



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTRATEGIA NACIONAL DE
PRODUCTIVIDAD DE POZOS**

Caso Práctico en el Activo Integral Veracruz

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

ESCUTIA ADUNA CARLOS ENRIQUE

Director de Tesis:

Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán.



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
OFICIO/FING/DICT/689/2014

SR. CARLOS ENRIQUE ESCUTIA ADUNA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación: **POR TESIS**, así como el tema y contenido propuestos por el **Dr. Jorge A. Arévalo Villagrán**, en calidad de **Director de Tesis**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

ESTRATEGIA NACIONAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS. CASO PRÁCTICO EN EL ACTIVO INTEGRAL VERACRUZ

- INTRODUCCIÓN
- I ANTECEDENTES DE LA ESTRATEGIA NACIONAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS
- II MARCO TEÓRICO DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS
- III PROCESO INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS
- IV PROYECTO DE MEJORAMIENTO DE PRODUCCIÓN. ACTIVO INTEGRAL VERACRUZ
- CONCLUSIONES

Por otra parte, le comunico que le ha sido asignado el siguiente jurado que tendrá como función básica, avalar su trabajo escrito y autorizar la réplica oral requerida para la obtención del título profesional, de acuerdo al Reglamento de Opciones de Titulación vigente

PRESIDENTE:	ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL
VOCAL:	DR. JORGE A. ARÉVALO VILLAGRÁN
SECRETARIO:	DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
1ER. SUPLENTE:	M.I. ALBERTO HERRERA PALOMO
2DO. SUPLENTE:	ING. FRANCISCO CASTELLANOS PAEZ

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de Administración Escolar, en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del trabajo escrito, el título de este.

Asimismo, le recuerdo que para optar por el título profesional, es necesario haber acreditado el 100% de los créditos establecidos en el plan de estudios, haber realizado el Servicio Social de acuerdo con la Legislación Universitaria y haber aprobado el examen de comprensión de lectura de un idioma extranjero, en términos de lo dispuesto por el Consejo Técnico.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
CD. Universitaria, D. F. a 27 de Junio de 2014
El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

ccp Coordinador de la Carrera
ccp Interesado

RESUMEN

La productividad de pozos representa un papel trascendental en la explotación de los yacimientos de hidrocarburos, no solo por ser una unidad multidisciplinaria, sino por ser la cadena medular que genera valor a la industria y por ende a las reservas de hidrocarburos del país.

Con el advenimiento de la declinación de Cantarell en el 2004, Petróleos Mexicanos se vio inmerso en un reto productivo, al pasar de 3 millones 454 mil barriles de aceite y 4,615 millones de pies cúbicos de gas por día (enero 2004), a la actual producción promedio de 2 millones 505 mil barriles de aceite y 6,460 millones de pies cúbicos por día¹; lo cual representa una caída en la producción de aceite del 27.4% y un aumento en la producción de gas del 40%.

Por ésta razón, desde el año 2005 Pemex Exploración y Producción, a través de la actual Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos, ha implementado un proyecto de productividad de pozos denominado "*Estrategia Nacional de Productividad de Pozos*", cuyo objetivo principal, hoy en día, radica en la optimización de pozos productores y la reactivación de pozos cerrados con posibilidad de reapertura. Con esto se busca mantener o incrementar la producción en cada una de las regiones productoras del país y hacer frente a la demanda energética nacional e internacional.

Así mismo, se vio la necesidad de crear un proceso homologado, sistemático y consistente que permita al equipo multidisciplinario de productividad realizar una evaluación más certera, a fin de fortalecer las metas de producción establecidas en el Programa de Ejecución de la Estrategia y abordar las oportunidades de optimización y reactivación de pozos de manera pronta y precisa.

¹ Enero 2014

ABSTRACT

The productivity of wells represents a major role in the exploitation of hydrocarbon reservoirs, not only for being a multidisciplinary unit , but for being the core value chain generates the industry and hence the hydrocarbon reserves of the country.

With the advent of the decline of Cantarell in 2004, Petróleos Mexicanos was immersed in a production challenge, going from 3 million 451 000 barrels of oil and 4,588 billion cubic feet of gas per day to the current average production of 2.5 mmbpd of oil and 6,545 mmpc per day; This represents a decline in oil production 27.4 % and an increase in gas production of 42.6 %.

For this reason, since 2005, Pemex E&P, through the current Management Branch Technical Resources, has implemented a project well productivity called "*National Strategy for Productivity of Wells*", whose main objective today lies in the optimization of producing wells and wells with reviving possibility of reopening. This seeks to maintain or increase production in each of the producing regions and deal with national and international energy demand.

Also, we saw the need for an approved , systematic and consistent process that allows the multidisciplinary team productivity a more accurate assessment , to strengthen production targets set in Program Implementation Strategy and address the opportunities optimization and reactivation of wells promptly and accurately.

Objetivos Específicos

Recopilar los antecedentes que dieron origen a la implementación de la Estrategia Nacional de Productividad de Pozos (ENPP) en PEP.

Dar a conocer los aspectos teóricos referentes a la Productividad de Pozos desde una perspectiva general y el nuevo enfoque de trabajo propuesto en el Proceso Integral de Productividad de Pozos como parte de la ENPP.

Desarrollar de forma práctica el Análisis Integral de Productividad de Pozos bajo el nuevo enfoque propuesto por la ENPP del PIPP para el Activo Integral Veracruz, donde se diagnosticarán las causas que provocan su baja productividad y se generarán alternativas de solución a fin de contrarrestar estos efectos y se determinará de manera probabilística el incremento de producción esperado a nivel Activo junto con la evaluación económica para un horizontes de 2 y 5 años.

ONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1 – ANTECEDENTES DE LA ESTRATEGIA NACIONAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS	3
1.1. ESTRATEGIA NACIONAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS 2005-2009	3
1.2. ESTRATEGIA NACIONAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS 2009-2010	5
1.3. ESTRATEGIA NACIONAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS 2011- 2012	6
1.3.1 <i>Compromisos de incremento en la producción.</i>	14
1.4. ESTRATEGIA NACIONAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS 2012-2013	14
1.5. PRINCIPALES PROBLEMAS QUE PRESENTAN LOS POZOS CERRADOS	16
CAPÍTULO 2 – MARCO TEÓRICO DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS	21
2.1. PRODUCTIVIDAD DE POZOS	21
2.1.1. <i>Sistema Integral de Producción (SIP)</i>	22
2.1.1.1. Yacimiento	23
2.1.1.2. Pozo	24
2.1.1.3. Instalaciones superficiales de producción	26
a) Cabezal y árbol de válvulas	26
b) Estrangulador	27
c) Línea de descarga	27
d) Válvula Multipuerto (Manifold)	28
e) Medidor de Flujo Multifásico Superficial	29
f) Separador	29
g) Tanque de almacenamiento	31
2.1.1.4. Sistemas Artificiales de Producción	31
a) Bombeo Mecánico (Beam Pump)	32
b) Bombeo de Cavidades Progresivas o PCP (Progressing Cavity Pump)	33
c) Bombeo Neumático (Gas Lift)	34
d) Bombeo Hidráulico tipo Pistón (Hydraulic Piston Pumping)	36
e) Bombeo Hidráulico tipo Jet (Hydraulic Jet Pumping)	38
f) Bombeo Electro-sumergible (Electrical Submersible Pump)	39
g) Plunger Lift	40
h) Sarta de Velocidad	41
i) Tubería Capilar (TC)	42
j) Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFTV)	43
k) Compresores a boca de pozo	44
2.2. FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO	46
2.2.1. <i>Principales factores que afectan la productividad de pozos</i>	46
2.2.2. <i>Factor de daño (S)</i>	48
2.3. METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS NODAL	51
2.4. REGISTROS DE PRODUCCIÓN	54
2.4.1. <i>Registros de Temperatura</i>	55

2.4.2.	<i>Registros de Flujo</i>	58
2.4.3.	<i>Registros de Ruido</i>	60
2.4.4.	<i>Registros de Densidad (Gradiomanómetro)</i>	61
2.4.5.	<i>Trazadores Radiactivos</i>	61
CAPÍTULO 3 – PROCESO INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS		63
3.1.	LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS DENTRO DE LA ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS (AIY)	63
3.2.	PROCESO INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS (PIPP)	63
3.2.1.	<i>Análisis Integral de Productividad de Pozos</i>	65
3.2.1.1.	Gestión de la Información	65
3.2.1.2.	Análisis a nivel yacimiento	67
a)	Análisis de aspectos geológicos.	67
b)	Análisis Petrofísico.	68
c)	Análisis de las propiedades de los fluidos en el yacimiento.	68
d)	Cálculo del volumen original de aceite y gas.	69
e)	Análisis del comportamiento histórico de presión y producción.	70
f)	Análisis de consistencia entre el modelo estático y dinámico	70
3.2.1.3.	Análisis a nivel de pozo	71
a)	Análisis histórico de perforación	71
b)	Análisis histórico de terminación	71
c)	Revisión de Estados Mecánicos	72
3.2.1.4.	Revisión del Sistema Integral de Producción	72
a)	Análisis del comportamiento Presión-Producción (Comportamiento de Afluencia)	73
b)	Condiciones de flujo de fluidos del Yacimiento al Pozo	74
c)	Análisis del comportamiento de flujo en la tubería de producción y en la red de tuberías superficiales (flujo multifásico vertical y horizontal)	76
d)	Análisis de Sistemas Artificiales de Producción	76
e)	Análisis de la Batería de Separación	77
f)	Análisis de las instalaciones superficiales. (Análisis Nodal)	78
3.2.1.5.	Generación de soluciones	78
a)	Estimulación	78
b)	Cambio de aparejo de producción	80
c)	Control de arena, agua y gas	81
d)	Optimización de zona disparada	84
e)	Cambio o adición de intervalo productor	85
f)	Remoción de incrustaciones	85
3.2.1.6.	Análisis técnico, económico y de riesgo	88
a)	Análisis Técnico	88
b)	Análisis de Riesgo	89
c)	Análisis Económico	92
3.2.1.7.	Selección de soluciones	93
3.2.1.8.	Documentación de Propuestas de Solución	93
3.2.2.	<i>Ejecución de Soluciones Integrales de Productividad de Pozos</i>	94
3.2.3.	<i>Evaluación de Soluciones Integrales</i>	95

3.3.	RETOS Y OPORTUNIDADES DENTRO DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS _____	96
3.3.1.	<i>Retos Técnicos</i> _____	96
3.3.2.	<i>Retos Tácticos</i> _____	96
3.3.3.	<i>Retos Económicos</i> _____	96
3.3.4.	<i>Retos Organizacionales</i> _____	96
CAPÍTULO 4 – PROYECTO DE MEJORAMIENTO DE PRODUCCIÓN. _____		97
4.1.	CUENCA DE VERACRUZ _____	97
4.1.1.	<i>Campo Tucán</i> _____	100
4.1.1.1.	Descripción del Campo Tucán _____	100
4.1.1.2.	Etapa de explotación y técnicas de recuperación incremental _____	102
4.1.1.3.	Interpretación sísmica y configuración estructural _____	103
a)	Modelo Estratigráfico _____	103
b)	Modelo Estructural _____	104
4.1.1.4.	Aspectos Geológicos y Petrofísicos _____	106
4.1.1.5.	Fluidos Producidos _____	107
4.1.2.	<i>Campo Norma</i> _____	108
4.1.2.1.	Descripción del Campo Norma _____	108
4.1.2.2.	Etapa de explotación y técnicas de recuperación incremental _____	110
4.1.2.3.	Interpretación sísmica y configuración estructural _____	110
4.1.2.4.	Aspectos Geológicos y Petrofísicos _____	111
4.1.2.5.	Fluidos Producidos _____	112
4.1.3.	<i>Campo Ámbar</i> _____	113
4.1.3.1.	Descripción del Campo Ámbar _____	113
4.1.3.2.	Etapa de explotación y técnicas de recuperación incremental _____	114
4.1.3.3.	Interpretación sísmica y configuración estructural _____	115
a)	Modelo estratigráfico _____	115
b)	Modelo estructural _____	116
4.1.3.4.	Aspectos Geológicos y Petrofísicos _____	117
a)	Yacimiento Gándara _____	117
b)	Yacimiento Cavalieri _____	118
c)	Yacimiento Laplace _____	119
d)	Yacimiento Fourier _____	121
e)	Yacimiento Kepler _____	122
f)	Yacimiento Galileo _____	123
g)	Yacimiento Uloa _____	125
h)	Yacimiento Uloa Profundo _____	126
4.2.	POZO NORMA-21 _____	127
4.2.1.	<i>Análisis a Nivel Yacimiento</i> _____	128
4.2.2.	<i>Análisis a Nivel Pozo</i> _____	128
4.2.3.	<i>Revisión del Sistema Integral de Producción</i> _____	135
4.2.4.	<i>Generación de Soluciones</i> _____	136
4.3.	POZO NORMA-34ST _____	138
4.3.1.	<i>Análisis a Nivel Yacimiento</i> _____	138

4.3.2.	Análisis a Nivel Pozo	139
4.3.3.	Revisión del Sistema Integral de Producción	141
4.3.4.	Generación de Soluciones	142
4.4.	POZO TUCÁN-42D	146
4.4.1.	Análisis a Nivel Yacimiento	146
4.4.2.	Análisis a Nivel Pozo	148
4.4.3.	Revisión del Sistema Integral de Producción	149
4.4.4.	Generación de Soluciones	151
4.5.	POZO ÁMBAR-6	152
4.5.1.	Análisis a Nivel Yacimiento	152
4.5.2.	Análisis a Nivel Pozo	157
4.5.3.	Revisión del Sistema Integral de Producción	159
4.5.4.	Generación de Soluciones	161
4.6.	POZO ÁMBAR-7	162
4.6.1.	Análisis a Nivel Yacimiento	162
4.6.2.	Análisis a Nivel Pozo	169
4.6.3.	Revisión del Sistema Integral de Producción	172
4.6.4.	Generación de Soluciones	175
4.7.	POZO ÁMBAR-8	176
4.7.1.	Análisis a Nivel Yacimiento	176
4.7.2.	Análisis a Nivel Pozo	182
4.7.3.	Revisión del Sistema Integral de Producción	184
4.7.4.	Generación de Soluciones	186
4.8.	POZO ÁMBAR-9ST	188
4.8.1.	Análisis a Nivel Yacimiento	188
4.8.2.	Análisis a Nivel Pozo	192
4.8.3.	Revisión del Sistema Integral de Producción	194
4.8.4.	Generación de Soluciones	197
4.9.	POZO ÁMBAR-10	197
4.9.1.	Análisis a Nivel Yacimiento	197
4.9.2.	Análisis a Nivel Pozo	202
4.9.3.	Revisión del Sistema Integral de Producción	204
4.9.4.	Generación de Soluciones	207
4.10.	PROMESA DE VALOR PARA EL ACTIVO INTEGRAL VERACRUZ	210
4.10.1.	Premisas en la estimación del valor de oportunidad para pozos de aceite y gas, Optimización y Reactivación para el AIV	211
4.10.2.	Pozos de Aceite	212
4.10.2.1.	Indicadores Económicos	213
4.10.3.	Pozos de Gas	214
4.10.3.1.	Indicadores Económicos	215
CONCLUSIONES		216

NOMENCLATURA	219
GLOSARIO	220
TABLAS Y FIGURAS	226
BIBLIOGRAFÍA	233

Introducción

En el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos (PEMEX) y sus Organismos Subsidiarios 2013-2017, se especifica la misión y visión que PEMEX tiene encomendadas:

Misión:

“Maximizar el valor de activos petroleros y los hidrocarburos de la nación, satisfaciendo la demanda nacional de productos petrolíferos con la calidad requerida, de manera segura, confiable, rentable y sustentable”.

Visión:

“Ser reconocido por los mexicanos como un organismo socialmente responsable, que permanentemente aumenta el valor de sus activos y de los hidrocarburos de la nación, que es ágil, transparente y con alto nivel de innovación en su estrategia y sus operaciones”.

Actualmente Pemex Exploración y Producción enfrenta un gran reto para mantener el ritmo de producción de hidrocarburos que satisfaga la demanda energética a nivel nacional e internacional, y administrar apropiadamente la declinación de la producción mediante el aprovechamiento eficiente de sus recursos naturales, materiales y humanos, garantizando el cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente.

Con base en lo anterior la Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos (SGRT) de PEP, a través de la Gerencia de Estrategias y Planes (GEP), fue la encargada de desarrollar la iniciativa de la Estrategia Nacional de Productividad de Pozos (ENPP); que tiene como objetivo establecer el Proceso Integral de Productividad de Pozos en PEP (Yacimiento-Pozo-Instalaciones superficiales), el cual tiene un enfoque que permite maximizar las oportunidades de mejoramiento de la producción de pozos y la explotación de campos en forma eficiente y oportuna, que contribuyan al mejoramiento e incremento de la producción de hidrocarburos en cada uno de los Activos de PEP. Esta metodología incluye la aplicación de mejores prácticas y lecciones aprendidas, homologación y sistematización del proceso de productividad de pozos y aplicación de innovaciones tecnológicas de acuerdo a las características de los yacimientos e identificación de las problemáticas particulares de cada pozo.

Para hacer realidad los objetivos de la ENPP, se tienen como iniciativas estratégicas: Aumentar el nivel de incorporación de reservas, administrar la declinación de los campos, implementar mejores prácticas y tecnologías para incrementar la productividad de los pozos, optimizar el desarrollo integral y rentable de campos, acelerar la entrada a producción de campos nuevos y la reactivación

de campos, optimizar los costos de producción, desarrollar el capital humano, incrementar la productividad laboral e implantar el programa estratégico tecnológico.

Para el horizonte 2012-2017 se estima la reactivación de 984 pozos de aceite, que representa el 27.68% del total de Pozos con posibilidad de reactivación y la optimización de 1,111 pozos de aceite, que equivalen al 11.73% del total de pozos candidatos a mejoramiento. Si se considera la producción promedio de aceite a febrero de 2013 con respecto al número de pozos productores a esa fecha, tenemos que un pozo de aceite tiene un $Q_o=429$ bpd, con una variación de 36 - 3911 bpd/pozo para la RMSO.

Esto generaría un incremento de 207 mbpd en la producción de aceite que ayudaría a sostener las metas establecidas en el Plan de Negocios de PEMEX 2013-2017.

El objetivo de este trabajo de tesis es mostrar la importancia y los beneficios de implementación del Proceso Integral de Productividad de Pozos (PIPP), para lo cual se tomará como bases el análisis de tres pozos de aceite y cinco pozos de gas, todos pertenecientes al Activo Integral Veracruz. Por sugerencia del asesor de esta tesis y del Activo, los nombres de los campos y pozos serán cambiados y la promesa de valor ésta será presentada para todo el Activo Integral.

Capítulo 1 – Antecedentes de la Estrategia Nacional de Productividad de Pozos

1.1. Estrategia Nacional de Productividad de Pozos 2005-2009

En el 2005, la Subdirección Técnica de Explotación (STE) implementó por primera vez un proyecto de productividad de pozos para la Región Sur en cada uno de los cinco Activos Integrales que lo conforman, como consecuencia a la fuerte declinación de producción que venía presentado la región, tal y como se puede apreciar en la figura 1.1.

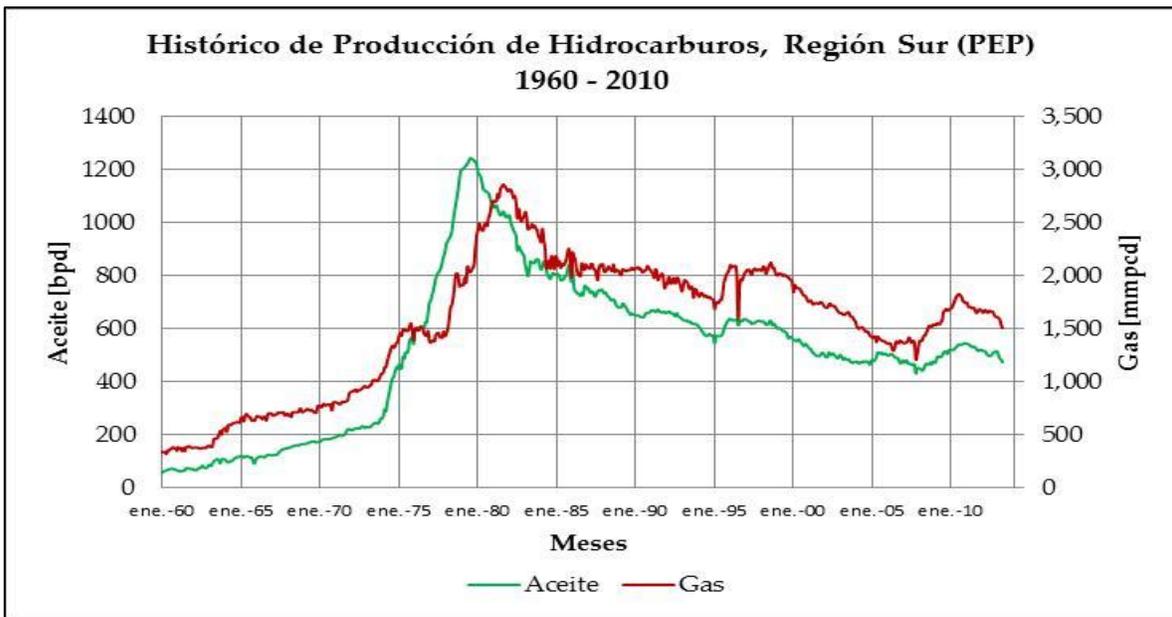


Figura 1. 1. Histórico de Producción, Región Sur (PEP).²

Con la implementación de la estrategia se logró un incremento puntual en producción de 136,327 bpd de aceite y 257 mmpcd de gas (Figura 1.2) como resultado de la intervención de 372 pozos con oportunidad identificadas mediante estudios integrales del sistema de producción (yacimiento – pozo – instalaciones superficiales).

Entre el año 2007 al 2009 se implementó la Estrategia Nacional de Productividad de Pozos (ENPP), ejecutándose 328 intervenciones a pozos de una cartera de 627 oportunidades de mejoramiento de producción, obteniéndose con ello, un incremento puntual de producción de 161,956 bpd de aceite

² Fuente: Pemex Exploración y Producción.

y 273.85 mmpcd de gas, rebasando la meta establecida inicialmente por la STE, como se puede apreciar en la figura 1.2.

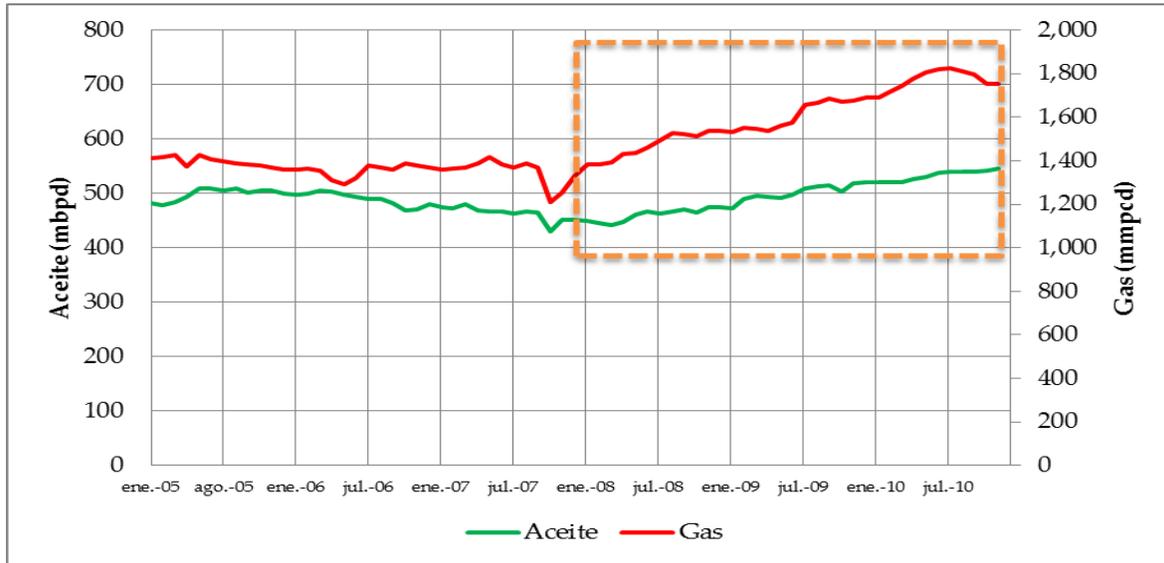


Figura 1. 2. Resultados del Proyecto de Productividad, Región Sur (2005-2010).

Con base en los resultados obtenidos en la Región Sur, se decidió masificar este concepto hacia las demás regiones productoras de PEP.

Tabla 1. 1. Compromisos y resultados de producción en Regiones de PEP.

Región	Compromisos	Oportunidades ejecutadas	Producción Obtenida
Norte	8,540 bpd	140	2,677 bpd
	117 mmpcd		76.09 mmpcd
Sur	43,164 bpd	156	72,248 bpd
	88.21 mmpcd		130.18 mmpcd
Marina Noreste	50,000 bpd	32	86,531 bpd
	18.2 mmpcd		31.58 mmpcd
Marina Suroeste	Ku-Maloob-Zaap sin compromiso por contener oportunidades ya dentro del POA ³		
Total	101,704 bpd 223 mmpcd	328	161,956 bpd 237.85 mmpcd

3 POA. Programa Operativo Anual, PEP.

1.2. Estrategia Nacional de Productividad de Pozos 2009-2010

Durante el periodo 2009 - 2010 se continuó con la estrategia de optimización de pozos y además se implementó un nuevo concepto enfocado a la reactivación de pozos cerrados, iniciándose como piloto en los Activos Integrales de Producción Bellota-Jujo en la Región Sur y Poza Rica – Altamira en la Región Norte.

En la Región Sur se documentaron 43 pozos con oportunidad de reactivación y optimización de un total de 48 pozos analizados, ejecutándose 10 intervenciones a pozos, de las cuales 4 oportunidades fueron a pozos cerrados (con una producción acumulada de 30,000 barriles de aceite) y 6 oportunidades en pozos productores (con una producción acumulada de 34,000 barriles de aceite).

En la Región Norte se documentaron 12 pozos con oportunidad de un total de 18 pozos analizados, con una producción acumulada de 1,302 barriles de aceite.

En función a los resultados obtenidos durante todo el proceso de desarrollo e implementación de la estrategia (2005-2009) en sus diferentes etapas y a los beneficios obtenidos tanto de producción como económicos, se decidió fortalecer la ENPP y alinearla a los compromisos estratégicos de las iniciativas de PEP para mantener y sostener los niveles de producción a nivel nacional. En la siguiente tabla se muestran los compromisos de producción establecidos por cada región de PEP.

Adicionalmente en el año 2010-2011 se realizó un diagnóstico de las principales causas que afectan el proceso de productividad de pozos. Se determinaron 521 causas clasificadas en siete categorías taxonómicas y 333 problemas diagnosticados. (Figura 1.3)

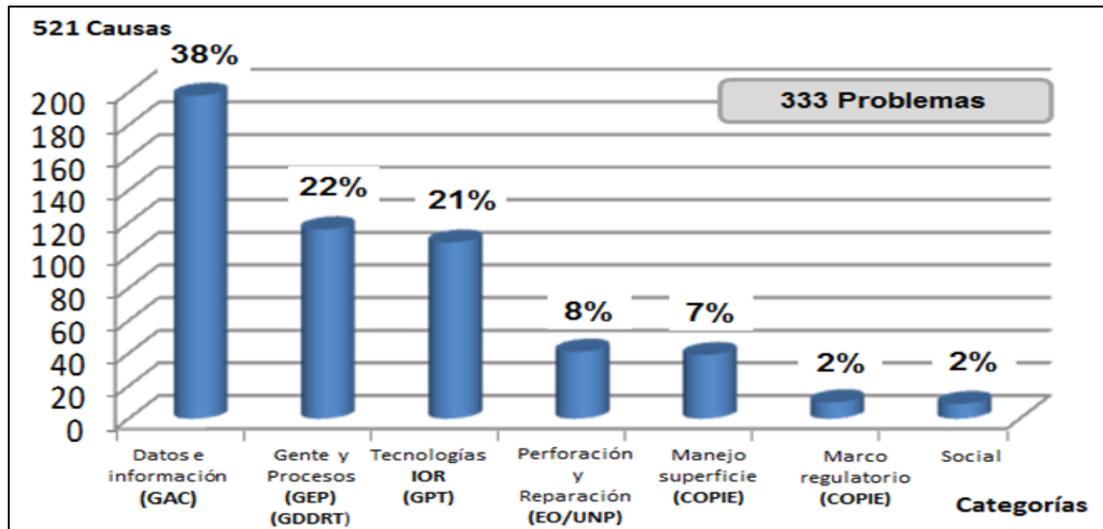


Figura 1. 3. Resultados del Diagnóstico, 2011.

1.3. Estrategia Nacional de Productividad de Pozos 2011- 2012

Para el 2011, el objetivo de la ENPP estuvo enfocada a la “*optimización y reactivación de pozos*” para el mejoramiento de la producción de los pozos activos y la reactivación de pozos cerrados con posibilidades, tomando como base la información del Estado de Pozos 2010 de PEP (Tabla 1.2), proporcionado por la Subdirección de Planeación y Evaluación, a fin de contribuir con las metas de producción establecidas por PEP, mediante el Proceso Integral de Productividad de Pozos (PIPP).

Tabla 1. 2. Estado de Pozos de los Activos de PEP, Diciembre 2010.

Región	Activo	Pozos Operando		Pozos Cerrados(6,343)		Total de pozos
		Productores	Inyectores	Con Posibilidad	Sin Posibilidad	
Sur	Samaria-Luna	202	14	62	165	443
	Bellota-Jujo	179	21	132	65	397
	Muspac	123	16	41	63	243
	Macuspana	61	2	48	31	142
	Cinco Presidentes	463	19	96	939	1,517
Norte	ATG	1,508	9	498	908	2,923
	Burgos	2699	0	657	413	3,769
	Veracruz	245	12	52	85	394
	Poza Rica - Altamira	1,417	70	728	926	3,141
Marina	Cantarell	189	14	64	198	465
Noreste	Ku-Maloob-Zaap	142	4	28	1	175
Marina Suroeste	Abkatun-Pol-Chuc	78	10	60	65	213
	Litoral de Tabasco	55	0	11	7	73
TOTAL		7,361	191	2,477	3,866	13,895

La Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos (SGRT), anteriormente STE, enfocó su objetivo en materia de productividad de pozos en proporcionar apoyo y soporte técnico a los equipos de productividad de PEP, para el mejoramiento de la producción de sus pozos, mediante la asesoría técnica orientada al análisis, diagnóstico, diseño de la solución y evaluación de problemas específicos de pozos de aceite y gas, así como efectuar cierre de brechas de conocimiento en productividad de pozos mediante la capacitación de personal en metodologías, procedimientos, conceptos técnicos y manejo de software especializado para simulación y diseño de soluciones. Se

creó además un documento guía, con procesos homologados, que sirviera de apoyo para dichos fines.

De igual forma, para el 2011 se incluyeron nuevos alcances y objetivos en la ENPP, como son:

- Definir y documentar la Estrategia Nacional de Productividad de Pozos “Optimización y Reactivación “2011.
- Identificar y documentar las áreas de oportunidad en lo referente a productividad de pozos en cada uno de los Activos Integrales de PEP.
- Documentar la estrategia de apoyo a cada Activo con base en las necesidades identificadas en el área de productividad de pozos.
- Documentar los proyectos desarrollados que contribuyan a alcanzar las metas de producción en cada Activo.
- Efectuar el programa de planeación de las actividades encaminadas al desarrollo del proyecto de productividad de pozos para la optimización o reactivación.
- Ejecución de programas de seguimiento operativo del desarrollo del proyecto de productividad de pozos para la optimización o reactivación.

Así mismo, la ENPP fue alineada a la iniciativa 1A, teniendo como objetivo sostener o incrementar la producción a corto y mediano plazo, mediante la implementación de mejores prácticas en el área de negocios, procesos, productividad, medio ambiente y seguridad industrial en el desarrollo de todas las actividades que permitan administrar en forma eficiente la declinación de los campos a través de la recuperación primaria y con la experiencia adquirida por la SGRT en el desarrollo e implementación de estrategias de productividad de pozos e identificando algunas de las problemáticas que dan origen a la declinación de yacimientos de aceite y gas, como son:

- Madurez de los yacimientos.
- Alta complejidad geológica.
- Yacimiento heterogéneo, formado por alternancia de arenas y arcillas cementadas por carbonatos.
- Rápido avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite.
- Bajos factores de recuperación.
- Altas tasas de declinación de producción.
- Baja relación producción-reservas.
- Dificultad en mantener los niveles de producción.
- Mala interpretación de registros.
- Yacimientos de crudos pesados.
- Falta de soporte técnico especializado.
- Desarrollo de tecnologías de nueva generación en las áreas de perforación, terminación y producción.

Por otro lado, y con base en el Estado de Pozos 2010, se lograron cuantificar las oportunidades de optimización y reactivación de pozos en las cuatro regiones productoras del país, con un total de 9,838 pozos, de los cuales el 25% corresponde a pozos con posibilidad de reactivación. Siendo los objetivos fundamentales de la ENPP la optimización de pozos productores y la reactivación de pozos con posibilidades, la figura 1.4 muestra que la mayor concentración de estos, para toda la Región Norte, se localiza en el Activo Poza Rica – Altamira con 728 pozos, seguido del Activo Burgos con 657 pozos, Activo ATG con 498 pozos y finalmente el Activo Veracruz con 52 pozos.

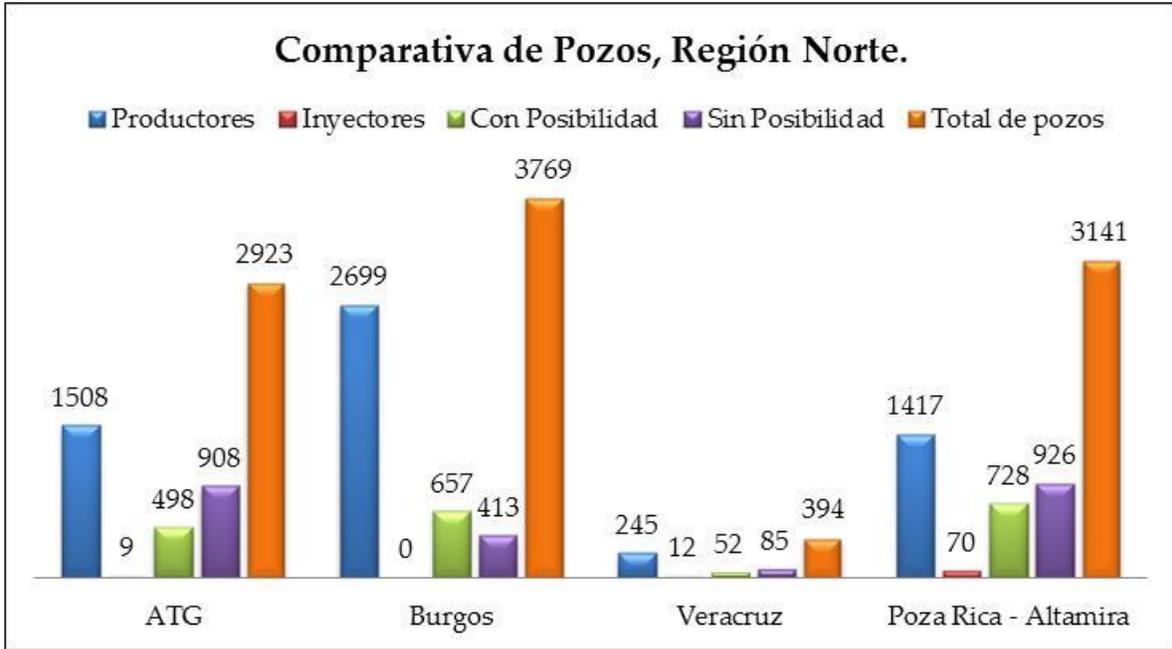


Figura 1. 4. Comparativa de pozos. Activos de Producción, Región Norte a Enero 2011.

De forma análoga podemos observar también que la mayor concentración de pozos productores se localiza en el Activo Burgos con 2699 pozos, seguido por el Activo ATG con 1508 pozos, Activo Poza Rica – Altamira con 1417 pozos y finalmente el Activo Veracruz con 245 pozos productores.

Para la Región Sur, la mayor concentración de pozos con posibilidades de reactivación se localiza en el Activo Bellota –Jujo con 132 pozos, seguido del Activo Cinco Presidentes con 96 pozos, el Activo Samaria – Luna con 62 pozos, el Activo Macuspana con 48 pozos y finalmente el Activo Muspac con 41 pozos con posibilidades de reactivación.

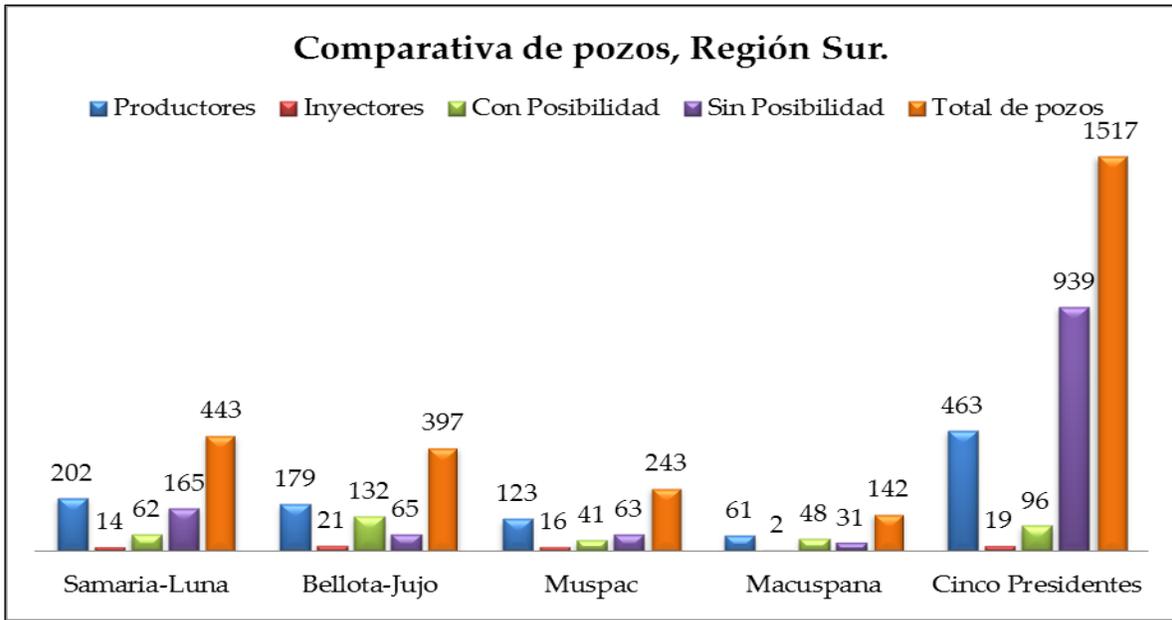


Figura 1. 5. Comparativa de pozos. Activos de Producción, Región Sur e Enero 2011.

Análogamente la mayor concentración de pozos productores se localiza en el Activo Cinco Presidentes con 463 pozos, seguido del Activo Samaria – Luna con 202 pozos, el Activo Muspac con 123 pozos, el Activo Macuspana con 61 pozos y finalmente el Activo Bellota – Jujo con 21 pozos productores.

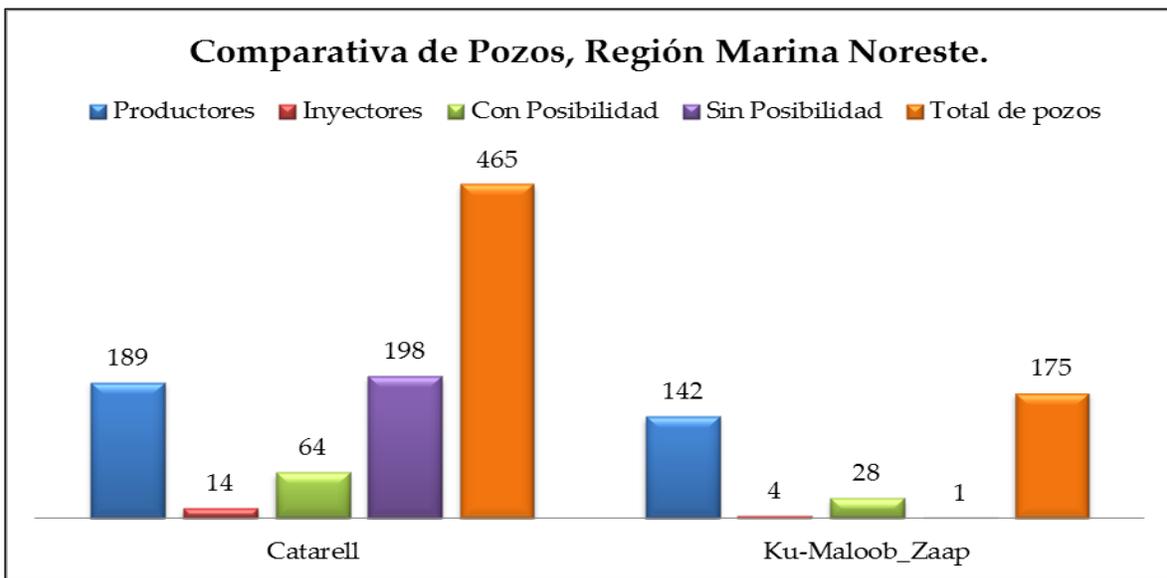


Figura 1. 6. Comparativa de pozos. Activos de Producción, Región Marina NE a Enero 2011.

En la Región Marina Noreste, la mayor concentración de pozos productores y pozos con posibilidad de reactivación se localiza en el Activo Cantarell con 189 y 64 pozos, respectivamente.

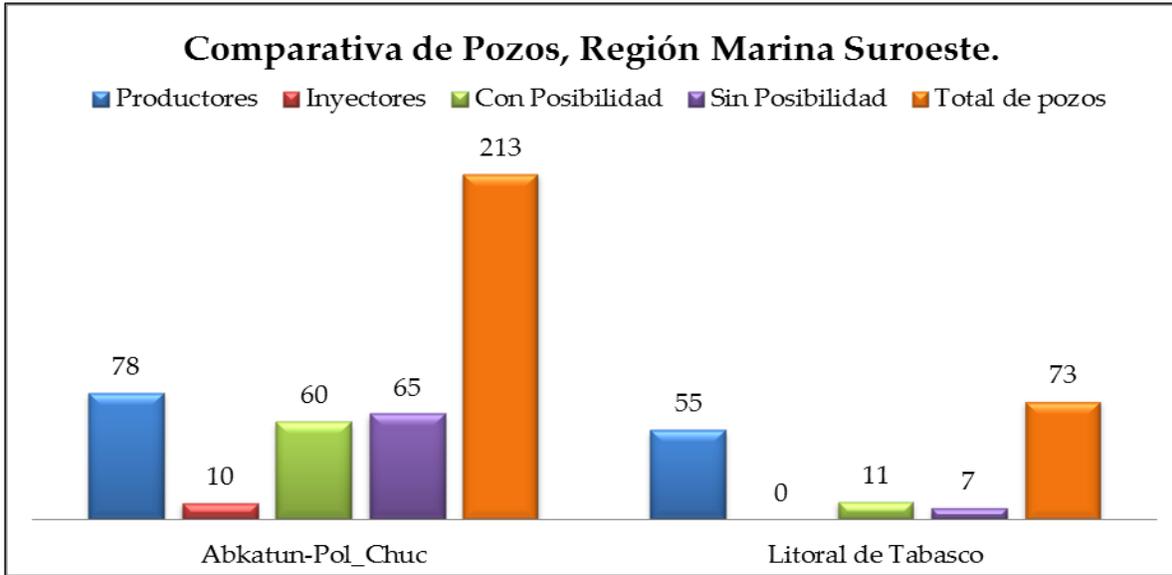


Figura 1. 7. Comparativa de pozos. Activos de Producción, Región Marina SO a Enero 2011.

Finalmente, la figura 1.7 muestra que el Activo Abkatun-Pol-Chuc, en la Región Marina Suroeste, presenta la mayor concentración de pozos con posibilidades de reactivación con 60 pozos y 78 pozos productores, en comparación con el Activo Litoral de tabasco que cuenta con 11 pozos con posibilidades de reactivación y 55 pozos productores.

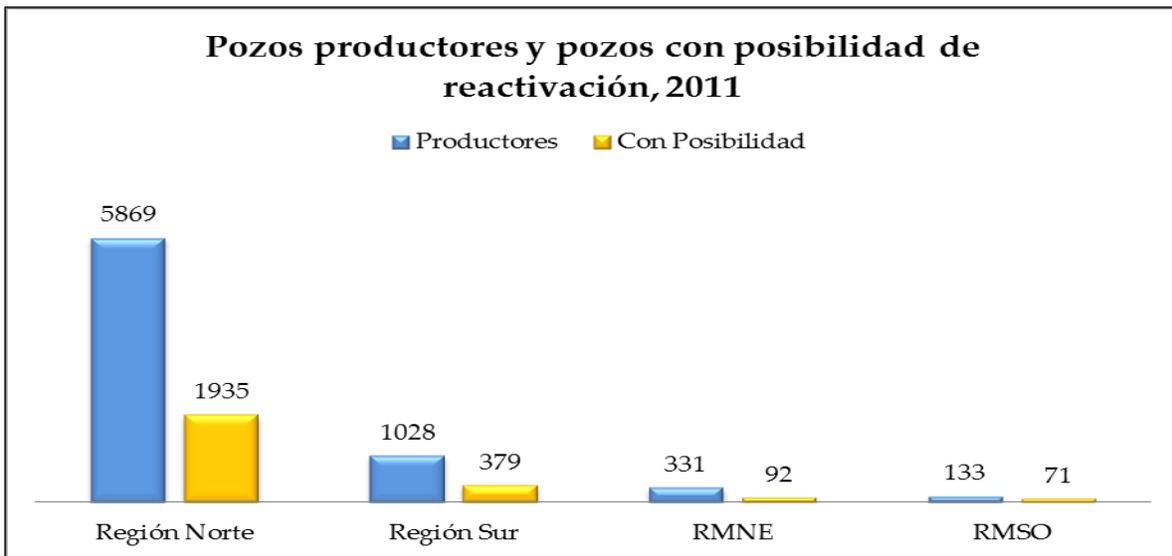


Figura 1. 8. Relación de pozos activos y con posibilidad de reactivación, PEP 2011.

Con base en la información anterior y al tiempo de respuesta necesario para el estudio de los pozos candidatos a mejoramiento y reactivación de producción, se estableció que las oportunidades identificadas a optimización (pozos productores) serían ejecutadas a corto plazo, mientras que las oportunidades identificadas como reactivación serían ejecutadas en el mediano y largo plazo.



Figura 1. 9. Distribución de pozos productores y pozos con posibilidades de reactivación, 2011.

Finalmente, se definieron las premisas económicas preliminares de la ENPP como se muestra en la tabla 1.3. Se estableció un periodo máximo de 3 años para evaluar aquellas oportunidades de optimización de pozos productores con un periodo de ejecución de 2 años y un periodo máximo de 10 años para evaluar aquellas oportunidades identificadas como reactivación de pozos también con un periodo de ejecución de 2 años.

Tabla 1. 3. Horizonte de evaluación, ENPP 2011.

	Optimización	Reactivación
Horizonte de evaluación	3 años	10 años
Horizonte de ejecución	2 años	2 años
Operaciones ejecutadas por región	5 pozos por mes	3 pozos por mes
Precio del barril	60 Dlls	60 Dlls
Paridad (Peso/dólar)	12 \$/Dlls	12 \$/Dlls
Tasa de descuento anual	12%	12%
Declinación por Región	Hiperbólica	Hiperbólica
Norte	D=5.05% anual y n=0.557945	D= 5.05% anual y n= 0.557945
Sur	D= 6.38% anual y n= 1	D= 6.38% anual y n= 1
RMNE	D= 8.38% anual y n= 0.00001	D= 8.38% anual y n= 0.00001
RMSO	D= 6.35% anual y n= 1	D= 8.38% anual y n= 0.00001
Impuesto aplicado a la utilidad	30%	30%

Tabla 1.3 (Continuación)

Costos de operación (Dlts/barril)		
Terrestre	15	15
Marino	20	20
Inversión máxima permitida por pozo en cada Región	Aquella que permita recuperar la inversión en un año.	Aquella que permita recuperar la inversión en tres años.

Para el 2012 el objetivo de la Estrategia Nacional de Productividad de Pozos estuvo enfocado a consolidar el Proceso Integral de Productividad de Pozos en PEP (sistema yacimientos – pozos – instalaciones superficiales), homologado, sistemático y consistentemente que permita incrementar la productividad y administrar la declinación de los pozos; a fin de fortalecer el cumplimiento de las metas de producción establecidas en el plan de negocios 2012-2026.

Tabla 1. 4. Estado de Pozos de los Activos de PEP, Diciembre 2011.

Región	Activo	Productores	Inyectores	Con Posibilidad	Sin Posibilidad	Total de pozos
Sur	Samaria-Luna	236	24	93	108	461
	Bellota-Jujo	156	23	138	70	387
	Muspac	121	18	41	22	202
	Macuspana	110	3	58	0	171
	Cinco Presidentes	410	20	33	660	1123
Norte	ATG	2,078	9	548	811	3446
	Burgos	2,864	0	580	382	3826
	Veracruz	263	12	45	108	428
Marina Noreste	Poza Rica - Altamira	1,580	56	610	1075	3321
	Cantarell	200	26	111	171	508
Marina Suroeste	Ku-Maloob-Zaap	147	5	33	1	186
	Abkatun-Pol-Chuc	77	6	40	63	186
	Litoral de Tabasco	59	0	13	14	86
TOTAL		8,301	202	2,343	3,485	14,331

Con base en la información del Estado de Pozos a diciembre 2011 se puede observar que la cantidad de pozos productores aumentó en 12.77 % y que la cantidad de pozos con posibilidad de reactivación disminuyó en 5.41% con respecto al año anterior. Esto no implica que el aumento en la cantidad de pozos productores haya sido neta y exclusivamente por la implementación de la ENPP;

debemos considerar que durante dicho periodo se incorporaron nuevos pozos por el área de perforación y algunos pozos sin posibilidad de reactivación fueron abandonados por los Activos.



Figura 1. 10. Comparativa general, Estado de Pozos, PEP.

Lo que sí resulta interesante es la reducción en la cantidad de pozos con posibilidades de reactivación, lo que nos hace pensar que se reincorporaron 134 pozos de los 103 que conformaban el proyecto piloto en el Activo de Producción Veracruz y en el Activo de Producción Poza Rica – Altamira.

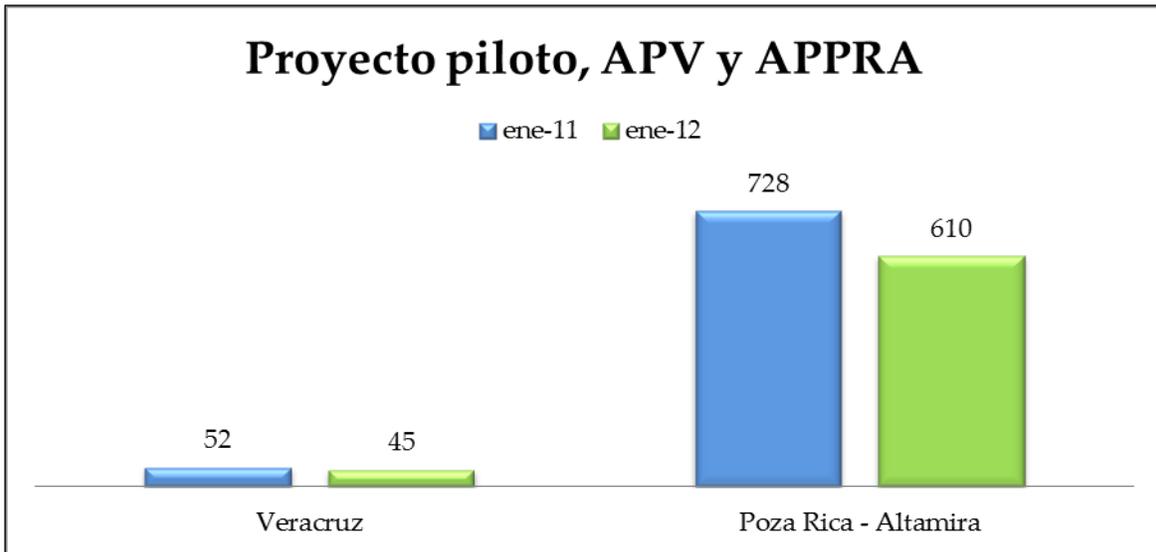


Figura 1. 11. Comparativa de pozos con posibilidades de reactivación.

1.3.1 Compromisos de incremento en la producción.

Después de ejecutar la Etapa de Difusión de la Estrategia Nacional de Productividad de pozos “Optimización y Reactivación” 2011 en cada uno de los Activos de la Región Sur y de la Región Norte, se establecieron compromisos de producción por Activo, con horizontes de evaluación y ejecución de 2 años y periodos de recuperación de la inversión de 1 año.

Tabla 1. 5. Distribución de oportunidades identificadas y pronósticos de producción esperados.

Región Norte	Región Sur	
No. Pozos: 156	No. Pozos: 134	Total de estudios de optimización y reactivación:
Optimización: 117	Optimización: 68	290 pozos
Reactivación: 39	Reactivación: 66	Producción esperada:
P-50 Producción: 4,121 bpd	P-50 Producción: 50,785 bpd	54,906 bpd

1.4. Estrategia Nacional de Productividad de Pozos 2012-2013

Durante el periodo 2012 – 2013 se estableció como meta la creación de los cuatro Centros de Productividad de Pozos (CPP), iniciando el prototipo en la Región Sur y definiendo su marco normativo y de gobernabilidad, cuya misión es apoyar en la solución de problemas de productividad de pozos para optimizar de manera integral el sistema *Yacimiento-Pozo-Instalaciones*, aplicando metodologías probadas, con personal experto⁴, promover el desarrollo integral del personal, proponer y asimilar tecnologías de punta, todo esto bajo las normas de seguridad y protección al medio ambiente.

La concepción de este *Centro de Soporte Técnico Especializado* fue establecer un modelo de colaboración para el Proceso Integral de Productividad de Pozos, permitiendo dotarle de una estructura que facilite la organización, planificación y supervisión de todas las acciones necesarias para conseguir una evolución progresiva hacia la toma de decisiones integrales.

Las funciones del Centro de Productividad de Pozos consisten en:

- Apoyo y asesoramiento a los Equipos de Productividad de Pozos.
- Formación de especialistas en Productividad de Pozos.
- Establecer lineamientos y guías de acciones de mejora.

⁴ Personal experto en áreas como Yacimientos, Geología, Geofísica, Petróleo, SAP, Estimulaciones, Fracturamiento, Perforación y Terminación de Pozos.

- Notificar a la Subdirección de Producción Regional los avances y resultados de los Equipos de Productividad de las oportunidades ejecutadas.
- Coordinación de los Equipos de Productividad de la Región.
- Seguimiento al Portafolio de Oportunidades de Productividad.

Así mismo se establecieron los objetivos del CPP que consisten en:

- Hacer uso eficiente de los recursos Técnicos Especializados en Producción de Pozos de PEP.
- Desarrollar especialistas en proyectos de productividad integral de pozos con potencial técnico y habilidades de liderazgo.
- Diseminar la cultura y entendimiento del nuevo modelo integral de productividad de pozos en las cuatro regiones de PEP.

Durante éste periodo se llevó a cabo la integración de cuatro equipos de productividad de pozos, tres para el AIV y uno para APPRA, cuyas actividades principales consistieron en:

- Introducir la metodología del Proceso Integral de Productividad de Pozos.
- Implementación y documentación del Proceso Integral de Productividad en proyectos pilotos.
- Revisión, evaluación y análisis de los procesos de productividad de pozos aplicados a los proyectos pilotos en los Activos APV y APPRA.
- Documentación de mejores prácticas desarrolladas en los proyectos pilotos.
- Desarrollo de 48 soportes técnicos en la caracterización sísmica y petrofísica de pozos de gas seco y húmedo.
- 46 evaluaciones post mortem de propuestas de productividad de pozos

Los logros obtenidos durante este proceso, para el AIV, consistieron en el estudio de 56 pozos de aceite y 82 pozos de gas, un estudio de SAP óptimo para campos de aceite y la construcción de una base de datos con información técnico por pozo.

Se realizó la intervención a 35 pozos de aceite y 67 pozos de gas, logrando un incremento en la producción de aceite de 1751 bpd y 49.97 mmpcd de gas. Con esto se logró tener una producción acumulada de aceite (Np) de 177 mbls y 22.54 Bpc.

En lo que respecta al Activo de Producción Poza Rica – Altamira, se realizó el estudio de 50 pozos cerrados, 30 validaciones de estados mecánicos, 15 fichas técnicas de pozos y 15 intervenciones a pozos cerrados con posibilidades de reactivación, logrando un incremento en la producción de aproximadamente 1000 bpd.

1.5. Principales problemas que presentan los pozos cerrados

Con base en el Estado de Pozos a enero 2013 (tabla 1.6) se lograron determinar, en forma porcentual, las 21 principales características que presentan los pozos cerrados, sean o no, candidatos a reactivación.

La figura 2.12 muestra que el 50% de los pozos están cerrados debido a la alta tasa de producción de agua, a la baja presión de fondo que registran, se encuentran en estudio o hay algún problema en las instalaciones superficiales. El otro 40% está relacionado a causas como la programación a reparación mayor o menor, alta RGA, tienen baja rentabilidad, están cerrados de forma intermitente o son pozos utilizados como testigos. El 10% restante está distribuido entre, trabajos de reparación mayor o menor, programados para estimulación y/o limpieza, baja demanda, producción de gas que afecta al yacimiento, tienen baja permeabilidad, presentan flujo intermitente, el fluido tiene alta viscosidad, se programaron instalaciones nuevas o están temporalmente sin poder reactivarse.

Tabla 1. 6. Estado de Pozos de los Activos de PEP, Enero 2013.

Región	Activo	Pozos Operando		Pozos Cerrados(6,201)		Total de pozos
		Productores	Inyectores	Con posibilidad	Sin posibilidad	
Sur	Samaria-Luna	277	12	126	130	545
	Bellota-Jujo	202	24	96	67	389
	Macuspana-Muspac	233	21	146	69	469
	Cinco Presidentes	541	20	217	809	1587
	ATG	2,656	17	711	694	4,078
Norte	Burgos	3,100	0	622	411	4,133
	Veracruz	263	12	56	130	461
	Poza Rica-Altamira	1,659	57	501	963	3,180
Marina	Cantarell	213	24	64	209	510
Noreste	KMZ	171	8	21	1	201
Marina	Abkatun-Pol-Chuc	90	10	65	65	230
Suroeste	Litoral de Tabasco	64	0	22	6	92
TOTAL		9,469	205	2,647	3,554	15,875

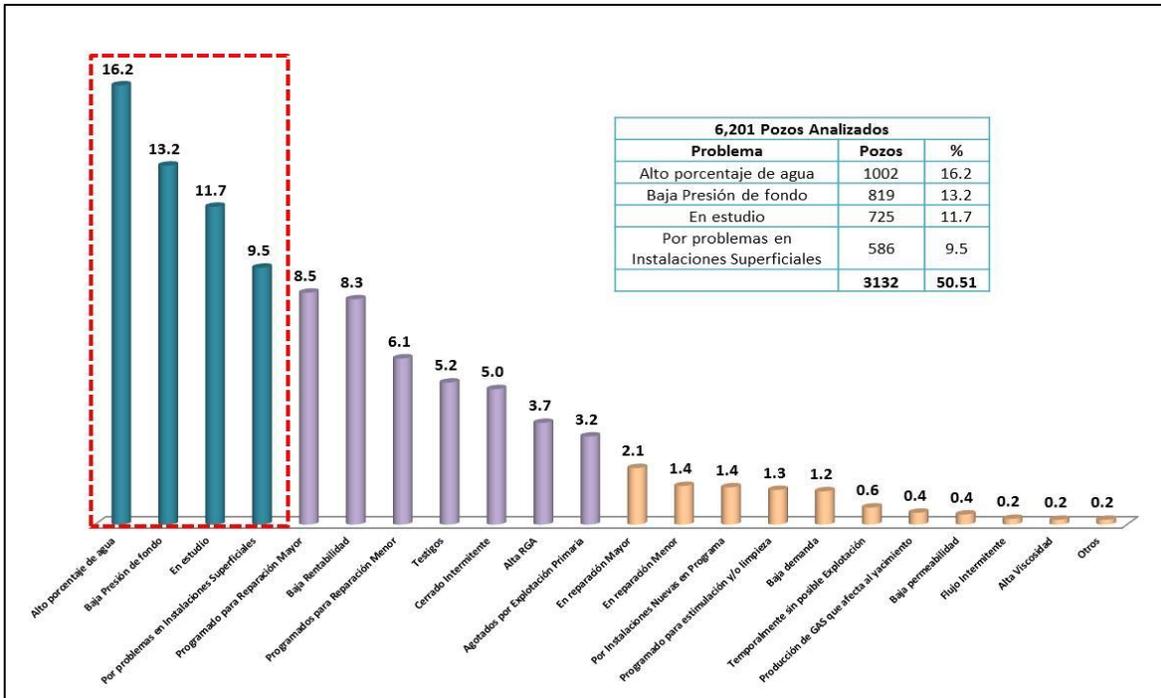


Figura 1. 12. Principales causas de cierre en pozos (%).

De los 9,469 pozos productores, el 71% opera con algún Sistema Artificial de Producción, concentrándose la mayor parte en la Región Norte principalmente en los Activos de Producción Burgos y ATG.

El 27% de los pozos son fluyentes, es decir, que producen de forma natural donde el fluido es impulsado a superficie con la propia energía del yacimiento, concentrándose la mayor parte de éstos en la Región Norte y en la Región Sur. El 2% restante son pozos intermitentes. (Tabla 1.7).

Tabla 1. 7. Estado de pozos productores, Enero 2013.

Pozos Productores					
	ACTIVO	Sistemas artificiales	Fluyentes	Intermitentes	TOTAL
RS	Samaria-Luna	184	90	3	277
	Bellota-Jujo	87	115	0	202
	Macuspana-Muspac	84	149	0	233
	Cinco Presidentes	361	180	0	541
RN	ATG	1881	678	97	2656
	Burgos	2640	460	0	3100
	Veracruz	64	199	0	263
	Poza Rica-Altamira	1136	480	43	1659
RMN	Cantarell	124	89	0	213
	KMZ	158	13	0	171
RMS	Abkatun-Pol-Chuc	22	68	0	90
	Litoral de Tabasco	0	64	0	64
TOTAL		6,741	2,585	143	9,469

Con base en el último Estado de Pozos (tabla 1.6), se tiene un universo de 15,875 pozos de los cuales 9,469 son productores (5,995 de aceite y 3,474 de gas), 2,647 pozos cerrados con posibilidad de reactivación, 3,554 pozos sin posibilidad de reactivación y 205 pozos inyectoros.

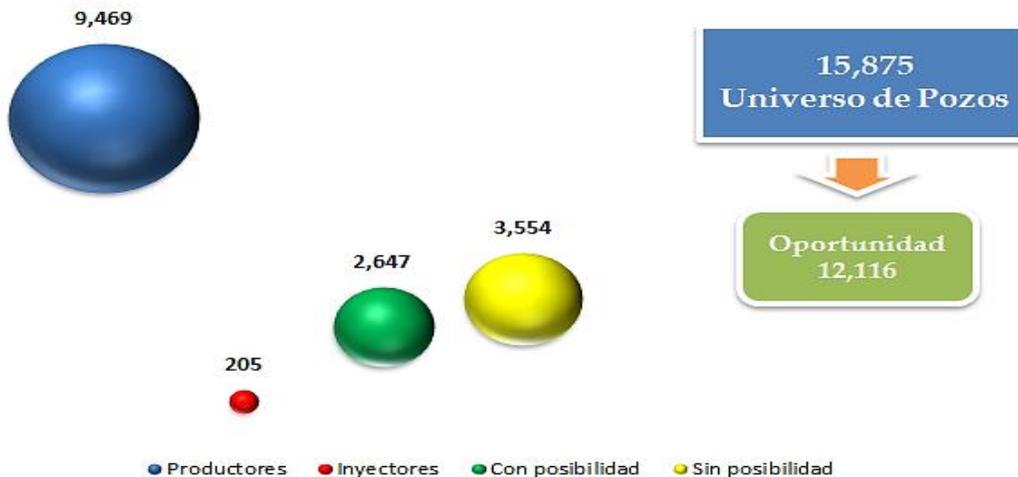


Figura 1. 13. Visualización de oportunidad.

La tabla 1.8 muestra el resumen de la producción de aceite por activo de PEP a febrero de 2013.

Tabla 1. 8. Producción promedio de aceite por Activo de PEP (Febrero 2013).

REGIÓN	Producción bpd	Productores Núm.	Gasto por pozo bpd
SUR	497,094	1,103	451
Samaria-Luna	187,943	277	678
Bellota-Jujo	132,385	202	655
Macuspana-Muspac	80,699	83	973
Cinco Presidentes	96,068	541	178
NORTE	154,903	4,354	36
Aceite Terciario del Golfo	72,361	2,656	27
Veracruz	8,626	39	221
Poza Rica-Altamira	66,822	1,659	40
Burgos	7,094		
MARINA NORESTE	1,318,317	384	3,433
Cantarell	448,142	213	2,104
Ku-Maloob-Zaap	870,175	171	5,089
MARINA SUROESTE	602,321	154	3,911
Litoral de Tabasco	314,127	64	4,908
Abkatun- Pool-Chuc	288,194	90	3,202
Total	2,572,635	5,995	429

Si se considera la producción promedio de aceite a febrero de 2013 con respecto al número de pozos productores a esa fecha, tenemos que un pozo de aceite tiene un $Q_o=429$ bpd, con una variación de 36 bpd/pozo para la Región Norte a 3911 bpd/pozo para la RMSO.

Para un horizonte de 5 años se estima la reactivación de 984 pozos de aceite, que representa el 27.68% del total de Pozos con posibilidad de reactivación y la optimización de 1,111 pozos de aceite, que equivalen al 11.73% del total de pozos candidatos a mejoramiento.

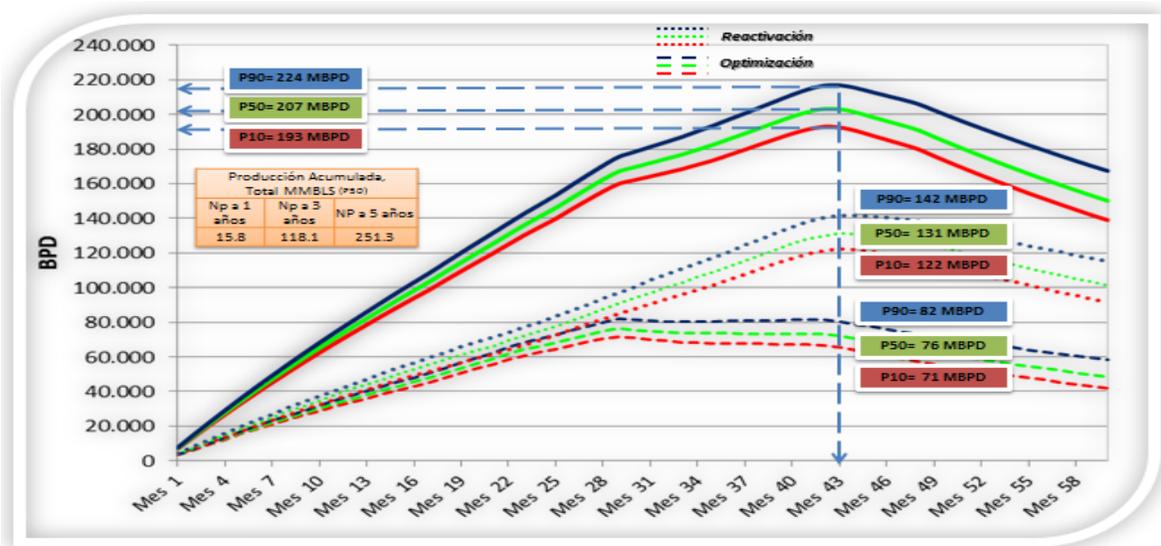


Figura 1. 14. Incremento en producción de aceite, Horizonte a 5 años.

Esto generaría un incremento de 207 mbpd en la producción de aceite que ayudaría a sostener las metas establecidas en el Plan de Negocios de PEMEX 2013-2017.

Capítulo 2 – Marco Teórico de Productividad de Pozos

2.1. Productividad de Pozos

La productividad de pozos es la relación del grado de utilización efectiva de cada uno de los elementos del Sistema Integral de Producción (yacimientos-pozo-instalaciones superficiales), y la optimización eficiente y eficaz de los recursos utilizados para maximizar la producción y el valor del negocio.



Figura 2. 1. Definición de Productividad de Pozos.

Una forma organizada de incrementar el factor de recuperación en la producción de yacimientos nuevos y maduros, requiere de una descripción detallada de los mismos, mediante la integración del modelo del yacimiento con la información de diversas áreas tales como geociencias, yacimientos, producción, operación y estudios de análisis de riesgo e incertidumbre que permitan elaborar un plan de explotación para los yacimientos.

Es necesario además que cada una de las etapas del ciclo de vida del yacimiento cuente con un programa eficiente de administración de la información (datos) que permita la adquisición, validación, análisis e interpretación y preservación de la información necesaria para caracterizar un yacimiento, incluyendo su evaluación costo-beneficio.

Actualmente el concepto de productividad de pozos incluye una visión integrada del sistema de producción: yacimiento – pozo – instalaciones superficiales, en consecuencia el diagnóstico y el diseño de la solución también debe ser integral para que se refleje en la recuperación de reservas del yacimiento.

El área de productividad de pozos es muy amplia y tiene entre otras actividades:

- Monitorear diariamente las condiciones de operación de los pozos.
- Realizar el análisis y el diagnóstico de anomalías a nivel de yacimiento, pozo o instalaciones superficiales.
- Efectuar propuestas técnicas para el mejoramiento de la producción dentro de las cuales se incluye la selección, diseño y optimización de sistemas artificiales de producción, o bien la elaboración de propuestas técnicas para la ejecución de tratamientos de limpieza, estimulación, fracturamiento, control de agua o arena en caso de que el pozo lo requiera o sea candidato.
- Realizar el análisis y diseño de pruebas de pozo.
- Evaluar la factibilidad de implementar nuevas tecnologías que permitan el aseguramiento de flujo o incrementar la producción de hidrocarburos.
- La selección y aplicación de tecnologías apropiadas para el manejo y transporte de fluidos.

2.1.1. Sistema Integral de Producción (SIP)

Se denomina Sistema Integral de Producción (SIP) al conjunto de elementos que transportan los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, enviándolos a las instalaciones de almacenamiento y comercialización. Dentro de sus elementos básicos tenemos al yacimiento, pozo, sistema artificial de producción, estrangulador, línea de descarga, separadores, equipo de procesamiento y el tanque de almacenamiento. Optimizar por completo el sistema trae como beneficio el incremento en la producción y la reducción de costos, lo que permite generar valor agregado.

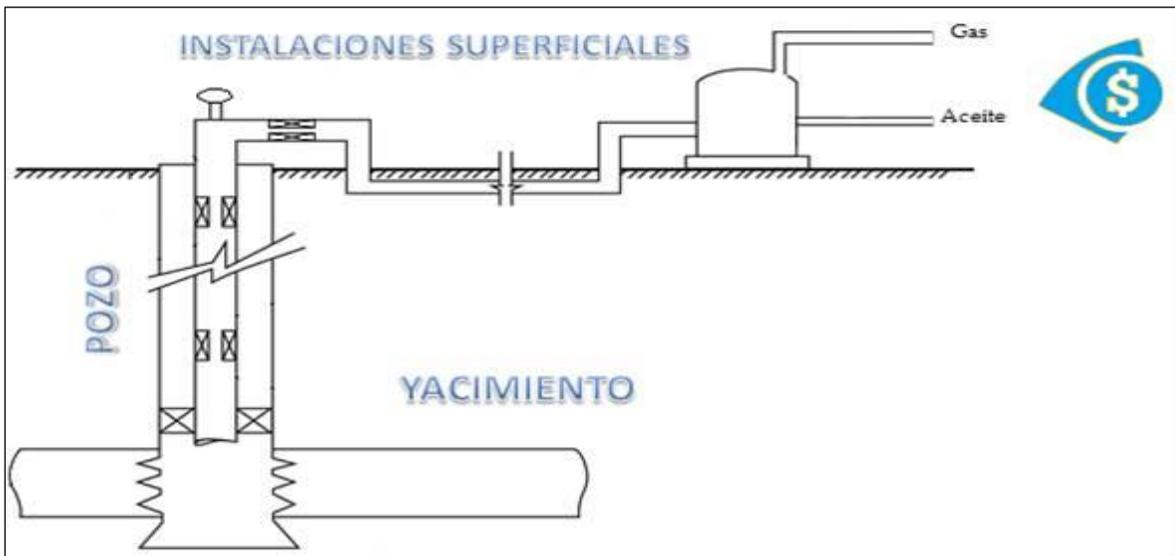


Figura 2. 2. Esquema del Sistema Integral de Producción.

2.1.1.1. Yacimiento

Podemos definir al yacimiento como la porción de una trampa geológica con acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, los cuales se encuentran almacenados en rocas porosas y/o fracturadas. Estas acumulaciones contienen un cierto volumen de agua distribuida en todo el yacimiento ocupando un determinado porcentaje del espacio poroso de la roca almacén, denominada como saturación de agua congénita (S_w).

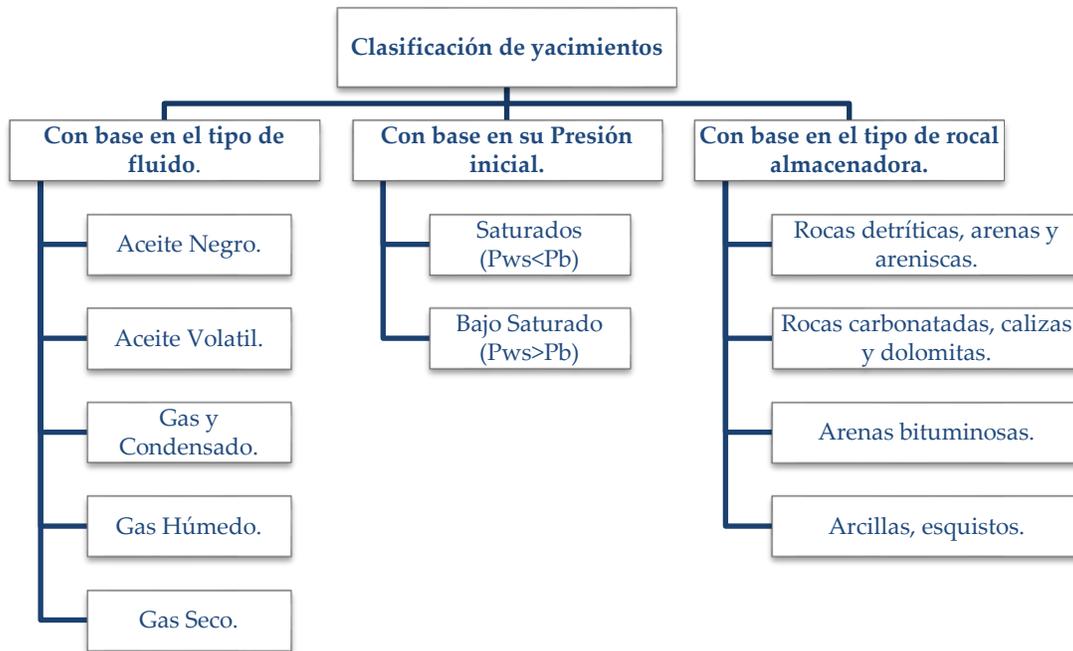


Figura 2. 3. Clasificación de yacimientos.

Los yacimientos pueden ser clasificados de diversas maneras, las más utilizadas en la industria petrolera son: Con base al tipo de fluido que contienen, con base a su presión inicial y al tipo de roca almacenadora. Otra clasificación que se ha usado desde ya hace varios años y que ha tomado fuerza en la última década, hace referencia al modo o complejidad de la explotación, clasificándolos como Yacimientos Convencionales y Yacimientos no Convencionales (*Shale Oil* y *Shale Gas*, así como también las arenas bituminosas).

El **potencial productivo** de un yacimiento es la capacidad que tiene este para aportar fluidos (q_L) ante un abatimiento de presión (ΔP) causado por el ritmo de explotación. Este potencial es de suma importancia a la hora de evaluar la capacidad productiva de los yacimientos, la cual depende del tipo de yacimiento, su mecanismo de desplazamiento y de otras variables como son la presión media del yacimiento, la presión estática a la altura de los disparos, permeabilidad, propiedades de los fluidos, saturación de fluidos, magnitud del daño, entre otros.

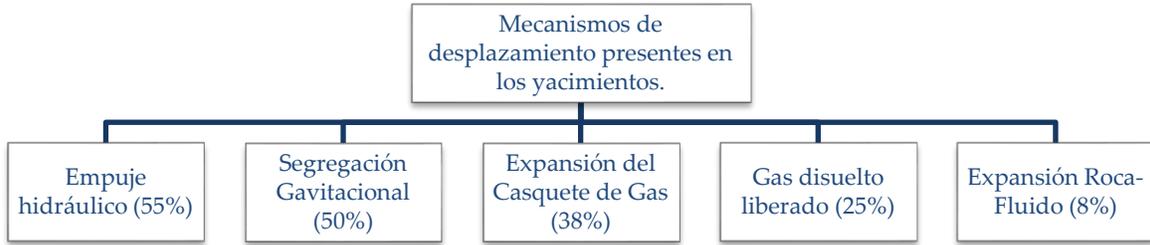


Figura 2. 4. Mecanismos de desplazamiento y sus factores de recuperación máximo (%).

El análisis sobre el yacimiento, dentro del contexto del Sistema Integral de Producción, está basado en dos procedimientos que permiten evaluar el comportamiento de la formación: (1) Índice de productividad y (2) la ecuación de Darcy. Aunque estos parámetros están relacionados, la variación de la presión sobre una región de la formación drenada por un pozo en particular hace necesario el uso de parámetros independientes como permeabilidad, espesor de la formación productora, viscosidad del fluido o mezcla de fluidos, factor de volumen y daño, para conseguir una mejor evaluación.

La ecuación de Darcy en su forma diferencial es la ecuación de flujo básica para el movimiento de fluidos dentro de un medio poroso, sin embargo ha sido necesario hacerle modificaciones de acuerdo al régimen de flujo, geometría, presión del yacimiento, entre otros y ajustarla a las condiciones específicas sobre lo que estemos trabajando.

Los fluidos dentro del yacimiento están regidos por cuatro fuerzas fundamentales: Fuerzas de presión, fuerzas empuje, fuerzas viscosas, fuerzas de gravedad, fuerzas de inercia, y para describir el movimiento de los fluidos dentro del medio poros tenemos las ecuaciones: Potencial de fluido, Ecuación de continuidad, Ley de Darcy, Ecuación de momento y las Ecuaciones de estado, combinando todo con el uso de las ecuaciones de porosidad y compresibilidad para describir el medio poroso (roca).

2.1.1.2. Pozo

Un pozo es un conducto estable, acondicionado con tuberías de acero y otros elementos con el fin de establecer un flujo de fluidos controlado desde el yacimiento hasta la superficie.

Un pozo fluyente es aquel que, con la energía propia del yacimiento, es capaz de vencer las caídas de presión que ocurren a través del medio poroso, la tubería vertical, estrangulador y la línea de descarga, consiguiendo así que los fluidos del yacimiento lleguen hasta el separador. Para que un pozo fluyente comience a producir es necesario que exista una diferencia de presión (ΔP) entre el yacimiento y el pozo, lo cual ocasiona el movimiento de los fluidos.

Un pozo intermitente es aquel que, cuando su energía disponible disminuye, las condiciones de flujo cambian y modifican su explotación. En algunos casos los pozos fluyentes continuos se convierten en fluyentes intermitentes, es decir, el pozo comienza a producir por impulsos, dando lugar a periodos de producción de cierta duración, seguidos de periodos sin producción. Cuando los periodos sin producción se alargan, el pozo es catalogado en una nueva modalidad de producción conocido como pozo intermitente.

Los pozos con SAP, son pozos optimizados con algún mecanismo de levantamiento artificial, como puede ser el Bombeo Mecánico, Bombeo de Cavidades Progresivas, Gas Lift, Bombeo Hidráulico (tipo pistón o tipo Jet), Bombeo Electro-sumergible, Tubería Capilar, Sarta de Velocidad o Compresores a boca de pozo.

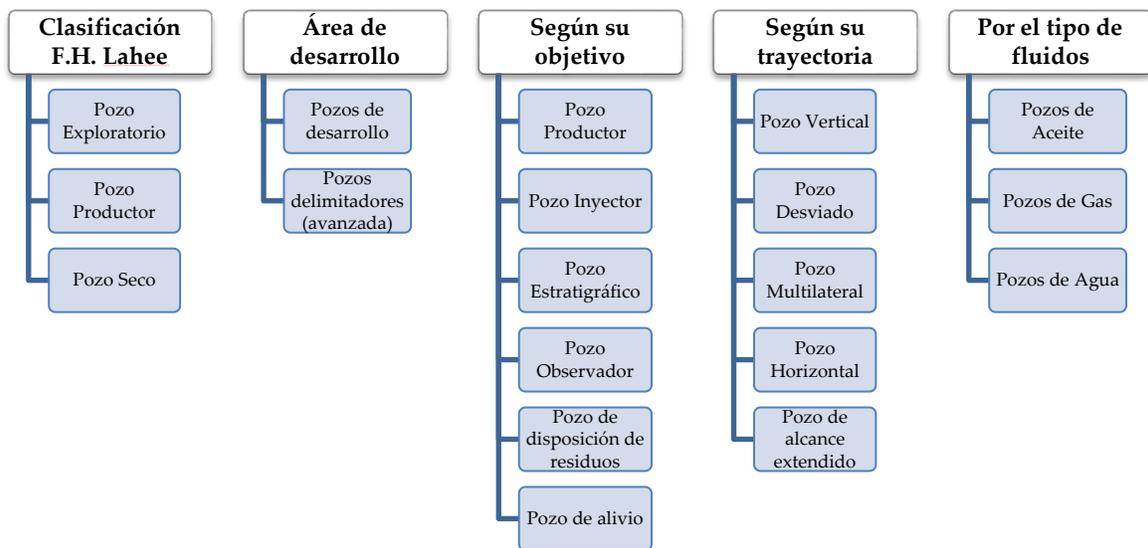


Figura 2. 5. Clasificación de los pozos en la Industria de Explotación.

Como la energía del yacimiento se va agotando con el tiempo debido a los ritmos de explotación, la presión de fondo fluyendo también disminuye y no es posible que se levante la columna de fluidos hasta la superficie, lo que provoca un llenado parcial del pozo. Los SAP proveen al fluido la energía necesaria para transportar dicha columna hasta la superficie.

Para determinar el gasto de producción y diagnosticar apropiadamente un pozo fluyente es necesario considerar factores como el comportamiento del flujo de fluidos de la formación al pozo (comportamiento de afluencia), capacidad de flujo ($k \cdot h$), comportamiento de flujo en la tubería vertical (tubería de producción y/o espacio anular), flujo a través de la tubería horizontal (estrangulador y línea de descarga) y en sí, todas las instalaciones superficiales.

2.1.1.3. Instalaciones superficiales de producción

Es el conjunto de elementos que permiten transportar los fluidos del yacimiento que salen del árbol de válvulas y son transportados a través de toda la red de tuberías que los llevarán al punto de entrega final. A continuación se describen los elementos que conforman las instalaciones superficiales de producción.

a) Cabezal y árbol de válvulas

El árbol de válvulas es un conjunto de conexiones, válvulas y otros accesorios instalado sobre el cabezal del pozo con el propósito de controlar la producción y establecer la conexión entre el pozo y la línea de descarga y permite además realizar operaciones como estimulación o toma de registros. Existen diferentes diseños, todos tienen la particularidad de que se unen al cabezal de la TP usando un anillo de metal como sello. Los tipos principales difieren en la conexión que tienen con la válvula maestra, la cual puede ser mediante rosca o con brida. La norma API 6A establece el rango de presión máxima de operación de acuerdo al diseño del árbol de válvulas.



Figura 2. 6. Árbol de válvulas.

Por otra parte, los cabezales son partes de la instalación que sirven para soportar las tuberías de revestimiento y proporcionar un sello entre las mismas, estos pueden ser Cabezal Intermedio o Cabezal Inferior.

El cabezal inferior, es un alojamiento conectado a la parte superior de la tubería superficial. Está compuesto de una concavidad para alojar el colgador de tubería de revestimiento (adecuado para soportar la siguiente TR); una brida superior para instalar preventores, un cabezal intermedio o un

cabezal de tubería de producción y una conexión inferior, la cual puede ser una rosca hembra, una rosca macho o una pieza soldable, para conectarse con la tubería de revestimiento superficial.

El cabezal intermedio, puede ser tipo carrete o un alojamiento que se conecta a la brida superior del cabezal subyacente y proporciona un medio para soportar la siguiente tubería de revestimiento y sellar el espacio anular entre esta y la anterior. Está compuesto de una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad.

b) Estrangulador

Es un aditamento que se instala en los pozos productores con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos, es decir, permite tener un gasto deseado. Dentro de las principales razones para instalar un estrangulador tenemos la de conservar la energía del yacimiento asegurando una declinación más lenta de su presión, prevenir la confinación de agua, prevenir o reducir la producción de arena, regular la producción de parafinas al reducir los cambios de temperatura y sobre todo, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.

Su instalación puede ser directamente en el árbol de válvulas del pozo, en un niple de distribución o en el fondo de la tubería de producción.



Figura 2. 7. Estrangulador en boca de pozo.

c) Línea de descarga

Tubería de acero cuya finalidad es transportar la mezcla de hidrocarburos y agua desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación. Los costos específicos en el transporte tanto del aceite como

del gas disminuye cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si la mezcla de aceite-gas-agua se transporta en tuberías de diámetro óptimo, para su capacidad dada.



Figura 2. 8. Línea de descarga.

d) Válvula Multipuerto (Manifold)

Es una válvula que consta de 8 entradas con dos salidas, una salida común para producción y una salida seleccionable para prueba de pozos. Se pueden conectar hasta siete pozos, reservándose el octavo.

Su sistema de posicionamiento permite enviar individualmente cada uno de los pozos a la salida de prueba, sin interferir en la producción de los otros seis.



Figura 2. 9. Válvula Multipuerto en instalaciones costafuera.

El actuador inteligente incorpora un PLC que permite programar las operaciones de la válvula Multipuerto de acuerdo a las necesidades, e incorporar todo tipo de control en cuanto a mediciones, es decir, permite la automatización de la estación de flujo tanto en la parte de producción de crudo como en las pruebas de pozo.

e) Medidor de Flujo Multifásico Superficial

A diferencia de los separadores convencionales, los medidores de flujo multifásico, miden continuamente el flujo de aceite, gas y agua sin separar físicamente la corriente de flujo en fases de fluidos individuales. Los medidores de flujo multifásicos reciben los fluidos trifásicos directamente desde la línea de flujo, realizan las mediciones e inmediatamente devuelven los fluidos a la línea de flujo. Estos medidores muestran los resultados de las mediciones a los pocos minutos de ser puestos en operación.

La caída de presión producida en los medidores de flujo multifásico es significativamente menor que la que se produce en los separadores convencionales, lo que permite que las pruebas de pozos se realicen en condiciones de producción similares a las reales.

Los medidores de flujo ofrecen una amplia variedad de características:

- El medidor es capaz de medir flujo de gas y líquido.
- Su diseño no es intrusivo.
- Permite medir bajo cualquier condición de flujo.
- No le afectan los ambientes corrosivos.
- La caída de presión ocasionada a la entrada del fluido es muy baja o despreciable.
- Pueden manejar altas tasas de agua.

f) Separador

El separador es un cilindro de acero, en posición vertical u horizontal, utilizado en los procesos de producción de hidrocarburos. Permite disgregar la mezcla proveniente de los pozos en componentes básicos tales como aceite-gas. Adicionalmente, el recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como la arena y el agua.

Los principios en los que se basa la separación de la mezcla, para los campos petroleros, son principalmente por fuerza de gravedad, fuerza centrífuga, cambios en la cantidad de movimiento y fuerzas electroestáticas.

Los separadores pueden ser bifásicos o trifásicos, en ambos casos los equipos contienen accesorios internos de alta eficiencia que garantizan la remoción de elementos no deseados.

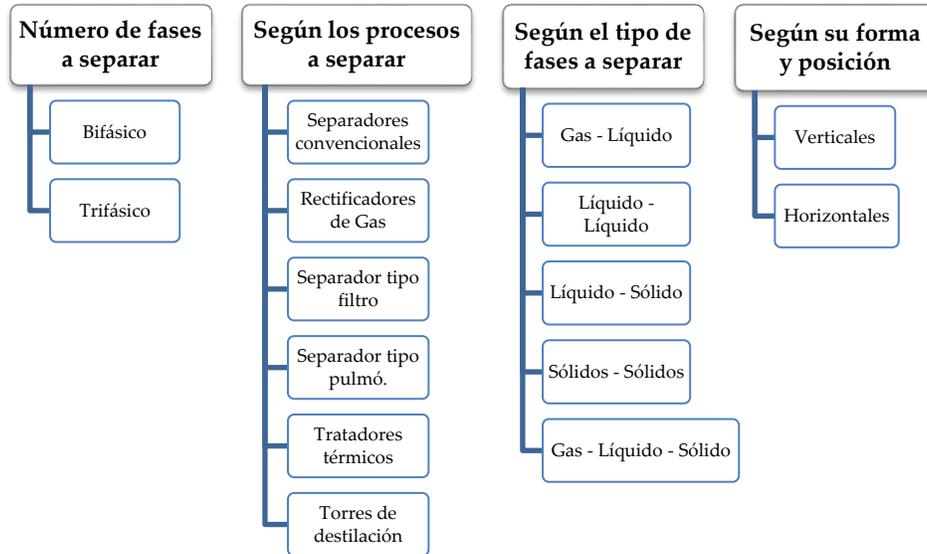


Figura 2. 10. Clasificación de Separadores.

Los separadores bifásicos son los más utilizados en la industria petrolera y su geometría (vertical y horizontal) está en función de la cantidad de crudo y gas con las que se trabaje.

Los rectificadores de gas, también conocidos como depuradores, son recipientes que no poseen capacidad de efectuar una separación gas-líquido cuando los volúmenes de líquidos son apreciables.

La función básica de un rectificador de gas es remover pequeñas cantidades de líquido de una mezcla generalmente gaseosa. Su diseño se fundamenta en la primera sección de separación, donde predominan elementos de impacto para remover partículas líquidas.

Por otro lado, los separadores tipo filtro son utilizados para mejorar la calidad del gas, permitiendo el arrastre de gotas de líquido menores a 5 micras. Usan el principio de aglomeración de gotas de líquido en un medio filtrante seguido de un medio eliminador de neblina.

El aglomerado más común y eficiente está compuesto de un filtro tubular de fibra de vidrio el cual es capaz de retener las partículas de líquido.

Los separadores tipo pulmón pueden recibir grandes volúmenes de líquido en forma irregular (flujo tipo oleaje). Su instalación es generalmente en sistemas de recolección de gas o en sistemas de flujo bifásico.

Los tratadores térmicos son separadores de tipo trifásico que poseen facilidades para filtrar y calentar los fluidos. Normalmente trabajan a bajas presiones para deshidratar los crudos.

Los separadores tipo Torre de Destilación permiten separar un fluido en con base a su composición deseada; para ello se utilizan procesos de equilibrio térmicos basados en la constante de equilibrio líquido-vapor.

g) Tanque de almacenamiento

Son recipientes metálicos de gran capacidad para almacenar la producción de uno o varios pozos.

Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de almacenamiento en tierra firme, o bien un buque-tanque, como el FPSO (*Floating Production Storage and Offloading* con una capacidad de 2.2 millones de barriles) usualmente utilizados en instalaciones costafuera. En la industria petrolera, los tanques pueden tener una capacidad de almacenamiento que va desde los 100,000 hasta 500,000 barriles. En México se cuenta con tanques de almacenamiento de 500,000 barriles.

2.1.1.4. Sistemas Artificiales de Producción

Los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) son equipos de mejoramiento de producción instalados en los pozos de baja productividad, tanto de aceite como de gas (figura 3.11), o simplemente con el fin de incrementar la producción de hidrocarburos. Estos equipos suministran energía adicional a los fluidos del yacimiento para que alcancen la superficie y puedan así incorporarse a las instalaciones superficiales de producción.

Existen diferentes tipos de SAP, cada uno con características operacionales específicas como profundidad, temperatura y volumen de operación, manejo de corrosión, densidad API, entre otros; por ello antes de seleccionar un SAP para un pozo en particular, es necesario que el Ingeniero de Producción tenga toda la información pertinente relacionada con el pozo. De esto dependerá la eficiencia en la operación del SAP y por ende el mejoramiento de la producción.

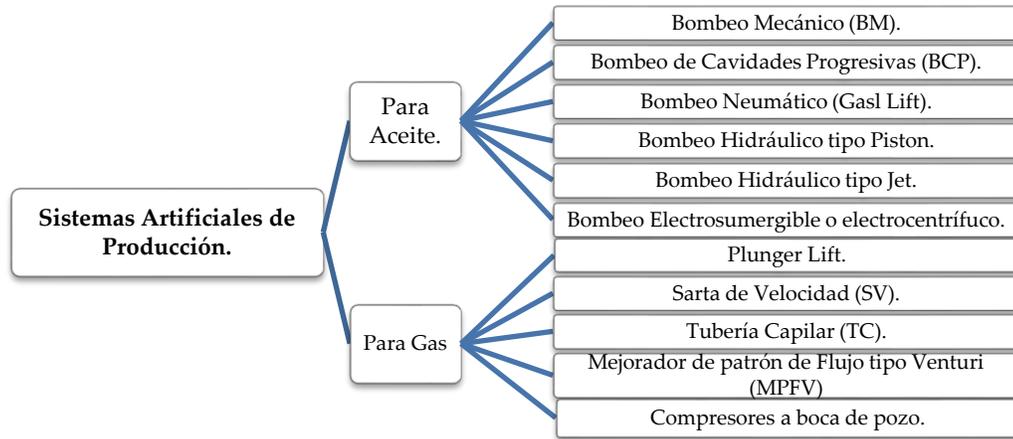


Figura 2. 11. Clasificación de Sistemas Artificiales de Producción.

Actualmente también existen sistemas combinados o “híbridos” como el Bombeo Electrosumergible con Gas Lift o el Bombeo Electrosumergible por Cavidades Progresivas.

a) Bombeo Mecánico (Beam Pump)

El bombeo Mecánico es quizás el sistema de levantamiento artificial más usado en el mundo por su simplicidad y bajo costo. Permite manejar volúmenes de hasta 6,000 bpd y a una profundidad operativa máxima de 16,000 pies (4,878 metros). Su principal uso es para la explotación de crudos extra pesados y pesados, sin embargo también permite manejar crudos medianos y ligeros.

Un motor de combustión interna o eléctrico suministra la energía a la unidad de bombeo superficial generando un movimiento rotatorio continuo; el movimiento rotatorio de la unidad es transmitido a la vez a la sarta de varillas dentro del pozo, convirtiendo así el movimiento rotatorio en un movimiento recíprocante que permite accionar la bomba de fondo.

En el ciclo de bombeo, cuando la unidad superficial (balancín) inicia su carrera descendente impulsa la bomba hacia el fondo del pozo, aquí el fluido pasa a través de la válvula viajera y el peso de la columna es soportado por la válvula de pie. Al momento de iniciar la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra debido al peso de la columna de fluidos atrapados dentro mientras que el émbolo arrastra nuevos fluidos por encima de la válvula de pie, esperando un nuevo ciclo de bombeo.

En el mercado existen diferentes unidades de bombeo mecánico, dentro de estas tenemos la Unidad Convencional, Unidad Mark II, Unidad Aero-balanceada y el Sistema RotaFlex, cada una con características operativas diferentes.

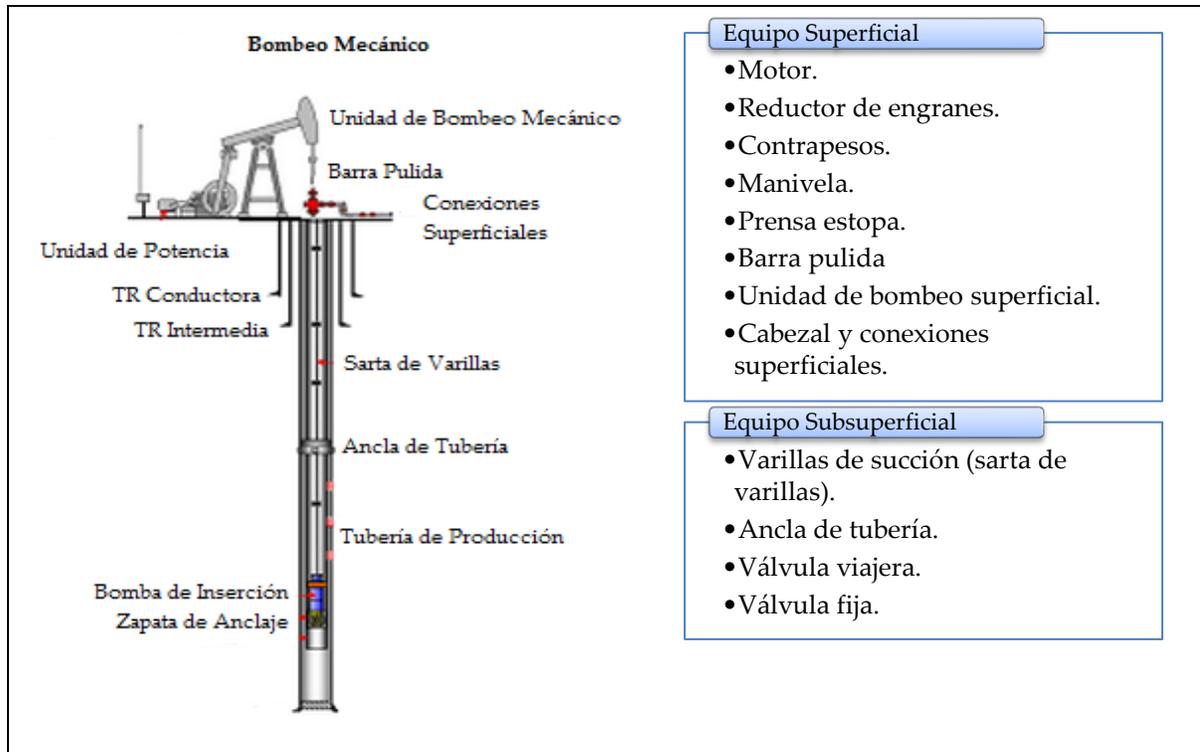


Figura 2. 12. Sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico.

b) Bombeo de Cavidades Progresivas o PCP (Progressing Cavity Pump)

Su operación se basa en la acción continua de una bomba de cavidades progresivas estilo tornillo sin fin, cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de superficie o subsuelo. Cuando el motor está ubicado en la superficie la transmisión de energía a la bomba se da a través de un eje y/o varillas que comunican el motor y la bomba desde la superficie hasta el subsuelo. Pero cuando el motor está en el fondo, se lleva un cable desde superficie, el cual les proporcionara la energía al motor para que opere y accione la bomba.

Esta bomba es del tipo de desplazamiento positivo, su funcionamiento se basa en el principio del tornillo de Arquímedes para transportar los fluidos desde subsuelo hasta la superficie.

Una vez que el conjunto estator – rotor se coloca a la profundidad programada, la unión de ambos forman cavidades definidas y selladas, a medida que el rotor gira, las cavidades progresan hacia arriba desde la admisión a la descarga de la bomba, transportando los fluidos en forma continua a través de la tubería de producción.

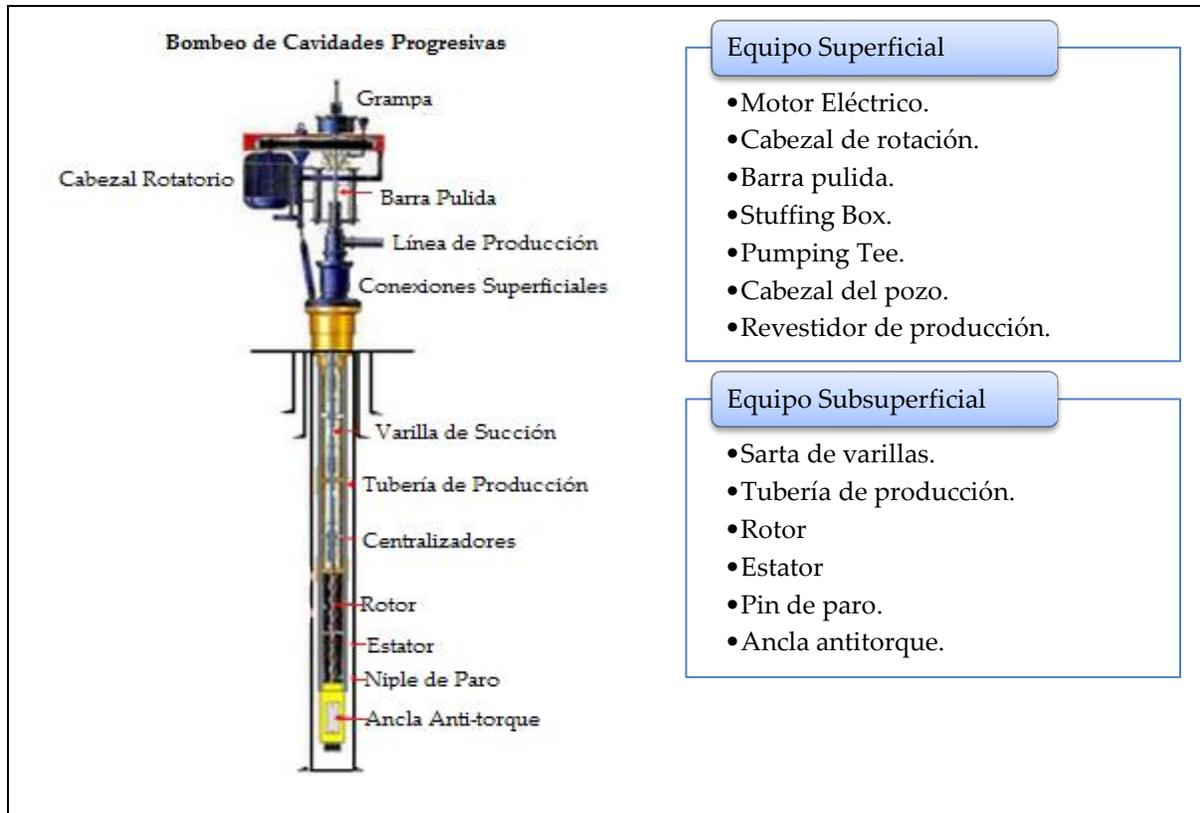


Figura 2. 13. Sistema de levantamiento artificial por Cavidades Progresivas.

c) Bombeo Neumático (Gas Lift)

El sistema de Bombeo Neumático es un sistema artificial de producción utilizado en los pozos petroleros con el objetivo de levantar los fluidos a la superficie. Su operación se basa en la inyección de gas (*Gas Natural, N₂ y CO₂*) a una presión relativamente alta (250 lb/pg^2 o 17.57 Kg/cm^2 como mínima) para poder aligerar la columna de fluido y de este modo permitir al pozo fluir hasta la superficie.

El gas origina que la presión de la columna hidrostática ejercida por los fluidos sobre la formación disminuya debido a la reducción de la densidad y por otro lado la expansión del gas inyectado con el consecuente desplazamiento de fluidos.

Existen dos tipos de Bombeo Neumático *Continuo e Intermitente*. En el sistema de bombeo neumático continuo, un volumen continuo de gas es inyectado dentro de la tubería de producción hasta obtener una diferencial de presión suficiente para permitir que el pozo fluya a un gasto deseado. Esto se logra mediante el diseño de asentamiento de una válvula en un punto preciso dentro del pozo y una válvula de superficie para regular el gasto de inyección. Este sistema puede

ser aplicado a pozos de alto índice de productividad⁵ y presión de fondo relativamente alta (cuya columna hidrostática es menor o igual al 50% de la profundidad del pozo) así como también puede ser utilizado en diferentes diámetros de tubería de producción permitiéndonos producir desde 200 hasta 50,000 [bpd] a través de la T.P. o 80,000 [bpd] produciendo por la tubería de revestimiento.

En el sistema de bombeo neumático intermitente, un volumen de gas es inyectado a alta presión por el espacio anular hacia el interior de la tubería de producción en forma periódica por medio de un regulador, un interruptor o ambos. De igual forma, en este sistema se emplea una válvula insertada en la tubería de producción, a través de la cual el gas inyectado pasará del espacio anular a la TP para levantar los fluidos a la superficie y un controlador superficial cíclico de tiempo. Cuando la válvula superficial abre, expulsa hacia superficie el fluido acumulado dentro la TP en forma de bache.

Después de cerrar la válvula, la formación continúa aportando fluidos al pozo hasta alcanzar un determinado volumen con el que se inicie otro ciclo; dicho ciclo es regulado para que coincida con el tiempo de llenado del pozo. En este sistema pueden emplearse puntos múltiples de inyección de gas a través del diseño de asentamiento de una o más válvulas dentro del pozo.

El sistema de bombeo neumático intermitente es recomendable en pozos con alto índice de productividad y bajas presiones de fondo (cuya columna hidrostática es menor o igual al 30% de la profundidad del pozo) o para pozos con bajo índice de productividad y baja presión de fondo fluyendo.

⁵ **Alto IP:** IP>0.5 BD/lb/pg2, **Bajo IP:** IP<0.5 BD/lb/pg2.

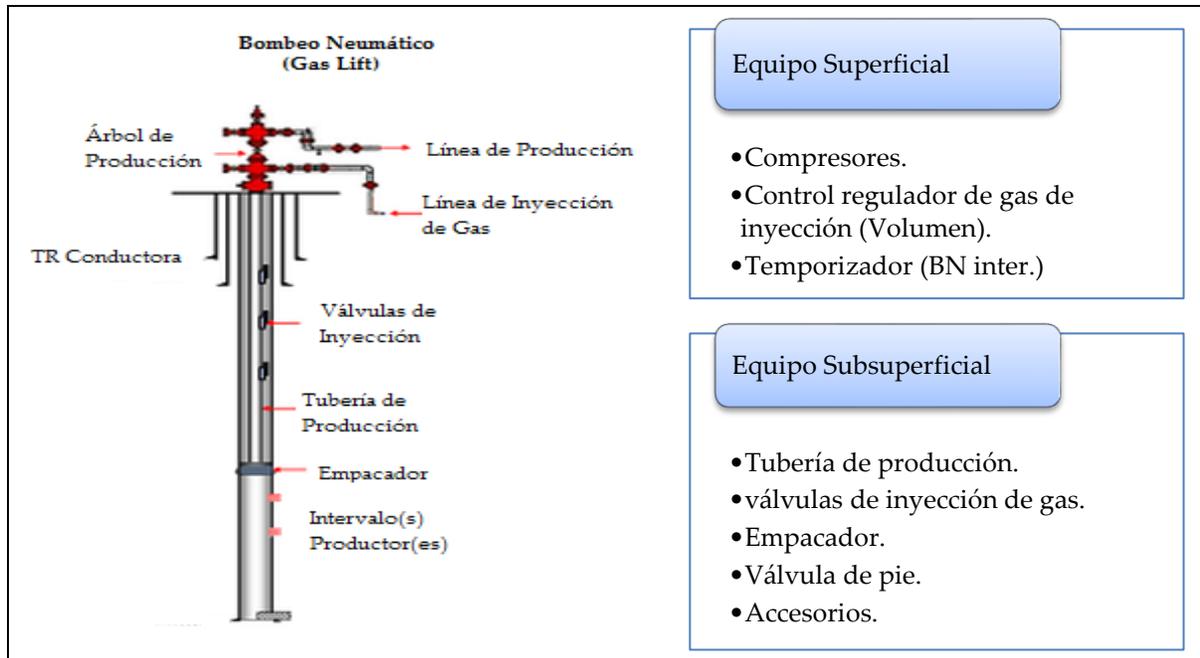


Figura 2. 14. Sistema de levantamiento artificial por Bombeo Neumático.

d) Bombeo Hidráulico tipo Pistón (Hydraulic Piston Pumping)

El bombeo hidráulico tipo pistón consiste en un sistema integrado de equipo superficial (motor y bomba recíproca) acoplado a una tubería conectada al pozo; este equipo transmite potencia a una unidad instalada a determinada profundidad.

El flujo de fluido motriz (agua o aceite) inyectado acciona el equipo subsuperficial, que consiste de una bomba un motor como elementos principales que impulsan el fluido de la formación a la superficie, manteniéndolos a una presión adecuada.

Características principales del equipo:

- Este equipo puede alcanzar mayores profundidades que otros sistemas, permitiendo la explotación de pozos con profundidades de hasta 17,000 pies o 5,182 metros.
- Facilidad en la instalación y recuperación de la bomba subsuperficial. Para recuperar una bomba, la circulación se invierte en la sarta de producción a fin de desanclarla de su asiento; posteriormente se circula por la sarta del retorno del fluido motriz o por el espacio anular para llevarla a la superficie, donde cae en un receptáculo para manejo.
- El sistema es ideal cuando se tiene gran profundidad y baja presión.
- Permite producir grandes volúmenes de fluidos, hasta 8,000 [bd].
- Permite manejar crudos pesados, en función de la capacidad de la bomba subsuperficial y de su eficiencia.

- Puede operar en pozos direccionales o desviados.
- Fácil adición de inhibidores.
- Características principales del fluido motriz:
- El fluido debe ser limpio. Es recomendable que no tenga impurezas que puedan ocasionar problemas como corrosión, abrasión u obstrucción tanto en la tubería de inyección como en el mecanismo interno de la bomba.
- Contenido mínimo de sólidos. Es necesario que el fluido motriz seleccionado no contenga más de 20 p.p.m de sólidos, el tamaño de las partículas sólidas no deberá exceder los 15 micrones y el contenido de sal no ser mayor a 12 lb/1000 bls de aceite.
- Debe ser de baja viscosidad. Es un factor imprescindible para la selección de la bomba subsuperficial; si el fluido motriz seleccionado es altamente viscoso, la presión de descarga requerida por la bomba deberá ser sumamente alta para mover los fluidos de la formación a la superficie, por lo que se recomienda que el fluido motriz tenga la viscosidad más baja posible.
- Poder de lubricación. Debido a que el fluido motriz estará en contacto directo con todas las partes mecánicas del equipo superficial y subsuperficial deberá tender la función de lubricar cada una de las partes que los constituyen.

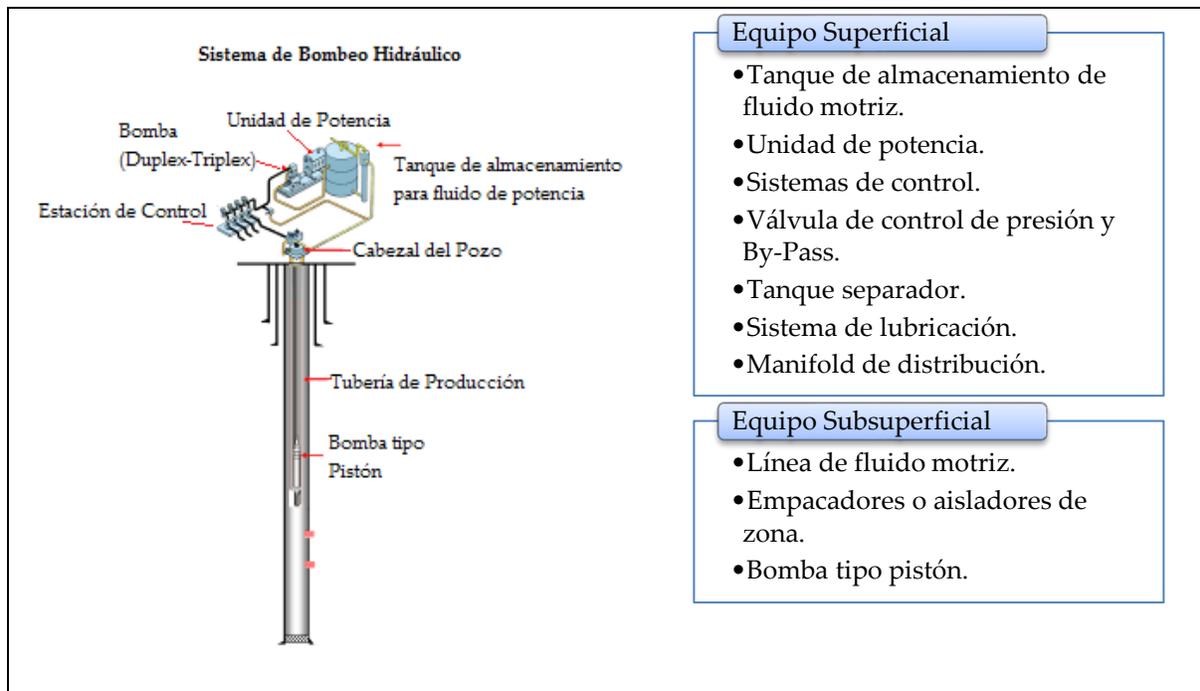


Figura 2. 15. Sistema de levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico tipo Pistón.

e) Bombeo Hidráulico tipo Jet (Hydraulic Jet Pumping)

El bombeo hidráulico tipo jet es un sistema artificial de producción especial, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles y su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

El fluido motriz a alta presión entra en la tobera de la bomba, la presión se reduce debido a la alta velocidad del fluido motriz. Esta reducción de la presión hace que el fluido producido se introduzca en la cámara y se mezcla con el fluido motriz.

En el difusor, la energía en forma de alta velocidad es convertida en una alta presión, suficiente para bombear el gasto de fluido motriz y fluido producido a la superficie. Por lo anterior, en el sistema de bombeo hidráulico tipo jet únicamente se tendrá el sistema abierto de fluido motriz.

En este sistema artificial de producción se requiere de una presión de succión relativamente alta para evitar la cavitación, además de que la eficiencia mecánica es baja; sin embargo presenta ventajas sobre el bombeo hidráulico tipo pistón como son:

- Permite manejar cualquier tipo de fluido (aún contaminado).
- La bomba subsuperficial es de fácil instalación.
- Se adapta a cualquier profundidad. (15,000 pies o 4,572 metros)
- Permite obtener mayor producción. (20,000 bpd)

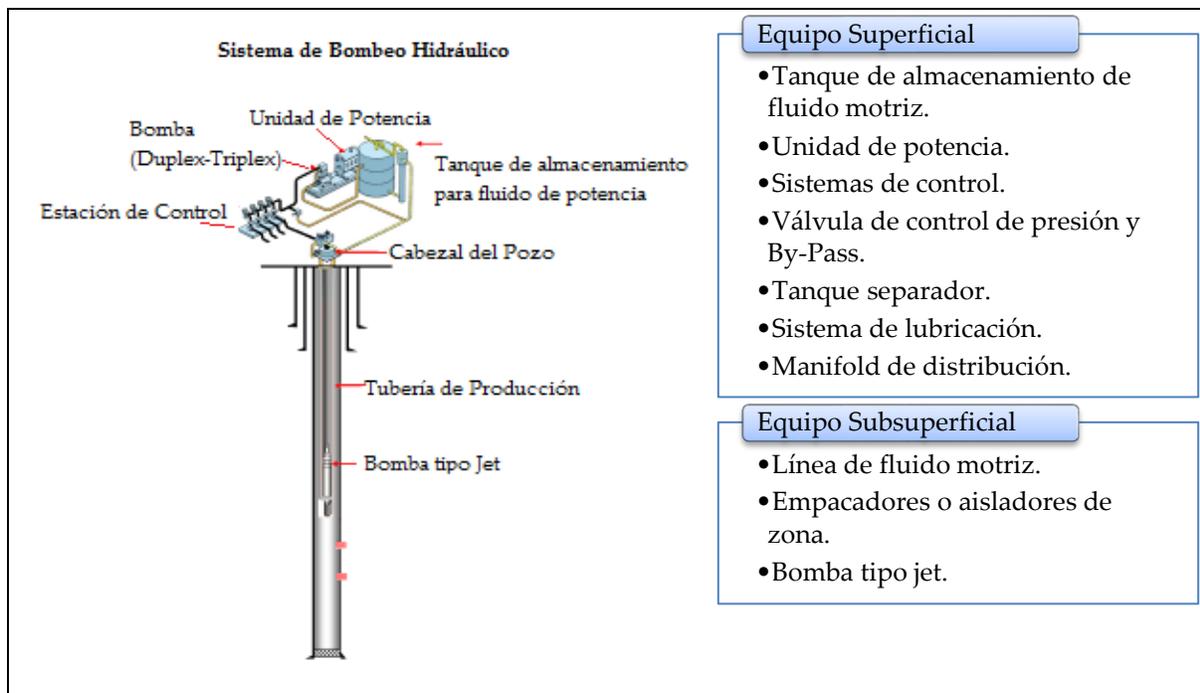


Figura 2. 16. Sistema de levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico tipo Jet.

Al igual que el bombeo hidráulico tipo pistón, el jet utiliza agua o aceite como fluido motriz. Las bombas jet generalmente requieren más potencia superficial que las bombas tipo pistón.

f) Bombeo Electro-sumergible (Electrical Submersible Pump)

El Sistema de Bombeo electro-sumergible, también conocido como Electro-centrífugo (BEC) es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos ligeros y medianos, aunque hay sistemas que permiten manejar crudos pesados.

Tiene como principio fundamental levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electro-sumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor. Las etapas de la bomba pueden ser de tipo radial o mixto, las de tipo radial están diseñadas para manejar bajos gastos y altas presiones y las de tipo mixto para manejar altos gastos y bajas presiones. El tipo de etapa determina el volumen de fluidos que maneja la bomba y el número de ellas determina el levantamiento total generado. Las bombas se construyen en un amplio rango de capacidades, para las aplicaciones en diferentes tamaños de tuberías de revestimiento.

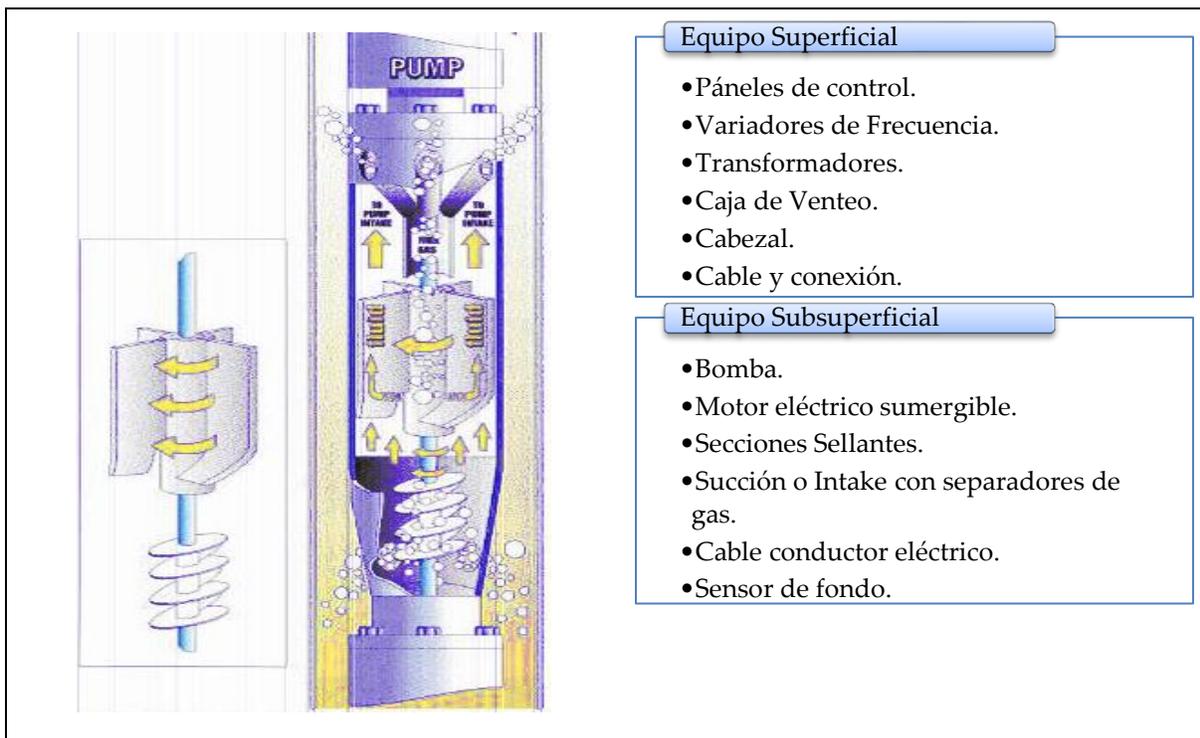


Figura 2. 17. Sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electro-sumergible.

g) Plunger Lift

Es un sistema de levantamiento artificial para pozos que producen líquidos a bajos gastos (200 bpd) y con relación gas-líquido alta.

Este método de levantamiento artificial no requiere energía adicional a la del yacimiento, su fuente de energía radica en la presión del gas en el pozo, pero si necesita espacio donde la energía del gas pueda almacenarse y ser suministrada posteriormente a la tubería. Usualmente se usa el espacio anular entre la T.P y la T.R para ese propósito.

La energía del gas es usada para impulsar el pistón, transportando un pequeño bache de líquido hasta superficie, una vez liberado el bache de fluido, el pozo se cierra automáticamente y el pistón inicia su viaje descendente; el aumento en la presión de gas inicia nuevamente y el proceso se repite tan pronto como la energía del gas por debajo del pistón sea superior a la carga del fluido por encima de este, con lo cual, se abre nuevamente el pozo y el ciclo se repite.

El sistema consiste de dos muelles amortiguadores (uno en el fondo del pozo y otro en superficie), un lubricador con conexión T, un receptor en superficie, un controlador de apertura y cierre del pozo y el pistón viajero (Plunger). También requiere de una tubería de superficie interna lisa con diámetro uniforme.

Este sistema de levantamiento artificial puede ser usado en pozos con profundidades de hasta 19,000 pies o 5,182 metros y manejar fluidos de densidad API mayores a 15°API.

No es recomendable para pozos desviados.

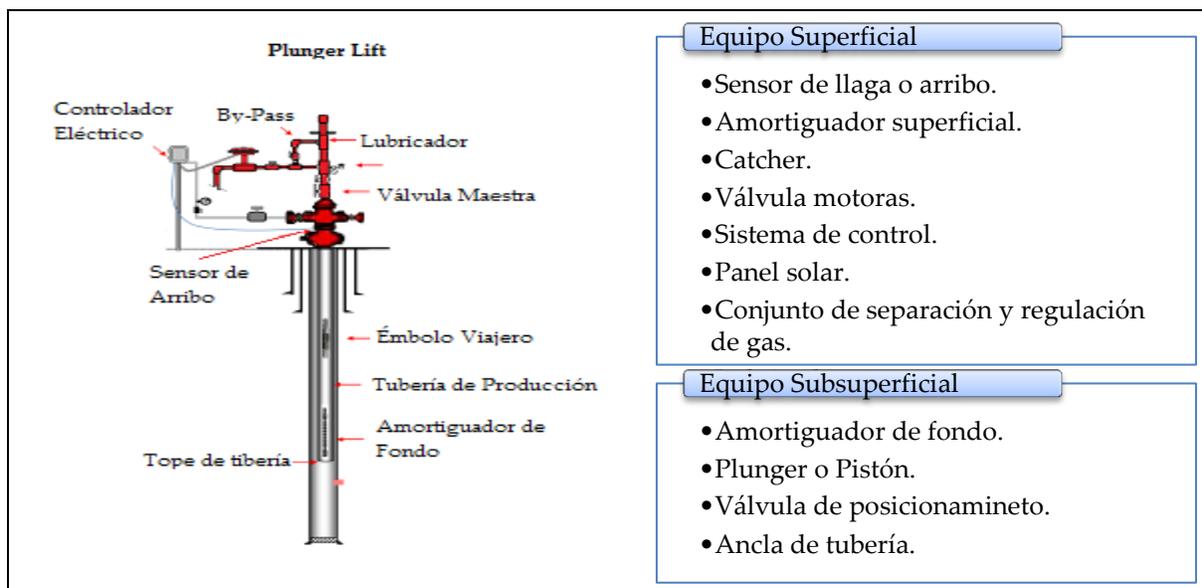


Figura 2. 18. Sistema de levantamiento artificial por Plunger Lift.

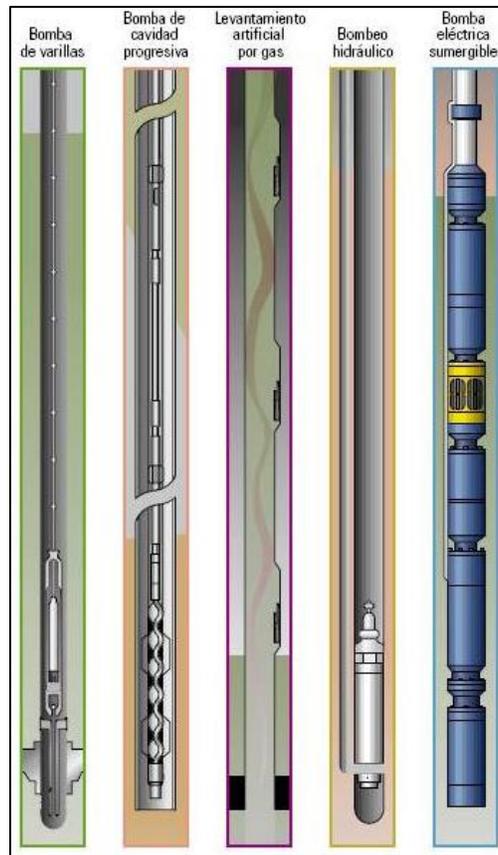


Figura 2. 19. Bombas usadas en los Sistemas Artificiales de Producción.

h) Sarta de Velocidad

La velocidad a la cual el gas fluye a través de las tuberías determina su capacidad para elevar líquidos. Cuando la velocidad de flujo del gas en un pozo no es suficiente para mover los fluidos del reservorio, los líquidos se acumularán en la pared de la tubería de producción y terminarán bloqueando el flujo de gas del reservorio. Una opción para vencer la carga líquida es instalar una tubería de producción de diámetro menor, también llamada sarta de velocidad. El área de la sección transversal del conducto a través del cual se produce el gas determina la velocidad del flujo y puede ser crítica a la hora de controlar la carga de líquidos. Una sarta de velocidad reduce el área de la sección transversal de flujo e incrementa así su velocidad, logrando la remoción de líquidos y limitando los venteos a la atmósfera.

La figura 2.20 muestra que el conducto para que el gas fluya en el pozo puede ser la tubería de producción, el espacio anular o un flujo simultáneo a través de ambos. En cualquier caso, un estudio del año 2004 estimó que la velocidad del gas debe ser de por lo menos 5 a 10 pies/seg. (300 a 600 pies/min) para retirar en forma efectiva los líquidos de hidrocarburos del pozo, y de al menos

10 a 20 pies/seg. (600 a 1200 pies/min) para mover el agua de producción. Como regla mnemotécnica, se necesita una velocidad de 1,000 pies por minuto para retirar líquidos. Estas cifras asumen que la tubería está en buenas condiciones, con una aspereza de la pared relativamente baja.

La instalación de una sarta de velocidad es relativamente simple y requiere el cálculo correcto del diámetro de la tubería de producción para lograr la velocidad necesaria en las presiones entrantes y salientes de la tubería de producción. Una sarta de velocidad para facilitar la remoción de líquidos puede ser desplegado con éxito en pozos de gas de bajo volumen luego de la terminación inicial o cerca del fin de su vida productiva. Los pozos candidatos incluyen los marginales que produzcan menos de 60 mpcd. La instalación requiere de un equipo de reparación para retirar la tubería de producción existente y colocar en el pozo la sarta de menor diámetro.

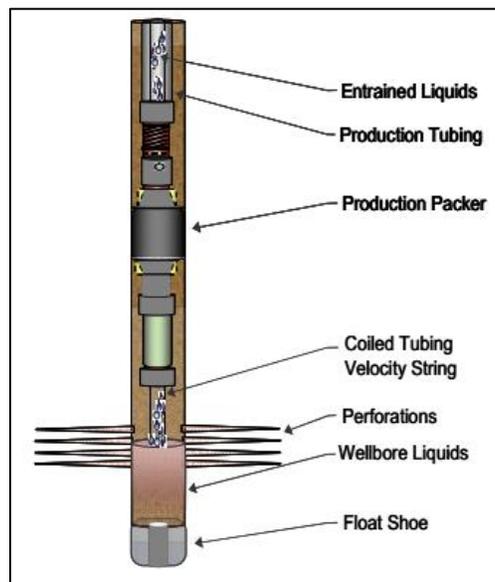


Figura 2. 20. Sistema de levantamiento artificial por Sarta de Velocidad.

i) Tubería Capilar (TC)

El Sistema de Tubería Capilar (coiled tubing) es un dispositivo mecánico instalado en el extremo de la tubería de producción, que permite mejorar la productividad de los pozos de gas con problemas de carga de líquidos y controlar la producción de arena y agua, al tiempo que administra la energía del yacimiento y prolonga la vida de los pozos, así como la presión de fondo fluyendo.

La TC se instala en el punto más profundo de la tubería de producción, lo que genera una restricción al flujo y provoca una expansión del gas, la cual permite incrementar la velocidad de los fluidos, de tal forma que se atomice todo el líquido presente en el pozo y se reduzcan

sustancialmente las caídas de presión por fricción. Su instalación es más fácil y versátil que la Sarta de Velocidad y pueden usarse diámetros tan pequeños como los de ¼ pulgada.

Con este dispositivo mecánico se disminuye el requerimiento de presión para desplazar los fluidos del fondo del pozo a la superficie; se evita el daño debido a la alta saturación de condensado y que el pozo produzca de manera inestable. También permite administrar la energía del yacimiento, prolongando la vida fluyente del pozo; se disminuye la producción de agua; se incrementa el gasto de gas producido y se permite la reconversión de pozos con sistemas de recuperación de líquidos a fluyentes.

Puede aplicarse Tubería Capilar en pozos con producción de gas de baja velocidad debido a sus características de mejor aspereza relativa y a la ausencia de conexiones entre tuberías. Los estudios indican que la TC con costura tiene mejores características de elevación debido a la eliminación de la turbulencia en el flujo, ya que la “costura” actúa como una “paleta enderezadora”.

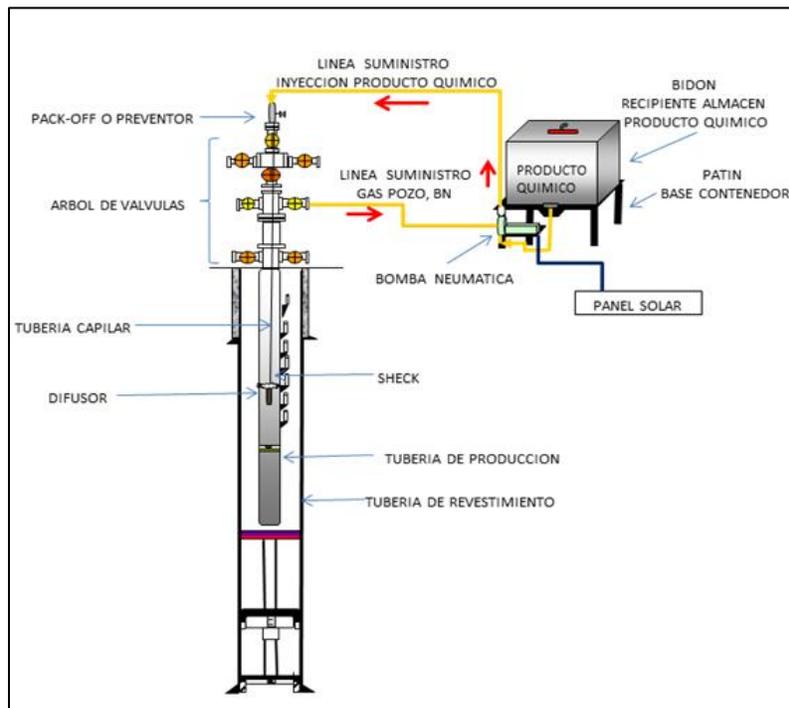


Figura 2. 21. Sistema de levntamiento por Tubería Capilar.

j) Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFTV)

El MPFV es un dispositivo mecánico diseñado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), que instalado en el extremo de la tubería de producción, permite por una parte mejorar la productividad de los pozos de gas y aceite con problemas de carga de líquidos y, por otra, controlar

la producción de agua, al tiempo que administra la energía del yacimiento y prolonga la vida fluyente de los pozos. De esta forma incrementa el factor de recuperación basado en la mejora en el patrón de flujo, para conducir los hidrocarburos del fondo a la superficie, evitando que el pozo produzca con flujo inestable.

El Estrangulador Venturi (EV) es utilizado en pozos de gas con acumulación de líquidos para normalizar su producción por medio de un mecanismo de atomización del líquido y homogenización entre las fases para facilitar con ello su ascenso hacia la superficie. Cuando un flujo multifásico (gas-líquido) pasa a través de la sección de la garganta del EV, la velocidad y la turbulencia de la fase gaseosa aumentan como consecuencia de la caída de presión originada por la reducción del diámetro; entonces, la fase líquida es fraccionada en pequeñas gotas produciéndose un aumento en la integración gas-líquido. En principio es posible simular la fenomenología descrita por medio de simulaciones mediante software comerciales, los cuales incorporan información de presión y temperatura a la profundidad donde esté instalado el EV, así como las propiedades de los fluidos.

Una vez que la mezcla gas-líquido sale del EV alcanza una velocidad mayor a la que posee en la sección del pozo que se ubica justo antes del EV, lo que promueve la aceleración de la mezcla gas-líquido semi-estancada, facilitándose con ello su ascenso hacia la superficie.

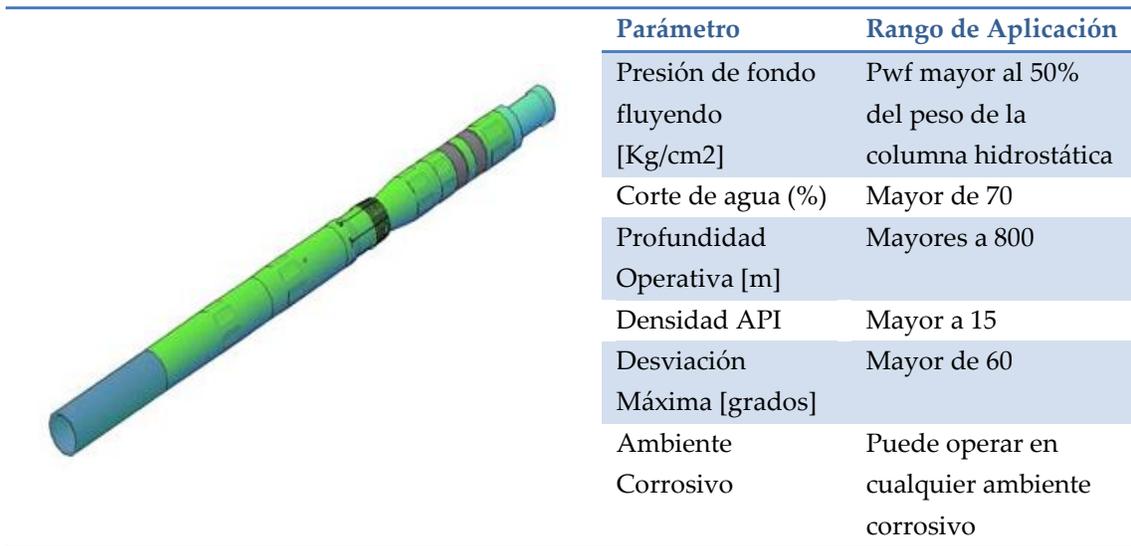


Figura 2. 22. Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV).

k) Compresores a boca de pozo

La situación actual de los sistemas artificiales de explotación por el método de bomba mecánica en fondo de un pozo presentan eficiencias de llenado menores al 25 % causada por la alta relación gas-aceite y por la presión resultado de la acumulación de gas en tubería de revestimiento. Los

problemas presentes son el candado de gas, espuma, falla mecánica, etc. Para eliminar el problema se utiliza el compresor a boca de pozo (o a través de un anillo que une varios pozos) con el fin de succionar el gas. Con este dispositivo se espera mejores llenados de la bomba y aumentar el índice de productividad del pozo.

El sistema de levantamiento artificial por gas, presenta el problema del no contar con un volumen y presión necesaria para el correcto funcionamiento del sistema. Con el fin de remediar este problema se coloca un compresor a boca de pozo (o a través de un anillo que conecta a varios) para el manejo de un volumen cautivo de gas a una presión por encima de las necesidades que el pozo demande de acuerdo al índice de productividad. La tabla 2.1 muestra las características operativas de cada uno de los sistemas artificiales de producción.

Tabla 2. 1. Características y rangos de operación de SAP. ⁶

Forma de Levantamiento	BM	BCP	Gas Lift	Plunger Lift	BH tipo Pistón	BH tipo Jet	BES - BEC	Tecnología Capilar
Profundidad operativa máxima, TVD (pies / m)	16,000	12,000	18,000	19,000	17,000	15,000	15,000	22,000
Volumen operativo máximo	4.878	3,658	4,572	5,791	5,182	4,572	4,572	6,705
Temperatura operativa máxima (°F / °C)	6,000	4,500	50,000	200	8,000	20,000	60,000	500
Manejo de corrosión	550	250	450	550	550	550	400	400
Manejo de gas	288	121	232	288	288	288	204	204
Manejo de sólidos	Bueno a excelente	Aceptable	Bueno a excelente	Excelente	Bueno	Excelente	Bueno	Excelente
Gravedad de fluido (API)	Aceptable a bueno	Bueno	Excelente	Excelente	Aceptable	Bueno	Aceptable	Excelente
	Aceptable a bueno	Excelente	Bueno	Aceptable	Aceptable	Bueno	Aceptable	Bueno
	>8	<40	>15	>15	>8	>8	>10	>8
Mantenimiento	Equipo de reacondicionamiento o servicio de pozo		Wireline o equipo de reacondicionamiento	Wellhead catcher o wireline	Hidráulico o wireline		Equipo de reacondicionamiento o servicio de pozo	Unidad capilar
Motor	Gas o eléctrico		Compresor	Energía natural del pozo	Multicilindro o eléctrico		Motor eléctrico	Energía natural del pozo
Aplicación offshore	Limitado	Limitado	Excelente	N/A	Bueno	Excelente	Excelente	Bueno
Eficiencia del sistema	45 a 60%	50 a 75%	10 a 30%	N/A	45 a 55%	10 a 30%	35 a 60%	N/A

⁶ Fuente: Weatherford.



Figura 2. 23. Parámetros a considerar en la selección de SAP.

2.2. Factores que afectan la productividad del pozo

2.2.1. Principales factores que afectan la productividad de pozos

La productividad de pozos es una operación que se ve inmersa en grandes dificultades, sobre todo cuando se trata de mantener la producción en yacimientos convencionales maduros y no convencionales (*Shale Oil, Shale Gas*).

Para atender la problemática de la baja productividad, se vuelve indispensable que el ingeniero de producción comprenda cuales son las causas o motivos que la originan, así mismo es necesario que cuente con toda la información disponible referente al yacimiento, a las instalaciones superficiales de producción y sobre todo del pozo en estudio, que le permita generar opciones de solución bajo un análisis técnico-económico y de riesgo.

Dentro de los factores que alteran la productividad de los pozos de hidrocarburos, tenemos los referentes a nivel de yacimiento, nivel de pozo y a nivel de las instalaciones, tal como se muestra en la tabla 2.2.

Tabla 2. 2. Principales factores que afectan la productividad de los pozos de hidrocarburos.

Yacimiento	Pozo	Instalaciones superficiales
Baja presión estática (P_e).	Baja presión de fondo fluyendo (P_{wf}).	Contrapresiones.
Baja permeabilidad (k).	Diseño del aparejo de producción (fluyente o con SAP)	Condiciones de separación de los fluidos (aceite-gas-agua).
Avance de los contactos (Agua-Aceite y Gas-Aceite)	Penetración parcial del pozo.	Estrangulador
Pérdidas de fluidos de perforación.	Terminación.	Diámetro y longitud de la LD.
Emulsiones.	Emulsiones	Emulsiones.
Depósitos orgánicos e inorgánicos.	Obturamiento de tuberías, disparos, empaque de grava ⁷ y aditamentos	Depósitos orgánicos e inorgánicos.
Alta relación gas-aceite o aceite-agua.	Corrosión	Corrosión.
Hinchamiento de arcillas.	Producción de arena.	Viscosidad de lo los fluidos (μ)
Producción de arena.	Viscosidad de lo los fluidos (μ)	Producción de arena.
Viscosidad de lo los fluidos (μ)	Rupturas de la TR – TP	
	Canalización de fluidos detrás de la TR.	

Todas las operaciones que se realizan en el pozo (perforación, terminación, reparación, estimulación y producción) conllevan a una fuente potencial de daño. La identificación y cuantificación de éste son factores clave para aplicar la acción correctiva que restituya la productividad del pozo. La determinación de la magnitud del daño puede calcularse a partir de pruebas de variación de presión, mientras que la identificación requiere otro tipo de información (antecedentes del pozo), ya que las características físicas del daño son un parámetro esencial debido a que determinan la naturaleza del fluido de tratamiento.

Las pruebas de variación de presión son pruebas que se realizan a un pozo (agujero abierto o entubado) con el fin de estudiar el comportamiento de la presión en el tiempo. Esto nos permite obtener información del sistema roca-fluido como magnitud del daño, permeabilidad, unidades de flujo, límites, entre otras.

⁷ Con base a los fluidos producidos y especialmente el agua de formación y su tendencia a formar incrustaciones, la precipitación de carbonatos en los empaques de grava constituye un mecanismo primario de daño que provoca pérdidas de producción recurrentes en los pozos.

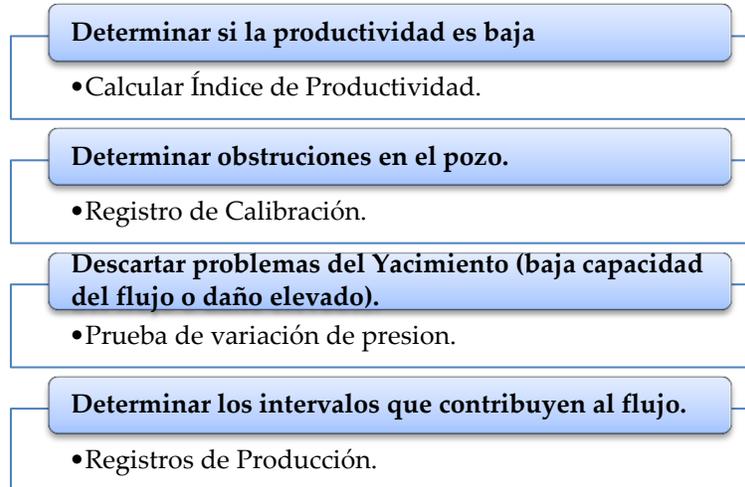


Figura 2. 24. Evaluación de la baja Producción.

2.2.2. Factor de daño (S)

Es el cambio de permeabilidad (k) y porosidad (ϕ) en la zona aledaña al pozo; la zona dañada puede tener desde milímetros hasta varios centímetros de profundidad. La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada, se denota como k_s y ϕ_s respectivamente. El daño es una causa artificial que reduce la producción del pozo y no es posible evitarlo pero si minimizarlo.

El daño a la formación o flujo restringido está asociado a diferentes factores que reducen la permeabilidad efectiva alrededor del pozo. El flujo restringido puede ser causado por el taponamiento de los espacios porosos mediante partículas sólidas generadas por trituramiento mecánico de la formación durante la perforación del pozo o disgregación del medio poroso, o bien, por efecto del fluido producido tales como creación de emulsiones o cambios en la permeabilidad efectiva. El taponamiento de los poros mediante partículas es uno de los mecanismos más comunes en el flujo restringido, el cual puede resultar de diferentes causas, incluyendo la inyección de sólidos en la formación (para operaciones de fracturamiento), dispersión de arcillas presentes en la formación, precipitación y crecimiento de bacterias.

Si el lodo de perforación provoca reducción a la permeabilidad, o si el pozo penetra parcialmente a la formación o si existe flujo No- Darciano (pozo de gas), entonces se tiene un daño. *Van Everdingem (1953)* define al factor de daño como una caída de presión adicional, la cual ocurre en las cercanías o en la entrada al pozo.

El factor de daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo relativo a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un

programa de reacondicionamiento del pozo. Por otra parte, cabe señalar que matemáticamente el efecto de daño no tiene dimensión física.

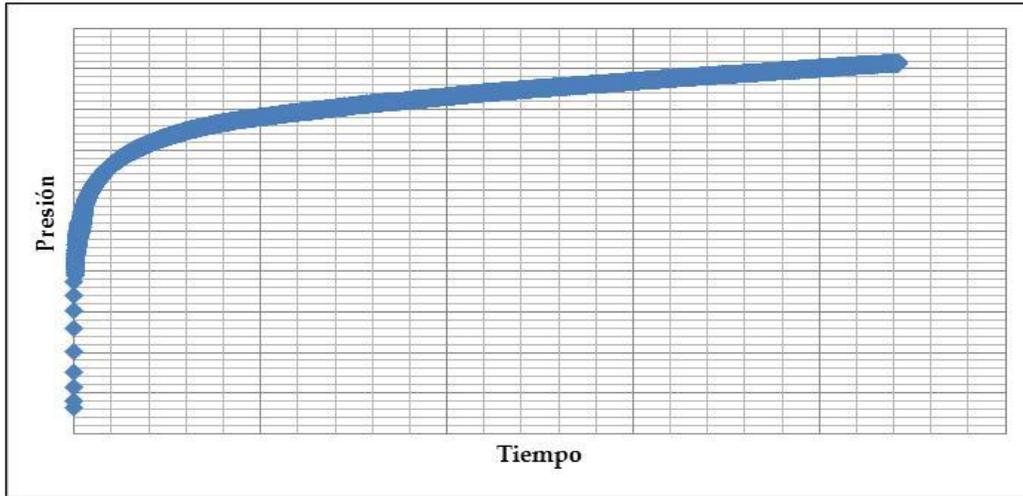


Figura 2. 25. Prueba de Incremento de Presión, UNAM 2012.

Las pruebas de incremento de presión, que son aquellas en las que se cierra el pozo durante el tiempo suficiente para que la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) se iguale con la presión estática del yacimiento (P_{ws}), combinado con el método de Horner, nos proporcionan una herramienta para poder cuantificar el daño de un intervalo productor.

Emulsiones: Generalmente se forman por la invasión del fluido de perforación, por el filtrado de fluidos durante la terminación o por los fluidos de tratamiento. Los filtrados con alto pH de lodo o lechadas de cemento o inclusive los de bajo pH como los ácidos pueden emulsionar algunos yacimientos de aceite, de igual manera los filtrados de lodo base aceite o fluidos de estimulación pueden emulsionar con algunas salmueras. La combinación de fluidos base agua y aceite en el yacimiento frecuentemente resulta en la formación de emulsiones. Para resolver estos problemas de daño, se utilizan solventes mutuos con o sin desemulsificantes.

Cambios de mojabilidad: La mojabilidad parcial o total de la formación por aceite reduce significativamente la permeabilidad relativa al aceite, esto debido a la adsorción de los materiales tenso activos del lodo de perforación, terminación o reparación, por la formación. Este tipo de daño es removido por la inyección de solventes mutuos seguido de un surfactante que restituya la mojabilidad al agua, con el objeto de remover la fase mojada por hidrocarburos.

Bloqueo por agua: Generalmente se da por un incremento en la saturación de agua en la vecindad del pozo, disminuyendo la permeabilidad relativa al aceite. El bloqueo por agua puede formarse por las operaciones de perforación y terminación, mediante la invasión del filtrado de lodos base agua,

por la producción del pozo misma a través de la conificación del agua de formación o interdigitación.



Figura 2. 26. Tipos de Daño.

La presencia de arcillas en los poros de la formación favorece la formación de bloqueos por agua. El área de contacto de las arcillas incrementa la adsorción del agua en la pared de los poros.

El bloqueo por agua se puede eliminar mediante la reducción de la tensión superficial entre el agua y el aceite. Los ácidos acuosos tales como los ácidos a base de alcoholes son aplicables para pozos de gas donde se sospecha que existen problemas de bloqueo por agua.

Incrustaciones: las incrustaciones son precipitaciones de depósitos minerales, los cuales pueden acumularse en la tubería de producción, en los disparos y en la formación. Las incrustaciones pueden presentarse durante la vida productiva del pozo como resultado de la combinación de uno o varios de los siguientes factores: cambios de presión y temperatura, impurezas entre fluidos, aditivos utilizados en tratamientos, variación de los ritmos de producción, cambios en el pH, expansión de fluido, evaporación del gas y mezcla de agua incompatible.

Tabla 2. 3. Incrustaciones en la tubería de producción.

Depósitos solubles en agua.		
Tipo de incrustación	Formula Química	Nombre Mineral
Cloruro de Sodio	NaCl	Sal o Halita
Depósitos solubles en ácido.		
Carbonato de Calcio	CaCO ₃	Calcita
Carbonato de Hierro	FeCO ₃	Siderita
Sulfuro de Hierro	FeS	Trolita
Óxido de Hierro	FeO ₃	Magnetita, Hermatita
Hidróxido de Magnesio	Mg(OH) ₂	Brucita
Depósitos insolubles en ácido.		
Sulfuro de Calcio	CaSO ₄ +H ₂ O	Yeso
Sulfato de Calcio	CaSO ₄	Anhidrita
Sulfato de Bario	BaSO ₄	Barita
Sulfato de Estroncio	SrSO ₄	Celecita
Sulfato de Estroncio Bario	BaSr(SO ₄) ₂	Sulfato de Estroncio Bario

Daño por bacterias: Las bacterias tienen la característica de que se adaptan a todo tipo de ambientes. Pueden ser un serio problema, especialmente en operaciones de producción por los subproductos que generan. Se pueden desarrollar en condiciones extremas de temperatura, pH y salinidades. Las hay aeróbicas y anaeróbicas y un tercer tipo que son las facultativas, las cuales se desarrollan tanto en condiciones aeróbicas como anaeróbicas.

Todas las bacterias así como la mayoría de las anaeróbicas, utilizan polímeros fuente de carbón. Como subproducto se origina una biomasa, cuya acumulación dará lugar al taponamiento de la formación.

2.3. Metodología del Análisis Nodal

El Análisis Nodal es aplicado para el estudio del comportamiento de sistemas iterativos como los circuitos eléctricos, electrónicos o las redes de tuberías. Fue Gilbert⁸ quien propuso su aplicación al análisis de sistemas de pozos productores y posteriormente aplicados por Nind⁹ y Brown¹⁰.

El análisis nodal tiene como propósito analizar los componentes del SIP, utilizando como nodos: (1) yacimiento (radio de drene), (2) fondo del pozo, (3) cabezal del pozo o árbol de válvulas, (4) estrangulador (superficial o de fondo) y (5) separador, y como variables del nodo, la presión correspondiente en cada uno de estos puntos y su efecto en el gasto de producción.

Otros nodos utilizados dentro de la metodología son (a) Orificio Superficial, (b) Válvula de Seguridad, (c) Restricciones en la TP o TR, (d) Salida del gas y (e) Tanque de almacenamiento.

⁸ Gilbert, E.W. "Flowing and Gas-Lift Well Performance" 1954.

⁹ Nind, T. E. W. "Principles of Oil Well Production". 1964.

¹⁰ Brown, K. E. and Beggs, D. H. "The Technology of Artificial Lift Methods". 1978.

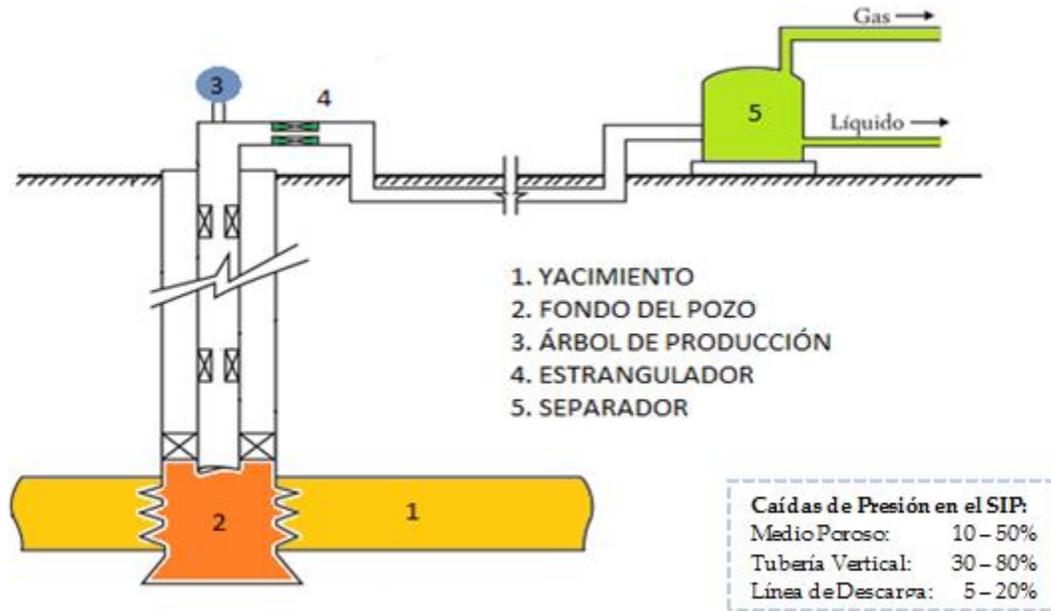


Figura 2. 27. Principales nodos de solución. Análisis Nodal, SIP.

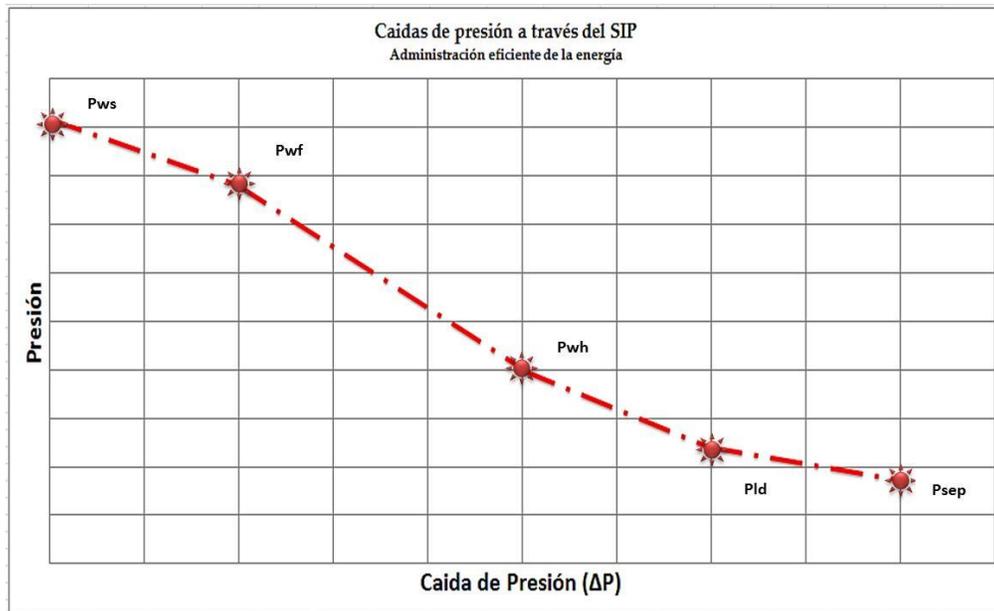


Figura 2. 28. Administración eficiente de la energía.

El análisis nodal nos permite obtener el efecto que se tendría sobre el gasto producido el llevar a cabo las siguientes acciones:

- Disminuir la presión de separación.

- Eliminar o cambiar válvulas o conexiones inapropiadas.
- Colocar separadores a boca de pozo, pudiendo ser: (a) separar con la presión necesaria para transportar el aceite hasta la central de recolección y (b) separar a baja presión y bombear el aceite hasta la central de recolección.
- Cambiar el diámetro de la tubería de producción (TP).
- Cambiar la línea de descarga o instalar una adicional.
- Instalación de un sistema artificial de producción.
- Instalar compresores a boca de pozo.
- Densidad de los disparos.

Para el análisis, es necesario seleccionar un nodo (nodo solución), y a partir de éste evaluar los efectos sobre el resto del sistema. La elección del nodo solución para pozos productores o inyectores, depende del componente que se desee evaluar, es decir, que el análisis muestre convenientemente la respuesta del sistema a las condiciones dadas y a las que se establezcan como supuestas, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema y planear la solución técnica-económica más viable.

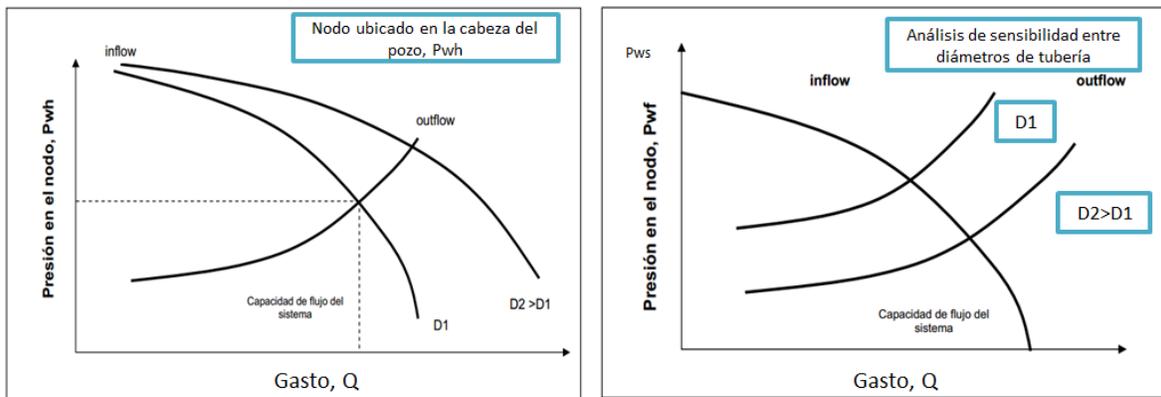


Figura 2. 29. Curvas representativas del Análisis Nodal.

El nodo solución más común es el fondo del pozo. Éste se localiza a la profundidad media del intervalo disparado; bajo esta condición el sistema se divide en dos componentes: yacimiento (o capacidad del pozo) y el sistema total de tuberías. La elección de este nodo permite observar los cambios en el gasto de producción al cambiar la presión estática (P_{ws}), a lo largo del tiempo o mostrar el comportamiento de la producción al estimular un pozo. Esto es gracias a que se logra aislar al yacimiento del resto del sistema, manejándose los parámetros que afectan su comportamiento y visualizando fácilmente la forma como afectan al sistema.

El cabezal o árbol de válvulas como nodo solución también es común. Bajo estas condiciones el sistema se divide en dos componentes: (1) separador y línea de descarga y (2) yacimiento y tubería de producción. Al considerar este nodo como solución, se aísla la línea de descarga y el

estrangulador y es más fácil mostrar el efecto que tendría cambiar el diámetro de la TP sobre el gasto de producción.

El estrangulador como nodo solución responde de igual forma que el cabezal o árbol de válvulas. Al procedimiento de solución se le agrega un paso más, en el que se incluye el efecto del cambio de diámetro del estrangulador.

El yacimiento como nodo solución permite determinar de forma inmediata el gasto de producción para diferentes presiones promedio del yacimiento. Sin embargo, su utilidad es relativa si no se considera la variación de la relación gas disuelto – aceite.

Al tomar el separador como nodo solución, es fácil visualizar el efecto de la presión de separación sobre el gasto de producción. Aquí la producción es influenciada por todo el sistema, incluyendo la capacidad de producción del pozo (IPR).

En resumen, podemos decir que el Análisis Nodal aplicado al sistema integral de producción puede ser utilizado para analizar problemas en los pozos de aceite y gas (fluyentes o con SAP) y para pozos inyectoros, lo que cual nos permite: Seleccionar diámetros de tubería, diseñar empacamientos de grava, analizar problemas de restricciones de flujo, diseñar aparejos para SAP, evaluar el efecto de compresión del gas a boca del pozo, predecir los efectos del abatimiento de presión en el yacimiento, seleccionar orificio de estrangulador, entre otras cosas.

2.4. Registros de Producción

Los Registros de Producción, son los registros tomados después de cementada la última tubería de revestimiento (TR), introducido el aparejo de producción y disparado la zona de interés, ya sea con fines de producción o inyección de fluidos. El objetivo primordial de los registros de producción es determinar la variación de algún parámetro del pozo o del yacimiento con respecto a la profundidad, a fin de identificar problemas en los mismos.

Con estas mediciones, el Ingeniero de Productividad de pozos puede adquirir información detallada de la naturaleza y el comportamiento de los fluidos en el pozo durante las operaciones de producción o inyección, como son:

- Evaluación de la eficiencia de la terminación.
- Detección de problemas mecánicos.
- Avance de contactos agua-aceite, gas-aceite o gas-agua (para yacimientos de gas).
- Evaluación de la eficiencia de los tratamientos de estimulación.
- Detección de zonas ladronas.
- Canalización de fluidos detrás de la TR.

- Determinar características del yacimiento.
- Identificación de los límites del yacimiento para el desarrollo de campos.
- Monitores y registros de la producción o inyección de fluidos.

No siempre las mediciones de presión, temperatura y gastos en superficie son un diagnóstico confiable de la situación que yace en el pozo. El flujo de fluidos fuera de los horizontes productores, tales como canalización por el espacio anular, solo pueden ser detectados por registros de producción haciendo mediciones zona por zona.

Estas mediciones zona por zona, de las presiones y los gastos de producción, pueden ser usadas para determinar la presión media de yacimiento y el índice de productividad de cada intervalo productor o inyector.

2.4.1. Registros de Temperatura

El registro de temperatura presenta una herramienta fundamental en el análisis y diagnóstico de pozos, particularmente cuando se corre junto con otros sensores.

El registro de temperatura más común es el que se corre continuamente en un pozo. El término "Registro de Temperatura" generalmente se refiere a un registro de este tipo. Los estudios de temperatura diferenciales son mediciones del gradiente de temperatura, dT/dZ , a lo largo del pozo. Este registro es medido memorizando la temperatura cada 3 metros (10 pies) y grabando la diferencia entre las temperaturas. Tal diferencia puede estar basada en alguna distancia vertical seleccionada para dZ , típicamente entre 0.3 y 3 metros (1 a 10 pies).

Existen también los registros de lapso de tiempo que son comúnmente usados y muy poderosos para la localización de fluidos inyectados. Los dispositivos de contacto de pared se han utilizado para la detección de los límites de flujo del vapor inyectado en pozos monitores.

Los registros de temperatura modernos se graban usualmente al mismo tiempo que otros registros de producción durante cada paso a través del intervalo de interés, es decir, se corre en las direcciones hacia arriba y hacia abajo (medidores de flujo). Después de varias corridas, la temperatura puede llegar a ser un tanto engañosa con respecto a los detalles. Como resultado, el mejor registro de temperatura es tomado durante la primera corrida hacia abajo en el pozo. Esta corrida debe ser relativamente lenta manteniendo una velocidad promedio de 10 metros por minuto (30 pies/min) o menor.

Dentro de las aplicaciones principales del Registro de Temperatura tenemos:

- Determinar la causa por la cual se presenta producción excesiva de gas y agua.
- Evaluación de fracturas.

- Evaluación de estimulación.
- Evaluación cualitativa de flujo de fluidos por cambio en el gradiente geotérmico.
- Cuantificación de la temperatura para el uso de las ecuaciones pVT.
- Evaluación de la integridad mecánica de la terminación.
- Localizar zonas que contribuyen a la producción excesiva de gas y agua.

Producción excesiva de gas y agua.

La producción excesiva de gas y agua es un problema común presente en los pozos debido a tres efectos principales.

a) Conificación.

La conificación de gas y agua se produce cuando un pozo es disparo cerca de los contactos gas-aceite o aceite-agua. Resulta difícil identificar el problema plenamente utilizando solo registros de producción. Se requiere combinar los registros de producción con registros geofísicos y una serie de pruebas a diferentes gastos de producción y abatimientos de presión, ya que la conificación es un fenómeno dependiente del gasto.

b) Canalizaciones detrás de la TR.

El registro de temperatura permite identificar si el agua proviene por debajo de los disparos, es decir, si se está presentando una canalización de fluidos detrás de la TR. En caso de encontrar canalizaciones, puede recurrirse a la inyección de geles obturantes para reducir la inyectabilidad en esas capas de alta permeabilidad.

c) Flujo preferencial en zonas de alta permeabilidad (zonas ladronas).

Una zona ladrona es una formación en la cual se manifiesta pérdida de circulación. El registro de temperatura, combinado con uno de densidad, puede ayudar a distinguir éste tipo de zonas de alta permeabilidad. Para disminuir la permeabilidad se utiliza un gel obturante basado en fluidos reactivos.

Localización de Zonas Fracturadas y Acidificadas.

En campos fracturados es indispensable conocer la altura de las fracturas:

- a) Como el fluido fracturante inyectado está más frío que los fluidos de la formación, la temperatura del fluido inyectado tenderá a la temperatura de superficie.
- b) Al cerrar el pozo, las partes no fracturadas se apegan al gradiente geotérmico (∇GT) más rápidamente que las partes fracturadas.

- c) La altura de la fractura se determina localizando una anomalía fría en el registro de temperatura corrido unas cuantas horas después del fracturamiento.
- d) También es posible que se presenten anomalías calientes debido a las variaciones en las propiedades de la formación. Esto se puede corroborar corriendo un registro de temperatura antes de realizar el fracturamiento y otra corrida después de haber circulado fluido frío en el pozo.
- e) Las anomalías calientes post-fractura que correspondan a anomalías calientes pre-fractura se deben a variaciones en las propiedades térmicas de la roca y no se incluyen en la interpretación de la altura de la fractura.
- f) Las anomalías calientes post-fractura que no correspondan con anomalías calientes pre-fractura se deben al movimiento de fluidos en la fractura o fracturas parcialmente en contacto con el pozo y deben incluirse en la interpretación de la altura de la fractura realizada.
- g) La extensión vertical de la fractura está definida por la región donde los registros pre-fractura y post-fractura se separan.

Para el caso de las zonas acidificadas también es factible la utilización del método de lapsos de tiempo. Antes del tratamiento se corre un registro de temperatura para obtener un perfil geotérmico base. Si el pozo es somero las temperaturas en el agujero serán bajas y el efecto del ácido hará que se incremente la temperatura en la zona de inyección. Con el fin de detectar y evaluar la zona acidificada, deberá correrse un nuevo registro de temperatura tan pronto sea posible después del tratamiento.

En el caso de pozos profundos el gradiente geotérmico de la formación de interés es mayor; aun con esto el calor generado por la reacción ácida contra la formación es menor. Como resultado la zona tratada se muestra como una zona más cálida que el fluido bombeado, pero más fría que el gradiente geotérmico.

Gradiente Geotérmico (∇GT)

Hace referencia al incremento de la temperatura con respecto a la profundidad, generado por un flujo continuo de calor proveniente del interior de la Tierra, generalmente aplicable para profundidades mayores a los 200 metros. El flujo de calor es un proceso en equilibrio entre las fuentes de calor, la temperatura media de la superficie y la conductividad térmica (λ) de las formaciones.

En continente, el gradiente geotérmico es generalmente de 20 a 40 [$^{\circ}C/Km$], aunque puede ser mayor en presencia de rocas ígneas; en los océanos es más complicado cuantificarlo ya que varía de forma considerable.

El gradiente geotérmico varía significativamente de una región a otra y la pendiente del perfil de temperatura será distinta de formación a formación, debido a la conductividad térmica de las rocas; cuanto más grande sea la conductividad, más fácilmente el calor será transportado a través de las rocas.

Tabla 2. 4. Conductividad térmica de rocas.

Roca	Densidad	Conductividad Térmica	Calor Específico	Factor de resistencia a la difusión del vapor de agua
	ρ [Kg/m ³]	λ [W/m*K]	C_p [J/Kg*K]	μ [Adim]
Rocas Ígneas				
Basalto	2700-3000	3.5	1000	10000
Granito	2500-2700	2.8	1000	10000
Piedra Pómez Natural	< 400	0.12	1000	6
Rocas o Suelos Sedimentarios				
Arcilla o Limo	1200-1800	1.5	1670-2500	50
Arena y Grava	1700-2200	2	910-1180	50
Arenisca	2200-2600	3	-	-
Asperón	1900-2500	1.8	1000	40
Caliza muy dura	2200-2590	2.3	1000	200
Caliza dura	2000-2190	1.7	1000	150
Caliza dureza media	1800-1990	1.4	1000	40
Caliza blanda	1600-1790	1.1	1000	25
Caliza muy blanda	< 1590	0.85	1000	20
Rocas Metamórficas				
Mármol	2600-2800	3.5	1000	10000

2.4.2. Registros de Flujo

Registradores de flujo con empacador.

Los medidores con empacador son utilizados para medir la velocidad de los fluidos en los pozos productores o inyectores; en estos medidores, el total de del flujo es desviado y obligado a pasar a

través de la hélice. Proveen buenos resultados en la medición de flujo multifásico con altos o bajos gastos de producción.

Al sellar el empacador contra la pared de la TR, el flujo de fluidos hace girar la hélice o propela accionando un pequeño imán acoplado que genera una corriente en una bobina. La frecuencia de la señal generada en la bobina es medida y graficada.

Este tipo de medidores son corridos estáticamente a las diferentes profundidades de interés.

Medidor de flujo continuo.

Permite evaluar cualitativa y cuantitativamente el flujo de fluidos dentro del pozo. Se corre tanto en pozos productores, permitiendo evaluar el gasto volumétrico de producción, o en pozos inyectores para determinar los volúmenes de admisión en la formación de interés y proveen buenos resultados en la medición de flujo monofásico y altos gastos de producción.

Se trata de los medidores de flujo más utilizados y podemos clasificarlos en dos tipos, los de diámetro pequeño y los de diámetro total.

Este dispositivo mide la velocidad de los fluidos dentro del pozo, con lo cual es posible determinar el gasto volumétrico de flujo. Su característica principal consiste en que solo una parte del total de los fluidos producidos atraviesa la sección de medición de la herramienta, que se encuentra inmersa en el centro de la columna de fluido por medio de centradores. En uno de los extremos de la flecha, se encuentra adaptado un imán que genera una señal de corriente alterna en una bobina a medida que gira la propela. La frecuencia medida es función de la velocidad de la hélice y ésta, a su vez es función lineal de la velocidad del fluido respecto a la sonda; dicha señal es grabada continuamente contra la profundidad por el equipo en superficie.



Figura 2. 30. Medidor de flujo continuo.

Medidor de flujo de caudal total.

La herramienta de medición de flujo de caudal total provee buenos resultados en flujo multifásico, a gastos de producción altos y bajos y con un amplio rango de viscosidades.



Figura 2. 31. Medidor de flujo de caudal total.

2.4.3. Registros de Ruido

El registro de ruido es una medición pasiva y no intrusiva de sonido audible y detectable mediante un hidrófono. El ruido en un pozo está en función de la aceleración o turbulencia de un fluido moviendo hacia zonas de menor presión.

El movimiento de fluidos a través de canales, fugas y disparos son algunos de los fenómenos que pueden producir sonidos característicos en el pozo debido a caídas de presión y pueden ser detectados con un registro de ruido.

El análisis de las características de la frecuencia de ruido registrado ayuda a distinguir entre las posibles fuentes de sonidos de alta amplitud. Este registro ha sido utilizado principalmente como indicador cualitativo de canalizaciones detrás de la tubería de revestimiento, pero hoy en día se ha extendido a la estimación de gastos.

La combinación de los registros de ruido y temperatura puede ser una herramienta poderosa para la evaluación cualitativa y cuantitativa para el perfil de flujo en un pozos productor. La ventaja de esta combinación es que ambos registros pueden detectar eventos detrás de la tubería de revestimiento.

El estudio de ruido más común es el estudio de ruido estacionario. Esta medición se hace con un micrófono que graba la amplitud y el espectro de frecuencia del sonido en varias estaciones del pozo. El registro de ruido no se corre continuo ya que el cable y la herramienta provocan ruido en su recorrido y esto perturba la señal que se intentará medir. Si se corre en combinación con un

registro de temperatura, el registro de temperatura se corre continuo antes de realizar las mediciones del registro de ruido.

Los estudios de sonido continuo se enfocan en las frecuencias suficientemente altas para no ser afectadas por el ruido provocado por la herramienta y el cable en el recorrido. La información que proveen está limitada solo a la amplitud y tiene como principal aplicación la localización de entradas de gas y fugas a la tubería de revestimiento.

2.4.4. Registros de Densidad (Gradiómetro)

Es gradiómetro es la herramienta diseñada para medir cambios del gradiente de presión con gran exactitud. Su funcionamiento se basa en determinar la diferencia de presión de dos puntos en la columna de fluido con lo cual se puede determinar la densidad del fluido que se encuentra dentro de esos dos puntos. Esto conduce a tener una curva continua de presión a lo largo de la columna.

Para determinar la densidad de flujo dentro del pozo es posible la aplicación del gradiómetro, la herramienta de presión-temperatura o las herramientas nucleares de densidad de fluido.

En un sistema de dos fases, el conocimiento de la densidad de cada fase en el pozo más la densidad de la mezcla proporciona el porcentaje de colgamiento de cada fase en la tubería.

Una vez determinado el colgamiento, éste se puede usar la encontrar el gasto de cada fase, asumiendo que el gasto de la mezcla y la velocidad de resbamiento son conocidas.

La determinación de la velocidad de colgamiento es uno de los problemas en la interpretación de flujo multifásico.

2.4.5. Trazadores Radiactivos

Los trazadores radiactivos se usan comúnmente para monitorear el movimiento de los fluidos en el pozo a través de la identificación de materiales radiactivos colocados en la corriente de flujo por la herramienta. Estas técnicas son muy efectivas y cuantitativas especialmente en flujo monofásico. Los registros de trazadores radiactivos son usados también cuando es necesario detectar el lugar de colocación de algún material dentro del pozo para la el fracturamiento hidráulico o para la colocación de empaques de grava.

Los trazadores radiactivos permiten obtener perfiles de flujo o detectar canalizaciones detrás de la tubería; también permiten hacer evaluaciones a través de comparación de registros hechos antes y después de la inyección de un material radiactivo dentro del pozo.

Capítulo 3 – Proceso Integral de Productividad de Pozos

3.1. La productividad de pozos dentro de la Administración Integral de Yacimientos (AIY)

En junio de 2008 el Dr. Nestor Martínez Romero, en el Foro de debate sobre la Reforma Energética realizado en el Senado de la República, definió la AIY como:

*“El uso adecuado de los recursos humanos, tecnológicos y financieros disponibles, para maximizar la rentabilidad económica de un yacimiento, minimizando costos de inversión y operación, y maximizando ingresos con las consideraciones de seguridad industrial y protección ambiental necesarias”*¹¹

De este modo, queda implícito el objetivo general de la AIY que consiste en maximizar el valor económico asociado a la recuperación de hidrocarburos en un yacimiento y donde la productividad de pozos juega un papel fundamental al establecer las bases y la metodología más eficiente que nos permita mantener o incrementar la producción durante un tiempo prolongado, estudiando continuamente las características del yacimiento y mejorando las condiciones del pozo y de las instalaciones superficiales de producción.



Figura 3. 1. Proceso de la Administración Integral de Yacimientos.¹²

3.2. Proceso Integral de Productividad de Pozos (PIPP)

En el 2012 la Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos de PEP elaboró el documento guía denominado “Documento ABC del Proceso Integral de Productividad de Pozos (PIPP)” con el propósito de brindarle a los equipos de productividad de los doce Activos, una guía que les permita implementar un nuevo enfoque para el mejoramiento de la producción de pozos activos tanto de aceite como de gas y analizar la posibilidad de reactivar pozos cerrados e incorporarlos a producción como objetivo de la ENPP.

¹¹ Martínez, R.N. “Yacimientos Transfronterizos: Negociación, Exploración y Explotación”. Foro de debate sobre la Reforma Energética, Senado de la República (Junio 2008).

¹² Documento ABC de la Administración Integral de Yacimientos, RMNE, 2012.



Figura 3. 2. Etapas que conforman el PIPP.

El Proceso Integral de Productividad de Pozos se ha estructurado con el fin de tener una mejor perspectiva o visión en el contexto de la Administración Integral de Yacimientos, ya que la maximización del valor económico en la optimización de la explotación de los yacimientos, depende de la optimización en la productividad de cada pozo.

Este proceso integral involucra actividades asociadas al análisis y estudios de los aspectos estáticos y dinámicos del yacimiento, el área de drenaje del pozo, el diseño y arquitectura del pozo y las instalaciones de producción.



Figura 3. 3. La Productividad de Pozos dentro de la Cadena de Valor de PEP.

Las figuras 3.4, 3.16 y 3.17 muestran las principales etapas que sustentan la necesidad de crear un proceso homologado, sistemático y consistente que permita a los equipos de productividad de

pozos realizar una evaluación más certera a fin de fortalecer las metas de producción establecidas en el Programa de Ejecución de la Estrategia de PEP.

3.2.1. Análisis Integral de Productividad de Pozos

Al comenzar el trabajo de análisis para optimización o reactivación de algún pozo, el Ingeniero de Producción y todo el equipo de trabajo se enfrentan a la tarea de recopilar toda la información necesaria que les permita visualizar de forma completa la problemática del pozo que tienen frente a ellos. Por esta razón es importante crear un proceso que permita un flujo de trabajo más eficiente, dinámico y que cumpla la meta establecida, generar alternativas de solución.

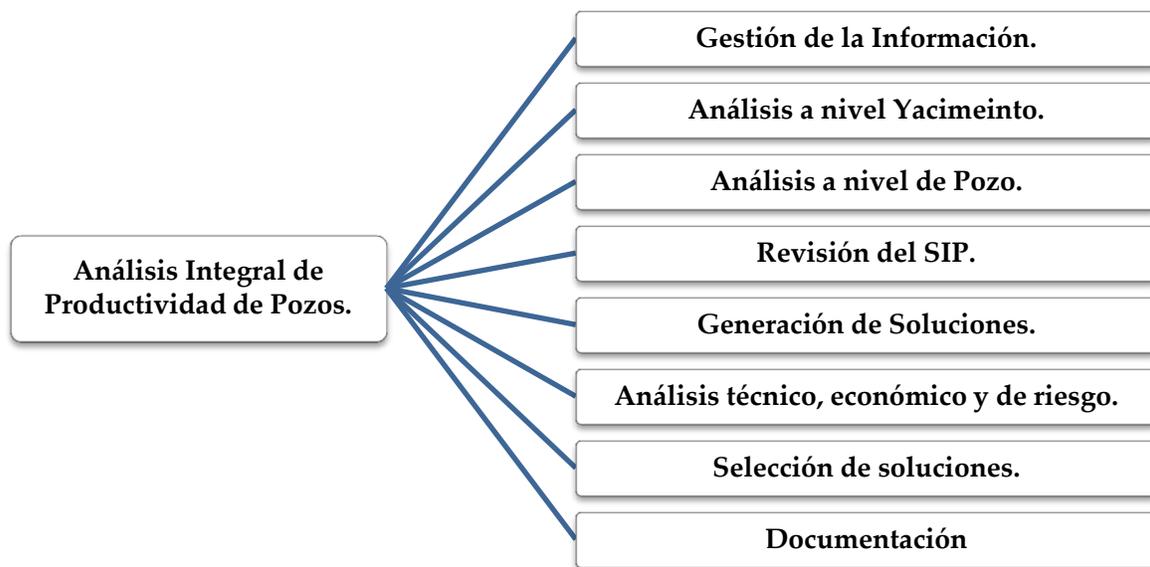


Figura 3. 4. Etapas que conforman el Análisis Integral de Productividad de Pozos.

Esto le permitirá al equipo de productividad realizar un análisis confiable de los elementos que conforman el Sistema Integral de Producción, así mismo estará también en condiciones de generar una o más alternativas de solución y documentarlas bajo las premisas de un análisis técnico-económico y de riesgos inherentes a las actividades a realizar.

3.2.1.1. Gestión de la Información

La información es un aspecto clave en toda situación que nos presente un reto u oportunidad ya que la información confiable nos permitirá generar soluciones confiables y económicamente rentables.

Durante el análisis del pozo que se esté trabajando, el equipo de productividad debe darse a la tarea de recopilar toda la información existente en torno a él, que le permita tener una visión más amplia de la problemática y con ello generar alternativas de solución.

Satter & Thakur (1994), en el capítulo 4 del libro *“Integrated Petroleum Reservoir Management- A Team Approach”* establecen la información mínima que puede ser recopilada durante la delimitación y el desarrollo de campos, a excepción de la información propia de Productividad de Pozos.

La recolección de datos tiene como objetivo asegurar que el equipo de productividad tenga a su disposición la información mínima requerida, en el momento preciso, para realizar el análisis continuo del sistema.

Una vez recopilada la información, es indispensable asegurarse que cuente con la cantidad y calidad mínima necesaria para la toma de decisiones durante la explotación del yacimiento. Lo que se busca es identificar y corregir las inconsistencias en las fuentes que proveen los datos e información y en los procesos que los generan.

Recopilada y validada la información, lo más recomendable es ponerla a disposición del equipo de trabajo, de forma ágil, oportuna, confiable y de fácil acceso mediante la creación de bases de datos.

Tabla 3. 1. Tipo de datos mínimos requeridos (Modificada¹³ de Satter & Thakur, 1994).

Información	Datos e información requeridos	Responsable
General	Ubicación geográfica, coordenadas (superficie, subsuelo), cuenca, campo, bloque, yacimiento, estación de recolección, plataforma, identificación del pozo, elevación sobre el nivel del mar y mesa rotaria, histórico de perforación y terminación, histórico de operaciones subsecuentes (RMA, RME, estimulaciones, fracturamiento).	Ing. Geofísico Ing. Geólogo, Ing. Yacimientos Ing. Perforación
Sísmica	Información sísmica y/o reprocesada para actualizar: interpretación estructural, sistemas de fallas y corredores de fracturas; interpretación estratigráfica, unidades de flujo y sus heterogeneidades. Identificar movimiento de fluidos.	Ing. Geofísico Ing. Geólogo,
Geológica	Información geológica reciente adquirida por nuevos pozos, o pozos reparados, para actualizar las interpretaciones estructurales, estratigráficas y sedimentológicas. Actualizar documentación: mapas, secciones estructurales y estratigráficas.	Ing. Geofísico Ing. Geólogo.
Registros Geofísicos	Adquisición de registros geofísicos en pozos nuevos, profundizados o reparados para evaluaciones petrofísicas, caracterización del sistema de fracturas, contactos GA/AA, saturación de fluidos. Control operacional: Registros de desviación y de cementación.	Ing. Geólogo, Ing. Yacimientos Ing. Perforación Especialista en Petrofísica,.

¹³ La tabla ha sido modificada para acoplarla al flujo de trabajo del Proceso Integral de Productividad de Pozos.

Núcleos	Muestreo de la formación para análisis de propiedades petrofísicas, propiedades de la roca-fluidos, saturación de fluidos y otros requerimientos para optimizar el proyecto de recuperación primaria o proyectos de recuperación secundaria y mejorada, y análisis sedimentológicos.	Ing. Geólogo, Ing. Yacimientos Especialista en Petrofísica y/o de Sedimentología
Aforo y medición de Pozos	Gastos de aceite, gas y agua, RGA, RAA, corte de agua; gastos de inyección para el monitoreo del comportamiento de producción e inyección del yacimiento.	Ing. Yacimientos Ing. Productividad de Pozos.
Presión y Temperatura	Temperatura y presiones: estática, de fondo fluyente y separación e inyección.	Ing. Yacimientos Ing. Productividad de Pozos.
Muestras de Fluidos	Caracterización y análisis petrofísico del aceite, análisis cromatográfico de gases producidos e inyectados y análisis de agua en pozos e instalaciones.	Ing. Yacimientos Ing. Productividad de Pozos. Operadores de Instalaciones.

3.2.1.2. Análisis a nivel yacimiento

La revisión del yacimiento está enfocada a permitir que el equipo de productividad se familiarice con aquellas características del yacimiento que son relevantes para identificar las oportunidades de optimizar el comportamiento de producción de los pozos que han sido planeadas para alcanzar los objetivos de producción.

Las estrategias diseñadas por el equipo de productividad, deben ser cuidadosamente planeadas para no interferir con los lineamientos que aplican durante la explotación del yacimiento que se analiza. Por ejemplo, si el mecanismo de producción del yacimiento es segregación gravitacional es importante no alterar su factor de recuperación evitando que se rompa el equilibrio de las fases o tratando de minimizar el avance de los contactos CGA y CAA, para lo cual será necesario controlar el gasto de producción con el objeto de evitar conificaciones o canalizaciones que rompan con dicho equilibrio.

a) Análisis de aspectos geológicos.

El análisis de aspectos geológicos tiene como objetivo realizar la caracterización estática del yacimiento, es decir, cuantificar los aspectos estructurales y estratigráficos y las propiedades del sistema roca.

Los datos obtenidos para este análisis provienen principalmente de datos sísmicos, registros geofísicos, recortes durante la perforación, toma de núcleos de fondo o pared; lo que nos permite generar mapas estructurales (cimas y bases) y secciones estratigráficas, además de complementar la evaluación petrofísica y delimitación del yacimiento.

b) Análisis Petrofísico.

El análisis de las propiedades petrofísicas tiene como objetivo analizar, interpretar y cuantificar las propiedades petrofísicas del sistema roca-fluido en el intervalo de interés.

Tabla 3. 2. Propiedades petrofísicas.

Aceite	Gas	Agua congénita	Roca-fluido
Densidad relativa (γ_o).	Densidad relativa (γ_g).	Densidad relativa (γ_w).	Permeabilidad (K)
Peso Molecular.	Peso Molecular.	Salinidad.	Porosidad (ϕ)
Factor volumétrico o de formación (Bo).	Fracción molecular (CO ₂ , H ₂ S, N ₂ , C ₁ -C ₇ +).	Factor volumétrico o de formación (Bw).	Tensión Interfacial (σ).
Viscosidad (μ_o).	Factor de volumétrico o de formación (Bg).	Viscosidad (μ_w)	Saturación de fluidos (Sf).
Densidad API.	Factor de compresibilidad (z).	Compresibilidad isotérmica (Cw).	Mojabilidad.
Relación de solubilidad (Rs)	Compresibilidad isotérmica (Cg).		Presión capilar
Compresibilidad isotérmica (Co)	Viscosidad (μ).		
RGA			

Los datos son obtenidos mediante registros geofísicos de pozo (Calibrador, Potencial Espontáneo, Rayos Gamma, Resistividad, Densidad, Porosidad, Neutrón, Sónico de Porosidad, combinación FDCNL) tomados durante la perforación o reparación del pozo y los reportes de laboratorio generados del análisis de muestras de recortes, núcleos de fondo y de pared. Con estos se pueden realizar las calibraciones a las herramientas de registros y a los datos sísmicos obtenidos, así como también construir el modelo petrofísico de las secciones de interés cuantificando parámetros como por ejemplo, espesores (h), porosidad (ϕ), saturación de fluidos (Sf), contenido de arcillas entre otros y obtener una evaluación petrofísica más completa de la sección de interés en el pozo analizado.

c) Análisis de las propiedades de los fluidos en el yacimiento.

El análisis de las propiedades de los fluidos en el yacimiento tiene como objetivo analizar a diferentes condiciones de presión y temperatura los fluidos almacenados en el yacimiento para obtener sus propiedades petrofísicas tales como presión de saturación (Pb), factor volumétrico de formación (Bo, Bg, Bw), relación gas disuelto-aceite o relación de solubilidad (Rs), factor de desviación de los gases reales (z), factor de compresibilidad isotérmico (Co, Cg, Cw), densidad (ρ_o , ρ_g , ρ_w), densidad relativa (γ_o , γ_g , γ_w), viscosidad (μ_o , μ_g , μ_w), entre otras cosas.

Toda ésta información permite construir el diagrama de fase correspondiente a la mezcla de hidrocarburos para ubicarla dentro de la clasificación de aceite negro, aceite volátil, gas y

condensado, gas húmedo y gas seco y determinar la calidad del aceite acorde a los estándares del *American Petroleum Institute* (API).

Tabla 3. 3. Clasificación del aceite crudo según su densidad API.¹⁴

Aceite Crudo	Densidad (g/cm ³)	Densidad (API)
Extra Pesado	> 1.0	10
Pesado	1.0 - 0.92	10 -22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 -31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Súper Ligero	< 0.83	> 39

Con esto podemos construir un modelo de las propiedades los fluidos que permita establecer un plan de explotación razonable para el yacimiento, ya que representa las condiciones sobre la forma en que los fluidos se comportarán a medida que se reduce la presión del yacimiento.

Es importante resaltar que definir adecuadamente el tipo de hidrocarburo nos permitirá hacer un mejor análisis de su comportamiento a través de todo el sistema integral de producción.

d) Cálculo del volumen original de aceite y gas.

Calcular el volumen original de aceite y gas es fundamental para determinar cuál es el porcentaje que puede ser recuperado dentro de la etapa de explotación primaria, recuperación secundaria y/o recuperación mejorada. Su alcance es definir o cuantificar las reservas de hidrocarburos recuperables en el yacimiento.

El cálculo del volumen original de aceite (**N**) y gas (**G**) en un yacimiento puede ser realizado a través de 2 metodologías bien definidas:

- Método volumétrico: Aplicable cuando no se cuenta con suficiente información histórica de producción. Consiste en establecer los límites del yacimiento dentro de un plano de referencia R3 (o plano XYZ), el volumen poroso, la saturación de fluidos y el factor volumétrico del aceite inicial (Bo_i) para llevarlo a condiciones normales o de superficie.
- Ecuación de Balance de Materia (EBM): Establece que la diferencia entre la cantidad de fluidos iniciales en el yacimiento y la cantidad de fluidos producidos es igual a la cantidad de fluidos remanentes en el yacimiento. Éste método utiliza para sus cálculos más información acerca del yacimiento como las propiedades de los fluidos y de la roca.

¹⁴ Fuente: Instituto Mexicano del Petróleo, IMP.

e) Análisis del comportamiento histórico de presión y producción.

El objetivo del análisis es caracterizar el comportamiento histórico de producción para predecir el comportamiento de producción futuro. Además permite planificar las etapas de desarrollo del yacimiento.

El histórico de producción de cada uno de los pozos de un yacimiento es uno de los datos más frecuentes, confiables y fáciles de hacerle seguimiento por su periodicidad. Está demostrado que a medida que la energía de los yacimientos se agota, se produce un cambio en la capacidad productiva de los pozos y que ésta puede ser extrapolada hacia el futuro si las condiciones en las que se produjo dicha historia se mantienen. Esto nos permite obtener la caracterización del comportamiento de declinación de la producción de los pozos.

f) Análisis de consistencia entre el modelo estático y dinámico

El objetivo fundamental del análisis de consistencia entre el modelo estático y dinámico, es garantizar que el comportamiento observado de producción y presión sea compatible con el modelo estático propuesto y explique el comportamiento del yacimiento, lo que permite obtener mapas normalizados con identificación de zonas con variación de características petrofísicas en el yacimiento.

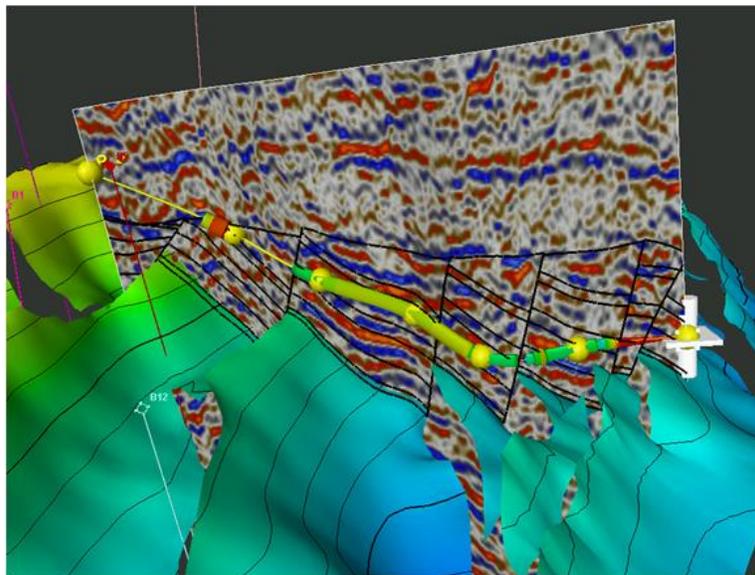


Figura 3. 5. Registro de porosidad 3D e intersección de pozos. Schlumberger. ¹⁵

¹⁵ Fuente: Curso de Introducción a PETREL, Schlumberger.

Los yacimientos de hidrocarburos muestran comportamientos de producción y presión que van a depender entre otras cosas de sus mecanismo de producción, de la ubicación de los pozos y de sus características petrofísicas. El modelo estático propuesto para el yacimiento debe dar respuestas a dicho comportamiento. Una vez que los mecanismos de producción han sido identificados permite establecer planes mejor sustentados para desarrollar el yacimiento en explotación.

3.2.1.3. Análisis a nivel de pozo

Es imprescindible que al inicial el análisis del pozo en cuestión, el equipo de productividad cuente con toda la información, veraz y actualizada, como son el análisis histórico de perforación y terminación, el estado mecánico del pozo, el análisis del comportamiento de la producción, revisión de SAP, la capacidad de flujo de los pozos e identificar áreas de oportunidad. El objetivo es conocer íntegramente el estado del pozo con el fin de implementar un Sistema Artificial de Producción acorde a las necesidades u optimizarlo si ya cuenta con él.

a) Análisis histórico de perforación

La perforación de un pozo, en tierra o costa afuera, consiste en la construcción de un conducto estable que sirva de comunicación entre el yacimiento y las instalaciones superficiales de producción. Aquí el objetivo es identificar todos los problemas durante el proceso de la perforación.

- Diseño del pozos de acuerdo a las geopresiones estimadas por el área de yacimientos y con información de pozos adyacentes.
- Diseño de fluidos de control utilizados durante la perforación y determinar su impacto sobre la formación.
- Diseño y calidad de la cementación, especialmente para la tubería de explotación.

b) Análisis histórico de terminación

La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementada la última tubería de explotación y se realiza con el fin de dejar el pozo en óptimas condiciones para la producción de hidrocarburos o taponado por cambio de intervalo si así se determina.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo petrolero es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. Para que esta se realice se debe hacer un análisis nodal para determinar que aparejos de producción deben utilizarse para producir el pozo acorde a las características del yacimiento. En la elección del tipo de terminación deberá considerarse la información recabada, directa e indirectamente durante la perforación a partir de recortes de perforación, núcleos, pruebas de formación, análisis petrofísicos, análisis PVT y los registros geofísicos de explotación.

Para desarrollar una adecuada planeación de la terminación se debe contar con información del pozo a intervenir y de pozos vecinos. Esto le permite al equipo de productividad adquirir información relevante como pérdidas de circulación, gasificaciones, gasto de producción, temperatura de fondo, presión de fondo fluyendo y presión estática de fondo, pruebas de admisión, litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, profundidad del intervalo, diseño del aparejo de producción, características y profundidad del empacador, características del fluido de terminación, tratamiento de estimulación, características de los disparos y todo aquello que les permita tener una noción de las actividades realizadas al pozo y con ello una visión más clara sobre la problemática a tratar.

c) Revisión de Estados Mecánicos

El estado mecánico del pozo se refiere a las características de cómo está constituido el pozo, es decir, los diámetros de las tuberías de revestimiento (conductora, superficial, intermedia, liners y de explotación), su profundidad de asentamiento (localización de las zapatas), profundidad del empacador, diámetro de la tubería de producción, terminación (aparejo de producción si es pozo fluyente o con SAP), localización de los disparos (una o varias formaciones productoras), entre otras cosas, que ocasionan que el pozo produzca eficientemente.

El equipo de productividad deberá analizar si la problemática que ocasiona la baja productividad del pozo es debido a un mal diseño del aparejo de producción, o si es necesario optimizarlo para tener un mejor rendimiento.

3.2.1.4. Revisión del Sistema Integral de Producción

Como se vio anteriormente, el Sistema Integral de Producción está conformado por los sistemas Yacimiento – Pozo – Instalaciones Superficiales. De esta manera es necesario realizar el análisis de forma integral tomando como base toda la información recopilada anteriormente a fin de poder visualizar todo como una unidad.

El pozo o conjunto de pozos deberán ser analizados de tal forma que permita visualizar las afectaciones, que sobre el resto de los pozos, tengan las opciones de optimización del pozo en estudio.

Cabe señalar que se considera como parte primordial el estudio del cabezal de producción ya que es en este punto donde se pueden presentar los llamados cuellos de botella que afectan la productividad de los pozos. Posteriormente se analiza la factibilidad de implementar algún sistema artificial de producción, cuando alguno de los pozos sea candidato por sus características y por el comportamiento de flujo y potencial que presenten.

a) Análisis del comportamiento Presión-Producción (Comportamiento de Afluencia)

El objetivo es analizar los factores que gobiernan el flujo de fluidos de la formación productora hasta el pozo, tomando en consideración si los fluidos presentan flujo laminar (Ley de Darcy) o flujo no laminar (no Darciano) que se observa típicamente en pozos de gas de tasas elevadas cuando el flujo que converge en el pozo alcanza velocidades que exceden el número de Reynolds, dando como resultado flujo turbulento¹⁶.

La capacidad de afluencia de un pozo se representa a través la curva IPR “*Inflow Performance Relationship*”, tal como se ilustra en la figura 3.6. Es decir, el comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación ante un abatimiento de presión en el pozo productor. Es por eso que un buen entendimiento de los conceptos, relaciones y factores que representan el comportamiento del flujo en el medio poroso, es primordial para usar los métodos o técnicas que se empleen para obtener el comportamiento presente y futuro tanto del pozo como del yacimiento.

Cuando un pozo es puesto en producción (ya sea como pozo fluyente con o sin estimulación, después de instalar un SAP o después de alguna reparación) es necesario evaluar su potencial de producción, es decir, hacer una predicción de cómo se comportaría la producción de ese pozo ante los abatimientos de presión sometidos en el yacimiento a lo largo del tiempo. En la práctica es posible estimar la producción esperada para un pozo mediante ciertas evaluaciones y correlaciones, normalmente con respecto a pozos vecinos con características similares.

La capacidad de flujo representada a través del Índice de Productividad debe ser analizada en función de las etapas que se encuentran en el yacimiento, ya sea en condiciones de Bajo Saturado $P_{wf} > P_b$ o Saturado $P_{wf} < P_b$.

¹⁶ El flujo turbulento que tiene lugar en las cercanías del pozo provoca un factor de daño dependiente del flujo.

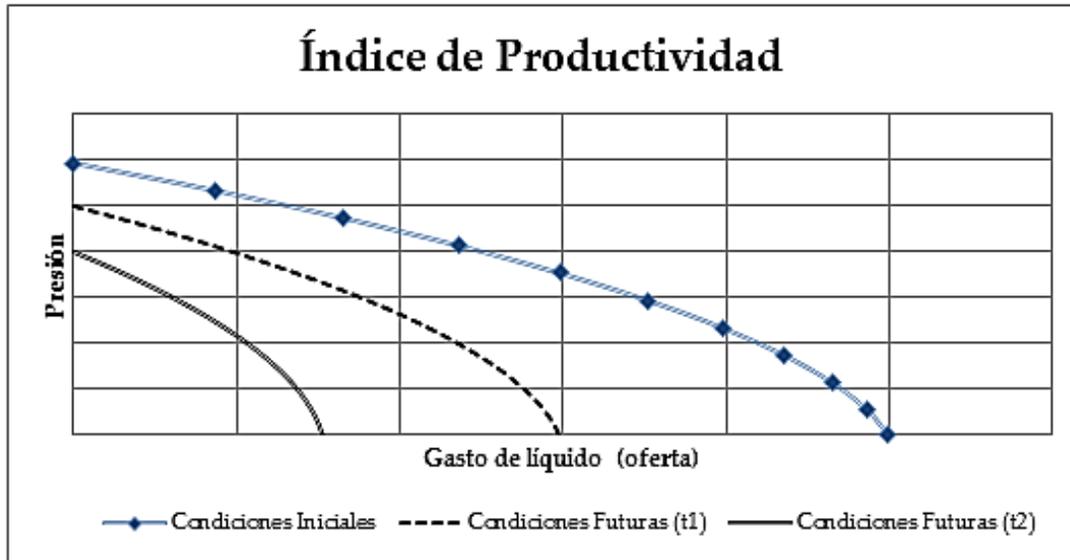


Figura 3. 6. Curva de comportamiento Presión-Producción.

Para pozos cuya presión de fondo fluyendo está por encima de la presión de saturación, el índice de productividad presenta un comportamiento lineal, es decir, la producción o gasto de líquido estará en función del abatimiento de presión o viceversa, sin embargo, para pozos cuya presión de fondo fluyendo esté por debajo de la presión de saturación, el índice de productividad presenta un comportamiento no lineal, debido a los cambios que sufren las propiedades del fluido causadas por la liberación de gas en las vecindades del pozo, por ejemplo cambios en las permeabilidades relativas, viscosidad o en el factor volumétrico de formación. Para realizar la evaluación del comportamiento de flujo se cuenta con los métodos de *Vogel*, *Standing*, *IP Generalizada*, *Harrison*, *Fetkovich*, entre otros.

Esto es parte fundamental para realizar las predicciones a futuro del comportamiento de flujo de algún pozo fluyente y determinar el momento adecuado para instalar el sistema artificial de producción que más se adapte a las necesidades de producción.

b) Condiciones de flujo de fluidos del Yacimiento al Pozo

Para analizar el comportamiento de flujo en la frontera pozo yacimiento es necesario tener presente que existen básicamente tres tipos de condiciones o regímenes de flujo en función de la presión y del tiempo que deben ser identificados para clasificar el flujo de los fluidos del yacimiento: flujo estacionario, de flujo pseudo-estacionario y de flujo transitorio.

Régimen Estacionario

Esta condición de flujo se presenta cuando la presión en todos los puntos del yacimiento permanece constante, es decir, la presión no varía con el tiempo. Matemáticamente se expresa como:

$$(\partial P / \partial t)_i = 0$$

Esta condición de flujo está presente en yacimientos con fuerte desplazamiento hidráulico debido a la presencia de un acuífero, a la expansión del sistema roca-fluidos o en operaciones de mantenimiento de presión como la inyección de gas o agua.

En condiciones comparables, los yacimientos de gas alcanzan condiciones de estado estacionario más rápidamente que los de aceite. Esto se debe a que la viscosidad de los gases es mucho más baja, lo que se compensa por el aumento en la compresibilidad del fluido y la reducción del tiempo de readaptación.

Régimen Transitorio

Esta condición de flujo se presenta cuando la caída de presión en cualquier parte del yacimiento, con respecto al tiempo, es variable y mayor que cero. Esto sugiere que la derivada de la presión con respecto al tiempo es esencialmente una función de la posición (i) y del tiempo (t). Matemáticamente puede ser expresada como:

$$(\partial P / \partial t) = f(i, t) = \text{Variable}$$

Esta condición de flujo puede estar presente en dos formas, (1) gasto constante y (2) presión de fondo fluyendo constante.

Régimen Pseudo-estacionario

Cuando la presión en varios puntos del yacimiento declina linealmente como una función del tiempo, a un ritmo constante de declinación, las condiciones de flujo son caracterizadas como flujo pseudo-estacionario. Matemáticamente se establece que la razón de cambio de presión con respecto al tiempo, en cualquier punto del yacimiento, es constante.

$$(\partial P / \partial t)_i = \text{constante}$$

Adicionalmente, durante el proceso de análisis de las condiciones del flujo de fluidos del yacimiento al pozo es necesario evaluar el comportamiento de fluidos en el yacimiento en las vecindades del pozo. Las expresiones matemáticas que se utilizan para predecir el comportamiento de fluidos en el yacimiento y/o pozo varían en forma y en complejidad, dependiendo del número de fases en movimiento. Existen, en general, tres casos de sistemas de flujo: **Una sola fase:** aceite, agua o gas, **Dos fases:** aceite-agua, aceite-gas, o gas-agua, **Tres fases:** aceite-agua-gas.

El flujo de una sola fase ocurre cuando sólo existe movimiento de un fluido en el medio poroso, bien sea aceite, gas o agua; sin embargo, puede existir simultáneamente una segunda fase inmóvil como agua connata a la saturación de agua irreducible. En el flujo multifásico existen más de dos fases fluyendo simultáneamente en el medio poroso. En este caso, la expresión matemática se hace compleja y es necesario tomar en cuenta los conceptos de permeabilidades relativas y viscosidades para determinar la cantidad de cada fase particular que fluye en cada punto del sistema.

c) Análisis del comportamiento de flujo en la tubería de producción y en la red de tuberías superficiales (flujo multifásico vertical y horizontal)

La comprensión de los mecanismos y características del flujo de dos o más fases, en una sección del sistema de producción, tiene como finalidad optimizar el diseño de la sección en particular y del sistema en general, para obtener la máxima producción de hidrocarburos con las menores pérdidas de energía.

El flujo de fluidos a través de la tubería vertical consume la mayor parte de la presión disponible para transportarlos a superficie y llevarlos hasta la batería de separación (30%-80%). Por esta razón resulta de suma importancia realizar una evaluación precisa de la distribución de la presión a lo largo de dichas tuberías.

Al hacerlo conjuntamente con un análisis integral del sistema de producción, es posible diseñar las tuberías de producción y líneas de descarga, proyectar aparejos de producción artificial, obtener la presión de fondo fluyendo sin necesidad de intervenir los pozos, calcular el efecto de los estranguladores sobre el gasto, determinar la vida fluyente de los pozos y corroborar los datos obtenidos con las correlaciones para su ajuste.

d) Análisis de Sistemas Artificiales de Producción

Anteriormente se vio es que necesario diagnosticar el buen funcionamiento del Sistema Artificial de Producción en aquellos pozos candidatos a optimización para que cumplan con las expectativas de producción, o en su caso, reemplazarlo por otro acorde a las necesidades y características actuales.

Con base en esto, el objetivo en este punto es definir el SAP que requiriera cada pozo de acuerdo a sus características y la capacidad de flujo actuales.

Tabla 3. 4. Características y rangos de operación de SAP.¹⁷

Forma de Levantamiento	BM	BCP	Gas Lift	Plunger Lift	BH tipo Pistón	BH tipo Jet	BES - BEC	Tecnología Capilar
Profundidad operativa máxima, TVD (pies / m)	16,000	12,000	18,000	19,000	17,000	15,000	15,000	22,000
Volumen operativo máximo	4.878	3,658	4,572	5,791	5,182	4,572	4,572	6,705
Temperatura operativa máxima (°F / °C)	6,000	4,500	50,000	200	8,000	20,000	60,000	500
Manejo de corrosión	550	250	450	550	550	550	400	400
Manejo de gas	288	121	232	288	288	288	204	204
Manejo de sólidos	Bueno a excelente	Aceptable	Bueno a excelente	Excelente	Bueno	Excelente	Bueno	Excelente
Gravedad de fluido (API)	Aceptable a bueno	Bueno	Excelente	Excelente	Aceptable	Bueno	Aceptable	Excelente
	Aceptable a bueno	Excelente	Bueno	Aceptable	Aceptable	Bueno	Aceptable	Bueno
Mantenimiento	>8	<40	>15	>15	>8	>8	>10	>8
Motor	Equipo de reacondicionamiento o servicio de pozo		Wireline o equipo de reacondicionamiento	Wellhead catcher o wireline	Hidráulico o wireline		Equipo de reacondicionamiento o servicio de pozo	Unidad capilar
Aplicación offshore	Gas o eléctrico	Compresor	Energía natural del pozo	Multicilindro o eléctrico	Motor eléctrico	Energía natural del pozo		
Eficiencia del sistema	Limitado	Limitado	Excelente	N/A	Bueno	Excelente	Excelente	Bueno
	45 a 60%	50 a 75%	10 a 30%	N/A	45 a 55%	10 a 30%	35 a 60%	N/A

De acuerdo a los análisis de potencial del pozo, de la revisión de las condiciones mecánicas del pozo, y su posible reactivación si se encuentra cerrado, se puede implementar algún sistema artificial de producción, considerando una evaluación técnico económico para definir el SAP adecuado.

e) Análisis de la Batería de Separación

Básicamente consiste en determinar la presión óptima de separación a fin de evitar restricciones de flujo o generar una fuerte contrapresión que evite que el pozo siga produciendo, ya sea como pozo fluyente u optimizado con al algún mecanismo de levantamiento artificial.

Para el análisis de la batería de separación se recurre a la metodología de análisis nodal, tomando como nodo solución el separador y viendo cómo se comportan las caídas de presión a los largo del

¹⁷ Fuente: Weatherford.

sistema corriente arriba, o bien seleccionando el yacimiento como nodo solución y viendo cómo se comportan las caídas de presión a lo largo del sistema corriente abajo. Además es indispensable contar con información referente a los fluidos producidos (análisis pVT) a fin de establecer las mejores condiciones de separación.

f) Análisis de las instalaciones superficiales. (Análisis Nodal)

El objetivo es establecer las condiciones teórico-operativas que permitan optimizar las instalaciones superficiales de producción y por ende las contrapresiones.¹⁸

Como parte del análisis integral del sistema de producción, es importante identificar y documentar los elementos técnicos que afectan el flujo de hidrocarburos de un pozo durante su fase de operación o en su fase de incorporación al sistema integral de producción. Así mismo se deben evaluar las acciones y correctivos que permitan optimizar y materializar las promesas de producción generadas durante la aplicación del proceso integral de productividad de pozos (PIPP)

3.2.1.5. Generación de soluciones

Una vez realizado el análisis a nivel yacimiento, a nivel de pozo y se ha estudiado en su conjunto el Sistema Integral de Producción, el equipo de productividad de pozos cuenta ya con elementos suficientes para generar alternativas de solución, tanto para optimización como para reactivación de pozos, que permitan mantener o incrementar la producción de hidrocarburos de acuerdo a las metas establecidas.

El objetivo aquí es integrar y analizar todas las opciones planteadas. Es importante tomar en consideración los tiempos necesarios para su implementación, ya la explotación de un yacimiento es un proceso dinámico y pueden cambiar las condiciones de operación y perder vigencia u oportunidad las soluciones propuestas.

a) Estimulación

La estimulación de pozos busca el restablecimiento de la permeabilidad al reducir o remover el daño provocado durante las operaciones de perforación, terminación, reparaciones o durante la misma etapa productiva del pozo y es una de las actividades más importantes en el mantenimiento de la producción de los pozos.

La estimulación a pozos consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones por debajo de la presión de fractura.

¹⁸ La contrapresión es la presión de un sistema causada por la fricción del fluido o una resistencia inducida al flujo a través del sistema. Ejemplo: contrapresión ejercida por el estrangulador, o la ejercida por la presión de separación pueden causar resistencia al flujo de fluidos a través de la tubería vertical.

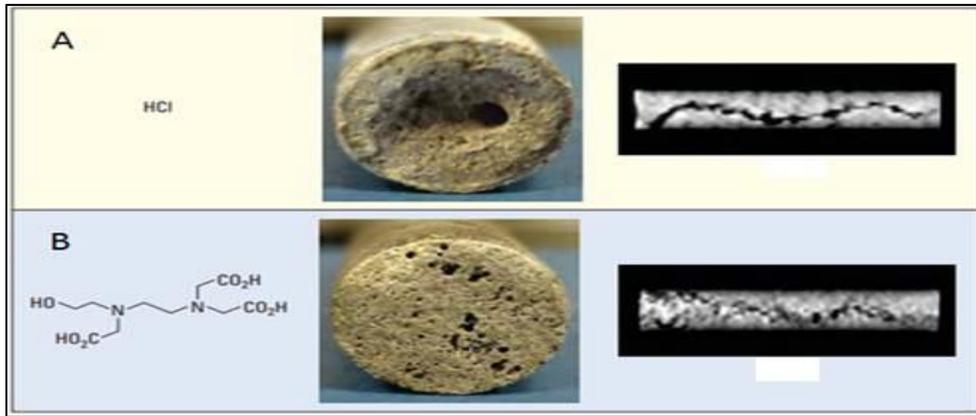


Figura 3. 7. Imágenes de pruebas de estimulación a núcleos¹⁹. Oilfield Review, primavera 2009.

Durante el proceso de estimulación se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la formación productora, que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. Es una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de aceite y gas, además puede favorecer en la recuperación de las reservas.

La utilización del ácido clorhídrico es prácticamente el común denominador de las estimulaciones, sin embargo, la experiencia ha revelado que no todos los pozos con problemas de producción requieren necesariamente el uso de este ácido. Muchos de nuestros pozos con problemas de producción requieren de estimulaciones no ácidas (no reactivas) debido a la naturaleza del problema que genera la declinación de su producción, por lo tanto la selección de un pozo candidato a estimular y el diseño de su tratamiento requieren de un buen análisis de gabinete.

Para determinar un pozo candidato a estimular, la premisa principal es la detección de un comportamiento anormal en su historia de producción, para ello es necesario destacar que la información más relevante debe ser validada.

- Histórico de Perforación.
- Histórico de Producción.
- Histórico de Presiones.
- Cambios de estrangulador.
- Comportamiento de Producción de agua.
- Comportamiento de la relación agua-aceite.
- Comportamiento de la relación gas-aceite.
- Histórico de intervenciones.
- Comportamiento del SAP (si cuenta con él).

¹⁹ Figura 3.16. (A) Prueba de inundación de núcleos en una caliza de Indiana con HCl al 15%. (B) Inundación a una muestra de caliza con Ácido HEDTA (Ácido Hidroxietilendiaminotriacético).

- Revisión de conexiones y sistema superficial de producción.
- Verificación de la influencia de pozos vecinos inyectoros.
- Registros Geofísicos.
- Datos Petrofísicos, presiones estáticas y presione de fondo fluyendo.
- Comparación de la producción con pozos de correlación.
- Comparación de la reserva del yacimiento con la producción acumulada del pozo.

b) Cambio de aparejo de producción

El aparejo de producción es el medio por el cual se transportan los fluidos del yacimiento a la superficie y pueden clasificarse dependiendo de las condiciones del yacimiento como: fluyente, con bombeo neumático, con bombeo mecánico, con bombeo electro-centrífugo o con bombeo hidráulico.

Seleccionar, diseñar o instalar un aparejo de producción de producción es una parte crítica en cualquier programa de operación durante la intervención de un pozo ya sea en una terminación o en una reparación.

Dentro de los elementos claves en el diseño del aparejo de producción tenemos la selección del empacador. Para hacer una buena selección debemos tomar en cuenta:

- Diámetro de la tubería de revestimiento o agujero descubierto en caso del tipo inflable.
- Grado y pedo de la tubería de revestimiento.
- Temperatura a la que estará sometida su operación.
- Presión de trabajo.
- Tensión y compresión.
- Diseño de operación.

La selección involucra el análisis anticipado de los objetivos de las operaciones del pozo, como son la terminación, la estimulación y los trabajos futuros de reparación. Es importante considerar los costos de estos accesorios, así como los mecanismos de sello y empacamiento mecánico, la resistencia a los fluidos y las presiones a las que estará sometido, su capacidad para ser recuperado o no, sus características para las operaciones de pesca o molienda, si hay o no posibilidad de efectuar operaciones con cable a través de él.

c) Control de arena, agua y gas

Control de Arena.

La producción y el control de arenas siguen siendo retos críticos en la administración de yacimientos y operaciones de producción. La arena da como resultado altos costos de remoción, erosión de equipos y gastos de mantenimiento significativos.

Las principales consecuencias de la producción de arena son: Acumulación en los equipos de superficie, erosión del equipo superficial y sub-superficial, reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo y por consiguiente disminución en la productividad del pozo.

En la actualidad diversos estudio publicados han desarrollado sistemas de control de arena donde se describen técnicas apropiadas para la aplicación de las mismas, aunque a pesar del progreso en la resolución de dichos problemas, existen controversias en cuanto al tipo de método que debe ser aplicado en alguna situación en particular.

La selección de un método de control de arena depende de varios factores, condiciones específicas del campo, prácticas operativas, antecedentes históricos, aplicabilidad, duración del servicio y factores económicos.

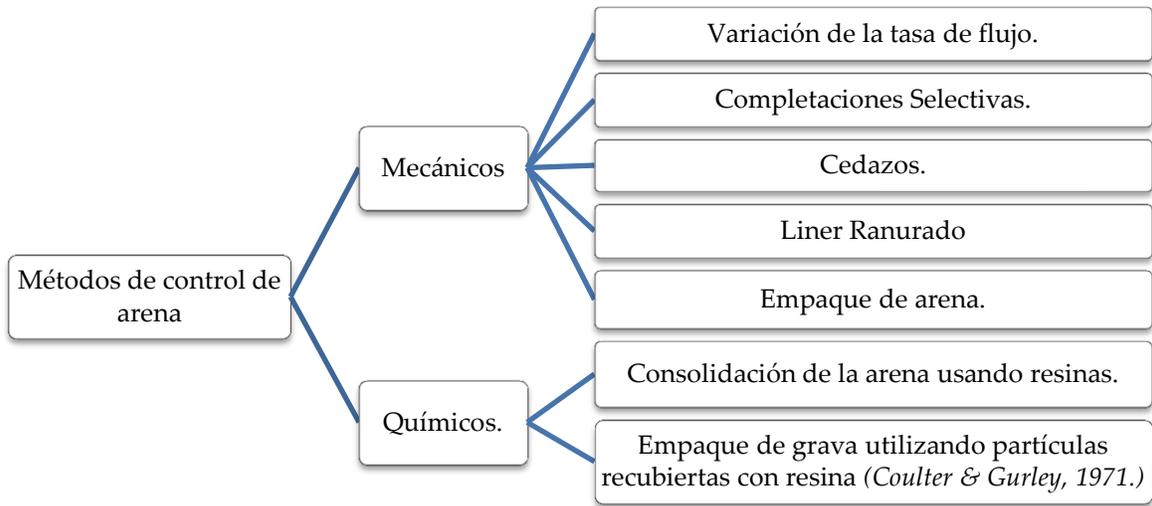


Figura 3. 8. Métodos más eficientes de control de arena.

Los cedazos constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en los pozos dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena productora.

Control de Agua y Gas

La producción de agua es siempre causa de variados problemas en un pozo de petróleo, puede generar incrustaciones y estimular la formación de depósitos orgánicos que restrinjan la producción, inducir migración de finos o directamente desencadenar un proceso de producción de arena que incremente el costo energético de la extracción de petróleo. De igual modo se incrementan los costos posteriores de procesamiento, a lo que hay que añadir el gasto energético de la propia reinyección de agua. Si se añade la necesidad de minimizar o nulificar el impacto ambiental, se puede afirmar que, si bien la producción de agua está inevitablemente asociada a la de aceite, es altamente deseable detener su iniciación y reducir su magnitud tanto tiempo como sea posible.

El control de agua es la aplicación de técnicas o procesos que permiten reducir su producción, mejorar la eficiencia de recuperación y satisfacer las normas ambientales. Aun cuando el uso de los procesos de control de agua puede no resultar en un incremento de la producción, consiguen frecuentemente mejorar la rentabilidad operacional y como resultado generar beneficios.

El control de la producción de agua constituye un importante desafío para los ingenieros de yacimientos y de reacondicionamiento de pozos. Para reducir el corte de agua e incrementar la vida útil del pozo se utilizan diversas técnicas. La clave para encontrar una solución satisfactoria consiste en definir el origen del agua y evaluar su contribución en la producción de petróleo.

Por otro lado, la producción de excesiva de gas en los pozos de aceite se debe al gas disuelto liberado, a la presencia de un casquete natural de gas, para yacimientos saturados, o la formación posterior del mismo en yacimientos bajo saturados, al flujo de gas a través de canales de otras zonas de alta permeabilidad en el yacimiento por encima o debajo de la zona productora, disparos cercanos al contacto gas-aceite y conificación.

La figura 3.9 muestra las principales herramientas utilizadas para la evaluación del control de agua y gas.

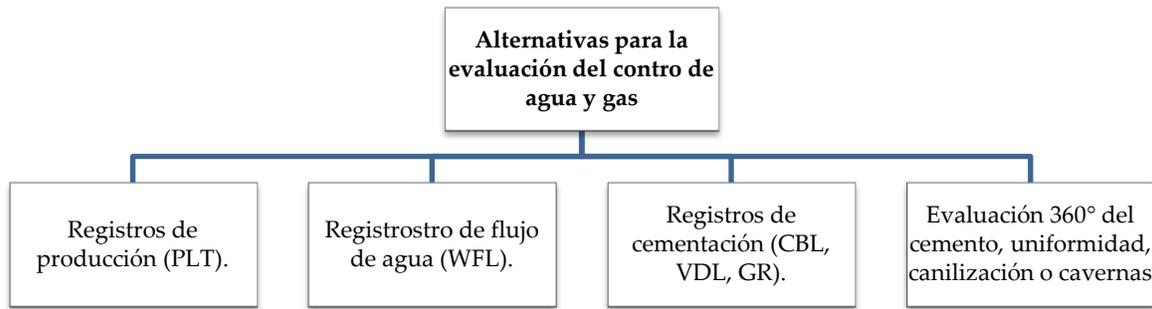


Figura 3. 9. Herramientas para la evaluación de producción de agua y gas.

Puede inferirse la presencia de canalizaciones mediante registros de adherencia del cemento o registros de sonido. Para confirmarlo se requiere un registro de producción que responda a los efectos que la canalización de fluidos tiene detrás de la tubería de revestimiento, como son los registros de temperatura, ruido y radiactividad.

Su solución consiste en conocer a detalle la ubicación donde sucede la canalización y realizar una cementación forzada.

Las zonas ladronas son una causa común de la alta producción de gas y agua. Un buen registro de flujo puede ayudar a localizar estas zonas que contribuyen a la alta producción de gas y agua más no su causa.

La conificación de gas o agua se produce cuando el intervalo productor es disparado cerca de un contacto gas-aceite o de un contacto agua-aceite.

Es un problema difícil de identificar plenamente solo con registros de producción; se requiere de una serie de pruebas a diferentes gastos de producción o abatimiento de presión ya que la conificación es un fenómeno dependiente del gasto.

El comportamiento normal de la relación gas-aceite correspondiente al mecanismo de empuje para cualquier yacimiento debe ser considerado en el análisis del problema del pozo así como también el efecto de empuje hidrostático relacionado a la presencia de un acuífero. En un yacimiento con empuje de gas, la saturación de gas incrementa a medida que avanza su explotación; cuando el gas es liberado del aceite, este fluye al pozo debido a que supera la movilidad del aceite a través del medio poroso provocando así la conificación de gas.

d) Optimización de zona disparada

Para optimizar la zona disparada e incrementar la producción del pozo es posible re-disparar el intervalo productor.

Un diseño óptimo de redisparos está orientado a seleccionar el tipo de pistola, carga, fase, diámetro de orificios, densidad de disparos y la técnica aplicada durante la operación de disparos, ésta última está relacionada a ejecutar la operación bajo condiciones de sobre o bajo balance, en función de la presión del yacimiento.

La correcta selección del sistema de disparos es de importancia relevante ya que de esto dependerá la productividad del pozo y la disminución de intervenciones adicionales. Por tal motivo los disparos de pozos de aceite o gas, deben diseñarse de modo que se minimicen las futuras reparaciones y se alargue al máximo la vida útil del pozo. La tecnología juega un papel importante en la construcción de cargas y disparos ya que es posible encontrar en el mercado un gran número de opciones para esta operación. Posterior a la operación de los disparos, si éstos no tuvieron éxito es necesario volver a disparar el intervalo de interés.

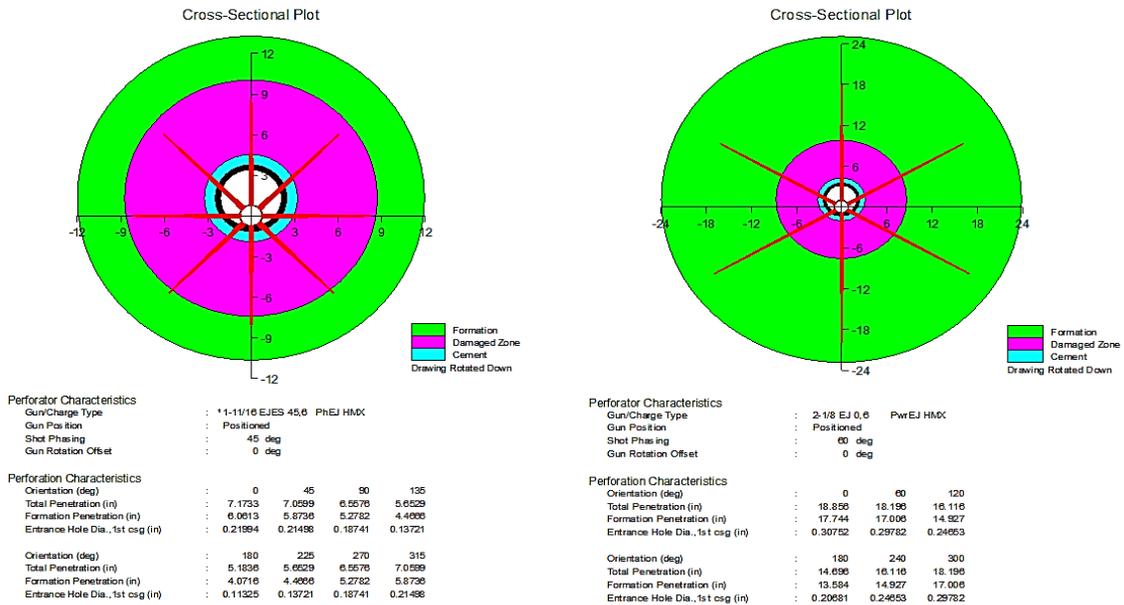


Figura 3. 10. Simulación de disparos en pozo, Activo Integral Samaria-Luna.

Otra alternativa de re-disparos es cuando existe otra formación productora y que es factible de explotar, es decir, se puede adicionar un intervalo productor mediante una terminación múltiple, o cambiar de intervalo producto, es así cuando hay que re-disparar la formación de interés.

e) Cambio o adición de intervalo productor

En ocasiones resulta factible realizar un cambio de intervalo cuando disminuye la producción de un pozo por declinación natural de la formación productora. En este punto es indispensable evaluar y buscar otras formaciones que sean factibles de explotación, así como también el diseño apropiado de la terminación del pozo.

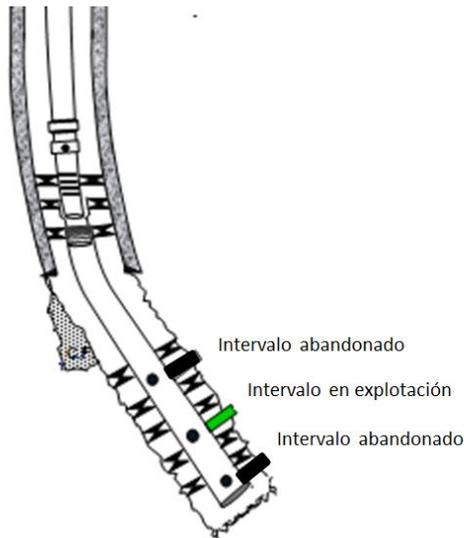


Figura 3. 11. Cambio de intervalo productor.

f) Remoción de incrustaciones

Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de la formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro.

En los tratamientos de estimulación matricial por lo general se emplean disolventes de incrustaciones con el fin de detener la caída de producción. Para poder decidir cuál es la mejor técnica, es necesario conocer el tipo y la cantidad de incrustaciones y su composición física o su textura, ya que si se elige un método inadecuado se puede llegar, en realidad, a incentivar el depósito de las mismas.

El grado de resistencia y la textura de las incrustaciones presentes en las tuberías son de gran importancia en la elección de la técnica de remoción. La resistencia y las texturas pueden variar desde hilos delicados y quebradizos o cristales de alta micro-porosidad hasta capas de aspecto rocoso de baja permeabilidad y porosidad. La pureza de las incrustaciones afecta su resistencia a los métodos de limpieza. Puede ocurrir que se trate de fases de un solo mineral, o bien, una mezcla de

compuestos similares y compatibles. El sulfato de bario puro es normalmente de baja porosidad y totalmente impenetrable con agentes químicos, por lo que solo es posible removerlo lentamente utilizando alguno de los métodos mecánicos tradicionales. Las mezclas de sulfato de bario, que por lo general contiene sulfato de estroncio, sulfato de calcio o incluso carbonato de calcio, con frecuencia ceden frente a diversos métodos de limpieza, tanto químicos como mecánicos.



Figura 3. 12. Formación de Incrustaciones en tubería, Oilfield Review²⁰. Schlumberger.

Tratamientos químicos

La remoción de incrustaciones con productos químicos es, por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos (matriz de la roca o en los disparos) o es muy costoso transportarlos.

²⁰ Fuente: Oilfield Review, Otoño 1999. Schlumberger.

Tabla 3. 5. Métodos químicos para la remoción de incrustaciones.

Químicos	Permite
Ácido Clorhídrico	Disolución de Carbonatos
Ácido EDTA ²¹	Remoción de sedimentos de Sulfato de Calcio
	Remoción de incrustaciones fuertes Sulfato de Bario
	*Más costoso y lento que el HCl.
Agentes quelatizantes	Eliminación de incrustaciones de Sulfato de Bario y Estroncio
	Eliminación de incrustaciones de Sulfato de Calcio y Carbonato de Calcio
	* En las aplicaciones típicas, estas soluciones se diluyen en agua dulce y se dejan actuar entre 6 y 24 horas
Surfactantes viscoelásticos	Ayuda a la colocación de disolventes en formaciones altamente permeables.

Los agentes quelatizantes (*agente quelante*), son compuestos que rompen las incrustaciones resistentes a los ácidos, asilando y bloqueando los iones metálicos dentro de su estructura cerrada en forma de anillo.

Métodos mecánicos convencionales

Al igual que con los tratamientos químicos, la mayor parte de los métodos mecánicos presenta un rango limitado de aplicabilidad, de manera tal que la selección del método correcto depende del pozo o del tipo de incrustación. Los métodos mecánicos son lo más eficientes para la eliminación de incrustaciones minerales en las tuberías.

Métodos mecánicos con chorro de fluidos

Estas herramientas se utilizan para eliminar incrustaciones en tuberías de producción y en los disparos. Cuentan con varios orificios de expulsión, o bien con una cabeza de expulsión que tiene un mecanismo que le permite cubrir todo el diámetro del pozo. Se pueden utilizar en combinación con productos químicos para remover los depósitos solubles, en aquellos lugares donde la colocación es crítica para prevenir la pérdida de agentes reactivos.

²¹ Ácido etilendiaminotetraacético.

El chorro de agua puede resultar efectivo para remover incrustaciones blandas, como hilita, y detríticos o relleno. Sin embargo se ha comprobado que es poco efectivo en la remoción de ciertas incrustaciones de mayor resistencia, como la calcita y el sulfato de bario.

Tabla 3. 6. Principales incrustaciones en instalaciones de producción.

Depósito	Origen más probable
Caolinita	Material de Formación
Arcillas varias	Material de Formación
Cuarzo	Material de Formación
Óxidos de Hierro Amorfos	Corrosión en fase acuosa
Magnetita O_4Fe_3	Corrosión en fase acuosa
Sulfuros de Hierro	Corrosión en fase acuosa
Carbonato de Calcio (calcita)	Corrosión en fase acuosa
Carbonato de Hierro (siderita)	Corrosión en fase acuosa
Carbonato de Sodio- Aluminio (dawsonita)	Corrosión en fase acuosa
Cloruro de Sodio (halita)	Sales evaporadas del agua
Evaporitas de Magnesio	Sales evaporadas del agua
Sales higroscópicas (con cambio del Espaciado cristalino en función de la Temperatura y contenido de agua).	Sales evaporadas del agua

3.2.1.6. Análisis técnico, económico y de riesgo

Posterior a la generación de las posibles alternativas de solución integral de productividad de pozos, es necesario plantear cuales de todas las que se proponen son factibles de aplicar en términos técnicos y luego aplicarles una evaluación económica a las que pasaron ese proceso de eliminación para identificar aquella que resulta económicamente más atractiva, con base en indicadores económicos. También es necesario evaluar el riesgo e incertidumbre que pueden tener cada una de estas alternativas y considerarlas para la toma de decisión definitiva.

a) Análisis Técnico

El análisis técnico consiste en recabar y analizar toda la información referente al pozo que se está evaluando, a fin de tener una visión más amplia y completa de la problemática en la producción y poder generar alternativas de solución.

El flujo de trabajo propuesto en el apartado 3.2.1 “Análisis integral de productividad de pozos” de éste capítulo, consiste en recabar y analizar la información correspondiente a:

- **Nivel Yacimiento**, obteniendo información de los aspectos geológicos que permitan realizar la caracterización estática del yacimiento, es decir, definir de manera cuantitativa y cualitativa los aspectos estructurales y estratigráficos del sistema roca.
Realizar el análisis y la interpretación de las propiedades petrofísicas del sistema roca-fluidos, a manera de poder cuantificar los valores en el intervalo de interés.
Realizar el análisis, interpretación y cuantificación de las propiedades de los fluidos producidos (aceite-gas-agua) a fin de predecir su comportamiento dentro del sistema poroso y tuberías, para realizar la configuración del sistema de explotación más apropiado.
Evaluar el comportamiento de la presión en el yacimiento a partir de la interpretación de los registros de presión y poder cuantificar, en caso de existir, el nivel de daño en la formación.
- **Nivel Pozo**, permitiendo conocer las condiciones operacionales de los pozos en estudio. Aquí se analizará el histórico de perforación y terminación del pozo, dándonos una idea general de los problemas presentados en estas etapas y los fluidos utilizados, diámetros de TR y TP, las pruebas de admisión, geopresiones, recortes de perforación y la configuración final del estado mecánico.
Para pozos terminados con sistema artificial de producción (SAP) es necesario realizar un diagnóstico de éste a fin de conocer las condiciones operacionales y evaluar la sustitución por otro que se adapte a las condiciones de producción deseadas.
- **Revisión del Sistema Integral de Producción**, conociendo si el pozo opera en flujo continuo, intermitente o se encuentra cerrado. Aquí se evalúa la productividad de pozo a partir de los históricos de presión-producción y se coteja el análisis nodal con la producción actual. Esto nos permite definir si el pozo presenta problemas de baja productividad debido a condiciones mecánicas mediante el análisis de sensibilidad a variables como diámetro de estrangulador, diámetro de tubería de producción y línea de descarga, presión de separación, o por causas naturales del yacimiento como depresionamiento, avances de contactos agua-aceite-gas y nos da la entrada a la generación de soluciones que regularmente suelen ser mecánicas.

b) Análisis de Riesgo

Tiene como objetivo determinar los riesgos asociados a la aplicación de soluciones integrales de optimización y reactivación en productividad de pozos. Su alcance pretende mitigar todos los riesgos operacionales, para ello es importante que el equipo de productividad de pozos determine cuáles son las fuentes principales de riesgos operacionales identificadas y registradas con base en la experiencia y opinión de expertos, permitiendo así establecer planes de respuesta o contingencia a riesgos operacionales.

El “*Riesgo*” existe cuando se combinan incertidumbres y consecuencias. Sin incertidumbre no hay riesgo, sin consecuencias, tampoco hay riesgo. El *riesgo* es un término de naturaleza probabilística,

que se define como *egresos o pérdidas probables a consecuencia de la probable ocurrencia de un evento no deseado o falla.*

- ✓ Riesgo (t) = Probabilidad de Falla (t) x Consecuencias
- ✓ Riesgo (t) = Probabilidad de ocurrencia Evento E_i (t) x Consecuencias
- ✓ Riesgo (t) = Probabilidad de desacierto D_i (t) x Consecuencias

La Administración de la Incertidumbre es el arte de tomar decisiones cuantificando aquello que no se observa a simple vista, evaluando su impacto en el modelo de decisión y mejorando nuestro nivel de conocimiento cuando ello es técnicamente factible y económicamente rentable.

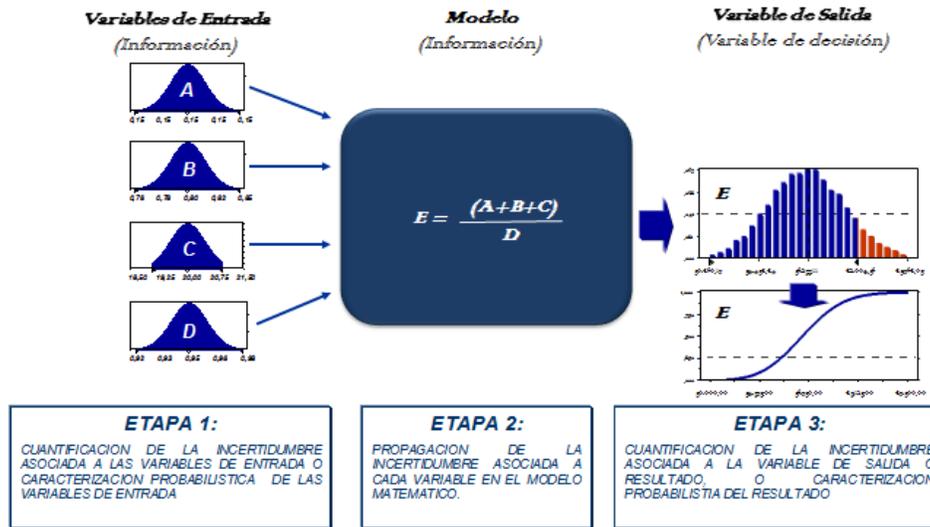


Figura 3. 13. Operaciones de Variables Aleatorias.

Caracterización Probabilista de Variables con Incertidumbre

El proceso mediante el cual se selecciona una distribución o modelo de probabilidades para una muestra de datos de una variable específica se conoce como “caracterización probabilista”. Estas caracterizaciones permiten expresar el conocimiento que se tiene de una variable y su incertidumbre en magnitudes estadísticas tales como: media, moda, mediana, desviación estándar, valor más probable, mínimos, máximos, coeficiente de variación y percentiles.

Determinar las funciones de distribución de probabilidad que describen el comportamiento de las variables de incertidumbre, estableciendo dependencias y correlaciones entre estas es una tarea fundamental para construir el Modelo de Toma de Decisiones para un proyecto.

Es importante destacar que las mencionadas distribuciones o modelos probabilistas se seleccionarán para cada variable a partir de la información disponible y accesible. La información

disponible puede ser, en el mejor de los casos, evidencia recolectada en el mismo activo; pero en otros casos puede ser información análoga recolectada en otros activos o procesos similares o puede ser opinión de expertos. La caracterización de variables con incertidumbre es un proceso riguroso que depende del tipo de información disponible.

Operaciones de variables aleatorias

Etapa 1: Caracterización Probabilista de Variables o Cuantificación de la Incertidumbre de las Variables de Entrada. Es el proceso mediante el cual se selecciona una distribución o modelo de probabilidad para una muestra de datos de una variable específica. Estas caracterizaciones permiten expresar el conocimiento que se tiene de una variable y su incertidumbre en magnitudes estadísticas tales como: media, moda, mediana, desviación estándar, valor más probable, mínimos, máximos, coeficiente de variación y percentiles.

Es importante destacar que las mencionadas distribuciones o modelos de probabilidad se seleccionan para cada variable a partir de la información disponible y accesible. La información disponible puede ser, en el mejor de los casos, evidencia recolectada en el mismo Activo; pero en otros casos puede ser información análoga recolectada en otros Activos o procesos similares o puede ser opinión de expertos.

Etapa 2: Propagación de la Incertidumbre. La Simulación de Montecarlo, es la herramienta más utilizada en la solución de modelos matemáticos donde las variables de entrada son variables aleatorias o variables con incertidumbre. Permite obtener la distribución de densidad de probabilidades de la variable de salida del modelo, a partir de las distribuciones de probabilidad de las variables de entrada.

Etapa 3: Cuantificación de la Incertidumbre de la Variable de Salida. Luego de aplicar la Simulación de Montecarlo se obtiene la distribución de probabilidad de la variable de salida del modelo, sus parámetros estadísticos y se puede realizar el análisis de sensibilidad, el cual permite cuantificar la contribución relativa de cada una de las variables aleatorias de entrada a un modelo, a la dispersión o varianza del resultado o variable de salida del modelo

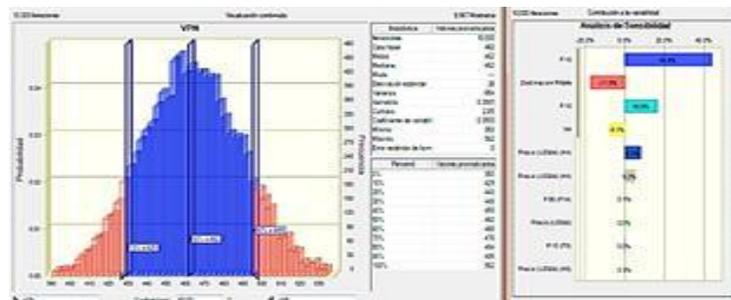


Figura 3. 14. Análisis de variables aleatorias.

Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad es de vital importancia para “administrar la incertidumbre”, ya que permite identificar las variables de entrada al modelo en las que debe centrarse la atención y tomar las acciones necesarias para mejorar el nivel de conocimiento sobre las mismas o disminuir su variabilidad, (de ser técnicamente factible, económicamente rentable y presupuestariamente viable), con el fin de reducir la incertidumbre de la variable de salida. Existen diversos tipos de análisis de sensibilidad, cada uno de los cuales tiene un “gráfico de resultados característico”.

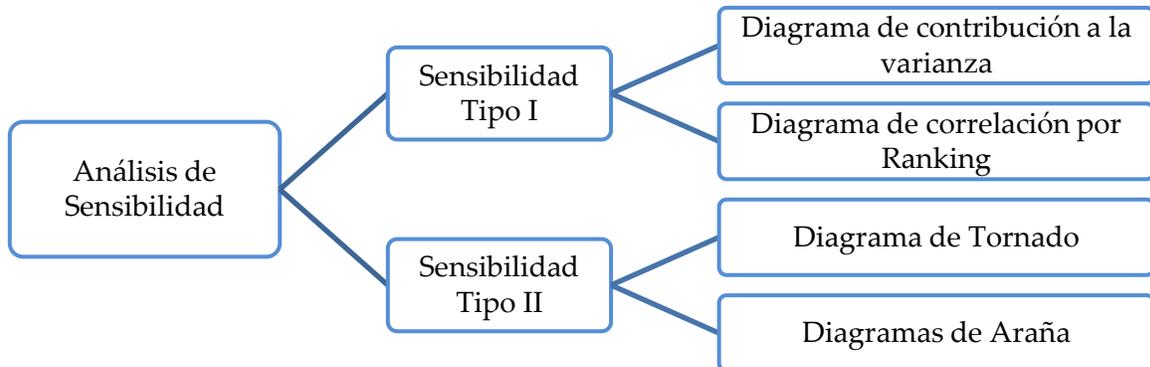


Figura 3. 15. Análisis de sensibilidad.

c) Análisis Económico

El objetivo de este subproceso es seleccionar la solución integral de productividad que, para las alternativas técnicamente factibles, mejor satisfaga los criterios económicos establecidos. Su alcance aplica a todas las opciones evaluadas para seleccionar la solución integral de productividad de pozos.

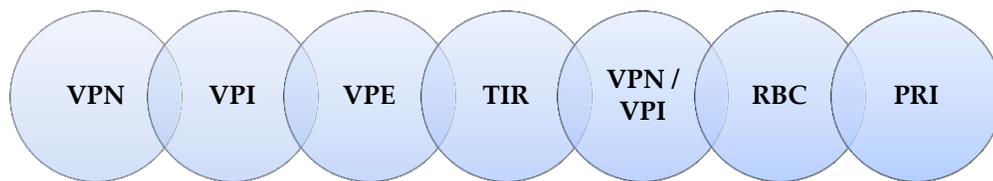


Figura 3. 16. Indicadores económicos para evaluación de proyectos de inversión.²²

²² **VPN:** Valor Presente Neto, **VPI:** Valor Presente de la Inversión, **VPE:** Valor Presente de los Egresos, **TIR:** tasa Interna de Retorno, **VPN/VPI:** Índice de Utilidad, **RBC:** Relación Beneficio-Costo, **PRI:** Periodo de Retorno de Inversión.

Es importante cuantificar todos los costos estimados de cada una de las alternativas analizadas incluyendo los costos de implantación del plan de mitigación del riesgo, así como los beneficios estimados a obtener de su aplicación.

3.2.1.7. Selección de soluciones

Finalizadas las evaluaciones técnicas, económicas y de riesgos, el siguiente proceso consiste en la selección de un portafolio con la cartera de soluciones integrales identificadas, una jerarquización de dichas oportunidades y el establecimiento de una secuencia de las mismas y finalmente su inclusión en el plan de explotación del yacimiento.

El objetivo en esta etapa es seleccionar la solución integral de productividad de pozos que mejor se adapte a los objetivos del plan de explotación del yacimiento, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Consiste en crear un portafolio que contenga un inventario de todas las oportunidades de productividad de pozos existentes en el yacimiento. Su alcance abarca todas aquellas oportunidades de optimización y reactivación de pozos en el marco del Sistema Integral de Producción.

Es imprescindible jerarquizar las oportunidades de optimización de productividad de pozos de acuerdo a su atractivo económico y la cuantificación de su riesgo operacional, así como el potencial productivo estimado.

La identificación de soluciones viables según los análisis técnicos, de riesgo y económico da prioridad a aquellas soluciones que aseguren el retorno de la inversión en el menor tiempo posible.

La incorporación en el plan de explotación del yacimiento consiste en suministrar al departamento de planeación y evaluación, las soluciones de optimización y reactivación de pozos jerarquizadas para ser incluidas en el mismo.

La optimización y reincorporación de pozos representa un incremento volumétrico importante para el Activo y deben ser incorporadas a los planes de explotación a corto, mediano y largo plazo, en forma jerarquizada para su ejecución.

3.2.1.8. Documentación de Propuestas de Solución

Posterior al proceso de selección de la solución integral de productividad de pozos, habiendo verificado su factibilidad técnica, su atractivo económico y su evaluación de riesgo e incertidumbre, el siguiente paso consiste en documentar todos los elementos tales como los análisis realizados, la problemática, sus causas, su impacto, sus posibles alternativas de solución, su evaluación técnico-

económica, riesgos y finalmente la justificación por la cual se seleccionó la solución integral definitiva cuyo objetivo es generar un documento que contenga toda la información relacionada con la solución integral de productividad de pozos.

El documento final deberá contener todos los elementos analizados que sustentan la propuesta definitiva, incluyendo el programa propuesto de actividades, tomando en cuenta el problema diagnosticado, sus causas y sus posibles alternativas de solución.

3.2.2. Ejecución de Soluciones Integrales de Productividad de Pozos

Consiste en llevar a cabo las acciones documentadas y que nos permitan materializar, dentro del plan de explotación, las soluciones identificadas para la optimización de pozos productores o la reactivación de pozos candidatos.

Esta fase del proceso incluye el diseño de la estrategia, donde se consolida el plan de acción para los escenarios identificados, la programación de actividades, la asignación de roles y funciones de todas aquellas dependencias que tomarán parte en el proyecto y por último el seguimiento de las actividades, con el fin de detectar oportunamente si los resultados obtenidos difieren a los esperados o detectar “cuellos de botella” durante el proceso y tomar las acciones correctivas.

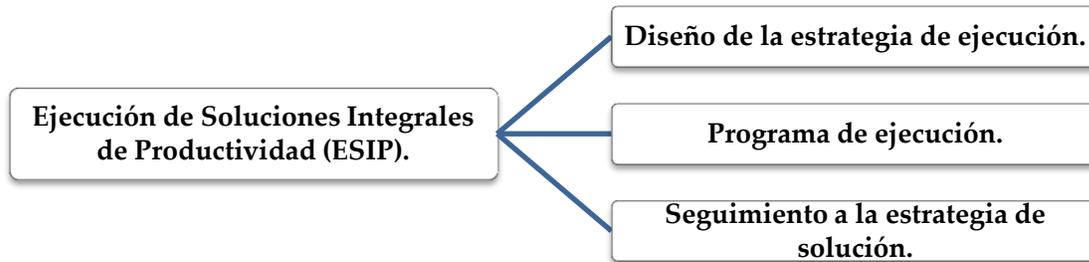


Figura 3. 17. Etapas que conforman la ESIP.

Diseñar la estrategia de ejecución le permite al equipo de productividad de pozos desarrollar en mayor detalle todos los elementos técnicos que conforman el escenario seleccionado, mediante la ejecución de: Ingeniería básica, análisis de incertidumbres, costos, economía y documentación para la autorización del proyecto. El diseño de la estrategia de ejecución tiene como objetivo definir el plan de acción que mejor se adapte a las oportunidades de mejoramiento o reactivación de pozos documentadas y que conforman el portafolio de oportunidades para el corto, mediano o largo plazo.

En ésta fase es donde se presenta el documento que consolida el desarrollo del escenario seleccionado, el cual contiene entre otros el valor generado, el plan de mitigación de riesgos, la ingeniería básica del proyecto y la economía asociada.

Tiene como objetivo además desarrollar el alcance del proyecto y los planes de ejecución del escenario seleccionado para precisar el valor económico esperado, así como su incertidumbre y riesgo inherente. Asegurar que se cumplen los objetivos del negocio, permitir al Activo solicitar la autorización del proyecto y los fondos para ejecutar el mismo.

El programa de ejecución tiene como función establecer la jerarquización de actividades con base los criterios de costo, beneficios aportados, riesgos e incertidumbre para cada actividad en particular.

3.2.3. Evaluación de Soluciones Integrales

La fase de evaluación de las soluciones integrales es de vital importancia, ya que en este proceso se establece la retroalimentación que favorece la toma de decisiones para corregir desviaciones y optimizar el plan de explotación, lo que impactará de forma directa en la productividad de los pozos y por tanto, en el comportamiento de producción.

La evaluación de soluciones integrales tiene como finalidad medir el comportamiento de las acciones realizadas a aquellos pozos candidatos a optimización o reactivación de producción, lo que le permite al equipo de productividad de pozos visualizar los resultados obtenidos en comparación con los datos de producción antes de aplicar dichas soluciones, además de establecer el grado de respuesta entre los valores estimados contra los valores reales obtenidos e identificar y documentar áreas de oportunidad.

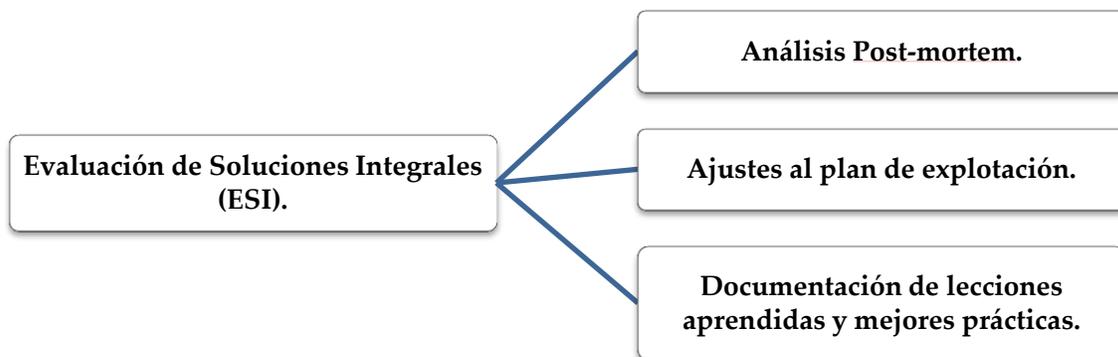


Figura 3. 18. Etapas que conforman la ESI.

Los ajustes al plan de explotación son producto de la observación del comportamiento de los pozos, del yacimiento y de forma muy importante, de los criterios de rentabilidad y de la proyección de los

pronósticos de producción, considerando los ajustes incluidos en el modelo integrado, para alinearse al comportamiento observado.

Esto permite definir un nuevo plan de explotación cuyo alcance tendrá todas las acciones correctivas necesarias a fin maximizar la recuperación de aquellas reservas que aún queden en el yacimiento.

3.3. Retos y Oportunidades dentro de la Productividad de Pozos

3.3.1. Retos Técnicos

- Madurez de los yacimientos.
- Alta complejidad geológica.
- Captura de datos en tiempo real.
- Sísmica 3D y 4D.
- Uso de tecnologías de punta en productividad de pozos.

3.3.2. Retos Tácticos

- Reducir frecuencia de fallas en el Sistema Integral de Producción.
- Control de producción de agua y gas en los yacimientos.
- Optimización del uso de instalaciones superficiales de producción.
- Reducir instalaciones en áreas urbanas.
- Coordinar la desincorporación de activos físicos.
- Mejorar la medición y optimización individual de pozos.

3.3.3. Retos Económicos

- Reducción de costos.
- Generar bases de datos con censo de ductos abandonados.
- Asignación de presupuesto.
- Incrementar el componente nacional en productos y servicios.

3.3.4. Retos Organizacionales

- Conformar equipos de trabajo con un nuevo enfoque del PIPP.
- Desarrollar personal especializado en materia de productividad de pozos.
- Incrementar y promover el desarrollo de carrea en productividad de pozos.
- Homologar y fortalecer la función, estructura, gobernabilidad y toma de decisiones del PIPP.

Capítulo 4 – Proyecto de Mejoramiento de Producción.

Caso Práctico en el Activo Integral Veracruz.

El objetivo fundamental de este trabajo de tesis es describir el Proceso Integral de Productividad de Pozos (PIPP) y su aplicación práctica en la evaluación de pozos con posibilidad de reactivación, así como también aquellos pozos fluyentes o intermitentes que puedan ser candidatos a optimización. Para efectos de ésta tesis se cambiarán los nombre de los campos y pozos utilizados y se describirán solo 3 de los campos de mayor relevancia que conforman al Activo Integral Veracruz, los campos Tucán y Norma (de aceite) y el campo Ámbar (de gas). Así mismo, se ejemplificarán cinco pozos de gas y tres de aceite, por el carácter de confidencialidad de la información y exigencias del Activo. En cuanto a la promesa de valor ésta será presentada para todo el Activo Integral por sugerencia del asesor de PEMEX o tutor académico.

4.1. Cuenca de Veracruz

La provincia petrolera de la Cuenca de Veracruz se ubica en el oriente de México y está comprendida principalmente en el estado de Veracruz, extendiéndose hacia la plataforma continental del Golfo de México y cubre un área aproximada de 38,000 Km^2 . Limita al norte con la Provincia Geológica Faja Volcánica Transmexicana, al sur-sureste con la Provincia Petrolera Sureste, al este-noreste con la Provincia Geológica Cinturón Extensional Quetzalcóatl y al occidente con la Provincia Petrolera Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental.

De acuerdo a sus características actuales, la provincia de Veracruz se puede subdividir en dos sub-provincias: 1) el Frente Tectónico Sepultado en el occidente, caracterizado por yacimientos de aceite y gas amargo en calizas cretácicas plegadas y cabalgadas, y 2) la Cuenca Terciaria de Veracruz que abarca la mayor parte de esta provincia y que está caracterizada por yacimientos principalmente de gas seco en rocas siliciclásticas del Mioceno-Plioceno.

En la Provincia de Veracruz se tienen tres intervalos generadores probados. El Jurásico Superior que contiene predominantemente kerógeno tipo II, con entrada a la ventana de generación en el Cretácico Tardío-Paleoceno y con generación principal de gas en el Eoceno-Oligoceno, agotándose en el Mioceno. El Cretácico Inferior-Medio contiene kerógeno tipo II, encontrándose actualmente dentro de la ventana de generación de aceite y gas, con entrada a la ventana de aceite en el Paleoceno-Eoceno, alcanzando la zona de gas en el Mioceno-Plioceno. Finalmente las rocas generadoras del Mioceno contienen materia orgánica inmadura y han generado el gas biogénico que se encuentra almacenado en rocas del Mioceno Superior-Plioceno inferior. Los hidrocarburos termogénicos migraron hacia las facies almacenadoras a lo largo de fallas profundas,

discordancias y planos de estratificación, mientras que el gas biogénico ha tenido una migración más localizada cargando areniscas adyacentes a las rocas generadoras.²³

Los plays principales en esta provincia lo constituyen las areniscas de sistemas turbidíticos del Mioceno y Plioceno, las cuales se encuentran conformando trampas estratigráficas y combinadas en estructuras neógenas²⁴. En la parte correspondiente al frente tectónico sepultado de la sierra Madre Oriental, los plays establecidos son: El play Orizaba que corresponden a carbonatos de margen de plataforma y el play San Felipe-Méndez constituidos por brechas carbonatadas que se encuentran plegadas conformando trampas estructurales laramídicas.

EDAD	LIMITE DE LA SEC. DEPOSITACIONAL	NOMBRE DE LA UNIDAD	SISTEMA DE DEPOSITO	UNIDAD PRODUCTORA
RECIENTE				
PLIOCENO	LS_PI_04_20	PI-R-4	CANALES MEANDRICOS	COCUITE Y LIZAMBA
	MSI_PI_05_00	PI-5		
	LS_MS_05_73	MS-PI-5.7		
MIOCENO SUPERIOR	MSI_MS_06_00	MS-6	PISO DE CUENCA	PLAYUELA, VISTOSO APERTURA, COCUITE, PAPAN
	LS_MS_06_98	MS-6.9	CANALES MEANDRICOS Y ABANICOS DE PISO DE CUENCA	
	MSI_MS_07_08	MS-7	PISO DE CUENCA	
	LS_MS_09_26	MS-8	ABANICOS PISO DE CUENCA CON APORTE MULTIPLE	
	MSI_MM_11_20	MS-11.2	PISO DE CUENCA	
	MIOCENO MEDIO	LS_MM_11_70	MM-11.7	
LS_MI_16_38		MM-16	ULTIMA ETAPA DE RELLENO DE CAÑONES	
MIOCENO INFERIOR		LS_MI_17_34	MI-17	ABANICOS DE PIE DE TALUD ABASTECIDOS POR CAÑONES Y FLUJOS DE ESCOMBROS
	LS_OI_24_36	MI-24		
OLIGOCENO				
EOCENO			TALUD-PIE TALUD, FRACTURAS	PERDIZ Y MOCARROCA

Figura 4. 1. Secuencias deposicionales y unidades productoras de la Cuenca Terciaria de Veracruz.

Los campos de gas más importantes son *Atl*, *Ámbar*, *Zeltzin*, *Itzmin*, *Iztli* y *Miztli*, mientras que los campos de aceite más relevantes son *Xolotl*, *Teotl*, *Tucán*, *Norma* y *Cóatl*, (figura 4.2). La producción máxima histórica de la provincia es de 1010 millones de pies cúbicos diarios.

La producción acumulada total al 1 de enero de 2014 es de 3.6 billones de pies cúbicos de gas y 82.2 millones de barriles de aceite.

²³ González y Holguín, 1992; Serrano-Bello et al., 1996; Román y Holguín, 2001; Talukdar et al., 2002, 2003; Vázquez y Morelos, 2002; Vázquez, 2004, 2007

²⁴ Jennette et al., 2003; Arreguín y Weimer, 2004b; Martínez et al., 2006, 2007

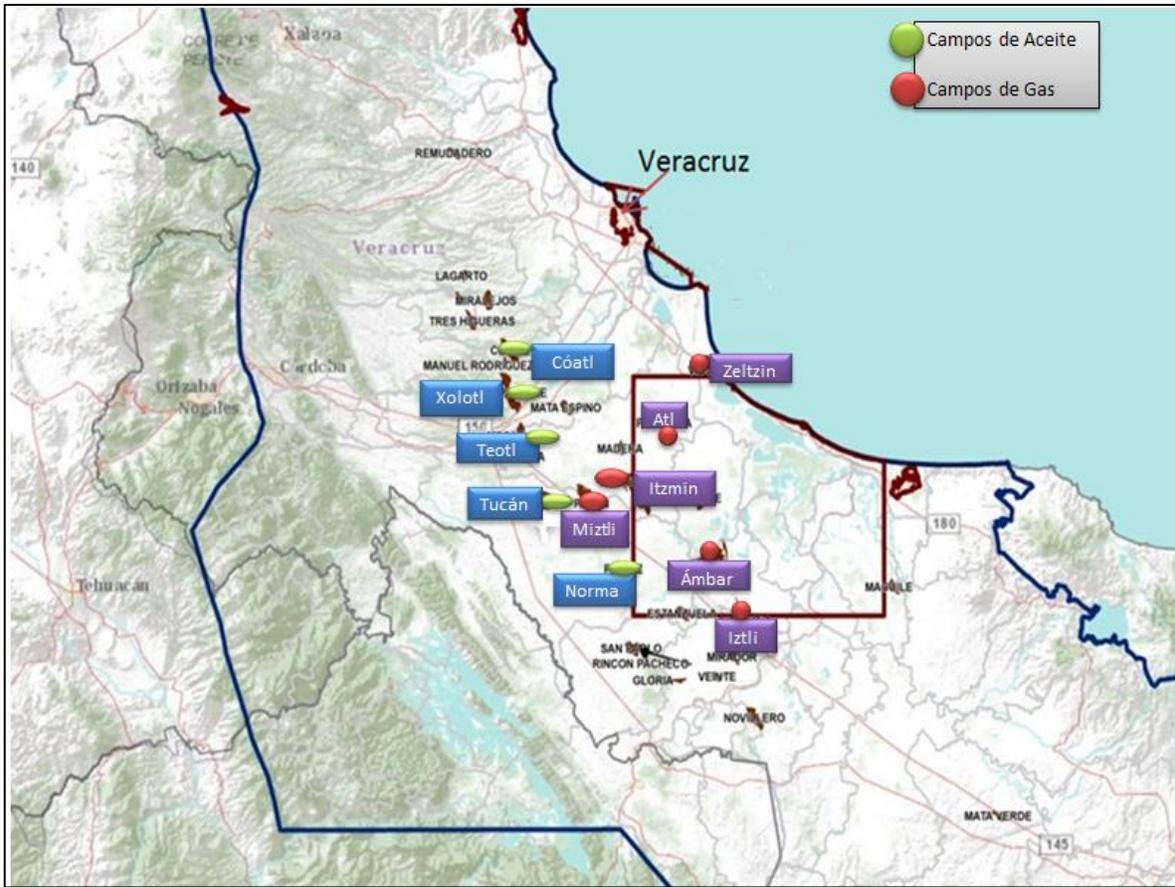


Figura 4. 2. Ubicación de campos.

4.1.1. Campo Tucán

4.1.1.1. Descripción del Campo Tucán

El Campo Tucán se localiza en la Provincia Geológica del Papaloapan, a 64 Km al SW del Puerto de Veracruz. (Figura 4.3).



Figura 4. 3. Plano de Localización, Campo Tucán.

Este campo fue descubierto con el pozo Tucán-2 en 1953 que resultó productor de aceite en brechas de la formación Méndez del Cretácico Superior a la profundidad de 1279 metros. Se han perforado un total de 35 pozos para su desarrollo de los cuales 26 resultaron productores y 9 improductivos. El espaciamiento promedio entre pozos es de 400 metros.

El campo Tucán está dividido en varios bloques, por lo tanto los pozos producen de diferentes yacimientos. Esta complejidad del campo, así como la dificultad de la toma de información por la alta viscosidad del aceite no permiten tener un historial de presión representativo para el campo. La presión original de los yacimientos oscilaba entre las 2,100 y 2,300 psia, actualmente se tienen presiones de entre 1,800 y 1,900 psia y el mecanismo de desplazamiento para este campo es un acuífero.

El Campo Tucán alcanzó su producción máxima histórica de 18,268 bpd en Julio de 1956. Al 1 de Enero del 2014, se tienen 35 pozos perforados de los cuales actualmente solo 9 pozos son

productores de aceite con densidades de entre 10 a 14 °API y viscosidades de 12 a 419 cp, 23 pozos taponados y 3 cerrados por agotarse.

La producción del campo proviene de las formaciones Brechas San Felipe 1, San Felipe 3, Méndez B, Méndez C, Méndez D, Méndez E y Méndez F en uno o dos yacimientos de manera simultánea por tubería de producción o por tubería revestimiento. El Campo Tucán cuenta con yacimientos naturalmente fracturados y es productor de aceite negro, en las Brechas Calcáreas de las Formaciones Méndez y San Felipe del Cretácico Superior.

En este campo se han aplicado estimulaciones tanto reactivas como no reactivas, así como tratamientos de limpieza de aparejo usando solventes inyectados a través de Tubería Flexible, para atacar la presencia de depósitos orgánicos y en algunos casos, incrustaciones de inorgánicos. Este tipo de intervenciones se realizan de forma periódica con el propósito de mantener y/o incrementar la producción.

Con el propósito de mejorar la movilidad del aceite, se ha utilizado una serie de mejoradores de flujo de diversas manufacturas con el fin de seleccionar aquel con el mejor desempeño, dependiendo de las características propias del fluido de cada pozo. Debido al alto corte de agua con el que producen los pozos, se tiene contemplado aplicar técnicas para su control, como lo es la inyección de polímeros y/o geles.

Al 1 de enero de 2014, el campo Tucán tiene una producción promedio de 623 bpd de aceite, 0.091 mmpcd de gas y 892 bpd de agua. Así mismo, al 1 de enero de 2014 el campo tiene una producción acumulada de aceite (Np) de 14.06 mmbbls y una producción acumulada de gas (Gp) de 2,234 mmcp. Las figuras 4.4 y 4.5 muestran el comportamiento histórico de producción del campo.

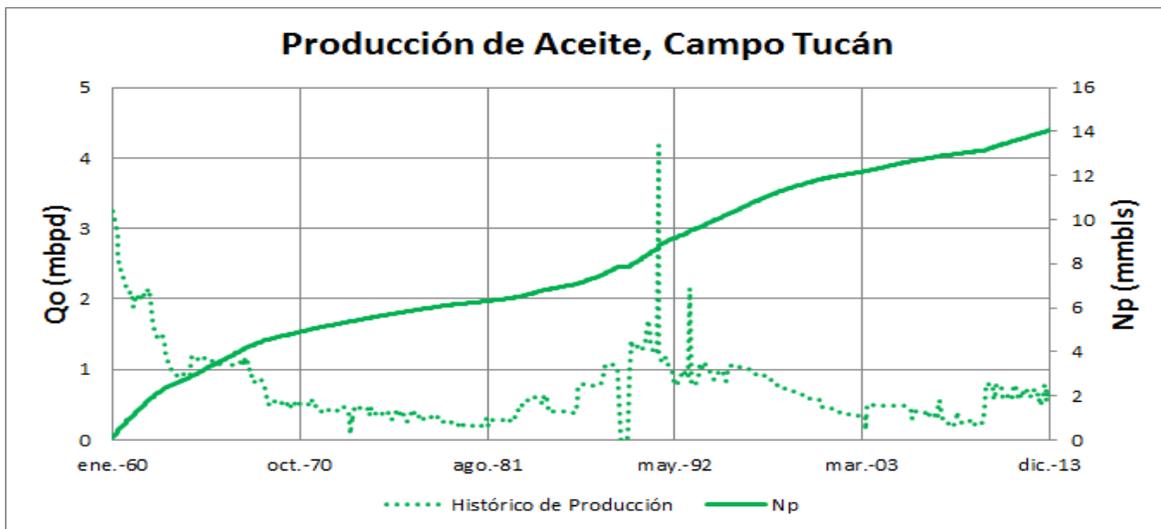


Figura 4. 4. Histórico de producción de aceite, Campo Tucán.

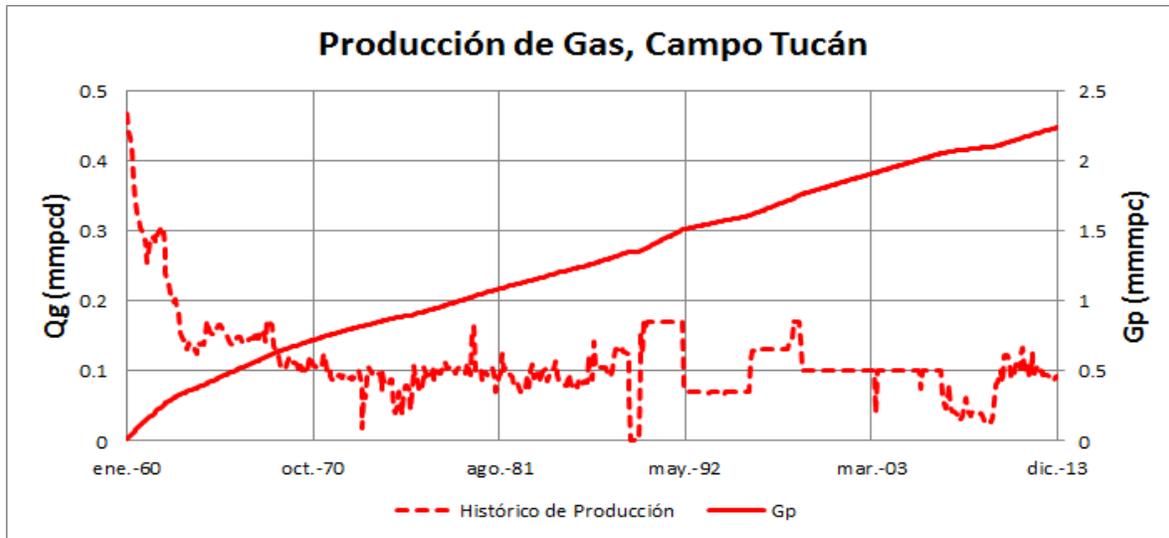


Figura 4. 5. Histórico de producción de gas, Campo Tucán.

4.1.1.2. Etapa de explotación y técnicas de recuperación incremental

Actualmente el Campo Tucán se encuentra en etapa de explotación por recuperación primaria, es decir, con la energía propia del yacimiento, por lo que no se ha empleado alguna técnica de recuperación secundaria y/o mejorada.

En este campo se han aplicado estimulaciones tanto reactivas como no reactivas, así como tratamientos de limpieza de aparejo usando solventes para atacar la presencia de depósitos orgánicos e inorgánicos. Este tipo de intervenciones se realizan de forma periódica con el propósito de mantener y/o incrementar la producción.

Con el propósito de mejorar la movilidad del aceite, se ha utilizado una serie de mejoradores de flujo de diversas manufacturas con el fin de seleccionar el óptimo dependiendo de las características propias del fluido de cada pozo.

De acuerdo a las condiciones del yacimiento, no se ha tenido la necesidad de aplicar fracturamiento hidráulico.

Debido al alto corte de agua con el que producen los pozos, se tiene contemplado aplicar técnicas para su control, como lo es la inyección de polímeros y/o geles.

Las Reparaciones Mayores (RMA) son técnicas de recuperación incremental que han contribuido en la explotación de este campo.

Los Sistemas Artificiales de Producción se han aplicado en este campo en diversa etapas de su explotación.

4.1.1.3. Interpretación sísmica y configuración estructural

a) Modelo Estratigráfico

La secuencia estratigráfica del campo Tucán está afectada por dos discordancias regionales, una a nivel de edad Santoniano Inferior que permitió el desarrollo de las brechas basales de San Felipe y la otra en el pre-Eoceno superior que actuó sobre las formaciones Velasco y Méndez afectando la charnela de la estructura y su flanco oriental. (Figura 4.6)

Las formaciones que constituyen el bloque productor, en sentido contrario a la sedimentación son:

- **Orizaba:** Está constituida por una secuencia de mudstone-packstone de miliólidos y restos biógenos. En el campo se penetraron 212 metros.
- **Maltrata:** Constituida de mudstone-wackestone arcilloso con bandas de pedernal y fauna de cuenca. El espesor promedio es de 38 metros.
- **Guzmantla Pelágica:** Secuencia de mudstone-packstone ligeramente arcilloso. El espesor promedio es de 160 metros.
- **San Felipe:** Secuencia de mudstone arcilloso con horizontes de bentonita hacia su cima e intercalaciones de brechas calcáreas en matriz arcillo calcárea hacia su base.
- **Méndez:** Constituida principalmente por margas y lutitas calcáreas con intercalaciones de brechas cuyos constituyentes son calcáreos en matriz arcillo-calcárea, el espesor de las brechas varía desde decenas de metros hasta los 350 metros.

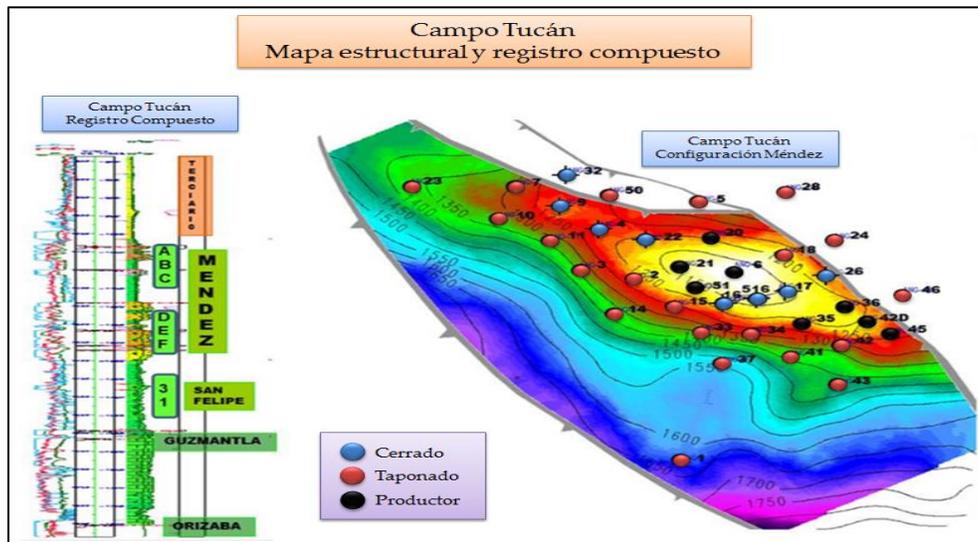


Figura 4. 6. Columna Tipo y estratigráfica del Campo Tucán.

A nivel de la formación Méndez, las Brechas de los yacimientos D-E-F, están separado por una secuencia arcillo-calcarea de los yacimientos de las brechas A-B-C. (Figura 4.7)

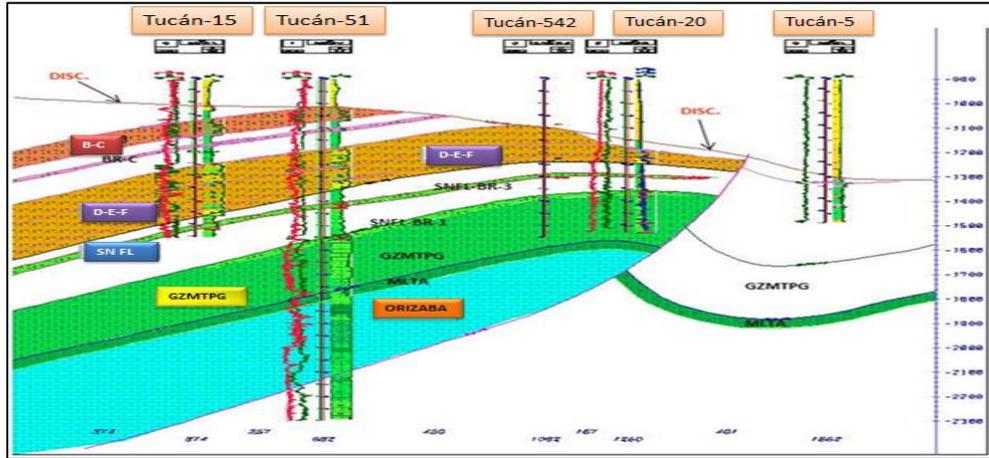


Figura 4. 7. Sección estructural SW-NE, yacimientos Campo Tucán.

b) Modelo Estructural

La interpretación sísmica y geológica llevada a cabo se integró con los datos de los pozos del campo y Cubo Sísmico Cosomapa, esto permitió obtener un modelo estructural actualizado del Campo Tucán, el cual queda localizado en la porción sur del área de cobertura del cubo. Para la integración de los 35 pozos perforados a esa fecha se calcularon las columnas en tiempo a partir de los datos de profundidad, extrapolando las leyes de velocidades (*VSP* y *Checkshot*) disponibles y habiendo sido obtenidas de los pozos Tucán-51, Tucán-1 y Tucán-4 y calibrando la columna de cada pozo en la discordancia angular y estratigráfica que separa la pila sedimentaria terciaria de secuencias plegadas del Cretácico. (Figura 4.8)

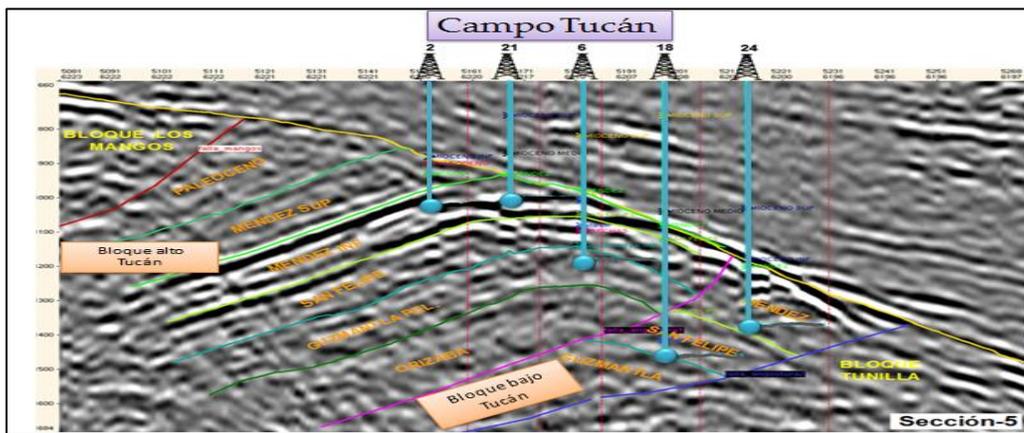


Figura 4. 8. Sección sísmica transversal, Campo Tucán.

Las brechas del campo Tucán corresponden a un anticlinal asimétrico recumbente, erosionado en su charnela y flanco oriental norte, con un eje mayor de 3.3 Km orientado de NW-SE y un eje menor de 1.4 Km, limitado por fallas inversas tanto al oriente como al occidente. (Figura 4.9)

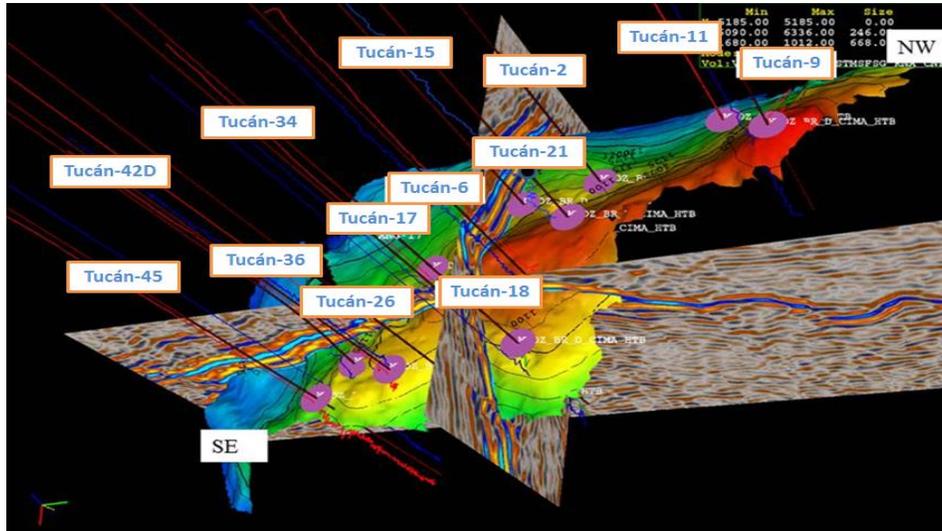


Figura 4.9. Sección sísmica longitudinal y transversal del anticlinal asimétrico erosionado, Campo Tucán.

La situación estructural es preponderante en este campo, ya que los pozos de mayor producción localizados en las Brechas D, E y F (con sello de sedimentos arcillo-calcáreos) son los más altos estructuralmente y entre ellos están los pozos Tucán-6, Tucán-20 y Tucán-21. El pozo Tucán-6 en la Brecha San Felipe Basal es el único productor en este yacimiento. (Figura 4.10).

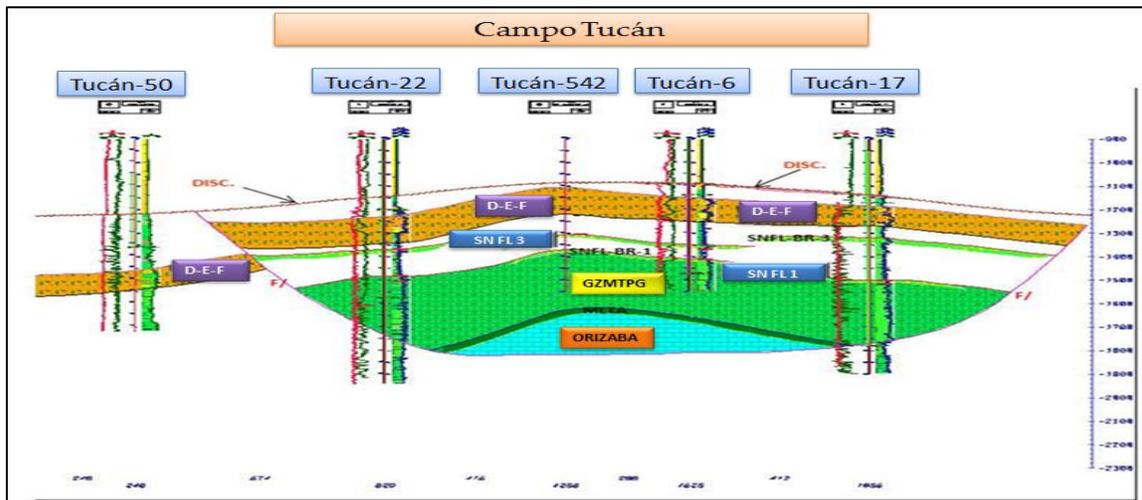


Figura 4.10. Sección estructural central limitada por fallas inversas, Campo Tucán.

El otro yacimiento productor de la formación Méndez son las Brechas A-B-C, de las cuales, la de mayor relevancia es la Brecha B, en la cual actualmente producen los pozos, Tucán-16, Tucán-35 y Tucán-51, siendo esto por la situación estructural en la que los pozos son más altos. (Figura 4.11).

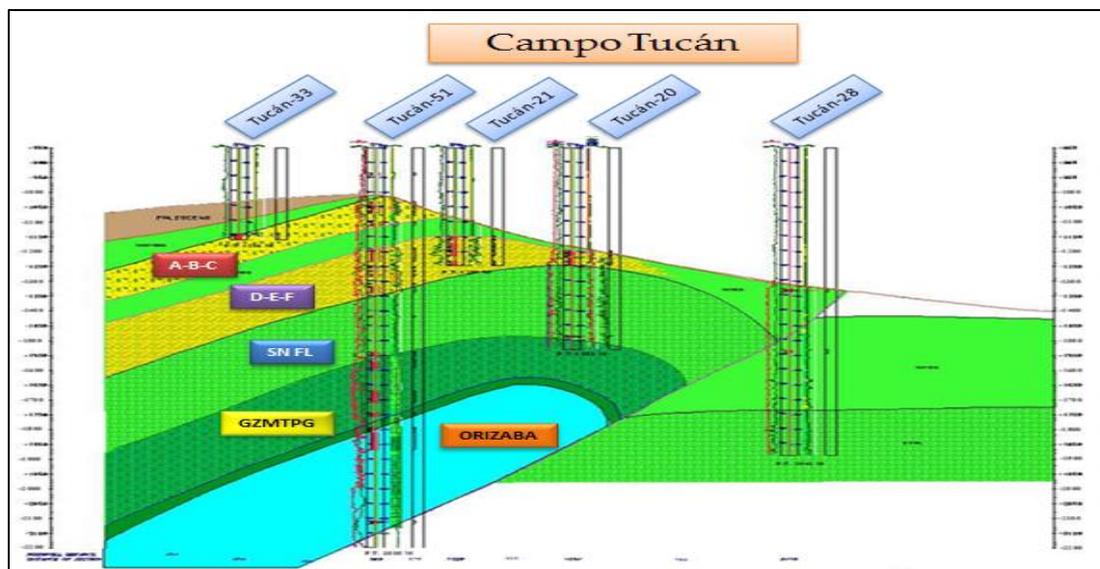


Figura 4. 11. Sección estructural con dirección SW-NE, Campo Tucán.

4.1.1.4. Aspectos Geológicos y Petrofísicos

De los cuatro principales yacimientos que conforman el Campo Tucán, dos en la Formación Méndez y dos en la Formación San Felipe, las Brechas calcáreas A-B-C de la Formación Méndez son las más someras y estratigráficamente más jóvenes, con una porosidad que varía de 4 a 12% siendo la Brecha B la que presenta los mejores valores. Las Brechas D-E-F presentan una porosidad promedio de 6 a 16 %.

Por otro lado, las Brechas de la Formación San Felipe 3 tienen valores promedio de porosidad de 3 a 14%, mientras que las Brechas de la Formación San Felipe 1 constan de una porosidad promedio de 4 a 12 %. Estos datos fueron medidos con registros geofísicos y cotejados con datos de núcleos de campo.

En cuanto a la saturación de agua (S_w), las Brechas San Felipe 3 tienen una S_w que varía de 16 a 33 %, mientras que las Brechas San Felipe 1 tienen una S_w que va de 15 a 34 %.

En lo referente al Volumen de Arcilla (Vsh), las Brechas A-B-C tienen una variación de 6 a 30%, mientras que las Brechas D-E-F tienen una variación de 3 a 12%, lo cual demuestra su potencial productor. Por otro lado, las Brechas San Felipe 3 presentan una variación en el volumen de arcilla de 4 – 11% y para San Felipe 1, los volúmenes de arcillas oscilan de 4 a 34%.

Con respecto a la permeabilidad, se cuenta con datos escasos sin embargo, dada la productividad de todas las Brechas, se considera que tienen una permeabilidad de buena a excelente en todos los yacimientos.

La tabla 4.1 muestra un resumen de las principales características petrofísicas para cada uno de los yacimientos que conforman el Campo Tucán.

Tabla 4. 1. Propiedades petrofísicas promedio por yacimiento, Campo Tucán.

YACIMIENTO O	AREA (Km2)	h (m)	Porosidad (%)	Sw (%)
MENDEZ A	2.8	10	11	31
MENDEZ B	3.2	22	13	29
MENDEZ C	5.1	9	11	30
MENDEZ D	5.1	47	12	24
MENDEZ E	4.7	15	9	23
MENDEZ F	4	25	10	21
SAN FELIPE 1	2.4	9	9	27
SAN FELIPE 3	2.5	15	8	30

4.1.1.5. Fluidos Producidos

Los cuatro tipos de yacimientos tanto para las brechas Méndez y San Felipe son principalmente aceite pesado con densidad promedio de 10 a 14 °API, con cantidades de Gas térmico asociado en menor cantidad, dado que los aceites analizados en el Campo Tucán no presentan ninguna alteración, es decir biodegradación o fraccionamiento por evaporación, se interpreta que la baja densidad del aceite de este campo, se debe a la generación temprana y prematura de baja madurez y debido a esto la migración debió haber ocurrido a una corta distancia de su zona de generación, siendo esta más de forma eficiente, a través de vías de migración como son fallas, fracturas y planos de estratificación, que permitieron el flujo continuo de todos los compuestos que forman los hidrocarburos, la preservación de los hidrocarburos ha sido bueno, ya que estos no presentan efectos de biodegradación o alteración, esto es debido a el sello local de los yacimientos separando así los cuatro yacimientos, así también de capas impermeables en el caso de sedimentos de edad Mioceno Tardío – Plioceno que los sobreyacen.

En relación a la escasa producción de gas en el campo Tucán, se analizaron los pozos Tucán-9 y Tucán-17, dando como resultado de la cromatografía una variación de 93 a 96% mol de Metano, y a una concentración baja menor de 10 % de humedad, esto lo hace interpretar como un gas térmico asociado.

Con respecto al comportamiento fisicoquímico de los hidrocarburos del campo Tucán, se considera que el análisis PVT validado de una muestra de fondo tomada en el pozo Tucán-35, es el más representativo de los fluidos del Campo Tucán (Tabla 4.2).

Tabla 4. 2. Datos generales del PVT, pozo Tucán-35.

Presión de saturación	108.61 Kg/cm ²
Factor de volumen inicial de aceite	1.103 m ³ /m ³
Relación de solubilidad inicial del gas en el aceite	27.90 m ³ /m ³
Factor de volumen del gas	0.0147 m ³ /m ³
Densidad del aceite	0.9203 gr/cm ³
Viscosidad del aceite	197.54 cp.
Densidad del aceite	11.7°API

4.1.2. Campo Norma

4.1.2.1. Descripción del Campo Norma

El Campo Norma se localiza a 22 km al Noreste del municipio de Tierra Blanca, Veracruz y a 70 km al sur de la ciudad de Veracruz. Geológicamente se ubica en el límite oriental de la plataforma de Córdoba y límite occidental de la Cuenca Terciaria de Veracruz. (Figura 4.12).

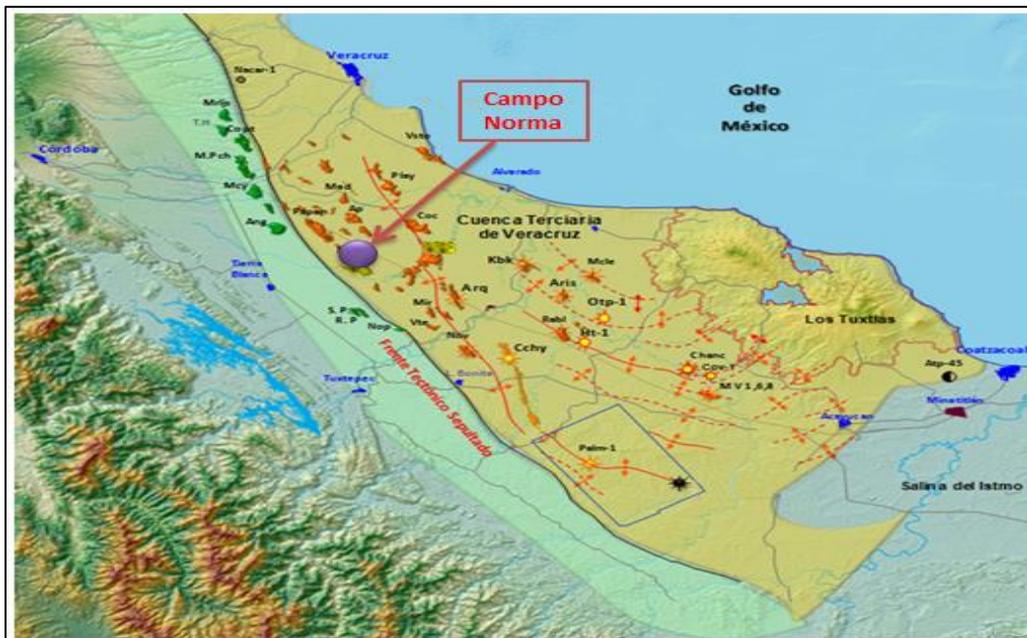


Figura 4. 12. Plano de localización, Campo Norma.

El Campo Norma fue descubierto en Abril de 2001 con la perforación del pozo Norma-1, al resultar productor de aceite y gas, que incorporó una reserva de aceite de 3.5 mmbls en un área aproximada de 3.2 Km², en rocas del Eoceno Medio (EOC-20), con un gasto inicial de 536 bpd (85 m³/día), e inició su explotación comercial en Abril de 2004.

En 1994 y 1998 se realizaron los prospectos sísmicos 2D Veracruz-Novillero y Joachín respectivamente, de la interpretación de esta información se propusieron en la culminación de la estructura la perforación de los pozos Norma-1 y Guinea-1, los cuales se perforaron en el año del 2001, resultando el primero productor de aceite y el segundo invadido de agua salada.

Al 1 de enero de 2014, el campo Norma tiene una producción promedio de 2,273 bpd de aceite y 2.643 mmpcd de gas. Así mismo, al 1 de enero de 2014 el campo tiene una producción acumulada de aceite (Np) de 7.92 mmbls y una producción acumulada de gas (Gp) de 5.27 mmmpc. Las figuras 4.13 y 4.14 muestran el comportamiento histórico de producción del campo.

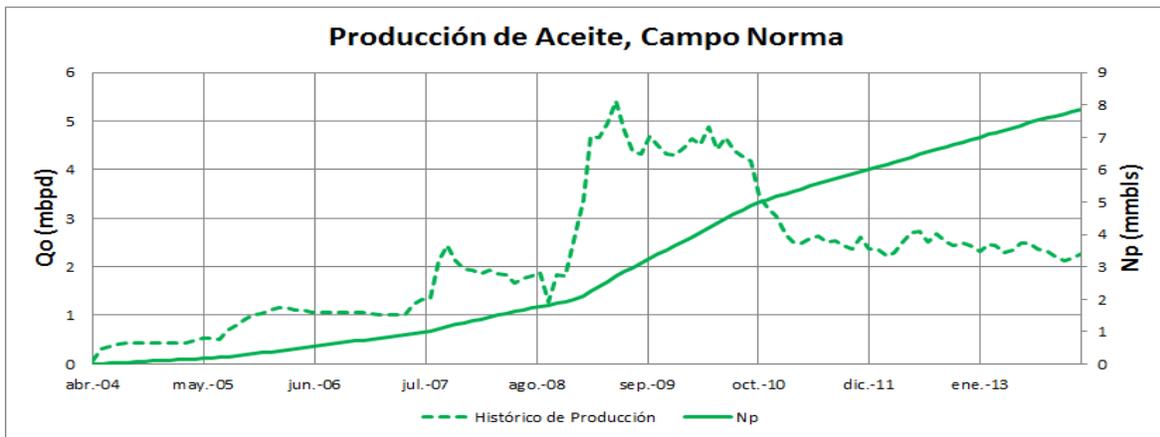


Figura 4. 13. Histórico de producción de aceite, Campo Norma.

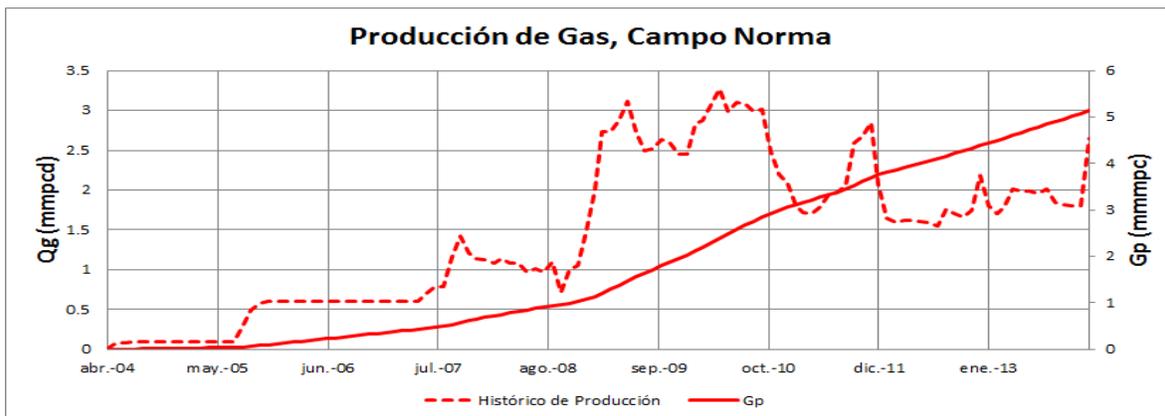


Figura 4. 14. Histórico de producción de gas, Campo Norma.

4.1.2.2. Etapa de explotación y técnicas de recuperación incremental

En el 2004 se inicia el desarrollo del campo con la perforación del pozo Norma-33, resultando productor de aceite, en el 2006 se terminaron los pozos exploratorios Mocarroca-1 y Chuvencillo-1, el primero resultó con una producción de 750 bpd y el segundo productor no comercial, y las localizaciones Norma-2, Norma-3, Norma-34 y Norma-39, resultaron productores de aceite.

Aunque el campo tiene un potencial probado de 5,042 bpd, el gasto máximo del campo está restringido a unos 1,000 bpd ya que no se dispone de instalaciones para manejar la producción del campo. Sólo los pozos Norma-1 y Norma-33 están activos en flujo natural. A Julio del 2007, última fecha considerada para el análisis de esta fase, el campo se mantiene activo a través de los pozos mencionados, reportando una producción acumulada de 968 mil barriles de aceite, 478 mmpc de gas y 0,366 mbls de agua. Sin embargo, posterior a esta fecha (finales de agosto y septiembre del 2007) se incorporaron a producción los pozos Norma-39 y Mocarroca-1, con producciones de 388 bpd y 603 bpd, respectivamente.

4.1.2.3. Interpretación sísmica y configuración estructural

En el año del 2002 se realizó el estudio sísmológico 3D Zafiro-Norma (figura 4.15). Este cubo es de buena calidad sísmica el cual sirvió para ratificar la estructura del Campo Norma y plantear el desarrollo del campo, mediante el Método sísmico tridimensional de reflexión mediante brigada integral utilizando explosivos como fuente de energía sísmológica en áreas terrestres y cañones de aire en aguas someras.

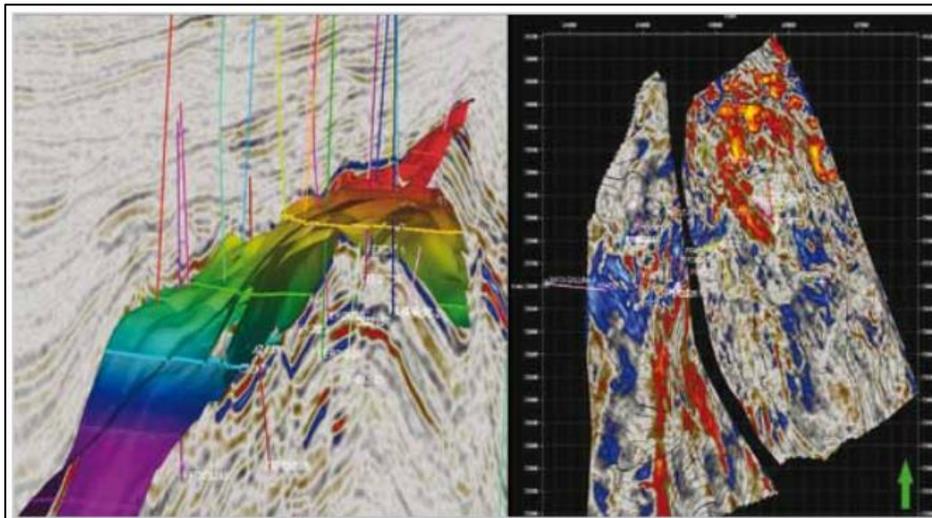


Figura 4. 15. Estructura de bloques, Campo Norma.

Este campo está conformado por bloques, los cuales pueden observarse en la parte derecha de la figura 4.15, cada uno tiene diferentes características petrofísicas y diferentes geopresiones, con zonas que contienen arenisca intercaladas con el conglomerado. Debido a que son espesores menores a 20 metros, las intercalaciones de arenisca conglomerática no pueden detectarse en la sísmica del cubo, ya que la resolución vertical de ésta es de 50 metros.

4.1.2.4. Aspectos Geológicos y Petrofísicos

Los yacimientos del Campo Norma, de edad Eoceno Medio y Superior, están constituidos generalmente por conglomerados brechoides, mal seleccionados, de colores grises y crema, compuestos por gránulos, guijarros y peñas soportados por granos de carbonatos de diversos tipos, de forma angulosas a sub-redondeadas, como se puede observar en la figura 4.16. Los clastos terrígenos son cuarzo anguloso, pedernal, feldespatos, fragmentos de rocas ígneas e intraclastos de arcillas marinas angulosas y de tamaño variable, producidos por corrientes marinas o por deslizamientos.



Figura 4. 16. Núcleo tomado en el pozo Norma-33

El campo está dividido en seis horizontes principales denominados EOC-5, 10, 20, 30, 40 y 50. El Campo muestra excelente prospectividad hacia el Sector Este por las pruebas de producción reportadas en los pozos Norma-39 y Mocarroca-1 en los horizontes EOC-50 y EOC-30, respectivamente.

Los numerosos bloques identificados en el campo, el ambiente de depositación, los resultados de la perforación de los pozos y el conocimiento geológico del campo, indicaban la existencia de bloques individuales, con poca o ninguna comunicación entre ellos; sin embargo, de acuerdo a la nueva interpretación estática, las fallas que dividen los Bloques 1, 2, 3 y 6 no son continuas, permitiendo comunicación entre dichos bloques, por lo que fueron agrupados en los Bloques 1-6.

Desde el punto de vista de comportamiento dinámico, se trata de yacimientos bajo saturados, cuya presión actual ha declinado en forma brusca a pesar del poco tiempo que ha tenido en producción.

4.1.2.5. Fluidos Producidos

El Campo Norma es productor de crudo mediano (22-24 °API) con gas asociado. Las tablas 4.3 y 4.4 muestran el resultado del análisis composicional realizado a una muestra de gas proveniente del pozo Norma-1.

Tabla 4. 3. Análisis composicional del Gas, Pozo Norma-1.

Componentes en % de mol.									
Ácido Clorhídrico	Ácido sulfhídrico	Agua	Aire	Cloro	Contenido de Condensados	Decanos(+)	Dióxido de Adufre	Dióxido de Carbono	Etano
0.00	0.00	1.1169	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.2242	1.2756
Etileno	Helio	Heptanos	Hexanos	Hidrógeno	i-Butano	i-Pentano	Metano	Monóxido de Carbono	n-Butano
0.00	0.00	0.00	0.2065	0.00	0.2913	0.2150	95.3563	0.00	0.4171
Nitrógeno	Nonanos	n-Pentano	Octanos	Oxígeno	Propano	TOTAL			
0.11	0.00	0.0877	0.00	0.00	0.6991	100			

Tabla 4. 4. Propiedades del Gas, Pozo Norma-1.

Peso Específico (kg/m3)	Peso Molecular (g/mol)	Poder Calorífico (BTU/FT3)	Presión (Kg/cm2)	Temperatura (°C)	Densidad (kg/m3)
-	17.13	945.60	14.70	20.00	591.00

4.1.3. Campo Ámbar

4.1.3.1. Descripción del Campo Ámbar

El Campo Ámbar se ubica geográficamente a 75 km al SE de la Ciudad de Veracruz, geológicamente se encuentra en la Cuenca Terciaria de Veracruz, entre los Municipios de Ignacio de la Llave e Ixmatlahuaca, Veracruz (Figura 4.17).



Figura 4. 17. Plano de localización. Campo Ámbar.

El campo se ubica en el elemento geológico denominado Cuenca Terciaria de Veracruz que corresponde a una gran depresión donde fueron depositados sedimentos terrígenos (lutitas, areniscas y conglomerados) en diferentes sistemas sedimentarios como son: abanicos de piso de cuenca, deltas, progradaciones y canales entre otros, cuyas edades van del Mioceno al Reciente.

Con el levantamiento sísmico 2D del Prospecto Veracruz-Novillero RNS-9; se realizó la interpretación Geofísica de esta información en la cual se definió la estructura donde se ubica el pozo Ámbar-1, la cual forma parte del alineamiento regional Víbora-Loma Bonita orientado NW-SE.

En el año 2000, se llevó a cabo la perforación del pozo Ámbar-1, el cual resultó Productor de Gas Seco en sedimentos del Plioceno Inferior y posteriormente en el año 2002 se realizó el levantamiento sísmico 3D del Prospecto Zafiro-Perdiz y como resultado de la interpretación de esta información se definió la propuesta para la perforación de pozos de desarrollo del campo Ámbar, así también se identificaron varias anomalías de amplitud las cuales fueron denominadas como: E, Cavalieri, Gandara, Soterillo, Laplace, Fourier, Kepler, Galileo, Fresnel, Uloa y Uloa profundo.

La producción acumulada (Gp) al 1 de enero de 2014 es de 569.8 mmmpc de gas. Actualmente el campo aporta, a enero de 2014, un total de 48.89 mmpcd de producción de gas.

En la figura 4.18 se muestra el comportamiento histórico de producción del campo Ámbar, así como también la curva de producción acumulada de gas (Gp).

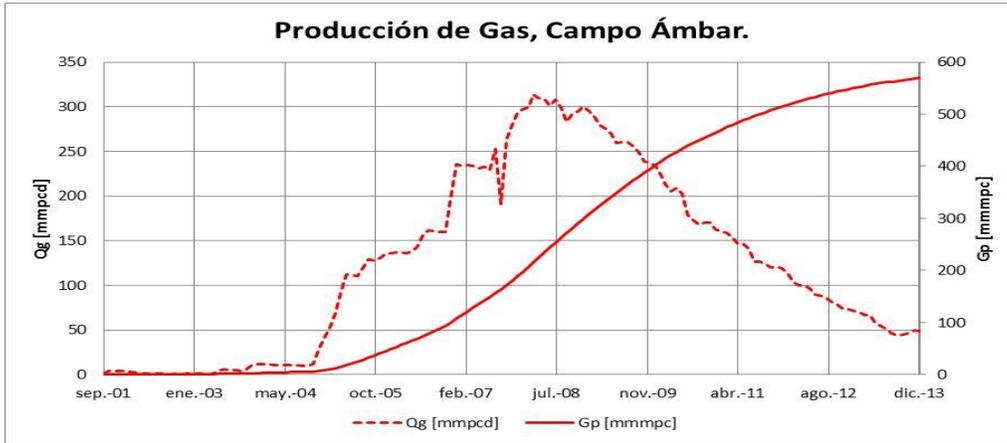


Figura 4. 18. Histórico de producción, Campo Ámbar.

Actualmente el campo produce 50.3 mmpcd, 7 bpd de condensado y 1,484 bpd de agua con 29 pozos fluyentes, el promedio por pozo es de 1.7 mmpcd. Se tienen 8 pozos en programa para reparación mayor, 5 pozos taponados, 7 en estudio, 5 en programa para taponamiento y 7 sin posibilidades de explotación.

En algunos casos los pozos del campo han mostrado daño desde la terminación, para atacar esta problemática se considera realizar estimulaciones para poder mejorar las condiciones en la zona cerca al fondo del pozo y se han realizado operaciones de implosiones e inducciones con nitrógeno.

El principal problema que ha mostrado es la invasión de agua en los pozos, por lo cual se han realizado optimizaciones de las condiciones de operación como son cambios de presión en línea, ajustes de diámetro de estranguladores y cambios de intervalos productores. Además no se descarta el control de agua como se ha realizado en campos del Activo, en caso de ser necesario se analizarán los casos especiales en los que se requiera algún equipo para control de arena.

Cabe mencionar que en este campo se lleva un monitoreo en tiempo real con el fin de realizar las intervenciones necesarias en el momento oportuno.

4.1.3.2. Etapa de explotación y técnicas de recuperación incremental

El Campo Ámbar es productor de gas seco, como lo indica su composición de 99% metano y debido a las condiciones y energía del yacimiento, sólo se ha explotado por la técnica de recuperación

primaria y no se ha considerado recuperación secundaria y/o mejorada, ya que su comportamiento actual indica un empuje volumétrico.

La definición de la estrategia de explotación del campo Ámbar está soportada por la explotación con la energía propia de sus yacimientos; posteriormente, se aplicó un sistema de recuperación adicional por medio de estaciones centrales de compresión, con la cual produce actualmente y se planea la aplicación de sistemas de compresores a boca de pozo.

4.1.3.3. Interpretación sísmica y configuración estructural

a) Modelo estratigráfico

La columna estratigráfica cortada en el Campo Ámbar, son sedimentos arcillo-arenosos de edad Mioceno Inferior al Reciente, en ésta se han identificado 5 niveles estratigráficos y al menos 11 arenas productoras.

En el Nivel-1 del Plioceno Inferior están las arenas: Gándara, Ámbar y Cavalieri, las cuáles se caracterizan por ser horizontes sismo-estratigráficos continuos y paralelos, que presentan altos valores al extraer su anomalía de amplitud, estos yacimientos no presentan una componente estructural relevante, la trampa es principalmente estratigráfica.

En el Nivel 2 tenemos las arenas Laplace y Fourier, éstas se caracterizan por ser unos horizontes sismo-estratigráficos continuos y paralelos, que se acuñan contra la culminación de la estructura conocida como Lineamiento Novillero-Víbora-Chachalacas, por lo cual la trampa es combinada (estructural-estratigráfica).

Para el Mioceno Superior en el Nivel-3 se tiene la Arena Kepler, este yacimiento se caracteriza por ser un horizonte sísmico continuo, que se acuña en el flanco oriental de la estructura Novillero-Víbora-Chachalacas, estas arenas son extensas, solo que la parte más alta (en el acuñamiento) es lo que está saturado de gas, por lo cual al extraer la anomalía de amplitud, da un mapa alargado que muestra las arenas saturadas de gas.

En el Nivel 4 la Arena Galileo, se caracteriza por ser un horizonte sísmico con valores de altos a medios de amplitud, afectado por una serie de fallas normales, este yacimiento se encuentra en la culminación de la estructura Novillero-Víbora-Chachalacas, por lo cual la componente estructural es el principal factor que controla la trampa.

Para el Mioceno Medio en el Nivel 5 tenemos las arenas Uloa y Uloa Profundo, estos yacimientos tienen la característica de presentar valores altos de amplitud y están afectados por una serie de fallas normales, se encuentran dentro de la estructura antes descrita.

En la figura 4.19 se muestra la columna estratigráfica con un registro compuesto donde se observan las arenas productoras del campo.

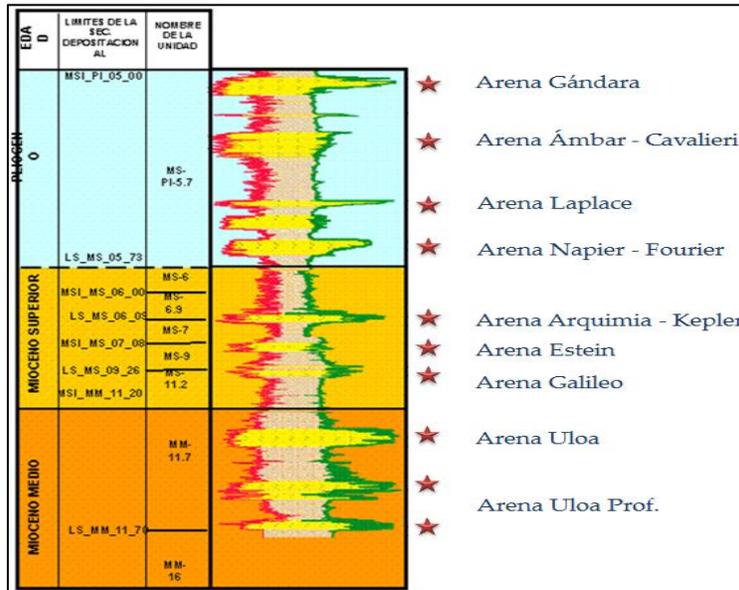


Figura 4. 19. Columna estratigráfica, Yacimientos Campo Ámbar.

b) Modelo estructural

El Campo Ámbar forma parte del alineamiento estructural Novillero-Víbora-Chachalacas, que corresponde a una serie de anticlinales que afectan a las rocas del Mioceno Inferior, Medio y Superior, esta estructura se formó del Mioceno Medio al Tardío, durante este tiempo se depositaron en la depresión una serie de abanicos de piso de cuenca que se acuñan hacia los altos estructurales (anticlinales). A fines del Mioceno Tardío estas estructuras son rebasadas por los sedimentos arcillosos formando un buen sello para las arenas depositadas por los abanicos.

Durante el Plioceno Temprano continúa la sedimentación de arenas justo por encima de la discordancia que limita a la estructura, estos cuerpos de arenas se acuñan contra dicha discordancia en la parte alta del anticlinal, formando trampas combinadas y se conservan casi planos por no estar deformados. Para el Plioceno Medio, la sedimentación consiste en una serie de programaciones hacia el oriente, por lo cual el echado que se presenta es estratigráfico y no debido a algún efecto estructural.

4.1.3.4. Aspectos Geológicos y Petrofísicos

a) Yacimiento Gándara

El Yacimiento Gándara (Plioceno Inferior) es el yacimiento más somero del Campo Ámbar, tiene un área de 4.7 Km² y un espesor de 13.8 metros. Litológicamente está constituido por areniscas masivas de granos finos a medios, moderadamente clasificados, derivados en su mayor parte de rocas ígneas y calizas, de formas sub-angulosas a angulosas, de moderada y baja esfericidad, las muestras tienen una porosidad promedio de 30%, permeabilidad de 550 – 900 mD y saturación de agua (Sw) de 35%, características que lo definen como un yacimiento de excelente calidad. El modelo geológico se realizó con base al carácter del registro y se elaboraron mapas de espesor neto de arenas, observándose que los mayores espesores se encuentran en los pozos Ámbar-2, Ámbar-24 y Ámbar-61, lo que nos permite inferir que se trata de un canal, esto se corrobora con el núcleo-1 del pozo Ámbar-61, el cual reporta unas areniscas masivas de grano fino a medio constituidas principalmente por fragmentos líticos; en pozos aledaños como son Ámbar-62 y Ámbar-28, estas arenas se presentan en espesores reducidos, lo cual nos indica un desborde distal. En conclusión, el modelo que se maneja para esta arena son facies canalizadas con sus respectivos desbordes proximales y distales, donde el aporte principal de los sedimentos proviene del oeste. En la figura 4.20 se observan los mapas de espesores netos de arenas y la sección estratigráfica donde se muestra la distribución de facies.

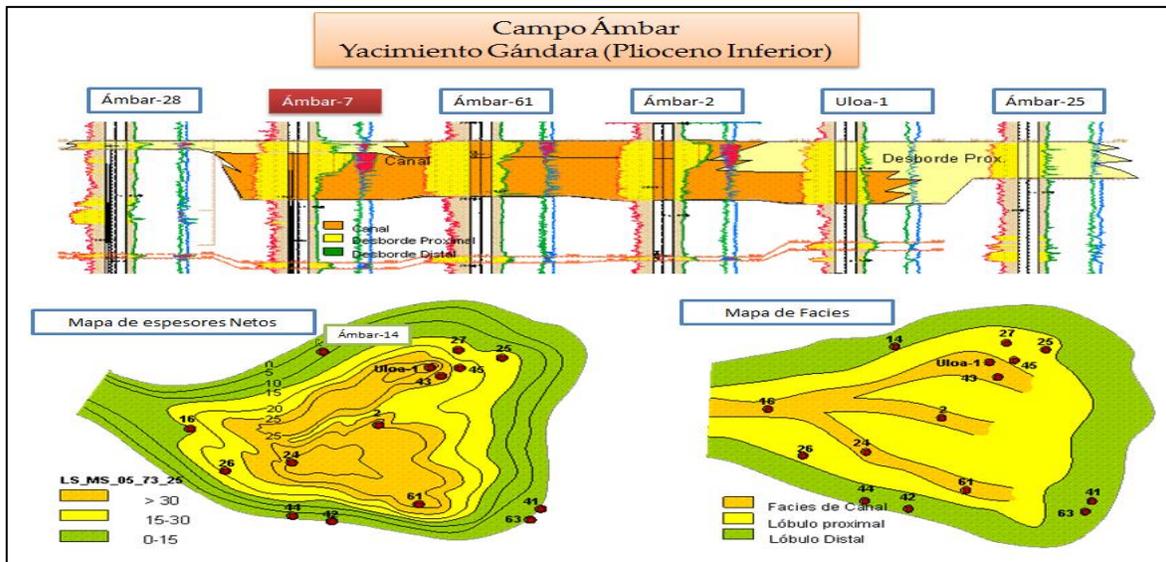


Figura 4. 20. Mapa de espesores y distribución de facies para el yacimiento Gándara con correlación estratigráfica.

El análisis petrofísico realizado a un núcleo tomado de la arena Gándara (Figura 4.21A) muestra que el 98% está conformado por areniscas de grano fino a medio, constituidas principalmente por fragmentos de cuarzo, con moderada selección de grano y pobre cementación. El 2% restante lo conforman areniscas de grano fino a medio, constituidas principalmente por fragmentos líticos y cuarzo, con moderada selección de grano y cementante calcárea. (Figura 4.21B).

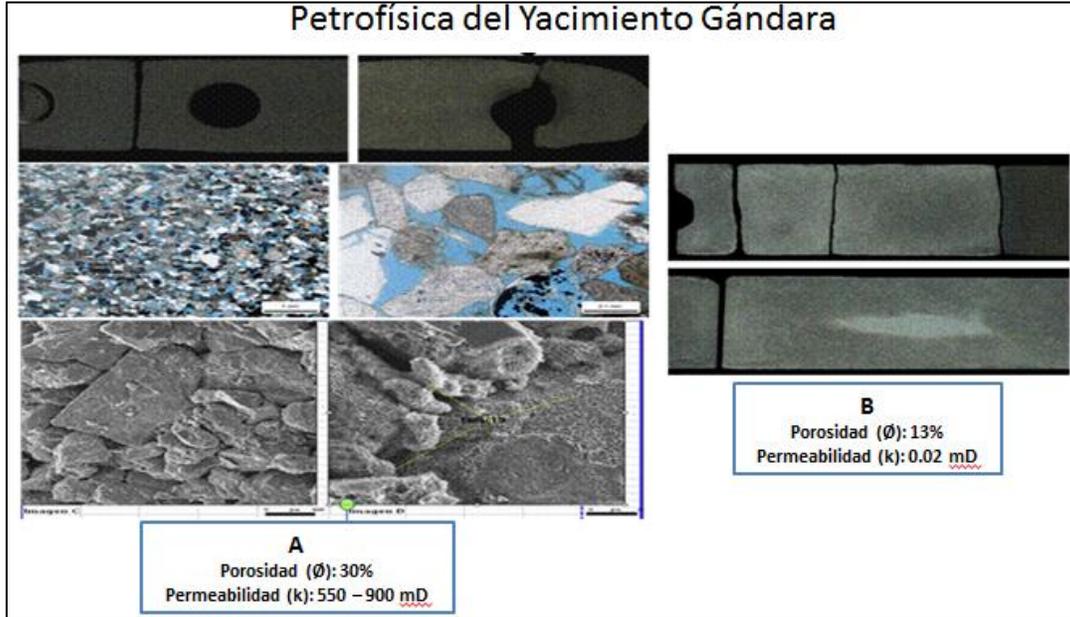


Figura 4. 21. Litarenitas del yacimiento Gándara vistas a través de láminas delgadas y MEB²⁵.

El análisis cromatográfico realizado a los fluidos del pozos Ámbar-2 (tabla 4.5) muestra que ésta arena es productora de Gas Seco, principalmente Metano (C1) con 99% de la composición.

Tabla 4. 5. Composición del gas en el yacimiento Gándara.

N2	C1	CO2	C2	H2S	C3	i C4	n C4	i C5	n C5	C6+	TOTAL
0.074	99.63	0.045	0.067	0	0.132	0.006	0.004	0.002	0.002	0.037	100.00

Actualmente el yacimiento Gándara tiene una declinación del 31% y llego a producir hasta 18 mmpcd.

b) Yacimiento Cavalieri

El Yacimiento Cavalieri (Plioceno Inferior) se encuentra ubicado al mismo nivel estratigráfico que la Arena Ámbar y abarca un área de 4.7 Km² con espesor de 4 metros. Litológicamente está constituido

²⁵ MEB: Microscopio Electrónico de Barrido

por areniscas de granos finos, derivados en su mayor parte de rocas ígneas, cuarzo y calizas, de formas sub-angulosas con porosidad promedio es de 30%, permeabilidad de 300 a 500 mD y saturación de agua (S_w) de 40 %. El modelo geológico se realizó con base al comportamiento de los espesores y al carácter del registro, en este caso se tienen los máximos espesores de esta arena en los pozos Ámbar-48, Ámbar-68A, Ámbar-84 y Ámbar-64, además el registro RG presenta un carácter en forma de caja, lo que indica un ambiente de canal; mientras que hacia el oriente en los pozos Ámbar-62 y Ámbar-82 los espesores se reducen y el registro RG presenta un patrón de grano decreciente hacia la cima lo cual nos evidencia un ambiente de desborde proximal; hacia el norte en los pozos Ámbar-44, Ámbar-42 y Ámbar-81 los espesores son menores a 2 metros, y su carácter del registro presenta más contenido de arcilla, por lo cual se infiere un desborde distal, como se aprecia en la figura 4.22.

El yacimiento Cavalieri tiene una declinación promedio de 18% y tuvo una producción promedio máxima de 8.8 mmpcd.

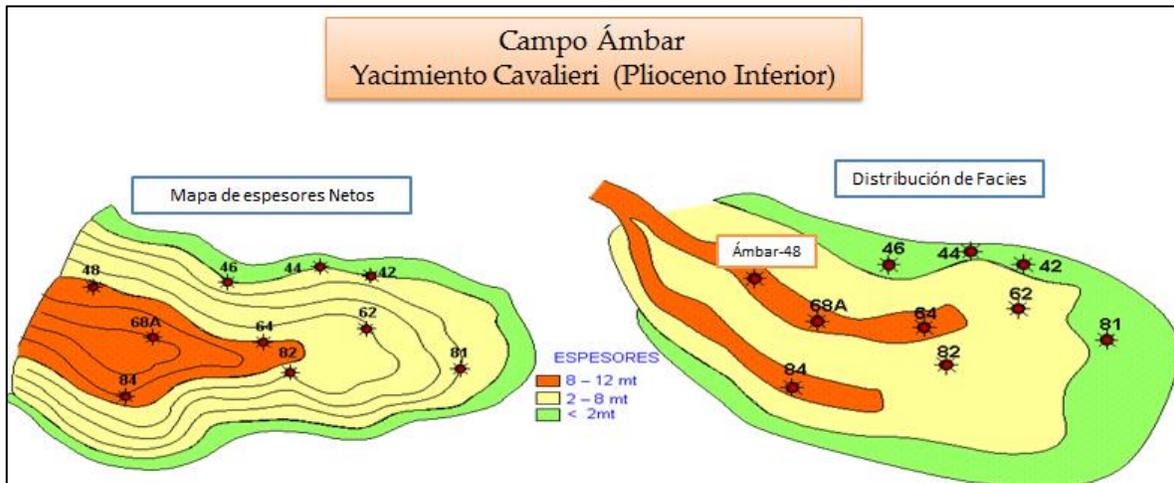


Figura 4. 22. Mapa de espesores y distribución de facies. Yacimiento Cavalieri.

c) Yacimiento Laplace

El Yacimiento Laplace (Plioceno Inferior) tiene un área de 17 Km^2 y un espesor de 6.2 metros; la arena se acuña en la culminación de la estructura y litológicamente está constituida por areniscas masivas de fragmentos líticos que presentan porosidad de 31%, permeabilidad de 790mD y saturación de agua (S_w) de 34.8 %. Al igual que los casos anteriores, el modelo geológico está basado en el comportamiento de espesores netos de arenas y el carácter del registro. De acuerdo al mapa, los máximos espesores se encuentran en la parte norte, en los pozos Ámbar-12, Ámbar-26, Ámbar-24, Ámbar-42, Ámbar-44, Ámbar-235 y Ámbar-237 que están ubicados en facies de canal. Mientras que las facies de desborde proximal se presentan en los pozos Ámbar-16, Ámbar-28,

Ámbar-84, Ámbar-217, Ámbar-211 y Ámbar-221 y Fourier-1. En la figura 4.23 se muestra el mapa de distribución de facies donde podemos observar que al menos 4 canales estuvieron activos durante esta época con sus respectivos desbordes.



Figura 4. 23. Mapa de espesores y distribución de facies. Yacimiento Laplace.

Con el análisis petrofísico (figura 4.24) realizado a un núcleo tomado de la arena Laplace, podemos determinar que está constituido por Arenisca Masiva con porosidad de 30% y permeabilidad de 790 mD, así mismo encontramos también fragmentos de Arenisca Arcillosa presentes en pocas partes del núcleo, Arenas Cementadas y Lutitas.

El yacimiento Laplace tiene una declinación promedio de 36% y tuvo una producción promedio máxima de 42.4 mmpcd.



Figura 4. 24. Litarenitas del yacimiento Laplace vistas a través de láminas delgadas y MEB.

d) Yacimiento Fourier

El Yacimiento Fourier tiene un área de 15.4 Km^2 y un espesor de 9.7 metros; se encuentra en el límite inferior y litológicamente está constituido por areniscas masivas de granos finos a medios fragmentos de roca ígnea, calcárea y cuarzo (figura 4.25), angulosos y sub-angulosos, de moderada y alta esfericidad, de friable a moderada compactación, con porosidad de 23 a 29%, permeabilidad de 276 a 1132 mD y saturación de agua (S_w) de 33 %.

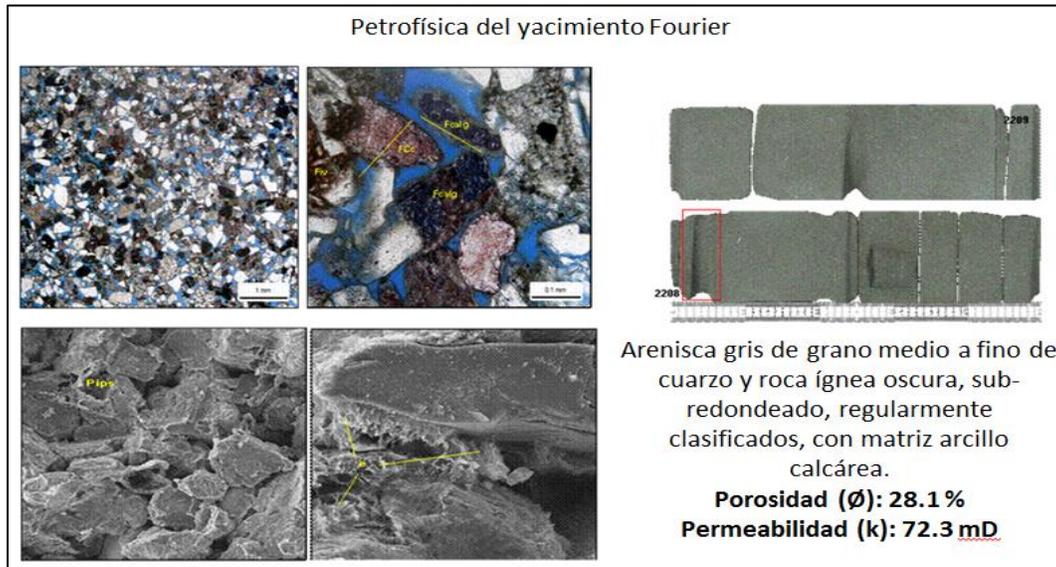


Figura 4. 25. Litarenitas del yacimiento Fourier vistas a través de láminas delgadas y MEB.

El modelo geológico se elaboró con base al carácter del registro, las características de los núcleos y los mapas de isopacas netas de arenas. Los mayores espesores se encuentran hacia el occidente, en los pozos Ámbar-211, Ámbar-213, Ámbar-235 y Ámbar-28, cuyos registros presentan un patrón en forma de caja típico de las facies de canal; mientras que los desbordes proximales están en los pozos Ámbar-221, Ámbar-217, Ámbar-215, Ámbar-46, Ámbar-14 y Ámbar-12. En la figura 4.26 se presentan los mapas de espesores netos, canales y la sección estratigráfica que muestra la distribución de facies.

El yacimiento Fourier tiene una declinación promedio de 12% y tuvo una producción promedio máxima de 64.3 mmpcd.

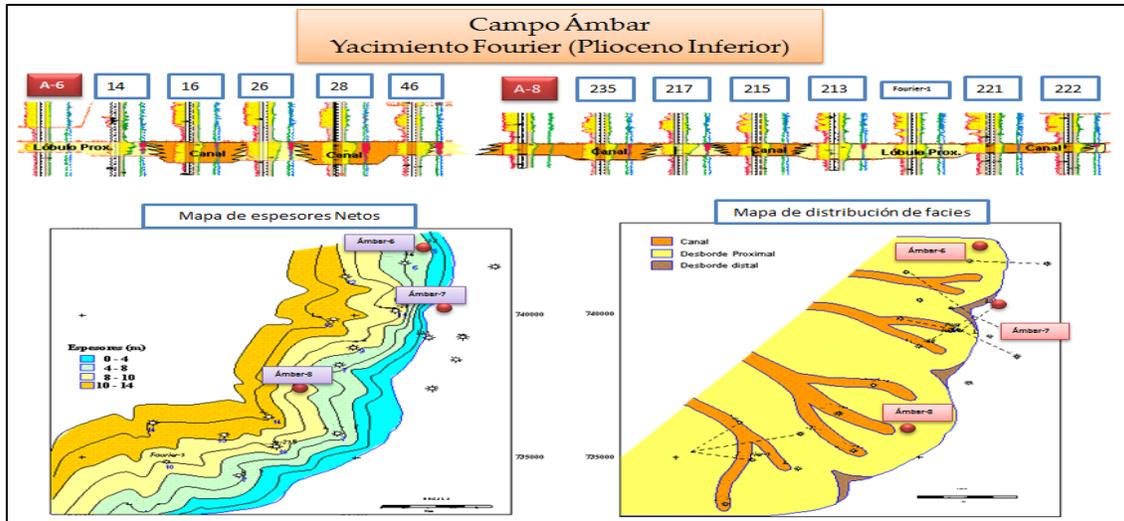


Figura 4. 26. Mapa de espesores y distribución de facies para el yacimiento Fourier con correlación estratigráfica

e) Yacimiento Kepler

El Yacimiento Kepler (Mioceno Superior) tiene un área de 4.2 Km² y un espesor de 8.5 metros. Litológicamente está constituido por arenisca masiva, dominada por fragmentos líticos de pobre clasificación con ocurrencia en tramos de 50 cm de espesor que alterna con capas arcillosas (figura 4.27); la permeabilidad oscila entre 40 y 121 mD, la porosidad en promedio es de 23 % y presenta una saturación de agua (Sw) de 37 %.

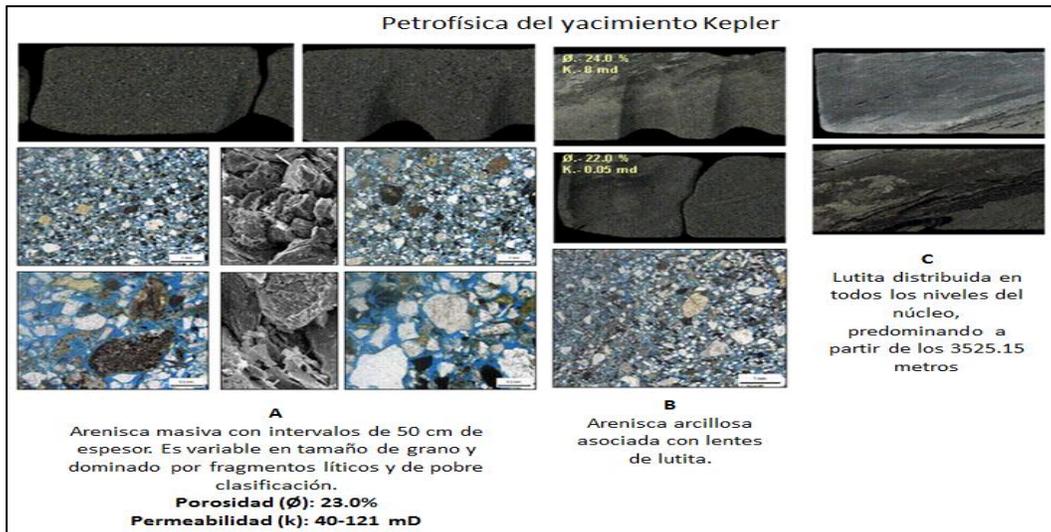


Figura 4. 27. Litarenitas del yacimiento Kepler vistas a través de láminas delgadas y MEB

El modelo geológico se realizó con base al carácter del registro y a la información de núcleos, en la parte sur se tiene el Campo Arquimia donde las arenas nos indican una serie de lóbulos apilados con espesores de 30 metros, mientras que hacia el norte en el Campo Ámbar, se observa en el núcleo que la secuencia es más delgada y la arena se encuentra intercalada con capas de arcilla, lo que nos evidencia que los lóbulos son más distales. En conclusión se trata de abanicos de piso de cuenca que se depositan de sur a norte rellenando las partes bajas y estos lóbulos se acuñan contra los altos existentes, siendo facies proximales en el campo Arquimia y facies distales en el Campo Ámbar, como se muestra en la figura 4.28.

El yacimiento Kepler tuvo una declinación promedio de 57%, este yacimiento tuvo una producción promedio máxima de 15.5 mmpcd.

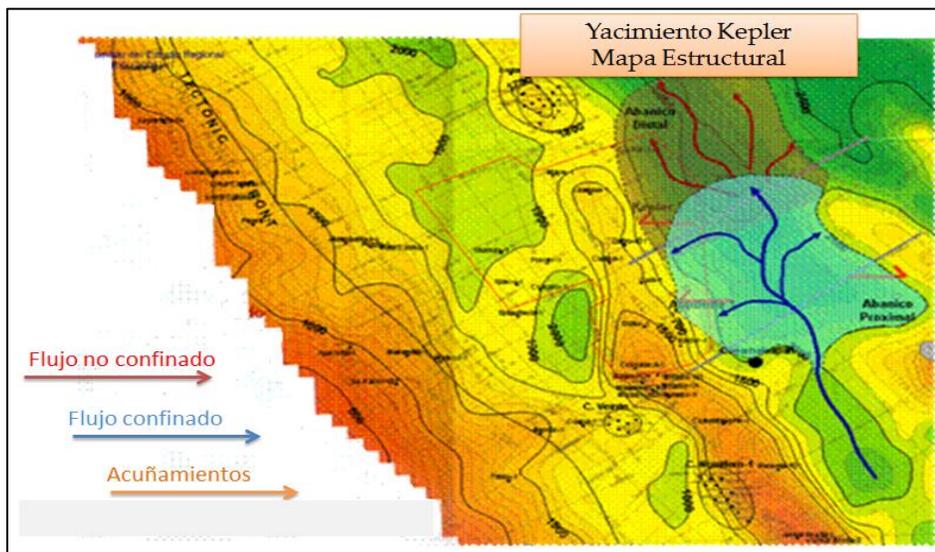


Figura 4. 28. Mapa de espesores y distribución de facies. Yacimiento Kepler.

f) Yacimiento Galileo

El Yacimiento Galileo (Mioceno Superior) tiene un área de 5.7 Km² y un espesor de 12.6 metros. Litológicamente está constituido por areniscas de grano medio, fino y muy fino, con granos sub-redondeados a sub-angulosos y regularmente clasificados (figura 4.29).

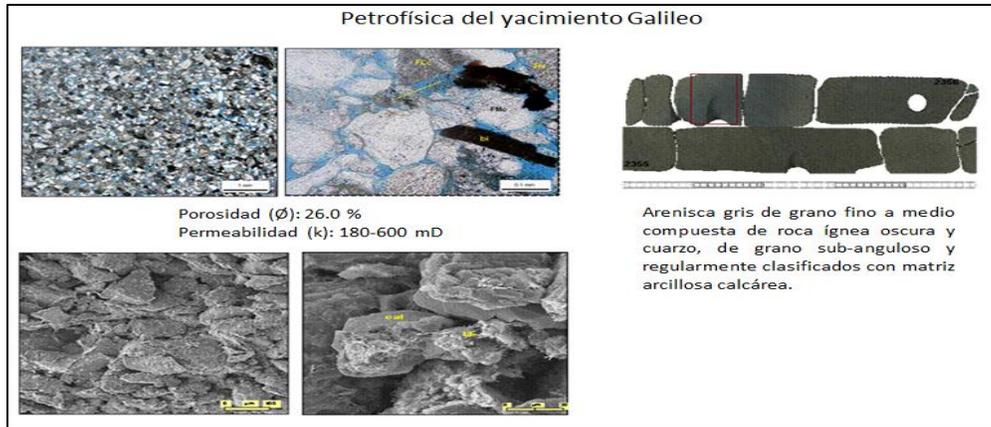


Figura 4. 29. Litarenitas del Yacimiento Galileo vistas a través de láminas delgadas y MEB.

Para realizar el modelo geológico, se subdividió en 2 cuerpos la Arena Galileo, debido a que en la parte media de la arena, se encuentra un cuerpo arcilloso en la mayoría de los pozos, de acuerdo al mapa de espesores netos de arenas en ambos cuerpos, se observa que los mayores espesores se presentan en la parte media del yacimiento y se orientan N-S. Con base a los registros se puede determinar que el modelo de este yacimiento, corresponde a abanicos de piso de cuenca depositados de sur a norte y los canales en el cuerpo A (superior) quedan ubicados en los pozos Ámbar-103, Ámbar-85, Ámbar-65, Ámbar-45 y Uloa-1 mientras que para el cuerpo B prácticamente son los mismos pozos, excepto el Ámbar-87 que ahora está en un canal y el pozo Uloa-1 queda en un desborde (abanico) proximal, los pozos ubicados en los desbordes para ambos cuerpos son Ámbar-83, Ámbar-63, Ámbar-41, Ámbar-43, Ámbar-25 y Ámbar-27; mientras que en un desborde distal solo tenemos el pozo Ámbar-1. En la figura 4.30 se muestran los mapas de espesores netos, de facies y la sección estratigráfica con la distribución de facies del cuerpo.

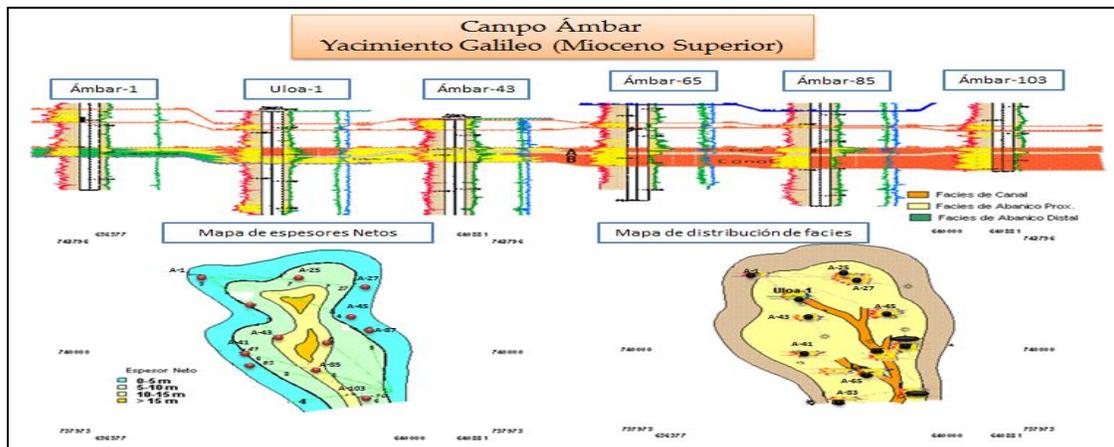


Figura 4. 30. Distribución de Facies de Canal y desbordes en un abanico de piso de cuenca para el Yacimiento Galileo del Mioceno Superior.

g) Yacimiento Uloa

El Yacimiento Uloa (Mioceno Medio) tiene un área de 5.8 Km^2 y un espesor de 20.6 metros. Litológicamente está constituido por arenisca gris de grano fino a medio, de granos sub-redondeados a sub-angulosos, regularmente clasificados, con porosidades promedio de 20 %, permeabilidades de 20 a 200 mD y saturación de agua de 29.0%. (Figura 4.31).



Figura 4. 31. Litarenitas del yacimiento Uloa vistas a través de láminas delgadas y MEB.

El modelo geológico corresponde a depósitos de abanicos de piso de cuenca con sus respectivos canales y desbordes (lóbulos) proximales, el mapa de espesores netos de arena nos muestra que los máximos espesores están en los pozos Ámbar-1, Ámbar-63, Ámbar-85 y Uloa-1, los cuales presentan características de facies de canal, mientras que el resto de los pozos presentan facies de abanico o desbordes proximales. En la figura 4.32 se observa que las facies de canal se encuentran en los pozos Uloa 1 y Ámbar-63, mientras que los desbordes (lóbulos) proximales los tenemos en los pozos Ámbar-25, Ámbar-43, Ámbar-65, Ámbar-83, Ámbar-85, Ámbar-87 y Ámbar-103 y de los desbordes distales solo tenemos evidencias en el Ámbar-27.

Los yacimientos Uloa y Uloa Profundo se manejan juntos debido a que los pozos de estas arenas producen simultáneamente en 2 o 3 intervalos disparados. La declinación promedio es de 27%, estos yacimientos tuvieron una producción promedio máxima de 132.7 mmpcd.

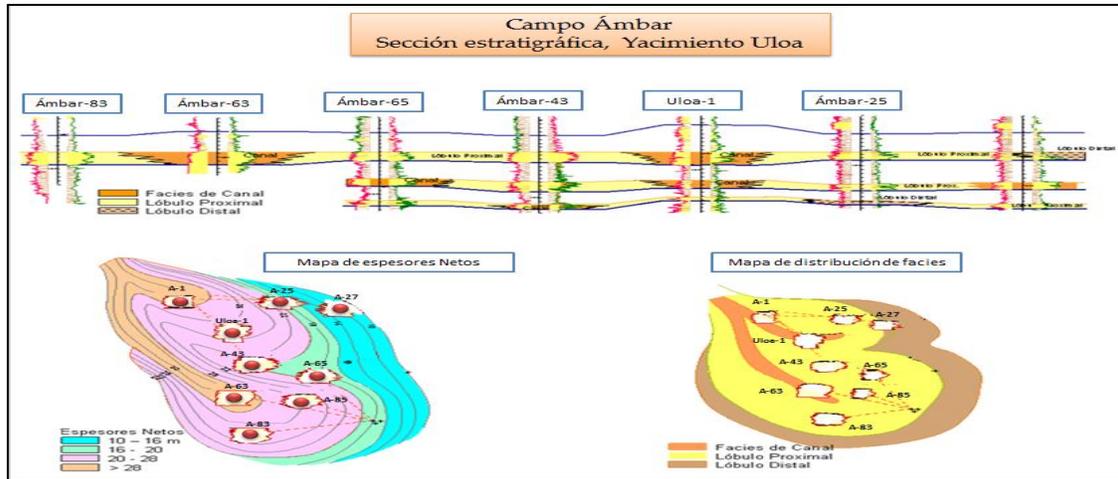


Figura 4. 32. Distribución de espesores netos de arena y de facies. Yacimiento Uloa.

h) Yacimiento Uloa Profundo

El Yacimiento Uloa Profundo (Mioceno Medio) tiene un área de 3.4 Km² y un espesor de 20 metros. Litológicamente está constituido por arenisca de grano fino a medio, moderadamente bien clasificado, granos sub-angulosos a sub-redondeados, principalmente de cuarzo, feldespatos y abundantes fragmentos líticos; se clasifica como una litarenita (figura 4.33), con porosidad promedio de 20%, permeabilidad promedio de 300 mD y saturación de agua de 23.0%. Este yacimiento está constituido por dos cuerpos de arenas, donde el mapa de la anomalía de amplitud, corresponde al primer cuerpo de arenas, mientras que la segunda arena no presenta expresión sísmica, por lo cual no ha sido posible conocer su distribución. El modelo de depósito consiste de abanicos de piso de cuenca, con sus respectivos canales, desbordes (lóbulos) proximales y distales. En la figura 4.34 se observa el mapa de espesor neto de arenas y la distribución de facies.

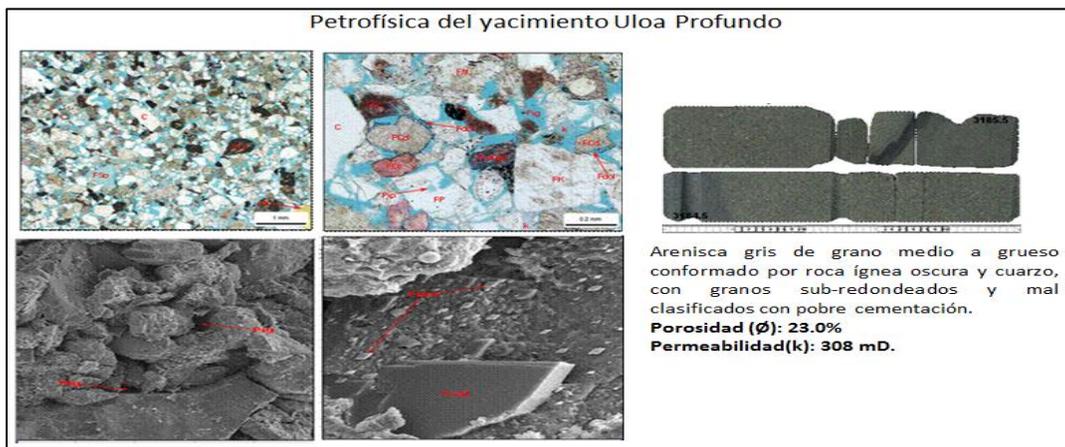


Figura 4. 33. Litarenitas del yacimiento Uloa Prof. vistas a través de láminas delgadas y MEB.

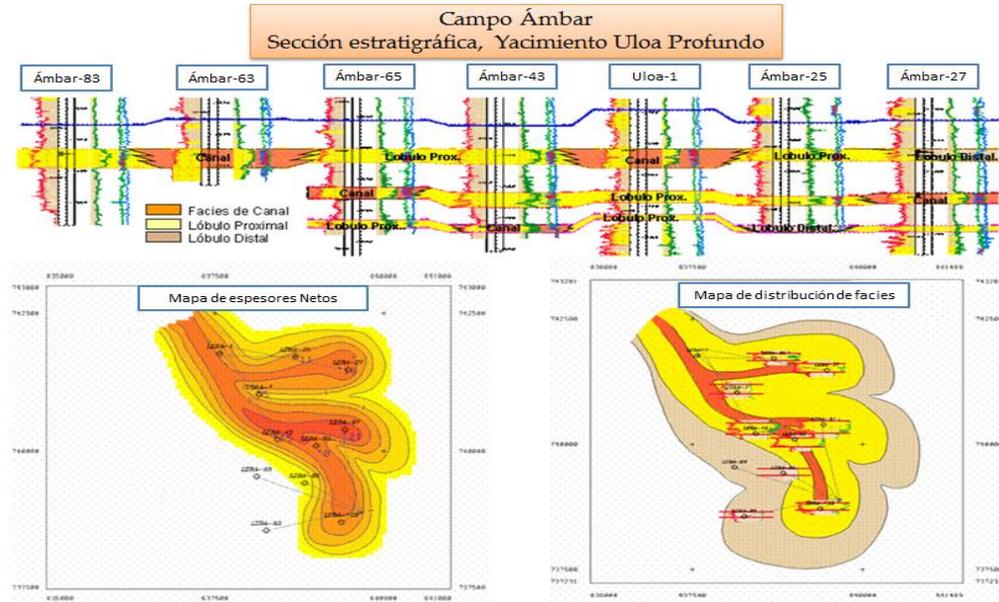


Figura 4. 34. Distribución de espesores netos de arena y de facies. Yacimiento Uloa profundo.

4.2. Pozo Norma-21

Problemática

La producción de sólidos y lodo contaminado tienen como fuente el tipo de fluido usado durante la perforación, con base en la separación de fases y rompimiento de la emulsión.

Los restos de hule y fragmentos de roca de tamaño medio son producto de los accesorios de la terminación hinchable en contacto con la formación.

El PLT tomado el 06/07/2008 reveló que el empacador ubicado a 2730 metros está dejando sin aislar una zona de aproximadamente 10 metros del yacimiento. Un segundo PLT tomado en fecha de 08/10/2008 indicó que la producción proviene de la camisa localizada a 3051 metros.

Los resultados de la caracterización del aceite indican una pequeña fracción de agua emulsionada así como de resinas.

No se observa variación alguna en el comportamiento de producción posterior a la instalación del Venturi.

4.2.1. Análisis a Nivel Yacimiento

La figura 4.35 muestra las características petrofísicas de los tres intervalos disparados en el pozo Norma-21, siendo el intervalo 2645-2655 metros el que está abierto actualmente, con una porosidad de 15%, permeabilidad de 6.7 mD y saturación de agua (Sw) de 45%.

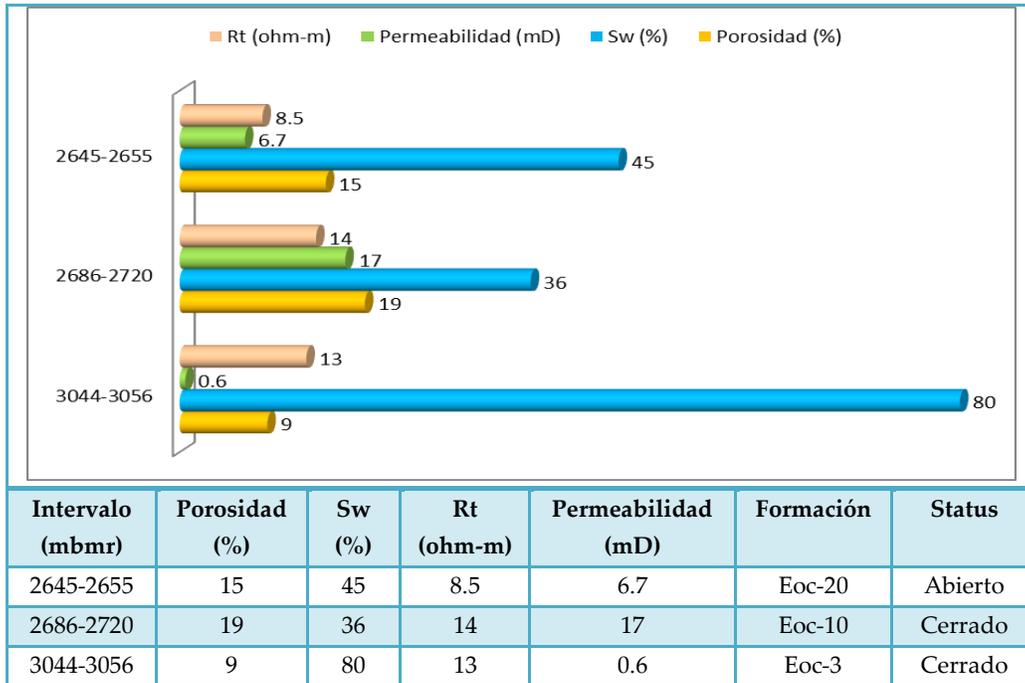


Figura 4. 35. Características petrofísicas de los tres intervalos disparados, Pozo Norma-21.

El análisis de laboratorio realizado al fluido producido en el pozo Norma-21 mostro que éste tiene una densidad de 24.58 °API. (Tabla 4.6).

Tabla 4. 6. Análisis de laboratorio, Pozo Norma-21.

SP GR	°API	Contenido de Agua (%)		Salinidad (ppm)	pH	Aceite (%)	Sólidos (%)	Parafinas (%)	Asfálteno (%)	Resinas (%)
		Libre	Emuls.							
0.896	24.58	0.00	3.8	M.I	ND	96.2	0.00	5.3031	0.6493	6.0146

4.2.2. Análisis a Nivel Pozo

17/07/2008. Se terminó el pozo oficialmente en el intervalo 2686-3082 metros con 1844 bpd de aceite y 255 Kg/cm² por estrangulador de ¼".

23/04/2008. Se abre camisa 3044-3056 metros y se lava el pozo.

05/05/2008. Se alineó pozo a quemador por 1/8" a 5/16" abatiéndose la presión a cero. Se efectuó prueba al intervalo de 3044 - 3056 metros con 22 bls de salmuera y presión de inyección de 3550 psi y Pf de 3420 psi.

06/05/2008. Con UTF²⁶ de 1-3/4" se efectuó inducción por etapas a 1000 metros y el pozo no manifestó. Con TF a 2000 metros se efectúa segunda inducción, retornando fluido de control y N_2 , pero el pozo no manifestó. Se efectuó tercera inducción con N_2 , retornando fluido de control y N_2 . El pozo no manifestó.

08/05/2008. Se abrió pozo sin manifestar.

- Con barra calibradora se encontró resistencia franca a 568 metros, sacando huella en bloque impresor.

09/05/2008. Se efectuó operación con UTF.

- Se desmantela cabeza inyectora y observa block con suciedad de lodo y sedimento sin observar impresión.
- Se bajó TF hasta 571 metros donde se estaciona y se bombeó 3 veces el volumen del aparejo; se desmanteló cabeza inyectora y observó block con restos de lodo floculado con sedimentos y sin marca.
- Con TF se encontró resistencia en el intervalo de 573 a 950 metros, observando salir fluido contaminado, rocas de formación y sedimentos de lodo de emulsión inversa y grandes volúmenes de hule.

24/06/2008. Se abrió pozo con 3900 psi usando estrangulador de 1/4" abatiéndose paulatinamente de 2400, 1900 y 950 psi.

- Se observó cabeceo incrementando presión a 2100 psi y fluyendo aceite a batería. El pozo reportó hules, roca de formación y lodo de perforación.

29/06/2008. Se bajó TF a 1850 metros bombeando salmuera, abatiéndose la presión de 3600 a 2300 psi.

- El pozo reportaba aceite, gas y rocas de formación.
- Se encontró resistencia a 3051 metros.

30/06/2008. Se bajó TF a 2000 metros y se efectuó inducción. El pozo no manifestó.

²⁶ UTF: Unidad de Tubería Flexible.

01/07/2008. Se abrió pozo, abatiéndose la presión a cero psi.

- Se intentó efectuar prueba de admisión sin éxito al intervalo 3044-3056 metros. La presión incrementó hasta 5500 psi y se suspende prueba.

02/07/2008. Se baja barra calibradora hasta la profundidad de 3060 metros.

03/07/2008. Se baja TF encontrando PI a 3063 metros.

04/07/2008. Con TF se calibró pozo a 3055 metros. Se abrió camisa a 3044-3056 metros.

06/07/2008. Se tomó RPFC²⁷

07/07/2008. Se tomó PLT.

11/07/2008. Se calibró pozo a 3060 metros y se tomó RPFC.

12/07/2008. El pozo reportaba 1070 bpd de aceite por estrangulador de 3/16", 1845 bpd de aceite por estrangulador de 1/4" y 2877 bpd de aceite por estrangulador de 5/16".

18/08/2008. Se tomó curva de incremento y RPFC.

20/09/2008. Se abrió pozo por estrangulador de 1/8" a 3/16", mostrando aceite, gas, aportación de residuos y sedimentos.

- Se suspendió aforo por presentar taponamiento en líneas de equipo de medición.
- Se destapó líneas observando fragmentos de formación de tamaño medio.

21/09/2008. El pozo reportaba aceite, gas, sólidos con apariencia de lodo floculado y sólidos de tamaño medio.

22/09/2008. Se observó trazas de aceite contaminado por sólidos con apariencia de lodo floculado y formación.

- Se observó taponamiento de líneas y ensamble por sólidos en varias ocasiones.

23/09/2008. Se abrió pozo con 3700 psi, mostrando aceite y gas con estrangulador variable de 3/16" a 5/16" con constante taponamiento de líneas por sedimentos.

24/09/2008. Se abrió pozo mostrando aceite con sedimento, donde se suspendió por taponamiento de ensamble.

²⁷ RPFC: Registro de Presión de Fondo Cerrado.

26/09/2008. Se bajó TF de 3000 a 3060 metros en varias ocasiones, bombeando salmuera gelificada por TF estacionada a 3060 metros.

- El pozo desalojaba aceite y gas con escasos sedimentos.

01/10/2008. Se calibró pozo hasta 3054 metros.

02/10/2008. Se bajó TF para limpieza con salmuera gelificada hasta 3054 metros donde encontrándose resistencia franca.

- Se observaron trazas de sedimentos y taponamiento de líneas de flujo del separador.

04/10/2008. Se bajó sarta calibradora a 1187 metros donde observó resistencia a 1187 metros e inicialmente entrada de sedimentos.

05/10/2008. Con TF se detectó resistencia hasta 3057 metros.

- Se observó recuperación de sedimentos.

06/10/2008. Se calibró pozo hasta 3064 metros y se tomó PLT.

- Se detectó que el aporte de fluidos hacia la tubería de producción ocurre a través de la camisa de producción ubicada a 3051 metros y que el empacador ubicado a 3031 metros no está haciendo sello.

10/10/2008. Se calibró pozo hasta 3064 metros.

- Con unidad de línea de acero se intentó cerrar camisa de 3-1/2" a 3050 metros en repetidas ocasiones sin éxito.

13/10/2008. Se abrió camisa a 2700 metros y se efectuó prueba de admisión.

- Se descargó presión a cero psi y se observando pozo sin manifestar.

14/10/2008. Se abrió pozo observando abatimiento de presión.

- Se recuperaron 150 lts de fluido contaminado con aceite.

18/10/2008. Se bajó TF a 1500 metros con bombeo de N_2 sin manifestar.

- Se bajó TF sin bombeo reconociendo hasta 2720 metros y verificando segunda camisa libre.
- Se sacó TF sin manifestación de producción.

19/10/2008. Se calibró el pozo a 2720 metros, verificando profundidad de segunda camisa libre. El pozo no mostró manifestación.

22/10/2008. Se calibró pozo hasta 3068 metros.

- A 2700 metros se detectó camisa y se verificó la apertura de la misma.

23/10/2008. Se abrió pozo abatiéndose la presión a cero en 3 minutos.

- Se observó cabecear con 1450 y 800 psi. El pozo desalojó agua con trazas de aceite.

25/10/2008. El pozo reportaba 1657 bpd con estrangulador de ¼".

19/09/2009. Se calibró pozo a 3056 metros y se tomó RPF²⁸.

26/09/2009. Se calibró pozo hasta 3052 metros, encontrándose resistencia franca.

- Se tomaron registros bajando GR-CCL-Presión-Temperatura de 2190 a 3052 metros.

27/09/2010. Se tomó RPF hasta 2725 metros.

01/11/2010. Se calibró pozo hasta 3053 metros.

- El pozo estaba fluyendo con 2800 psi por estrangulador de 7/16".

30/01/2011. Se calibró pozo hasta la profundidad de 2710 metros.

- Se abrió pozo para verificar cierre de la camisa con 2500 psi sin éxito por mantener presiones de 2350 psi.

31/01/2011. Se intentó cerrar camisa a 2700 metros en varias oportunidades sin éxito.

04/02/2011. Se abrió camisa a 2700 metros.

- El pozo desalojó salmuera con trazas de aceite, mezcla de aceite y agua que generó emulsión.

05/02/2011. Se calibró pozo hasta 2610 metros y se tomó RPF hasta 2600 metros.

07/02/2011. El pozo producía 234 bpd de aceite con 2206 psi por estrangulador de 1/8".

12/02/2011. Se calibró pozo hasta 3053 metros.

²⁸ RPF: Registro de Presión de Fondo Fluyendo.

- Con pozo fluyendo se tomó registro de presión-temperatura de 0 a 2250 metros.

22/03/2011. Se calibró pozo hasta 2780 metros.

13/05/2011. Se calibró pozo hasta 2743 metros.

20/06/2011. Se calibró pozo hasta 2660 metros y se tomó RPFf hasta 2655 metros.

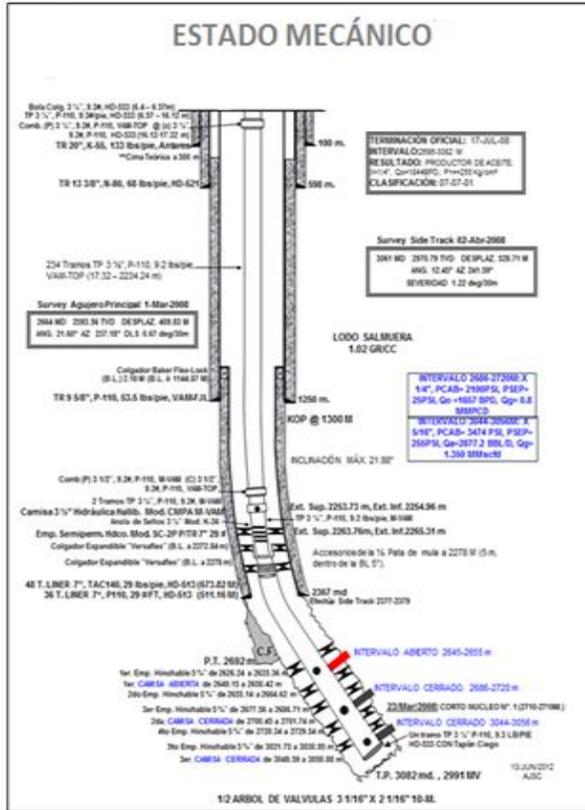
07/07/2011. Se calibró pozo hasta 2694 metros y se tomó RPFf hasta 2655 metros.

09/08/2011. Se tomó RPFf hasta 2655 metros.

04/09/2011. Se calibró pozo hasta 2648 metros.

07/12/2011. Se instaló Venturi.

04/01/2012. Se tomó RPFf.



Tipo de Pozo:	Desarrollo Direccional.		
Estado:	Fluyente		
Profundidad total:	3082 mD		
Máxima inclinación:	21.8		
Presión actual:	410 kg/cm2		
Presión de fondo fluyendo:	290 kg/cm2		
Presión de saturación (Pb)	5200psi		
	365.68 kg/cm2		
Temperatura de superficie:	-		
Temperatura de fondo:	95 °C		
Datos de producción reportados Febrero 2012			
Qliq	205 bpd		
Qo	85 bpd		
Corte de agua (%).	65 - 70		
RGA	500 - 600 pc/b		
Pwh	---		
PLD	---		
Densidad API	24.58		
Perforación Terminación			
Inicio	Fin	Inicio	Fin
1 mayo	18 mayo	19 mayo	23 mayo
1956	1956	1956	1956

Figura 4. 36. Estado Mecánico y características principales, Pozo Norma-21.

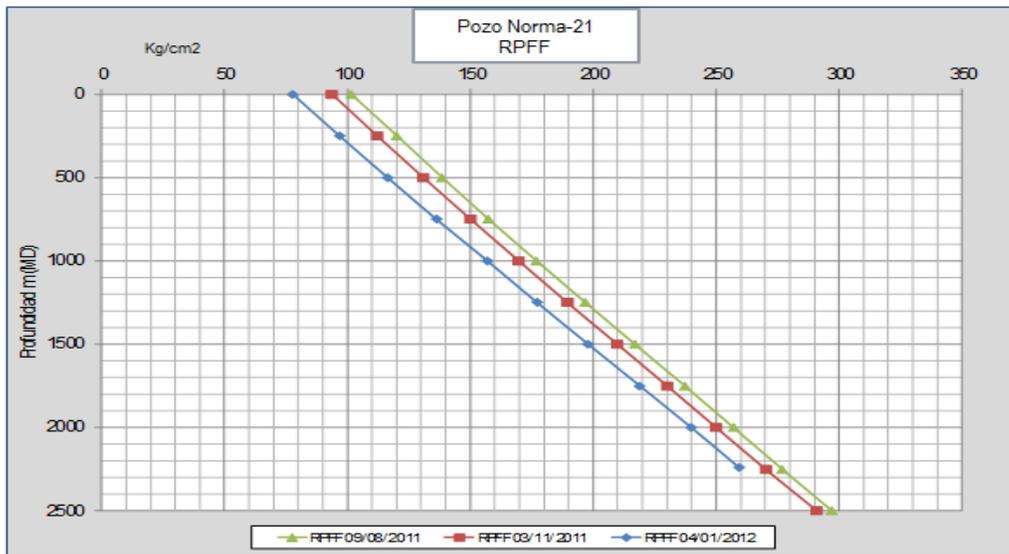


Figura 4. 37. Registro de presión de fondo fluyendo, Pozo Norma-21,

El registro PLT tomado el 6 de Julio de 2008 indica que el empacador ubicado a 2730 metros está dejando sin aislar una zona aproximadamente de 10 metros del yacimiento por el cual se está canalizando el fluido que se ve en el intervalo C. Esto está evidenciado por la disminución de la temperatura a 3052.4 metros y 2735 metros, además se determinó que la producción proviene a de la camisa localizada a 3051 metros, como se muestra en la figura 4.38.

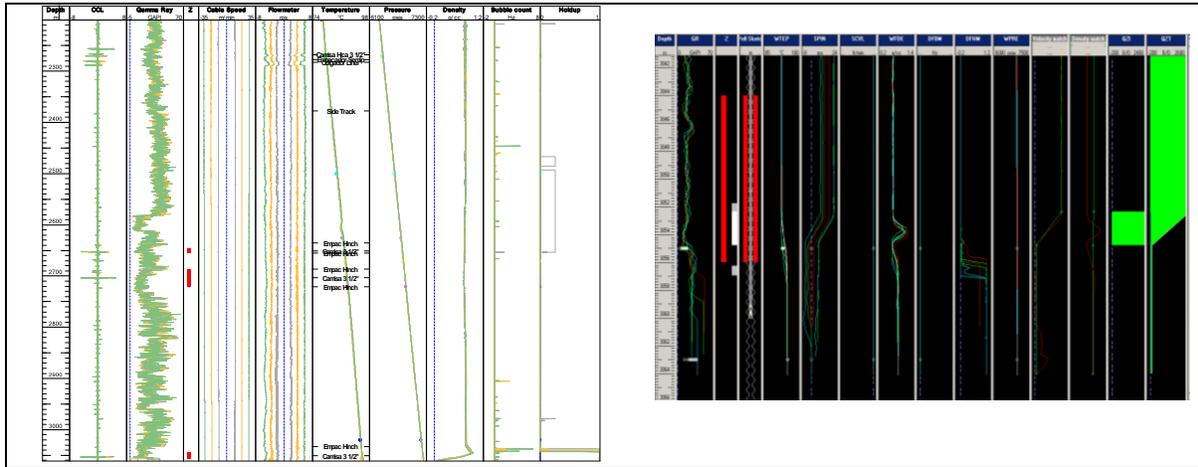


Figura 4. 38. Registro PLT, Pozo Norma-21.

4.2.3. Revisión del Sistema Integral de Producción

El pozo Norma-21 es productor de aceite mediano con densidad de 24.58 °API y gas asociado, proveniente de la formación EOC-20. A Marzo de 2012 el pozo reportó una producción de 111 bpd de aceite, 0.07 mmpcd gas y 118 bpd de agua. (Figura 4.39).

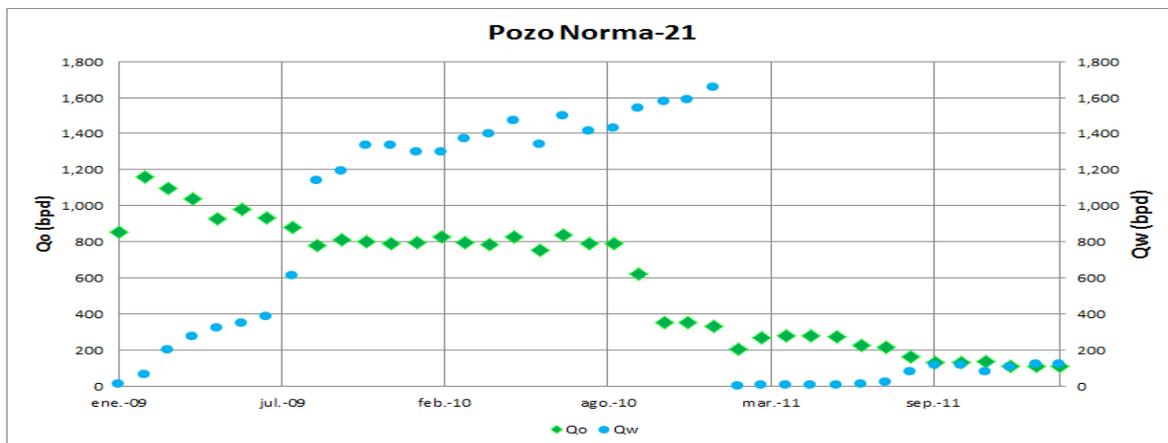


Figura 4. 39. Histórico de producción, Pozo Norma-21

El análisis nodal realizado con base en las condiciones a febrero 2012 muestra que el pozo tiene una producción de 85 bpd de aceite (figura 4.40).

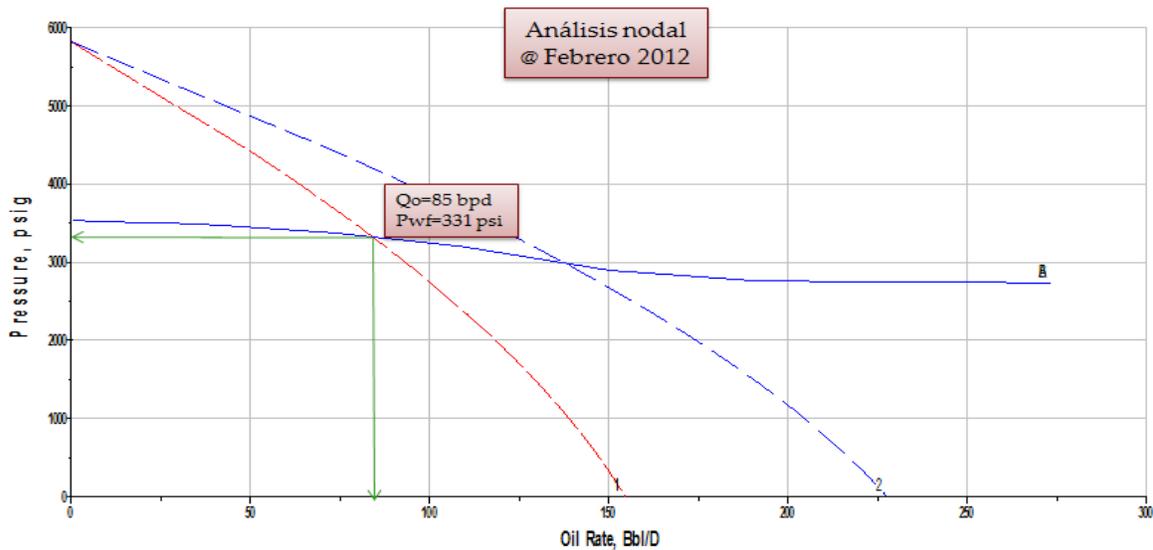


Figura 4. 40. Análisis nodal @ Febrero 2012, Pozo Norma-21.

4.2.4. Generación de Soluciones

Recomendaciones a corto plazo.

- Verificar que el Venturi esté anclado a la profundidad de diseño.
- Aumentar el diámetro del estrangulador de superficie o dejarlo franco para evaluar comportamiento de producción del pozo.
- Cerrar camisa ubicada entre 2700.45 a 2701.74 metros y abrir camisa ubicada entre 2649.15 a 2650.42 metros.
- Estimular e inducir a producción el intervalo 2645-2655 metros.

Recomendaciones a largo plazo.

- Armar equipo de ULA²⁹ y bajar a checar PI.
- Bajar cortador y cortar a +/-2200 metros.
- Recuperar aparejo de producción y restos de tubería.
- Meter y anclar retenedor de cemento para Liner de 7" a +/- 2170 metros y forzar cemento hacia formación para obturar zonas productoras actuales y dejar retenedor como tapón ciego.

²⁹ ULA: Unidad de Línea de Acero.

- Meter cuchara y anclar a +/- 2100 metros y abrir ventana en Liner de TR de 7".
- Armar barrena con sarta navegable y perforar hasta +/- 3000 metros y alcanzar los objetivos 2645-2655 metros y el intervalo 2686-2720 metros y enlainer agujeros.
- Seleccionar los intervalos más atractivos, 2645-2655 metros correspondientes a la formación EOC-20 y 2686-2720 metros correspondientes a la formación EOC-10, disparar y evaluar a producción.
- Terminar el pozo con flujo anular por TR y por TP con un empacador y una camisa de circulación para evitar flujo cruzado y mejorar la productividad del pozo.
- Estimulara y evaluar a producción.

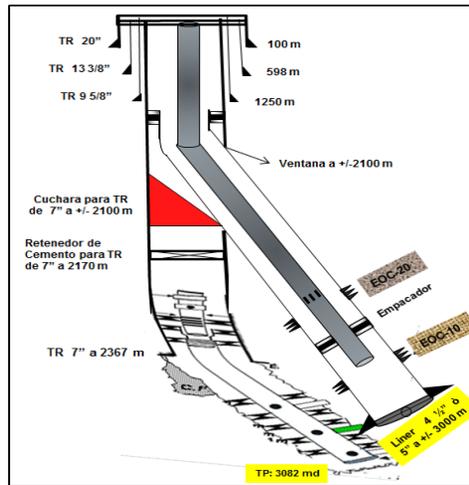


Figura 4. 41. Estado Mecánico propuesto para el pozo Norma-21 (Opción 1).

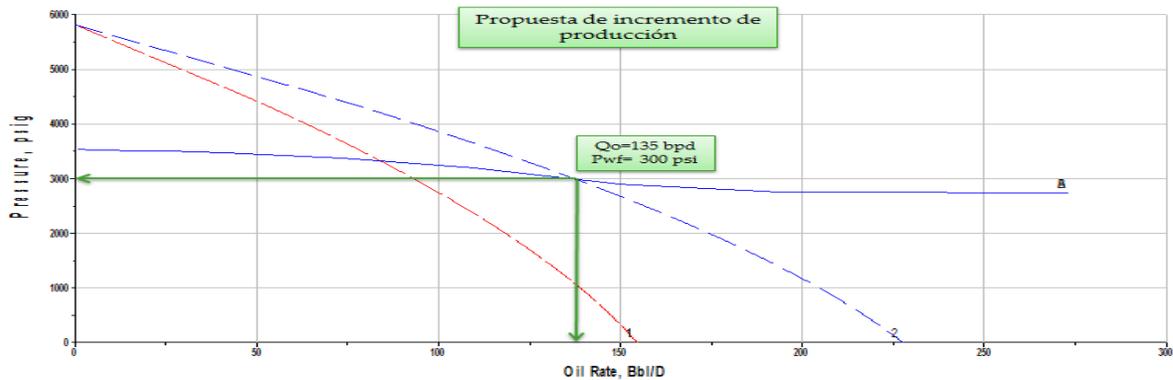


Figura 4. 42. Análisis nodal con incremento de producción, Pozo Norma-21.

Estimado de producción incremental: 50 bpd

4.3. Pozo Norma-34ST

Problemática:

La prueba de presión de Agosto 2010 determina que la permeabilidad es de 0.45 mD, Saturación de fluidos de 20%, $P_{ws} = 6843$ psia y caída de presión en fondo en el orden de 3200 psi.

El promedio de producción de los pozos en el EOC10 está en el orden de 300 bpd de líquido, sin embargo este está por debajo.

En el 2008, después del Fracturamiento hidráulico, se determinó un factor de daño -5.56. Actualmente con el modelo de pozo se determina un daño de 0.0403.

Con registro PLT realizado en Agosto 2011 se determina que el segundo intervalo 2731-2743 m, aporta el 49% del flujo con 95% de agua.

Para el 11 de Julio 2012 produce estable con estrangulador de 1/8", P_{tp} de 460 psi, 78 bpd con 10% de agua y con RPF se determina P_{wf} de 3430 psi y caída de presión en fondo de 3100 psi. Estas condiciones se modelaron con $S = -4.8$ y $K = 0.45$.

El 27 de Julio 2012 se re-dispararon los dos intervalos y se realizó limpieza de AP, presentando un comportamiento inestable de 430 a 580 psi cada 24 hrs, con estrangulador de 1/8". Este comportamiento se reproduce con $K = 0.45$, para gasto de 80 bpd y $K = 0.6$ md y gasto de 103 bpd, manteniendo $S = -4.84$. El régimen de flujo continua siendo liquido hasta 1400 metros y burbuja hasta superficie.

Se estima que el comportamiento inestable del pozo se origina por la diferencia de capacidad de flujo entre los dos intervalos y posible arrastre de sustentante de fractura.

4.3.1. Análisis a Nivel Yacimiento

El horizonte EOC 10 está constituido generalmente por conglomerados brechoides, mal seleccionados, de colores grises y crema, compuestos por gránulos, guijarros y peñas soportados por granos de carbonatos de diversos tipos, de forma angulosas a sub-redondeadas. Los clastos terrígenos son cuarzo anguloso, pedernal, feldespatos, fragmentos de rocas ígneas e intraclastos de arcillas marinas angulosas y de tamaño variable, producidos por corrientes marinas o por deslizamientos.

El intervalo 2718 – 2726 presenta características de porosidad de 8%, saturación de agua del 70% y un espesor explotable de 2 metros. Por otro lado el intervalo 2731 – 2743 metros presenta valores de porosidad de 8%, con saturación de agua de 60% y un espesor explotable de 8 metros. Ambos intervalos se encuentran abiertos a producción.

Ene-2007. Se realizó Fracturamiento hidráulico (FH)- EST=3/16"-1/4"-3/16"-pozo cerrado-EST=1/4"-3/16"-pozo cerrado-EST=3/16". Toma CI con sonda estacionada a 2700 m MD. Afora pozo por EST=3/16"-1/4"-1/8". Ancló tapón Mecánico a 2752 m MD. Toma CI con sonda estacionada a 2700 m MD, afora por EST=1/4". Cierra pozo y toma CI a 2700 m MD, abre pozo por EST=1/8"-3/16". Efectúa inducción a los intervalos 2718-2726 y 2731-2743 m MD.

Feb-2007. Toma RPFC por estaciones y muestras de fondo. Observa pozo por EST=1/8"-1/4". Efectuó minifrac a los intervalos 2718-2726 y 2731-2743 m MD. Pozo cerrado y luego abre para limpieza por EST=3/16"-1/4". Intenta fracturar sin éxito, deja pozo cerrado. Limpieza por EST=3/16"-1/4" y luego se abate paulatinamente. Mete TF+N2 a 2560 m MD, afora en limpieza por EST=5/16". Toma RPFC a 2598 m MD y continua limpiando por EST=5/16", fluye por EST=1/4"-3/16"-1/4"-1/8"-3/16".

Mar-2007. Efectuó Fracturamiento hidráulico en el intervalo 2718-2726 y 2731-2743 m MD. Afora pozo por EST=1/4", toma CI de 72 horas a 2500 m MD.

Jun-2007. Efectúa limpieza de aparejo de producción con sistema OSA, Diesel y N2 con TF. Afora por EST=1/8" para observar comportamiento de pozo.

Feb-2008. Toma registro PLT y posteriormente, realiza aforo por EST=1/8". Toma CI por 120 horas a 2500 m MD.

Tipo de Pozo:	Desarrollo Direccional.
Estado:	Fluyente
Profundidad total:	2821 md
Presión de saturación:	324.1 kg/cm ²
Presión actual:	479.3 kg/cm ² @ 2718 mD
Presión de fondo fluyendo:	253.11 Kg/cm ²
Temperatura de superficie:	40 °C
Temperatura de fondo:	88 °C
Datos de producción reportados a Marzo 2012	
Qliq	78 bpd
Qo	72 bpd
Corte de agua:	8 %
RGA	39.6 m ³ /m ³
Pwh	33 Kg/cm ² (465 psi)
PLD	9 Kg/cm ² (135 psi)
Densidad API	18.5 °API
Producción acumulada @ Marzo 2012	104.9 mbls

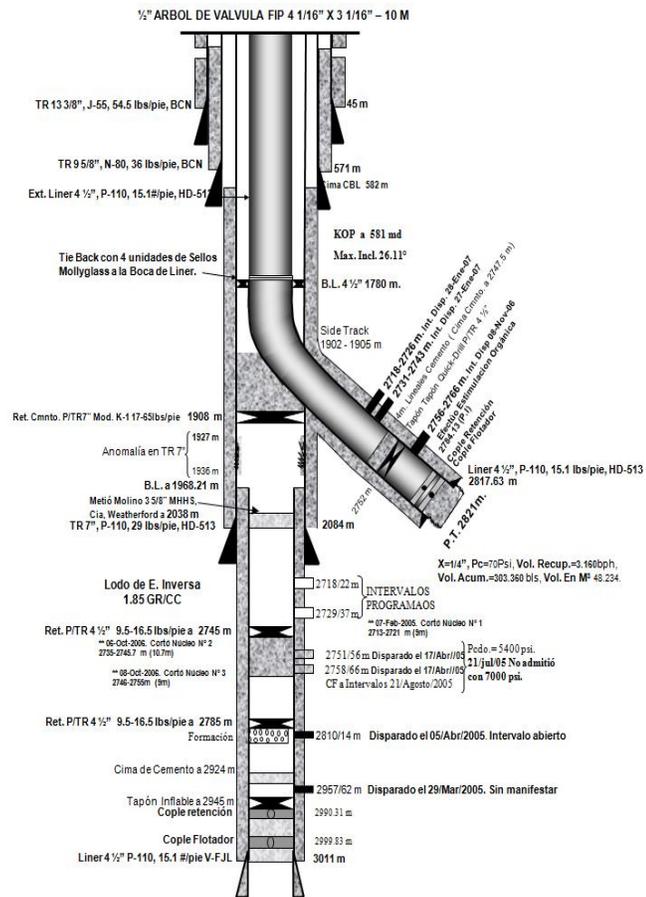


Figura 4. 44. Estado mecánico y características principales, Pozo Norma-34ST.

4.3.3. Revisión del Sistema Integral de Producción

El pozo Norma-34ST es productor de aceite pesado con densidad de 18.5 °API y gas asociado, proveniente de la formación EOC-10. A Marzo de 2012 el pozo reportó una producción de aceite de 72 bpd, 0.04 mmpcd gas y 6 bpd de agua. (Figura 4.46)

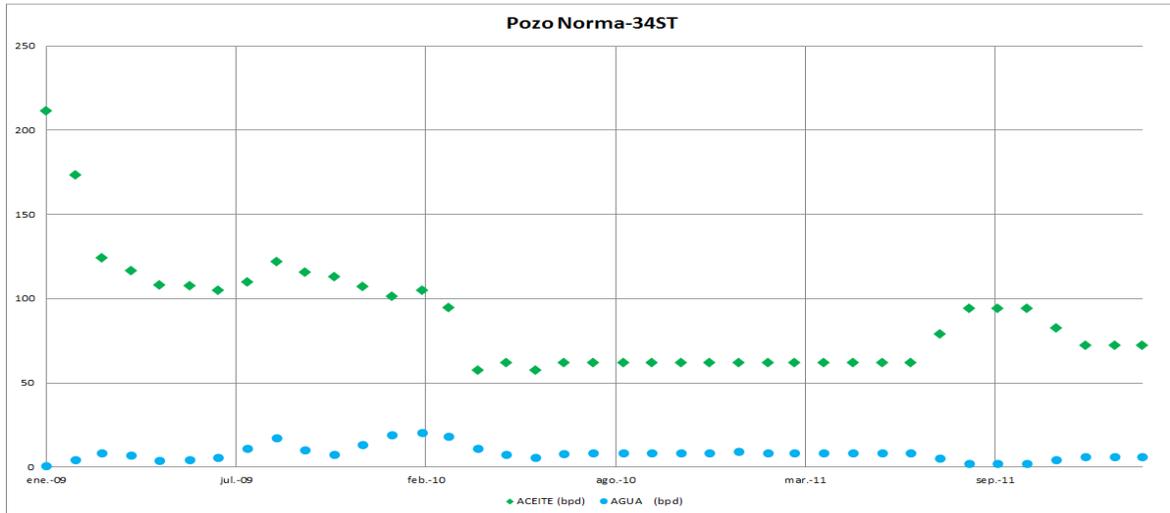


Figura 4. 45. Histórico de producción, Pozo Norma-34ST

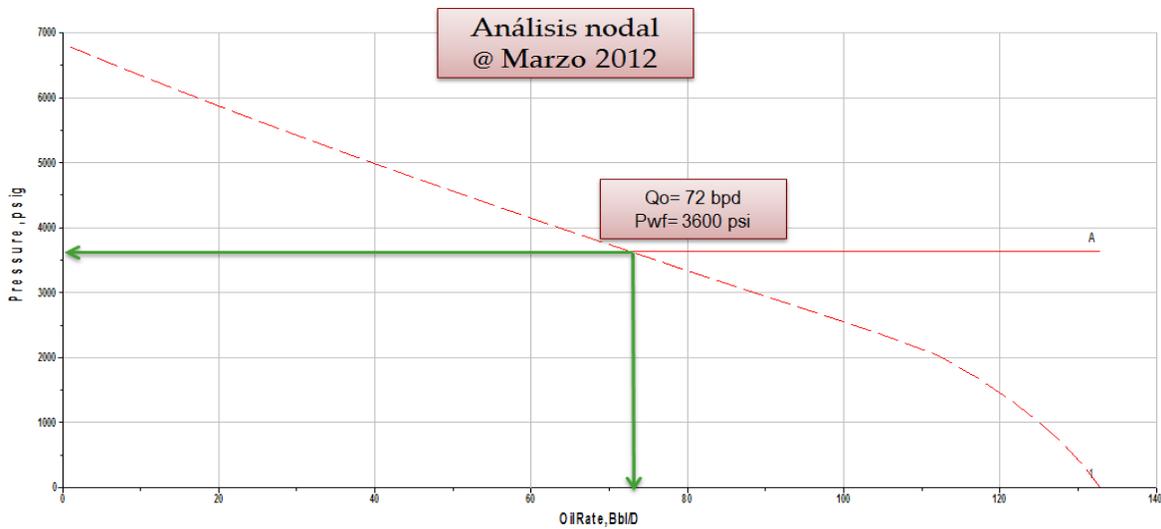


Figura 4. 46. Análisis nodal @ Marzo 2012, Pozo Norma-34ST.

4.3.4. Generación de Soluciones

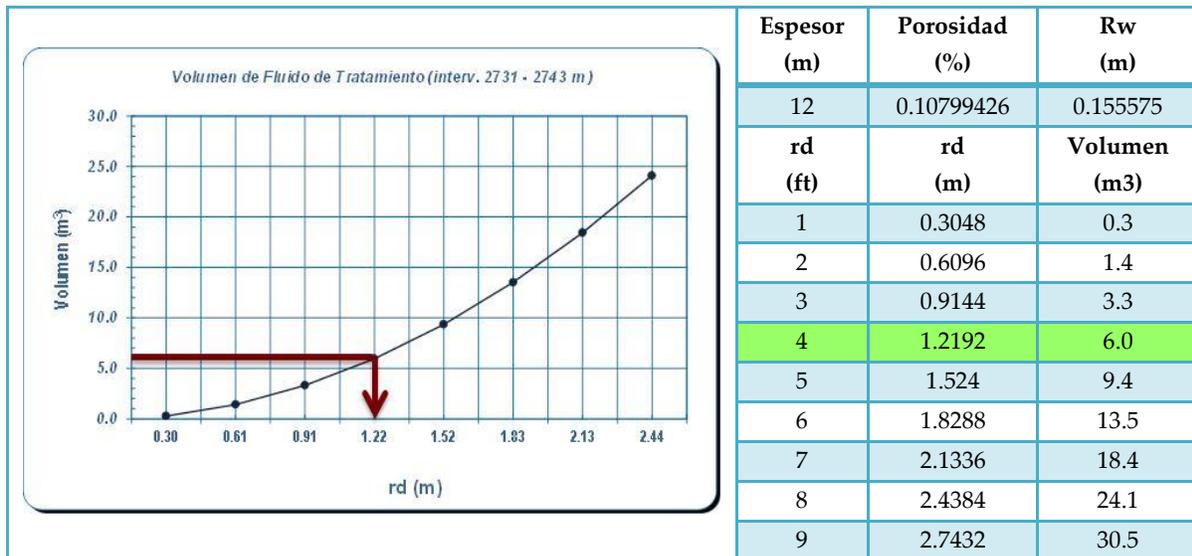
Objetivo: Re-disparar y Estimular "lavado de fractura"

- Realizar revisión mecánica para reconocer PI.
- Re-disparar el intervalo 2731-2741 md con pistolas HSD 2 7/8", 20 c/m, fase 60°.
- Realizar estimulación para lavado de fractura.
- Correr registro de producción PLT para evaluar perfil de aportación.

Tabla 4. 7. Capacidad de TP, Pozo Norma-34ST.

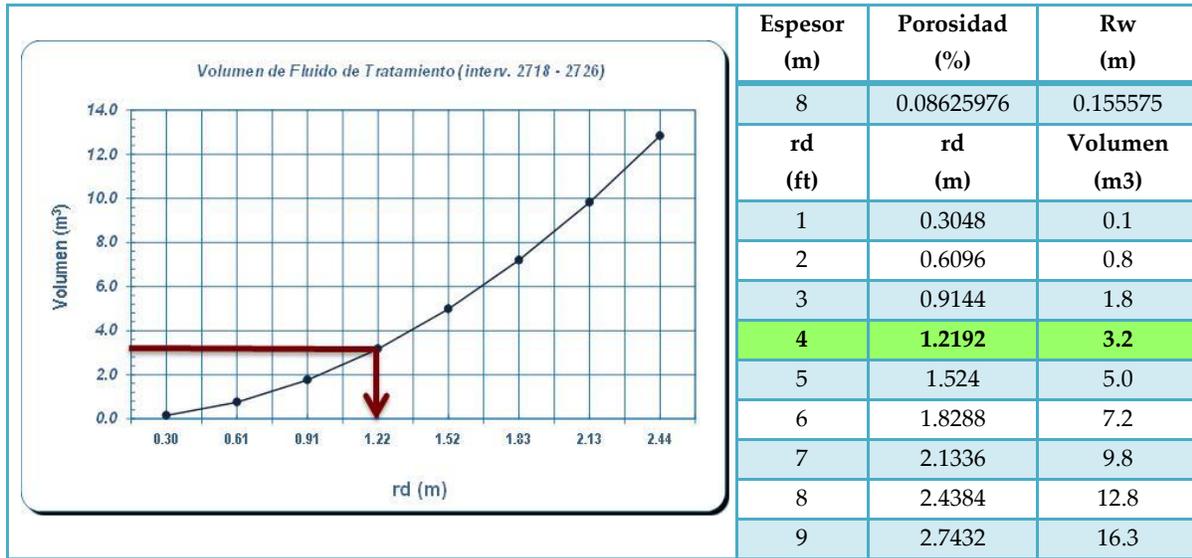
Tubería	D.E (pg)	Grado	Peso (lb/ft)	Cima (m)	Base (m)	Altura del intervalo	Capacidad (m3/m)	Volumen (m3)
TP	4 ½"	p-110	15.1	0	2743	2743	0.0074	20.30
Presiones	Pws		Patm		Capacidad del pozo			20.30
	6815.78	Psi	1.033	Kg/cm2				
	479.30942	Kg/cm2			Vol. N2 para Desplazamiento			9,418.31

Tabla 4. 8. Volúmenes de tratamiento @ 2731-2743 m, Pozo Norma-34ST.



Espesor (m)	Porosidad (%)	Rw (m)
12	0.10799426	0.155575
rd (ft)	rd (m)	Volumen (m3)
1	0.3048	0.3
2	0.6096	1.4
3	0.9144	3.3
4	1.2192	6.0
5	1.524	9.4
6	1.8288	13.5
7	2.1336	18.4
8	2.4384	24.1
9	2.7432	30.5

Tabla 4. 9. Volúmenes de tratamiento @ 2718-2716 m, Pozo Norma-34ST.



Espesor (m)	Porosidad (%)	Rw (m)
8	0.08625976	0.155575
rd (ft)	rd (m)	Volumen (m3)
1	0.3048	0.1
2	0.6096	0.8
3	0.9144	1.8
4	1.2192	3.2
5	1.524	5.0
6	1.8288	7.2
7	2.1336	9.8
8	2.4384	12.8
9	2.7432	16.3

Tabla 4. 10. Propuesta de estimulación No Reactiva, Pozo Norma-34ST.

Fecha de la propuesta								17-jul-12	
No. Etapa	Sistema	V _{LIQ} (m³)	Q _{LIQ} (bpm)	Calidad de Espuma (%)	R (m³ N ₂ / m³ liq)	Q _{N2} (m³/min)	V _{N2} Calc (m³)	V _{N2} Acum. (m³)	Tiempo (min)
1	Sistema no reactivo	5	3	-	-	-	-	-	7.86
2	Sistema no reactivo	3	3	20	72	34	216	216	6.29
3	Sistema no reactivo	2	2	15	51	16	102	318	6.29
4	DESPLAZAMIENTO N ₂			100	-	80	10000	10318	125
Volumen Total de Fluidos		10	Volumen Total de Nitrógeno				10318	Tiempo Total	145.44
									2hrs 26 min

Procedimiento Operativo.

1. Instalar conexiones superficiales y probar.
2. Bombear en directo 5.0 m3 de sistema no reactivo a 3 BPM. Observar y registrar presiones en cabeza.
3. Bombear en directo 3.0 m3 de sistema no reactivo nitrogenado a un gasto de 3BPM. Gasto de Nitrógeno 34 m3/min. Observar y registrar presiones en cabeza.

4. Bombear en directo 2.0 m³ de sistema no reactivo nitrogenado a un gasto de 2BPM. Gasto de Nitrógeno 16 m³/min. Observar y registrar presiones en cabeza.

NOTA: En caso de observar disminución de presión en cabeza mantener el gasto y continuar con la inyección del tratamiento. En caso de observar aumento en la presión de bombeo por encima de 8000 psi detener operación.

5. Desplazar fluidos de tratamiento con 10000 m³ de Nitrógeno a un gasto de 80 m³/min
6. Desinstalar conexiones de bombeo de superficie.
7. Abrir pozo de manera inmediata.
8. Recuperar muestras de fluido en superficie para su análisis y caracterización.

Análisis de Disparos para ambos intervalos.

A corto plazo.

- Se están realizando análisis de factibilidad para la instalación de una línea de TF, así como también sensibilidades del cambio de Aparejo por uno de menor diámetro.
- Realizar tratamiento para el control de agua al intervalo 2731-2743 m y Obturar.
- Bajar a limpiar restos de cemento dentro de TR que haya quedado producto del tratamiento.
- Re-disparar intervalo superior 2718-2726 m.
- Correr registro de producción PLT para evaluar perfil de aportación y fracción de agua.

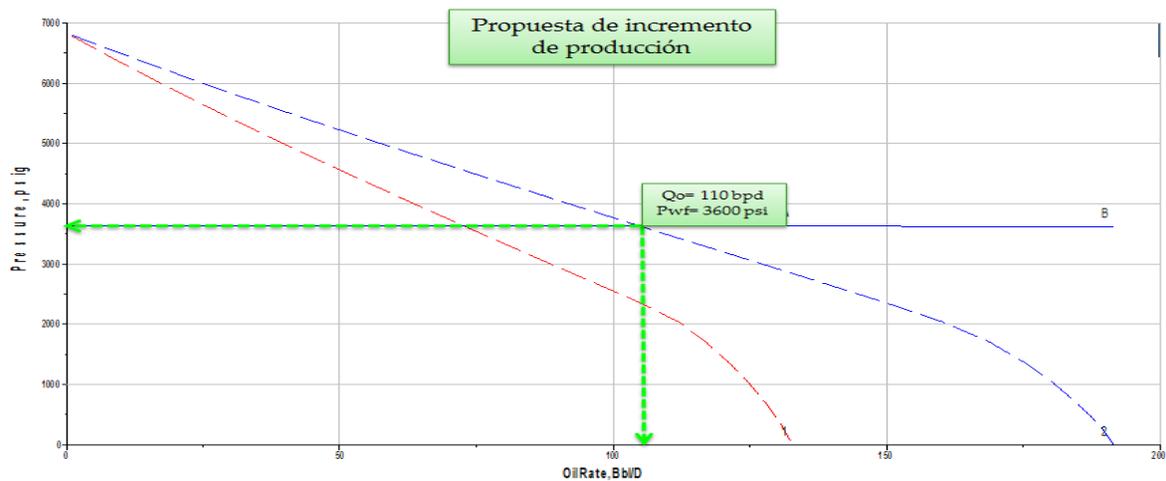


Figura 4. 47. Análisis nodal con incremento de producción, Pozo Norma-34ST.

Estimado de producción incremental: 38 bpd

4.4. Pozo Tucán-42D

Problemática:

Pozo con daño de formación.

- Intervalo 1231-1243 m con kh de 12220 md-ft y 1317-1325 metros con 1730 md-ft.
- Posible incompatibilidad de fluidos.
- Baja productividad.
- Múltiples intervalos disparados.
- Incertidumbre del aporte actual por zona.
- Producción de agua

Alta viscosidad del aceite.

- Taponamiento de equipo de medición.
- Calibración a 608 metros.

Producción de agua.

- Evidencia de agua en gradientes de RPFC.
- Resultados de evaluación de intervalo 1415-1421 m (20% agua / 80% aceite).

4.4.1. Análisis a Nivel Yacimiento

El pozo Tucán-42D es productor de aceite pesado con densidad de 14 °API, altamente viscoso y con pequeñas cantidades de gas.

Información Petrofísica

En el registro geofísico de la figura 4.49, se muestran los intervalos en estudio para el pozo Tucán-42D. De los 6 intervalos, sólo 3 de ellos se encuentran abiertos a producción:

- El intervalo 2131 – 2143 metros, en la formación Méndez C, presenta un espesor de 12 metros, de los cuales solo 8 metros se consideran explotables. Este intervalo presenta valores de porosidad de 4% y saturación de agua de 39%.
- El intervalo 1317 - 1325 metros, en la formación Méndez D, presenta un espesor de 8 metros, de los cuales solo 5 metros se consideran explotables. Este intervalo presenta valores de porosidad de 4% y saturación de agua de 53%.
- El intervalo 1415 - 1421 metros, en la formación San Felipe 3, presenta un espesor de 6 metros, de los cuales solo 2.5 metros se consideran explotables. Este intervalo presenta valores de porosidad de 6% y saturación de agua de 51%.

Así mismo, los intervalos 1347 – 1354 metros y 1380 – 1384 metros se encuentran obturados debido a que en febrero de 2006 se tuvo flujo de agua salada sin presión a un gasto $Q_w = 296$ bpd, con $pH=7$ y salinidad de 8000 ppm.

El intervalo 1225 – 1231 metros, en la formación Méndez C, presenta buenas condiciones de porosidad y saturación de agua (4% y 39% respectivamente) lo que lo hace candidato a explotación, sin embargo está pendiente para su evaluación.

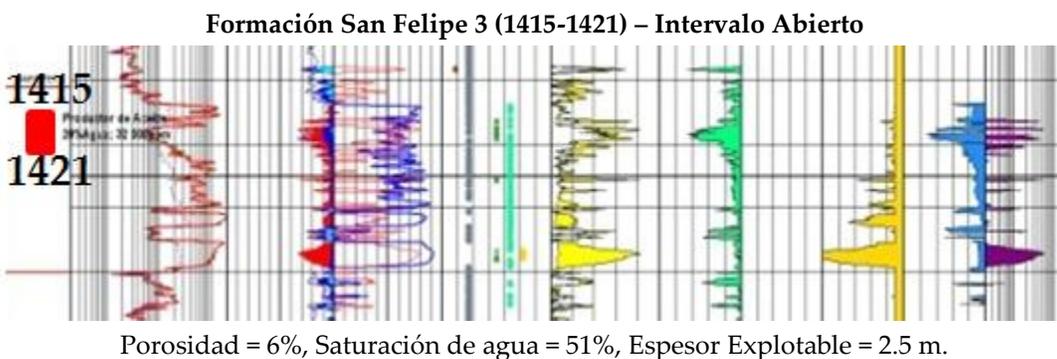
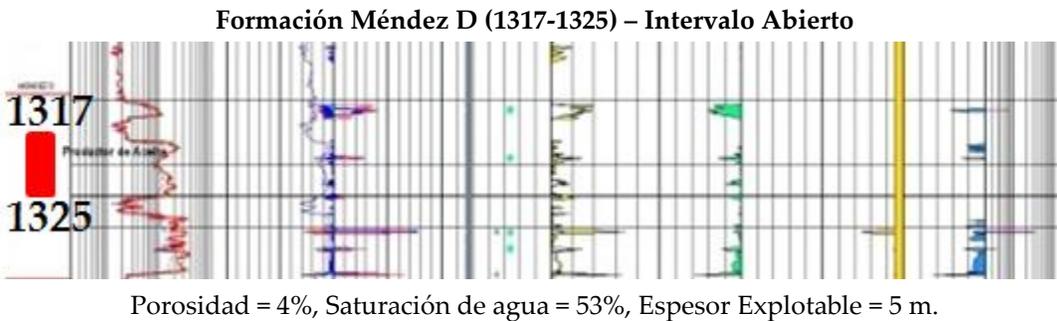
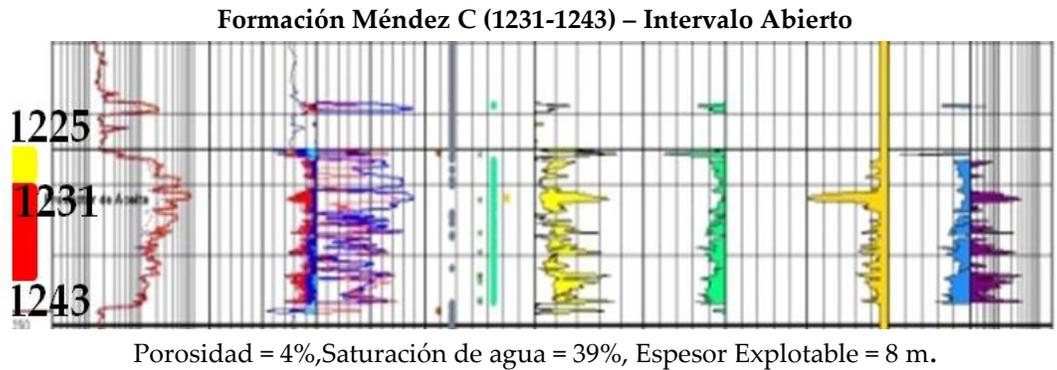


Figura 4. 48. Características petrofísicas de las Formaciones Méndez C-D y San Felipe 3, Pozo Tucán-42D.

4.4.2. Análisis a Nivel Pozo

16/02/2006. Se armó pistolas HSD 2 1/4", F 60°, 20 c/m y se disparó el intervalo de 1415-1421 metros; se observó pozo contra manómetro sin registrar presión,

- Se efectuó prueba de admisión. El pozo mostró un gasto promedio de 777 lt/hr (117 bpd). Se abrió pozo por estrangulador de 3/4" a través del equipo de medición, con P = 40 psi y con un gasto promedio de 777 lt/hr (117 bpd), donde suspendió por taparse línea de equipo de medición.
- El análisis de muestra indicó 80 % de aceite y 20% de agua, abatiéndose P=40 psi cerró pozo.

21/02/2006. Se tomó RPFC con UTF a 1425 metros. Se registró una presión de 150 Kg/cm². Se tomó curva de incremento.

18/03/2006. Con pistolas 2", Fase 60°, 20 c/m se disparó el intervalo de 1317-1325 metros sin observar incremento de presión, se efectuó prueba de admisión y se observó pozo en presa sin manifestar; efectuó prueba de admisión al intervalo.

- Con tubería flexible a 1325 metros se efectuó inducción con N₂. El pozo mostró cabezadas esporádicas de 240 lts/hrs (36 bpd). Se observó pozo cerrado durante 11 horas; posteriormente se abrió el mismo abatiéndose la presión a 0 psi. Fluyó aceite viscoso con cabezadas esporádicas de 172 lts/hrs (30 bpd).

25/03/2006. Con pistola Millenium de 2", F-60°, 20 c/m se disparó el intervalo de 1231-1243 metros. Se efectuó prueba de admisión. El 27/03/2006 reportó Q=427 lts/hr (64 bpd) y el día 28/03/2006 Q = 465 lts/hr (70 bpd).

21/02/2007. Se tomó RPFC a 1430 metros registrando una presión de 150.52 Kg/cm² (2141 psi).

05/08/2010. Se corrió calibrador hasta 608 metros y se tomó RPF³⁰.

³⁰ RPF: Registro de Presión de Fondo Fluyendo.

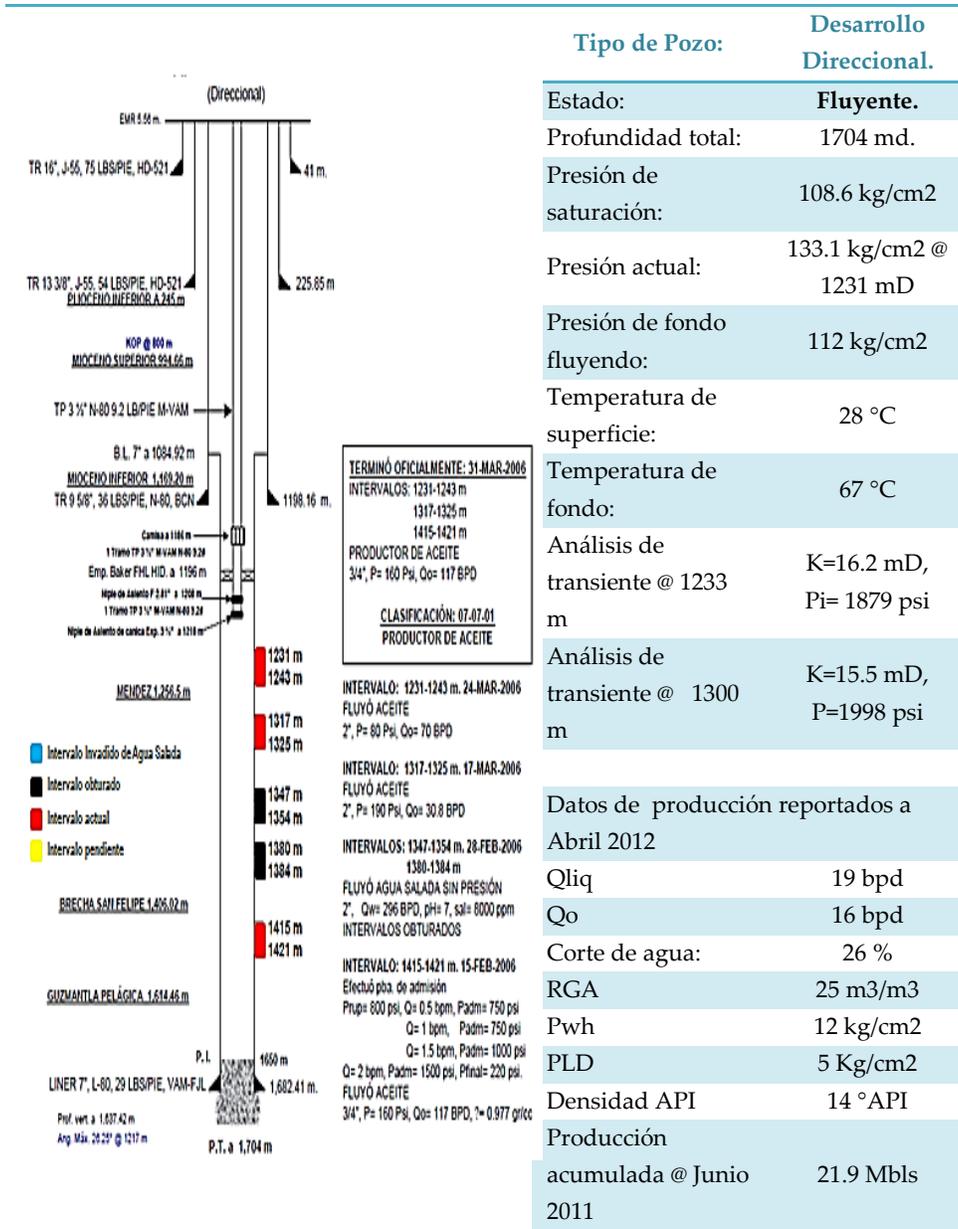


Figura 4. 49. Estado mecánico y características principales, Pozo Tucán-42D.

4.4.3. Revisión del Sistema Integral de Producción

El pozo Tucán-42D es productor de aceite pesado con densidad de 14 °API y gas asociado, proveniente de la formación San Felipe 3. A marzo de 2012 el pozo reportó una producción de aceite de 16 bpd, 2,600 pcd y 13.61 bpd de agua. (Figura 4.51)

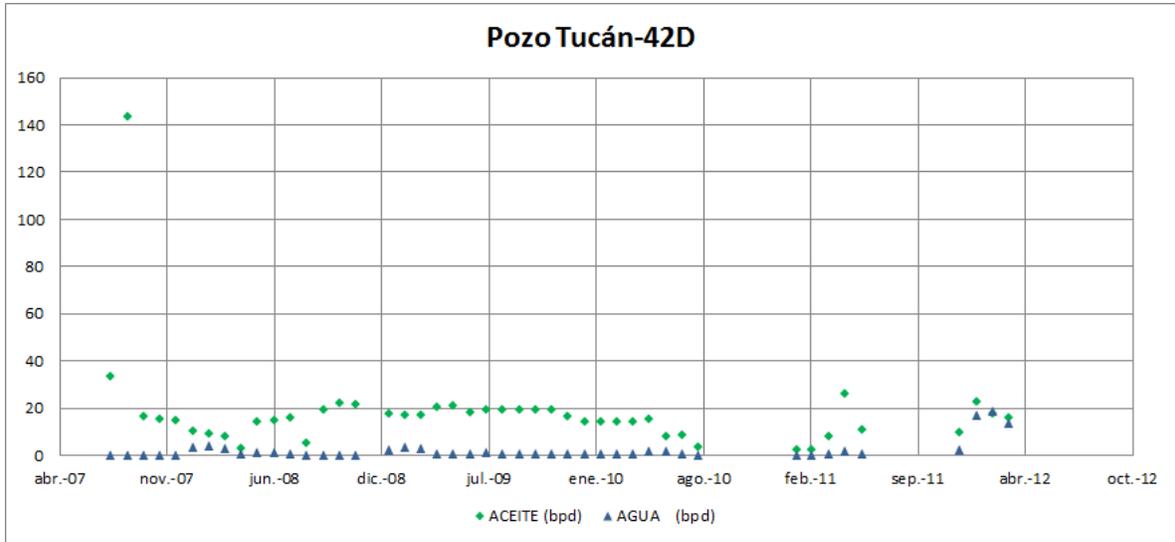


Figura 4. 50. Histórico de producción, Pozo Tucán-42D

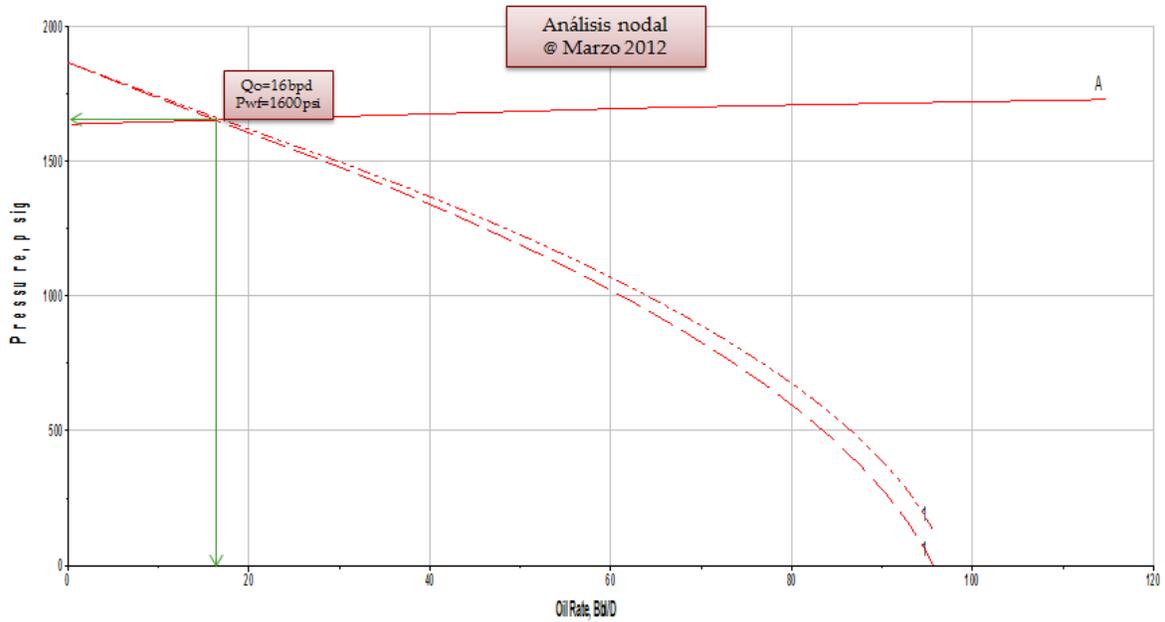


Figura 4. 51. Análisis nodal @ Marzo 2012, Pozo Tucán-42D.

4.4.4. Generación de Soluciones

Dado que el pozo tiene tres intervalos abiertos a producción, teniendo baja presión en la zona de mayor capacidad de flujo, existe el riesgo de propiciar flujo cruzado de los intervalos inferiores, por lo que se recomienda:

- Colocar tapón mecánico a 1345 metros para aislar intervalo 1415-1421 metros.
- Re-disparar el intervalo 1317-1325 metros.
- Estimular (tratamiento orgánico) ambos intervalos abiertos (1231-1243 y 1317-1325 metros).
- Limpiar e inducir pozo en caso necesario.
- Bajar SAP (Cavidades progresivas) a 1200 metros de acuerdo a diseño *Weatherford*.
- Medir y aforar fluidos producidos.

Recomendaciones a corto plazo: Tratamiento combinado. Objetivo: Ampliar intervalo 1225-1231 md y agregar Mejorador de flujo en directo.

- Efectuar disparo al intervalo 1225-1231 md, con pistolas de 2" HSD, 20 c/m, fase 60°.
- Bombear 7 m³ de mejorador de flujo a 2 bpm y desplazarlo con 770 m³ N₂.
- Inducir a producción.

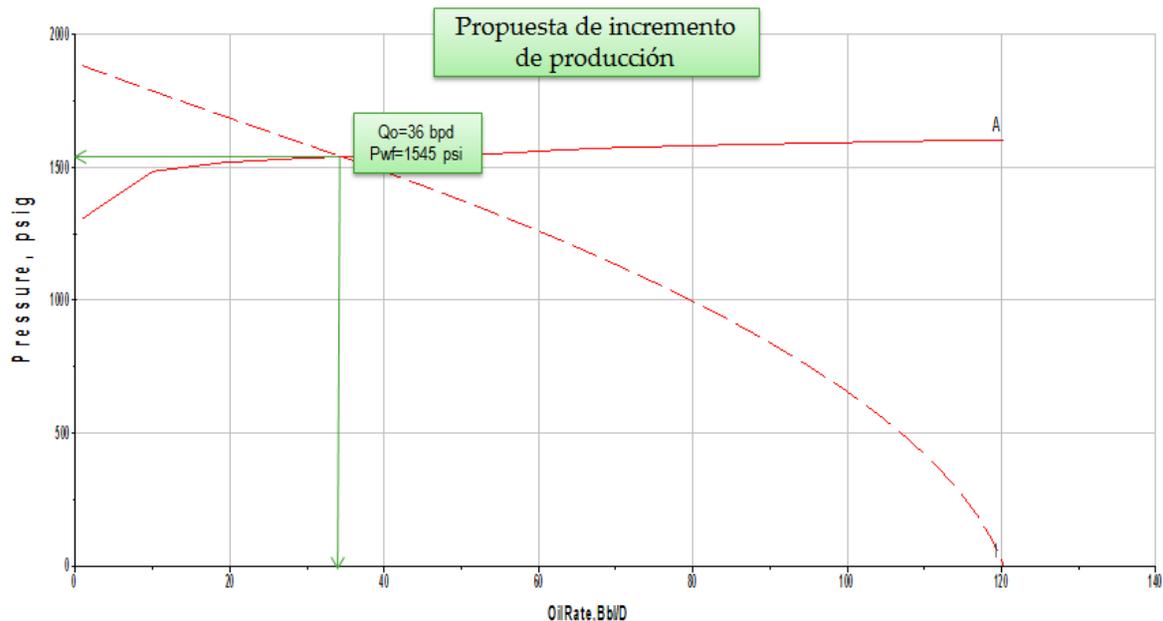


Figura 4. 52. Análisis nodal con incremento de producción, Pozo Tucán-42D.

Estimado de producción incremental: 20 bpd

4.5. Pozo Ámbar-6

El pozo se encuentra cerrado a producción por problemas de invasión de agua parcial o completamente, proveniente de la arena LAPLACE debido al avance del CGA, identificado originalmente a 1672.6 m TVD.

4.5.1. Análisis a Nivel Yacimiento

En la sección sísmica de la figura 4.54 se puede apreciar la arena Laplace del Plioceno Inferior, donde se observa discontinuidad de la arena entre los pozos, Ámbar-9ST, Ámbar-8, Ámbar-7 y Ámbar-82.

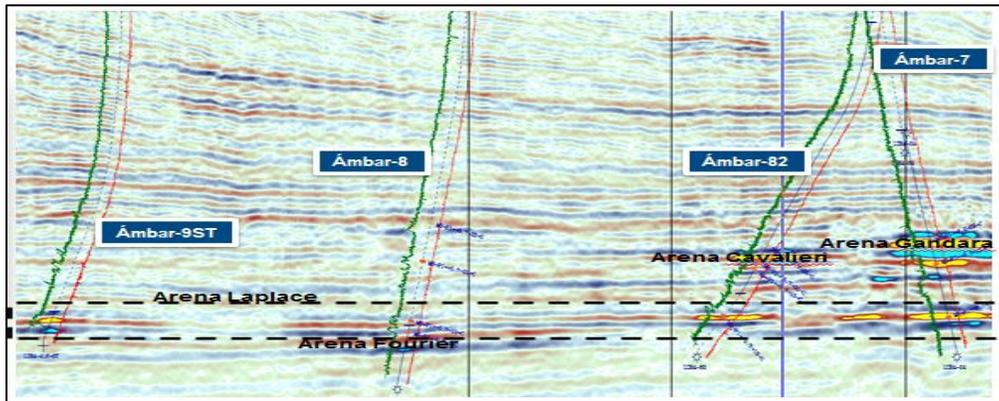


Figura 4. 53. Sección sísmica de la arena Laplace, Campo Ámbar.

El pozo Ámbar-6 se encuentra ubicado en una anomalía aislada del yacimiento Laplace, como se observa en la figura 4.55.

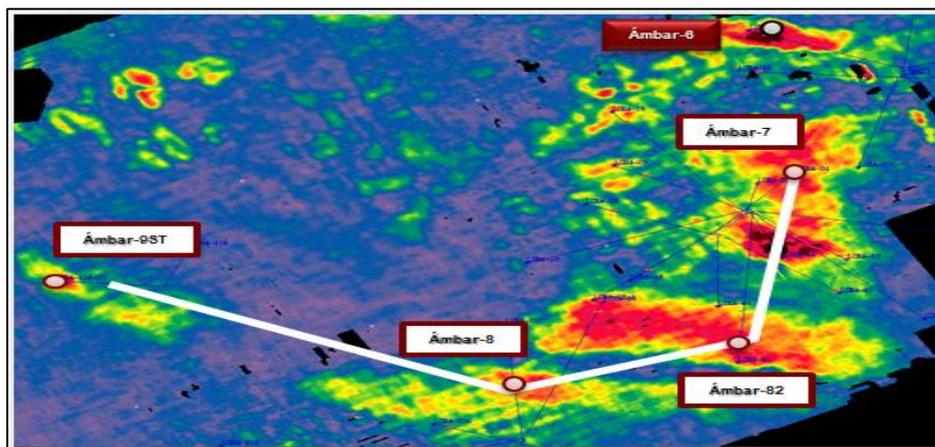


Figura 4. 54. Horizonte sísmico de la arena Laplace, Campo Ámbar.

En el gráfico de presiones del yacimiento Laplace de la figura 4.56 se aprecian 4 comportamientos o tendencias de declinación que infieren la división del yacimiento Laplace en bloques independientes.

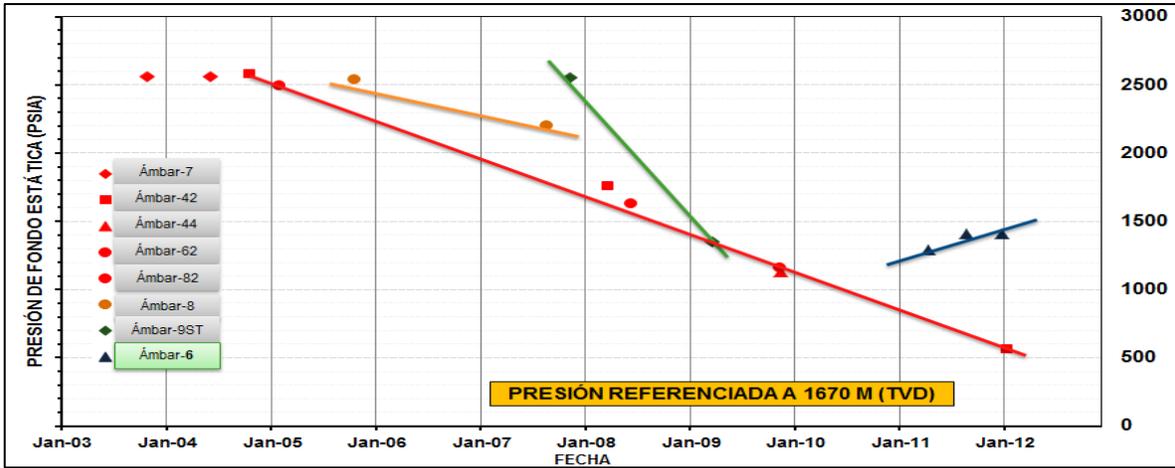


Figura 4. 55. Comportamiento de presión, Arena Laplace, Pozo Ámbar-6.

Correlación Estratigráfica

En la figura 4.57 se muestra el pozo Ámbar-6 con los pozos 28, 26, 16 y 14, en la arena Laplace y Fourier del Plioceno Inferior. Sobre la arena Laplace se observa una señal del reflector indicando el desarrollo de la arena Pitas en el pozo Ámbar-6. No se observa continuidad hacia su pozo vecino más próximo, el Ámbar-14.

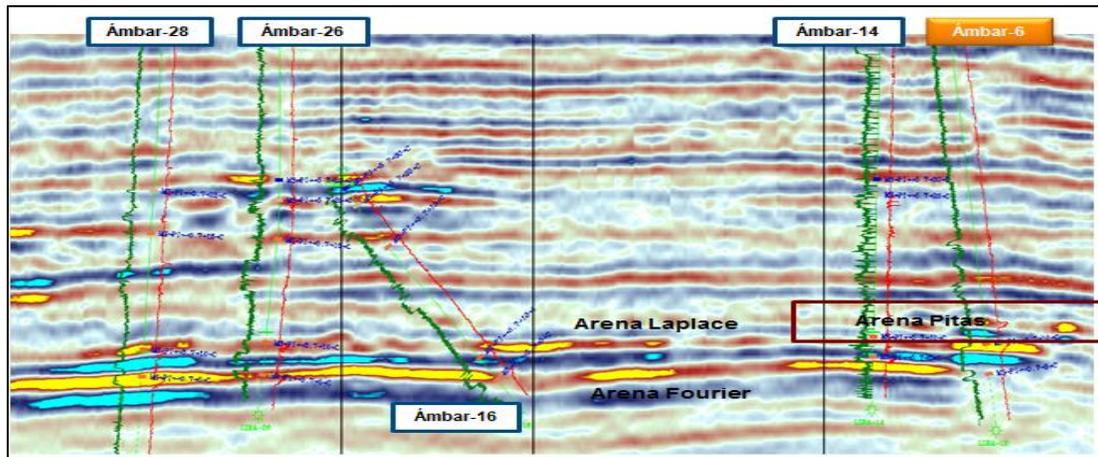


Figura 4. 56. Correlación estructural, pozo Ámbar-6

En la figura 4.58 se aprecia el desarrollo de la arena Laplace en los pozos correlacionados, presentando mayor espesor en el pozo Ámbar-6, el cual se encuentra ubicado en un bloque independiente con respecto a los pozos Ámbar-7, Ámbar-26 y Ámbar-28. Se identificó un contacto gas-agua (CGAO) a 1672.6 metros TVD³¹. A nivel de la arena Pitas, presenta desarrollo en el pozo Ámbar-6 con facies ausentes por desarrollos arcillosos hacia el Ámbar-14, inter-espaciado a 500 m.

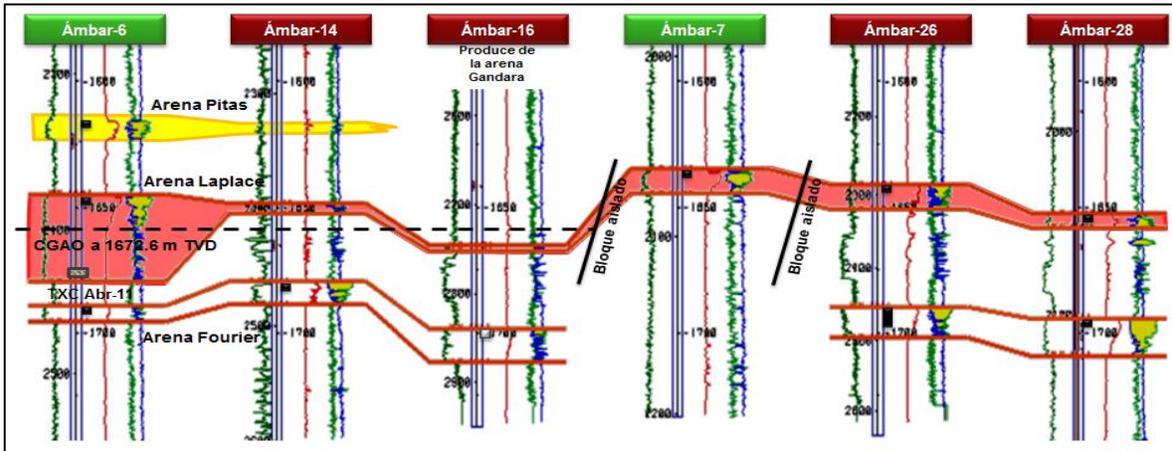


Figura 4. 57. Correlación estratigráfica, pozos Ámbar-6 y Ámbar-7.

En la figura 4.59 se muestra la continuidad de la arena Laplace en los pozos Ámbar-7, 42, 44, 62 y 82. Hacia los pozos Ámbar-8 y Ámbar-9ST se presenta una arena con mayor espesor bruto.

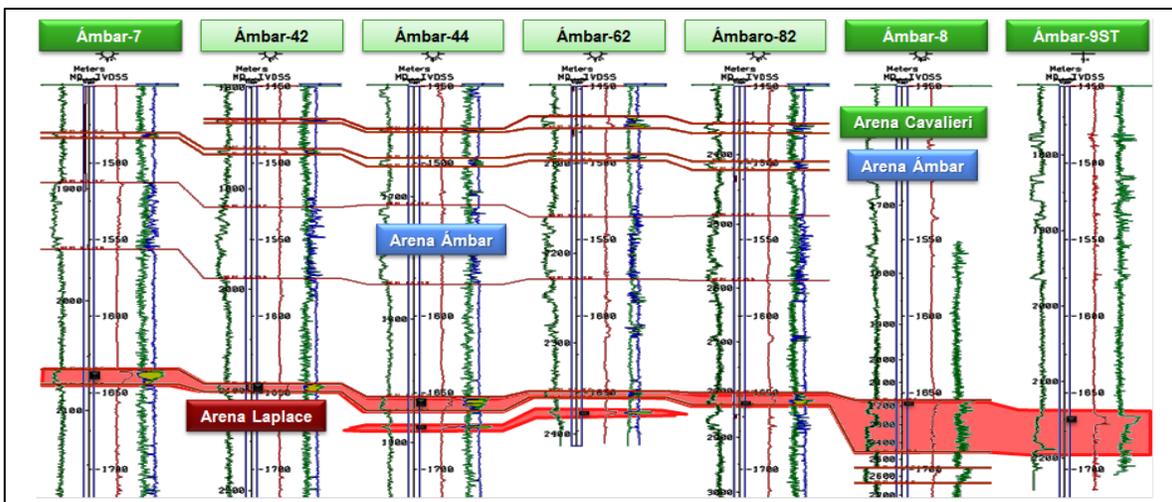


Figura 4. 58. Correlación estratigráfica, pozos Ámbar-7, 8 y 9ST.

³¹ TVD: True Vertical Depth (Profundidad Vertical Verdadera)

Petrofísica de la Arena Pitas

En el registro de la figura 4.60 se identifican tres desarrollos de arena, separados por intercalaciones lutíticas muy bien definidas, pertenecientes a las arenas Pitas, Laplace y Fourier de edad Plioceno Inferior. Para realizar la interpretación se consideraron dos intervalos: 2329–2342 metros y 2377–2435.8 metros (MD³²).

No se considera el intervalo del yacimiento Fourier por estar aislado con un tapón.

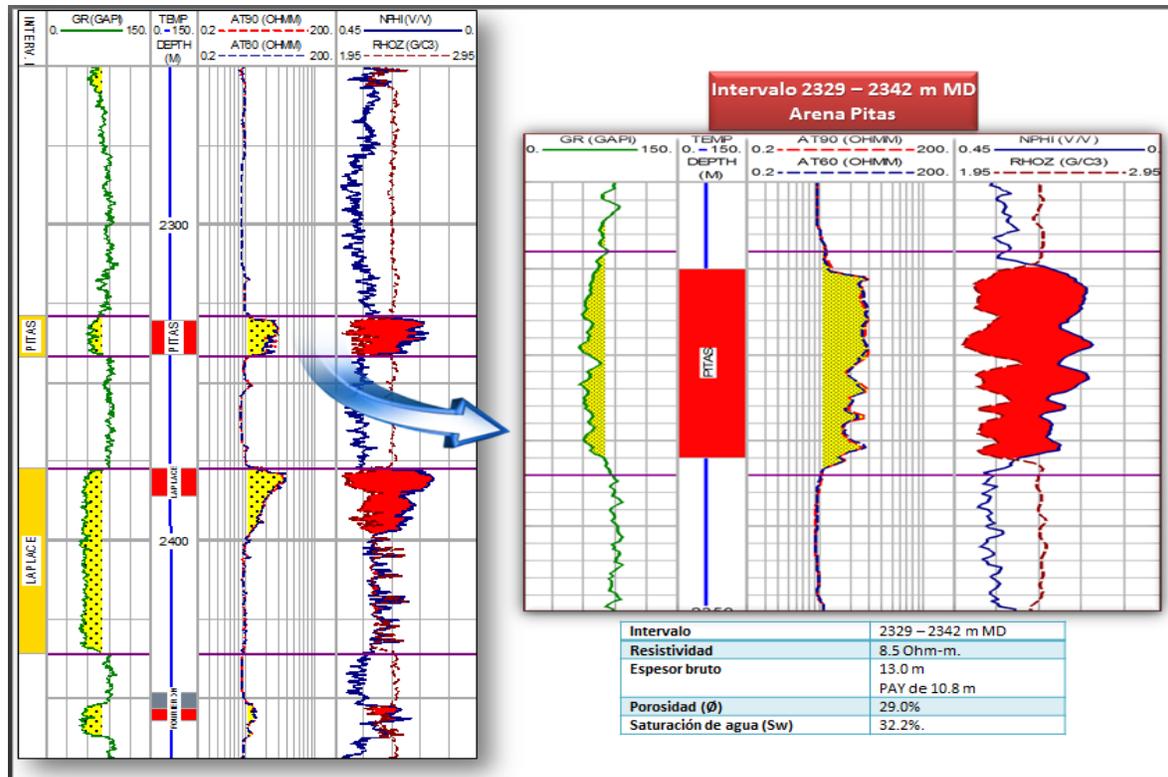


Figura 4. 59. Petrofísica de la Arena Pitas, Pozo Ámbar-6.

Actualmente se encuentra habilitada en el intervalo 2330-2341 metros.

Petrofísica de la Arena Laplace

En el registro de la figura 4.61 se evidencia un CGW, corroborado con una reducción en las curvas de resistividad de 14.8 a 2 Ohm-m y una disminución del cruce de las curvas NPHI – RHOZ.

La arena actualmente se encuentra habilitada en el intervalo 2377-2386 metros.

³² MD: Metros Desarrollados.

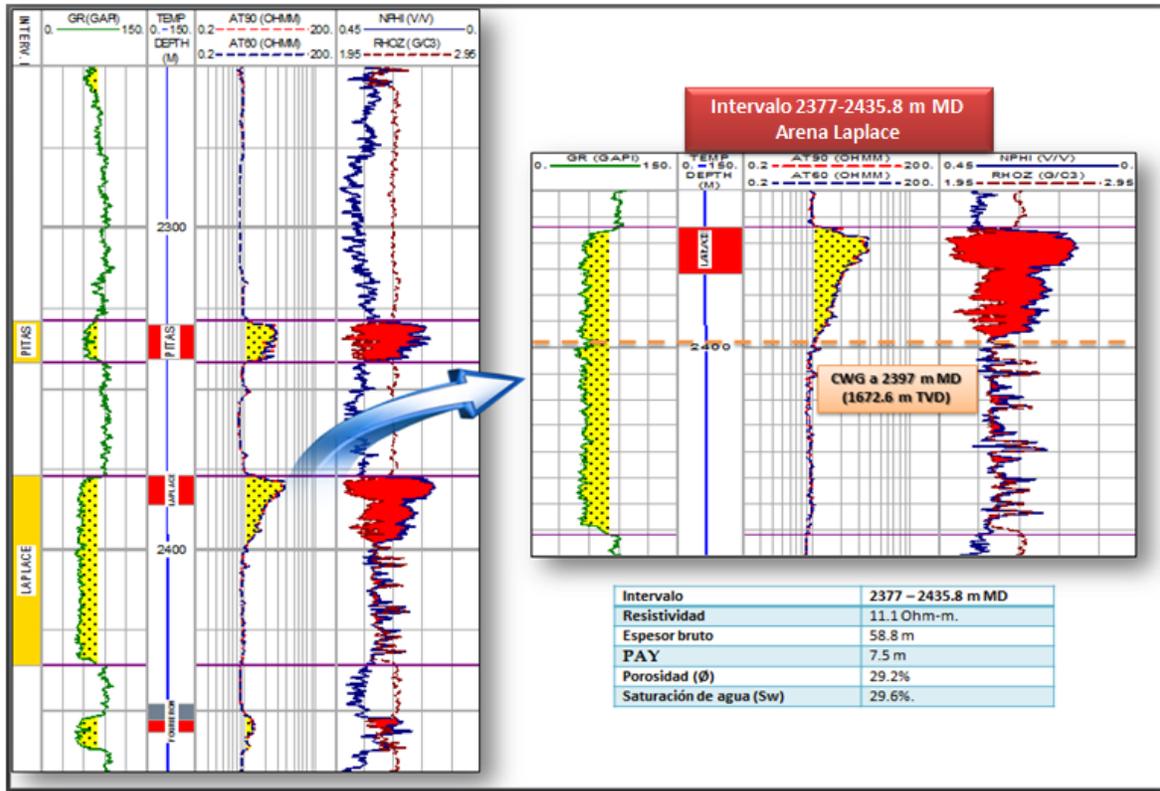


Figura 4. 60. Petrofísica de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-6.

Con base en los registros eléctricos realizados al pozo Ámbar-6 se obtuvieron las características petrofísicas para la arena Pitas y Laplace, como se muestra en las figuras 4.62 y 4.63.

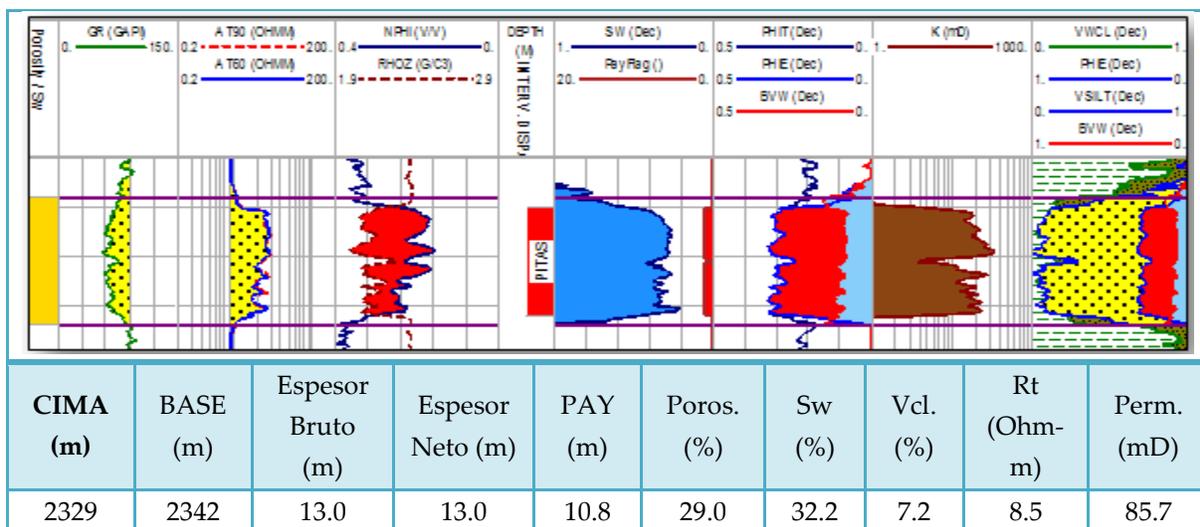


Figura 4. 61. Características petrofísicas de la Arena Pitas, Pozo Ámbar-6.

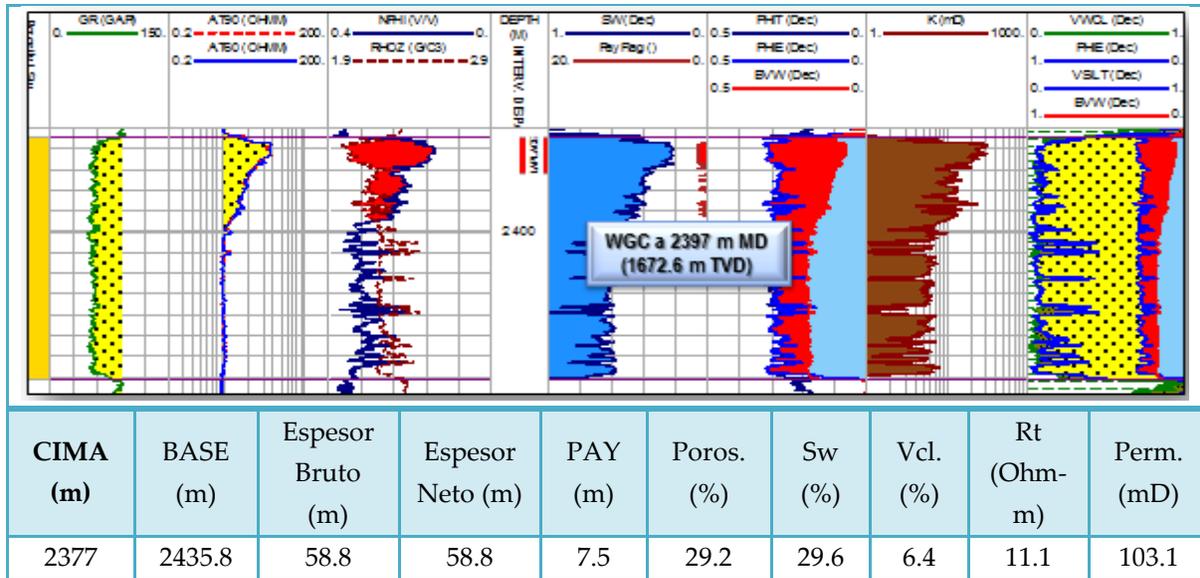


Figura 4.62. Características petrofísicas de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-6.

Para las arenas Pitas y Laplace, los valores de corte en el espesor neto impregnador fueron: Porosidad > 10%, Saturación de agua < 70% y Vcl < 50%.

4.5.2. Análisis a Nivel Pozo

Ene-2005: Perforación: 18-01-2005 al 07-04-2005

Se inicia la perforación del pozo con barrena 12-1/4", perforando hasta 305 metros. Se metió y cementó TR 9-5/8" a 304 m. Con barrena 8-1/2" se rebajó cemento y se perforó hasta 500 m, se cambió lodo polimérico de 1.1 gr/cc a 1.22 gr/cc por lodo de Emulsión Inversa con densidad de 1.23 a 1.31 gr/cc. Con barrena 8-1/2" y sarta direccional se perforó hasta 950 m. Posteriormente se metió y cementó TR 7". Con barrena 6-1/8" y sarta direccional se rebajó cemento y se perforó hasta 2338 m. Con corona 6" se cortó núcleo de 2338 a 2347 m, 100% recuperado. Con barrena 6-1/8" se amplió agujero nucleado y perforó hasta 2583 m. Se tomaron registros AIT-LDL-CNL-BHC-GR desde 2583 m hasta 947 m. Se tomó registro MDT en 15 puntos desde 2330 a 2455 m. Se tomaron dos muestras de fluidos a 2418 m y 2455 m. Se metió y cementó Tubing Less 3-1/2" a 2572.26 m. Se instaló medio árbol de válvulas.

Abr-2005: Terminación 07-04-2005 al 09-04-2005

Con pistola 2", 20 cpm, Fase 60°, se dispararon los intervalos 2453-2457 metros, perteneciente al yacimiento Fourier, 2377-2386 metros perteneciente al yacimiento Laplace y 2330-2341 metros perteneciente a la arena Pitas, del campo Ámbar. Se abrió pozo con estrangulador variable y desalojando líquidos y gas. Inicia aforo de pozo:

- EST=9/32" Pcab=2140 psi, Qg=3.9 mmpcd, Qliq=0 bls.
- EST=3/8" Pcab=2000 psi, Qg=6.786 mmpcd, Qliq=0 bls

Se cerró pozo e inicia curva de incremento de 72 horas con sonda electrónica a 2068 m. Tomó RPFC a 2060 m.

Abr-2007: Se calibró con B.I. 1-3/4" a 2470 metros y se tomó RPFC estacionario cada 250 m hasta 2460 m.

Oct-2008: Día 18: Calibró con B.I. 2-1/4" a 2475 m. Tomó registro de alta resolución P-T de 2200 a 2472 m.

- Día 20: Calibró con B.I. 1-3/4" a 2465 m. Tomó RPFF estacionario cada 250 m hasta 2460 m.

Nov-2008: Se instaló TC 1/4" a 2315 m y equipo de inyección de química

May-2009: Realizó mantenimiento a TC con alcohol isopropílico, e instala a 2315 m.

Ago-2009: Se realizó mantenimiento a TC con alcohol isopropílico.

Sep-2009: Se retiró TC y equipo de inyección de química.

Oct-2009: Día 15: Calibró con B.I. 2-1/8" a 2465 m. Tomó RPFF estacionario cada 250 m hasta 2460 m.

- Día 31: Instaló registradores de P y T en superficie en TP y LD.

Ene-2010: Instalación de MPFTV sin éxito por encontrar inundada la brecha.

Mar-2010: Calibró con B.I. 1 3/4" a 2465 m. Tomó RPFC estacionario cada 250 m a 2460.

Ago-2010: Calibró con CC 2-3/4" a 2465 m.

Sep-2010: Calibró con B.I. 1-3/4" a 1510 m por desviación. Tomó RPFF estacionario cada 250 m hasta 1500 m.

Jul-2011: Calibró con B.I. 2.813" a 2387 m. Ancló Tubing Stop a 2310, baja MPFTV a 2310 m.

Nov-2011: Calibró con B.I. 2-1/8" a 2467 m. Tomó registro de alta resolución P-T de 2250 a 2467 m.

Ene-2011: Día 06: Instaló TC 1/4" a 2296 m y equipo de inyección de química.

- Día 29: Realizó inducción con N2, recuperando líquidos y quemando gas.

- Abr-2011: Día 09: Colocó Tapón mecánico a 2448 m, y tapón de cemento de 2448 a 2442 m. Abre pozo e inicia aforo: Est=7/16", PT=600 psi, PL=400 psi, Qg=1.282 mmpcd, Ql=17 BHP.
- Día 18: Calibró con B.I. 2-1/8" a 2464 m.
- Día 30: Calibró con B.I. 2" a 2380 m. Tomó muestra de fondo a 2380 m. Tomó RPFC estacionario cada 250 m hasta 2390 m.

May-2011: Calibró con Cortador de Parafina 2.5" a 2438 m. Tomó RPF estacionario cada 250 m hasta 2390 m.

Jul-2011: Calibró con B.I. 2-1/8" a 2300 m. Tomó RPF estacionario cada 250 m hasta 2300 m.

Sep-2011: Calibró con B.I. 2" a 2310 m (Profundidad del MPFV 2310 m). Tomó RPF estacionario cada 250 m hasta 2305 m.

Mar-2012: Retiró registradores de P-T en superficie en TP y LD.

May-2012: Calibró con B.I. 1-3/4" a 2310 m. Tomó RPF estacionario cada 250 m hasta 2305 m.

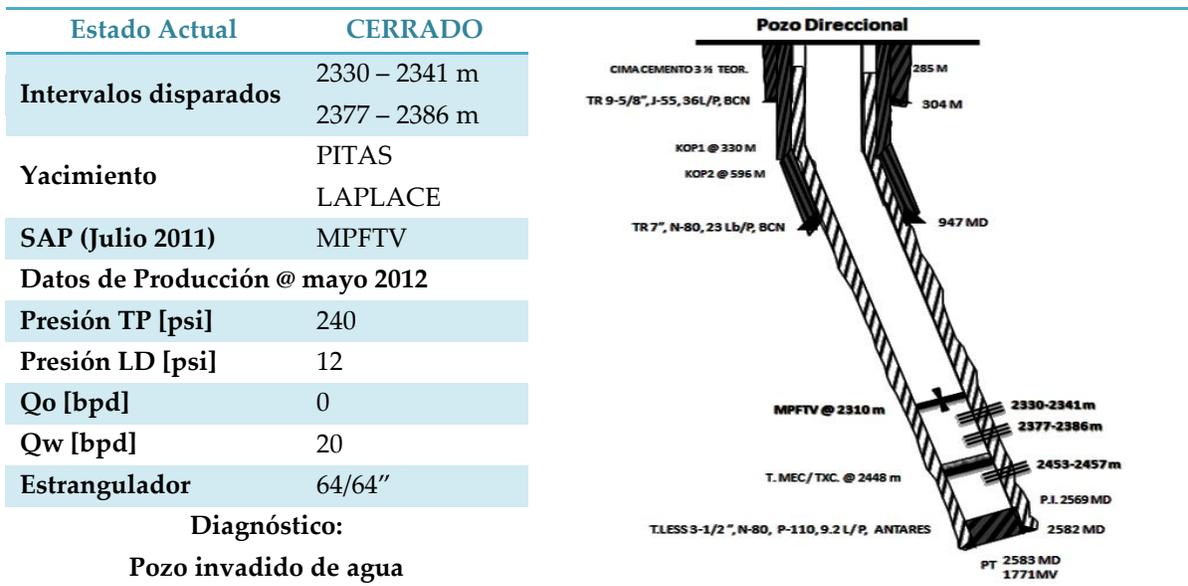


Figura 4. 63. Estado mecánico y características principales, Pozo Ámbar-6.

4.5.3. Revisión del Sistema Integral de Producción

A mayo de 2012 el pozo Ámbar-6 tuvo una producción acumulada de gas (Gp) de 5.919 mmpcd; para esa misma fecha el pozo reportó una producción de gas de 0.896 mmpcd y una producción de agua de 20 bpd. Actualmente el pozo se encuentra cerrado a producción debido a la invasión de agua. La figura 65 muestra el comportamiento histórico de producción del pozo Ámbar-6

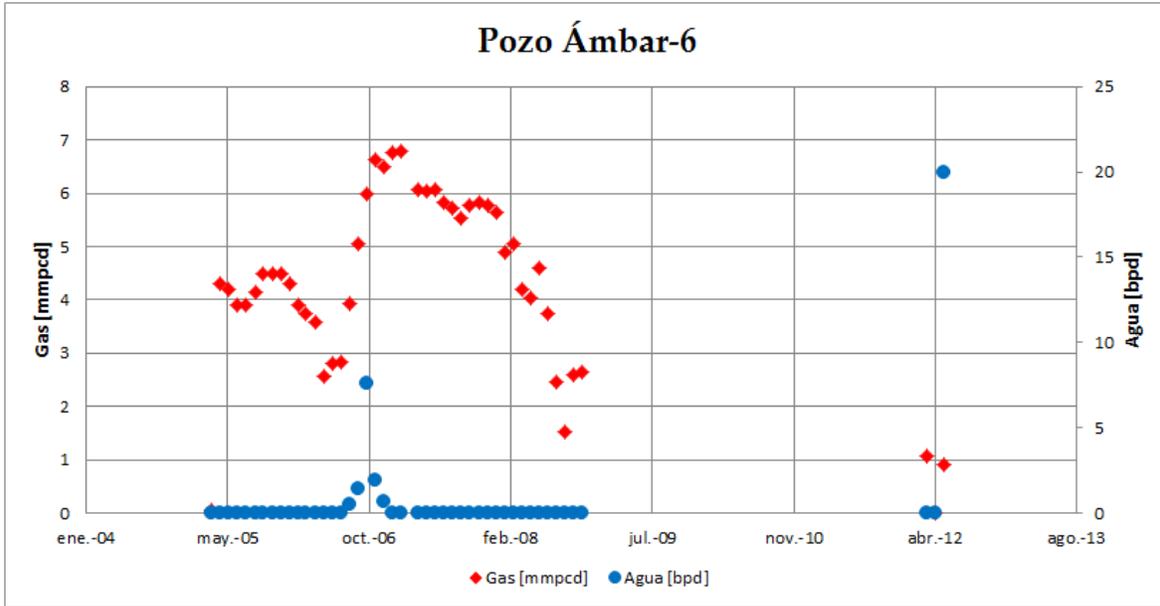


Figura 4. 64. Histórico de producción, Pozo Ámbar-6.

El perfil de presiones de la figura 4.66 muestra que en Septiembre de 2011 se tiene un mantenimiento de la presión en el yacimiento, y a partir de Enero de 2012, se observa un incremento en la presión estática. Actualmente, presenta una columna de líquido a 650 metros TVD, con un gradiente de 0.38 psi/pie (fluyente).

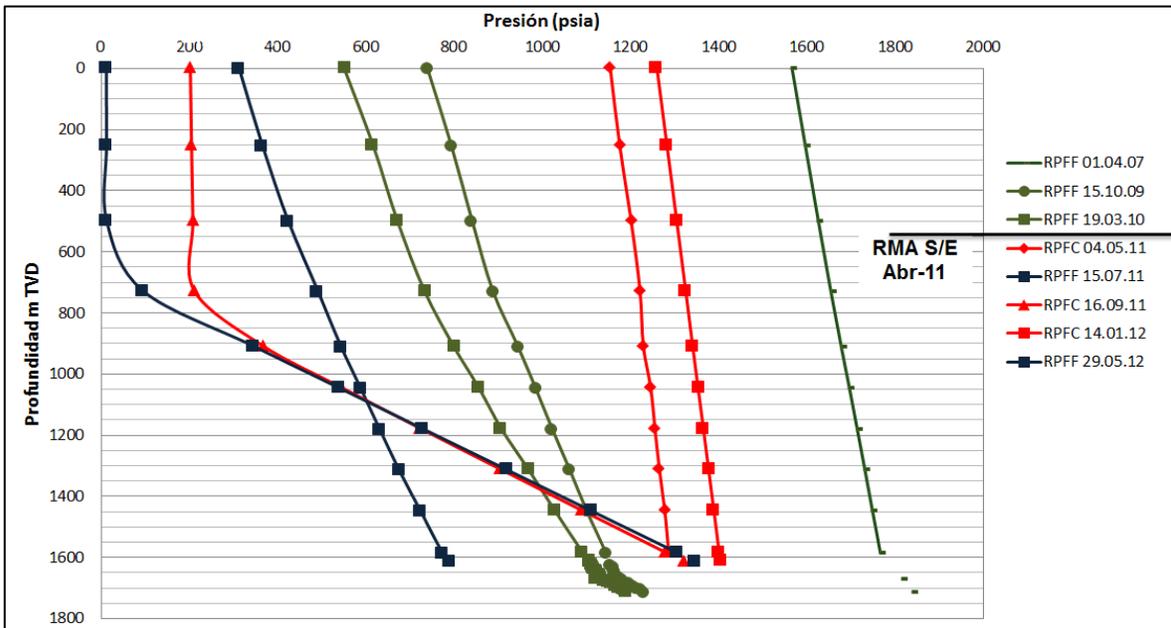


Figura 4. 65. Perfil de presiones del pozo Ámbar-6.

La figura 4.67 muestra el análisis nodal realizado al pozo Ámbar-6, productor de gas en la Arena Pitas.

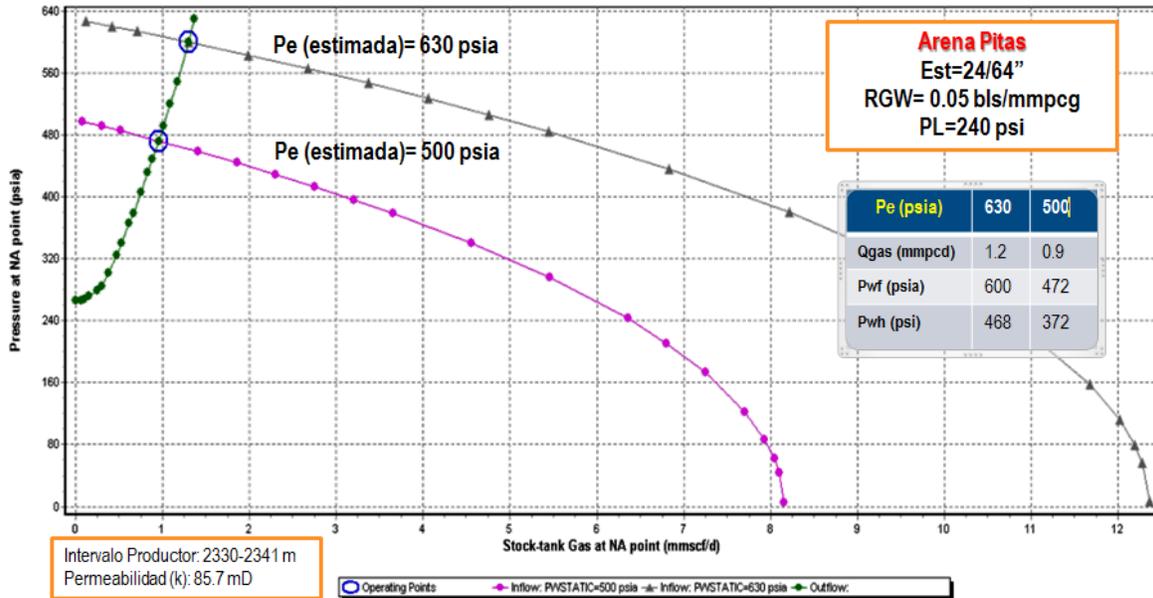


Figura 4. 66. Análisis nodal, Pozo Ámbar-6.

4.5.4. Generación de Soluciones

Con base en la limitada información que se tiene del pozo Ámbar-6 se concluye que pudiese estar invadido de agua parcial o completamente, proveniente de la arena Laplace debido al avance del CGW, identificado originalmente a 1672.6 metros TVD. Esto coloca al pozo ante 2 posibles opciones para definir su situación actual:

1. En la que actualmente el gas proviene 100 % de la arena Pitas
2. Ambas arenas comparten un aporte de gas. Adicionalmente se resalta que no hay suficientes referencias de producción de la Arena Pitas en sus pozos vecinos.

Considerando lo anterior se recomienda para el pozo:

- Retirar MPFV, e inducir pozo con implosión de N_2 .
- Tomar Registro de Alta Resolución de PLT.

Opción A:

- De confirmar que la arena Pitas aporta más del 50% del gas, realizar RMA S/E, mediante la colocación de un Tapón Mecánico a 2370 metros, para aislar intervalo disparado en la arena Laplace.

- Tomar RPFC para determinar presión de la arena Pita.

Opción B:

- De confirmar que la arena Pitas solo aporta menos del 50% del gas, aforar pozo y evaluar la instalación de una Tubería Capilar para mejorar en el pozo la capacidad de acarreo de agua e incrementar la recuperación de gas en la arenas Laplace

Dada la incertidumbre que se maneja en el pozo por la poca información existente, se le asignaran a estas 2 intervenciones un aporte adicional de solo **0.5 mmpcd**.

4.6. Pozo Ámbar-7

El pozo opera en condiciones inestables, muy cerca del punto crítico, con problemas de arrastre de líquidos.

4.6.1. Análisis a Nivel Yacimiento

En la sección sísmica de las figuras 4.68 y 4.69 se puede apreciar la arena Laplace del Plioceno Inferior, donde se observa discontinuidad de la arena entre los pozos Ámbar-9ST, 8, 82 y 7.

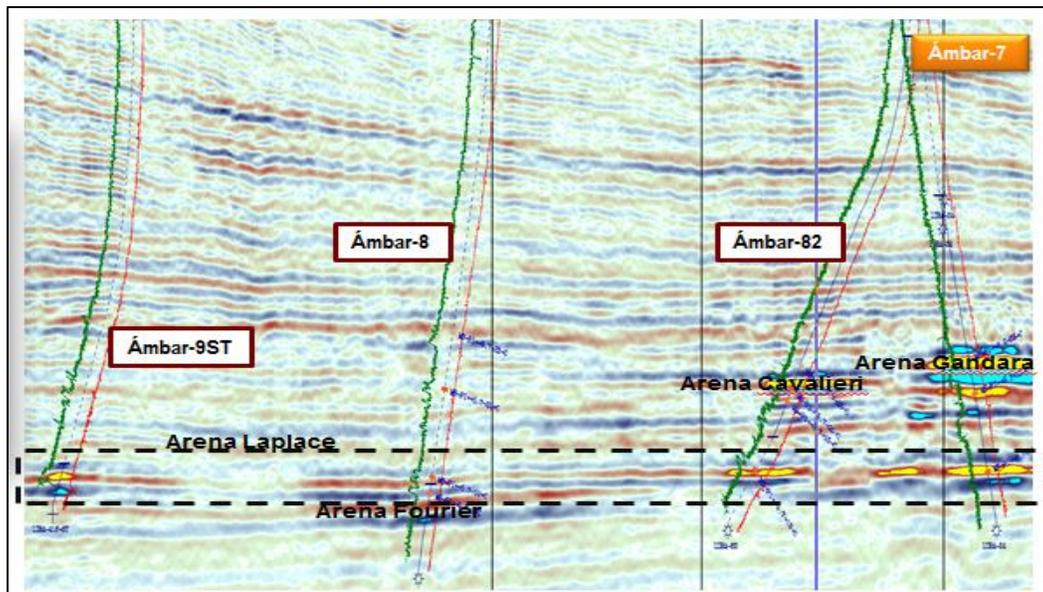


Figura 4. 67. Sección sísmica de la arena Laplace, Pozo Ámbar-7.

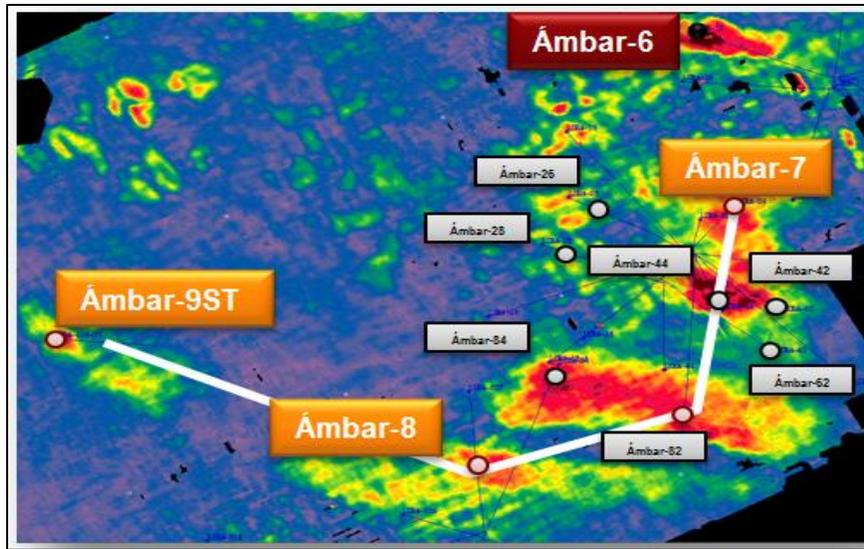


Figura 4. 68. Horizonte sísmico de la arena Laplace, Pozo Ámbar-7.

La figura 4.70 muestra la continuidad de la arena Laplace en los pozos Ámbar-7, 42, 44, 62 y 82. Hacia los pozos Ámbar-8 y Ámbar-9ST se presenta una arena con mayor espesor bruto.

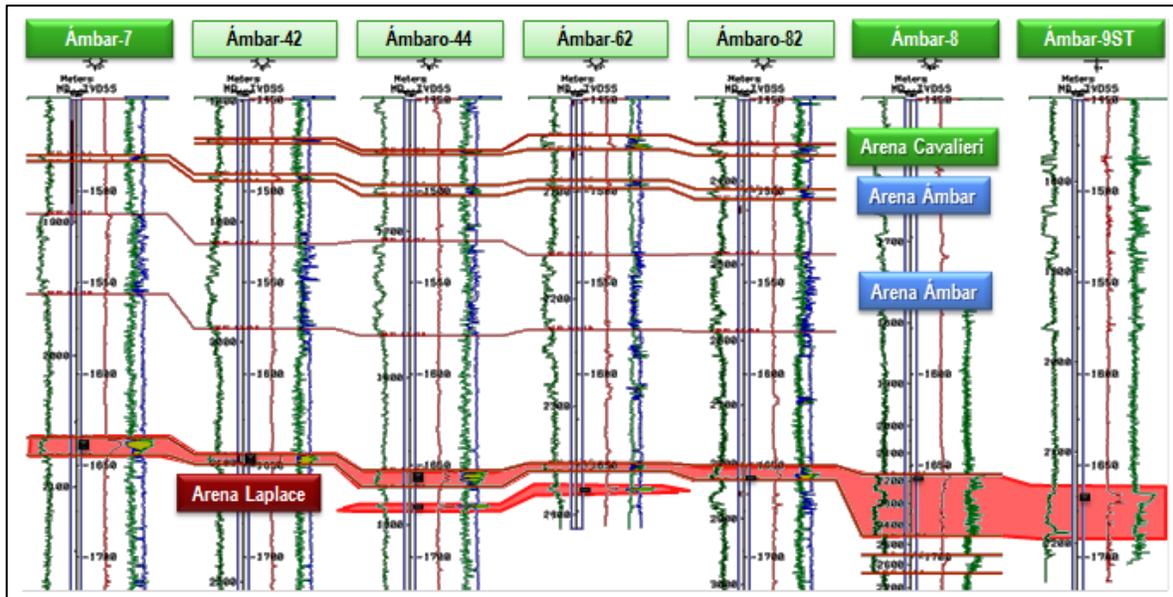


Figura 4. 69. Correlación estratigráfica, pozos Ámbar 7, 8 y 9ST.

Del gráfico de presiones del yacimiento Laplace (figura 4.71) se aprecian 4 comportamientos o tendencias de declinación que infieren la división del yacimiento Laplace en bloques independientes.

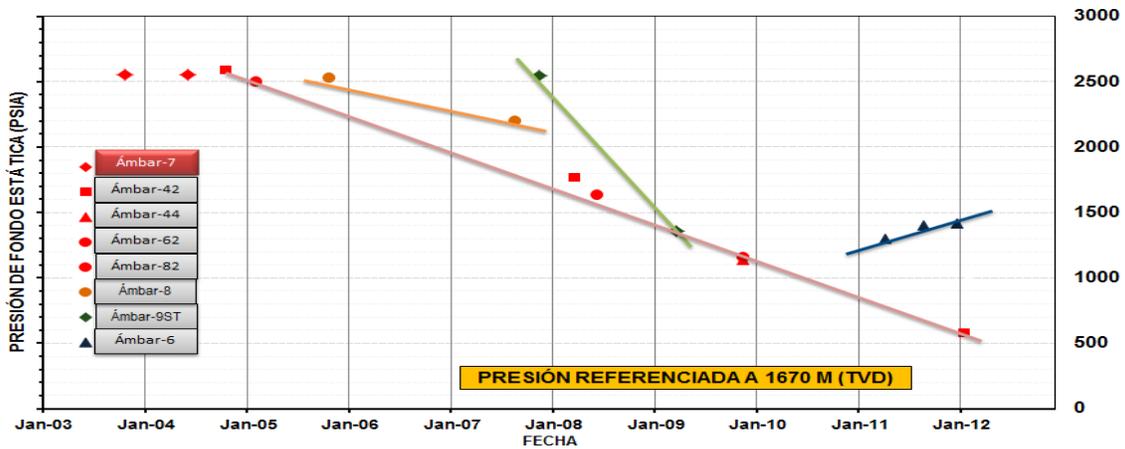


Figura 4. 70. Comportamiento de presión, Arena Laplace, Pozo Ámbar-7.

Correlación Estratigráfica

A nivel del yacimiento Laplace, el pozo Ámbar-7 se encuentra estructuralmente echado arriba con respecto a los pozos vecinos Ámbar-44, Ámbar-42, Ámbar-62 y Ámbar-82, como puede apreciarse en la figura 4.72.

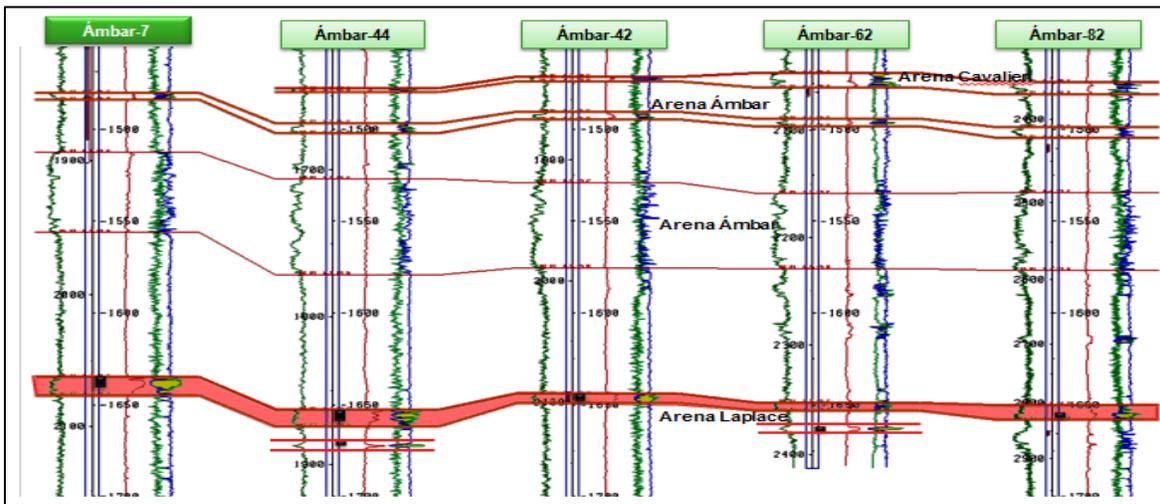


Figura 4. 71. Correlación estratigráfica, Pozo Ámbar-7.

Descripción Petrofísica

En los registros se identifica cuatro desarrollos de arena saturados por gas y separados por intercalaciones lutíticas muy bien definidas pertenecientes a las arenas de Gándara, Ámbar y Laplace del Plioceno Inferior. Para la evaluación se consideraron los intervalos: 1756-1803, 1849-1855, 1893 -1956 y 2062 -2079 metros MD.

Petrofísica de la Arena Gándara

La Arena Gándara es un desarrollo de arena aislado entre secciones lutíticas, con una resistividad de 9.7 ohm-m (figura 4.73). Se identifican en este intervalo dos comportamientos, observándose hacia la cima una arena más degradada con mayor contenido arcilloso, siendo de mejor calidad la arena inferior.

- Se distingue el cruce de las curvas NPHI-RHOZ, indicando presencia de gas.
- Se visualiza un contacto CGW a 1781 metros MD (1447.6 metros TVD).
- No ha sido habilitado a producción. De habilitarlo, se recomienda disparar el intervalo: 1766-1770 metros y 1758.5-1760.3 metros MD.

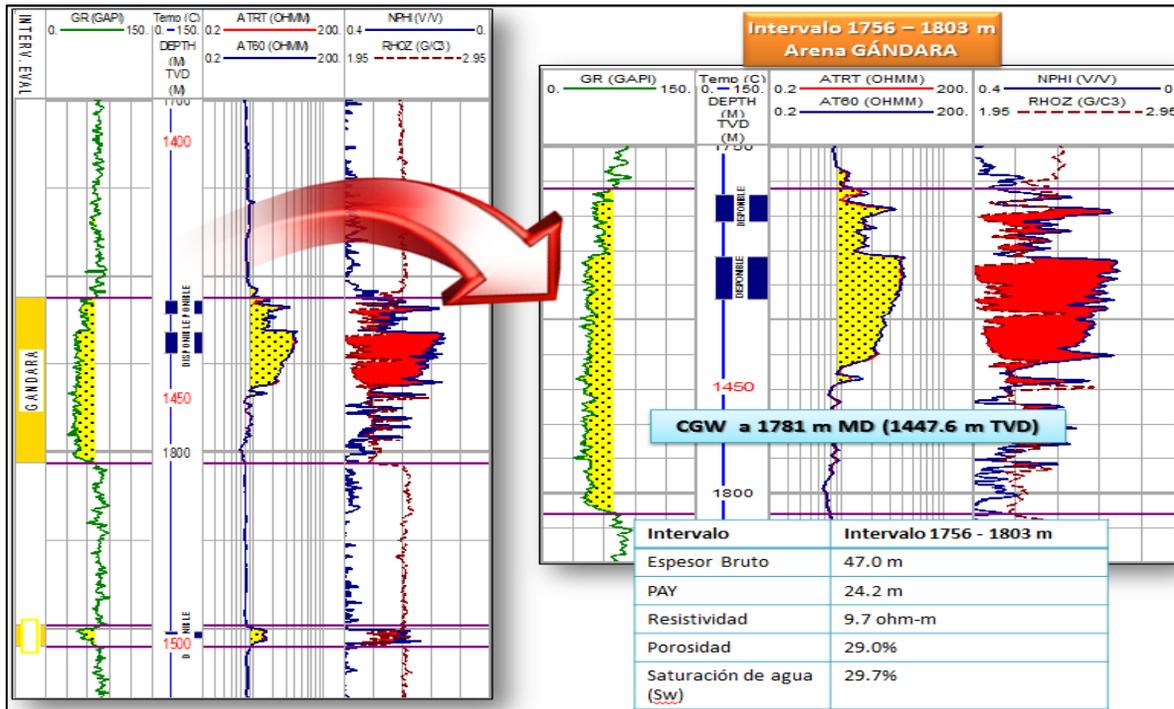


Figura 4. 72. Petrofísica de la Arena Gándara, Pozo Ámbar-7.

Petrofísica de la Arena Ámbar

La Arena Ámbar es un desarrollo de arena aislado entre secciones lutíticas, con resistividades de 3.7 Ohm-m (figura 4.74).

- No ha sido habilitado a producción. De habilitarlo a producción se recomienda disparar el intervalo: 1851-1853 metros MD.

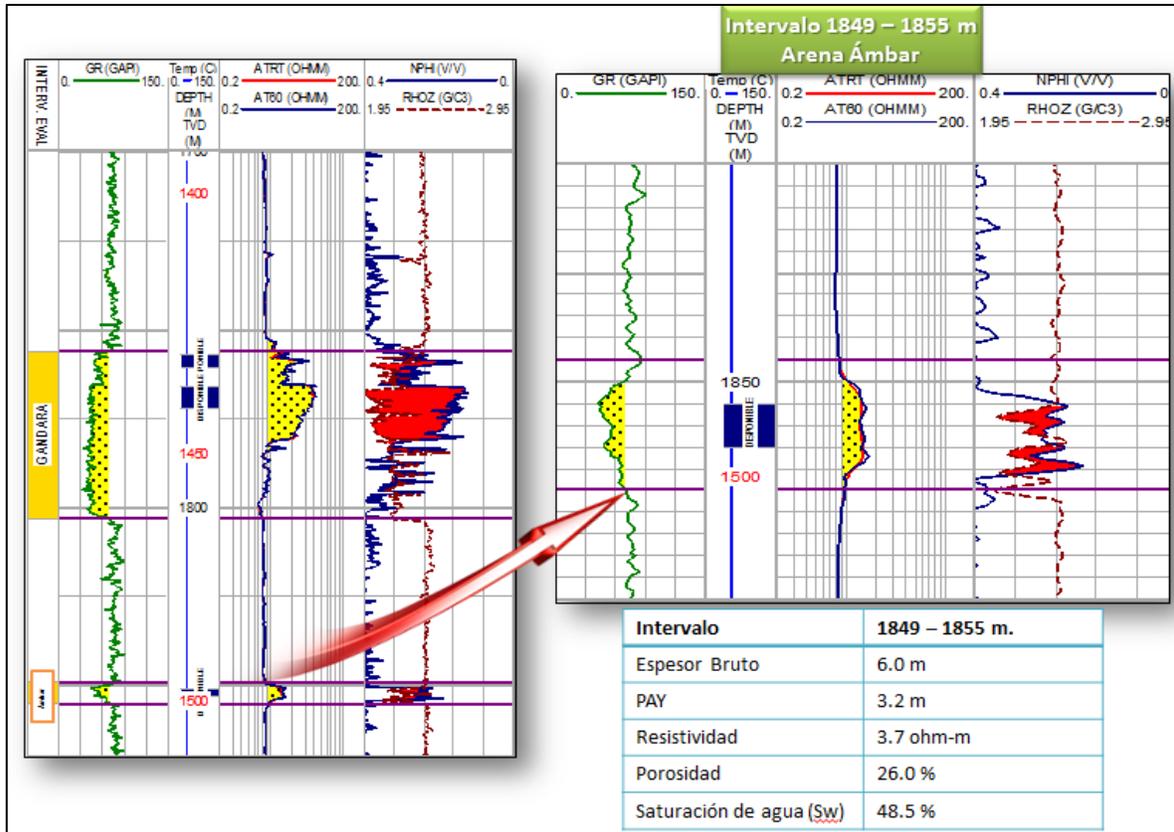


Figura 4. 73. Petrofísica de la Arena Ámbar, Pozo Ámbar-7.

Petrofísica de la Arena Laplace

La Arena Laplace es un desarrollo de arena aislado entre secciones lutíticas, con resistividades de 9.6 Ohm-m (figura 4.75), el cual fue habilitado a producción.

Se distingue el cruce de las curvas NPHI-RHOZ, indicando presencia de gas, además se observa hacia la base una reducción en la respuesta de las curvas resistivas, tanto como en el cruce del registro densidad – neutrón, lo que da indicios de agua. Esto indica la presencia de arenas altamente saturadas de agua por debajo de 2071.5 metros MD (1658.1 metros TVD).

Se encuentra habilitado a producción en el intervalo: 2063-2067 metros.

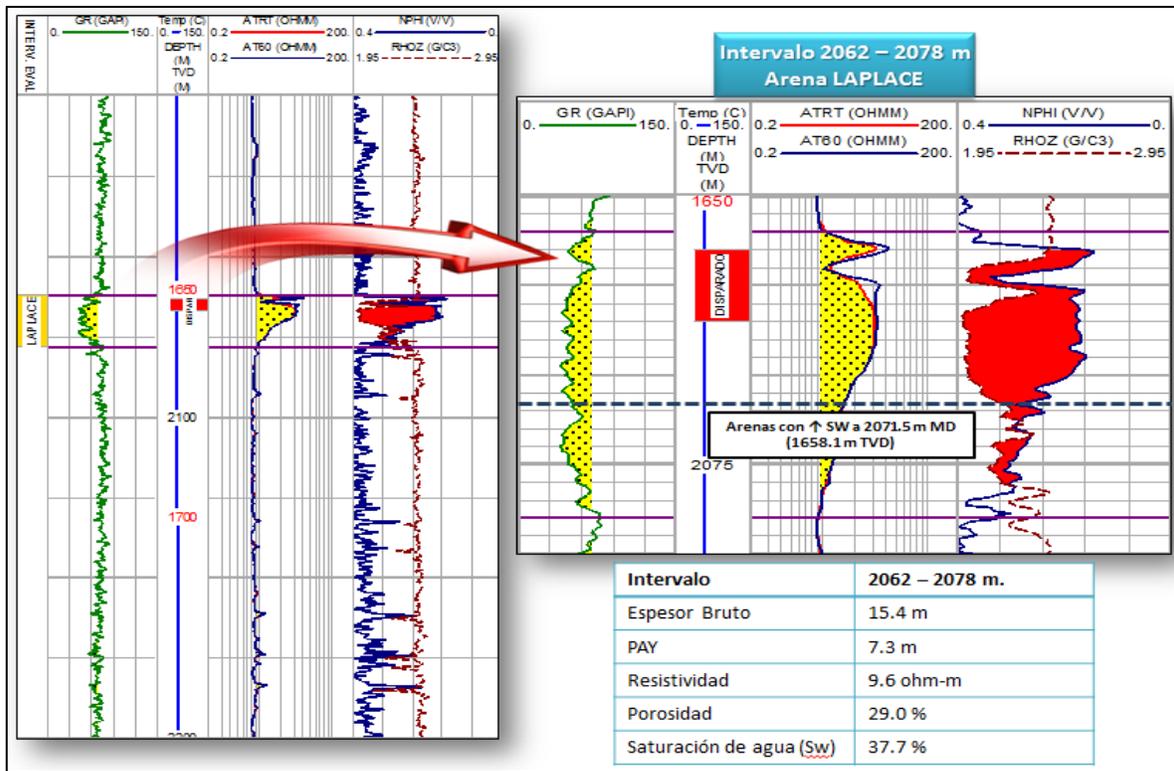


Figura 4. 74. Petrofísica de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-7.

Con base en los registros eléctricos realizados en el pozo Ámbar-7 se obtuvieron las características petrofísicas para las arenas Gándara, Ámbar y Laplace, como se muestra en las figuras 4.76, 4.77 y 4.78.

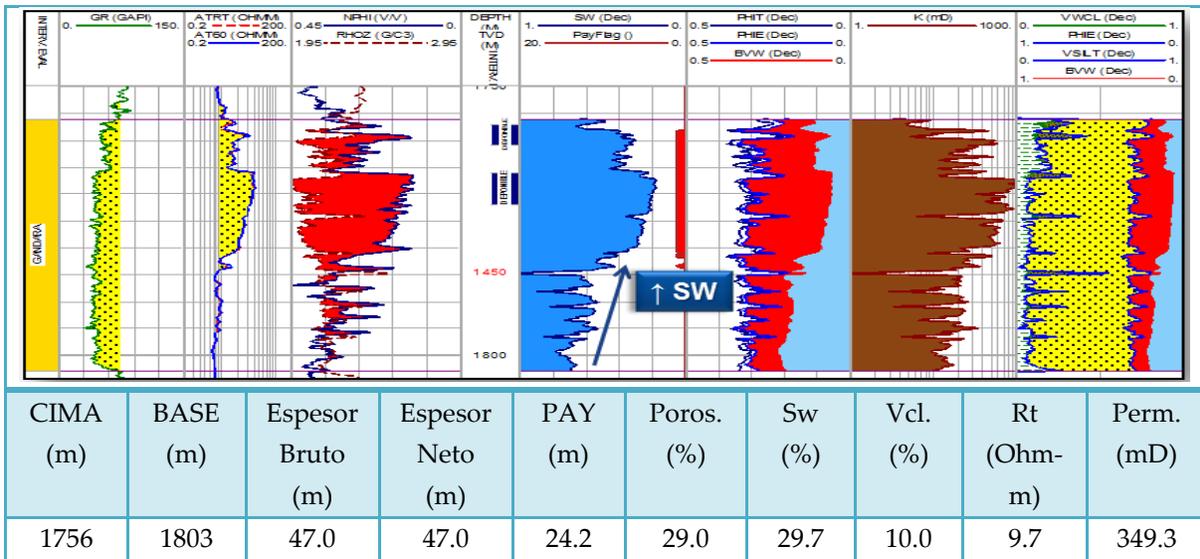


Figura 4. 75. Características petrofísicas de la Arena Gándara, Pozo Ámbar-7.

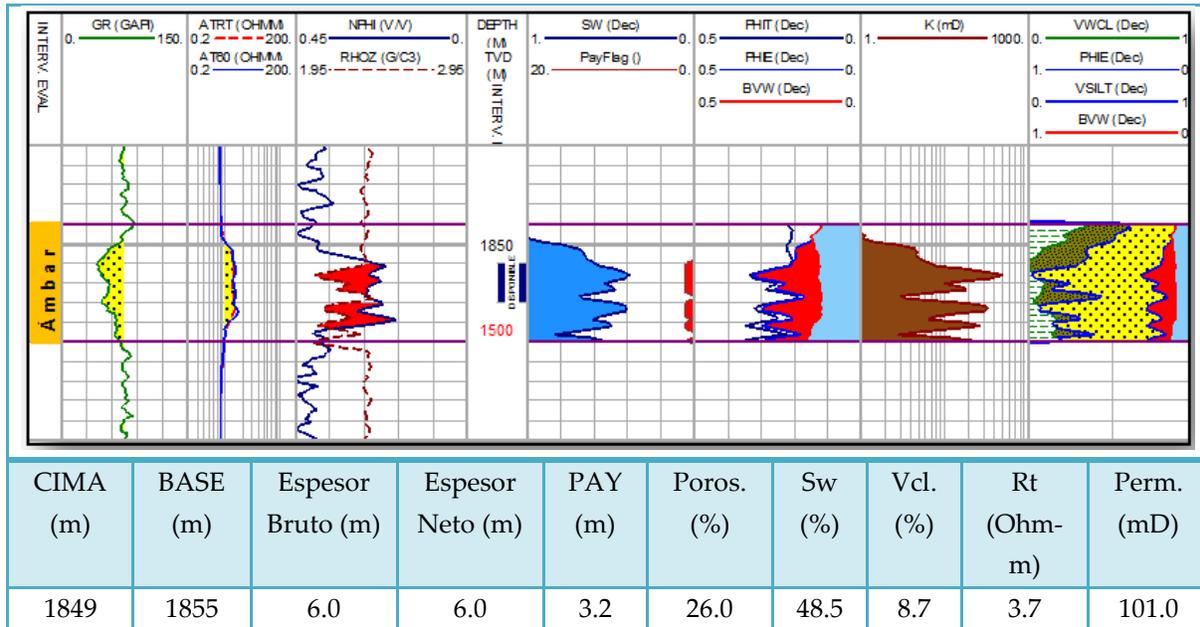


Figura 4. 76. Características petrofísicas de la Arena Ámbar, Pozo Ámbar-7.

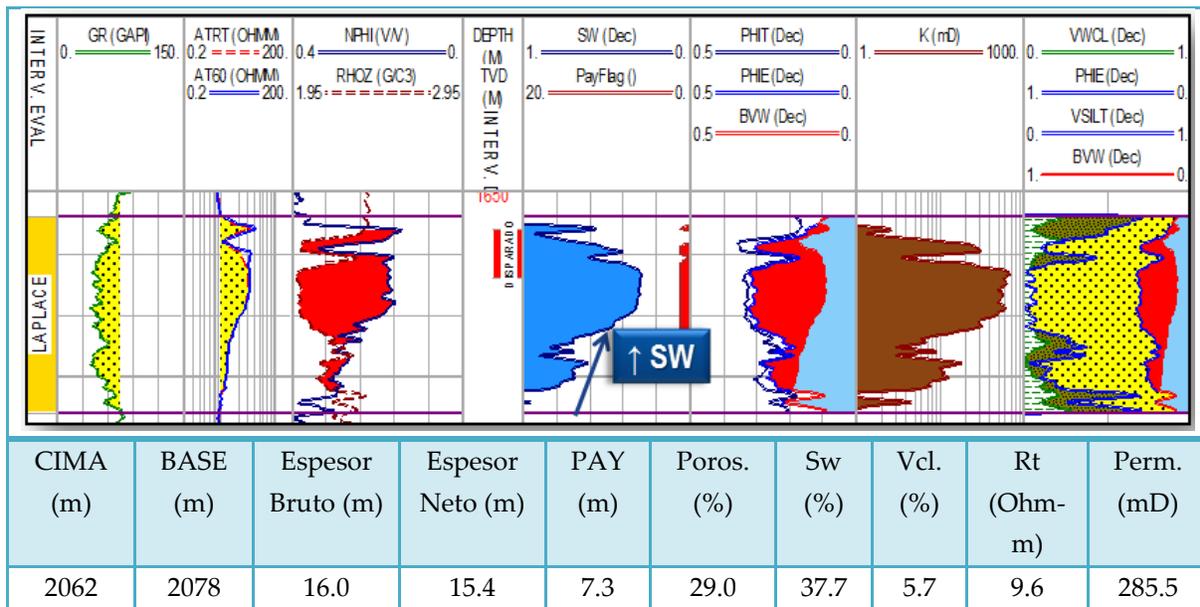


Figura 4. 77. Características petrofísicas de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-7.

Para las 3 arenas (Gándara, Ámbar y Laplace), los valores de corte en el espesor neto impregnador fueron: Porosidad > 10%, Saturación de agua < 70% y Vcl < 50%.

4.6.2. Análisis a Nivel Pozo

Sep-2003: Perforación: 05-09-2003 al 30-09-2003.

Inicia perforación Pozo Ámbar-7, con barrena 17-1/2" se perforó hasta 52.5 m. Metió y cementó tubo conductor 13-3/8". Con barrena 12-1/4" rebajó cemento y perforó hasta 300 m. Metió y cementó TR 9-5/8", cambió lodo polimérico de 1.1 gr/cc por lodo de Emulsión Inversa con densidad de 1.2 a 1.37 gr/cc. Con barrena 8-1/2" rebajó cemento y perforó hasta 352 m. Con barrena 8-1/2" y sarta direccional perforó hasta 2202 m, realizó viajes cortos con fuertes fricciones en los intervalos 1708-1679 m, agregó carbonato de calcio como medida preventiva, repasó tramo x tramo conformando agujero sobre resistencia 1560-1668 m, repasó resistencia de 2155 a 2160 m y 2160 a 2202 m, agregó carbonato de calcio como medida preventiva. Metió sonda de registros AIT y RG encontrando resistencias puenteadas a 1660, 1765, 1770 y 1780 m, y resistencia franca a 1795 m. Repasó tramo x tramo conformando agujero, agregó carbonato de calcio, circuló limpiando agujero, acondicionando lodo a 1.40 gr/cc. Tomó registros AIT-LDL-CNL-DSI-GR desde 2202 m hasta 300 m. Con sonda MSCT, cortó 26 núcleos de pared de 1902.1 a 1765 m. Metió TR 7" a 2197.42 m, observó pérdida de circulación, colocó bache viscoso y cementó TR. Instaló aparejo de producción 3-1/2" con empacador a 1998 m. Instaló medio árbol de válvulas.

Sep-2003: Terminación 30-09-2003 al 25-11-2003.

Con barra calibradora 2-1/8", encontró resistencia de 1613 a 1887 m. Efectuó lavado del pozo con KCL y agente anti-emulsión y salmuera. Con pistola HSD 2", 20 cpm, F-60°, disparó el intervalo 2063-2067 m, perteneciente al yacimiento LAPLACE, del campo Ámbar. Trabajó con 1500 lbs de tensión para sacar pistola. Recuperó pistola 100%, desalojando salmuera y gas a quemador ecológico. Calibró con block impresor 1-3/4" hasta 2070 m. Tomó RPFf estacionario cada 250 m a 2068 m. Con estrangulador variable inicia aforo de pozo:

- EST=1/8" Pcab=1850 psi, Psep=915 psi, Qg=0.675 mmpcd, Qliq=Trazas
- EST=3/16" Pcab=1850 psi, Psep=1250 psi, Qg=1.692 mmpcd, Qliq=1 bls
- EST=1/4" Pcab=2075 psi, Psep=1035 psi, Qg=3.406 mmpcd Qliq=0.5 bls
- EST=5/16" Pcab=2115 psi, Psep=1025 psi, Qg=5.807 mmpcd, Qliq=Trazas
- EST=3/8" Pcab=2130 psi, Psep=1025 psi, Qg=7.908 mmpcd Qliq=Trazas

Cerró pozo e inicia curva de incremento de 72 horas con sonda electrónica a 2068 m. Tomó RPFc a 2060 m. Realizó prueba de inyectabilidad con salmuera cálcica, regresando fluidos contra presión. Desfogó pozo al quemador, quemando gas con flama de 4 a 6 m, abatiendo presión a 2200 psia. Cerró pozo, estabilizó y abrió nuevamente, quemando gas con salmuera cálcica. Cerró pozo hasta estabilizar presión a 220 psi, desfogó pozo quemando gas limpio con flama de 6 a 8 m, posterior con flujo de líquido y gas, recuperó fluido inyectado. Cerró pozo.

Ene-2004: Efectuó prueba de admisión al intervalo 2063-2067 m con salmuera de cloruro de potasio. Bombeó cemento con cima a 1460 m.

May-2004: Calibró con B.I. 2-1/4" a 1407 m. Con molino 2-3/4" rebajó cemento hasta 1800 m con repasos.

Jun-2004: Calibró con B.I. 1 3/4" a 2070 m. Tomó RPF estacionario cada 250 m a 1685 m e inicia aforo del pozo:

- EST=1/4" PT=1950 psi PL=1240 psi Qg=2.610 mmpcd Ql=1.7 lts/hr
- EST=5/16" PT=2000 psi PL=1200 psi Qg=4.792 mmpcd Ql=0.2 lts/hr
- EST=3/8" PT=2000 psi PL=1300 psi Qg=6.527 mmpcd Ql=trazas

Cierra pozo e inicia curva de incremento por 72 horas. Cerró pozo y tomó RPFC estacionario cada 250 m hasta 1865 m.

Jul-2004: Con TF, molino 2-1/4" y salmuera gelificada molió y venció resistencia hasta 2160 m. Efectuó inducción con N2 al intervalo 2063-2067 m, e inicia aforo del pozo:

- EST=3/16" PT=2100 psi PL=925 psi Qg=1.633 mmpcd Ql=trazas
- EST=1/4" PT=1950 psi PL=930 psi Qg=2.82 mmpcd Ql=trazas

Cerró pozo por constantes obstrucciones en la línea con cascaras de cemento.

Con equipo desarenador, abre pozo con estrangulador variable, desalojando gas, trazas de agua y de cemento. Cerró pozo.

Ago-2005: Calibró con B.I. 1-3/4" a 2059 m. Tomó RPFC estacionario cada 250 m hasta 2057 m.

Jun-2006: Calibró con B.I. 1-3/4" a 2063 m. Tomó RPFC estacionario cada 250 m hasta 2060 m.

Abr-2007: Calibró con B.I. 1-3/4" a 1992 m. Tomó RPF estacionario cada 250 m hasta 1990 m.

Jul-2007: Calibró con B.I. 1-3/4" a 2060 m. Tomó RPFC estacionario c/250 m hasta 2050 m. Tomó RPF estacionario c/250 m hasta 2050 m.

Mar-2008: Día 08: Calibró con B.I. 1-3/4" a 2070 m. Tomó RPF estacionario cada 250 m hasta 2070 m.

- Día 20: Calibró con Cortador de parafina 2" a 2060 m, encontró resistencia. Tomó muestra de fluidos a 2060 m. Tomó RPF estacionario cada 250 m hasta 2055 m.

Jul-2008: Calibró con B.I. 2-1/4" a 1993 m. Instaló sensor de fondo permanente a 1950 m.

Ene-2010: Se continúa registrando P y T de alta resolución a 1905 m.

May-2010: Día 09: Retira sensor permanente de fondo.

- Día 09: Instala TC 1/4" a 2050 m y equipo de inyección de química.

Nov-2010: Realizó mantenimiento a TC con alcohol isopropílico.

Abr-2011: Mantenimiento TC con resultados negativos. Retira TC y equipo de inyección.

Jul-2011: Calibró con B.I. 2-1/8" a 2070 m. Tomó RPF estacionario cada 250 m hasta 2070 m.

Nov-2011: Calibró con B.I. 2" a 2070 m. Tomó RPF estacionario cada 250 m hasta 2070 m.

Ene-2012: Calibró con B.I. 2" a 1998 m. Tomó RPF estacionario cada 250 m hasta 1995 m.

En la figura 4.63 se muestra el estado mecánico del pozo Ámbar-7 con sus características operativas principales.

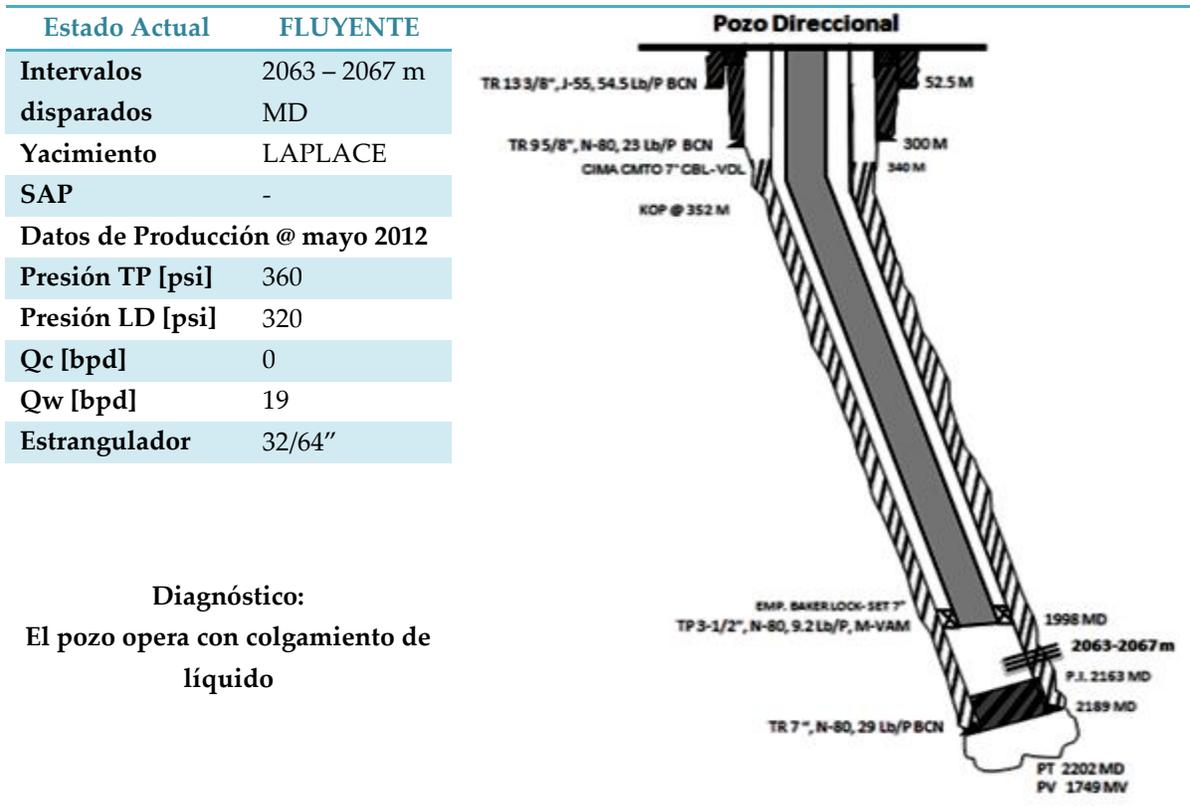


Figura 4. 78. Estado mecánico y características principales, Pozo Ámbar-7.

4.6.3. Revisión del Sistema Integral de Producción

La figura 4.80 muestra el histórico de producción del pozo Ámbar-7, a Mayo de 2012 el pozo reportó una producción de 1.91 mmpcd gas y una producción de agua de 19 bpd. La producción acumulada de gas para el pozo Ambar-7, a mayo de 2012, es de 7.178 mmpc.

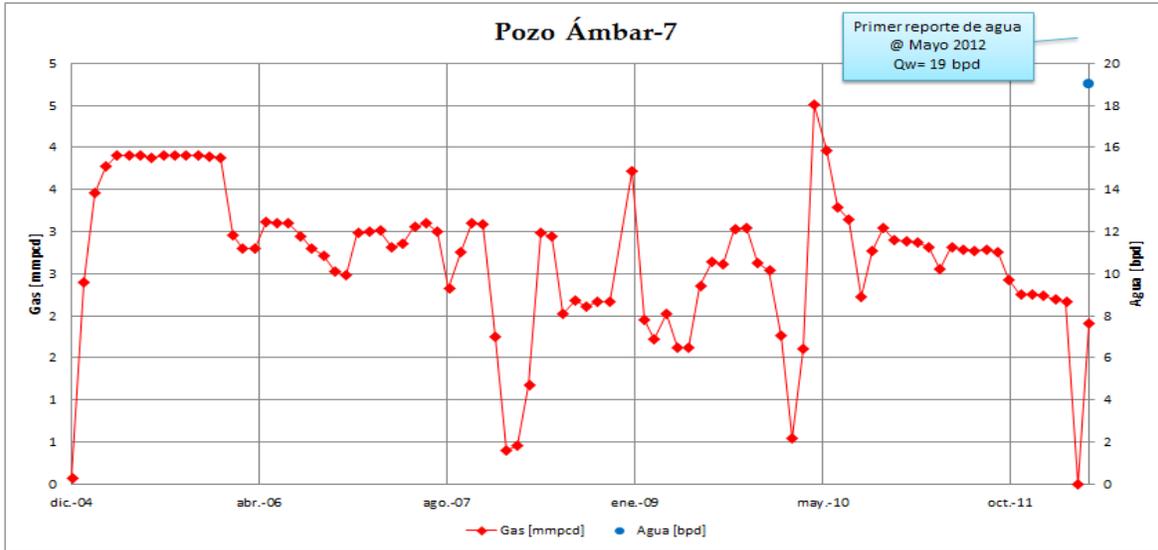


Figura 4. 79. Histórico de producción, Pozo Ámbar-7.

Con el gráfico de presiones del yacimiento Laplace (Bloque III) donde se encuentra localizado el pozo Ámbar-7, se estima una presión de yacimiento a enero de 2014 de 149 psia. (Figura 4.81).

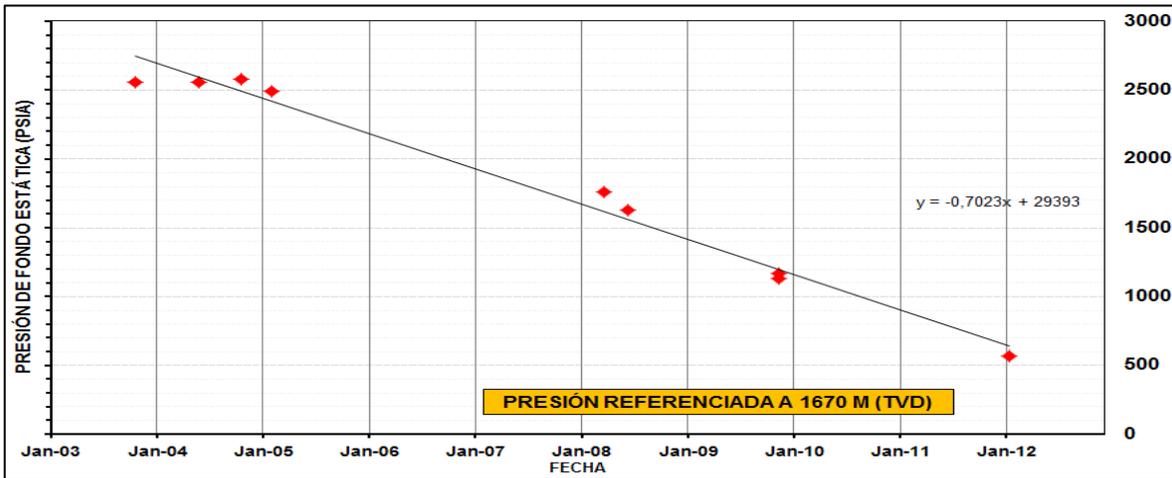


Figura 4. 80. Comportamiento de presión, Yacimiento Laplace-Bloque III.

El perfil de presiones de la figura 4.82 muestra que a partir de Julio 2011 se observa la presencia de gas en toda la tubería, con gradientes entre 0.07 a 0.03 psia/pie.

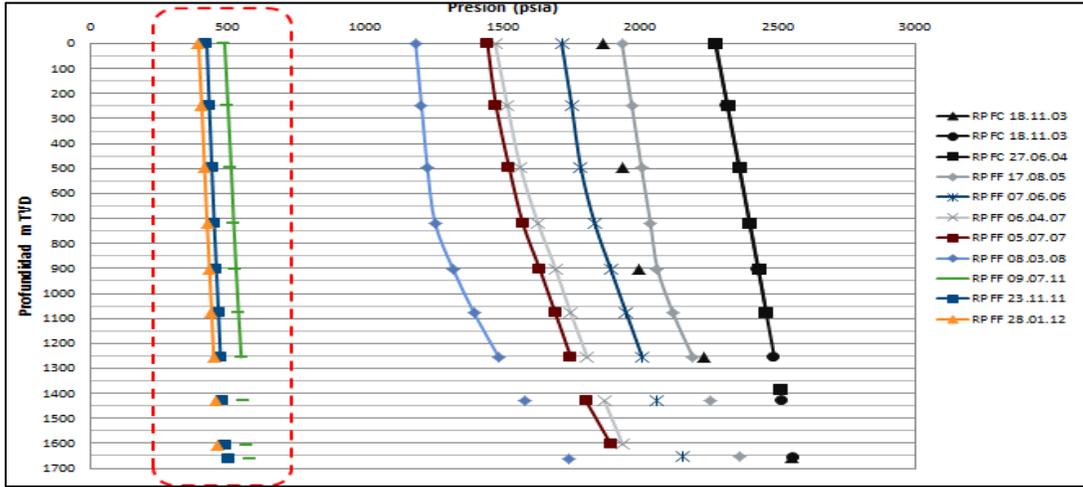


Figura 4. 81. Perfil de presiones del pozo Ámbar-7.

Para mayo de 2012, el análisis nodal muestra que el pozo opera en condiciones críticas, presentado colgamiento de líquido (figura 4.83) con las siguientes características: $P_{ws}=560$ psia, $PT=360$ psi, $PL=320$ psi, $WGR=0.5$ bls/mmpcg y cuyo intervalo productor se localiza de 2063 a 2067 metros (Arena Laplace).

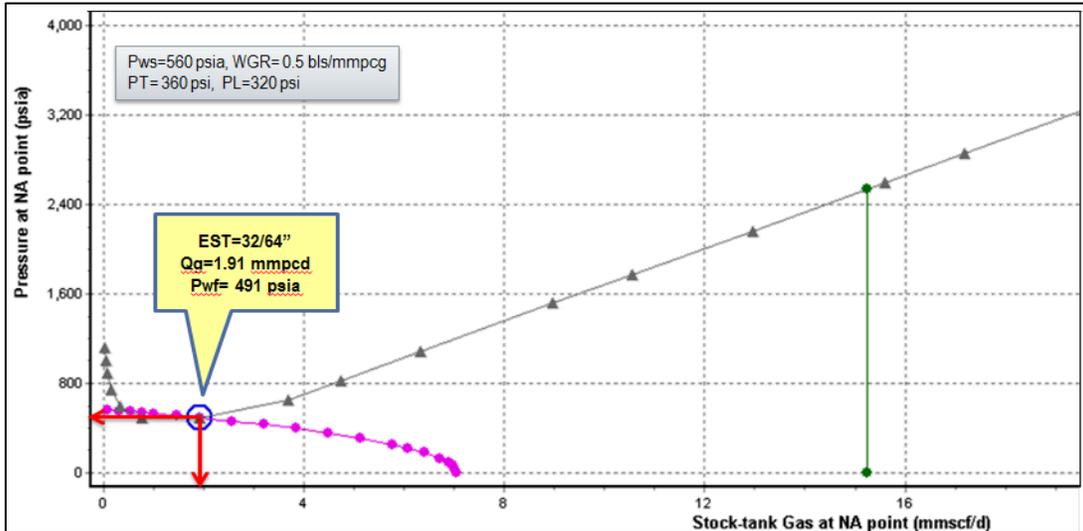


Figura 4. 82. Análisis nodal, Pozo Ámbar-7.

Con base en esto se realiza un análisis de sensibilidad, ajustando el diámetro del estrangulador y condiciones de compresión a boca de pozo con $PL=100$ psi.

La figura 4.84 muestra que con un diámetro de estrangulador mayor que el instalado actualmente, combinado con un sistema de compresión a boca de pozo, se lograría mejorar la condición de flujo crítico pero no se eliminaría el problema de colgamiento de líquido.

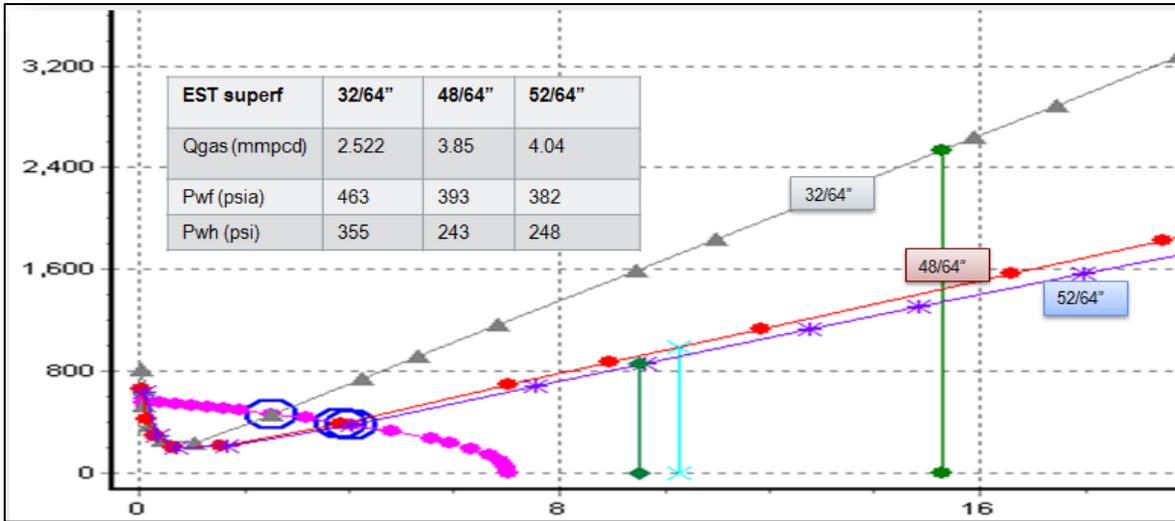


Figura 4. 83. Análisis nodal del pozo Ámbar-7, con estrangulador de 32/64", 48/64" y 52/64".

Debido a esto, se propuso la instalación de un sistema de Tubería Capilar a 2061 metros o un sistema de Sarta de Velocidad (SV) de 2 pulgadas instalado a la misma profundidad para solucionar el problema de colgamiento de líquido. Las figuras 4.85 y 4.86 muestran los resultados del análisis de sensibilidad realizado para ambos sistemas, siendo la Sarta de Velocidad la que muestra mejores resultados.

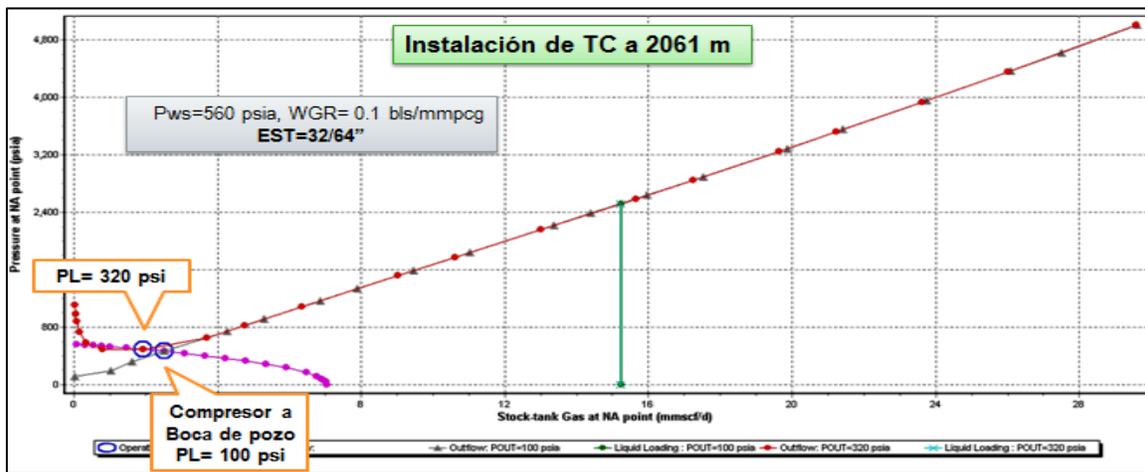


Figura 4. 84. Análisis nodal del pozo Ámbar-7 con Tubería Capilar (TC).

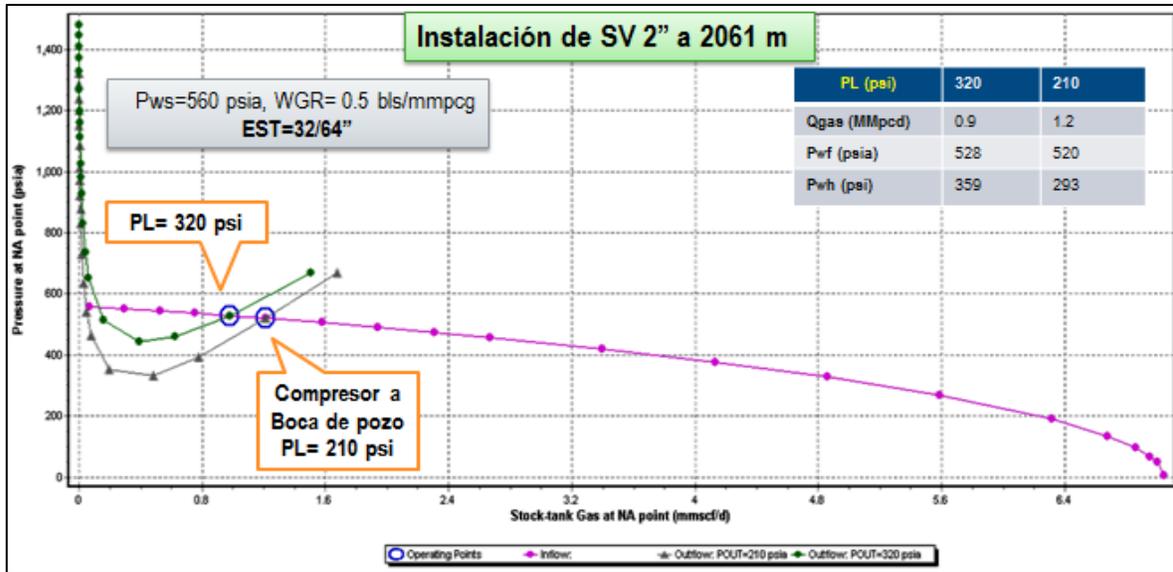


Figura 4. 85. Análisis nodal del pozo Ámbar-7 con Sarta de Velocidad (SV) de 2".

4.6.4. Generación de Soluciones

Del estudio se concluye que el pozo Ámbar-7 opera en condiciones inestables, muy cerca del punto crítico y con problemas de arrastre de líquidos. Por tal razón, se puede predecir que el pozo en un corto periodo igualará sus presiones en superficie perdiéndose el aporte de casi 2 mmpcd de gas.

Se infiere que la terminación del pozo, con TR 7" y TP 3-1/2" asentada 65 metros por encima de los intervalos disparados, afecta la capacidad o eficiencia del levantamiento de líquido, ya que requiere de una mayor energía para levantar sus aporte de agua aunque este sea de pequeños volúmenes, formando líquido en el fondo y acentuando el efecto de ahogo en el pozo.

Con base en el análisis nodal y las condiciones operativas a Mayo 2012 se realizaron tres sensibilidades: (1) Diámetro de Estrangulador combinado con Compresor a Boca de pozo, mejorando la condición crítica del pozo, operando estable, pero no elimina el problema de colgamiento de líquido, (2) Instalación de una TC a 2061 metros y en combinación con Compresor a Boca de pozo, operando el pozo en condiciones estables, pero con problemas de arrastre de líquido y (3) Instalación de una SV de 2" a 2061, se lograría operar el pozo en condiciones estables solventando el problemas de colgamiento de líquido.

Se recomienda:

1. Aforar pozo y calibrar modelo de producción.
2. Instalar una SV 2" a la profundidad de 2061 metros, en combinación con un sistema de compresión a boca de pozo y abrir pozo a producción con estrangulador de 32/64".

3. No se recomienda habilitar a producción las arenas Gándara ya que se encuentra interespaciadas 185 metros con respecto al pozo Ámbar-23; y la arena Ámbar podría estar invadido de agua debido al avance del CGW.

Dada la incertidumbre que se maneja en el pozo por la poca información existente se le asigna a esta intervención un aporte adicional de solo **0.6 mmpcd**.

4.7. Pozo Ámbar-8

En el modelo del pozo no coteja el análisis nodal de las condiciones actuales con el estrangulador reportado.

4.7.1. Análisis a Nivel Yacimiento

En la sección sísmica de las figuras 4.87 y 4.88 se puede apreciar la arena Laplace del Plioceno Inferior, donde se observa discontinuidad de la arena entre los pozos Ámbar-8, Ámbar-9ST, Ámbar-82 y Ámbar-62

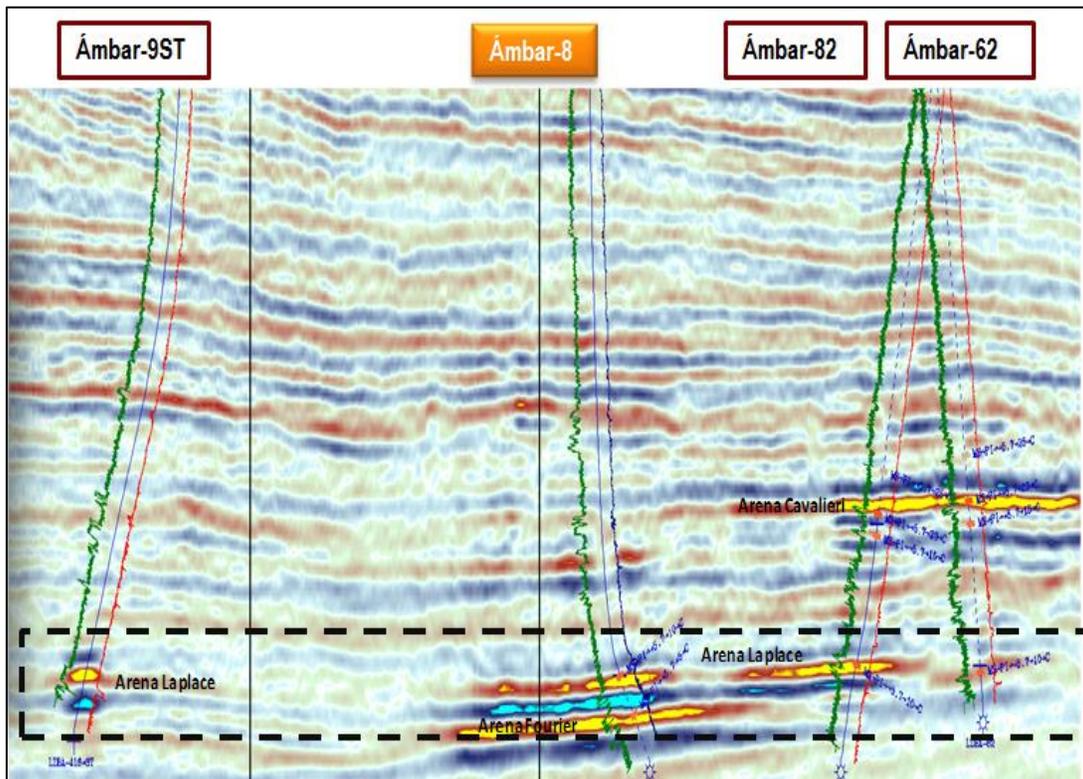


Figura 4. 86. Sección sísmica de la arena Laplace, Campo Ámbar.

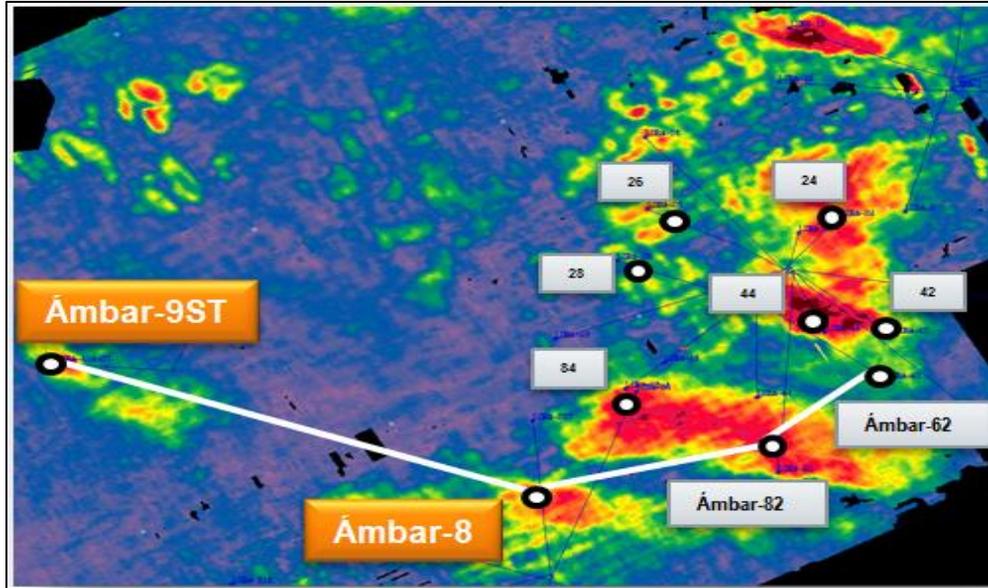


Figura 4. 87. Horizonte sísmico de la arena Laplace, Campo Ámbar.

La figura 4.89 muestra un engrosamiento del espesor bruto de la arena Laplace entre los pozos Ámbar-8 y Ámbar-9ST; y la continuidad de la arena hacia los pozos Ámbar-7, Ámbar-42, Ámbar-44, Ámbar-62 y Ámbar-82.

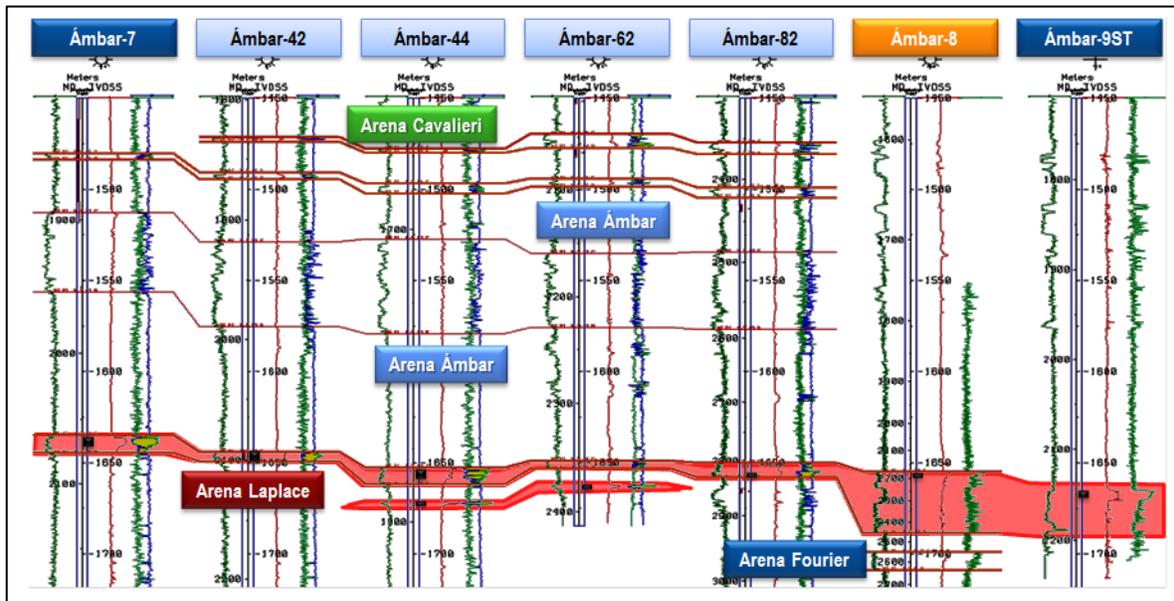


Figura 4. 88. Correlación estratigráfica, pozo Ámbar-7, 8 y 9ST.

Del gráfico de presiones del yacimiento Laplace (figura 4.90) se aprecian 4 comportamientos o tendencias de declinación que infieren la división del yacimiento Laplace en bloques independientes.

El pozo Ámbar-8 se encuentra ubicado en un bloque independiente (denominado Bloque IV) del yacimiento Laplace, único pozo terminado en dicho bloque.

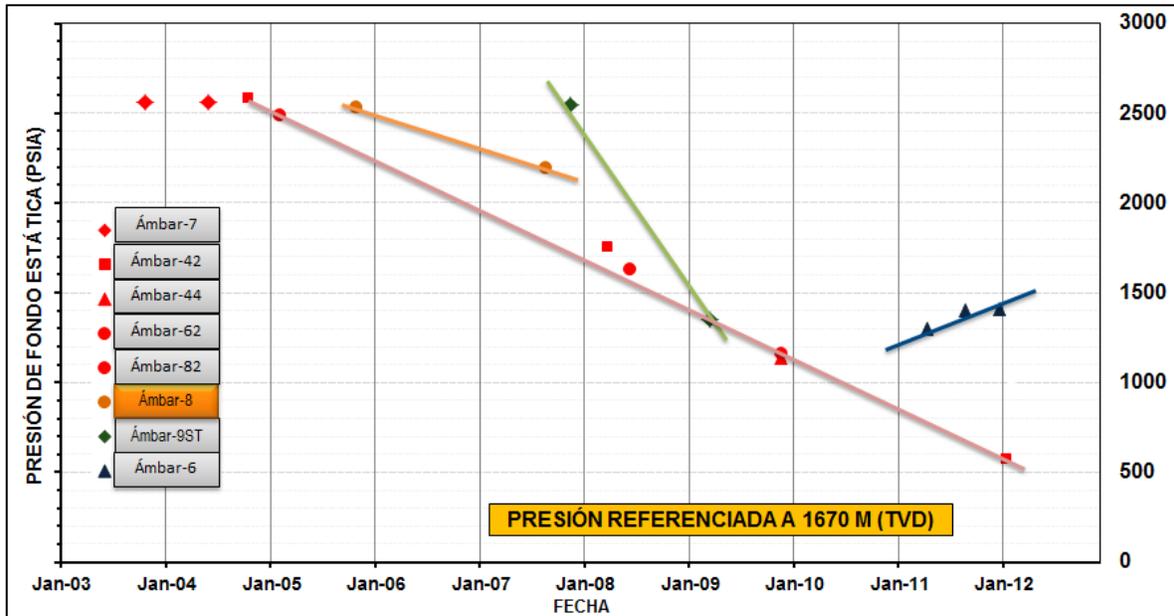


Figura 4. 89. Comportamiento de presión, Arena Laplace, Pozo Ámbar-8.

Descripción Petrofísica

En el registro se identifican tres desarrollos de arena saturado por gas y separados por intercalaciones lutíticas muy bien definidas, pertenecientes a las arenas superiores, Ámbar y Fourier del Plioceno Inferior. Para la evaluación se consideró los intervalos: 1715.8-1719.2, 2180-2198 y 2556-2576 metros MD.

Petrofísica de las Arenas Superiores del Plioceno Inferior (ASPI).

Es un desarrollo de arena aislado entre secciones lutíticas, con una resistividad de 4.5 Ohm-m, como se muestra en la figura 4.91.

- Se distingue el cruce de las curvas NPHI-RHOZ, indicando presencia de gas.
- No ha sido habilitado a producción. En caso de decidir habilitarlo, se recomienda disparar el intervalo: 1766–1768 m MD.

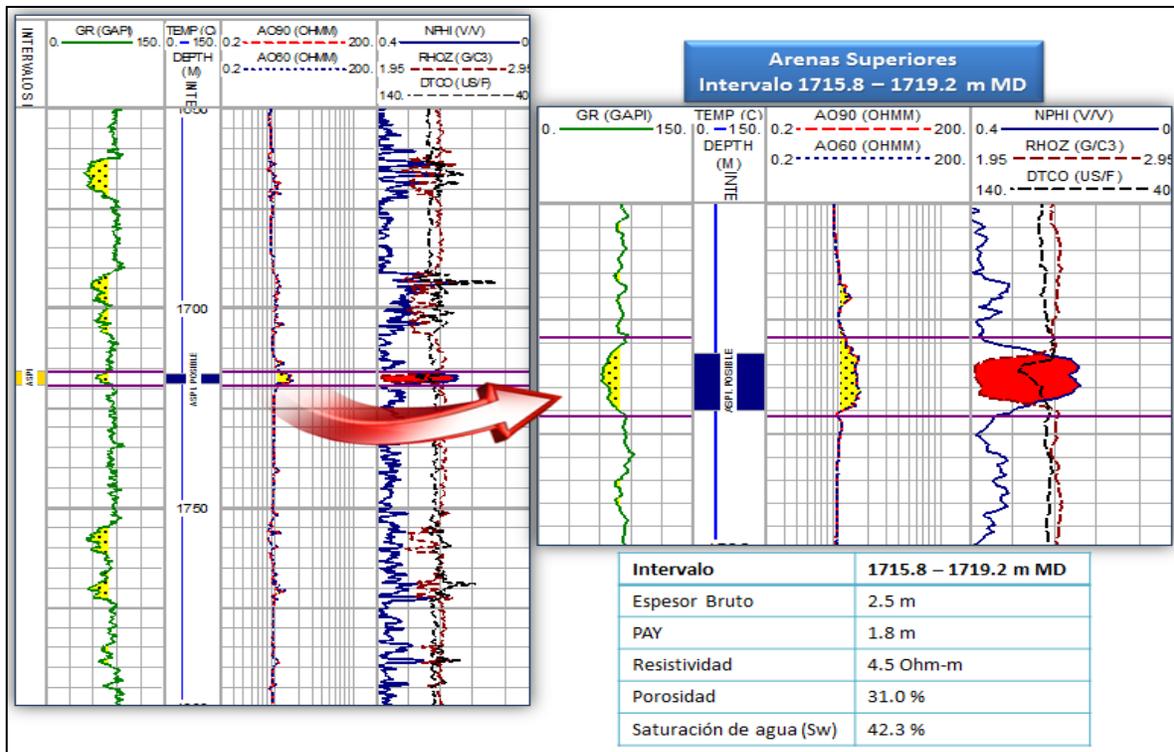


Figura 4. 90. Petrofísica de las Arena Superiores de Plioceno Inferior, Pozo Ámbar-8.

Petrofísica de la Arena Laplace

La Arena Laplace es un desarrollo de arena aislado entre secciones lutíticas, con una resistividad de 4.0 Ohm-m, como se muestra en la figura 4.92.

- Se distingue el cruce de las curvas NPHI-RHOZ, indicando presencia de gas. Con el registro MDT corrido en el pozo Ámbar-84, tomado en Junio de 2005, corrobora la presencia de gas a nivel de Laplace.
- No se identifican arenas ofensoras de agua.
- Se encuentra habilitado a producción en el intervalo 2180-2198 m MD.

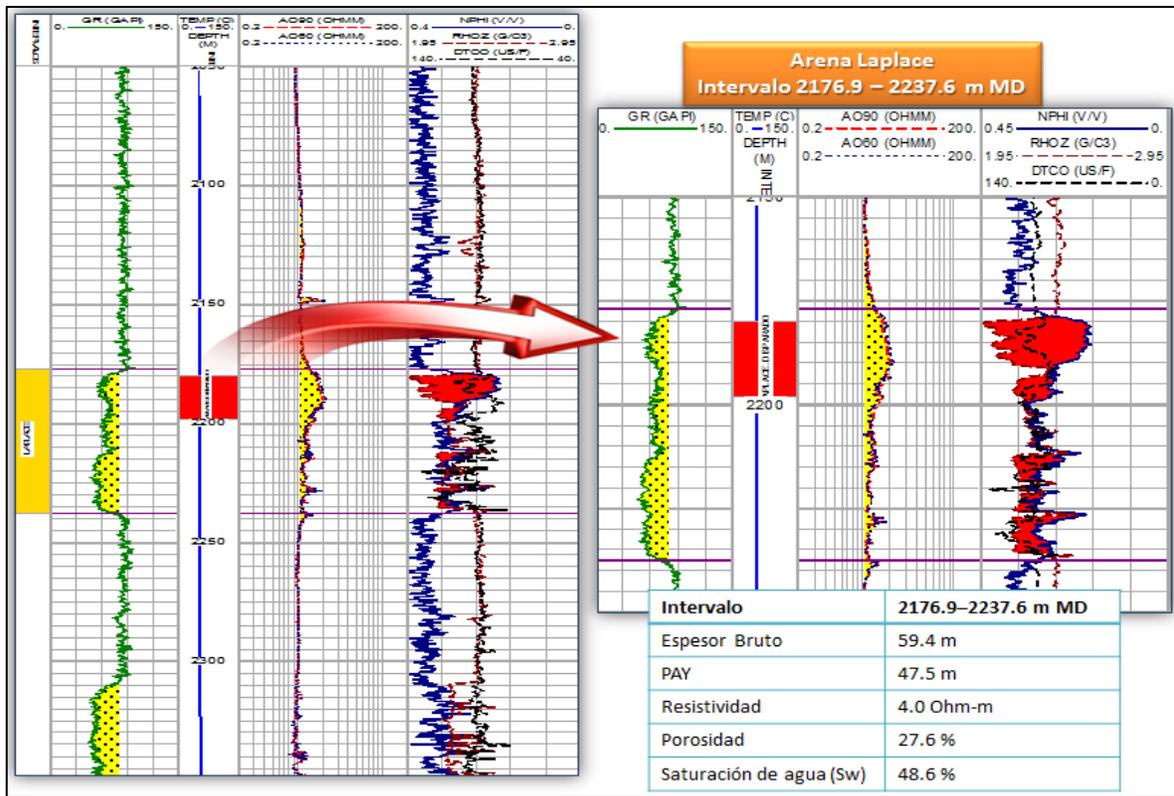


Figura 4. 91. Petrofísica de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-8.

Petrofísica de la Arena Fourier

La Arena Fourier es un desarrollo de arena aislado entre secciones lutíticas, con una resistividad de 4.4 Ohm-m, como se muestra en la figura 4.93.

- Se distingue el cruce de las curvas NPHI-RHOZ, indicando presencia de gas, el cual se corrobora con el registro MDT corrido en el pozo Ámbar-84, tomado en Junio de 2005. Hacia la base se observa una disminución en el cruce de estas curvas, que aunado con la reducción de resistividad y la respuesta del registro Sónico indican presencia de agua. Por lo que se corrobora la influencia de un CGW a 2595 metros MD (1713.4 metros TVD).
- No ha sido habilitado a producción.

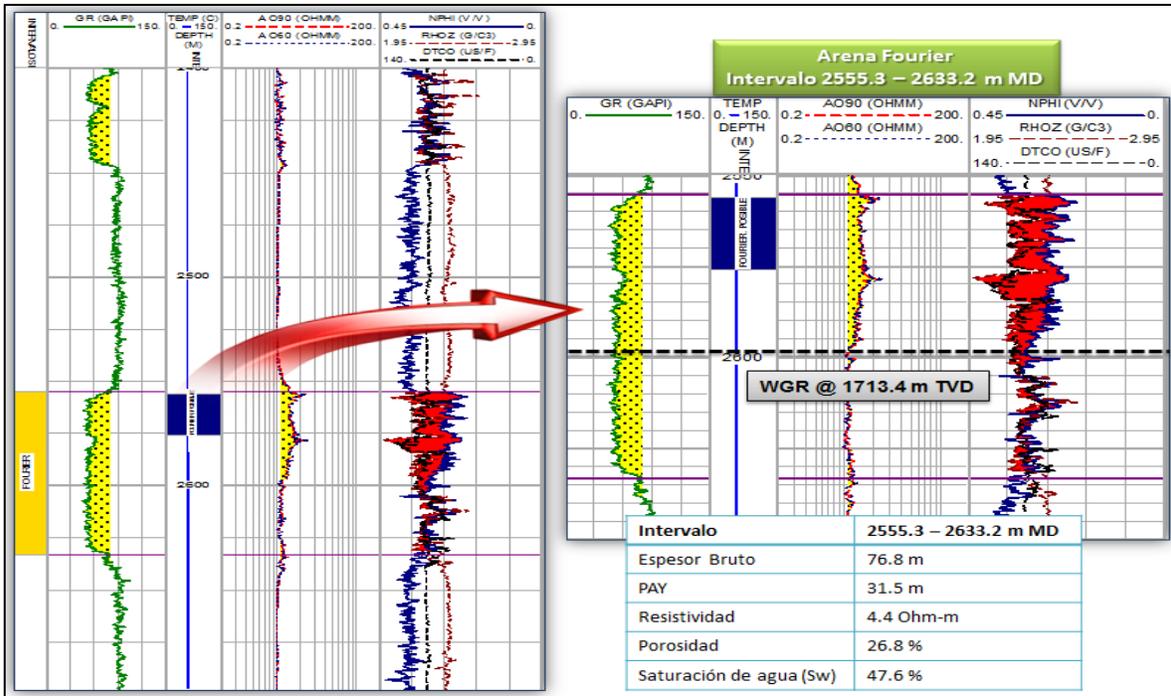


Figura 4.92. Petrofísica de la Arena Fourier, Pozo Ámbar-8.

Con base en el análisis de los registros eléctricos realizados en el pozo Ámbar-8, se obtuvieron las características petrofísicas para las Arenas Superiores del Plioceno Inferior, Laplace y Fourier, tal como se muestra en las figuras 4.94, 4.95 y 4.96.

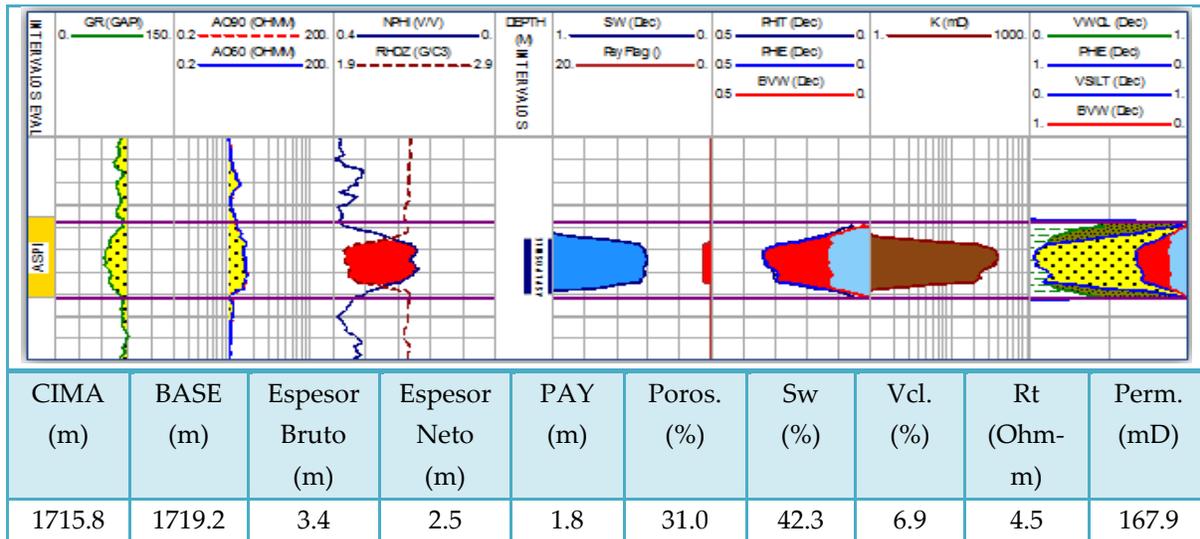


Figura 4.93. Características petrofísicas de las ASPI, Pozo Ámbar-8.

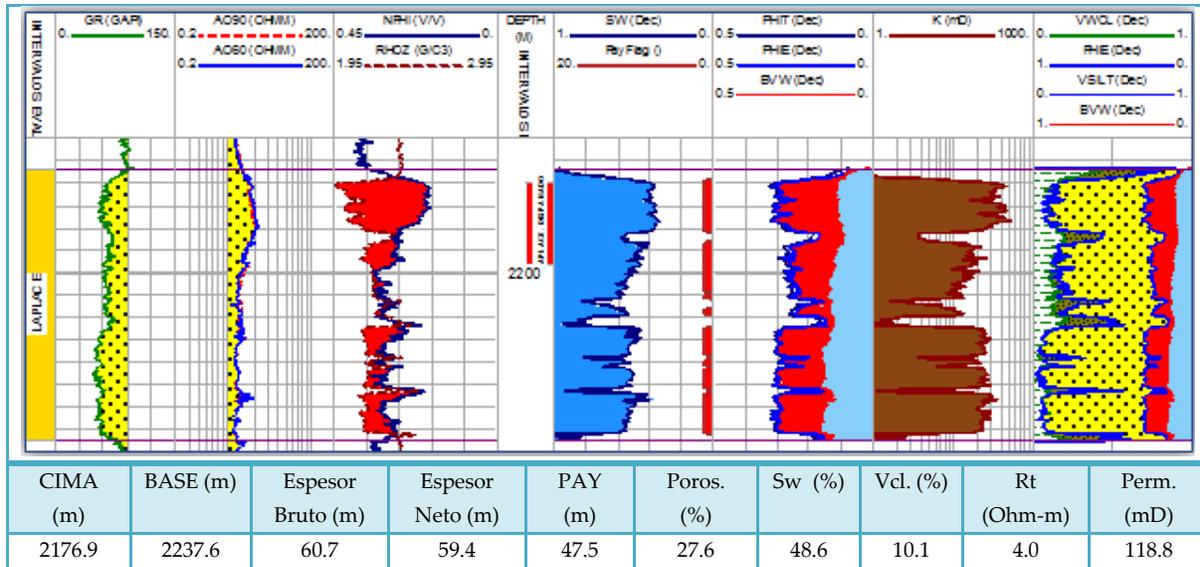


Figura 4.94. Características petrofísicas de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-8.

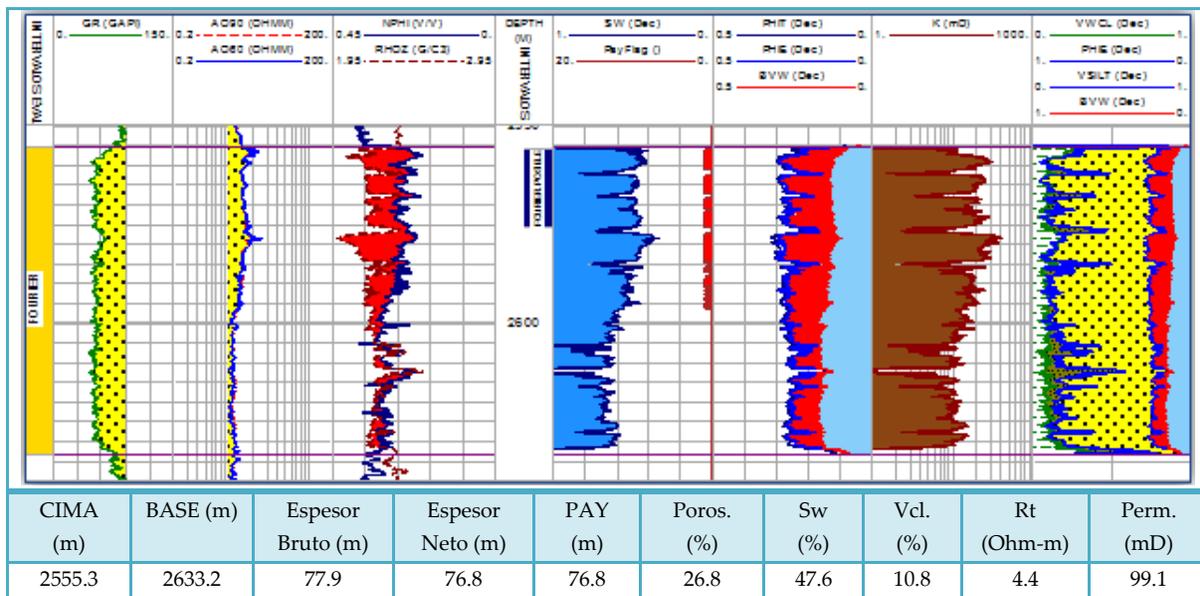


Figura 4.95. Características petrofísicas de la Arena Fourier, Pozo Ámbar-8.

Para las 3 arenas (ASPI, Laplace y Fourier), los valores de corte en el espesor neto impregnado fueron: Porosidad > 10%, Saturación de agua < 70% y Vcl < 50%.

4.7.2. Análisis a Nivel Pozo

Sep-2005: Perforación: 02-09-2005 al 05-11-2005

Inicia perforación Pozo Ámbar-8, con barrena 12-1/4" perforando hasta 306 m. Metió y cementó TR 9-5/8" a 304 m. Con barrena 8-1/2" y sarta direccional rebajó cemento y perforó hasta 1203 m. Tomó registro DIL-GR desde 304 a 1203 m. Metió y cementó TR 7" a 1200 m. Con barrena 6-1/8" y sarta direccional rebajó cemento y perforó hasta 3015 m. Tomó registros AIT-LDL-CNL-DSI-BHC-DIL-GR desde 2915 m hasta 1200 m. Metió y cementó Tubing Less 3-1/2" a 3011 m. Instaló medio árbol de válvulas.

Nov-2005: Terminación 05-11-2005 al 16-11-2005

Con pistola HMX 2", 20 cpm, fase 60°, disparó el intervalo 2180-2198 m, perteneciente al yacimiento LAPLACE, del campo Ámbar. Abrió pozo con estrangulador variable para limpieza. Cerró pozo y bajó calibrador 2-1/4" a 2008m. Tomó RPFC estacionario cada 250 m hasta 2008 m. Abre pozo e inicia aforo:

- EST=1/4", PT=2100 psi, PL=795 psi, Qg=3.199 mmpcd
- EST=5/16", PT=2040 psi, PL=930 psi, Qg=4.788 mmpcd
- EST=3/8", PT=1980 psi, PL=830 psi, Qg=6.757 mmpcd

Cerró pozo e inicia curva de incremento por 72 horas.

Abr-2007: Calibró con B.I. 1-3/4" a 1940 m. Tomó RPFF estacionario cada 250 m hasta 1930 m.

Jul-2007: Calibró con B.I. 1-3/4" a 1970 m. Tomó RPFF estacionario cada 250 m hasta 1960 m.

Sep-2007: Calibró con B.I. 1-3/4" a 1950 m. Tomó RPFC estacionario cada 250 m hasta 1940 m.

Feb-2009: Calibró con B.I. 1-3/4" a 1955 m. Tomó RPFF estacionario cada 250 m hasta 1950 m.

Jul-2009: Calibró con B.I. 1-3/4" a 1970 m. Tomó RPFF estacionario cada 250 m hasta 1950 m.

Sep-2009: Calibró con B.I. 2-1/8" a 1980 m. Tomó RPFF estacionario cada 250 m hasta 1980 m.

Ago-2010: Calibró con B.I. 1-3/4" a 1935 m. Tomó RPFF estacionario cada 250 m hasta 1935 m.

Sep-2010: Instaló TC 1/4" a la profundidad de 2083 m y equipo de inyección de química.

Nov-2010: Realizó mantenimiento a TC con alcohol isopropílico.

May-2011: Realizó mantenimiento a TC con alcohol isopropílico, asentando TC a 2000 m.

Nov-2011: Realizó mantenimiento a TC con alcohol isopropílico.

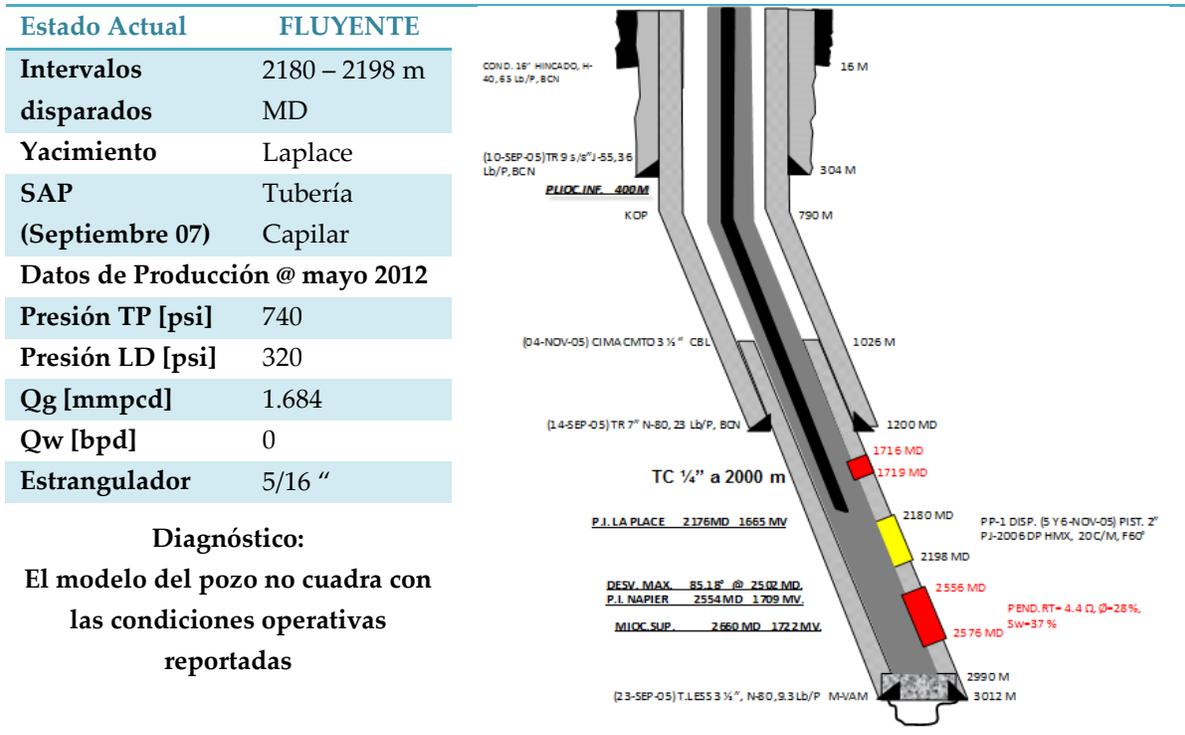


Figura 4. 96. Estado mecánico y características principales, Pozo Ámbar-8.

4.7.3. Revisión del Sistema Integral de Producción

La figura 4.98 muestra el histórico de producción del pozo Ámbar-8, a Mayo de 2012 el pozo reportó una producción de 1.684 mmpcd gas y no se reportó producción de agua. La producción acumulada de gas para el pozo Ambar-8, a mayo de 2012, es de 3.631 mmmpc.

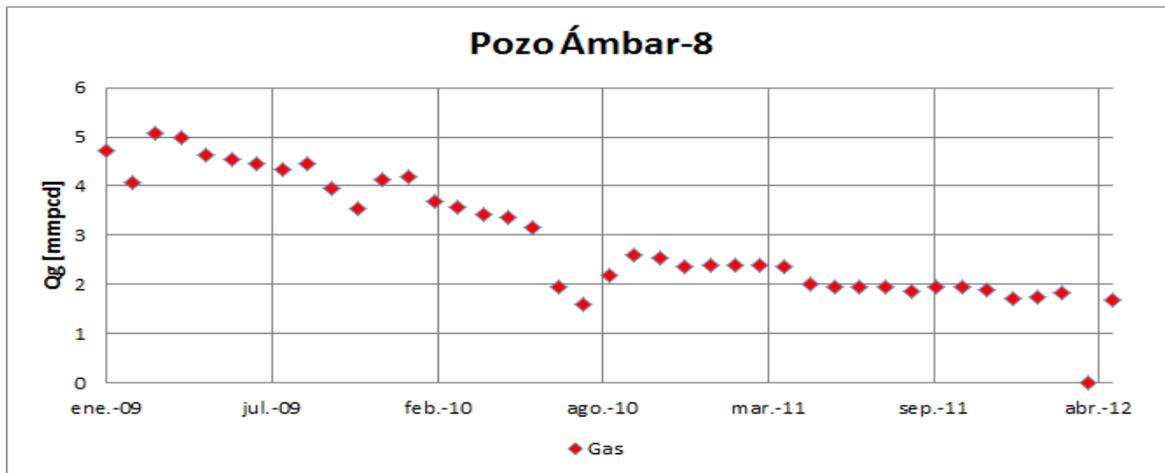


Figura 4. 97. Histórico de producción, Pozo Ámbar-8.

Con base en el gráfico de presiones del yacimiento Laplace (Bloque IV) mostrado en la figura 4.99, se estima una presión de yacimiento a enero 2014 de 1046 psia.

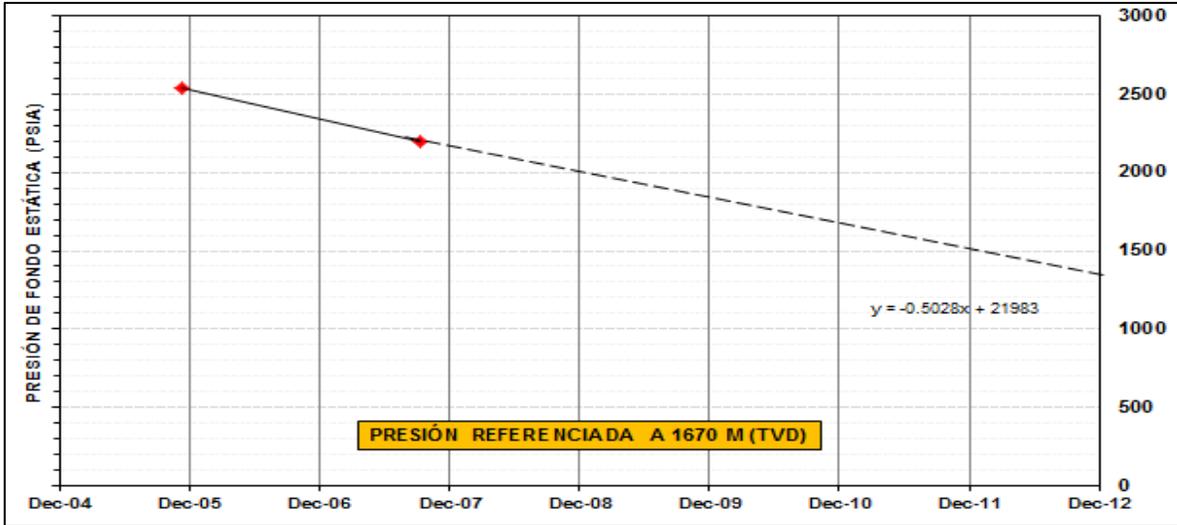


Figura 4. 98. Comportamiento de presión, Yacimiento Laplace, Bloque IV

El perfil de presiones de la figura 4.100 muestra que sólo se cuenta con 2 registro de presión de fondo cerrado, en los cuales el gradiente de presión en toda la tubería indica la presencia de gas seco (0.14 a 0.16 psi/m) y sin la presencia de una columna de líquido.

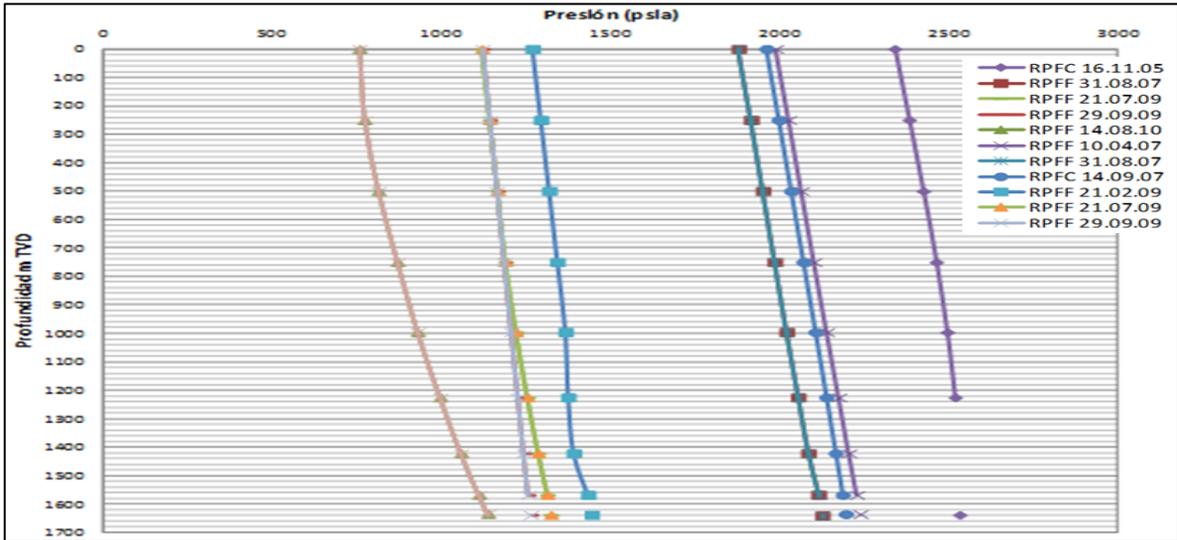


Figura 4. 99. Perfil de presiones del pozo Ámbar-8.

Para Junio de 2012, el análisis nodal realizado al pozo muestra que las condiciones actuales cuadran más con un estrangulador de 18/64" que con el actual de 20/64", presentando problemas de colgamiento de líquidos, figura 4.101.

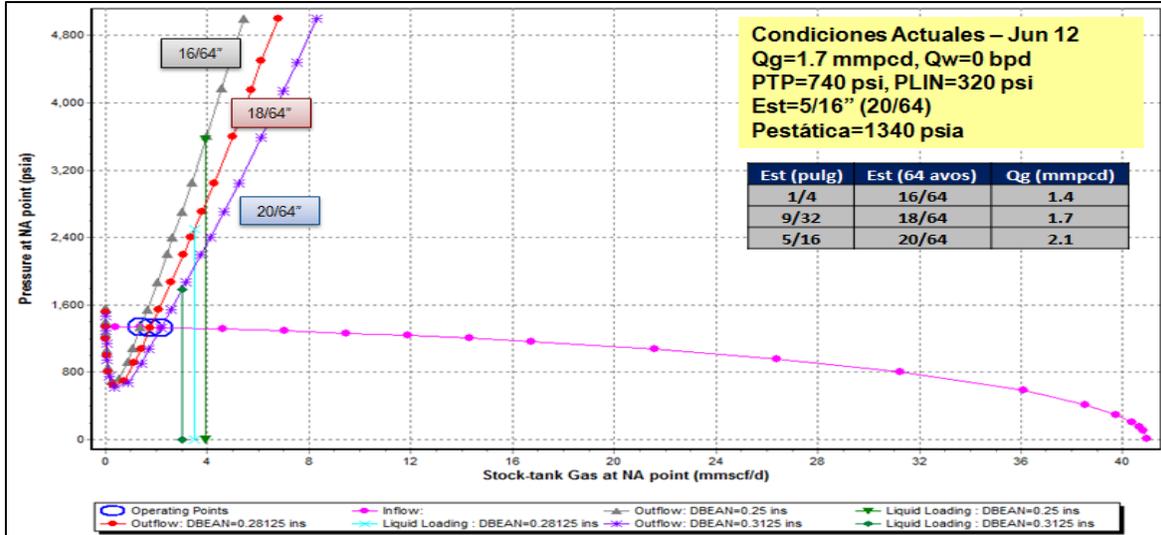


Figura 4. 100. Análisis nodal, Pozo Ámbar-8.

4.7.4. Generación de Soluciones

Se realizó un análisis de sensibilidad para el diámetro del estrangulador donde se observa que la producción correspondería a un estrangulador de 9/32" (18/64).

Por otra parte, se visualizaron dos desarrollos de arenas adicionales a los habilitados, pertenecientes a los yacimientos *Arenas Superiores* y *Fourier* del Plioceno Inferior (figura 4.102).

A nivel de las arenas Superiores, el cuerpo de arena muestra un espesor de 2.5 metros, PAY=1.8 metros, Rt=4.5 Ohm-m, Porosidad=31.0% y Sw=42.3%.

A nivel de la arena Fourier, el cuerpo de arena muestra un espesor de 76.8 metros, PAY=31.5 metros, Rt=4.4 Ohm-m, Porosidad=26.8% y Sw=47.6%, además se identifica un CGW a 1713 metros TVD, como se ilustra en la figura 4.103.

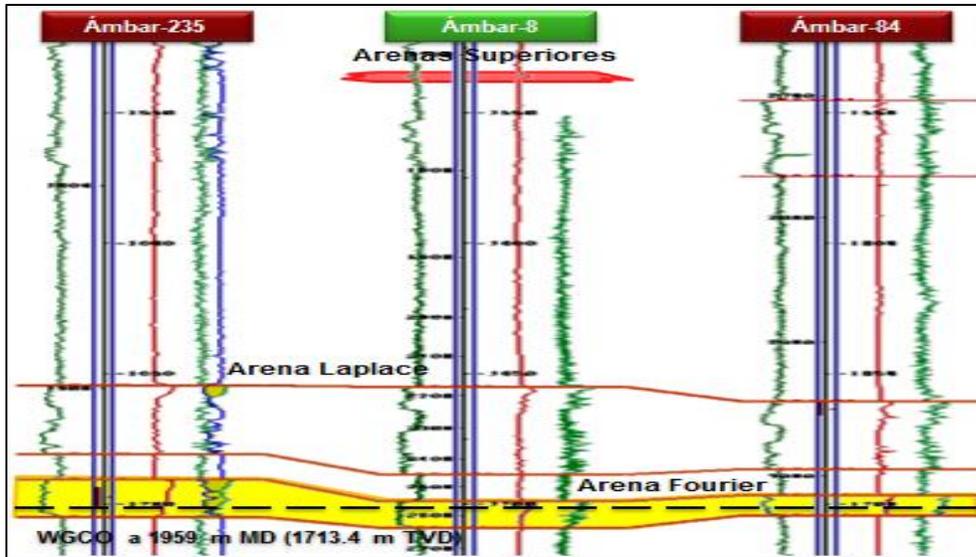


Figura 4. 101. Correlación estratigráfica, Pozos Ámbar 8, 235 y 84.

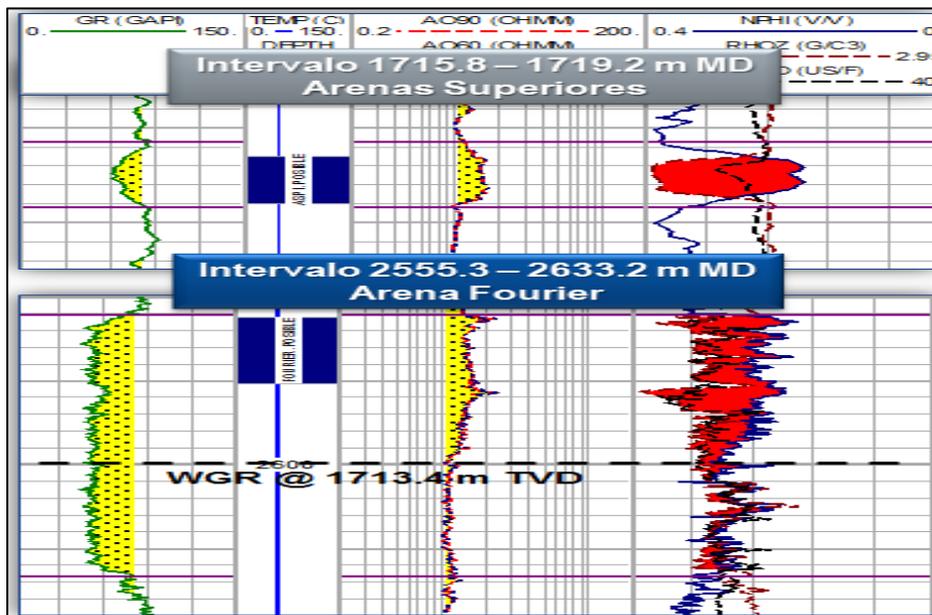


Figura 4. 102. Posibles intervalos a habilitar, Pozo Ámbar-8.

A nivel de las arenas Superiores, el pozo Ámbar-8 se considera una arena local y aislada a los pozos Ámbar-235 y Ámbar-84, encontrándose ambos pozos con un interespaciado mayor a 1000 metros.

Se recomienda:

2. Realizar aforo y verificar el diámetro del estrangulador. Esto permitirá actualizar el análisis nodal.
3. Realizar una reparación mayor futura para habilitar a producción las Arenas Superiores de Plioceno Inferior en el intervalo: 1766–1768 metros MD.

Dada la incertidumbre que se maneja en el pozo por la poca información existente se le asignara a esta intervención un aporte adicional de solo **0.6 mmpcd**.

4.8. Pozo Ámbar-9ST

El pozo opera con colgamiento de líquido.

4.8.1. Análisis a Nivel Yacimiento

En la sección sísmica de las figuras 4.104 y 4.105 se puede apreciar la arena Laplace del Plioceno Inferior, donde se observa discontinuidad de la arena entre los pozos Ámbar-9ST, 8, 82 y 7.

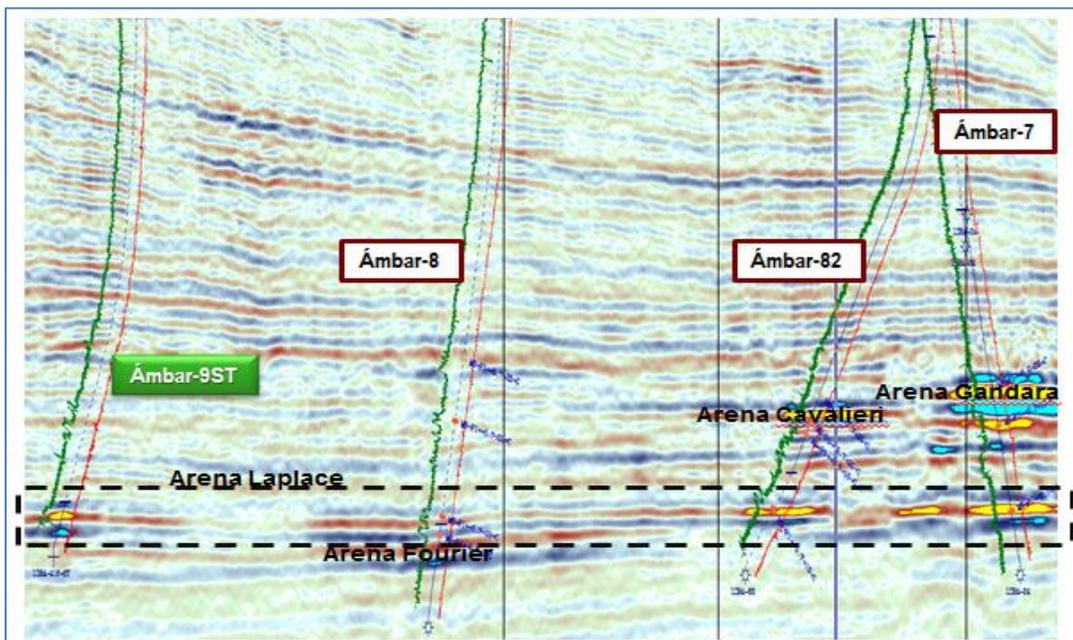


Figura 4. 103. Sección sísmica de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-9ST.

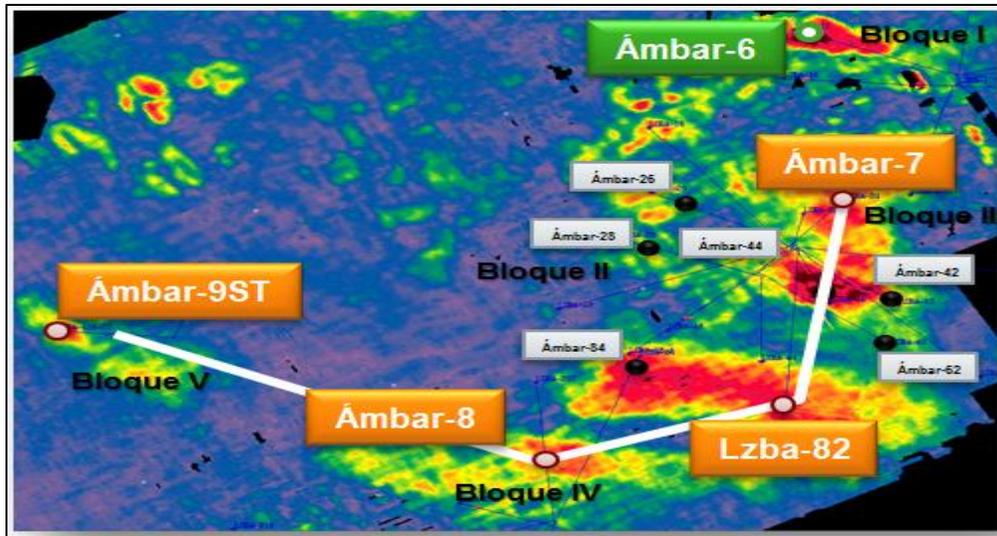


Figura 4. 104. Horizonte sísmico de la arena Laplace, Pozo Ámbar-9ST.

Del gráfico de presiones del yacimiento Laplace (figura 4.106) se aprecian 4 comportamientos o tendencias de declinación que infieren la división del yacimiento Laplace en bloques independientes.



Figura 4. 105. Comportamiento de presión, Arena Laplace, Pozo Ámbar-9ST.

Correlación Estratigráfica

La figura 4.106 muestra la continuidad de la arena Laplace en los pozos Ámbar-7, 42, 44, 62 y 82. Hacia los pozos Ámbar-8 y Ámbar-9ST se presenta una arena con mayor espesor bruto.

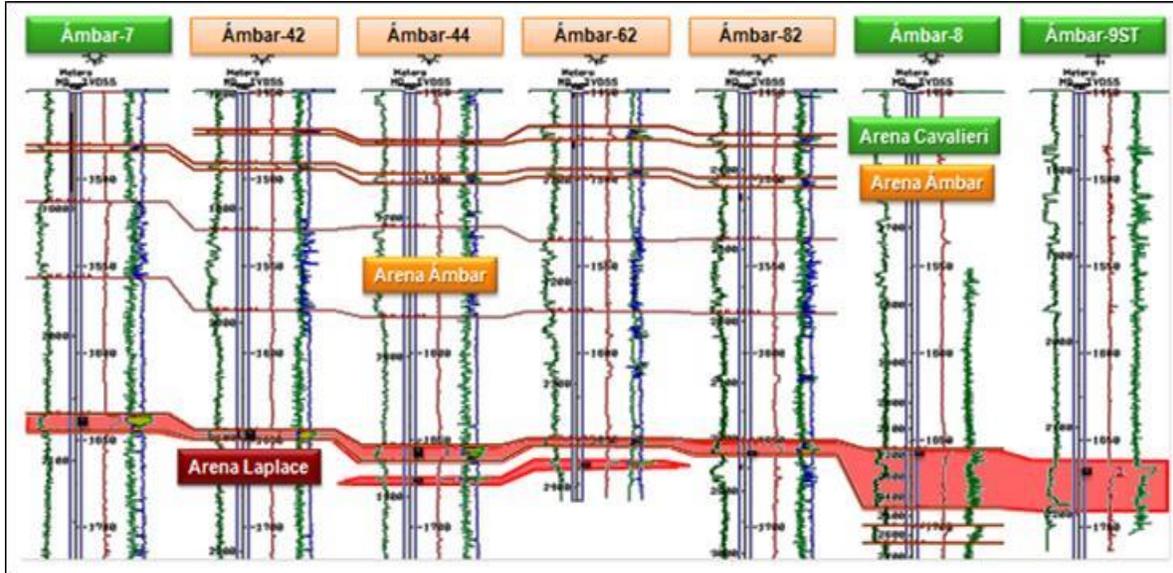


Figura 4. 106. Correlación estratigráfica, Pozo Ámbar-9ST.

Descripción Petrofísica

En el registro se identifica un desarrollo de arena saturado por gas, separados por intercalaciones lutíticas muy bien definidas, perteneciente a las arenas del yacimiento Laplace del Plioceno Inferior en el intervalo: 2146–2183 metros MD.

Petrofísica de la Arena Laplace

La Arena Laplace es un desarrollo de arena con intercalaciones lutíticas bien definidas, con resistividades de 7.4 Ohm-m. Se distingue el cruce de las curvas NPHI-RHOZ, indicando presencia de gas, hacia la cima, con una reducción de la resistividad a 2.4 Ohm-m y del cruce de las curvas densidad-neutrón, en zona donde el registro Sónico indica presencia de arena; identificándose un CGW a 2160 m MD (1689.1 m TVD), como se observa en la figura 4.108.

Actualmente se encuentra habilitado a producción en el intervalo 2147-2152 metros.

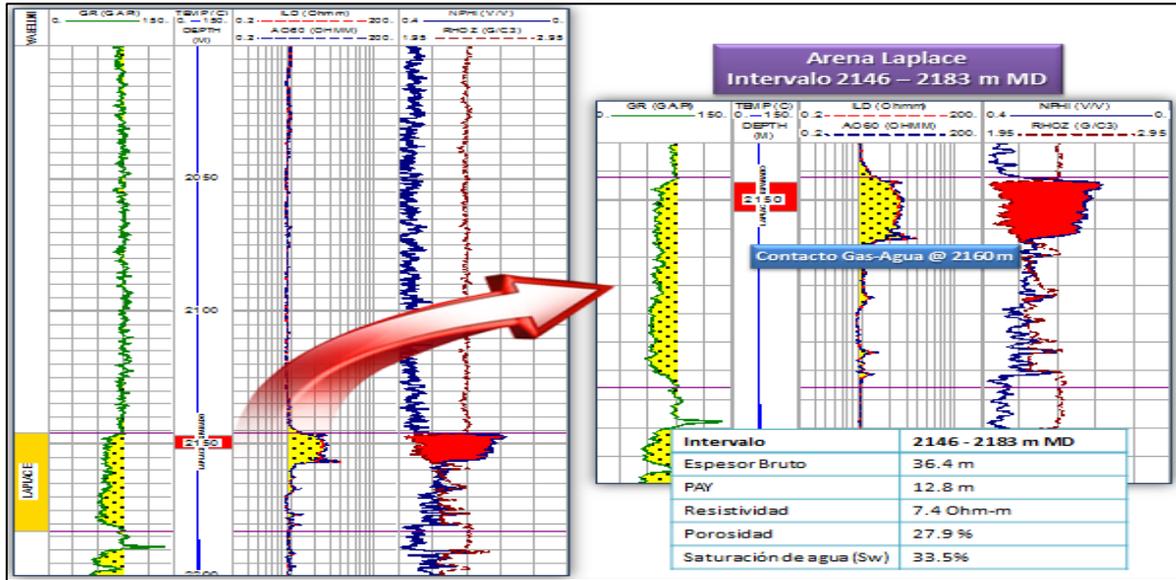


Figura 4. 107. Petrofísica de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-9ST.

Con base en el análisis de los registros eléctricos realizados en el pozo Ámbar-9ST, se obtuvieron las características petrofísicas para la arena Laplace, tal como se muestra en la figura 4.109.

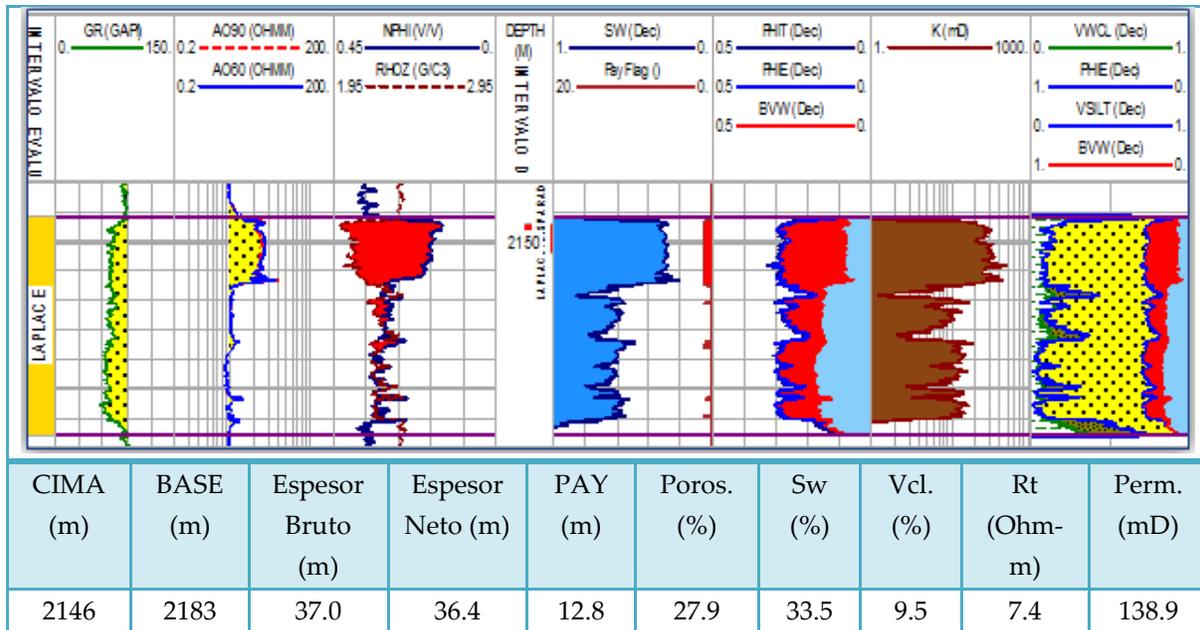


Figura 4. 108. Características petrofísicas de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-9ST.

4.8.2. Análisis a Nivel Pozo

Sep-2007: Perforación: 15-09-2007 al 03-12-2007

Inicia perforación Pozo Ámbar-9, con barrena 17-1/2" perforó hasta 110 m. Metió y cementó TR 13-3/8". Con barrena 12-1/4" rebajó cemento y perforó hasta 704 m. Tomó registros AIT-BHC-BGL-RG de 704 a 110 m. Metió y cementó TR 9-5/8". Cambió lodo polimérico (densidad 1.1 a 1.3 gr/cc) por lodo de Emulsión Inversa (densidad de 1.3 a 1.58 gr/cc). Con barrena 8-1/2" rebajó cemento y perforó hasta 800 m. Con barrena 8-1/2" y sarta direccional perforó hasta 2684 m. Tomó registros AIT-CNL-LDL-BHC-BGL-GR de 2684 a 701 m. Metió y cementó TR 7" a 2679.48 m. Con barrena de 6" y sarta direccional rebajó cemento y perforó hasta 2884 m. Tomó registros AIT-LDL-CNL-GR de 2884 a 2678 m. Con barrena de 6" y sarta direccional perforó hasta 2996 m, por observar manifestación del pozo; efectuó control del pozo, quemando gas con flama de 1 a 2 m de altura. Observó pozo sin manifestar, controló y acondicionó lodo de 1.52 gr/cc a 1.58 gr/cc. Perforó hasta 3094 m, suspende por observar pérdida, observó pozo con ligero flujo, recuperando volumen perdido. Perforó hasta 3106, observando pérdida parcial de lodo. Continuo perforando hasta 3132 m, circulo lodo con carbonato. Perforó hasta 3229 m, suspende por observar lodo contaminado con agua, densificó lodo y desplazó lodo contaminado. Perforó hasta 3364 m. Tomó registros AIT-LDL-DIS-BGL-RG de 3364 a 2679 m. Tomó registro MDT en 19 puntos, registrando puntos secos. Colocó TXC a 2700-2850 m, observando pérdida de lodo (42,5 m3). Colocó TXC a 2456 m en TR 7". Colocó TXC con tapón mecánico a 756.5 m. Con cuchara desviadora y molino 6-1/8" abre ventana de 751 a 754 m. Con barrena 6" y sarta direccional perforó hasta 2256 m. Tomó registro AIT-DSI-LDL-BGT-CNL-RG de 2245 a 1900 m. Metió y cementó Tubing Less 3-1/2" a 2255.85 m. Instaló medio árbol de válvulas.

Dic-2007: Terminación 03-12-2007 al 11-12-2007

Con pistola RTG 2", 20 cpm, Fase 60°, disparó el intervalo 2147-2152 m, perteneciente al yacimiento Laplace, del campo Ámbar. Abrió con estrangulador variable, desalojando fluidos de control. Cerró pozo y calibró con B.I. 1-3/4" hasta 2145 m. Tomó RPFC estacionario cada 250 m hasta 2141 m. Abre pozo e inicia aforo:

- EST=3/16" Pcab=2070 psi, Psep=980 psi, Qg=1.690 mmpcd, Qliq=0 bls
- EST=1/4" Pcab=2070 psi, Psep=1020 psi, Qg=3.269 mmpcd Qliq=0 bls
- EST=5/16" Pcab=2140 psi, Psep=1040 psi, Qg=5.661 mmpcd, Qliq=0.3 bls

Cerró pozo e inicia curva de incremento por 72 horas. Tomó RPFC estacionario cada 250 m hasta 2141 m.

Nov-2008: Calibró con B.I. 1-3/4" a 2160 m. Tomó RPF estacionario cada 250 m hasta 2160 m.

Abr-2009: Calibró con B.I. 1-3/4" a 2155 m. Tomó RPF estacionario cada 250 m hasta 2155 m.

May-2009: Realizó inducción con N2, observó baches de líquidos y gas. Aforo: Est=5/16", PT=1054 psi, PL=611 psi, Qg=2.456 mmpcd, Ql=0 bls.

Jun-2009: Instaló registradores de P y T en superficie en TP y LD.

Jul-2009: Realizó inducción con N2, desalojando fluidos. Aforo: Est=5/16", PT=855 psi, PL=426 psi, Qg=3.284 mmpcd, Ql=23.4 bls.

Ago-2009: Realizó inducción con N2, desalojando líquidos y gas. Aforo: Est=7/16", PT=780 psi, PL=590 psi, Qg=1.987 mmpcd, Ql=3 BPH.

Dic-2011: Calibró con B.I. 2.347" a 2229 m. Tomó RPF estacionario cada 250 m hasta 2155 m.

Feb-2012: Calibró con B.I. 2-1/8" a 2155 m. Tomó RPF estacionario cada 250 m hasta 2155 m.

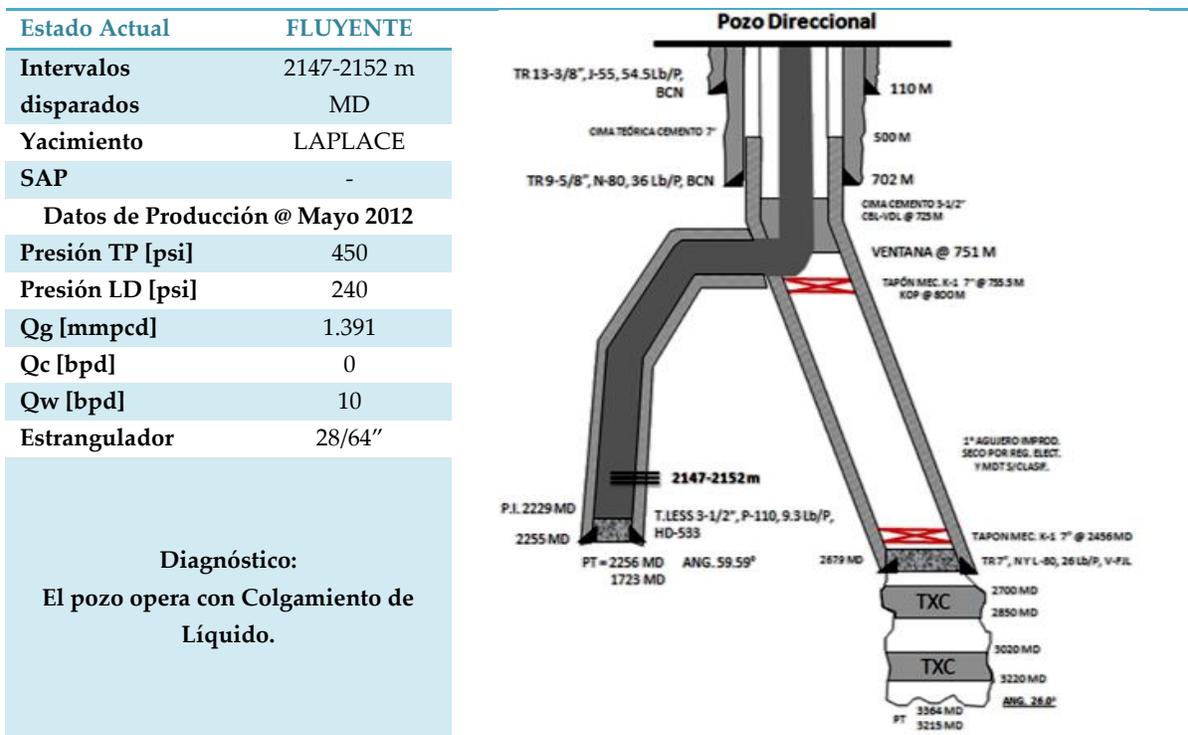


Figura 4. 109. Estado mecánico y características principales, Pozo Ámbar-9ST.

4.8.3. Revisión del Sistema Integral de Producción

La figura 4.111 muestra el histórico de producción del pozo Ámbar-9ST, a Mayo de 2012 el pozo reportó una producción de gas de 1.391 mmpcd y una producción de agua de 10 bpd. La producción acumulada de gas, a mayo 2012, para el pozo Ámbar-9ST es de 1.229 mmmpc.

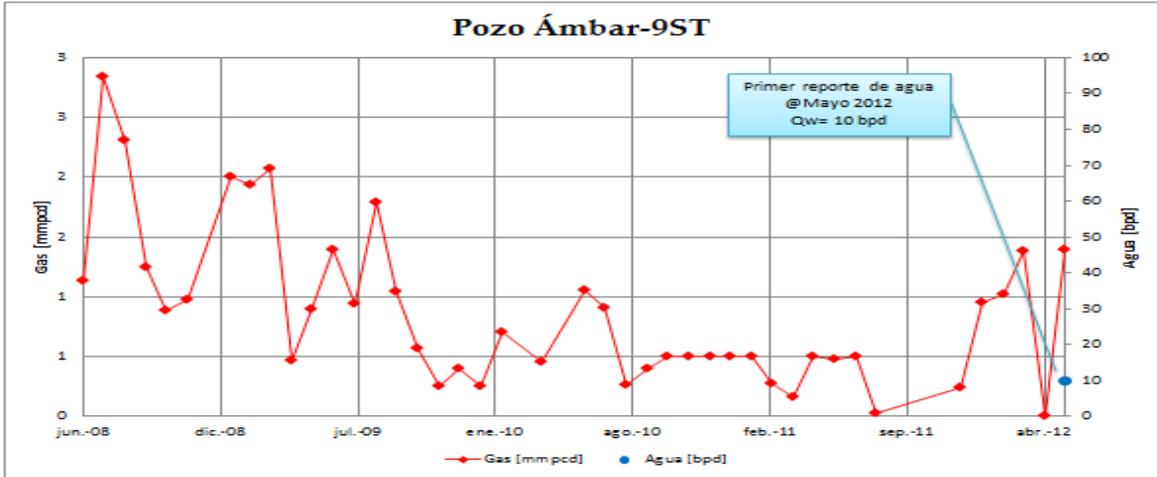


Figura 4. 110. Histórico de producción, Pozo Ámbar-9ST.

Con base en el gráfico de presiones del yacimiento Laplace (Bloque V) mostrado en la figura 4.112, se estima una presión de yacimiento a enero 2014 de 1046 psia.

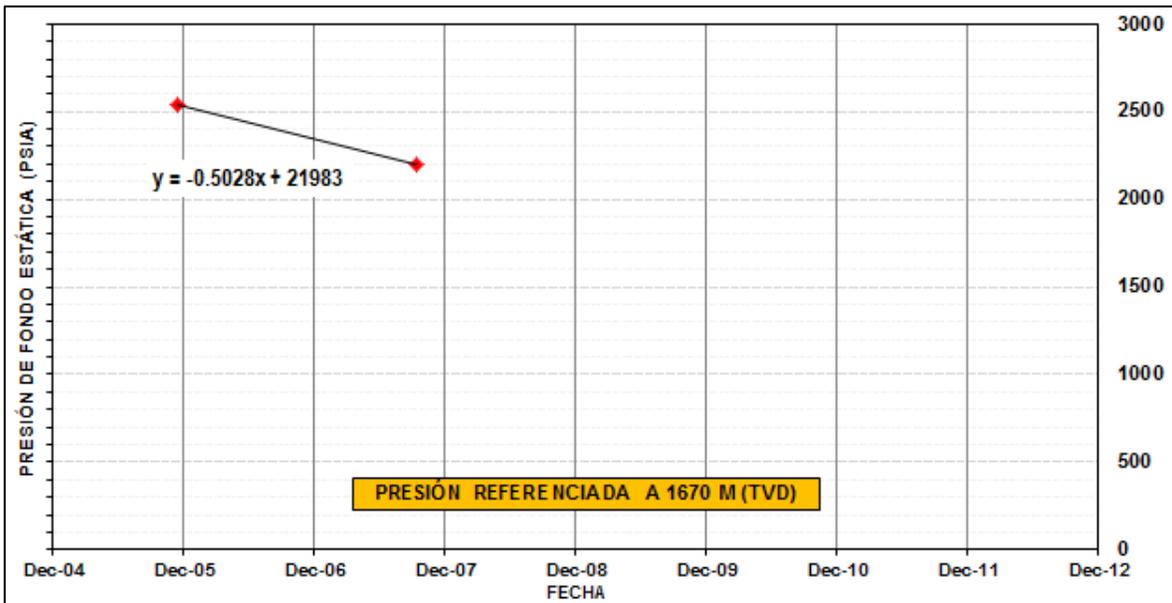


Figura 4. 111. Comportamiento de presión, Yacimiento Laplace, Bloque V.

El perfil de presiones de la figura 4.113 muestra la presencia de líquido en el pozo, con gradientes de 0.43 psi/m. Para Febrero 2012, se observa una columna de líquido a 1100 metros.

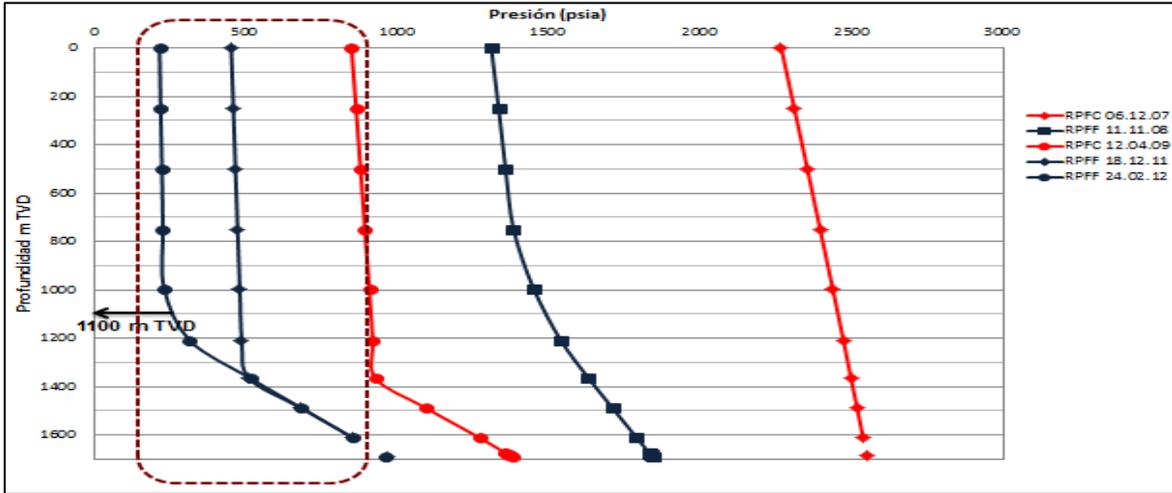


Figura 4. 112. Perfil de presiones del pozo Ámbar-9ST.

Un análisis nodal realizado en diciembre de 2007 mostró que el pozo operaba con problemas de colgamiento de líquido para estranguladores menores a 16/64", tal como se muestra en la figura 4.114.

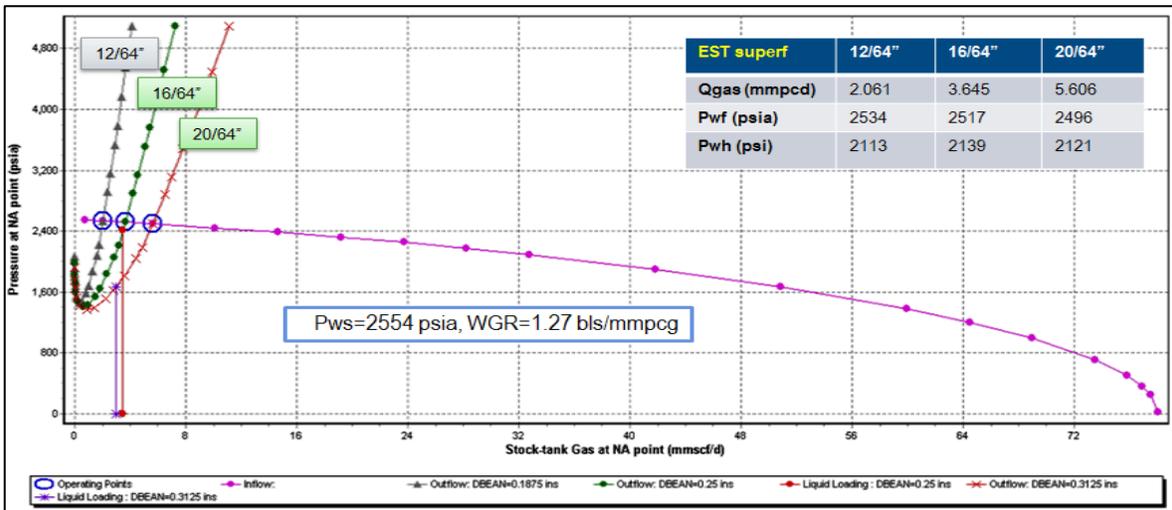


Figura 4. 113. Análisis nodal (2007), Pozo Ámbar-9ST.

Para mayo 2012, el análisis nodal muestra que el pozo presenta problemas de colgamiento de líquido (figura 4.115), con las siguientes características: $Pws=800$ psia, $Pwf= 764$ psia, $PT=450$ psi,

PL=240 psi, WGR= 115 bl/mmpcg y Est=28/64", y cuyo intervalo productor se localiza a 2147 – 2152 metros.

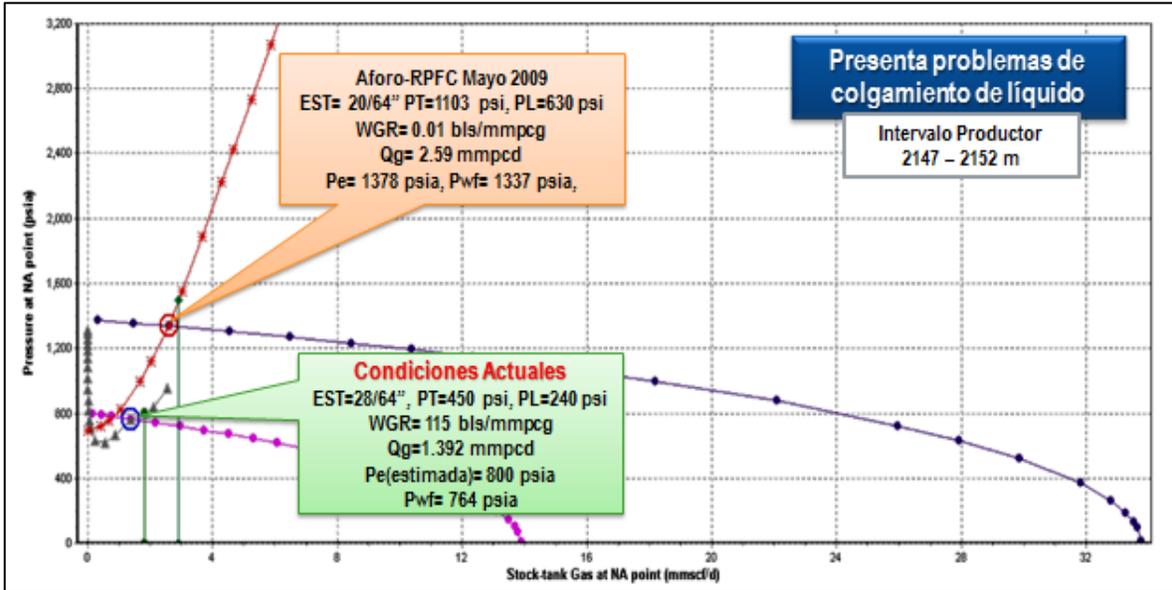


Figura 4. 114. Análisis nodal, Pozo Ámbar-9ST.

Con base en esto se realizó una simulación al análisis nodal, manteniendo el diámetro del estrangulador de 28/64" e instalando una Tubería Capilar de 1/4" a 2140 metros, dando como resultado que estas condiciones solventarían el problema de colgamiento de líquido. (Figura 4.116).

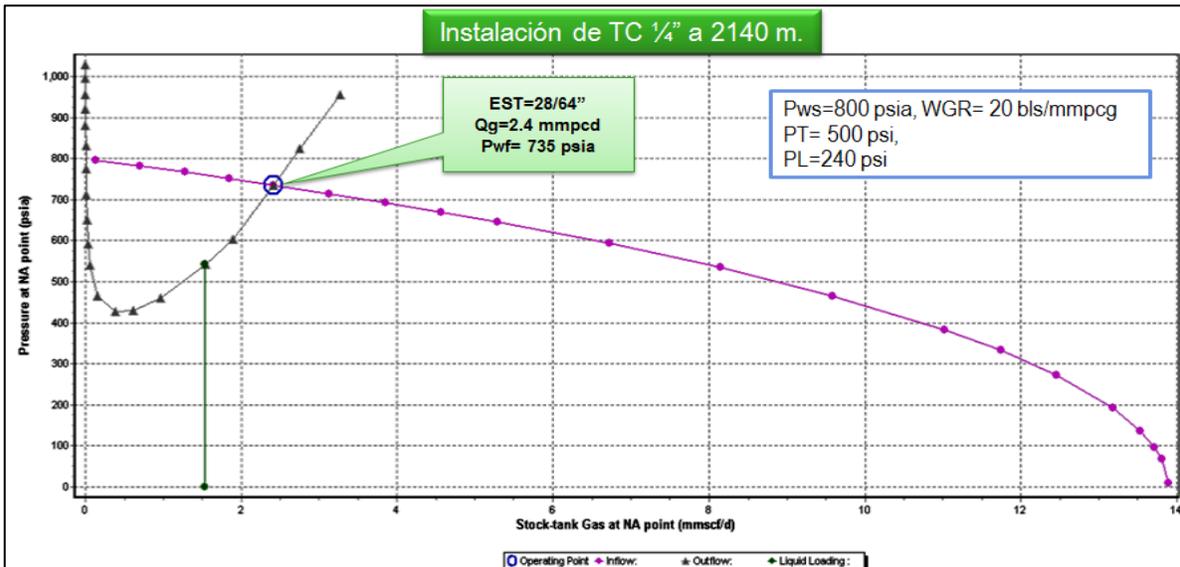


Figura 4. 115. Análisis nodal del pozo Ámbar-9ST con TC 1/4"

4.8.4. Generación de Soluciones

Del análisis nodal a las condiciones operativas para Mayo 2012, el pozo opera con colgamiento de líquidos. El análisis de sensibilidad con TC ¼" asentada a 2140 metros, muestra que el pozo operaría en condiciones estables sin problemas de arrastre de líquidos.

Se recomienda:

1. Tomar Aforo y RPF.
2. Instalar TC ¼" a la profundidad de 2140 m.
3. Como medida preventiva, hacer seguimiento al comportamiento de presión en cabeza del pozo para considerar la colocación de un Compresor a Boca de pozo.

Con base a esto, y considerando que se requiere actualizar la información para ajustar el análisis nodal, se espera un incremento de producción de **0.6mmpcd**.

4.9. Pozo Ámbar-10

Incremento en la producción de agua (Q_w) con probable obstrucción en la tubería por arenamiento.

4.9.1. Análisis a Nivel Yacimiento

La interpretación sísmica procesada muestra desarrollos a nivel del Plioceno Inferior, correspondientes al desarrollo de las arenas pertenecientes a los yacimientos Laplace y Fourier; en dichas arenas se observa continuidad con los pozos correlacionados Ámbar-235, 8, 10, 46, 7 y 6. (Figuras 4.117 y 4.118)

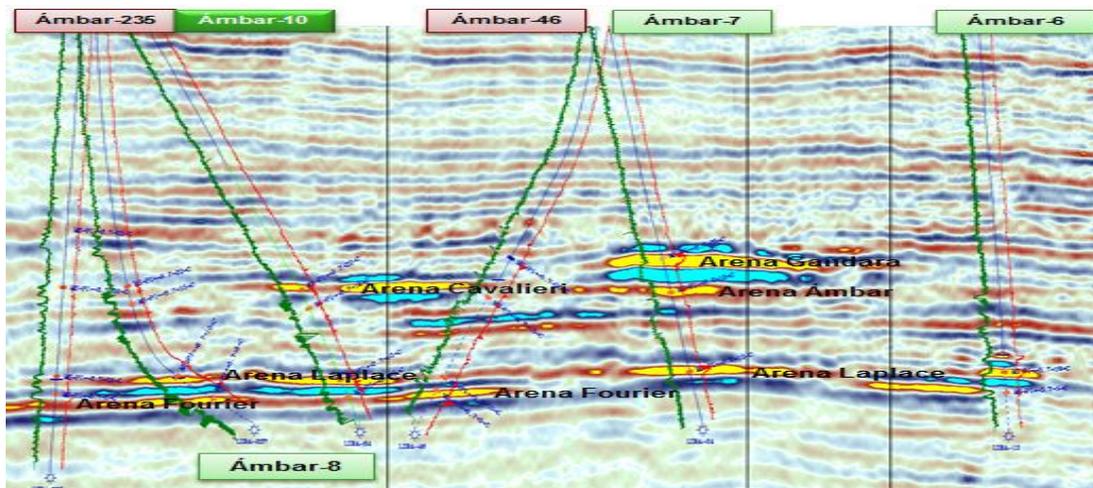


Figura 4. 116. Sección sísmica de las Arenas Laplace-Fourier, Pozo Ámbar-10.

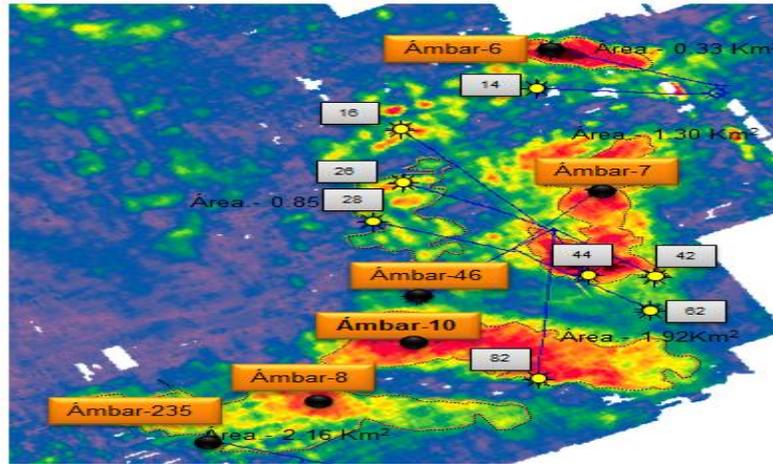


Figura 4. 117. Horizonte sísmico de las Arenas Laplace-Fourier, Pozo Ámbar- 10.

Correlación estratigráfica

La figura 4.119 muestra el pozo Ámbar-10, comparado con los pozos Ámbar235, 8, 46, 7 y 6, en las arenas Laplace y Fourier del Plioceno Inferior, observándose continuidad de las arenas. Destacando la no presencia de Fourier en el Ámbar-7. El modelo de este yacimiento corresponde a canales activos.

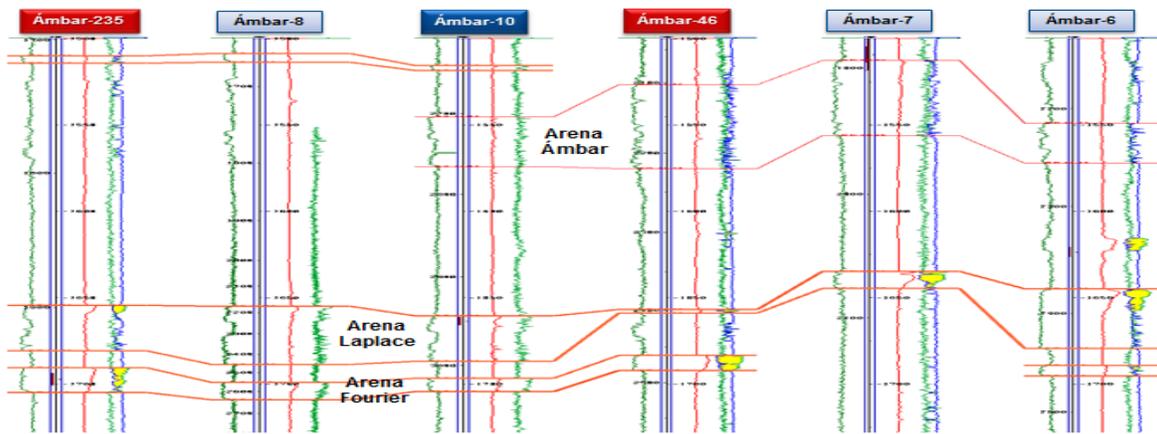


Figura 4. 118. Correlación estratigráfica, Pozo Ámbar-10.

Los pozos Ámbar-10 y Ámbar-222 han mostrado indicios de arenamiento. En la distribución de facies (figura 4.120) se observa que estos pozos están ubicados en los bordes del lóbulo proximal, donde se presume que la cementación de la matriz no es totalmente consolidada.

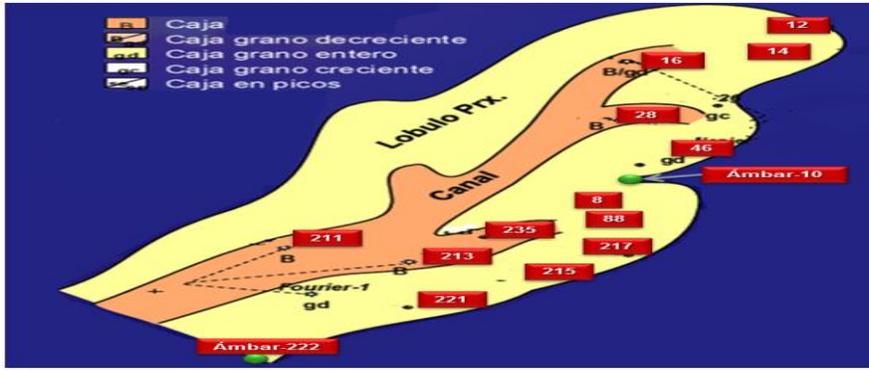


Figura 4. 119. Efectos de la distribución de facies en el Yacimiento Fourier.

Petrofísica de la Arena Laplace

En el registro de la figura 4.121 se identifica un buen desarrollo de arena con intercalaciones lutíticas bien definidas, correspondientes al yacimiento Laplace del Plioceno Inferior. Este intervalo fue habilitado a producción y sus resistividades están alrededor de 3.1 Ohm-m.

Se distingue el cruce de las curvas NPHI-RHBO, más pronunciado hacia la cima de la arena; hacia la base se observan resistividades de 2.4 Ohm-m. La información aportada por el registro MDT tomado en Junio de 2005 corrobora la presencia de gas.

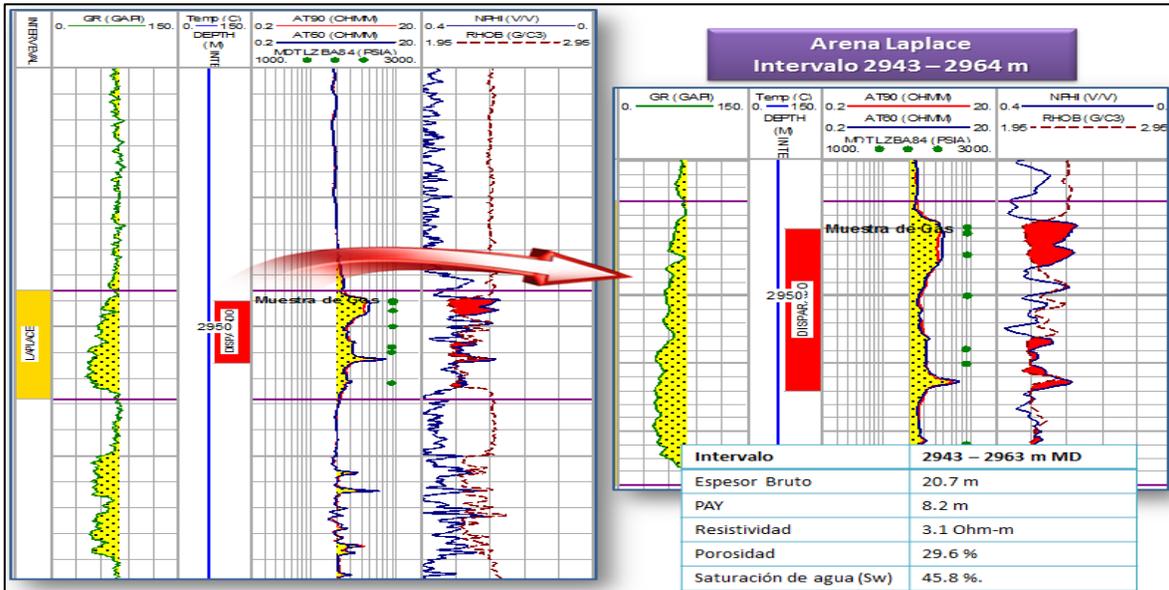


Figura 4. 120. Petrofísica de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-10.

Petrofísica de la Arena Fourier

En el registro de la figura 4.122 se identifica un buen desarrollo de arena con intercalaciones lutíticas bien definidas, correspondientes al yacimiento Fourier del Plioceno Inferior. Este intervalo fue habilitado a producción, sus resistividades están alrededor de 4.2 Ohm-m.

Se distingue el cruce de las curvas NPHI-RHOB y la información aportada por el registro MDT tomado en Junio de 2005, corrobora la presencia de gas. Hacia la base de la arena ya no se observa el cruce de estas curvas, indicando la presencia arenas con alta saturación de agua.

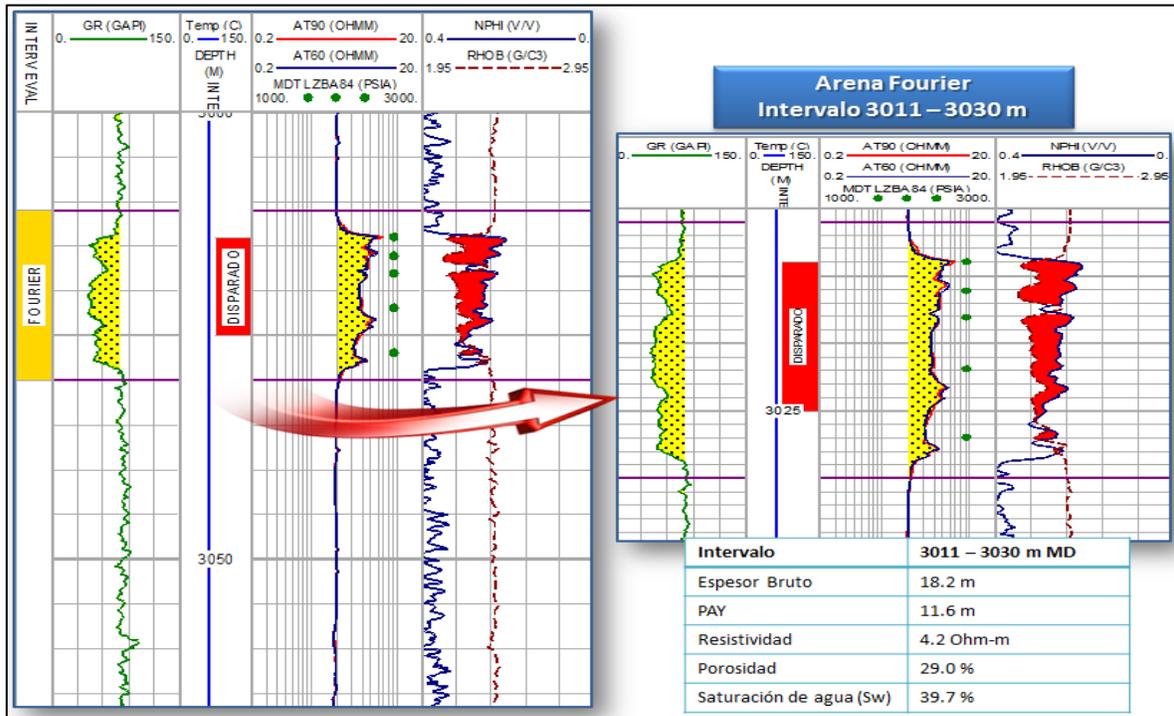


Figura 4. 121. Petrofísica de la Arena Fourier, Pozo Ámbar-10.

Con base en el análisis de los registros eléctricos realizados en el pozo Ámbar-10, se obtuvieron las características petrofísicas para las arenas Laplace y Fourier, tal como se muestra en las figuras 4.123 y 4.124.

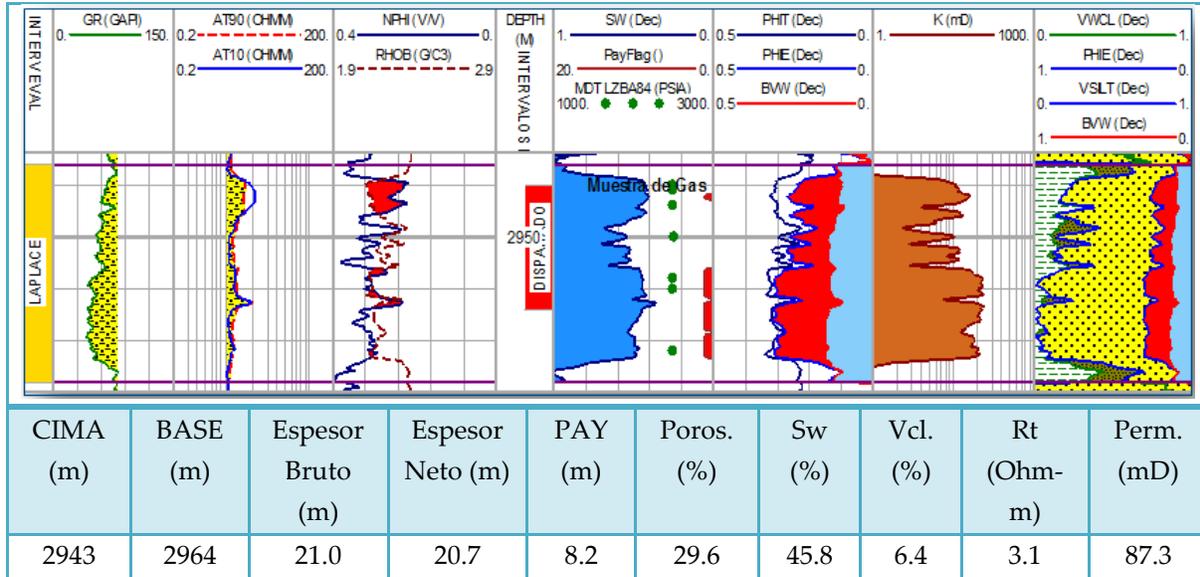


Figura 4. 122. Características petrofísicas de la arena Laplace, Pozo Ámbar-10.

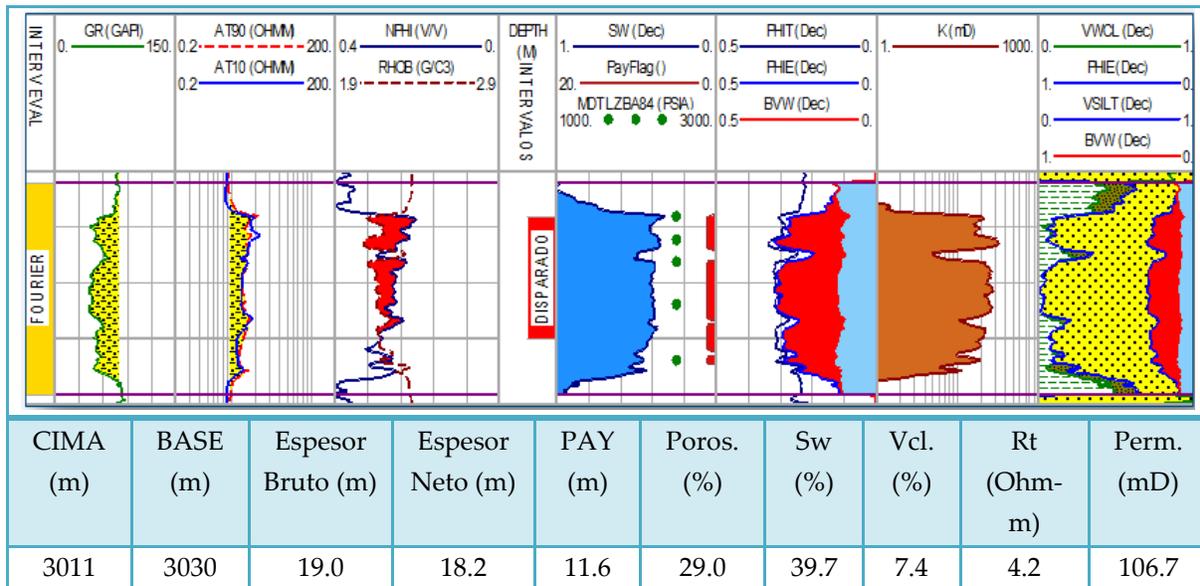


Figura 4. 123. Características petrofísicas de la arena Fourier, Pozo Ámbar-10.

4.9.2. Análisis a Nivel Pozo

May-2005: Perforación: 17-05-05 al 06-06-05

Armó sarta de perforación con barrena de 12 1/4". Perforó con barrena de 12 1/4" hasta 76 m. Armó equipo de apriete para bajar TR 9-5/8". Bajó zapata flotadora 9-5/8" + 1 tramo TR 9-5/8" 36 lb/pie J-55 BCN + cople flotador 9-5/8" + 5 tramos Tr 9-5/8" 36 lb/pie J-55 BCN hasta 75 m. Realizó cementación TR 9-5/8" a 71 m. Probó hermeticidad de TR 9-5/8" con 1000 psi por 15 minutos. Perforó verticalmente hasta 114 m. Perforó con barrena 8 1/2" hasta 560 m. Circuló. Realizó viaje corto hasta 71 m. Bajó sarta hasta 560 m. Bajó TR 7" 23lbs/pie N-80 hasta 557 m. Cementó TR 7" 23 lbs/pie N-80 BTC a 557 m. Probó hermeticidad de TR 7"+ cople flotador con 2800 psi por 15 min. Perforó con barrena de 6 1/8" hasta 3129 m.

Jun-2005: Terminación: 13-06-05 al 22-06-05

Bajó 261 tramos TR 3-1/2" multivam N-80 9.2 lbs/pie a 3127 m. Realizó cementación TR 3-1/2" multivam N-80 9.2 lbs/pie, unidad de alta presión. Probó árbol de navidad y TR 3-1/2" con 4000 psi por 10 minutos. Armó pistolas de 2", cargas PJ-2006, DP, HMX, 20 cgs/m, 60 grados fase para disparar intervalo 3014-3025 m (11 m). Conectó pistolas de 2", cargas PJ-2006, DP, HMX, 20 cgs/m, 60 grados fase para disparar el intervalo 2945-2957 (12 m.). Abrió pozo en válvula de 1/2" árbol hasta múltiple de estrangulamiento cerrado. Registró 2300 psi. Realizó prueba de potencial de gasto variable.

Abr-2007: Calibró con B.I. 2-1/8" hasta 3035 m. Tomó RPFf por estaciones cada 250 m hasta 3030 m.

Dic-2007: Calibró con B.I. 2" a 3035 m. Tomó RPFf cada 200 m hasta 2900 m; y tomó cada 5 m durante 5 minutos c/u hasta 3030 m.

Feb-2008: Bajó barra calibradora de 2-1/8" hasta 1153 m encontrando resistencia franca e intentado pasar la misma en varias ocasiones sin éxito. Recuperó herramienta en superficie.

Jul-2008: Calibró con B.I. 1-3/4" hasta 3039 m. Tomó RPFf a 3039 m.

Sep-2008: Con equipo de TF instalado al 100% desplazó 20 bls de agua dulce del carrete de TF con 300 m³ de N₂ a prensa metálica. Abrió pozo PTP=1300 psi por 1/8", abriendo gradualmente hasta 3/4". Bajó TF sin bombeo hasta 530 m, donde encontró resistencia, verificó peso y tensión en varias ocasiones, encontrando la misma resistencia. Desmanteló equipo de TF.

Oct-2008: Calibró con B.I. 1-3/4" hasta 3035 m. Tomó RPFf cada 250 m hasta 3030 m.

Oct-2008: Se instaló equipo de inyección de química espumante. Introdujo TC de 1/4" con pozo abierto (2915 m + 30 m de cola en superficie). Entregó pozo abierto a personal de producción

Pemex, quedó equipo de inyección operando con 30 EPM, inyectando 100 lts/día para llenar línea de TC, volumen dosificado en contenedor de 600 lts.

May-2009: Se realizó mantenimiento de TC. Introdujo TC de ¼" con pozo abierto (2885 m + 30 m de cola en superficie). Equipo de inyección de químico espumante quedó con 2 contenedores de 200 lts c/u; quedó equipo de inyección en general operando con 30 EPM para inyectar 100 lts/día y llenar línea de TC vacía, volumen total dosificado en contenedor de 400 lts.

Ago-2009: Se realizó mantenimiento de TC. Inyectándose el doble de capacidad de la TC 108 lts. Se reinició la inyección de química espumante, quedando bomba en general operando con 27 EPM para una inyección de 80 lts/día.

Abr-2010: Se realizó mantenimiento de TC. Presentándose atascamiento, logrando desatascar la TC al tensionar hasta 1500 lbs. Equipo de fondo presentó oxido. Se bajó TC lavada y EF limpio a 2885 m, dejando 30 m de cola.

Nov-2010: Se realizó mantenimiento de TC.

Jun-2011: Calibró pozo con 2" a 3035 m. Con barril muestrero tomó muestra a 3035 m. Tomó RPF por estaciones cada 250 m por 5 min a 3030 m.

Jun-2011: Instaló TC de ¼" hasta 2855 m, dejando 30 m de cola. Probó equipo de inyección de químicos, dejó operando inyectando 24 EPM.

Nov-2011: Se realizó mantenimiento de TC.

May-2012: Calibró con 2.6" a 2510 m donde detectó resistencia franca (fondo 3110 m; intervalos abiertos 3014-3025 y 2945-2957 m). Recuperó aparejo de calibración observando sedimento impregnado en el mismo.

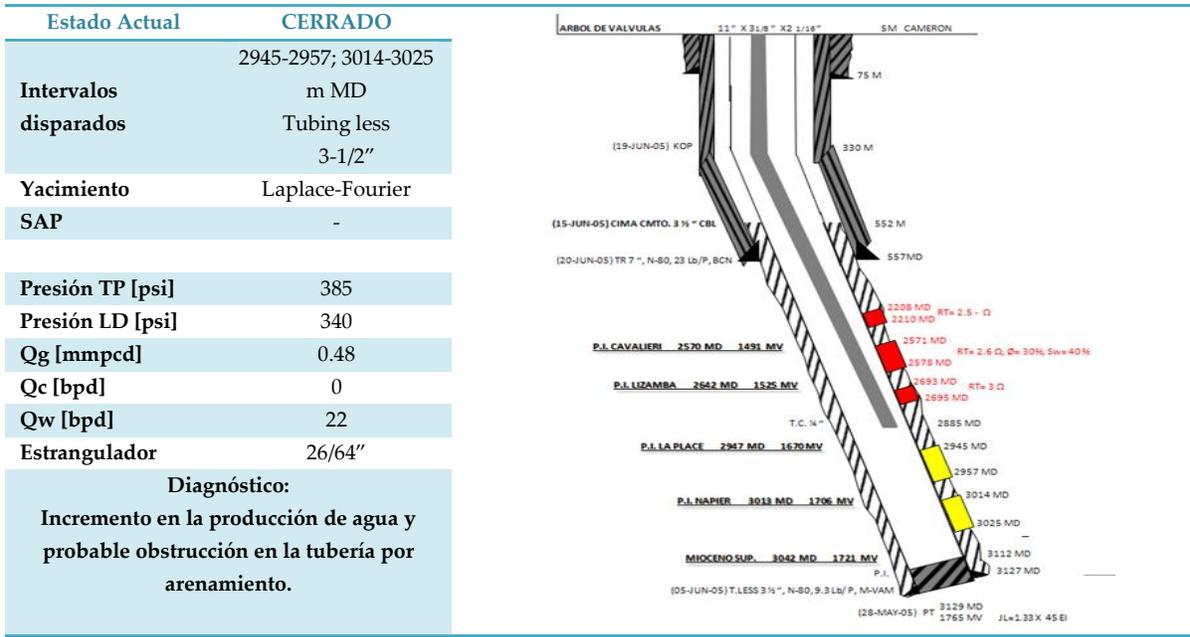


Figura 4. 124. Estado mecánico y características principales, Pozo Ámbar-10.

Se instaló una TC de 1/4" en octubre de 2008 y fue retirada el marzo de 2012.

4.9.3. Revisión del Sistema Integral de Producción

La figura 4.126 muestra el histórico de producción del pozo Ámbar-10, a Mayo de 2012 el pozo reportó una producción de gas de 0.48 mmpcd y 22 bpd de agua. La producción acumulada de gas, a mayo de 2012, es de 3.2 mmmpc.

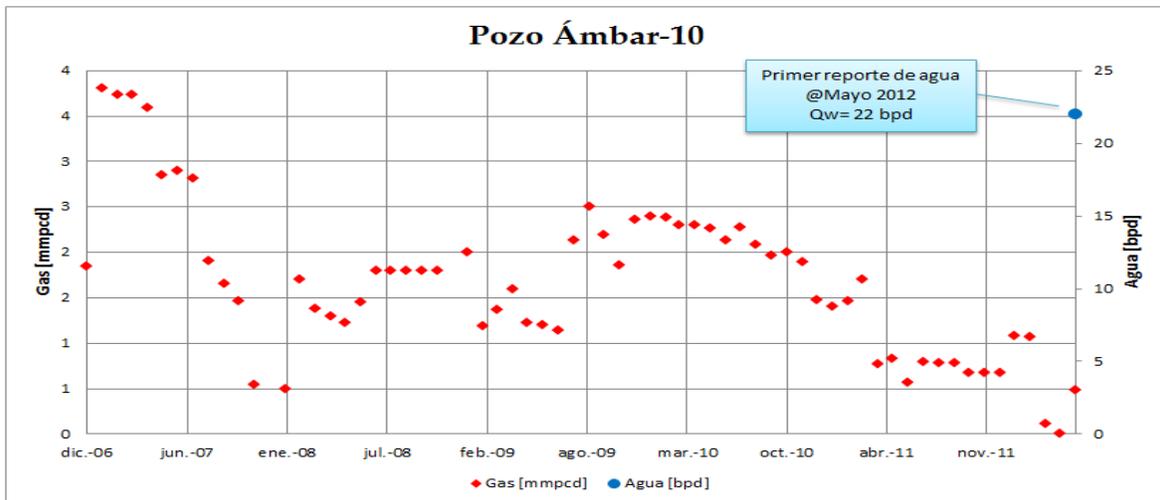


Figura 4. 125. Histórico de producción, Pozo Ámbar-10.

Actualmente el pozo se encuentra cerrado a producción debido al aumento en la producción de agua y probable obstrucción en la tubería por arenamiento.

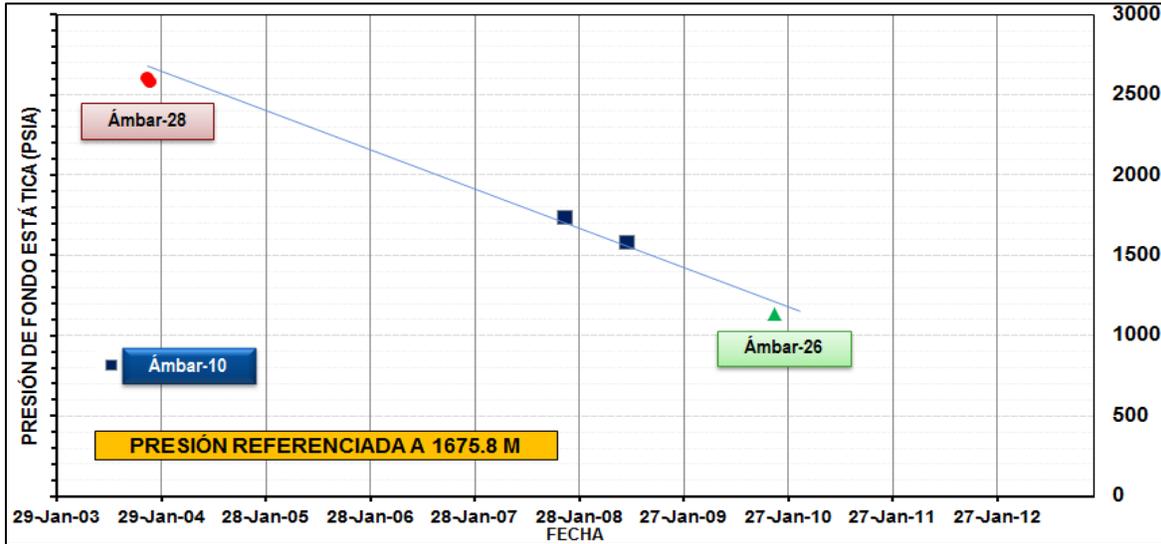


Figura 4. 126. Comportamiento de presión, Yacimientos Laplace - Fourier.

El perfil de presiones de la figura 4.128 muestra que existe un cambio de gradiente a partir de 2250 m MD (1377.6 m TVD), el cual va incrementando hasta un valor de 0.2914 psia/pie @ 3030 m MD (1719.3 m TVD), indicando la presencia de Agua. Observándose una declinación en la presión de yacimiento y la presión de cabeza.

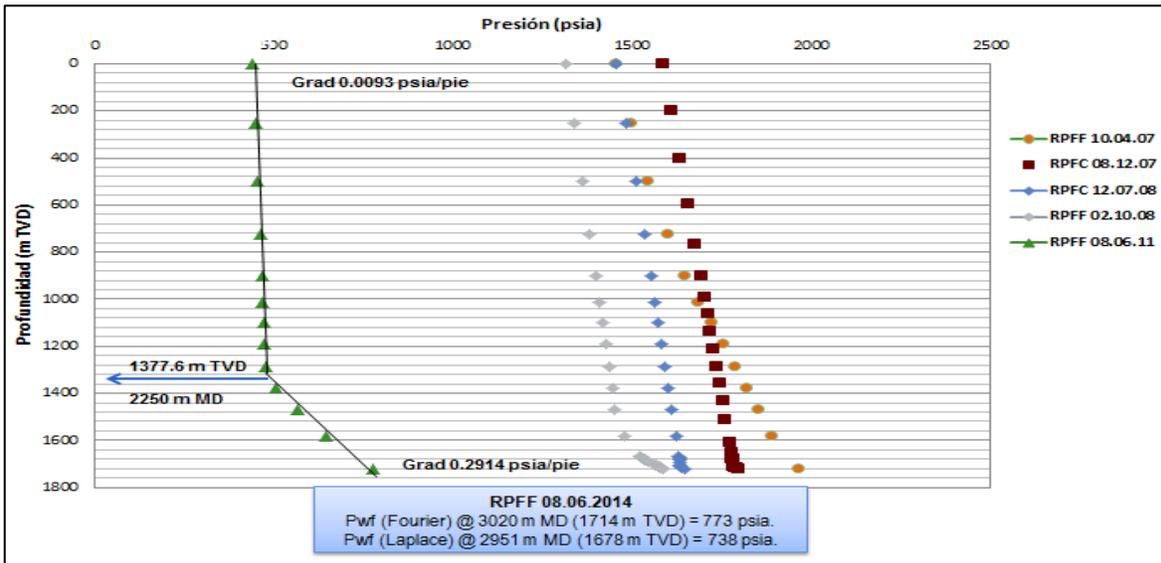


Figura 4. 127. Perfil de presiones del pozo Ámbar-10.

El análisis nodal realizado en Junio 2005 al pozo mostraba un comportamiento de producción estable. (Figura 4.129)

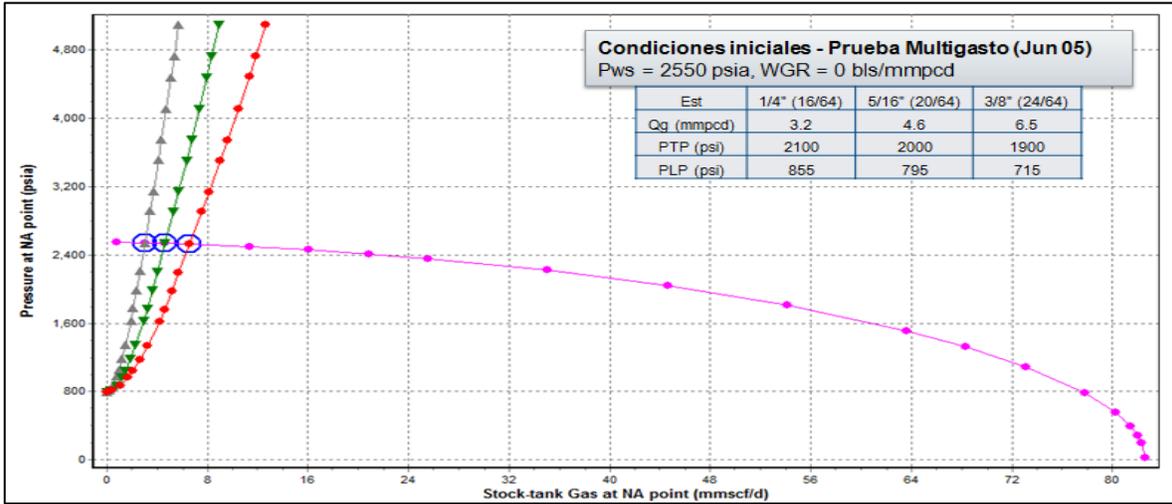


Figura 4. 128. Análisis nodal (Jun 2005), Pozo Ámbar-10.

En el análisis nodal con las ultimas condiciones para Marzo de 2012, antes de cerrarse el pozo por presiones igualadas el 5 de Marzo, se observa una condición de producción inestable y colgamiento por líquidos; debido al incremento en la producción de agua y la probable obstrucción en la tubería por arenamiento. (Figura 4.130).

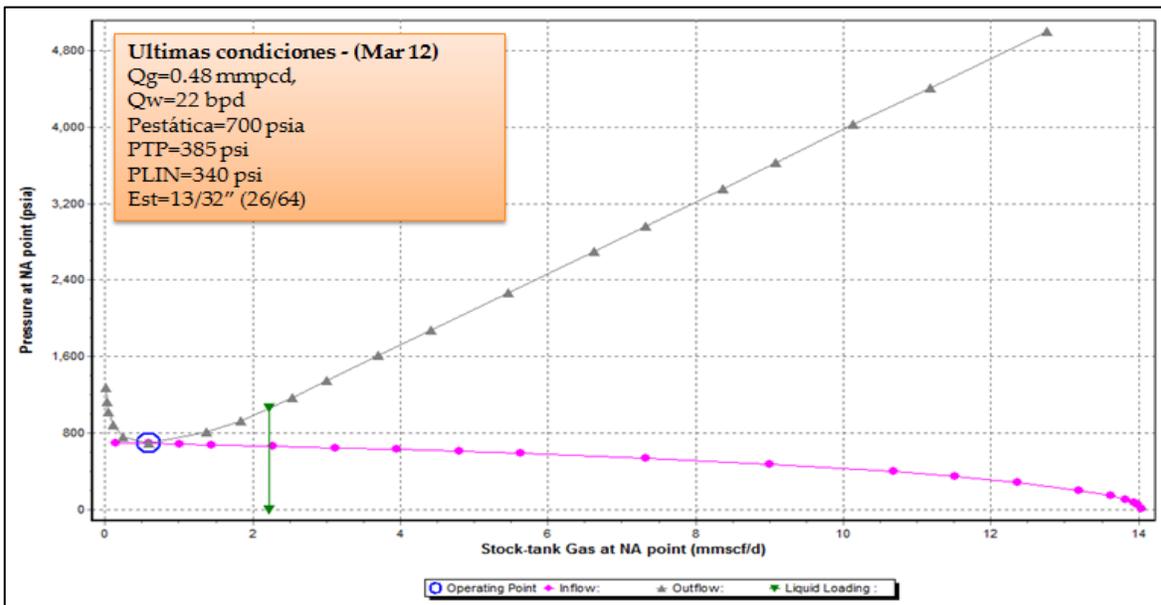


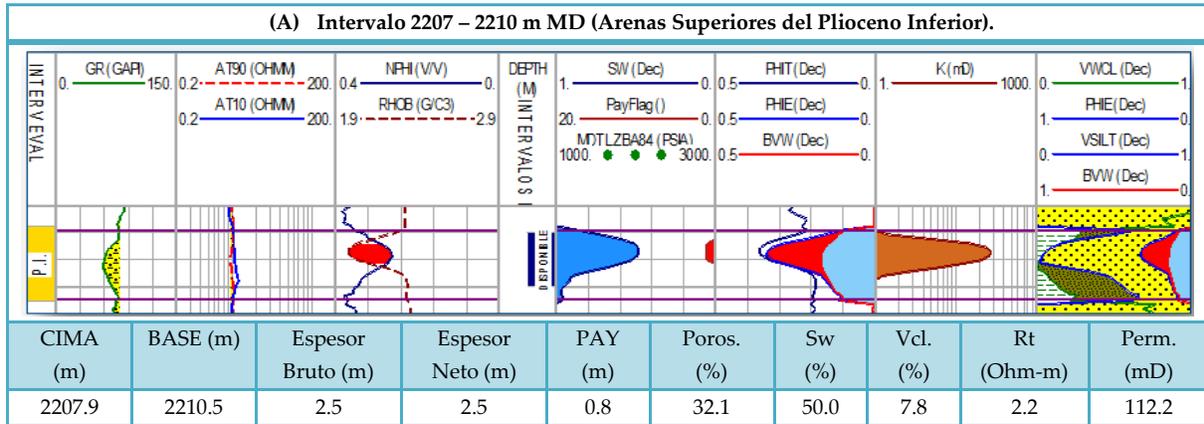
Figura 4. 129. Análisis nodal (Marzo 2012), Pozo Ámbar-10.

4.9.4. Generación de Soluciones

En el análisis petrofísico se identifican tres desarrollos de arena saturado por gas y separados por intercalaciones lutíticas muy bien definidos. Para la evaluación se consideraron los siguientes intervalos:

1. Intervalo 2207 – 2210 m MD (Arenas Superiores del Plioceno Inferior). Dado el poco espesor de la arena, no se considera económico habilitarlo a producción. Sin embargo, de decidir habilitarlo se recomienda disparar: 2208 – 2209 m MD (1 m).
2. Intervalo 2569 – 2582 m MD (Yacimiento Cavalieri). En esta arena se encuentra un intervalo disponible a habilitar a producción, se recomienda disparar como sigue: 2571 – 2574 m MD.
3. Intervalo 2642 – 2650 m MD (Yacimiento Ámbar). En esta arena se encuentra un intervalo disponible a habilitar a producción, sin embargo, por la cercanía del contacto WGC a la cima de la arena, no se recomienda habilitar a producción.

Las figuras 4.131 A-B-C muestran las características petrofísicas de éstos intervalos.



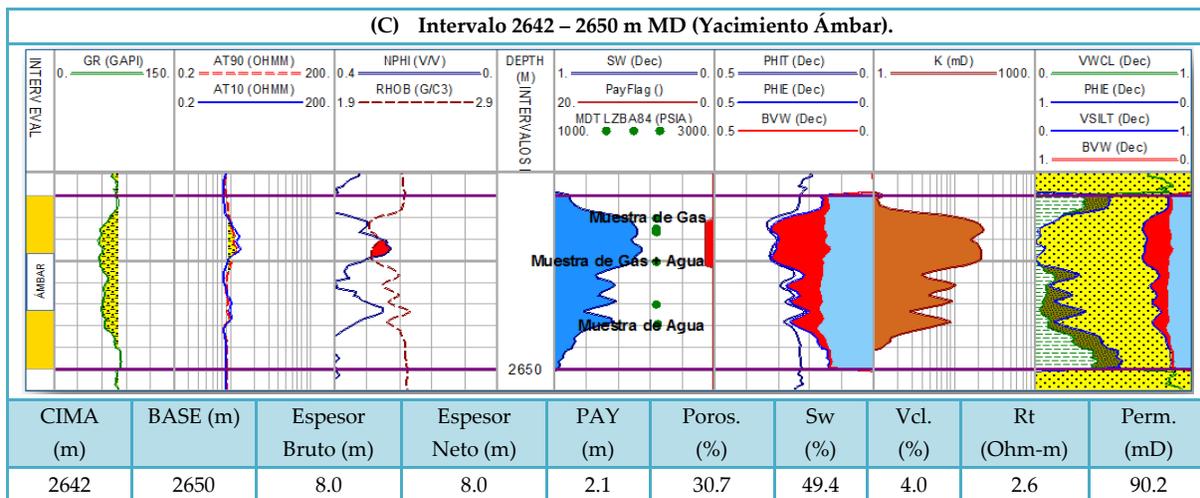
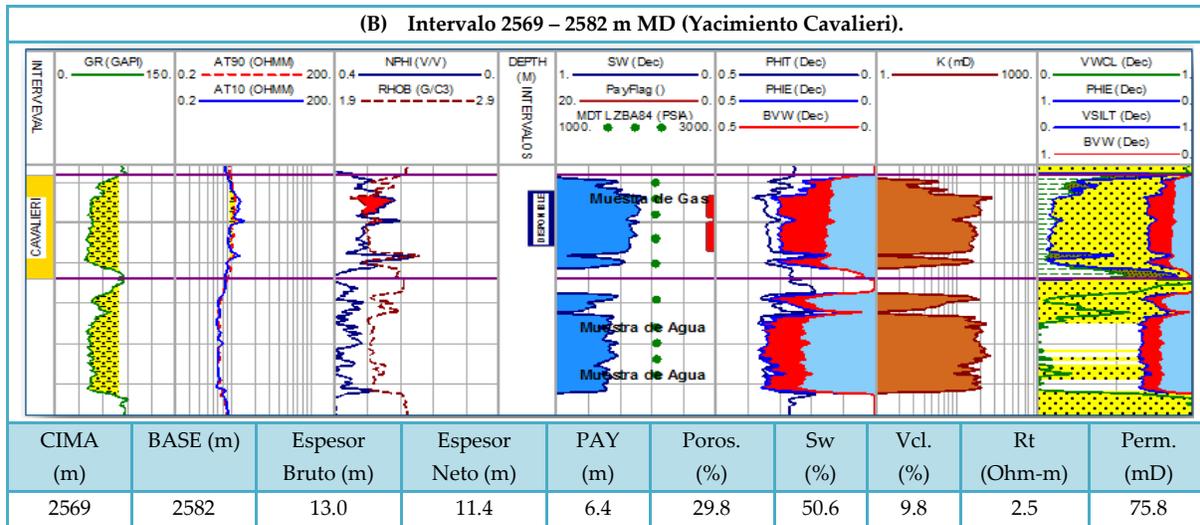


Figura 4. 130. Características petrofísicas de los intervalos propuestos a habilitar, Pozo Ámbar-10.

Es importante destacar, que en el yacimiento Cavalieri hay otros pozos produciendo y que existen contactos gas-agua identificado, aun cuando en este pozo no se visualizan. Por lo tanto, es necesaria la toma de información que valide el estado de las saturaciones y nivel de los contactos.

Se recomienda:

1. Realizar limpieza según los análisis de la muestra recuperada.
2. Tomar un registro PLT para discretizar la producción de hidrocarburos proveniente de cada yacimiento, y determinar de dónde proviene el agua producida por el pozo.
3. Abrir el pozo a producción, instalar TC de ¼" @ 2915 m MD (1660.8 m TVD), compresor a boca de pozo y estrangulador de 1/2" (32/64). (Figura 4.132)

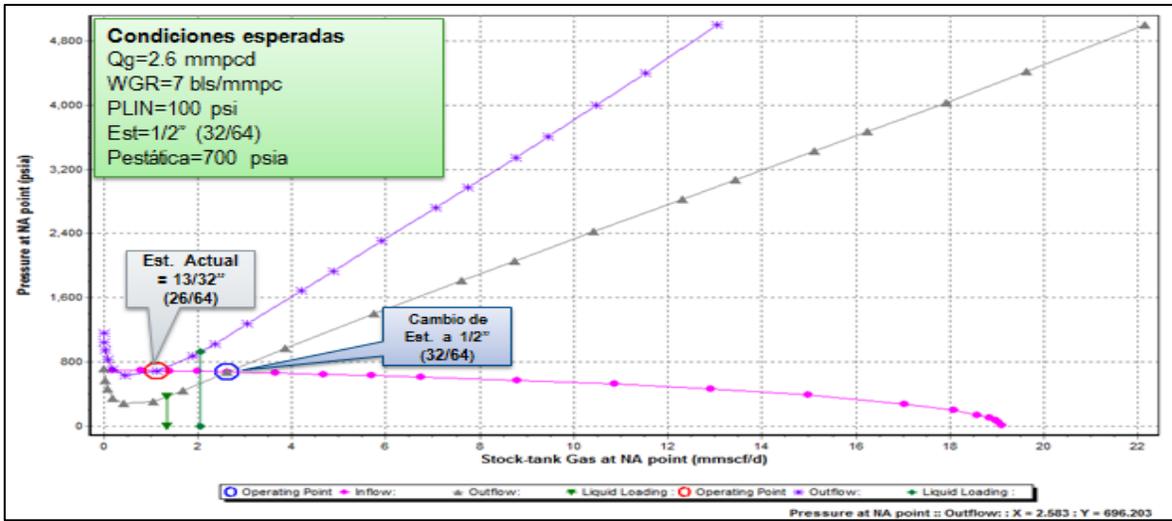


Figura 4. 131. Análisis nodal del pozo Ámbar-10, condiciones esperadas.

Dada la incertidumbre que se maneja en el pozo por la poca información existente se le asignara a esta intervención un aporte adicional de solo **0.6 mmpcd**.

4.10. Promesa de Valor para el Activo Integral Veracruz

A continuación se describe la estrategia planteada para el Activo Integral Veracruz en función de la oportunidad existente de pozos con potencial de optimización y reactivación, y de esta manera se estima la promesa de valor como parte de la ENPP para el Activo en un horizonte económico de 5 años.

La tabla 4.11 y 4.12 muestran a modo de resumen el status de los pozos en el AIV.

Tabla 4. 11. Estado de Pozos para el AIV al 2013.

Región	Activo	Pozos Operando		Pozos Cerrados		Total de pozos
		Productores	Inyectores	Con posibilidad	Sin posibilidad	
Norte	Veracruz	263	12	56	130	461

Tabla 4. 12. Relación de pozos para el AIV. (Optimización y Reactivación).

Aceite	# Pozos	Estudiados	%
Productores (Optimización)	39	12	30
Cerrados con posibilidad (Reactivación)	6	4	60
Gas			
Productores (Optimización)	224	68	30
Cerrados con posibilidad (Reactivación)	50	30	60
TOTAL	319	114	

Para aceite:

- Se considera el 60 % del total (6) de pozos de aceite con posibilidad para la promesa de valor de Reactivación para el AIV, con un plan de incorporación de 1 pozos por mes.
- Se considera el 30 % del total (39) de pozos de aceite operando para la promesa de valor de Optimización para el AIV en 1 año, con un plan de incorporación de 1 pozos por mes.

Para Gas

- Reactivación de 30% del total de pozos con posibilidad (50), en 30 meses, con un plan de incorporación de 1 pozos por mes.
- Optimización de 60% del total de pozos Operando (224) en 34 meses, con un plan de incorporación de 2 pozos por mes.

4.10.1. Premisas en la estimación del valor de oportunidad para pozos de aceite y gas, Optimización y Reactivación para el AIV

Se definieron tres tipologías de pozos:

- Tipo I: pozos de baja complejidad y aplicación de procesos y tecnologías actuales.
- Tipo II: considera pozos de mediana complejidad y aplicación de procesos , tecnologías y mejores prácticas en función del aprendizaje de la primera etapa de ejecución (pozo tipo I).
- Tipo III: considera pozos de mayor complejidad y aplicación de procesos, tecnologías y mejores prácticas y lecciones aprendidas; con equipos de trabajo capacitados al nivel de desempeño deseado (nivel 3).

Con base en los Prontuarios de Producción de la Región Norte y datos de Producción proporcionados por la Subdirección de Planeación, se consideró que el porcentaje de declinación es igual para cada tipología de pozo definida. En la Región Norte se considera que la Reactivación de pozos tiene una vida productiva de 5 años.

Para cada tipología de pozos se estimaron, de modo probabilístico, los gastos de producción obtenidos. (Tablas 4.13 y 4.14).

Tabla 4. 13. Estimación de valor de oportunidad (Reactivación y Optimización) pozos de aceite, AIV.

AIV	Pozos Cerrados con posibilidades	No. Pozos a Reactivar	Pozo Tipo (I,II,III)	ΔQoi (bpd)			Distribución % Declinación del Activo
				Min	MP	Max	
Pozos de Aceite	6	4	2	48.4	57.4	66.4	
			1	57.5	68.8	80.0	
			1	62.3	74.9	87.5	
AIV	Pozos de Aceite Operando	No. Pozos a Optimizar	Pozo Tipo (I,II,III)	ΔQoi (bpd)			Distribución % Declinación del Activo
Pozos de Aceite	39	12	7	14.7	16.8	19	
			3	19.1	21.9	24.6	
			2	23.5	26.9	30.3	

Tabla 4. 14. Estimación de valor de oportunidad (Reactivación y Optimización) pozos de gas, AIV

AIV	Pozos Cerrados con posibilidades	No. Pozos a Reactivar	Pozo Tipo (I,II,III)	ΔQ_{gi} (mmpcd)			Distribución % Declinación del Activo
				Min	MP	Max	
Pozos de Gas	50	30	18	1	1.8	2.8	
			6	2	3.6	5.6	
			6	4	7.2	11.2	
AIV	Pozos de Aceite Operando	No. Pozos a Optimizar	Pozo Tipo (I,II,III)	ΔQ_{gi} (mmpcd)			Distribución % Declinación del Activo
				Min	MP	Max	
Pozos de Gas	224	68	40	0.5	0.9	1.4	
			15	1	1.8	2.8	
			13	2	3.6	5.6	

4.10.2. Pozos de Aceite

- Máxima Producción a los 12 meses con un rango entre 370 y 410 bpd, con un valor P50 de 390 bpd.
- Producción acumulada al primer año en un rango de 6.41 y 7.10 mmbls, con un valor P50 de 6.76 mmbls

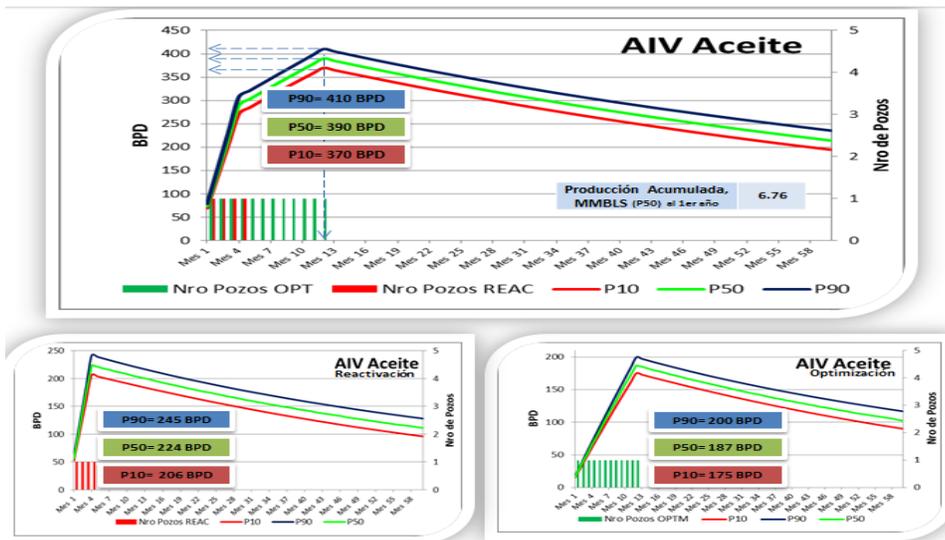


Figura 4. 132. Promesa de valor para pozos de aceite, AIV

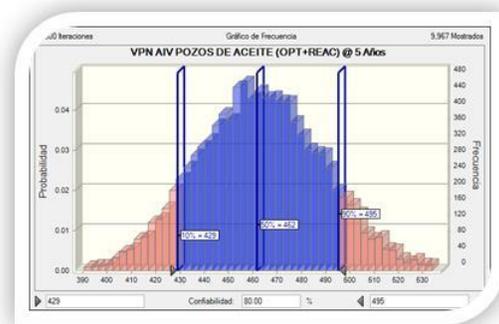
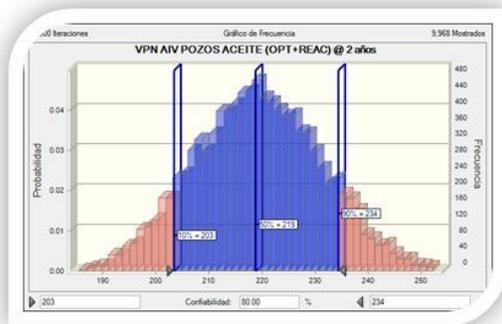
4.10.2.1. Indicadores Económicos

Tabla 4. 15. Premisas económicas para la optimización y reactivación de pozos de aceite, AIV.

Horizonte Económico	2 y 5 años
Reactivación pozos de aceite	4 pozos
Optimización pozos de aceite	12 pozos
Inversión por pozo promedio AIV	
➤ Reactivación	1.47 MM Pesos
➤ Optimización	6.00 MM Pesos
Costo de Operación Promedio (Opt+React)	
➤ Activo Integral Veracruz	12.19 USD/bl
Precio	
➤ Valor mínimo	104 USD/bl
➤ Valor máximo	112 USD/bl
Tasa de descuento	12 %
Paridad cambiaria	12.9 \$/USD

Tabla 4. 16. Evaluación económica (Horizonte de 2 y 5 años) pozos de aceite, AIV.

Indicadores Económicos		VPN	VPI	VPN/VPI	PRI (meses)	TIR (%)
		(MM\$)	(MM\$)			
@ 2 años	P10	203	70	5.76	8	13.67
	P50	219	72	6.07	8	14.99
	P90	234	73	6.37	9	16.46
@ 5 años	P10	429	99	8.68	8.71	13.67
	P50	462	102	9.06	8.9	14.99
	P90	495	106	9.42	9.12	16.46



4.10.3. Pozos de Gas

- Máxima Producción a los 34 meses con un rango entre 107 y 137 mmpcd, con un valor P50 de 122 mmpcd.
- Producción acumulada al primer año en un rango de 7.41 y 10.48 mmpc, con un valor P50 de 9 mmpc; mientras que para el quinto año estará en un rango de 97 y 126 mmpc, con un valor P50 de 112 mmpc.

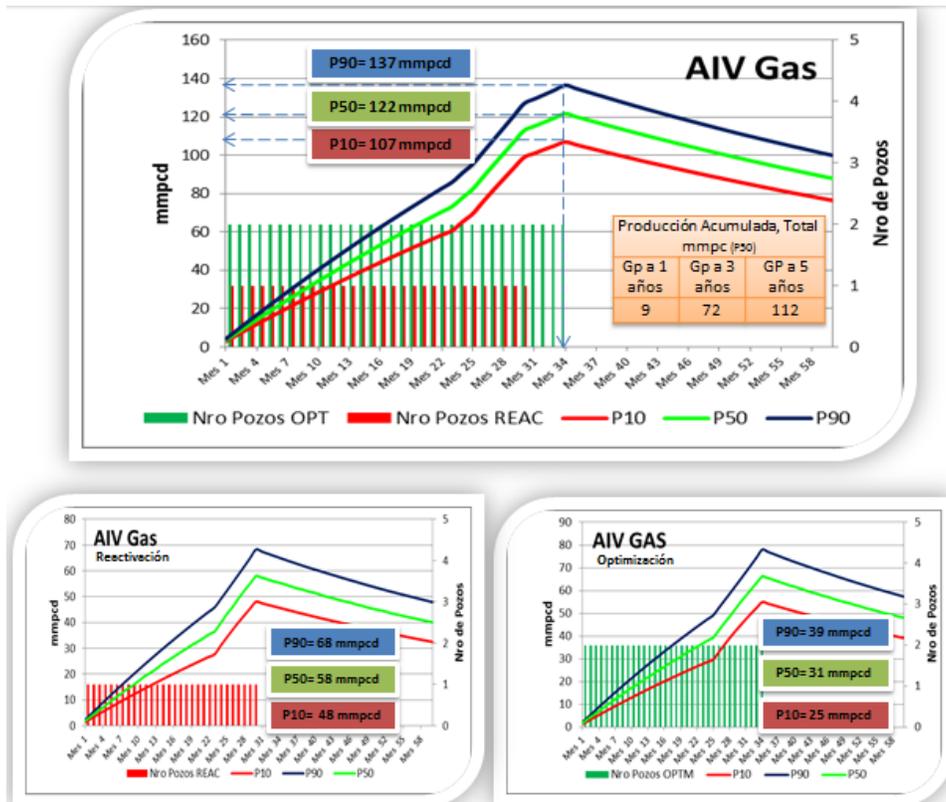


Figura 4. 133 Promesa de valor para pozos de gas, AIV

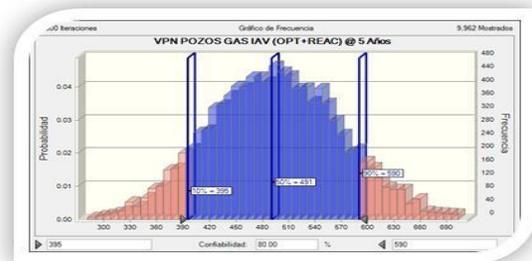
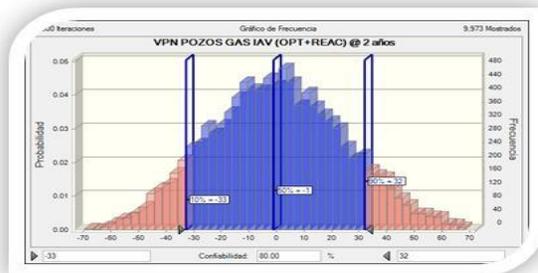
4.10.3.1. Indicadores Económicos

Tabla 4. 17. Premisas económicas para la optimización y reactivación de pozos de gas, AIV.

Horizonte Económico	2 y 5 años
Reactivación pozos de gas	30 pozos
Optimización pozos de gas	68 pozos
Inversión por pozo promedio AIV	
➤ Reactivación	1.47 MM Pesos
➤ Optimización	6.00 MM Pesos
Costo de Operación Promedio (Opt+React)	
➤ Activo Integral Veracruz	12.19 USD/bl
Precio	
➤ Valor mínimo	104 USD/bl
➤ Valor máximo	112 USD/bl
Tasa de descuento	12 %
Paridad cambiaria	12.9 \$/USD

Tabla 4. 18. Evaluación económica (Horizonte de 2 y 5 años) pozos de gas, AIV.

Indicadores Económicos	VPN (MM\$)	VPI (MM\$)	VPN/VPI	PRI (meses)	TIR (%)	
@ 2 años	P10	-33	199	-0.18	2	0.10
	P50	-1	203	0.15	2	0.70
	P90	32	207	0.48	2	1.30
@ 5 años	P10	395	289	2.76	5	29.39
	P50	491	300	3.32	5	33.97
	P90	590	311	3.85	6	39.91



Conclusiones

- I. La productividad de pozos, desde la perspectiva integral, permite generar valor (maximizar ganancia) a la industria petrolera nacional al maximizar la recuperación de reservas de hidrocarburos y administrando la declinación de los yacimientos.
- II. Con base en el nuevo enfoque de Productividad de Pozos se evaluaron las causas de la baja producción en tres (3) pozos de aceite y cinco (5) pozos de gas del AIV y se generaron propuestas de solución a fin de contrarrestar estos efectos.
- III. Las problemáticas detectadas en los pozos de aceite evaluados para este estudio, abarcan incremento en la producción de agua, formación de emulsiones, arenamiento, daño a la formación, deficiencias en la terminación, múltiples intervalos disparados y la incertidumbre de aporte por zona, fracturamiento parcial y alta viscosidad de los fluidos.
- IV. Las soluciones propuestas para los pozos de aceite son: cambio o adición de intervalo productor, ampliación del intervalo productor, re-disparar intervalo, fracturamiento, estimulación reactiva y no reactiva, uso de mejoradores de flujo, terminación por TP y espacio anular, cambio de aparejo de producción, instalación de SAP y corrida de registros PLT.
- V. En los pozos de gas se detectaron problemas de invasión de agua, bloqueo por agua, incremento en la producción de agua, colgamiento de líquido y probable obstrucción en la tubería por arenamiento.
- VI. Las soluciones propuestas para los pozos de gas son: cambio o adición de intervalo productor, cambio de aparejo de producción, instalación de sartas de ven combinación con compresores a boca de pozo, toma de registros PLT, cambios de estrangulador y aforo y calibración del modelo del pozo.
- VII. Las principales causas de la declinación de los yacimientos de aceite y gas son madurez, rápido avance de los contactos agua-aceite-gas, altas tasas de producción, explotación irracional de los yacimientos, falta de administración integral de yacimientos, optimización periódica de los SAP y necesidad de implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.
- VIII. La promesa de valor de la Estrategia Nacional de Productividad de Pozos para el Activo Integral Veracruz, es de 7 MMBls de producción acumulada de aceite, con la optimización y reactivación propuesta en este estudio, obteniéndose un VPN de 462 MM Pesos, una

Eficiencia de la Inversión de 9.06, una TIR de 14.99 y un Periodo de Retorno de Inversión de 9 meses para el Horizonte Económico de 5 años. En cuanto a la promesa de valor del gas para el AIV es de 9 MMpc con un VPN de 491 MM Pesos, una Eficiencia de la Inversión de 3.32, una TIR de 33.97% y un Periodo de Retorno de Inversión de 5 meses.

- IX. A pesar de que el proyecto de gas en AIV a dos años muestra indicadores negativos (con 48 pozos optimizados y 24 pozos reactivados se estima una producción de 77 mmpcd (P50)), los mismo se revierten a partir del cuarto año. Esto nos demuestra que el gas, por ser estratégico, debe ser valorado a largo plazo para demostrar su potencialidad y rentabilidad.
- X. Hay una clara evidencia del incremento en el número de pozos cerrados con posibilidad de reactivación y de optimización; que se ha detectado durante la implementación de la ENPP; debido a limitaciones en la ejecución en campo (operacionales y de disponibilidad de equipos para la intervención de estos pozos, falta de contratos de servicios o flexibilidad de los mismos, entre otras); por lo que es necesario considerar la creación de Unidades de Inversión de Productividad de Pozos por Activo y que sean coordinados por el los líderes regionales de la ENPP.
- XI. El Diagnóstico del Proceso de Productividad realizado en los 12 Activos de PEP durante el 2011 reveló que existen 521 causas que afectan el proceso, las cuales fueron clasificadas en 7 categorías taxonómicas (datos e información, gente y procesos, tecnologías, perforación y reparación, manejo en superficie, marco regulatorio y aspectos sociales) y 333 problemas diagnosticados, donde el 81% de las causas se ubica en datos e información (38%), Gente y procesos (22%) y Tecnologías (21%)
- XII. En los Activos existen pocos profesionistas con el nivel de competencia deseado en el área de Productividad de Pozos. Actualmente el nivel de competencia es de 1.76 (deseado 3). El promedio de especialistas por cada 100 pozos operando es de 2.35 y un especialista por cada 21 pozos cerrados con posibilidades.
- XIII. Para que el Proceso Integral de Productividad de Pozos (PIPP) sea efectivo se requiere de especialistas de Nivel 3, es decir que es necesario reducir las brechas de conocimiento en Productividad de Pozos, elevar el nivel de competencia y conocimientos del personal, desarrollar modelo de asimilación de nuevas tecnologías para el mejoramiento de la producción y mejorar el conocimiento en ciencias afines al PIPP, tales como Geología, Geofísica, Petrofísica, Economía, Riesgo e Incertidumbre.

- XIV. Los retos económicos de la ENPP son la reducción de costos, asignación presupuestal, creación de Unidades de Inversión de Productividad de Pozos por Activo e incrementar el componente nacional en productos y servicios.
- XV. Los retos tácticos de la ENPP son centralización y estandarización de las bases de datos, reducción de frecuencias de fallas en los Sistemas Artificiales de Producción, control en la producción de arena y agua, mejorar la medición y optimización individual de pozo, optimización de instalaciones superficiales de acuerdo a las capacidades de manejo, reducir instalaciones en áreas urbanas, coordinar la desincorporación de activos fijos, creación de los Centros Regionales de Productividad de Pozos y fortalecimiento y aprovechamiento de los fondos petroleros SENER-CNH para establecer alianzas y convenios con el CONACYT y entidades internacionales de investigación en el área de productividad de pozos.
- XVI. La promesa de valor de la Estrategia Nacional de Productividad de Pozos en un horizonte de cinco años es de 334 MMBls de producción acumulada con la intervención a 1,890 pozos por optimizar y 1,182 pozos candidatos a reactivación, que se traduce en un VPN de 260 MMM Pesos, una Eficiencia de Inversión de 4.06, una TIR de 16.12% y un Periodo de Retorno de Inversión de 10 meses.

Nomenclatura

°API	Densidad comercial del aceite crudo	mmbbls	Miles de millones de barriles
bls	Barriles	mmbbpce	Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente
bpd	Barriles diarios	mmmpc	Billones de pies cúbicos
BTU	British thermal unit	mmmpc	Miles de millones de pies cúbicos
feem	Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo	mmpc	Millones de pies cúbicos
fegsl	Factor de equivalencia calorífica del gas seco a líquido	mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
fei	Factor de encogimiento por impurezas	mpc	Miles de pies cúbicos
feilp	Factor de encogimiento por impurezas y licuables en planta	pc	Pies cúbicos
felp	Factor de encogimiento por licuables en planta	pce	Petróleo crudo equivalente
felt	Factor de encogimiento por licuables en el transporte	PVT	Presión-volumen-temperatura
frc	Factor de recuperación de condensado	SEC	Securities and Exchange Commission
frlp	Factor de recuperación de líquidos en planta	SPE	Society of Petroleum Engineers
gr/cm³	Gramos sobre centímetro cúbico	WPC	World petroleum council
kg/cm²	Kilogramos sobre centímetro cuadrado	1P	Reservas probadas
mbls	Miles de barriles	2P	Reservas probadas más probables
mbspce	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente	3P	Reservas probadas más probables más posibles
mmbbls	Millones de barriles	2D	Bidimensional
mmbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente	3D	Tridimensional

Glosario

Activo de Producción	División interna de Pemex Exploración y Producción cuyo objetivo es el de explorar y producir petróleo crudo y gas natural. Esta organización se encuentra dirigida por un Subdirector Regional y se divide a su vez en activos de exploración, cuya responsabilidad es descubrir nuevos yacimientos de petróleo, y activos de producción, en los que recae la responsabilidad de administrar la producción de los campos petroleros.
Análisis PVT	Pruebas de laboratorio realizadas a fin de determinar de forma cualitativa y cuantitativa las propiedades de los fluidos producidos en los pozos de hidrocarburos y su comportamiento con respecto a la variación de la presión, el volumen y la temperatura, simulando las condiciones de yacimiento, a la que son sometidos durante las etapas de explotación.
Anticlinal	Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.
API	American Petroleum Institute
Barril	Unidad internacional de comercialización del aceite crudo (aceite en el tanque de almacenamiento), condensados y líquidos de planta.
Campo petrolero	Área consistente de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas. Pueden existir dos o más yacimientos en un campo separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateral mente por barreras geológicas, o por ambas.
Costo operacional	Costo relacionado a la extracción de un barril de petróleo terrestre y costafuera. Es el importe de las erogaciones que se efectúan para el desarrollo de las funciones administrativas y de producción, como son: gastos en mano de obra, adquisición de materiales, conservación, mantenimiento y servicios generales. Estas operaciones no incrementan los activos de la empresa.
Cuenca petrolera	Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.
Densidad API	Medida de densidad que, en comparación con el agua, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo.
	$API = \left(\frac{141.5}{GEO_{60}^{\circ F}} \right) - 131.5$
Desviación estándar (σ)	Índice numérico de la dispersión de un conjunto de datos (o población). Mientras mayor es la desviación estándar, mayor es la dispersión de la población. La desviación estándar es un promedio de las desviaciones individuales de cada observación con respecto a la media de una distribución. Así, la desviación estándar mide el grado de dispersión o variabilidad.
Diagrama de Tornado	Es una de las representaciones graficas de los resultados del Análisis de Sensibilidad que se realizado para dimensionar el impacto que las incertidumbres de las variables de entrada a un modelo introducen en la variable de salida o resultado del modelo.

Distribución Probabilística	Es un modelo matemático que permite cuantificar la probabilidad asociada a un valor específico de una variable, es decir un modelo que considera todos los posibles valores que dicha variable puede tomar y sus probabilidades.
DSVPN	Desviación estándar del VPN.
Escenario	Es una combinación de opciones que marcan un único curso de acción.
Estado de Pozos	Relación de pozos (universo de pozos) con los que Pemex Exploración y Producción cuenta a una determina fecha, generalmente anual.
Evaluación Probabilística	Implica la incorporación de distribuciones de probabilidad para reproducir el comportamiento de las variables técnicas, operacionales y financieras relevantes que introducen incertidumbre en un proyecto.
Falla geológica	Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.
Falla Inversa	Es el resultado de las fuerzas de compresión, en donde uno de los bloques es desplazado hacia arriba de la horizontal. Su ángulo es de cero a 90 grados y se reconoce por la repetición de la columna estratigráfica.
Falla Normal	Es el resultado del desplazamiento de uno de los bloques hacia abajo con respecto a la horizontal. Su ángulo es generalmente entre 25 y 60 grados y se reconoce por la ausencia de una parte de columna estratigráfica.
Flujo de efectivo	Es la medición de entradas menos salidas del dinero de un proyecto. Está compuesto por todos los ingresos y egresos generados por la unidad de inversión a lo largo de la vida útil. No incluye aquellos conceptos contables que no involucran efectivo (depreciación, amortización).
Gas Asociado	Es el gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).
Gas Húmedo	Es el gas natural que contiene más de 3 gal/mpc de hidrocarburos líquidos.
Gas No Asociado	Gas natural que se encuentra en reservas que no contienen petróleo crudo.
Gas Seco	Gas natural libre de hidrocarburos condensables (básicamente metano, CH_4).
GEP	Gerencia de Estrategias y Planes
Gravedad Específica (GE)	Es el cociente del peso de un volumen de material dado entre el peso del mismo volumen de agua medida a la misma temperatura.
Incertidumbre	Nivel de duda o medida del desconocimiento sobre una situación o condición. Implica un rango de posibilidades cada una de las cuales puede presentar diferentes probabilidades de ocurrencia.
Media (\bar{X})	Es el valor obtenido al sumar todos los datos y dividir el resultado entre el número total de datos.
Mediana (M_e)	Es la variable aleatoria que divide el área bajo la curva de la distribución de probabilidad en dos partes iguales (coincide con el percentil 50).
Moda (M_o)	En una variable aleatoria es el valor más probable de ocurrencia o el valor que ocurre con mayor frecuencia

Modelo Dinámico	Representación numérica de un sistema que permite describir los mecanismos de desplazamiento, el movimiento y las características de los fluidos en el yacimiento para reproducir y predecir el comportamiento de producción del yacimiento a lo largo del tiempo.
Modelo Estático	Es una representación de la forma y geometría de los elementos litológicos, atributos y su distribución determinística o estocástica, dentro de un marco estructural, basado en el procesamiento de la información geológica, para su uso en la construcción del modelo integrado de Yacimiento
Modelo Estratigráfico	Representación dada por las superficies que delimitan las principales unidades del yacimiento
Modelo Estructural	Representación que contempla los mapas estructurales (cimas) y las fallas que afectan el comportamiento de fluidos en el yacimiento
Modelo Petrofísico	Modelo que representa el comportamiento de las propiedades de la roca y saturaciones de fluidos en las diferentes facies
Modelo Sedimentológico	Comprende la descripción y clasificación de las litofacies y la definición del modelo de depositación de los sedimentos.
NPHI	Los registros de porosidad neutrónica NPHI, en cambio nos proporcionan una lectura directa del valor de porosidad de las formaciones, aunque éstos responden al hidrógeno y por tanto son sensibles al fluido que satura los espacios porosos y a los fluidos que llenan el pozo
Núcleo	Muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación, para determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos, y otras propiedades asociadas a la productividad.
PEP	PEMEX Exploración y Producción
Permeabilidad	Facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella. Es un factor que indica si un yacimiento es, o no, de buenas características productoras.
Petróleo crudo equivalente	Suma del aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a líquido.
Petróleo crudo equivalente (bpce)	El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido. Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo. Debido a su naturaleza, los líquidos de planta son agregados como petróleo crudo equivalente, en tanto el gas seco obtenido a la salida de las plantas, se convierte a líquido con una equivalencia de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo crudo. Este valor es el resultado de considerar equivalentes caloríficos de 5.591 millones de BTU por barril de aceite crudo y 1,075 BTU por pie cúbico de gas seco dulce. Por tanto, el factor mencionado es de 192.27 barriles por millón de pies cúbicos, o su inverso dado por el valor mencionado en principio.
Porosidad	Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Pozo cerrado con posibilidades	Pozo productor de aceite o gas, que tras alguna intervención en él, puede reincorporarse a producción.
Pozo cerrado por alta RAA	Pozo que está parado por no ser económicamente rentable su explotación dado el alto volumen de agua producida respecto a los hidrocarburos extraídos.
Pozo cerrado por alta RGA	Pozo que está parado por superar el límite permisible de relación gas/aceite para el aventamiento, sin contar con la excepción correspondiente.
Pozo cerrado sin posibilidades	Pozo productor de aceite o gas que presenta problemas de flujo y ya no puede ser reincorporado a producción. Por lo general son pozos agotados o invadidos de agua
Pozo en espera de Reparación	Pozo que se encuentra parado a la espera de un equipo de reparación.
Pozo en Estudio	Pozo que está parado por encontrarse bajo análisis las posibilidades de su intervención, para recuperación secundaria o asistida, su puesta en producción, para sumidero o su abandono.
PRI	<p>Periodo de Recuperación de la Inversión, es el tiempo, generalmente expresado en años, en el cual se recupera la inversión económica de un proyecto.</p> $\sum_{i=0}^n \frac{Fli}{(1+k)^i} = \sum_{i=0}^n FEi/(1+k)^i$ <p>i=evento, n= Horizonte de análisis, Fli= flujo de ingresos del evento i, FE=flujo de egresos del evento i, K= Tasa interna de descuento.</p>
Probabilidad	Es una medida cuantitativa de la posibilidad de ocurrencia de un evento
Proyecto Piloto	Es aquél proyecto que se lleva a cabo en un pequeño sector representativo de un yacimiento, en donde se efectúan pruebas similares a las que se llevarían a cabo en toda el área del yacimiento. El objetivo es recabar información y/o obtener resultados que puedan ser utilizados como base de estudios convencionales o de simulación matemática de todo el yacimiento.
RBC	Relación Beneficio-Costo. $RBC=VP \text{ ingresos} - VP \text{ egresos}$
Relación Gas-Aceite (RGA)	Indicador que determina el volumen de gas por unidad de volumen de aceite medidos a condiciones superficiales. Es usado en el análisis de comportamiento de explotación de yacimientos.
RHOZ o RHOB	Los registros de densidad RHOZ, o también conocido como RHOB, nos permiten calcular la porosidad de las formaciones partiendo de las densidades registradas en las formaciones que son atravesadas durante la toma de registros.
Riesgo	<p>Término de naturaleza probabilística, definido como la “probabilidad de tener una pérdida”. Comúnmente se expresa en unidades monetarias. Matemáticamente se expresa como $R(t) = Pf \times C$, donde R(t) es el riesgo, Pf es la probabilidad de ocurrencia de un evento y C sus consecuencias. El riesgo permite caracterizar una decisión de los siguientes términos: (1) La probabilidad de éxito de la decisión con los beneficios asociados</p> <p>(2) La probabilidad de fracaso de la decisión con las consecuencias asociadas. Ofreciendo al “tomador de decisiones” un panorama claro para soportar su juicio en base al balance entre ambas magnitudes.</p>
SGRT	Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos

Simulación de Montecarlo	Método de simulación en donde se generan aleatoriamente valores para variables con incertidumbre que han sido caracterizadas con distribuciones de probabilidad y que alimentan un modelo matemático con el fin de generar una distribución de probabilidad o modelo que represente el rango de incertidumbre de la variable de salida del modelo.
STE	Subdirección Técnica de Explotación
Tasa de descuento	Es la tasa de interés a la cual se efectúa el descuento de los flujos del proyecto, en los modelos de flujo de efectivo descontado para el cálculo del VPN y la TIR, por lo general la tasa de descuento que se utiliza es el costo del capital establecido en los Lineamientos para la Elaboración y Presentación de los Análisis Costos y Beneficio de los Programas y Proyectos de Inversión de la SHCP.
Test de Bondad de Ajuste	Las pruebas de bondad de ajuste tienen por objetivo determinar si los datos se ajustan a una determinada distribución de probabilidad. Consiste en determinar cuál de las posibles distribuciones se ajusta más a un conjunto de datos.
TIR	Tasa interna de retorno es la tasa de interés a la cual el valor presente de los flujos de efectivo positivos (ingresos) es igual a los flujos de efectivo negativos (egresos) de un proyecto de inversión; es decir, la tasa a la cual el valor presente neto del proyecto es cero.
VPC	Valor Presente los costos. $VPC=VPI-VPG$
VPG	Valor Presente de los Gastos. $VPG = \sum_{n=0}^t G/(1+i)^n$
VPI	Valor presente de la inversión, resulta de la suma de las inversiones de efectivo descontadas a una tasa de interés estipulada. Es traer al año de origen o de evaluación las inversiones de un proyecto, es decir, cuanta inversión demanda el proyecto aplicándole una tasa de descuento. $VPI = \sum_{n=0}^t I/(1+i)^n$ <ul style="list-style-type: none"> ➤ i= Tasa de descuento (PEMEX, i=12%) ➤ n=Año base de la evaluación ➤ t= Año final del horizonte de evaluación ➤ I=Representa a las inversiones programadas en el año n
VPN	Valor presente neto, es el método tradicional de valuación de un proyecto de inversión y resulta de la suma de los flujos de efectivo (ingresos menos egresos que se producirán durante la vida del proyecto), descontados a la tasa de descuento definida. Representa el beneficio económico que se obtendrá en un periodo determinado por invertir en el proyecto. Cuando el VPN es igual a cero, el proyecto analizado genera valor económico. $VPN = \sum_{n=0}^t FE/(1+i)^n$ <ul style="list-style-type: none"> ➤ i= Tasa de descuento (PEMEX, i=12%) ➤ n=Año base de la evaluación ➤ t= Año final del horizonte de evaluación ➤ FE=Representa el flujo de efectivo neto en el año n.

**VPN
Probabilístico**

En aquellos casos donde exista una incertidumbre significativa en las variables de entrada al cálculo de indicadores financieros y en consecuencia deban representarse con distribuciones de probabilidad, empleando simulación de Montecarlo para obtener la distribución de probabilidades de dichos indicadores.

Adicionalmente, este enfoque tiene la ventaja de permitir realizar análisis de la sensibilidad del VPN a las variables de entrada, lo que nos conducirá seguramente a identificar las variables desfavorables del VPN y al establecimiento de acciones para mitigar el riesgo de la opción analizada.

VPN/VPI

Eficiencia de inversión

Tablas y Figuras

Capítulo 1 - Antecedentes de la Estrategia Nacional de Productividad de Pozos

Tabla 1. 1. Compromisos y resultados de producción en Regiones de PEP. _____	4
Tabla 1. 2. Estado de Pozos de los Activos de PEP, Diciembre 2010. _____	6
Tabla 1. 3. Horizonte de evaluación, ENPP 2011. _____	11
Tabla 1. 4. Estado de Pozos de los Activos de PEP, Diciembre 2011. _____	12
Tabla 1. 5. Distribución de oportunidades identificadas y pronósticos de producción esperados. _____	14
Tabla 1. 6. Estado de Pozos de los Activos de PEP, Enero 2013. _____	16
Tabla 1. 7. Estado de pozos productores, Enero 2013. _____	18
Tabla 1. 8. Producción promedio de aceite por Activo de PEP (Febrero 2013). _____	19
Figura 1. 1. Histórico de Producción, Región Sur (PEP). _____	3
Figura 1. 2. Resultados del Proyecto de Productividad, Región Sur (2005-2010). _____	4
Figura 1. 3. Resultados del Diagnóstico, 2011. _____	5
Figura 1. 4. Comparativa de pozos. Activos de Producción, Región Norte a Enero 2011. _____	8
Figura 1. 5. Comparativa de pozos. Activos de Producción, Región Sur e Enero 2011. _____	9
Figura 1. 6. Comparativa de pozos. Activos de Producción, Región Marina NE a Enero 2011. _____	9
Figura 1. 7. Comparativa de pozos. Activos de Producción, Región Marina SO a Enero 2011. _____	10
Figura 1. 8. Relación de pozos activos y con posibilidad de reactivación, PEP 2011. _____	10
Figura 1. 9. Distribución de pozos productores y pozos con posibilidades de reactivación, 2011. _____	11
Figura 1. 10. Comparativa general, Estado de Pozos, PEP. _____	13
Figura 1. 11. Comparativa de pozos con posibilidades de reactivación. _____	13
Figura 1. 12. Principales causas de cierre en pozos (%). _____	17
Figura 1. 13. Visualización de oportunidad. _____	18
Figura 1. 14. Incremento en producción de aceite, Horizonte a 5 años. _____	20

Capítulo 2 - Marco Teórico de Productividad de Pozos

Tabla 2. 1. Características y rangos de operación de SAP. _____	45
Tabla 2. 2. Principales factores que afectan la productividad de los pozos de hidrocarburos. _____	47
Tabla 2. 3. Incrustaciones en la tubería de producción. _____	50
Tabla 2. 4. Conductividad térmica de rocas. _____	58
Figura 2. 1. Definición de Productividad de Pozos. _____	21
Figura 2. 2. Esquema del Sistema Integral de Producción. _____	22

Figura 2. 3. Clasificación de yacimientos.	23
Figura 2. 4. Mecanismos de desplazamiento y sus factores de recuperación máximo (%).	24
Figura 2. 5. Clasificación de los pozos en la Industria de Explotación.	25
Figura 2. 6. Árbol de válvulas.	26
Figura 2. 7. Estrangulador en boca de pozo.	27
Figura 2. 8. Línea de descarga.	28
Figura 2. 9. Válvula Multipuerto en instalaciones costafuera.	28
Figura 2. 10. Clasificación de Separadores.	30
Figura 2. 11. Clasificación de Sistemas Artificiales de Producción.	32
Figura 2. 12. Sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico.	33
Figura 2. 13. Sistema de levantamiento artificial por Cavidades Progresivas.	34
Figura 2. 14. Sistema de levantamiento artificial por Bombeo Neumático.	36
Figura 2. 15. Sistema de levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico tipo Pistón.	37
Figura 2. 16. Sistema de levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico tipo Jet.	38
Figura 2. 17. Sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electro-sumergible.	39
Figura 2. 18. Sistema de levantamiento artificial por Plunger Lift.	40
Figura 2. 19. Bombas usadas en los Sistemas Artificiales de Producción.	41
Figura 2. 20. Sistema de levantamiento artificial por Sarta de Velocidad.	42
Figura 2. 21. Sistema de levantamiento por Tubería Capilar.	43
Figura 2. 22. Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV).	44
Figura 2. 23. Parámetros a considerar en la selección de SAP.	46
Figura 2. 24. Evaluación de la baja Producción.	48
Figura 2. 25. Prueba de Incremento de Presión, UNAM 2012.	49
Figura 2. 26. Tipos de Daño.	50
Figura 2. 27. Principales nodos de solución. Análisis Nodal, SIP.	52
Figura 2. 28. Administración eficiente de la energía.	52
Figura 2. 29. Curvas representativas del Análisis Nodal.	53
Figura 2. 30. Medidor de flujo continuo.	59
Figura 2. 31. Medidor de flujo de caudal total.	60

Capítulo 3 - Proceso Integral de Productividad de Pozos

Tabla 3. 1. Tipo de datos mínimos requeridos (Modificada de Satter & Thakur, 1994).	66
Tabla 3. 2. Propiedades petrofísicas.	68
Tabla 3. 3. Clasificación del aceite crudo según su densidad API.	69
Tabla 3. 4. Características y rangos de operación de SAP.	77
Tabla 3. 5. Métodos químicos para la remoción de incrustaciones.	87
Tabla 3. 6. Principales incrustaciones en instalaciones de producción.	88

Figura 3. 1. Proceso de la Administración Integral de Yacimientos.	63
Figura 3. 2. Etapas que conforman el PIPP.	64
Figura 3. 3. La Productividad de Pozos dentro de la Cadena de Valor de PEP.	64
Figura 3. 4. Etapas que conforman el Análisis Integral de Productividad de Pozos.	65
Figura 3. 5. Registro de porosidad 3D e intersección de pozos. Schlumberger.	70
Figura 3. 6. Curva de comportamiento Presión-Producción.	74
Figura 3. 7. Imágenes de pruebas de estimulación a núcleos. Oilfield Review, primavera 2009.	79
Figura 3. 8. Métodos más eficientes de control de arena.	81
Figura 3. 9. Herramientas para la evaluación de producción de agua y gas.	83
Figura 3. 10. Simulación de disparos en pozo, Activo Integral Samaria-Luna.	84
Figura 3. 11. Cambio de intervalo productor.	85
Figura 3. 12. Formación de Incrustaciones en tubería, Oilfield Review. Schlumberger.	86
Figura 3. 13. Operaciones de Variables Aleatorias.	90
Figura 3. 14. Análisis de variables aleatorias.	91
Figura 3. 15. Análisis de sensibilidad.	92
Figura 3. 16. Indicadores económicos para evaluación de proyectos de inversión.	92
Figura 3. 17. Etapas que conforman la ESIP.	94
Figura 3. 18. Etapas que conforman la ESI.	95

Capítulo 4 - Proyecto de Mejoramiento de Producción

Tabla 4. 1. Propiedades petrofísicas promedio por yacimiento, Campo Tucán.	107
Tabla 4. 2. Datos generales del PVT, pozo Tucán-35.	108
Tabla 4. 3. Análisis composicional del Gas, Pozo Norma-1.	112
Tabla 4. 4. Propiedades del Gas, Pozo Norma-1.	112
Tabla 4. 5. Composición del gas en el yacimiento Gándara.	118
Tabla 4. 6. Análisis de laboratorio, Pozo Norma-21.	128
Tabla 4. 7. Capacidad de TP, Pozo Norma-34ST.	143
Tabla 4. 8. Volúmenes de tratamiento @ 2731-2743 m, Pozo Norma-34ST.	143
Tabla 4. 9. Volúmenes de tratamiento @ 2718-2716 m, Pozo Norma-34ST.	144
Tabla 4. 10. Propuesta de estimulación No Reactiva, Pozo Norma-34ST.	144
Tabla 4. 11. Estado de Pozos para el AIV al 2013.	210
Tabla 4. 12. Relación de pozos para el AIV. (Optimización y Reactivación).	210
Tabla 4. 13. Estimación de valor de oportunidad (Reactivación y Optimización) pozos de aceite, AIV.	211
Tabla 4. 14. Estimación de valor de oportunidad (Reactivación y Optimización) pozos de gas, AIV.	212
Tabla 4. 15. Premisas económicas para la optimización y reactivación de pozos de aceite, AIV.	213
Tabla 4. 16. Evaluación económica (Horizonte de 2 y 5 años) pozos de aceite, AIV.	213
Tabla 4. 17. Premisas económicas para la optimización y reactivación de pozos de gas, AIV.	215
Tabla 4. 18. Evaluación económica (Horizonte de 2 y 5 años) pozos de gas, AIV.	215

Figura 4. 1. Secuencias deposicionales y unidades productoras de la Cuenca Terciaria de Veracruz.	98
Figura 4. 2. Ubicación de campos.	99
Figura 4. 3. Plano de Localización, Campo Tucán.	100
Figura 4. 4. Histórico de producción de aceite, Campo Tucán.	101
Figura 4. 5. Histórico de producción de gas, Campo Tucán.	102
Figura 4. 6. Columna Tipo y estratigráfica del Campo Tucán.	103
Figura 4. 7. Sección estructural SW-NE, yacimientos Campo Tucán.	104
Figura 4. 8. Sección sísmica transversal, Campo Tucán.	104
Figura 4. 9. Sección sísmica longitudinal y transversal del anticlinal asimétrico erosionado, Campo Tucán.	105
Figura 4. 10. Sección estructural central limitada por fallas inversas, Campo Tucán.	105
Figura 4. 11. Sección estructura con dirección SW-NE, Campo Tucán.	106
Figura 4. 12. Plano de localización, Campo Norma.	108
Figura 4. 13. Histórico de producción de aceite, Campo Norma.	109
Figura 4. 14. Histórico de producción de gas, Campo Norma.	109
Figura 4. 15. Estructura de bloques, Campo Norma.	110
Figura 4. 16. Núcleo tomado en el pozo Norma-33.	111
Figura 4. 17. Plano de localización. Campo Ámbar.	113
Figura 4. 18. Histórico de producción, Campo Ámbar.	114
Figura 4. 19. Columna estratigráfica, Yacimientos Campo Ámbar.	116
Figura 4. 20. Mapa de espesores y distribución de facies para el yacimiento Gándara con correlación estratigráfica.	117
Figura 4. 21. Litarenitas del yacimiento Gándara vistas a través de láminas delgadas y MEB.	118
Figura 4. 22. Mapa de espesores y distribución de facies. Yacimiento Cavalieri.	119
Figura 4. 23. Mapa de espesores y distribución de facies. Yacimiento Laplace.	120
Figura 4. 24. Litarenitas del yacimiento Laplace vistas a través de láminas delgadas y MEB.	120
Figura 4. 25. Litarenitas del yacimiento Fourier vistas a través de láminas delgadas y MEB.	121
Figura 4. 26. Mapa de espesores y distribución de facies para el yacimiento Fourier con correlación estratigráfica.	122
Figura 4. 27. Litarenitas del yacimiento Kepler vistas a través de láminas delgadas y MEB.	122
Figura 4. 28. Mapa de espesores y distribución de facies. Yacimiento Kepler.	123
Figura 4. 29. Litarenitas del Yacimiento Galileo vistas a través de láminas delgadas y MEB.	124
Figura 4. 30. Distribución de Facies de Canal y desbordes en un abanico de piso de cuenca para el Yacimiento Galileo del Mioceno Superior.	124
Figura 4. 31. Litarenitas del yacimiento Uloa vistas a través de láminas delgadas y MEB.	125
Figura 4. 32. Distribución de espesores netos de arena y de facies. Yacimiento Uloa.	126
Figura 4. 33. Litarenitas del yacimiento Uloa Prof. vistas a través de láminas delgadas y MEB.	126
Figura 4. 34. Distribución de espesores netos de arena y de facies. Yacimiento Uloa profundo.	127

Figura 4. 35. Características petrofísicas de los tres intervalos disparados, Pozo Norma-21.	128
Figura 4. 36. Estado Mecánico y características principales, Pozo Norma-21.....	134
Figura 4. 37. Registro de presión de fondo fluyendo, Pozo Norma-21,.....	134
Figura 4. 38. Registro PLT, Pozo Norma-21.	135
Figura 4. 39. Histórico de producción, Pozo Norma-21.....	135
Figura 4. 40. Análisis nodal @ Febrero 2012, Pozo Norma-21.	136
Figura 4. 41. Estado Mecánico propuesto para el pozo Norma-21 (Opción 1).	137
Figura 4. 42. Análisis nodal con incremento de producción, Pozo Norma-21.....	137
Figura 4. 43. Evaluación petrofísica del Horizonte EOC 10, Pozo Norma-34ST.....	139
Figura 4. 44. Estado mecánico y características principales, Pozo Norma-34ST.....	141
Figura 4. 45. Histórico de producción, Pozo Norma-34ST.....	142
Figura 4. 46. Análisis nodal @ Marzo 2012, Pozo Norma-34ST.....	142
Figura 4. 47. Análisis nodal con incremento de producción, Pozo Norma-34ST.....	145
Figura 4. 48. Características petrofísicas de las Formaciones Méndez C-D y San Felipe 3, Pozo Tucán-42D.	147
Figura 4. 49. Estado mecánico y características principales, Pozo Tucán-42D.....	149
Figura 4. 50. Histórico de producción, Pozo Tucán-42D.....	150
Figura 4. 51. Análisis nodal @ Mazo 2012, Pozo Tucán-42D.....	150
Figura 4. 52. Análisis nodal con incremento de producción, Pozo Tucán-42D.....	151
Figura 4. 53. Sección sísmica de la arena Laplace, Campo Ámbar.....	152
Figura 4. 54. Horizonte sísmico de la arena Laplace, Campo Ámbar.....	152
Figura 4. 55. Comportamiento de presión, Arena Laplace, Pozo Ámbar-6.....	153
Figura 4. 56. Correlación estructural, pozo Ámbar-6.....	153
Figura 4. 57. Correlación estratigráfica, pozos Ámbar-6 y Ámbar-7.....	154
Figura 4. 58. Correlación estratigráfica, pozos Ámbar-7, 8 y 9ST.....	154
Figura 4. 59. Petrofísica de la Arena Pitas, Pozo Ámbar-6.....	155
Figura 4. 60. Petrofísica de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-6.....	156
Figura 4. 61. Características petrofísicas de la Arena Pitas, Pozo Ámbar-6.....	156
Figura 4. 62. Características petrofísicas de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-6.....	157
Figura 4. 63. Estado mecánico y características principales, Pozo Ámbar-6.....	159
Figura 4. 64. Histórico de producción, Pozo Ámbar-6.....	160
Figura 4. 65. Perfil de presiones del pozo Ámbar-6.....	160
Figura 4. 66. Análisis nodal, Pozo Ámbar-6.....	161
Figura 4. 67. Sección sísmica de la arena Laplace, Pozo Ámbar-7.....	162
Figura 4. 68. Horizonte sísmico de la arena Laplace, Pozo Ámbar-7.....	163
Figura 4. 69. Correlación estratigráfica, pozos Ámbar 7, 8 y 9ST.....	163
Figura 4. 70. Comportamiento de presión, Arena Laplace, Pozo Ámbar-7.....	164
Figura 4. 71. Correlación estratigráfica, Pozo Ámbar-7.....	164
Figura 4. 72. Petrofísica de la Arena Gándara, Pozo Ámbar-7.....	165

Figura 4. 73. Petrofísica de la Arena Ámbar, Pozo Ámbar-7.....	166
Figura 4. 74. Petrofísica de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-7.....	167
Figura 4. 75. Características petrofísicas de la Arena Gándara, Pozo Ámbar-7.....	168
Figura 4. 76. Características petrofísicas de la Arena Ámbar, Pozo Ámbar-7.....	168
Figura 4. 77. Características petrofísicas de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-7.....	168
Figura 4. 78. Estado mecánico y características principales, Pozo Ámbar-7.....	171
Figura 4. 79. Histórico de producción, Pozo Ámbar-7.....	172
Figura 4. 80. Comportamiento de presión, Yacimiento Laplace-Bloque III.....	172
Figura 4. 81. Perfil de presiones del pozo Ámbar-7.....	173
Figura 4. 82. Análisis nodal, Pozo Ámbar-7.....	173
Figura 4. 83. Análisis nodal del pozo Ámbar-7, con estrangulador de 32/64", 48/64" y 52/64".....	174
Figura 4. 84. Análisis nodal del pozo Ámbar-7 con Tubería Capilar (TC).....	174
Figura 4. 85. Análisis nodal del pozo Ámbar-7 con Sarta de Velocidad (SV) de 2".....	175
Figura 4. 86. Sección sísmica de la arena Laplace, Campo Ámbar.....	176
Figura 4. 87. Horizonte sísmico de la arena Laplace, Campo Ámbar.....	177
Figura 4. 88. Correlación estratigráfica, pozo Ámbar-7, 8 y 9ST.....	177
Figura 4. 89. Comportamiento de presión, Arena Laplace, Pozo Ámbar-8.....	178
Figura 4. 90. Petrofísica de las Arena Superiores de Plioceno Inferior, Pozo Ámbar-8.....	179
Figura 4. 91. Petrofísica de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-8.....	180
Figura 4. 92. Petrofísica de la Arena Fourier, Pozo Ámbar-8.....	181
Figura 4. 93. Características petrofísicas de las ASPI, Pozo Ámbar-8.....	181
Figura 4. 94. Características petrofísicas de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-8.....	182
Figura 4. 95. Características petrofísicas de la Arena Fourier, Pozo Ámbar-8.....	182
Figura 4. 96. Estado mecánico y características principales, Pozo Ámbar-8.....	184
Figura 4. 97. Histórico de producción, Pozo Ámbar-8.....	184
Figura 4. 98. Comportamiento de presión, Yacimiento Laplace, Bloque IV.....	185
Figura 4. 99. Perfil de presiones del pozo Ámbar-8.....	185
Figura 4. 100. Análisis nodal, Pozo Ámbar-8.....	186
Figura 4. 101. Correlación estratigráfica, Pozos Ámbar 8, 235 y 84.....	187
Figura 4. 102. Posibles intervalos a habilitar, Pozo Ámbar-8.....	187
Figura 4. 103. Sección sísmica de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-9ST.....	188
Figura 4. 104. Horizonte sísmico de la arena Laplace, Pozo Ámbar-9ST.....	189
Figura 4. 105. Comportamiento de presión, Arena Laplace, Pozo Ámbar-9ST.....	189
Figura 4. 106. Correlación estratigráfica, Pozo Ámbar-9ST.....	190
Figura 4. 107. Petrofísica de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-9ST.....	191
Figura 4. 108. Características petrofísicas de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-9ST.....	191
Figura 4. 109. Estado mecánico y características principales, Pozo Ámbar-9ST.....	193
Figura 4. 110. Histórico de producción, Pozo Ámbar-9ST.....	194
Figura 4. 111. Comportamiento de presión, Yacimiento Laplace, Bloque V.....	194

Figura 4. 112. Perfil de presiones del pozo Ámbar-9ST.....	195
Figura 4. 113. Análisis nodal (2007), Pozo Ámbar-9ST.....	195
Figura 4. 114. Análisis nodal, Pozo Ámbar-9ST.....	196
Figura 4. 115. Análisis nodal del pozo Ámbar-9ST con TC 1/4"	196
Figura 4. 116. Sección sísmica de las Arenas Laplace-Fourier, Pozo Ámbar-10.....	197
Figura 4. 117. Horizonte sísmico de las Arenas Laplace-Fourier, Pozo Ámbar- 10.....	198
Figura 4. 118. Correlación estratigráfica, Pozo Ámbar-10.	198
Figura 4. 119. Efectos de la distribución de facies en el Yacimiento Fourier.	199
Figura 4. 120. Petrofísica de la Arena Laplace, Pozo Ámbar-10.....	199
Figura 4. 121. Petrofísica de la Arena Fourier, Pozo Ámbar-10.....	200
Figura 4. 122. Características petrofísicas de la arena Laplace, Pozo Ámbar-10.....	201
Figura 4. 123. Características petrofísicas de la arena Fourier, Pozo Ámbar-10.....	201
Figura 4. 124. Estado mecánico y características principales, Pozo Ámbar-10.....	204
Figura 4. 125. Histórico de producción, Pozo Ámbar-10.....	204
Figura 4. 126. Comportamiento de presión, Yacimientos Laplace - Fourier.....	205
Figura 4. 127. Perfil de presiones del pozo Ámbar-10.....	205
Figura 4. 128. Análisis nodal (Jun 2005), Pozo Ámbar-10.....	206
Figura 4. 129. Análisis nodal (Marzo 2012), Pozo Ámbar-10.....	206
Figura 4. 130. Características petrofísicas de los intervalos propuestos a habilitar, Pozo Ámbar-10.....	208
Figura 4. 131. Análisis nodal del pozo Ámbar-10, condiciones esperadas.....	209
Figura 4. 132. Promesa de valor para pozos de aceite, AIV.....	212
Figura 4. 133 Promesa de valor para pozos de gas, AIV.....	214

Bibliografía

- Acock, A., Heitmann, N., Hoover, S., Malik, B. Z., Pitoni, E., Riddles, C., y otros. (Verano de 2003). Métodos de control de la producción de arena sin cedazos. *Oilfield Review*, 40-57.
- Arévalo Villagrán, J. A. (Noviembre de 2011). Metodología para caracterizar yacimientos de gas - Convencionales y No convencionales: Casos de Campo-. *Academia de Ingeniería, AI*, 1-65.
- Armentor, R. J., Bowman, M., Cavazzoli, G., Collin, G., Rodet, V., Holicek, B., y otros. (Otoño de 2007). Recuperación del control de la producción de arena. *Oilfield Review*, 4-15.
- Arnold, K., & Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations, Design of Oil Handline Systems & Facilities* (3rd ed., Vol. 1). Burlington, MA. EUA.: Gulf Professional Publishing.
- Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., y otros. (2000). Control de Agua. *Oilfield Review*, 32-53.
- Bánzer S., C. (1996). *Correlaciones Numéricas P.V.T.* Universidad del Zulia.
- Beggs, H. D. (2003). *Production Optimization Using Nodal Analysis* (2nd ed.). Oklahoma, EUA.: PennWell Books.
- Bin Jadid, M., Lyngholm, A., Opsal, M., Vasper, A., & White, T. M. (Primavera de 2007). La presión aumenta: Innovaciones en sistemas de levantamiento artificial por gas. *Oilfield Review*, 50-59.
- Brill, J. P., & Beggs, H. D. (1991). *Two-Phase Flow In Pipes* (6th ed.).
- Brown, K. E. (s.f.). *The Technology of Artificial Lift Methods* (Vols. 2A, 2B, 4). Oklahoma, EUA.: PennWell Books.
- Brown, K. E., & Beggs, H. D. (s.f.). *The Technology of Artificial Lift Methods* (Vol. 1). Oklahoma, EUA.: PennWell Books.
- Brown, K. E., & Lea, J. F. (October de 1985). Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. *SPE(14714)*, 1751-1763.
- Camargo, E., Aguilar, J., Ríos, A., & Rivas, F. (2009). Un modelo de producción de pozos por levantamiento artificial utilizando análisis nodal. *Revista Ciencia y Tecnología*, 30(1), 23-28.
- Cinco Ley, H. (s.f.). *Apuntes de Análisis de Pruebas de Presión*. México, D.F: FI UNAM.
- CNH-SENER. (2010). *Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México*. México D.F: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- CNH-SENER. (2013). *Dictamen Técnico del Proyecto Integral Veracruz*. México D.F: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Crabtree, M., Eslinger, D., Fletcher, P., Miller, M., Johnson, A., & King, G. (Otoño de 1999). La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención. *Oilfield Review*, 30-49.

- Dávila Ascencio, A., & Díaz Zertuche, J. H. (Octubre de 1983). Aplicación de curvas de gradientes de presión en tuberías verticales con flujo multifásico, en pozos de la zona sureste de Petróleos Mexicanos. *AIPM*, 13-20.
- Donohue, D. A., & Ertekin, T. (1982). *Gas Well Testing, Theory, Practice & Regulation*. Boston, EUA.: International Human Resources Development Corporation.
- Earlougher, R. C. (s.f.). *Advances in Well Test Analysis* (2nd ed.). American Institute of Mining, Metallurgical & Petroleum Engineers.
- Economides, M. J., & Nolte, K. G. (1989). *Reservoir Stimulation* (2nd ed.). New Jersey, EUA.: Prentice Hall PTR.
- Economides, M. J., Hill, D., & Ehlig-Economides, C. (1994). *Petroleum Production Systems*. New Jersey, EUA.: Prentice Hall PTR.
- Fetkovich, M. J. (June de 1980). Decline curve analysis using type curves. *SEP*, 1065-1077.
- Garaicochea P., F., & Bashbush B., J. L. (1987). *Apuntes de Comportamiento de Yacimientos*. México D.F.: División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, FI UNAM.
- Garaicochea Petreirena, F., Bernal Huicochea, C., & López Ortiz, O. (1991). *Transporte de Hidrocarburos por Ductos*. México D.F: Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.
- Garrido Hernández, A. (Febrero de 2013). Estranguladores de fondo para el control de congelamiento en las líneas de descarga. *Ingeniería Petrolera, AIPM*, 53(2), 101-114.
- González Alvarado, J. (1976). Resultados obtenidos en la Exploración de la Plataforma de Córdoba y principales Campos Productores. *Sociedad Geológica Mexicana*(37), 53-59.
- Granados Cáliz, J., & Flores Ávilay, F. S. (Enero de 2013). Prueba tecnológica de estimulación de pozos petroleros mediante la tecnología ultrasónica (PU) en pozos del AIATG. *Ingeniería Petrolera, AIPM*, 53(1), 6-26.
- Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach*. Louisiana, EUA: GPP.
- Lowe, W. B., & Trotter, G. L. (Otoño de 1999). Nuevas tácticas para el manejo de la producción. *Oilfield Review*, 2-17.
- Lyons, W. C. (1996). *Standard handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering* (Vol. 1 y 2). Houston, Texas.: Gulf Publishing Company.
- Manning, F. S., & Thompson, R. E. (s.f.). *Oilfield Processing Volume Two: Crude Oil*. Oklahoma, EUA.: PennWell Books.
- Matthews, C. S., & Russell, D. G. (1967). *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*. Dallas, EUA.: American Institute of Mining, Metallurgical & Petroleum Engineers.

- Nind W., T. E. (1987). *Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros*. México D.F: Limusa.
- PEMEX. (2012). *Principales Elementos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios*. México D.F: PEMEX.
- PEMEX, E. P. (2008). *Guía de Diseño para Disparos de Producción*. México, D.F: Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos.
- PEMEX, E. P. (2008). *Guía de Diseño para Estimulaciones de Pozos*. México, D.F: Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos.
- PEMEX, E. P. (2012). *ABC de la Admistración Integral de Yacimientos de la RMNE*. México, D.F: Pemex Exploración y Producción.
- PEMEX, E. P. (2012). *Estrategia Nacional de Productividad de Pozos 2011, Optimización y Reactivación*. México, D.F: Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos, SGRT.
- PEMEX, E. P. (2013). *Las Reservas de Hidrocarburos en México, 2013*. México, D.F: Pemex Exploración y Producción.
- PEMEX, E. P. (2013). *Provincia Petrolera Veracruz*. México, D.F: Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Explotación.
- Rodríguez Nieto, R. (1987). *Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos*. México, D.F: División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, FI UNAM.
- Rodríguez, J. R. (2007). *Ingeniería Básica de Yacimientos*. Santiago de Cuba, Cuba: Universidad de Oriente.
- Satter, A., & Thakur, G. (1994). *Integrated Petroleum Reservoir Management, A Team Approach*. Oklahoma, EUA.: Tulsa.
- SENER. (2012). *Prospectiva de Petróleo Crudo 2012-2026*. México, D.F: Secretaría de Energía, SENER.
- Weatherford. (2013). Optimización de producción para Sistemas de Levantamiento Artificial. *Weatherford(9639)*, 1-11.



Tesis: Estrategia Nacional de Productividad de Pozos,
Caso Práctico en el Activo Integral Veracruz.

Tesista: Carlos Enrique Escutia Aduna

Director: Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán
Ciudad Universitaria

“Por mi raza hablara el espíritu”

2014