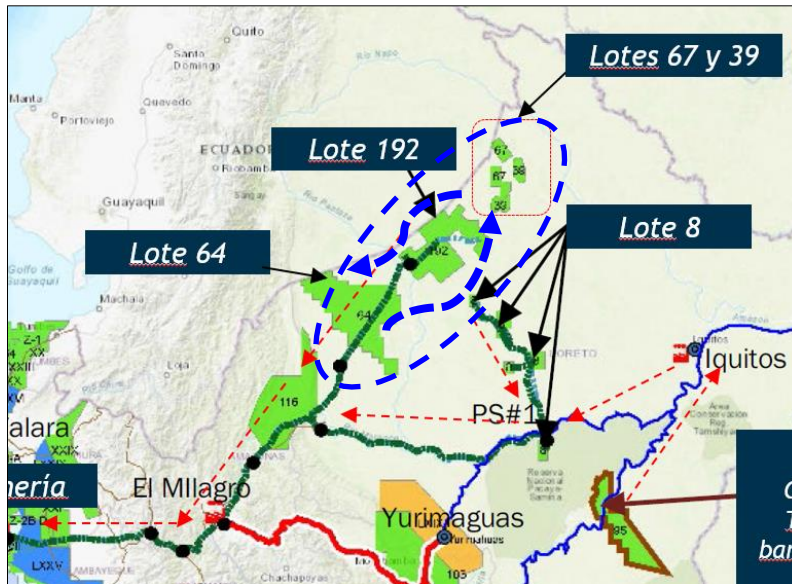
Optimización del Oleoducto:

- Loops
- Construcción de nuevos tramos



Efecto Directo en Lotes 67 y 39

- Incrementa la capacidad de egreso
- Nueva mezcla tiene menor diferencial respecto al WTI
- Reducción de precio de transporte de diluyente
- Reducción de precio de transporte de nueva mezcla de petróleo mediano
- Reducción de OPEX en general



Efecto de la Modernización del Oleoducto Norperuano en las Reservas

Alternativas para la Modernización

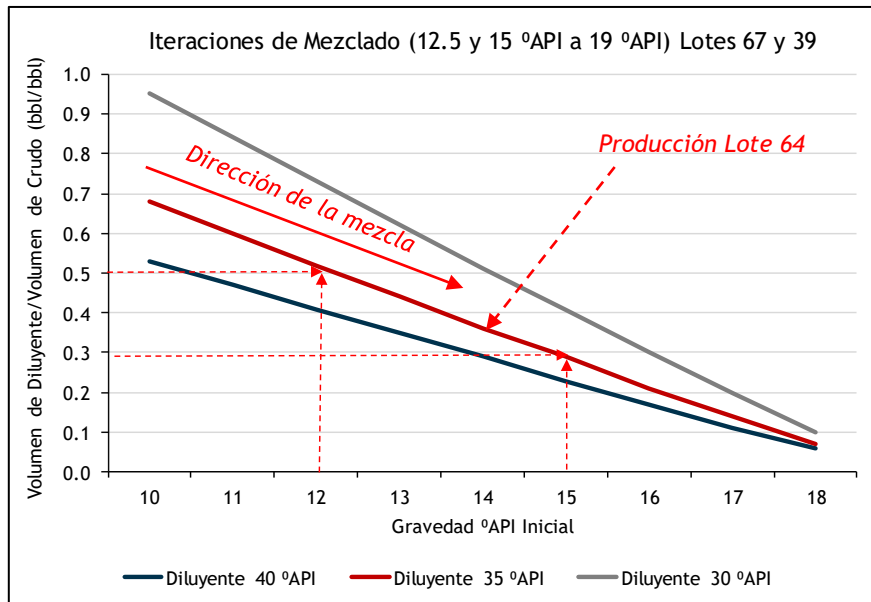
No.	Alternativa	Inversión	Efecto
#		B \$USD	Estimado
1	Upgrading de la planta en la Estación #7, loops y conexión al Lote 67	1.5	Una reducción de -19 \$USD en costos de transporte para todos los volúmenes contingentes en el Lote 67, el precio recibido también se incrementa por el mezclado optimizado
2	Alternativa 1 mas upgrading de la planta en la Estación de Andoas y modernización de infraestructura adicional en la totalidad del oleoducto	2.25	Efecto de la Alternativa 1 mas una reducción de \$2.0 USD/bbl para todos los lotes en la Cuenca del Marañón



Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario MUS\$	Costo Parcial MUS\$	Total MMUS\$
1	Facilidades en Estación Andoas (Tanques para capacidad máxima 500MB, Sistema de mezcla con el diluyente y unidad de fiscalización)	Glb	1	17,000.00	17,000.00	
2	Sistemas de Calentamiento en las Estaciones de Andoas y Morona	Glb	1	15,000.00	15,000.00	
3	Nuevo Oleoducto Andoas-Estación 5 de 16" o Loop para el transporte de crudo caliente (Tubería, instalación, sistema de protección de tubería epoxy, trabajos en cruces de río, protección catódica, señalización, tendido de fibra óptica y revegetación en derecho de vía)	Glb	1	209,342.00	209,342.00	
4	Sistema de mezcla del diluyente con el crudo en Estación 5 e incremento de mayor capacidad de almacenamiento	Glb	1	15,000.00	15,000.00	
5	Nuevo Oleoducto Estación 7 - Estación 5 de 14" para el transporte de diluyente (Tubería, instalación, sistema de protección de tubería poliken, trabajos en cruces de río, protección catódica, señalización, tendido de fibra óptica y revegetación en derecho de vía)	Glb	1	129,260.03	129,260.03	
6	Planta de Separación de diluyente en Bayóvar y sistema de desembarque de diluyente (Brazo de descarga, oleoducto y sistema de bombeo)	Glb	1	185,000.00	185,000.00	
7	Planta de Upgrading en Estación 7	Glb	1	1,500,000.00	1,500,000.00	
						2,195.66

Efecto de la Modernización del Oleoducto Norperuano en las Reservas

Mezcla de HC's y Resultados API



Breakdown y Optimización de Costos de Transporte

Costo de Transporte del Lote 67 (Optimizado)	\$50USD WTI	\$50USD WTI
	08-2020	08-2020
	\$USD/bbl	\$USD/bbl
Costo de Diluyente (Relación de la Mezcla 0.3 bbl/bbl)	15.0	10.7
Costo de Transporte de Diluyente por Loop	12.0	2.0
Costo de Mezclado	3.0	1.0
Costo Final de Transporte por Oleoducto Norperuano	7.0	4.0
Total	37.0	17.7

Costo de Transporte del Lote 39 (Optimizado)	\$50USD WTI	\$50USD WTI
	08-2020	08-2020
	\$USD/bbl	\$USD/bbl
Costo de Diluyente (Relación de la Mezcla 0.3 bbl/bbl)	20.0	15.6
Costo de Transporte de Diluyente (Optimizado)	7.0	2.0
Costo de Mezclado	2.0	2.0
Costo Final de Transporte por Oleoducto Norperuano	6.0	4.0
Total	35.0	23.6

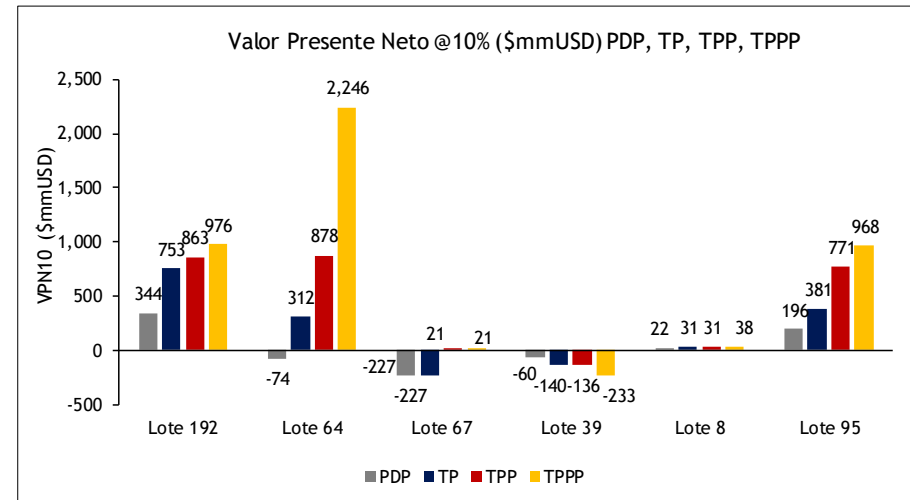
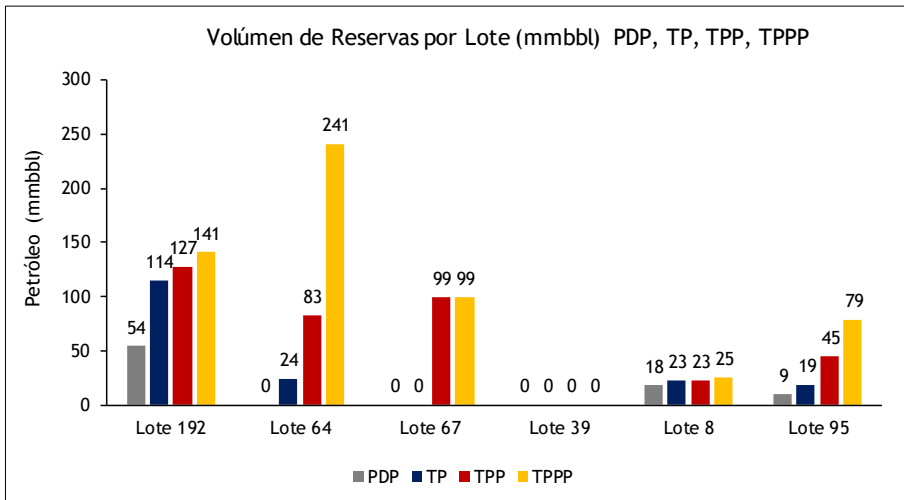
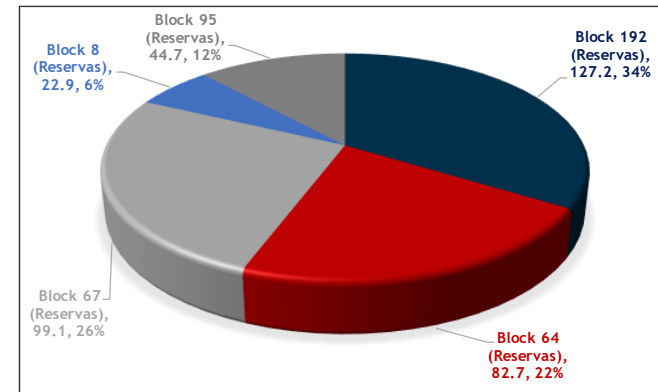
5.-Resultados de la Modernización del ONP Post COVID19

Efecto de la Modernización del Oleoducto Norperuano en las Reservas

Resultados Post COVID19

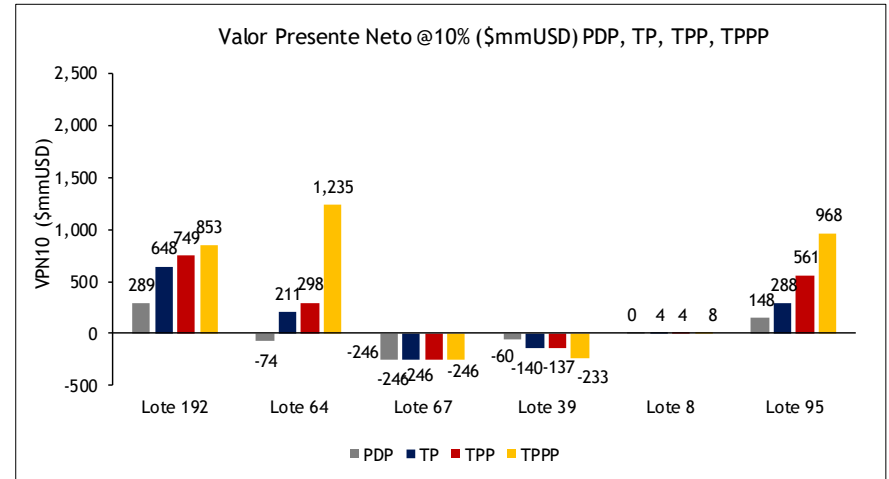
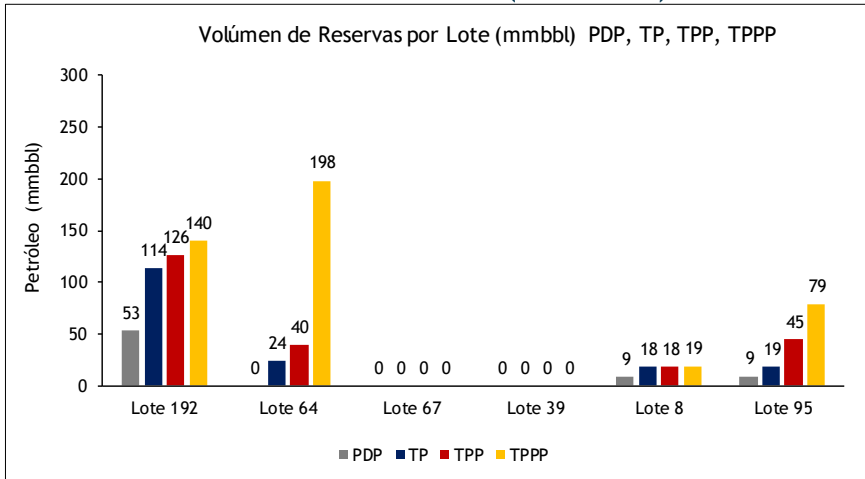
Escenario 2P, Porcentaje por Lote Solo Reservas (Volumen, MMBBL)

Volúmenes (mmbbl) y VPN10 (mm\$USD), Cuenca del Marañón, Fecha Efectiva: Setiembre 1, 2020 Escenario de Precios: Strip @2020-08-10 (+2% Inflación, 2024+)								
	PDP		1P		2P		3P	
	mmbbl	mm\$USD	mmbbl	mm\$USD	mmbbl	mm\$USD	mmbbl	mm\$USD
Block 192 (Reservas)	53.9	343.7	114.5	752.7	127.2	863.2	140.7	976.0
Block 64 (Reservas)	0.0	-73.9	24.2	311.6	82.7	878.1	240.7	2,245.6
Block 67 (Reservas)	0.0	-227.1	0.0	-227.1	99.1	20.9	99.1	20.9
Block 39 (Uneconómico)	0.0	-60.5	0.0	-139.5	0.0	-136.5	0.0	-232.8
Block 8 (Reservas)	17.7	22.1	22.9	31.2	22.9	31.2	25.4	37.8
Block 95 (Reservas)	9.3	195.9	18.7	380.7	44.7	771.2	79.0	967.7
Total Cuenca Marañón	81.0	200.2	180.3	1,109.6	376.6	2,428.2	584.8	4,015.3

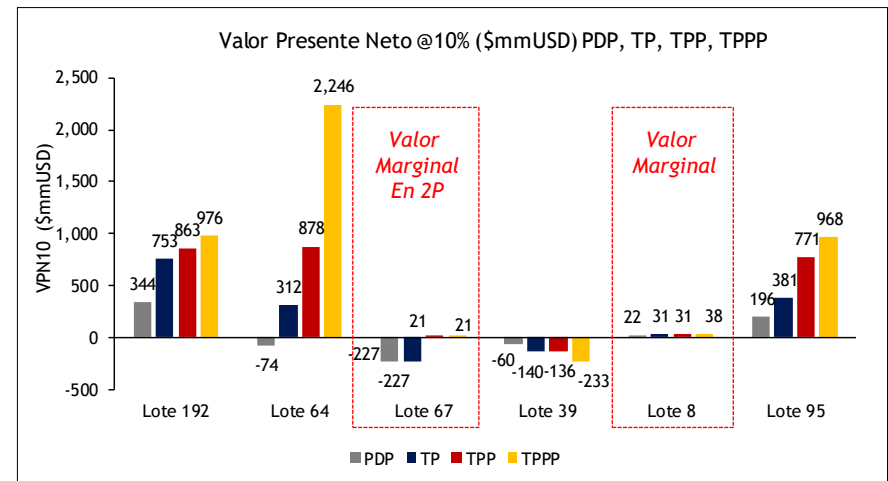
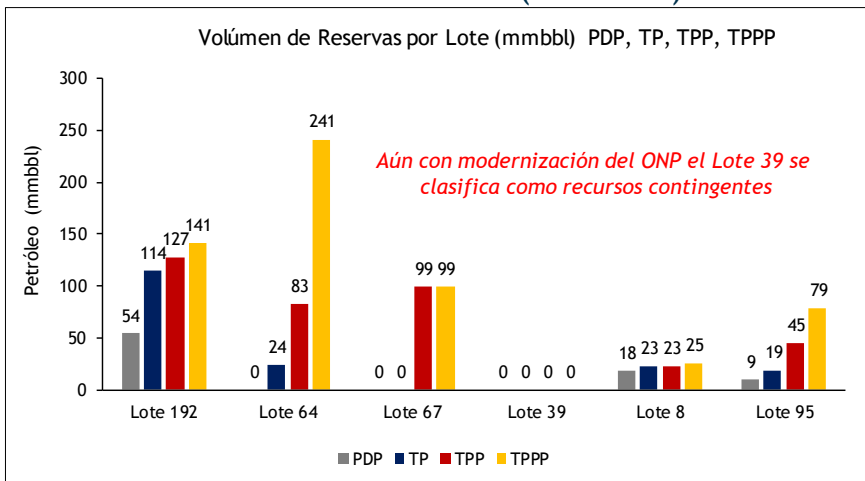


Efecto de la Modernización del Oleoducto Norperuano en las Reservas

Resultados Sin Modernización (Por Lote)

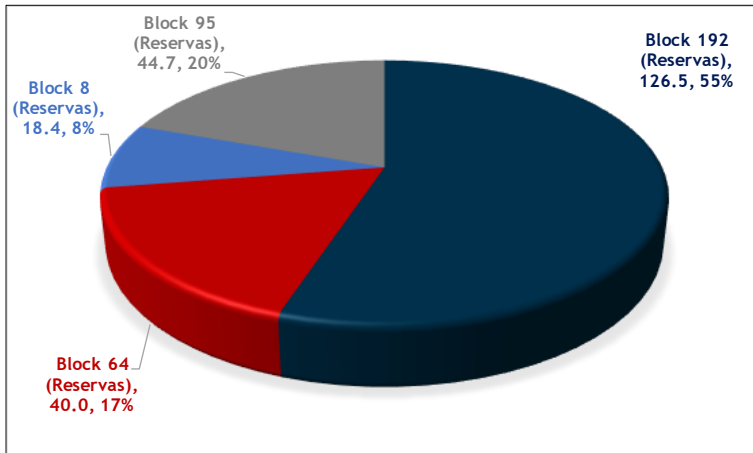


Resultados Con Modernización (Por Lote)

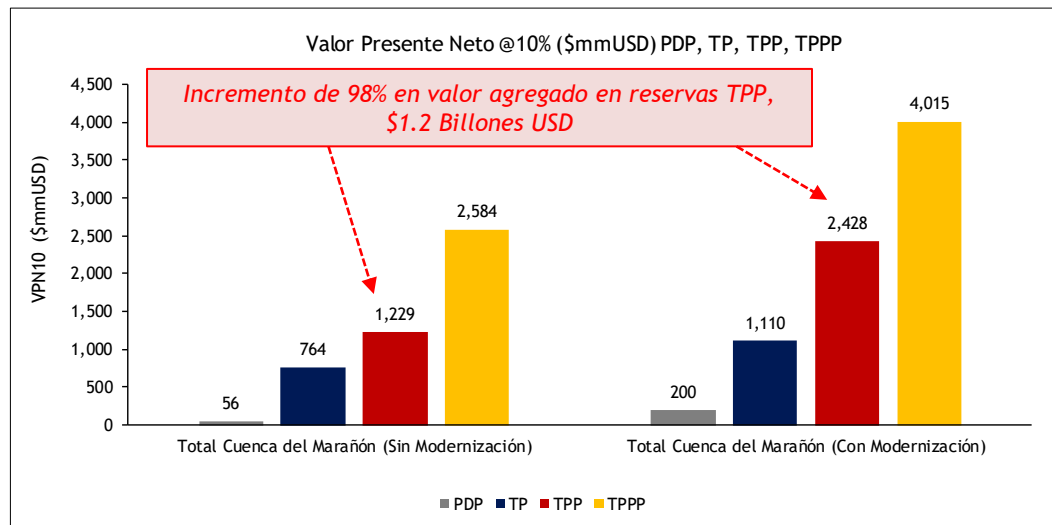
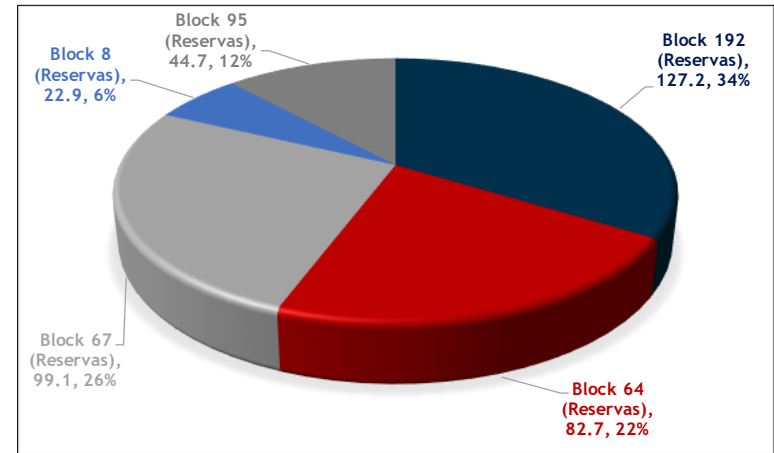


Efecto de la Modernización del Oleoducto Norperuano en las Reservas

Resultados Sin Modernización (2P,mmbbl)



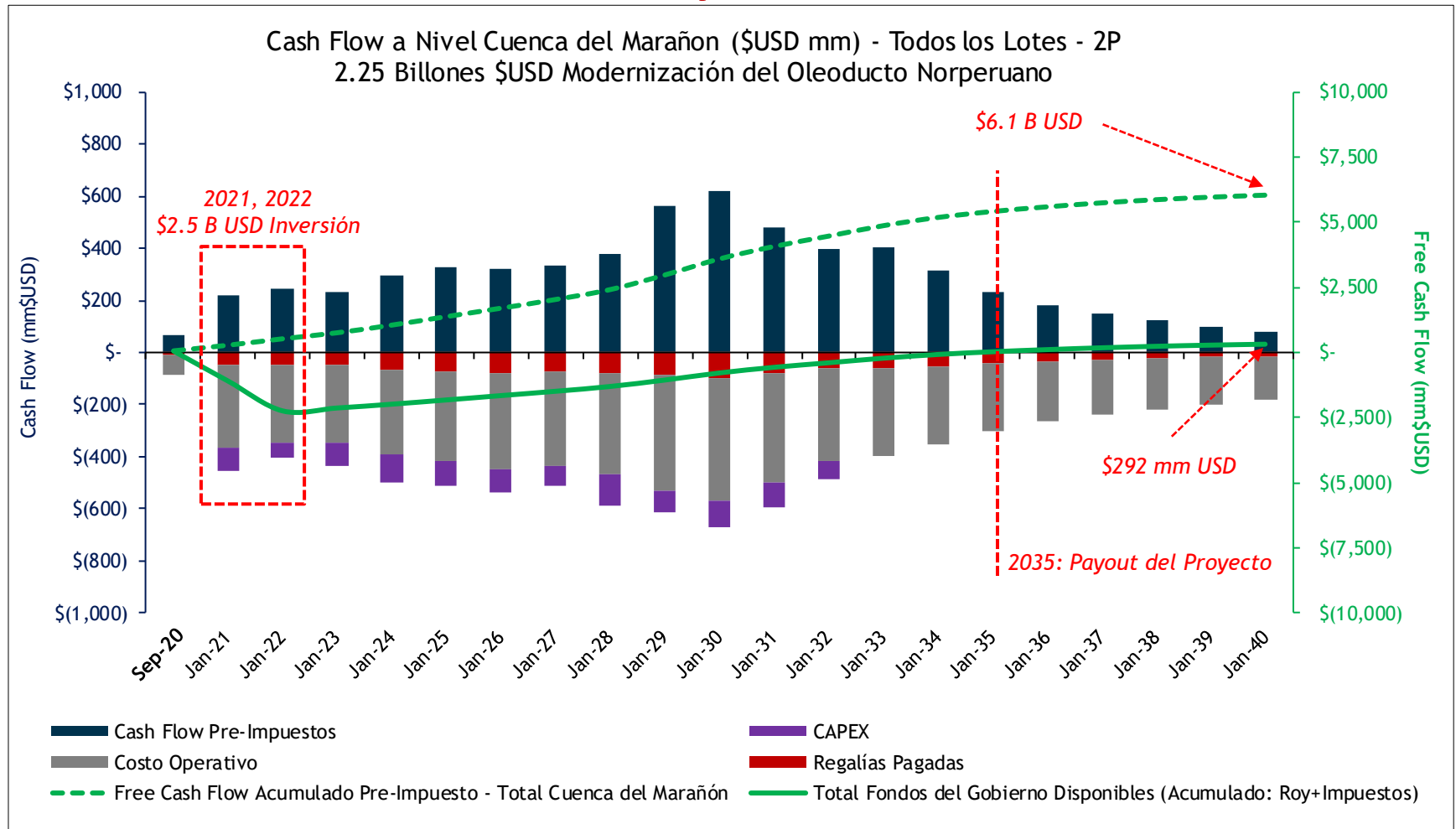
Resultados Con Modernización (2P,mmbbl)





6.-Canon, Sobrecanon, Regalías, Impuestos y Autofinanciamiento del Proyecto

Canon, Sobre canon, Regalías, Impuestos y Autofinanciamiento del Proyecto



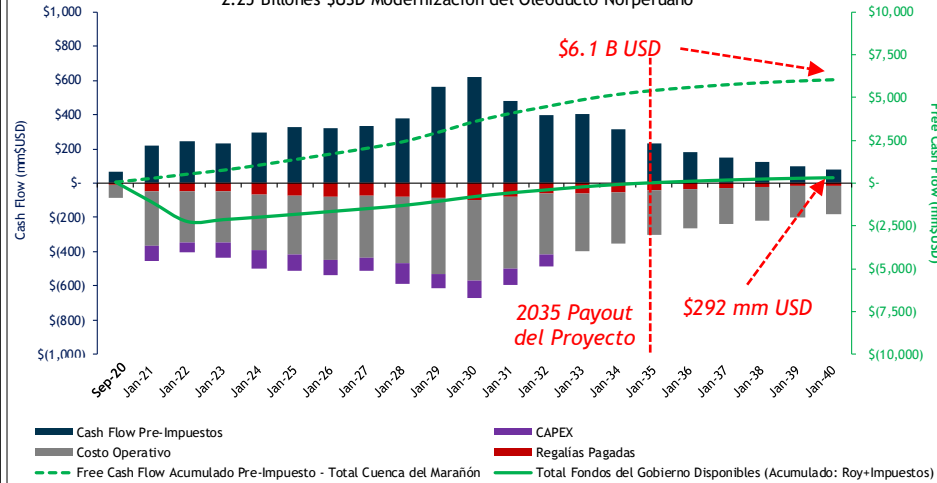
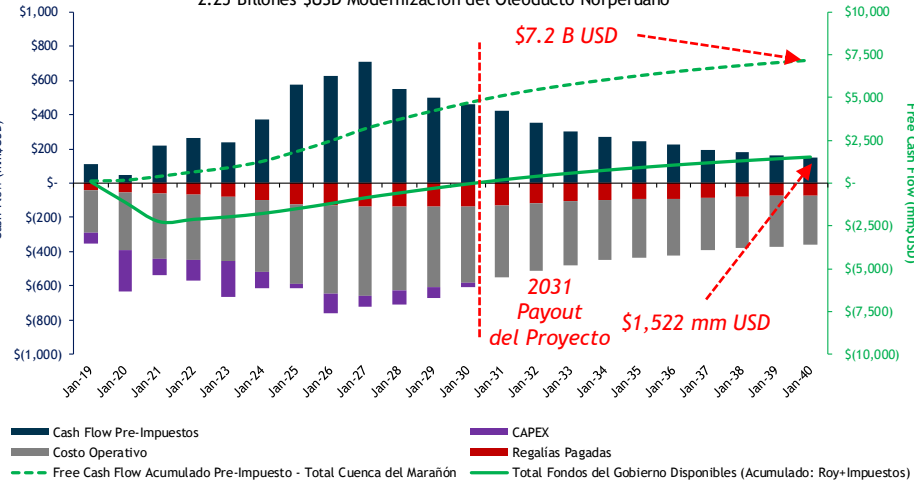
Canon, Sobrecanon, Regalías, Impuestos y Autofinanciamiento del Proyecto

PRE COVID19 (Bloomberg Strip 2019-06-05)

POST COVID19 (Strip 2020-08-10)

Cash Flow a Nivel Cuenca del Marañón (\$USD mm) - Todos los Lotes - 2P
2.25 Billones \$USD Modernización del Oleoducto Norperuano

Cash Flow a Nivel Cuenca del Marañón (\$USD mm) - Todos los Lotes - 2P
2.25 Billones \$USD Modernización del Oleoducto Norperuano



Conclusiones (1)

1. Existe un potencial hidrocarburífero importante en los lotes de la Cuenca del Marañón con volúmenes técnicamente recuperables de petróleo
2. Se propone considerar nuevas estrategias de producción en frío en la revitalización de campos maduros de petróleo pesado tales como: perforación de pozos horizontales y/o multilaterales completados con AICDs, uso de completaciones duales y automatización del sistema de producción.
3. Los estudios de recobro mejorado merecen una especial atención, tales como la inyección de polímeros y químicos.
4. Es posible autofinanciar la Modernización del Oleoducto Norperuano con impuestos y regalías generadas en los lotes de la Selva Norte; el payout estimado es de 15 años.

Conclusiones (2)

5. La Modernización del Oleoducto Norperuano permitiría establecer sinergias entre los operadores de la Cuenca del Marañón, incentivando mas inversiones.
6. Asimismo, la nueva infraestructura de transporte podría beneficiar la extracción de un mayor volumen de recursos contingentes de crudo pesado en los Lotes 67, 39 e inclusive el 192.
7. La integración vertical de PETROPERU es de vital importancia para consolidar el desarrollo de los hidrocarburos de la Selva Norte Peruana, de una manera sostenible y fomentando el desarrollo económico de la región.



Referencias Bibliográficas

- Babadagli, T. (2005). Mature Field Development - A Review. SPE 93884.
- Palacios, N. (2014). Assessment of Thermal Recovery: Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) to Improve Recovery Efficiency in the Heavy-Oilfields of the Peruvian Jungle. SPE 171108
- “Maximum Efficiency of Recovery, Block 1-AB 2014”, DGH-MINEM, Peru.
- Huerta, V. (2015). Key Parameters to Revitalize Oil and Gas Fields. LACPEC 2015. SPE 177240.
- Huerta, V. Palacios, N. Cervantes, R. (2016). Assessment of Cold Production Strategies to Revitalize Mature Heavy Oilfields in the Peruvian Jungle. SPE 181150
- Petroleum Resources Management System (PRMS) 2018. SPE.
- Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. 2011. Houston, Texas: Society of Petroleum Evaluation Engineers.
- Voskanian, M. (2009). Incentives to Revitalize Mature Fields in an Environmentally Safe Manner. SPE 121819.
- Aprilian, S. Kurnely, K. PT Pertamina E.P. (2006). Improving the Value-Risk Management on Revitalizing Mature Oilfields in One Company’s Operating Area. SPE 100879.
- General Directorate of Hydrocarburos. (2017-2018). 2017-2018 Annual Report of Hydrocarbons Reserves. MINEM -PERÚ
- PERUPETRO (2017-2018). 2017-2018 Annual Hydrocarbons Report.
- Perez, L. Gonzalez, J. Gomez, V. Lozano, M. Sarmiento, L. Vargas, J. Ecopetrol S.A. (2007). Integrated Reservoir Management Enhances the Recovery in a Mature Field. SPE 107885.

GRACIAS A TODOS LOS PARTICIPANTES

ESTUDIO DE INCENTIVOS GUBERNAMENTALES Y DESARROLLO DE ESTRATEGIAS PARA REVITALIZAR CAMPOS MADUROS DE CRUDO PESADO EN LA SELVA PERUANA (Pre & Post COVID19)

Preparado por: Ing. Alex Huerta, Nossier Jurado



**Society of Petroleum Engineers
Lima Section**