

# PGE PETRÓLEO & GAS

1 000 EJEMPLARES

Edición No. 032 - MARZO 2022

ISSN 1390 - 8812



## PRODUCCIÓN

Modelos para calcular las propiedades PVT del petróleo basados en máquinas de vectores de soporte

---

## PERFORACIÓN

Hincado de tubería conductora de 20"

---

## ENERGÍA

Una descripción general de las perspectivas del hidrógeno: consideraciones económicas, técnicas y de política



7 861000 279338

## AIHE

Asociación de la Industria  
Hidrocarburífera del Ecuador



## LA PRIMERA ELECTROLINERA DEL ECUADOR

### TERPEL VOLTEX LLEGA AL ECUADOR

Terpel Ecuador presenta por primera vez la marca de electrolineras "Terpel Voltex" como una propuesta de valor que se suma a la tendencia global sobre la transformación energética.

Terpel es una compañía comercializadora de diversas fuentes de energía, y la energía eléctrica para vehículos no es la excepción; por ello, a través de la marca "Terpel Voltex", que ya se comercializa en Chile, Colombia y Panamá, se implementará una red de estaciones de carga o electrolineras, que contribuya al crecimiento del sector en el Ecuador.

La primera electrolinera de la empresa se estrenará en Guayaquil en el mes de abril y estará ubicada en la estación de servicio Terpel de la Av. De Las Américas. La meta para este 2022 será instalar una red de electrolineras en el país, que incluya la zona costera para interconectar a Guayaquil con ciudades como Salinas, Manta y Machala, así como con ciudades de la Sierra como Santo Domingo, Quito, Ibarra y Cuenca.

Las electrolineras "Terpel Voltex" funcionan con cargadores de energía, ubicados dentro de las estaciones de servicio de Terpel, brindando un

servicio de carga rápida para vehículos eléctricos e híbridos, permitiendo a sus propietarios recorrer las principales ciudades y carreteras del país, sin limitarse por la autonomía de sus autos.

Estas electrolineras operan bajo el modelo de autoservicio, lo que significa que estarán disponibles para los usuarios las 24 horas del día, a través de una aplicación móvil en sus celulares. La app "Terpel Voltex" permitirá al usuario reservar con anticipación su turno de carga, o en su defecto, lo habilitará para llegar directamente a la electrolinera y activar el servicio de carga en ese momento. A través de una pasarela de pagos que aceptan todas las tarjetas de crédito, el usuario podrá activar el cargador con el monto o la cantidad de energía que requiera.

Terpel Ecuador, como aliado país, cree firmemente que la movilidad eléctrica permitirá a la empresa y al Ecuador continuar creciendo juntos, y ratifica su compromiso de seguir siendo protagonista de la implementación de cambios e innovaciones que contribuyan activamente a impulsar el desarrollo del país, y a mejorar la calidad de vida de los ecuatorianos.

F

## CONSEJO EDITORIAL

Ing. Ernesto Grijalva  
 Director Ejecutivo  
 Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador  
 (AIHE)

**Evaluador Técnico Externo:**

Ing. José Luis Ziritt

**Coordinación:**

Mayra Revelo  
 Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador  
 (AIHE)

**Editor Responsable**

Sandra Mosquera, Globalcorp

**Diseño**

Juan Centeno, Globalcorp

**Fotografías**

Wikipedia

**Colaboradores:**

Roberto R. Rabouin, Jorge Andrés Soria Salazar, Freddy Edison Córdova Lucero, Byron Raúl López Robayo, Paulina Loya, Roberto F. Aguilera, Julian Inchauspe, Mauricio Bustos, José Luis Ziritt, José Luis Cuervo Adarme y Karen Alexandra Madrid.

**Nota Editorial:**

Los contenidos teóricos, gráficos y fotográficos son proporcionados y de exclusiva responsabilidad de los autores de cada estudio.

**Impresión:** Globalcorp

**Tiraje:** 1000

**Número:** 032 - marzo 2022

**Frecuencia:** Trimestral

**Lugar de Edición:** Quito - Ecuador

**ISSN:** 1390 - 8812

**Contacto, ventas e información:**

aihe@aihe.org.ec

www.revistapetroleogas.com

**Globalcorp:**

dmosquera@globalcorpvirtual.com

Teléf: (593-2) 259-8407

Celular: 099 5404195

REVISTA PGE PETRÓLEO&GAS, es una publicación trimestral de la Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador. Esta revista especializada en la industria petrolera reúne artículos y estudios técnicos, reportes de torres de perforación e información de interés relacionada con el sector.



Revise esta edición en su tablet o smartphone escaneando el código QR

## CONTENIDO

6

Estadísticas  
AIHE

11

El liderazgo “personal”, como base del liderazgo “gerencial”  
Roberto R. Rabouin

14

Modelos para calcular las propiedades PVT del petróleo basados en máquinas de vectores de soporte  
Jorge Andrés Soria Salazar, Freddy Edison Córdova Lucero y Byron Raúl López Robayo

23

Sistemas Dúplex para la protección contra la corrosión  
Paulina Loya

29

Hincado de tubería conductora de 20”  
Mauricio Bustos y José Luis Ziritt

35

Una descripción general de las perspectivas del hidrógeno: consideraciones económicas, técnicas y de política - Continuación  
Roberto F. Aguilera y Julian Inchauspe

45

Estudio integrado de yacimiento: Mínima incertidumbre a partir de una apropiada gestión de datos  
José Luis Cuervo Adarme, Karen Alexandra Madrid

## CLASIFICACIÓN DE CONTENIDOS

© OPINIÓN | P PUBLICITARIO | I INFORMATIVO | E ENTRETENIMIENTO | F FORMATIVO/EDUCATIVO/CULTURAL | D DEPORTIVO | Pr PROPAGANDA

## PRESENTACIÓN



**Ing. Ernesto Grijalva H.**

La Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador (AIHE), presenta a sus lectores la edición No. 32 de su revista técnica PGE PETRÓLEO&GAS. En estos momentos, en que el mundo enfrenta uno de los eventos más dramáticos de este siglo por la guerra que ha desatado Rusia contra Ucrania, las expectativas económicas se ven muy comprometidas y los desafíos para enfrentar la crisis energética son relativamente altos. En este contexto, es claro que el papel de las empresas del sector hidrocarburífero es estratégico para impulsar el desarrollo y la dinámica de las naciones, procesos cada vez más eficientes, éticos y amigables con el medio ambiente son parte fundamental de sus agendas.

Cumplimos con nuestro compromiso y continuamos trabajando para entregarles la revista especializada en el sector hidrocarburífero más importante del país, donde se exponen artículos de distinguidos investigadores, estudios de productos y servicios de última generación aplicados exitosamente dentro y fuera de Ecuador.

Iniciamos nuestra edición con el artículo de ADEN Business School: El liderazgo “personal”, como base del liderazgo “gerencial”.

A continuación, en la sección técnica presentamos el artículo de Sertecpet: Modelos para calcular las propiedades PVT del petróleo basados en máquinas de vectores de soporte.

Fedimetal, expone el artículo: Sistemas Dúplex para la protección contra la corrosión.

Continuamos con nuestra propuesta editorial presentándoles el artículo de EXPRO Ecuador: Hincado de tubería conductora de 20”.

Curtin University, Perth, Australia, presenta el estudio: Una descripción general de las perspectivas del hidrógeno: consideraciones económicas, técnicas y de política – Continuación.

Finalmente, cerramos esta edición con el Estudio integrado de yacimiento: Mínima incertidumbre a partir de una apropiada gestión de datos

Agradecemos a nuestros lectores, colaboradores y auspiciantes, esperamos continuar entregándoles una revista actualizada que promueva el fortalecimiento y desarrollo de sus actividades.



## TORRES DE PERFORACIÓN EN OPERACIÓN EN EL ECUADOR

Enero 03, 2022

OPERADOR	POZO	CONTRATISTA	No. RIG	TIPO DE EQUIPO	COMENTARIOS
ANDES PETROLEUM	MARIANN 80	CCDC	CCDC 025	ZJ70DB - 2000 HP	DRILLING 12 1/4"
PETROORIENTAL	KUPI 18	CCDC	CCDC 037	ZJ70DB - 2000 HP	DRILLING 8 1/2"
CONSORCIO PETRO-SUD-PETRO RIVA	SUYANA 01D	CCDC	CCDC 066	ZJ70D -2000 HP	MOBILIZING RIG FROM PINDO 23
ENAP SIPEC	MDC 53H	TUSCANY DRILLING	117	HELI RIG 2000 HP	MOBILIZING RIG FROM MDC 43 PAD
PLUSPETROL ECUADOR B.V.	VILLANO 28H (V28H)	PETREX	20	HELI NATIONAL 1320 UE 2000 HP	FISHING OPERATIONS
EP PETROECUADOR (**)	TIPUTINI D091 (TPTD 091)	CCDC	CCDC 066	ZJ70D -2000 HP	DRILLING
EP PETROECUADOR (**)	SACHA AG397 (SCHAG 397)	SINOPEC	248	ZJ70DB - 2000 HP	DRILLING 8 3/8" HOLE SECTION
EP PETROECUADOR (**)	SACHA AC 357 (SCAHC357)	SINOPEC	191	ZJ70D/4500D50 - 2000 HP	DRILLING 12 1/4" HOLE SECTION
EP PETROECUADOR <sup>1</sup> (**)	CUYABENO H11 (CYBH 111)	SINOPEC	219	ZJ70DB - 2000 HP	COMPLETION
EP PETROECUADOR <sup>2</sup> (**)	AGUARICO A022 (AGRA 022)	RMS (Former SLR, SCHLUMBERGER) ***	RPT - 402	MAVERICK T 1000 (2000 HP)	POOH 7" LINER HANGER SETTING TOOL
EP PETROECUADOR <sup>3</sup> (**)	AUCA J209 (ACAJ 209)	SINOPEC	156	ZJ70/4500D 2000 HP	RUNNING 9 5/8" WHIPSTOCK
EP PETROECUADOR <sup>3</sup> (**)	AUCA R264H (ACRA 264H)	RMS (Former SLR, SCHLUMBERGER) ***	RPT - 401	MAVERICK T 1000 (2000 HP)	MOBILIZING RIG FROM AUCA F PAD
EP PETROECUADOR <sup>3</sup> (**)	AUCA I106 (ACAI 106)	SINOPEC	183	ZJ70DB - 2000 HP	COMPLETION
EP PETROECUADOR <sup>4</sup> (**)	VINITA B009 (VNTB 009)	TRIBOILGAS	202	SERVICE KING 1000 HP	CEMENTING 9 5/8" CASING
EP PETROAMAZONAS <sup>5</sup> (**)	PARAHUACU A033 (PRHA A033)	CCDC	CCDC 069	ZJ70DB - 2000 HP	DRILLING 16" HOLE SECTION
CONSORCIO FRONTERA GEOPARK BLOQUE PERICO	JANDAYA 1	TUSCANY DRILLING	119	DSI CANTILEVER TYPE 2000 HP	COMPLETION

\*\* Petroamazonas EP que manejó las operaciones de Upstream (Exploración/Producción) fue integrada desde el 01/01/2021 a EP Petroecuador

1.- Para proveer servicios en esta área, CUYABENOPETRO (GRUPO COBRA) firmó un contrato con Petroamazonas EP. (Proceso Oil & Gas 2018)

2.- Para proveer servicios en esta área, Consorcio Shushufindi firmó un contrato con Petroamazonas EP (contrato de Campos Maduros)

3.- Para proveer servicios en esta área, SHAYA ECUADOR S.A. firmó un contrato con Petroamazonas EP

4.- Para proveer servicios en esta área, TRIBOILGAS firmó un contrato con Petroamazonas EP. (Proceso Oil & Gas 2018)

5.- Para proveer servicios en esta área, CNPC firmó un contrato con Petroamazonas EP. (Campos Menores)

## TORRES DE PERFORACIÓN EN STAND BY EN EL ECUADOR

Enero 03, 2022

CONTRATISTA	RIG No.	TIPO DE EQUIPO	STACKED
CCDC	CCDC 028	ZJ70DB - 2000 HP	COCA BASE
CCDC	CCDC 038	ZJ50D - 1500 HP	LAGO AGRIO BASE
CCDC	CCDC 039	ZJ50DB -1500 HP	COCA BASE
HILONG	HL 15	ZJ70D 2000 HP	STDBY RON 07H PAD (ORION ENERGY)
PETREX	5824	NATIONAL 1320 (HELI RIG)	COCA BASE
SINOPEC	119	ZJ70/4500D - 2000 HP	COCA BASE
SINOPEC	127	ZJ70D - 2000 HP	LAGO AGRIO. PREPARING MOBILIZATION TO START DRILLING CAMPAIGN FOR PETROECUADOR IN COCA PAYAMINO FIELD (THROUGH CONTRACT WITH HALLIBURTON)
SINOPEC	168	ZJ70DB - 2000 HP	STDY YURALPA CENTRO CHONTA PAD (WAYRA ENERGY)
SINOPEC	185	ZJ70DB - 2000 HP	COCA BASE
SINOPEC	220	ZJ70/4500D92 - 2000 HP	COCA BASE

\*\* Rig Management Systems

Fuente: Jorge Rosas, Ecuador Rig Report  
jrosasw1992@hotmail.com

## REPORTES



## TORRES DE REACONDICIONAMIENTO EN OPERACIÓN EN EL ECUADOR

Enero 03, 2022

OPERADOR	POZO	CONTRATISTA	RIG	TIPO DE EQUIPO	COMENTARIOS
ANDES PETROLEUM	DORINE 78H	HILONG	HL - 3	DFXK JC11/21 650HP	W.O.
ANDES PETROLEUM	MARIANN 58	HILONG	HL - 18	DFXK JC11/21 650HP	W.O.
PETROORIENTAL	WANKE 15	CCDC	51	XJ650 - 650 HP	W.O.
ENAP SIPEC	PSO-13 WIW (PARAISO)	ORIENDRILL	901	LOADCRAFT 650	W.O.
ENAP SIPEC	INCHI A9	TRIBOILGAS	204	SERVICE KING 1000 HP	W.O.
PLUSPETROL ECUADOR B.V.	VILLANO 16ST4	PLUSPETROL ECUADOR B.V.	PP 01	OIME 750SL	W.O.
REPSOL	WIPS1-3	PSS WORKOVER S.A.	PSS 815	IRI 2042 / FRANKS 600	W.O.
REPSOL	BOGI A2	CCDC	52	ZJ - 650 HP	W.O.
EP PETROECUADOR (**)	OSO B044	CCDC	42	XJ550 - 550 HP	W.O.
EP PETROECUADOR (**)	CUYABENO E057 (CYBE 057)	DYGOIL	30	CAMERON 600	W.O.
EP PETROECUADOR (**)	PATA 001 (PATA A001)	ESPINEL & ASOCIADOS	EA - 12	XJ 650	W.O.
EP PETROECUADOR (**)	SHUSHUFINDI Y145 (SHSY 145)	FAST DRILLING	FD 11	XJ 650 (700 HP)	W.O.
EP PETROECUADOR (**)	SACHA A225 (SCHA 225)	TRIBOILGAS	101	550 HP	W.O.
EP PETROECUADOR (**)	SACHA H233 (SCHH 233)	TRIBOILGAS	102	550 HP	W.O.
EP PETROECUADOR (**)	SACHA AA 301 (SCHAA 301)	TRIBOILGAS	103	LCT 550 HP	W.O.
EP PETROECUADOR (**)	SACHA A0471 (SCHA0 471)	TRIBOILGAS	104	LOADCRAFT 550	W.O.
EP PETROECUADOR (**)	PARAHUACU 012 (PRH 012)	TRIBOILGAS	105	CROWN 550 HP	W.O.
EP PETROECUADOR (**)	EDEN YUTURI F035 (EDYF 035)	TRIBOILGAS	107	LOADCRAFT 550 HP	W.O.
EP PETROECUADOR (**)	YANAQUINCHA OESTE B021 (YNOB 021)	TRIBOILGAS	201	DRILLING SERVICE KING 1000HP	W.O.
EP PETROAMAZONAS <sup>1(**)</sup>	YCAC 023	GEOPETSA	4	UPET 550 HP	W.O.
EP PETROECUADOR <sup>1(**)</sup>	YULEBRA A 028 (YLBA 028)	TUSCANY DRILLING	105	CARE 650 HP	W.O.
EP PETROECUADOR <sup>1(**)</sup>	AUCA M150 (ACAM 150)	TUSCANY DRILLING	111	CARE 665 HP	W.O.
EP PETROECUADOR <sup>1(**)</sup>	AUCA 020 (ACA 020)	SINOPEC	932	XJ 650 - 650 HP	W.O.
EP PETROECUADOR <sup>2(**)</sup>	SHSAC 228	GEOPETSA	3	WILSON 42B 500	W.O.
EP PETROECUADOR <sup>2(**)</sup>	SHUSHUFINDI 70 (SHS 070)	GEOPETSA	7	KING SERVICES 750HP	W.O.
EP PETROECUADOR <sup>2(**)</sup>	SHUSHUFINDI AB147 (SHSAB 147)	ORIENDRILL	902	LOADCRAFT 650	W.O.
EP PETROECUADOR <sup>2(**)</sup>	SHUSHUFINDI 036 (SHS 036)	SINOPEC	903	XJ 650 - 650 HP	W.O.
EP PETROECUADOR <sup>2(**)</sup>	SHUSHUFINDI Q126 (SHSQ 126)	HILONG	28	DFXK JC11/21 650HP	W.O.
EP PETROECUADOR <sup>3(**)</sup>	LIMONCOCHA K046 (LMNK 046)	SINOPEC	905	ZJ30 - 750 HP	W.O.
EP PETROECUADOR <sup>4(**)</sup>	SECOYA 022 (SCY 022)	TUSCANY DRILLING	104	CARE 550 HP	STDBY. WITH CREW
EP PETROECUADOR <sup>4(**)</sup>	ATACAPI D026 (ATCD 026)	GEOPETSA	6	ZPEC 650	W.O.
EP PETROECUADOR <sup>5(**)</sup>	PUCUNA 018 (PCN 018)	GEOPETSA	5	LTO-550-VIN-26606	W.O.
EP PETROECUADOR <sup>6(**)</sup>	ARMADILLO B010	TRIBOILGAS	106	SERVICES KING 550 HP	W.O.
EP PETROECUADOR <sup>7(**)</sup>	SANSAHUARI E027 (SNSSE 027)	SINOPEC	905	ZJ30 - 750 HP	W.O.

\* EP Petroamazonas que manejó las operaciones de Upstream (Exploración/Producción) fue integrada desde el 01/01/2021 a EP Petroecuador

1.- Para proveer servicios en esta área, SHAYA ECUADOR S.A. firmó un contrato con Petroamazonas

2.- Para proveer servicios en esta área, Consorcio Shushufindi firmó un contrato con Petroamazonas (contrato de Campos Maduros)

3.- Para proveer servicios en esta área, Consorcio PAÑATURI firmó un contrato con Petroamazonas (Contrato de campos Maduros)

4.- Para proveer servicios en esta área, Consorcio Pardalis firmó un contrato con Petroamazonas (contrato de Campos Maduros)

5.- Para proveer servicios en esta área, Consorcio IGAPO firmó un contrato con Petroamazonas (contrato de campos Maduros)

6.- Para proveer servicios en esta área, ECUASERVOIL firmó un contrato con Petroamazonas

7.- Para proveer servicios en esta área, CUYABENOPETRO (GRUPO COBRA) firmó un contrato con Petroamazonas. (Proceso Oil & Gas 2018)

①

## TORRES DE REACONDICIONAMIENTO EN STAND BY EN EL ECUADOR

Enero 03, 2022

CONTRATISTA	RIG No.	TIPO DE EQUIPO	COMENTARIOS
CCDC	CCDC 40	ZJ20 - 650 HP	COCA BASE
CCDC	CCDC 41	XJ550 - 650 HP	COCA BASE
DYGOIL	20	FRANKS 600	SHUSHUFINDI BASE
LOXODONTA	ELEFANTE 01	CORSAIR 475 HP (CRANE CARRIER COMPANY)	COCA BASE
NORDRILCO (NORWEGIAN DRILLING COMPANY)	VICTORIA 01	NATIONAL OILWELL VARCO NOV 550 HP	MAINTENANCE NORDRILCO COCA BASE
NORDRILCO (NORWEGIAN DRILLING COMPANY)	VICTORIA 02	NATIONAL OILWELL VARCO NOV 550 HP	MAINTENANCE NORDRILCO COCA BASE
PLUSPETROL ECUADOR B.V.	PP 01	OIME 750SL	STBY. VILLANO "A" PAD
PLUSPETROL ECUADOR B.V.	PP 02	OIME 500	STBY. VILLANO "B" PAD
PSS WORKOVER S.A.	PSS 816	HEARTLAND RIG INTERNATIONAL (HRI) 700 HP	COCA
SINOPEC	907	XJ 550 - 550 HP	COCA BASE
SINOPEC	908	XJ 650 - 650 HP	COCA BASE
RMS (Former SLR, SCHLUMBERGER) **	RPT 32	WILSON MOGUL 42B	SHUSHUFINDI BASE, NOT OPERATIVE
RMS (Former SLR, SCHLUMBERGER) **	RPT 34	WILSON 42B	SHUSHUFINDI BASE, NOT OPERATIVE
RMS (Former SLR, SCHLUMBERGER) **	RPT 47	WILSON 42B	SHUSHUFINDI BASE, NOT OPERATIVE
RMS (Former SLR, SCHLUMBERGER) **	RPT 53	WILSON MOGUL 42B	SHUSHUFINDI BASE, NOT OPERATIVE
RMS (Former SLR, SCHLUMBERGER) **	RPT 55	WILSON MOGUL 42B	SHUSHUFINDI BASE, NOT OPERATIVE
RMS (Former SLR, SCHLUMBERGER) **	RPT 56	WILSON MOGUL 42B	SHUSHUFINDI BASE, NOT OPERATIVE
TRIBOILGAS	5	LTO-550-VIN-26606	COCA BASE
TRIBOILGAS	6	COOPER 550	COCA BASE
TRIBOILGAS	7	WILSON 42 B	COCA BASE
TRIBOILGAS	8	COOPER 550DD	LAGO AGRIO BASE
TRIBOILGAS	203	SERVICE KING 1000 HP	COCA BASE
TRIBOILGAS	205	SERVICE KING 1000 HP	TAMBILLO (QUITO)
TRIBOILGAS	206	SERVICE KING 775 HP	TAMBILLO (QUITO)

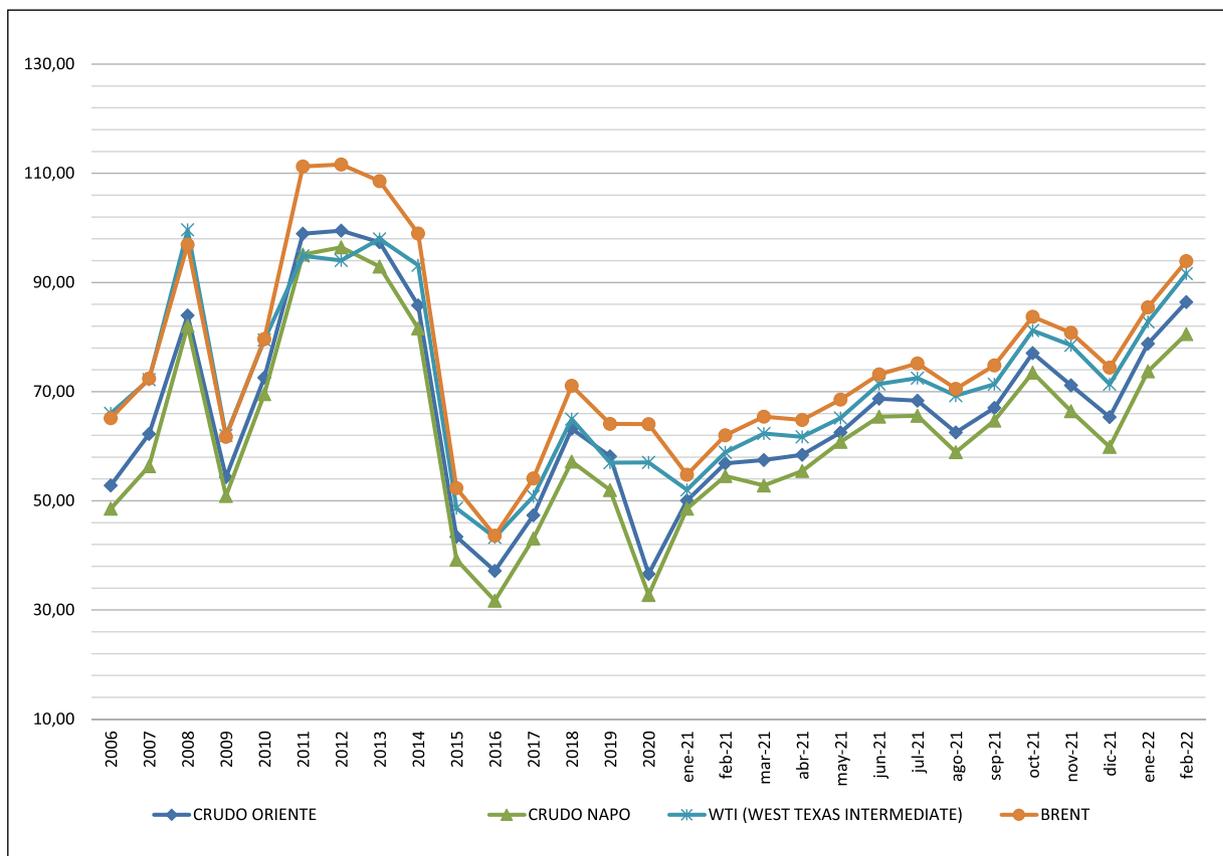
\*\* Rig Management Systems

Fuente: Jorge Rosas, Ecuador Rig Report  
 jrosasw1992@hotmail.com

**ESTADÍSTICAS**

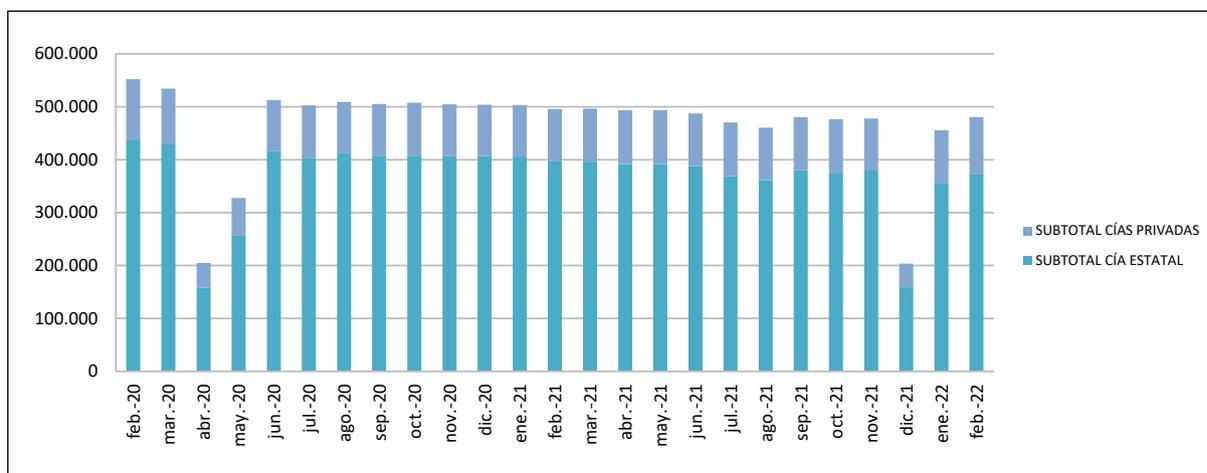


**PRECIO DEL PETRÓLEO ORIENTE, NAPO, WTI Y BRENT  
2006 - 2022  
(Dólares por barril)**



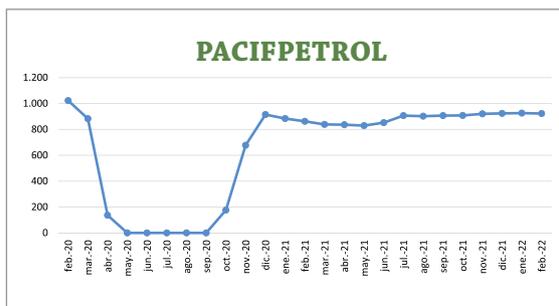
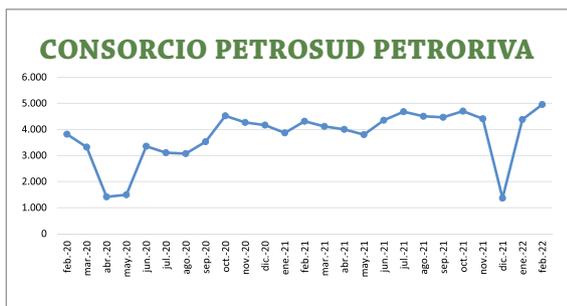
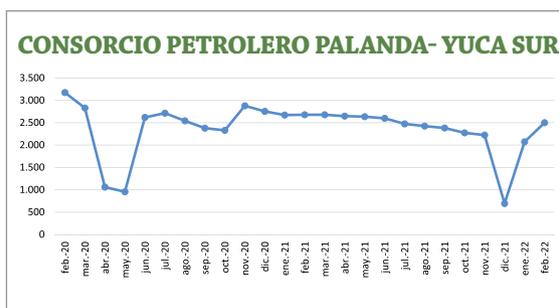
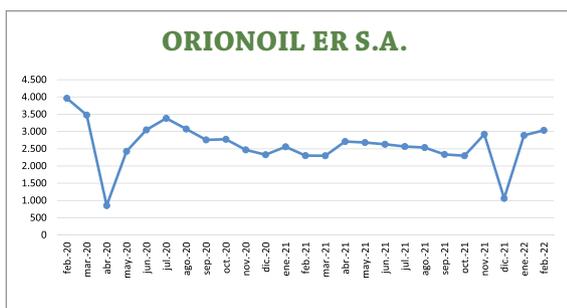
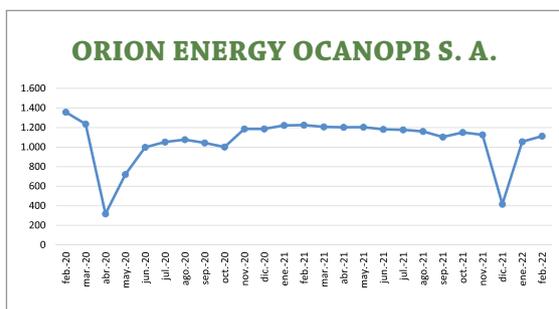
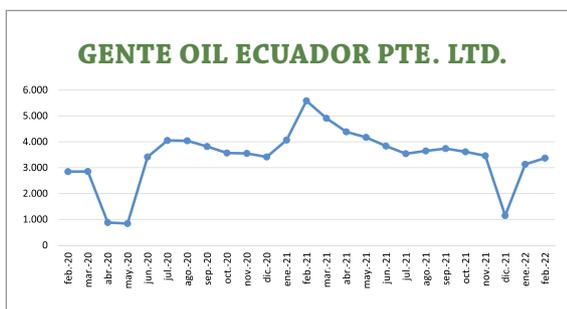
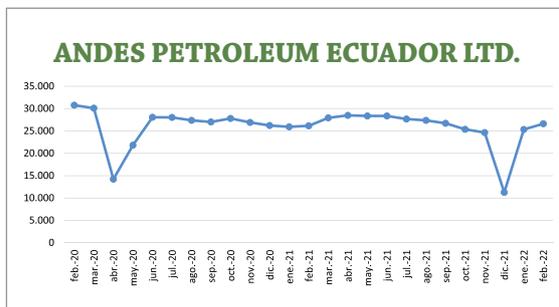
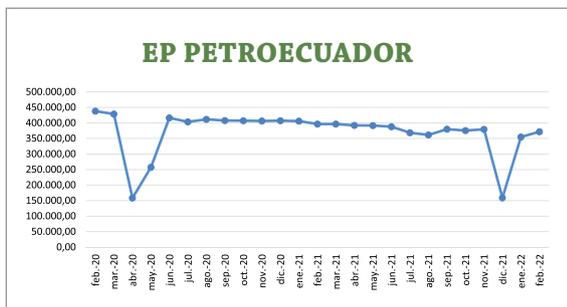
Fuente: EP Petroecuador y EIA Energy Information Administration

**PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESTATAL Y PRIVADAS  
FEBRERO 2020 - FEBRERO 2022  
(BDDP)**



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables  
Elaboración: AIHE

## PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR EMPRESA (BPPD)

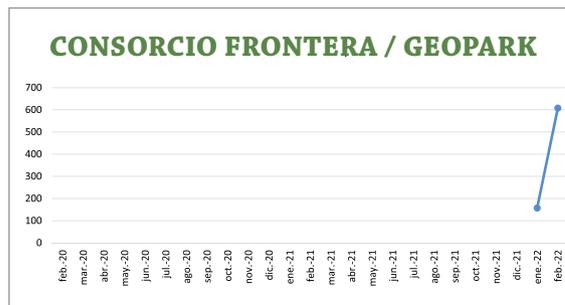
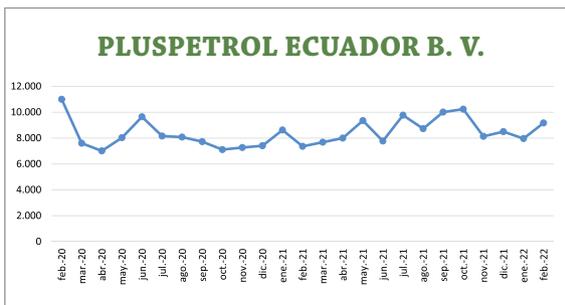
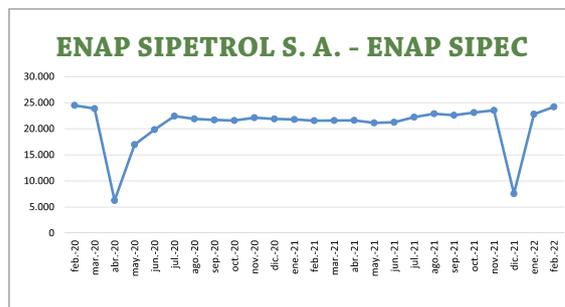
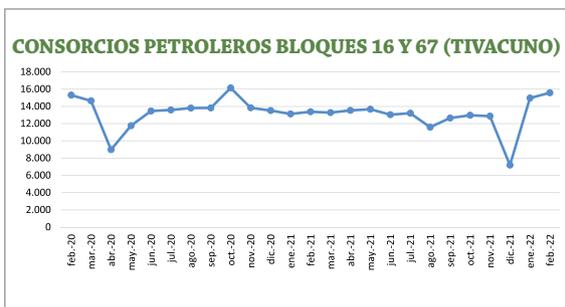
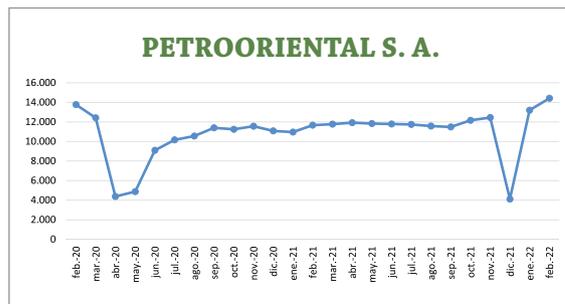
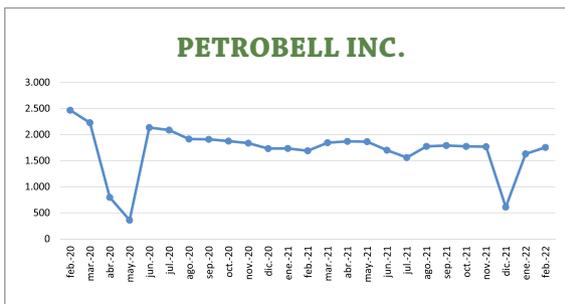


Fuente: ARCH  
Elaboración: AIHE

**ESTADÍSTICAS**



**PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR EMPRESA (BPPD)**



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables  
 Elaboración: AIHE



# El liderazgo “personal”, como base del liderazgo “gerencial”

Autor: Dr. Roberto R. Rabouin - Vice-Presidente Académico ADEN Business School

La temática del liderazgo ha acaparado mi atención los últimos 30 años de mi vida, ese particular fenómeno de influir en otras personas para alcanzar resultados me resulta apasionante, ya que lo más complicado de la vida empresarial, a mi juicio, es el tema de la conducción de personas, a tal punto que se verifica que hay muchos problemas para lograr el máximo compromiso de la gente con los proyectos empresariales. Esta es la realidad.

Así, múltiples investigaciones demuestran que se está muy lejos de conseguir que la gente esté dando el mayor de sus esfuerzos a las empresas con la que trabajan. Por ejemplo, la última encuesta a nivel global sobre “engagement”, previa a la pandemia, indica que sólo el 15% de la gente está verdaderamente comprometida con los proyectos organizacionales. Sin embargo, en una investigación realizada en Chile, después de aparecer el COVID, se observa que el nivel de “engagement total”, o sea personas en “estados extremos de activación, propio de quienes sienten mayor pasión por el trabajo que realizan”, ha bajado de un promedio de 17,33 %, entre los años 2014 y 2019, a un 6 % al cierre de abril 2021.

A mi juicio, la principal causa de esto obedece al modelo de conducción imperante, por cuanto hay una diferencia muy grande entre el mando, la gerencia mando-control como la hemos conocido tradicionalmente, que está basada en la autoridad, y lo que es el verdadero liderazgo. El liderazgo es influencia, o sea lograr que la gente quiera hacer lo que hay que hacer, y el mando... es mando, o sea obligar a la gente a hacer lo que hay que hacer.

La temática del liderazgo tiene más de 80 años de investigación, por lo que hay elementos para hablar de liderazgo con una fuerte base científica, coexistiendo una gran cantidad de escuelas de liderazgo. En lo particular adhiero al Liderazgo Transformacional, el que, en esencia, afirma que el verdadero líder transforma su entorno. El líder empresarial transforma la empresa, el líder familiar transforma a su familia, el

líder personal se transforma a sí mismo.

Ahora bien, cuando empezamos a analizar el liderazgo transformacional surge algo, bastante obvio posiblemente, pero que por ahí no se tiene debidamente en cuenta. Esto es que no se puede transformar a otros si no se es capaz de transformarse a sí mismo. No puedo liderar a otros si no me lidero a mí mismo. Y así se llega a esto que llamamos Liderazgo Personal.

Entendemos por liderazgo personal, el dominio sobre uno mismo y su propio proyecto existencial. Lamentablemente, de acuerdo a múltiples investigaciones, muy pocas personas, menos del 1 %, tienen un **Plan Personal de Vida** (PPV), escrito, donde hayan definido su misión, hayan hecho una clarificación de valores, hayan establecido metas de corto, mediano y largo plazo, para cada una de las dimensiones de la vida (corporal, intelectual y espiritual) y hayan generado planes de acción concretos para alcanzar dichas metas, lo paradójico, es que muchos gerentes que pasan horas y horas haciendo esto para sus organizaciones, no lo tengan hecho para sus propias vidas.

Además del PPV, las personas tendrían que elaborar su **Plan de Desarrollo Profesional** (PDP), donde deberían establecer metas de corto, mediano y largo plazo y, a partir de estas, establecer las brechas de competencias, conocimientos y experiencias que deberían desarrollar para poder alcanzarlas, cuesta entender que las personas, a pesar de querer crecer en su carrera, no tengan trazado un camino de cómo hacerlo.

Por otra parte, definidos los dos instrumentos claves para el liderazgo personal, el **PPV** y el **PDP**, se necesitan incorporar una serie de prácticas cotidianas, que promuevan la construcción de dicho liderazgo, a tal fin he desarrollado el **Modelo SIPLI**, Sistema Integral de Prácticas de Liderazgo Individual, el que consta de siete prácticas centrales.

El resumen de estas prácticas, bajo un formato de proceso, nos muestra que todo inicia en la **práctica de la reflexión**, la que involucra invertir tiempo en reflexionar sobre nuestro proyecto de vida, sobre las decisiones que hemos

Dr. Roberto R. Rabouin: Doctor Cum Laude en Dirección de Empresas, Universidad de Jaén (España). Executive MBA Orientación en Gestión de Personas, Universidad Francisco de Vitoria (España). Master en Administración y Marketing Estratégico, U.C.E.S. (Argentina). Master en Sciences de la Gestion des Ressources Humaines, Université de Management (Suiza). Major in Human Resources, Stetson University (USA). Major in Management Skills, George Washington University (USA). Especialista en Gestión Estratégica de la Innovación, Universidad de California (USA). Especialista en Docencia Universitaria, U.N.C. (Argentina). Human Resource Management, University of Cambridge (Inglaterra). Global Management, University of San Francisco (USA). Ex Gerente General del Banco de Mendoza. Vice-Presidente Académico ADEN Business School. Consultor, Profesor, Conferencista y Coach Internacional de Dirección Estratégica, Liderazgo, Coaching y Habilidades Directivas. Miembro de la Association for Coaching International.

tomado y como nos han impactado a nosotros y a los demás, Sócrates afirmaba: “La vida examinada es la única que merece ser vivida”.

Esta reflexión, nos llevará naturalmente a la **práctica del auto-conocimiento**, es decir conocernos en profundidad: fortalezas, debilidades, miedos, sueños, rasgos de personalidad, etc. ¿Cómo puedo avanzar en mi proyecto existencial, si no se quien soy? Debashis Chatterjee afirma “¿Cómo podemos ir más allá del velo de la imagen de nosotros mismos en búsqueda del yo real? La búsqueda del yo sólo puede comenzar cuando hemos vuelto nuestra atención del mundo exterior al mundo interior.”

El auto-conocimiento profundo nos llevará con seguridad a la **práctica de la humildad**, el vernos frente al espejo, desnudos en nuestra interioridad, nos alejará de toda soberbia. Y debe saberse que la soberbia es el principal obstáculo para crecer y mejorar, ya que un soberbio nunca acepta sus errores, ni sus debilidades, ni sus carencias. “El sabio nunca se considera grande, y en ello esta su grandeza.” Lao Tse.

Por su parte, la humildad, nos llevará a la **práctica del mejoramiento**, o sea a trabajar para superar nuestras debilidades y carencias, procurando ser mejores en cada aspecto de nuestra vida; en las empresas hablamos mucho de Kaizen, mejora continua, la idea es aplicar lo mismo a nuestra persona. Recordemos a Ken Blanchard y Don Shula: “Si no buscas la perfección, nunca podrás alcanzar la excelencia.”

Para poder avanzar en este mejoramiento,

necesitamos desarrollar al máximo la **práctica de la voluntad**, Colin Powell dijo “Nadie sabe lo que puede conseguir hasta que lo intenta”. La mayoría de las personas sabe que debería hacer para mejorarse y mejorar sus vidas, pero la falta de voluntad les impide avanzar. La gente exitosa, en general, es disciplinada y tiene una voluntad férrea para ir detrás de sus metas.

La sexta, es la **práctica de la responsabilidad plena**, que nos lleva a hacernos absolutamente responsables de nuestras vidas, o sea ser accountables en su sentido más profundo, dejar el modelo de la víctima, a la que todo le sucede o es culpa de terceros, para ser el verdadero protagonista de su existencia. Como afirmaba Viktor Frankl: “En todo momento el hombre debe decidir, para bien o para mal cuál será el monumento de su existencia.”

Finalmente, se debe desarrollar la **práctica de la integridad**, es decir mantener una absoluta coherencia entre lo que pensamos, decimos y hacemos, ¿qué liderazgo personal demuestra un ser humano que no puede sostener con sus actos, lo que piensa y dice? Stephen Covey declaraba con claridad prístina: “La integridad es el fundamento de toda bondad y grandeza verdadera.”

En resumen, dos instrumentos y siete prácticas para construir un liderazgo personal, que nos llevará ser vistos como personas ejemplares dignas de ser “seguidas”, ya que como decía Albert Schweitzer “El ejemplo no es una forma de liderar, es la única forma de hacerlo.”



A photograph of an industrial facility at sunset. In the foreground on the left, a large white cylindrical tank is supported by several thick concrete pillars. Red pipes run horizontally around the tank. In the background, there are several tall, dark industrial towers and a complex network of pipes and structures. The sky is filled with soft, golden clouds, and the overall lighting is warm and dim. A dark horizontal band is overlaid across the middle of the image, containing the text 'ÁREA TÉCNICA' in white.

# ÁREA TÉCNICA

# Modelos para calcular las propiedades PVT del petróleo basados en máquinas de vectores de soporte

Autor: Fis. Jorge Andrés Soria Salazar

Coautores: Freddy Edison Córdova Lucero, Byron Raúl López Robayo

**Fecha de recepción:**  
25 de febrero de 2022

**Fecha de aprobación:**  
07 de marzo de 2022

**Palabras clave:**  
Máquinas de vectores de soporte, Regresión, Petróleo, PVT

**Keywords:**  
Support Vector Machines, Regression, Oil, PVT

Jorge Soria es Físico de la Escuela Politécnica Nacional. Actualmente, trabaja como Analista de Investigación y Desarrollo en SERTECPET. Sus intereses incluyen la dinámica computacional de fluidos y el desarrollo de software para la ingeniería de petróleos. Freddy Córdova es Gerente de Investigación y Desarrollo en SERTECPET. Tiene más de 28 años de experiencia en la industria petrolera. Su trabajo se enfoca en el desarrollo de herramientas para el levantamiento artificial hidráulico. Es Ingeniero Mecánico de la Escuela Politécnica de Chimborazo. Byron López es el Vicepresidente de Tecnología de SERTECPET. Tiene más de 35 años de experiencia en la industria petrolera. Tiene registradas siete patentes. López es Ingeniero Mecánico de la Escuela Politécnica de Chimborazo.

## RESUMEN

Representar el comportamiento de las fases de los fluidos de un yacimiento petrolero es un proceso crítico en la ingeniería de los sistemas de producción. En este trabajo se presenta el desarrollo de modelos basados en máquinas de vectores de soporte para el cálculo de la presión de burbuja y el factor volumétrico del petróleo. Los datos usados para el entrenamiento y prueba contienen información de ensayos presión-volumen-temperatura de las principales zonas productoras del mundo y del Ecuador. Se comparó la exactitud de los nuevos modelos con una selección de las correlaciones más usadas en la industria, los modelos descritos en este artículo serían más precisos. Los nuevos modelos fueron integrados a una aplicación para la ingeniería de producción de petróleo con bombas hidráulicas tipo jet.

## ABSTRACT

Modelling the phase behavior of the fluids found in a petroleum reservoir is a critical process in the engineering of production systems. This work presents the development of models, based on support vector machines, to calculate the bubble pressure and volume factor of oil. The data used for training and testing the models contain information from pressure-volume-temperature reports from the main oil-producing regions around the world, including Ecuador. The accuracy of the new models was compared against a selection of the most used correlations in the oil and gas industry. The models described in this article would have better performance. Finally, the new models were integrated into an application for the engineering of oil production with jet pumps.

## INTRODUCCIÓN

En la ingeniería de petróleos es importante conocer el comportamiento de las fases de los

fluidos presentes en los yacimientos petrolíferos, en función a la presión y temperatura a la que están sometidos y a su composición química. Esta información; tiene varias aplicaciones, por ejemplo las relaciones presión/volumen/temperatura (PVT) son utilizadas por los ingenieros de yacimientos para calcular las reservas de petróleo presentes en un reservorio, ya que el petrolero se “encoge” cuando es transportado desde el yacimiento a la superficie, debido a la liberación del gas disuelto en la fase líquida. Por otro lado, los ingenieros de producción necesitan conocer el comportamiento de las fases para calcular los patrones de flujo en las tuberías, en donde la presión y temperatura cambian a medida que los fluidos atraviesan las distintas etapas del sistema de producción [1], [2].

Un valor crítico en este tipo de cálculos es la presión de burbuja del petróleo, definida como la presión más alta en la cual la primera burbuja de gas se libera del petróleo. La presión de burbuja es importante porque en este punto hay una discontinuidad en el comportamiento volumétrico de los fluidos. Este comportamiento está descrito a través de varias relaciones definidas por los ingenieros de petróleos, entre las más importantes tenemos la relación de solubilidad del gas en el petróleo y el factor volumétrico del petróleo [1], [3]. Para medir estas relaciones con alta exactitud se requieren análisis de laboratorio. Sin embargo, los tiempos y costos de estos estudios limitan su realización a pozos exploratorios o en casos donde el potencial productivo del pozo justifique la inversión.

Para solucionar este problema desde hace más de 70 años se han desarrollado modelos matemáticos que correlacionan las propiedades básicas de los fluidos con las curvas de su comportamiento volumétrico. Estos modelos fueron desarrollados mediante análisis de

©

regresión a partir de un conjunto limitado de datos experimentales correspondientes a muestras de crudo de zonas específicas del mundo [3]. Es decir, las correlaciones PVT tienen un dominio específico para las variables de entrada, una correlación desarrollada para predecir las propiedades del petróleo liviano encontrado en una región de Medio Oriente no podría ser aplicada para estimar las propiedades del crudo pesado de un yacimiento productor del Ecuador. Por esta razón, se han desarrollado varias correlaciones empíricas para calcular las propiedades PVT del petróleo de las principales zonas productoras del mundo.

No existen correlaciones desarrolladas específicamente a partir del análisis de laboratorio de muestras de crudo de los campos petroleros del Ecuador. En la práctica de la ingeniería de petróleos se selecciona la correlación cuyo resultado sea el más próximo a un valor referencial de entre las correlaciones incluidas en los programas usados para modelar los sistemas de producción petrolera. Debido a la dificultad para realizar análisis de laboratorio el valor referencial se obtiene de datos experimentales de pozos aledaños que producen del mismo reservorio, pero que fueron realizados hace varios años o incluso décadas atrás. Recientemente, la compañía estatal petrolera ecuatoriana presentó los resultados de un estudio en el cual se caracterizó las propiedades de los fluidos de los principales yacimientos petroleros del país y se reparametrizó una selección de correlaciones a partir de un conjunto de 318 datos experimentales [4].

Varios estudios sugieren que el uso de las técnicas modernas de Machine Learning mejorarían la exactitud de las correlaciones PVT usadas en la industria [5]–[9]. De entre estas técnicas las máquinas de vectores de soporte tendrían un mejor rendimiento en cuanto a exactitud y velocidad en relación a las redes neuronales [7]. Sin embargo, a diferencia de las correlaciones empíricas tradicionales que presentan las ecuaciones de forma explícita para su implementación, los modelos basados en Machine Learning son cajas negras que dificultan la reproducibilidad de los resultados y el aprovechamiento de las mejoras en su exactitud. Por esta razón, en el presente trabajo desarrollamos modelos para calcular la presión de burbuja y el factor volumétrico usando máquinas de vectores de soporte a partir de datos experimentales de varios campos petroleros del mundo incluyendo el Ecuador. Estos modelos serán implementados en una aplicación

usada para la ingeniería de producción con bombas hidráulicas tipo jet.

## MARCO TEÓRICO

### Correlaciones PVT

Los modelos desarrollados en el presente trabajo serán comparados con las correlaciones de Standing [10], [11], Glaso [11], [12] y Al-Marhoun [11], [13]. Se han elegido estas correlaciones porque son las más usadas alrededor del mundo ya que están incluidas en las principales aplicaciones informáticas de ingeniería de petróleos. Para desarrollar estas correlaciones se ha asumido que tanto la presión de burbuja como el factor volumétrico son funciones de la relación de solubilidad  $R_s$ , la temperatura  $T$ , la gravedad específica del gas  $\gamma_g$  y la gravedad específica del petróleo API.

$$P_b = F(R_s, T, \gamma_g, API) \quad (1)$$

$$B_o = F(R_s, T, \gamma_g, API) \quad (2)$$

### Máquinas de vectores de soporte

Las máquinas de vectores de soporte (SVM por sus siglas en inglés) son una técnica para la clasificación o regresión de datos. El objetivo de las SVMs es producir un modelo basado en un conjunto de datos de entrenamiento que pueda predecir los valores objetivo de un conjunto de prueba, partiendo únicamente de los atributos del conjunto de prueba.

Sea el conjunto de entrenamiento

$$D = \{(\vec{x}_1, y_1), (\vec{x}_2, y_2), \dots, (\vec{x}_m, y_m)\} \quad (3)$$

Donde  $\vec{x}_i$  es un vector de dimensión  $n$ ,  $y_i$  es un número real correspondiente a cada  $\vec{x}_i$ . Para la definición conceptual del problema de regresión se busca una función  $F(\vec{x})$ , lineal en primera instancia, que relacione los vectores de entrada  $\vec{x}_i$  con los valores correspondientes  $y_i$ .

$$F(\vec{x}) = \vec{x} \cdot \vec{w} + b \quad (4)$$

El objetivo es estimar los parámetros  $\vec{w}$  y  $b$  para que  $F(\vec{x})$  se desvíe de los datos reales en máximo un valor  $\varepsilon$ . Se busca además que  $F$  sea lo más plana posible, esto significa que  $\vec{w}$  debe ser pequeño, para asegurar esta condición se minimiza su norma. Entonces el problema de optimización sería minimizar

$$\frac{1}{2} \|\vec{w}\|^2 \tag{5}$$

En (5) se agrega 1/2 para simplificar la expresión resultante del paso de derivación posterior. Adicionalmente, el problema de minimización está sujeto a las condiciones

$$y_i - \vec{x}_i \cdot \vec{w} - b \leq \varepsilon \tag{6}$$

$$\vec{x}_i \cdot \vec{w} + b - y_i \leq \varepsilon \tag{7}$$

En este planteamiento se asume existe una función que aproxima los pares con  $(\vec{x}_i, y_i)$  precisión  $\varepsilon$ . Empero, en la mayoría de casos esto no se cumple y el problema no tendría solución. Para tratar con restricciones inviables se usa el concepto de funciones de pérdida de “márgenes suaves”, para esto agregamos las variables  $\xi_i$  y  $\xi_i^*$  [14]. Entonces el nuevo problema de optimización es minimizar

$$\frac{1}{2} \|\vec{w}\|^2 + C \sum_{i=1}^m (\xi_i + \xi_i^*) \tag{8}$$

Con las condiciones

$$y_i - \vec{x}_i \cdot \vec{w} - b \leq \varepsilon + \xi_i \tag{9}$$

$$\vec{x}_i \cdot \vec{w} + b - y_i \leq \varepsilon + \xi_i^* \tag{10}$$

$$\xi_i, \xi_i^* \geq 0 \tag{11}$$

La constante C positiva en (8) determina el balance entre la planaridad de F y la cantidad en que se tolera que las desviaciones de  $F(\vec{x})$  sean más grandes que  $\varepsilon$ . Redefiniendo el problema con la función de Lagrange L ahora se busca minimizar

$$L = \frac{1}{2} \|\vec{w}\|^2 + C \sum_{i=1}^m (\xi_i + \xi_i^*) - \sum_{i=1}^m (\eta_i \xi_i + \eta_i^* \xi_i^*) - \sum_{i=1}^m \alpha_i (\varepsilon + \xi_i - y_i + \vec{x}_i \cdot \vec{w} + b) - \sum_{i=1}^m \alpha_i^* (\varepsilon + \xi_i^* + y_i - \vec{x}_i \cdot \vec{w} - b) \tag{12}$$

Con los multiplicadores de Lagrange

$$\eta_i, \eta_i^*, \alpha_i, \alpha_i^* \geq 0 \tag{13}$$

En el punto silla de L las derivadas parciales deben ser cero

$$\frac{\partial L}{\partial b} = \sum_{i=1}^m (\alpha_i^* - \alpha_i) = 0 \tag{14}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \vec{w}} = \vec{w} - \sum_{i=1}^m (\alpha_i - \alpha_i^*) \vec{x}_i = 0 \tag{15}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \xi_i} = C - \alpha_i - \eta_i = 0 \tag{16}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \xi_i^*} = C - \alpha_i^* - \eta_i^* = 0 \tag{17}$$

Sustituyendo (14), (15), (16) y (17) en (12) se define el problema de optimización dual. En donde el objetivo es maximizar

$$-\frac{1}{2} \sum_{i,j=1}^m (\alpha_i - \alpha_i^*)(\alpha_j - \alpha_j^*) \vec{x}_i \cdot \vec{x}_j - \varepsilon \sum_{i=1}^m (\alpha_i + \alpha_i^*) + \sum_{i=1}^m (\alpha_i - \alpha_i^*) y_i \tag{18}$$

Sujeto a

$$\sum_{i=1}^m (\alpha_i - \alpha_i^*) = 0 \tag{19}$$

Con

$$\alpha_i, \alpha_i^* \in [0, C] \tag{20}$$

De (15) tenemos que

$$\vec{w} = \sum_{i=1}^m (\alpha_i - \alpha_i^*) \vec{x}_i \tag{21}$$

Ⓢ

En (21)  $\vec{w}$  es una combinación lineal de los vectores del conjunto de entrenamiento. Los  $\vec{x}_i$  en donde  $\alpha_i$  y  $\alpha_i^*$  son distintos de cero, son los vectores de soporte. Finalmente, al reemplazar (21) en (4)

$$F(\vec{x}) = \sum_{i=1}^m (\alpha_i - \alpha_i^*) \vec{x}_i \cdot \vec{x} + b \quad (22)$$

En (22) el valor de b se obtiene como un sub-producto del algoritmo de optimización de (18). Este proceso se detalla en [14]. Para generalizar el problema, si la relación entre  $\vec{x}_i$  y  $y_i$  no es lineal se pueden transformar los vectores de entrada a un espacio de dimensión más alta s a través de una función

$$\phi: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^s \quad (23)$$

Aplicando el mismo procedimiento descrito desde (3) hasta (22) el problema de optimización dual, que en el caso lineal dependía del producto interno  $\vec{x}_i \cdot \vec{x}_j$ , ahora dependerá del producto interno  $\phi(\vec{x}_i) \cdot \phi(\vec{x}_j)$  definido en el espacio  $\mathbb{R}^s$ . Aunque, la evaluación directa de  $\phi(\vec{x})$  hace que el costo computacional de la solución sea muy alto. Para resolver este inconveniente se aprovecha la existencia de funciones k tales que

$$k(\vec{u}, \vec{v}) = \phi(\vec{u}) \cdot \phi(\vec{v}) \quad (24)$$

La función kernel k acepta como argumentos vectores en el espacio  $\mathbb{R}^n$  y entrega el producto interno de los vectores en el espacio  $\mathbb{R}^s$ . Hay teoremas que garantizan la existencia de estos kernels bajo ciertas condiciones [14], [15]. Los kernels más usados son:  
Polinómico

$$k(\vec{u}, \vec{v}) = (\vec{u} \cdot \vec{v} + 1)^d \quad (25)$$

Función base radial (RBF)

$$k(\vec{u}, \vec{v}) = \exp(-\gamma \|\vec{u} - \vec{v}\|^2) \quad (26)$$

Sigmoide

$$k(\vec{u}, \vec{v}) = \tanh(-\kappa \vec{u} \cdot \vec{v} + c) \quad (27)$$

Con estas consideraciones el problema de

optimización general es maximizar

$$-\frac{1}{2} \sum_{i,j=1}^m (\alpha_i - \alpha_i^*)(\alpha_j - \alpha_j^*) k(\vec{x}_i, \vec{x}_j) - \varepsilon \sum_{i=1}^m (\alpha_i + \alpha_i^*) + \sum_{i=1}^m (\alpha_i - \alpha_i^*) y_i \quad (28)$$

Sujeto a

$$\sum_{i=1}^m (\alpha_i - \alpha_i^*) = 0 \quad (29)$$

Con

$$\alpha_i, \alpha_i^* \in [0, C] \quad (30)$$

La ecuación (21) ahora es

$$\vec{w} = \sum_{i=1}^m (\alpha_i - \alpha_i^*) \phi(\vec{x}_i) \quad (31)$$

Finalmente

$$F(\vec{x}) = \sum_{i=1}^m (\alpha_i - \alpha_i^*) k(\vec{x}_i, \vec{x}) + b \quad (32)$$

## PROCEDIMIENTO

Los datos usados para desarrollar los modelos provienen de resultados de análisis PVT publicados en [13], [16]–[20]. Además, de un conjunto de datos PVT de pozos petroleros del Ecuador. En total se usaron 649 muestras que fueron divididas en los conjuntos para entrenamiento (70%) y prueba (30%). La asignación de los datos a cada conjunto fue aleatoria. Los modelos fueron generados usando Scikit: Machine Learning in Python [21]. Cada conjunto de datos PVT fue representado como un vector de dimensión n = 4. Tanto la presión de burbuja como el factor volumétrico dependerán de estos cuatro parámetros.

$$\vec{x} = [R_s, T, \gamma_g, API] \quad (33)$$

**Escalamiento**

Para generar los modelos se siguió las recomendaciones indicadas en [22]. Se inició con el escalamiento de los datos de entrada. Esto evita que los atributos con valores numéricos de gran magnitud dominen a los atributos con valores más pequeños. El escalamiento se lo realizó en el rango de [-1, 1]. Después del escalamiento cada una de los atributos tendría una distribución normal con media cero y desviación estándar igual a uno.

	Mínimo	Máximo
$R_s$ (scf/stb)	2	2496
$T$ (°F)	74	296
$\gamma_g$ (aire = 1)	0.564	3.445
API (°API)	6	56.5
$P_o$ (psi)	50	4975
$B_o$ (bbl/stb)	1.023	2.916

Tabla 1. Rangos de los datos usados para el desarrollo de los modelos

**Selección del modelo**

El siguiente paso es seleccionar el kernel de entre los tres modelos presentados en (25) – (27). Con el conocimiento de que las relaciones de  $P_b$  y  $B_o$  con respecto a los parámetros de entrada no son lineales [10 - 13], se eligió el kernel de funciones base radiales RBF. Al parámetro  $\gamma$  del kernel RBF se le asignó el valor por defecto que está dado por

$$\gamma = \frac{1}{n * var(X)} \tag{34}$$

En donde  $n$  es la dimensión de  $\vec{x}$  y  $var(X)$  es la varianza de la matriz  $X(m, n)$  formada por los  $m$  vectores del conjunto de entrenamiento [23].

Para la selección de los valores óptimos de  $C$  y  $\epsilon$  se realizó una búsqueda en una grilla con validación cruzada. Es decir, se dividió el conjunto de entrenamiento en cinco grupos de igual tamaño, en donde de manera secuencial cada subconjunto es usado para evaluar el modelo generado a partir de los cuatro subconjuntos restantes. Para esto, se utilizó la función GridSearchCV de Scikit con el error cuadrático

medio (35) como criterio de evaluación de cada conjunto de parámetros [24].

$$MSE = \frac{1}{s} \sum_{i=1}^{s-1} (y_i - \hat{y}_i)^2 \tag{35}$$

$$MAE = \frac{1}{s} \sum_{i=1}^{s-1} |y_i - \hat{y}_i| \tag{36}$$

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^s (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^s (y_i - \bar{y})^2} \tag{37}$$

En (35), (36) y (37) se define el error cuadrático medio (MSE), el error absoluto medio (MAE), y el coeficiente de determinación ( $R^2$ ) respectivamente. En estas expresiones  $s$  es el número de muestras,  $y_i$  e  $\hat{y}_i$  son los valores reales y calculados respectivamente, mientras que  $\bar{y}$  es el promedio de los valores reales.

**RESULTADOS**

Para considerar la posible variación en el rendimiento de los modelos con respecto a la conformación de los conjuntos de entrenamiento y prueba se evaluaron seis distribuciones aleatorias distintas (Grupos 1 – 6). Los resultados se muestran en la tabla 2. El mejor modelo sería el que tenga el coeficiente de determinación  $R^2$  más cercano a uno, y los errores MSE y MAE más bajos. Para la presión de burbuja se observa que, en los seis grupos el modelo desarrollado en este trabajo sería el más exacto. Para el factor volumétrico en cinco de los seis grupos nuestro modelo tiene el coeficiente de determinación más alto y los errores más bajos. Sin embargo, en todos los casos nuestro modelo tiene el error absoluto medio más bajo. Tanto en la presión de burbuja como en el factor volumétrico la correlación de Glaso tiene los peores resultados.

Para la integración de estos modelos al software de ingeniería de producción a partir de los resultados del Grupo 4, se realizó nuevamente la validación cruzada en una grilla más fina. Los parámetros óptimos encontrados luego de este proceso se muestran en la tabla 3. Las figuras 1 y 2 contienen los diagramas de dispersión de los valores medidos y de valores calculados usando el conjunto de prueba del Grupo 4 con los modelos refinados.

Ⓢ

	Presión de burbuja				Factor volumétrico			
	Modelo	R <sup>2</sup>	MSE	MAE	Modelo	R <sup>2</sup>	MSE	MAE
Grupo 1	Standing	0.8771	118319	240.2	Standing	<b>0.9356</b>	<b>0.0039</b>	0.0379
	Glaso	0.7821	209813	324.5	Glaso	0.8534	0.0089	0.0586
	Al-Marhoun	0.7739	217667	331.7	Al-Marhoun	0.9259	0.0045	0.0394
	Este estudio	<b>0.9399</b>	<b>57844</b>	<b>149.2</b>	Este estudio	0.9229	0.0047	<b>0.0217</b>
Grupo 2	Standing	0.8256	196982	268.3	Standing	0.8489	0.0105	0.0472
	Glaso	0.7654	264939	354.7	Glaso	0.7971	0.0140	0.0607
	Al-Marhoun	0.7791	249430	338.8	Al-Marhoun	0.8841	0.0080	0.0408
	Este estudio	<b>0.9140</b>	<b>97118</b>	<b>155.8</b>	Este estudio	<b>0.9195</b>	<b>0.0056</b>	<b>0.0234</b>
Grupo 3	Standing	0.8356	162791	273.4	Standing	0.9173	0.0054	0.0420
	Glaso	0.7118	285319	378.2	Glaso	0.8541	0.0096	0.0563
	Al-Marhoun	0.7529	244589	336.4	Al-Marhoun	0.9282	0.0047	0.0403
	Este estudio	<b>0.9251</b>	<b>74198</b>	<b>174.2</b>	Este estudio	<b>0.9303</b>	<b>0.0046</b>	<b>0.0236</b>
Grupo 4	Standing	0.8669	157102	242.9	Standing	0.8480	0.0104	0.0462
	Glaso	0.7753	265289	361.0	Glaso	0.7914	0.0143	0.0608
	Al-Marhoun	0.8347	195092	310.0	Al-Marhoun	0.8689	0.0090	0.0432
	Este estudio	<b>0.9363</b>	<b>75153</b>	<b>161.1</b>	Este estudio	<b>0.9541</b>	<b>0.0031</b>	<b>0.0294</b>
Grupo 5	Standing	0.8438	153237	265.0	Standing	0.9132	0.0058	0.0469
	Glaso	0.7468	248435	349.1	Glaso	0.8459	0.0104	0.0625
	Al-Marhoun	0.7490	246241	337.5	Al-Marhoun	0.9321	0.0046	0.0399
	Este estudio	<b>0.9146</b>	<b>83771</b>	<b>168.8</b>	Este estudio	<b>0.9199</b>	<b>0.0054</b>	<b>0.0249</b>
Grupo 6	Standing	0.8052	199364	272.1	Standing	0.8650	0.0103	0.0472
	Glaso	0.7053	301517	387.7	Glaso	0.7984	0.0153	0.0625
	Al-Marhoun	0.7511	254666	345.9	Al-Marhoun	0.8960	0.0079	0.0438
	Este estudio	<b>0.8903</b>	<b>112246</b>	<b>162.1</b>	Este estudio	<b>0.9033</b>	<b>0.0074</b>	<b>0.0287</b>

Tabla 2. Evaluación de los modelos para la presión de burbuja y factor volumétrico del petróleo

	Presión de burbuja	Factor volumétrico
C	5	22
$\epsilon$	0.09	0.08

Tabla 3. Parámetros óptimos de los modelos

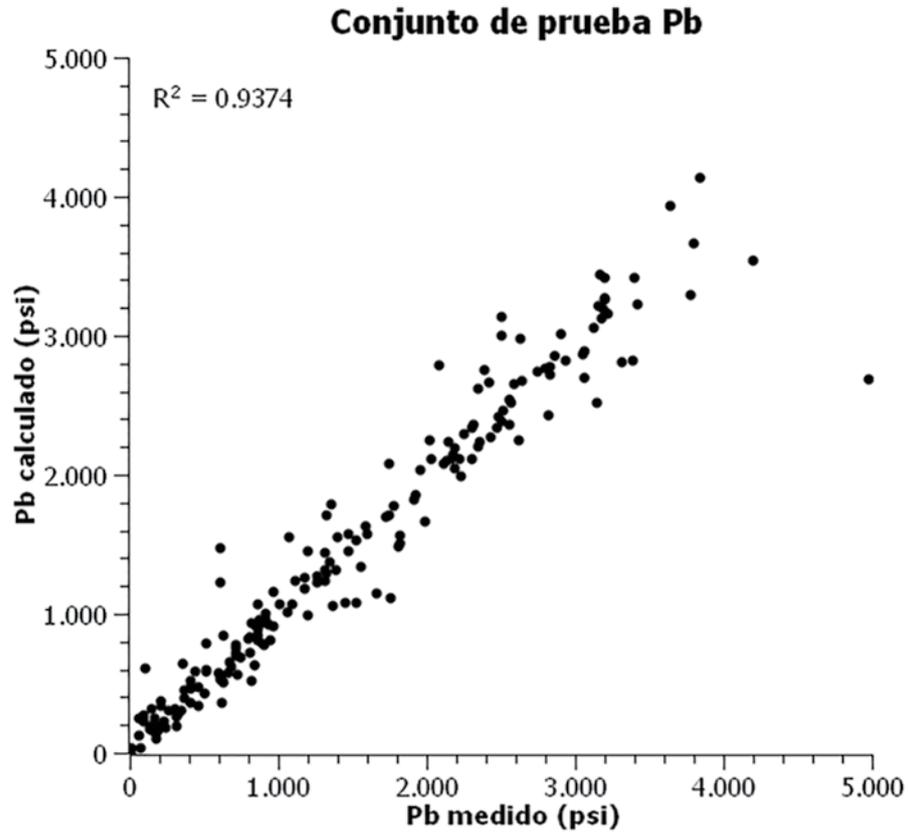


Fig. 1. Diagrama de dispersión real vs calculado para la presión de burbuja del petróleo

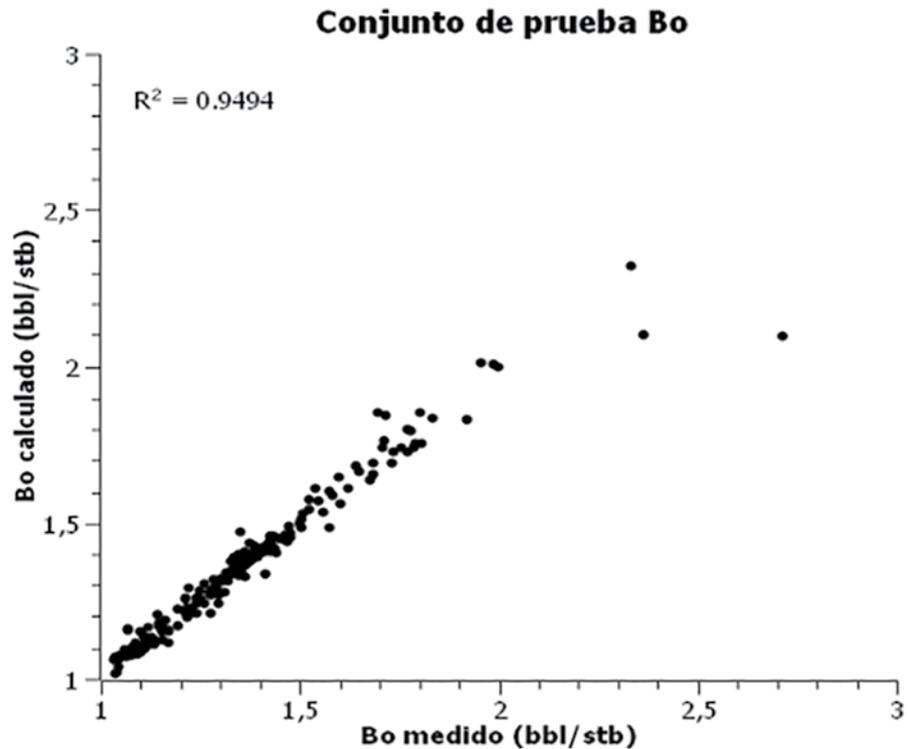


Fig. 2. Diagrama de dispersión real vs calculado para el factor volumétrico del petróleo



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los modelos para el cálculo de la presión de burbuja y el factor volumétrico del petróleo desarrollados usando máquinas de vectores de soporte serían más exactos que las correlaciones PVT tradicionales usadas como referencia en este trabajo. Las mejoras obtenidas en cuanto a la exactitud de los modelos sugieren la aplicación de esta misma técnica para la predicción de otras propiedades de los hidrocarburos, por ejemplo, la viscosidad del petróleo.

Los modelos presentados en este artículo fueron implementados en una aplicación para la ingeniería de producción de petróleo. En esta aplicación se realizan aproximadamente 50000 cálculos PVT para estimar la producción de un pozo. En relación a las correlaciones PVT tradicionales al usar los modelos SVM el tiempo de ejecución de este tipo de cálculos se cuadruplicó. Sin embargo, esta extensión del tiempo se controló usando las funciones de Python para la ejecución multiprocesos en las secciones del cálculo en donde esto fue posible.

## REFERENCIAS

- [1] C. H. Whitson and M. R. Brule, *Phase Behavior*, vol. 20. Richardson: SPE, 2000.
- [2] E. M. Al-Safran and J. P. Brill, *Applied Multiphase Flow in Pipes and Flow Assurance: Oil and Gas Production*. Richardson, TX, USA: Society of Petroleum Engineers, 2017.
- [3] T. Ahmed, *Equations of state and PVT analysis*. Elsevier, 2013.
- [4] A. J. Izurieta and A. Iza, "The PVT properties of the ecuadorian crude oils," *SPE Lat. Am. Caribb. Pet. Eng. Conf. Proc.*, vol. 0, no. May, pp. 18–19, 2017, doi: 10.2118/185483-ms.
- [5] E. A. Osman, O. A. Abdel-Wahhab, and M. A. Al-Marhoun, "Prediction of Oil PVT Properties Using Neural Networks," *Proc. Middle East Oil Show*, pp. 893–906, 2001, doi: 10.2118/68233-ms.
- [6] A. Hemmati-Sarapardeh, A. Shokrollahi, A. Tatar, F. Gharagheizi, A. H. Mohammadi, and A. Naseri, "Reservoir oil viscosity determination using a rigorous approach," *Fuel*, vol. 116, pp. 39–48, 2014, doi: 10.1016/j.fuel.2013.07.072.
- [7] E. El-Sebakhy, T. Sheltami, S. Al-Bokhitan, Y. Shaaban, I. Raharja, and Y. Khaeruzzaman, "Support vector machines framework for predicting the PVT properties of crude-oil systems," *SPE Middle East Oil Gas Show Conf. MEOS, Proc.*, vol. 3, pp. 1416–1429, 2007, doi: 10.2118/105698-ms.
- [8] A. Khoukhi, "Hybrid soft computing systems for reservoir PVT properties prediction," *Comput. Geosci.*, vol. 44, pp. 109–119, 2012, doi: 10.1016/j.cageo.2012.03.016.
- [9] A. Shokrollahi, A. Tatar, and H. Safari, "On accurate determination of PVT properties in crude oil systems: Committee machine intelligent system modeling approach," *J. Taiwan Inst. Chem. Eng.*, vol. 55, pp. 17–26, 2015, doi: 10.1016/j.jtice.2015.04.009.
- [10] M. B. Standing, "A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oils and gases," *Drill. Prod. Pract.* 1947, no. May, pp. 275–287, 1947.
- [11] C. Bánzer, "Correlaciones numéricas PVT," *Univ. Zulia, Maracaibo, Venez.*, pp. 2–14, 1996.
- [12] O. Glaso, "Generalized pressure-volume-temperature correlations," *J. Pet. Technol.*, vol. 32, no. 05, pp. 785–795, 1980.
- [13] M. A. Al-Marhoun, "Pvt Correlations for Middle East Crude Oils," *J. Pet. Technol.*, vol. 40, no. 5, pp. 650–666, 1988, doi: 10.2118/13718-PA.
- [14] A. J. Smola and B. Scholkopf, "A tutorial on support vector regression," *Stat. Comput.*, vol. 14, pp. 199–222, 2004.
- [15] M. Awad and R. Khanna, *Efficient learning machines: theories, concepts, and applications for engineers and system designers*. Springer nature, 2015.
- [16] D. A. Obomanu and G. A. Okpobiri, "Correlating the pvt properties of nigerian crudes," *J. Energy Resour. Technol. Trans. ASME*, vol. 109, no. 4, pp. 214–217, 1987, doi: 10.1115/1.3231349.
- [17] M. Dokla and M. Osman, "Correlation of PVT Properties for UAE Crudes," *SPE Form. Eval.*, vol. 7, no. 01, pp. 41–46, Mar. 1992, doi: 10.2118/20989-PA.
- [18] M. I. Omar and A. C. Todd, "Development of new modified black oil correlations for Malaysian crudes," *SPE Asia Pacific Oil Gas Conf.*, pp. 211–219, 1993, doi: 10.2523/25338-ms.
- [19] M. A. Mahmood and M. A. Al-Marhoun, "Evaluation of empirically derived PVT properties for Pakisatani crude oils," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 16, no. 4, pp. 275–290, 1996.
- [20] G. De Ghetto, F. Paone, and M. Villa, "Pressure-volume-temperature correlations for heavy and extra heavy oils," *SPE Int. Heavy Oil Symp.*, 1995, doi: 10.2523/30316-ms.
- [21] F. Pedregosa et al., "Scikit-learn Machine Learning in Python," *J. Mach. Learn. Res.*, vol.

12, pp. 2825–2830, 2011.

[22] C.-W. Hsu, C.-C. Chang, and C.-J. Lin, “A practical guide to support vector classification,” Taipei, Taiwan, 2003.

[23] “Support Vector Machines.” <https://scikit-learn.org/stable/modules/svm.html#svm-regression> (accessed Sep. 23, 2021).

[24] “Cross-validation: evaluating estimator performance.” [https://scikit-learn.org/stable/modules/cross\\_validation.html#cross-validation](https://scikit-learn.org/stable/modules/cross_validation.html#cross-validation) (accessed Sep. 23, 2021).



## ¡Nuestra Gente, Nuestra Energía!

PCR Ecuador es un grupo de compañías subsidiarias de Petroquímica Comodoro Rivadavia que opera en los bloques petroleros Palanda Yuca Sur 64, Pindo 65, Sahino 90 y Arazá Este 91, ubicados en el Oriente ecuatoriano.

Para cumplir con la responsabilidad adquirida con el Estado, PCR Ecuador cuenta con profesionales de distintas disciplinas que trabajan con transparencia, lealtad y compromiso.

El ambiente laboral que se vive en la organización ha permitido que alrededor del 30% de personal permanezca por más de 10 años trabajando con nosotros.

Milton Guano tiene una trayectoria en el área de mantenimiento que inició como técnico, fue ascendiendo a niveles de jefatura y a la fecha ocupa la Jefatura de Campo del bloque 64 y 65. Milton destaca que PCR le ha brindado la posibilidad de crecer profesional y personalmente a lo largo de su trayectoria dentro de la empresa.



De igual manera, Jorge Sánchez nos acompaña como Técnico de Mantenimiento en campo. La carrera de Jorge ha sido fructífera gracias al compromiso con el que realiza su trabajo diariamente. Jorge resalta la gran cantidad de capacitaciones que ha recibido, destacando la excelente oportunidad de asistir a una capacitación en instalaciones de motores Waukesha ubicadas en Puerto Alegre, Brasil.

Jorge y Milton describen a grupo PCR como una organización que valora a sus colaboradores y fomenta como valor principal la honestidad y la responsabilidad con las comunidades, el medio ambiente y el Estado ecuatoriano.



# Sistemas Dúplex para la protección contra la corrosión

Autora: Paulina Loya - FEDIMETAL

## RESUMEN

Sistema Dúplex es la combinación de dos sistemas distintos de protección frente a la corrosión, estos sistemas se complementan siendo el primer paso el galvanizado por inmersión en caliente, en el cual las piezas se sumergen en un baño de zinc fundido formando así una aleación de zinc con el metal a recubrir. Por otro lado, el recubrimiento de pintura es la aplicación de componentes de 2 o 3 capas de pintura, cada capa va actuando desde un objetivo diferente. Sistema dúplex será una cobertura que además de brindar un aspecto uniforme y estético, también protege superficies de agentes nocivos y elementos dañinos del ambiente que aceleren la corrosión.

## ABSTRACT

Duplex System is the combination of two different protection systems against corrosion. These systems complement each other, the first step being hot-dip galvanizing, in which the pieces are immersed in a bath of molten zinc, thus forming an alloy of zinc with the metal to be coated; on the other hand, the paint coating is the application of components of 2 or 3 layers of paint, each layer acting from a different objective. Duplex system will be a coverage that not only provides a uniform and aesthetic appearance, but also protects surfaces from harmful agents and harmful elements in the environment that accelerate corrosion.

## INTRODUCCIÓN

El sistema dúplex en una superficie de acero se define generalmente como combinación de un recubrimiento metálico (aleaciones de zinc, zinc-aluminio o zinc-hierro), seguido de una o más capas de pintura o revestimientos en polvo. La capa metálica se aplica mediante inmersión en caliente, mientras que los siguientes recubrimientos se aplican mediante pulverización, brocha (Eijnsbergen, 1994).

Estos sistemas son muy útiles cuando los productos serán expuestos a ambientes donde el galvanizado por sí solo no puede proteger, entregando la durabilidad requerida para el

proyecto (Sánchez, 2018).

Los sistemas dúplex cumplen con las siguientes funciones (Eijnsbergen, 1994):

**a)** La combinación del recubrimiento de zinc más un recubrimiento orgánico posee un efecto sinérgico. Es decir, la protección contra la corrosión del sistema dúplex es más alto que la protección del recubrimiento de zinc y la protección del recubrimiento de pintura analizados por separado respectivamente. En función de la agresividad de la atmósfera el efecto sinérgico puede expresarse por la siguiente fórmula empírica:

$$Dd_{\text{dúplex}} = 1,5 \text{ a } 2,3(D_{\text{zinc}} + D_{\text{pintura}}) \quad \text{Ec. 1}$$

**Siendo:**

**Dzinc** = Factor de recubrimiento de Zinc.

**Dpintura** = Factor de recubrimiento de pintura.

**D** = Durabilidad, en años de exposición al aire libre hasta que no se haya oxidado más del cinco por ciento de la superficie de acero base.

Para ambientes agresivos se utiliza 1,5 y para ambientes menos agresivos 2,3.

**b)** Mejora la apariencia estética: la superficie plateada brillante de zinc original se torna grisácea a la intemperie y se producen diferencias de color debido a las diferencias en la oxidación local e hidrólisis del revestimiento. Siendo que las diferentes apariencias no influyen en la utilidad de las estructuras, existe la tendencia de combinar la protección de la corrosión con una apariencia agradable como balcones, pasamanos, postes de iluminación, edificios, escaleras.

**c)** Asegura la visibilidad de tráfico (señalización vial, torres cercanas a los aeropuertos, etc.) pero también les protege contra la corrosión.

**d)** Proteger estructuras cuyas superficies son inaccesibles y requieren una duración muy larga.

Los tipos de recubrimiento que recomienda la ISO 12944-5:2018 acorde al ambiente corrosivo se especifican a continuación:

**Fecha de recepción:**

04 de febrero de 2022

**Fecha de aprobación:**

07 de marzo de 2022

**Palabras Claves:**

galvanizado por inmersión en caliente, pintura, recubrimiento, sistema dúplex, corrosión.

**Key words:**

hot dip galvanized, painting, coating, duplex system, corrosion.

Paulina Loya, Ingeniera Química de la Escuela Politécnica Nacional 2010 y Magíster en Sistemas de Gestión Integrados 2016. Inspector Nace de recubrimientos I 2013. Con un diplomado en Dirección de Proyectos 2016 y Auditor Interno ISO 9001:2015 en el 2016. Representante Técnico ante el Ministerio de Gobierno de las Sustancias catalogadas sujetas a fiscalización. Miembro del Comité de Galvanizadores de FEDIMETAL. Con diez años de experiencia en el galvanizado por inmersión en caliente, empleando la administración por calidad en la mejora continua del proceso de galvanizado. Actualmente Jefe de Acabados Superficiales del GRUPO CORPORATIVO SEDEMI.

Tabla 1. Sistema de pintura para acero galvanizado por inmersión en caliente (ISO, 2018)

System No.	Corrosivity category	Priming coat						Durability <sup>a</sup>			
		Blinter type	No. of coats	NDFT in $\mu\text{m}$	Blinter type	No. of coats	NDFT in $\mu\text{m}$	l	m	h	vh
G2.01	C2	EP, PUR, AY	1	80		1	80	X	X	X	
G2.02		AY	1	80	AY	2	160	X	X	X	X
G2.03		EP, PUR	1	80 to 120	EP, PUR, AY	1 to 2	120	X	X	X	X
G3.01	C3	EP, PUR, AY	1	80		1	80	X	X		
G3.02		EP, PUR	1	80 to 120	EP, PUR, AY	1 to 2	120	X	X	X	
G3.03		AY	1	80	AY	2	160	X	X	X	
G3.04		EP, PUR	1	80	EP, PUR, AY	2	160	X	X	X	X
G3.05		AY	1	80	AY	2 to 3	200	X	X	X	X
G4.01	C4	EP, PUR, AY	1	80		1	80	X			
G4.02		EP, PUR	1	80 to 120	EP, PUR, AY	1 to 2	120	X	X		
G4.03		AY	1	80	AY	2	160	X	X		
G4.04		EP, PUR	1	80	EP, PUR, AY	2	160	X	X	X	
G4.05		AY	1	80	AY	2 to 3	200	X	X	X	
G4.06		EP, PUR	1	80	EP, PUR, AY	2 to 3	200	X	X	X	X
G5.01	C5	EP, PUR	1	80 to 120	EP, PUR, AY	1 to 2	120	X			
G5.02		AY	1	80	AY	2	160	X			
G5.02		EP, PUR	1	80	EP, PUR, AY	2	160	X	X		
G5.03		AY	1	80	AY	2 to 3	200	X	X		
G5.04		EP, PUR	1	80	EP, PUR, AY	2 to 3	200	X	X	X	
G5.05	EP, PUR	1	80	EP, PUR, AY	2 to 3	240	X	X	X	X	

NOTE 1 For abbreviations see Table A.1.

NOTE 2 In addition to polyurethane technology, other coating technologies may be suitable, e.g. polysiloxanes, polyaspartic and fluoropolymer [fluoroethylene/vinyl ether co-polymer (FEVE)]

<sup>a</sup> The durability is in this case related to the paint system adhesion to the hot dip galvanized surface. In case of a damaged paint system, the remaining hot dip galvanized layer delivers further protection to the steel.

Ⓕ

La durabilidad se clasifica en cuatro rangos:

Tabla 2. Clasificación del tipo de durabilidad para ISO 12944: 2018

Tipo de Durabilidad	Tiempo
L: Low	2 años a 5 años
M: Medium	5 años a 15 años
H: High	Más de 15 años
VH: Very high	Más de 25 Años

Se detalla la nomenclatura de la norma ISO 12944-5:2018 en la siguiente tabla:

Tabla 3. Nomenclatura (ISO, 2018):

	Abbreviated term	Description			
Type of primer	Zn (R)	Zinc-rich primer, see 7.1.2 for further details. The usual nominal dry film thickness varies from 40 µm up to 80 µm			
	Misc.	All other categories of primers			
Binder base for primers and subsequent coats		<b>Main binder</b>	<b>Type</b>	<b>Water-borne possible</b>	<b>Additional remarks</b>
	AK	Alkyd	single pack	X	
	AY	Acrylic	single pack	X	Usually water-borne
	EP	Epoxy	two pack	X	Poor UV-resistance
	PUR	Polyurethane	single or two pack	X	Only aliphatic types for top-coats
	ESI	Ethyl silicate	single or two pack		It is recommended to use a tie coat compatible with the next subsequence coat
	C2 to C5	Corrosivity categories, see ISO 12944-2.			
	Im1 to Im3	Immersion categories, see ISO 12944-2.			
	NDFT	Nominal dry film thickness. See 7.3 for further details.			
	MNOC	Minimum number of coats, Depending on the coating material, the application method and the design of the parts, it may be necessary to apply a higher number of coats.			



a) Poste de iluminación galvanizado de espesor de acero 5 mm



b) Medición de espesores del recubrimiento galvanizado

Figura 1. Poste galvanizado previo a la aplicación de pintura

La aplicación del primer epóxico se realiza una hora posterior al galvanizado.



Figura 2. Aplicación del primer epóxico sobre el recubrimiento galvanizado



Figura 3. Aplicación de la segunda capa poliuretano acrílico sobre el primer

### PREPARACIÓN DE SUPERFICIE

Antes de aplicar recubrimientos sobre el galvanizado es importante entender que el enfriamiento en agua puede afectar a la adhesión de la pintura, pues contiene contaminantes que se generan debido a que no se cambia frecuentemente o a su vez se añade cromato de sodio para pasivar. Por ende, es importante considerar este punto cuando se requiera pintar el acero galvanizado.

Después del enfriamiento la última capa Etha

(zinc puro) de un recubrimiento galvanizado típico, se expondrá al medio ambiente formando primero óxidos de zinc, luego hidróxidos de zinc y finalmente carbonatos de zinc. Esos subproductos pueden interferir en la adhesión de cualquier recubrimiento; por esta razón, es importante conocer los tiempos de espera o etapas durante los cuales aparecen estos subproductos.

Entonces la etapa de permanencia del zinc puro es de 0-48 h, donde no hay problema en la

Ⓕ

aplicación de recubrimientos; la etapa de óxidos e hidróxidos y otros contaminantes (cloruros y sulfatos) es de 48 h-2 años, aquí es crítico pues estos subproductos interfieren en la adhesión de los recubrimientos; y finalmente la etapa de formación de los carbonatos de zinc es desde los 8 meses hasta los 2 años, al contrario de la segunda etapa, en esta la aplicación de los recubrimientos es exitosa, puesto que se genera una rugosidad suave (Malone, 1992).

La preparación superficial se vuelve crítica sobre todo durante el tiempo crítico entre los dos días y un año después del galvanizado. Por tanto, se vuelve mandatorio que cualquier óxido e hidróxido sea removido previo a la aplicación de un recubrimiento, para lo cual se puede emplear limpieza por chorro o limpieza química. La limpieza por chorro tiene su ventaja al crear perfil y garantizar la adherencia del recubrimiento. Empero, la desventaja radica en que se necesita personal experto para no desprender el recubrimiento de zinc durante la limpieza abrasiva. La limpieza química puede ser inefectiva en limpiar la mayoría de óxidos e hidróxidos, incluso si se enjuagan con agua, por ello mejor se recomienda el lavado a alta presión, para luego aplicar un primer sobre el metal y luego la última capa (Malone, 1992).

En la ISO 12944-4:1998 menciona lo siguiente sobre la preparación de superficie. Para superficies no desgastadas se debe revisar primero que el recubrimiento de zinc no tenga daños, de ser el caso se debe reparar con pintura de zinc; además, se debe verificar que se remuevan grasas, aceites, residuos de flux o materiales de marcado. Se puede tratar el recubrimiento galvanizado con sweep blast-cleaning usando un abrasivo no metálico, de tal manera que no se afecte al recubrimiento de zinc. Para superficies desgastadas los productos de la corrosión del zinc y contaminantes suelen acumularse, los mismos que pueden ser removidos lavándolos con agua limpia y fresca con detergente y utilizando almohadillas de tela sintética con abrasivo incrustado para ser enjuagado con agua caliente. También será adecuado el uso de solamente agua caliente, agua presurizada, limpieza a vapor, sweep blast-cleaning o la limpieza con herramientas manuales o mecánicas (ISO, 1998).

## APLICACIÓN DEL RECUBRIMIENTO

Acorde a la Tabla 2, dependiendo de la categoría de corrosión se sugieren los sistemas y los espesores a aplicar en micras. De ellos por ejemplo: el sistema epóxico-poliuretano con un espesor del sistema de 240 micras, en la categoría C5 tiene una durabilidad en el rango muy alto de más 25 años. El mismo sistema en la categoría C2 a un espesor

del sistema de 240 micras tiene una durabilidad en el rango muy alto de más de 25 años. El sistema epóxico (primer)-acrílico (acabado) en la categoría C3 a un espesor total de sistema de 120 micras tiene una durabilidad en el rango alto de más de 15 años (ISO, 2018). Un ejemplo para comprender la vida útil del sistema dúplex, postes de iluminación con un sistema epóxico poliuretano.

Si se aplica la fórmula empírica para un ambiente no agresivo como Sangolquí, que para el ejemplo se le relaciona con el ambiente urbano C3, se tendría:

$$\mathbf{Ddúplex} = 2,3 * (\text{Dzinc} + \text{Drecubrimiento}) \quad \mathbf{Ec.2}$$

Donde,

Dzinc para un promedio mínimo de 81 micras es 40 años de vida útil considerando el límite más hostil (ISO, 2017).

Drecubrimiento epóxico poliuretano para un promedio mínimo de 126 micras, considerando 15 años de vida útil (ISO, 2018).

$$\mathbf{Ddúplex} = 2,3 * (40 + 15)$$

**Ec.3**

$$\mathbf{Ddúplex} = 126,5 \text{ años de vida útil}$$

Se ha considerado para el artículo las normas ISO, sin embargo, también se podría consultar las normas ASTM: la norma ASTM D6386 2016 Standar Practice for preparation of Zinc (Hot-Dip Galvanized) Coated Iron and Steel Product and Hardware surfaces for Painting.

## CONCLUSIONES

- El Sistema dúplex tiene una gran importancia a nivel mundial, si bien el acero es un material resistente y duradero, su principal enemigo la corrosión hace perder sus propiedades, de todas las aplicaciones existentes de proteger al material contra la corrosión el sistema dúplex es la mejor opción ya que cumple funciones importantes como recubrir y proteger al material y a su vez tener un acabado deseado en la pieza alcanzando así una vida útil en sinergia del Galvanizado por inmersión en caliente y la Pintura.
- Pintar sobre el galvanizado es más que estética, es un mayor tiempo de vida útil.

## BIBLIOGRAFÍA

Eijnsbergen, J. v. (1994). Duplex Systems Hot-dip Galvanizing plus Painting. Amsterdam: Elsevier.

ISO. (1998). ISO 12944-4 Paints and varnishes-Corrosion protection of steel structures by protective paint systems. International Standard, 1-21.

ISO. (2017). ISO 12944-2 Paint and varnishes-Corrosion protection of steel structures by

protective paint systems. Part 2: Classification of environments. International Standard, 1-11.

ISO. (2018). ISO 12944-5 2018 Paints and varnishes-Corrosion protection of steel structures by protective paint systems. International Standard, 24.

Malone, J. (1992). Painting Hot Dip Galvanized Steel. Materials Performance, 39-42.

Sánchez, C. (09 de 03 de 2018). Scribd. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/273261658/Sistemas-Duplex>



**Un aliado industrial nacional**

El centro industrial de Tenaris en Machachi está preparado para la reactivación del sector energético del país, generando empleos a través de la producción nacional de tubulares y servicio directo al pozo que hacen sustentables las operaciones en campo.



[www.tenaris.com/es](http://www.tenaris.com/es)



# Hincado de tubería conductora de 20"

Autores: Mauricio Bustos y José Luis Ziritt

## RESUMEN

Para reducir el tiempo y el costo correspondiente a la instalación de tubería conductora de superficie de 20", en Ecuador se tiene la opción de hincar el conductor. El aislamiento de las zonas penetradas y la estabilidad del conductor en las fases posteriores de la perforación del pozo se garantiza cuando el hincado se realiza hasta alcanzar el punto de rechazo.

El uso de martillos de diésel o hidráulicos permiten moderar la energía de impacto del martillo en la tubería admitiendo alcanzar el punto de rechazo sin deformar el conductor. Esta es una gran ventaja y diferencia respecto al uso de martillos de peso muerto.

El costo-beneficio de realizar el hincado de tubería conductora de 20" puede significar un ahorro del 50% de los gastos generados por un trabajo con taladro de perforación, lo que le convierte en una gran opción para realizar la sección inicial de un pozo.

## SUMMARY

To reduce the time and cost involved in the installation of 20" surface conductor pipes, in Ecuador the option of driving the conductor is available. The isolation of the penetrated zones

and the stability of the conductor in the subsequent phases of the drilling of the well is guaranteed when the driving is carried out until the point of rejection is reached.

The use of diesel or hydraulic hammers allows to moderate the impact energy of the hammer on the pipe allowing to reach the rejection point without deforming the conductor. This is a great advantage and difference with respect to the use of dead weight hammers.

The cost-benefit of driving 20" conductor pipe can mean a saving of 50% of the expenses generated by a drilling job, which makes it a great option to perform the initial section of a well.

## INTRODUCCIÓN

En Ecuador la sección inicial de perforación de un pozo corresponde a la sección de 26" la cual es revestida con tubería conductora de 20" (Figura 1). En la actualidad, esta sección inicial del pozo es realizada por taladros de perforación utilizando métodos convencionales que requieren de grandes cantidades de logística, infraestructura y personal de operaciones; generando mayores tiempos y costos durante la perforación de esta sección.

**Fecha de recepción:**  
06 de marzo de 2022

**Fecha de aprobación:**  
09 de marzo de 2022

**Palabras clave:**  
Conductor de superficie, hincado de conductores, martillo a diésel, punto de rechazo

**Keywords:**  
Surface conductor, conductor driving, diesel hammer, rejection point

Mauricio Bustos: Ingeniero en Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, posee un MBA de la Universidad Isabel I y una Especialidad en Gerencia de Gas y Petróleo por la EUDE. Estudiante de Maestría en Petróleos con mención en Procesos de Producción e Industrialización de Hidrocarburos en la Universidad Tecnológica Equinoccial. Actualmente, se desempeña como Field Service Technician en EXPRO.

José Luis Ziritt: Ingeniero de Petróleo con Diplomado en Administración de Empresas, Maestría en Perforación y Explotación de Reservorios y Doctorado en Mecánica Física. Tiene 41 años de experiencia en la industria petrolera. Actualmente, es Gerente País de EXPRO Ecuador.

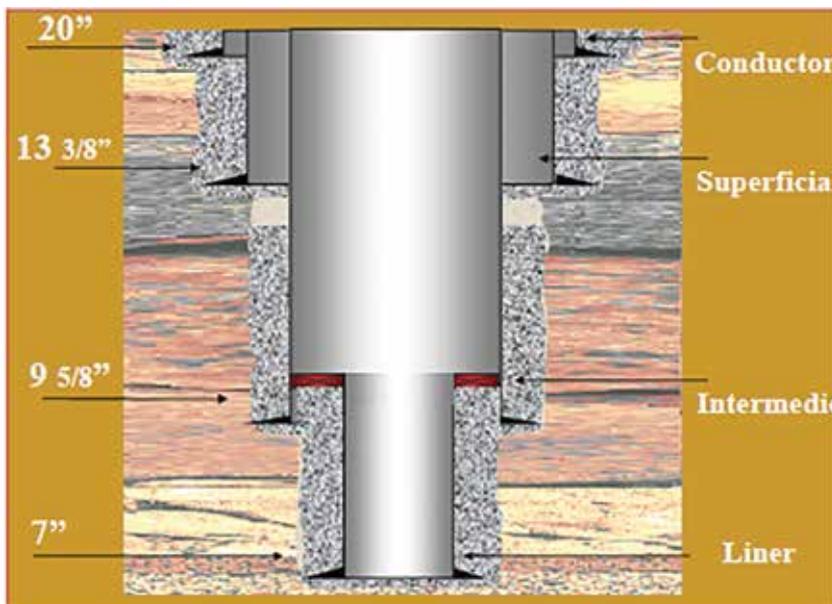


Figura 1. Diagrama Típico de Revestimiento de Pozos.

Para reducir el tiempo y costo correspondiente a la sección inicial del pozo, actualmente también se está optando por realizar el hincado de tubería conductora de 20" mediante el uso de un martillo diésel o hidráulico (Figura 2), generando ahorros muy significativos comparados con los costos involucrados en la perforación de esta sección inicial del pozo con un taladro de perforación.



Figura 2. Martillo Diésel.

### ANTECEDENTES

Frank's International, que ahora es Expro, en los últimos cinco años ha realizado en Ecuador 41 trabajos de hincado de tubería conductora de 20" usando un martillo diésel en diferentes bloques petroleros de la cuenca oriental (Figura 3), logrando alcanzar el punto de rechazo a profundidades desde 21 ft hasta 142 ft, dependiendo de las características de la tubería y la litología de la locación, donde podemos encontrar formaciones compactas o blandas que faciliten o restrinjan el ingreso de la tubería conductora mediante el hincado.

Como se observa en la Figura 4, durante los seis trabajos realizados en el año 2017 se logró alcanzar una profundidad mínima de 31 ft y una profundidad máxima de 80 ft. En el año 2018 con cuatro trabajos realizados se logró alcanzar una profundidad mínima y máxima de 64 ft. En

el año 2019 con 11 trabajos realizados se logró alcanzar una profundidad mínima de 21 ft y una profundidad máxima de 52 ft. En el año 2020 con seis trabajos realizados se logró alcanzar una profundidad mínima de 36 ft y una profundidad máxima de 105 ft y durante los 14 trabajos realizados en el año 2021 se logró alcanzar una profundidad mínima de 30 ft y una profundidad máxima de 142 ft.

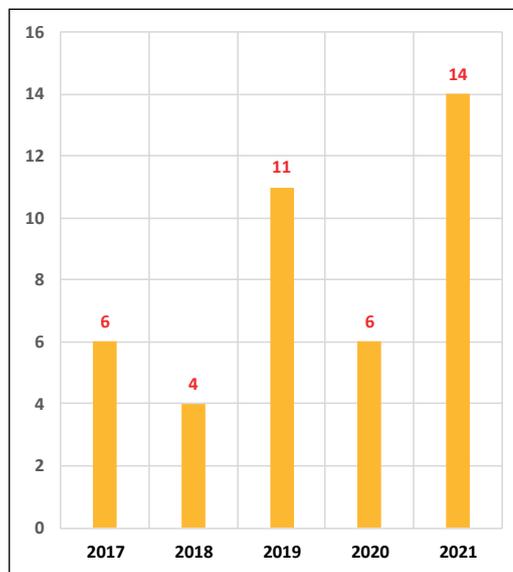


Figura 3. Trabajos Realizados por Año.

El secreto o "know-how" en los trabajos de hincado de tubería conductora de 20" consiste en alcanzar el punto de rechazo, que es específico para

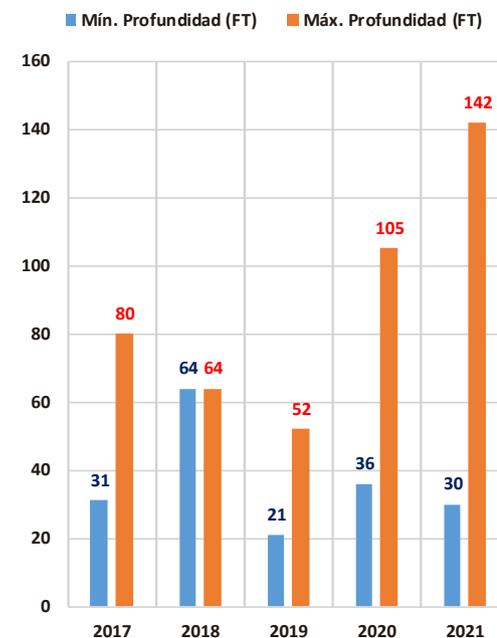


Figura 4. Profundidades Mín. y Máx. alcanzadas.

Ⓕ

cada tubería, sin deformarla y manteniendo la verticalidad del conductor. Al hincar la tubería hasta el punto de rechazo se garantiza el aislamiento de las zonas penetradas y la estabilidad del conductor en las fases posteriores de la perforación del pozo.

## FUNCIONAMIENTO OPERATIVO DEL MATILLO DIÉSEL

El martillo diésel para hincado de conductores funciona con el mismo principio de un motor de combustión interna de dos tiempos de un pistón. En la Figura 5, se puede observar las diferentes etapas del funcionamiento operativo del martillo diésel que se describen a continuación:

### 1. ELEVACIÓN DEL PISTÓN

Para poner en marcha el martillo diésel, el pistón se eleva mediante un dispositivo de disparo mecánico o hidráulico y se suelta automáticamente a una altura determinada. Este paso sólo se usa para poner en marcha el martillo y no ocurrirá en el ciclo continuo de la operación del martillo.

### 2. INYECCIÓN Y COMPRESIÓN DE COMBUSTIBLE DIÉSEL

Mientras cae el pistón acciona la palanca de la bomba de combustible, de modo que una cierta cantidad de combustible diésel se atomice en la parte superior del bloque de impacto. Después de pasar por los puertos de escape/admisión, el pistón comienza a comprimir el aire en la cámara de combustión.

### 3. IMPACTO Y COMBUSTIÓN

El impacto del pistón en el bloque de impacto atomiza el combustible diésel en la cámara de combustión. El combustible atomizado se enciende en el aire altamente comprimido y la energía de combustión mueve el pistón hacia arriba.

### 4. ESCAPE DE GASES

Mientras el pistón se mueve hacia arriba se abren los puertos de escape permitiendo que los gases generados por la combustión escapen y que la presión del cilindro se iguale con la presión atmosférica.

### 5. BARRIDO DE GASES DE COMBUSTIÓN

A medida que el pistón continúa moviéndose hacia arriba, se aspira aire fresco a través de los puertos de escape / admisión para lavar el cilindro. La palanca de la bomba de combustible se acciona nuevamente para cargar una cierta cantidad de

combustible diésel en la parte superior del bloque de impacto para el siguiente golpe.

El ciclo continuará comenzando de nuevo en el paso 2, con el pistón siendo empujado hacia abajo con cada golpe. Esto continuará hasta que se tire de la cuerda de apagado que evitará que se libere combustible en el cilindro. Sin combustible el pistón permanece abajo y el martillo se detiene.

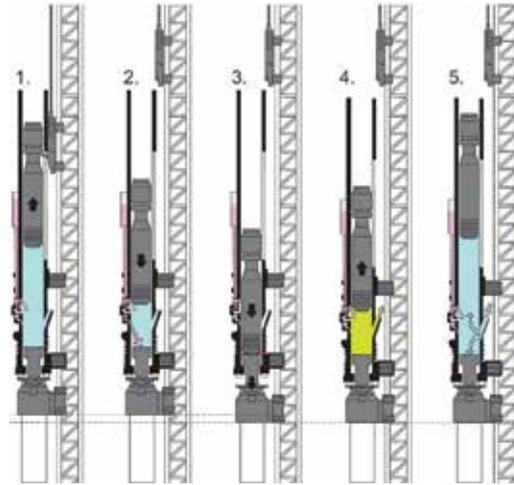


Figura 5. Funcionamiento Operativo del Matillo Diésel.  
Fuente: DELMAG.

## ENERGÍAS CREADAS POR EL MARTILLO DIÉSEL

Los martillos diésel funcionan según el principio de atomización por impacto. Tres energías diferentes actúan sobre la tubería que se está hincando, estas energías son: compresión, impacto y combustión (Figura 6). La caída del pistón comprimirá el aire en el cilindro provocando una energía de compresión que forzará el bloque de impacto hacia abajo sobre el borde superior de la tubería y al momento de dar el siguiente

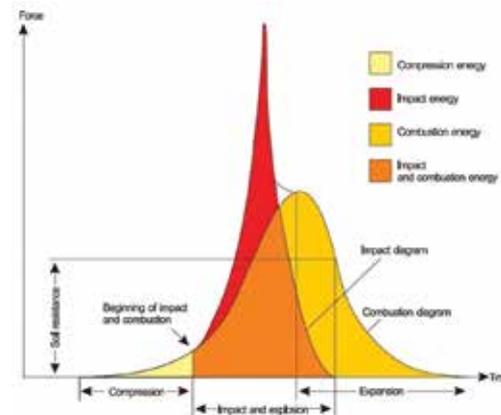


Figura 6. Energías creadas por el Martillo Diésel.  
Fuente: DELMAG.

golpe tendremos una tubería precargada. De este modo, el borde superior de la tubería está protegida y la energía del impacto se transmite de forma eficaz a toda la tubería. Finalmente, la energía de combustión forzaré simultáneamente el pistón hacia arriba y aplicará una fuerza hacia abajo en la tubería.

Mediante el control de la cantidad de combustible que entra en la cámara de combustión se puede moderar la energía de impacto del martillo. Esta es una gran ventaja y diferencia respecto al uso de martillos de peso muerto.

### BENEFICIOS

Algunos beneficios que ofrece el hincado de tubería conductora de 20" son:

- No se requiere de un taladro de perforación evitando el uso y las eventuales pérdidas de fluidos durante la perforación.
- No se requiere realizar la corrida de tubería de revestimiento ni cementar el conductor.
- Se previenen problemas ambientales relacionados con acuíferos y gases superficiales.
- Reducción de costos y riesgos ya que se requieren entre 12 y 15 personas para realizar el trabajo que incluyen soldadores, operadores del martillo diésel, operador de grúa con su respectivo aparejador, personal QHSE, representantes del cliente y conductores.
- Reducción de tiempo debido a que el hincado de tubería conductora de 20" se realiza entre 1 y 2 días dependiendo de la cantidad de tubos hincados y las condiciones climáticas.

### DISEÑO DE LA ZAPATA

Frank's International ofrece una gran variedad de zapatas; en Ecuador para los trabajos de hincado de tubería conductora de 20" se han empleado las siguientes zapatas:

1. Speed Shoe (Zapata rápida).
2. Standard Beveled Shoe With Double Reinforcement (Zapata biselada estándar con doble refuerzo).

Para seleccionar y diseñar una zapata adecuada debemos considerar:

- Registro de hincados de tubería conductora de 20" realizados en los bloques cercanos a la locación (Figura 7).
- Litología de la locación para determinar formaciones compactas o blandas.
- Especificaciones y Material Test Report (MTR) de la tubería conductora a hincar.

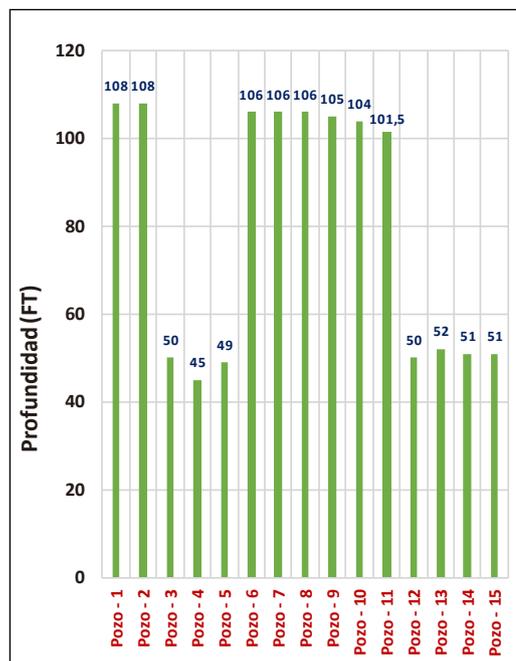


Figura 7. Hincados realizados en un solo bloque.

### RESUMEN OPERATIVO

A continuación, se describe un resumen operativo de las actividades que se realizan durante el hincado de la tubería conductora de 20":

- Visita previa a la locación donde se realizará el trabajo del hincado para verificar condiciones de seguridad y facilidades operacionales en los contrapozos.
- Solicitar al cliente realizar las adecuaciones preoperativas necesarias en la locación.
- Movilización de equipos, herramientas y personal involucrado en la operación del hincado de tubería conductora de 20" a la locación.
- Liberación de equipos y herramientas con personal QHSE, apertura y firma de permisos de trabajos y AST (Análisis Seguro de Trabajo).
- Realizar reunión de seguridad preoperativa con todo el personal involucrado.
- Delimitación del área de trabajo y monitoreo constante de presencia de gases inflamables y H<sub>2</sub>S.
- Verificación de las condiciones del contrapozo: evacuación del agua acumulada, realizar medición de la profundidad y diámetro del agujero en fondo del contrapozo.
- Inspección, lubricación y mantenimiento del martillo diésel.
- Colocar estructura protectora y manta ignífuga sobre cada uno de los pozos cercanos.
- Colocación y alineación de la guía conductora sobre el contrapozo.
- Realizar soldadura de ángulos en el cellar del

Ⓕ

contrapozo para fijar guía conductora.

- Realizar medición del casing 20" marcando cada pie (aprox. 40 ft).
- Colocar y soldar soportes en casing 20" para su izaje con single joint elevator.
- Izaje de la primera junta de casing 20" con zapata. Se comprueba alineación y verticalidad mediante el uso de niveles de burbuja y con el uso de la guía conductora.
- Izaje del martillo diésel con grúa 90 ton y colocación sobre la primera junta (Figura 8) para proceder con el hincado de la tubería aplicando únicamente golpes en vacío con el martillo diésel apagado hasta determinar que la cantidad de golpes por pie es la necesaria para encender el martillo diésel.
- Una vez determinado que la cantidad de golpes por pie es la adecuada, se enciende el martillo diésel hasta finalizar el hincado de la primera junta.
- Posicionar martillo diésel en el piso y realizar esmerilado del tope de la primera junta.
- Izaje de la segunda junta de casing 20" sobre el tope de la primera junta, comprobando nuevamente alineación y verticalidad mediante el

uso de niveles de burbuja para proceder con el trabajo de soldadura de la segunda junta.

- Finalizado el trabajo de soldadura se procede a izar el martillo diésel para continuar con el hincado de tubería conductora de 20" con el martillo diésel encendido hasta alcanzar el punto de rechazo, caso contrario se realizará el mismo procedimiento con las siguientes juntas hasta alcanzar el punto de rechazo que se define como la cantidad máxima de golpes que se necesitan para hincar un pie de la tubería conductora.
- Una vez alcanzado el punto de rechazo se procede a posicionar el martillo diésel en el piso.
- Retirar guía conductora del contrapozo para realizar el corte de la última junta de casing 20" a nivel del contrapozo y soldar tapa de protección en el tope de la junta, dando por finalizado el hincado de la tubería conductora.

### REGISTRO HINCADO DE TUBERÍA CONDUCTORA

El siguiente gráfico muestra el comportamiento obtenido durante las operaciones del hincado de tubería conductora de 20" correspondiente a



Figura 8. Hincado de Tubería Conductora.

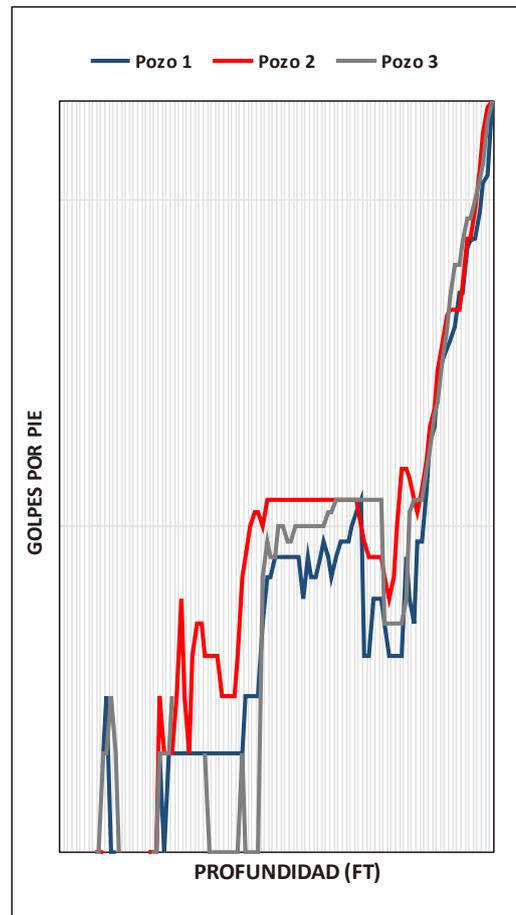


Figura 9. Conductor Driving Log.

tres pozos realizados en la misma locación mediante el uso de un martillo diésel; indicando la cantidad de golpes que se dieron por cada pie hasta alcanzar el punto de rechazo.

### CONCLUSIÓN

El costo – beneficio de realizar el hincado de tubería conductora de 20” para nuestros clientes puede significar un ahorro del 50% de los gastos generados por un trabajo con taladro

de perforación, lo cual le convierte en una gran opción para realizar la sección inicial de un pozo. Otra ventaja es que el hincado del conductor se realiza previo al ingreso del taladro a la locación.

### REFERENCIA

Quintero, N., Ziritt, J. (2015). Eficiencia y reducción de costos en la construcción de pozos. Revista PGE (PETRÓLEO&GAS), 7(4), pág. 53-56.

**SÚPER POTENCIA  
SÚPER RENDIMIENTO**

**SUPER  
G-Prix**

**GASOLINA CON ADITIVOS**

**PRIMAX**

/primaxecuador   
 @primaxec   
 @Primax Ecuador   
 www.primax.com.ec



# Una descripción general de las perspectivas del hidrógeno: consideraciones económicas, técnicas y de política - Continuación

Autores: Roberto F. Aguilera y Julian Inchauspe, Curtin University, Perth, Australia

## RESUMEN

Siguiendo la primera parte de este artículo publicado en la edición de la Revista PGE Petróleo&Gas Diciembre 2021, la parte 2 ahora examina las principales oportunidades y limitaciones para aumentar el uso del hidrógeno en la matriz energética. Basado en esta evaluación, presentamos una perspectiva amplia para la industria con un enfoque en las sinergias entre el hidrógeno y las industrias del gas natural y GNL (Gas Natural Licuado). Aunque tales sinergias ofrecen ventajas, la expansión significativa del hidrógeno en el mercado de la energía dependerá en gran medida del continuo progreso tecnológico y el apoyo de políticas que reduzcan los costos. Los planes para el hidrógeno en Australia se describen como estudio de caso.

## SUMMARY

Following the publishing of part 1 of this paper in the previous issue of PGE December 2021, part 2 now examines the main opportunities and constraints for increasing the use of hydrogen in the energy mix. Based on this assessment, we provides a broad outlook for the hydrogen industry with a focus on the synergies between hydrogen and the natural gas and LNG industries. Although such synergies provide an advantage, a significant expansion of hydrogen in the energy market will be highly dependent on continuous cost-reducing technological progress and policy support. Hydrogen plans in Australia are described as a case study.

*Las secciones 1 a 3 de este estudio fueron publicadas en la Revista Petróleo&Gas PGE Diciembre 2021.*

En el artículo actual, el potencial para el papel complementario y facilitador del gas natural y el GNL para el desarrollo del mercado del hidrógeno se explora en la Sección 4. Información sobre los vínculos entre las exportaciones

australianas de GNL e hidrógeno, y para usos domésticos, se ofrecen como un estudio de caso en la Sección 5. Las oportunidades y obstáculos para que el hidrógeno gane una cuota de mercado considerable en el futuro se analizan en la Sección 6, lo que lleva a una perspectiva amplia sobre el alcance de el uso de hidrógeno y la sincronización en el panorama energético futuro. Concluye la sección 7.

## 4. ENLACE H<sub>2</sub> CON GAS NATURAL

### 4.1 Un puente potencialmente valioso

¿Qué significa el brillante futuro del gas natural para el desarrollo del hidrógeno? Los dos son compatibles y complementarios de varias formas. La primera ventaja obvia es utilizar gas para la producción de hidrógeno, mediante el proceso termoquímico mencionado anteriormente. Esto puede desempeñar un papel importante en un futuro con bajas emisiones de carbono durante un período de transición de varias décadas, idealmente con el uso de la CAC (Captura y Almacenamiento de Carbono), y suponiendo que la CAC en sí sea económicamente viable dentro de este período.

La infraestructura de gas natural también es compatible con el desarrollo del hidrógeno. En particular, las redes de tuberías bien desarrolladas podrían utilizarse para el transporte de grandes cantidades de hidrógeno gaseoso comprimido a largas distancias. Se ha demostrado que el hidrógeno podría mezclarse con gas natural (alrededor del 10-20 por ciento de hidrógeno) en las tuberías existentes a un costo mínimo (Wang et al., 2018), y hay investigaciones para convertir las tuberías de gas para uso exclusivo de hidrógeno. Sin embargo, el transporte de larga distancia por agua requerirá tecnologías con mayores densidades de hidrógeno, como la licuefacción o su combinación con amoníaco. Estas tecnologías se están desarrollando aún más

**Fecha de recepción:**  
28 de febrero de 2022

**Fecha de aprobación:**  
07 de marzo de 2022

**Palabras clave:**  
Hidrógeno; política de recursos naturales; gas natural; transición energética

Roberto F. Aguilera, Economista Energético de la Universidad Curtin, Australia. Doctorado y Maestría de la Escuela de Minas de Colorado, Estados Unidos, y Licenciatura de la Universidad de Calgary, Canadá. Conferencista Distinguido de SPE 2018-2019. Miembro del Comité Asesor de Yacimientos Internacionales y del Comité Asesor Técnico Regional de Asia Pacífico de la SPE.

Julián Inchauspe, PhD de la Universidad de Macquarie y actualmente Senior Lecturer en la Universidad de Curtin, Australia. Su área de investigación incluye microeconomía aplicada, econometría y diseño de mercados, con aplicaciones a mercados de energía

debido a su papel potencial en la exportación de hidrógeno a través de barcos. Aquí es donde comienza el vínculo con el GNL (Sección 4.2). En términos de almacenamiento, una parte fundamental del sistema de suministro de gas natural, el uso de cavernas subterráneas y depósitos de hidrocarburos agotados puede ser aplicable al hidrógeno, aunque se necesitan más investigaciones para evaluar la compatibilidad.

Económicamente, hay dos vínculos importantes entre el hidrógeno y el gas natural. En primer lugar, dado que el hidrógeno puede transportarse en tuberías de distribución de gas después de alguna modificación, eventualmente se puede utilizar como un instrumento de fijación de precios para el gas natural. Esto será particularmente importante para los mercados regionales de gas, como los de Asia e históricamente en Europa, que tienden a exhibir precios altos como resultado del poder de mercado concentrado en un número limitado de proveedores. Tener la opción de transportar hidrógeno en lugar de gas natural podría proporcionar una salvaguarda o un “seguro” para protegerse contra los eventos de precios altos del gas. Argumentamos que esta es una característica importante que deben considerar los responsables de la formulación de políticas. En segundo lugar, el hidrógeno puede desempeñar un papel en los mercados de la electricidad como portador que interconecta el punto donde se produce la energía renovable y los lugares donde se demanda. Con las tecnologías actuales, la extracción de gas natural no puede dejar de fluir fácilmente y, si no se consume, su almacenamiento es costoso y limitado. El hidrógeno producido a partir de energía eólica o solar tiene el potencial de satisfacer la demanda estacional máxima utilizando canales de distribución por tuberías. Estas posibilidades permiten combinaciones de suministro más complejas; por ejemplo, el hidrógeno producido a partir de gas natural y fuentes renovables podría combinarse.

Los programas que se centran en la gestión de la demanda serán importantes para la penetración del mercado del hidrógeno, no solo en los mercados de la electricidad sino también en los centros industriales. Encontrar combinaciones adecuadas de consumo de hidrógeno y otros recursos, como las energías renovables intermitentes, dará como resultado resultados óptimos en cuanto a costes y eficiencia. Por ejemplo, Carr et al. (2016) muestran que los beneficios de la generación de energía eólica pueden incrementarse sustancialmente con la rutina de optimización de la gestión de la demanda de reposaje de hidrógeno que proponen para un parque

industrial en Rotherham, Inglaterra. En lugar de limitar la producción de las turbinas eólicas debido a una infraestructura de red limitada, el excedente podría operar un electrolizador para la producción de hidrógeno verde.

#### 4.2 Vínculo técnico y de mercado con el GNL

El desarrollo de una industria mundial del hidrógeno depende en gran medida de las tecnologías de producción, almacenamiento y transporte identificadas anteriormente, y se pueden aprender muchas lecciones de la producción y exportación de GNL. Sin embargo, es demasiado pronto para decir cómo se desarrollará el costo del transporte de hidrógeno y qué tan rápido podría desarrollarse un mercado global.

Muchas de las tecnologías de proceso y los principios de seguridad que se relacionan con el GNL serán aplicables al hidrógeno y, si bien hay diferentes factores involucrados, se dice que el nivel de riesgo es similar (DNV GL, citado en The Motorship, 2018). En cuanto a la tecnología de envío, puede parecer bastante similar, pero las instalaciones no son necesariamente intercambiables. La mayor diferencia es la temperatura mucho más fría del hidrógeno líquido, por lo que requiere una tecnología criogénica costosa (Aasadnia & Mehrpooya, 2018). La cantidad de energía requerida para licuar el hidrógeno representa aproximadamente el 30 por ciento de la entrada total de energía, en comparación con aproximadamente el 5 por ciento del GNL (The Motorship, 2018). Aún así, al reutilizar la tecnología de licuefacción, los barcos y las instalaciones de almacenamiento ciertamente pueden basarse en diseños anteriores de GNL, mientras que la construcción de nuevos equipos también puede utilizar investigaciones previas sobre GNL. Por lo tanto, habría una ventaja en países con industrias de GNL establecidas, como Australia.

Además, los países que tienen experiencia en la producción y exportación de GNL pueden transferir esa experiencia a nuevas industrias de recursos en términos de recursos humanos y propiedad intelectual. Al igual que con los mercados de GNL, un determinante importante para una mayor participación en el mercado del hidrógeno son las políticas y los acuerdos internacionales que facilitan el comercio y los acuerdos comerciales a largo plazo entre las empresas productoras y consumidoras de energía. Esto daría como resultado una estructura de mercado similar a los mercados tradicionales de gas y GNL en Europa y Asia, donde los grandes compradores y vendedores realizaron

Ⓔ

predominantemente acuerdos a largo plazo de forma bilateral durante décadas. A medida que avanza la inversión de capital en hidrógeno, es probable que las entregas a corto plazo se vuelvan más comunes, como está ocurriendo en los mercados de GNL de todo el mundo.

### 4.3 Contratos al contado y a corto plazo en el comercio de GNL

La Figura 9 muestra cómo el comercio al contado y a corto plazo de GNL ha ido en aumento durante la última década, pero es un proceso gradual. Aunque el aumento de los flujos de gas interregionales como resultado de los proyectos de gasoductos y gasoductos en curso están estableciendo más vínculos entre los mercados regionales, esto no significa necesariamente una convergencia pronunciada en los precios regionales o el fin de los contratos a largo plazo. Por ejemplo, las diferencias de precios regionales podrían persistir por varias razones, incluido el hecho de que los costos de transporte, que comprenden licuefacción, envío y regasificación, deben tenerse en cuenta en la determinación del precio. Además, los contratos a largo plazo permiten a los productores mitigar los riesgos de la demanda para invertir por adelantado en la infraestructura de GNL intensiva en capital, al tiempo que brindan a los compradores una seguridad de suministro valiosa (esta última gana mucha atención durante la escasez de energía y los altos precios spot de 2021). Es probable que lo mismo se aplique inicialmente a los mercados de hidrógeno, especialmente a aquellos ubicados en regiones geográficamente dispersas como Asia Pacífico.

Los mercados de hidrógeno en todo el mundo pueden eventualmente parecerse a las diversas estructuras regionales del mercado de gas natural (es decir, competitivo en América

del Norte; oligopolístico en Europa, con un movimiento hacia competitivo; bilateralmente monopolista en Asia; regulado por el gobierno en América Latina, África, Eurasia y el Reino Unido). Oriente Medio). La Figura 10 muestra una tendencia hacia la divergencia de precios en los principales mercados regionales de gas natural desde alrededor de 2011 a 2015. En los Estados Unidos, los precios fueron bajos (con un promedio de US \$ 3 por gigajulio durante el periodo) a medida que la producción de gas no convencional ganó velocidad. Como se mencionó anteriormente, la razón es que los precios del gas en los Estados Unidos reflejan los fundamentos de la oferta y la demanda del gas en sí, el llamado precio competitivo del gas sobre el gas. En otros mercados regionales, como Europa y Asia, los mercados de gas tienen diferentes estructuras de mercado y el transporte es más complicado, a veces sobre cuerpos de agua y requiere el envío de GNL. Por lo tanto, la formación del precio del gas se basa en un vínculo con los precios del petróleo, aunque hay un movimiento que se aleja de eso, como se vio anteriormente en la Figura 9. En estas regiones, los precios aumentaron con el precio del petróleo durante los años en que el petróleo se cotizaba a aproximadamente EE. UU. \$ 100 por barril. Luego, los precios del gas disminuyeron junto con el precio del petróleo alrededor de 2015. Además, había grandes cantidades de suministro de gas en ese momento en forma de GNL, y eso condujo a un exceso, lo que redujo aún más los precios. A medida que el comercio mundial de gas sigue expandiéndose, debido a las continuas adiciones de GNL y la capacidad de los gasoductos, las diferentes regiones entran en contacto más directo y eso podría llevar a una convergencia de precios de precios relativamente bajos, aunque eso sigue

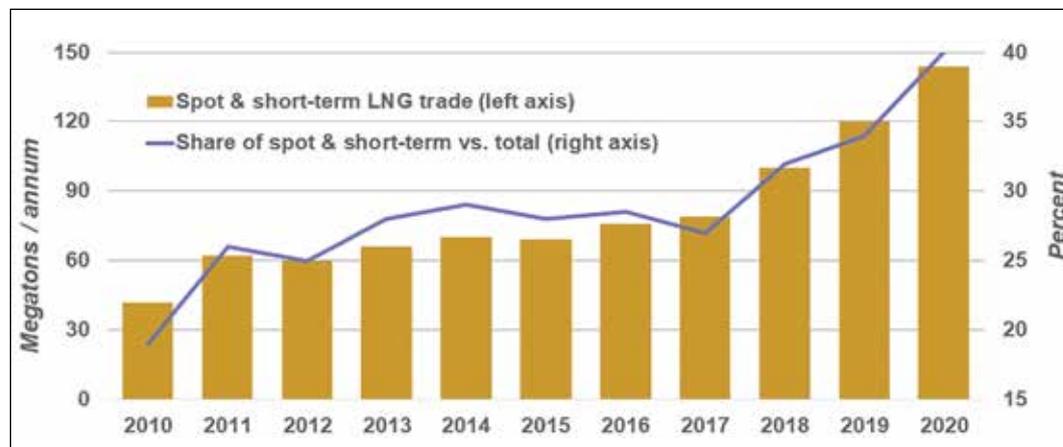


Figura 9: Comercio de GNL al contado y a corto plazo frente al total (reproducido de GIIGNL, 2021)

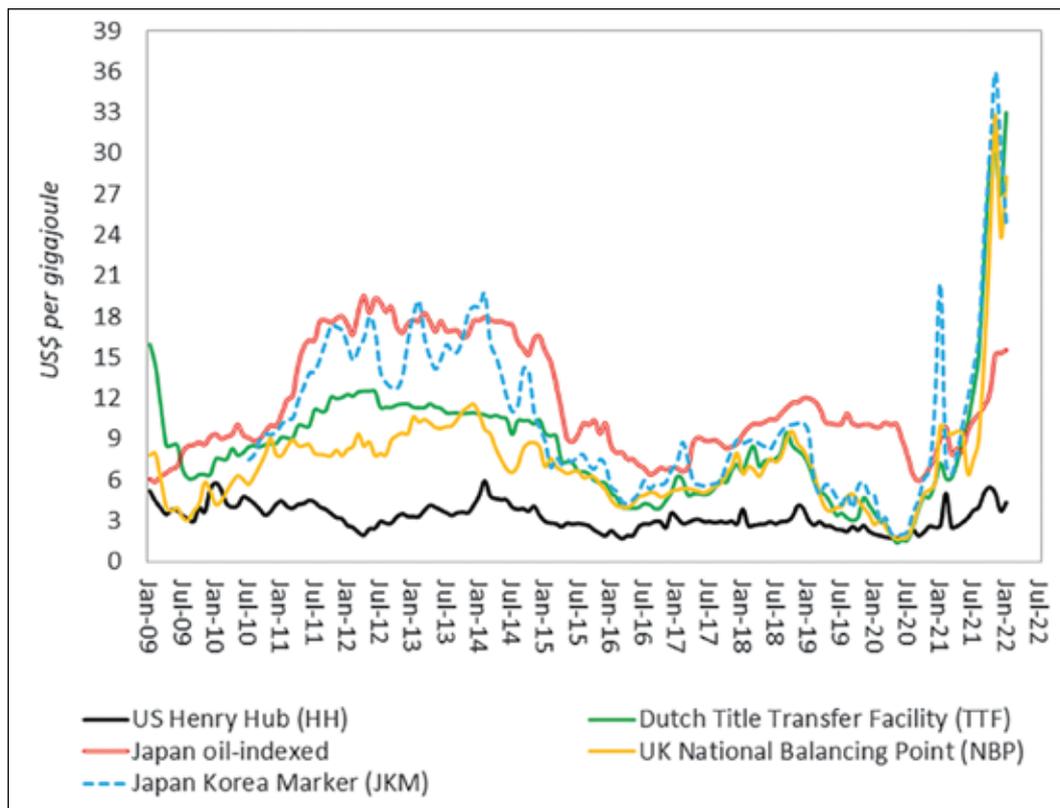


Figura 10: Evolución del precio del gas natural (FMI y Refinitiv, mensual).

siendo un tema de debate, especialmente con los extremadamente bajos precios al contado elevados a finales de 2021. Sin embargo, en una perspectiva a más largo plazo, los bajos precios mundiales del gas serían positivos para la producción de hidrógeno azul, donde el gas es la materia prima.

En el contexto de la abundancia y los precios relativamente bajos de 2015 a 2020, la mejora de la productividad se considera vital para hacer que el gas natural sea competitivo frente al carbón y las energías renovables. Las principales empresas de GNL invirtieron fuertemente durante el periodo extendido de precios altos antes de 2015, pero muchos de sus proyectos entraron en funcionamiento durante un mercado de precios significativamente más bajos de lo que se había anticipado. Para reducir costos, como se detalla en Inchauspe et al. (2018), las opciones utilizadas incluyen una mejor planificación en las primeras etapas, la cooperación entre empresas, la estandarización de equipos y la introducción de tecnologías flexibles como el GNL flotante. Este último es más simple y menos costoso que los megaproyectos de los últimos años, donde los retrasos y las explosiones de costos se hicieron comunes. Por el lado del consumo, la infraestructura flotante

de importación también se está considerando en todo el mundo, ya que permite a los países menos desarrollados, que no tienen la escala financiera para la construcción de las masivas instalaciones de importación en tierra, aumentar también su uso de gas. Los buques flotantes también pueden ser aplicables a la industria de exportación de hidrógeno, donde se podría mejorar la eficiencia y reducir los costos completando los procesos de producción cerca de los recursos de gas disponibles.

### 5. PLANES DE HIDRÓGENO EN AUSTRALIA

Como caso de estudio, esta sección analiza el GNL y el hidrógeno en Australia, dado que el país es el mayor exportador de GNL del mundo (IGU, 2021) y tiene planes de ser un importante productor y exportador de hidrógeno también. En su Declaración de tecnología de bajas emisiones de 2020, el gobierno australiano estableció el objetivo de reducir los costos del hidrógeno verde a menos de 2 AUD por kg (~ US \$ 1,50) para 2030. Además, un grupo gubernamental desarrolló una estrategia nacional de hidrógeno (COAG, 2019), que incluye oportunidades tanto de exportación como nacionales. Se espera demanda de hidrógeno de socios comerciales clave de GNL



como China, Japón y Corea del Sur. La región de Asia será responsable de la mayor parte del crecimiento del consumo energético mundial en el futuro (por ejemplo, hasta 2040, según la IEA, 2020). Esto significa que Australia está bien posicionada geográficamente para continuar como un exportador clave de energía a la región. Japón será un importante importador, porque apunta a convertirse en una futura economía de hidrógeno, mientras que China también tiene grandes ambiciones de hidrógeno (por ejemplo, planea construir mil estaciones de repostaje para vehículos de hidrógeno para 2030). Este es un recordatorio de que los consumidores desempeñarán un papel importante en la transición del hidrógeno al generar la demanda requerida. Por el lado de la producción y la entrega, sin duda se están extrayendo lecciones de la planificación y ejecución de proyectos de GNL en Australia, donde se ha aprendido mucho sobre la mejora de la productividad y reducción de costos.

CSIRO (2018) encuentra que las tecnologías de hidrógeno en Australia están alcanzando un estado maduro e identifica un gran potencial para el crecimiento de la industria. Aunque, la falta de infraestructura (especialmente estaciones de servicio de transporte) se identifica como el principal obstáculo para la expansión nacional. Un marco de política gubernamental apropiado será crucial hacia incentivar la inversión privada.

Las perspectivas de transporte urbano privado para el hidrógeno en Australia son muy limitadas a corto y medio plazo. Los coches propulsados por hidrógeno son prácticamente inexistentes, y los programas apoyados por el gobierno para hacer funcionar los autobuses de hidrógeno, en general, no han tenido éxito desde el punto de vista económico. La primera estación de servicio comercial abierta al público en general es una asociación público-privada experimental de 9,4 millones de dólares EE.UU. en Melbourne (Fuel Cells Bulletin, 2017). Los autobuses de transporte urbano fueron vistos como una iniciativa de siembra hace una década, pero aún no han demostrado su viabilidad económica. Un estudio de Ally y Pryor (2016) muestra que en Australia Occidental el costo de combustible (expresado en dólares estadounidenses) de operar autobuses con celda de combustible de hidrógeno superó a todos los de otras tecnologías (hidrógeno: \$ 1,42 / km; GNC: \$ 1,06 / km; diésel: \$ 0,61 / km; AdBlue: \$ 0,32 / km) y que los costos de adquisición y mantenimiento de los autobuses con celda de combustible de hidrógeno también son mayores que los de las

tecnologías de automoción alternativas.

Las oportunidades nacionales más importantes para el uso del hidrógeno incluyen los vehículos comerciales pesados, las industrias de minería e hidrocarburos y la electricidad. Según las proyecciones al 2050 de Maniatopoulos et al. (2015), solo el 20% de los vehículos eléctricos urbanos (incluidos los autobuses) funcionarán con pilas de combustible de hidrógeno, pero el 80% de los camiones rígidos y vehículos comerciales utilizarán hidrógeno. En las actividades mineras, el hidrógeno tiene potencial para sustituir completamente el uso de gas natural, diésel y electricidad, mientras que en la industria metalúrgica, solo la sustitución de la electricidad puede identificarse como una aplicación adecuada de hidrógeno (McLellan, 2009).

Varias iniciativas para desarrollar el almacenamiento y producción de hidrógeno en centros industriales se llevan a cabo con apoyo de políticas. En su presupuesto 2021 - 2022, el gobierno australiano comprometió 1.200 millones de dólares australianos (~ 900 millones de dólares estadounidenses) para la reducción de emisiones del sector energético. Esto incluye el apoyo para el desarrollo de hidrógeno verde, pero también de CCS, un requisito previo para el hidrógeno azul. La creación de centros de exportación de hidrógeno en todo el país forma una parte importante de la iniciativa presupuestaria. En otros ejemplos particulares, la Agencia Australiana de Energía Renovable (ARENA), un organismo del gobierno federal, otorgó un subsidio de 2,2 millones de dólares para transformar una fábrica de automóviles Toyota en un centro industrial de hidrógeno (Fuel Cells Bulletin, 2019), y los inversores privados comprometieron 136 millones de dólares a un importante proyecto de almacenamiento de hidrógeno industrial en Canberra (Fuel Cells Bulletin, 2016).

A mediano y largo plazo, el hidrógeno tiene potencial para fluir en el sistema existente de tuberías de distribución de gas en Australia. El Mercado Nacional de Electricidad (el NEM, que cubre Queensland, Nueva Gales del Sur, Victoria, Australia del Sur, Tasmania y el Territorio de la Capital Australiana) se ha enfrentado a importantes cuestiones que giran en torno a la influencia de las exportaciones de GNL de Queensland en los precios de la electricidad y el sub-desarrollo de los recursos de gas en Victoria y Nueva Gales del Sur debido a las políticas de moratoria de gas de estos estados. El hidrógeno tiene el potencial de ofrecer soluciones que podrían traducirse en precios de electricidad más baratos y una mayor eficiencia económica que las alternativas, y nuestro artículo motiva esta

discusión para futuras investigaciones.

A pesar del desarrollo nacional, se cree que el mercado de exportación de hidrógeno tiene el mayor potencial para Australia. ARENA / ACIL Allen (2018) identifica oportunidades para las exportaciones de hidrógeno, aprovechando el abundante potencial de energía eólica y solar de Australia. Es más probable que las exportaciones se produzcan en forma licuada o como amoníaco. En el escenario medio de ARENA / ACIL Allen (2018), se prevé que las exportaciones australianas de hidrógeno generarán un promedio de AU \$ 1.256 millones y 2.787 puestos de trabajo adicionales cada año para 2040. Si Australia se convierte en un importante exportador de hidrógeno debido a su experiencia de aprendizaje en exportaciones de GNL, infraestructura y conexiones internacionales, es probable que surja un mercado global para el hidrógeno en Asia Pacífico. Además, se espera que surja la competencia de otros proveedores y, por lo tanto, se espera que disminuya la participación de Australia en los destinos de exportación.

## 6. ANÁLISIS DE BARRERAS Y PERSPECTIVAS

### 6.1 Principales obstáculos para el desarrollo

En términos de desafíos del lado de la demanda, cualquier sistema futuro de energía de hidrógeno estará sujeto a las preferencias del mercado y la competencia de otras fuentes de energía. Por ejemplo, los dispositivos que utilizan hidrógeno (p. Ej., Vehículos de pila de combustible) deben competir con éxito, económicamente hablando, con dispositivos que utilizan combustibles de la competencia (que incluirían, p. Ej., Vehículos híbridos o eléctricos y vehículos que funcionan con productos del petróleo).

Según Mansilla et al. (2012), la demanda de los usos tradicionales del hidrógeno, es decir, refinación de petróleo, conversión de biomasa en líquido, redes de gas y metanol, habrá crecido solo moderadamente para 2050, pero la demanda como combustible, actualmente alrededor del 1% de la demanda total: crecerá rápidamente a partir de 2030 hacia convertirse en la fuente más importante de demanda de hidrógeno para 2050, con una participación de mercado del 35%.

La principal limitación para que los coches de pila de combustible ganen penetración en el mercado es la escasa infraestructura de repostaje y la falta de economías de escala, lo cual genera altos precios de repostaje de hidrógeno. Aunque, el costo para el usuario final de reabastecer el suministro de combustible en

las estaciones puede reducirse sustancialmente con la escala si se desarrolla una gran demanda. En los Estados Unidos, el costo promedio de las estaciones de repostaje de hidrógeno se ha estimado en el rango de \$ 6 a \$ 9 / kg, que, después de agregar los costos de producción, empaque y transporte, lleva a un precio de \$ 13 a 15 / kg en California. Reddi y col. (2017) demuestran que con suficiente demanda, los costos de las estaciones de servicio niveladas podrían reducirse aproximadamente a \$ 2 / kg. A pesar de la desventaja de costo del hidrógeno con respecto a la recarga de vehículos eléctricos alimentados por batería, este último tiene algunas desventajas. A medida que los automóviles eléctricos ganen más participación en el mercado, la demanda de minerales utilizados en producir baterías provocará aumentos sustanciales en los precios de las baterías. Además, existen preocupaciones medioambientales relacionadas con la eliminación de residuos de baterías. En el sector de la aviación, el peso del hidrógeno representa una limitación clave (baja densidad volumétrica en comparación con el queroseno), incluso para el almacenamiento en aviones y aeropuertos.

Sin embargo, el hidrógeno tiene mucho más potencial para impulsar vehículos pesados, camiones grandes, autobuses, trenes y otros vehículos utilizados en aplicaciones de minería y recursos naturales. Esto se debe a que los sistemas de pilas de combustible se vuelven más útiles y eficientes cuando la relación de almacenamiento de energía por unidad de masa es alta (Ally et al., 2015), y porque estos vehículos pueden repostar en puntos de producción de hidrógeno o en centros industriales. Los vehículos de transporte por carretera de servicio pesado (camiones, autobuses y furgonetas) equipados con equipo de pila de combustible de hidrógeno tienen el potencial de cubrir alrededor del 90 por ciento de las operaciones diarias de cada segmento de vehículo (Kast et al., 2018). En general, los gobiernos han incentivado el uso de autobuses propulsados por hidrógeno en los Estados Unidos, Europa y Australia, y en Europa se probó un nuevo autobús de dos pisos ADL Enviro 400 de última generación (Fuel Cells Bulletin, 2018), se espera que las aplicaciones de centros industriales lideren la nueva ola de aumento de la demanda de hidrógeno en el transporte.

En cuanto al sistema global de suministro de energía, ha evolucionado durante el siglo pasado hasta convertirse en una infraestructura masiva que involucra extracción, procesamiento y transporte. Por lo general, los cambios importantes en el sistema han llevado décadas. Para



que el hidrógeno tenga éxito como combustible, debe ser en el contexto de este sistema de suministro de energía, donde gran parte de la infraestructura tendría que ser reemplazada o modificada en gran medida (a pesar de los vínculos con las industrias del gas natural, el GNL y las energías renovables).

Entre la producción de energía a cualquier escala y su uso en un dispositivo energético, las operaciones logísticas juegan un papel necesario. Como cualquier producto, una vez producido, el hidrógeno debe empaquetarse, transportarse, dispensarse y almacenarse a lo largo de la cadena de suministro, una tarea compleja.

Con respecto a la seguridad del desarrollo del hidrógeno, la percepción del público podría ser muy influyente incluso si la tecnología y la regulación son capaces de manejar los posibles peligros. Las preocupaciones sobre las explosiones de hidrógeno, ya sean legítimas o percibidas, pueden resultar poderosas para influir en las políticas públicas. Los ejemplos de reacciones violentas contra las industrias nuclear y no convencional del petróleo y el gas pueden servir como advertencia para la industria del hidrógeno.

Por último, la incertidumbre sobre las políticas, tecnología y viabilidad comercial puede conducir a un comportamiento de aversión al riesgo, pero reducir el riesgo para los inversores es una condición previa hacia el éxito. Por lo tanto, teniendo en cuenta todos estos problemas, es difícil conocer el momento y la escala finales de una transición de hidrógeno en esta etapa.

## 6.2 Requisitos para una mayor cuota de mercado de H<sub>2</sub>

A pesar de los desafíos, políticas ambiciosas en apoyo del hidrógeno ayudarían a acelerar su crecimiento. La implementación de una política climática profunda es lo que podría conducir a eso. El objetivo de la política climática es básicamente reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, lo que puede lograrse mediante la aplicación de normas o la prohibición de la regulación, mediante la introducción de gravámenes (por ejemplo, impuestos y derechos de permiso) que aumentan el costo de las emisiones, o mediante el apoyo a través de subsidios a alternativas energéticas que reduzcan la necesidad de emitir. Varios países de todo el mundo han anunciado planes de hidrógeno, que incorporarán varias de estas herramientas políticas.

Para que el hidrógeno gane penetración en el mercado, una combinación de factores deberá provocar puntos de conmutación, que se espera que ocurran en las próximas décadas. Tlili y col. (2019) realizan una evaluación numérica

de viabilidad de la penetración del mercado del hidrógeno, considerando los costos de producción y distribución a través de diferentes tecnologías. Concluyen, que Estados Unidos, Europa, China y Japón tendrán oportunidades para el desarrollo de hidrógeno, y que Estados Unidos desarrollará sin problemas una ventaja de costos con respecto a las otras tres regiones antes de 2040. La ventaja de costos se explica principalmente por la baja producción natural de Estados Unidos, precios del gas, infraestructura existente y escalamiento. El estudio también cubre la viabilidad del hidrógeno en vehículos ligeros al determinar los puntos de equilibrio en el tiempo; ese es el momento en el cual el costo de entrada al mercado del hidrógeno por unidad iguala el precio de la gasolina. Las predicciones de equilibrio se producen en 2025 para Estados Unidos y Japón, 2035 Europa y más allá de 2040 para China.

Como se presentó anteriormente, la investigación encuentra que tanto el hidrógeno verde como el azul todavía cuestan demasiado en la actualidad para permitir su despliegue generalizado. A pesar de la incertidumbre, algunos expertos creen que la producción y las aplicaciones de hidrógeno podrían volverse más asequibles antes de lo esperado (Citi Research, 2021; Nistor et al., 2016), aunque el hidrógeno azul es más barato que el verde, el aumento de los precios del carbono, por ejemplo, podría eventualmente reducir la brecha, también con otras energías renovables y posiblemente con combustibles fósiles. Aún así, serían necesarios avances técnicos que reduzcan los costos. Esto puede provenir del aprendizaje tecnológico mediante la práctica a lo largo del tiempo, donde la tasa de progreso o la reducción de costos depende de parámetros como el gasto de inversión de capital, investigación y desarrollo, difusión de conocimientos, economías de escala y otros factores.

Los estudios muestran que las bajas tasas iniciales de aprendizaje tecnológico en las primeras fases del despliegue comercial dan como resultado un aumento de los costos. Por otro lado, una mayor experiencia conduce a menores costos y mejoras más rápidas en la tecnología, especialmente cuando se aprovechan las fortalezas naturales. Tener una ventaja comparativa en múltiples dimensiones puede acelerar las transiciones, por ejemplo, debido a una geología o un clima favorables en la producción de gas natural o energías renovables necesarias para la producción de hidrógeno, o una geografía que reduce los costos de entrega de transporte a los consumidores.

### 6.3 Combinación energética en un futuro lejano

La Figura 11, presenta una estimación amplia del uso de hidrógeno en el futuro a muy largo plazo (tomado de Aguilera & Aguilera, 2020). Al expandir el horizonte temporal del mix energético estimado mostrado anteriormente (Figura 8), se genera una simulación para mostrar la contribución de diferentes fuentes de energía al mercado hasta el año 2150. Por ejemplo, el escenario indica que la contribución fraccional del gas natural (metano) se asemejará al ciclo del petróleo: un aumento y una disminución gradual de la participación de mercado, y el pico de metano se producirá entre 2050 y 2060. Esto proporcionará tiempo suficiente para desarrollar fuentes no fósiles que, según los resultados, se conviertan en líderes del mercado en la segunda mitad de este siglo, aunque la combinación de alternativas no está especificada y es incierta, dependiendo en gran medida de factores técnicos, políticos y económicos. Lo mismo ocurre con el hidrógeno, que puede derivarse tanto de fuentes fósiles como no fósiles. En cuanto al carbón, la figura muestra que su participación no aumentará mucho más que los niveles actuales (que es menos del 30 por ciento del mercado) y comenzará un declive definitivo a mediados de la década de 2020.

Esta proyección, sin embargo, no toma en cuenta las implicaciones para los ingresos que

determinarían la velocidad óptima de transición. Como muestra Barbir (2009), la transición hacia una economía con bajas emisiones de carbono (en la que las energías renovables y el hidrógeno desempeñarían un papel más importante) no tiene que ser ni demasiado rápida ni demasiado lenta para proporcionar un estado estable de ingresos óptimo. Frente a la recesión asociada con la pandemia de COVID-19, se podría esperar que la transición ocurriera aún más lentamente a corto plazo, ya que es costosa para la economía, y una exacerbación de la recesión no daría un crecimiento óptimo de la producción en estado estacionario. En este contexto, los responsables de la formulación de políticas ambientales deberían estar interesados en encontrar soluciones de transición innovadoras y de menor costo; centrarse en las externalidades positivas entre la industria del hidrógeno y el gas natural puede ser una de ellas.

### 7. CONCLUSIONES

Sobre la base de la evaluación general de este documento, está claro que el desarrollo del hidrógeno es intrínsecamente complejo, que requiere de muchos cambios importantes y la coordinación entre las diversas partes interesadas con diferentes motivaciones; esto incluye proveedores de combustible, fabricantes de vehículos, consumidores y legisladores, entre otros. La infraestructura de hidrógeno en particular se considera

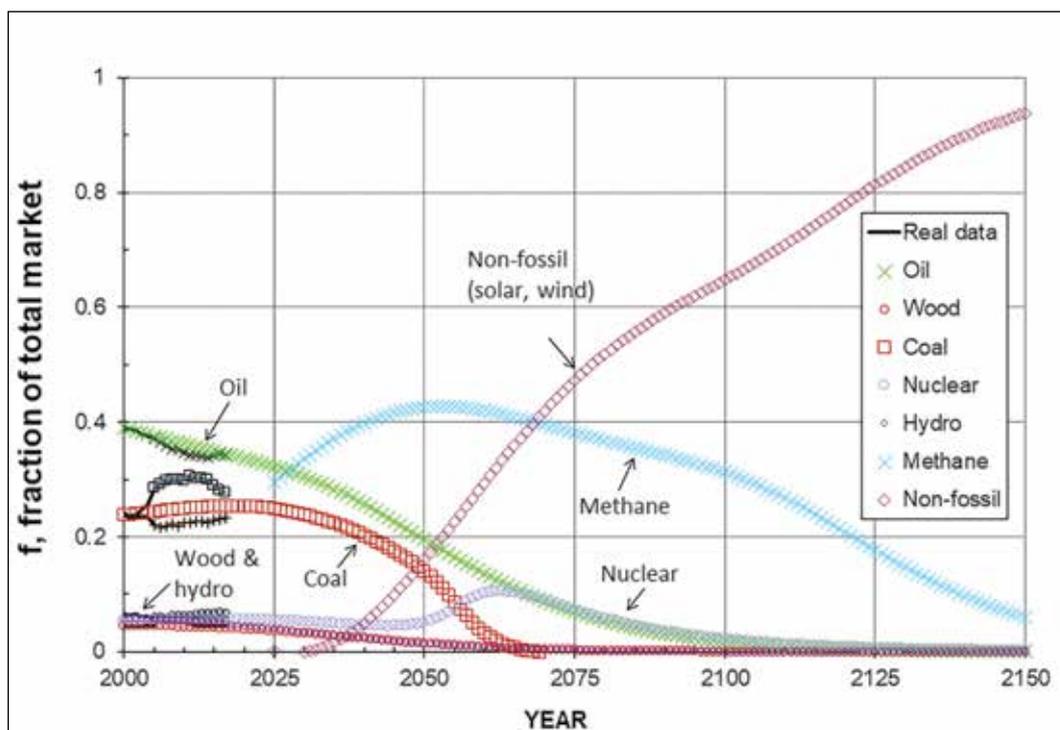


Figura 11: Combinación mundial de energía primaria, 2000-2150 (Aguilera y Aguilera, 2020).



una barrera abrumadora, particularmente en el sector del transporte, más debido a problemas de logística y ampliación que a los conocimientos tecnológicos. Las oportunidades se limitan a unas pocas aplicaciones, incluidos centros industriales, vehículos pesados y algunos experimentos para conservar y transportar energía renovable. Las políticas se han dirigido generalmente a respaldar los precios del hidrógeno, los programas de transporte de autobuses urbanos, el desarrollo tecnológico y la infraestructura de almacenamiento y transporte. En este trabajo, abogamos por políticas que se enfoquen en construir sinergias con las industrias del gas natural, a través de dos pilares principales. Primero, se pueden crear sinergias con políticas que apoyen las redes de distribución de gasoductos nuevas y existentes, donde el hidrógeno podría actuar como un mecanismo de protección del precio del gas, resolver problemas de suministro de electricidad y facilitar un mayor uso de la energía eólica y solar en la combinación energética. En segundo lugar, existen muchas sinergias potenciales entre las tecnologías, la infraestructura y los conocimientos técnicos del hidrógeno y el GNL, en los países involucrados intensivamente con el GNL. Mientras que el primer pilar ha estado poco desarrollado en general, es probable que el segundo pilar dé como resultado la formación de un importante mercado internacional de hidrógeno en Asia Pacífico, con Australia asumiendo un papel de liderazgo. Sin embargo, una transición hacia el hidrógeno llevará tiempo y persistencia, así como la continuidad del apoyo político durante muchas décadas.

Otra implicación de esta investigación es que el hidrógeno debe verse como parte de un enfoque de cartera para descarbonizar el sistema energético y avanzar hacia un futuro con bajas emisiones. Por lo tanto, no será necesario ni práctico que el hidrógeno sea el único proveedor de energía en un futuro lejano, sino uno más dentro de un grupo de recursos sostenibles.

Finalmente, se espera un período de experimentación, como ocurre con cualquier nueva industria energética, no todo funciona de inmediato. Refiriéndose nuevamente a la industria del gas natural, los expertos en energía no esperaban lo repentino y contundente de la revolución del gas de esquisto; se necesitaron años de prueba y error, investigación y desarrollo e inversión de capital para hacer que el recurso fuera técnica y luego económicamente viable.

## AGRADECIMIENTOS

Se agradece el apoyo de Curtin University Australia, y el Australian Journal of Agricultural

and Resource Economics por publicar la versión original de este trabajo. También se agradece a la revista *Petróleo y Gas de Ecuador*, y a Francisco Porturas, presidente del Peruvian Geothermal Association, por preparar la traducción.

## REFERENCIAS

Aguilera RF and R Aguilera (2020), "Revisiting the Role of Natural Gas as a Transition Fuel", *Mineral Economics*, Vol 33: 73-80.

Aasadnia M and M Mehrpooya (2018), "Large-scale Liquid Hydrogen Production Methods and Approaches: A Review", *Applied Energy*, Vol 212: 57-83.

Ally J and T Pryor (2016). "Life Cycle Costing of Diesel, Natural Gas, Hybrid and Hydrogen Fuel Cell Bus Systems: An Australian Case Study," *Energy Policy* Vol. 94: 285-294.

Ally J, Pryor T and A Pigneri (2015). "The Role of Transport in Australia's Transport Energy Mix," *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 94: 285-294.

ARENA/ACIL Allen (2018). Opportunities for Australia from Hydrogen Exports. ACIL Allen Consulting, for Australian Renewable Energy Agency, Canberra.

Barbir, F. (2009), "Transition to Renewable Energy Systems with Hydrogen as an Energy Carrier", *Energy*, Vol 34(3): 308-312.

Carr S, Zhang F, Liu F, Du Z and J Maddy (2016). "Optimal Operation of Hydrogen Refuelling Station Combined with Wind Power in the Electricity Market," *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 41, pp. 21057-21066.

Citi Research (2021), Green Hydrogen Could be Competitive Against Grey Hydrogen Sooner than Expected, Citigroup Global Markets Inc, June, New York.

COAG (2019), Australia's National Hydrogen Strategy, Council of Australian Governments – Energy Council Hydrogen Working Group, Department of Industry, Science, Energy and Resources, Canberra.

CSIRO (2018), National Hydrogen Roadmap: Pathways to an Economically Sustainable Hydrogen Industry in Australia, Energy and Futures Program, Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation, Australia.

Fuel Cells Bulletin (2016), Australian Government Brings Hydrogen Energy Storage to Canberra. Vol. 2016-9: 9.

- Fuel Cells Bulletin (2017), Australia Funding First Hydrogen Refuelling Station in Melbourne. Vol. 2017-9: 6-7.
- Fuel Cells Bulletin (2018), Alexander Dennis Ltd Demos Fuel Cell Tech in Double-Decker Bus. Vol. 2019-12: 4.
- Fuel Cells Bulletin (2019), Hydrogen to Give New Life to Toyota's Altona Car Plant in Australia. Vol. 2018-4: 10-11.
- GIIGNL (2021), The LNG Industry GIIGNL Annual Report 2021, International Group of Liquefied Natural Gas Importers, Paris.
- IEA (2020), World Energy Outlook, International Energy Agency, Paris.
- IGU (2021), World LNG Report 2021, International Gas Union, Barcelona.
- IMF (annual), Primary Commodity Prices, International Monetary Fund, Washington DC.
- Inchauspe J, Aguilera RF, Packey D, Burns K and S Trueck (2018), Gas and Oil Prospects: The Insertion of Australia Into International Markets, Bankwest Curtin Economics Centre (BCEC) Research Report No 15/18, Perth.
- Kast J, Morrison G, Glangoff Jr J J, Vijayagopal R and J Marcinkoski (2018), "Designing Hydrogen Fuel Cell Electric Trucks in a Diverse Medium and Heavy Duty Market," Research in Transportation Economics, Vol. 70: 139-147.
- Maniatopoulos P, Andrews J and B Shabani (2015), "Towards a Sustainable Strategy for Road Transportation in Australia: The Potential contribution of Hydrogen," Renewable and Sustainable Energy Review 52, pp. 24-34.
- Mansilla C, Avril S, Imbach J and A Le Duigou (2012), "CO2-Free Hydrogen as a Substitute to Fossil Fuels: What Are the Targets? Prospective Assessment of the Hydrogen Market Attractiveness," International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 37, pp. 3451-9458.
- McLellan BC (2009), "Potential Opportunities and Impacts of a Hydrogen Economy for the Australian Minerals Industry," International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 37: 3451-9458.
- The Motorship (2018), "From LNG to Hydrogen? Pitfalls and Possibilities", S Knight, August:  
<https://www.motorship.com/news101/alternative-fuels/from-lng-to-hydrogen-the-pitfalls-and-the-possibilities>
- Nistor S, Dave S, Fan Z and M Sooriyabandara (2016), "Technical and Economic Analysis of Hydrogen Refuelling", Applied Energy, Vol 167: 211-220.
- Reddi K, Elgowainy A, Rustagi N and E Gupta E (2017), "Impact of Hydrogen Refueling Configurations and Market Parameters on the Refueling Cost of Hydrogen," International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 42: 21855-21865.
- Tlili O, Mansilla C, Frimat D and Y Perez (2019), "Hydrogen Market Penetration Feasibility Assessment: Mobility and Natural Gas Markets in the US, Europe, China and Japan," International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 44: 16048-16068.
- Wang B, Liang Y, Zheng J, Qiu R, Yuan M and H Zhang (2018), "An MILP Model for the Reformulation of Natural Gas Pipeline Networks with Hydrogen Injection", International Journal of Hydrogen Energy, Vol 43: 16141-16153.
- Previamente en la revista PGE PETRÓLEO & GAS:
- Porturas, F., 2021, "Colores del hidrógeno: marrón, gris, azul y verde - piense en ello", PGE PETRÓLEO & GAS - No. 29: 47 = 55, Quito, Junio.

# Estudio integrado de yacimiento: Mínima incertidumbre a partir de una apropiada gestión de datos

Autor: José Luis Cuervo Adarme  
Coautora: Karen Alexandra Madrid

## RESUMEN

Para el desarrollo de un mejor esquema de explotación de un campo, es determinante contar con un apropiado estudio integrado de los yacimientos presentes. De esta manera, se dispone de un panorama más preciso de las realidades geológicas, la distribución de las propiedades como porosidad y permeabilidad en la roca reservorio, pudiéndose incluso proyectar el comportamiento que tendrían los fluidos a través del medio poroso. No obstante, aún cuando en la actualidad se cuenta con sofisticados softwares de simulación, es sabido que el principal insumo para estos es la data. De allí que, tener datos con calidad es un requisito esencial. En este contexto, el presente estudio persiguió contextualizar la importancia de establecer una gestión de datos con el objeto de minimizar los riesgos y niveles de incertidumbre, así como, asegurar la representatividad de los modelos estáticos y dinámicos que se efectúan sobre los yacimientos de petróleo o gas. Se aplicó como metodología un riguroso proceso documental y se complementó con la implementación de entrevistas a especialistas en la gestión de datos para exploración y producción de hidrocarburos, así como, profesionales en el campo del estudio integrado de yacimientos. Las derivaciones del estudio confirmaron la relación existente entre los niveles de incertidumbre en modelos 2D y 3D de reservorios y la calidad de los datos. De allí que, el aseguramiento de los atributos de la data a través de una gestión de datos es garantía de éxito.

## SUMMARY

For the development of a better exploitation scheme for a field, it is crucial to have an appropriate integrated study of the reservoirs present. In this way, a more precise panorama of the geological realities is available, the distribution of properties such as porosity and permeability in the reservoir rock, and it is even possible to project the behavior that the fluids would have

through the porous medium. However, even when sophisticated simulation software is currently available, it is known that the main input for these is data, hence having quality data is an essential requirement. Based on the foregoing, this study sought to contextualize the significance of having data management to minimize risks and levels of uncertainty, as well as ensure the representativeness of static and dynamic models that are carried out on oil or gas fields. A rigorous documentary process was applied as a methodology and was complemented with the implementation of interviews with specialists in data management for hydrocarbon exploration and production, as well as professionals in the field of integrated reservoir studies. The derivations of the study confirmed the relationship between the levels of uncertainty in 2D and 3D reservoir models and the quality of the data, hence the assurance of data attributes through data management is a guarantee of success.

## 1. INTRODUCCIÓN

En la industria de hidrocarburos los riesgos y costos relacionados con las operaciones presentes en los distintos eslabones de la cadena de valor son significativos, si bien en la actualidad se han logrado muchos avances que los reducen, siempre existe un nivel de incertidumbre que pudiera representar el éxito o fracaso de un proyecto. En el caso de estudios integrados, por ser la base para el establecimiento de un adecuado plan de explotación, es necesario que sus resultados y los modelos de reservorio emergentes sean lo más representativos. Incluso si se dispone de un modelo de reservorio previo es conveniente ir actualizándolo a medida que se recolectan nuevos datos (Veintimilla, 2018).

Al mismo tiempo que se van desarrollando nuevas perforaciones de pozos o se realizan estudios en los pozos ya existentes, es transcendental que tanto la data nueva como la antigua se correlacionen, incluso puedan

**Fecha de recepción:**  
07 de marzo de 2022

**Fecha de aprobación:**  
09 de marzo de 2022

**Palabras claves:**  
gestión de datos, modelaje de yacimiento, estudio integrado de yacimientos, incertidumbre

**Key words:**  
data management, reservoir modeling, integrated reservoir study, uncertainty

José Luis Cuervo Adarme, Ingeniero de petróleo con maestría en extracción de crudos pesados, especialista en gestión de datos en EYP, ex coordinador y profesor de la maestría en Gestión de datos en EYP, de la Universidad Venezolana de los Hidrocarburos. Investigador en áreas del negocio de hidrocarburos. Fue líder en departamentos y proyectos asociados a la gestión de datos en Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA).

Karen Alexandra Madrid, Ingeniera de petróleo de la Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional Bolivariana (UNEFA). Manejo documental de información de EYP, aplicaciones de gestión documental (SIMDE) en Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA).

servir para generar nuevos hallazgos. En este sentido, la disciplina de gestión de datos no solo asegura que la información esté integrada, completa, coherente y oportuna, sino que facilita el establecimiento de procedimientos, políticas y prácticas para gestionar todo el ciclo de vida del dato (DAMA Ecuador, 2021). Esto, además garantiza que a medida que surjan nuevos avances tecnológicos los datos antiguos y nuevos puedan ser empleados de forma armónica, extrayendo de estos la máxima utilidad y proporcionando mayor certidumbre en las decisiones que se tomen.

El presente trabajo investigativo contempló una indagación en torno a los datos que son empleados en un estudio integrado de yacimiento y exploró las implicaciones de no disponer de una data de calidad. Se expone escenarios en los cuales los datos tienen incertidumbre, para contextualizar como mantener una gestión de datos, puede ayudar a mitigar el margen de error que podría tenerse al desarrollar los modelos de yacimientos.

## 2. CONSIDERACIONES TEÓRICAS

### 2.1. Contextualización de los estudios integrados de yacimientos

Un estudio integrado, es un análisis e interpretación que realiza un equipo de profesionales de la geociencia, este representa la manera más apropiada y eficiente para describir los elementos complejos de un yacimiento de modo que permite tanto la predicción como la descripción real de cada aspecto geológico, así como también, el comportamiento y los procesos dinámicos en torno a los fluidos del yacimiento y su incidencia respecto a la productividad, construcción de pozos, infraestructura y ritmo de producción (Gua-chamin & Samuisa, 2017). Por consiguiente, Rendón et al. (2017) exponen que los Estudios Integrados tienen el objetivo de reducir el nivel de incertidumbre y contribuir a la mejora de las estrategias de explotación, optimizar el recobro final, incrementar las reservas, evaluar diversas técnicas para mejorar el potencial de producción, aumentar el porcentaje de éxito en proyectos de servicios a pozo, perforación y estimulación.

Entre los años de 1960 y 1970, el trabajo de los grupos estáticos se realizaba de manera independiente, desarrollando una estructura totalmente vertical. Esta metodología de trabajo generó pérdidas de horas hombre, pues, el personal involucrado debía efectuar diversas revisiones de los modelos, debido a que estos no lograban vislumbrar el comportamiento de producción (Gutiérrez & Iturralde, 2017). Sin embargo, desde

1980 y 1990, hubo avances de software, lo que produjo una transformación en la cultura de trabajo, logrando que los modelos y grupos realizaran los estudios de manera interactiva, intercambiando la información entre los profesionales de la disciplina de geociencias (Nuñez, 2018).

Actualmente, en los estudios integrados se identifican cuatro fases generales, según Escobar (2020). La primera es el modelado de datos; se basa principalmente en efectuar una revisión general de la información y datos que existan al momento de iniciar el estudio integrado. Para ello, es necesario la revisión de bases de datos, inventariar los datos existentes, incluso evaluar estudios de caracterización, modelos estáticos y dinámicos, así como, estudios integrados llevados a cabo anteriormente. La data recopilada deberá ser cargada y analizada con base en una matriz de evaluación, donde el propósito es determinar el grado de veracidad, completitud, representatividad y demás atributos de calidad (Gómez & Piattini, 2018; Muñoz I., et al., 2018). Asimismo, se conocerá si esta información es suficiente para el desarrollo de un estudio integrado, en caso de que sea de baja calidad o insuficiente, es válido utilizar datos de campos vecinos, correlaciones o estimaciones a través de métodos de análisis. La fase de modelado de datos es fundamental porque permite que se tomen decisiones en el tiempo adecuado en función de la información disponible, lo cual es determinante para los resultados obtenidos al final del estudio.

La caracterización estática del yacimiento; corresponde a la segunda macro fase, esta involucra la integración y convergencia de las diferentes disciplinas asociadas a la ingeniería de yacimientos y geociencias hacia el modelo geoestadístico. En efecto, es considerada como una de las más complejas dentro del estudio integrado que requiere de la participación máxima de cantidad de horas/hombre. En esta etapa se genera el modelo estático del reservorio que está conformado por submodelos como el estratigráfico, estructural, sedimentológico, petrofísico y de fluidos (Guevara, 2020).

La fase de simulación dinámica; representa la tercera etapa, en esta se incorpora la información obtenida de modelos previos (caracterización estática) con la información que permite el análisis dinámico del reservorio. En esta se efectúa la identificación de los elementos que pueden afectar la explotación del yacimiento, para ello se toman en cuenta variables vinculadas con el desplazamiento de los fluidos a través del medio poroso (Bobadilla, 2012; Alcántara, Lechuga, & Leal, 2019). Se crea un modelo numérico

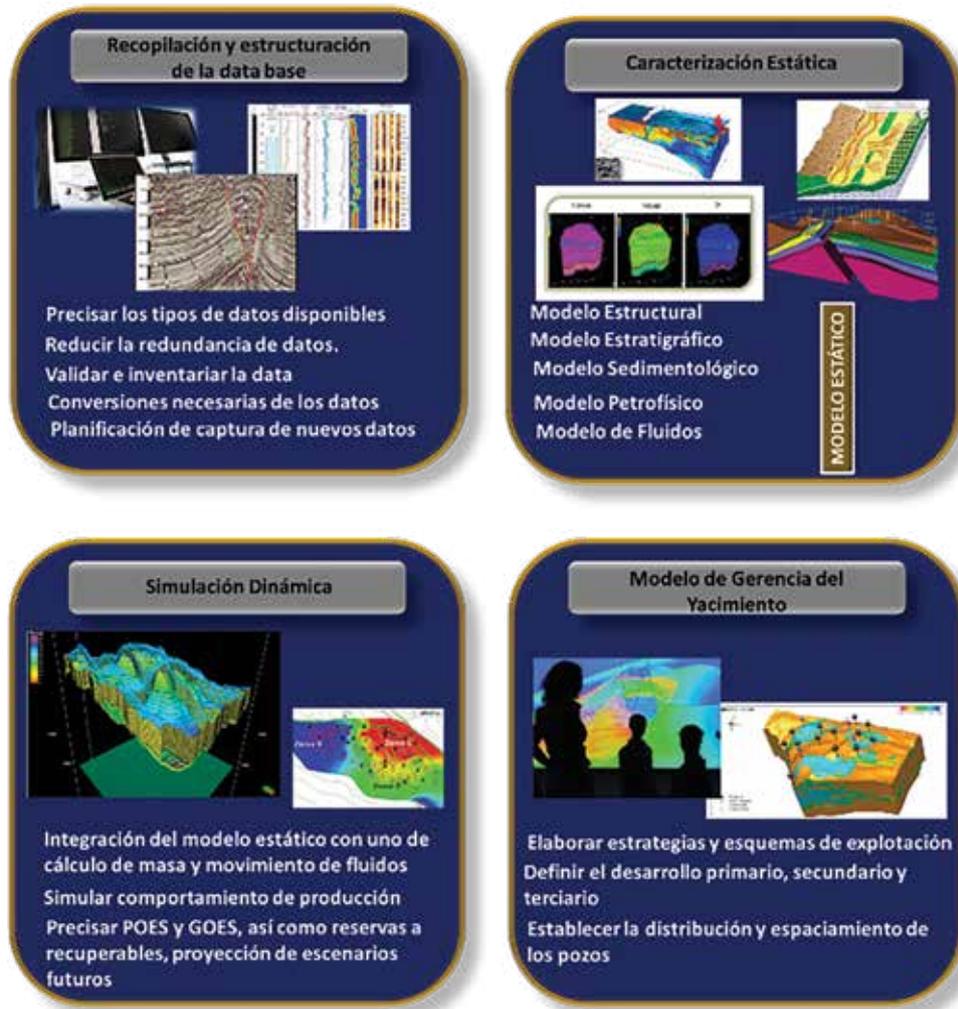


Figura 1. Fases de un estudio integrado de yacimientos  
Nota: Elaborado por los autores

de cálculos, utilizando ecuaciones en materia de transferencia de movimiento de fluidos y de masa en medios porosos, con el fin de estimar el GOES, POES y las reservas recuperables, analizar el comportamiento tanto de presión como de producción y predecir futuras tendencias del yacimiento. En esta fase, es fundamental considerar el tipo de simulador de yacimiento a emplear, inclinándose por el que resulte más conveniente para establecer condiciones o parámetros de equilibrio, la carga de los datos y aspectos de simetría.

Gerencia del yacimiento o estrategias de explotación; en esta etapa se realiza la selección del modelo de explotación del yacimiento, esta va a depender especialmente del análisis económico y técnico del activo sujeto a estudio, del cual emerge el esquema de producción, espaciamiento y número de pozos, métodos de recuperación,

entre otros. En este análisis se toma en cuenta aspectos operativos, facilidades de superficie, nivel de OPEX y CAPEX y rentabilidad económica.

## 2.2. Gestión de Datos aplicada en la industria de exploración y producción de hidrocarburos

La gestión de datos se concibe como una práctica que permite recopilar, mantener y emplear datos de una manera segura, garantizando certidumbre de los procesos que se sustentan en estos. Su propósito es contribuir a la toma de decisiones, y en tal sentido, incrementar el beneficio para las organizaciones (Oracle, 2021). Generalmente, los datos son activos esenciales para la gestión de recursos asociados a la industria gasífera y petrolera, cumplen un rol importante en torno al desarrollo de proyectos. Al respecto, Gristo et al., (2020) mencionan que la eficiente

gestión de la data permite la toma de decisiones fundamentadas en la información, en el negocio petrolero es esencial para la ejecución de estudios, selección de áreas con fines de exploración o explotación, definición de infraestructuras de producción y sustentar la implementación de determinadas tecnologías o prácticas. No obstante, para que los datos constituyan una fuente de apoyo; Muñoz et al. (2018) refieren que es necesario el cumplimiento de diversos elementos de calidad o atributos de calidad, cabe destacar que existen varios factores en referencia a data quality, como la completitud, oportunidad, accesibilidad, entre otros. De igual manera, exponen que la gestión de datos involucra: seguridad, intercambio, almacenamiento, arquitectura y gobernanza de datos; así como, la gestión de registros y bases de datos.

En los estudios integrados de yacimiento, la gestión de datos representa un proceso sistematizado el cual ayuda a contar con la información disponible y necesaria para la ejecución de las distintas fases que conlleva un estudio integrado. La gestión del dato no se activa solo cuando es necesario realizar un modelaje estático o dinámico del yacimiento, está presente desde el proceso de exploración que genera significativos volúmenes de datos los cuales requieren agruparse, categorizarse, resguardarse con el fin de estar disponibles cuando sean requeridos por otros procesos como el estudio integrado de yacimiento. Inclusive la data que emerge del modelaje de yacimiento también es gestionada para que así sea.

### 2.3. Herramientas para el modelado de yacimientos

Mediante el modelo estático es posible definir la geometría de un yacimiento. Por lo tanto, es necesario realizar una descripción de las condiciones petrofísicas, sedimentológicas y estructurales para tener un panorama del geológico vinculado con el yacimiento de petróleo o gas. Mientras que, el análisis dinámico permite proyectar el comportamiento del yacimiento en relación con la forma de producir los fluidos presentes en el reservorio. Estas etapas se apoyan en un conjunto de herramientas y softwares que facilitan la integración de datos hacia generar representaciones bidimensionales y tridimensionales del yacimiento; además, modelar tendencias y llevar a cabo predicciones o formular diversos escenarios.

Existe una variedad de opciones de softwares. Sin embargo, al momento de elegir y efectuar la inversión en una licencia, es fundamental analizar los datos que necesita esta aplicación para su correcta corrida y generar un modelo representativo. En esta etapa, el proceso de gestión de datos es el más adecuado para ayudar en la elección, ya que estos conocen el modelo de dato existente, los repositorios en los cuales están alojados, el formato en el que están disponibles, los data warehousing que se disponen, entre otros aspectos. Por consiguiente, ayudan a precisar si el software contará con la data necesaria para el desarrollo de los modelos del reservorio, incluso si hay compatibilidad con otras aplicaciones que se cuenta.

Programas como Petrel de la empresa Schlumberger es una de las herramientas más utilizadas en el modelado de yacimientos; esta permite el cálculo de volúmenes, correlación de pozos, interpretación de datos sísmicos,

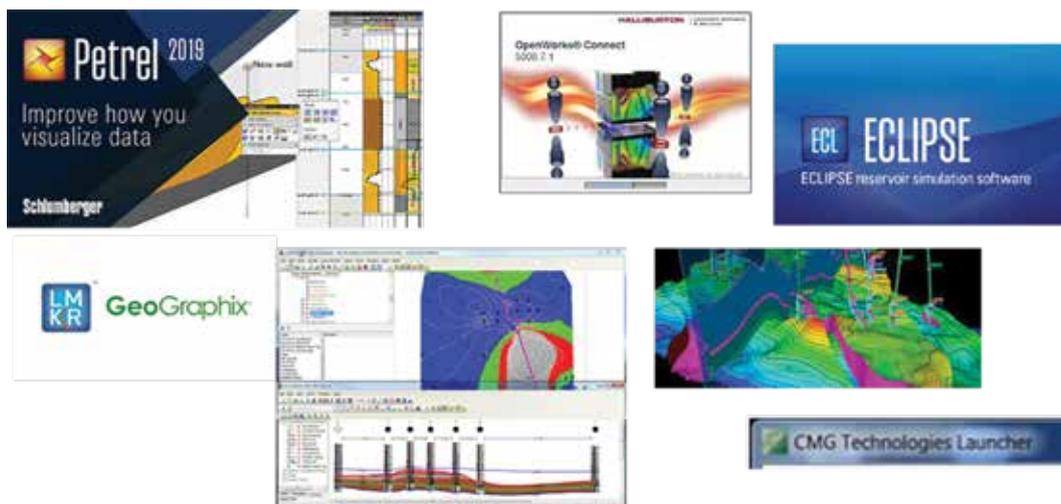


Figura 2. Software de apoyo a los estudios integrados de yacimientos

Nota: elaborado con base en imágenes de productos de simulación de cada empresa

modelado de estructuras geológicas, visualización de los resultados, generación de mapas, así como el diseño de estrategias eficaces y precisas para la explotación e incremento de la producción (Fernández, 2017). En complemento a lo expuesto, Gómez (2016) destaca que Petrel facilita el procesamiento de datos sísmicos para construir modelos de yacimientos. De igual manera, en el área petrofísica proporciona un extenso flujo de trabajo para solucionar situaciones referentes a estructuras y estratigrafías complejas de yacimientos, también involucra el análisis de fallas y la interpretación estructural.

Otras aplicaciones como OpenWorks disponen de sub aplicativos que permiten correlación de registros de pozos, construcción de secciones transversales, creación de mapas geológicos y representaciones del yacimiento en 2D y 3D. El software Eclipse según la empresa Schlumberger (2022) es una alternativa de “simulación de yacimientos de petróleo negro, composicionales, térmicos y dinámicos” (párr. 2). Si bien cada uno ofrece bondades, es la gestión de datos la que otorgará las orientaciones más acertadas para definir el paquete de aplicaciones a emplear en el estudio integrado de yacimientos.

### 3. METODOLOGÍA APLICADA

El abordaje de la problemática partió de un proceso sistemático de revisión documental de

estudios que han efectuado simulaciones de yacimientos de hidrocarburos, también investigaciones científicas vinculadas a la gestión de datos en apoyo a los estudios integrados de yacimientos. La indagación de la literatura se enfocó en repositorios con reconocimiento en la comunidad científica tales como Scopus, Science Direct, Google Académico, entre otros (Ver Figura 3). Entre las técnicas e instrumentos de investigación aplicados se encuentra la entrevista semiestructurada soportada por una guía de entrevistas, la cual se aplicó a especialistas e ingenieros de la disciplina de estudios integrados de yacimientos pertenecientes a instituciones como Petróleos de Venezuela y la Universidad Venezolana de los Hidrocarburos (UVH).

La investigación desarrollada correspondió al tipo descriptiva y no experimental, esto considerando que este tipo de estudio según Hernández et al. (2014) “Busca especificar propiedades y características importantes de cualquier fenómeno que se analice. Describe tendencias de un grupo o población” (p.92). En el mismo orden de ideas, los estudios no experimentales abordan el fenómeno sin que esto involucre alteraciones en las variables de manera intencional por parte del investigador (Flores, 2014). En este contexto, se estudió las variables, gestión de datos, estudios integrados de yacimiento e incertidumbre tal y como se presentaron en las distintas fuentes empleadas.



Figura 3. Esquemático de las fases del proceso de investigación científica aplicado

Nota: Elaborado por los autores

## 4. RESULTADOS

### 4.1 Tipos de datos y relevancia de la calidad de estos para un estudio integrado

El análisis de las distintas fuentes consultadas permitió precisar que, el diagnóstico preliminar de los datos disponibles de un campo o yacimiento el cual requiera ser modelado representa una de las primeras acciones que contribuyen a poseer un representativo estudio integrado de yacimiento. En esta fase la gestión del dato tiene un rol determinante y primordial, ya que es el proceso responsable de agrupar la información necesaria y disponible, tanto para el modelo estático como dinámico del yacimiento. Por lo general esta data es heterogénea y como común denominador se tiene que, en muchos casos, la información es antigua y en formatos o unidades los cuales requieren ser actualizados.

La data requerida para la construcción del modelo estructural, estratigráfico, sedimentológico, petrofísico y de fluidos, es en su mayoría recolectada en la etapa de exploración. Gestionar el dato desde su origen asegura entonces la certidumbre, pues al establecerse un esquema coordinado y sistematizado de captura, procesamiento y validación de la data se genera un insumo confiable para el estudio integrado. Ahora bien, el interés no es solo garantizar la integridad y calidad de la data para un determinado momento, por lo que el establecimiento de un gobierno de datos y una cultura de gestión eficiente de estos, es la respuesta a la necesidad de garantías para estudios posteriores (García, Ramírez, Luengo, & Herrera, 2016).

La diversidad de datos que se emplean para

un estudio integrado de yacimientos justifica la necesidad de un gobierno de datos, la captura de estos es realizada por distintos departamentos o procesos de una empresa petrolera. Por ejemplo, los datos generales de pozos como coordenadas, TVD, topes de los estratos atravesados, se definen durante la fase de perforación o construcción de pozos, mientras que datos relacionados con la estructura geología se obtienen con el apoyo de la sísmica y otros estudios como los geofísicos.

En la actualidad, se han desarrollado aplicaciones de ingeniería que facilitan la integración de distintas categorías de datos, software como Petrel de la empresa Schlumberger o el OpenWorks de la compañía Landmark-Halliburton, permiten la interacción de datos obtenidos de distintos procesos del negocio de exploración y producción. En la Tabla 1, se expone el grupo de datos que por lo general son empleados en estudios integrados de yacimientos.

### 4.2. La incertidumbre en los datos y como repercute en un estudio integrado

Es de relevancia destacar que los datos pueden ser cualitativos o numéricos, en el último grupo existe mayor posibilidad de error, por una parte, debido a que los instrumentos de medición disponen de un margen de error el cual se transfiere a la lectura que se realiza con este. Inga (2018) expone claramente que en el estudio de la incertidumbre en datos geoespaciales, se pueden precisar tres tipos: Incertidumbre de Tipo A (Ua), la cual se obtiene a través del estudio estadístico de diversas observaciones. La Incertidumbre de Tipo B (Ub), se caracteriza porque la valoración

Tabla 1.  
Tipos de datos empleados en un estudio integrado de yacimiento

Datos empleados en un estudio integrado de yacimiento	
• Datos generales de los pozos	• Análisis de agua de formación
• Surveys	• Puntos de presión
• Datos sísmicos	• Registros o perfiles (.las)
• Polígonos de fallas, líneas 2D e información sísmica	• Registros convencionales y especiales
• Mapas isópacos, estructurales oficiales y de trabajo	• Registros microlog que existen en físico, pero no en digital
• Topes de los estratos	• Informes de Núcleo
• Mapas de superficie	• Difracción de RX
• Mapas de trabajo y oficiales	• Pruebas PVT
• Curvas de producción por pozo y por yacimiento.	• Informes previos de núcleo, mud logging y postmorten
• Información general de producción (pruebas de pozo, etc.)	• Estudios sedimentológicos y de foraminíferos

Nota: Elaborado por los autores



Tabla 2.

Niveles de tolerancia permitidos en el proyecto de migración del datum Canoa a SIRGAS – REGVEN para las bases de datos

Aplicación	Tolerancia
Pozos	5 – 10 m
Puntos sísmicos	2 m
Zonas de seguridad	≤ 1 m
Fines geodésicos	< 1 m

Nota: tomado de Martín, Rodríguez, Hoyer, Borrego, y Hurtado (2001)

de la magnitud no es procedente de repetidas observaciones, sino que emerge de la variación de la lectura en sí. Se pudo determinar la incertidumbre combinada (Uc) de los datos, existe una formula simplificada dada por:

$$Uc = \sqrt{Ua^2 + Ub^2} \quad (\text{Ecuación 1})$$

En la ecuación 1, se toma en cuenta tanto la incertidumbre “A y B”. Otro caso es la incertidumbre expandida la cual toma en cuenta los errores aleatorios que no pueden corregirse y los sistemáticos que sí pueden ser corregidos. Esta viene dada por la ecuación 2, en la que k es un factor de cobertura.

$$U = k * Uc \quad (\text{Ecuación 2})$$

También es posible tener el caso de incertidumbres sistemáticas en determinado tipo de datos, esta se caracteriza porque las lecturas presentan una desviación hacia un mismo sentido. No obstante, si se identifica y puede medirse el agente externo que genera esta tendencia es posible tomar acciones correctivas para contrarrestar este efecto en la data. Todo el entramado de conceptos puede visualizarse de manera empírica, evaluando el caso de cambio del datum Canoa a SIRGAS – REGVEN en las actividades geodésicas de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). La situación del dato representado por las coordenadas de los pozos o puntos estratégicos en los mapas podría parecer solo una simple adecuación, empero, en muchos proyectos ha representado un factor que ha ocasionado significativos cambios en mapas geológicos, incluso introduciendo márgenes de error.

El cambio del datum generó que se establecieron parámetros de transformación, al igual que, rangos de tolerancia para de este modo no incidir significativamente en la representatividad que debía tener el dato (Ver Tabla 2). Si bien se tomaron previsiones y medidas hacia mitigar el margen de error, es sabido que muchos de los ajustes no pudieron realizarse de manera simultánea en todas las bases de datos, inclusive algunas que

no estaban interconectadas tuvieron que ejecutarse de forma manual por parte de la Gerencia de Operaciones de Datos de PDVSA. También, se pudo determinar que algunos puntos al ser transformados se posicionaban en lugares operativamente no viables como por ejemplo ríos, lo cual ameritó ejecutar en muchos casos de nuevas mediciones con equipos calibrados bajo el nuevo datum SIRGAS – REGVEN. Para los casos de estudios integrados hubo necesidad de reevaluar algunos mapas de subsuelo y validar en los modelos estáticos y dinámicos que habían sido construidos con software que empleaban datos georreferenciados.

Las implicaciones más destacadas se tuvieron a nivel de informes oficiales los cuales a través de los años se habían generado, incluso suministrado a otras organizaciones del Estado, los reportes de perforación que se efectuaron durante la construcción de cada pozo disponían de un valor al que se oficializó en las bases de datos digitales, para un geocientista con poco conocimiento sobre la adecuación del datum el usar información de reportes en físicos. También se visualizaron riesgos en la práctica de mezcla de data en diferentes datums. En este contexto, el proceso de gestión de datos representó un rol significativo, no solo integrando las disciplinas de las geociencias para optar por una solución más adecuada, sino que, definió los repositorios en los cuales eran necesario realizar los cambios, difundir entre la comunidad de profesionales de la empresa las implicaciones y nuevas consideraciones de trabajo con la data transformada, aseguramiento de los atributos de calidad tanto en datos estructurados como no estructurados, inclusive la gestión documental estuvo presente. Este estudio de caso permite resaltar que una cultura del dato sólida es clave en la mitigación de factores que pueden introducir incertidumbre en la data.

#### 4.3. Manejo de incertidumbre de la data a través de la gestión de datos

Un estudio integrado emplea alrededor de

veinte tipos de datos (Ver Tabla 1), lo cual se vuelve complejo en la medida en que el volumen de datos crece, originando tiempos adicionales para el procesamiento y análisis por parte de los geocientíficos y dificulta que estos estén disponibles oportunamente. Establecer políticas hacia la captura del dato es una forma de garantizar su calidad y certidumbre desde el origen. La verificación de calibración de equipos, el desarrollo de esquemas de validación de la data antes de ser trasladada a las bases de datos o repositorios, precisar los márgenes de tolerancia, son algunas de las acciones que se pueden implementar bajo el marco de la gestión de datos.

Desde el contexto específico del manejo de la incertidumbre se pueden destacar las sugerencias de Inga (2021) de aplicar métodos para el manejo de incertidumbre de algunos tipos de datos como es el caso del Método de Redes Bayesianas, Método de Conjunto Difuso de Funciones de Membresía, Método de Taxonomías prácticas para el manejo de datos espaciales inciertos en sistemas de información geográfica, Método de Representaciones Adyacentes y Coincidentes. Cada uno de estos son alternativas que deben ser aplicadas tomando en cuenta la realidad existente en los datos que se dispone y la naturaleza de estos. La evaluación estadística de la incertidumbre es una manera de tener un panorama más amplio y proyectable de los márgenes

## 5. CONCLUSIONES

La gestión de datos es una disciplina que está cobrando auge en el negocio de exploración y producción de hidrocarburos. No es que antes estuviera inexistente, solo que no era utilizada en base a políticas, criterios, estrategias, planificación y control. El gobierno de datos facilita estructurar un apropiado manejo de los datos que se obtienen en las distintas áreas de la actividad petrolera y gasífera. Si bien los datos pueden traer incertidumbre vinculada a la manera de obtenerlos, al margen de error de los equipos o herramientas con las cuales son adquiridos o simplemente asociados a las conversiones realizadas o generación de datos a partir de otros, es a través de una gestión efectiva de sus atributos de calidad los que pueden otorgarle mayor precisión y representatividad.

Existe una mala cultura de visualizar los datos como una simple representación simbólica o un número. Sin embargo, tras la evaluación del caso de PDVSA, se pudo evidenciar que cada tipo de dato y la certidumbre que estos dispongan puede repercutir ampliamente en los distintos procesos, aplicaciones, bases de datos y proyectos que se tenga tanto en las actividades de exploración

como en explotación de hidrocarburos. Para el caso de los estudios integrados, una variación del datum es capaz de conllevar a la reestructuración de mapas y modelos desarrollados.

## 6. REFERENCIAS

- Alcántara, R., Lechuga, D., & Leal, J. (2019). Caracterización dinámica de un yacimiento en ambientes sedimentarios turbidíticos de una formación poco consolidada. *Ingeniería Petrolera*, 59(1), 36-50.
- Bobadilla, G. (2012). Conceptos básicos de caracterización dinámica de yacimientos. (Tesis de Grado), Universidad Nacional Autónoma de México, D.F, México.
- DAMA Ecuador. (2021). DAMA Ecuador: ¿Quiénes Somos? Retrieved from Dama Ecuador web site: <https://www.damaecuador.org/sobre-dama/>
- Escobar, Ú. (2020). Modelo geoestadístico de los yacimientos b6 de edad eoceno del campo la Ceiba. Caracas, Venezuela: X Jornadas de Investigación y Postgrado.
- Fernández, H. (2017). Modelización Geológica Aplicada a la Exploración y Producción de Hidrocarburos en el Mar del Norte, Noruega. (Tesis de Maestría), Universidad de Oviedo, Oviedo, España.
- Flores, R. (2014). Fundamentos de Metodología de Investigación (1 ed.). Madrid, España: Editorial Lulu.
- García, S., Ramírez, S., Luengo, J., & Herrera, F. (2016). Big Data: Preprocesamiento y calidad de datos. *Novática*(237), 17-23. Obtenido de [http://150.214.190.154/sites/default/files/archivosPublicaciones/2133\\_Nv237-Digital-sramirez.pdf](http://150.214.190.154/sites/default/files/archivosPublicaciones/2133_Nv237-Digital-sramirez.pdf)
- Gómez, A., & Piattini, M. (2018). Importancia de la calidad de los datos en la transformación digital. *RUIDERAe: Revista de Unidades de Información*(3), 1-25. Obtenido de <https://ruidera.uclm.es/xmlui/handle/10578/18798>
- Gómez, Z. (2016). Desarrollo de los modelos estático y dinámico del yacimiento mediante simulación numérica para la formación carbonera c7 del campo ubicado en el bloque Río Meta – cuenca de los llanos orientales. (Tesis de Grado), Universidad de las Américas, Bogotá, Colombia.
- Gristo, P., Rodríguez, P., Lemo, N., & De Santa Ana, H. (2020). Gestión de datos físicos y digitales de la exploración de hidrocarburos: el caso de ANCAP en Uruguay. *Petrotecnia: Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas*, 2020(4),



16-21. Obtenido de <http://www.petrotecnica.com.ar/420/gestiondatos.pdf>

Guachamin, K., & Samuisa, A. (2017). Estudio integrado para el diseño del modelo estático de los yacimientos caliza m1, m2 del Campo Puma. (Tesis de Grado), Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/13320/1/T-UCE-0012-71-2017.pdf>

Guevara, M. (2020). Caracterización estática de la Formación Lajas a partir de la integración de datos de roca, perfiles eléctricos de pozo y datos de producción, en el yacimiento Barrosa Norte, cuenca Neuquina. (Tesis de Grado), Universidad Nacional Rio Negro, Viedma, Argentina.

Gutiérrez, M., & Iturralde, S. (2017). Elementos básicos de la Ingeniería de yacimientos. Santa Elena, Ecuador: Upse.

Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, P. (2014). Metodología de Investigación (6 ed.). Ciudad de México, México: Mc Graw Hill.

Inga, A. (2018). Incertidumbre de datos geoespaciales en la exploración petrolera. *Revista Peruana de Computación y Sistemas*, 1(2), 41-54.

Inga, A. (2021). Método de Gestión de la Incertidumbre de Datos Geoespaciales de Pozos Petroleros durante la Fase Exploratoria. (Tesis de Maestría), Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima, Perú.

Martín, A., Rodríguez, Y., Hoyer, M., Borrego, J., & Hurtado, E. (2001). Impacto de la implantación del nuevo datum oficial de Venezuela (SIRGAS – REGVEN) en las actividades geodésicas de PDVSA EPM. *Sirgas*, 1(1), 1-9. Obtenido de <https://sirgas.ipgh.org/docs/regvenPDVSA.pdf>

Muñoz, I., Gómez, A., Gualo, F., Merino, J., Rivas, B., & Piattini, M. (2018). *Calidad de Datos*. Ra-Ma. Retrieved from [https://books.google.com.ec/books?id=yI6fDwAAQBAJ&printsec=front-cover&dq=gesti%C3%B3n+de+datos&hl=es&sa=X&redir\\_esc=y#v=onepage&q=gesti%C3%B3n%20de%20datos&f=false](https://books.google.com.ec/books?id=yI6fDwAAQBAJ&printsec=front-cover&dq=gesti%C3%B3n+de+datos&hl=es&sa=X&redir_esc=y#v=onepage&q=gesti%C3%B3n%20de%20datos&f=false)

Muñoz, I., Gómez, A., Gualo, F., Merino, J., Rivas, B., & Piattini, M. (2018). *Calidad de Datos*. Editorial Ra-Ma.

Núñez, L. (2018). Metodología-análisis probabilista: Evaluación técnica-económica del potencial de un yacimiento petrolero. (Tesis de Maestría), Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, México.

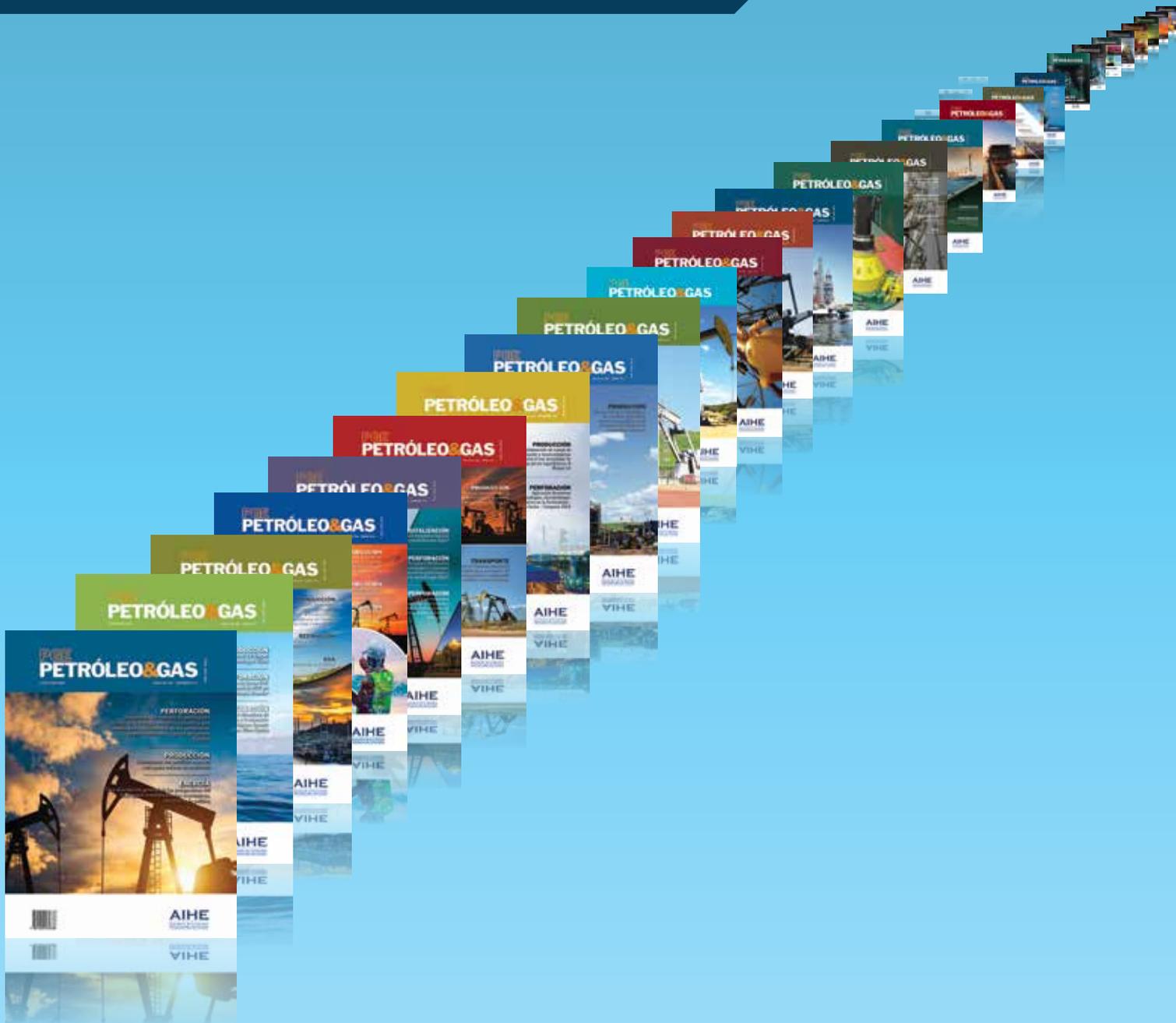
Oracle. (2021). Gestión de datos. Obtenido de <https://www.oracle.com/es/database/what-is-data-management/>

Rendón, A., Mottola, F., Castillo, L., & Cabrera, C. (2017). Estimación de la presión estática de los yacimientos del Área SBC-8, Campo Santa Bárbara-Pirital, División Punta de Mata. *Ciencia e Ingeniería*, 38(3), 321-244.

Schlumberger. (2022). ECLIPSE Simulators. Obtenido de [https://www-software-slb-com.translate.google.com/products/eclipse/simulators?\\_x\\_tr\\_sl=en&\\_x\\_tr\\_tl=es&\\_x\\_tr\\_hl=es&\\_x\\_tr\\_pto=sc](https://www-software-slb-com.translate.google.com/products/eclipse/simulators?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=sc)

Veintimilla, S. (2018). Determinación de resevas mediante la actualización de los modelos estructural y petrofísico de la formación "u" inferior del campo tetete-tapi. (Tesis de Grado), Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.

# PGE PETRÓLEO & GAS



**Contacto, ventas e información:**

aihe@aihe.org.ec  
dmosquera@globalcorpvirtual.com



Av. 12 de Octubre N26-48 y Abraham Lincoln, Edificio Mirage, Piso 3, Oficina 3C  
**Teléfonos de contacto:** (593-2) 450-3164 - 450-3169

®

# Tecpetrol está comprometido con el desarrollo de energía en Ecuador

Seguimos creciendo con energía



[www.tecpetrol.com](http://www.tecpetrol.com)



®



# ENERGÍA CON FUTURO

Somos la primera empresa del sector de  
GLP en Ecuador en obtener la **Certificación  
Internacional de Carbono Neutralidad** en  
todos nuestros centros de trabajo.



Conoce más en  
[www.duragas.com.ec](http://www.duragas.com.ec)

# SOMOS #1 EN EL PAÍS

CON MÁS DE 260 ESTACIONES  
EN TODO EL ECUADOR



## 27 AÑOS

Somos el combustible  
que mueve al ECUADOR

[www.petroleosyservicios.com](http://www.petroleosyservicios.com)