



Optimización de la producción del campo Parahuacu mediante técnicas de estimulación.

Production optimization of Parahuacu field using stimulation techniques.



Ayala Piña, Denisse Michelle
dmich.ap@gmail.com
Actividad Privada



Pinto Arteaga, Gustavo R.
grpinto@uce.edu.ec
Docente Facultad de Ingeniería en Geología, Minas Petróleos y Ambiental de la Universidad Central del Ecuador

Resumen

La optimización de la productividad del campo Parahuacu es posible mediante técnicas de estimulación tales como fractura hidráulica y acidificación de areniscas, puesto que el campo presenta un declive de producción y un potencial de productividad bastante significativos. Se determinó el estado actual de 9 pozos pertenecientes al campo, de los cuales 5 pozos están cerrados (PRH_04, PRH_05, PRH_08, PRH_09 y PRH_21) y 4 abiertos (PRH_02, PRH_13, PRH_18 y PRHN_01), de manera que sea posible identificar si cumplen las condiciones mecánicas necesarias para la intervención y cuál sería la técnica de estimulación apropiada, si sus reservorios son aún capaces de producir. Se analizaron las curvas IPR con el fin de determinar cuán beneficiosa resultaría la intervención, estas curvas se presentaron en función de las características más relevantes de los reservorios, tales como: Pr, Pwf, Pb, k y s. Para determinar la factibilidad técnica se analizaron los criterios: Pruebas iniciales de perforación y completación, historial de producción, historial de reacondicionamientos, última intervención, registros de pozos, resultados de Build up, estado mecánico actual, registro de cementos y curvas IPR. Para determinar la técnica de estimulación adecuada se analizó la permeabilidad y el daño. Con la aplicación de las técnicas de estimulación sugeridas a los 9 pozos, se obtuvo un incremento de producción de 2074 BPPD.

Palabras clave: acidificación de areniscas; campo Parahuacu; estimulación de pozos; fracturamiento hidráulico; optimización de producción

Abstract

The optimization of Parahuacu field productivity is possible using stimulation techniques such as hydraulic fracture and sandstone acidizing, since the field shows a production drop and high productivity potential. The current status of 9 wells that belong to the field, of which 5 are closed (PRH_04, PRH_05, PRH_08, PRH_09 and PRH_21) and 4 are open (PRH_02, PRH_13, PRH_18 y PRHN_01), so is possible to identify if they satisfy the mechanical conditions needed for the intervention and which stimulation technique is appropriate, if their reservoirs are still able to produce. The IPR curves were analyzed with the purpose of determinate how beneficial would be the intervention, this curves were presented in function of the most relevant characteristics of the reservoirs, such as: Pr, Pwf, Pb, k and s. In order to determine the technical feasibility, the criteria analyzed: completion initial proof, production history, workover history, last intervention, well log, Build up results, wellbore schematic, cement bond log and IPR curves. In order to determine the stimulation technique the permeability and the skin factor were analyzed. With the application of the suggested stimulation techniques to the 9 wells, the increment of production was 2074 BOPD.

Keywords: sandstone acidizing; Parahuacu field; well stimulation; hydraulic fracture; production optimization

Introducción

En Parahuacu, las operaciones de perforación y producción se iniciaron en el último trimestre de 1968. Después de 5 décadas de explotación continua de un total de 23 pozos, se hace palpable la declinación de la producción de crudo, acompañado del aumento del corte de agua; que sumado al hecho de que existen 8'150.441 bls de petróleo recuperables según la Tabla 1. hace necesaria la implementación de nuevas técnicas para generar un incremento de producción de petróleo.

Tabla 1. Producción acumulada y reservas remanentes por reservorio, campo PRH

Yacimiento	Reservas Probadas	Producción Acumulada	Reservas Remanentes
	Bls	Bls	Bls
Basal Tena	1'543.271	1'490.375	52.896
U inferior	9'117.847	5'782.329	3'335.518
T superior	1'676.459	1'638.945	37.514
T inferior	20'698.612	15'974.099	4'724.513
TOTAL	33'036.189	24'885.748	8'150.441

Fuente: SHE y Petroamazonas EP

El desarrollo de este estudio permite definir la factibilidad técnica de la aplicación de la estimulación en el campo y los trabajos de estimulación adecuados para los pozos de Parahuacu para mejorar la producción actual; y a su vez se plantea como aporte para la aplicación de dichas técnicas de estimulación en diferentes pozos de diferentes campos.

Material y métodos

El universo del estudio es el campo Parahuacu con 23 pozos de los cuales a diciembre de 2016, 12 están en producción, 10 están cerrados y 1 abandonado como se observa en la Tabla 2.

Tabla 2. Estado de los pozos del campo Parahuacu

POZO	BPPD	*API	ESTADO
PRNA-001	124.94	29.6	Produciendo
PRH-01	-	-	Cerrado
PRH-02	240.71	32.4	Produciendo
PRH-03	-	-	Abandonado
PRH-03B	-	30,1	Cerrado
PRH-04	-	21,5	Cerrado
PRH-05	-	31	Cerrado
PRH-07	287.85	32.4	Produciendo
PRH-08	-	31.9	Cerrado
PRH-09	-	33.6	Cerrado
PRH-10	280.10	31.5	Produciendo
PRH-11	94.07	31.6	Produciendo
PRH-12	484.98	32.2	Produciendo
PRH-13	188.85	31,5	Produciendo
PRHC 15	187.00	32.0	Produciendo
PRHC 16	-	33	Cerrado
PRHB 17	297.27	32.1	Produciendo
PRHB-18	148.46	32.0	Produciendo
PRH-20	285.92	31.2	Produciendo
PRH-21	-	30.9	Cerrado
PRHC-22	-	-	Cerrado
PRHA-24	-	32.5	Cerrado
PRH-40	181.55	32.4	Produciendo

Fuente: Petroamazonas EP

La muestra está constituida por 5 pozos cerrados: PRH_04, PRH_05, PRH_08, PRH_09 y PRH_21 y 4 pozos abiertos: PRH_02, PRH_13, PRH_18 y PRHN_1.

Se recolectó, estructuró y tabuló la información proporcionada por Petroamazonas EP: estado inicial de perforación y completación, historial de producción, historial de reacondicionamientos, última intervención, registros de pozos, resultados de Build up, estado mecánico actual, registro de cementos y curvas IPR, con el propósito de determinar si la estimulación es técnicamente factible.

Se tomaron los criterios: para realizar una acidificación matricial de areniscas un daño de formación menor que 15 y/o permeabilidad mayor que 10 md y para fracturamiento hidráulico un daño de formación mayor que 15 y/o permeabilidad menor que 10 md.

Se seleccionaron los métodos de estimulación, acidificación matricial de areniscas porque los reservorios productores de PRH son arenas (Basal Tena, U inferior, T superior, T inferior) y es el tratamiento de acidificación más adecuado, y fracturamiento porque es la técnica de estimulación más severa y eficaz.

Resultados

Se presentan los criterios estudiados para cada pozo con un ejemplo: PRHN_01.

Estado inicial de perforación y completación

Perforado en julio de 2015 y completado en octubre del mismo año. Profundidad final alcanzada fue 10.500'. Se punzó y probó los intervalos 9.696'-9.709' y 9.730'-9.735' parte de la formación U inferior, además de 9.882'-9.898' parte de la formación T inferior; se obtuvo 1.030 BPPD con 50% de BSW con 29,7° API y 426 BPPD con 3% de BSW con 33,7° API respectivamente.

Historial de producción

En la Figura 1 encontramos el historial de producción de la arena Ui del pozo PRHN_01, donde la producción acumulada es 190.000 bls de petróleo y 20.000 bls de agua.

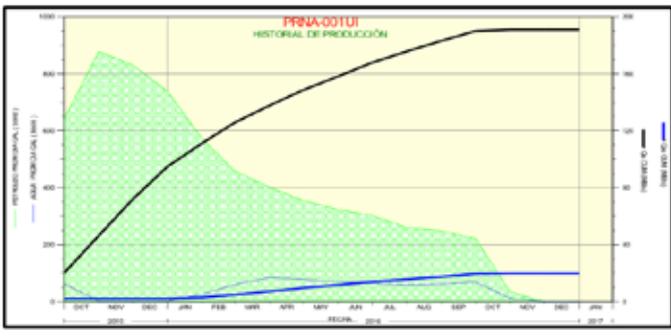


Figura 1. Historial de producción Ui PRHN_01
Fuente: Petroamazonas EP

Resultados build up

En la Tabla 3, se muestran los datos de prueba, perfil de presiones y resultados de la prueba Build Up de PRHN_01.

Tabla 3. Resultados Build Up zona Ui, PRHN_01

DATOS PRUEBA					
Qo	219	BPPD	Φ	15	%
Qw	69	BAPD	rw	0.29	ft
BSW	24	%	Bo	1.21	ByBn
API	32.1	°	μo	0.68	cp
Espesor	20	ft	RQP	447	scf/bbls
PERFIL DE PRESIONES					
Pwf	1354	psi	Pr	1795	psi
Pb	1293	psi			
RESULTADOS					
k	20.8	md	Skin	16.5	
IP actual	0.1613	bpd/psi	Qmax	221	bpd

Fuente: Petroamazonas EP

Historial de reacondicionamientos

En PRHN_01 se ha realizado una intervención de reacondicionamiento cuyo objetivo fue cambiar de zona productora de Ui a Ti.

Última intervención

Se realizó en noviembre de 2016, sacan, limpian y bajan bomba de producción y evalúan las arenas con resultados: BPPD= 244, BSW=24% y 32,1° API para U inferior y BPPD= 380, BSW= 12% y 32,1° API para T inferior. Trabajo satisfactorio, se cambió de zona con éxito.

Estado mecánico actual

En la Figura 3 se puede ver el estado mecánico actual del pozo, en el que se muestra el espesor de cada arena: Ui (9696' – 9735' y Ti (9882' – 9898', la profundidad total del pozo 10500'. Completación ON/OFF tool 9612'. Se observa que la empaquetadura se encuentra a 70,5' de distancia de la arena Ui.

Registros eléctricos

En la Figura 2 se muestra el registro eléctrico para la arena Ui. Se observan las zonas de pago, contacto agua petróleo, arenas sucias, petróleo móvil e inmóvil y agua.

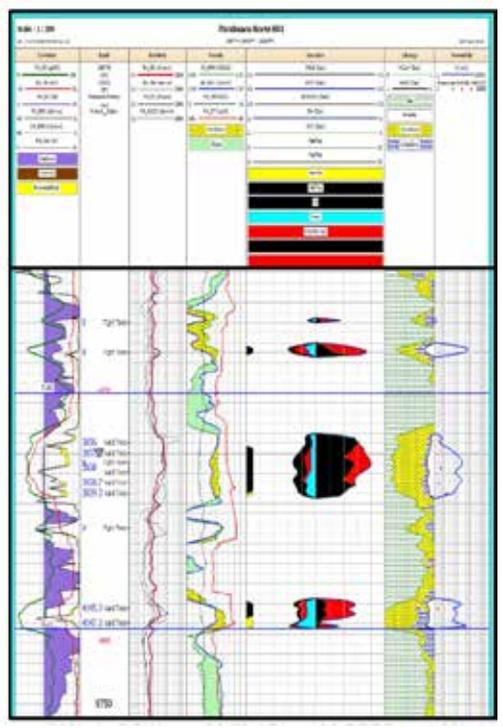


Figura 2. Registro eléctrico zona Ui, PRHN_01
Fuente: Petroamazonas EP

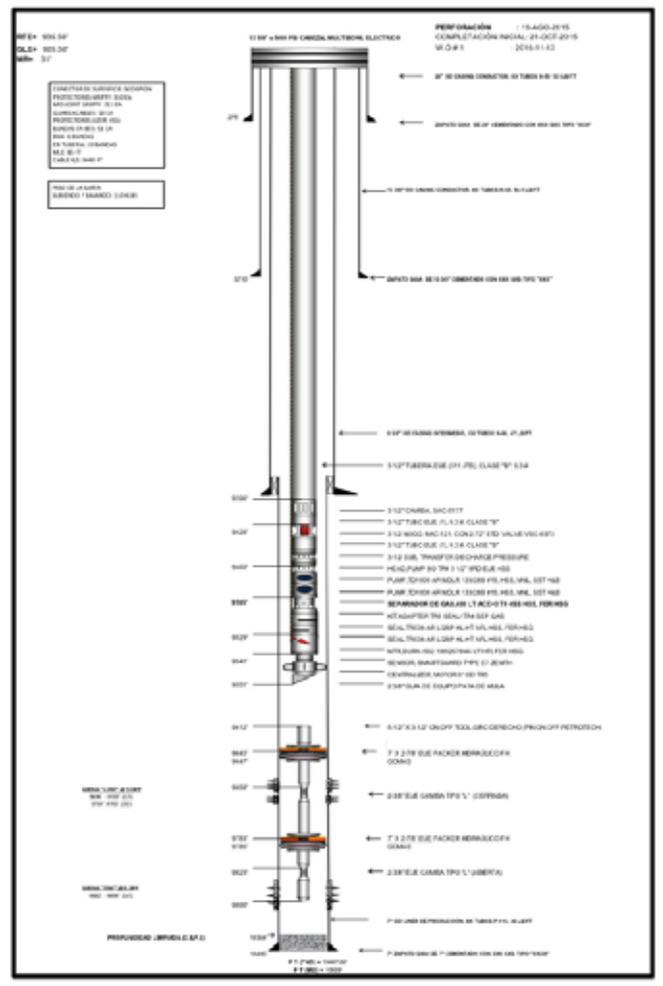


Figura 3. Estado mecánico W.O. #01 PRHN_01
Fuente: Petroamazonas EP

Registro de cemento

En la Figura 4 se muestra el registro de cemento para la arena Ui. Se observa una calidad de cemento mala tanto en tope como en base de la arena.

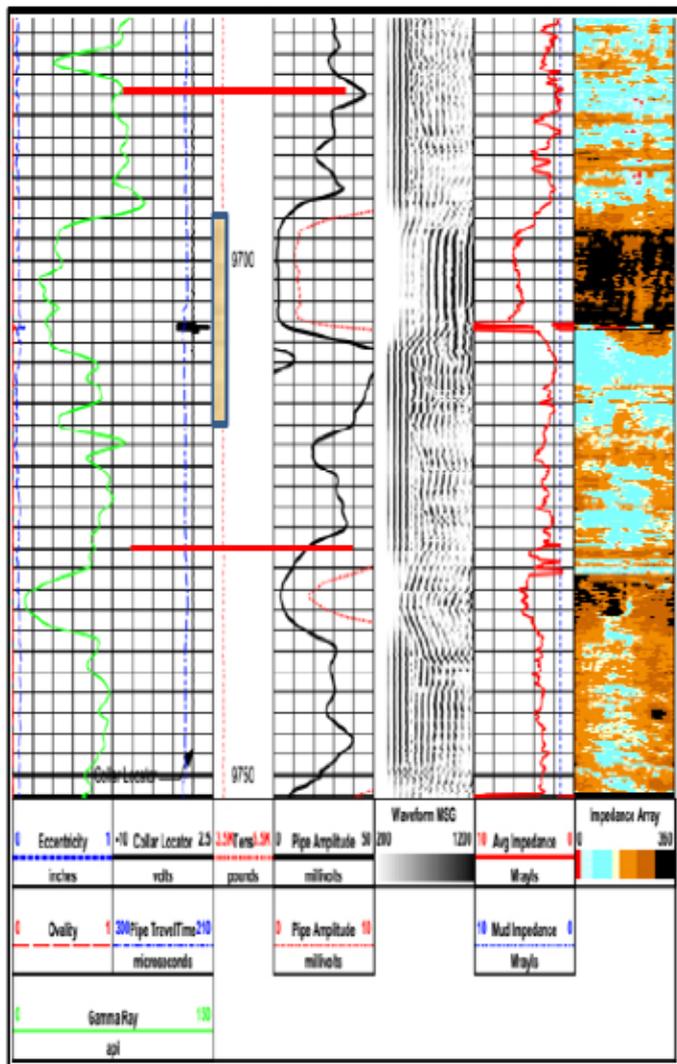


Figura 4. Registro de cemento zona Ui, PRHN_01
Fuente: Petroamazonas EP

Curva IPR

En la Figura 5 se muestra la curva de producción proyectada para la arena Ui. Se observan las curvas para daño y permeabilidad actual ($s=16,5$; $k=20,8$ md) y a daño y permeabilidad luego de la estimulación ($s=2$; $k=26$ md, $s=0$; $k=31,2$ md y $s=-2$; $k=41,6$ md; en las que se observan un incremento de producción de 80 BPPD a 323, 531 y 1125 BPPD respectivamente. La producción a condiciones actuales del pozo representa el 15% de la producción proyectada con estimulación a condiciones $s=0$ y $k=31,2$ md.

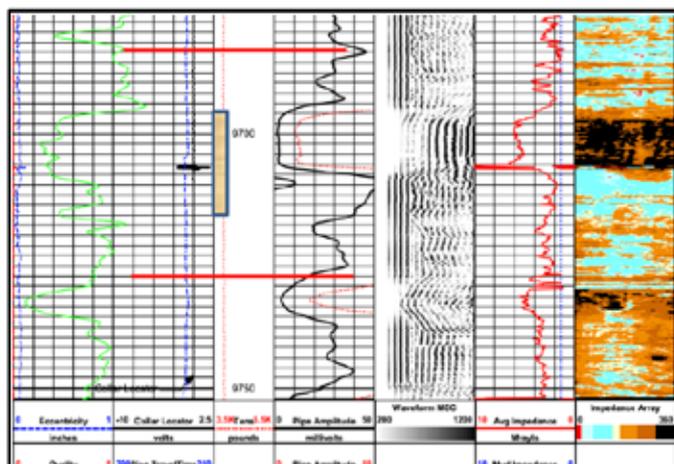


Figura 5. Curva IPR zona Ui, PRHN_01
Fuente: Petroamazonas EP

Discusión

Factibilidad técnica y método adecuado

La Tabla 4 resume los criterios expuestos para determinar la factibilidad técnica para estimular los pozos cerrados, y el método de estimulación más adecuado.

(1) PRH_04 ha tenido 24 reacondicionamientos de las cuales 14 han sido acidificaciones, se considera que el revestidor no está en condiciones óptimas para intervenir en primera instancia, se puede estimular luego de remediar.

(2) PRH_05 presenta pescado desde los 8227' por lo que en primera instancia no es factible estimular.

PRH_08, PRH_09 y PRH_21 presentan condiciones óptimas para estimular.

Tabla 4. Selección de método de estimulación en pozos cerrados

POZO	ARENA	DAÑO	k (md)	CEMENTO	ESTADO MECÁNICO	OBSTRUCCIÓN ARENA	ESTIMULACIÓN
PRH_04	BT	3,63	10,9	Bueno	Tapón 9687'	Ti	(1) No viable / Fractura
PRH_05D	Ti	4,6	103	Bueno	Pescado 8227'	BT - Li - Ts - Ti	(2) No viable / Acidificación
PRH_08	Ti	1,7	10,5	Bueno	-	-	Fractura
PRH_09	Ui	3	14,5	Bueno	Tapón 9657'	Ts - Ti	Fractura
PRH_21D	Ui	3,25	12	Bueno	-	-	Acidificación

La Tabla 5 expresa de forma más simple los criterios expuestos para determinar la factibilidad técnica para estimular los pozos abiertos, y el método de estimulación más adecuado.

(3) PRHN_01 presenta mala calidad sello en tope y en base, por lo tanto, la estimulación no es factible en primera instancia.



PRH_02, PRH_13 y PRH_18 presentan condiciones óptimas para estimular.

Tabla 5. Selección de método de estimulación en pozos abiertos

Perfil de producción

En la Tabla 6 se observa la producción actual por día de los pozos expuestos (573 BPPD, la producción proyectada luego de la estimulación (2647 BPPD y el incremento de producción por influencia de la estimulación de 2074 BPPD, incremento que se puede evidenciar en la Figura 6.

POZO	#WO/ FECHA	ESTADO	TRABAJO A REALIZAR	PROD ACTUAL BPPD	PROD. ESPERADA BPPD	INCREMENTO BPPD
PRH_02	#15 (09-mar-07)	Productor Ui	Fractura	260	555	295
PRH_04	#24 (05-jul-16)	Cerrado	Acidificación	0	53	53
PRH_05	#11 (22-may-12)	Cerrado	Pesca + acidificación	0	234	234
PRH_08	#4 (28-ene-08)	Cerrado	Fractura	0	485	485
PRH_09	#13 (4-oct-15)	Cerrado	Fractura	0	92	92
PRH_13	#4 (31-jul-15)	Productor Ui	Fractura	95	247	152
PRH_18	#3 (29-ago-15)	Productor Ui	Acidificación	138	337	199
PRH_21	#3 (2-mar-15)	Cerrado	Acidificación	0	113	113
PRHN_01	#1 (13-Nov-16)	Productor Ui	Squeeze + Fractura	80	531	451
TOTAL				573	2647	2074

Fuente: Petroamazonas EP



Figura 6. Perfil de producción PRH

Fuente: Petroamazonas EP

Conclusiones

Los pozos seleccionados para este estudio representan las características de los pozos y zonas aledañas de acuerdo a su distribución en el mapa de profundidad de la arena en es-

tudio (BT, Ti, Ui).

- En las curvas de análisis nodal se seleccionó el intervalo intermedio (s= 0 y 1,5k) pues se considera como el caso que representa condiciones reales para determinar la influencia de la estimulación en la producción en los pozos expuestos en el estudio.
- La optimización de producción mediante técnicas de estimulación se hace factible al obtener un incremento proyectado de producción de 2074 BPPD.
- La aplicación de técnicas de estimulación es técnicamente factible para los pozos PRH_02, PRH_08, PRH_09, PRH_13, PRH_18, PRH_21.
- La aplicación de técnicas de estimulación no es técnicamente factible para los pozos: PRH_04 por las numerosas intervenciones de reacondicionamiento, PRH_05 por presencia de “pesca-do” y PRHN_01 por mala calidad del cemento sello.

Recomendaciones

- Se recomienda realizar la estimulación como medida para la optimización de producción del campo Parahuacu.
- En los pozos PRH_13 y PRH_21 se propone realizar acidificación de areniscas como técnica de optimización de producción.
- En los pozos PRH_02, PRH_08, PRH_09 y PRH_18 se propone realizar fracturamiento hidráulico como técnica de optimización de producción.
- En el pozo PRH_04 se propone realizar una prueba de presión al revestidor para determinar su integridad y luego realizar una fractura hidráulica como técnica de optimización de producción.
- En el pozo PRH_05 se propone retirar el pescado que impide la intervención a las zonas productoras, luego de este procedimiento realizar acidificación de areniscas como técnica de optimización de producción.
- En el pozo PRHN_01 se propone realizar una fractura hidráulica como técnica de optimización de producción con la previa revisión y reparación del cemento sello.

- Se recomienda realizar pruebas de presión después de una estimulación o de manera periódica, la falta de información dificulta la selección de técnicas adecuadas.
 - Se recomienda la circulación de limpieza de pozo luego de la estimulación (para recuperar el ácido o recuperar los ripios) puesto que los finos que se acumulan en el fondo del pozo, provocan una rápida declinación de la producción del pozo y problemas en las bombas y en los equipos de superficie.
 - Se recomienda realizar pruebas de integridad del revestidor de manera que se logre identificar si es factible una intervención de estimulación sin riesgo de afectar la completación.
- [12] Pozo, D. (2001). Estudio del sistema de bombeo hidráulico en el campo Parahuacu.
 - [13] Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador. (2014). Reservas de petróleo crudo y gas del país., (pág. 5). Quito.
 - [14] Silva, C. (1991). Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Ciudad de México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
 - [15] JTerán, A., & Silva, V. (2015). Estimulación de pozos. Barinas: Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales "Ezequiel Zamora", Ministerio de Educación de la República Bolivariana de Venezuela.
 - [16] Vistín, J. (2013). Análisis de causa-raíz en los trabajos de reacondicionamiento de pozos del bloque Pindo, valoración de resultados y lecciones aprendidas. Quito: Universidad Central del Ecuador

Referencias bibliográficas

- [1] Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). La cuenca Oriente: Geología y Petróleo (1° ed., Vol. 144).
- [2] Collaguazo, C. (septiembre de 2011). SlideShare. Obtenido de https://www.slideshare.net/jcsz_fob/eprn-bombeo-hidraulico
- [3] Escuela de Petróleo de la Patagonia. (2016). Blog Petrolero de la Escuela de Petróleo de la Patagonia. (E. d. Patagonia, Editor) Obtenido de <http://blog-petrolero.blogspot.com/2009/08/reservas-probadas-probables-y-possibles.html>
- [4] Garaicochea, F. (s.f.). Apuntes Estimulación de Pozos. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- [5] Garzón, D. (mayo de 2012). SlideShare. Obtenido de <https://es.slideshare.net/gabosocorro/bombeo-tipo-jet-gr-1>
- [6] Llerena, H. (junio de 2015). Fracturamiento Hidráulico. Quito: Halliburton.
- [7] Mazapanta, J., & Revelo, S. (2013). Optimización de la producción mediante cambios de sistema de extracción a PCP, PL, LRP en pozos con baja productividad, alta producción de gas y problemas mecánicos en el Bloque Bermejo (BN, BS, ER).
- [8] Pazmiño, J. (2004). Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico. Quito: Petroecuador.
- [9] Petroamazonas Ep. (2016). Aspectos generales del campo Parahuacu y sus características principales. Quito.
- [10] Petróleos Mexicanos. (25 de Marzo de 2015). Pemex. Obtenido de http://www.pemex.com/ayuda/preguntas_frecuentes/Paginas/reservas_hidrocarburos.aspx
- [11] Pinto Arteaga, G. (2016). Guía de procedimientos para titulación en la modalidad de Estudio Técnico. Quito: Carrera de Ingeniería de Petróleos, Universidad Central del Ecuador.