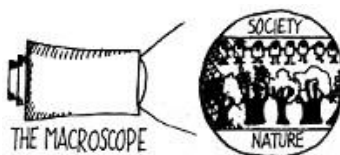




Transición Energética en Ecuador



© Joël de Rosnay

“ITT43+, EL VIRAJE, ¿HACIA DONDE?”

“DE LA EXTINCIÓN HIDROCARBURÍFERA A UNA TRANSICIÓN SOPORÍFERA”



Visión

“Un Ecuador transformando y utilizando energía pensando en las nuevas generaciones”

Serie Transición Energética en Ecuador

Boris P. Abad-Guerra, MS, PhD

2022

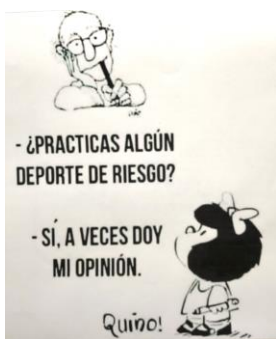


Transición Energética en Ecuador, I

“ITTB43+, EL VIRAJE¹, ¿HACIA DONDE?”

“DE LA EXTINCIÓN HIDROCARBURÍFERA A UNA TRANSICIÓN SOPORÍFERA”

Boris P. Abad-Guerra, MS, PhD²
Petróleo y Gas Natural



“La irresponsabilidad de la Corte Constitucional y de 52.0% de los votantes, y la incompetencia del gobierno – Presidencia, Ministerio de Energía y Minas, y EP Petroecuador – nacional han descarrilado la transición energética de Ecuador, la que, de darse, será costosa, dolorosa y de difícil realización. Ecuador tomó veneno y cree que tomó vitaminas.”

“Industria de Hidrocarburos de Ecuador – Pocos defendieron al enfermo, muchos lamentan su desahucio y, todos lloraran su muerte”

Boris P. Abad-Guerra

I

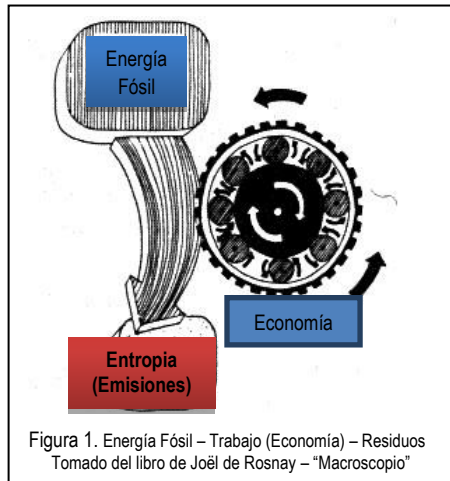
TRANSICIÓN ENERGÉTICA, ¿AL PIE DEL PUENTE O DEL PRECIPICIO?



La irresponsable aprobación de la Consulta por la CC y la lamentable decisión de la mayoría de los votantes impedirá, o dificultará aún más, una transición energética acorde con las realidades socioeconómicas de Ecuador.

¹ Inspirado en “THE SWERVE, HOW THE WORLD BECAME MODERN”, Stephen Greenblatt, ganador del Premio Pulitzer, W. W Norton & Co., NY, Londres, 2011

² MS y PhD en Petróleo y Gas Natural, PENN STATE UNIVERSITY, 1974 y 1976 e Ingeniero en Petróleo, ESPOL 1989. Tiene 47 años de experiencia en la industria del petróleo y del gas natural mundial; exprofesor de universidades en Ecuador, Venezuela y USA. Ha dictado cursos industriales especializados en Japón, Colombia, Venezuela y Ecuador. Miembro Vitalicio de la Sociedad de Ingenieros en Petróleo SPE y CENTENIAL FELLOW de la Facultad de Ciencias de la Tierra y Minerales de PENN STATE UNIVERSITY. (En 1996 fue seleccionado como uno de los mejores 100 graduados en 100 años de la Facultad) es especialista en búsqueda, evaluación, desarrollo y operación de campos de hidrocarburos. Vive y trabaja en San Antonio, Texas.



Transición Ecológica y Transición Energética

"La transición en población y movilidad son solo facetas de la gran transición en las relaciones humanas con el ambiente físico. Esto no es una sola transición, sino muchas, involucrando ambos los recursos naturales y estructuras sociales, la especie humana y todas las especies, la superficie de la Tierra y los asuntos humanos. La transición ecológica es equivalente a la historia ecológica de la humanidad; es también mayormente equivalente a lo que los antropólogos han llamado evolución cultural".

John W. Bennett, ECOLOGICAL TRANSITION 1976

La filosofía de la transición ecológica, de la cual transición energética, en mi opinión es el componente medular, incluye eficiencia energética y transición de fuentes de energía primaria fósil – carbón e hidrocarburos – a otras fuentes de energía cuya transformación cause menos impacto ambiental, menos "entropía, es decir menos desechos que afectan y perturban el entorno que los recibe.

TRANSICIÓN ECOLÓGICA (TE_c)

John W. Bennett, 1976
Antropología Cultural y Adaptación Humana
Interacción Humana con el Entorno Físico

TE_c Se refiere a:
Transición Energética – Eficiencia Energética y Preferencia por fuentes de energía no-carboníferas
Transición Industrial – Producción Local de Bienes Reciclables, Economía Circular
Transición Agro-alimenticia – Reemplazo de Agricultura Industrial por Una Orgánica

"Transición³" es una acción y efecto de pasar de un modo de ser o estar a otro distinto.

Transición Energética es el cambio global del sistema de transformación (generación y uso) de energía basado en la utilización de fuentes fósiles como carbón, petróleo y gas natural a otro que no los utilice y tiene dos componentes (conceptos) principales; Eficiencia Energética que es generar más o igual trabajo con menos energía primaria (fuentes carboníferas y no-carboníferas) y por ende generar menos residuos contaminantes – entropía, CO₂, NO_x, Metano – CH₄, etc., y utilizar (transformar) fuentes de energía primaria no-carbonífera⁴ - solar, eólica, hídrica, baterías de iones de litio por ejemplo.

II

EL ORIGEN Y CONSTRUCCIÓN DE LA HERENCIA QUE HOY UNA MAYORÍA DESCONOCEDORA DE LA REALIDAD DESTRUYÓ⁵

La búsqueda de hidrocarburos en el Oriente Ecuatoriano empezó hace 79 años (1944). La Segunda Guerra Mundial estaba por terminar y el Mundo entero necesitaba petróleo para reconstruirse y desarrollarse. El pozo Shell VUANO-1 al SE de Pungarayacu fue el primero y en 1948 Shell perforó el Tiputini – 1. Ambos descubrieron crudo pesado; las zonas eran remotas y la infraestructura inexistente. El

³ Definición de la Real Academia de la Lengua Española

⁴ Evito en lo posible utilizar las denominaciones "renovable y no-renovable" pues la energía ni se crea ni se destruye, solo se transforma.

⁵ 5000 Pozos Petroleros Oriente Ecuatoriano I Pozos perforados a lo largo de la historia, Ministerio de Energía y Minas 2023



Kepler Energy LLC

Ministerio relata que en la década de los 40 se perforaron seis pozos, todos abandonados por no-comerciales. Los dos gráficos presentados a continuación cuentan la historia bastante bien.

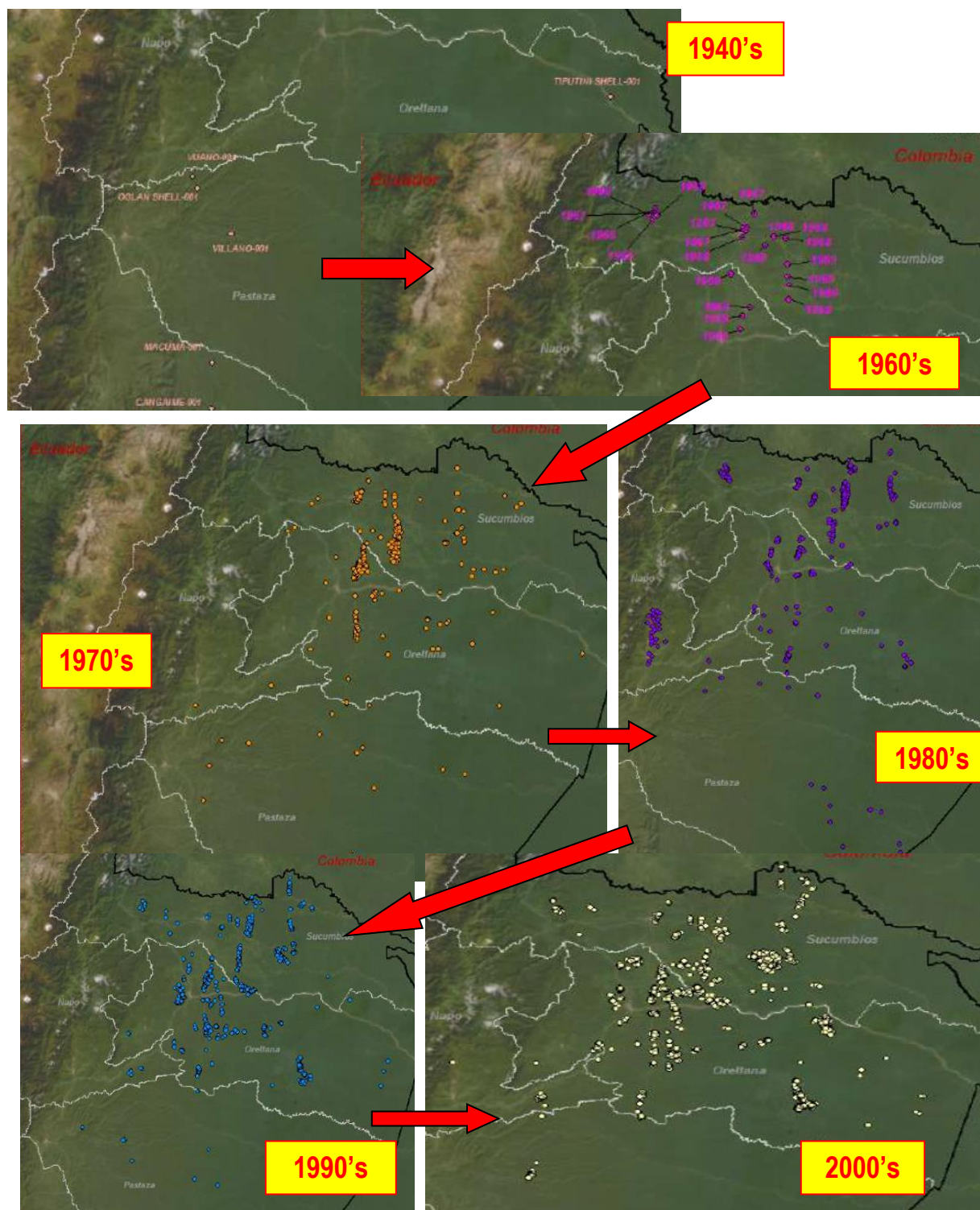


Figura 2. Exploración, Evaluación y Desarrollo de Recursos Hidrocarburíferos, Incorporación de Reservas y Operación de Campos, 1940 – 2000



Kepler Energy LLC

En los 50's no pasó nada. En los 60's el Consorcio Texaco-Gulf⁶ (T-G), que había descubierto los campos de Orito en el Putumayo, Colombia, inició la exploración en el NO ecuatoriano y en 1967 encontró hidrocarburos en cantidades comerciales en el pozo Lago Agrio-1. En 1969 perforó Shushufindi-1, Sacha-1 descubridores de dos de los cuatro campos (yacimientos) más grandes descubiertos en el Oriente. 91.0% de los pozos exploratorios perforados fueron comerciales.

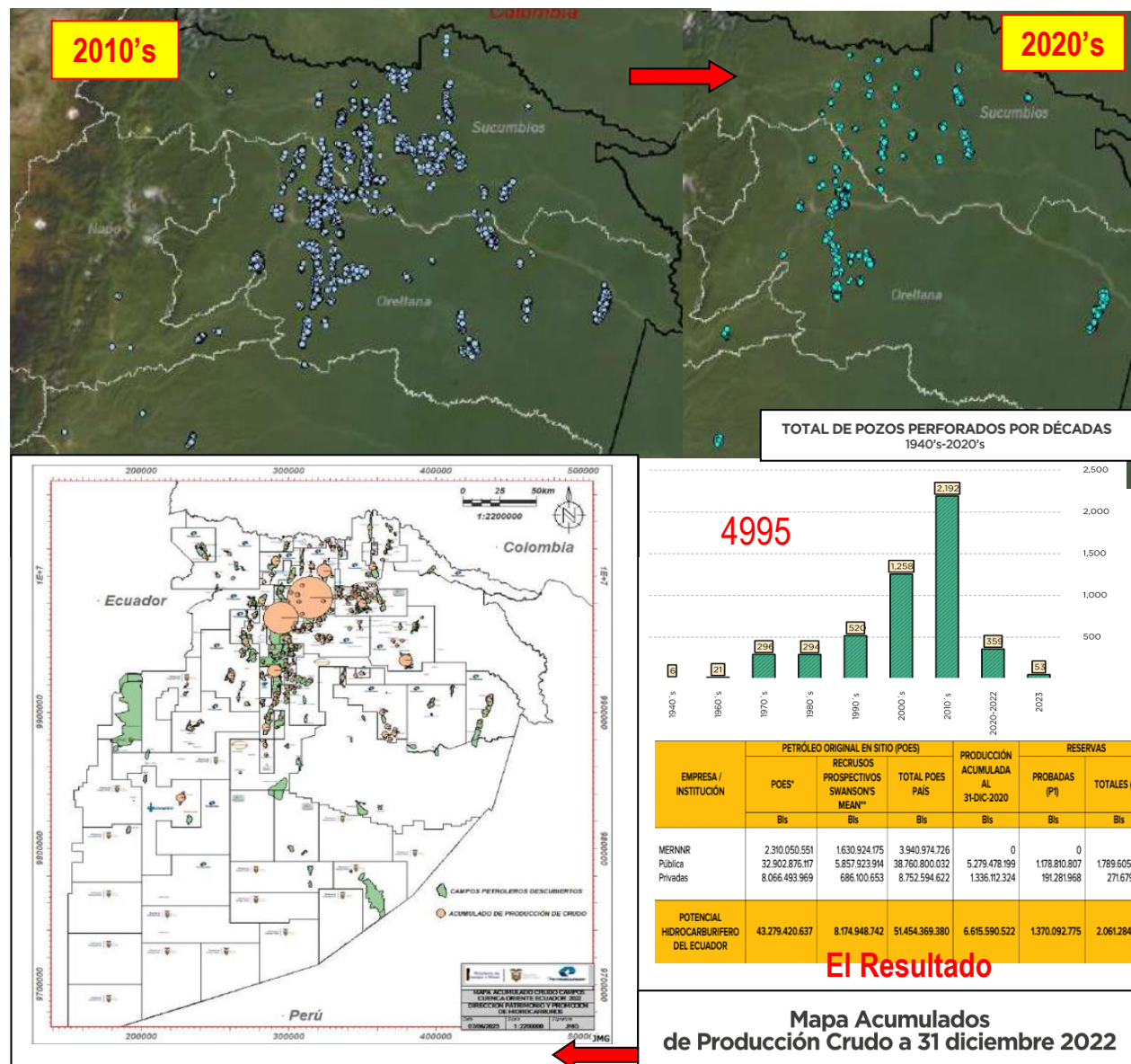


Figura 3. Exploración, Evaluación y Desarrollo de Recursos Hidrocarbúferos, Incorporación de Reservas y Operación de Campos, – 2010-2023. Recursos, Reservas y Producción Acumulada a 12-31-2020. MEM 2023

En 1970 el Consorcio T-G perforó Auca, en 1972 Cononaco y Cuyabeno entre los más importantes. Decenas de descubrimientos llevaron la producción a 190.00 BPD y en agosto de 1972, a

⁶ La burocracia ministerial – MEM – pero obviamente con aprobación oficial pretende cambiar la historia pues tanto en la exploración, descubrimiento, evaluación, desarrollo y operación (1965 – 1990) de los recursos hidrocarbúferos más importantes para la historia del desarrollo socioeconómico del País, no hace mención del Consorcio Texaco-Gulf y luego del Consorcio CEPE-TEXACO.



Kepler Energy LLC

través del recién construido SOTE, Ecuador exportó petróleo y, desafortunadamente empezó a quemar gas asociado rico en GLP y gasolina natural. (El éxito exploratorio de la década fue 66.0%)

En la década de los 80 iniciaron las “Rondas Petroleras” y un grupo de empresas grandes con capital y tecnología – Conoco, Exxon, Repsol, Elf, Petrobras, BP, Petro Canadá, ARCO, OXY – llegaron a Ecuador y llevaron adelante campañas exploratorias exitosas. Se perforaron pozos descubridores en Amo, Daimi, Ginta e Iro; en Limoncocha, Payamino, Villano, Paraíso y en muchas otras áreas. El éxito exploratorio fue 83.0%, se perforaron pozos en Pungarayacu y perforación adicional de desarrollo incrementó la producción a 280.000 BPD. La exploración en el Golfo y en Manabí no tuvo éxito.

En los 90's incrementó la perforación de desarrollo a pesar de la restricción que la lentitud en la aprobación de los planes de desarrollo del gobierno de turno (Borja) y la falta de capacidad de transporte de crudo desde el Oriente a Balao imponía sobre la inversión para incrementar la producción. Petroecuador perforó pozos en Ishpingo y en Tambococha. El éxito exploratorio fue 81.0%

La primera década de los 2000 fue de intenso desarrollo de los yacimientos descubiertos en la década anterior pues la construcción del OCP – Oleoducto de Crudos Pesados – permitió el incremento de producción de 372.000 BPD a 530.000 BPD. El éxito exploratorio fue 68.0%.

La década 2010-20 continuó la perforación de desarrollo, pero la exploratoria decreció significativamente, y aunque el éxito exploratorio fue 78.0% el incremento de reservas no lo fue, pues la producción de crudo no fue compensada con mayores descubrimientos.

“La perforación exploratoria incrementa los recursos hidrocarburíferos, la perforación de evaluación las reservas posibles y probables, y la perforación de desarrollo y la construcción de infraestructura incrementa las reservas probadas”

*“Resumo la exploración (búsqueda) de hidrocarburos en Ecuador, **¡Exitosa!** – 367 pozos (282 positivos) han descubierto 51.454'369.380 barriles; 140 MB por pozo. Muestra inequívoca de una cuenca prolífera”*

*“Resumo el desarrollo de los hidrocarburos en Ecuador **¡Desastroso!** – 4.914 (a Julio 2023) pozos han producido 7.029'000.000 barriles, 13.7% de lo descubierto; 1.43 MB por pozo. Muestra inequívoca del fallido modelo de desarrollo creado y mantenido en nombre de la soberanía”*

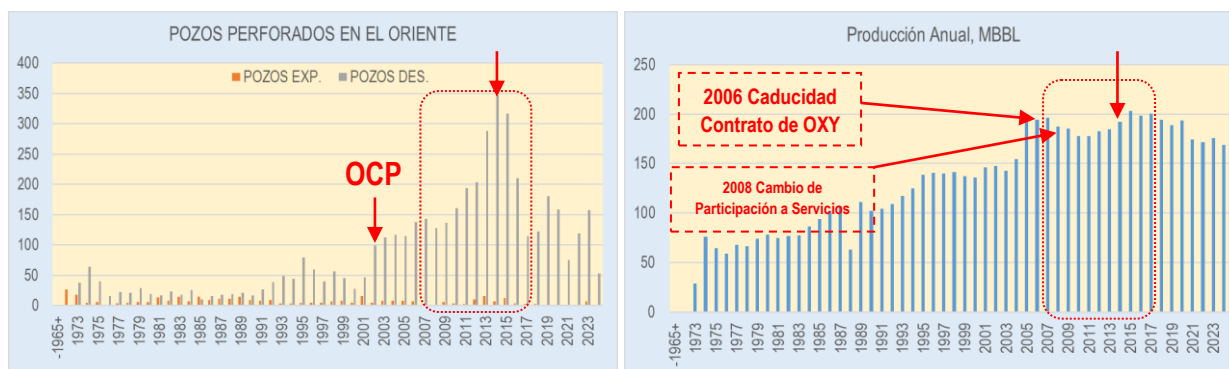


Figura 4. Pozos exploratorios y de desarrollo perforados en el Oriente y la producción resultante.

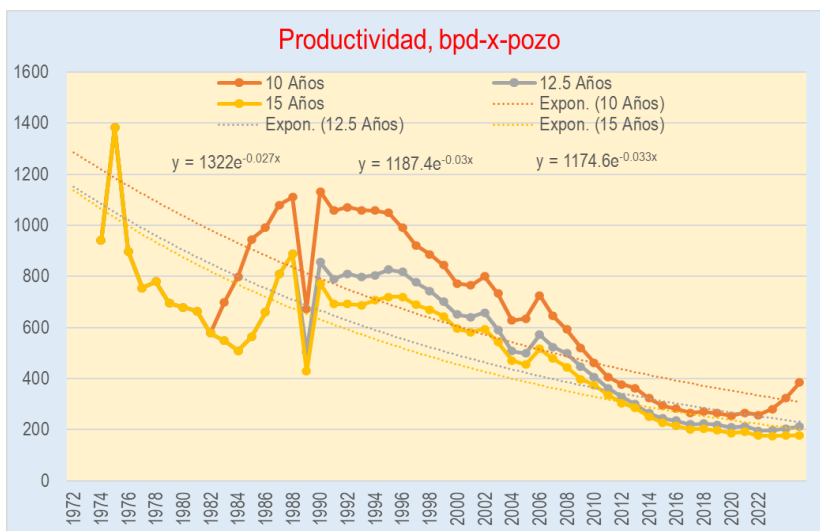
Nota: El incremento significativo en la perforación (2011-15) no resultó en incrementos proporcionales de producción. El contrato de Oxy fue terminado en 2006 y en 2008 los contratos fueron cambiados de participación a prestación de servicios. La mayor perforación solo “sostuvo” la producción, no la incrementó.



Kepler Energy LLC

Análisis hecho utilizando la información del MEM – 5000 Pozos Petroleros Oriente Ecuatoriano, 2023. Los estimados muestran tendencias generales no cifras exactas. La pérdida de productividad es evidente.

Productividad, bpd-x-pozo			
AÑO	10 Años	12.5 Años	15 Años
1970's	849	849	849
1980's	907	671	645
1990's	942	757	670
2000's	615	507	461
2010's	295	245	226
2020's	312	202	176
2023	384	211	178

Figura 4. Productividad⁷ de los pozos perforados en el Oriente.

Es fácil deducir el impacto negativo que el abandono de los campos de ITTB43 tendrá en el mantenimiento de los niveles de producción actuales ya que en sus inexplorados yacimientos los pozos perforados tienen mayor productividad inicial.

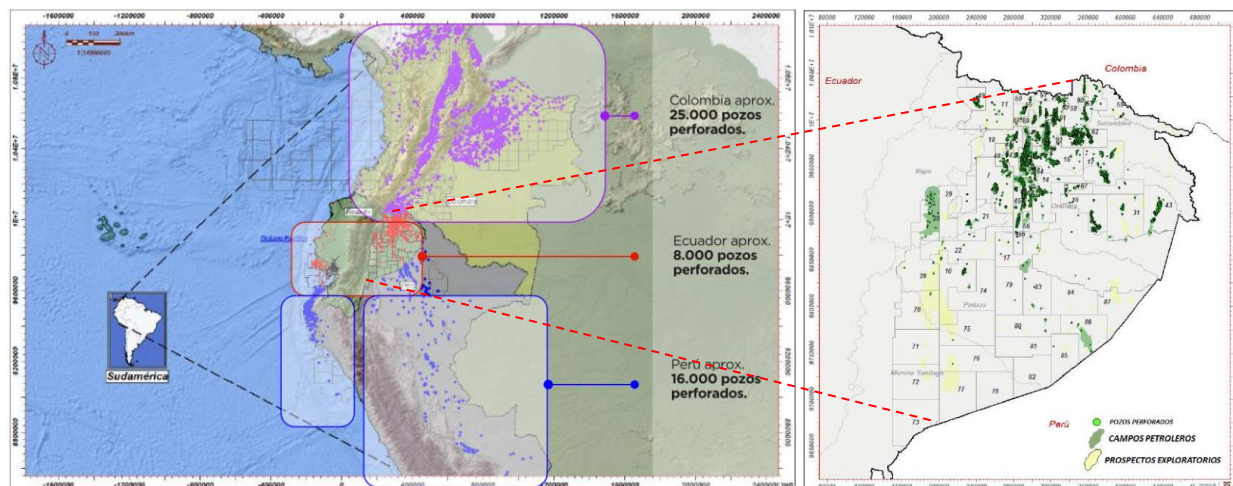


Figura 5. Ecuador más rico en recursos, pero con desarrollo más pobre que sus vecinos

No es que Perú y Colombia sean países con historias políticas muy distintas a las de Ecuador, pero ambos han desarrollado sus recursos hidrocarbúricos de mejor manera a pesar de que sus cuencas no son tan prolíficas. Han sabido atraer inversión y han sido serios en la contratación.

El análisis y estudio de la información oficial publicada por Petroecuador, Ministerio de Energía y Minas y el Banco Central del Ecuador muestra la lenta pero irreversible declinación de los yacimientos del Oriente y la necesidad imperiosa de inversión y tecnología que tienen, y que la desordenada e incesante perforación de pozos no resulta en incrementos de producción concomitante. La Empresa⁸ Pública Petroecuador necesita más que nunca tecnología, capacidad de gestión, independencia administrativa, verdadera rendición de cuentas, capital para inversión (de riesgo) y personal capacitado. Pero, todo lo anterior no tendrá sentido si la empresa (¿?), que solo ha crecido en personal y burocracia, no tiene horizontes nuevos

⁷ He supuesto que la vida productiva de los pozos perforados en el Oriente oscila entre 10.0 – 12.5-15.0 años.

⁸ Lamentablemente EP Petroecuador no es una "Empresa", es un instrumento del Ministerio de Finanzas para generar ingresos, y la bondad de la Cuenca Amazónica, el "Net Back" (diferencia entre el precio de venta y los costos de producción) hace que los gobiernos de turno la traten como agencia de empleo de recursos inagotables. Trataré este problema en el próximo ensayo de la serie.



Kepler Energy LLC

para buscar y desarrollar lo que ha encontrado en más de 30 años de exploración con una inmensa inversión pagada⁹ directa o indirectamente por el pueblo ecuatoriano que hoy, quizás por mal informado y novelero, decidió tirar por la ventana la inmensa y necesaria riqueza cuyo desarrollo ha sido y es indispensable para su bienestar y progreso.

III

EL PUNTO DE PARTIDA – 2022

Oferta y Demanda

Energía Primaria	Unidades	2012	2021	2022
Producción Total de Energía	kBEP	205.819	201.411	203.443
Producción de Hidroenergía	kBEP	7.582	15.846	15.264
	GWh	12.238	25.575	24.635
Energía Secundaria				
Producción Total de Energía	kBEP	74.243	76.840	80.426
Importación de Diésel	kBEP	17.048	23.555	28.308
	miles gal	714.961	987.829	1.187.169
Importación de Gasolinas y Naftas	kBEP	12.739	16.024	16.757
	miles gal	598.878	753.318	787.780
Importación de GLP	kBEP	6.039	8.590	9.217
	miles kg	791.444	1.125.817	1.207.933
Consumo de Energía (2)				
Consumo Total de Energía	kBEP	77.181	90.413	95.704
Consumo energético sector transporte	kBEP	33.852	46.552	49.045
Consumo energético sector industrial	kBEP	15.506	17.370	17.922
Consumo energético sector residencial	kBEP	11.170	13.003	13.087
Consumo energético de otros sectores (3)	kBEP	16.653	13.488	15.649

En 2022 la producción total de energía primaria fue de 203 millones de BEP – **1.0%** más que en 2021 (año de COVID) y **1.15%** menos que en 2012. 86,4% producción de petróleo, 9,1% producción de energía renovable (hidroenergía, leña, productos de caña, energía eólica, fotovoltaica y biogás), y 4,5% producción de gas natural.

En el periodo 2012-2022 la demanda de combustibles superó a la producción de energía secundaria, lo que requirió la importación de energéticos refinados – diésel gasolina y GLP – para cubrir parte de la demanda existente.

La producción de energía secundaria creció 4,7% en 2022 versus 2021; sin embargo, este crecimiento disminuyó la eficiencia energética nacional e incrementó la generación de gases invernadero pues el consumo de fueloil creció 4,5%, electricidad 2,5%¹⁰ y diésel 3,5%. En el año 2022, el energético con la mayor participación en la oferta de energía secundaria fue fueloil – 29,2% (ineficiencia de la refinación), seguido por la termoelectricidad, 25,4% (fueloil y diésel), y el diésel (importado), 16,2% del total. Esta forma de generar energía secundaria es contraria a los esfuerzos para iniciar y avanzar la transición energética.

La demanda energética en el país incrementó 44,5% en el periodo 2009-2022 – de 69,2 MBEP en 2009 a 100 MBEP en 2022. El sector Transporte se mantuvo como el de mayor crecimiento (96,6%) y de

⁹ 5000 pozos a \$6'000.000/pozo = \$30.000'000.000, 50 años de trabajo que le han generado al país más de \$300.000 millones

¹⁰ Energía eléctrica secundaria es termoelectricidad generada con diésel, crudo y fueloil. Esta generación va en dirección contraria a la transición energética y por su costo y generación de gases invernadero debería ser utilizada solamente en emergencias; ergo, estiajes.



Kepler Energy LLC

mayor consumo de energía – 58,5%; 39,2 MBEP_{PROMEDIO} en el periodo 2009-2022. Seguido por el sector industrial – 15,6 MBEP_{PROMEDIO}, y del sector residencial, con un promedio de 11,9 MBEP_{PROMEDIO}.

En 2022 la demanda de energía creció 5,7% con respecto al 2021 – de 94,6 MBEP a 100 MBPE. Transporte incrementó 5,4%, Industria 3,2% y Residencial 0,6%. En 2022 Transporte consumió 49,1%¹¹, Industria 17,9% y Residencial 13,1% de la energía ofertada en el año.

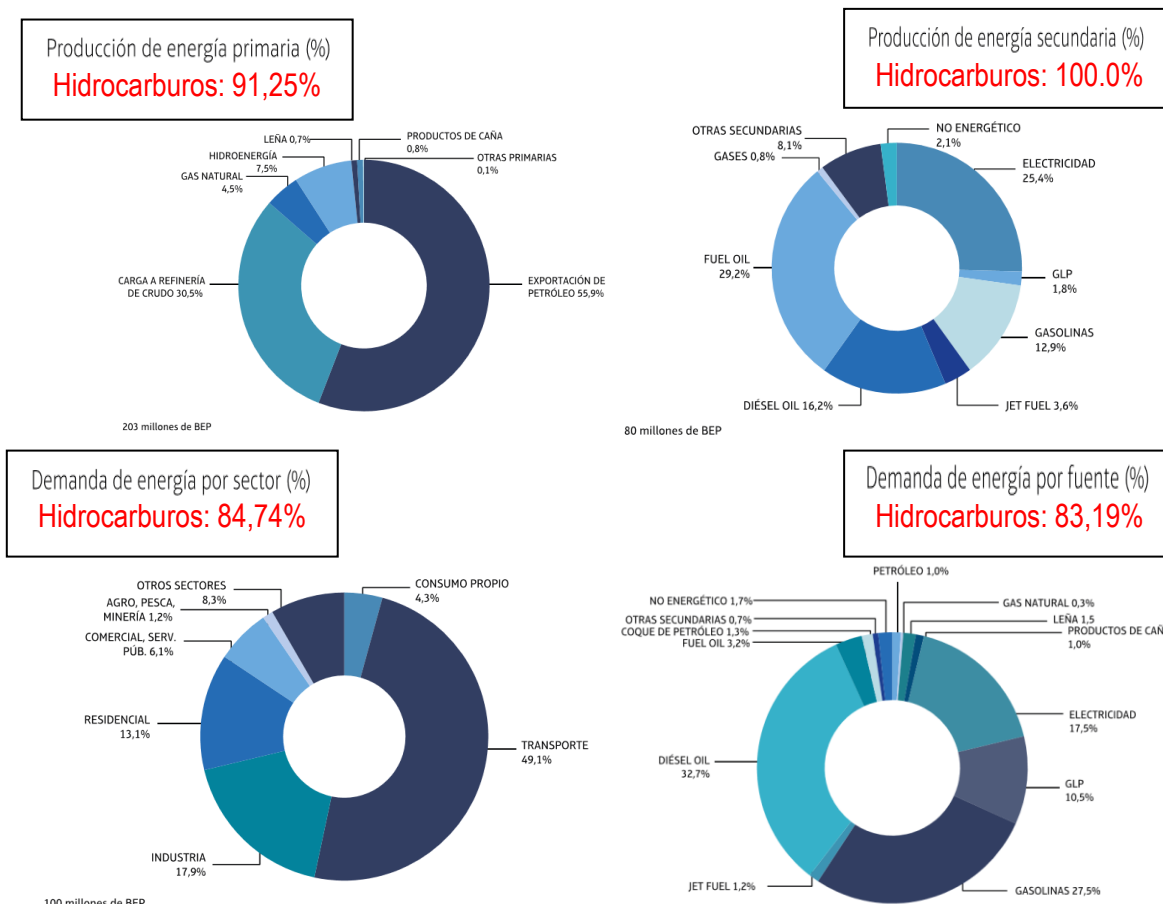


Figura 6. El Punto de Partida – BEN2022
Transición Energética para Ecuador significaría reemplazar 85 MBEP por fuentes de energía primaria no-carbonífera

En teoría la transición energética implicaría el cambio del uso de combustibles fósiles – petróleo, gas natural y sus derivados – a electricidad generada de fuentes hídricas, fotovoltaicas, eólicas, geotermales, nuclear¹² y piezoeléctricas para nombrar las principales, no de termo-generación; sin embargo, hoy (2023) el 38.8% de la capacidad instalada – 8.860 MW – a y 23.6% de la generación – 33.474 GWh – son térmicas de origen fósil. Solo 2.6% de la capacidad instalada y 0.3% de la generación son de origen no carbonífero.

¹¹ Diario Expreso: Petroecuador informó que desde las 00:00 de este 12 de septiembre de 2023 rige el nuevo precio referencial para las gasolinas Súper Premium 95 en \$4,33/galón y de la Ecoplus 89 en \$3,48/galón, (2023-09-11) La petrolera estatal reiteró que tienen un precio congelado, las gasolinas Extra y Ecopais en \$2,40/galón, así como el Diésel en \$1,75/galón, para el segmento automotriz; en cumplimiento al Reglamento de Regulación de Precios de Derivados del Petróleo. (2023-09-11)

¹² En mis análisis no consideraré la posibilidad de utilizar energía nuclear como alternativa a la utilización de fuentes fósiles primarias y secundarias de energía.



IV

¿SOBRE QUÉ BASES Y CÓMO SE CONSTRUIRÍA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA?

*“EL PESIMISTA SE QUEJA DEL MAL TIEMPO,
EL OPTIMISTA ESPERA QUE CAMBIE, Y EL
REALISTA AJUSTA LAS VÉLAS”
ANÓNIMO*

Hidrocarburos¹³, ¿Kairós¹⁴?

La irresponsabilidad de la Corte Constitucional y de 52.0% de los votantes y la incompetente y pusilánime actuación del gobierno – Presidencia, Ministerio de Energía y Minas, y EP Petroecuador – nacional, han dado un golpe letal a la industria hidrocarburífera generadora de lo que llamo el “sueldo del Fisco”. Pues, al decidir clausurar las actividades extractivas en ITTB43 no solo privaron a EP Petroecuador de los 58.000 BPD que produce hoy en día, sino que le quitó toda oportunidad de crecimiento al privándola de acceso a los recursos descubiertos en el área luego de más de 30 años de actividades exploratorias y de evaluación, y de 10 años de inversiones en desarrollo y producción de lo encontrado.

En mi opinión, independiente de los tardíos reclamos y argumentos legales que esgrimen hoy voces que durante una década y especialmente durante el proceso de aprobación y promoción de la malhadada consulta, el daño ya está hecho. No aceptarlo sería desconocer la naturaleza de la industria y la realidad política que rige la administración y operación de la empresa estatal Petroecuador.

En democracia uno propone, expone, defiende y vota, y si pierde su tesis porque la mayoría decidió en contra de ella, lo constructivo no es lamentarse de lo que pudo haber sido y no fue, sino reorganizarse y redireccionar el negocio, emprendimiento o iniciativas acorde con la nueva realidad.

Y la nueva realidad para los amenazados – por la narcoviolencia y el crimen organizado – y empobrecidos habitantes de Ecuador, es que el gobierno de turno ya no podrá contar con el potencial hidrocarburífero descubierto en ITT-B43 estimado en 9.200 MBBL (millones de barriles) de donde Petroecuador produce 58.000 BPD y ha recuperado menos del 4.0% de lo descubierto.

El recurso hidrocarburífero (potencial) se convierte en reservas, es decir productos monetizables, solo cuando se lo ha probado a través de perforación y se compromete el capital necesario para producirlo en cantidades comerciales.

Hace ya casi 30 años el Estado – Petroecuador – no ha invertido en exploración, y la mezcla nefasta de populismo político, inseguridad jurídica, intereses creados, corrupción y burocracia pseudo nacionalista enquistada en el ADN del sistema, han hecho muy poco atractiva, yo diría imposible, la participación del sector privado en la búsqueda, evaluación y desarrollo de recursos hidrocarburíferos. Consecuentemente el País no ha descubierto nuevos recursos desde la década de los noventa y solo ha consumido las reservas probadas que se producen cada vez con más dificultad a pesar de la perforación y mantenimiento de pozos. Las estadísticas oficiales son contundentes.

¹³ En esta parte del análisis he utilizado la información del Informe “Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador 2021” publicado por el MEM en 2022

¹⁴ **Kairós** (**griego antiguo: καιρός**) es una palabra **griega** antigua que significa “el momento correcto, crítico u oportuno”. En **griego moderno**, **Kairós** también significa “clima” o “tiempo”. Es una de las dos palabras que los antiguos griegos tenían para “**tiempo**”; la otra es **Cronos** (**χρόνος**). Mientras que este último se refiere al **tiempo cronológico o secuencial**, **Kairós** significa un tiempo apropiado u oportuno para la acción. En este sentido, mientras que **cronos** es cuantitativo, **Kairós** tiene una naturaleza cualitativa y permanente. <https://en.wikipedia.org/wiki/Kairos>



Kepler Energy LLC

El Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador¹⁵ dice:

Recursos y Reservas

“El POES¹⁶ estimado a diciembre 2020 del Ecuador es **51.454 MMBL**, respecto a diciembre de 2019 se tiene un decremento del 6% debido a las nuevas evaluaciones realizadas por las empresas de sus áreas de operación.”

Los volúmenes de petróleo del país son:

Reservas Probadas (P1)	1.370	MMBls
Reservas Probables (P2)	292	MMBls
Reservas Posibles (P3)	400	MMBls
Reservas Totales (3P)	2.061	MMBls
Producción Acumulada (31-12-2020)	6.616	MMBls
Recursos Contingentes (3C)	1.221	MMBls
Recursos Prospectivos (3U)*	835	MMBls

Los volúmenes por tipo de empresa y MERNNR son:

Empresa Pública:

Reservas Probadas (P1)	1.179	MMBls
Reservas Probables (P2)	233	MMBls
Reservas Posibles (P3)	378	MMBls
Reservas Totales (3P)	1.790	MMBls
Producción Acumulada (31-12-2020)	5.279	MMBls
Recursos Contingentes (3C)	813	MMBls
Recursos Prospectivos (3U)	687	MMBls

Empresas Privadas:

Reservas Probadas (P1)	191	MMBls
Reservas Probables (P2)	59	MMBls
Reservas Posibles (P3)	22	MMBls
Reservas Totales (3P)	272	MMBls
Producción Acumulada (31-12-2020)	1.336	MMBls
Recursos Contingentes (3C)	218	MMBls
Recursos Prospectivos (3U)	70	MMBls

MEM

GAS NATURAL

Reservas Probadas (P1)	0	MMBls
Reservas Probables (P2)	0	MMBls
Reservas Posibles (P3)	0	MMBls
Reservas Totales (3P)	0	MMBls
Producción Acumulada (31-12-2020)	0	MMBls
Recursos Contingentes (3C)	190	MMBls
Recursos Prospectivos (3U)	77	MMBls

Reservas Probadas (P1)	149.113	MMSCF	(25 MMBOE*)
Reservas Probables (P2)	160.291	MMSCF	(27 MMBOE)
Reservas Posibles (P3)	116.390	MMSCF	(20 MMBOE)
Reservas Totales (3P)	425.794	MMSCF	(72 MMBOE)
Producción Acumulada (31-12-2020)	229.993	MMSCF	(39 MMBOE)
Recursos Contingentes (3C)	0	MMSCF	(0 MMBOE)
Recursos Prospectivos (3U)	0	MMSCF	(0 MMBOE)

RESUMEN CONSOLIDADO PAÍS POR TIPO DE EMPRESA AÑO 2021

EMPRESA	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	PRODUCCIÓN ACUMULADA AL 31-DIC-2020	FACTOR DE RECOBRO ACTUAL 31-DIC-2020 (%)	RESERVAS				RECUPERACIÓN FINAL ESTIMADA (EUR PROBADO)	FACTOR DE RECOBRO FINAL (%)	CALIDAD DEL PETRÓLEO °API
				PROBADAS (P1)	PROBABLES (P2)	POSIBLES (P3)	TOTALES (3P)			
	Bls	Bls	(%)	Bls	Bls	Bls	Bls	Bls	(%)	°API
Empresa Pública	32.186.880.678	5.279.478.199	16,40	1.178.810.807	232.665.063	378.129.635	1.789.605.506	6.458.289.006	20,06	25,6
Empresas Privadas	7.718.245.913	1.332.741.874	17,27	191.281.968	58.864.444	21.533.039	271.679.451	1.524.023.842	19,75	21,5
TOTAL PAÍS	39.905.126.591	6.612.220.073		1.370.092.775	291.529.507	399.662.674	2.061.284.957	7.982.312.848		24,7

EUR PROBADO = PRODUCCIÓN ACUMULADA + RESERVAS PROBADAS

RESUMEN DE CIFRAS ESTIMADAS DE POES, RESERVAS Y RECURSOS

EMPRESA / INSTITUCIÓN	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)			PRODUCCIÓN ACUMULADA AL 31-DIC-2020	RESERVAS		RECURSOS		VOLUMEN DE HIDROCARBUROS P1+3C	VOLUMEN DE HIDROCARBUROS 3P+3C	VOLUMEN DE HIDROCARBUROS 3P+3C+3U
	POES*	RECURSOS PROSPECTIVOS SWANSON'S MEAN**			PROBADAS (P1)	TOTALES (3P)	CONTINGENTES (3C)	PROSPECTIVOS (3U)***			
		Bls	Bls								
MERNR	2.310.050.551	1.630.924.175	3.940.974.726	0	0	0	190.005.900	77.066.638	190.005.900	190.005.900	267.072.538
Pública	32.902.876.117	5.857.923.914	38.760.800.032	5.279.478.199	1.178.810.807	1.789.605.506	812.796.264	687.281.803	1.991.607.071	2.602.401.769	3.289.683.573
Privadas	8.066.493.969	686.100.653	8.752.594.622	1.336.112.324	191.281.968	271.679.451	218.128.124	70.493.896	409.410.092	489.807.575	560.301.471
POTENCIAL HIDROCARBURIFERO DEL ECUADOR	43.279.420.637	8.174.948.742	51.454.369.380	6.615.590.522	1.370.092.775	2.061.284.957	1.220.930.287	834.842.337	2.591.023.063	3.282.215.244	4.117.057.581

* POES CONTEMPLA LOS CAMPOS EN PRODUCCIÓN Y NO PRODUCCIÓN + LOS CAMPOS Y/O YACIMIENTOS DE LA CATEGORÍA RECURSOS CONTINGENTES QUE NO ESTÁN EN PRODUCCIÓN Y NO PRODUCCIÓN, EL DESGLOSE SE ENCUENTRA EN LA TABLA 9

** POES POR ESTIMACIONES PROBABILÍSTICAS

*** RECURSOS PROSPECTIVOS CON RIESGO

Figura 7. Las reservas de petróleo y gas natural de Ecuador – MEM 2021

Nota: La producción de petróleo de 2021-a-2023(08) fue 462 MMBBL, las reservas probadas a 2023/08/31 serían 908 MMBL y las totales 1.599 MMBL

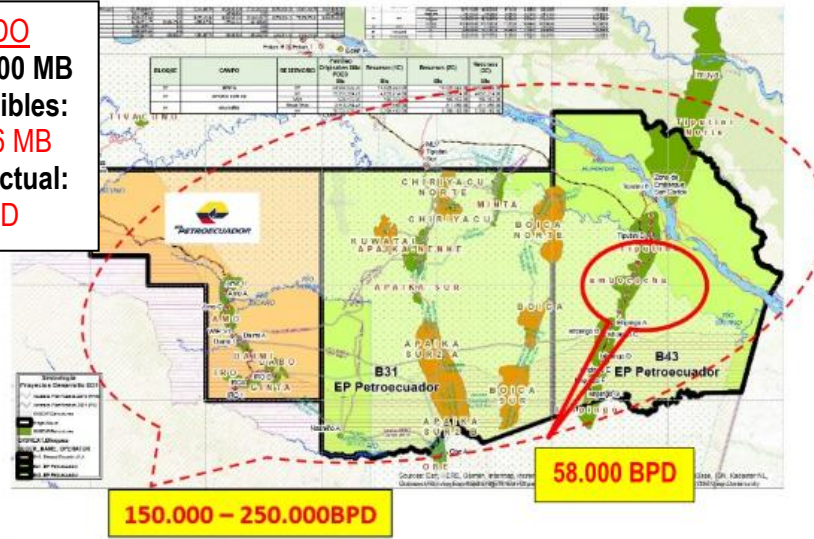
A estos estimados, en 2024, el MEM deberá descontar los recursos y reservas atribuibles a ITTB43,
¿Y cuánto son estos recursos y reservas?

¹⁵ Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador 2021, Ministerio de Energía y Minas

¹⁶ POES, Petróleo Original En Sitio, es decir el Recurso Hidrocarburífero descubierto



Kepler Energy LLC

LO PERDIDO**Recursos: 9.100 MB****Reservas Posibles:****1.105 – 2.056 MB****Producción Actual:****58.000 BPD**

ACTIVO ITT (MMBBL)					
CAMPO	POES	Np	RFE	FR, %	API
Activo ITT	9111.4	40.4	1104.6	12.12%	14.3
ACTIVO ITT (MMBBL) Objetivo FR de B16					
CAMPO	POES	Np	RFE	FR, %	API
Activo ITT	9111.4	40.4	2055.5	22.56%	14.3

Figura 8. Producción y los Recursos Hidrocarburíferos perdidos¹⁷.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR CAMPOS															
STB/D															
CAMPOS	AÑO 2023												ENERO-JULIO		VAR, %
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	2023	2022	
Apaka - Nenke	3,351	2,874	2,065	2,833	3,169	3,208	3,269	-	-	-	-	-	2,968	3,557	-16.6%
Eden Yuturi	25,940	22,605	18,888	22,812	25,368	25,869	26,537	-	-	-	-	-	24,019	25,267	-4.9%
Dumbique	125	108	72	130	130	132	124	-	-	-	-	-	117	164	-28.4%
Pañacocha	4,113	3,999	3,891	3,776	3,773	3,792	3,803	-	-	-	-	-	3,877	3,196	21.3%
Tumali	370	338	335	328	335	356	573	-	-	-	-	-	377	573	-34.1%
Tangay	52	53	53	56	49	49	49	-	-	-	-	-	52	77	-33.0%
Yanahuro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	75	-100.0%
BLOQUE 12-31 (EY-Apaka)	33,950	29,975	25,305	29,935	32,824	33,405	34,356	-	-	-	-	-	31,410	32,908	-4.5%
Tiputini	16,918	13,854	14,886	15,951	16,454	14,972	14,894	-	-	-	-	-	15,586	21,524	-27.6%
Tambococha	21,891	18,562	19,383	20,158	20,630	19,792	19,340	-	-	-	-	-	20,173	26,993	-25.3%
Ishpingo	13,817	15,112	13,070	16,924	18,178	19,617	22,887	-	-	-	-	-	17,275	2,013	758.4%
BLOQUE 43 (ITT)	52,626	47,529	47,340	53,032	55,261	54,380	57,121	-	-	-	-	-	53,035	50,529	5.0%

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR CAMPOS															
STB															
CAMPOS	AÑO 2023												ENERO-JULIO		VAR, %
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	2023	2022	
Apaka - Nenke	103,878	80,466	64,028	84,984	98,230	96,237	101,346						629,170	754,058	-16.6%
Eden Yuturi	804,125	632,933	585,539	684,362	786,419	776,081	822,655						5,092,114	5,356,581	-4.9%
Dumbique	3,879	3,010	2,227	3,898	4,017	3,958	3,857						24,846	34,677	-28.4%
Pañacocha	127,495	111,969	120,622	113,271	116,965	113,759	117,892						821,974	677,524	21.3%
Tumali	11,458	9,450	10,370	9,849	10,380	10,668	17,767						79,942	121,373	-34.1%
Tangay	1,627	1,482	1,655	1,674	1,534	1,459	1,517						10,948	16,348	-33.0%
Yanahuro													-	15,850	-100.0%
BLOQUE 12-31 (EY-Apaka)	1,052,462	839,310	784,441	898,038	1,017,546	1,002,162	1,065,034	-	-	-	-	-	6,658,993	6,976,411	-4.5%
Tiputini	524,464	387,920	461,480	494,481	510,067	464,123	461,703						3,304,238	4,562,996	-27.6%
Tambococha	678,616	519,742	600,884	624,890	639,526	613,556	599,546						4,276,760	5,722,485	-25.3%
Ishpingo	428,332	423,143	405,166	524,636	563,509	608,114	709,497						3,662,397	426,664	758.4%
BLOQUE 43 (ITT)	1,631,412	1,330,805	1,467,530	1,644,007	1,713,102	1,685,793	1,770,746		-	-	-	-	11,243,395	10,712,145	5.0%

Figura 9. Producción de los Bloques 43 (ITT) y Bloques 12-31 (Edén-Yuturi y Apaka) – Petroecuador Informe Estadístico.

¹⁷ Los estimados de POES fueron tomados del Informe del MEM Informe Anual del potencial HC del País 2019, Tabla 1, pg. 144 y Tabla 4, pg. 149



Kepler Energy LLC

Decir, o pretender pronosticar, qué pasará con la producción de hidrocarburos (petróleo y el gas asociado) de Petroecuador una vez que deba abandonar las operaciones actuales y futuros desarrollos en el ITTB43, no es tarea simple, pues la administración actual terminará sus funciones muy pronto y las decisiones serán tomadas por nuevas autoridades, pero si la estatal hace un análisis económico riguroso¹⁸, es muy probable que continuar con la producción de todos los campos al sur del Río Napo no sea rentable. Si esta posibilidad se confirmase, la pérdida de producción pudiera exceder 70.000 BPD.

ACTIVO / CAMPO	YACIMIENTO	PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	PRODUCCION ACUMULADA AL 31-12-2018	FACTOR DE RECUBRO ACTUAL	RECURSOS CONTINGENTES				RECUPERACION FINAL ESTIMADA (EUR TOTAL)	FACTOR DE RECUBRO FINAL	CALIDAD DEL PETROLEO *API
		Bls	Bls	%	3C				Bls	%	
Activo ITT ITT (Ishpingo - Tambococha - Tiputini)	M1 (Tiputini Norte)	2,493,608,959	0	0.00	266,756,091				266,756,091	10.70	14.1
	M1 (ITT)	4,422,487,806	0	0.00	423,453,909				423,453,909	9.58	14.1
	M2	70,869,343	0	0.00	7,087,000				7,087,000	10.00	15.0
	U	2,124,463,853	0	0.00	407,299,000				407,299,000	19.17	14.5
	Subtotal	9,111,429,961	0	0.00	1,104,596,000				1,104,596,000	12.12	14.3
TOTAL ACTIVO ITT		9,111,429,961	0		1,104,596,000				1,104,596,000		14.3

ACTIVO / CAMPO	YACIMIENTO	PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	PRODUCCION ACUMULADA AL 31-12-2018	FACTOR DE RECUBRO ACTUAL	RESERVAS				RECUPERACION FINAL ESTIMADA (EUR PROBADO)	FACTOR DE RECUBRO FINAL	CALIDAD DEL PETROLEO *API
		Bls	Bls	%	PROBADAS (P1)	PROBABLES (P2)	POSIBLES (P3)	TOTALES (3P)	Bls	%	
Activo ITT ITT (Ishpingo-Tambococha-Tiputini)	M1 (ITT)	4,422,487,806	40,412,944	0.91	60,892,598	52,886,154	445,284,643	559,063,395	101,305,542	2.29	14.1
	U	2,124,463,853	0	0.00	0	0	45,673,552	45,673,552	0	0.00	14.5
	Subtotal	6,546,951,659	40,412,944	0.62	60,892,598	52,886,154	490,958,195	604,736,947	101,305,542	1.55	14.1
TOTAL ACTIVO ITT		6,546,951,659	40,412,944		60,892,598	52,886,154	490,958,195	604,736,947	101,305,542		14.1

Figura 10. Recursos, Reservas y Estimados de Recuperación Final Esperada, Activo ITT B43, MEM 2019

La otra incógnita que las nuevas autoridades deberán resolver es ¿cuántas reservas, no recursos, hidrocarburíferas deberán ser eliminadas de las reportadas¹⁹ a diciembre 31, 2021?, ya que deberán descontar (¿Cuántas?) las que estimaron para ITTB43, las que en 2019 fueron 1.105 MMBBL (Recuperación Final Esperada – EUR²⁰) Lo lógico sería que reduzcan lo que estimaron en su último estudio de certificación de reservas, estimado que desconozco.

Es posible, sin embargo, hacer un análisis-estimación utilizando la información de las estadísticas de producción, reservas y recursos presentados por el MEM y Petroecuador en sus reportes.

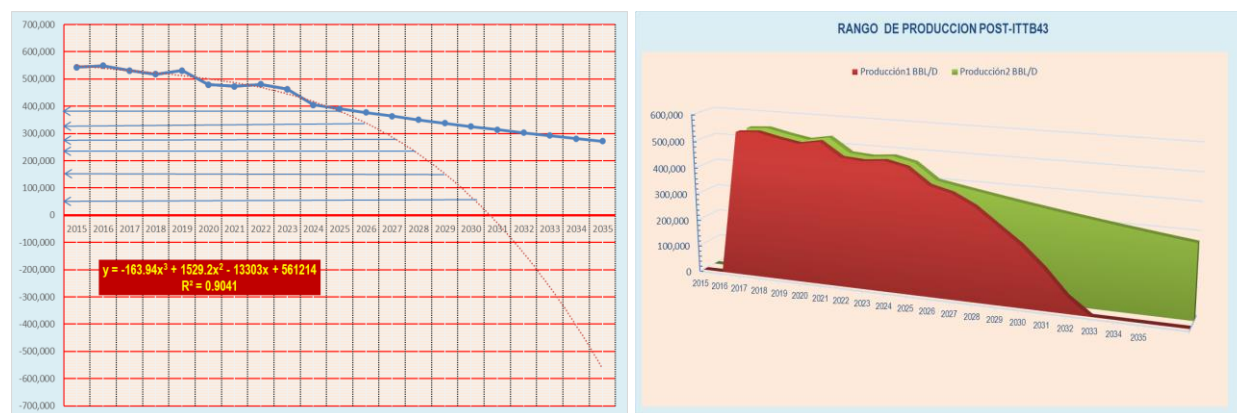


Figura 11. Pronósticos de Producción Nacional sin ITT B43

¹⁸ Es posible que Petroecuador siga produciendo estos campos pues lamentablemente la filosofía de la empresa es producir hidrocarburos, no ganar dinero para sus mandantes – Estado y pueblo ecuatoriano – a través de la producción de hidrocarburos.

¹⁹ Las reservas probadas a 2023/08/31 serían 908 MBBL y las totales 1.599 MBBL

²⁰ EUR – por sus siglas en inglés – ESTIMATED ULTIMATE RECOVERY – no especifica ni el tiempo ni el costo de obtener esta recuperación. Es una cifra de planificación exclusivamente.



Supongo que en 2024 el país ya no contaría con la producción de ITTB43 y dependiendo de las

Año	Producción ₁ BBL/D	Producción ₂ BBL/D	Producción ₁ KBBL	Producción ₂ KBBL
2015	543,095	543,095	198,230	198,230
2016	548,441	548,441	200,729	200,729
2017	531,307	531,307	193,927	193,927
2018	517,198	517,198	188,792	188,792
2019	531,100	531,100	193,816	193,816
2020	479,219	479,219	175,450	175,450
2021	473,299	473,299	172,599	172,599
2022	480,860	480,860	175,546	175,546
2023	463,383	463,383	169,139	169,139
2024	405,383	405,383	147,965	147,965
2025	385,000	390,866	140,525	142,666
2026	345,000	376,868	125,925	137,557
2027	285,000	363,372	104,025	132,631
2028	225,000	350,359	82,125	127,881
2029	150,000	337,812	54,750	123,301
2030	60,000	325,714	21,900	118,886
2031		314,050		114,628
2032		302,803		110,523
2033		291,959		106,565
2034		281,504		102,749
2035		271,423		99,069

Figura 12. Pronósticos de producción sin ITTB43

campañas de perforación de desarrollo que Petroecuador, sus contratistas y el sector privado ejecuten en el periodo del análisis, la declinación de producción sería más o menos agresiva. En todo caso, la recuperación estaría limitada a las reservas (P₃) existentes, lo que ya incluye un supuesto muy fuerte – mayor inversión estatal en evaluación y desarrollo de reservas P₂₋₃ para convertirlas en P₁ – pues solo las reservas P₁ (1.022 MBN @ 31-12-2022²¹) tienen infraestructura de producción y capital comprometido (CAPEX) para la perforación de pozos. El pronóstico (Producción P₂) optimista supone que la campaña de perforación (CAPEX y equipos) de ITTB43 es trasladada al norte del Río Napo. ¿A dónde? – La pregunta es pertinente pues Petroecuador tiene 22 contratistas de prestación de servicios de producción responsables de 80% de su producción aproximadamente. La estatal opera Sacha, Bloque 12, 31, algunos campos menores en el N-C Oriente, Bloque 16-67 desde enero 2023 e ITTB43 que deberá abandonar en 2024.

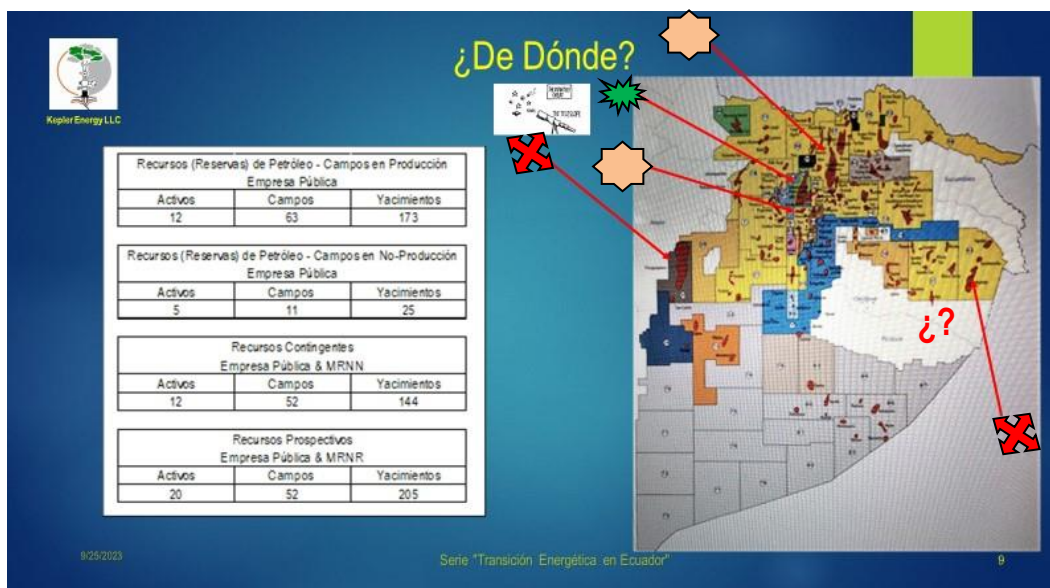


Figura 13. Los Activos de Petroecuador – las flechas indican las áreas donde están los Recursos más grandes

✗ ITTB43 debe Abandonar y Pungarayacu no se considera ni prospectivo; ⬡ Operada por Contratistas; ⬢ Disponible para desarrollos;
¿? De economía cuestionable sin ITTB43 y marginal – B16-67 (con valiosa infraestructura con capacidad de proceso disponible)

Petroecuador tiene bajo su responsabilidad el desarrollo (y operación) de 73 campos, tres de los cuales – Ishpingo, Tambococha y Tiputini – deberán ser cerrados de inmediato, y abandonados en 2024. En los gráficos 14 y 15 se presentan las cifras de los campos con los yacimientos con mayor potencial y reservas que tenía Petroecuador a 31/12/20. Los gráficos ilustran la importancia de ITTB43 para la Estatal.

²¹ Este estimado aun incluye las reservas P₁ atribuibles a ITTB43



Kepler Energy LLC

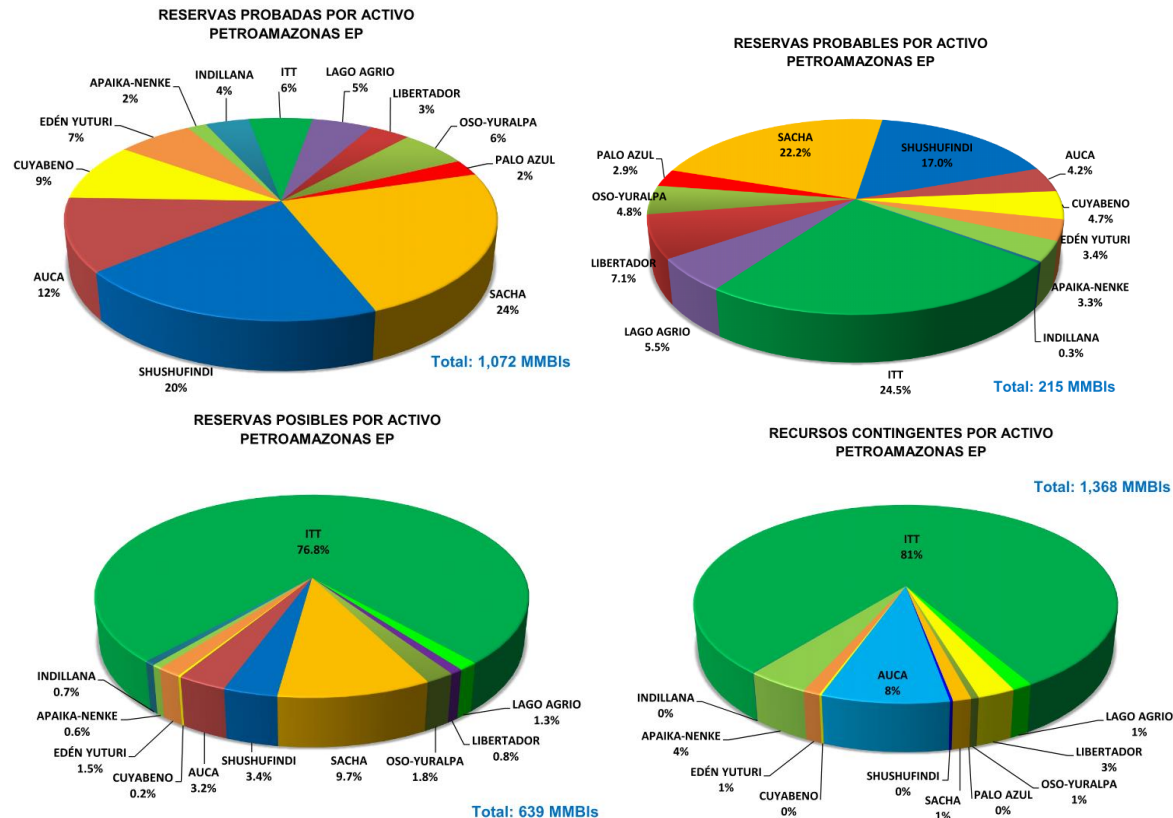


Figura 14. Estimados de Reservas²⁰²⁰⁻¹²⁻³¹ (MEM- 2021)

En 2020 ITT representaba solamente 6.0% de las reservas probadas (1.072 MBBL) pero el 76.8% de las reservas posibles y 81.0% del recurso contingente lo que evidencia el gran potencial, luego comprobado (2021-22), de los yacimientos de ITTB43. Estas reservas y potencial ya no podrán ser desarrollados pues Petroecuador debe abandonar y cerrar el campo en un año.

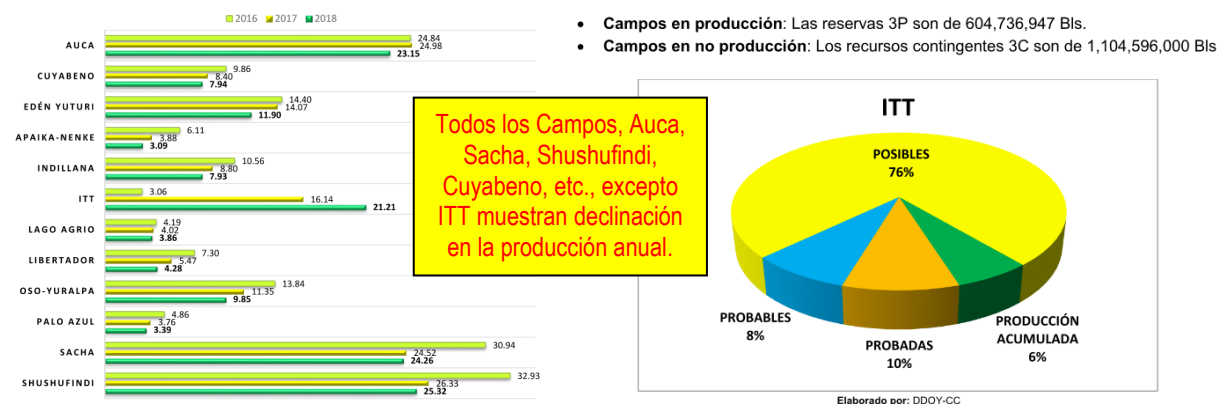


Figura 15. Producción anual, 2016-2018 de varios campos y la distribución de las reservas de ITT.

ITT y tres Activos (campos) mayores – Sacha, Shushufindi y Auca – contienen 75.75% del POES, 65.53% de la Recuperación Final Esperada (EUR), han producido 61.03% de la producción acumulada²² (Np₁₉₇₂₋₂₀₂₃) y se estima contienen 75.66% de las reservas estimadas.

²² ITTB43 ha contribuido muy poco a la producción acumulada, menos del 1,0%₁₂₋₃₁₋₂₀₂₀



Principales Activos de la Empresa Pública (MBBL)							
CAMPO	POES	Np	RFE	FR, %	API	Qo, Actual, B/D	Reservas, MBBL (2021)
73 Campos	34,124.0	4,918.0	7,103.9	20.82%		389,845	2,185.9
Auca (12)	5,619.0	620.3	744.0	13.24%	25.6	72,111.0	123.7
Sacha (1)	5,095.5	968.7	1,221.8	23.98%	26.6	71,760.0	253.1
Shushufindi (3)	6,004.4	1,372.1	1,584.9	26.40%	27.3	60,899.0	212.8
ITT	9111.4	40.4	1104.6	12.12%	14.3	57,121.0	1,064.2
A+S+Sh+ITT	25,830.3	3,001.5	4,655.3	18.02%		261,891	1,653.8
Auca (12)	16.47%	12.61%	12.40%			18.50%	5.66%
Sacha (1)	14.93%	19.70%	20.37%			18.41%	11.58%
Shushufindi (3)	17.60%	27.90%	26.42%			15.62%	9.74%
ITT	26.70%	0.82%	18.41%			14.65%	48.68%
A+S+Sh+ITT	75.70%	61.03%	65.53%			67.18%	75.66%

Principales Activos de la Empresa Pública (KBBL) - Sin ITT							
CAMPO	POES	Np	RFE	FR, %	API	Qo, B/D	Reservas, MBBL (2021)
70 Campos	25,012.6	4,918.0	5,999.3	23.99%		332,724	1,081.3
A+S+Sh	16,718.9	2,961.1	3,550.7	21.24%	26.5	204,770	589.6
A+S+Sh	66.84%	60.21%	59.19%			61.54%	54.53%

Figura 16. Recursos, Reservas, EUR, tasa de producción y Reservas con y sin ITT de los cuatro principales activos de Petroecuador

Las reservas (P_1 , P_2 y P_3) son el componente principal y dominante del valor de una empresa de petróleo, y los recursos son la fuente de ese valor. Las reservas soportan el valor en el mercado ($f(\$/BBL)$), la capacidad de endeudamiento y la capacidad de repago que tiene, pues a mayores reservas, casi siempre, mayor producción. La economía de Petroecuador no está basada en estos principios; sin embargo, el Estado (gobierno de turno) la endeudó con empresas chinas quienes hicieron sus cálculos y decidieron darle en préstamo al país miles de millones de dólares asegurando su pago con la producción de petróleo. Y como los chinos consideran que Ecuador no producirá más petróleo que lo actual, no han estructurado más préstamos.

Petroecuador no controla sus finanzas, recibe dinero para sus gastos y limitadas inversiones (ninguna de riesgo), y los ingresos de las exportaciones no van a sus cuentas. Es el gobierno a través del ministerio de finanzas quien recibe los ingresos y le asigna el dinero para los gastos aprobados dentro del presupuesto general del Estado. El resultado de esta estructura es parte importante de la ineficiencia y poca capacidad de gestión de Petroecuador.

La producción de un campo (yacimientos) incrementa o se mantiene a través de la perforación de pozos, y en el escenario macro, la producción nacional ha continuado decreciendo a pesar de la perforación/completación de un promedio de 128 pozos por año durante los últimos 13 años, y la reparación (WORKOVERS – W/O en el argot petrolero) de más de 220 pozos por año²³.

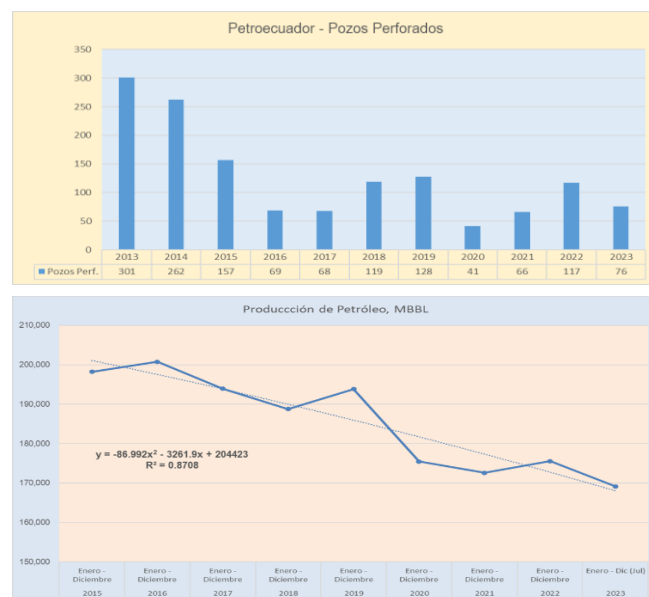


Figura 17. Pozos Perforados por Petroecuador y Producción Nacional

²³ Esta cuenta de pozos (WELL TALLY) y promedios se refieren a Petroecuador solamente pues es su producción y sus actividades las que se verán afectadas por el cierre de ITT



Analicemos la actividad de perforación de pozos en los cuatro activos (ITT, Sacha, Auca y Shushufindi) principales administrados – no necesariamente operados o desarrollados – por Petroecuador.

 PRODUCCIÓN DE CRUDO POR CAMPOS Cifras en barriles										
CAMPOS	AÑO 2023							Enero - Julio		Var. % 23/22
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	2023	2022	
Apaka Nenke	103.878	80.466	64.028	84.984	98.230	96.237	101.346	629.170	754.058	-16,6
Eden Yuturi	804.125	632.933	585.539	684.362	786.419	776.081	822.655	5.092.114	5.356.681	-4,9
Dumbique	3.879	3.010	2.227	3.898	4.017	3.958	3.857	24.846	34.677	-28,4
Pañacocha	127.495	111.969	120.622	113.271	116.965	113.759	117.892	821.974	677.524	21,3
Tumali	11.458	9.450	10.370	9.849	10.380	10.668	17.767	79.942	121.373	-34,1
Tangay	1.627	1.482	1.655	1.674	1.534	1.459	1.517	10.947	16.348	-33,0
Yanahurco								-	15.850	
BLOQUE 12-31 (EY-Apaka)	1.052.461	839.310	784.440	898.039	1.017.546	1.002.163	1.065.033	6.658.991	6.976.511	-4,6
Tiputini	524.464	387.920	461.480	494.481	510.067	464.123	461.703	3.304.238	4.562.996	-27,6
Tambococha	678.616	519.742	600.884	624.890	613.556	613.556	599.546	4.276.760	5.722.485	-25,3
Ishpingo	428.332	423.143	405.166	524.636	563.509	608.114	709.497	3.662.398	426.664	
BLOQUE 43 (ITT)	1.631.412	1.330.805	1.467.529	1.644.007	1.713.103	1.685.794	1.770.745	11.243.396	10.712.146	5,0
ACTIVO EY-BLQ.12+BLQ.31+BLQ.43	2.683.873	2.170.115	2.251.969	2.542.046	2.730.649	2.687.957	2.835.778	17.902.387	17.688.657	1,2
Shushufindi - Aguarico	1.772.450	1.446.218	1.696.531	1.742.941	1.770.251	1.722.691	1.743.095	11.894.178	12.107.611	-1,8
Drago								-	-	
Drago Este	18.670	16.823	18.615	17.858	18.343	18.126	26.270	134.706	103.597	30,0
Drago Norte	133.131	122.854	137.473	132.030	130.683	120.816	118.519	895.506	856.008	4,6
Cobra								-	46.049	
Condorazo		1.034	1.132	1.042	-			3.208	-	
ACTIVO SHUSHUFINDI	1.924.251	1.586.930	1.853.751	1.893.871	1.919.277	1.861.633	1.887.884	12.927.597	13.113.265	-1,4
Auca	1.206.269	913.464	1.085.494	1.076.303	1.083.525	1.078.095	1.184.569	7.627.718	7.595.913	0,4
Auca Sur	145.556	109.062	137.397	135.448	143.680	131.748	135.937	938.828	974.062	-3,6
Tortuga	19.802	15.266	17.303	17.495	16.567	14.904	15.635	116.973	108.350	8,0
Chonta Este	29.603	21.925	26.133	25.103	25.836	23.937	21.998	174.536	144.254	21,0
Anaconda	24.085	17.267	18.554	21.662	21.924	18.881	17.966	140.339	164.362	-14,6
Cononaco	103.905	84.690	98.659	100.058	97.528	90.142	90.601	665.583	702.519	-5,3
Rumiyacu	3.485	3.049	3.400	3.325	3.402	2.534	-	19.195	32.463	-40,9
Chonta Sur	73.924	58.423	72.769	68.503	69.009	62.437	62.286	467.351	353.201	32,3
Culebra	488.223	370.209	364.067	448.426	457.860	437.254	458.530	3.024.569	3.113.051	-2,8
Yuca	87.649	65.122	76.795	85.732	93.846	73.655	72.482	555.280	584.698	-5,0
Pitalala	14.295	20.061	25.669	36.291	36.662	32.849	33.773	199.601	118.726	68,1
Yulebra	145.087	96.063	119.730	149.361	126.741	112.281	141.654	890.918	1.117.646	-20,3
BLOQUE 61 (AUCA)	2.341.882	1.774.602	2.045.970	2.167.707	2.176.580	2.078.716	2.235.432	14.820.890	15.009.247	-1,3
BLOQUE 55 (Armadillo)	44.522	41.198	38.482	40.393	42.676	40.438	40.260	287.970	332.833	-13,5
ACTIVO AUCA	2.386.404	1.815.800	2.084.453	2.208.100	2.219.256	2.119.155	2.275.692	15.108.860	15.342.079	-1,5
SACHA BLOQUE 60	2.195.128	1.922.891	2.127.180	2.071.102	2.181.052	2.150.288	2.224.550	14.872.191	13.655.197	8,9
PRODUCCIÓN CRUDO	12.296.787	10.068.383	11.185.214	11.468.004	11.926.175	11.579.933	12.085.198	80.609.695	78.202.092	3,1

POZOS PERFORADOS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ACTIVO AUCA	45	29	44	17	31	31	11	3	14	21	14
ACTIVO SHUSHUFINDI	51	19	22	1	0	2	5	3	9	13	8
ACTIVO SACHA	49	4	15	0	0	8	11	6	3	19	11
ACTIVO EY-B12+B31+B43ITT	35	64	3	4	30	63	44	12	12	30	34
B43 ITT	0	0	0	0	30	63	44	12	12	30	32

POZOS PERFORADOS, % TOTAL	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ACTIVO AUCA	15.0%	11.1%	28.0%	24.6%	45.6%	26.1%	8.6%	7.3%	21.2%	17.9%	18.4%
ACTIVO SHUSHUFINDI	16.9%	7.3%	14.0%	1.4%	0.0%	1.7%	3.9%	7.3%	13.6%	11.1%	10.5%
ACTIVO SACHA	16.3%	1.5%	9.6%	0.0%	0.0%	6.7%	8.6%	14.6%	4.5%	16.2%	14.5%
ACTIVO EY-B12+B31+B43ITT	11.6%	24.4%	1.9%	5.8%	44.1%	52.9%	34.4%	29.3%	18.2%	25.6%	44.7%
B43 ITT	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	44.1%	52.9%	34.4%	29.3%	18.2%	25.6%	42.1%

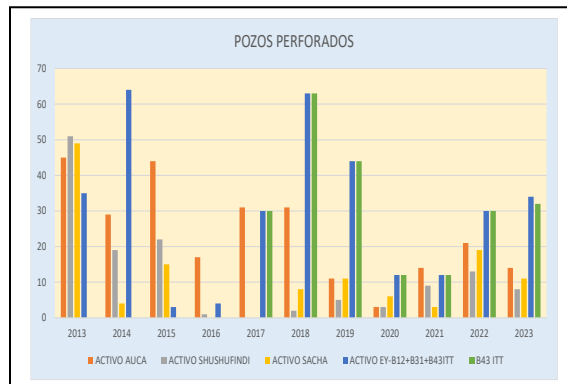


Figura 18. Producción de Petróleo de los Cuatro Principales Activos de Petroecuador e Histórico de Perforación 2013/23 (Julio)

La producción nacional promedio en el periodo 2013 – 2023 ha sido 508.000 BPD y en conjunto, los yacimientos de los activos han declinado 14.68% a pesar de la perforación de 1404 pozos y el reacondicionamiento de 230 pozos por año aproximadamente. En 2023 (enero-julio) se han reacondicionado 402 pozos; solo el 4.0% fueron hechos en el B43 (ITT); el 51.0% en los activos Auca, Shushufindi y Sacha, y 45.0% en el resto de los activos. Desde que se inició la perforación de desarrollo de ITT en 2017 Petroecuador ha perforado 223 pozos, 36.3% del total, en el activo.



Campos	2023			
	W/O	%TOTAL	PER/COM	%TOTAL
ACTIVO AUCA	48	11.9%	11	20.0%
ACTIVO SACHA BLOQUE 60	88	21.9%	9	16.4%
ACTIVO SHUSHUFINDI	69	17.2%	6	10.9%
RESTO DE CAMPOS	181	45.0%	4	7.3%
BLOQUE 43 (ITT)	16	4.0%	25	45.5%

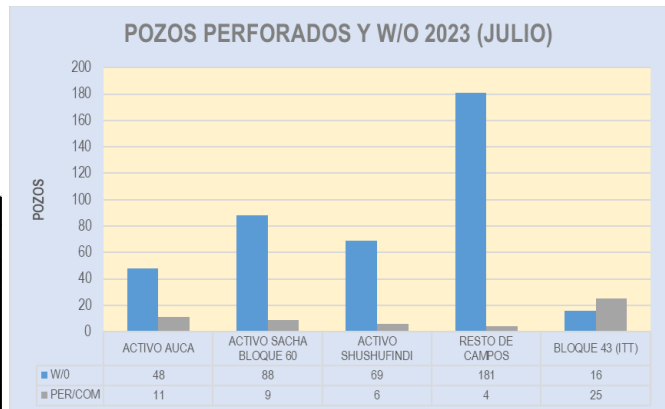


Figura 19. Reparaciones, recompletaciones (WORKOVERS – W/O) y perforación en los activos de Petroecuador 2023.

Las estadísticas son contundentes. La perforación de desarrollo se ha concentrado en ITTB43 (45.5%) mientras que el 96.0% de los reacondicionamientos (W/O) han tenido lugar en los otros activos (47.3% en Sacha, Shushufindi y Auca)

ACTIVO	% Np, BBL		Np, BBL	
	ENERO -JULIO		ENERO -JULIO	
	2023	2022	2023	2022
BLOQUE 12-31 (EY-Apaika)	8.26%	8.92%	6,658,993	6,976,411
BLOQUE 43 (ITT)	13.95%	13.70%	11,243,395	10,712,145
ACTIVO EY-BLQ 12+B31+B43	22.21%	22.62%	17,902,388	17,688,556
ACTIVO IN-BLOQUE 15	3.79%	4.06%	3,056,631	3,174,836
ACTIVO OY-BLQ. 7 Y BLQ. 21	5.06%	4.69%	4,075,958	3,666,982
ACTIVO PATA - BLOQUE 18	2.09%	2.02%	1,687,474	1,577,930
ACTIVO AUCA	18.74%	19.62%	15,108,858	15,342,078
ACTIVO SHUSHUFINDI	16.04%	16.77%	12,927,596	13,113,265
ACTIVO LIBERTADOR	2.91%	2.92%	2,344,499	2,283,369
ACTIVO LAGO AGRIO	2.67%	3.28%	2,148,363	2,566,803
ACTIVO CUYABENO	5.23%	6.55%	4,213,210	5,123,414
ACTIVO SACHA BLOQUE 60	18.45%	17.46%	14,872,191	13,655,197
BLOQUE 16 Y 67 (EX PETROLIA)	2.81%	0.00%	2,265,313	-
PRODUCCION PETROLEO,BBL (+Pacoa y Crudo Rec.)			80,610,705	78,204,538

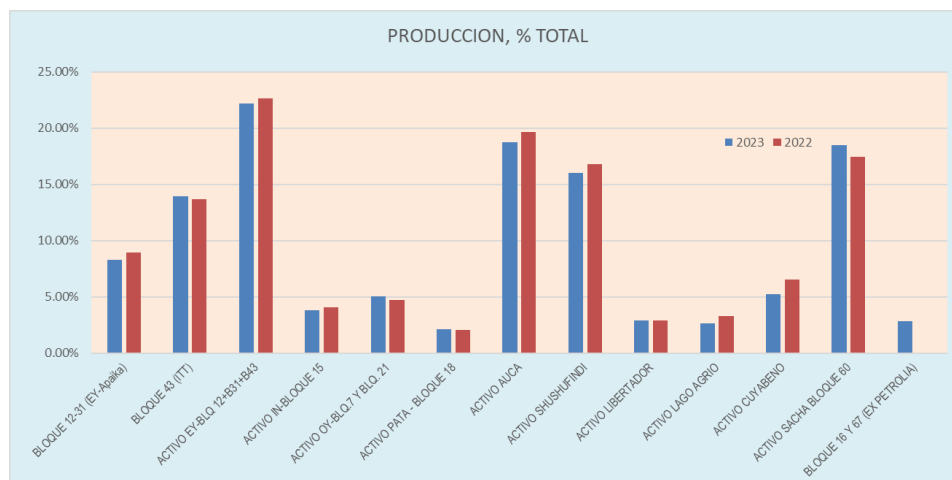


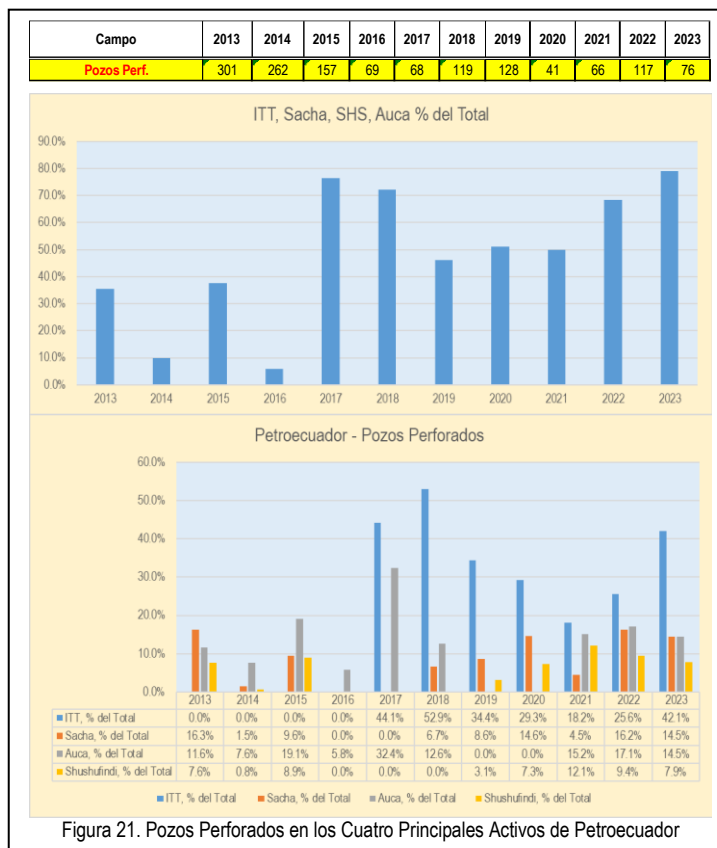
Figura 20. Producción en los cuatro activos principales Enero-Julio 2022-23 – 76.18% del total de Petroecuador



Auca y Shushufindi son desarrollados por Contratistas de Petroecuador, quien paga una tarifa por los servicios de perforación/completación con los ingresos derivados de la producción incremental, es decir que en su presupuesto considera esa tarifa no un capital para pagar por la perforación/completación de pozos. Los recursos de capital CAPEX para perforación de desarrollo que solicita y le aprueban los ha dedicado a los activos Sacha y EY-B12+B31+B43ITT. Desde 2017, cuando empezó a desarrollarlo, el 79.0% de los pozos perforados por Petroecuador han sido en ITT. No así las reparaciones y recompletaciones de pozos las que han sido hechas fuera de B43 casi en su totalidad. Adicionalmente, el decreciente ritmo de perforación en Sacha, Shushufindi y Auca puede ser evidencia de la pérdida de productividad de los pozos perforados en los yacimientos de estos activos los que tienen ya más de 50 años en producción y donde Petroecuador estima tiene menos potencial de incrementar reservas por la declinación natural de los yacimientos – Figuras 14 y 16. No así en ITT donde están (estaban) el potencial (y las reservas) más grandes.

De acuerdo con la información oficial, el Activo Auca (contrato de servicios) a pesar de tener sus recursos distribuidos en 12 campos, produce a tasas iguales a las de Sacha cuyos Recursos están en un solo campo. Shushufindi es el más grande de los tres

en Recursos y en recuperación acumulada por ende es el más “agotado” de los tres. Ahora bien, las reservas combinadas de estos tres activos, en principio, serían suficientes para solo tres años de producción, y si la actividad de perforación de ITTB43 se trasladase a ellos sería posible compensar parte de la producción perdida, pues la productividad de los pozos no sería igual – estimo sería necesario perforar más de 100 pozos adicionales a los perforados por año (127) y reparar (w/o) al menos 500 pozos. Lo que sería muy difícil de lograr sin exploración y sin los inmensos recursos descubiertos en ITTB43.



CAMPOS	AÑO 2023												ENERO-JULIO		VAR. % 22-23
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	2023	2022	
BLOQUE 61 (AUCA)	75,545	63,379	65,999	72,257	70,212	69,291	72,111	-	-	-	-	-	69,910	70,798	-1.3%
ACTIVO SACHA BLOQUE 60	70,811	68,675	68,619	69,037	70,357	71,676	71,760	-	-	-	-	-	70,152	64,411	8.9%
ACTIVO SHUSHUFINDI	62,073	56,676	59,798	63,129	61,912	62,054	60,899	-	-	-	-	-	60,979	61,855	-1.4%

Principales Activos de la Empresa Pública (MBBL) - julio 2023							
CAMPO	POES	Np	RFE	FR, %	API	Qo, Actual, B/D	Reservas, MBBL (2021)
73 Campos	34,124.0	4,918.0	7,103.9	20.82%		389,845	2,185.9
Auca (12)	5,619.0	620.3	744.0	13.24%	25.6	71,268.0	123.7
Sacha (1)	5,095.5	968.7	1,221.8	23.98%	26.6	71,760.0	253.1
Shushufindi (3)	6,004.4	1,372.1	1,584.9	26.40%	27.3	60,899.0	212.8

Schlumberger quien posee tecnología para evaluar, desarrollar y gerenciar yacimientos, perfora y completa pozos en Auca por lo que es razonable esperar que la tasa de producción y la recuperación última en estos campos (yacimientos) incremente significativamente.

Figura 22. Producción a Julio 2023, recursos y reservas de los tres activos más importantes operados por EP Petroecuador



Kepler Energy LLC

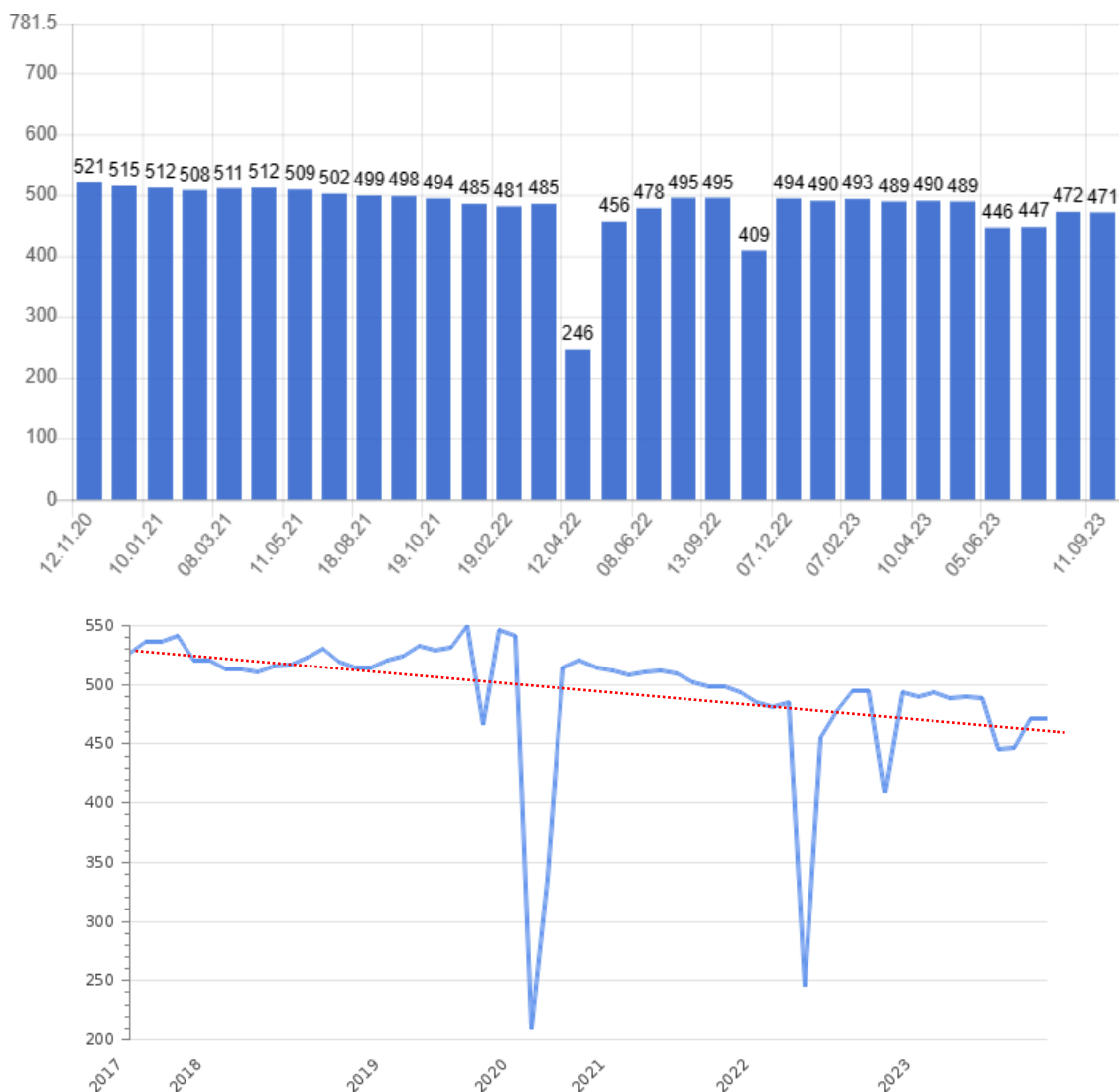


Figura 23 Producción Nacional de Petróleo 2017 – 2023 (septiembre) OPEP

Aun con ITTB43, por una combinación de políticas equivocadas, el modelo de negocios estatal de abastecimiento de energía al País, modelos contractuales obsoletos, inseguridad jurídica e inestabilidad política, burocracia paquidérmica y lenta, y la poca capacidad de gestión de la burocratizada Petroecuador



Kepler Energy LLC

atenazada por leyes, controles y reglamentos que solo han contribuido a mayor corrupción, y por fanatismos socioambientales adversos al desarrollo racional de los recursos hidrocarburíferos de Ecuador, la producción nacional mostraba ya desde 2017 una fuerte tendencia a declinar, no por falta del recurso sino por lo anotado anteriormente. El cierre de ITT acelera, quizás irreparablemente la declinación de la producción con consecuencias socioeconómicas muy serias que políticos, candidatos y el público consumidor en general no entienden o prefieren ignorar pensando en que Ecuador es un “País Corcho” que podrá reemplazar la gigantesca pérdida con turismo, cobrando impuestos a los que los evaden o no los pagan y electrificando la transportación pública. El despertar no será de un sueño, sino a una pesadilla.

Hay dos impactos colaterales al cierre de las operaciones en ITT-B43; el aceleramiento de la declinación de producción de los campos-yacimientos operados por EP Petroecuador por la desaparición de la principal fuente de recursos hidrocarburíferos nuevos lo que resulta en menor disponibilidad de dólares para pagar la siempre creciente importación de combustibles. Y el segundo es la inevitable reducción (*DOWNSIZING*) de Petroecuador en personal y en actividades. La empresa estatal no ha hecho exploración y por ende no ha descubierto ningún otro yacimiento de importancia desde comienzos de los noventa. No ha reemplazado las reservas producidas (180-185 MB por año aproximadamente) y solo opera dos campos, ITT-B43 y Sacha pues el 80% de su producción la obtiene a través de contratistas de prestación de servicios específicos. Entonces, luego del cierre del B43, PEC solo se quedaría con la operación de Sacha y la coordinación de las operaciones y la provisión de energía a sus contratistas y con la operación de las facilidades centrales que permiten el tratamiento y transporte de la producción hacia Balao vía Lago Agrio. ¿Y qué pasaría si el ya anunciado contrato de servicios específicos para Sacha se diera, cuál sería el rol de Petroecuador entonces, y los empleados?

“Los resultados, efectos, corolario del cierre de ITT-B43 son la pérdida inmediata de producción (16.0%) y de recursos hidrocarburíferos (20.0%), y la reducción y eventual desaparición de EP Petroecuador como empresa de exploración y producción de petróleo”

He sostenido y sostengo que transición energética no es un “Juego Suma Cero”, pero desafortunadamente, al decir “SI” en la pregunta de la consulta, la mayoría de los votantes decidieron, y quizás sin saberlo, dieron un golpe muy fuerte a la posibilidad de que Ecuador inicie en serio, y avance con éxito, la transición energética de una economía basada en la exportación de petróleo y en el consumo desproporcionado de combustibles fósiles subsidiados, a una donde los hidrocarburos tengan un rol secundario doméstica e internacionalmente y el consumo de combustibles fósiles “no subsidiados” sea minoritario especialmente en la transportación pública y privada urbana.

La decisión de no continuar con la extracción de petróleo y dismantelar las instalaciones – pozos e infraestructura de producción – de ITTB43 ha convertido a la transición energética en un juego, no suma cero, sino en un juego “sin ganadores” pues al abandonar el desarrollo de los recursos hidrocarburíferos y no estar listo para reemplazarlos, ni técnica y menos aun económicamente, el país camina hacia el precipicio sobre un “Puente de Avignon”.

La reducción de la producción de petróleo se está dando por la declinación natural de los yacimientos, por el agotamiento de las reservas, y por la falta de capital de riesgo para explorar y evaluar prospectos, y de tecnología para maximizar la producción de lo descubierto.





Kepler Energy LLC

Esto no es transitar de un escenario donde los hidrocarburos son la fuente dominante de energía primaria a uno donde no lo sean, es dejar de utilizarlo abrupta e irresponsablemente sin tener con que reemplazarlo, no es transición energética, es suicidio económico, pues si bien el país votó por producir menos hidrocarburos no votó para consumir menos y cerró los ojos a la creciente utilización de combustibles fósiles en su gran mayoría importados y cuya adquisición para venta subsidiada en el mercado nacional ha sido posible por el excedente en la balanza de pagos generado por la exportación de petróleo. Si ya en el primer trimestre de 2023 la importación de combustibles generó la salida de más divisas de las que entraron por la exportación de crudo, la pérdida de 58.000 BPD agrava aún más esta situación. Ecuador es adicto a combustibles subsidiados y esa adicción no se acaba por haber dicho SI en la consulta popular que manda el cierre de operaciones y el desmantelamiento de la infraestructura de ITTB43.

¿Transición energética en Ecuador de combustibles subsidiados? ¡Difícil!

Boris P. Abad-Guerra, MS, PhD

Serie Transición Energética en Ecuador

Transición Energética en Ecuador, II

Próximo artículo de la serie:

“ESTRUCTURA DEL ABASTECIMIENTO Y DEL CONSUMO”

“SI MONUMENTUM REQUIRIS CIRCUMSPICE²⁴”

¡Petroecuador y CELEC historias de poca ciencia y mucha ficción!”

“Sería ilógico, hasta irónico, pasar (transitar) de un sistema basado en uso de energéticos de origen carbónico subsidiado a otros de diferente origen, pero subsidiados también”

“No puede haber optimización de Procesos TESA – Técnico-Económico-Socioambientales – de Búsqueda, Evaluación, Desarrollo y Operación de Fuentes de Energía sin una Transformación (Transición) Legal y Administrativa Profunda y Radical de los Entes – Petroecuador y CELEC – Estatales responsables de ejecutarlos”.

²⁴ Los visitantes de la Catedral de San Pablo en Londres encontrarán el epitafio de Sir Christopher Wren citado por el escritor de cartas Robert Cromwell colocado en un gran círculo en el suelo directamente debajo de la cúpula. Está en latín: "Si monumentum requiris circumspice", por lo que vale la pena recordar la traducción del Sr. Cromwell: "Si quieres buscar mi monumento, mira a tu alrededor". Sir Christopher Wren fue un científico, matemático y arquitecto inglés que diseñó muchos de los nuevos edificios de la City de Londres tras la devastación causada por el Gran Incendio de Londres en 1666, incluida la Catedral de San Pablo.