



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA
INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE
POZOS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA
Y GAS NATURAL**

P R E S E N T A :

JOSÉ TOMÁS GUTIÉRREZ PEIMBERT



TUTOR: DR. JORGE ALBERTO ARÉVALO VILLAGRÁN

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F., 2009.

JURADO ASIGNADO:

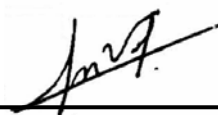
Presidente : Dr. Fernando Samaniego Verduzco
Secretario : Dr. Víctor Hugo Arana Ortiz
Vocal : Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán
1^{er}. Suplente : M. I. Tomás E. Pérez García.
2^{do}. Suplente : Ing. Yuri de Antuñano Muñoz

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

Subdirección Técnica de Explotación de Pemex Exploración y Producción.
Facultad de Ingeniería de la UNAM.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán



Firma

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Teódulo Gutiérrez Acosta y Guillermina Peimbert Salas, por todo el amor y el apoyo brindado y porque hoy veo llegar a su fin una de las metas de mi vida; les agradezco la orientación que siempre me han otorgado.

A mi esposa Tania Sayil, por la infinita paciencia, apoyo y comprensión que me brindaste en todo momento para culminar una de mis más grandes metas. Gracias por siempre estar conmigo.

A mi hija Viviana, por permitirme robarle mucho del tiempo en que merecía estar con ella.

A las familias Arrieta Gutiérrez y Avilés Miranda por todo su apoyo, cariño y amor, y por compartir momentos importantes a mi lado. Son parte fundamental en mi vida.

Al Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán, por sus valiosos consejos, asesoría y dirección, las cuales permitieron terminar este trabajo con éxito.

Al Ing. Yuri de Antuñano Muñoz, y al Ing. Tomás Izaguirre Longoria, por su tiempo, apoyo y asesoría, durante el desarrollo de este trabajo.

A mis maestros quienes a base de mucho esfuerzo y dedicación, me impartieron sus conocimientos.

ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS

TABLA DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	Página i
TABLA DE CONTENIDO	ii
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xxvi

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1 Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos	1
1.2 Antecedentes y motivación para hacer este trabajo	2
1.3 Objetivo y entregables de este trabajo	3
1.4 Aportación Técnica a la Industria Petrolera	4
1.5 Organización de este trabajo	5

**CAPÍTULO II CONCEPTOS DE ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA
INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS**

2.1 Introducción	9
2.2 Definición de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP)	9
2.3 Evolución de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP)	12
2.4 Sinergia y Trabajo en Equipo	19
2.5 Antecedentes y Situación en México de la AY y de la ASIPP	27
2.6 Retos en Materia de ASIPP	29

**CAPÍTULO III METODOLOGÍA DE LA ADMINISTRACIÓN DEL
SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS**

3.1 Introducción	31
3.2 Proceso de la Administración Integral de Yacimientos.	34

	Página
3.2.1 Objetivos y estrategias.	34
3.2.2 Plan de Desarrollo.	38
3.2.3 Implementación.	41
3.2.3.1 Etapa I.- Revisión Integral del yacimiento.	41
3.2.3.1.1 Información Técnica del Pozo.	43
3.2.3.1.2 Identificación de pozos candidatos con potencial.	44
3.2.3.2 Etapa II.- Análisis y solución integral del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales.	45
3.2.3.2.1 Análisis y comportamiento de la producción de los pozos seleccionados.	46
3.2.3.2.2 Solución propuesta para los pozos seleccionados.	47
3.2.3.3 Etapa III.- Plan de ejecución de la solución integral.	48
3.2.3.3.1 Evaluación del plan de ejecución de la solución integral.	48
3.2.4 Monitoreo y conclusión.	50
3.2.4.1 Ejecución, evaluación, y vigilancia de soluciones efectuadas en los pozos.	50
3.3 Causas de baja productividad de pozos	52
3.4 Estrategia de optimización de campos maduros	54
3.5 Documentación de los Proyectos de Administración Integral de Pozos mediante la metodología VCD.	59
3.5.1 Visualización.	60
3.5.1.1 Preparación para ejecutar VCD-V	60
3.5.1.2 Establecer objetivos y alcances preliminares del proyecto.	61
3.5.1.3 Establecer criterios de evaluación técnica para preselección de escenarios.	61
3.5.1.4 Generar y desarrollar escenarios.	61
3.5.1.5 Elaborar estimado de costos clase V.	61
3.5.1.6 Establecer plan preliminar de ejecución de los escenarios factibles.	61

	Página
3.5.1.7 Realizar evaluación técnico-económica de escenarios factibles.	62
3.5.1.8 Estimar plan de ejecución y costos de la fase de Conceptualización.	62
3.5.2 Etapa de conceptualización.	62
3.5.2.1 Preparación para ejecutar VCD-C.	62
3.5.2.2 Revisión de objetivos y alcances del proyecto.	63
3.5.2.3 Adquisición y validación e interpretación de información técnica adicional.	63
3.5.2.4 Análisis técnico-económico de los escenarios.	63
3.5.2.5 Selección del mejor escenario de explotación.	63
3.5.2.6 Plan de Ejecución.	64
3.5.2.7 Estimado de costos clase IV	64
3.5.2.8 Rentabilidad del mejor escenario integral de explotación.	64
3.5.3 Etapa de Definición.	64
3.5.3.1 Grado de definición del proyecto y uso de Prácticas de Mejoramiento de Valor (PMV).	65
3.6 Causas del fracaso de un Proyecto de Productividad de Pozos	65
3.6.1 Equipo de trabajo no integrado	66
3.6.2 Inicio tardío del proceso de ASIPP.	66
3.6.3 Falta de continuidad de los proyectos.	66
 CAPÍTULO IV ESTRATEGIA DE LA ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZO – CASO APLICADO A PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.	
4.1 Introducción	67
4.2 Antecedentes	71
4.3 Objetivo	73
4.3.1 Objetivos Específicos	73
4.4 Alcances	74

	Página
4.5 Desarrollo de la Estrategia	75
4.5.1 Competencia de la Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación	75
4.5.2 Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos	76
4.5.3 Estrategia de ASIPP en PEP	77
4.5.4 Establecimiento de Compromisos de Producción	80
4.5.5 Nuevo Enfoque de Productividad	81
4.5.6 Visión Estratégica	84
4.5.7 Estructura Organizacional	87
4.5.8 Proceso de Implementación	88
4.5.9 Plan de Trabajo	90
4.5.10 Metodología de Trabajo	91
4.5.11 Lineamientos Técnicos y Proceso de Selección	98
4.5.12 Mentoría y Seguimiento a los Proyectos de Productividad	102
4.5.13 Portal de Administración del Conocimiento en Productividad de Pozos a Nivel PEP	102
4.6 Visión Estratégica 2009-2010.	102
 CAPÍTULO V COMPONENTES DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS (YACIMIENTO-POZO-INSTALACIONES SUPERFICIALES)	
5.1 Introducción	105
5.2 Yacimientos	106
5.2.1 Caracterización de yacimientos	106
5.2.1.1 Datos geofísicos	107
5.2.1.2 Datos geológicos	108
5.2.1.3 Registros geofísicos de pozos	111
5.2.1.3.1 Factores que afectan las mediciones de los registros geofísicos de pozos.	121

	Página
5.2.1.3.2 Medio ambiente en el agujero del pozo	121
5.2.1.3.3 Registros eléctricos	123
5.2.1.3.4 Registros de potencial espontáneo (SP)	124
5.2.1.3.5 Registro de Rayos Gamma, (RG)	126
5.2.1.3.6 Registro Sónico de Porosidad.	128
5.2.1.3.7 Registro de densidad.	129
5.2.1.3.8 Registro de Neutrón	130
5.2.1.4 Datos de laboratorio	133
5.2.1.4.1 Análisis de núcleos de formación	133
5.2.1.4.2 Análisis de fluidos	138
5.2.1.5 Caracterización dinámica de yacimientos	142
5.2.1.5.1 Pruebas de variación de presión	143
5.2.1.5.1.1 Tipos de pruebas de presión	146
5.2.1.5.2 Análisis de pruebas de presión	153
5.2.1.6 Generación de mapas de burbujas	153
5.3 Pozo	156
5.3.1 Análisis Nodal	156
5.3.1.2 Fundamentos del análisis nodal	156
5.3.1.3 Curvas de comportamiento de afluencia (IPR)	160
5.3.1.4 Correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías	164
5.3.1.5 Flujo multifásico a través de estranguladores	166
5.3.1.6 Elección del nodo solución	167
5.3.1.6.1 El yacimiento como nodo solución	168
5.3.1.6.2 El fondo del pozo como nodo solución	169
5.3.1.6.3 La cabeza del pozo como nodo solución	170
5.3.1.7 Análisis Nodal en Redes de Distribución.	172
5.3.1.8 Ejemplo de análisis nodal	174
5.3.1.8.1 Análisis del Pozo Jujo-12	176
5.3.1.8.2 Diagnóstico del Pozo Jujo 12	177

	Página
5.3.1.8.3 Recomendación técnica de incremento de productividad del pozo Jujo-12	178
5.3.2 Estimulación y Fracturamiento Hidráulico de Pozos	185
5.3.2.1 Factores que propician daño a la Formación	188
5.3.2.2 Mecanismos que originan daño a la formación	189
5.3.2.3 Tipos de daño	190
5.3.2.4 Metodología de Pruebas de Laboratorios para identificar el tipo de daño.	191
5.3.2.5 Tipos de Tratamiento de estimulación y fracturamientos	193
5.3.2.5.1 Estimulaciones	193
5.3.2.5.1.1 Tratamiento de lavado o limpieza	193
5.3.2.5.1.2 Tratamiento a la matriz o intersticial	194
5.3.2.5.2 Fracturamiento hidráulico	200
5.3.2.5.2.1 Fracturamiento con ácido	200
5.3.2.5.2.2 Fracturamiento con apuntalantes	203
5.3.2.5.2.3 Uso del Fracturamiento Hidráulico	206
5.3.2.5.2.4 Criterios generales para determinar la aplicabilidad de un Fracturamiento Hidráulico.	208
5.3.2.6 Aditivos para los Sistemas Ácidos	208
5.3.2.7 Surfactantes para tratamientos de pozos	209
5.3.2.7.1 Mojabilidad	210
5.3.2.7.2 Mecánica de Emulsiones	210
5.3.2.7.3 Acción de los Surfactantes	210
5.3.2.7.4 Daño a la formación susceptible a tratamiento con surfactante.	212
5.3.2.8 Ejemplo de Estimulación del Pozo Jujo 26	212
5.3.2.8.1 Análisis del Pozos Jujo-26	212
5.3.2.8.2 Diagnóstico del pozo Jujo-26.	214

	Página
5.3.2.8.3 Recomendación técnica de incremento de productividad del pozo Jujo-26	216
5.3.3 Sistemas Artificiales de Producción	229
5.3.3.1 Tipos de Sistema Artificial de Producción	230
5.3.3.1.1 Bombeo neumático (Gas lift)	232
5.3.3.1.1.1 Bombeo neumático continuo (BNC)	232
5.3.3.1.1.2 Bombeo Neumático Intermitente (BNI)	237
5.3.3.1.2 Bombeo Mecánico	238
5.3.3.1.3 Bombeo Hidráulico	247
5.3.3.1.3.1 Bombeo hidráulico tipo pistón	247
5.3.3.1.3.2 Bombeo hidráulico tipo jet	249
5.3.3.1.4 Bombeo Electrocentrífugo	253
5.3.3.1.5 Émbolo viajero (Desplazamiento con émbolo de baches de líquido)	259
5.3.3.1.6 Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)	261
5.3.3.1.6.1 Descripción del equipo.	262
5.3.3.1.7 Combinación de Sistemas Artificiales de Producción.	265
5.3.3.1.8 Selección del Sistema Artificial de Producción.	267
5.4 Pozos Horizontales	279
5.5 Instalaciones de Procesos Superficiales	284
5.5.1 Flujo en tuberías	285
5.5.2 Instalaciones Superficiales a partir de pozos productores de Aceite y Gas	291
5.5.2.1 Separación	293
5.5.2.2 Almacenamiento y Bombeo	294
5.5.2.3 Tratamientos requeridos para el crudo y el gas	294
5.5.2.3.1 Deshidratación y desalado	296
5.5.3 Instalaciones de Recolección de la Producción	298

	Página
5.5.3.1 Instalaciones superficiales en pozos productores de aceite y gas.	298
5.5.3.2 Tubería de recolección de aceite y gas	301
5.5.3.3 Múltiples de recolección de aceite y gas y estaciones de regulación de gas	302
5.5.4 Separación de los Fluidos producidos	303
5.5.4.1 Descripción y Clasificación	303
5.5.5 Rectificación de gas	311
5.5.6 Compresión de gas	311
5.5.7 Bombeo de líquidos	312
5.5.8 Endulzamiento de gas natural	314
5.4.9 Estabilización del crudo	317
5.5.10 Almacenamiento de Hidrocarburos	318
5.5.10.1 Tipos de Tanques	319
5.5.10.1.1 Tanques de Techo Cónico	319
5.5.10.1.2 Tanque de techo flotante	320
5.5.10.1.3 Tanques de almacenamiento a baja presión	321
5.5.11 Medidores de hidrocarburo	321
5.5.12 Automatización y control	322
5.5.13 Optimización de la producción en el complejo San Manuel	323
CAPÍTULO VI ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN Y PORTALES DE COLABORACIÓN	
6.1 Introducción	327
6.2 Planeación de la adquisición de la información	328
6.2.1 Planeación de datos.	330
6.2.2 Recolección de datos.	332
6.2.3 Análisis y optimización de datos	335
6.2.4 Análisis y síntesis de datos	336

	Página
6.3 Espacio de colaboración virtual	337
6.3.1 Portal de productividad para la alta dirección	342
6.4 Relación beneficio/Costo del valor de la información.	345
6.5 Adquisición de información en tiempo real	347
CAPÍTULO VII CASOS DE CAMPO DE ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS EN PEP	
7.1 Productividad de Pozos en la Región Sur de PEP	357
7.2 Casos históricos de aplicación.	360
7.2.1 Caso histórico 1 “Proyecto Integral Campo Jujo-Tecominoacan”	360
7.2.1.1 Resumen	360
7.2.1.2 Objetivo y estrategias	361
7.2.1.3 Análisis	361
7.2.1.4 Intervenciones realizadas	364
7.2.1.5 Conclusiones	365
7.2.2 Caso Histórico 2 “Proyecto Integral Complejo Antonio J. Bermúdez”	366
7.2.2.1 Resumen	366
7.2.2.2 Objetivo	367
7.2.2.3 Alcances	367
7.2.2.4 Estrategia de análisis	368
7.2.2.5 Conclusiones	373
7.2.3 Caso histórico 3 “Proyecto Integral Arcabuz Área Norte”	374
7.2.3.1 Objetivo	374
7.2.3.2 Instalaciones existentes en Arcabuz Norte	375
7.2.3.3 Antecedentes	376
7.2.3.4 Resultados	377
7.2.3.5 Análisis del Proceso	380

	Página
7.2.3.6 Conclusiones y recomendaciones	381
7.2.3.7 Opciones de mejora para incremento de producción.	381
7.2.3.8 Opciones de mejora para incremento de producción a mediano plazo.	382
7.2.3.9 Propuestas de mejores prácticas operativas	382
7.2.3.10 Opciones de Mejora para mejores prácticas	383
7.2.4 Caso de historia 3 “Análisis de productividad pozo Cactus 301”	383
7.2.4.1 Estado actual Cactus 301	383
7.2.4.2 Análisis petrofísico	387
7.2.4.3 Comportamiento de producción	389
7.2.4.4 Histórico de Intervenciones	390
7.2.4.5 Comportamiento de fluidos	391
7.2.4.6 Comportamientos de presiones	391
7.2.4.7 Registro de producción	392
7.2.4.8 Comportamiento de Pozos Vecinos	394
7.2.4.9 Análisis Nodal	395
7.2.4.10 Diagnóstico	401
7.2.4.11 Propuesta y recomendación	402
7.2.4.12 Evaluación y riesgo económico	404
7.2.4.13 Resultados	407
7.3 Discusión de resultados casos de aplicación	408
CAPÍTULO VIII DISCUSIÓN DEL TRABAJO Y CONSOLIDACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS EN PEP	
8.1 Introducción	410
8.2 Retos y áreas de oportunidad	410
8.3 Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP)	414

	Página
8.3.1 Conceptos de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos en PEP	414
8.3.2 Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos	415
8.3.3 Análisis integral del estado de pozos a nivel nacional y capacidad de producción obtenible.	415
8.3.4 Estrategia de ASIPP en PEP	420
8.3.5 Integración de Equipos de Productividad Multidisciplinarios	421
8.3.6 Administración de la información de productividad de pozos	422
8.3.7 Lineamientos, proceso de selección y estrategia de seguimiento y control de avances.	424
8.4 Resultados y su análisis	428
8.5 Beneficios y alcances de ASIPP	443
8.6 Problemáticas y áreas de oportunidad	444
 CAPÍTULO IX CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
9.1 Conclusiones y recomendaciones	446
 ANEXO A LINEAMIENTOS TÉCNICOS PARA SOPORTE TÉCNICO A EQUIPOS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS EN UN ACTIVO INTEGRAL DE EXPLOTACIÓN.	 453
 ANEXO B PROCESO DE SELECCIÓN DE SOPORTE TÉCNICO PARA LOS EQUIPOS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS	
B.1 Introducción	466
B.2 Proceso de Selección ATE	468
B.3 Contenido de la Propuesta Técnico Económica	472
B.4 Criterios de evaluación a compañías de servicio	473
B.4.1 Objetivo	473

	Página
B.4.2 Criterios de Evaluación por Puntos y Porcentajes.	474
B.4.3 Evaluación Técnica y Económica	476
B.5 Resultados de la Evaluación Técnica Económica	477
B.5.1 Ejemplo de selección de mejor propuesta técnico-económica	478
B.6 Beneficios	483
ANEXO C ESTRATEGIA DE SEGUIMIENTO Y CONTROL DE AVANCES DE LOS PROYECTOS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS DE PEP.	
C.1 Introducción	484
C.2 Objetivo	484
C.3 Alcances	484
C.4 Implantación de la Estrategia de Seguimiento y Control	485
C.4.1 Roles y responsabilidades del MTE	487
C.4.2 Modelo de Rendición de cuentas	488
C.4.3 Evaluación del Desempeño de la Asistencia Técnica Especializada (ATE)	494
C.5 Factores claves de éxito	497
NOMENCLATURA	498
REFERENCIAS	505

ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS

LISTA DE FIGURAS

	Página
Fig. 1.1 Estructura y Organización del Trabajo.	7
Fig. 2.1 Integración de Recursos para una eficiente Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos.	23
Fig. 2.2 Equipo de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos.	24
Fig. 2.3 Sistema Tradicional u Organización Convencional.	25
Fig. 2.4 Sistema actual mediante Equipos Multidisciplinarios para el ASIPP.	26
Fig. 3.1 Líder y especialistas del equipo de Administración Integral de Pozos.	33
Fig. 3.2 Proceso de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (AIP).	34
Fig. 3.3 Matriz de posicionamiento BN constituciones Gas inyectado vs. Producción bruta.	36
Fig. 3.4 Interacción del Equipo de Productividad de Pozos con las áreas del Activo Integral de Explotación.	37
Fig. 3.5 Metodología de trabajo.	38
Fig. 3.6 Proceso de administración integral de pozos desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales.	39
Fig. 3.7 Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos	40
Fig. 3.8 Diagrama de flujo de la metodología	41
Fig. 3.9 Etapa I- Revisión integral del Yacimiento-Pozo-Instalaciones Superficiales.	42
Fig. 3.10 Etapa II- Análisis y solución integral del sistema yacimiento-pozo- instalaciones superficiales.	46
Fig. 3.11 Etapa III- Solución Integral del Sistema yacimiento-pozo- instalaciones superficiales.	49

	Página
Fig. 3.12 Problemáticas de campos maduros.	54
Fig. 3.13 Tecnologías aplicadas actualmente a campos maduros.	55
Fig. 3.14 Oportunidades para campos maduros.	57
Fig. 3.15 Estrategia para campos maduros.	57
Fig. 3.16 Metodología de análisis para campos maduros	58
Fig. 3.17 Representación gráfica de las etapas de la metodología VCD aplicada a los proyectos de explotación.	59
Fig. 4.1 Declinación Natural de Yacimientos Petroleros.	67
Fig. 4.2 Daño Ecológico por Instalaciones Superficiales Obsoletas o Deficientes.	68
Fig. 4.3 Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos.	68
Fig. 4.4 Disciplinas que conforman al Equipo de Productividad de Pozos.	69
Fig. 4.5 Equipo de Productividad de Pozos.	70
Fig. 4.6. Incremento de Producción por Activo Integral.	71
Fig. 4.7 Incremento de Producción en la Región Sur 2005 - 2006.	71
Fig. 4.8 Integración de los 15 Equipos de Productividad de Pozos en PEP.	72
Fig. 4.9 Distribución de los 15 Equipos de Productividad.	75
Fig. 4.10 Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos.	76
Fig. 4.11 Ubicación Geográfica de los 15 Equipos de Productividad de Pozos por Activo y Región.	80
Fig. 4.12 Compromisos de Productividad por Equipo de Productividad.	81
Fig. 4.13 Nuevo Enfoque de Productividad de Pozos.	82
Fig. 4.14 Visión Estratégica de Productividad de Pozos.	84
Fig. 4.15 Clasificación y Disciplinas Específicas para los equipos de productividad	86
Fig. 4.16 Estructura Funcional de Creación de Valor en PEP.	88
Fig. 4.17 Fases del Proceso de Implementación.	89
Fig. 4.18 Roles y Responsabilidades de la Estrategia.	90
Fig. 4.19 Plan de Trabajo.	91

	Página
Fig. 4.20 Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP).	93
Fig. 4.21 Ubicación de acciones específicas para mejorar la productividad de pozos de campos petroleros una o varias a la vez en forma integral.	95
Fig. 4.22 Acciones para Mejorar la Productividad a Corto Plazo, 1 año.	96
Fig. 4.23 Acciones para Mejorar la Productividad a Mediano Plazo, 2 años.	97
Fig. 4.24 Acciones para Mejorar la Productividad a Largo Plazo, 3 ó más años.	97
Fig. 4.25 Lineamientos Técnicos para la contratación de Servicios para Estudios de Productividad de Pozos.	98
Fig. 4.26 Contenido de Propuestas Técnico-Económicas para Estudios de Productividad de Pozos.	99
Fig. 4.27 Foros Tecnológicos de Intercambio de Experiencias y nuevas Tecnologías en Productividad de Pozos.	101
Fig. 4.28 Evaluación 2008 y programa 2009-2010.	104
Fig. 4.29 Programa de Trabajo 2009-2010.	104
Fig. 5.1 Sísmica convencional 2D	110
Fig. 5.2 Sísmica convencional 3D	110
Fig. 5.3 Descripción del Proceso Exploratorio	111
Fig. 5.4 Registros geofísicos	113
Fig. 5.5 Invasión del filtrado de lodo	122
Fig. 5.6 Comportamiento de la curva SP para formaciones de arena y arcilla	125
Fig. 5.7 Comportamiento de la curva de Rayos Gamma para formaciones de arena y arcilla	127
Fig. 5.8 Registro sísmico	129
Fig. 5.9 Registro de densidad	130
Fig. 5.10 Registro de Neutrón	132
Fig. 5.11 Influencia de gas en registros de porosidad	133
Fig. 5.12 Núcleos de la formación	134

	Página
Fig. 5.13 Procedimiento de análisis de muestras de núcleos pequeños (formaciones consolidadas)	136
Fig. 5.14 Procedimiento de análisis de muestras de núcleos pequeños y formaciones deleznales	137
Fig. 5.15 Procedimiento de análisis de muestras de núcleos grandes y formaciones consolidadas	137
Fig. 5.16 Procedimiento de análisis de muestras de núcleos “frescos” y formaciones consolidadas	138
Fig. 5.17 Separación Instantánea ó Flash	140
Fig. 5.18 Separación diferencial convencional, a temperatura del yacimiento de un aceite bajosaturado	140
Fig. 5.19 Concepto de prueba de presión en un pozo	145
Fig. 5.20 Prueba de decremento de presión	148
Fig. 5.21 Prueba de incremento de presión	148
Fig. 5.22 Prueba de gasto variable	149
Fig. 5.23 Prueba de inyección	149
Fig. 5.24 Prueba a presión constante	150
Fig. 5.25 Prueba de formación	151
Fig. 5.26 Prueba de pulsos	152
Fig. 5.27 Pruebas de interferencia	152
Fig. 5.28 Comportamiento pozos vecinos al T-513	155
Fig. 5.29 Caídas de presión y nodos principales en un sistema básico de producción	158
Fig. 5.30 Curvas de comportamiento de presión-producción	161
Fig. 5.31 Comportamiento presión-producción de acuerdo a la correlación de Fetkovich	164
Fig. 5.32 Aplicación de análisis nodal utilizando como nodo solución al Yacimiento	169

	Página
Fig. 5.33 Aplicación de análisis nodal utilizando como nodo solución el fondo del pozo	170
Fig. 5.34 Aplicación de análisis nodal utilizando como nodo solución la cabeza del pozo	171
Fig. 5.35 Influencia del cambio de diámetro de la línea de descarga.	172
Fig. 5.36 Estado Mecánico y Gráfica IPR de Condición Actual del Pozo Jujo-12.	175
Fig. 5.37 Análisis Nodal de Escenario I. Estimulando intervalo activo	179
Fig. 5.38 Escenario I Produciendo de JSK-5 (5,400-5,453) actual, abriendo adicional JST-4 (5,290-5,325), JSK-5 (5,373-5,395) y JSK-6 (5,555-5,600)	180
Fig. 5.39 Escenario II produciendo de JSK-5 (5,400-5,453) actual, abriendo adicional JST-4 (5,290-5,325) y JSK-5 (5,373-5,395)	181
Fig. 5.40 Escenario III Usando un aparejo de 4 ½" hasta 2780 m y 3 1/2" hasta 3000 m en reemplazo de la TP de 2 7/8", profundizando la TF	182
Fig. 5.41 Escenario III Produciendo de JSK-5 (5,400-5,453) actual, abriendo adicional JSK-5 (5,373-5,395)	183
Fig. 5.42 Escenario III usando un aparejo de 4 1/2" hasta 2,780 m y 3 1/2 " hasta 3,000 m en reemplazo de la TP de 2 7/8", manteniendo TF a 2,760 m.	184
Fig. 5.43 Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circular.	186
Fig. 5.44 Clasificación de mecanismos de daño	189
Fig. 5.45 Metodología de pruebas de laboratorio	191
Fig. 5.46 Pruebas de Laboratorio	192
Fig. 5.47 Determinación práctica de la presión de fracturamiento	195
Fig. 5.48 Reacción del ácido en calizas o dolomías	196
Fig. 5.49 Zona de fracturamiento hidráulico	201
Fig. 5.50 Fracturamiento hidráulico	203

	Página
Fig. 5.51 Diagrama de flujo de recomendación propuesta para el pozo Jujo-26	217
Fig. 5. 52 Estado Mécanico y última condición de producción del pozo Jujo-26	218
Fig. 5.53 Escenario I Análisis de Sensibilidad al daño de formación para Estimular intervalos de 5,455 m a 5,565 m, aislando (5,360-5,400 m)	219
Fig. 5.54 Escenario I Análisis de sensibilidad al daño de formación Estimulando intervalos de 5,455m a 5,565m, aislando (5360-5400 m), considerando Sarta de 3 ½ pulg.	220
Fig. 5.55 Escenario I Análisis de sensibilidad al daño de formación Estimulando intervalos de 5,455m a 5,565m, aislando (5,360-5,400 m) con Sarta de 4 ½ pulg x 3 ½ pulg	221
Fig. 5.56 Escenario I Estimular intervalos de 5,455 m a 5565 m con daño de formación S=13, aislando (5,360-5,400 m), con Sarta de 4 ½" x 3½"	222
Fig. 5.57 Escenario II Produciendo KI, KSAN y JST-1 actuales, y adicionando intervalos en JST-2 (5,580-5,610).	223
Fig. 5.58 Escenario II Análisis de Sensibilidad al daño de formación en JST1, Produciendo KI, KSAN y JST-1 actuales, adicionando intervalos en JST-2 (5,580-5,610).	224
Fig. 5.59 Escenario II Produciendo KI, KSAN y JST-1 actuales, adicionando intervalos en JST-2 (5,580-5,610).	225
Fig. 5.60 Escenario II Análisis de sensibilidad al daño de formación en JST-1 (actual) Produciendo KI, KSAN y JST-1 actuales, adicionando intervalos en JST-2 (5,580-5,610).	226
Fig. 5.61 Procedimiento de Estimulación del pozo Jujo-26	227
Fig. 5.62 Procedimiento de Estimulación Matricial pozo Jujo-26	228
Fig. 5.63 Representación gráfica de un pozo sin producción	230
Fig. 5.64 Esquema de bombeo Neumático Continuo (BNC)	233

	Página
Fig. 5.65 Diseño de Bombeo Neumático Continuo (BNC)	234
Fig. 5.66 Unidad de Bombeo Mecánico (Balancín)	239
Fig. 5.67 Bomba subsuperficial	240
Fig. 5.68 Ciclos de bombeo	242
Fig. 5.69 Clasificación API de bombas	243
Fig. 5.70 Unidad de Bombeo Mecánico Convencional Clase I	245
Fig. 5.71 Operación del bombeo mecánico en pozo productor.	247
Fig. 5.72 Bomba hidráulica tipo pistón	248
Fig. 5.73 Esquema de una bomba subsuperficial tipo jet	250
Fig. 5.74 Bomba tipo jet	251
Fig. 5.75 Unidad de bombeo electrocentrífugo	255
Fig. 5.76 Ejemplo de eficiencia de bomba electrocentrífuga.	256
Fig. 5.77 Esquema de Instalación para producir con émbolo viajero	260
Fig. 5.78 Principio del funcionamiento del PCP.	262
Fig. 5.79 Configuración del sistema de bombeo por cavidades progresivas	265
Fig. 5.80 Patrón de drene formado alrededor de un pozo horizontal	279
Fig. 5.81 Instalaciones superficiales de producción.	285
Fig. 5.82 Patrones de flujo para flujo horizontal en dos fases (Beggs & Brill, 1978)	290
Fig. 5.83 Diagrama de flujo del Sistema de Producción para Aceite Volátil	292
Fig. 5.84 Diagrama de flujo del Sistema de Producción para aceite negro	292
Fig. 5.85 Proceso de deshidratación y desalado de crudos	298
Fig. 5.86 Árbol de válvulas para operaciones en tierra	299
Fig. 5.87 Árbol de válvulas para operaciones marinas	299
Fig. 5.88 Esquema de un separador vertical	304
Fig. 5.89 Esquema de un separador horizontal	306
Fig. 5.90 Esquema de un separador trifásico con controladores de nivel del tipo Desplazamiento	309

	Página
Fig. 5.91 Esquema de un separador trifásico con un vertedero como controlador de nivel total de líquidos y uno de desplazamiento para interfase agua-aceite.	309
Fig. 5.92 Esquema de un separador de dos fases	310
Fig. 5.93 Estación de compresión recíproca para gas de baja presión.	312
Fig. 5.94 Bomba multifásica centrífuga.	314
Fig. 5.95 Torre estabilizadora Batería Giraldas	318
Fig. 5.96 Tanque de techo cónico.	320
Fig. 5.97 Tanque de techo flotante.	320
Fig. 5.98 Esquema del sistema de producción del complejo San Manuel	325
Fig. 6.1 Diagrama de Flujo para la adquisición y análisis de datos.	330
Fig. 6.2 Adquisición de datos.	331
Fig. 6.3.1 Espacio de colaboración virtual de PEP Región Sur.	337
Fig. 6.3.2 Espacio de colaboración virtual de PEP Región Norte	338
Fig. 6.3.3 Espacio de colaboración virtual de PEP Región MNE	338
Fig. 6.4 Organización Portal de Colaboración de PEP	340
Fig. 6.5 Interacción de la Suite de Aplicaciones con la información y/o datos de los Proyectos de Productividad de Pozos.	341
Fig. 6.6 Portal de productividad para la alta dirección.	342
Fig. 6.7 Vinculación del Portal de Productividad de Alta Dirección con las diferentes Regiones de PEP.	343
Fig. 6.8 Proceso de adquisición de datos en tiempo real	349
Fig. 6.9 Ahorro para PEP aplicando tecnología de medición multifásica en línea con elemento radiactivo	351
Fig. 6.10 Transmisión en tiempo real de un medidor portátil MPFM a la red de PEMEX	354
Fig. 7.1 Historia de Producción de PEP Región Sur.	358
Fig. 7.2 Histórica de Producción en PEP Región Sur del 2005 a la fecha	359
Fig.7.3 Pronóstico de Incremental de Producción	366

	Página
Fig. 7.4 Enfoque Integral Yacimiento-Pozo-Instalaciones Superficiales	374
Fig. 7.5 Metodología aplicada en análisis por pozo	375
Fig. 7.6 Instalaciones de superficie Arcabuz Norte	375
Fig. 7.7 Situación de campo Arcabuz Área Norte	376
Fig. 7.8 Estación de recolección Arcabuz 5 y Módulo Arcabuz 352	376
Fig. 7.9 Pozos con oportunidad a corto plazo	377
Fig. 7.10 Modelo Red de Recolección Arcabuz 5	380
Fig. 7.11 Estado mecánico actual pozo Cactus 301	384
Fig. 7.12 Configuración estructural cima cretácico medio	386
Fig. 7.13 Correlación estratigráfica en dirección NW-SE	387
Fig. 7.14 Evaluación petrofísica	388
Fig. 7.15 Comportamiento de producción del pozo Cactus 301	389
Fig. 7.16 Comportamientos de los fluidos	391
Fig. 7.17 Comportamiento de presión	392
Fig. 7.18 Registro PLT, (12-Junio-2008). Intervalos Abiertos	393
Fig. 7.19 Mapas de acumulados de aceite	394
Fig. 7.20 Mapas de acumulados de gas	394
Fig. 7.21 Curva IPR Cactus 301	397
Fig. 7.22 Gradiente de presión, condición actual	398
Fig. 7.23. Curva de operación, condición actual	399
Fig. 7.24 Curva de gasto de líquido vs Gas de inyección.	400
Fig. 7.25 Curva de operación, condición inyectando a 3094m	401
Fig. 7.26 Curva de operación, pronóstico de producción. Inyección @ 3094m	404
Fig. 7.27 Perfil de producción luego de intervención	406
Fig. 8.1 El Universo de pozos en PEP en febrero de 2008.	411
Fig. 8.2 Pozos operando al cierre 2007.	413
Fig. 8.3 Pozos cerrados con posibilidad de Explotación a 2007.	413
Fig. 8.4 Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos en PEP, (ASIPP).	414

	Página
Fig. 8.5 Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (MASIPP)	415
Fig. 8.6 Incremento de Producción de aceite evaluado para los pozos operando para diferentes equipos de productividad.	416
Fig. 8.7 Incremento de Producción de gas evaluado para los pozos operando para diferentes equipos de productividad.	417
Fig. 8.8 Pozos cerrados sin posibilidades de explotación.	418
Fig. 8.9 Declinación de aceite por Equipo de Productividad para los diferentes activos de explotación.	419
Fig. 8.10 Declinación de gas por Equipo de Productividad para los diferentes activos de explotación.	420
Fig. 8.11 Avances de la Estrategia de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos	421
Fig. 8.12 Integración de 15 Equipos de Productividad Multidisciplinarios.	422
Fig. 8.13 Espacio de colaboración virtual de PEP Región Sur	423
Fig. 8.14 Portal de Administración del Conocimiento en Productividad de Pozos a nivel PEP.	423
Fig. 8.15 Lineamientos Técnicos para soporte Técnico a Equipo de Productividad de Pozos.	424
Fig. 8.16 Proceso de selección de soporte técnico para los Equipos de Productividad de Pozos.	425
Fig. 8.17 Estrategia de Mentoría para el seguimiento y avance de los Proyectos de Productividad de Pozos en PEP.	426
Fig. 8.18 Flujo de trabajo para el seguimiento y retroalimentación de los avances de los proyectos de Productividad de Pozos en PEP.	428
Fig. 8.19 Resultados de la Estrategia de ASIPP a nivel sistema.	429
Fig. 8.20 Resultados de los Equipos de Productividad Región Sur	430
Fig. 8.21 Producción de aceite por oportunidad realizada en PEP Región Sur	431
Fig. 8.22 Producción de gas por oportunidad realizada en PEP Región Sur	431

	Página
Fig. 8.23 Producción acumulada de aceite por oportunidades realizadas en PEP Región Sur	432
Fig. 8.24 Producción acumulada de gas por oportunidades realizadas en PEP Región Sur	433
Fig. 8.25 Resultados de los Equipos de Productividad Región Norte	434
Fig. 8.26 Producción de aceite por oportunidad realizada en PEP Región Norte	435
Fig. 8.27 Producción de gas por oportunidad realizada en PEP Región Norte	435
Fig. 8.28 Producción acumulada de aceite por oportunidades realizadas en PEP Región Norte	436
Fig. 8.29 Producción acumulada de gas por oportunidad realizada en PEP Región Norte.	437
Fig. 8.30 Evaluación 2008 y Programa 2009-2010	438
Fig. 8.31 Impacto y beneficios para PEP	439
Fig. 8.32 Áreas de oportunidad para PEP	440
Fig. 8.33 Visión Estratégica 2009-2010	441
Fig. 8.34 Alcances programados 2009-2010	441
Fig. 8.35 Compromiso 2009-2010	442
Fig. B.1 Configuración de Propuestas Técnico-Económica para los Proyectos de Productividad de Pozos.	467
Fig. B.2 Proceso de Selección de la ATE.	469
Fig. B.3 Beneficios del Proceso de Selección ATE.	472
Fig. B.4 Criterios de Evaluación.	474
Fig. B.5 Cuadrante de ubicación por nivel de experiencia del especialista	476
Fig. B.6 Cuadrantes de ubicación por nivel de experiencia del especialista por compañía participante.	481
Fig. B.7 Resultados de aplicación de Criterios de Evaluación por puntos y porcentaje a propuestas técnico- económicas.	482

	Página
Fig. B.8 Reducción de Costos de ATE en Proyectos de Productividad de Pozos	483
Fig. C.1 Estrategia de Seguimiento y Control de Avances de los Proyectos de Productividad de Pozos en PEP.	486
Fig. C.2 Estructura Organizacional de la Estrategia de Seguimiento y Control.	487
Fig. C.3 Modelo de Rendición de Cuentas.	489
Fig. C.4 Alcance del Modelo de Rendición de Cuentas.	490
Fig. C.5 Esquema del Modelo de Rendición de Cuentas.	490
Fig. C.6 Resultados rendición de cuentas a Nivel Regional del progreso físico en el diseño de propuestas.	491
Fig. C.7 Seguimiento del progreso físico de las propuestas del EP.	492
Fig. C.8 Indicadores de Desempeño de Diseño de Propuestas de Productividad.	493
Fig. C.9 Desempeño acumulado en las propuestas de productividad.	493
Fig. C.10 Evaluación del desempeño de la ATE.	495
Fig. C.11 Evaluación del desempeño de los ATE´s por equipo.	496
Fig. C.12 Evaluación del desempeño de los ATE´s individual.	496

ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS

LISTA DE TABLAS

	Página
Tab. 1.1 Estructura del Trabajo.	8
Tab. 5.1 Aspectos importantes de información geológica petrolera	108
Tab. 5.2 Factor de Formación para diferentes formaciones	119
Tab. 5.3 Tipos de pruebas de presión	147
Tab. 5.4 Correlaciones más utilizada de flujo multifásico en tuberías	165
Tab. 5.5 Correlaciones y parámetros a emplear en la ecuación 5.18	167
Tab. 5.6 Tipo de daño, origen y técnica de remoción	190
Tab. 5.7 Clasificación de los principales sistemas artificiales de producción	231
Tab. 5.8 Tabla comparativa de los sistemas artificiales	270
Tab. 5.9 Comparación entre los diferentes tipos de bombeo	275
Tab. 6.1 Tipos de datos utilizados durante un estudio de productividad de Pozos	334
Tab. 6.2 Tecnología MPFM en PEMEX E&P desde 1997	353
Tab. 7.1 Recomendaciones 60 pozos- Primera Fase	363
Tab. 7.2 Recomendaciones 34 pozos- Segunda Fase	364
Tab. 7.3 Intervenciones ejecutadas	365
Tab. 7.4 Relación de pozos estudiados y su riesgo	369
Tab. 7.5 Producción esperada e indicadores económicos	369
Tab. 7.6 Relación de pozos a estimular	370
Tab. 7.7 Oportunidades de RMA S/E	370
Tab. 7.8 Oportunidades de RMA S/E continuación	371
Tab. 7.9 Oportunidades de RMA S/E continuación	371
Tab. 7.10 Oportunidades RMA C/E y pozo a perforar	372
Tab. 7.11 Oportunidades RMA con riesgo	372
Tab. 7.12 Oportunidades RMA con riesgo continuación	373
Tab. 7.13 Acciones implementadas y programadas	378

	Página
Tab. 7.14 Intervalos Abiertos	384
Tab. 7.15 Coordenadas del pozo Cactus 301	385
Tab. 7.16 Columna geológica	386
Tab. 7.17 Resultados de evaluación petrofísica	388
Tab. 7.18 Producción Actual pozo Cactus 301	390
Tab. 7.19 Histórico de Intervenciones del pozo Cactus 301	390
Tab. 7.20 Medidas de presión @ NMD = 3734 m	392
Tab. 7.21 Producción y acumulados pozos vecinos	394
Tab. 7.22 PVT campo cactus. bloque 2	396
Tab. 7.23 Datos registro de presión de fondo fluvente	398
Tab. 7.24 Datos registro de temperatura fluvente	398
Tab. 7.25 Permeabilidades relativas gas/aceite	403
Tab. 7.26 Permeabilidades relativas agua/aceite	403
Tab. 7.27 Recomendaciones, producción esperada.	404
Tab.7.28 Premisas para evaluación económica	405
Tab. 7.29 Datos para evaluación económica	405
Tab. 7.30 Resultados de evaluación económica	406
Tab. 7.31 Resultados obtenidos con la ejecución de la propuesta.	407
Tab. A.1 Requerimientos de Especialistas para proyectos de Productividad de Pozos	454
Tab. A.2 Hoja Técnica del Pozo	465
Tab. B.1 Criterios de Evaluación por puntos y porcentajes.	475
Tab. B.2 Matriz de evaluación de Propuestas Técnico-Económicas	479
Tab. B.3 Evaluación técnica de especialistas de acuerdo a criterios técnicos.	480

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos

En este trabajo se presenta la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, (ASIPP), basada en los principios y fundamentos metodológicos de la Administración Integral de Yacimientos, pero aplicada a pozos petroleros, la cual tiene como objetivo principal optimizar la explotación de los yacimientos y/o campos-pozos-instalaciones superficiales de manera integral, a fin de incrementar el factor de recuperación de los hidrocarburos con la mínima inversión y considerar como parte fundamental el trabajo de equipos multidisciplinarios de alto rendimiento en productividad de pozos.

La inversión más alta en la explotación de los campos petroleros se realiza en la construcción de los pozos, e infraestructura de producción, por lo que la maximización del valor económico en la explotación de los yacimientos, depende de la optimización en la productividad de cada pozo.

La implementación del concepto del ASIPP consiste en la realización de estudios a detalle del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales a través del trabajo en equipos multidisciplinarios, a fin de implementar soluciones integrales a los pozos para identificar áreas de oportunidad que permitan incrementar y/o mantener la producción de hidrocarburos (aceite y gas). Este proceso es integral, es decir involucra el aspecto geológico y geofísico del yacimiento, las inmediaciones alrededor del pozo (área de drene), el diseño y las geometrías de las tuberías por las que se transportan los fluidos y las redes de instalaciones superficiales para su recolección y los procesos primarios de producción.

Las actividades involucradas en el proceso se realizan bajo un enfoque de sinergia de trabajo en equipo multidisciplinario, en las cuales participan diferentes disciplinas tales como: Geología, Geofísica, Ingeniería Petrolera, Ingeniería Química y Mecánica, así como, todas disciplinas involucradas de apoyo (Jurídico, Asuntos Externos, Construcción y Mantenimiento, Tecnología de Información, Seguridad y Protección Ambiental, etc.).

La ASIPP se aplica en cualquier etapa de explotación del campo (primaria, secundaria y/o mejorada o terciaria), siendo una actividad permanente a lo largo de la vida productiva del mismo.

1.2 Antecedentes y motivación para hacer este trabajo

En la actualidad casi el 85% de los campos petroleros de México presentan yacimientos en etapa avanzada de explotación, los cuales se encuentran en su etapa de declinación natural y en algunos casos su declinación de la producción es muy severa, producto de la invasión o canalización de agua del yacimiento y/o gas. Para atenuar y/o revertir esta declinación y prolongar la vida productiva de los pozos, es necesario implementar estrategias de productividad que permitan sostener e incrementar la producción de los pozos/campos.

Otro aspecto importante, son los recursos financieros con los que se cuenta para los proyectos estratégicos siendo estos muy limitados para atender pozos con posibilidades de producción que se encuentren cerrados, por lo que, se requiere identificar oportunidades rápidas y a corto plazo, que permitan optimizar la recuperación de hidrocarburos con un mínimo de inversión requerido.

En mayo del 2005 en Pemex Exploración y Producción Región Sur, PEP-RS, se diseño e implementó la Estrategia de Administración Integral de Pozos, con la finalidad de realizar estudios integrales de productividad de pozos para identificar oportunidades rápidas y a corto plazo, permitiendo con ello, incrementar y mantener la producción de

hidrocarburos en los diferentes campos de los Cinco Activos Integrales de Explotación que constituyen a esta Región, logrando revertir la tendencia de declinación de la producción de aceite y gas. El éxito de esta Estrategia se debió en gran parte a la integración y formación de seis Equipos de Trabajo multidisciplinarios, asimilación de metodologías de trabajo bajo el esquema de aprender-haciendo, y a la aplicación de nuevas tecnologías de punta proporcionadas por compañías de servicio; generando con ello, el mejoramiento de la productividad de los pozos de los campos seleccionados y superando las expectativas programadas. Con la implantación de esta estrategia se obtuvieron 24.5 MMBIs de aceite y 40.1 billones de pies cúbicos de gas con la intervención de 372 pozos después de 18 meses teniendo una producción incremental puntual de aceite de 136 MBPD y 257 MMPCD de gas, permitiendo a esta Región mantener una plataforma de producción mayor a los 500,000 BPD de aceite y 1,360 MMPCD de gas, revirtiendo sustancialmente la severa caída de producción debida a la declinación natural y a la continua invasión por agua de formación en los campos productores.¹

1.3 Objetivos y entregables de este trabajo

El principal objetivo de este trabajo es documentar y presentar una Metodología y Estrategia Integral para PEP, que permita identificar oportunidades rápidas, eficaces y eficientes para restablecer, sostener o incrementar la producción de hidrocarburos a corto plazo, mediante la realización de estudios integrales del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales y el establecimiento de soluciones integrales y jerarquizadas desde el punto de vista técnico y económico. Todo esto con un enfoque de trabajo en equipos multidisciplinarios en productividad de pozos y la aplicación de la Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP).

Para poder cumplir con este objetivo, se documenta una metodología de trabajo incluyendo sus procedimientos a detalle, la cual es validada y evaluada mediante su aplicación práctica a pozos en los campos petroleros, permitiendo con ello, mostrar los beneficios adquiridos.

Los entregables de este trabajo son:

1. Conceptos modernos de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales).
2. Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos bajo el esquema FEL (Front-End-Loading).
3. Estrategia de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos para PEP.
4. Visión general de los componentes del Sistema Integral de productividad de pozos yacimiento-pozo-instalaciones superficiales.
5. Aplicación y validación de la Metodología en pozos y campos petroleros de México, y
6. Resultados y beneficios obtenidos con la Aplicación de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, como una mejor práctica para el incremento de la producción de los campos petroleros.

1.4 Aportación Técnica a la Industria Petrolera

Este trabajo documenta una de las mejores prácticas que se aplican actualmente en la ingeniería petrolera que permite obtener producción de hidrocarburos de los pozos y de los campos a corto tiempo y con bajas inversiones, siendo una práctica altamente rentable.

El desarrollo de este trabajo está principalmente enfocado a transferir conocimiento en la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, mejores prácticas y lecciones aprendidas, permitiendo con ello obtener como beneficios:

- 1 Crear una nueva cultura de trabajo, mediante la formación de equipos de trabajo multidisciplinarios.
- 2 Mejorar la productividad de los pozos, a través de estudios integrales del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales.

- 3 Conocer los volúmenes de producción que pueden incorporarse, en corto y mediano plazo a la plataforma de producción, así como, definir aquellas acciones que coadyuven a restituir y/o mantener la producción en los pozos.
- 4 Generar oportunidades para establecer planes y programas de acciones que contribuyan al mejoramiento de la productividad de los pozos.
- 5 Asimilar y transferir las mejores prácticas tecnológicas mediante el concepto de aprender-haciendo, y
- 6 Contar con información técnica validada y mejorada de yacimientos, pozos e instalaciones superficiales.

1.5 Organización de este trabajo

La estructura de este trabajo está diseñada primeramente para describir los conceptos principales que sustentan la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, cuyo objetivo principal es incrementar la rentabilidad de los campos petroleros de los Activos Integrales mediante la optimización de pozos tanto cerrados con oportunidad de explotación como operando actualmente, minimizando al mismo tiempo la inversión de capital y los costos de operación, obteniendo así el máximo beneficio económico, a través de la integración de Equipos Multidisciplinarios de Productividad de Pozos, conformados por personal de PEP y de Asistencia Técnica Especializada Nacional o Extranjera (ATE), los cuales tienen el compromiso de:

- Identificar oportunidades que permitan incrementar y mantener la producción de los Activos, mediante el análisis de información disponible y futura que sea requerida de pozos fluyentes, pozos con sistema artificial de producción y pozos cerrados de tal manera que generen valor al ejecutar.
- Recuperar reservas remanentes de hidrocarburos, reactivando pozos cerrados con posibilidades de explotación.
- Incrementar la producción de hidrocarburos del Activo, aprovechando las instalaciones existentes.
- Establecer nuevas metodologías de análisis de pozos y documentar programas de intervención (reparaciones mayores y reparaciones menores).

- Aplicar tecnología de vanguardia y su transferencia de experiencias y mejores prácticas en productividad de pozos, y
- Capacitar al personal de PEP en las especialidades que se requiera mediante la contratación de Asistencia Técnica Especializada (ATE) bajo el esquema de aprender haciendo.

En la figura 1.1 y tabla 1.1 se presenta la estructura y organización de este trabajo de tesis. La primera parte está compuesta por una Introducción, con una revisión a los conceptos básicos de la Administración Integral de Yacimientos indicando la importancia del trabajo con Equipos Multidisciplinarios, así como, se presentan las bases sobre las cuales está apoyado este trabajo de tesis. La integración entre estas bases y la Metodología de trabajo dan como resultado la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP).

Así mismo, se enfatiza la importancia de contar con un programa de administración de la información, para posteriormente aplicar la Metodología de trabajo mediante un análisis del Sistema Integral (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales), lo cual forma parte del ciclo de productividad de pozos.

La aplicación de la Metodología de trabajo en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, acompañado de una Estrategia Integral de Productividad de Pozos en PEP, dan como resultado la conformación de Equipos Productividad de Pozos con compromisos de producción de hidrocarburos claros y específicos que permitan identificar oportunidades de mejoramiento de producción para hacer frente a las fuertes tendencias de declinación de los yacimientos petroleros.

En la tabla 1.1 se presenta una breve descripción del contenido de cada uno de los capítulos, así como los anexos que integran este trabajo.

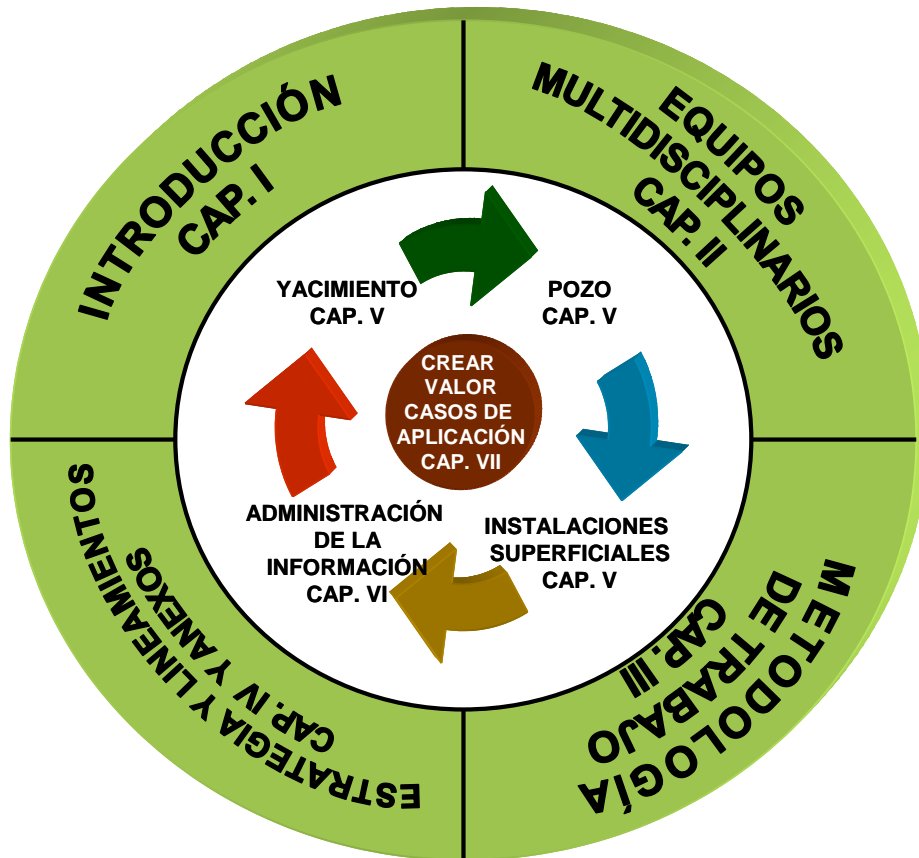


Fig. 1.1 Estructura y organización del trabajo.

Estructura del Trabajo		Beneficios
Capítulos	Breve Descripción	
Capítulo I Introducción	Panorama general del concepto de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, sus antecedentes en PEP, así como la motivación para realizar este trabajo y sus entregables.	Panorama General del contenido de este trabajo de tesis.
Capítulo II Conceptos de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos	Revisión de Literatura sobre la Administración de Yacimientos, resaltando la importancia de la sinergia y trabajo en equipo, y los retos en materia de Administración Integral de Yacimientos.	Mostrar los antecedentes en materia de Administración Integral de Yacimientos, base de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP).
Capítulo III Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos	Metodología de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (estudio integral del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales).	Mostrar el proceso y metodología de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, y su alineación con la metodología FEL.
Capítulo IV Estrategia de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos - Caso Aplicado a PEP	Estrategia para todo PEP enfocada en realizar estudios integrales (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales) mediante la integración de equipos de trabajo multidisciplinarios en productividad de pozos.	Generar oportunidades de incremento de producción a corto, mediano y largo plazo; mejorar la productividad de los pozos, e incorporar tecnología y mejores prácticas mediante el concepto de aprender-haciendo.
Capítulo V Componentes del Sistema Integral de Productividad de Pozos (Yacimiento-Pozo-Instalaciones Superficiales)	Análisis enfocado en el yacimiento, involucrando los aspectos geológicos y geofísicos, y las inmediaciones alrededor del pozo (área de drenaje), para detectar posibles áreas de oportunidad de incremento de producción.	Mostrar como llevar a cabo la caracterización de yacimientos, parte importante del estudio del sistema integral (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales).
	Análisis enfocado en el pozo involucrando al sistema integral (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales), para detectar posibles cuellos de botella en el sistema, que permitan generar posibles áreas de oportunidad.	Mostrar la importancia de efectuar el análisis nodal en forma integral (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales), para poder determinar las causas de la baja productividad del pozo, como parte del estudio integral (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales).
	Análisis de la Estimulación y Fracturamiento Hidráulico de Pozos.	Conocer las técnicas utilizadas para remover el daño a la formación, mejorando la productividad del pozo, como parte del estudio integral (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales).
Capítulo VI Administración de la Información y Portales de Colaboración	Métodos de Levantamiento de Sistemas Artificiales de Producción.	Conocer los diferentes Sistemas Artificiales de Producción: Bombeo Neumático, Bombeo Electrocentrífugo, Bombeo Mecánico, Embolo Viajero, Cavidades Progresivas, etc. Técnicas utilizadas para mejorar la productividad del pozo, como parte del estudio integral (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales).
	Revisión de los Instalaciones Superficiales, las cuales forman parte del Sistema Integral de Productividad de Pozos.	Conocer mediante un estudio integral (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales), donde se encuentran los posibles cuellos de botella en superficie, para removerlos y así mejorar la productividad del pozo.
	Análisis y recolección de la información requerida para efectuar estudios de los proyectos de Productividad de Pozos. Portales de Colaboración Virtual de Productividad de Pozos, y el espacio de Colaboración para la Alta Dirección.	Conocer como efectuar el análisis, síntesis y optimización de la Información Técnica, para asegurar la calidad de la información. La importancia de los Portales de Colaboración Virtual en Productividad de Pozos permiten compartir información y herramientas (software técnico), metodologías, mejores prácticas, lineamientos, etc., con lo que se garantizará el resguardo de esta información. Mediante el Portal de Colaboración de Alta Dirección podremos contar con una herramienta en tiempo real para la planeación del desarrollo y control de los proyectos de Productividad de Pozos.
Capítulo VII Casos de Aplicación de la ASIPP	Casos de Estudio Aplicando la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos.	Se muestran los resultados mediante casos de aplicación de la Estrategia y Metodología de la ASIPP, mostrando sus beneficios, mejores prácticas, etc.
Capítulo VIII Discusión y Consolidación de la Estrategia de ASIPP	Discusión.	Se Discuten los beneficios de contar con la ASIPP.
	Conclusiones y Recomendaciones.	Se muestran las conclusiones y recomendaciones de ASIPP.
Capítulo IX Conclusiones y Recomendaciones	Conclusiones y Recomendaciones.	Se muestran las conclusiones y recomendaciones de ASIPP.
Anexos A, B, y C	Estos Anexos presentan: Los Lineamientos Técnicos para Soporte Técnico a Equipos de Productividad de Pozos, Proceso para la Elaboración y Evaluación de Propuestas Técnico-Económicas de Soporte Técnico en Proyectos de Productividad de Pozos de los Activos	Estos documentos sirven de apoyo para integrar 15 Equipos de Productividad de Pozos, constituidos por personal de PEP-ATE, bajo el concepto y aplicación de la Estrategia y Metodología de ASIPP, así como evaluar el desempeño de los Equipos de Productividad de Pozos PEP-ATE, y contar con una base de consultores externos Nacionales e Internacionales de ATE que agreguen valor a la cadena de PEP.

Tab. 1.1 Estructura del Trabajo.

CAPÍTULO II

CONCEPTOS DE ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS

2.1 Introducción

Hoy en día la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP) en la Industria Petrolera ha tomado una especial atención, esto debido al interés de revertir la tendencia declinante en la producción de hidrocarburos y a la importancia que representa este recurso energético a nivel mundial, el cual hoy en día es la principal fuente de energía.

La ASIPP tuvo su origen en la Administración Integral de Yacimientos, (AIY)^{2,3}, pero enfocada a pozos. Las bases de esta Metodología se han llevado a otras áreas de la Ingeniería Petrolera, adoptando un enfoque de trabajo en equipos multidisciplinarios de productividad de pozos, considerando especialistas en las áreas de: ingeniería de yacimiento, geología, geofísica, ingeniería de producción, perforación, operación, entre otras. La sinergia provista por la integración de estos especialistas ha tenido éxito, debido al nivel de detalle logrado en el análisis integral a pozos cerrados y/o fluyentes, al considerar al sistema de producción como unidad (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales).

En este capítulo se detallan: la definición y evolución de ASIPP, la importancia de la sinergia y trabajo de equipo para garantizar el éxito de la ASIPP, así como también algunos antecedentes en México y retos en materia de la ASIPP.

2.2 Definición de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP)^{4,5,6,7,8,9,10,11,12}

La ASIPP, se expresa como el uso de varios medios disponibles de forma ordenada para optimizar la productividad de los pozos, mediante el análisis del sistema

integral de producción (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales), permitiendo con ello prologar la vida productiva de los mismos.

La ASIPP es la aplicación del estado del arte de la tecnología para estudiar pozos cerrados y/o fluyentes dentro de un ambiente de administración, en otras palabras, es una idea de cómo el conjunto de operaciones y decisiones por la cuales un pozo es perforado, producido, intervenido, monitoreado y evaluado a lo largo de su vida productiva. La función principal es la de proveer hechos, información y el conocimiento necesario para controlar las operaciones que permitan mejorar la productividad de los pozos, y de esta forma incrementar y/o mantener la producción de hidrocarburos de los Activos Integrales de Explotación.

La ASIPP cuenta con una estrategia la cual permite mediante un enfoque sistémico, integrar equipos multidisciplinarios en productividad de pozos, los cuales tienen el compromiso de generar estudios integrales de productividad de pozos (yacimiento-área de drene-pozo-instalaciones superficiales), que permitan identificar soluciones a corto y mediano plazo, aplicando metodologías, mejores prácticas y tecnologías de vanguardia, que contribuyan al cumplimiento de la meta estratégica de producción de hidrocarburos.

La actividad del ingeniero de productividad de pozos es comparable a la del médico quien debe tomar en cuenta todos los datos disponibles y síntomas del paciente antes de recomendar el tratamiento. El ingeniero debe constantemente monitorear el pozo, y prepararse si los datos así lo indican para realizar estudios integrales (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales) de manera conjunta con el resto de los especialistas del equipo multidisciplinario, los cuales permitirán identificar oportunidades rápidas a corto y mediano plazo para incrementar y/o mantener la producción de hidrocarburos. Así como, establecer una cultura de trabajo de mejora continua basada en mejores prácticas y en las experiencias adquiridas para corregir condiciones no sostenibles.

La ASIPP es la práctica de administrar los recursos (humanos, tecnológicos y financieros), optimizando la productividad de los pozos, para incrementar y/o sostener la producción de hidrocarburos, minimizando la inversión de capital y los gastos de operación.

El éxito de la ASIPP requiere en primer lugar de integración y esfuerzo de un equipo multidisciplinario. Los integrantes del equipo son todos aquellos que intervienen durante la vida productiva del pozo; es decir, Administradores, Geólogos, Geofísicos, Ingenieros (producción, yacimientos, productividad de pozos, perforación, etc.) Investigadores, Jurídico y Ambiental, entre otros.

El proceso actual de la ASIPP es interactivo involucra además de los objetivos, su planeación, su forma de implementación, el monitoreo continuo de las operaciones, su evaluación y revisión de planes para establecer acciones oportunas y de mejora continua. Una Estrategia de ASIPP requiere del conocimiento del sistema integral de producción (yacimiento - pozo - instalaciones superficiales), tecnología aplicable, entendimiento del negocio y de la política y el medio ambiente que lo rodea.

La ASIPP es un proceso caracterizado por tener Planeación, Coordinación, Control, Administración, Comunicación/Retroalimentación y Delegación. La Planeación es la fase más importante dentro del proceso, ya que define el problema y establece alternativas de solución que permiten seleccionar la más viable mediante una rigurosa evaluación técnico-económica. En otras palabras, define los objetivos del proyecto, considerando un plan propuesto que incluye el programa de trabajo, recursos, presupuesto y políticas. La Administración permite integrar cada una de las fases del proceso de una manera lógica y sistemática para su implementación, monitoreo y control del proyecto. Los elementos que se han empleado para describirla son los siguientes:

- Proceso continuo, ordenado y cíclico, aplicado a lo largo de la vida del pozo.

- Integra los Recursos Humanos, Tecnológicos y Económicos de manera óptima y oportuna.
- Integra la información del sistema integral (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales), la procesa, la analiza y genera oportunidades de mejoramiento de producción de hidrocarburos.
- Identifica que la información y el plan estén sujetos a un análisis de riesgo e incertidumbre.
- Establece acciones para la adquisición de nueva información, su procesamiento y análisis.
- Plantea como elemento importante el monitoreo y/o seguimiento de los resultados obtenidos.
- Define como objetivo final mantener y/o sostener la producción de hidrocarburos para contribuir al cumplimiento de la meta estratégica de producción.

Los objetivos más comunes de la ASIPP son:

- Crear una nueva cultura de trabajo, mediante la formación de equipos de trabajo multidisciplinario.
- Generar oportunidades de mejoramiento de producción de hidrocarburos a corto y mediano plazo.
- Asimilar y transferir las mejores prácticas mediante el concepto de aprender-haciendo.
- Incrementar la producción de aceite y gas.
- Maximizar la recuperación.
- Minimizar la inversión de capital, y
- Minimizar los costos de operación.

2.3 Evolución de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP)

En los últimos años la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos ha adquirido una especial atención en la Industria Petrolera. Su evolución inicia

históricamente por la introducción del concepto de Administración Integral de Yacimientos (AIY), cuyo objetivo principal es la planeación de las inversiones para el desarrollo de: nuevos campos petroleros, instalaciones para recuperación secundaria y/o mejorada, y para la solución de problemas en la explotación de los yacimientos productores. La Administración de Yacimiento ha estado en práctica en varias formas desde los 1930's¹³.

A través del tiempo la AIY presenta dos fases o etapas importantes en su desarrollo y aplicación⁴:

Etapas 1- Antes de 1970, la ingeniería de yacimientos fue considerada la única disciplina de importancia técnica en la AIY. En 1962, Wyllie¹⁴, enfatizó dos elementos importantes: **(a)** utilizar solo los componentes mecánicos fundamentales de los yacimientos y **(b)** automatizar utilizando computadoras básicas. En 1965, Essley¹⁵, definió “¿qué es la ingeniería de yacimientos?”, y concluyó que a pesar de los avances en los aspectos técnicos de la ingeniería de yacimientos, las consideraciones vitales de la ingeniería son a menudo abandonadas o ignoradas.

Al inicio de los 70's los estudios de explotación de yacimientos carecían de un análisis integral.

Etapas 2- Esta cubre el periodo de tiempo entre 1970's y 1980's. Craig y colaboradores¹⁶ y Harris y Hewitt¹⁷ en 1977 explicaron el valor de la sinergia entre la Ingeniería y la Geología. Craig enfatizó el valor de la descripción detallada del yacimiento, utilizando la Geología, Geofísica y los conceptos de la simulación numérica de yacimientos. Harris y Hewitt presentaron una perspectiva Geológica del sinergismo en la Administración de Yacimientos. Ellos explicaron la heterogeneidad del yacimiento debido a las complejas variaciones de continuidad del mismo, el espesor y propiedades del espacio poroso, por ejemplo, porosidad, permeabilidad y presión capilar.

Durante los 1970's y los 1980's considerables cambios en esta filosofía fueron instigados y el valor del sinergismo entre Ingeniería, Geología y Geofísica fue realizado. Aunque estos cambios fueron benéficos, la Administración de Yacimientos todavía no valoraba el mérito de otras disciplinas, como por ejemplo, Producción, Perforación y otras disciplinas de la Ingeniería no-Petrolera.

El proceso de la Administración Integral de Yacimientos es dinámico, es decir, cada componente esta sujeto a cambios a medida que se incrementa el conocimiento del yacimiento. De igual manera la comunicación en las prácticas de la AIY es esencial para el éxito en la Explotación óptima de yacimientos petroleros⁵.

Martínez y Konopczynski¹⁸, comentan que en los 1980's se incremento el uso de supervisión y sistemas de adquisición (SCADA), aunque primeramente se enfocaron en plantas de instrumentación con procesos centrales con instrumentación de presión en la cabeza del pozo. El incremento del poder de los sistemas de cómputo centralizados y la disponibilidad de súper computadoras generó simuladores de yacimientos más sofisticados, y la introducción de computadoras personales le dio al ingeniero petrolero herramientas de análisis y sistemas de administración para generar bases de datos de producción. Por otra parte, en 1990's se caracterizó por la explosión de la era de la información y la adopción generalizada de organizaciones formadas por Activos con equipos de trabajo manejando el concepto de Administración de Yacimientos. Los sistemas SCADA y DCS se expandieron del procesamiento central de instalaciones al campo.

En este periodo las principales razones por las cuales los programas de Administración Integral de Yacimientos fallaban se caracterizaban porque¹⁹:

- La consideración del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales careció de un enfoque integral.
- El inicio era inoportuno, por lo que no se realizaba un adecuado seguimiento y supervisión del mismo, generando con ello el incremento de los costos, y

- Falta del conocimiento para relacionar al sistema pozo e instalaciones superficiales con respecto al yacimiento.

Por otra parte, se empezó a manejar el concepto de programas de entrenamiento²⁰, dando un fuerte impulso al trabajo en equipo y la interacción entre las diferentes disciplinas (ingenieros, geólogos y geofísicos), logrando con ello obtener una mayor eficiencia y eficacia en la Administración Integral de Yacimientos. Así mismo, los avances tecnológicos de las computadoras en esta época, daban la oportunidad de llevar un mejor control en la administración de proyectos, demandando personal altamente calificado para el manejo de las mismas.

Todo el personal involucrado en uno o más aspectos de la Administración Integral de Yacimientos debe tener un claro entendimiento de todo el proceso, un entrenamiento técnico, una comunicación directa, cooperación y trabajo en equipo para lograr alcanzar los objetivos establecidos en el proyecto.

El Instituto Crisman de la Texas A&M University elaboró y publicó un manual para la Administración de Yacimientos Petroleros con un enfoque integrado⁶. Este manual presenta un análisis minucioso de los conceptos básico de la Administración de Yacimientos.

Con la evolución de la tecnología se logran desarrollar mejores equipos y herramientas de software para la administración de los datos, permitiendo con ello incrementar la interacción de las diferentes bases de datos realizadas por cada una de las disciplinas involucradas en la Administración de Yacimientos.

El concepto de Administración Integral de Yacimientos ha evolucionado en paralelo con la Industria Petrolera a la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP), motivado principalmente por la necesidad de revertir la tendencia declinante de la producción de hidrocarburos, y el maximizar el valor

económico de los yacimientos y/o campos, sin embargo, éste concepto a la fecha no ha sido adoptado en los planes de estudio de las universidades, ya que cada disciplina se enseñan de manera aislada sin un enfoque de manera integral, generando con ello una fuerte deficiencia en el trabajo en equipo y en el desarrollo de proyectos de productividad de pozos. Con base a lo anterior, es importante integrar al plan de estudios de las Universidades el concepto de ASIPP, a fin de formar estudiantes con una visión integral del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, que permitirán identificar áreas de oportunidad para el mejoramiento de la producción e interactuar de manera eficiente con las diferentes disciplinas involucradas, ya que la inversión más alta que se realiza en la explotación de los campos esta en la construcción de los pozos e infraestructura superficial de producción, por lo que resulta necesario la optimización de la productividad de cada pozo, para maximizar el valor económico en la explotación de los yacimientos.

El proceso de ASIPP debe enseñarse de manera integrada, en lugar de una serie aleatoria de técnicas independientes, para ello, es necesario realizar un esfuerzo multidisciplinario y coordinado, cuyo objetivo sea el de formar y preparar profesionistas con una visión de trabajo en equipo multidisciplinario.

En un futuro no muy distante el proceso en su totalidad será controlado por una sola persona desde una PC. Esta persona será un “profesional en ejercicio”, es decir, alguien que podría ser especialista en un área específica, pero que no es experto en todas las áreas de productividad de pozos. Este “profesional en ejercicio” podrá automáticamente adquirir datos, analizarlos, actualizar los modelos de simulación, hacer predicciones y recomendaciones e implementar éstas con la aprobación de la administración. Esto requiere de mucha tecnología nueva (sensores, comunicaciones, simuladores súper rápidos, sistemas basados en conocimiento), la cual esta en uso o en desarrollo todavía. Lo más importante es que esto requerirá de un uso fácil, software con tareas orientadas las cuales integran todas las tareas de productividad de pozos de una manera transparente. Esto seguramente sucederá cuando una clara

Metodología para todas las fases se haya establecido. Una vez que la Metodología exista y el software sea desarrollado para ésta, la ASIPP llegará a ser reproducible: diferentes personas siguiendo la misma metodología obtendrán el mismo modelo, y llegarán a tener las mismas recomendaciones.

Como parte del desarrollo de la tecnología en materia de ASIPP surgieron los pozos equipados con componentes inteligentes. Glandt ²¹, describe el valor agregado de estos pozos:

Cuantificables:

- Reducción de la cantidad de pozos para drenar las reservas o para drenar más reservas por pozo.
- Ahorro en el costo de la intervención.
- Habilidad de los pozos para responder inmediatamente a cambios no esperados en la producción o inyección realizadas en todos los ambientes de operación. (Esto se traduce en ahorro de intervención y un aplazamiento mínimo).
- Incremento en la recuperación de reservas debido a mejoras en los pozos administrados.

Difícil de Cuantificar:

- Adquisición temprana de datos para asegurar la probabilidad de éxito de pozos intermedios.
- Identificación de variables clave para medir y optimizar opciones de mejoramiento de producción.
- Medios para mitigar lo negativo, ya que a menudo es difícil prever en nuevos desarrollos.
- Saludable, seguro y dividendos ambientales, en las operaciones no tripuladas.
- Pequeño espacio ambiental ocupado debido a la reducción del número de pozos.

- Oportunidad para adquirir datos relevantes en pozos a ser abandonados.

En la actualidad la tecnología digital se ha desarrollado al punto de que se ha mejorado y abaratado, tenemos bajos costos en comunicación de datos, y la capacidad de almacenamiento de datos se ha incrementado, por lo que el número de herramientas de cómputo y los volúmenes de datos de producción disponibles continúa en crecimiento. A pesar de esto la optimización de pozos esta basada en procesos manuales.

Ali, Bergen, Saluda, y Sinani²², presentaron casos históricos enfocados en la Administración Integral de Pozos y yacimientos, Well Reservoir Managment (WRM), en los cuales el esfuerzo enfocado en WRM da como resultado en una ganancia sostenida del 10% de la producción de aceite en un periodo de un año. El mejor beneficio se obtuvo al lograr un mejor entendimiento del yacimiento y al mejorar los niveles de Relación Gas-Aceite (GOR) del campo eliminando la necesidad de compresión adicional.

Los últimos años se ha caracterizado por el surgimiento de nuevas tecnologías en tiempo real. Esto incluye análisis sísmico 4D/4C, simuladores más rápidos y más potentes, y tecnología de pozos inteligentes.

Martinez, y Konopczynski¹⁸, describieron el concepto de un “Ambiente de pozos inteligentes”, el cual consiste de un sistema de pozos (inteligentes), herramientas computacionales, y sistemas de comunicación capaces de coleccionar, transmitir, y analizar terminaciones, datos de yacimiento y producción, y así, iniciar acciones para mejorar el control de pozo y procesos de producción. El beneficio de la tecnología de pozos inteligentes se obtuvo cuando la información generada por los sensores de fondo y de campo pudo ser usada activa y frecuentemente para tomar decisiones, las cuales modificaron la terminación del pozo, permitiendo la optimización de la producción y el manejo del yacimiento en tiempo real.

Actualmente con el uso de la Internet y el establecimiento de soluciones tecnológicas “Web”, permite que un Sistema de Administración pueda proveer de acceso a los datos, así como, también la posibilidad de analizarlos en cualquier momento y lugar.

2.4 Sinergia y Trabajo en Equipo

Para obtener una ASIPP exitosa se requiere de sinergia y esta se logra con el esfuerzo del equipo. El concepto de sinergia empezó a manejarse con la AIY.

Se ha hecho gran énfasis en poner la sinergia entre los ingenieros y las geociencias. Halbouty²³ inicio en 1977: “Es un deber y responsabilidad de los administradores encargarse de la coordinación total de Geólogos, Geofísicos, e Ingenieros Petroleros, para avanzar en la exploración de petróleo, desarrollo y producción”. A pesar del énfasis, el progreso ha sido lento.

En el contexto de la Industria Petrolera, la sinergia significa que Geólogos, Geofísicos, e Ingenieros trabajen juntos de manera más eficaz y eficiente como un equipo de trabajo integral²⁴. El enfoque sinérgico entre miembros del equipo de diferentes disciplinas produce mejores y más rápidos resultados que los que podemos lograr cuando los miembros del equipo trabajan solos.

Para que el sinergismo (derivado del griego sinergos “trabajar juntos”) pueda lograrse en la organización y sea verdaderamente efectivo en Exploración y Producción, todos los participantes deben estar abiertos a nuevas ideas, trabajo en equipo y compartir los conocimientos adquiridos en cada uno de sus ámbitos de trabajo y disciplinas. Hay barreras para el sinergismo y el equipo sinérgico. Algunos participantes tienen personalidades que no son apropiadas, a otros les faltan habilidades de comunicación (un ingrediente esencial), y algunos otros están temerosos a trabajar en equipo en donde sus contribuciones no serán completamente reconocidas. Algunos

carecen de entender el concepto o no desean compartir la gloria, las derrotas o problemas con otros. Algunas estructuras organizacionales inhiben el tomar decisiones sinérgicas.

Algunas de las preguntas que se deben responderse para garantizar el soporte de los equipos de trabajo son⁴:

- ¿Los miembros del equipo están trabajando adecuadamente?
- ¿El esfuerzo se ajusto a los hechos; porque si o porque no?
- ¿Existen otras posibilidades de interpretar los datos?
- ¿Las suposiciones son razonables?
- ¿Los datos son confiables?
- ¿Son necesario datos adicionales?
- ¿Existe un estudio geológico adecuado?
- ¿El sistema integral de producción (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales) se definió adecuadamente?

El esfuerzo del trabajo en equipo se puede mejorar de la siguiente manera^{3,4}:

- Facilitando la comunicación entre las diferentes disciplinas de la Ingeniería, Geología, Geofísica, Petrofísica, mediante: reuniones periódicas, la cooperación interdisciplinaria enseñándonos objetivos funcionales, construyendo la confianza y el respeto mutuo, y aprender-haciendo. También cada miembro del equipo deberá aprender a ser un buen maestro.
- El ingeniero hasta cierto punto debe desarrollar el conocimiento Geofísico y Geológico de las características de la roca y el ambiente de depósito y un Geocientista (geólogo o geofísico) conocer acerca de la terminación de pozos y otros trabajos de ingeniería. El Ingeniero de Producción y de Perforación conocer el comportamiento de los yacimientos y los factores que le afectan.
- Cada miembro debe subordinar sus ambiciones y egos a las metas del equipo de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos.
- Cada miembro del equipo debe mantener un nivel alto de competencia técnica.

- Los miembros del equipo deberán trabajar como por un objetivo común, coordinados emulando Basketball. Deberá de existir una constante interacción entre diversas disciplinas.

Un modelo propuesto de Equipo de Trabajo es el siguiente^{2,3}:

- La administración funcional designa a los miembros del equipo para trabajar sobre un proyecto, con tareas específicas bien definidas.
- El equipo reporta al Administrador del Activo para este proyecto; así como, ambos seleccionan a su líder, cuya responsabilidad es la de coordinar todas las actividades para el buen funcionamiento del Equipo.
- Los miembros del equipo preparan un plan de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos y definen sus metas y objetivos, involucrando a todos los grupos de las áreas funcionales. El plan es entonces presentado al Administrador del Activo, recibiendo la retroalimentación de éste, haciendo los cambios apropiados y oportunos. El plan es aprobado y difundido a todos los miembros del equipo para que desempeñen sus funciones dentro del mismo.
- La evaluación del comportamiento de los miembros del equipo es guiada por sus jefes de área, participándole al Líder del equipo y al Administrador del Activo.
- Los equipos son recompensados con un reconocimiento y un premio en efectivo al término de sus tareas. Estos premios proporcionan una motivación extra para que los miembros del equipo se desempeñen mejor.
- Cuando las metas del proyecto cambian (de explotación primaria a secundaria y/o mejorada), la composición del equipo también cambia, al incluir miembros con la experiencia requerida. Esto también proporciona una oportunidad de cambiar a los miembros del equipo.
- Las autorizaciones de los gastos por proyecto son inicialmente propuestos por los miembros del equipo; sin embargo, el supervisor de operaciones de ingeniería y/o el Administrador del Activo, tienen la autoridad final de ratificar la aprobación.

- Algunas veces las prioridades entran en conflicto por los miembros del equipo, esto tiene lugar debido a que esencialmente tienen dos jefes (de área y el líder del equipo). Estos conflictos generalmente se resuelven por la constante comunicación entre el líder del equipo, jefes de área y el Administrador del Activo.

Las ventajas de un enfoque de Equipo Sinérgico son²⁵:

- Los miembros del equipo trabajan hacia una meta en común con objetivos específicos.
- El equipo se enfoca tempranamente en problemas clave.
- Los miembros del equipo tienen diversidad, entrenamiento especializado lo que permite **(1)** conocimiento y uso de tecnología nueva y probada, **(2)** desarrollo de una extensa base de datos, y **(3)** selección de los mejores datos y métodos para resolver los problemas.

El tiempo y costo requerido para completar el proyecto se reduce. Sin embargo hay desventajas potenciales de trabajar como o en un equipo²⁵:

- El entrenamiento y experiencia es necesario para lograr ser un equipo efectivo. Los miembros necesitan habilidades en comunicación, un entendimiento de otras disciplinas, tecnología, y un fuerte deseo de trabajar con otros.
- Las contribuciones de los miembros individuales podrían no ser reconocidas por la administración.
- Las oportunidades de aumento y la promoción de un miembro podrían reducirse si el equipo reporta a un gerente de una función o disciplina diferente. Este problema puede ser mitigado por medio de auto evaluación de los miembros del equipo.

La administración debe estar convencida de las ventajas y superar las desventajas por problemas con el personal.

El concepto de sinergia y trabajo en equipo es el elemento esencial para la integración entre las geociencias e ingenieros. La integración involucra tres aspectos fundamentales: 1.-Recurso Humano, 2.-Tecnología, 3.-Herramientas y 4.-Datos (figura 2.1).

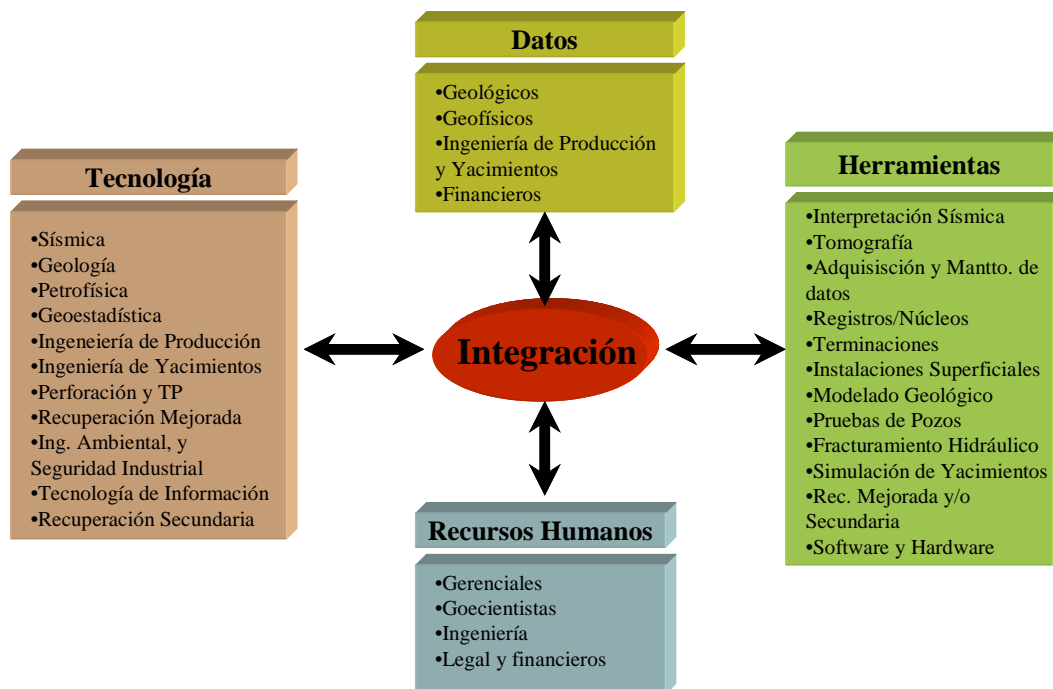


Fig. 2.1 - Integración de Recursos para una eficiente Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos^{3,26}.

Este éxito depende de lo siguiente²⁶:

1. Un entendimiento global del Proceso de ASIPP, Tecnología, y Herramientas, así como, la integración y capacitación del personal.
2. Franqueza, flexibilidad, comunicación, y coordinación.
3. Trabajando en equipo, y
4. Persistencia.

Así como la integración y esfuerzo del Equipo Multidisciplinario (figura 2.2). Los miembros del equipo deben trabajar juntos por un objetivo común, que permita asegurar el desarrollo y la ejecución del Plan ASIPP. El manejo óptimo de los Recursos

Humanos, Tecnológicos y Financieros basados en la planeación estratégica permite al Equipo de Trabajo orientar sus capacidades y esfuerzos para alcanzar de manera oportuna, eficaz y eficiente los objetivos, alcances y beneficios considerados en un Proyecto de Productividad de Pozos.



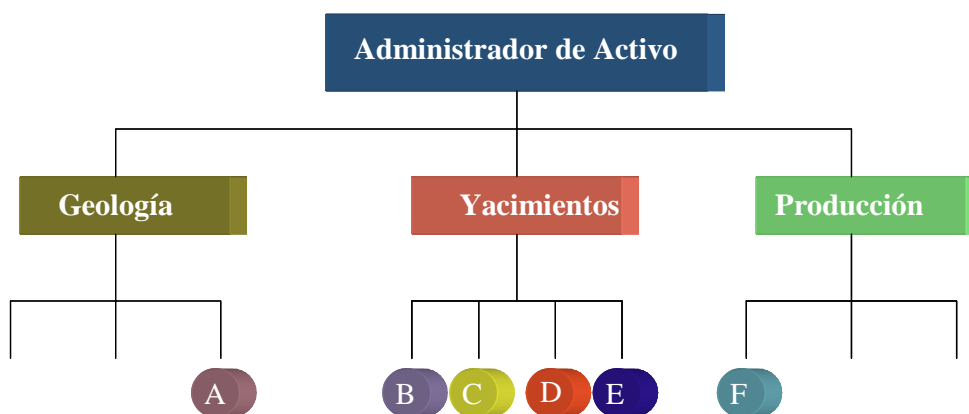
Fig. 2.2 Equipo de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP) ^{3,26}.

Los equipos requieren de una organización y una cultura para ser efectivos.

Sawabini¹⁰, menciona que tradicionalmente la Industria Petrolera fue organizada en líneas funcionales que fomentaban la especialización en disciplinas individuales. Sin embargo, esto fue manejado en un estilo simulando un sistema militar.

En los sistemas de administración anteriores los miembros del equipo eran responsables de sus propios jefes, como se muestra en la figura 2.3. Los sistemas de administración actuales han evolucionado para proveer un mejor ambiente de trabajo

para los equipos en las organizaciones por Activos, en donde un departamento es responsable de todas las actividades de Exploración y Producción (E&P), como se muestra en la figura 2.4. Este tipo de organizaciones cuentan con profesionales multidisciplinarios para trabajar juntos en un proyecto asignado. Sin embargo la organización basada en Activos no es la cura total para la integración y conformación de Equipos de Trabajo eficientes. Los miembros del equipo ingenieros y geocientistas pueden segregarse y hacer su trabajo separadamente. Este es el problema que hay que resolver²⁴.



A+B+C+D+E+F=Trabajan en un yacimiento bajo sus propios jefes



Carrera de relevos
presión por concluir una etapa

Fig. 2.3 Sistema Tradicional u Organización Convencional^{3,26}.



Fig. 2.4 Sistema actual mediante Equipos Multidisciplinarios para el ASIPP^{3,26}.

Sessions y Lehman²⁵ recomendaron incrementar la interacción entre Geólogos e Ingenieros de Yacimientos por medio de equipos multifuncionales y de un entrenamiento cruzado entre las disciplinas.

La verdadera integración requería de persistencia, impulsada por un entrenamiento cruzado, una misión, cambios organizacionales y entrenamiento en habilidades para trabajo en equipo, etc. Sin todo esto, la integración era difícil.

La Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos moderna requiere de un Trabajo en Equipo, bajo una coordinación cercana y funcional entre cada uno de los miembros que lo integran: Geólogos, Geofísicos e Ingenieros en todas las etapas de la vida del yacimiento.

Un enfoque que ha dado muy buenos resultados a las compañías petroleras, es que han decidido tener un equipo multidisciplinario de tiempo completo, el cual tiene la

responsabilidad de estudiar un yacimiento después de otro para analizar e identificar formas adicionales de producción de aceite²⁷.

Enzekwe⁸, describe que se requiere de la participación de un equipo multidisciplinario en staff. Usualmente toma algo de tiempo para que los miembros del equipo logren trabajar entendiendo la geología y la dinámica del yacimiento. Es esencial que los miembros del equipo estén juntos el mayor tiempo posible, especialmente durante las etapas tempranas de desarrollo del yacimiento. Cuando algún cambio en el staff llega a realizarse, es importante retener al menos uno o dos miembros clave del equipo para mantener el conocimiento y experiencia en el yacimiento.

Un procedimiento paso a paso de cómo mejorar el éxito en la implementación de un programa de administración de ASIPP se puede expresar como:

1. La ASIPP debe iniciar al mismo tiempo que empieza el pozo a producir. El inicio temprano de un programa coordinado de ASIPP podría proveer un mejor herramienta de monitoreo y evaluación, y menores costos a largo tiempo.
2. Los proyectos de ASIPP deberían incluir todas las disciplinas necesarias para el desarrollo de un estudio en particular.
3. El plan de trabajo debe ser flexible.
4. El plan debe estar soportado por la administración.
5. El plan de ASIPP deberá ser fuertemente soportado por el personal de campo.
6. Es crítico tener un periodo de juntas de revisión, preferentemente en las oficinas de campo, involucrando a todos los miembros del equipo.

2.5 Antecedentes y Situación en México de la AY y de la ASIPP

Como se menciona anteriormente las bases que sustentan la administración integral se encuentran bien documentadas en la literatura técnica, estas herramientas

las podemos ver operando en la Industria Petrolera Internacional, y México no es la excepción.

El primer estudio integral de yacimientos¹², se inició en enero de 1991 con el Campo Akal, el yacimiento más importante del país, ubicado en el complejo Cantarell. A partir de esta fecha en PEMEX Exploración y Producción (PEP) se han realizado diversos estudios integrales de yacimientos.

Como consecuencia de estos cambios PEP, reconoce la importancia de tener una organización más eficiente, lo que ha motivado a su reorganización, donde el núcleo central de las operaciones de los campos en la nueva organización esta en los Activos Integrales de Explotación. En los administradores de activo es quien recae la responsabilidad de integrar los recursos económicos, humanos, y tecnológicos requeridos para lograr los objetivos de la administración.

En el 2005, en PEP, se crearon los Centros Regionales de Estudios de Explotación, los cuales trabajan bajo un enfoque de trabajo en equipo multidisciplinario, cuyo objetivo es:

Coordinar la realización de los estudios integrales de explotación, para maximizar el valor económico de las reservas y capacitar y desarrollar al personal técnico especializado en los estudios de explotación, con objeto de disminuir la dependencia tecnológica.

Actualmente todos los proyectos de exploración y explotación que se realizan en PEP están sustentados en la metodología VCD cuyo objetivo es Visualizar, Conceptualizar y Definir, así como la estrategia para incrementar el valor económico de los yacimientos.

En los últimos años se ha visto la necesidad de dar atención prioritaria a los pozos, como una estrategia de incremento de producción a corto plazo, por lo que la

metodología de administración de integral de yacimientos se ha aplicado a los pozos, es decir un trabajo en equipo bajo la filosofía de administrar integralmente los pozos, a través de estudios yacimiento- pozos ^{1,28,29}.

Actualmente a nivel nacional se realizan esfuerzos coordinados en la implementación y mejora de una Estrategia Nacional de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, cuyos objetivo principal es el de Mejorar y/o sostener la producción de hidrocarburos en los Activos Integrales de Explotación, mediante la Formación de Equipos Multidisciplinarios aplicando la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, con el compromiso de identificar soluciones a corto y mediano plazo, aplicando metodologías, mejores prácticas y tecnologías de vanguardia, que contribuyan al cumplimiento Estratégico Nacional de Producción. En el Capítulo IV y anexos se describe la Estrategia de ASIPP.

2.6 Retos en Materia de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP).

En la actualidad falta mucho por avanzar en este rubro, los avances tecnológicos, las fluctuaciones en los precios del petróleo y el recurso humano cada día mejor capacitado, permitirán en un futuro incrementar los factores de recuperación de hidrocarburo.

Es importante resaltar que un aspecto importante en el que se debe trabajar para alcanzar los objetivos de ASIPP es el de lograr un cambio cultural mediante el reforzamiento del trabajo en equipo y la sinergia, ya que este es el elemento vital.

El reto fundamental en materia de la ASIPP, es implantar en todos los activos integrales de explotación las mejores prácticas en el ejercicio de productividad de pozos, de manera que maximice el valor económico asociado a la recuperación de hidrocarburos de los pozos y/o yacimientos. Las acciones que se considera convenientes emprender para lograr este reto son¹²:

- Redefinir el papel y los objetivos de la ASIPP en los Activos Integrales de Explotación dirigido al negocio fundamental de PEP, explorar, explotar y producir hidrocarburos.
- Replantear dentro del papel de las Coordinaciones de Diseño de proyectos de explotación el sustento técnico de la ASIPP; asegurando su apropiada conformación interdisciplinaria y habilidades técnicas.
- Replantear, fortalecer y consolidar los proyectos tecnológicos interdisciplinarios, como elemento para introducir las prácticas modernas de ASIPP.
- Enfatizar el papel fundamental de los estudios integrales de pozos/yacimientos en la planeación y revisión de los planes de desarrollo y explotación de pozos/yacimientos.
- Enfatizar el carácter estratégico del desarrollo y actualización de los estudios integrales de productividad de pozos y establecer un programa que permita, en el corto y mediano plazos, realizar estas actividades con recursos propios.
- Introducir un marco y un sistema de aseguramiento del proceso de ASIPP en los Activos Integrales de Explotación.
- Apoyar un sistema institucional de administración de datos técnicos.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE LA ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS

3.1 Introducción

En la actualidad la Industria Petrolera enfrenta el reto de maximizar la recuperación de hidrocarburos y rentabilidad de los campos petroleros, así como la incorporación de reservas; siendo necesario para lograr esto, realizar mejores estudios integrales del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales sustentados técnicamente, así como mejores prácticas y tecnologías de vanguardia para definir la mejor alternativa de solución para la explotación de los yacimientos. Lo anterior podría atenuar y revertir la tendencia declinante en la producción de aceite y gas que permitan prolongar la vida de los pozos y campos petroleros. Esto conlleva, a contar con personal técnico más especializado y a desarrollar y emplear metodologías de trabajo con equipos interdisciplinarios, para establecer de manera eficiente los planes y las estrategias integrales de explotación de los yacimientos, generando mayores beneficios a lo largo de la cadena de valor de las empresas petroleras.

El concepto de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP) inicia con el desarrollo de la Administración Integral de Yacimientos, (AIY), la cual ha logrado grandes beneficios a la Industria Petrolera mundial en la explotación eficiente de los yacimientos. Con base en esto, este capítulo describe la Metodología de ASIPP, la cual permite:

- a) Optimizar la explotación de hidrocarburos,
- b) Prolongar la vida útil de los pozos, y
- c) Recuperar la mayor cantidad de las reservas de los yacimientos.

Esta metodología se basa en el análisis y diagnóstico del sistema integral yacimiento–pozo-superficie, la cual se fundamenta en una atención prioritaria y enfocada a los pozos, para identificar áreas de oportunidad de mejoramiento de producción a corto y mediano plazo que permitan incorporar la mayor producción al menor costo posible.

La ASIPP se fundamenta en la aplicación de las mejores prácticas de la Administración Integral de Yacimientos, pero aplicada a todo lo largo de la cadena de valor de explotación de campos petroleros.

La ASIPP tiene como factor clave de éxito el trabajo de equipo interdisciplinario bajo la filosofía de administrar integralmente los pozos/campos, a través de estudios del sistema yacimiento-pozos-instalaciones superficiales, que permitan identificar oportunidades rápidas para implementar soluciones integrales en los pozos para incrementar y mantener la producción de aceite y gas. La ASIPP consiste en la revisión y análisis de aspectos geológicos y geofísico de las formaciones que almacenaron los hidrocarburos en el yacimiento, las inmediaciones alrededor del pozo, el pozo mismo, el diseño y la configuración de las tuberías por las que se transportan los fluidos hacia la superficie y las redes de instalaciones superficiales para su recolección, procesos primarios de producción, tales como separación, deshidratación, desalado, bombeo y compresión, incluyendo la toma de información a lo largo del sistema.

Las actividades se realizan con un enfoque sinérgico y multidisciplinario, en un ambiente y cultura de trabajo en equipo. El éxito depende en gran medida en la capacitación continua del personal y fortalecimiento de los equipos de trabajo, así como, en el compromiso total de cada uno de los integrantes del equipo. En la figura 3.1 se presenta esquemáticamente la conformación de un equipo de trabajo, los cuales son dirigidos a través de un líder del equipo.

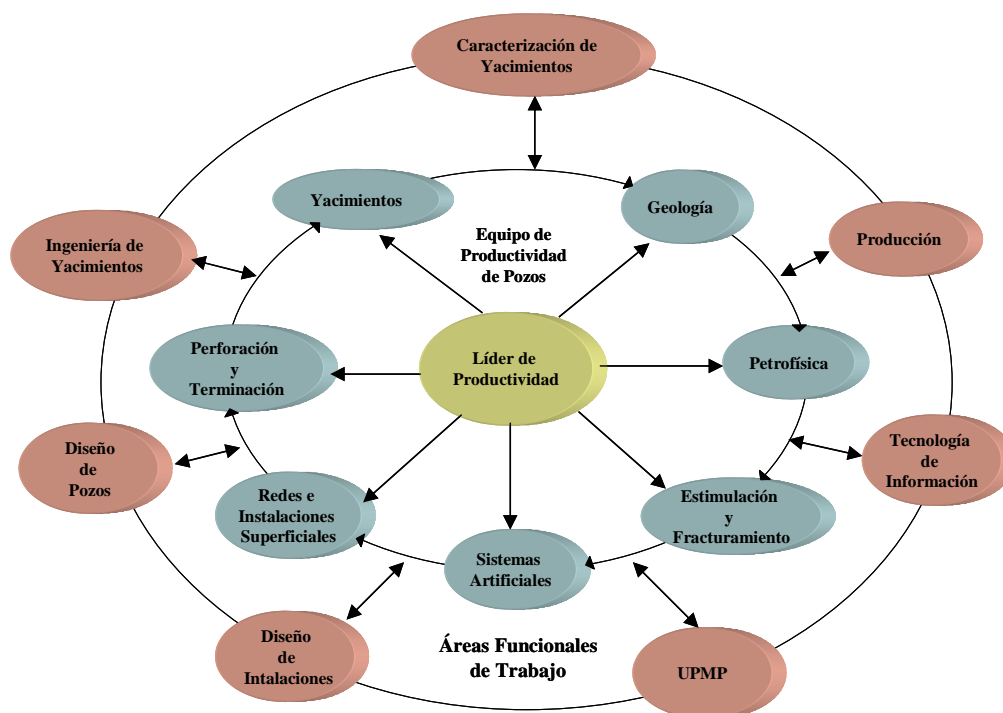


Fig. 3.1 Líder y especialistas del equipo de Administración Integral de Pozos.

Cada uno de los componentes del Sistema de Administración Integral de Productividad de Pozos se encuentra estrechamente relacionados bajo un mismo propósito o estrategia bien definida, permitiendo con ello, analizar y evaluar de manera integral toda la información técnica de los pozos, para definir y aplicar acciones correctivas que permitan mejorar la productividad de los mismos. La integración y comunicación de cada uno de los integrantes es indispensable para obtener los resultados esperados con la aplicación de la Metodología del Sistema de Administración Integral de Productividad de Pozos.

El líder del equipo de productividad debe ser capaz de integrar todos los componentes involucrados en el estudio, comunicar las decisiones, definir roles y responsabilidades, y planear las actividades a realizar para cada miembro del equipo. Debe existir una comunicación efectiva entre los integrantes del equipo, compartir el conocimiento entre las diversas áreas y disciplinas, para generar verdaderos equipos de

trabajo integrados y comprometidos al logro de los objetivos y alcances claros y precisos.

En el ASIPP la planeación es fundamental, la cual es el resultado de una visión estratégica. El líder y el equipo deben considerar todos los posibles eventos que pudieran ocurrir a lo largo del proceso (yacimientos-pozos-instalaciones superficiales), así como, también las opciones y alternativas que pudieran resultar del análisis integral, evaluando las consecuencias económicas y reduciendo las incertidumbres de cada una de éstas, para así alcanzar los objetivos.

En la figura 3.2, se muestra el concepto de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, el cual abarca desde la definición de los objetivos y estrategias hasta la evaluación de la alternativa de solución aplicada para el mejoramiento de la productividad de los pozos.

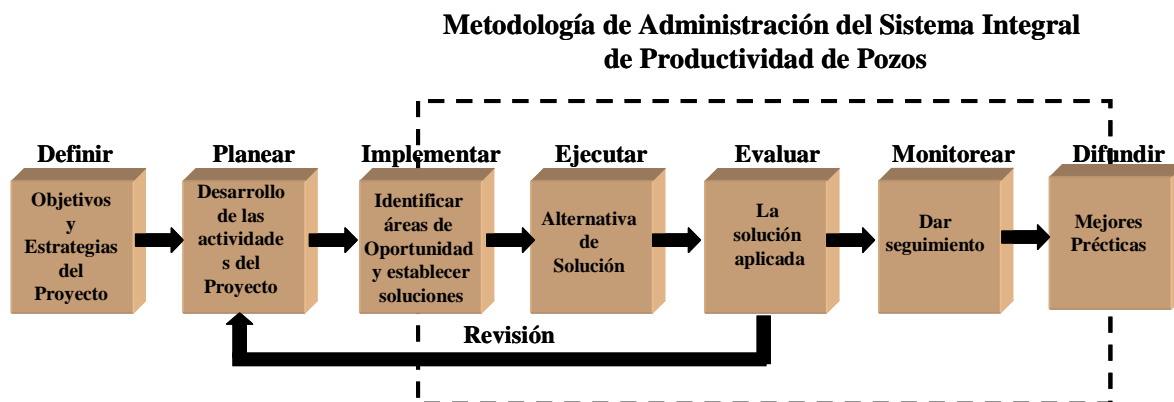


Fig. 3.2 Proceso de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP).

3.2 Proceso de la Administración Integral de Pozos

3.2.1 Objetivos y estrategias

La Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, tiene los siguientes objetivos:

- Estudiar pozos cerrados, utilizando un enfoque integral (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales), para definir si son potencialmente candidatos para reincorporación a producción o taponamiento definitivo.
- Definir un programa de trabajo a realizar en los pozos candidatos para reincorporar a producción.
- Revisar y estudiar pozos actualmente productores o en explotación que producen por debajo de su potencial, con la finalidad de proponer mejoras a los mismos y restablecer y/o mejorar su capacidad de producción, utilizando graficas de dispersión para detectar mediante una matriz de posicionamiento los pozos de baja productividad, figura 3.3.
- Determinar la necesidad de adquirir información adicional, para la evaluación de alternativas de solución y el diseño de su intervención y/o taponamiento.
- Seleccionar y diseñar los trabajos que resulten más efectivos desde el punto de vista técnico-económico basados en un análisis de riesgo e incertidumbre para la reincorporación a producción y/o optimización de la producción de los pozos.
- Transferir e intercambiar los conocimientos aprendidos entre los diversos especialistas que forman parte del equipo multidisciplinario, mediante el enfoque de “aprender-haciendo”.
- Generar un portafolio de pozos con oportunidades de mejoramiento de producción con propuestas integrales jerarquizadas de intervenciones.
- Soportar técnica y metodológicamente las propuestas integrales.
- Generar una base de datos validada y mejorada de la información técnica del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales.
- Incorporar las mejores prácticas y lecciones aprendidas.

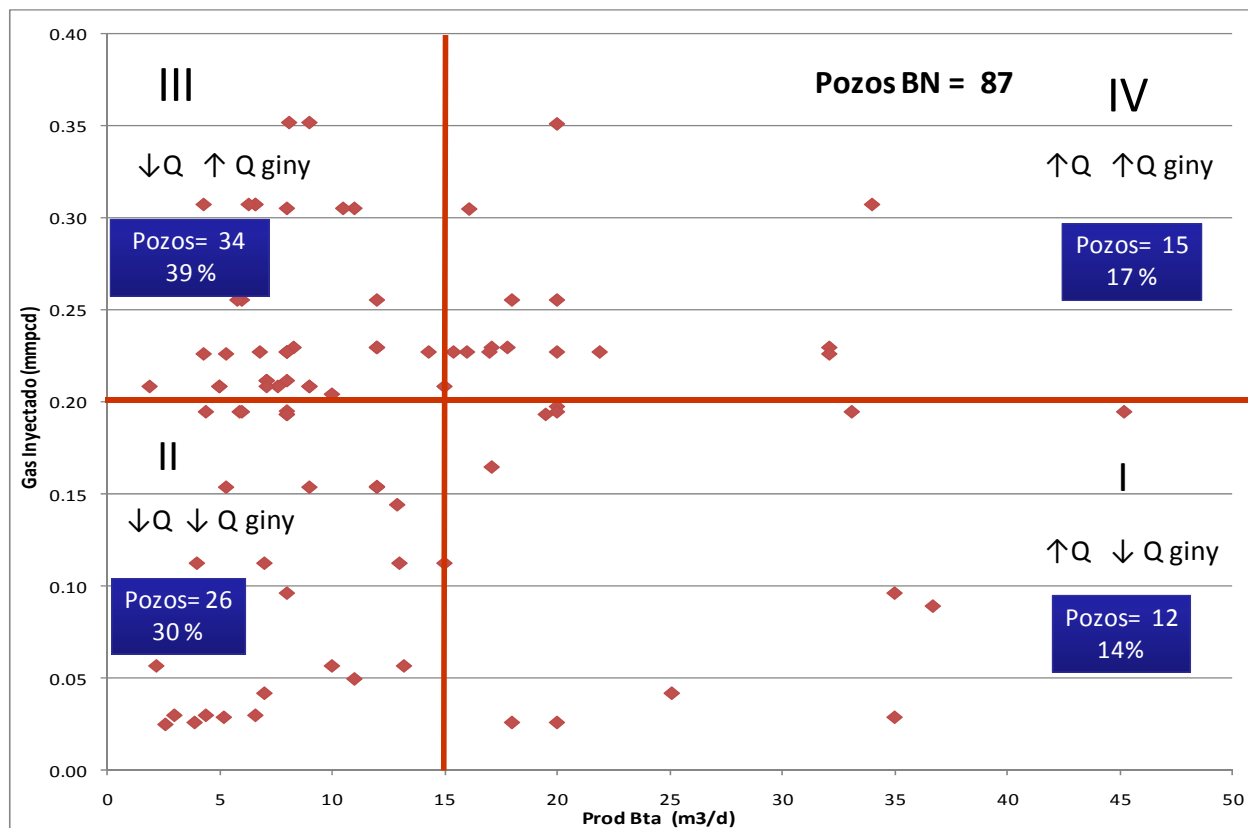


Fig. 3.3 Matriz de posicionamiento BN constituciones Gas inyectado vs. Producción bruta.

La estrategia involucra acciones a corto, mediano y largo plazos en los campos en desarrollo y/o explotación. Todas las acciones a cualquier plazo incluyen justificaciones técnicas y económicas basadas en las mejores prácticas de la administración integral de yacimientos. Bajo este escenario de alternativas, las mejores opciones para incrementar la producción de manera inmediata son las acciones a corto plazo, por lo que, la estrategia debe ser planeada en ese mismo enfoque, considerando el indicador beneficio/costo.

Como parte de la estrategia se debe integrar y formar un equipo multidisciplinario, considerando diferentes perfiles y áreas de influencia, que interactuaran y trabajaran con las diferentes áreas de trabajo que conforman al Activo Integral de Explotación (figura 3.4).

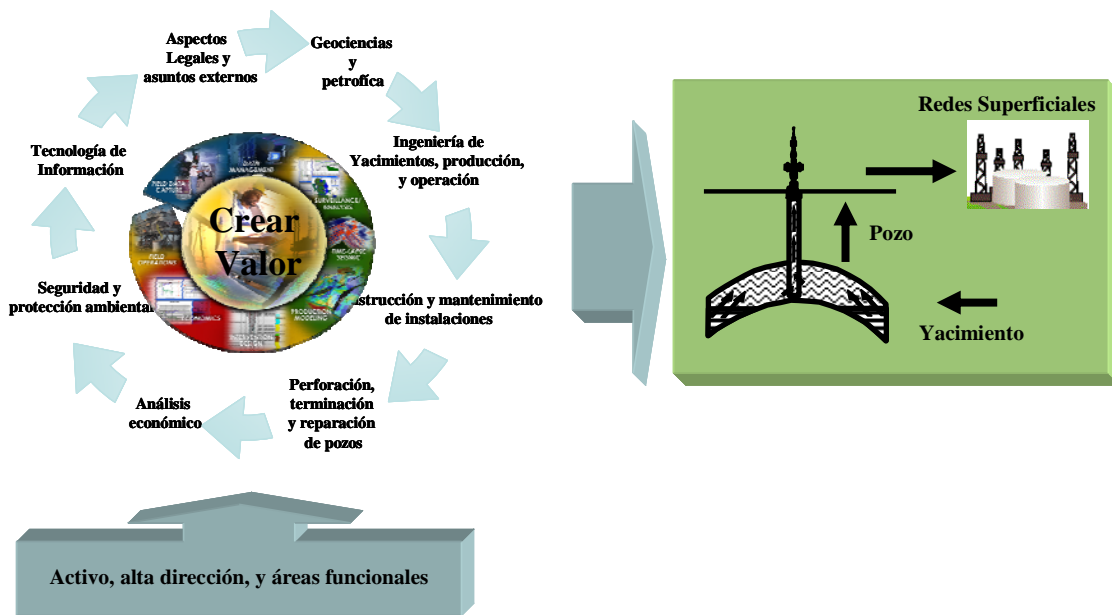


Fig. 3.4 Interacción del Equipo de Productividad de Pozos con las áreas del Activo Integral de Explotación.

Para garantizar el logro de los objetivos y entregable del proyecto es necesario definir una metodología de trabajo, que integre el trabajo del equipo multidisciplinario con la metodología de estudio y la tecnología (figura 3.5)

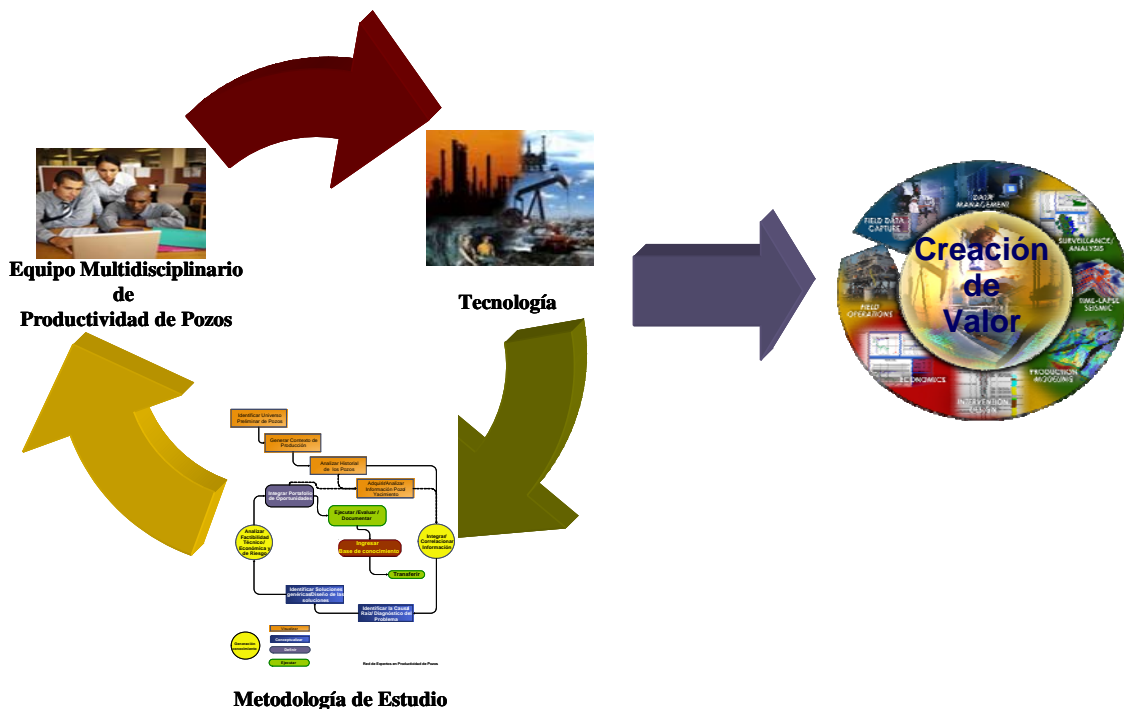


Fig. 3.5 Metodología de trabajo.

3.2.2 Plan de Desarrollo

Para incrementar la producción a corto plazo, es necesario planear e implementar diferentes esquemas para administrar e integrar pozos de diferentes campos, con el objetivo de identificar oportunidades que incrementen la producción fácilmente, basados en estudios estáticos y dinámicos de las zonas productoras cercanas y alrededor del pozo, tomando en consideración el comportamiento de la producción de los diferentes campos, yacimientos, y pozos, figura 3.6.

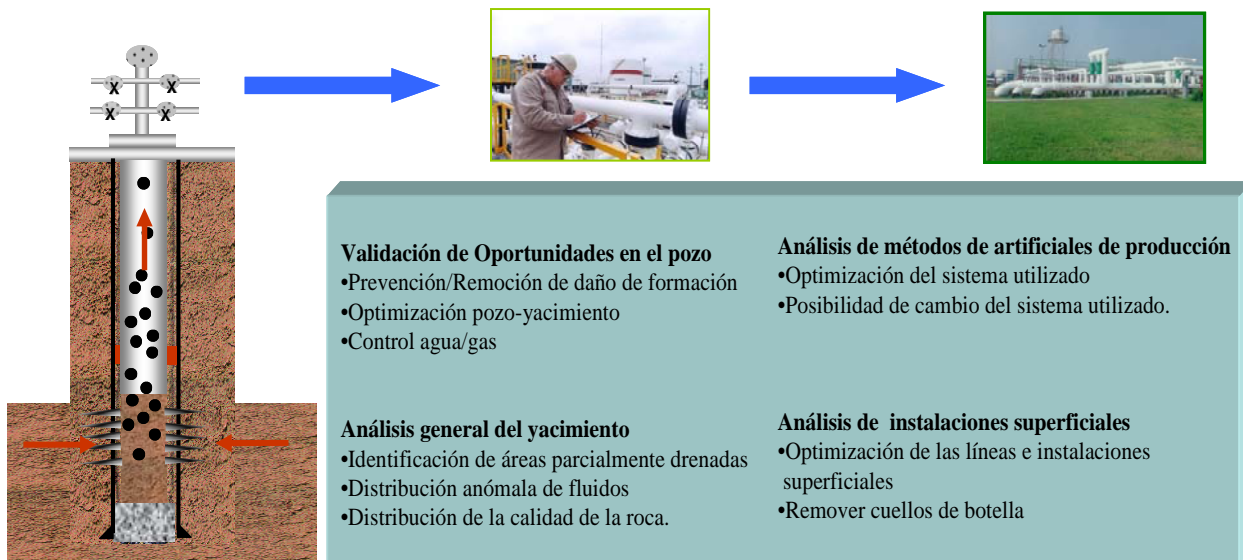


Fig. 3.6 Proceso de administración integral de pozos desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales³⁰.

El plan de trabajo consiste en aplicar la metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, la cual consiste de tres etapas principales: **1.-** Análisis integral del yacimiento, **2.-** Análisis integral de pozos, y **3.-** Una solución integral yacimiento-pozo-superficie, como se muestran en las figura 3.7 y 3.8. El diagnóstico integrado del yacimiento, pozos, instalaciones y procesos en un concepto clave para el mejoramiento continuo de la productividad, con el fin de generar una cartera de soluciones integrales y su continua optimización, mediante la documentación y aplicación de mejores prácticas, y tecnologías de vanguardia.

Es importante que el plan de trabajo sea aprobado por la alta dirección, y este sea presentado a todo el equipo de trabajo multidisciplinario para lograr el éxito del proyecto, además debe ser flexible para cualquier cambio de mejora continua.

Por otra parte, para la optimización de la producción de los pozos, es necesario aplicar análisis nodal, métodos de sistemas artificiales de producción, y redes de producción, para establecer soluciones jerarquizadas de incremento de producción.

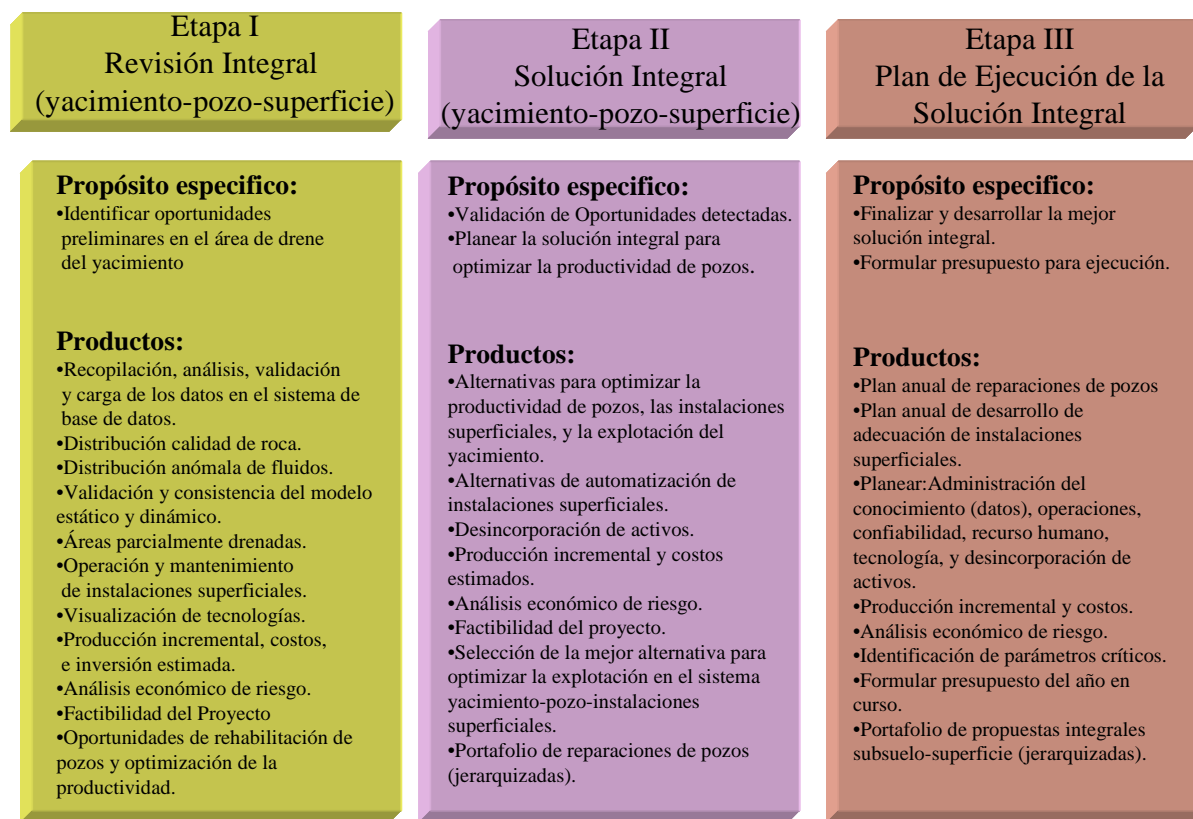


Fig. 3.7 Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos²⁹.

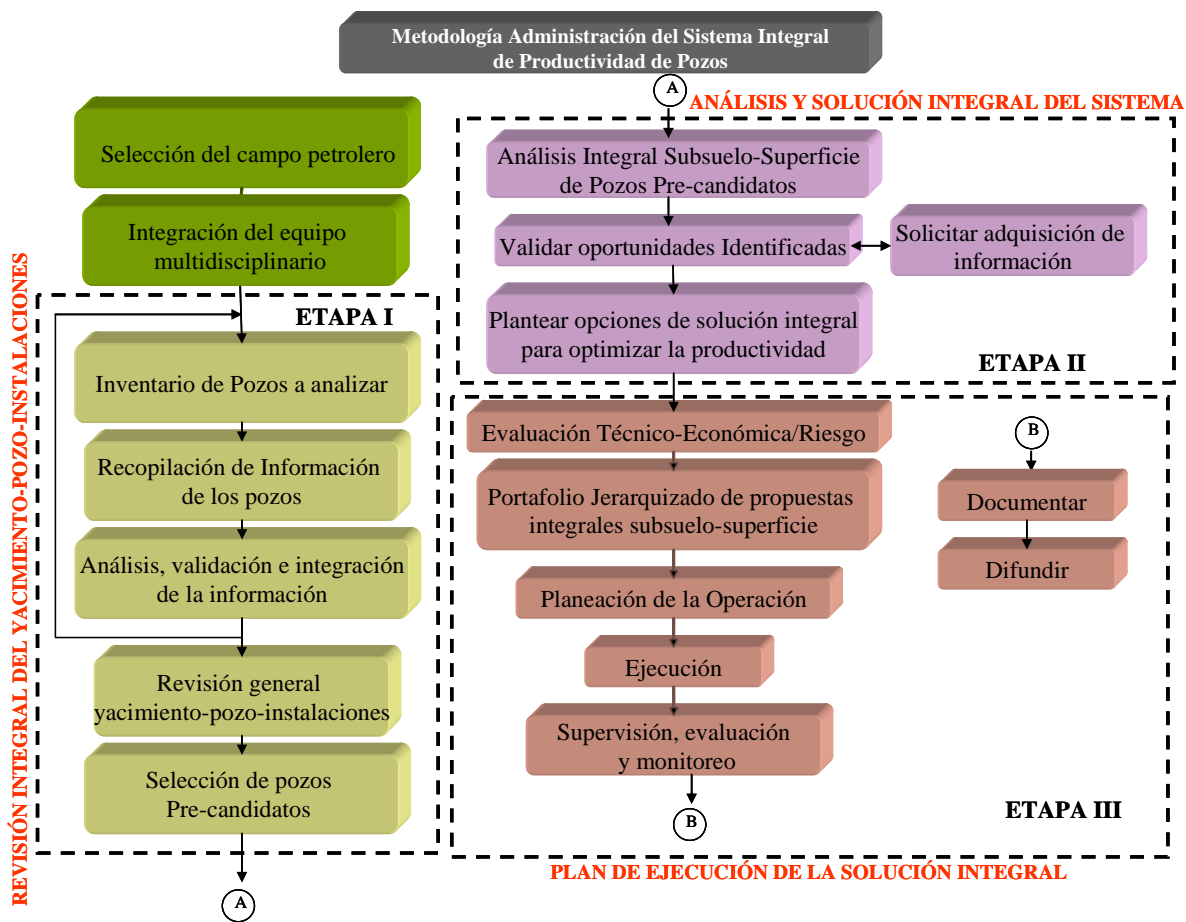


Fig. 3.8 Diagrama de flujo de la metodología

3.2.3 Implementación

El proceso de implementación considera tres etapas; la revisión integral del yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, el análisis y solución integral del sistema, y plan de ejecución de la solución integral.

3.2.3.1 Etapa I.- Revisión Integral del yacimiento.

En esta etapa se realiza una revisión general del yacimiento con el objetivo principal de identificar áreas prospectivas y distribución anómala de fluidos, así como, también un inventario de pozos candidatos para la optimización de su producción; esto se logra integrando el modelo estático con el dinámico es decir, se integrará el modelo

estructural, estratigráfico, sedimentológico, petrofísico, atributos sísmicos, geomecánico, con el comportamiento dinámico del yacimiento: producción e inyección de fluidos, presiones, mecanismo de empuje predominante, declinación, estimación de reservas, modelo roca-fluidos, etc. Es importante mencionar que este análisis de los pozos candidatos no representa una evaluación exhaustiva de los yacimientos, sino más bien un proceso de revisión integral de oportunidades considerando todos los aspectos desde el yacimiento (área de drene) hasta la superficie, con el fin de determinar pozos con comportamiento anómalo y con oportunidad de incremento de producción. También se realiza una revisión del sistema artificial de producción y de la infraestructura superficial de explotación existente.

Como producto final de esta etapa se tendrá un portafolio de las oportunidades preliminares del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales.

En la figura 3.9 se muestra esquemáticamente el proceso de esta etapa.

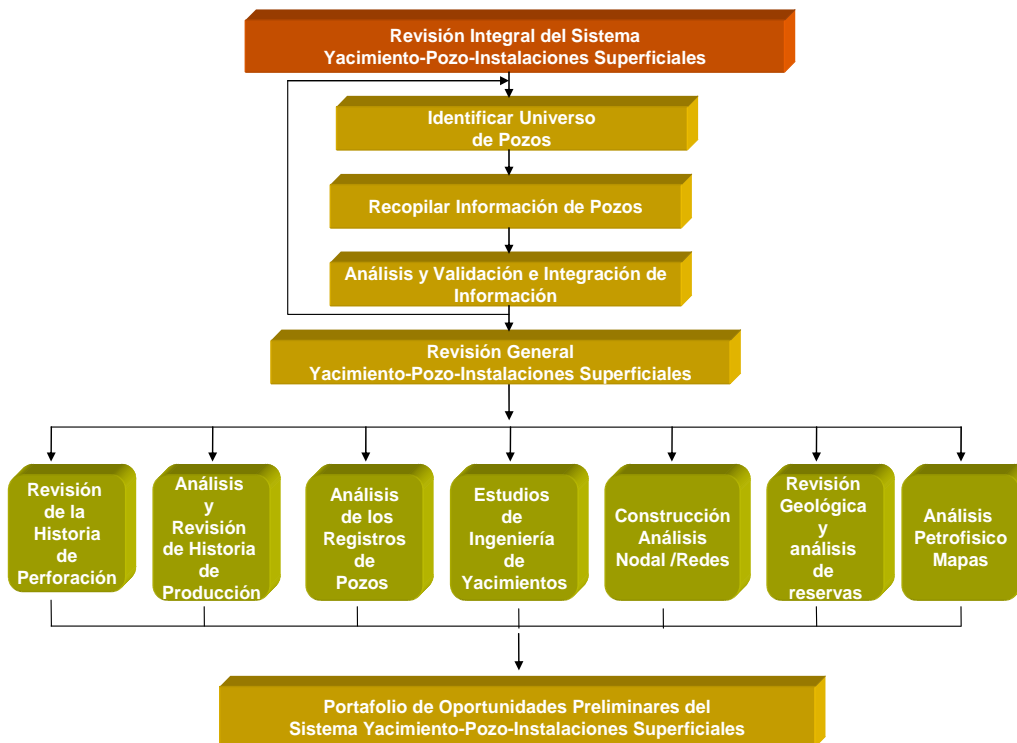


Fig. 3.9 Etapa I- Revisión Integral del Yacimiento-Pozo-Instalaciones Superficiales.

Para realizar la etapa I, es necesario contar con información técnica del pozo, y de una metodología de trabajo que nos ayude a identificar los pozos candidatos para el mejoramiento de la producción.

3.2.3.1.1 Información técnica del pozo

Durante todo el proceso de estudio se requiere usar toda la información técnica disponible del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, es decir información geológica, geofísica, petrofísica, registros eléctricos, comportamiento de presión-producción, así como también la información de los programas operativos de los pozos.

Toda la información debe ser analizada, validada y certificada, en los casos en donde la información técnica no cumpla o se encuentre incompleta, tendrá que ser revisada y completada, con la finalidad de asegurar la confianza del análisis de los datos de los pozos, y así asegurar resultados positivos. Es recomendable integrar toda la información técnica certificada en una base de datos accesible a todos los integrantes del equipo, así mismo resguardar toda la información ya que puede ser utilizada en estudios posteriores.

La información mínima requerida para un estudio de Productividad de Pozos es:

- Historia de perforación y terminación de cada pozo.
- Registros: agujero abierto, pozo entubado, de producción, y procesados
- Secciones estructurales y estratigráficas.
- Mapas estructurales de los contactos de fluidos originales y actuales.
- Análisis de núcleos (estudios petrofísicos)
- Análisis de fluidos (PVT, análisis cromatográfico de los fluidos del pozo)
- Pruebas de pozos (historia de presiones de fondo, historia de capacidad y/o pruebas de producción).
- Historia de producción y gastos de inyección de BN.
- Inventario de pozos especificando las coordenadas y el estado actual (activo, inactivo, productor o inyector).

- Historia de reparaciones de cada pozo.
- Operaciones actualmente en ejecución.

La información de cada pozo deberá ser actualizada cada vez que sea necesario, así como también monitorear el contacto de los fluidos, analizar la historia de presión producción de los fluidos del pozo, usando para esto alguna herramienta para visualizar rápidamente el comportamiento del yacimiento, considerando la siguiente información: estado actual de cada pozo, contacto actual de los fluidos (agua-aceite, gas-aceite, y gas-agua), volumen acumulado de aceite, N_p , volumen acumulado de gas, G_p , agua de producción, W_p , Relación gas-aceite actual RGA, corte de agua actual, F_w , factor de daño, S , capacidad de fluido, kh , presión estática del yacimiento, p_{ws} , y presión de fondo fluyendo, p_{wf} .

Para el análisis se debe utilizar para cada estudio el mejor software técnico aprobado por la red de expertos en productividad de pozos de la empresa, con el objeto de simular el comportamiento del pozo, a fin de establecer el diseño de la operación para restituir y/o mejorar la producción del pozo en estudio.

3.2.3.1.2 Identificación de pozos candidatos con potencial.

Para identificar todos los pozos candidatos con potencial y con altas posibilidades de mejoramiento de producción a corto plazo, se debe llevar a cabo, un proceso de evaluación sistematizado a todos los pozos por bloques, que pertenecen a la misma área de drene, utilizando la siguiente metodología:

- Revisar el inventario de todos los pozos candidatos de cada yacimiento, lo que permitirá una identificación rápida de los pozos en áreas de baja eficiencia de producción de hidrocarburos debido a posibles anomalías en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, este inventario incluye pozos cerrados o productores.

- Iniciar una revisión total y ordenada, de toda la información técnica de cada campo, tomando en cuenta los factores del yacimiento que afectan el rendimiento de la producción de los pozos, para lograr una revisión global de la información, y evaluar cada yacimiento es necesario aplicar e integrar en cantidad y calidad la siguiente información: mapas dinámicos de las fases de los fluidos del yacimiento (ejemplo, software OFM o DSS), evaluación geológica-petrofísica y caracterización dinámica de yacimientos.

Como resultado de la evaluación integrada y revisión del inventario de los pozos se identifican los pozos candidatos con potencial de incremento de producción, para así efectuar los trabajos requeridos que permitan optimizar la producción, como podría ser alguna reparación sin equipo y con equipo mayores y/o menores dependiendo el tipo de operación a realizar al pozo.

3.2.3.2 Etapa II.- Análisis y solución integral del sistema yacimiento-pozo- instalaciones superficiales.

En esta etapa se realiza el análisis integral de todos los pozos seleccionados en la etapa I como candidatos de mejoramiento de producción, y se analiza cada uno de estos pozos precandidatos con la finalidad de determinar las condiciones de operación actuales. Toda la información de los pozos es organizada y validada. Esta etapa se enfoca principalmente en establecer soluciones integrales en el área de drene y terminación del pozo mediante el análisis del daño de la formación, y la aplicación de sistemas de fracturamiento, estimulaciones de limpieza y/o matriciales y disparos, así como, optimizar el sistema artificial de producción, y la infraestructura de explotación existente, mediante la simulación del pozo, redes y procesos. Al término de la etapa se seleccionan las mejores soluciones técnicas-económicas más viables a aplicar a cada uno de los pozos analizados y se jerarquizan en función a su grado de aplicación en corto, mediano y largo plazo.

En la figura 3.10 se muestra esquemáticamente el proceso de esta etapa.

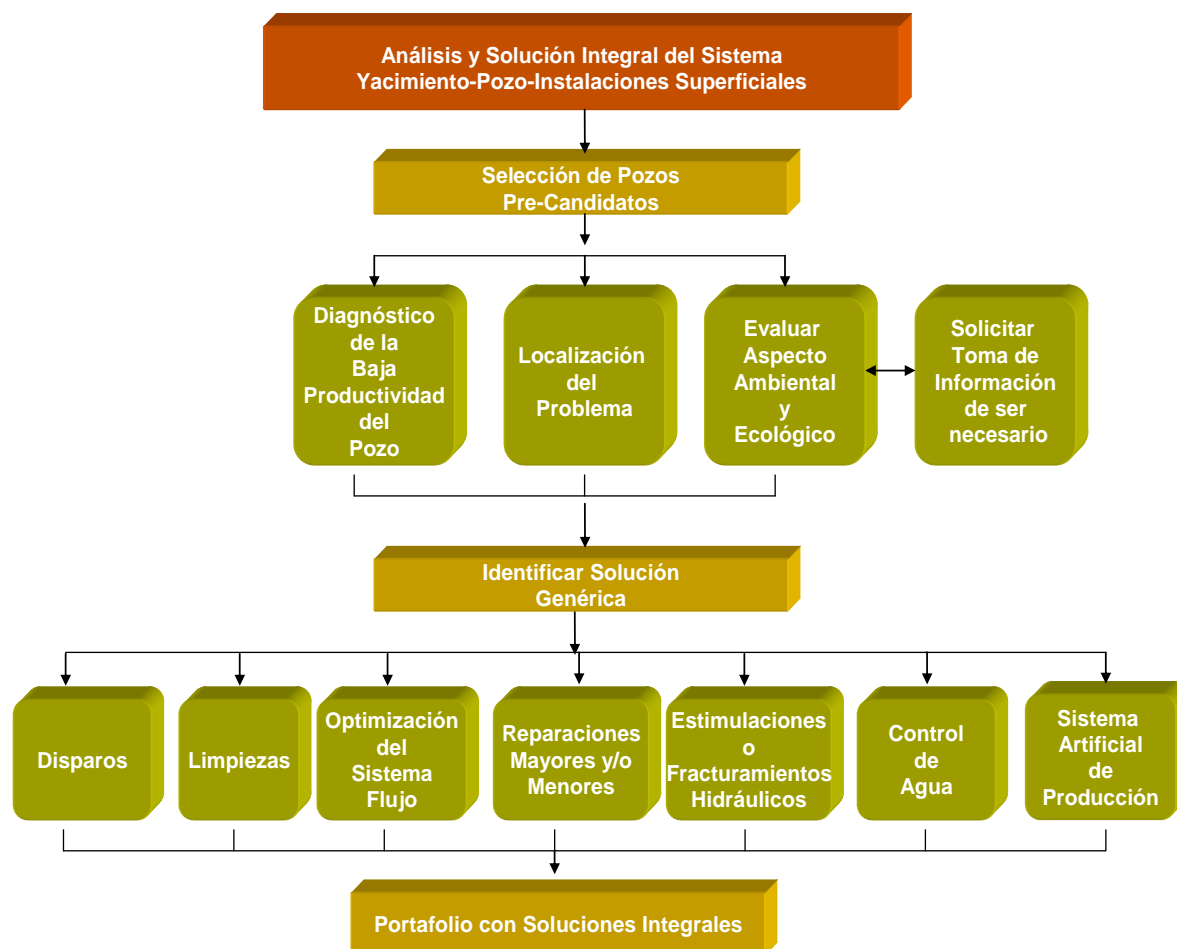


Fig. 3.10 Etapa II- Análisis y solución integral del sistema yacimiento-pozo- instalaciones superficiales.

Para poder realizar la etapa II se requiere hacer un análisis detallado del comportamiento de la producción de los pozos candidatos, para dar una propuesta técnica-económica por pozo.

3.2.3.2.1 Análisis y comportamiento de la producción de los pozos seleccionados.

Una vez seleccionados los pozos candidatos para mejoramiento de la producción, se identifica y clasifica el tipo de reparaciones a realizar (Rma c/e, Rma s/e, Rme c/e, y Rme s/e), así como, se evalúa si existe información confiable y suficiente

para determinar la integridad mecánica de cada pozo con sus respectivos índices de producción actual. Cuando la información del pozo es suficiente y confiable, entonces éste se selecciona y toda la información se integra e interpreta.

Es necesario documentar y mantener actualizado los registros de todos los pozos que fueron descartados debido a deficiencias mecánicas y reparaciones que no pudieron realizarse, por el alto riesgo de los mismos.

Usando un criterio similar es necesario evaluar el aspecto ambiental, social y político en donde se localizan los pozos candidatos, es decir pozos localizados en áreas urbanas, agrícolas, ganaderas o reservas ecológicas protegidas.

Si la información requerida no es confiable y/o suficiente en el aspecto técnico, es necesario recomendar la adquisición de toma de información de datos suficientes, tales como pruebas de pozos, pruebas de producción, registros de producción, registros de presión de fondo, registros de saturación detrás de la tubería de revestimiento, evaluación de registros de cementación, registros de capacidad, aforos y calibración de pozo, así como alguna otra prueba necesaria que permitan determinar cualquier parámetro necesario y apropiado que pueda ser de ayuda para evaluar la integridad mecánica del pozo.

3.2.3.2.2 Solución propuesta para los pozos seleccionados.

Con base al análisis de la información, se identifica el problema causante en el decremento de la producción de hidrocarburos en los pozos candidatos y se establece la mejor alternativa de solución que permita restablecer y/o mejorar la producción de los pozos analizados, basados en un análisis de riesgo e incertidumbre.

Cuando la integridad mecánica del pozo ha sido evaluada, se determina la razón por la cual el pozo fue cerrado, detectando el problema que causó la anomalía en la producción en orden para restaurar y/o mejorar la producción del pozo.

Si la anomalía en la producción es provocada debido a características propias del yacimiento, se evalúan las oportunidades de los pozos candidatos mediante un análisis integral del yacimiento.

Si la anomalía detectada es independiente del comportamiento del yacimiento, y si la causa del problema se encuentra entre el sistema de pozos vecinos y la red superficial, se identifica la mejor solución empleando una mejor práctica para restituir y/o incrementar la productividad del pozo. Cuando el problema está bien identificado, se realiza un diagnóstico del pozo candidato mediante un análisis de optimización del sistema de producción (ejemplo: análisis nodal), que permita sensibilizar el potencial de producción del pozo y determinar cuantitativamente el incremento de producción.

3.2.3.3 Etapa III.- Plan de ejecución de la solución integral

3.2.3.3.1 Evaluación del plan de ejecución de la solución integral

En esta etapa se realiza una evaluación económica para asegurar la viabilidad de las soluciones propuestas, y así seleccionar la mejor desde el punto de vista técnico-económico-riesgo. Las opciones analizadas se jerarquizan en la etapa II con base a su análisis económico correspondiente. Por otra parte, se construyen diferentes escenarios considerando alternativas y riesgos asociados a cada uno, las propuestas deben contener: **a)** Recursos Humanos y Económicos requeridos, **b)** Planeación de los trabajos a realizarse, **c)** Pronóstico de los resultados esperados, **d)** Evaluación económica y **e)** Análisis de riesgo, para cada pozo en estudio. Lo anterior permite determinar si el proyecto es rentable o no. Finalmente se prepara un portafolio de soluciones integrales (propuestas de intervenciones a pozos), soportados con un análisis del impacto de la incertidumbre sobre las alternativas de soluciones identificadas. En caso de requerirse toma de información adicional para reducir la incertidumbre, se debe efectuar un análisis del impacto económico que esto representará.

La mejor solución técnica-económica seleccionada permitirá remediar el problema identificado en el pozo y reestablecer y/o incrementar la producción del pozo candidato. Un factor clave es efectuar pronósticos de incremento de producción, utilizando variables de sensibilidad del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, con el objeto de definir la solución óptima a aplicar en el pozo. En la figura 3.11 se esquematiza el proceso de una solución integral del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales.



Fig. 3.11 Etapa III- Solución Integral del Sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales.

Entre las diferentes soluciones que podrían recomendarse se encuentran: Limpieza de la tubería de producción del pozo con tubería flexible, estimulación

matricial, estimulación matricial extendida, fracturamiento hidráulico, fracturamiento apuntalado, fracturamiento energizado (N_2 o CO_2), aislamiento de zonas específicas, control de arenas, control de agua, control de gas, control de precipitación de depósitos orgánicos e inorgánicos en la tubería de producción del pozo, etc.

Algunas de las soluciones operativas que podrían recomendarse para los pozos son: Perforación de nuevos intervalos productores, re-perforación de intervalos productores, perforación con cable y/o tubería flexible, perforación de pozos horizontales en áreas cercanas del pozo, selección y optimización de métodos artificiales de producción, cementación forzada, optimización de la red superficial de producción, colocación de tapones en el fondo del pozo, bombeo de fluidos utilizando tubería flexible, instalación de tubería capilar, o cualquier otra solución que pudiera ser eficiente para mejorar la producción de hidrocarburos.

3.2.4 Monitoreo y conclusión

3.2.4.1 Ejecución, evaluación, y seguimiento de soluciones efectuadas en los pozos.

Una vez definida la mejor alternativa de solución, el equipo multidisciplinario establece el plan técnico de Ejecución, para la implementación, aplicación y evaluación, así como, la forma de dar seguimiento y monitoreo a la solución seleccionada a nivel de campo. Es importante efectuar reuniones periódicas de trabajo, involucrando a todos los miembros del equipo. La mayoría de las reuniones deben hacerse en campo para verificar y ajustar cualquier variable que ponga en riesgo el éxito de la operación. Es importante recordar que cada disciplina tiene un rol importante en la implantación del plan de desarrollo.

Antes de la ejecución de algún tipo de operación a cada pozo, es necesario establecer una reunión con personal de operación, para definir de común acuerdo el tipo de operación a ejecutar y la forma de realizarla; mediante la generación de un reporte técnico. El reporte técnico debe contener a detalle todas las actividades a

realizar, así como, las recomendaciones que pudieran aplicarse en el pozo durante la ejecución de la misma. Este reporte debe también incluir lo siguiente: descripción completa de las operaciones y/o reparaciones a ser ejecutadas a cada pozo, descripción cuantitativa del incremento de producción esperado después de la intervención, e incluir un análisis técnico-económico del beneficio/costo con base a los indicadores económicos (VPN/VPI).

Con la finalidad de evaluar las soluciones integrales aplicadas a los pozos candidatos, se realiza un análisis de los resultados obtenidos en comparación con los datos de producción antes de la aplicación de la solución, así como, se establece el grado de acertibilidad de lo estimado contra lo real y se reevalúan y revisan los estudios para identificar áreas de mejora.

Es muy importante realizar una estrategia de ejecución en campo de las oportunidades de mejoramiento de producción, en base al tipo de operación, riesgo volumétrico, riesgo operacional y relación beneficio-costo.

Los planes y objetivos deben revisarse continuamente de tal manera que cuando el comportamiento observado no concuerde con lo esperado, o cuando las condiciones cambian se deben plantear las siguientes preguntas:

- ¿Cuáles son los factores críticos que afectan el resultado?
- ¿Qué se necesita para garantizar el éxito del trabajo?
- ¿Qué acciones correctivas se deben realizar?

Sawabnini y Egbogah¹¹, identificaron siete planes o indicadores claves de comportamiento, que ayudarán a evaluar la efectividad del programa, los cuales son: sinergia de equipo, adquisición de datos, desarrollo del yacimiento, perforación y producción, instalaciones superficiales, operación y monitoreo, evaluación económica.

Cada uno de estos indicadores es a su vez dividido en subindicadores a los que se les asignan calificaciones y peso para determinar el desempeño de cada indicador y el desempeño global del sistema.

3.3 Causas de baja productividad de pozos

Existen diversas causas por las cuales un pozo no produce de manera óptima, las principales son:

- Pozos produciendo en las zonas con bajo espesor de aceite, particularmente durante los trabajos de intervenciones a pozos, en los cuales se generan diferencias importantes de presión que pueden ocasionar problemas y conificación de agua y gas.
- Invasión de sólidos (asfáltenos, parafinas, incrustaciones, etc.) o fluidos a la formación productora y a la infraestructura del pozo.
- Infiltración de filtrado de lodo de perforación, invasión de fluidos de control.
- Mala cementación en la tubería de revestimiento de explotación y en la tubería corta.
- Falta de hermeticidad interna de las tuberías de revestimiento en los puntos de fuga (boca de liner, zapata, tie-back).
- Daño ocasionado por disparos.
- Aparejo de producción comunicado.
- Alta presión en bombeo neumático
- Profundidad entre 5,500–6,500 m.
- Producción de agua por: agua de fondo, conificación, filtración en tuberías, canales por detrás del revestidor, canales de alta permeabilidad, inyección fuera de zona, comunicación entre pozos, estimulación en zona de agua, etc.
- Incremento del corte de agua, por incremento en la saturación del agua en las inmediaciones del pozo.
- Desestabilización de finos de formación por tratamientos químicos y por altos ritmos de producción, provocando obstrucción de líneas y accesorios, mal

funcionamiento, creando riesgo a la operación y generando contrapresión adicional a los pozos.

- Pérdida de energía en el pozo ocasionada por la caída de presión en el yacimiento, requiriendo algún tipo de energía adicional para poder aportar los fluidos del pozo hasta la superficie.
- Baja permeabilidad de los yacimientos.
- Complejidad del yacimiento: yacimientos naturalmente fracturados, estructuras complejas y profundas, patrones de fracturas, inicio de formación de casquete de gas, modelo del fluido composicional, modelo sedimentológico no disponible, modelo geomecánico no disponible, acuífero activo.
- Cuellos de botella en superficie.
- Falta de planos actualizados de instalaciones superficiales.
- Falta de software automatizado para monitorear y optimizar en tiempo real la operación de pozos, redes e instalaciones superficiales.
- Falta de eliminadoras de nitrógeno NRU.

En campos maduros se presentan principalmente las siguientes problemáticas, figura 3.12:

- Bajos factores de recuperación de reservas.
- Altas tasas de declinación de producción de los yacimientos.
- Baja relación Producción-Reservas.
- Dificultad en mantener los niveles de producción.
- Incremento de los contactos gas/aceite y agua/aceite.
- Incremento de yacimientos de aceite pesado.
- Altos costos de producción.

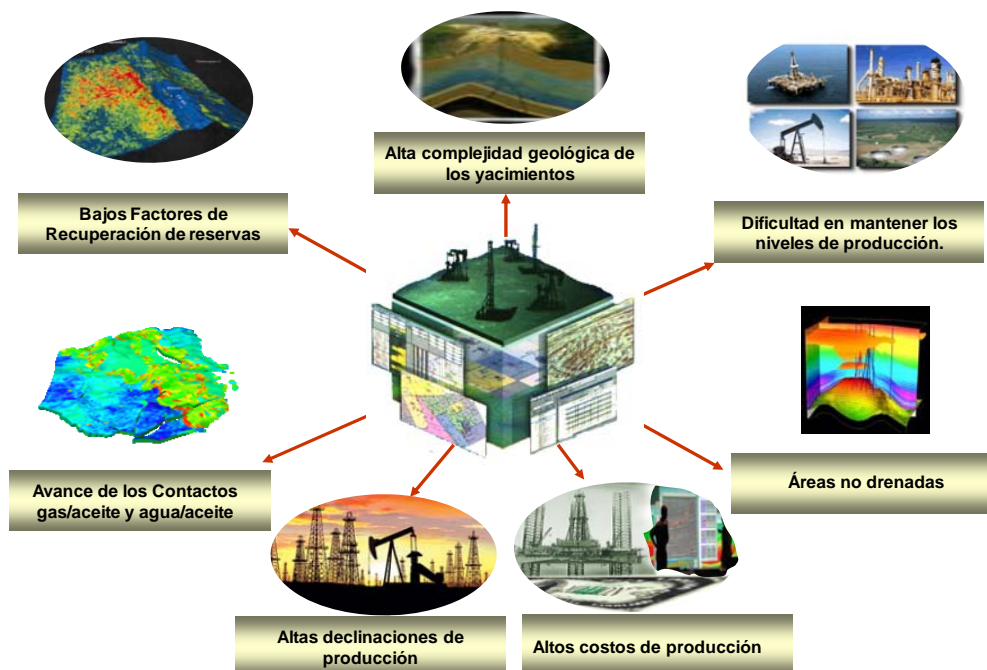


Fig. 3.12 Problemáticas de campos maduros.

3.4 Estrategia de optimización de campos maduros

Existe una gran cantidad de oportunidades de optimización de producción en campos maduros, que si bien son maduros de edad, su potencial, en producción y reservas, puede ser muy superior al de los campos maduros tradicionales existentes en el mundo.

Los campos maduros (más de 30 años de explotación) tienen un potencial enorme para contribuir al incremento de futuras reservas, siempre y cuando se desarrollen con métodos óptimos de producción. El 70% de la producción de aceite en el mundo proviene de campos tradicionales, los cuales se convertirán en maduros en muy poco tiempo. Con el hecho inevitable que la mayoría de las provincias petroleras en el mundo ya han sido exploradas y que nuevos descubrimientos son cada vez más escasos, los campos maduros están destinados a jugar un rol cada vez más importante en el balance energético del mundo. En México el 55% de la producción proviene de este tipo de campos.

En general está aceptado en la industria, que tan solo de un 30% a un 35% del aceite original in-situ, será recuperado durante un periodo normal de producción. Sin embargo, avances en la tecnología de extracción, aunado a periodos de precios altos, han generado procesos con los cuales se podrá incrementar el porcentaje de recuperación. Considerando las grandes cantidades de aceite remanente en el mundo, se pudiera incrementar la producción en un 1%, esto alcanzaría para cubrir requerimientos energéticos del mundo por un periodo de 3 años. Entre las técnicas que han ayudado y ayudarán a incrementar los porcentajes de recuperación, se encuentran: procesos de recuperación secundaria y mejorada, perforación horizontal y multilateral, simulación de yacimientos, sistemas artificiales de producción, manejo y control de arena y finos de formación, manejo y control de agua, nuevos métodos de disparos y estimulaciones, nuevas técnicas de terminación, sísmica de alta resolución, registros geofísicos más avanzados y la colocación/perforación estratégica de pozos, entre otros. Por lo anterior la aplicación de nuevas tecnologías a la explotación y/o reactivación de campos maduros, ayudará a mejorar el factor de recuperación de hidrocarburos, figura 3.13.

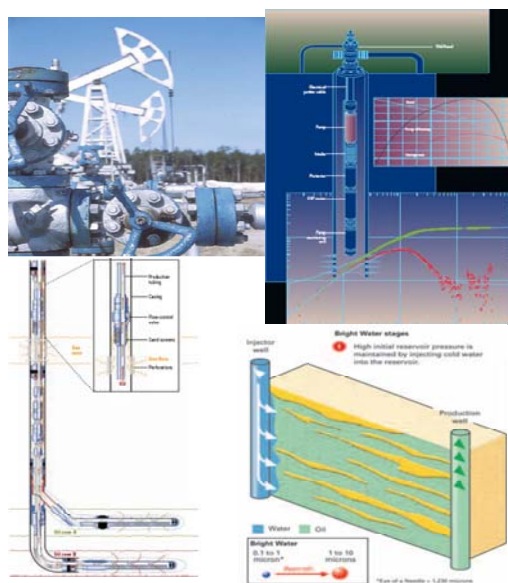


Fig. 3.13 Tecnologías aplicadas actualmente a campos maduros.

Los campos maduros, sin embargo, con llevan una serie de retos adicionales, que van más allá de los aspectos técnicos. Por lo general, se encuentran en campos con instalaciones superficiales de avanzada edad y alto mantenimiento, con producciones de aceite pobres a marginales, alta complejidad geológica de los yacimientos, con alta producción de agua y con presupuestos de inversión deficitarios. Esto hace que cualquier inversión debe estar sustentada en premisas técnico-económicas sólidas y sustentables.

Por lo anterior la estrategia contempla, figura 3.14:

- Incrementar los factores de recuperación de campos maduros y marginales cuya producción se encuentra en declinación.
- Aplicar tecnologías que permitan maximizar las reservas de los yacimientos.
- Optimizar el sistema integral de producción (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales).
- Aplicar tecnología que permita manejar crecientes cortes de agua.
- Aplicar técnicas modernas de adquisición de registros por detrás de la tubería de revestimiento y registros de flujo de producción en tiempo real.
- Optimización de sistemas artificiales de producción mediante la aplicación de nuevas tecnologías.
- Aplicar tecnología de punta para detectar áreas no drenadas.
- Adquisición de levantamientos sísmicos.
- Perforación de pozos no convencionales.
- Optimización de costos.
- Mejoramiento de la productividad de pozos.



Fig. 3.14 Oportunidades para campos maduros.

Para consolidar esta área de oportunidad, actualmente se esta desarrollando la siguiente estrategia para campos maduros. En la cual se identifican y evalúan las oportunidades, para posteriormente implementarlas y finalmente evaluar los resultados, figura 3.15.



Fig. 3.15 Estrategia para campos maduros.

Una metodología de análisis integral propuesta para este tipo de campos se muestra en la figura 3.16.

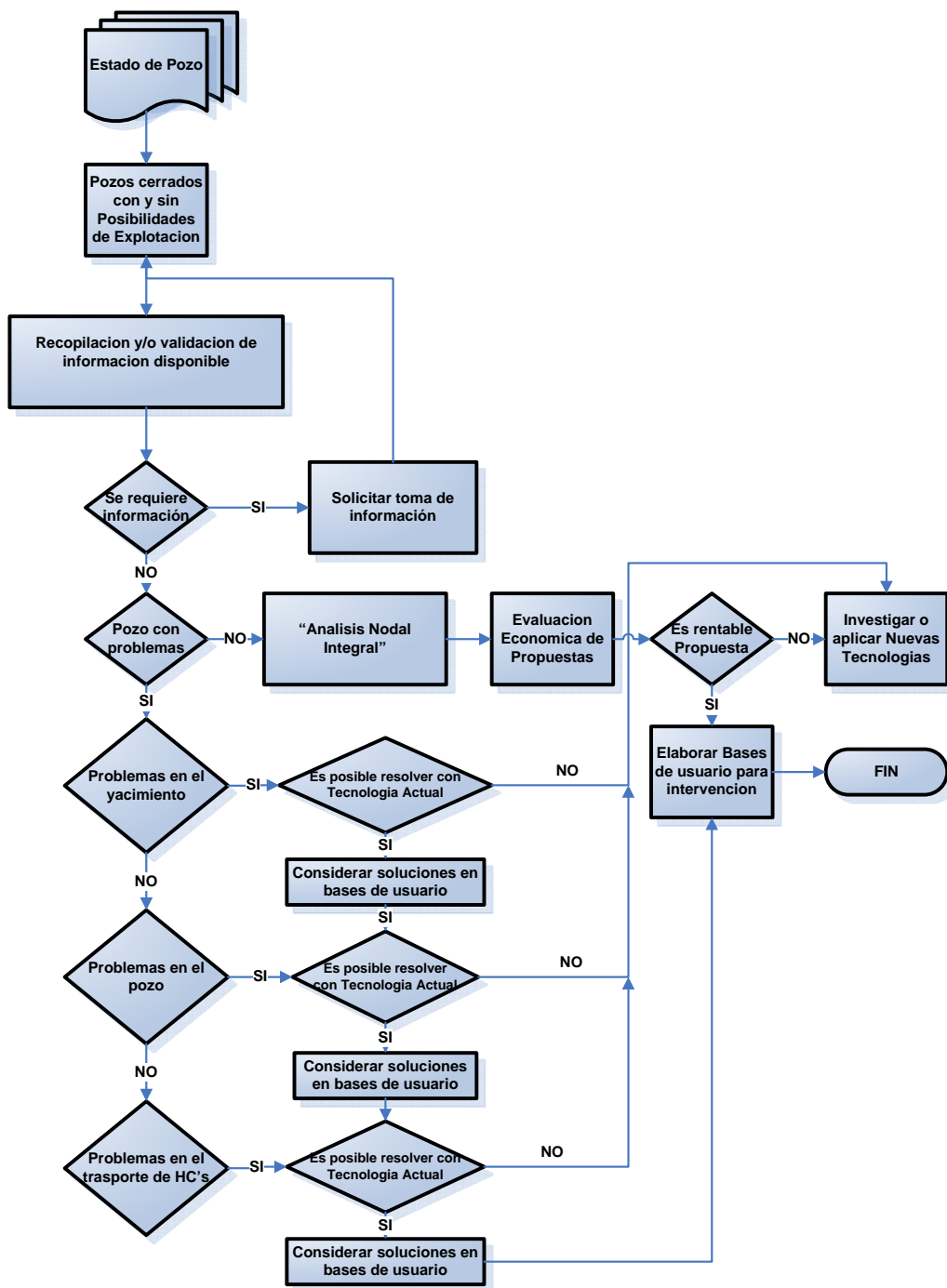


Fig. 3.16 Metodología de análisis para campos maduros

3.5 Documentación de los Proyectos de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos mediante la metodología FEL (“Front-End-Loading) o VCD (Visualización-Conceptualización y Definición).

En la actualidad todos los proyectos de explotación para el caso de PEMEX Exploración y Producción deben documentarse mediante la metodología FEL o VCD.

La figura 3.17 presenta las etapas del proceso VCD.

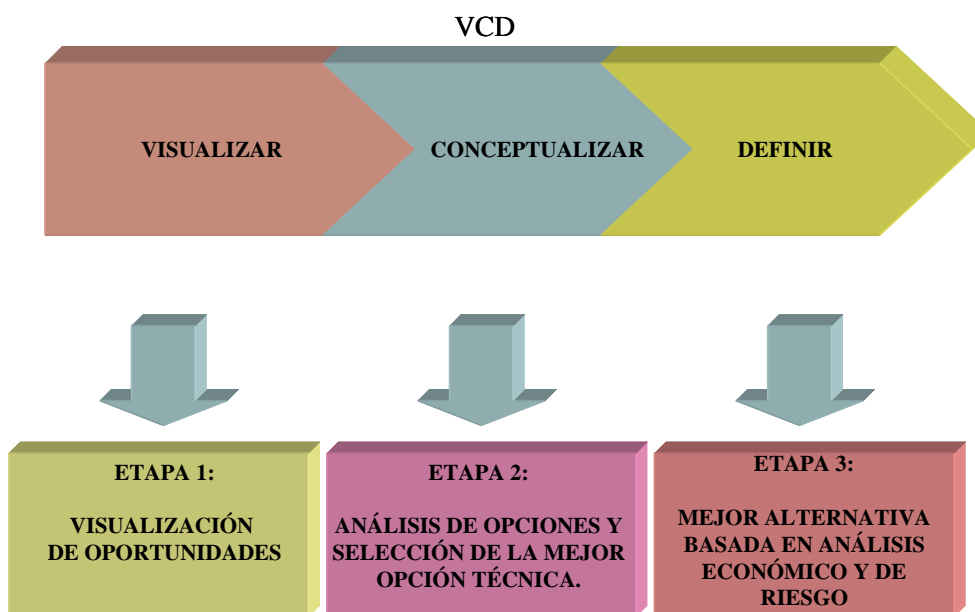


Fig. 3.17 Representación gráfica de las etapas de la metodología VCD aplicada a los proyectos de explotación.

Como se puede apreciar en la figura anterior, la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos se encuentra estrechamente alineada a la Metodología VCD.

A continuación se describen las 3 etapas de la metodología VCD aplicada al Sistema Integral de Productividad de Pozos.

3.5.1 Etapa de visualización.

Esta fase consiste en la identificación de oportunidades, definición general y alcance, generación y evaluación técnica y económica preliminar del proyecto, así como la identificación de factores de riesgo y costos clase V.

En el caso de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, la etapa de Visualización identifica los posibles pozos candidatos con oportunidades de incremento de producción (Etapa I del proceso de ASIPP).

3.5.1.1 Preparación para ejecutar VCD-V

Se debe estructurar el equipo de trabajo multidisciplinario, definiendo roles y responsabilidades de cada uno de los miembros.

El equipo deberá estar integrado por geólogos, geofísicos, petroleros, químicos, mecánicos, informáticos, así como áreas de apoyo tales como: jurídico, asuntos externos, seguridad y protección ambiental, servicio a pozos, evaluación económica de proyectos, etc., se debe nombrar un líder del equipo de Productividad de pozos quién será responsable de coordinar la realización de la etapa de Visualización, Conceptualización y Definición tal como se presenta en la figura 3.1.

Por otra parte, es necesario realizar un plan de trabajo que incluya un cronograma de actividades detallado, presupuesto estimado, apoyo técnico, recursos humanos y financieros, y mecanismos de control de actividades. Así mismo hacer una recopilación de todos los insumos necesarios. En el punto 3.2.3.1.1 (información técnica del pozo) y 3.2.3.1.2 (identificación de pozos candidatos con potencial) se indica, la información técnica mínima requerida del pozo, para realizar el análisis y diagnóstico y definir que toma de información adicional es requerida para definir si el pozo es candidato a mejoramiento de producción.

3.5.1.2 Establecer objetivos y alcances preliminares del proyecto.

Se deben definir los objetivos y estrategias preliminares del proyecto, con base a la Metodología de ASIPP (Fig. 3.6) considerando los volúmenes de producción, tiempo de desarrollo estimado para su ejecución, margen de incertidumbre inherente en el análisis de sensibilidades, dependencia y relación con otros proyectos de Productividad de Pozos a nivel PEP, así como, alinear el proyecto con las estrategias y lineamientos del Activo Integral.

3.5.1.3 Establecer criterios de evaluación técnica para preselección de escenarios.

Se deben establecer los criterios de evaluación, jerarquización, y elaborar matriz de selección de pozos candidatos para productividad.

3.5.1.4 Generar y desarrollar escenarios.

De acuerdo a lo indicado en la metodología de ASIPP, se deben identificar y potenciar los escenarios técnicos con base a un análisis de riesgo e incertidumbre que permitan jerarquizar escenarios técnicamente factibles, y elaborar un plan de adquisición de toma de información de los pozos y programa de trabajo a desarrollar (optimización, redispazo, estimulación, fracturamientos, Rma c/e y sin equipo, Rme c/e y sin equipo).

3.5.1.5 Elaborar estimado de costos clase V

Determinar los costos de Inversión, Operacionales y de Mantenimiento, considerando todos los elementos que en esta fase nos den indicio de incremento de producción y que sea rentable.

3.5.1.6 Establecer plan preliminar de ejecución de los escenarios factibles.

Se debe elaborar un cronograma preliminar de ejecución de los escenarios factibles, determinar riesgos potenciales, y elaborar cronograma de erogaciones y de requerimientos (equipo de reparación, tuberías flexibles, nitrógeno, volúmenes de

materiales, unidades de alta presión, barcos, barcazas, tuberías, sistemas artificiales de producción, etc.).

3.5.1.7 Realizar evaluación técnico-económica de escenarios factibles.

Determinar los indicadores económicos como VPN, VPI, VPN/VPI, etc. Y determinar la factibilidad técnico-económica de cada una de las opciones preliminares de incremento de producción.

3.5.1.8 Estimar plan de ejecución y costos de la fase de Conceptualización.

Generar un estimado de costos y un plan de trabajo de mayor precisión. Esto con la finalidad de obtener los fondos necesarios para realizar todas las actividades y tareas que se prevén en dicha fase, con base en la fase de Visualización.

3.5.2 Etapa de conceptualización.

Esta fase consiste de una evaluación más detallada de las opciones visualizadas en la fase anterior, con apoyo en la Metodología de ASIPP, la fase de Conceptualización realiza un análisis integral yacimiento-pozo-superficie, iniciando por las oportunidades identificadas en la fase de visualización. Además permite generar opciones en el área de drene y en la vecindad del pozo, realizando al mismo tiempo una evaluación y análisis integral del comportamiento de producción del pozo fluyente y/o sistema artificial y de la infraestructura en superficie de explotación existente, con el objeto de seleccionar las mejores soluciones técnico-económicas, para formular una propuesta definitiva por pozo candidato para mejoramiento de productividad. (Etapa II de ASIPP).

3.5.2.1 Preparación para ejecutar VCD-C.

El Líder del Equipo de Productividad de Pozos debe reunir al equipo de trabajo para establecer una estrategia y un plan para el análisis de las soluciones identificadas para cada uno de los pozos seleccionados, así como, identificar disciplinas adicionales que permitan fortalecer al Equipo de Trabajo.

Se formalizan los roles y responsabilidades del equipo multidisciplinario con base a la Metodología de ASIPP, así como, se elabora el plan de trabajo y entregables para esta fase, consistentes en: cronograma de actividades, presupuesto estimado, apoyo técnico, recursos humanos y económicos, y mecanismos de control de actividades. Los propósitos específicos de esta etapa fueron mostrados de manera esquemática en la figura 3.7.

3.5.2.2 Revisión de objetivos y alcances del proyecto.

Se deben verificar los objetivos y alcance del proyecto de Productividad de Pozos planteados en la fase de visualización, para alinearlos a la fase de conceptualización.

3.5.2.3 Adquisición y validación e interpretación de información técnica adicional.

Con base al análisis a detalle de la información de los pozos seleccionados (registros de presión, comportamiento de producción, secciones estructurales, etc.), se identifica información adicional que pudiera definir la solución del pozo, así como, reducir el riesgo de incertidumbre de la misma. Se genera un programa de toma de información a detalle, dado la importancia de la toma de la misma y su impacto en la definición del pozo.

3.5.2.4 Análisis técnico-económico de los escenarios.

Se debe efectuar una estimación probabilista de pronósticos de producción para cada escenario, actualizar el plan de ejecución y estimados de costos de cada escenario, así como, efectuar un análisis económico probabilístico y de sensibilidad a parámetros técnicos, económicos y financieros para cada escenario, considerando el riesgo e incertidumbre.

3.5.2.5 Selección del mejor escenario de explotación.

Una vez realizado el análisis técnico-económico de cada uno de los escenarios de los pozos seleccionados para mejoramiento de producción, se realiza una matriz de toma de decisión, considerando para cada escenario las actividades ha realizar,

beneficios de producción, riesgos e incertidumbre, e indicadores económicos, permitiendo con ello seleccionar el escenario óptimo para cada pozo candidato.

3.5.2.6 Plan de Ejecución.

Es muy importante realizar un cronograma preliminar de ejecución del escenario seleccionado, en donde se detallen cada una de las actividades programadas a realizar en tiempo, costo y recursos necesarios para su ejecución. Así mismo, establecer e identificar áreas de riesgo potenciales, con sus respectivas acciones preventivas para garantizar el éxito de la solución seleccionada.

3.5.2.7 Estimado de costos clase IV

Determinar los costos de Inversión, Operacionales y de Mantenimiento, considerando todos los elementos del mejor escenario de incremento de producción, con base al Plan de Ejecución preliminar elaborado.

3.5.2.8 Rentabilidad del mejor escenario integral de explotación.

Para definir la rentabilidad del escenario seleccionado y los beneficios económicos, se debe realizar una evaluación económica, considerando los indicadores económicos como VPN, VPI, VPN/VPI, etc., así como, el riesgo y sensibilidad de variables técnicas-económicas, y financieras. Ejemplo, para establecer el costo de inversión, tiempo de recuperación y beneficio/costo.

3.5.3 Etapa de Definición.

En esta fase se genera el diseño básico, con las especificaciones estrategias y los documentos necesarios para la ejecución del escenario óptimo, así como, se debe soportar su aprobación definitiva y la solicitud de fondos económicos para su ejecución.

En esta etapa se debe estructurar el equipo de trabajo, fortaleciéndolo con profesionistas de las competencias que se requieran para esta fase, así como, se establecen y formalizan los nuevos roles y responsabilidades de los miembros del

equipo multidisciplinario de Productividad de Pozos del Activo y se elabora el plan de trabajo y entregables para esta fase, consistentes en: cronograma de actividades, presupuesto estimado, apoyo técnico, recursos humanos y económicos, y mecanismos de control de actividades. (Ver figura 3.7).

De igual manera que en las fases de Visualización y Conceptualización se realizan actividades de revisión de objetivos y alcances del proyecto, plan de ejecución, y elaboración de costos pero clase IV, es decir a mayor detalle y con una definición de cada uno de los escenarios seleccionados.

3.5.3.1 Grado de definición del proyecto y uso de Prácticas de Mejoramiento de Valor (PMV).

La evaluación de grado permitirá verificar que cada una de las áreas de importancia del mismo, ha sido desarrollada a un nivel suficiente, que estadísticamente asegure una ejecución exitosa. Para esto se deben definir:

- Indicadores que permitan cuantificar el grado de definición de los principales elementos del proyecto, como puede ser nivel de definición de la productividad del pozo, y
- Uso de prácticas de mejoramiento de valor, como pueden ser: evaluación y selección de tecnologías, Análisis de riesgo e incertidumbre, modelo de procesos, definición y diseño de pozos, planeación estratégica, optimización de instalaciones, etc.

3.6 Causas del fracaso de un Proyecto de Productividad de Pozos

Hay varias razones por las cuales pueden fracasar estos proyectos, entre otros están:

- Equipo de trabajo no integrado.
- Inicio tardío del proceso de ASIPP.
- Falta de continuidad de los proyectos.

3.6.1 Equipo de trabajo no integrado

Esto se presenta cuando el equipo de trabajo no está constituido por todas las disciplinas requeridas para su desarrollo (Geólogo, Geofísico, Petrofísico, Petrolero, Sistemas Artificiales, Estimulaciones, Perforación, etc.), así mismo, no hay una interacción con las diferentes áreas de trabajo de la Coordinación de Diseño de Explotación (Ingeniería de Yacimientos, Reservas, Caracterización de Yacimientos, Ingeniería de Pozos, Sistemas Artificiales, Instalaciones, etc.)

3.6.2 Inicio tardío del proceso de ASIPP.

Normalmente este tipo de programas inician cuando la crisis ya ocurrió, lo más recomendable es iniciar en tiempo, y no esperar hasta que el problema sea grave, y más difícil de resolver. El inicio temprano de un proyecto de Productividad de Pozos, coordinado, y planificado, permitirá realizar un análisis integral de los campos y/o pozos para identificar áreas de oportunidad de mejoramiento de producción y establecer soluciones integrales a corto, mediano y largo plazo.

3.6.3 Falta de continuidad de los proyectos.

Los proyectos de Productividad de Pozos deben ser permanentes para dar continuidad a las oportunidades identificadas en el sistema integral yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, así como, establecer acciones de mejora, mediante la administración del conocimiento en productividad de pozos y el empleo de tecnología de vanguardia.

CAPÍTULO IV

ESTRATEGIA DE LA ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS – CASO APLICADO A PEP

4.1 Introducción

Como es del conocimiento de todos los profesionales que trabajamos en la Industria Petrolera Mexicana, la mayoría de los Yacimientos de Hidrocarburos que Administran los Activos Integrales de Explotación de PEP, presentan un alto grado de madurez, producto de los altos ritmos de explotación a los cuales han estado sometidos, característica natural de los yacimientos petroleros, denominada “Declinación Natural”, figura 4.1, generando con ello: a) pérdida de energía, b) avances de los contactos agua y gas, c) disminución de la producción, d) instalaciones superficiales sobradas e inadecuadas, e) altos costos operacionales y en muchos de los casos no rentables. Hoy en día debido a la complejidad y problemática que presentan los yacimientos de México, la Industria Petrolera demanda el desarrollo de Nuevas Tecnologías de vanguardia y mejores prácticas para hacer frente a los retos de extracción y explotación de yacimientos maduros.

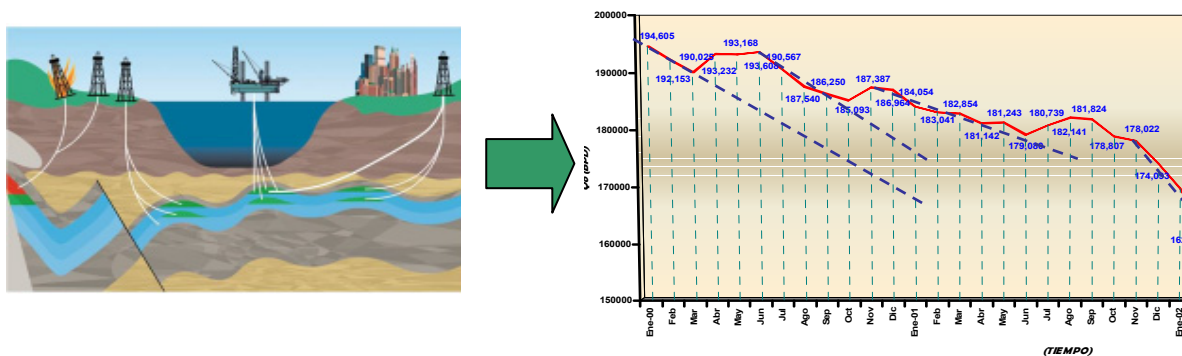


Fig. 4.1 Declinación Natural de Yacimientos Petroleros.

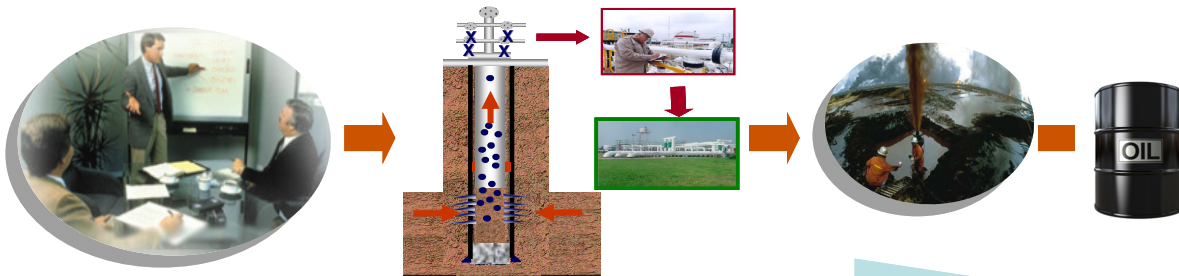
Como resultado de la declinación de la producción de los yacimientos, parte de las instalaciones superficiales requieren ser optimizadas para mejorar la eficiencia en la recolección, separación, transporte y distribución de hidrocarburos, ya que de lo

contrario se convierten en activos pasivos que en lugar de crear valor a la empresa ocasionan pérdidas económicas y sustanciales de producción, incumplimiento en los parámetros de acondicionamiento de los hidrocarburos, riesgo en el proceso, daño ecológico e infracción de leyes y normas de seguridad y protección ambiental, figura 4.2.



Fig. 4.2 Daño Ecológico por Instalaciones Superficiales Obsoletas o Deficientes.

En lo que respecta a nivel pozo, el flujo en el yacimiento, la zona de disparos, las tuberías de producción, los sistema artificial y en si todo el Sistema Integral de Recolección y Transporte de Hidrocarburos, denominado “Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos”, figura 4.3, se deben realizar adecuaciones y mejoras a lo largo de la vida productiva de los pozos, a fin de mantener, incrementar y prologar el tiempo de explotación, así como, incrementar el porcentaje de recuperación de reservas.



Metodología del Proceso: Yacimiento-Pozos-Instalaciones Superficiales

Fig. 4.3 Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos.

Para hacer frente a los retos que hoy con día enfrenta la Industria Petrolera Mexicana y dar cumplimiento a las metas de producción planeadas por PEMEX Exploración y Producción, es necesario contar con Equipos de Trabajo constituidos por profesionistas de diferentes disciplinas de Ciencias de la Tierra (Geólogos, Petrofísicos, Petroleros, etc.) y otras disciplinas (Informática, Mecánica, Industrial, Química, Economía, etc.), figura 4.4, cuyo objetivo principal este encaminado en integrar, revisar, analizar e identificar pozos operando por debajo de su potencial, para establecer soluciones integrales (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales), que permitan restituir y/o mejorar la producción de hidrocarburos, así como, reincorporar pozos cerrados.

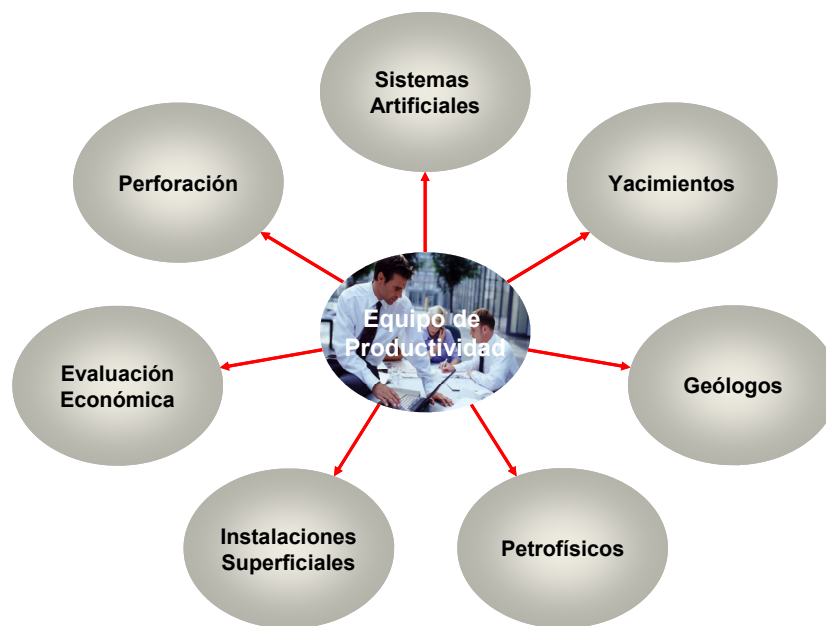


Fig. 4.4 Disciplinas que conforman al Equipo de Productividad de Pozos.

Este Equipo de Productividad de Pozos debe estar conformado al menos por 6 especialistas que estén dedicados a tiempo completo para realizar estudios integrales del sistema integral de producción, que permitan apoyar a las diferentes áreas de trabajo que constituyen a las Coordinaciones de Diseño de Explotación de PEP, para la

identificación de oportunidades de mejoramiento de producción a corto y mediano plazo con un enfoque integral, figura 4.5.



Ingeniero / Especialidad	PEP
Ing. Petrolero / Productividad de Pozos	1
Ing. Petrolero / Yacimientos	1
Ing. Petrolero / Redes e Instalaciones	1
Ing. Petrolero / Sistemas Artificiales/Perforación	1
Ing. Geólogo, Geofísico / Petrofísico	1
Ing. / Lic. Informática, Mecánico, etc. / Planeación, Evaluación, Riesgo e Indicadores Económicos	1
Total	6

Fig. 4.5 Equipo de Productividad de Pozos.

Con el objeto de establecer una cultura de Productividad de Pozos a Nivel PEMEX Exploración y Producción se consideró como una parte fundamental el desarrollo de una Estrategia Integral de Productividad de Pozos para ser implementada en cada una de las Regiones de PEP, denominada Estrategia de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, con el fin de mejorar y/o sostener la producción de hidrocarburos en los Activos Integrales de PEP, mediante la integración de Equipos de trabajo Multidisciplinarios y la aplicación de la Metodología de Administración del Sistema Integral de Producción a Pozos.

En este capítulo se presenta el desarrollo de esta Estrategia.

4.2 Antecedentes

Hoy en día debido a la complejidad y problemática que presentan los yacimientos de aceite y gas, la Industria Petrolera Mexicana demanda el desarrollo de Nuevas Tecnologías de vanguardia y mejores prácticas para hacer frente a los retos de extracción y explotación de yacimientos maduros.

Con base a lo anterior, en la Región Sur se realizó el primer Proyecto de Productividad de Pozos en forma integral abarcando los 5 Activos que lo componen; Samaria-Luna, Bellota-Jujo, Macuspana, Muspac y Cinco Presidentes, realizado en los años 2005-2006, en la cual la producción diaria se incrementó en 136,327 BPD de aceite y 257 MMPCD de gas, como resultado de la intervención directa de 372 pozos desde el inicio del proyecto en 2005¹, en base a las producciones avaladas de la cartera de proyectos de inversión por la Gerencia de Planeación y Evaluación, Región Sur, figuras 4.6 y 4.7.

PRODUCTION	WELL MANAGEMENT TEAM						TOTAL
	CINCO PRESIDENTES	MACUSPANA	BELLOTA	JUJO	MUSPAC	SAMARIA - LUNA	
OIL INCREMENT (STB/D)	14,335	4,291	26,268	41,221	12,482	37,730	136,327
GAS INCREMENT (MMscf/D)	24	47	30	57	58	41	257
INCREMENTAL ACCUMULATED OIL PRODUCTION (MMSTB)	2.5	0.5	5.4	9.4	1.6	5.2	24.5
INCREMENTAL ACCUMULATED GAS PRODUCTION (Bscf)	3.2	3.6	6.9	13.6	7.4	5.3	40.1
AVERAGE OIL PRODUCTION PER WELL (STB/D/WELL)	118	93	730	723	186	858	366
AVERAGE GAS PRODUCTION PER WELL (MMscf/D/WELL)	0.2	1.0	0.8	1.0	0.9	0.9	0.7

Fig. 4.6. Incremento de Producción por Activo Integral¹

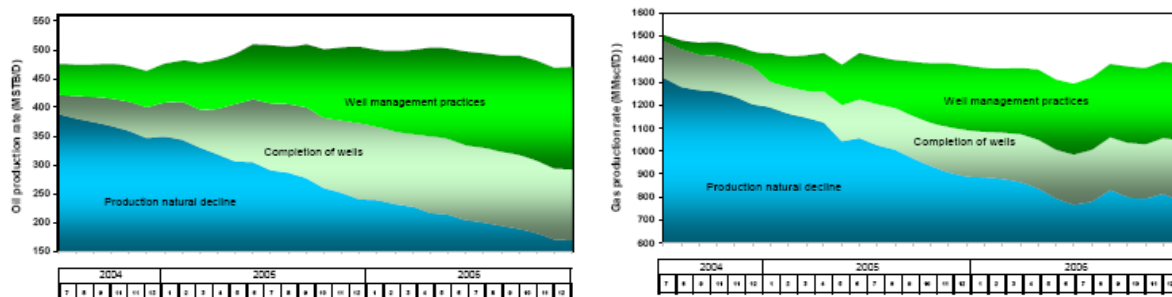


Fig. 4.7 Incremento de Producción en la Región Sur 2005 - 2006¹.

Derivado de los excelentes resultados en Productividad de Pozos en la Región Sur y para dar continuidad y difundir esta mejor práctica hacia todos los Activos Integrales de PEP, se decidió desarrollar una Estrategia de ASIPP a Nivel Nacional, a fin de implantar y difundir el concepto de Productividad de Pozos a todos los Activos Integrales de PEP, así como, contribuir en los compromisos de producción de cada uno de ellos, mediante la formación e integración de 15 Equipos de Productividad de Pozos, distribuidos en las 4 Regiones que constituyen a PEMEX Exploración y Producción, conformados por Personal Especializado de Pemex (PEP) y de Asistencia Técnica Especializada Nacional y Extranjera (ATE), bajo el concepto y aplicación de la Metodología denominada “Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos” y la generación de compromisos de producción por Región, adicionales a los programas operativos anuales (POA), figura 4.8, usando Tecnología de vanguardia y mejores practicas, con el propósito de mantener y/o incrementar la producción, reducir los costos, maximizar el tiempo de explotación de los campos y elevar el conocimiento del personal de PEP en productividad de pozos; mediante la asimilación de Metodologías, Tecnologías y Mejores Practicas, de tal forma que sea una práctica común la mejora continua.



Fig. 4.8 Integración de los 15 Equipos de Productividad de Pozos en PEP.

4.3 Objetivo

Implementar en cada una de las Regiones de PEP, la Estrategia de ASIPP a fin de mejorar y/o sostener la producción de hidrocarburos en los Activos Integrales de PEP, mediante la Formación de Equipos Multidisciplinarios y la Administración del Sistema Integral de Producción de Pozos, con el compromiso de identificar soluciones a corto y mediano plazo.

4.3.1 Objetivos Específicos

Los Objetivos Específicos de la Estrategia no solamente fueron enfocados a mejorar y/o sostener la producción de hidrocarburos en los Activos, sino a identificar oportunidades de producción a corto y mediano plazo, crear una cultura de mejora continua, difusión de mejores prácticas para la explotación óptima de yacimientos de recién descubrimiento, en explotación y en etapa de madurez, para ello era necesario realizar:

- Desarrollar y Planear la Estrategia de Productividad de pozos a nivel PEP
- Difundir y concienciar la Importancia de llevar con éxito la Estrategia de Productividad de pozos a nivel PEP
- Integrar y conformar los 15 Equipos de Productividad PEP-ATE
- Realizar estudios integrales de productividad de pozos.
- Generar propuestas de producción específicas en 3 meses.
- Definir las guías y directrices de la estrategia a seguir para la ejecución de las propuestas de producción a corto y mediano plazo.
- Dar seguimiento a los avances de los equipos de productividad de pozos.
- Establecer una cultura de Trabajo en Equipo de Cooperación Mutua (Teamwork).
- Potencializar los beneficios asociados con la aplicación de tecnología de vanguardia y su transferencia de conocimientos y mejores practicas a PEP, a través de foros tecnológicos de intercambio de experiencias y mejores prácticas en productividad de pozos, publicación de artículos técnicos, videoconferencias, etc. y

- Reducir las Brechas del conocimiento del personal de PEP en productividad de pozos.

4.4 Alcances

Con el desarrollo de la Estrategia se visualizó identificar 560 oportunidades de producción a corto y mediano plazo, para obtener un incremento de producción adicional puntual a tres años de 150,283 BPD de aceite y 347 MMPCD de gas, adicionalmente se pretende alcanzar lo siguiente:

- Desarrollar y difundir la Estrategia de ASIPP.
- Contar con un Proceso de Implementación de la Estrategia hacia los Activos Integrales de PEP.
- Desarrollar la Metodología de Trabajo alineada al VCD.
- Contar con Lineamientos Técnicos para contratación de la Asesoría Técnica Especializada (ATE).
- Desarrollar el Proceso de Selección de Asesoría Técnica Especializada.
- Integrar 15 Equipos de Productividad de Pozos en PEP.
- Establecer Compromisos de Producción por cada Equipo de Productividad, alineados a la Estrategia.
- Seguimiento y control de los Estudios Integrales de Productividad de Pozos.
- Cuantificar los Incrementos de Producción de aceite y gas logrados por los equipos de Productividad en comparación a las producciones comprometidas.
- Seguimiento de la Estrategia y adecuación de la misma, como mejora continua.
- Apoyar a los Equipos de Productividad de los Activos en el logro de sus compromisos.
- Reducir la brecha de conocimiento del personal de PEP en productividad de pozos.
- Administrar el conocimiento adquirido por medio del desarrollo de un Portal Ejecutivo de Productividad de Pozos.

4.5 Desarrollo de la Estrategia

4.5.1 Competencia de la Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación

Dentro del ámbito de competencia de la Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación de la STE, está el de crear Estrategias de Explotación para Campos Petroleros de PEP a corto, mediano y largo plazo, a fin de contribuir con los objetivos de producción de la Industria Petrolera Mexicana. Con base a lo anterior, la Estrategia de ASIPP en PEP, fue desarrollada encaminada para contribuir a reinvertir la declinación de la producción de los campos petroleros, mediante la identificación de áreas de oportunidad que permitan restituir y/o mejorar la producción de hidrocarburos. Para lograr esto, se decidió como visión estratégica primeramente formar e integrar 15 Equipos de Productividad de Pozos, distribuidos en las 4 Regiones de PEP, figura 4.9, conformados por personal especializado de PEMEX y de Asistencia Técnica Especializada Nacional y Extranjera (ATE), posteriormente fomentar la cultura de trabajo en equipo, bajo el concepto y aplicación de la Metodología denominada “Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos”. Una vez conformados los equipos de trabajo establecer compromisos de producción con base al Universo de pozos que conforman a cada uno de los Activos Integrales.

<i>Región</i>	<i>Activo Integral</i>
Norte	Veracruz
	Burgos
	Aceite Terciario del Golfo
	Poza Rica-Altamira, Área Poza Rica
	Poza Rica-Altamira, Área Altamira, (Tampico).
Sur	Bellota
	Jujo
	Samaria-Luna
	Muspac
	Macuspana
	Cinco Presidentes
Marina Noreste	Cantarell
	Ku-Maloob-Zaap
Marina Suroeste	Abkatun-Pol-Chuc
	Litoral de Tabasco

Fig. 4.9 Distribución de los 15 Equipos de Productividad.

4.5.2 Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos

La metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, esta basada en el análisis integral del sistema de producción yacimiento-pozo- instalaciones superficiales, el cual permite identificar las causas de origen/raíz que restringen y/o disminuyen la producción de hidrocarburos en los pozos, la adopción de esta metodología es con la finalidad de optimizar la producción de hidrocarburos y la explotación eficiente de las reservas. En figura 4.10, se observa de forma esquemática algunas de las diferentes áreas, disciplinas y competencias que se involucran en el desarrollo de proyectos de productividad de pozos.

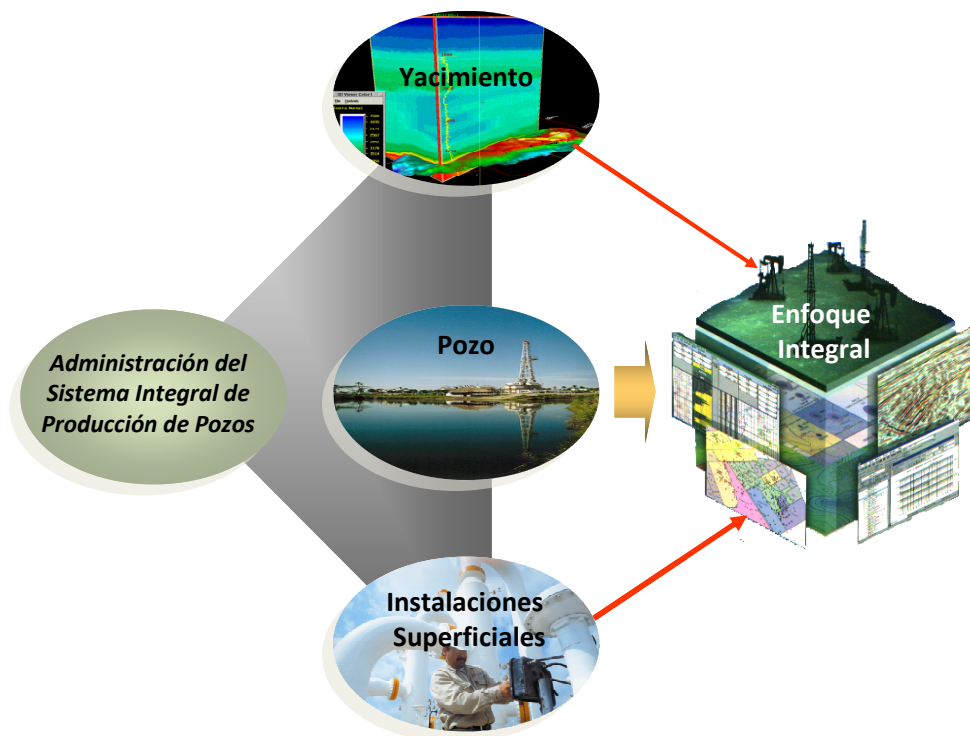


Fig. 4.10 Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos.

La Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos esta orientado a los siguientes objetivos:

- Proveer herramientas que permitan interpretar e integrar los diferentes componentes del sistema de producción (área de drene, terminación, sistemas artificiales de producción, aparejos de producción, baterías, sistemas de

recolección de aceite, gas y agua, plantas compresoras y tratamiento de agua, plantas de inyección de fluidos, etc.), para visualizar de manera integral soluciones para el mejoramiento de la producción.

- Aumentar la rentabilidad de los yacimientos, utilizando nuevas tecnología y compartiendo conocimientos a través del trabajo en equipo multidisciplinario.
- Identificación rápida y mejoramiento de la productividad de los pozos.
- Identificar portafolio de soluciones integrales con base a un análisis de riesgo e incertidumbre.

4.5.3 Estrategia de ASIPP en PEP

Derivado de los resultados satisfactorios de los proyectos de productividad de pozos en la Región Sur y con la instrucción de la Alta Dirección de Pemex, de mantener una plataforma de producción, se desarrolló la Estrategia de ASIPP a Nivel Nacional, con la finalidad de coadyuvar en los compromisos de producción de los Activos Integrales de Explotación, a través de la mejora y/o sostenimiento de la producción de hidrocarburos, mediante la Formación de Equipos Multidisciplinarios y la aplicación de la metodología de Administración del Sistema Integral de Producción de Pozos.

La Estrategia de ASIPP desarrollada, consiste básicamente en:

- Compromisos de producción por cada uno de los Activos Integrales
- Nuevo enfoque en productividad de Pozos
- Visión Estratégica
- Estructura Funcional
- Metodología ASIPP
- Programa de Trabajo
- Proceso de Implementación y Ejecución.
- Evaluación Técnica-Económica.
- Roles y Responsabilidades

- Difusión de Tecnologías de vanguardia y Mejores Practicas.
- Capacitación en Productividad de Pozos.
- Proceso de Mejora Continua.

Durante toda la vida productiva de un pozo, se presentan cambios en las condiciones de presión y temperatura, los cuales generan alteraciones en las condiciones fisicoquímicas y mecánicas del flujo de hidrocarburos en el yacimiento y en el pozo, ocasionando daños a lo largo de todo el sistema de producción, los cuales reducen o disminuyen la producción de hidrocarburos y por consiguiente generan perdidas económicas e incumplimiento de los programas de producción. Por otra parte, la falta de información técnica y el desconocimiento de tecnología de vanguardia, ocasionan en la mayoría de los casos que se tomen decisiones inadecuadas que encarecen el costo de producción.

Para reducir el grado de incertidumbre en la explotación óptima de los pozos, es necesario realizar un análisis integral de la información técnica, apoyándose de metodologías y tecnologías de vanguardia, que permitan visualizar alternativas de solución o escenarios basados en análisis de riesgo e incertidumbre para incrementar el éxito de las intervenciones que día a día se aplican a los pozos, para mejorar su producción, alargar la vida productiva de estos, así como, reducir los costos inherentes a este tipo de operaciones.

Por otra parte considerando la urgente necesidad de recuperación de reservas de hidrocarburos a nivel mundial y que el precio del barril de petróleo se encuentra por arriba de los 40 USD/BL, esto último hace que todos los proyectos de productividad de pozos sean rentables, debido al fuerte impacto que tienen en la restitución de pozos operando, incorporación de pozos cerrados y en la identificación de áreas no drenadas, por ello, es importante acelerar este proceso para mantener la plataforma de producción y cumplir con la entrega de energéticos al país.

Con base a lo anterior, es demandante que en la vida productiva de cada pozo se realice un análisis de manera integral que permita prolongar la vida útil del pozo/campo, así como incrementar el factor de recuperación de las reservas del yacimiento.

Para el análisis integral del pozo es necesario realizar básicamente las siguientes actividades:

- Historia y análisis de comportamiento de Producción, Presión, eventos, etc.
- Lectura y diagnósticos de Registros de Formaciones.
- Análisis Nodal.
- Reparaciones Mayores, (obturar intervalo y abrir nuevo o ampliar mismo).
- Disparos y mejoramiento de la conductividad formación-pozo.
- Fracturamientos, Refracturamientos y Multifracturamientos a la formación.
- Estimulaciones y/o limpiezas a pozos y yacimientos.
- Control de agua y aportación de gas del yacimiento con productos químicos o del tipo mecánico (estranguladores o separadores de fondo o de superficie).
- Optimización de aparejos de producción en pozos.
- Inducciones, trabajos de Campo, etc.
- Optimización o implantación de los Sistemas Artificiales de Producción.
- Optimización de las redes de flujo de hidrocarburos.
- Optimización de Procesos de producción.
- Disminución de contrapresiones en pozos e instalaciones.

Todas las actividades anteriores deben ser aplicadas principalmente a pozos operando y previo análisis, a pozos cerrados con y sin posibilidades de explotación.

La Estrategia de Productividad de Pozos se conceptualizó y diseñó, para ser aplicada a las 4 Regiones de PEP, mediante la integración de 15 Equipos de Productividad, distribuidos de la siguiente manera, figura 4.11.



Fig. 4.11 Ubicación Geográfica de los 15 Equipos de Productividad de Pozos por Activo y Región.

4.5.4 Establecimiento de Compromisos de Producción

Para establecer en forma general los compromisos de Producción de cada Equipo de Productividad, se utilizó como primera visión el Estado de Pozos de Febrero de 2008, generado por la Gerencia de Planeación, para clasificar y determinar las producciones promedio por Pozo, Campo y Activo, considerando los Pozos Operando y Cerrados con posibilidad de explotación, así como, considerar que del total de estos, únicamente el 25 % fueran factibles de mejorar su producción y que además de esto se tuviera un incremento de producción promedio por pozo de hasta un 25 % de su producción a la fecha, figura 4.12. Los porcentajes establecidos como premisas de producción fueron tomados de los resultados del Proyecto de Productividad de Pozos realizado en la Región Sur en los años 2005-2006, en la cual la producción diaria se incrementó en 136,327 BPD de aceite y 257 MMPCD de gas, como resultado de la intervención directa de 372 pozos desde principios del 2005 y de las producciones avaladas de la cartera de proyectos de inversión de la Región Sur, figura 4.12.

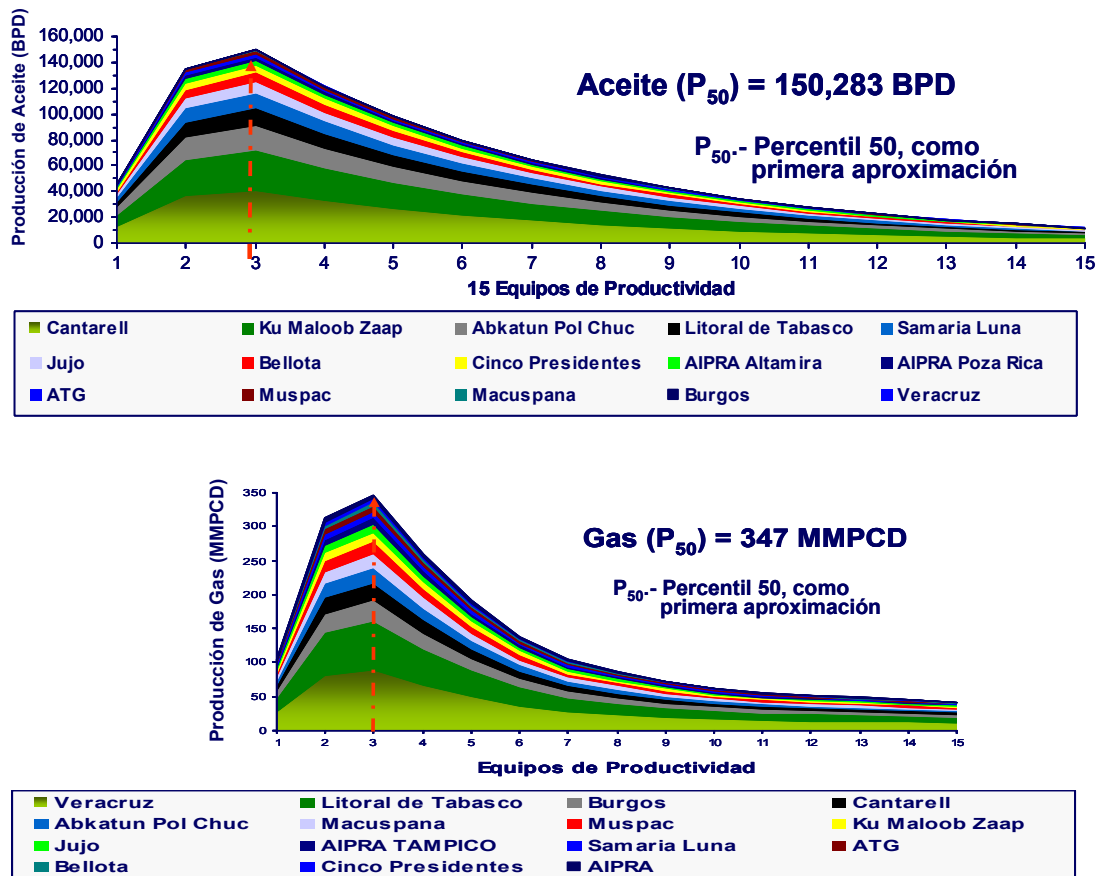


Fig. 4.12 Compromisos de Productividad por Equipo de Productividad.

4.5.5 Nuevo Enfoque de Productividad

Para alcanzar los objetivos y alcances establecidos en la Estrategia de ASIPP fue necesario desarrollar un nuevo enfoque de productividad de pozos, orientado a un cambio cultural y sustentable en los aspectos de capacidad intelectual, trabajo en equipo, calidad, eficiencia, eficacia y con un enfoque sinérgico, figura 4.13.

Para que un equipo de trabajo funcione y alcance sus objetivos y metas establecidas el rol del líder juega un papel muy importante en la orientación y accionar del equipo para dar cumplimiento en tiempo y forma a las tareas encomendadas. Entre las actitudes más solicitadas y requeridas está la habilidad de liderazgo, la misma que

puede cultivarse pero que, según muchos autores, es parte de la personalidad individual.

El liderazgo es el proceso de influir en otros y apoyarlos para que trabajen con entusiasmo en el logro de objetivos comunes, es decir, es la capacidad de tomar la iniciativa, gestionar, convocar, promover, incentivar, motivar y evaluar a un grupo o equipo.

Tradicional	Nuevo Enfoque	Responsables
Productividad de Pozos no definida en la Estructura Organizacional de PEP	Productividad de Pozos en la Estructura Organizacional de PEP	Dirección General de PEP. Subdirecciones Regionales de PEP Subdirección Técnica de Explotación
Equipos de Trabajo sin responsabilidad, sin poder de decisión y temporales	Equipos de Trabajo permanentes, con responsabilidad y poder de decisión	Administradores de Activos Integrales de PEP Coordinaciones de Diseño de Explotación
Formación e Integración de Equipos de Productividad sin el perfil adecuado	Integración de Equipos multidisciplinarios, conformado con los mejores ingenieros del Activo.	Coordinaciones de Diseño de Explotación Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación Gerencias de Proyectos de Explotación
Monopolización de Servicios	Participación de nuevas compañías de servicio, para fomentar la competitividad de servicios y tecnologías	Subdirecciones Regionales de PEP Subdirección Técnica de Explotación Gerencia de Tecnologías de Explotación
Falta de Cultura de Documentación de Mejores Prácticas	Desarrollar Espacios de Colaboración Virtual. Desarrollar Foros Tecnológicos de Experiencias y Mejores Prácticas en Productividad de pozos	Coordinaciones de Diseño de Explotación Equipos de Productividad de Pozos Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación Gerencias de Proyectos de Explotación
Falta de Metodología con un enfoque integral	Aplicar la Metodología ASIP P	Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación Gerencias de Proyectos de Explotación Equipo de Productividad de Pozos
Bajo Nivel de conocimientos en Productividad de Pozos	Formación de Líderes en Productividad de Pozos, mediante Diplomados en Productividad de Pozos	Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación Gerencias de Proyectos de Explotación Equipo de Productividad de Pozos

Fig. 4.13 Nuevo Enfoque de Productividad de Pozos.

El principal factor de éxito para la Estrategia de ASIPP está orientado hacia el trabajo en equipo, el cual influye en gran medida en cada uno de los especialistas que lo integran de forma positiva, permitiendo con esto crear un ambiente de compañerismo y trabajo en equipo para alcanzar los retos y compromisos establecidos con la empresa, generando con ello, muy buenos resultados; ya que normalmente estimula el entusiasmo para que salgan bien las tareas encomendadas.

La fuerza que integra al equipo y su cohesión se expresa en la solidaridad y el sentido de pertenencia al grupo que manifiestan sus componentes. Cuanto más cohesión existe, más probable es que el grupo comparta valores, actitudes y normas de conducta comunes. El trabajar en equipo resulta provechoso no solo para una persona si no para todo el equipo involucrado.

La integración de equipos multidisciplinarios permite obtener los siguientes beneficios:

- Aumentar la calidad del trabajo al tomarse las decisiones por consenso.
- Fortalecer el espíritu colectivista y el compromiso con la organización.
- Reducir los tiempos en las investigaciones al aportar y discutir en grupo las soluciones.
- Disminuir los gastos institucionales.
- Mayor conocimiento e información.
- Nuevas formas de abordar un problema.
- Comprender mejor las decisiones.
- Diversidad de puntos de vista.
- Mayor aceptación de las soluciones.

La Productividad de Pozos no es un ente aislado o de moda temporal, sino que debe ser parte de la estructura funcional de la organización de un Activo, o sea como un departamento o sección integrado en los equipos de trabajo ya establecidos, participando activamente tanto en la rutina diaria del control y mantenimiento de producción, como en los escenarios futuros de explotación y desarrollo de Campos Petroleros.

Dentro de este nuevo enfoque también se considera que los equipos de productividad de Pozos deben ser permanentes, constantes, con presupuesto y poder de decisión para que los estudios realizados de productividad de Pozos realmente y en forma continua impacten en la Producción del Activo Integral de Explotación, otra parte

fundamental para asegurar que los Equipos de Trabajo de Productividad de Pozos en PEP sean realmente efectivos y funcionales, es que estén integrados por los mejores ingenieros en Productividad de Pozos del Activo, que tengan los conocimientos necesarios, la actitud para proponer y dar seguimiento a las mejoras de productividad y sobre todo estar al pendiente de las desviaciones que se pudieran presentar a fin de corregirlas y asegurar la producción esperada.

4.5.6 Visión Estratégica

Una vez determinados los compromisos de Productividad por Pozo, Campo y Activo estos fueron incluidos dentro de la Estrategia de ASIPP en PEP, como una primera visión estratégica, para ser presentada y acordada con cada uno de los Equipos de Productividad de los Activos Integrales de PEP. Figura 4.14.



Fig. 4.14 Visión Estratégica de Productividad de Pozos.

Para lograr lo anterior se propuso realizar lo siguiente:

- Identificar los recursos potenciales en los Yacimientos, Pozos e Instalaciones que permitan mantener y/o incrementar la producción con la aplicación inmediata de nuevas tecnologías en la explotación de yacimientos, tales como; Caracterización Estática y Dinámica de Yacimientos, Pruebas de variación de presión-producción, Sistemas Artificiales de Producción, Estimulaciones, Fracturas, Automatización aplicación de reductores de viscosidad, mejoradores de flujo en el yacimiento, etc.
- Identificar áreas de oportunidad precisas, definidas y cuantificables para el incremento de producción con la aplicación inmediata de nuevas tecnologías en Disparos, Fracturamientos, Refracturamientos, Multifracturamientos, Estimulaciones, Sistemas Artificiales, Control de aportación de fluidos indeseables con medios Químicos y Mecánicos, Reducción de contrapresión en pozos e instalaciones, monitoreo en tiempo real, medición y bombeo multifásico, etc.
- Efectuar el Estudio de Simulación Nodal Integrado de Productividad de Pozos.
- Determinar y eliminar restricciones de flujo superficiales que podrían incrementar de manera inmediata la producción actual con un mínimo de inversión a lo largo del Sistema Integral Yacimiento-Pozo-Instalación.
- Cuantificar la capacidad recolección, manejo y transporte disponible que puede ser utilizada mediante interconexiones de gasoductos, oleoductos y oleogasoductos, así como, la capacidad que puede ser reubicada para su aprovechamiento en otros campos en producción.
- Evaluar la conveniencia de continuar con la tecnología existente o utilizar tecnología de vanguardia en el Sistema Integral Yacimiento-Pozo-Instalación y
- Optimizar procesos estratégicos para las operaciones de producción (puntos neurálgicos).

La aplicación de esta Visión Estratégica de Productividad estaba encaminada a obtener los siguientes beneficios:

- Contribuir adicionalmente con 150,283 BPD de aceite y 347 MMPCD de gas.
- Integración de 151 profesionistas por disciplinas específicas en productividad de pozos distribuidos en 15 Equipos y clasificados de la siguiente forma: 83 especialistas de PEP, 64 especialistas externos de ATE y 4 Expertos en Productividad. Figura 4.15.
- Reincorporar del 12 a 25 % de pozos cerrados a producción.
- Administración del Conocimiento en Productividad de Pozos a Nivel Institucional.
- Asimilación de nuevas tecnologías de punta para la solución de problemas específicos.

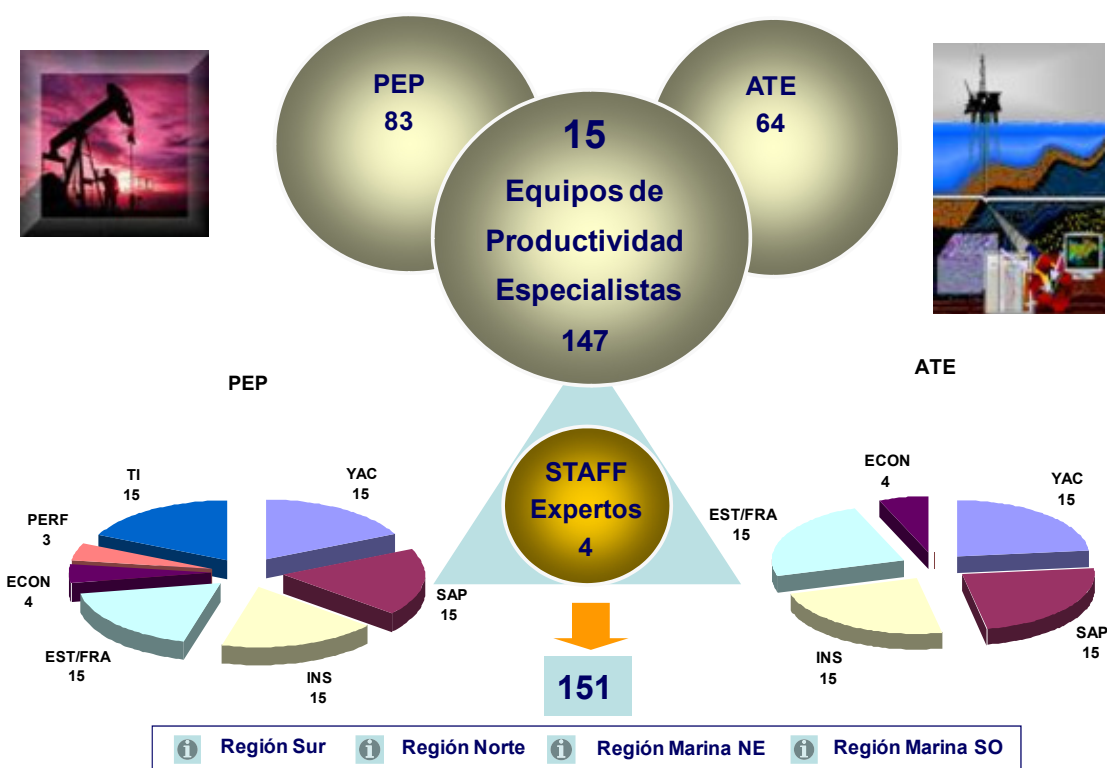


Fig. 4.15 Clasificación y Disciplinas Específicas para los equipos de productividad.

4.5.7 Estructura Organizacional

Para garantizar el éxito de la Estrategia se desarrollo una nueva estructura funcional de Productividad de Pozos en PEP, cuya directriz principal fuera la creación de valor en todos los niveles de la empresa, figura 4.16.

Por otra parte, para asegurar la implantación de la Estrategia a todos los Activos, se consideró como parte fundamental que la Alta Dirección General de PEP, sea la que autorice e impulse la Estrategia de ASIPP en PEP y las Subdirecciones Técnica de Explotación y Regionales de PEP marquen las directrices para su implantación a través de la Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación y los Activos Integrales de PEP y definan las estrategias a seguir para su aplicación.

La integración de los Equipos de Productividad sería responsabilidad de las Gerencias de Proyectos de Explotación de la STE y de las Coordinaciones de Diseño de Explotación de cada Activo.

Una vez integrado el Equipo de Productividad este tendrá la responsabilidad de interactuar con las diferentes áreas que conformar a la Coordinación de Diseño, para apoyar en la identificación y generación de áreas de oportunidad que permitan mejorar la productividad de los pozos, teniendo como soporte y apoyo de especialistas externos que complementen la carencia de algunas disciplinas necesarias para el estudio integral de los pozos. Así mismo, contar con el soporte de Tecnologías de Información para el almacenamiento de los datos validados y desarrollados durante los estudios de los pozos, a fin de administrar el conocimiento adquirido en Productividad de Pozos.

Una parte fundamental en el éxito de la Estrategia es la parte de ejecución, la cual es responsabilidad directa de la Unidad Operativa de Perforación y Mantenimiento de Pozos y de la Coordinación de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación,

las cuales a través de una planeación programada a corto y mediano plazo ejecutan las oportunidades de mejoramiento de producción identificadas por cada uno de los equipos de productividad, generando finalmente con esto la Creación de Valor a todos los niveles de la empresa.

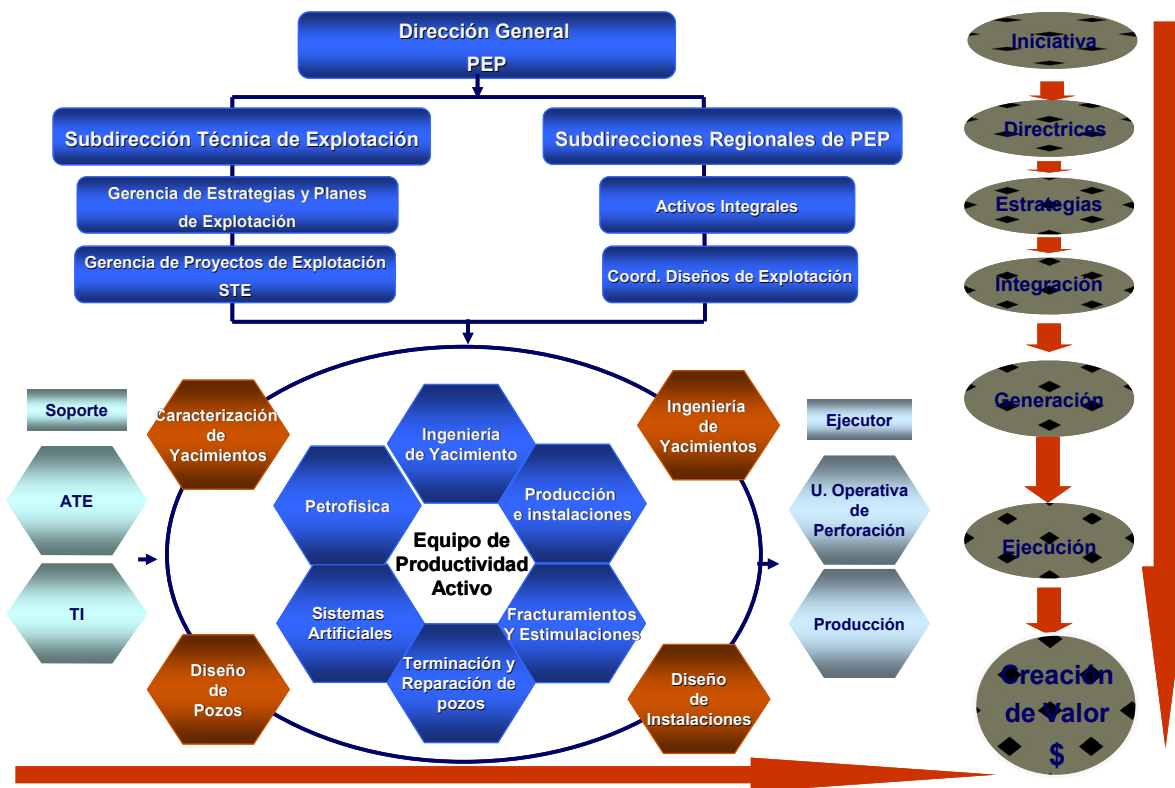


Fig. 4.16 Estructura Funcional de Creación de Valor en PEP.

4.5.8 Proceso de Implementación

El proceso de implantación de la Estrategia de ASIPP contempla 6 fases: **1)** Estrategia y aprobación, **2)** Compromiso, **3)** Selección de Asistencia Técnica, **4)** Integración de equipos de productividad de pozos (PEP-ATE), **5)** Ejecución y **6)** Evaluación. Figura 4.17.

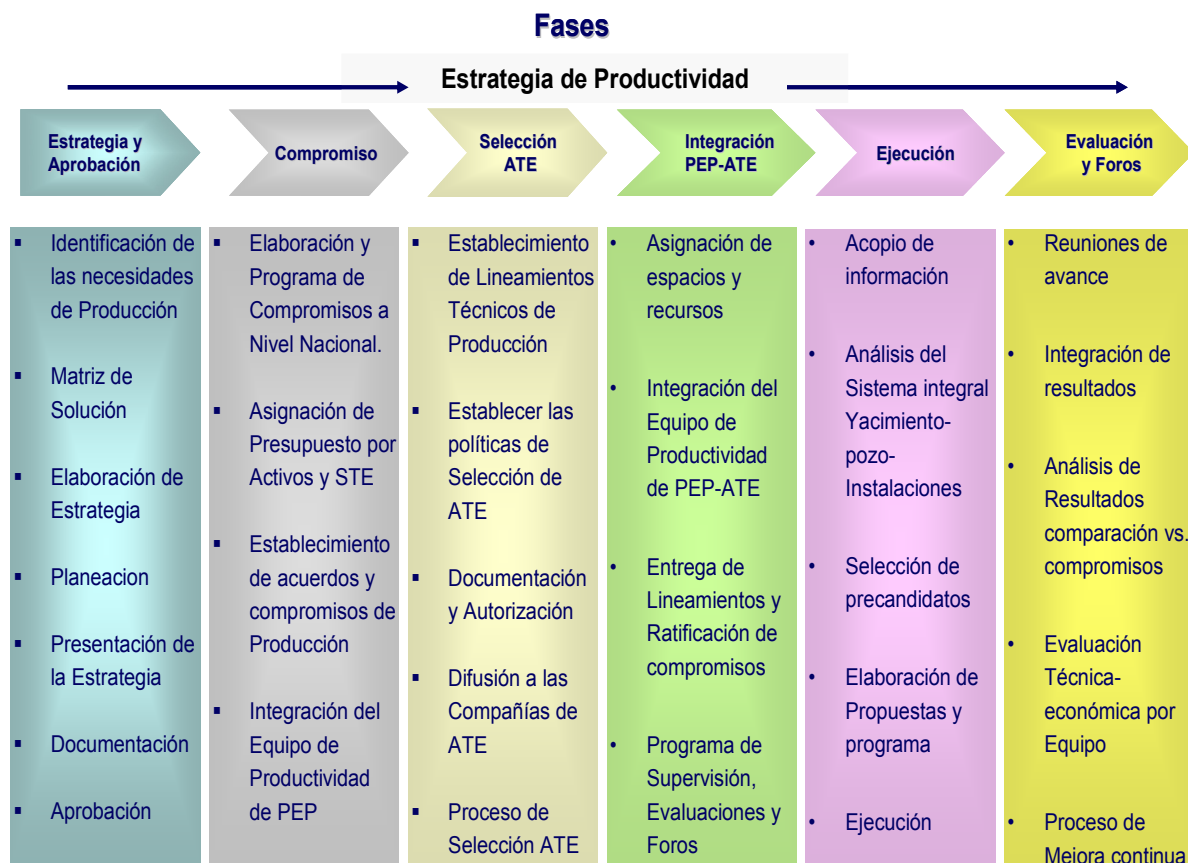


Fig. 4.17 Fases del Proceso de Implementación.

Para cada una de las fases del Proceso se definieron los roles y responsabilidades de acuerdo a la estructura funcional de la estrategia de ASIPP, los cuales especifican las partes y compromisos de cada área y su forma de interactuar entre ellos. Figura 4.18.

Roles	Áreas Responsables	Áreas participantes
Aprobación y difusión de la Estrategia	Dirección General de PEP Subdirección Técnica de Explotación	Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación
Establecimiento de Compromisos de Producción	Subdirección Técnica de Explotación Subdirecciones Regionales de PEP	Coordinaciones de Diseño de Explotación
Selección de la Asistencia Técnica Especializada	Coordinaciones de Diseño de Explotación Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación Gerencias de Proyectos de Explotación	Equipos de Productividad de Pozos de PEP
Integración de Equipos de Productividad de Pozos (PEP-ATE)	Coordinaciones de Diseño de Explotación Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación Gerencias de Proyectos de Explotación	Equipos de Productividad de Pozos de PEP
Análisis de Pozos	Equipos de Productividad de Pozos (PEP-ATE)	Áreas Funcionales de la Coordinaciones de Diseño de Explotación Unidad Operativa de Perforación y Mantenimiento de Pozos Coordinación de Operación de Pozos e Infraestructura de Explotación
Documentación de Propuestas de Mejoramiento	Equipos de Productividad de Pozos (PEP-ATE)	Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación Gerencias de Proyectos de Explotación
Ejecución de Propuestas de Mejoramiento	Unidad Operativa de Perforación y Mantenimiento de Pozos Coordinación de Operación de Pozos e Infraestructura de Explotación	Equipo de Productividad de Pozos (PEP-ATE)
Seguimiento y Evaluación	Equipo de Productividad de Pozos (PEP-ATE)	Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación Gerencias de Proyectos de Explotación

Fig. 4.18 Roles y Responsabilidades de la Estrategia.

4.5.9 Plan de Trabajo

Partiendo del concepto de que un proyecto es un esfuerzo “temporal”, es decir tiene un comienzo y un final definido, de esta misma manera para el desarrollo e implementación de la Estrategia se elaboró un Plan de Trabajo a detalle que permitiera llevar un control y seguimiento de las fases del proyecto, las cuales consistían en: 1) Conceptualización y Desarrollo de la Estrategia, 2) Aprobación de la Estrategia, 3) Difusión, 4) Implementación, 5) Ejecución y 6) Evaluación y seguimiento. Figura 4.19.

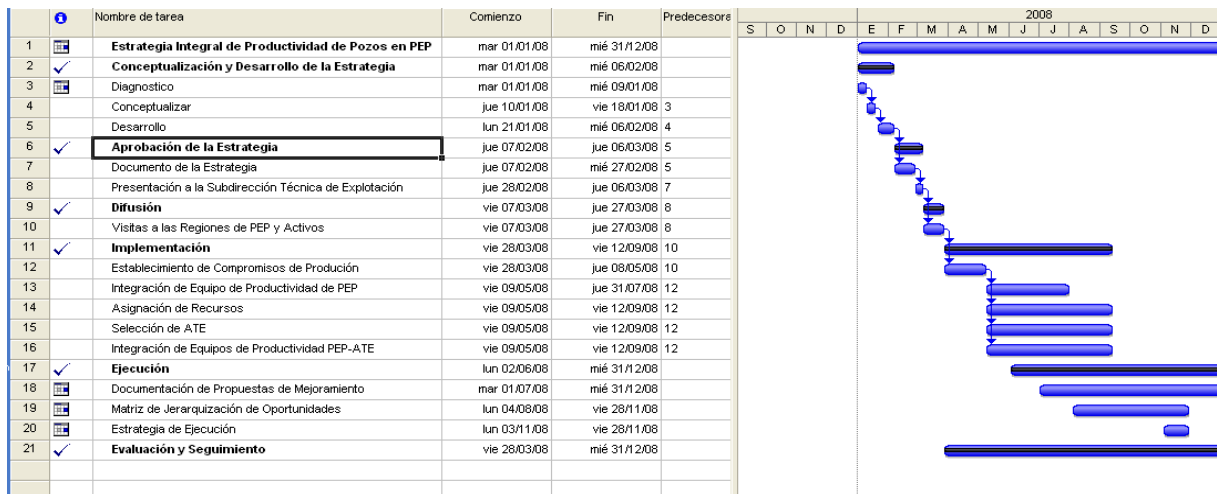


Fig. 4.19 Plan de Trabajo.

4.5.10 Metodología de Trabajo

Con la finalidad de homologar la forma de trabajo de los Equipos de Productividad de Pozos, se desarrolló la Metodología de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos ASIPP, figura 4.20, la cual se encuentra alineada a la Metodología VCD (Visualizar, Conceptualizar y Definir). La Metodología ASIPP está constituida básicamente por la Selección, Análisis, Diagnóstico, Jerarquización, Ejecución y Control Oportunidades de incremento de Producción, partiendo primeramente de identificar el universo preliminar de pozos, con base al último Estado de Pozos y del Censo de Instalaciones, posteriormente con las historias de producción se genera el contexto de producción y se analiza el comportamiento de producción de hidrocarburos de los pozos mediante un enfoque integral (sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales) en su condición actual y con la información disponible hasta el momento. De requerirse mayor información se genera el programa de toma de información para su análisis y diagnostico.

Posteriormente se identifican las causas que originaron la baja productividad en los pozos y se definen la o las posibles soluciones para la restitución y/o mejoramiento de la producción, las cuales son aprobadas por el Equipo de Productividad de Pozos

mediante un análisis de factibilidad Técnico- Económico y de riesgo e incertidumbre, para definir la solución óptima a aplicar al pozo.

Cada solución es integrada en un Portafolio de Oportunidades de Mejoramiento de Producción y clasificada por el tipo de Intervención (Reparaciones Menores y Mayores), cada oportunidad se documenta con las premisas económicas y de producción, a obtener con la aplicación de las mismas, a fin de dar cumplimiento con ciertos lineamientos y políticas de inversión que aseguren el retorno del gasto dentro de los límites establecidos. Posteriormente, para su adecuada ejecución las oportunidades son jerarquizadas en orden de ganancia económica y condiciones técnicas y físicas de la intervención e incorporadas al movimiento de equipos para programarse su ejecución.

Una vez programada la intervención de la oportunidad de mejoramiento de producción, el Equipo de Trabajo multidisciplinario le da seguimiento continuo, para asegurar su éxito, así como, realiza su evaluación técnica y económica para documentarlo e ingresarlo a la base de datos.

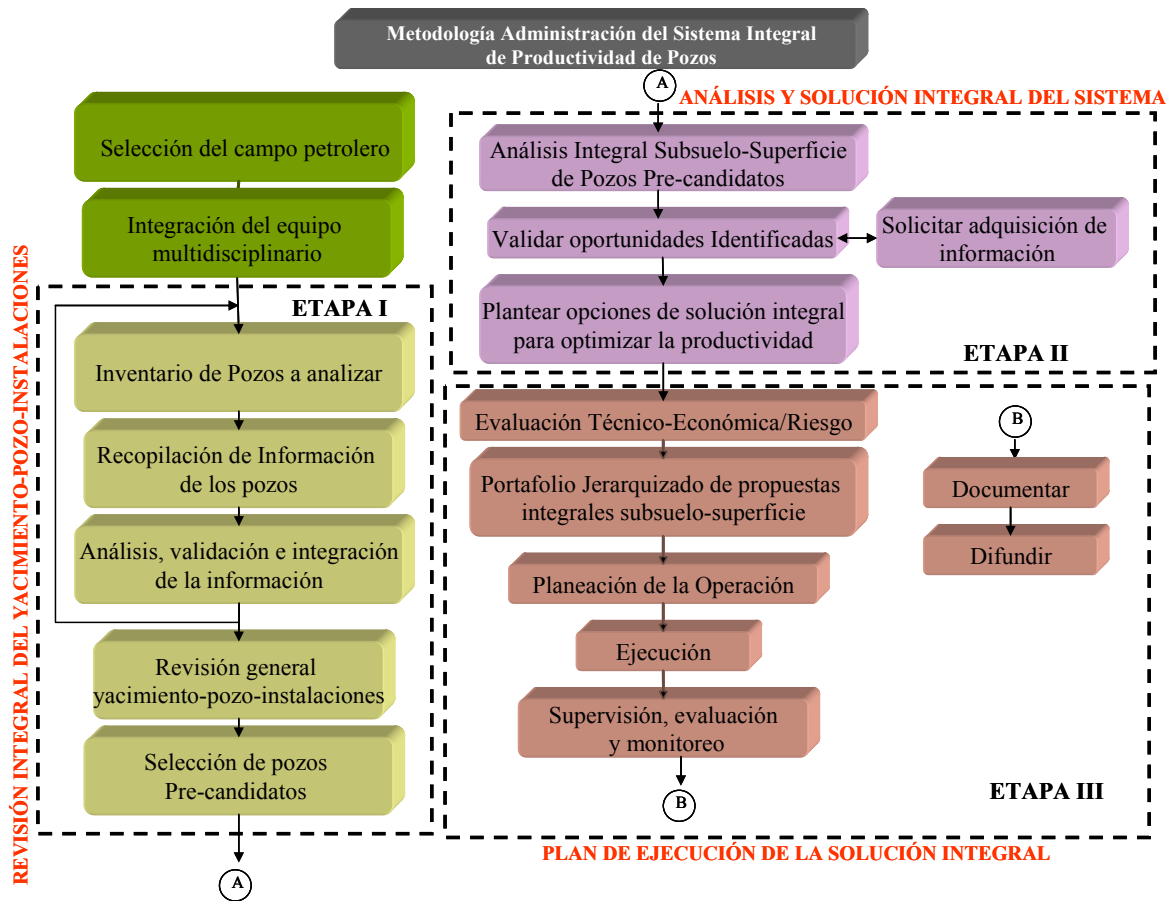


Fig. 4.20 Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP).

Es importante señalar que los alcances establecidos en la Estrategia de ASIPP no solamente están enfocados a mejorar y/o sostener la producción de hidrocarburos en los Activos, sino también a crear una cultura de mejora continua y difusión de mejores prácticas, encaminadas a desarrollar nuevas estrategias de explotación de los Campos Petroleros, así como:

- Realizar 700 estudios integrales de productividad de pozos.
- Generar al menos 560 propuestas de producción específicas en 3 meses.
- Definir las guías y dirección de las estrategias a seguir para la ejecución de las propuestas de producción a corto y mediano plazo.

- Medir, evaluar y diagnosticar el avance de la Estrategia, para asegurar mediante actividades de productividad de corto plazo (150,283 BPD y 347 MMPCD adicionales) que contribuyan al cumplimiento Nacional de Producción.
- Establecer una cultura de Trabajo en Equipo de Cooperación Mutua, (Teamwork).
- Potencialidad de beneficios asociados con la aplicación de tecnología de vanguardia y su transferencia de conocimientos y mejores practicas a PEP.

Para poder llevar a cabo los Estudios Integrales de Productividad de Campos Petroleros a continuación se definen las filosofías que permiten generar y clasificar las acciones encaminadas a mejorar la Productividad de los Campos Petroleros:

Filosofía de Yacimientos

Acciones encaminadas a incrementar la producción de los pozos mediante la aplicación de soluciones específicas hacia las formaciones productoras para mejorar su comunicación del yacimiento hacia el pozo. Entre estas se pueden mencionar las siguientes: Identificación de formaciones no drenadas, inyección de tratamientos químicos para la remoción del daño y/o generación de canales altamente conductivos para rebasar daños muy profundos o formaciones de baja permeabilidad (Estimulaciones Ácidas, Fracturamientos Hidráulicos, Refracturamientos y Multifracturamientos), control de la depositación del material orgánico e inorgánico, control de la producción de fluidos indeseables con inyección de productos químicos orgánicos e inorgánicos, Reductores de viscosidad o mejoradores de flujo. Estas tareas se concretan en propuestas de acciones predominantemente inmediatas y a corto y mediano plazo, para resolver problemas e incrementar la producción (menos de 1 a 2 años). Figura 4.21.

Filosofía de Pozos

Acciones encaminadas a incrementar la producción de los pozos mediante la aplicación de soluciones específicas en pozos para mejorar y/o restablecer su

producción. Entre estas se pueden mencionar: disparos, limpiezas de aparejos de producción, optimización de aparejos de producción, control de la depositación del material orgánico e inorgánico, aplicación de sistemas artificiales de producción, manejo de estranguladores de fondo, etc. Estas tareas se concretan en propuestas de acciones predominantemente inmediatas para resolver problemas e incrementar la producción en el corto plazo (menos de 1 año). Figura 4.21.

Filosofía de Instalaciones

Acciones encaminadas a la optimización del sistema de recolección-proceso-distribución-comercialización de los fluidos producidos. Incluye competencias tales como: Optimización del transporte de hidrocarburos, separación, deshidratación y desalado, endulzamiento, bombeo, compresión, medición y ventas, etc. Estas tareas se concretan en propuestas de acciones para resolver problemas e incrementar la producción en el corto y mediano plazo, (de 1 a 3 años). Figura 4.21.

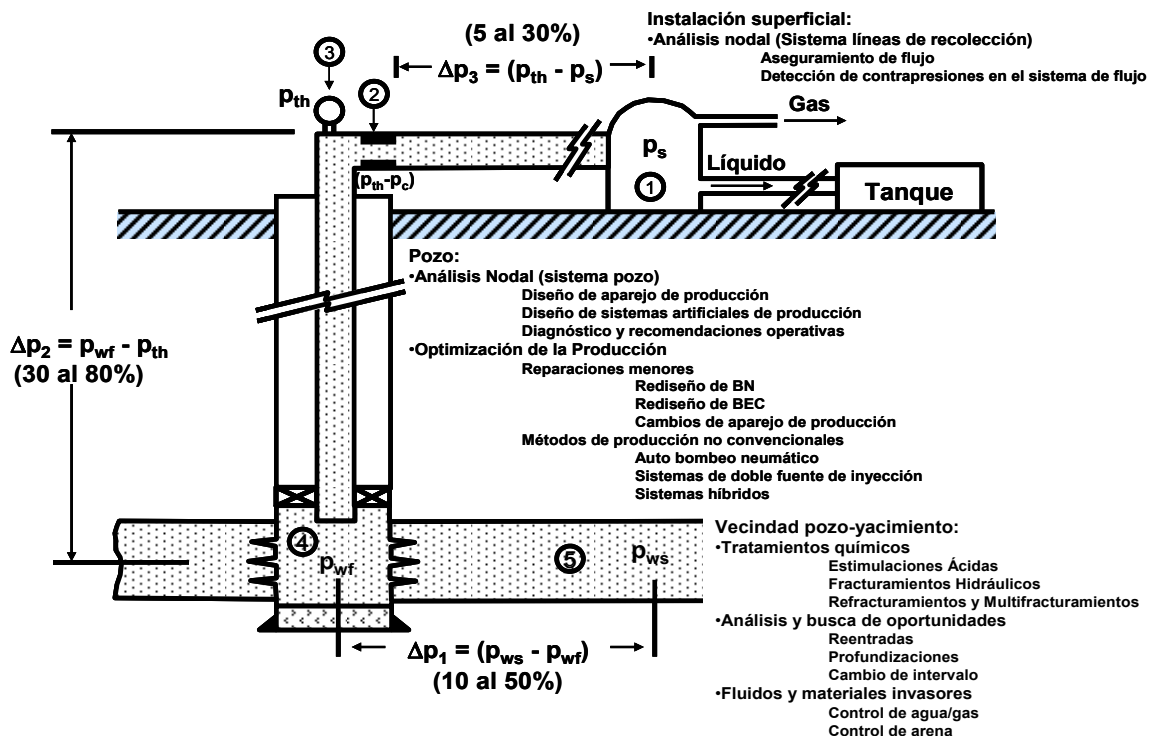


Fig. 4.21 Ubicación de acciones específicas para mejorar la productividad de pozos de campos petroleros una o varias a la vez en forma integral.

El periodo de aplicación de las acciones específicas de Productividad de Pozos identificadas por los equipos de trabajo están sujetas a su factibilidad técnica y económica, así como, al tipo y periodo de intervención (1, 2 ó 3 años). Figuras. 4.22, 4.23 y 4.24.

Por otra parte, también debe considerarse en el mismo el proceso de documentación, la gestión de los recursos financieros y materiales a emplearse en las intervenciones de los pozos candidatos, mediante la jerarquización de las oportunidades y su programación a ejecución.



Fig. 4.22 Acciones para Mejorar la Productividad a Corto Plazo, 1 año.

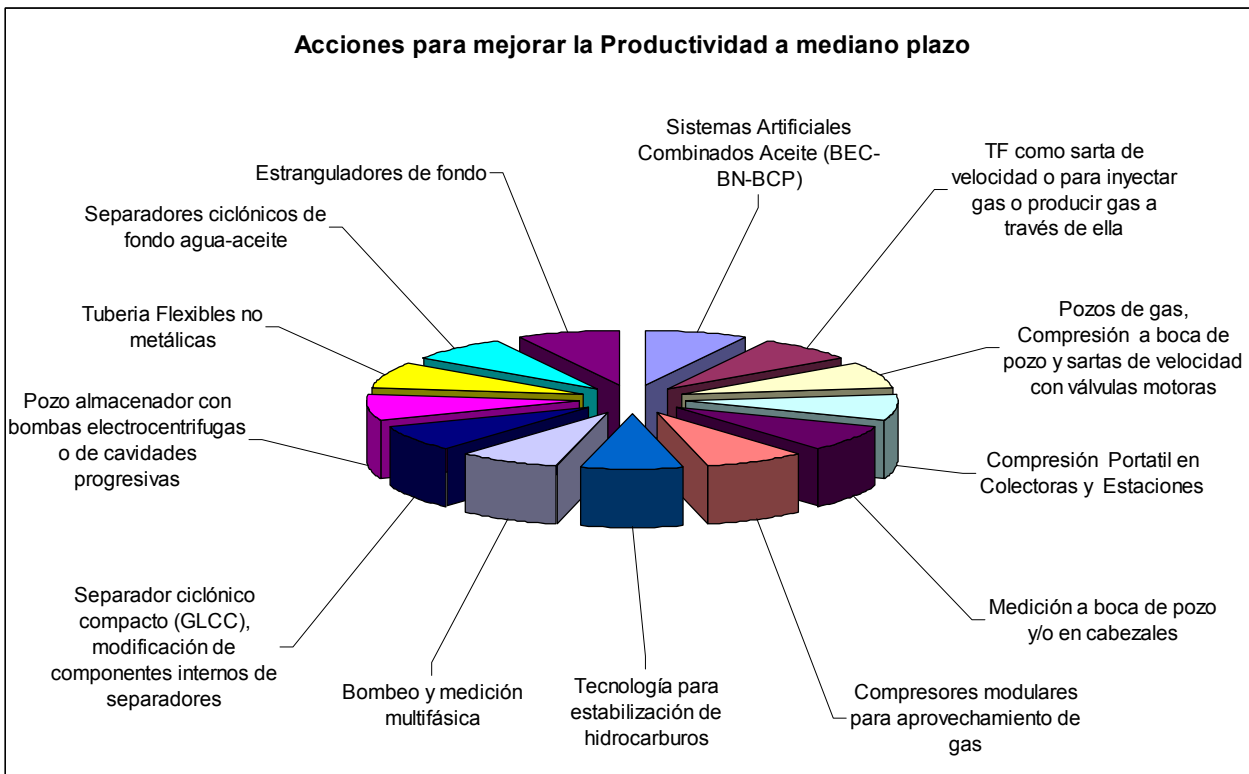


Fig. 4.23 Acciones para Mejorar la Productividad a Mediano Plazo, 2 años.



Fig. 4.24 Acciones para Mejorar la Productividad a Largo Plazo, 3 ó más años.

4.5.11 Lineamientos Técnicos y Proceso de Selección

Considerando que la Metodología de ASIPP involucra el trabajo integral de diferentes disciplinas para realizar los estudios integrales de pozos y debido a la falta de personal especializado para integrar a los equipos de productividad, se consideró importante desarrollar Lineamientos Técnicos para Soporte Técnico a Equipos de Productividad de Pozos en el Activo Integral de Explotación (Anexo A), basado en las necesidades técnicas de cada equipo de trabajo y orientado a compromisos de producción. Figura 4.25.



Fig. 4.25 Lineamientos Técnicos para la contratación de Servicios para Estudios de Productividad de Pozos.

Por otra parte, para poder evaluar las propuestas técnico-económicas de las compañías de servicio para los proyectos de productividad, se estableció el contenido de las mismas, de tal manera que permitiera homologar y definir que compañía presentaba la mejor opción a las necesidades de los equipos de productividad de Pemex, con base al análisis de los siguientes factores: metodología, precio, personal especializado y software para el diseño de las soluciones específicas, garantizando así, los mejores resultados técnicos y económicos y evitando los monopolios de compañías

prestadoras de servicio sin la libre competencia en calidad y precio, practica moderna de la globalización Mundial para mejorar resultados en la Empresas. Figura 4.26

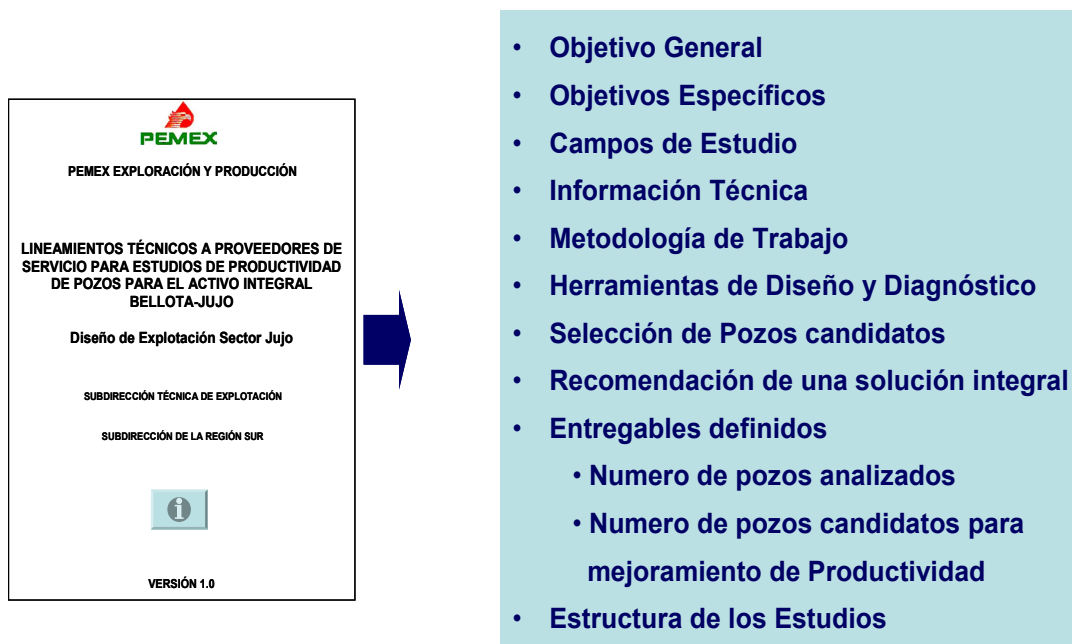


Fig. 4.26 Contenido de Propuestas Técnico-Económicas para Estudios de Productividad de Pozos.

Con el objeto de seleccionar a la Compañía de Servicio para la Asistencia Técnica especializada que presente la mejor Propuesta Técnico-Económica para los Proyectos de Productividad de Pozos y cumpla con los Lineamientos Técnicos elaborados por cada Activo, se establecieron los siguientes acuerdos con cada uno de los Líderes de los equipos de Productividad:

1. Debido a que los proyectos de productividad de pozos son de asesorías técnicas especializadas, El Proceso de Selección de ATE no es licitatorio, sino de invitación restringida, por lo que PEMEX no está obligado ni comprometido con ninguna compañía de servicio participante.

2. Preparar una presentación técnica de la información de los Campos en estudio en donde se aplicará el Proyecto de Productividad de Pozos, a fin de que sirva como base a las Compañías Participantes para la elaboración de sus propuestas Técnico-Económicas. La entrega será en forma digital y archivos PDF.
3. Preparar en forma digital (PDF) los Lineamientos Técnicos para la Contratación de Servicios de Productividad de Pozos realizados por cada uno de los Activos, con base a las necesidades requeridas para el desarrollo de los proyectos, a fin de ser proporcionados a las Compañías participantes.
4. Las Propuestas Técnico-Económicas presentadas por las Compañías de Servicio, deberán incluir como mínimo lo siguiente:
 - Objetivo General
 - Objetivos Específicos
 - Alcances y Beneficios
 - Entregables
 - Metodología de Trabajo
 - Cronograma de Actividades
 - Número de Especialistas
 - Especialidad
 - Experiencia Profesional
 - Periodo de Trabajo
 - Equipo de Cómputo
 - Software
 - Currículos de especialistas
 - Costos

Con base a los Lineamientos Técnicos elaborados por los Activos.

5. La invitación a las Compañías de Servicio será realizada por la Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación.
6. Las fechas de aplicación del Proceso de Selección de ATE, serán acordadas con los Líderes de Productividad de Pozos de cada uno de los Activos.

7. Las Compañías participantes tendrán 1 semana a partir de la fecha de presentaciones de la información técnica y lineamientos realizadas en los Activos, para entregar su propuesta.
8. Con el objeto de ser transparentes en el Proceso de Selección ATE, las Propuestas Técnico-Económicas de las Compañías de Servicio serán entregadas en sobre cerrado y a una misma hora, quedando por hecho que la compañía que no entregue en el día y hora fijada no será considerada para el Proceso de Evaluación y Selección.
9. El Proceso de Selección de Soporte Técnico para los Equipos de Productividad de Pozos será como se muestra en el Anexo B.

Para consolidar la Estrategia de Productividad de Pozos en PEP y dar a conocer las experiencias y mejores prácticas realizadas por cada uno de los equipos de trabajo, se consideró dentro de esta Estrategia llevar a cabo 2 Foros Tecnológicos de intercambio de experiencias y Mejores prácticas de productividad de pozos, clasificados con base al tipo de yacimiento, es decir, Aceite y Gas y Gas y Condensado. Figura 4.27.

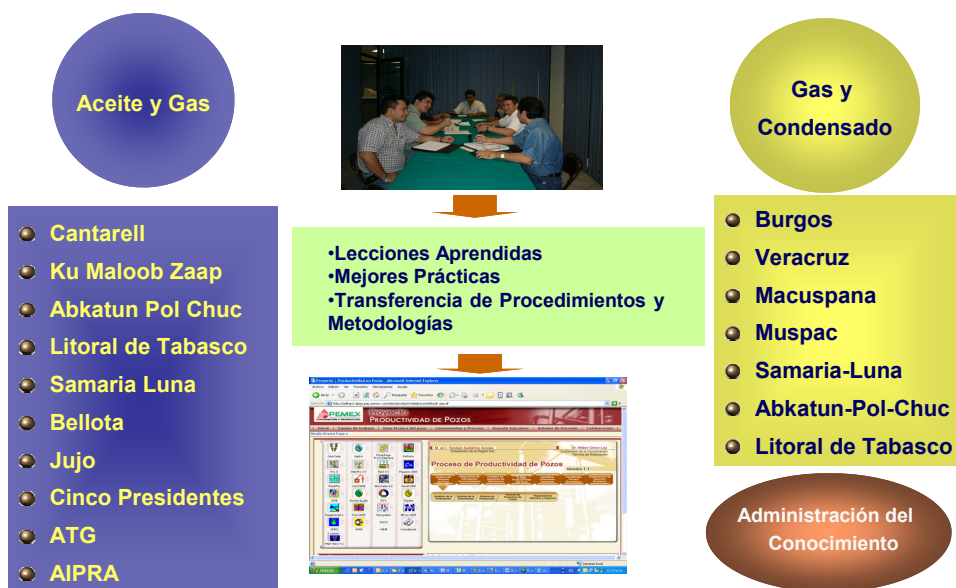


Fig. 4.27 Foros Tecnológicos de Intercambio de Experiencias y nuevas Tecnologías en Productividad de Pozos.

4.5.12 Mentoría y Seguimiento a los Proyectos de Productividad

Para contribuir al fortalecimiento y seguimiento de la Estrategia se desarrolló una estrategia de seguimiento y control de avance de los proyectos de productividad de pozos, a fin de dar soporte y apoyo a los Equipos de Trabajo, así como, garantizar el cumplimiento de los compromisos de producción establecidos por cada uno de los Equipos de Productividad. En el Anexo C se describe a mayor detalle esta estrategia de seguimiento y control aplicada durante la ejecución de los proyectos.

4.5.13 Portal de Administración del Conocimiento en Productividad de Pozos a Nivel PEP

Considerando que en el desarrollo de cada uno de los Proyectos de productividad se validarán datos técnicos del sistema integral yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, así como, nuevas simulaciones y criterios de selección de alternativas de solución importantes para el mejoramiento de la producción de cada pozo estudiado, se consideró importante desarrollar un portal de administración del conocimiento en Productividad de Pozos, a fin de almacenar y salvaguardar toda la información técnica desarrollada de una forma organizada y estructurada, que permitiera su fácil acceso a la misma, así como, el control y seguimiento de las oportunidades desarrolladas, incluyendo cada uno de los estudios integrales por pozo, de tal forma que sirviera como una herramienta de colaboración a nivel nacional. En el capítulo 6 se describe a mayor detalle su conceptualización del Portal.

4.6 Visión Estratégica 2009-2010.

Para dar continuidad a la Estrategia de ASIPP en PEP, se desarrolló una visión estratégica 2009-2010, la cual está orientada a:

- Consolidar a los 15 Equipos de Productividad de Pozos.
- Dar seguimiento a las 394 oportunidades de mejoramiento de producción faltantes

- Ejecutar 357 oportunidades de mejoramiento de producción y superar el compromiso de producción establecido en el 2008 (150,283 BPD de aceite y 347 MMPCD de gas).
- Reactivación de 50 pozos cerrados
- Formación de 4 nuevos equipos de trabajo adicionales.
- Incorporar al menos 200 oportunidades adicionales de producción a las establecidas en el 2008.
- Difundir e implantar al menos 10 mejores prácticas de productividad de pozos
- Dar continuidad a la realización de Foros Tecnológicos para el intercambio de experiencias y mejores prácticas.
- Reducir la brecha del conocimiento con la capacitación y formación de 40 Líderes en Productividad de Pozos, a través de la impartición de 2 diplomados.
- Promover al menos 12 tecnologías de vanguardia y asesoría técnica de alto impacto.
- Almacenamiento y control de resultados por equipo y Región de PEP, mediante la actualización del Portal de Productividad.

En las figuras 4.28 y 4.29 se muestran de manera esquemática la Evaluación de la Estrategia obtenida en el ejercicio 2008 y el programa a realizar en 2009-2010, con base a la visión estratégica desarrollada y el programa de trabajo 2009-2010.

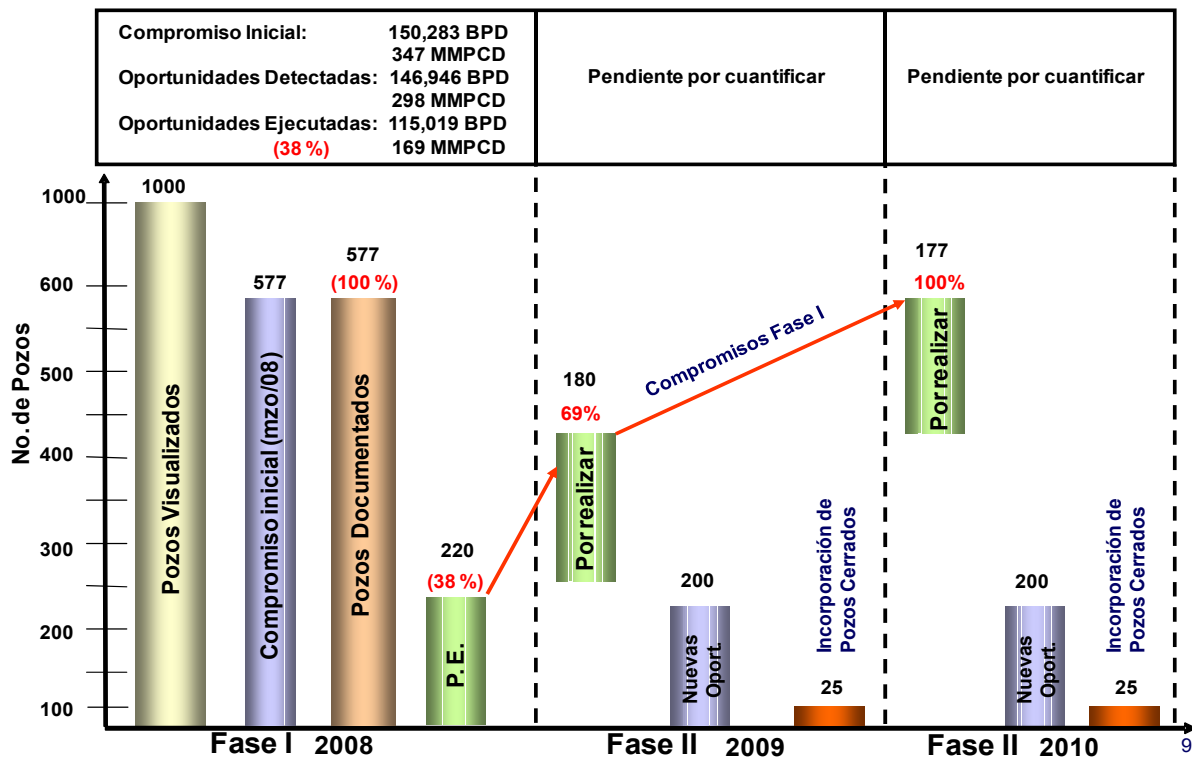


Fig. 4.28 Evaluación 2008 y programa 2009-2010.

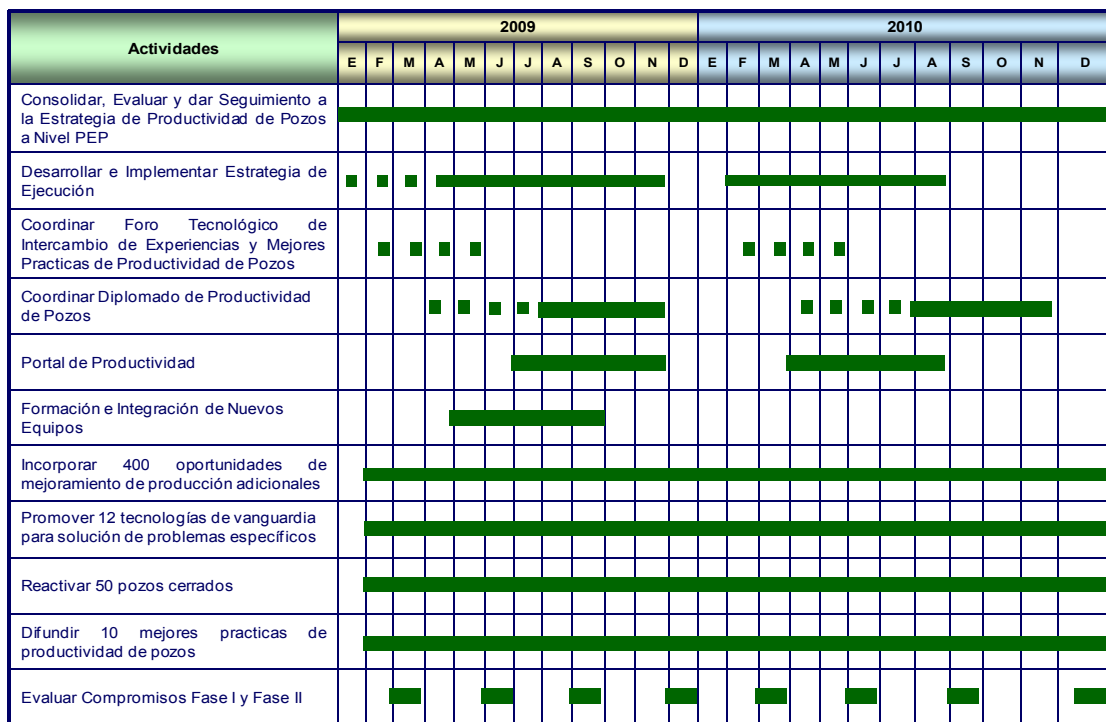


Fig. 4.29 Programa de Trabajo 2009-2010.

CAPÍTULO V

COMPONENTES DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS (YACIMIENTO-POZO-INSTALACIONES SUPERFICIALES)

5.1 Introducción

En la actualidad la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos de los Activos Integrales de Explotación de PEP presentan un alto grado de madurez, consecuencia del tiempo y del ritmo de explotación de los mismos. Lo anterior ha llevado a que los yacimientos presenten: a) pérdida de energía, b) avances de los contactos agua y gas, o c) fuerte disminución de la producción, ocasionando con esto altos costos operacionales y en muchos casos baja rentabilidad, por otro lado la cantidad de los fluidos producidos en superficie esta en función principalmente de las caídas de presión existentes en cada uno de los componentes del Sistema Integral de Producción (yacimiento, vecindad del pozo, pozo e instalaciones superficiales). Por esta razón el sistema debe ser analizado como unidad en forma integral (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales), ya que la producción de un pozo puede ser a menudo restringida por el comportamiento de un solo componente en el sistema integral.

Con base en lo anterior, es necesario revisar, analizar e identificar áreas de oportunidad de mejoramiento de producción a corto y mediano plazo con un enfoque integral (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales), con el propósito de restablecer, mantener y/o mejorar la producción, mediante la optimización de las inversiones, maximizar el tiempo de explotación de los campos e incrementar la rentabilidad de las inversiones en los proyectos de explotación. Para lograr esto, se requiere identificar las áreas potenciales de incremento de producción con la aplicación inmediata de nuevas tecnologías de vanguardia.

El objetivo de este capítulo es presentar un panorama general de los componentes que forman parte del sistema integral de productividad de pozos, con la finalidad de que el ingeniero de productividad de pozos en conjunto con el equipo multidisciplinario tengan una visión general del sistema en su conjunto y realicen un análisis del sistema como unidad (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales) aplicando la metodología de ASIPP, considerando agrandes rasgos: toda la información existente de los pozos (cerrados y fluyentes), un análisis de la historia del pozo, estudios de ingeniería para determinar la causa de baja productividad del pozo (análisis PVT, registros geofísicos, registros PLT, registros fluyentes, curvas de producción, análisis de pruebas de presión, análisis nodal, etc), así como aplicar el método correctivo adecuado para resolver el problema de baja productividad (estimulación, fracturamiento hidráulico, sistemas artificiales de producción, control de agua, disparos, reparaciones mayores y/o menores, cambio de diámetro de tubería, cambio de estrangulador, etc.). De esta forma optimizaremos la productividad de cada pozo, permitiendo con esto identificar oportunidades a corto y mediano plazo que permitan incrementar y mantener la producción de los Activos Integrales de Explotación.

5.2 Yacimientos

5.2.1 Caracterización de yacimientos

El objetivo de la caracterización de yacimientos es lograr un modelo de yacimiento que considere toda la información disponible, eliminando la que pueda tener incertidumbre en la medición o incongruencia con el comportamiento propio del yacimiento, permitiendo con ello realizar una integración de la caracterización estática y dinámica del yacimiento con información congruente y confiable.

La caracterización de yacimientos consiste en detectar y evaluar los parámetros de la formación (permeabilidad, porosidad, saturaciones, anisotropía, capilaridad, mojabilidad, fallas geológicas, fracturamiento y compartimentalización, etc.) que afectan el comportamiento de flujo en el yacimiento. La construcción del modelo

estático y dinámico del yacimiento debe ser realizado mediante un enfoque integrado y un equipo de trabajo multidisciplinario.

Como parte del análisis del sistema integral yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, esta parte del trabajo se enfoca en la ingeniería y análisis del yacimiento, en donde se deben considerar las características particulares de cada yacimiento, sobre el comportamiento de producción de los pozos. Para la revisión integral de cada yacimiento se debe emplear toda la información técnica disponible y validada. El producto final de esta revisión será: la identificación de pozos operando por debajo de su potencial de producción, establecer un portafolio de oportunidades de pozos para el mejoramiento de su producción e identificar pozos precandidatos para su optimización, que ayuden al mejoramiento rápido de la producción de hidrocarburos, así como determinar mecanismos de empuje predominante, detección de zonas no drenadas y factibilidad de implementar procesos de recuperación secundaria y mejorada en el yacimiento para incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.

La caracterización estática de yacimientos se basa en la detección y evaluación de los elementos que constituyen un yacimiento, para lo cual se requieren los siguientes datos³²:

- Datos geológicos.
- Datos geofísicos.
- Registros geofísicos de pozos, y
- Datos de laboratorio del sistema roca-fluidos.

5.2.1.1 Datos geológicos

En la tabla 5.1 se muestra los aspectos principales de información geológica que se debe obtener para realizar estudios de geología petrolera aplicados a la explotación de yacimientos.

Aspectos	Concepto	Dato/Alcances
Sedimentológicos	Sedimentos	Origen del sedimento (ambiente sedimentario), geometría del cuerpo sedimentario, extensión y distribución areal del cuerpo sedimentario y secuencias verticales de las características internas del cuerpo sedimentario.
Estructurales	Deformación de la roca	Plegamientos: tipo, geometría, dimensiones, orientación, relieve y cierre de las estructuras; echado de las capas. Afallamientos: tipo, echado, rumbo y alcance estratigráfico de las fallas. Fracturamiento: características de las fracturas. Secciones transversales y planos: cimas (dimensiones, geometría y orientación de la estructura, relieve y cierre de la estructura), bases, espesores, isopacas y fallas o sistemas de fallas (tipo, echado, rumbo, alcance estratigráfico, distribución).
Estratigráficos	Deformación de la roca	Secciones transversales: Continuidad vertical (estratigrafía) y horizontal, cambios de facies vertical y horizontalmente, y discordancias. Planos: Extensión y distribución areal de la litofacies.
Ambientes de depósito	Origen de la roca	Continental, transicional y marino.
Diagénesis	Cambios físicos, químicos y bioquímicos	Compactación Cementación Recristalización Reemplazamiento Solución diferencial Autogénesis

Tab. 5.1 Aspectos importantes de información geológica petrolera³³.

5.2.1.2 Datos geofísicos

El proceso exploratorio inicia con el descubrimiento de la evolución compleja de las rocas y los sistemas de fluidos para entender el ciclo completo del hidrocarburo desde la fuente o generación hasta la trampa. En la actualidad la confiabilidad de los levantamientos geofísicos, principalmente sísmicos 2D, 3D, 4D, multicomponente, etc.

ha reducido significativamente el riesgo asociado a la perforación de pozos y dejar éstos como productores.

La sísmica es la primera prospección hacia el interior de la tierra, y constituye una de las herramientas primarias para decidir la localización para la perforación de pozos petroleros. La tecnología sísmica involucra tres actividades críticas, la cuales son: Adquisición, Procesado e Interpretación. Los expertos en cada una de estas actividades trabajan en conjunto para asegurar que los programas sísmicos proporcionen datos de alta calidad en el menor tiempo posible, y al más bajo costo.

El método de refracción fue la primera técnica sísmica utilizada en la exploración de hidrocarburos. Durante los años veinte, logro gran éxito. Sin embargo a principios de los treinta, el método de reflexión se volvió el más ampliamente utilizado a nivel mundial. El método de refracción continúa encontrando uso en áreas en donde la geología no es bien conocida, o como una alternativa cuando no podían obtenerse datos satisfactorios de reflexión³². Consiste en medir la variación espacial de parámetros petrofísicos, como velocidad sísmica y absorción, mediante el análisis de señales sísmicas generadas artificialmente. Estos parámetros petrofísicos pueden relacionarse a tipos de rocas, porosidad, intemperismo, y otros factores geológicos, y pueden usarse para proporcionar la tercera dimensión en la geología. El método se basa en el análisis de perturbaciones sísmicas que viajan debajo de la Tierra y regresan a la superficie a través del proceso de refracción.

Como avances tecnológicos, se tiene la sísmica 2D, sísmica 3D, sísmica 4D, perfiles sísmicos verticales, sísmica multicomponente, tomografía y secciones del agujero. En las figura 5.1 y 5.2 se muestran la sísmica convencional 2D y 3D.

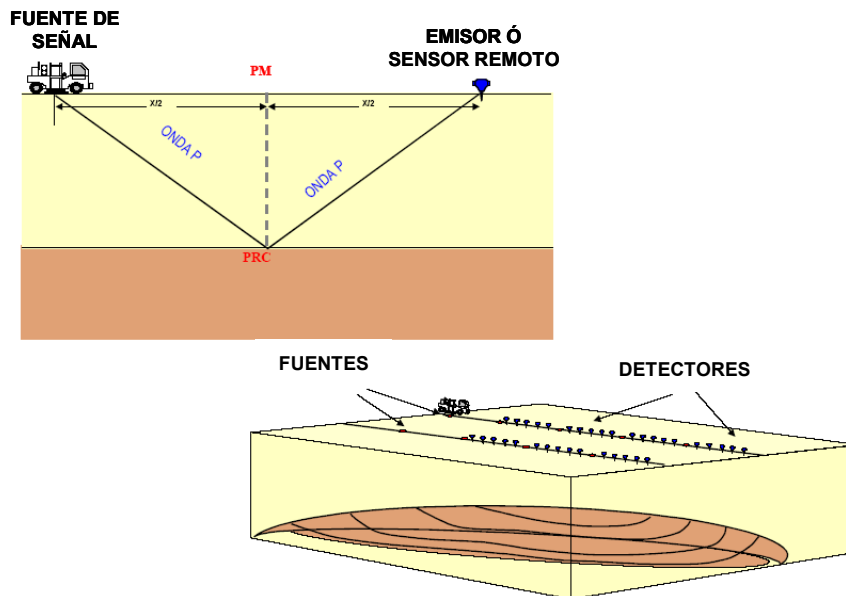


Fig. 5.1 Sísmica convencional 2D³².

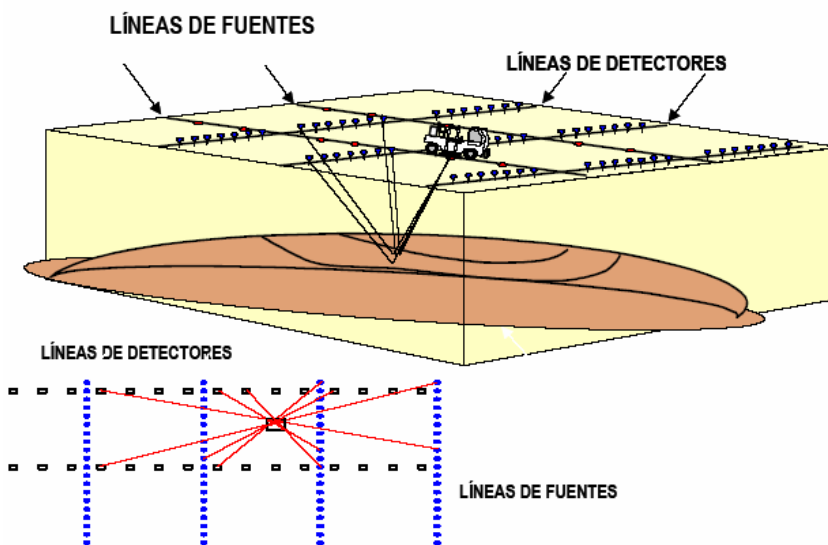


Fig. 5.2 Sísmica convencional 3D³².

La información recabada a través del proceso exploratorio, figura 5.3, permite precisar el riesgo geológico asociado a la oportunidad exploratoria. Para decidir si se

asignan recursos, las oportunidades exploratorias deben ser evaluadas técnica y económicamente.



Fig. 5.3 Descripción del Proceso Exploratorio³².

5.2.1.3 Registros geofísicos de pozos

Los registros geofísicos son una de las herramientas más útiles y poderosas en la obtención de la información petrofísica de las formaciones productoras necesaria para el proceso de caracterización de yacimientos. Los registros petrofísicos ayudan a definir algunos parámetros físicos de la roca como: litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, identificar zonas productoras, profundidad y espesor de zonas, geometría del poro, definir contactos gas-aceite y agua-aceite en el yacimiento y para estimar reservas de hidrocarburos. También se pueden correlacionar zonas y ayudar en el mapeo de estructuras y la elaboración de planos de isopacas.

Los parámetros petrofísicos primarios que se determinan en la medición de registros geofísicos son la porosidad (ϕ), el potencial espontáneo (SP), y la resistividad.

Los parámetros que se obtienen de registros geofísicos se determinan de forma directa o indirecta, y se obtienen por algunos de los tres tipos generales de registros: eléctricos, radiactivos y acústicos o sónicos. Los nombres de estos registros se deben a la fuente de poder que utilizan para obtener las mediciones.

Un registro geofísico de un pozo es una representación gráfica de una propiedad física de la roca que se mide contra profundidad del pozo. Las mediciones se realizan mediante sondas que van recorriendo la trayectoria del pozo. Los datos obtenidos pueden ser del tipo (resistivo-conductivo), acústico (tiempo de tránsito), radioactivos (rayos gamma, neutrón, densidad, etc.), electromagnéticos (dieléctricos), magnéticos, sísmicos, etc.

Para realizar una buena interpretación de registros geofísicos es necesario contar un grupo de curvas generadas a lo largo del pozo las cuales representan alguna propiedad física de la roca y de los fluidos contenidos, trazadas continuamente en profundidad. Para obtener una buena interpretación es necesario contar al menos con los siguientes registros básicos: un registro de litología, uno de porosidad y uno de resistividad, con los cuales podremos caracterizar la formación, identificar acumulaciones de hidrocarburos, zonas porosas y permeables. Para mayor profundidad de la formación se deben aplicar e incluir más registros. La figura 5.4 muestra un registro de litología, resistividad y porosidad.

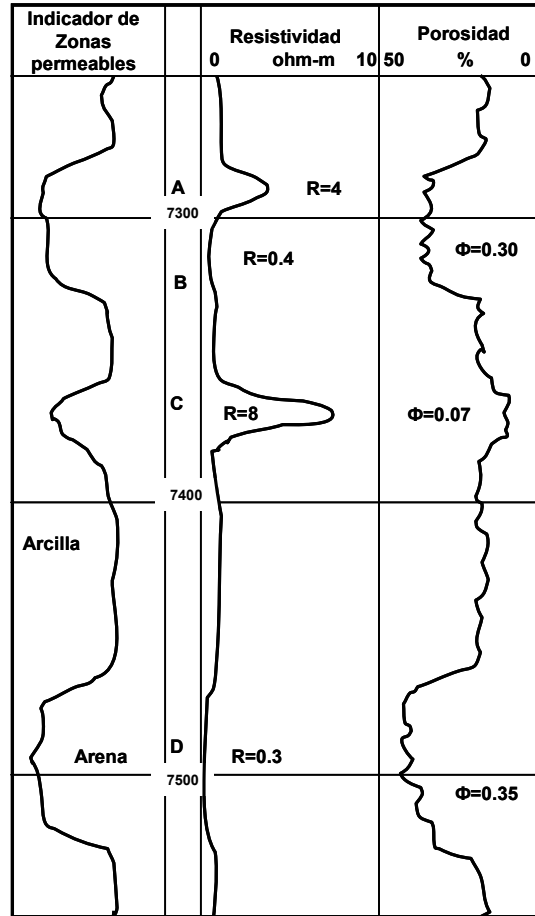


Fig. 5.4 Registros geofísicos³⁴.

Las porosidad, permeabilidad, saturación de agua y resistividad son propiedades de la roca que afectan la medición de los registros geofísicos. A continuación se describe cada una de las propiedades mencionadas:

Porosidad, ϕ .- Porcentaje de espacio poroso respecto al volumen total de roca. Matemáticamente se expresa como:

$$Porosidad(\phi) = \frac{\text{volumen de poros}}{\text{volumen total de roca}} \dots\dots\dots(5.1)$$

La porosidad efectiva, ϕ_e , es la cantidad de espacio poroso que se encuentra interconectado y que es capaz de permitir el flujo de fluidos.

Permeabilidad, k.- Es la propiedad de una roca para permitir el flujo de fluidos. La permeabilidad es controlada por el tamaño de la garganta de los poros o capilares y gargantas de poros o espacios conectados entre los poros. Se expresa en Darcies, D, o milidarcies, md.

La capacidad de una roca para permitir el flujo de un fluido cuando la roca se encuentra 100% saturada con dicho fluido se denomina “**permeabilidad absoluta, k**”.

Permeabilidad efectiva, k_e , se refiere a la presencia de dos fluidos en una roca, y se define como la capacidad que presenta una roca para que se mueva un fluido en presencia de otro fluido cuando ambos fluidos sean inmiscibles.

Permeabilidad relativa a un fluido, k_{rf} .- Se define como la relación de permeabilidad efectiva de un fluido a una saturación parcial dada respecto a la permeabilidad de la roca cuando se encuentra 100% saturada (permeabilidad absoluta, k), es decir:

$$k_{rf} = \frac{k_e S_f}{k} \dots\dots\dots(5.2)$$

Donde:

k_{rf} = permeabilidad relativa a un fluido, adimensional

k_e = permeabilidad efectiva, md

k = permeabilidad absoluta, md

S_f = saturación del fluido, %

Cuando la permeabilidad relativa al agua en una formación es cero, significa que la formación produce solamente hidrocarburos sin contenido de agua. Por lo que la permeabilidad relativa a los hidrocarburos es 100%. Si la permeabilidad relativa al agua se incrementa, la formación con el paso del tiempo irá incrementando la producción de agua respecto a la producción de hidrocarburos.

Saturación de agua, S_w .- Se define como el porcentaje del volumen poroso en una roca que se encuentra ocupado por el agua de la formación, y se expresa en fracción o porcentaje, y se representa por el símbolo, S_w , como:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \dots\dots\dots(5.3)$$

Donde:

S_w = saturación de Agua, %

V_w = volumen de agua de formación ocupando los poros, ft^3

V_p = volumen de poros totales de la roca, ft^3

La saturación de agua, S_w representa un concepto importante en la interpretación de los registros geofísicos, debido a que la saturación de hidrocarburos se puede estimar al restar el valor numérico de la saturación de agua, S_w , es decir:

$$S_t = S_w + S_h = S_w + S_o + S_g = 1 \dots\dots\dots(5.4)$$

Donde:

S_T = saturación Total, %

S_w = saturación de Agua, %

S_h = saturación de hidrocarburos, %

S_o = saturación de Aceite, %

S_g = saturación de Gas, %

Despejando de la ecuación 5.4, la S_w , obtenemos:

$$S_w = 1 - S_h = 1 - (S_o + S_g) \dots\dots\dots(5.5)$$

Saturación de agua irreducible, $S_{w\text{irr}}$.- Es el término empleado para describir la saturación de agua la cual se encuentra retenida en los poros capilares por la presión capilar.

Resistividad.- La resistencia es una propiedad inherente que poseen todos los materiales, independiente de su forma y tamaño, para oponerse al flujo de una corriente eléctrica. Todos los materiales presentan diferente capacidad para resistir al flujo de la electricidad.

La resistividad es la medida de la capacidad de resistencia a un flujo eléctrico. Se expresa como el recíproco de la conductividad, es decir:

$$\text{Resistividad} = \frac{1}{\text{Conductividad}} \dots\dots\dots(5.6)$$

La conductividad de una formación es función de su:

- Porosidad,
- Saturación de los fluidos, y
- Contenido de arcilla.

En la interpretación de los registros geofísicos de pozos, los hidrocarburos, la roca y el agua pura, actúan como aislantes, siendo por lo tanto, materiales no conductivos y altamente resistivos al flujo eléctrico. El agua salada sin embargo es conductora y presenta baja resistividad. Una roca con contenido de aceite o gas tendrá mayor resistividad que la misma roca totalmente saturada con agua salada (salmuera).

Las unidades de medida son ohm-metro, es decir:

$$R = \frac{rA}{L} \dots\dots\dots(5.7)$$

Donde:

- R = resistividad, ohm-m²
- L = longitud del material, m
- A = área del material, m²
- r = resistencia del material, ohm

La resistividad es una medida básica de la saturación del fluido de un yacimiento y es una función de la porosidad, del tipo de fluido (hidrocarburo, sal o agua pura), y del tipo de roca. Debido a que la roca y los hidrocarburos actúan como aislantes, siendo el agua salada conductiva, las medidas de la resistividad se realizan con herramientas de registro que se utilizan para detectar hidrocarburos y estimar la porosidad de un yacimiento.

Conrad Schlumberger en 1912 realizó los primeros experimentos relacionados con registros geofísicos. En 1941 G. E. Archie fundamentó los conceptos de empleados como una base para la interpretación cuantitativa moderna de registros geofísicos de pozos.

Archie demostró que la resistividad de una formación saturada al 100% con agua, la resistividad al aceite, R_o , estará en función de la resistividad del agua, R_w , que se relaciona mediante un factor de resistividad de la formación F , es decir:

$$R_o = FR_w \dots\dots\dots(5.8)$$

en donde el factor de resistividad de la formación, F , es igual a la resistividad de la formación que se encuentra 100% saturada de agua, R_o , dividida por resistividad del agua de la formación, R_w , es decir:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots(5.9)$$

Los experimentos de Archie también demostraron que los factores de formación se pueden relacionar a la porosidad mediante,

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots(5.10)$$

Donde:

- F = factor de Formación, adimensional
- R_o = resistividad del Aceite, ohm-m²
- R_w = resistividad del Agua, ohm-m²
- a = factor de Tortuosidad, generalmente 1.0 para la mayoría de las formaciones, adimensional
- m = exponente de cementación, adimensional
- ϕ = porosidad, %

En la tabla 5.2 se muestran los diferentes métodos para calcular el factor de formación, F, así como, su relación litológica con respecto al factor de formación, F.

Ecuación	Tipo de Formación
$F = \frac{1}{\phi^2}$	Para carbonatos.
$F = \frac{0.81}{\phi^2}$	Para areniscas consolidadas.
$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$	Formula de Humble, para areniscas no consolidadas.
$F = \frac{1.45}{\phi^{1.54}}$	Para arenas promedio (Carothers, 1958).
$F = \frac{1.65}{\phi^{1.33}}$	Para arenas arcillosas (Carothers, 1958).
$F = \frac{1.45}{\phi^{1.70}}$	Para arenas calcáreas (Carothers, 1958).
$F = \frac{0.85}{\phi^{2.14}}$	Para carbonatos (Carothers, 1958).
$F = \frac{2.45}{\phi^{1.08}}$	Para arenas del Plioceno, Sureste de California (Carothers y Porter, 1970).
$F = \frac{1.97}{\phi^{1.29}}$	Para arenas del Mioceno, Costa del Golfo (Louisiana-Texas) (Carothers y Porter, 1970).
$F = \frac{1.0}{\phi^{(2.05-\phi)}}$	Para formaciones granulares limpias (Sethi, 1979).

Tab. 5.2 Factor de Formación para diferentes formaciones³⁵.

El exponente de cementación **m**, varia en función del tamaño del grano, la distribución del tamaño de grano y la complejidad de la trayectoria de flujo entre los poros (tortuosidad). A mayor valor de **m**, mayor tortuosidad. La tortuosidad es función de la complejidad de la trayectoria del fluido que viaja a través del medio poroso de la roca almacenadora.

El factor de formación, **F**, depende de:

- Porosidad de la formación.

- Geometría del poro.
- Litología de la formación.
- Grado de cementación, y
- Tipo y cantidad de arenisca en la roca.

La saturación de agua, S_w , se determina a partir de la resistividad de la formación saturada 100% con agua, R_o , y la resistividad verdadera de la formación, R_t , mediante la siguiente relación:

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t} \right)^{1/n} \dots\dots\dots(5.11)$$

Donde:

- S_w = saturación de Agua, %
 R_o = resistividad del Aceite, ohm-m²
 R_t = resistividad verdadera de la formación, ohm-m²
 n = exponente de saturación.

Los valores del exponente de saturación n van desde 1.8 hasta 2.5, siendo 2 el valor más común.

La ecuación para calcular la saturación de agua, S_w , resulta de la combinación de las ecuaciones (5.8) y (5.11), y se expresa como:

$$S_w = \left(\frac{FR_w}{R_t} \right)^{1/n} \dots\dots\dots(5.12)$$

o bien,

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}} \dots\dots\dots(5.13)$$

La ecuación (5.13) es conocida como la ecuación de Archie, para la saturación de agua, S_w . Todos los métodos actuales de interpretación que involucran curvas de resistividad se derivan de esta ecuación.

5.2.1.3.1 Factores que afectan las mediciones de los registros geofísicos de pozos

La respuesta obtenida de las herramientas para registros geofísicos no representan necesariamente fielmente las características de la formación, por lo que tienen que ser corregidas. Algunas correcciones que se deben realizar se muestran a continuación: a) Agujero/Tubería de revestimiento (casing); b) Tipo de fluido en el agujero; c) Equipo; d) error humano; e) Interrupción de procedimientos; f) Condiciones de superficie; g) Temperatura; h) Movimientos de la herramienta; i) Otros.

Es muy importante para garantizar los resultados de los registros geofísicos se aprenda acerca de: Errores en la calibración de registros, Correlaciones por el medio ambiente del agujero, Normalización de los datos de registros, Efectos de invasión del filtrado de lodo, Correcciones por contenido de arcillas, Correcciones por litología, Fórmulas alternas para porosidad y saturación de agua, Uso de datos de núcleos para calibrar datos de registros y calcular resultados

5.2.1.3.2 Medio ambiente en el agujero del pozo

Durante la perforación de un pozo, la roca y sus fluidos contenidos en ella son alterados en la vecindad del agujero, es decir se contamina la roca que rodea al agujero por el lodo de perforación, lo cual en consecuencia altera las mediciones de los registros del pozo. A medida que la invasión de lodo se presenta, las partículas de sólidos se entranpan sobre la pared del agujero del pozo formando el enjarre del lodo, m_c . El fluido que se filtra dentro de la formación durante la invasión se llama filtrado de lodo, m_f . Los valores de resistividad para el lodo de perforación, el enjarre del lodo, y el filtrado del lodo se encuentran en el encabezado del registro.

La formación la podemos dividir en dos zonas de interés (ver figura 5.5): Zona invadida: Zona no invadida o zona virgen:

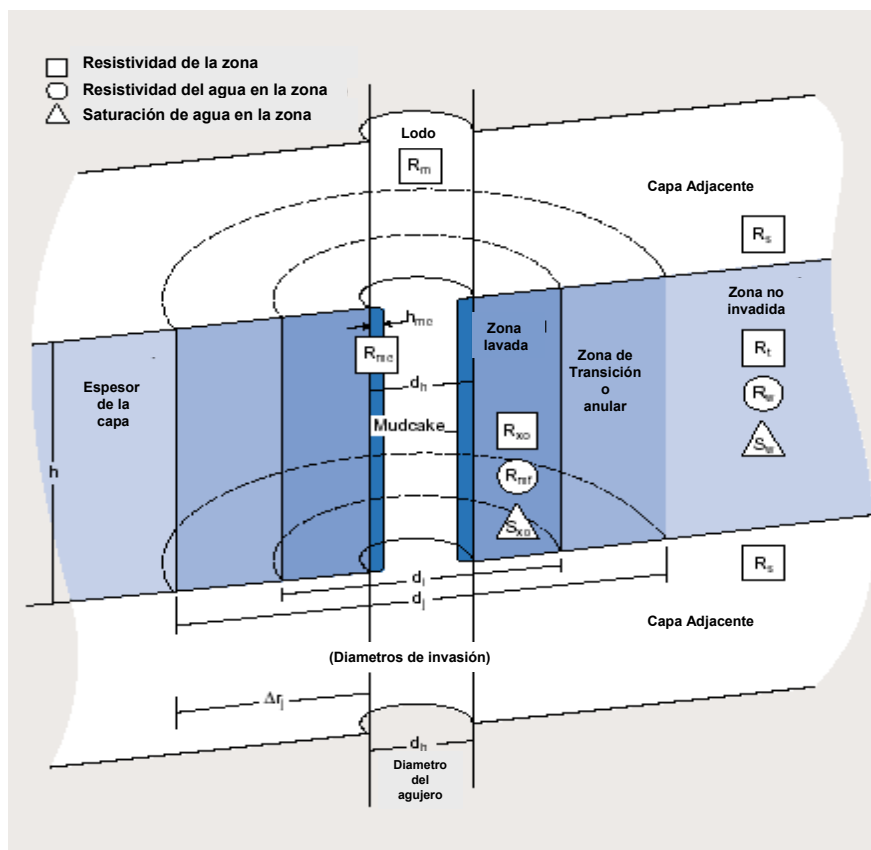


Fig. 5.5 Invasión del filtrado de lodo³⁵.

La profundidad de la invasión del filtrado del lodo en la formación dependerá de: Permeabilidad de la formación, porosidad de la formación, presión capilar, propiedades del lodo, temperatura del fondo del pozo, tiempos de perforación, parámetros de perforación.

5.2.1.3.3 Registros eléctricos

La operación de estos registros consiste en pasar corriente por la formación a través de electrodos, esta corriente genera diferencias de voltaje las cuales son

medidas por otros electrodos, estas mediciones proporcionan determinaciones de resistividad. La sonda debe ser corrida en agujeros que contengan fluido conductivo o agua. La respuesta de estas herramientas es afectada en gran parte por efectos del agujero y las formaciones adyacentes, por lo que se deben realizar algunas correcciones a este tipo de registros.

La familia de herramientas de resistividad que utilizan corrientes enfocadas para controlar el camino tomado por la corriente medida minimiza la influencia de la formación. Estas herramientas incluyen el Laterolog y los registros esféricos enfocados (SFL). Las cuales son muy superiores a los dispositivos ES (electrical survey) en presencia de relaciones R_t/R_m más grandes y para contrastes resistivos grandes con capas adyacentes. Son mejores para la solución de capas delgadas.

Los sistemas que utilizan este principio tienen como aplicación cualitativa la determinación del R_t y R_{xo} .

El registro de inducción fue desarrollado para medir la resistividad con lodos base aceite, estos registros son enfocados con el propósito de minimizar la influencia del agujero y de las formaciones vecinas. Este registro también está diseñado para investigaciones profundas y la reducción de la influencia de las zonas invadidas.

El registro de inducción tiene en un sistema de varios transmisores y receptores, su operación consiste en enviar una corriente alterna de alta frecuencia de intensidad constante a través del transmisor. El campo magnético alterno creado induce corrientes secundarias a la formación, las cuales fluyen en direcciones circulares en forma de anillos alrededor del agujero creando campos magnéticos que inducen señales a un receptor. Las señales recibidas son proporcionales a la conductividad de la formación. La resistividad se calcula mediante la siguiente ecuación, utilizando los valores medidos de conductividad:

$$R(\text{ohm} - m) = \frac{1000}{C(\text{mohm} / m)} \dots\dots\dots(5.14)$$

Donde:

C = conductividad, mohm/m

R = resistividad, omh-m

Los registros de microresistividad se utilizan para:

- Medir la resistividad de la zona lavada (R_{xo})
- Delinear los estratos permeables mediante la detección de la capa de enjarre.

Los registros de microresistividad son los siguientes: microlog, microlaterolog y el proximity. Con microlog tenemos dos elementos de medición, estos elementos tienen diferente profundidad de investigación, con lo que tenemos la resistividad de un pequeño volumen de enjarre y de formación.

5.2.1.3.4 Registros de potencial espontáneo (SP)

La curva de potencial espontáneo es un registro de la diferencia entre el potencial de un electrodo móvil en el agujero y un potencial fijo en un electrodo superficial, contra profundidad, es útil para: Detectar zonas permeables, localizar límites de zonas para permitir la correlación entre ellas, determinar valores de resistividad de agua de formación R_w , proporcionar indicaciones cualitativas del contenido de arcillosidad.

Los factores que afectan la curva SP son los siguientes: Espesores delgados de formación, salinidades del filtrado del lodo y del agua de formación, temperatura del agujero del pozo, arcillosidad de la formación, invasión profunda o agujero del pozo muy grande, formación con muy alta resistividad, los hidrocarburos, formaciones delgadas y las zonas arcillosas tienden a eliminar la respuesta del registro SP,

corrientes potenciales (despreciadas frecuentemente), En algunos casos, la saturación alta de gas o de aceite reduce la curva del SP, corrientes naturales eléctricas de la Tierra (en Canadá), corrientes asociadas con el equipo de perforación, algunos minerales tal como piritita diseminada, otros iones a parte del Na o Cl en el agua pura, si el lodo y el filtrado de lodo tienen mayor salinidad que el agua de la formación ($R_w > R_m$ o $R_w > R_{mf}$) entonces la curva SP no tendrá respuesta o podría ser invertida, respectivamente.

En la figura 5.6 se muestra el comportamiento del registro SP para una formación de arena y arcilla.

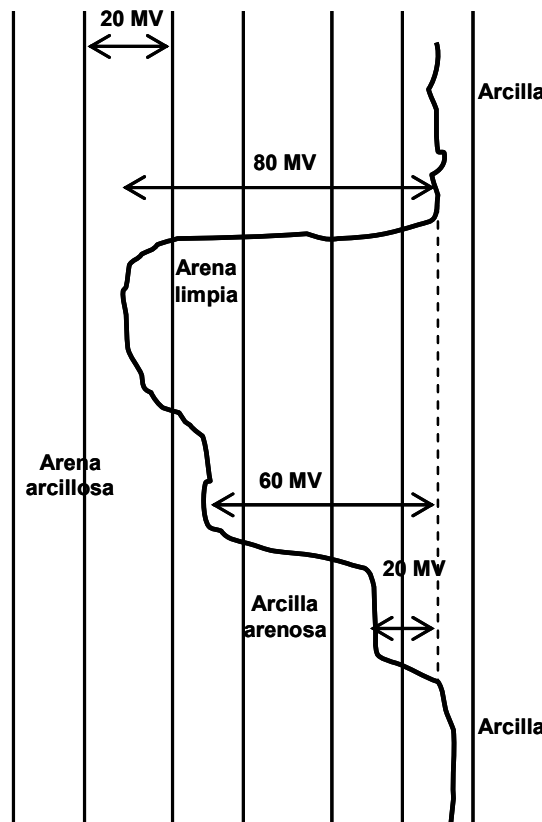


Fig. 5.6 Comportamiento de la curva SP para formaciones de arena y arcilla³⁴.

Algunas limitaciones del registro SP: La curva SP pierde detalle cuando la R_{mf} se aproxima a la R_w , el agujero del pozo debe contener lodo conductivo, la curva SP pierde

detalle en formaciones de alta resistividad, la curva SP se puede reducir en formaciones arcillosas con saturaciones altas de aceite o gas, las deflexiones de curvas SP se reducen en forma contraria a las formaciones delgadas, en arenas con agua pura, la presencia de otros iones (a parte de Na y Cl) influyen en la magnitud de la curva SP; la presencia de iones divalentes da un valor muy grande de SP; la presencia de bicarbonato de sodio tiende a dar un valor muy alto de SP, las corrientes de DC del equipo de perforación pueden originar resultados anómalos en la deflexión de la curva SP (con frecuencia las corrientes alternas AC se rectifican para producir voltajes de corriente directa DC afectando el SP), corrientes eléctricas de la Tierra pueden causar deflexiones erráticas de la curva del SP (por ejemplo en Canadá).

5.2.1.3.5 Registro de Rayos Gamma, (RG)

Los registros de Rayos Gamma consisten en mediciones de la radioactividad natural de la formación. El registro de Rayos Gamma es útil en la detección y evaluación de depósitos minerales radiactivos, tales como el potasio (K), el uranio (U), y torio (Th). En las formaciones sedimentarias los registros de Rayos Gamma normalmente reflejan el contenido de lutitas de las formaciones. Esto se debe a los elementos radiactivos concentrados en este tipo de litología.

Las formaciones limpias tienen por lo general un bajo nivel de radiactividad, a menos que contengan contaminantes radiactivos tales como algunas rocas graníticas o volcánicas, o cuando el agua de formación contiene sales de potasio disueltas. Los Rayos Gamma pueden ser registrados en pozos adermados, lo cual es de gran utilidad en las operaciones de terminación de pozos.

El registro de Rayos Gamma es útil para: Diferenciar litologías, determinar el contenido de arcilla en areniscas o calizas, detectar formaciones o estratos de carbón, detectar materiales radioactivos tales como potasio o uranio, correlacionar registros tomados en agujero descubierto con registros tomados en agujero entubado, se emplean en conexión con trazadores radiactivos para determinar el movimiento de los

fluidos en la formación por detrás de la tubería, y dentro de la misma, localizar arenas hidráulicamente fracturadas.

El registro de Rayos Gamma tiene las ventajas siguientes sobre el registro de potencial espontáneo:

- Se puede medir cuando el pozo se perfora con lodo muy salado, con lodo base aceite o con gas.
- Cuando el pozos esta ademado (cementado).
- Proporciona buena resolución, una vez corregido.

La figura 5.7 muestra el comportamiento del registro de rayos gamma para una formación de rayos gamma.

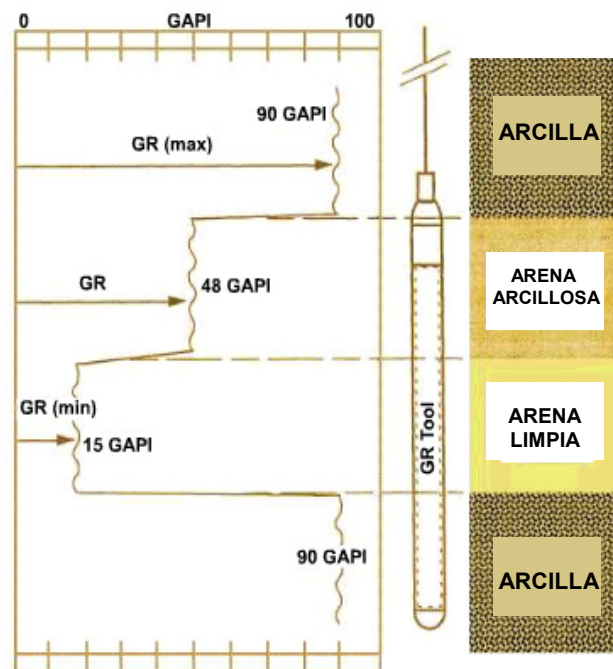


Fig. 5.7 Comportamiento de la curva de Rayos Gamma para formaciones de arena y arcilla³⁶.

5.2.1.3.6 Registro Sónico de Porosidad

El registro sónico registra el tiempo requerido de viaje de una onda sonora a través de un pie de formación adyacente al agujero. El tiempo " Δt ", es dependiente de la

litología y la porosidad primaria y sus unidades son microsegundos/pie. La mayoría de los registros sínicos son la respuesta del recíproco de la velocidad compresional como un registro continuo. La velocidad de la onda registrada, la matriz de la roca y el fluido in-situ, pueden ser relacionados de tal forma que proporcione un valor del espacio fraccional poroso (porosidad). Este espacio poroso disminuye la velocidad de las ondas sonoras. En una formación porosa, pero llena en su espacio poroso con algún tipo de fluido, existirá una relación lineal entre la porosidad y la velocidad del sonido. Si existe porosidad secundaria, tal como cavernas o fracturas, la onda no viajara a través de la barrena si el ángulo de intersección no es el adecuado. También los registros sínicos sólo consideran la porosidad intergranular.

Cambiando la velocidad de la onda de corte con la onda compresional es posible conocer valores de porosidad sin la necesidad de información del tipo de roca y su composición. La herramienta de mayor uso durante estos últimos años ha sido Borehole Compensated System (BHC) y sus múltiples variables y mejoras. Este tipo de sonda reduce sustancialmente efectos que causan los cambios de tamaño de agujero y los errores debidos a la inclinación de la sonda.

El registro sínico es útil para: Realizar correlaciones geológicas, Determinar porosidad primaria, Determinar litología por valores de tiempo de tránsito, Detección de formaciones con presiones anormales, Estimar permeabilidad, Aplicaciones sísmicas y presenta algunos errores relacionados a la detección de la señal y el nivel de detección, lo cual se debe a: Ruido transitorio (impulsos), Alargamiento del Δt , Salto de ciclo.

En la figura 5.8 se muestra un ejemplo de registro sínico.

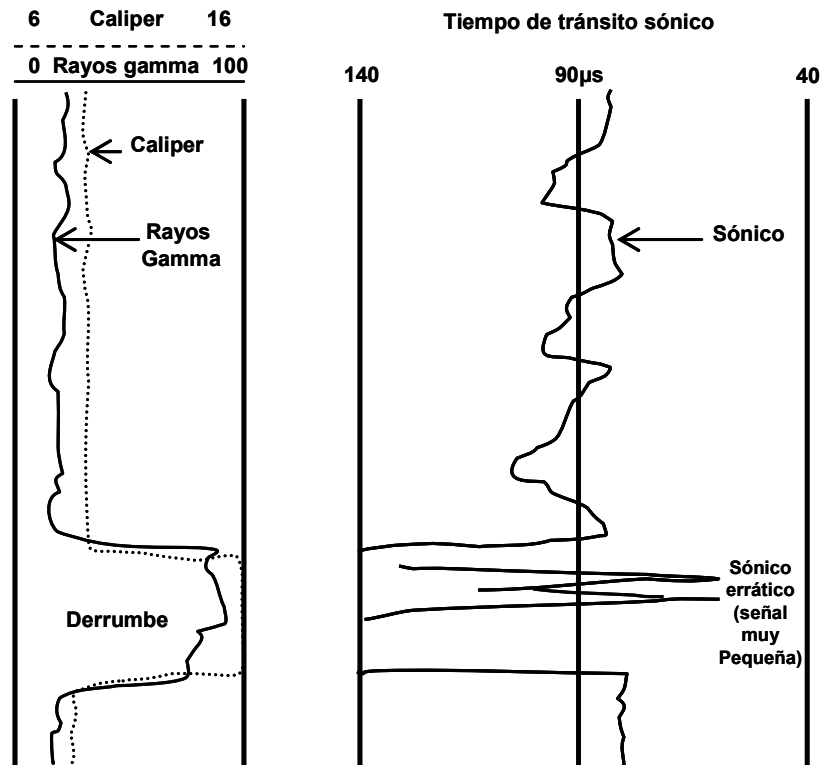


Fig. 5.8 Registro sónico³⁴.

5.2.1.3.7 Registro de densidad.

Es un registro radiactivo que mide la densidad total de la formación con base al fenómeno Compton (transferencia de una parte de la energía con un rayo gamma a un electrón, al momento de chocar ambos). Pueden tomarse tanto en agujeros llenos de lodo como en agujeros vacíos.

La densidad de las formaciones se relaciona con la porosidad: densidades altas corresponden a porosidades bajas y viceversa, para una litología conocida. En este tipo de registro, las lutitas generalmente muestran densidades medias a altas (baja porosidad).

Los registros de densidad son útiles para: Obtener valores de porosidad, Determinar densidad total de la formación, Identificar minerales en depósitos de

evaporizas, Identificar zonas con gas, Evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas, Determinar la producción en lutitas.

En la figura 5.9 se muestra un ejemplo de un registro de densidad.

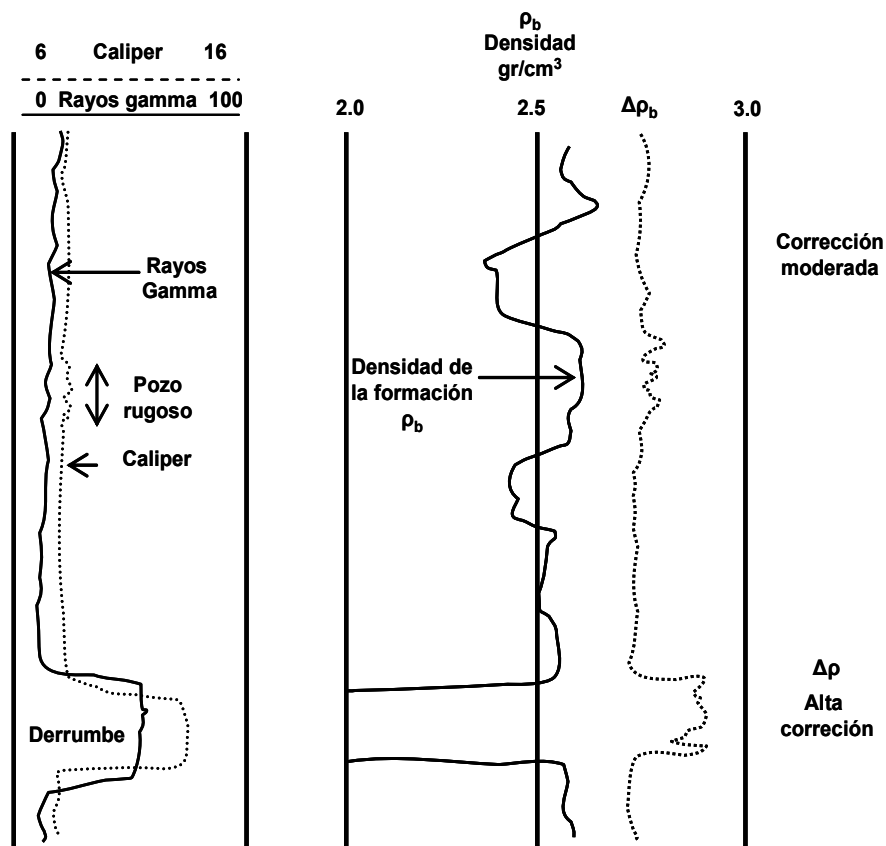


Fig. 5.9 Registro de densidad³⁴.

5.2.1.3.8 Registro de Neutrón

Mediante una fuente radiactiva colocada en la sonda se emiten neutrones con alta energía (alta velocidad) a la formación. Estos neutrones chocan con átomos de los materiales existentes en la formación y se desaceleran (pierden energía) hasta alcanzar en muy poco tiempo un estado tal que se mueven al azar, sin ganar ni perder energía (estado térmico), los neutrones son capturados por varios materiales. El núcleo captante se excita intensamente y emite un Rayo Gamma de captura que es registrado por el contador colocado, también en la sonda, a cierta distancia de la fuente.

Dependiendo de la sonda, se registran los rayos gamma de captura o los neutrones mismos.

El registro de Neutrón responde básicamente a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, por lo que en formaciones limpias y saturadas con agua y aceite refleja la cantidad de porosidad ocupada por los líquidos, ya que en una formación limpia el hidrógeno se encuentra solo en el agua y el aceite.

Las zonas de gas pueden ser identificadas mediante la comparación de registros de neutrón con otro tipo de registro de porosidad o en su caso, con un análisis de núcleos. Una combinación del registro de Neutrón con otros registros de porosidad proporciona valores más precisos de porosidad e identificación de litologías, incluyendo el contenido de lutitas.

El registro de Neutrón es útil para: Determinar la porosidad, Determinar litología, Conocer el tipo de fluidos existentes en la formación.

La figura 5.10 muestra un ejemplo de registro de Neutrón.

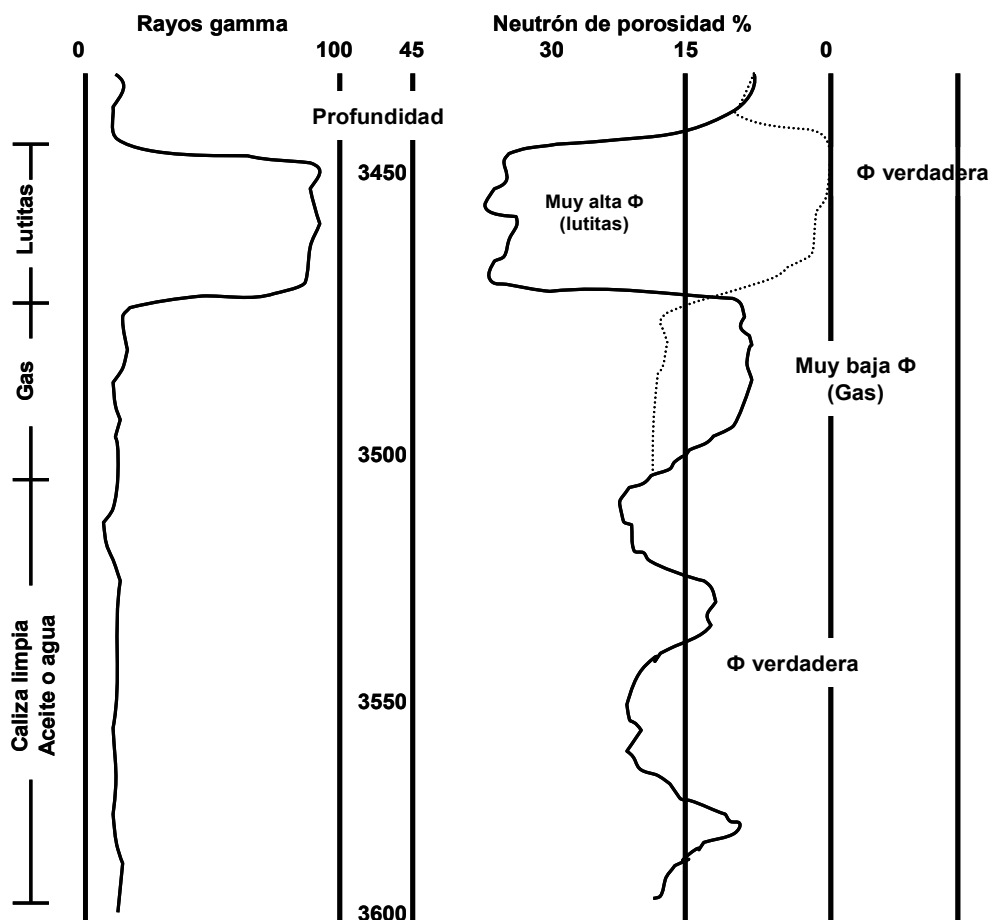


Fig. 5.10 Registro de Neutrón³⁴.

En arenas limpias la combinación densidad/neutrón proporciona una clara separación de la formación con gas. El neutrón indica una reducción en porosidad mientras que la densidad muestra un incremento en porosidad. El registro sísmico usualmente no detecta la presencia de gas en areniscas limpias y consolidadas, este muestra un marcado incremento en porosidad en arenas limpias no consolidadas con gas. En la figura 5.11 se observa el comportamiento de los registros de porosidad para algunas formaciones, con los cuales es posible realizar la detección cualitativa de gas.

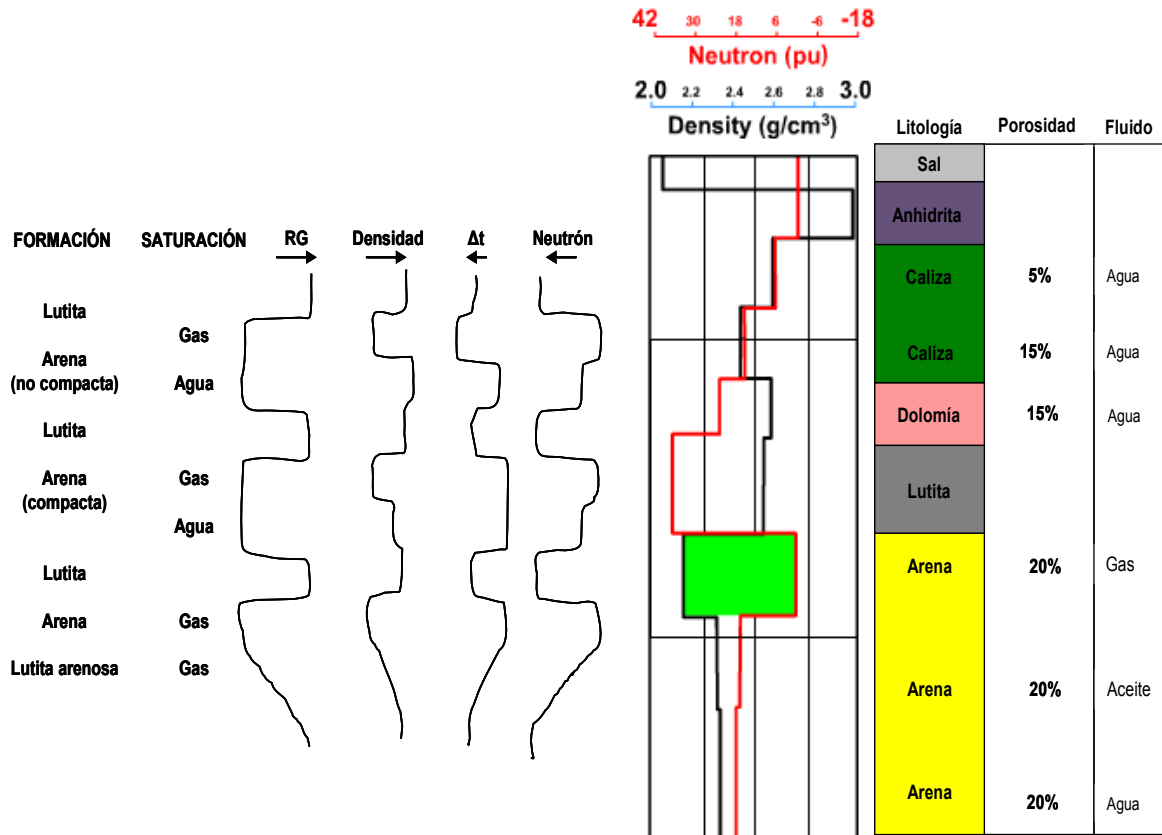


Fig. 5.11 Influencia de gas en registros de porosidad^{34,36}.

5.2.1.4 Datos de laboratorio

Para la caracterización de yacimientos es importante obtener información a partir del análisis de núcleos y de fluidos de formación. La recuperación de estas muestra permiten definir: la presión de la formación, contacto entre fluidos, estimar la permeabilidad, estimar el corte de agua, densidad del grano de la roca, litología, contenido de arcilla, la porosidad, saturaciones, composición físico-química de los fluidos producidos, etc.

5.2.1.4.1 Análisis de núcleos de formación

El núcleo es una muestra de roca subsuperficial que se obtiene de la formación que se esta perforando. Estas muestras son una pequeña representación del yacimiento y proporcionan una valiosa información sobre las características propias del

sistema roca-fluidos. Normalmente son cilíndricos con diámetros entre los 4.7 a los 13 cm, y con longitudes entre los 10 a los 15 cm, figura 5.12.

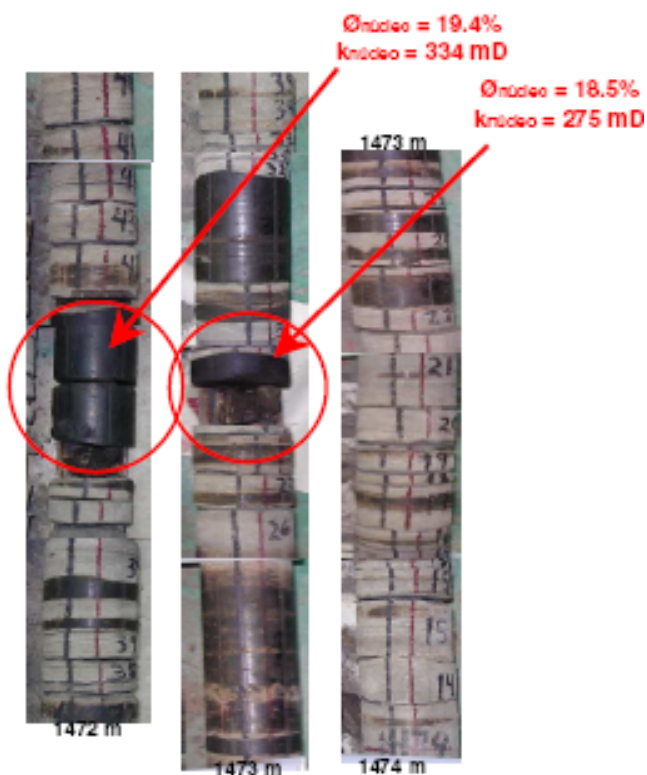


Fig. 5.12 Núcleos de la formación³⁷.

En la Industria Petrolera los núcleos de formación se clasifican de acuerdo a su:

- a) Contenido de fluidos : Núcleos frescos, Núcleos preservados y Núcleos expuestos
- b) Grado de consolidación: Núcleos consolidados y Núcleos no consolidados

Los núcleos se obtienen en diferentes puntos del pozo de acuerdo al tipo de propiedad requerida y a la profundidad del intervalo solicitado. Los principales puntos de obtención de núcleos son:

1. **Superficiales:** Superficie y Boca de pozo.
2. **Subsuperficiales:** Pared del pozo y Fondo del pozo.

Los análisis de núcleos los podemos clasificar en dos tipos: **1.-** Análisis Convencionales y **2.-** Análisis Especiales de Núcleos. La selección de alguno de estos depende en gran medida del: tamaño de la muestra, tipo de la muestra y de la cantidad de información requerida.

Para efectuar los análisis de la muestra se deben considerar los siguientes parámetros:

Tipo de muestra: Recortes de canal (superficie), núcleos de pared del pozo, núcleos de fondo del pozo y superficie.

Tipo de roca: Porosidad primaria, formación consolidada y formación deleznable, doble porosidad.

Tipo de análisis: Convencional a condiciones de laboratorio (saturación de fluidos S_f , porosidad ϕ , permeabilidad absoluta k_a , resistividad, etc.), especial a condiciones de yacimiento (radioactividad, tiempo de tránsito Δt , permeabilidad relativa k_r , presión capilar p_c , etc.).

Análisis Convencional: Es uno de los métodos más comunes para determinar las propiedades petrofísicas básicas de una roca. Este análisis puede realizarse a las siguientes muestras: Muestras recién cortadas o preservadas y Muestras erosionadas o dañadas; para determinar

El análisis convencional para núcleos completos se emplea cuando el núcleo presenta fracturas o cavidades que no permiten representar las propiedades del yacimiento con el empleo de tapones.

Análisis Especiales

Este tipo de análisis sólo se emplea a un número limitado de muestras, ya sea frescas o no, las cuales son seleccionadas en función de sus propiedades petrofísicas. Los análisis más importantes que se realizan son:

- Estudio de presiones capilares, p_c .

- Mediciones del factor de formación, F , y la razón de resistividad, R_r .
- Flujo de dos fases y el estudio de las permeabilidades relativas, k_r .
- Estudios de pruebas de mojabilidad.

De las figuras 5.13 a 5.16 se muestran los diagramas de flujo usados para el análisis de muestras de roca a nivel laboratorio.



Fig. 5.13 Procedimiento de análisis de muestras de núcleos pequeños (formaciones consolidadas) ³⁸.

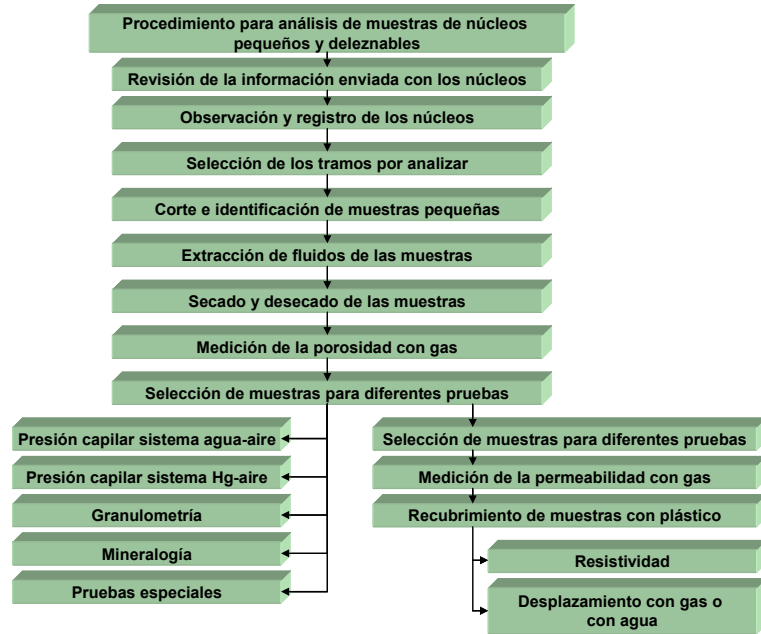


Fig. 5.14 Procedimiento de análisis de muestras de núcleos pequeños y formaciones deleznales³⁸.

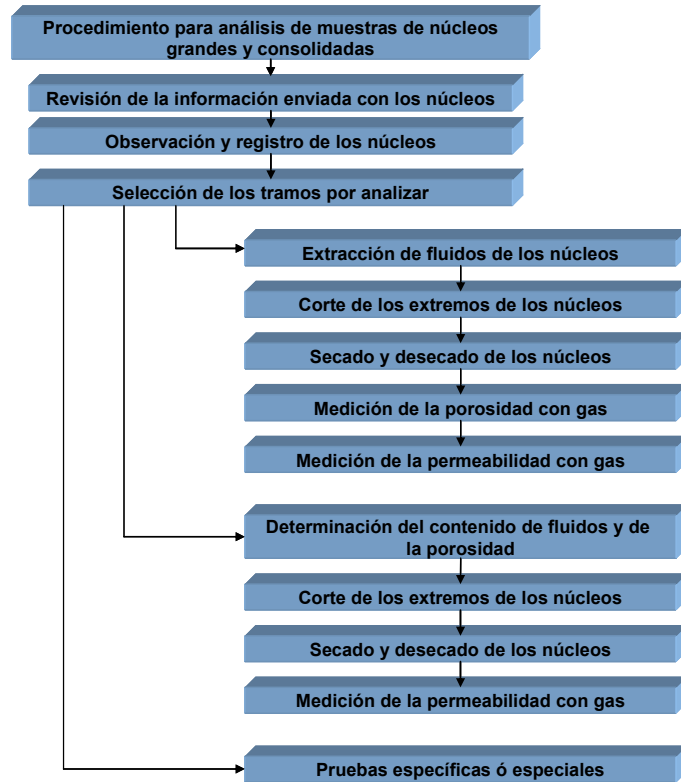


Fig. 5.15 Procedimiento de análisis de muestras de núcleos grandes y formaciones consolidadas³⁸.

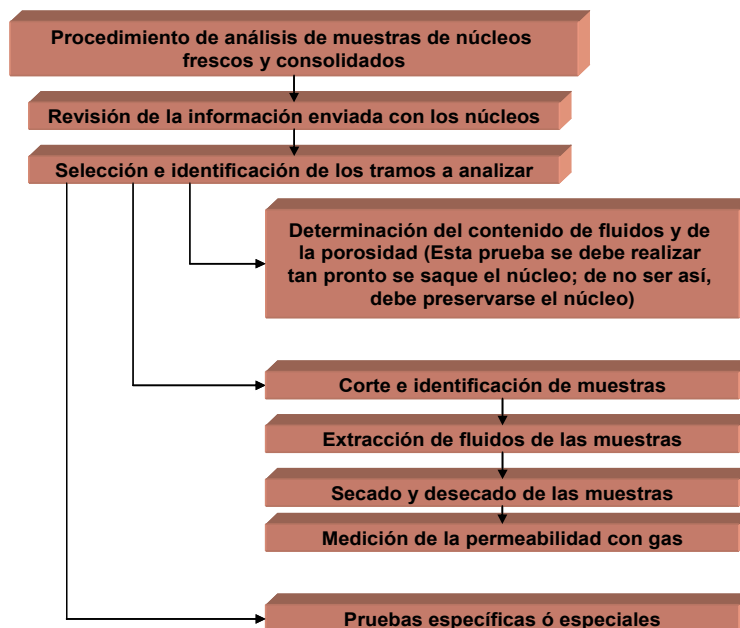


Fig. 5.16 Procedimiento de análisis de muestras de núcleos “frescos” y formaciones consolidadas³⁸.

La caracterización petrofísica se determina mediante la integración de datos que se obtienen principalmente de núcleos, registros geofísicos de pozos y pruebas de presión. La correcta correlación de esta información proporciona datos para determinar propiedades petrofísicas del medio poroso (porosidad ϕ , permeabilidad k).

Una vez determinadas las propiedades petrofísicas del medio poroso, podemos calcular: el volumen de hidrocarburos original, el volumen de hidrocarburos máximo recuperable, la interacción entre el sistema roca-fluidos, así como, también para la evaluación y calibración de los registros geofísicos.

5.2.1.4.2 Análisis de fluidos

El análisis de los fluidos del yacimiento (aceite, gas y agua), consiste de una serie de pruebas de laboratorio, las cuales están diseñadas para obtener propiedades físicas, las cuales son requeridas en la caracterización de yacimientos, como por ejemplo en los cálculos de balance de materia. Las propiedades físicas obtenidas son:

- Presión de burbuja o rocío (p_b , p_r).
- Factor de volumen de aceite, gas y agua (B_o , B_g , y B_w).
- Relación de gas disuelto en el aceite (R_s)
- Factor de volumen total (B_t).
- Compresibilidad isotérmica del aceite, gas y agua (c_o , c_g , y c_w).
- Viscosidad del aceite, gas y agua (μ_o , μ_g , y μ_w).
- Factor de compresibilidad (Z).

Las propiedades físicas de los fluidos en función de la temperatura y de la presión, partiendo desde la presión inicial del yacimiento (p_y), pasando por la presión de saturación (p_b o p_r) hasta una presión mucho más baja. También se determina la cantidad y propiedades del gas en el separador, gas y aceite en tanques a diferentes presiones de separación.

La simulación del comportamiento de los fluidos a condiciones de yacimientos, considerando el abatimiento de la presión debido a la extracción de hidrocarburos, se puede realizar mediante la aplicación de dos tipos de separación de fluidos, ambos considerando la temperatura del yacimiento, los cuales son:

- i) Separación instantánea o flash (separación a masa y composición constante), figura 5.17.
- ii) Separación diferencial (separación a masa y composición variable).
 - Convencional.- Extracción de todo el gas liberado en cada etapa de separación, ($p < p_b$), figura 5.18.
 - A volumen constante.- Extracción de una parte del gas liberado en cada etapa de separación, ($p < p_b$).

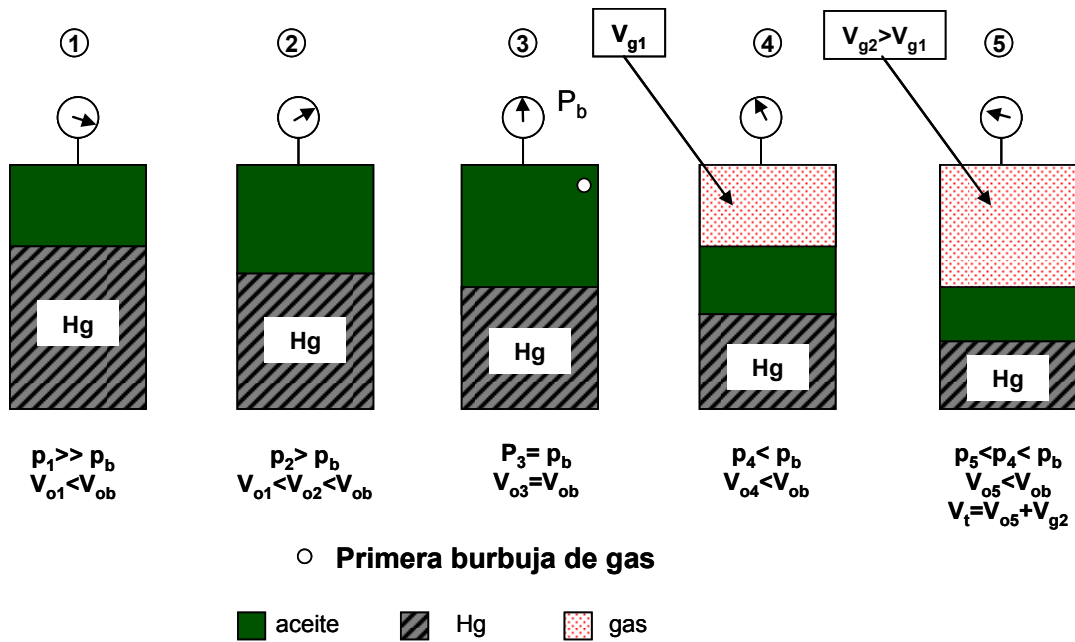


Fig. 5.17 Separación Instantánea ó Flash³⁸.

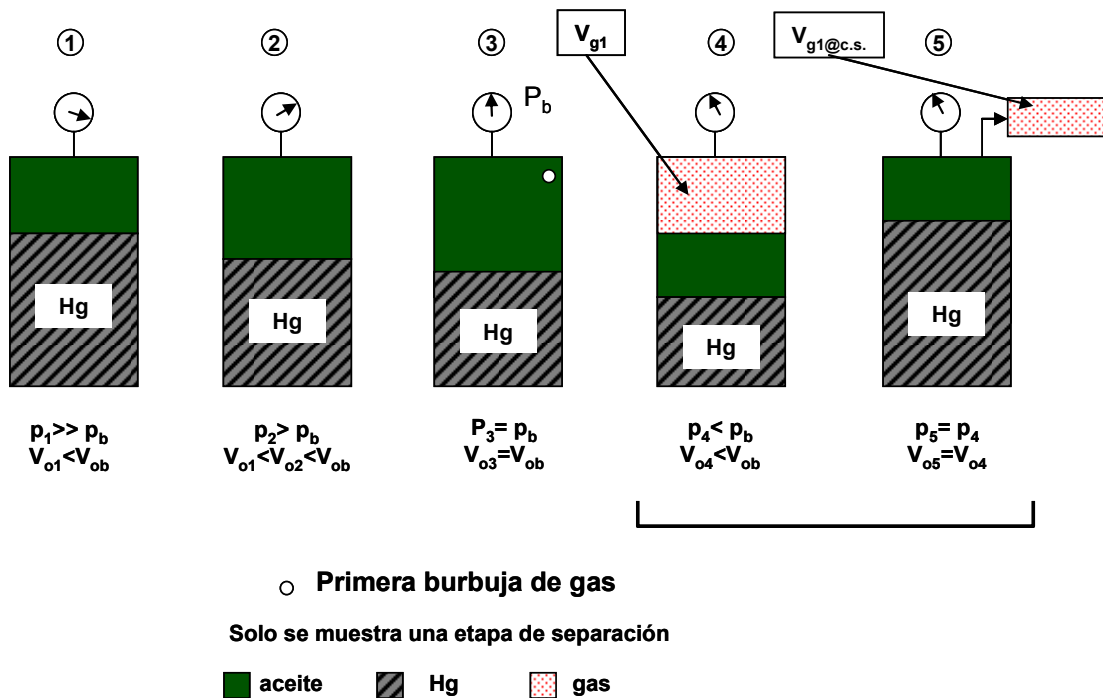


Fig. 5.18 Separación diferencial convencional, a temperatura del yacimiento de un aceite bajosaturado³⁸.

Para simular el comportamiento a condiciones de superficie o de separación en el campo, se efectúan separaciones instantáneas o flash a varias condiciones de presión y temperatura, generando con ello diagramas de envolvente de fases.

A las muestras de hidrocarburos se les somete a varias condiciones de presión y temperatura de operación de los separadores en el campo, para obtener las condiciones óptimas de operación o para unas condiciones de operación dadas, obteniendo los parámetros de medición óptimos.

- Si el yacimiento es de espesor grande deben tomarse muestras de hidrocarburos que provengan de distintas profundidades.
- El pozo a muestrear debe cumplir con varias condiciones, dependiendo del tipo de yacimiento, algunas son:
 - Tener alta productividad (mínima caída de presión en la vecindad del pozo para no tener gas libre o muy poco en la vecindad del pozo).
 - No debe producir agua. Si es el único pozo viable a muestrear, considerar este aspecto para colocar adecuadamente el muestreador.
 - Tener alta presión de fondo fluyendo a un gasto estabilizado.
 - No tener aumento rápido de la relación gas-aceite de producción.

El conocimiento de las propiedades del agua de formación es muy importante, para definir su naturaleza y si es del yacimiento o de algún otro tratamiento realizado al pozo. Los parámetros que se deben determinar son:

- Composición.
- Densidad (ρ_w).
- Compresibilidad (c_w).
- Factor de volumen (B_w)
- Viscosidad (μ_w)
- Relación de solubilidad con hidrocarburos (R_s)
- Tensión interfacial agua-hidrocarburos (σ_{wh})

5.2.1.5 Caracterización dinámica de yacimientos^{39,40}

La caracterización dinámica empleó el modelo geológico obtenido en la caracterización estática, en la cual se detectan y evalúan los elementos que constituyen el yacimiento, mediante la integración de la información geológica, geofísica, registros de pozos, y datos de laboratorio.

La caracterización dinámica consiste en la detección y evaluación de los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento, y determina como los fluidos se mueven en el medio poroso bajo condiciones de explotación. Este proceso se realiza analizando información tomada bajo condiciones de flujo (dinámicas) en el pozo, tales como datos producción, presión, temperatura, pruebas de pozo, etc. Los principales elementos que afectan el comportamiento del yacimiento son: Permeabilidad, Porosidad, anisotropía, Fuerzas capilares, mojabilidad, Estratificación, Fallas geológicas, Discordancias, Acuñaientos, Fracturamiento, Compartimentalización.

Estos elementos se obtienen mediante: Pruebas de variación de presión, Mediciones de producción, Registros de flujo y temperatura y Pruebas de trazadores.

De las anteriores, las que destacan por su versatilidad y capacidad de análisis del yacimiento son las pruebas de variación de presión y los aforos ó mediciones de producción.

El análisis de los datos de producción de un pozo no sólo permite determinar el comportamiento de declinación, sino también proporciona información sobre el volumen poroso del área de drene, los patrones de flujo, y las fronteras que lo limitan.

La historia de producción de un pozo o de un yacimiento pueden ser considerados como una prueba de decremento a gasto variable. El análisis de la producción total de un campo y de su historia de presión estática da como resultado la

evaluación del volumen original de hidrocarburos, así como, el modelo de entrada de agua.

La metodología para realizar la caracterización dinámica de un yacimiento consiste en³⁹:

- Validación de Información
- Definición de Escala Única de Tiempo
- Sincronización de Datos de Presión y de Producción
- Delimitación de Períodos de Flujo
- Validación de Datos de Producción
- Diagnóstico de Geometrías de Flujo y de Heterogeneidades
- Integración y Definición del Modelo de Flujo
- Estimación de Parámetros
- Diagnóstico y Evaluación de Mecanismos de Producción
- Diagnóstico y Evaluación de Interferencia de Producción
- Resultados y Recomendaciones.

5.2.1.5.1 Pruebas de variación de presión^{39,41}

Las pruebas de variación de presión han demostrado superioridad al permitir una caracterización denominada dinámica, representativa de los volúmenes grandes del yacimiento comparados con los obtenidos con registros geofísicos de pozo y pruebas de laboratorio.

El registro y análisis de una prueba de variación de presión permite conocer algunas propiedades del yacimiento (porosidad, permeabilidad, compresibilidad, presión estática, presión de fondo fluyendo, daño, etc.), entender el comportamiento de explotación de yacimientos, optimizar lo que produce el pozo a corto plazo, así como, maximizar la rentabilidad del yacimiento a largo plazo.

Las herramientas para medir y determinar la presión máxima en los pozos, han sido utilizadas desde 1920. Los equipos de medición utilizados incluyen desde el manómetro de Bourdon, el cual registra las variaciones de presión en una hoja de metal con carbón adherido que posteriormente era leída con el apoyo de un microscopio, los instrumentos de medición continua, tal como la Amerada, disponibles desde la década de los 30's, hasta los registradores de alta resolución basados en las propiedades piezoeléctricas de los cristales de cuarzo.

A principios de siglo, al medir la presión de fondo cerrado de un pozo (presión estática del yacimiento), se observó que la rapidez de la recuperación de la presión que presentaba un pozo al cerrarse, estaba muy relacionada con; las propiedades petrofísicas de la roca, la geometría del pozo, así como, el tipo de fluidos producidos. Con base en lo anterior, se estableció como premisa, que a mayor capacidad de flujo de la formación se presentaba una mayor rapidez de recuperación de la presión. A partir de esta premisa, se desarrollaron técnicas para estimar algunas características del sistema yacimiento-pozo, utilizando soluciones matemáticas que representan el comportamiento de flujo de los fluidos en el medio poroso.

La variación de presión de un pozo puede medirse fácilmente y es extremadamente útil para analizar y predecir el comportamiento del yacimiento y diagnosticar la condición del pozo probado.

La figura 5.19 muestra el concepto de una prueba de variación de presión en un pozo.

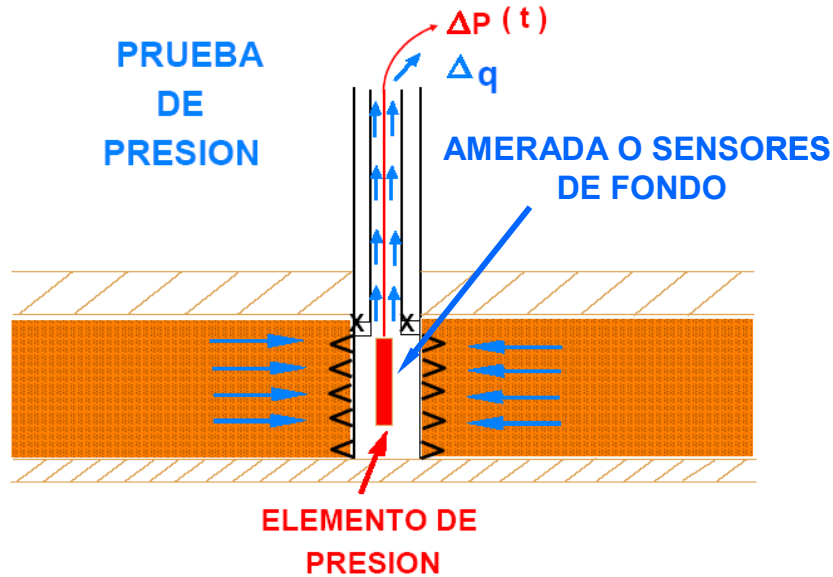


Fig. 5.19 Concepto de prueba de presión en un pozo³⁹.

En una prueba de presión la señal de entrada aplicada al yacimiento, como puede ser el gasto de producción, genera una señal de respuesta del sistema, la cual generalmente es la presión del yacimiento. Las pruebas de presión pueden realizarse a uno, dos, o varios pozos. Cuando la prueba se realiza en un pozo se aplica el estímulo y en ese mismo pozo se mide la respuesta, cuando es en dos pozos, el estímulo se aplica a uno de ellos (pozo activo) y la respuesta se medirá en el otro pozo (pozo observador), y para el caso de pruebas de pozos múltiples para investigar volúmenes grandes del yacimiento, el estímulo se aplica en el pozo activo, y la respuesta de presión se mide en los pozos de observación.

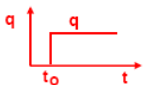

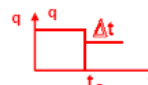

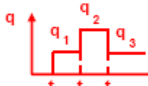
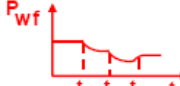
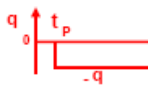

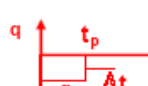
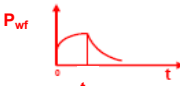




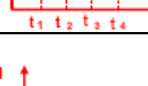


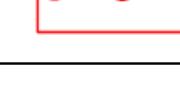
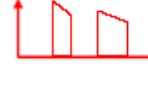

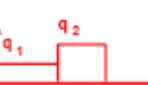


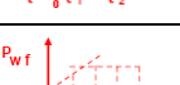
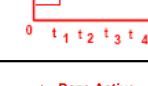
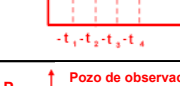
En algunos casos la respuesta obtenida en los pozos de observación no necesariamente corresponde al efecto causado por la variación del gasto en el pozo activo, esto puede ser principalmente a la existencia de tendencias de depresionamiento o represionamiento, presentes en el yacimiento por la producción histórica o cierre reciente de pozos vecinos.

Los objetivos principales de las pruebas de presión son: Estimar parámetros del yacimiento como; permeabilidad (k), el producto ϕc_t , daño (S), capacidad de almacenamiento (C), compresibilidad total (c_t), conductividad (kh), etc.; confirmación de la interpretación geológica, límite de yacimiento, calcular la presión promedio del área de drene, detectar heterogeneidades del yacimiento; Presencia y/o confirmación de fallas (impermeables, semi-permeables, conductivas), presencia y/o confirmación de cambios de facies; hallar el grado de comunicación entre zonas del yacimiento, determinar el estado de un pozo (dañado), estimar el volumen poroso del yacimiento (V_p), estimar las características de una falla que intercepta al pozo, estimar los parámetros de doble porosidad de una formación, determinar las condiciones de entrada de agua, confirmar la presencia de un casquete de gas, establecer el grado de comunicación de varios yacimientos a través de un acuífero común, estimar el coeficiente de alta velocidad en pozos de gas, estimar los factores de pseudos-daño (penetración parcial, fluidos de perforación, desviación, fractura, disparos, etc.), estimar el avance del frente de desplazamiento en procesos de inyección.

5.2.1.5.1.1 Tipos de pruebas de presión

Las pruebas de presión se clasifican principalmente en: Pruebas de decremento, incremento, gasto variable, inyección, abatimiento, presión constante, potencial, interferencia variable, prueba de formación, multiprueba de formación, prueba de escalera, pulsos, etc. En la Tabla 5.3 se muestra el comportamiento del gasto y la presión respecto al tiempo, para cada una de las pruebas mencionadas.

Pruebas de decremento de presión La prueba de presión de decremento es recomendable realizarla en la etapa temprana de la explotación del pozo, ya permite determinar la permeabilidad (k), el factor de daño (S), y el volumen drenado. Este tipo de prueba es muy económica, debido a que no hay cierre, pero presenta la dificultad de tener que mantener el gasto constante. La figura 5.20 muestra el comportamiento de la prueba de decremento.

TIPO	GASTO	PRESIÓN
DECREMENTO		
INCREMENTO		
GASTO VARIABLE		
INYECCIÓN		
ABATIMIENTO		
PRESIÓN CONSTANTE		
POTENCIAL		
INTERFERENCIA VERTICAL		
PRUEBA DE FORMACIÓN		
MULTIPRUEBA DE FORMACIÓN		
PRUEBAS DE ESCALERA		
INTERFERENCIA		
PULSOS		

Tab. 5.3 Tipos de pruebas de presión³⁹.

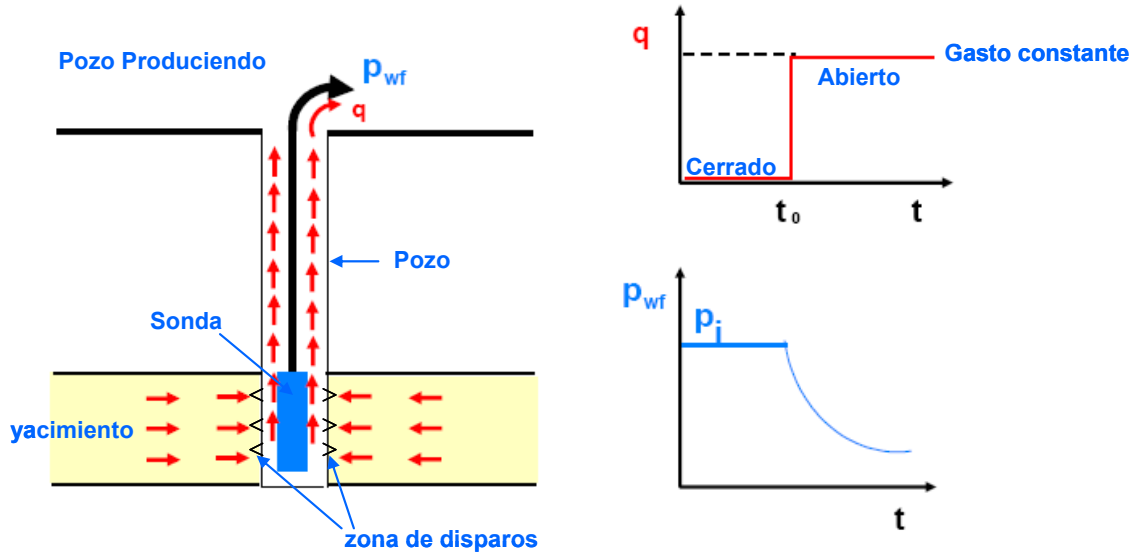


Fig. 5.20 Prueba de decremento de presión³⁹.

Prueba de Incremento de presión

Para la ejecución de este tipo de prueba es necesario cerrar el pozo y mantener el gasto constante antes del cierre del mismo, a fin de observar un incremento en la presión hasta la estabilización. En la figura 5.21 se muestra el comportamiento típico de una prueba de incremento de presión.

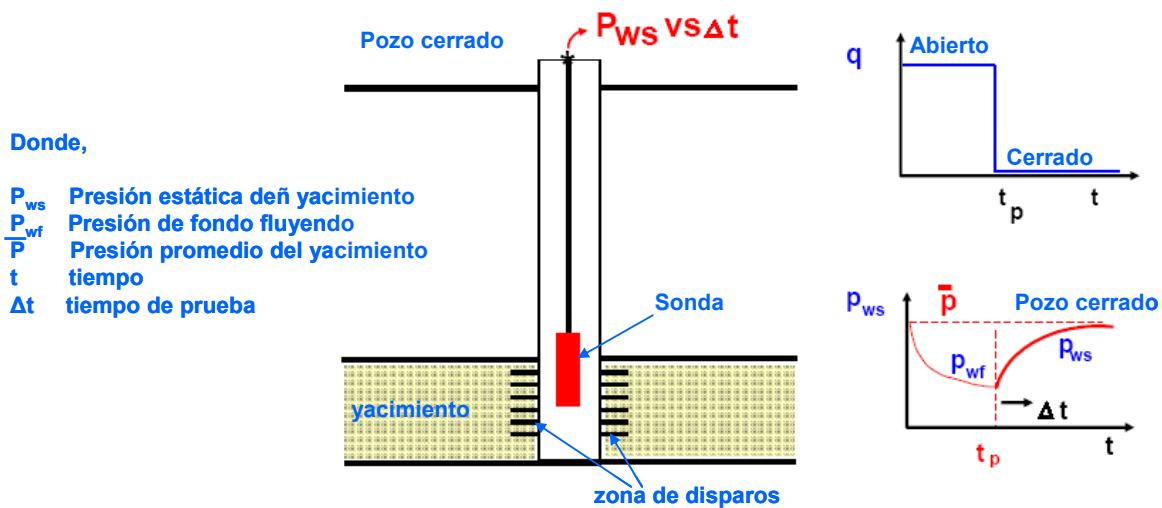


Fig. 5.21 Prueba de incremento de presión³⁹.

Prueba de gasto variable

Esta prueba se puede realizar disminuyendo o aumentando el gasto según sea el caso. Cuando el gasto disminuye la presión aumentará y si el gasto aumenta la presión tiende a disminuir. La figura 5.22 muestra el comportamiento de la prueba de gasto variable.

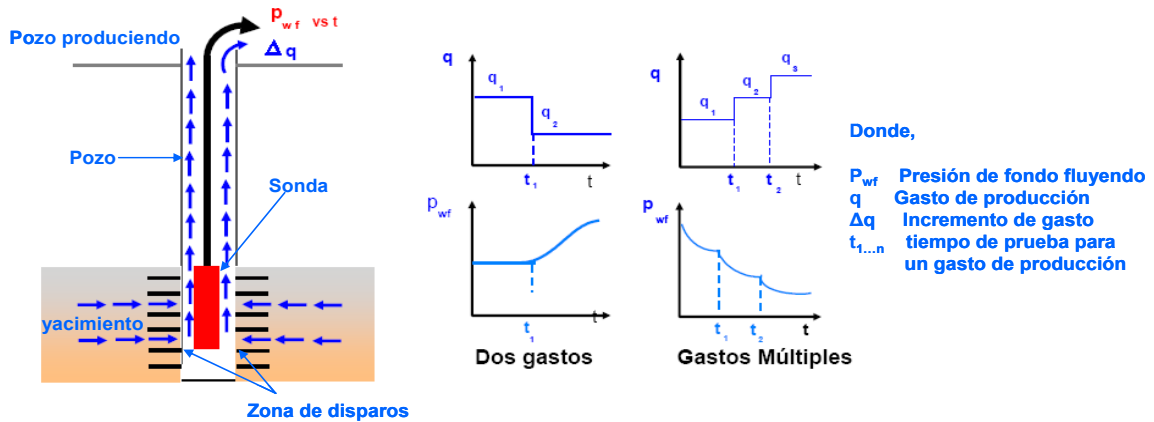


Fig. 5.22 Prueba de gasto variable³⁹.

Prueba de inyección

Esta prueba consiste en inyectar un fluido inerte hacia la formación. Con la inyección del fluido la presión del yacimiento tiende a aumentar considerablemente, y cuando el pozo de inyección se cierra, la presión disminuye. El comportamiento típico de la prueba de inyección se muestra en la figura 5.23.

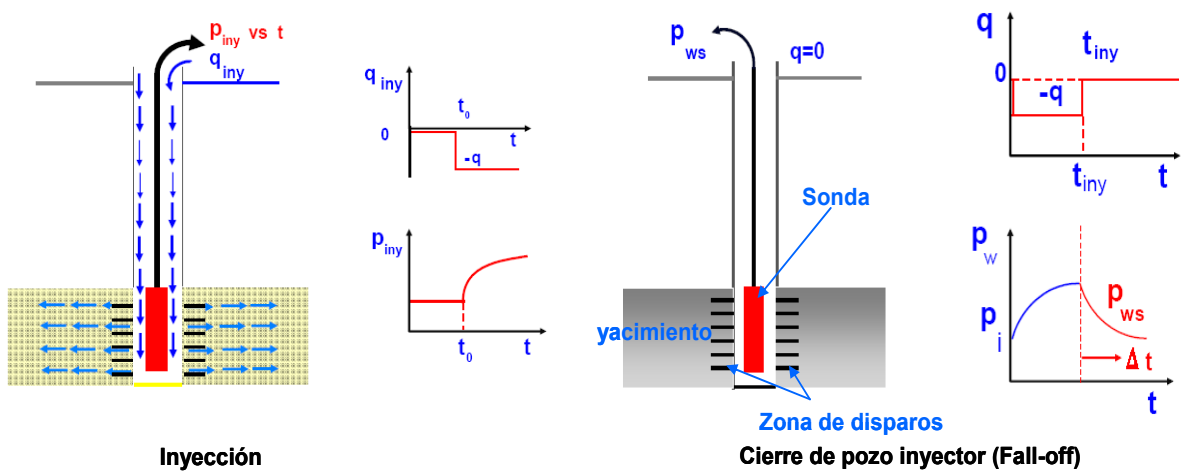


Fig. 5.23 Prueba de inyección³⁹.

Prueba a presión constante

Para este tipo de prueba se mantiene la presión constante, por lo que el gasto disminuye, debido a que el yacimiento va perdiendo energía. En la figura 5.24 se muestra el comportamiento típico de esta prueba.

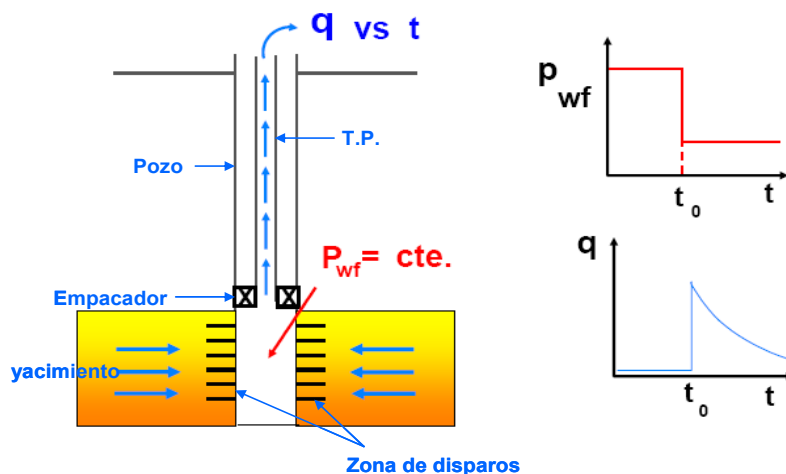


Fig. 5.24 Prueba a presión constante³⁹.

Prueba de formación

La prueba de formación se realiza con la finalidad de determinar el gasto máximo que es capaz de aportar la formación. La figura 5.25 muestra el comportamiento típico de la prueba de formación.

Las pruebas de formación y el multiprobador de formación permiten caracterizar verticalmente las propiedades de flujo y el contenido de fluido de una formación. Versiones recientes de estas herramientas permiten ahora evaluar la anisotropía de la formación.

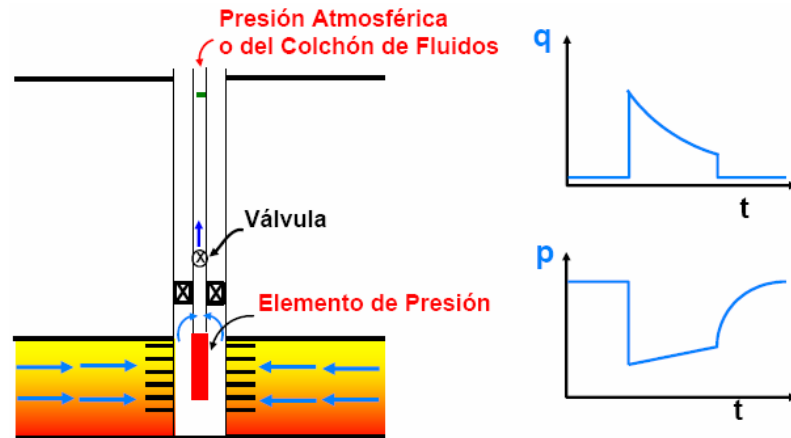


Fig. 5.25 Prueba de formación³⁹.

Pruebas de pulso e interferencia

Estas pruebas se realizan con varios pozos. La prueba consiste en generar una señal de entrada en el pozo activo, teniendo como consecuencia una respuesta que podemos medir en los pozos de observación. La respuesta de esta variación de presión es medida por un registrador, sensor de fondo de alta resolución colocado en cada uno de los pozos de observación. La teoría considera que las ondas de presión viajan a través de todo el yacimiento utilizando solamente a los fluidos saturantes como un medio transmisor.

En las pruebas de pulso el pozo se cierra y abre de manera cíclica, figura 5.26. En la Prueba de Interferencia la señal de entrada se mantiene estable, el pozo activo se mantiene abierto a un gasto constante, o cerrado según sea el caso, como se muestra en la figura 5.27.

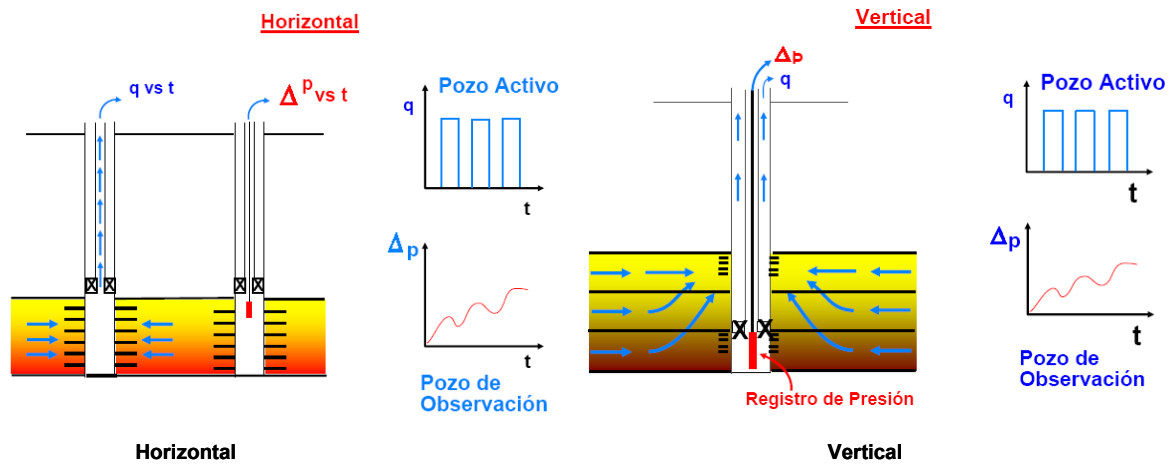


Fig. 5.26 Prueba de pulsos³⁹.

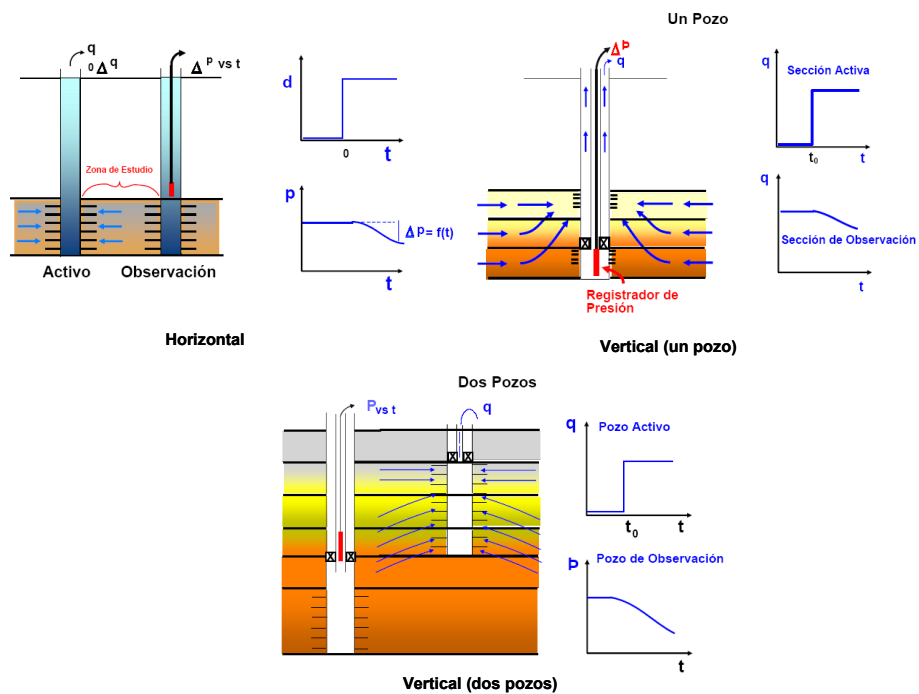


Fig. 5.27 Pruebas de interferencia³⁹.

Las pruebas de presión para un solo pozo (decremento, incremento, inyección, gasto variable) permiten evaluar las condiciones del yacimiento alrededor del pozo y

definir el tipo de patrón de flujo y los valores promedio de las propiedades en las vecindades del pozo, así como, las condiciones de la eficiencia de la terminación del pozo (dañado o no dañado).

Las pruebas de presión para varios pozos (interferencia, pulsos) nos dan información sobre el grado de conectividad entre diversas partes del yacimiento y sobre la capacidad de almacenamiento de la formación.

5.2.1.5.2 Análisis de pruebas de presión

Para el análisis de una prueba de presión es necesario considerar la revisión de las historias de perforación, terminación y reparación de los pozos, los registros geofísicos disponibles, los resultados petrofísicos y PVT, así como, el sistema integral e historia de producción. También es importante considerar el análisis de los estudios de geología de exploración y explotación, especialmente la definición del tipo de depósito, diagénesis y los minerales que constituyen la formación. Por otra parte, considerar toda la información disponible para asegurar que la interpretación es consistente y de buena calidad, de lo contrario se generarían errores en la interpretación del modelo del yacimiento.

Existen diferentes tipos de modelos de flujo para analizar yacimientos naturalmente fracturados, lo más comunes son: Homogéneo, anisotropía, zonas múltiples, canal dominante, doble permeabilidad y doble porosidad

5.2.1.6 Generación de mapas de burbujas

Una forma de detectar anomalías en el comportamiento de un pozo es a través de mapas de burbujas de los gastos de producción. La observación diaria del desempeño de los pozos puede hacerse mediante el uso de un sistema computarizado de manejo de la producción como por ejemplo OFM o DSS. Un mapa de burbujas de un yacimiento nos puede ayudar a detectar problemas de baja productividad en uno o varios pozos.

La generación de mapas de burbujas nos permite visualizar y analizar la información de producción y de yacimientos, reduciendo el tiempo de análisis, dando más tiempo para orientar la información para un buen uso. Con lo cual podremos identificar los pozos que se encuentren por debajo de su potencial y así proponer soluciones a corto y mediano plazo que nos den incremento de producción.

En la generación de mapas de burbujas podemos graficar varias variables como por ejemplo: La producción acumulada de aceite (N_p), Gasto de aceite (Q_o), Saturaciones, porosidad, conductividad (Kh), etc.

También mediante mapas de burbuja podemos determinar zonas del yacimiento que están siendo drenadas y las que aún poseen potencial para producir, contribuir a identificar en forma cualitativa zonas donde perforar pozos de relleno.

A continuación se muestra el ejemplo del pozo Tecominoacan 513 (T-513), el cual es un pozo productor de aceite con BN de 554 BPD terminado en agujero descubierto, el cual presenta baja productividad. Mientras que los pozos vecinos T-101B y T-105 presentan buena productividad con una producción de aceite promedio de 1,500 BPD y un acumulado de aceite de 53.4 MMBIs, como se muestra en la fig. 5.28. Lo anterior nos indica que la zona tiene buenas propiedades. El análisis petrofísico indica variación de permeabilidad de 0.85 a 42 mD. Mediante una evaluación del daño, se encontró un daño de 2.

Como resultado de la evaluación, la mejor propuesta fue realizar una estimulación matricial extendida al agujero descubierto y dejar produciendo con BN optimizado, estimando una producción de 1420 BPD.

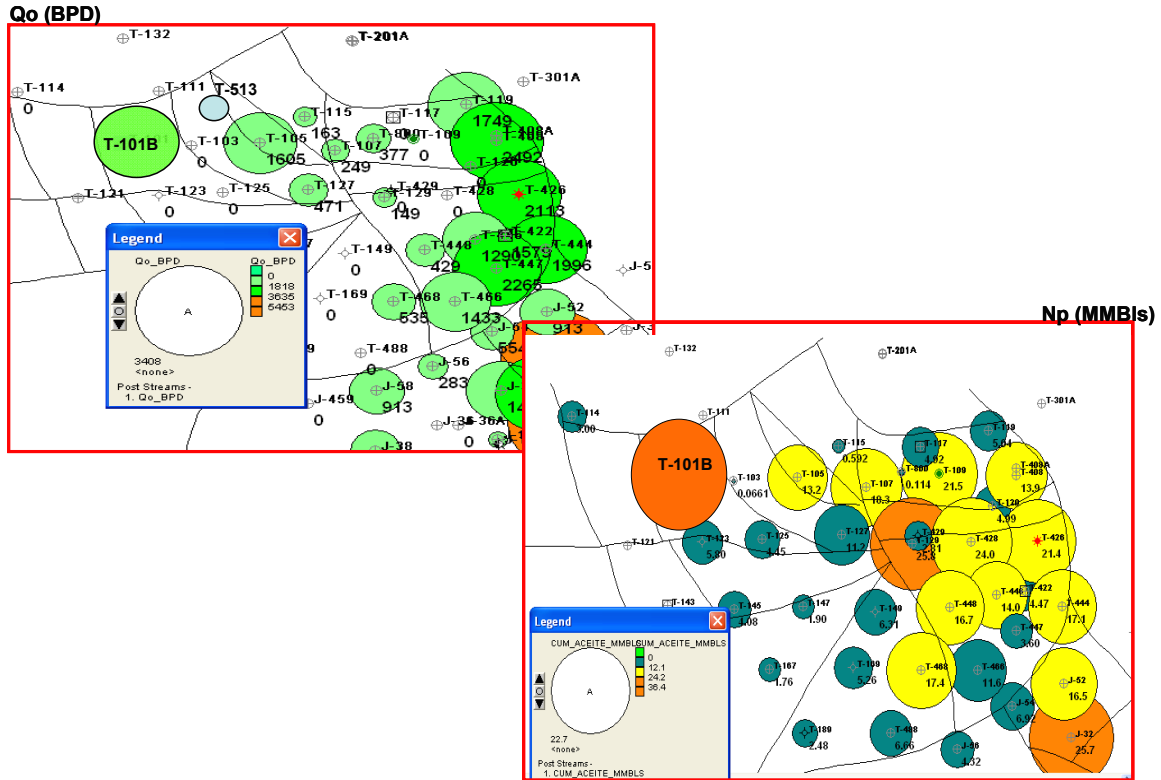


Fig. 5.28 Comportamiento pozos vecinos al T-513.

5.3 Pozo

5.3.1 Análisis Nodal

5.3.1.2 Fundamentos del análisis nodal^{42, 43}

El análisis nodal es el estudio integral de flujo de fluidos en un Sistema de Producción, el cual generalmente se divide en tres componentes básicos:

1. Flujo a través del medio poroso (yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, perforaciones, etc.
2. Flujo a través de la tubería vertical o inclinada (aparejo de producción), considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, diámetros, etc.
3. Flujo a través de la tubería horizontal (línea de descarga), considerando el manejo de estranguladores de superficie, rugosidad, ángulos, etc.

El análisis nodal de un sistema de producción realizado en forma sistemática permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos y consiste en dividir el sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gastos de los fluidos producidos, para así poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Generalmente del análisis se obtiene un incremento de producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, se puede definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.

El objetivo de un análisis nodal es:

- Predecir el comportamiento del flujo con las condiciones actuales.
- Predecir el comportamiento del flujo al variar los parámetros en algún nodo del sistema.

- Tomar decisiones para optimizar las condiciones de flujo, en base a parámetros de volumen de producción, gastos críticos y parámetros económicos.

Del análisis del comportamiento de los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que afectan negativamente la capacidad de transporte del sistema. También es posible estudiar y comprender con relativa facilidad el comportamiento de estranguladores, válvulas de seguridad, etc. El análisis nodal se puede aplicar a pozos Fluyentes, Inyectores o Productores mediante algún Sistema Artificial de Producción (SAP).

El Análisis Nodal ha sido reconocido como el medio adecuado para el análisis, diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción.

Para poder aplicar el análisis nodal se deben cumplir las siguientes condiciones:

- Siempre debe conocerse o suponerse la presión en el inicio y al final del sistema.
- En el nodo solución, las condiciones de presión y o gasto deben ser idénticos para cada componente analizado.
- Los nodos de solución pueden ser los extremos de todo el sistema, o bien, los puntos de unión.

En la figura 5.29 se muestra un sistema básico de producción, en donde se aprecian las posibles pérdidas de presión desde el yacimiento hasta los separadores, donde:

ΔP_1 = pérdidas de presión en el medio poroso. Representan entre el 10 y el 50% de las pérdidas totales.

ΔP_2 = pérdidas de presión en la tubería vertical. Representan entre el 30 y el 80% de las pérdidas totales.

ΔP_3 = pérdidas de presión en la línea de descarga. Generalmente, constituyen entre el 5% y el 30% de las pérdidas totales.

p_{wf} = presión de fondo fluyendo.

p_{ws} = presión de fondo estática.

p_{th} = presión en la cabeza del pozo.

p_c = presión en el estrangulador.

p_s = presión en el separador.

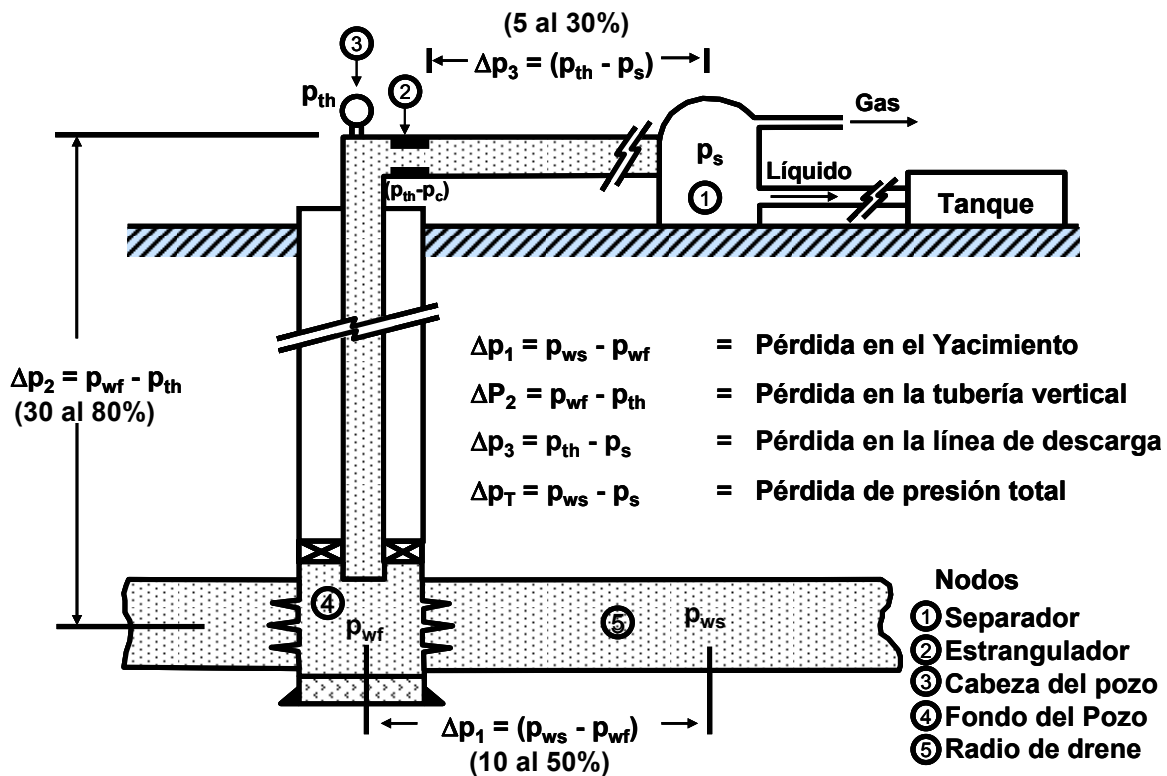


Fig. 5.29 Caídas de presión y nodos principales en un sistema básico de producción⁴³.

El procedimiento para aplicar análisis nodal consiste en dividir el sistema en puntos o nodos que permitan simplificar el sistema integral de producción, es decir asignar nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en un punto de partida. En un sistema de producción siempre se conocen dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (p_{ws}) y la presión de separación en la superficie (p_s), por lo que los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

Un nodo solución se define como el o los extremos del sistema de producción. Se dice que existe una solución nodal, cuando las condiciones de presión y gasto son idénticas en un nodo solución. Como nodo solución puede tomarse al yacimiento, el fondo del pozo, la cabeza del pozo, el separador. La fig. 5.29 muestra los lugares que con más frecuencia se utiliza como un nodo solución.

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos claves del sistema:

- Características del yacimiento.
- Características de la tubería de producción y línea de descarga.
- Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- Porcentaje de agua producido.
- Relación gas-liquido.
- Longitud de las tuberías.
- Temperatura.
- Características de los fluidos a manejar.
- Topografía del terreno en el caso de líneas de descarga.
- Grado de desviación del pozo.

La elección del nodo solución para pozos fluentes o inyectores, depende del componente que se desee evaluar, es decir que el análisis muestre la respuesta del sistema a las condiciones dadas y a las que se establezcan como supuestas, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable. Un factor importante es que además de las razones técnicas, se tendrá que aportar una justificación económica, la cual validará con ello de manera completa la solución encontrada. Aunado a la selección del nodo solución, se deben incorporar correlaciones de flujo multifásico apropiadas, así como también las ecuaciones para las restricciones, estranguladores, etc., para obtener una solución óptima.

Una vez realizado el análisis nodal de un sistema de producción en forma integral, se obtiene claramente la capacidad de producción máxima obtenible para todas las condiciones determinadas en el estudio, y además indicará que sucedería si se realizan cambios en cualquiera de los parámetros que influyen en su comportamiento, de tal forma que se identificará la fortaleza o debilidad de un cambio en un parámetro dentro del sistema de producción y como afecta al gasto y a la presión en el pozo o a la red de recolección de hidrocarburos, así como en la explotación del yacimiento.

5.3.1.3 Curvas de comportamiento de afluencia (IPR)^{42,43}

El primer intento por construir una curva de comportamiento de afluencia de un pozo o IPR (Inflow Performance Relationship), resulto de suponer que la IPR era una línea recta, por lo que bajo esta suposición el flujo de un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo. La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (J), y la ecuación se define como:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \dots\dots\dots (5.15)$$

Donde:

q_o = gasto de aceite en BPD.

p_{ws} = presión promedio del yacimiento (presión de fondo estática en el pozo) en
lb/pg²abs.

p_{wf} = presión de fondo fluyendo en el pozo en lb/pg²abs.

Posteriormente Gilbert⁴² realizando varias observaciones en campos petroleros de hidrocarburo se dio cuenta que lo anterior sólo se cumplía cuando la p_{wf} se encontraba por encima del punto de burbuja o presión de saturación, mientras que para los pozos donde la p_{wf} estaba por debajo del punto de burbuja (p_b), la IPR trazada formaba una curva, esto debido a la aparición de la fase gaseosa presente en el aceite (figura 5.30).

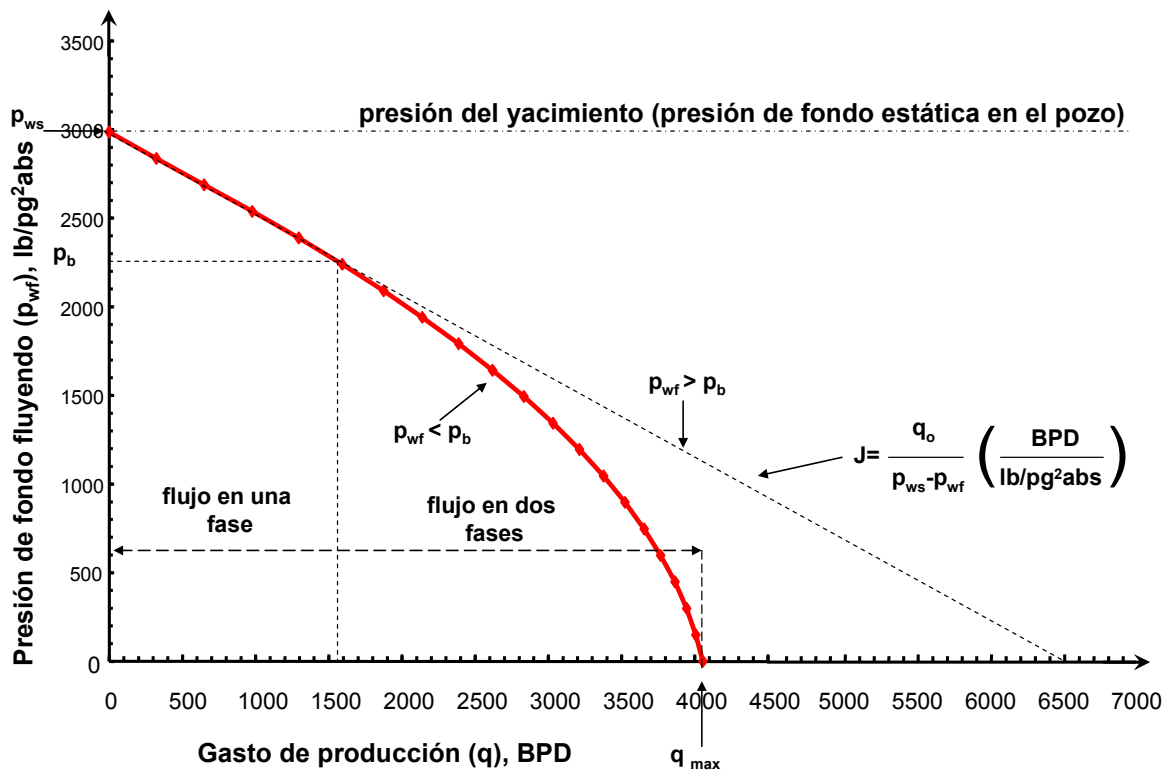


Fig. 5.30 Curvas de comportamiento de presión-producción⁴³.

Gilbert encontró que el índice de productividad variaba con respecto al tiempo. Lo cual se debe a que la presión del yacimiento disminuye conforme se explota el yacimiento. Para una caída constante de presión, el J también dependerá del mecanismo de empuje del yacimiento. Para un yacimiento con empuje mediante un acuífero activo, el J permanecerá casi constante cuando produzca por encima del punto de burbuja ($p_{wf} > p_b$), debido a que no existe gas liberado en el yacimiento que pueda afectar las permeabilidades relativas del aceite y del agua.

Por lo anterior, se vio en la necesidad de contar con correlaciones útiles para construir curvas IPR. Vogel⁴² desarrolló un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento. En estas ecuaciones consideró variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca-fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad.

La correlación de Vogel para obtener una curva IPR adimensional es la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \right] \dots\dots\dots(5.16)$$

Donde:

- q_o = gasto de aceite correspondiente a la p_{wf} , en BPD.
- $q_{o\max}$ = gasto máximo de producción cuando la p_{wf} es igual a cero, en BPD.
- p_{wf} = presión de fondo estática, en lb/pg²abs.

Fetkovich⁴² demostró que los pozos de aceite y los pozos de gas que producen por debajo de la presión de saturación o punto de burbuja, se comportaban de manera similar en términos del índice de productividad, por lo que desarrolló la siguiente ecuación:

$$q_o = C(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots(5.17)$$

Donde:

- q_o = gasto de aceite correspondiente a la p_{wf} , en BPD.
- $q_{o\max}$ = gasto máximo de producción cuando la p_{wf} es igual a cero, en BPD.
- p_{wf} = presión de fondo estática, en lb/pg²abs.
- C = coeficiente de la curva.
- n = exponente (un valor entre 0.5 y 1.0)

Para aplicar este método es necesario determinar los valores de C y de n, los cuales se obtienen mediante una prueba de presión-producción de un pozo, en la cual se miden los gastos aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador mínimo con sus correspondientes presiones de fondo fluyendo, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado. Todos los datos de presión vs. gasto, se trazan en escala doble logarítmica, obteniendo una línea recta. El valor de C es la ordenada al origen y el valor de n es la pendiente de dicha recta. El potencial del pozo o gasto máximo teórico se obtiene intersecando el valor de la P_{ws} con la recta obtenida, para encontrar su correspondiente valor de gasto. Ver figura 5.31.

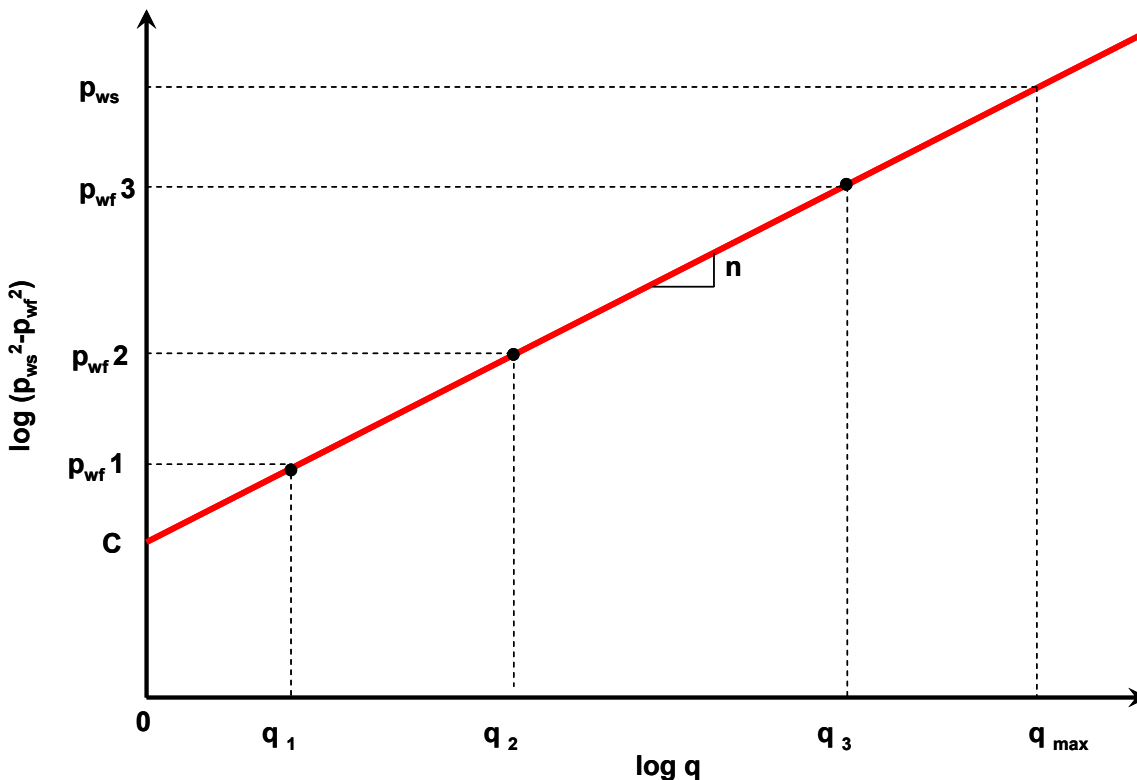


Fig. 5.31 Comportamiento presión-producción de acuerdo a la correlación de Fetkovich⁴².

5.3.1.4 Correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías^{42,43}

Diversos investigadores (Tabla 5.4) han desarrollado diversas correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales, las cuales están basadas en principios termodinámicos y flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presión por fricción, diámetro de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo, y relaciones gas-líquido.

Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de Tuberías	Fluido
Flujo vertical				
Duns & Ross	1961	Datos de Campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Hagedorn & Brown	1965	Datos de Campo y laboratorio	1 a 4 pulgadas	Aceite, gas y agua
Orkiszewski	1967	Revisión y modificación de otros modelos	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Aziz & Govier	1972	Datos de Campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Beggs & Brill	1973	Datos de laboratorio	1 a 1.5 pulgadas	Gas y agua
Gray	1974	Datos de campo	<3.5 pulgadas	Gas y condensado
Flujo horizontal				
Lochart-Martinelli	1949	Datos de laboratorio	0.0586 a 1.1017 pulgadas	Aceite, gas y agua
Eaton	1966	Datos de campo y laboratorio	2 a 4 pulgadas	Aceite, gas y agua
Dukler	1969	Datos de laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Flujo inclinado				
Mukherjee-Brill	1983	Datos de laboratorio	1.5 pulgadas	Keroseno, Aceite lubricante y gas.

Tab. 5.4 Correlaciones más utilizada de flujo multifásico en tuberías⁴⁴.

No existe una correlación única, ni una regla de aplicación general, siempre se debe examinar la clase de sistema, para ver si el modelo y los datos son compatibles

físicamente con el sistema propuesto o sea realizar varias simulaciones hasta encontrar la correlación que más se ajusta a la realidad, y esto se facilita a través de simuladores numéricos (Pipesim, Pipesimnet, Wem, Wellflow, etc.).

5.3.1.5 Flujo multifásico a través de estranguladores^{42,43}

Los estranguladores son utilizados para restringir el flujo y así controlar el aporte de agua y arena provenientes de los yacimientos.

Existen diversas correlaciones que predicen el comportamiento de flujo multifásico a través de estranguladores, pero las más utilizadas son las que se muestran en la tabla 5.5. A partir de datos de producción Gilbert desarrolló una expresión tomando como base la relación de las presiones antes y después de un orificio para flujo sónico de una fase, recomendando que dicha relación fuera de 0.588 o menor. Esto significa que la presión 2, después del estrangulador nunca debe ser menor que la mitad de la presión 1, antes del estrangulador. Ros⁴⁴, Baxendell⁴⁴ y Achong⁴⁴, tomaron como base el trabajo de Gilbert⁴² y cada uno estableció una correlación en la que solo varían los coeficientes de flujo.

La forma general de la ecuación para éstos investigadores es la siguiente:

$$p_1 = \frac{Aq_L R^B}{d_c^C} \dots\dots\dots(5.18)$$

Donde:

- p₁ = presión corriente arriba, en lb/pg²abs.
- q_L = gasto de producción de líquido, en BPD
- R = relación Gas libre-Líquido, en pies³/Bl
- d_c = diámetro del estrangulador (64 avos de pulgada)
- A,B,C = constantes que dependen de la correlación y que toman los siguientes valores.

Correlación	A	B	C	Año
Gilbert	10.0	0.546	1.89	1954
Ros	17.40	0.500	2.00	1960
Baxendell	9.56	0.546	1.93	1963
Achong	3.82	0.650	1.88	1974

Tab. 5.5 Correlaciones y parámetros a emplear en la ecuación 5.18⁴⁴.

A continuación se muestra un ejemplo, donde se desea conocer el gasto (BPD) de un pozo, el cual no cuenta con sistema de medición, solo los siguientes datos:

$$p_{th} = 1,000 \text{ lb/pg}^2\text{abs} = p_1$$

$$\phi_c = 24/64 \text{ pg}$$

$$R = 1,000 \text{ pie}^3/\text{Bl}$$

Despejando q_L de ecuación 6.4, tenemos que:

$$q_L = \frac{p_1 d_c^C}{AR^B}$$

Sustituyendo datos y considerando la correlación de Gilbert, tenemos que:

$$q_L = \frac{(1,000 \text{ lb/pg}^2)(24 \text{ pg})^{1.89}}{(10)(1,000 \text{ pie}^3/\text{Bl})^{0.546}} = 934 \text{ BPD}$$

5.3.1.6 Elección del nodo solución⁴³

La elección del nodo solución para pozos fluyentes, inyectoros o productores mediante un sistema artificial de producción, depende del comportamiento que se desee evaluar. El análisis deberá mostrar la respuesta del sistema a las condiciones dadas y a las que se establezcan como supuestas, para así identificar las posibles restricciones al flujo las cuales restringen capacidad de transporte al sistema, y así

plantear la solución técnica, sin olvidar la justificación económica para su posterior ejecución.

5.3.1.6.1 El yacimiento como nodo solución

El procedimiento para aplicar análisis nodal, tomando como base el yacimiento como nodo solución es el siguiente:

- Los cálculos inician con la presión de separación y procedemos a calcular el resto de las presiones.
- Se suponen gastos de producción.
- A partir de la presión de separación p_s , obtener la presión en la cabeza p_{th} , para diferentes gastos supuestos. Lo cual incluye las caídas de presión en la línea de descarga y en el separador, para lo cual se deberá utilizar una correlación de flujo multifásico.
- Obtener la presión de fondo fluyendo p_{wf} , utilizando las presiones en la cabeza calculadas previamente, para cada gasto supuesto, para lo cual se deberá utilizar una correlación de flujo multifásico.
- Con la p_{wf} calculada anteriormente para cada gasto supuesto, calcular la presión de fondo estática p_{ws} para cada gasto.
- Graficar los valores de p_{ws} vs. gasto e incluir ahí la línea que representa la p_{ws} actual (figura 5.32).

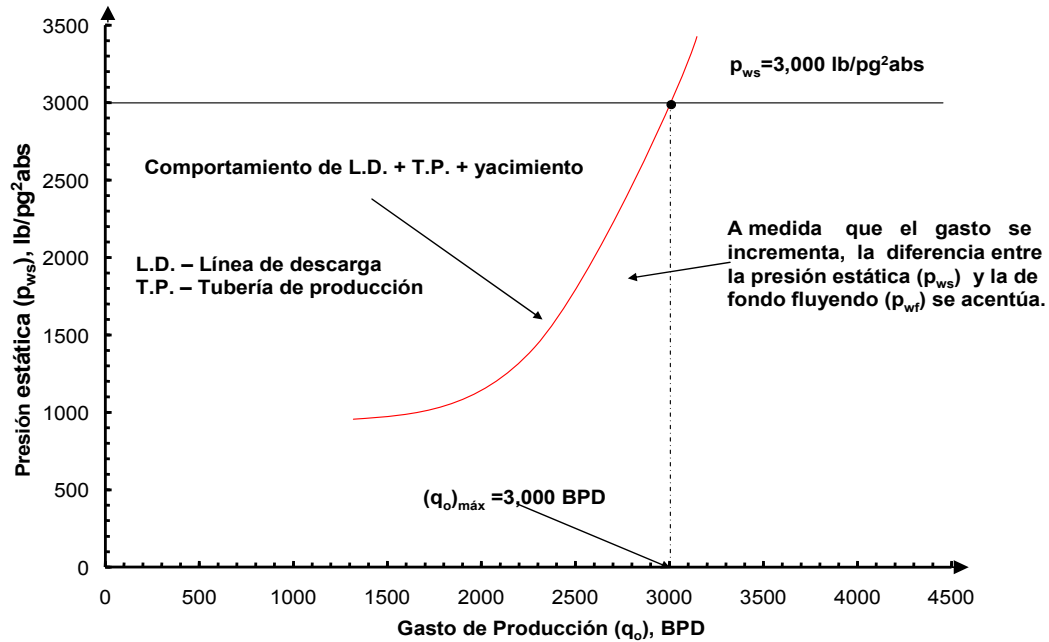


Fig. 5.32 Aplicación de análisis nodal utilizando como nodo solución al yacimiento⁴³.

5.3.1.6.2 El fondo del pozo como nodo solución

Es un nodo solución común y se encuentra en la profundidad media del intervalo disparado. En ésta condición el sistema se divide en dos partes: el yacimiento y el sistema total de tuberías. El procedimiento de solución es el siguiente:

- Suponer varios gastos.
- Construir una curva de IPR a diferentes gastos.

IP	si la $p_{wf} > p_b$
IPR	si la $p_{wf} < p_b$

- Determinar la presión en la cabeza del pozo p_{th} necesaria para mover los fluidos hasta el separador con cada uno de los gastos supuestos, aplicando una correlación adecuada de flujo multifásico.

- Obtener la presión de fondo fluyendo p_{wf} para los gastos considerados y las presiones en la cabeza p_{th} calculadas, aplicando una correlación adecuada de flujo multifásico.
- Graficar los datos obtenidos con la IPR, así como los obtenidos anteriormente. La intersección de la curva representa la presión de fondo fluyendo a la cual el yacimiento entrega un gasto, y al mismo tiempo con esa presión es posible obtener este gasto hasta el separador (figura 5.33).

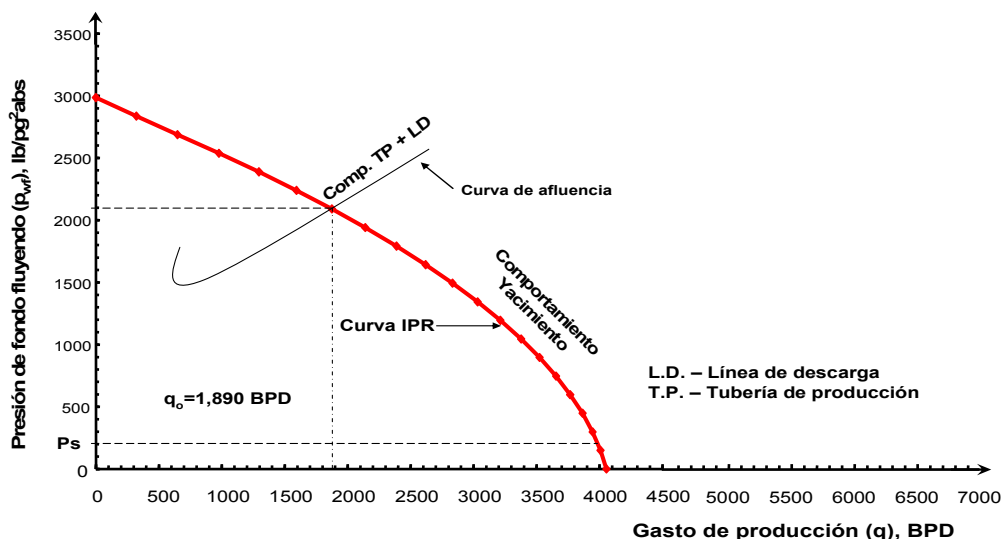


Fig. 5.33 Aplicación de análisis nodal utilizando como nodo solución el fondo del pozo⁴³.

5.3.1.6.3 La cabeza del pozo como nodo solución

En éste caso el sistema se divide en dos partes: una parte se considera el separador y la línea de descarga, y la otra parte el yacimiento y la tubería de producción (TP). El procedimiento es el siguiente:

- Se suponen gastos de producción.
- A partir de la presión de separación p_s , y considerando cada gasto, se calcula la presión en la cabeza del pozo p_{th} , aplicando una correlación adecuada de flujo multifásico. Se suman las caídas de presión en el estrangulador y la línea de descarga.

- Para cada gasto supuesto y a partir de la presión de fondo estática p_{ws} , determinar la presión de fondo fluyendo p_{wf} correspondiente. Con la p_{wf} calculada, determinar la presión en la cabeza del pozo p_{th} , aplicando una correlación adecuada de flujo multifásico. Se suman las caídas de presión en el yacimiento y en la tubería vertical
- Graficar los valores de las presiones obtenidas en los dos puntos anteriores en escala vertical vs. gastos supuestos en la escala horizontal.

La fig. 5.34 muestran el comportamiento del sistema.

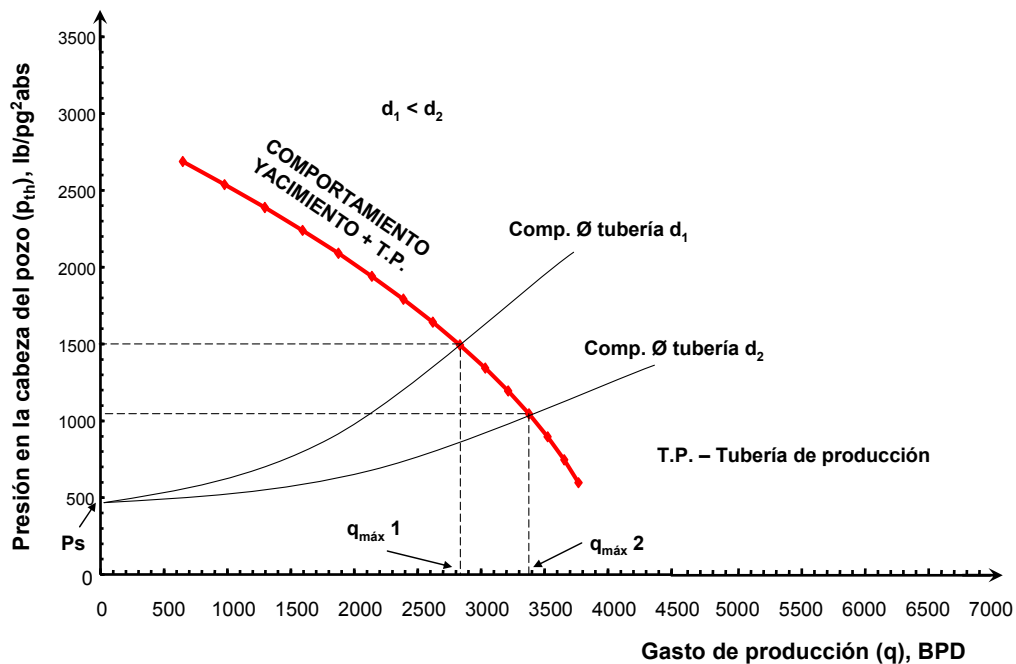


Fig. 5.34 Aplicación de análisis nodal utilizando como nodo solución la cabeza del pozo⁴³.

La fig. 5.35, muestra que al incrementar el diámetro de la línea de descarga se reduce la caída de presión, provocando que la curva de flujo de salida del nodo de desplace hacia abajo y la intersección de las curvas de entrada y salida al nodo se desplace a la derecha obteniendo un valor de gasto de producción mayor al que tenia inicialmente con un diámetro de línea de descarga menor.

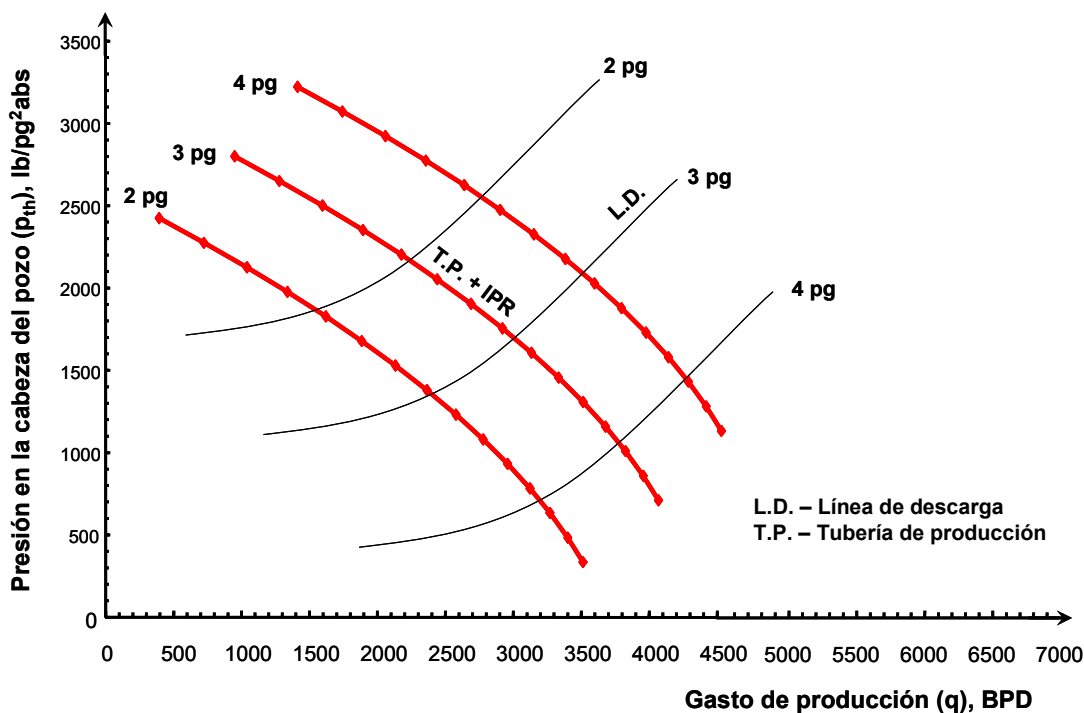


Fig. 5.35 Influencia del cambio de diámetro de la línea de descarga⁴³.

5.3.1.7 Análisis Nodal en Redes de Distribución.

Actualmente en el mercado existe software que permite aplicar análisis nodal incluyendo redes de distribución, aplicando un análisis integral del sistema mediante el modelado de redes complejas (redes de recolección, distribución e inyección), lo cual proveerá herramientas para efectuar un análisis de los siguientes aspectos:

- La identificación de cuellos de botella y restricciones en la producción.
- La evaluación de los beneficios de contar con pozos nuevos, líneas de conducción adicionales, compresión, etc.

- El cálculo de la productividad de los sistemas de recolección de campo.
- La predicción de los perfiles de presión y temperatura a través de los trayectos de flujo complejos.
- La planeación del desarrollo de campos petroleros.
- La resolución de las redes de fondo de pozo presentes en los pozos multilaterales.

El análisis nodal puede ser utilizado para analizar muchos de los problemas que se presentan en los pozos productores de aceite y gas, ya sean pozos fluyentes o con sistema artificial de producción. También puede aplicarse éste método a pozos inyectores mediante una adecuada modificación de las expresiones para entrada y salida de los nodos.

El análisis nodal puede aplicarse también para alguna de las siguientes aplicaciones:

- Diámetro óptimo de la línea o tubería de descarga.
- Diámetro óptimo de la tubería de producción.
- Dimensionar estrangulador superficial.
- Dimensionar válvula de seguridad subsuperficial.
- Analizar la existencia de restricciones al flujo en el sistema integral de producción.
- Diseñar un sistema artificial de producción.
- Otras.

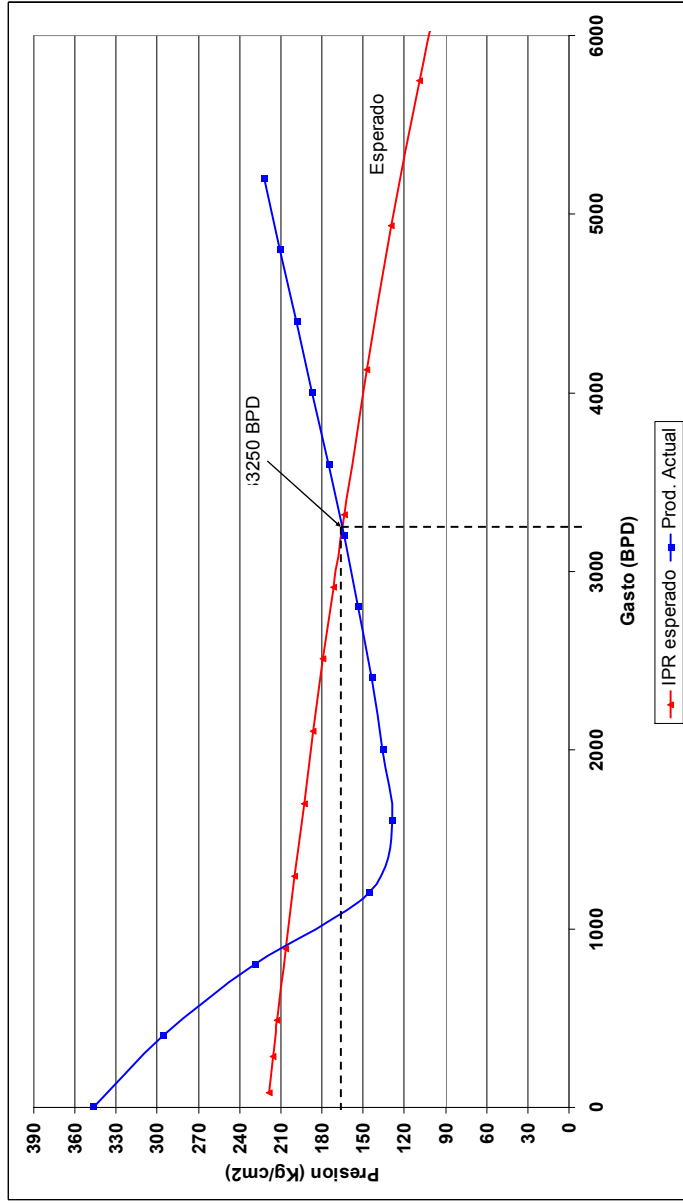
Pero lo más importante de todos los beneficios es que permite incrementar la producción de los campos petroleros a corto plazo y con una inversión mínima, obteniendo rentabilidades mayores mejorando el estado de resultados de un Activo Integral.

5.3.1.8 Ejemplo de análisis nodal

A continuación se menciona un ejemplo utilizando análisis nodal como una herramienta de análisis para incrementar la producción del pozo Jujo-12 como parte del proyecto de mejoramiento de la productividad de los pozos pertenecientes al campo Jujo.

En la figura 5.36 se muestra el comportamiento actual del pozo Jujo-12.

Bruto: 3290 BPD, Neto: 2895 BPD, 9.91 MMPcd, 12% de agua



Modelo de yacimiento: Ec. Pseudo estacionaria															
Correlación de Flujo:						Beggs y Brill revisado									
Interval	Cima	Base	Media	Esp. T	Esp. T	Esp. T	Ko (mD)	Psd	T (C)sd	Datum	Grad	Ps	T (C)	RGA	% agua
JST-4	5290	5325	5308	35	25.0	3	240	157	5750	5750	0.061	213.0	147.6	610	0
JSK-5	5373	5395	5384	22	20.0	6	240	157	5750	5750	0.061	217.7	149.2	610	0
JSK-5	5400	5453	5426.5	53	45.0	40	240	157	5750	5750	0.061	220.3	150.1	610	12%
JSK-6	5555	5600	5577.5	45	30.0	3	240	157	5750	5750	0.061	229.5	153.3	220	12%

Intervalo actual

Fluyente

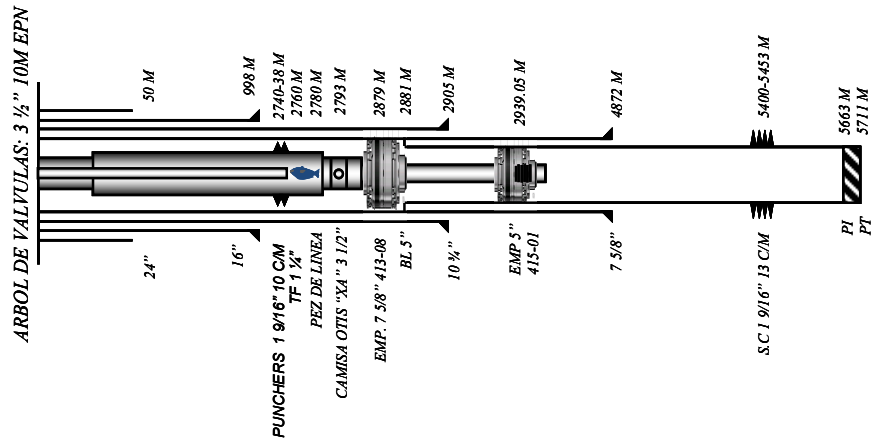


Fig. 5.36 Estado Mecánico y Gráfica IPR de Condición Actual del Pozo Jujo-12

5.3.1.8.1 Análisis del Pozo Jujo-12

Este pozo se encuentra ubicado en la parte más alta de un anticlinal entre dos fallas normales. Ha producido establemente desde su terminación. Sin embargo, la presión de fondo está cayendo rápidamente debido a movimiento de estranguladores y a posible daño de formación. Adicionalmente, presenta un incremento de corte de agua de 15.9% y de producción de N₂ (Nitrógeno) de 43.04%, según caracterización de fluidos de mayo de 2008 (parafina: 5.97%).

El pozo Jujo-12 fue perforado y terminado en diciembre de 1982. Disparando el intervalo 5,400-5,453 (JSK-5) con pistolas entubadas scallop de 1 9/16 pulg. 13 cargas/metro Fase 0°.

En diciembre de 1983 se introdujo sonda de 1 11/16 pulg a 2,620 metros donde encontró resistencia dejando de pescar la herramienta de fondo y varios metros de cable a 2,780 metros.

En febrero de 1984 al intentar pescar con línea se dejó otro pescado (pescante de línea).

En mayo de 1999 se le efectuó una Rme sin equipo, disparando pistolas puncher de 1 9/16 pulg 8 cargas/metro al intervalo de 2,740- 2,741 en tres ocasiones (una corrida con 4 cargas/metro) para un total de 20 agujeros.

En enero de 2000 disparó Puncher 1 9/16 pulg 10 cargas/metro al intervalo 2,738-2,740, se efectuó limpieza bombeando directo 6 m³ de Xileno desplazando con 6,300 m³ de N₂ hasta desalojar productos.

En octubre de 2004 se colgó tubería flexible (T.F.) de 1 ¼ pulg a 2760 metros y en diciembre del mismo año, con T.F. de 1 ¼ pulg colgada a 2760 metros efectuó limpieza directa al disparo puncher de 2738-2740 metros con bombeo de 3 m³ de Xileno

$N_2 + 3 \text{ m}^3$ de Fe-Acid entre baches con $Q_L = 1/2 \text{ bpm}$, $Q_{N_2} = 20 \text{ m}^3/\text{min}$ y $P = 2,600 \text{ lb/pulg}^2$, continuó con bombeo de N_2 desalojando productos a superficie, cerró tubería de producción (T.P.) y abrió tubería de revestimiento (T.R.) y bombea 5 m^3 de Xileno con targón + 5 m^3 de Fe-Acid al 7.5% con $Q_L = 1/2 \text{ bpm}$, $Q_{N_2} = 20 \text{ m}^3/\text{min}$ y $P = 2800 \text{ lb/pulg}^2$.

5.3.1.8.2 Diagnóstico del Pozo Jujo 12

Se evaluó la cementación, detectando mala cementación en todos los intervalos, destacando que prácticamente no hay cemento detrás de la tubería de revestimiento. Dado que hubo problemas operacionales y pérdidas de circulación al momento de cementar. El registro de cementación indica que no presenta cemento en toda la zona de interés desde 2900-5690 metros, por lo que el pozo está comunicado en toda su extensión, lo cual explica su afectación por la inyección de N_2 .

A continuación se presentan diferentes escenarios realizando análisis de sensibilidad mediante análisis nodal para determinar cuál es el mejor escenario de explotación para el pozo Jujo-12.

El escenario I (figura 5.37) muestra el comportamiento del pozo realizando estimulación matricial al intervalo activo. También se muestra el análisis (figura 5.38) de este mismo escenario con el intervalo actual produciendo y adicionando los intervalos JST-4 (5,290-5,325 m), JSK-5 (5,373-5,395 m) y JSK-6 (5,555-5,600 m). Obteniendo un gasto de producción de **3,780 BPD**.

El escenario II (figura 5.39) muestra el intervalo productor JSK-5 (5,400-5,453 m) y adicionando el intervalo JST-4 (5,290-5,325 m) y el JSK-5 (5,373-5,395 m). Obteniendo un gasto de producción de **3,670 BPD**.

El escenario III (figura 5.40) se realizó utilizando un aparejo de producción de $4 \frac{1}{2}$ pulg hasta 2,780 metros y $3 \frac{1}{2}$ pulg hasta 3,000 metros en remplazo de la tubería de

producción (TP) de 2 7/8 pulg, profundizando la tubería flexible (TF). Obteniendo un gasto de producción de **2,730 BPD**. También se muestra (figura 5.41) este mismo escenario produciendo el intervalo actual JSK-5 (5,400-5,453 m) y adicionando el intervalo JSK-5 (5,373-5,395 m). Obteniendo un gasto de producción de **3,546 BPD**. En la figura 5.42 se muestra nuevamente el escenario III utilizando un aparejo de producción de 4 ½ pulg hasta 2,780 metros y 3 ½ pulg hasta 3,000 metros en remplazo de la tubería de producción (TP) de 2 7/8 pulg, manteniendo la tubería flexible (TF). Obteniendo un gasto de **4,000 BPD**.

5.3.1.8.3 Recomendación técnica de incremento de productividad del pozo Jujo-12

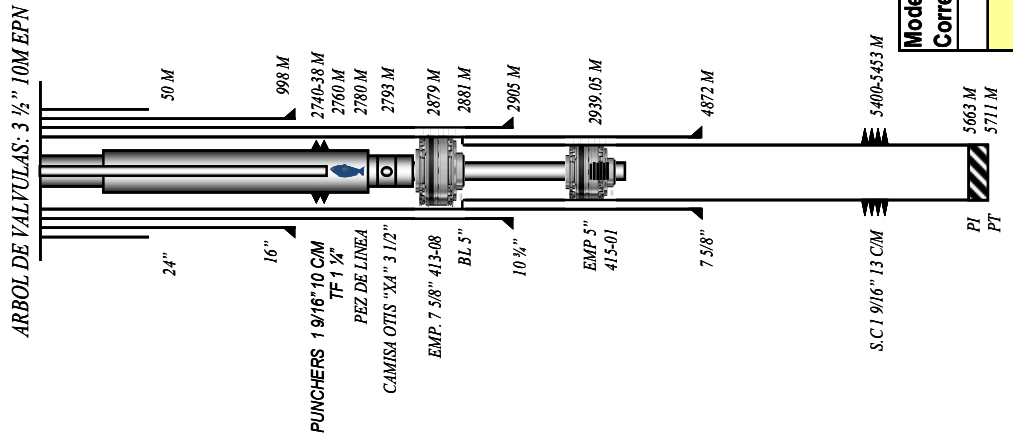
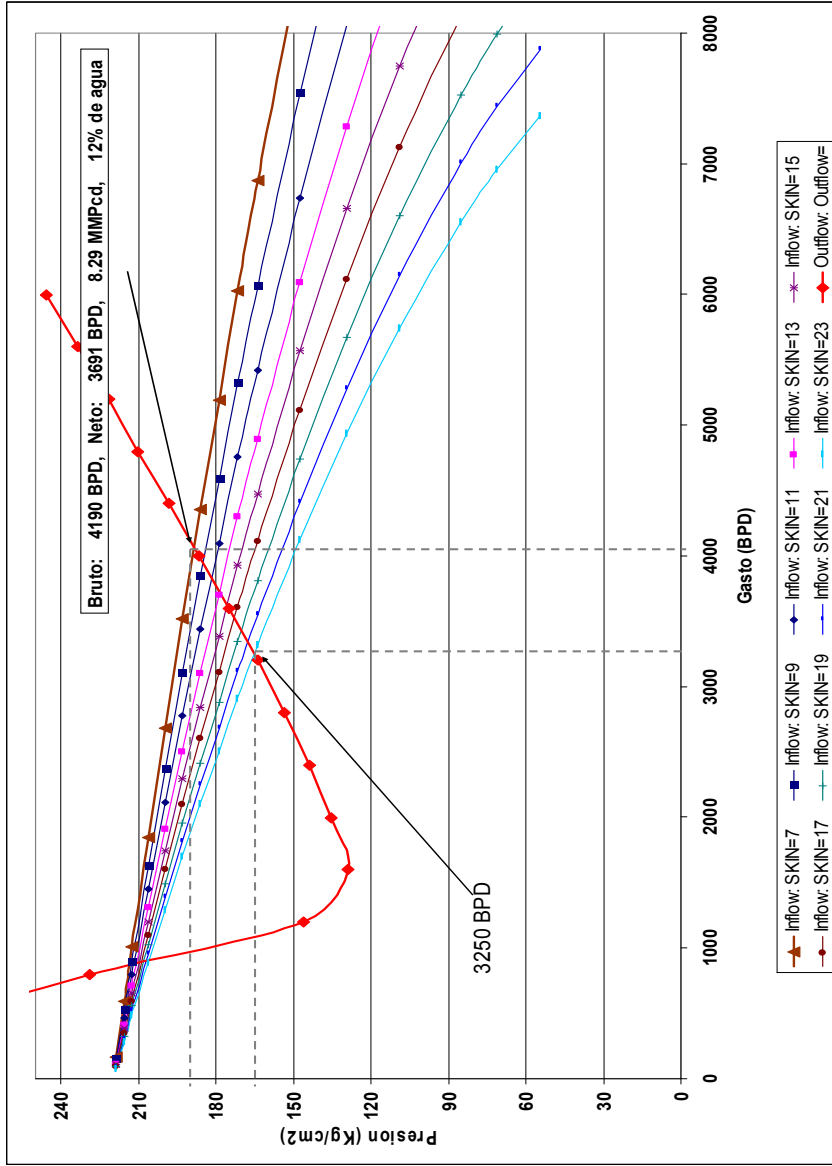
La máxima producción se alcanza en el escenario III utilizando un aparejo de producción de 4 ½ pulg hasta 2,780 metros y continuar con una tubería de producción (TP) de 3 ½ pulg hasta 3,000 metros en remplazo de la tubería de producción (TP) de 2 7/8 pulg, manteniendo la tubería flexible (TF) a 2,760 metros.

Por lo que la recomendación sería: Realizar RMA con Equipo: Sacar Tubería Flexible, recuperar aparejo de producción, corregir comunicación realizando cementación forzada. Para ello disparar 5,566–5,570 m, colocar retenedor y realizar cementación forzada, dejando 3 metros de cemento por encima del retenedor.

Obturar intervalo 5,360-5,400 m, protegiendo con tapón de sal el intervalo 5,400-5,453 m. Evaluar su exclusión. Redisparar 5,400-5,453 m con pistolas de alta penetración, 20 cargas/metro, Fase 60°. Realizar estimulación matricial.

Bajar Aparejo 3 1/2 pulg 2 7/8 pulg con doble empacador. Bajar Tubería Flexible y dejar en producción con Bombeo Neumático (BN).

Bruto: 4190 BPD, Neto: 3691 BPD, 8.29 MMPcd, 12% de agua

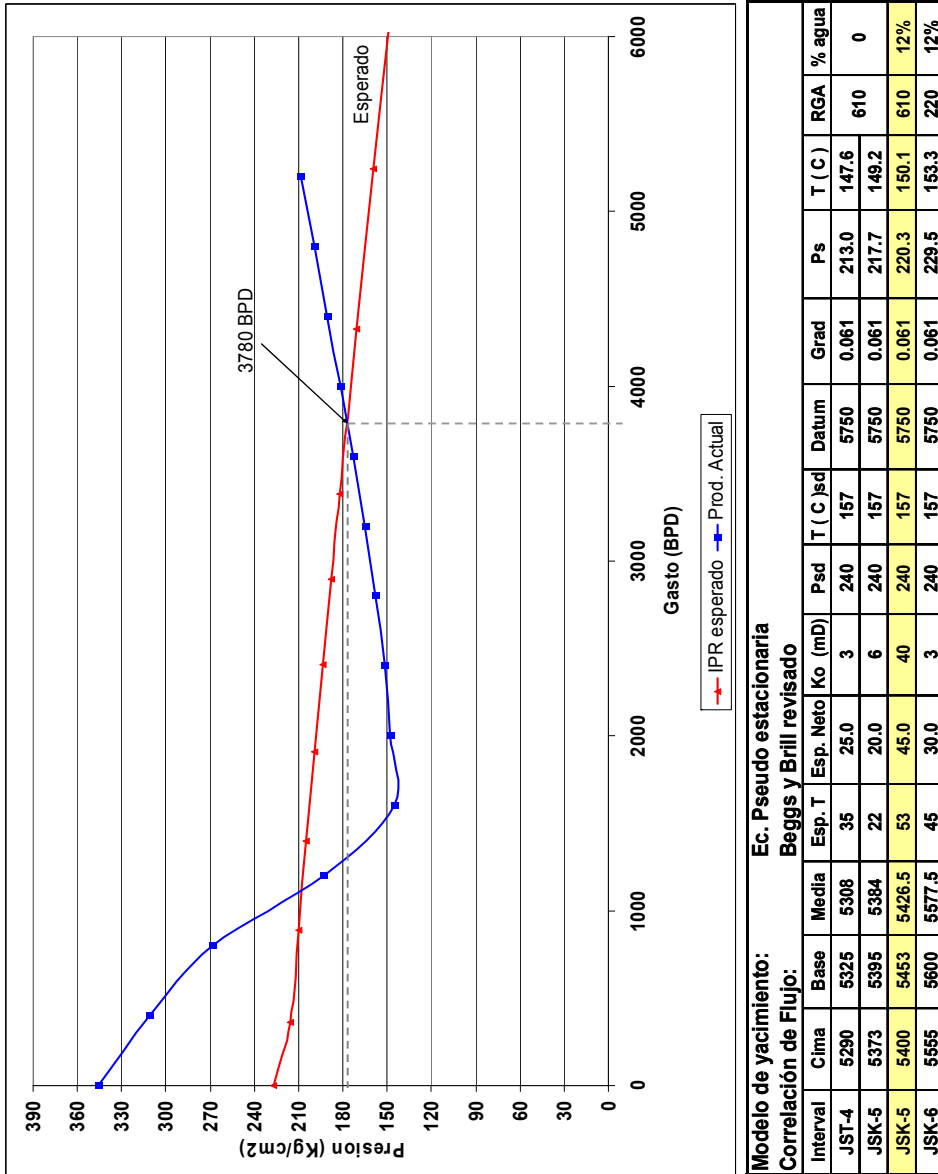


Modelo de yacimiento:														
Correlación de Flujo:														
Interval	Cima	Base	Media	Esp. T	Esp. T	Esp. Neto	Ko (mD)	Psd	T (C)isd	Datum	Ps	T (C)	RGA	% agua
JSK-5	5400	5453	5426.5	53	45.0	40	40	240	157	5750	220.3	150.1	610	12%

Fluyente

Fig. 5.37 Análisis Nodal de Escenario I. Estimulando intervalo activo

Productor de 3780 BPD



Intervalo actual

Fluyente

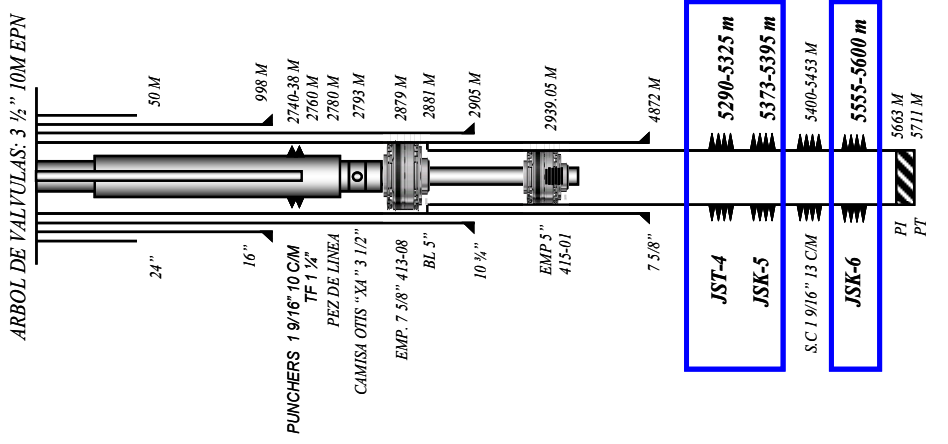
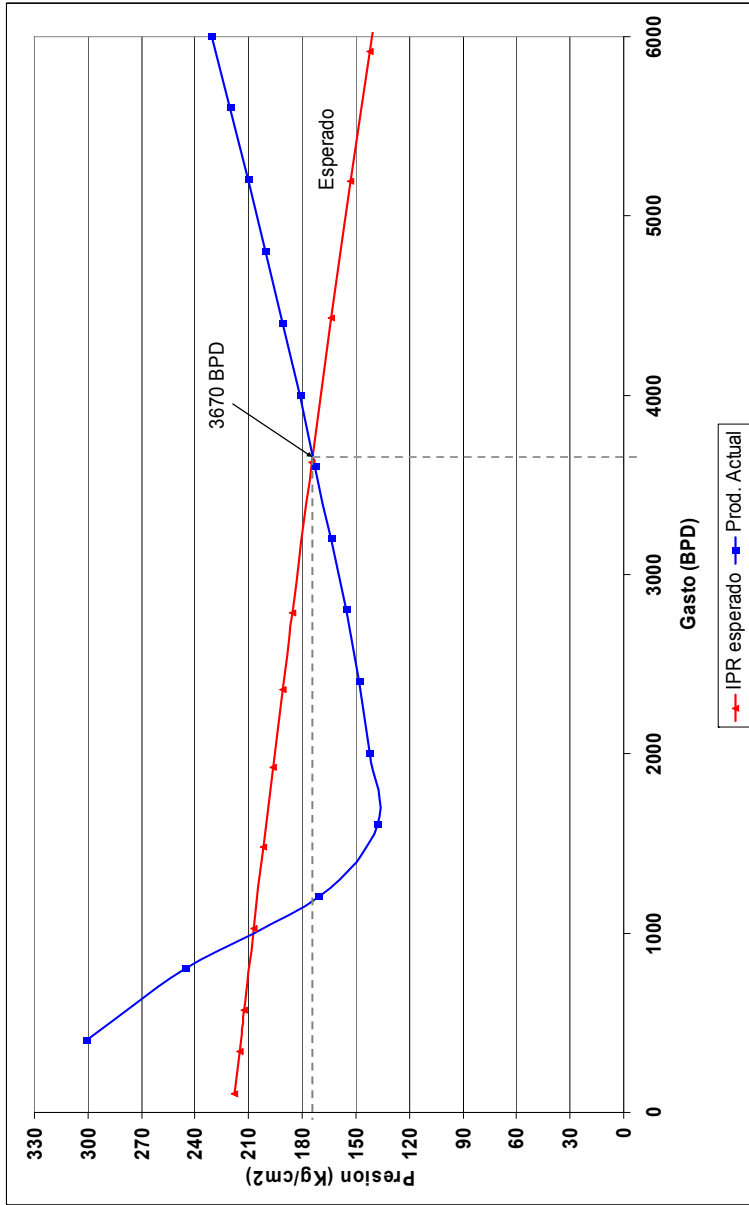


Fig. 5.38 Escenario I Produciendo de JSK-5 (5,400-5,453) actual, abriendo adicional JST-4 (5,290-5,325), JSK-5 (5,373-5395) y JSK-6 (5,555-5,600)

Produce 3670 BPD



Modelo de yacimiento: Ec. Pseudo estacionaria
Correlación de Flujo: Beggs y Brill revisado

Interval	Cima	Base	Media	Esp. T	Esp. T	Esp. Neto	Ko (mD)	Psd	T (C) Jsd	Datum	Grad	Ps	T (C)	RGA	% agua
JST-4	5290	5325	5308	35	25.0	3	240	157	5750	5750	0.061	213.0	147.6	610	0
JSK-5	5373	5395	5384	22	20.0	6	240	157	5750	5750	0.061	217.7	149.2	610	12%
JSK-5	5400	5453	5426.5	53	45.0	40	240	157	5750	5750	0.061	220.3	150.1	610	12%
JSK-6	5555	5600	5577.5	45	30.0	3	240	157	5750	5750	0.061	229.5	153.3	220	12%

Intervalo actual

Fluyente

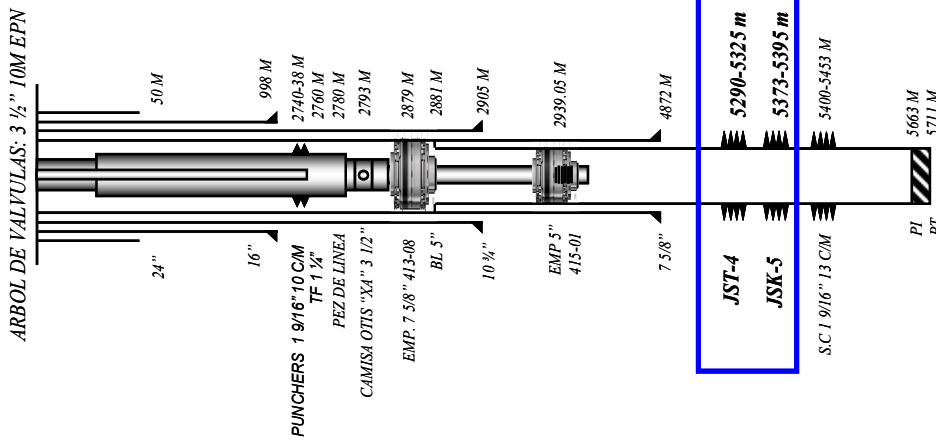
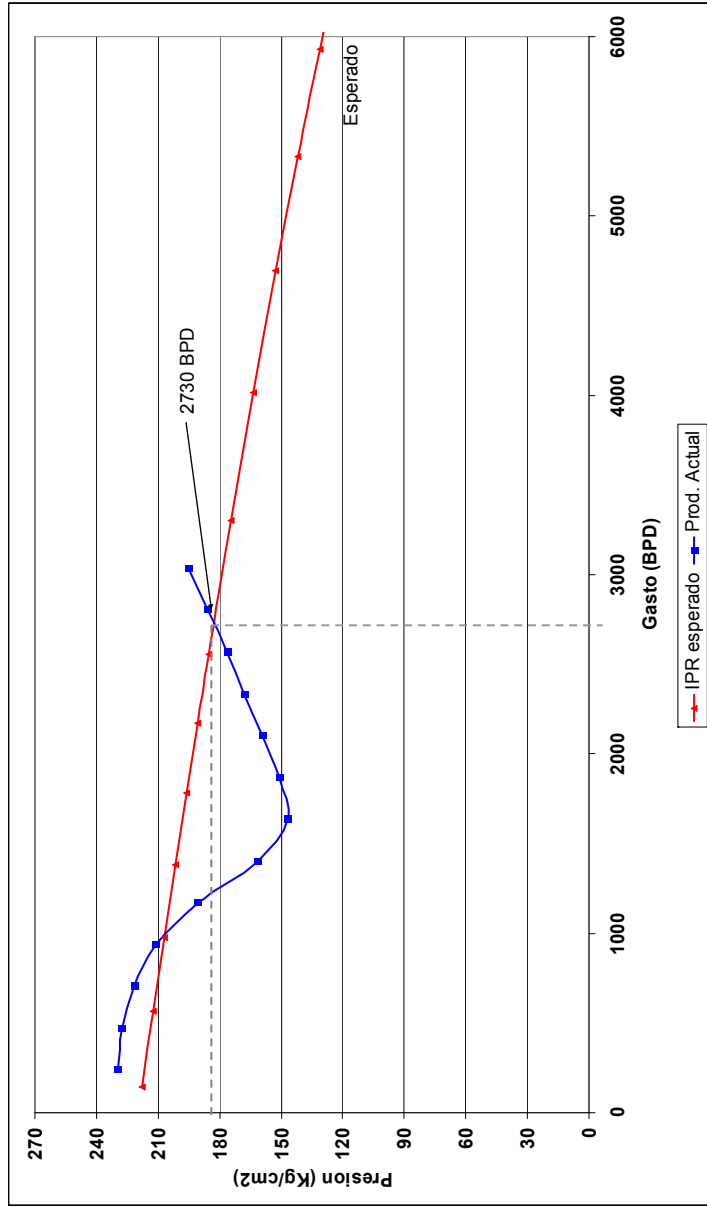


Fig. 5.39 Escenario II Produciendo de JSK-5 (5,400-5,453) actual, abriendo adicional JST-4 (5,290-5,325) y JSK-5 (5,373-5,395)

Produce 2730 BPD

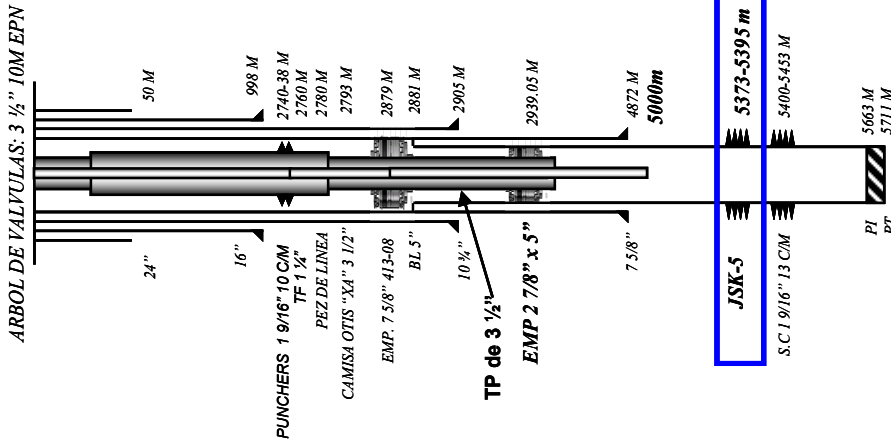


Modelo de yacimiento: Ec. Pseudo estacionaria

Correlación de Flujo: Beggs y Brill revisado

Interval	Cima	Base	Media	Esp. T	Esp. T	Esp. T	Ko (mD)	Psd	T (C)sd	Datum	Grad	Ps	T (C)	RGA	% agua
JST-4	5290	5325	5308	35	25.0	3	240	157	5750	5750	0.061	213.0	147.6	610	0
JSK-5	5373	5395	5384	22	20.0	6	240	157	5750	5750	0.061	217.7	149.2	610	12%
JSK-5	5400	5453	5426.5	53	45.0	40	240	157	5750	5750	0.061	220.3	150.1	610	12%
JSK-6	5555	5600	5577.5	45	30.0	3	240	157	5750	5750	0.061	228.5	153.3	220	12%

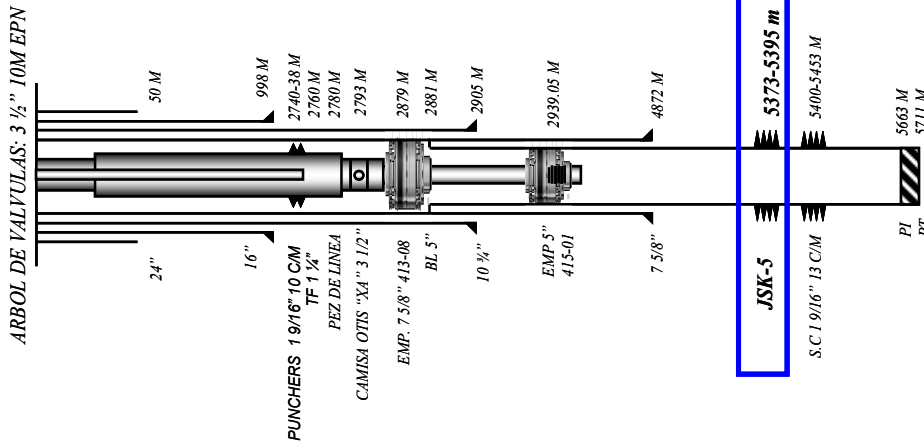
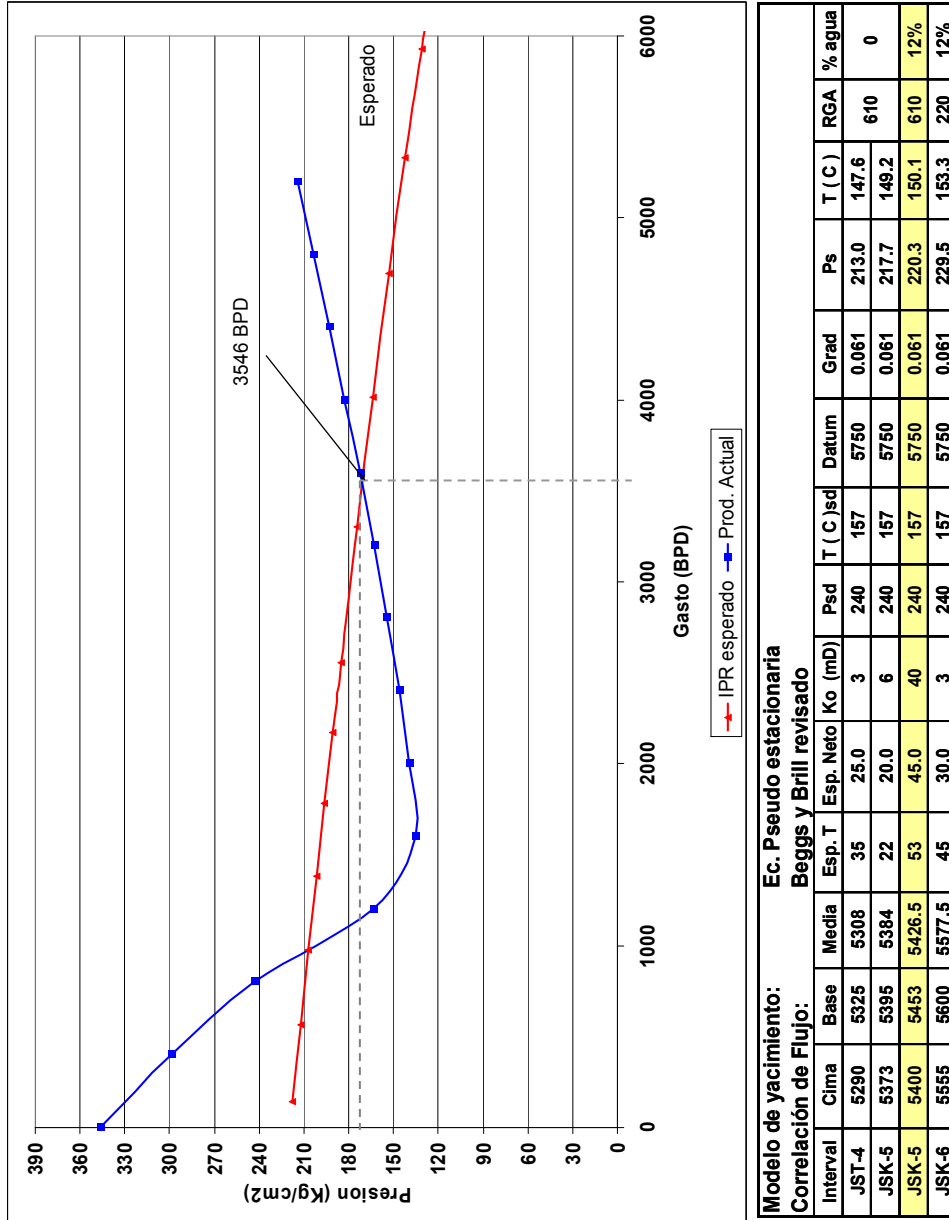
Intervalo actual



Fluyente

Fig. 5.40 Escenario III Usando un aparejo de 4 1/2" hasta 2780 m y 3 1/2" hasta 3000 m en reemplazo de la TP de 2 7/8" , profundizando la TF

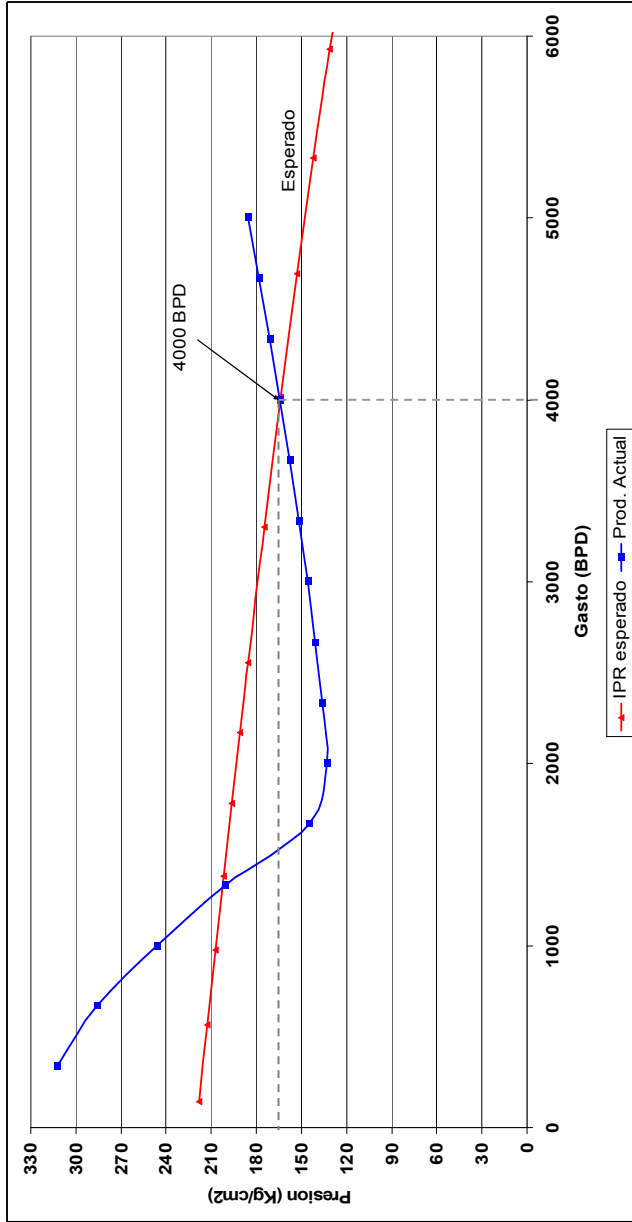
Produce 3546 BPD



Fluyente

Fig. 5.41 Escenario III Produciendo de JSK-5 (5,400-5,453) actual, abriendo adicional JSK-5 (5,373-5,395).

Produce 4000 BPD

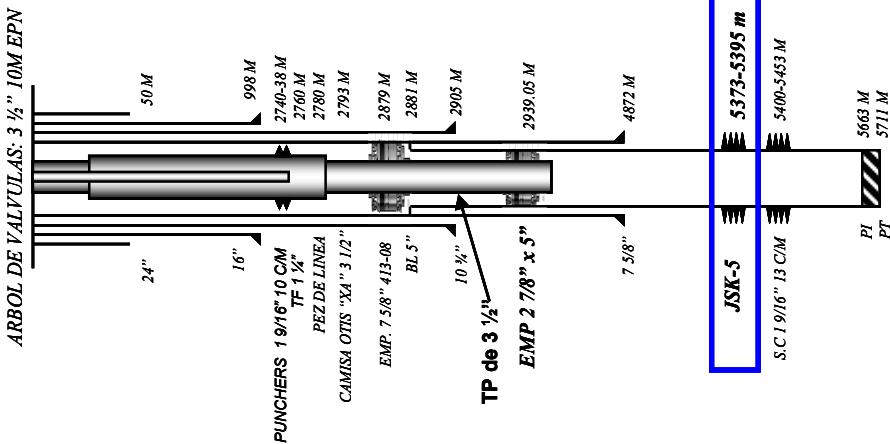


Modelo de yacimiento: Ec. Pseudo estacionaria

Correlación de Flujo: Beggs y Brill revisado

Interval	Cima	Base	Media	Esp. T	Esp. T	Esp. Neto	Ko (mD)	Pad	T (C)sd	Datum	Grad	Ps	T (C)	RGA	% agua
JST-4	5290	5325	5308	35	25.0	3	240	157	5750	213.0	0.061	147.6	610	0	
JSK-5	5373	5395	5384	22	20.0	6	240	157	5750	217.7	0.061	149.2	610	12%	
JSK-5	5400	5453	5426.5	53	45.0	40	240	157	5750	220.3	0.061	150.1	610	12%	
JSK-6	5555	5600	5577.5	45	30.0	3	240	157	5750	229.5	0.061	153.3	220	12%	

La máxima producción se alcanza utilizando un aparejo de 4 1/2" hasta 2780 m y continuar con una TP de 3 1/2" hasta 3000 m en reemplazo de la TP de 2 7/8", manteniendo la TF a 2760 m.



Fluyente

Fig. 5.42 Escenario III usando un aparejo de 4 1/2" hasta 2,780 m y 3 1/2" hasta 3,000 m en reemplazo de la TP de 2 7/8", manteniendo TF a 2,760 m.

5.3.2 Estimulación y Fracturamiento Hidráulico de Pozos

La estimulación y fracturamiento hidráulico de pozos tiene una importancia relevante dentro de la Ingeniería Petrolera, ya que el diseño adecuado de tratamientos químicos no reactivos y reactivos pueden corregir los daños causados a las formaciones productoras, los cuales fueron originadas en las etapas de perforación, terminación, producción e intervenciones realizadas al pozo, permitiendo restituir y/o mejorar la producción de hidrocarburos.

La estimulación se define como,^{45, 46} el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales de flujo en la formación productora, para facilitar el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo ó del pozo a la formación para el caso de pozos inyectores. Los objetivos de la estimulación son para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; y para pozos inyectores, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor; y para procesos de recuperación secundaria o mejorada, optimizar los patrones de flujo.

La identificación del tipo y mecanismo de daño son factores clave para establecer acciones correctivas que permitan restablecer y/o mejorar la productividad de los pozos, así como, contar con una eficiente explotación de los yacimientos.

Las principales razones para estimular un pozo son: La permeabilidad de la formación es muy baja para mantener un flujo continuo del yacimiento hacia el pozo para su explotación. La formación productora presenta daño y es necesario removerlo para restablecer la productividad del pozo.

La ecuación de Darcy en su forma más simple se puede usar para conocer la respuesta de un pozo. Considerando flujo permanente, y radial. La ecuación de Darcy (en unidades de Darcy) se puede expresar como:

$$q = \frac{2\pi kh(p_{ws} - p_{wfideal})}{\mu \ln(r_e/r_w)} \dots\dots\dots(5.19)$$

Donde:

- k = permeabilidad equivalente de la formación, en md.
- q = gasto de flujo del pozo, en BPD.
- h = espesor de la zona productora, en pies
- p_{ws} = presión estática del pozo, en $\text{lb/pg}^2 \text{ abs}$
- $p_{wf \text{ ideal}}$ = presión de fondo fluyendo en condiciones de flujo sin daño, en $\text{lb/pg}^2 \text{ abs}$
- μ = viscosidad de los fluidos del yacimiento, en cp
- r_w = radio del pozo, en pies
- r_e = radio de drene, en pies

Considerando el caso ideal, donde no existe ninguna alteración en la permeabilidad original y equivalente de la formación a los fluidos del yacimiento, ni restricción alguna de los mismos al entrar al pozo a través del intervalo en producción, se tendrá un comportamiento de la presión como se muestra en la figura 5.43, siendo válida la ecuación 5.19.

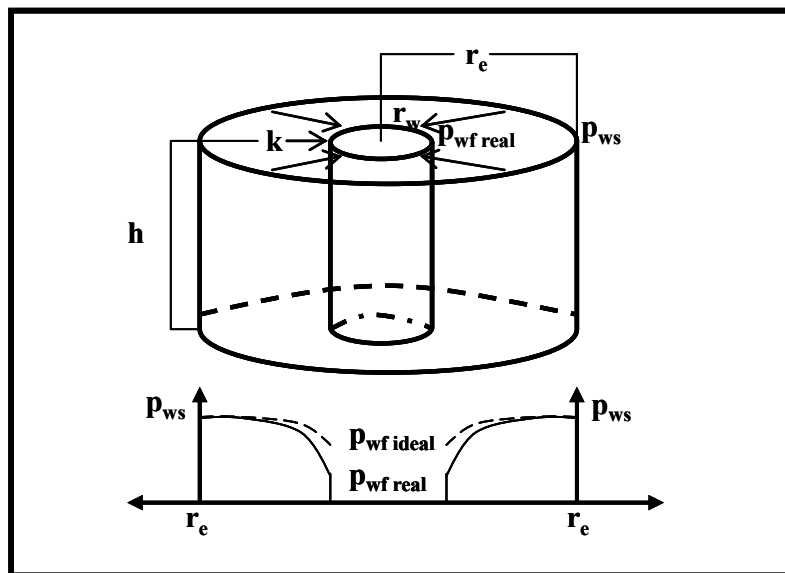


Fig. 5.43 Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circular⁴⁵

En condiciones reales, existe una caída de presión adicional ΔP_s , la cual fue definida en función del “Efecto de daño”, S, por Van Everdingen y Hurst⁵¹, como:

$$\Delta P_s = p_{wfideal} - p_{wfreal} \dots\dots\dots(5.20)$$

Dada por:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \dots\dots\dots(5.21)$$

Sustituyendo la ecuación 5.21 en 5.20 y despejando la $p_{wf ideal}$, se tiene que:

$$p_{wfideal} = \frac{q\mu}{2\pi kh} S + p_{wfreal} \dots\dots\dots(5.22)$$

Sustituyendo $p_{wfideal}$ en la ecuación 5.19, se tiene:

$$q = \frac{2\pi kh(p_{ws} - p_{wfideal})}{\mu \{ \ln(r_e/r_w) + S \}} \dots\dots\dots(5.23)$$

La ecuación 5.23 en su forma más sencilla representa las condiciones reales de flujo del yacimiento al pozo, considerando el daño a la formación (S).

Cada uno de los términos de la ecuación 5.23 afectan la productividad del pozo y ciertas acciones como estimulación y fracturamiento hidráulico de pozos podemos cambiar estos factores. Los factores que pueden cambiarse se restringen a: la permeabilidad k, y al efecto del daño S. Un valor bajo de la permeabilidad o un valor grande de daño proporcionarán una baja permeabilidad del pozo.

Cuando la permeabilidad es baja menor a 10 md, la posibilidad de incrementar considerablemente la productividad, es mediante la estimulación por fracturamiento. El mejoramiento de la productividad se da por el cambio de patrón de flujo radial circular a lineal hacia una gran superficie dentro del yacimiento, creada por el fracturamiento. Las características del yacimiento permanecen inalterables.

Si se tiene un valor grande de daño S , causado por las operaciones de perforación, cementación, y terminación del pozo, se tendrá un daño en la vecindad del pozo, esta alteración puede eliminarse y reducirse a cero o en algunos casos disminuir a valores negativos el valor de S . Esto es posible mediante la estimulación matricial.

El daño a una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables, asociado con el proceso natural de producción.

En ambos casos, la estimulación reduce el daño S , y con ello el mejoramiento de la productividad del pozo, debido a que se incrementa el radio efectivo del pozo, el cual es representado por la ecuación 5.24.

$$r'_w = r_w e^{-S} \dots\dots\dots(5.24)$$

Donde:

- r'_w = radio efectivo del pozo, en pg
- r_w = radio del pozo, en pg
- S = factor de daño, el cual es adimensional

5.3.2.1 Factores que propician daño a la Formación

Los principales factores se pueden clasificar en cuatro grupos⁴⁷:

- I. Invasión de Fluidos extraños: agua, aceite y químicos utilizados para mejorar la recuperación de los fluidos del yacimiento.
- II. Invasión de sólidos y/o partículas extrañas y movilización de finos de la formación: arenas, sólidos del lodo de perforación, bacterias y finos de la formación acarreados por los fluidos producidos o por tratamientos químicos aplicados.
- III. Condiciones de operación (Explotación): gastos de flujo, presiones y temperaturas cercanas al pozo.
- IV. Propiedades de los fluidos de la formación y de la matriz de la roca productora.

5.3.2.2 Mecanismos que originan daño a la formación

Los principales mecanismos que ocasionan daño a la formación pueden ser de origen mecánico, biológico y químico, producidos por incompatibilidades entre fluido-fluido, roca-fluido, invasión de sólidos, taponamientos y/o bloqueos, adsorción de químicos que alteran la mojabilidad natural de la roca, migración de finos y actividad biológica, los cuales reducen de manera parcial y/o total la permeabilidad virgen de la formación. La figura 5.44 muestra la clasificación de los mecanismos de daño a la formación.

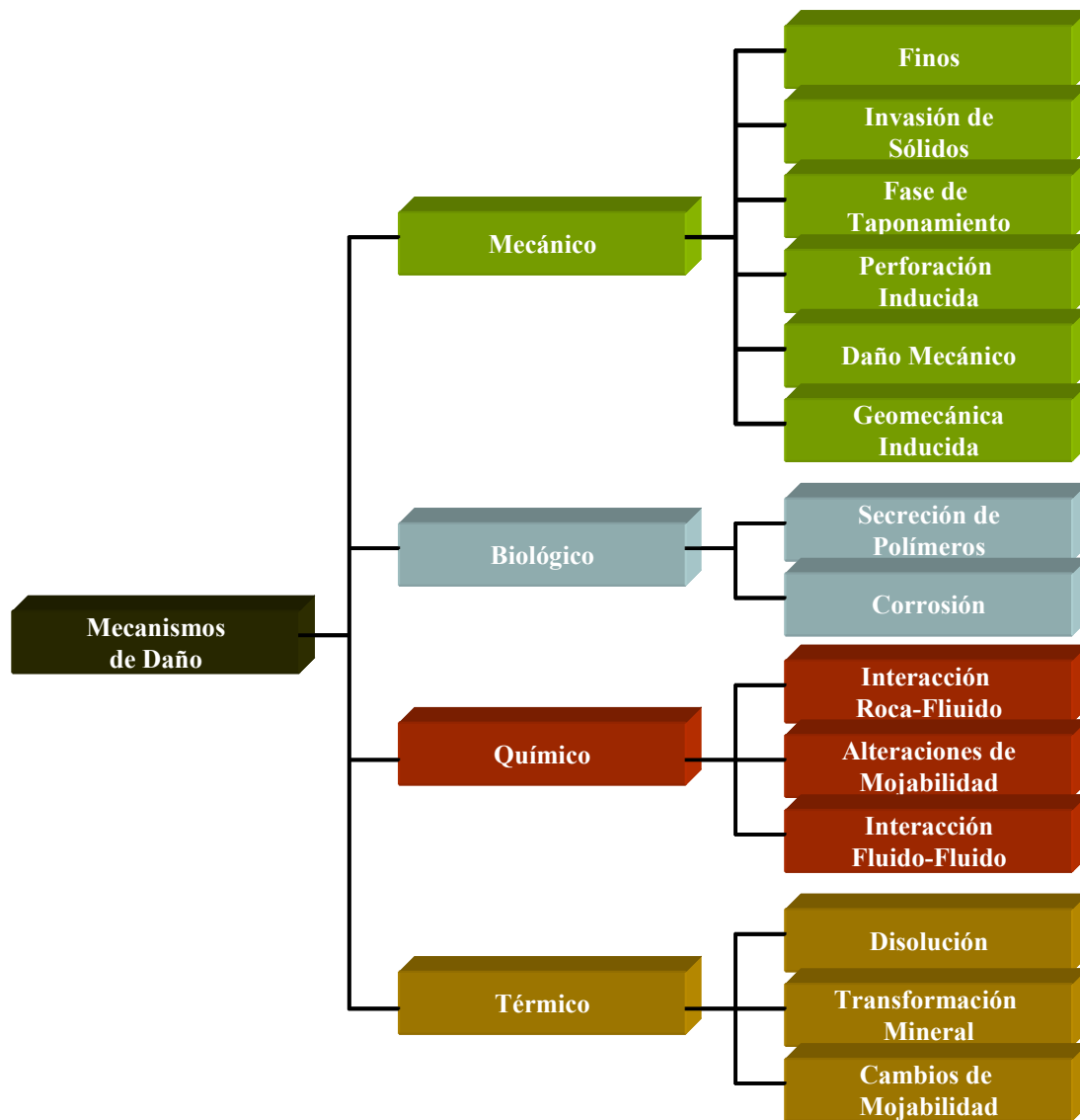


Fig. 5.44 Clasificación de mecanismos de daño⁴⁷.

5.3.2.3 Tipos de daño

En la tabla 5.6 se muestran los tipos de daño a la formación generados durante las diferentes etapas de la vida productiva de un pozo, así como su causa origen y su forma de remoción.

Tipos de daños a la formación		
Daño	Causa	Remoción
Emulsiones	Invasión de filtrado de lodo de perforación. Invasión de fluido de control. Incompatibilidad de los sistemas de tratamientos de limpieza y/o estimulación.	Aplicación de Tratamientos de Sistemas no-reactivos (base solventes aromáticos), con surfactantes y solventes mutuales.
Cambios de Mojabilidad	Invasión de lodos de perforación base aceite, los cuales son absorbidos a través de minerales aditivos en la superficie de la pared del pozo.	Aplicación de solventes aromáticos con un tensoactivo que permite aumentar la mojabilidad del agua en la roca.
Bloqueos de agua	Incremento en la saturación de agua en las inmediaciones del pozo, disminuyendo la permeabilidad relativa al aceite.	Aplicación de solventes aromáticos, con agentes tensoactivos.
Finos	Desestabilización de finos de formación por tratamientos químicos. Altos ritmos de producción.	Aplicación de Tratamientos ácidos.
Incrustaciones	Presencia de agua en la producción de hidrocarburos. Cambios en presión y temperatura en las inmediaciones del pozo. Incompatibilidad de aguas.	Aplicación de sistemas ácidos HCl al 15%, para incrustaciones de carbonatos (CaCO ₃). Para sales de sodio, aplicar agua con una baja concentración de HCl. Para sales de sílice aplicar tratamientos con ácido Fluorhídrico (HF). Para estos tipos de tratamientos, el tiempo de contacto o remojo juega un papel importante.
Depósitos Orgánicos (asfaltenos y parafinas)	Inestabilidad del material orgánico presente en el aceite, por cambios bruscos de temperatura y presión. Pérdida de solubilidad en el aceite.	Aplicación de Tratamientos de Solventes Aromáticos (Xileno) y/o alcoholes.
Depósitos Mixtos	Inestabilidad del material orgánico, por cambios de presión y temperatura. Desestabilización de finos de la formación.	Aplicación de Tratamientos de Estimulación simultáneos no-reactivos y reactivos, es decir, solventes aromáticos y ácidos respectivamente.
Invasión de sólidos	Pérdidas de fluido de perforación y/o control.	Dependiendo del tipo de arcilla y de la matriz del yacimiento, se pueden aplicar tratamientos con ácido Clorhídrico (HCl) y/o fluorhídrico (HF).

Tab. 5.6 Tipo de daño, origen y técnica de remoción⁴⁷.

5.3.2.4 Metodología de Pruebas de Laboratorios para identificar el tipo de daño.

La metodología involucra siete procesos⁴⁷, es una secuencia lógica de actividades necesarias para poder identificar el tipo y mecanismo de daño, así como seleccionar adecuadamente los sistemas químicos óptimos para la remoción del daño identificado, figura 5.45.

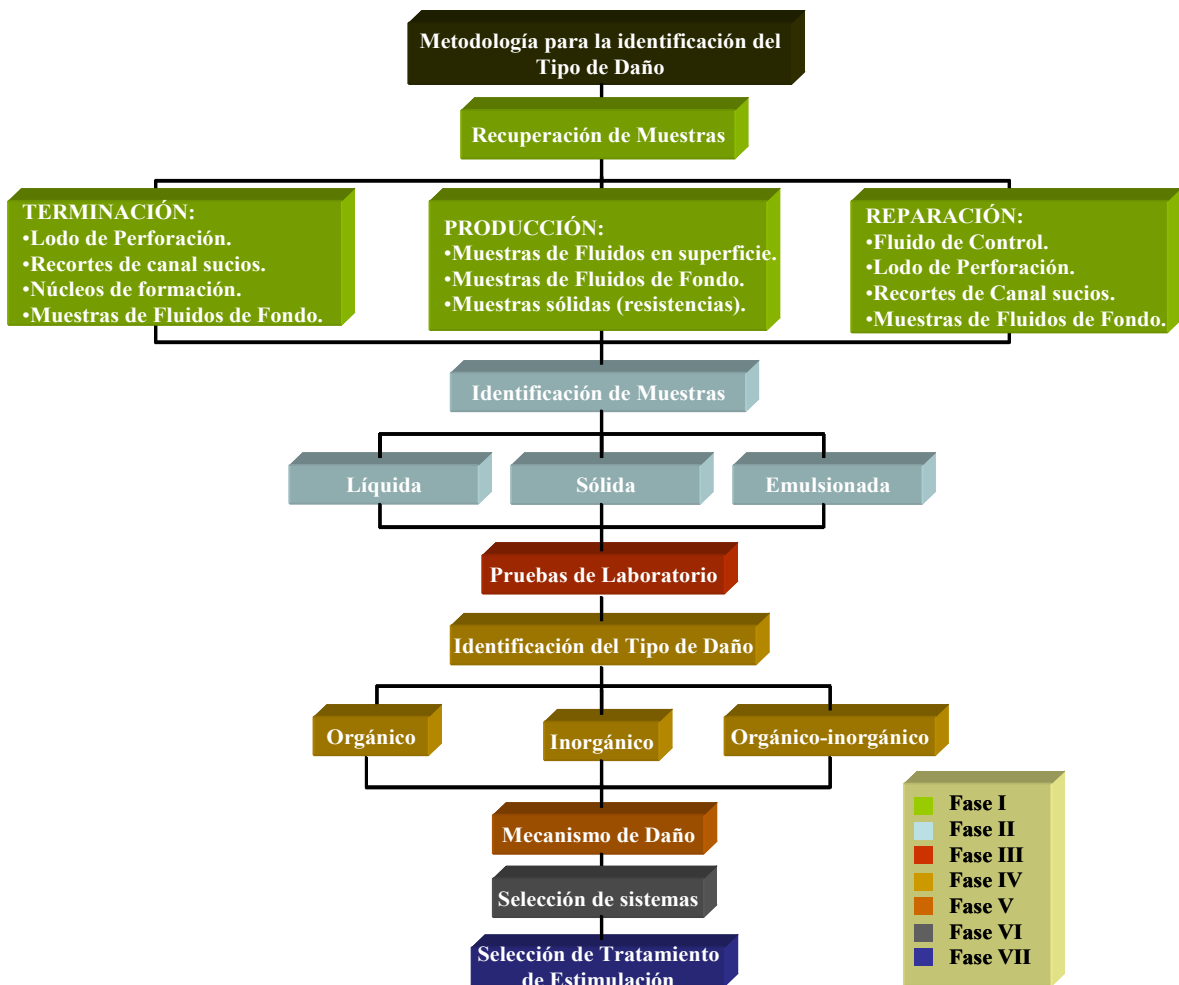


Fig. 5.45 Metodología de pruebas de laboratorio⁴⁷.

Pruebas de laboratorio

Las pruebas de laboratorio ayudan a identificar el tipo y mecanismo de daño. Las muestras de fluidos recuperadas del pozo son caracterizadas mediante una serie de pruebas físicas y químicas, con el objeto de seleccionar los sistemas óptimos para la remoción, restitución y prevención del daño a la formación. Aun cuando se realizan pruebas físico-químicas y de compatibilidad por emulsión entre sistemas ácidos y no-ácidos y los fluidos del pozo, estas no son lo suficientes para identificar el tipo y mecanismo de daño.

Por tal motivo se desarrollaron pruebas de laboratorio adicionales a estas, considerando la etapa de desarrollo del pozo (terminación, producción y reparación), como se muestra en la figura 5.46.

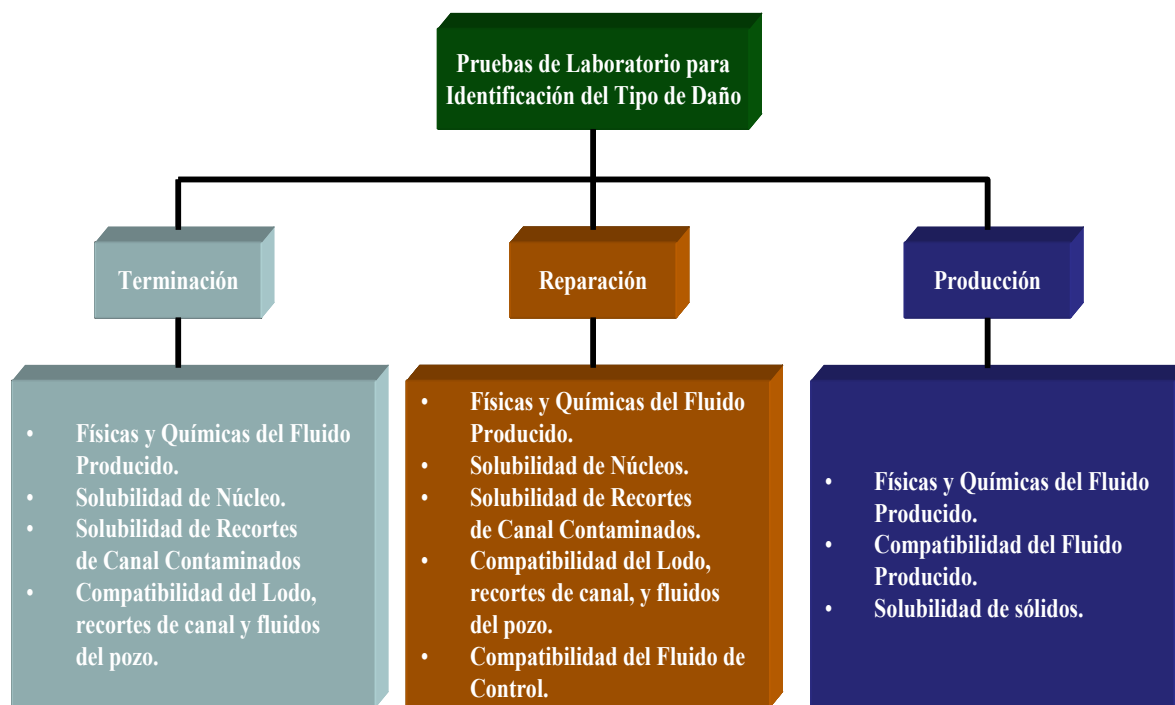
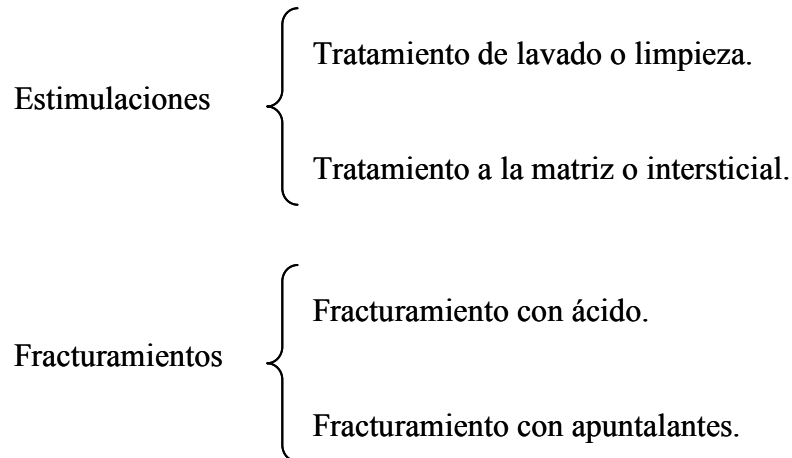


Fig. 5.46 Pruebas de Laboratorio⁴⁷.

5.3.2.5 Tipos de Tratamiento de estimulación y fracturamientos

Los tratamientos de estimulación y fracturamientos comúnmente empleados en la industria petrolera para remoción del daño a la formación y mejoramiento de la producción de los pozos son:⁴⁸



5.3.2.5.1 Estimulaciones

5.3.2.5.1.1 Tratamiento de lavado o limpieza

Los tratamientos de limpieza están diseñados para remover daños a la formación someros menores de 1 a 3 pies de profundidad, así como, para poner en contacto a la formación después de los disparos ó para remover el daño presente en estas. El tratamiento consiste en colocar con tubería flexible y trompo difusor una pequeña cantidad de ácido enfrente de la zona disparada, reposando el intervalo varias veces, a fin de que el ácido logre remover los depósitos inorgánicos (incrustaciones) que obstruyen el área de drene del yacimiento hacia el pozo. El gasto de bombeo de los sistemas ácido y no ácido se realiza a gastos de 0.5 a 1 bl/min, permitiendo con ello dar mayor tiempo de contacto de ácido y no ácido con los depósitos orgánicos e inorgánicos que obstruyen la comunicación de fluidos del yacimiento en la zona disparada.

5.3.2.5.1.2 Tratamiento a la matriz o intersticial

Consiste en la inyección de sistemas ácidos y no ácidos a la formación, a una presión menor que la presión de fractura de la formación, con el objeto de lograr una penetración radial de los fluidos de tratamiento a la formación de 1 a 6 pies.

La estimulación se efectúa para disolver partículas sólidas que obturan a la formación, y así como, generar una red de canales de flujo que permitan incrementar el área de flujo en el sistema roca-fluido. Si la acidificación se realiza con éxito, se obtienen incrementos sustanciales en la producción sin que se incremente el flujo fraccional de agua o el gasto de gas de la formación.

Debido a los altos volúmenes de sistemas de fluidos de tratamiento empleados en este tipo de acidificación, la mayor parte de la formación productora es contactada, logrando con ello obtener una mayor penetración de los fluidos de reacción y generar mayores canales de flujo en la roca productora.

Uno de los problemas en el tratamiento de acidificación a la matriz es el desconocimiento de la presión de fracturamiento, por lo que se debe tener mucho cuidado de no exceder esta presión, para no generar o inducir un canal altamente conductivo que comunique el contacto agua-aceite ó gas-aceite.

Para el caso de formaciones de muy baja permeabilidad, se deben realizar pruebas de Minifrac, con el objeto de determinar: la presión de fractura, el gradiente de fractura, y la presión de cierre permitiendo con ello diseñar tratamientos de Estimulaciones Matriciales por debajo de las presiones de fractura de la formación.

El procedimiento de prueba consiste en iniciar la inyección de agua o aceite limpios a la formación, a un gasto de $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ barril por minuto, y medir la presión de bombeo. Posteriormente se incrementa el gasto de inyección por etapas (2, 4, 6, 8

bl/min) y se registra la presión de inyección hasta que la curva de gasto-presión cambia de pendiente, como se observa en el punto B de la figura 5.47. Si la presión deseada para el tratamiento a la matriz se alcanza antes de dicho punto B, la acidificación puede efectuarse sin ningún riesgo de fracturar la formación.

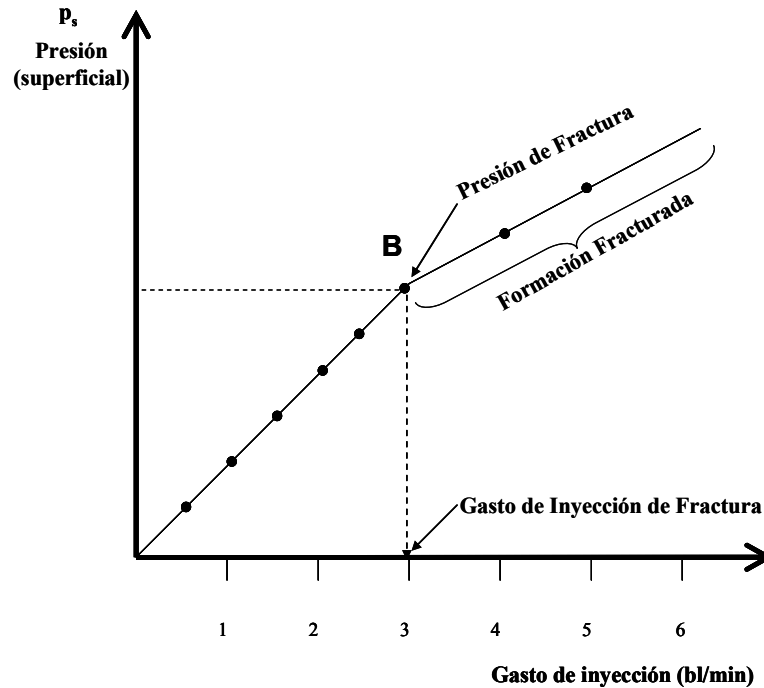


Fig. 5.47 Determinación práctica de la presión de fracturamiento⁴⁹.

En formaciones carbonatadas, cuando se inyecta ácido a presiones inferiores a la de fractura, el ácido fluye preferentemente por sus poros más grandes, sus cavernas o sus fracturas naturales. La reacción del ácido provee a la formación de largos canales de flujo denominados agujeros de gusano, los cuales pueden alcanzar varios pies de penetración. La creación de éstos se favorece más cuando se usan ácidos con alta velocidad de reacción, ver figura 5.48. La longitud de los agujeros de gusano se controla por medio de la velocidad de pérdida de fluido desde el agujero de gusano a la matriz de la formación. Su longitud puede reducirse aumentando el volumen de pérdida de fluido a la formación e incrementarse sustancialmente reduciendo el volumen de pérdida de fluido.

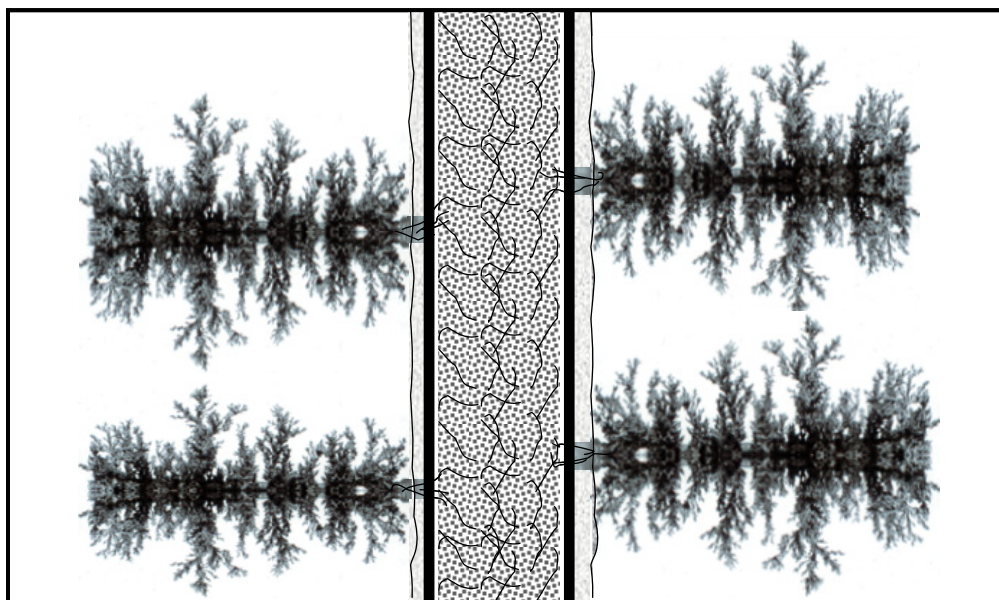


Fig. 5.48 Reacción del ácido en calizas o dolomías⁴⁹.

El incremento en la productividad de una formación carbonatada con un tratamiento de estimulación ácida a la matriz no puede predecirse, debido a la imposibilidad de calcular el número y localización de los agujeros de gusano que se generan durante la reacción del ácido con la roca productora.

Todos los ácidos generan agujeros de gusano de longitudes comparables e incrementos de productividad considerables. Cuando la formación lo permite, preferentemente se emplean ácidos emulsificados o mezclas de ácidos orgánicos e inorgánicos que contenga un reductor de pérdida de fluido. En formaciones de baja permeabilidad no siempre se pueden usar estos ácidos, en estos casos se utiliza concentraciones de ácido clorhídrico (HCL) mayores al 15%, a fin de incrementar el poder de disolución de la roca calcárea.

Generalmente se inyectan de 50 a 200 galones de HCL al 15% o al 28% por cada pie de intervalo disparado que se desea estimular mediante un tratamiento a la matriz.

Tratamiento intersticial o Acidificación a la matriz de formaciones de arenas

Un tratamiento intersticial con ácido consiste generalmente de la inyección de tres fluidos⁴⁹:

- Fluido Lavador (HCL).
- Fluido principal (HF-HCL).
- Fluido Neutralizante.

Fluido Lavador

Inicialmente se inyecta ácido clorhídrico HCL en concentraciones del 5 al 7.5%, conteniendo los aditivos requeridos. Este ácido desplaza el agua del pozo y agua congénita de la vecindad del pozo, minimizando el contacto directo entre los iones de sodio y potasio del agua de la formación y los productos de la reacción. De esta forma se elimina la posibilidad de dañar la formación por precipitación de fluosilicatos insolubles de sodio o potasio. El ácido también reacciona con el CaCO_3 y otros materiales calcáreos, reduciendo o eliminando la reacción del ácido fluorhídrico HF y la calcita. La inyección del ácido clorhídrico evita el desperdicio del HF (más costoso) y previene la formación de fluoruro de calcio, que puede precipitarse de la mezcla gastada de fluido principal HF-HCL.

Fluido Principal

Posteriormente se inyecta la mezcla de HF-HCL generalmente en concentraciones de 3% de HF y 12% de HCL. El HF reacciona con las arcillas, la arena (sílice), el lodo de perforación, filtrado de cemento, para aumentar la permeabilidad en la vecindad del pozo. El HCL no reacciona y esta presente solamente para mantener el pH bajo, evitando con esto la precipitación de productos de la reacción con el HF.

Fluido Neutralizador

Finalmente, para neutralizar el HF que ha reaccionado con la formación, de las salmueras que pudieran usarse para lavar la TP y restaurar la mojabilidad al agua de la formación, generalmente se usan los siguientes fluidos:

1. Para pozos productores de aceite se inyecta un bache de solventes aromáticos pesados o aceite diesel.
2. Para pozos inyectoros de agua se usa el HCl al 5%.
3. Para pozos productores de gas se usa el HCl al 5% o un gas, el cual puede ser nitrógeno o gas natural.

A estos colchones se le agregan aditivos para ayudar a remover los productos de la reacción, restaurar la mojabilidad al agua y prevenir la formación de emulsiones.

Factores que afectan el éxito de una acidificación a la matriz

Los errores más comunes pueden atribuirse a los siguientes factores⁴⁹:

1. Uso de ácido que no contiene ácido fluorhídrico (HF).- Las formaciones que contienen altas concentraciones de arcillas normalmente se deben de estimular con mezclas de ácidos que contienen HF.
2. Omisión del pretratamiento con HCL.- El pretratamiento elimina que el ácido para lodos se mezcle con el agua salada de la formación. Esta mezcla es perjudicial porque conduce a la formación de sales insolubles (fluosilicatos).
3. Volumen de ácido para lodos inadecuados.- Algunos tratamientos se efectúan usando 10 galones de ácido por pie de formación. Aunque estos tratamientos pueden ocasionalmente ser efectivos, cuando la zona dañada es extremadamente somera o ésta confinada a las perforaciones, se obtienen mayores relaciones de éxito, empleando por lo menos 125 galones por pie. En formaciones altamente permeables, extremadamente arcillosas o muy dañadas, se requieren volúmenes mayores.
4. Omisión de la limpieza inmediata.- Los productos indeseables se formarán si el ácido para lodos permanece en la formación durante mucho tiempo. Tan pronto

- como sea posible el pozo debe de producirse al terminar el tratamiento ó inducirlo para ayudar al pozo al desalojo de los fluidos de reacción.
5. Empleo o uso de aceite diesel en pozos productores de gas o pozos inyectoros de agua.- La inyección de diesel como fluido de postratamiento reducirá en estos casos la permeabilidad efectiva de la formación al gas o al agua. Esto prolonga el tiempo de limpieza y en algunos casos se reduce permanentemente la productividad o inyectabilidad del pozo.
 6. Fracturamiento de la formación durante el tratamiento.- El ácido en presencia de lodos de perforación es incapaz de grabar suficientemente la formación para proporcionar fracturas conductivas. Si para lograr la admisión de fluidos, se excede la presión máxima, la presión de inyección deberá reducirse debajo de la presión máxima tan pronto como se establezca la inyección.
 7. No usar solventes mutuos en los tratamientos con ácido para la limpieza de la formación en presencia de lodos de perforación.- El empleo de un solvente mutuo (metanol, isopronol, etilenglicol, monobutil, éter, etc.) generalmente mejora la frecuencia y el éxito de los tratamientos ya que permite remover de la formación las partes orgánicas de los lodos de perforación, así como, prepara a la formación para la reacción del ácido, rompe cualquier emulsión creada por los fluidos de perforación y los fluidos de la formación, y restablece la mojabilidad de la formación. Antes de utilizar estos productos o cualquier otro aditivo deben de probarse en el laboratorio, para asegurar su compatibilidad con los otros aditivos que conforman al sistema ácido, con los fluidos de la formación y con la roca productora.
 8. Tratamiento de formaciones no dañadas.- Si un pozo con baja productividad no está dañado, un tratamiento de estimulación no adecuado puede ocasionar un daño a la formación adicional que reduzca los canales preferenciales de flujo de manera parcial o total por la generación de lodo asfáltico “sludge”.

Factores que originan estimulaciones no exitosas

Los principales factores que originan resultados no exitosos son⁴⁷:

- Selección inadecuada del pozo candidato.
- Información técnica del pozo y de la formación no validada.
- Identificación del Tipo y Mecanismo de daño
- Selección de Fluidos de Tratamiento de Estimulaciones inadecuados
- Falta de Supervisión de la Operación y Control de Calidad en Campo.
- Inadecuada apertura al pozo.

De datos Estadísticos, el factor de identificación del Tipo y Mecanismo de daño representa el 40% de los fracasos en operaciones de Estimulación.

5.3.2.5.2 Fracturamiento hidráulico

5.3.2.5.2.1 Fracturamiento con ácido⁴⁸

El proceso para crear una fractura (que en condiciones ideales sería con dos alas de igual longitud a lados opuestos del pozo) mediante la inyección de un fluido a altos gastos y presión por arriba de la presión de fractura de la formación, con la finalidad de sobrepasar el esfuerzo natural de la roca productora para el rompimiento de la misma, y creación de un canal altamente conductivo, figura 5.49. La energía es generada por la inyección de un fluido fracturante (gel) acidificado desde superficie del pozo hacia la formación, el cual abre la fractura y acarrea el ácido hacia la formación.

Consiste en la inyección de sistemas ácidos y no ácidos a la formación, a una presión mayor a la presión de fractura de la formación, con el objeto de lograr una penetración de los fluidos de tratamiento a la formación mayor a 6 pies, en ocasiones para reabrir fracturas se realiza con aceite pesado únicamente.

La fractura se efectúa para disolver partículas sólidas que obturan a la formación, así como, generar una red de canales de flujo que permitan incrementar el área de flujo en el sistema roca-fluido. Si la fractura acida se realiza con éxito, se obtienen incrementos sustanciales en la producción sin que se incremente el flujo fraccional de agua o el gasto de gas de la formación.

Debido a las altas presiones y volúmenes de sistemas de fluidos de tratamiento empleados en este tipo de acidificación, la mayor parte de la formación productora es contactada, logrando con ello obtener una mayor penetración de los fluidos de reacción y generar mayores canales de flujo en la roca productora.

Uno de los problemas en el fracturamiento con ácido a la formación es inducir un canal altamente conductivo que comunique el contacto agua-aceite ó gas-aceite.

Minifrac

El procedimiento de prueba consiste en iniciar la inyección de agua o aceite limpios a la formación, a un gasto de $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ barril por minuto, y medir la presión de bombeo. Posteriormente se incrementa el gasto de inyección por etapas (2, 4, 6, 8 bl/min) y se registra la presión de inyección hasta que la curva de gasto-presión cambia de pendiente, como se observa en el punto B de la figura 5.49. Si la presión deseada para el tratamiento a la matriz se alcanza antes de dicho punto B, la acidificación puede efectuarse sin ningún riesgo de fracturar la formación.

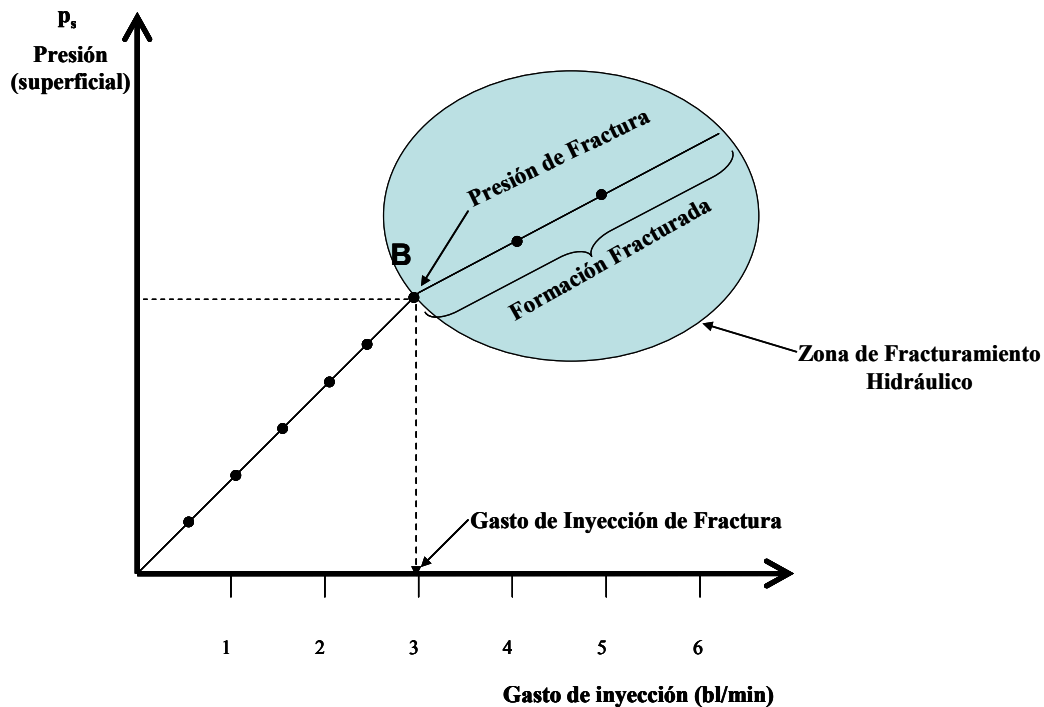


Fig. 5.49 Zona de fracturamiento hidráulico⁴⁹.

En formaciones carbonatadas, cuando se inyecta ácido a presiones mayores a la de fractura, el ácido fluye preferentemente por sus poros más grandes, sus cavernas o sus fracturas naturales o crea canales conductivos. La reacción del ácido provee a la formación de largos canales de flujo denominados agujeros de gusano, los cuales pueden alcanzar varios pies de penetración. La creación de éstos se favorece más cuando se usan ácidos con alta velocidad de reacción, ver figura 5.50. La longitud de los agujeros de gusano se controla por medio de la velocidad de pérdida de fluido desde el agujero de gusano a la matriz de la formación. Su longitud puede reducirse aumentando el volumen de pérdida de fluido a la formación e incrementarse sustancialmente reduciendo el volumen de pérdida de fluido.

Para lograr una excelente conductividad en la formación, se deben considerar todos los efectos geomecánicos de la roca, así como, efectuar previo al fracturamiento una prueba Minifrac, que permita determinar variables o parámetros para el diseño óptimo de la fractura (altura, amplitud y longitud).

La fractura puede existir después del tratamiento si las caras de la fractura quedan grabadas cuando se libera la presión y la fractura cierra. La longitud de la fractura creada depende de; una combinación de la velocidad de reacción del ácido, el volumen de pérdida de fluido de fractura y el gasto de inyección.

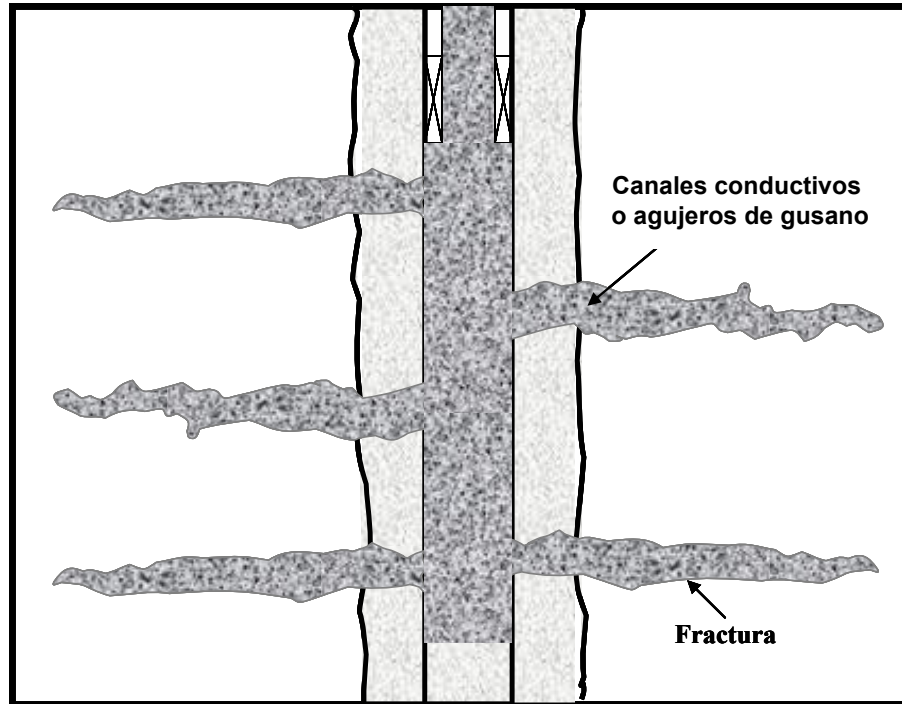


Fig. 5.50 Fracturamiento hidráulico⁴⁸.

5.3.2.5.2.2 Fracturamiento con apuntalantes

El fracturamiento hidráulico consiste en mezclar químicos especiales para crear un fluido fracturante apropiado, el cual será bombeado dentro de la zona productora a altos gastos y presiones para abrir y extender una fractura hidráulicamente. Primero se bombea un fluido llamado “gel” para iniciar la fractura y establecer la propagación, después se bombea un fluido mezclado con un agente apuntalante, llamado “sustentante”. Esta mezcla continua extendiendo la fractura y al mismo tiempo transporta el sustentante hacia la punta de la fractura. Después de haber bombeado los materiales, el fluido se rompe químicamente volviendo a una viscosidad menor fluyendo de regreso hacia el pozo, y del pozo hasta la superficie, dejando una fractura abierta y apuntalada por el sustentante, con una alta conductividad para que el aceite y/o gas fluyan fácilmente desde la formación hacia el pozo.

Las fracturas producidas son casi planas, con amplitudes típicas de 1/4 a 1/2 pulgada, aún cuando las longitudes o alturas pueden llegar a varios centenares de pies. Una fractura siempre tenderá a abrirse contra la línea de menor esfuerzo de resistencia de la roca, es decir, que el plano de la fractura será siempre perpendicular al mínimo esfuerzo principal ejercido sobre el yacimiento, indistintamente de la desviación del pozo. Por lo general la fractura formada tiene dos extensiones las cuales se encuentran en direcciones opuestas al pozo y orientadas más o menos en el plano vertical.

El fracturamiento hidráulico puede llevarse a cabo para muchos propósitos; puede ser usado para mejorar la productividad del pozo debido al daño ocasionado a la formación por las altas pérdidas de filtrado de lodo durante su etapa de perforación o también puede usarse para hacer penetraciones profundas con alta conductividad en yacimientos de baja permeabilidad. En pozos de inyección de agua para recuperación secundaria el fracturamiento es muy común, esto con la finalidad de mejorar la inyectividad de los fluidos hacia la formación. Esta técnica también se utiliza para procesos de recuperación secundaria o mejorada.

El fracturamiento hidráulico es actualmente el proceso más amplio para estimular pozos de aceite y gas en formaciones de arenas de baja permeabilidad.

La tecnología ha mejorado significativamente, una gran variedad de fluidos fracturantes, se han desarrollado para los distintos yacimientos, desde someros con baja temperatura, hasta muy profundos con altas temperaturas. Muchos agentes sustentantes han sido desarrollados, desde arena de sílice hasta materiales de alta resistencia, como aleaciones de bauxita para uso en formaciones profundas donde el esfuerzo de cierre de la fractura excede los rangos de capacidad de la arena, así como, también óxido de circonio, resinas, etc. Nuevos diseños y métodos analíticos y de diagnóstico han surgido, y la industria de servicio han desarrollado continuamente nuevos equipos para enfrentar los retos que surgen para la explotación y extracción de las reservas de los yacimientos petrolíferos.

Los tratamientos de fracturamiento han variado en tamaño, desde los pequeños tratamientos o mini-fracturamientos (1.9 m^3) para longitudes cortas de fractura hasta los tratamientos masivos y profundos de fracturamiento hidráulico (MHF), el cual excede 1 millón de galones de fluido fracturante ($3.8 \times 10^3 \text{ m}^3$) y los 3 millones de libras de agente sustentante ($1.4 \times 10^6 \text{ Kg}$). Las dificultades de diseño y los altos costos del MHF han evidenciado la necesidad de mejorar los diseños de fractura y las capacidades de tratamiento. La falta de habilidad para determinar las propiedades de la roca y los esfuerzos que afectan la propagación de la fractura no están perfectamente bien desarrolladas, pero la tecnología de fracturamiento hidráulico continúa avanzando⁴⁸.

El proceso para crear una fractura (que en condiciones ideales sería con dos alas de igual longitud a lados opuestos del pozo) mediante la inyección de un fluido a altos gastos y presión por arriba de la presión de fractura de la formación, con la finalidad de sobrepasar el esfuerzo natural de la roca productora para el rompimiento de la misma, y creación de un canal altamente conductivo. La energía es generada por la inyección de un fluido fracturante (gel) acidificado desde superficie del pozo hacia la formación, el cual abre la fractura y acarrea el agente sustentante (generalmente arena sílica) para evitar que se cierren las caras de la fractura al eliminar la presión de inyección.

Problemática en los Fracturamientos Hidráulicos

Existen dos principales problemas que se presentan al efectuar un fracturamiento ácido:

1. El cierre de la fractura cuando se tratan formaciones calcáreas relativamente homogéneas.
2. El taponamiento de la fractura cuando se liberan apreciables cantidades de partículas finas insolubles en ácido.

Para combatir el problema del cierre de la fractura en formaciones uniformemente solubles, debe considerarse el Fracturamiento Hidráulico con

sustentante, así como, técnicas especiales de acidificación con sistemas ácidos gelificados y retardados. Esta técnica consiste en inyectar un precolchón de fluido muy viscoso adelante del ácido. La digitación del ácido de baja viscosidad, a través del fluido viscoso, origina un arreglo en forma de valles y colinas que ayudan a formar y mantener canales de flujo. Uno de los fluidos viscosos que se emplean como de prelavado tiene una viscosidad aparente de aproximadamente 20,000 cps, permitiendo con ello colocar agentes sustentantes en la fractura creada. Sin embargo su viscosidad se modifica con el tiempo reduciéndose a 1 cp después que termina el tratamiento con el ácido, permitiendo con ello crear un canal de flujo apuntalado y abierto, por donde los fluidos pueden migrar hacia el pozo.

Si la liberación de cantidades excesivas de partículas finas insolubles es el problema, se utilizan agentes suspensores, para reducir el asentamiento y puntear estas partículas en la fractura durante su limpieza después del fracturamiento.

5.3.2.5.2.3 Uso del Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es utilizado para efectuar cuatro trabajos básicos⁴⁵:

- Rebasar el daño presente en la formación.
- Crear fracturas de penetración profunda en el yacimiento para mejorar la conductividad y productividad del pozo.
- Contribuir en las operaciones de recuperación secundaria o mejorada.
- Contribuir en la inyección o almacenamiento en el subsuelo.

Rebasar el daño presente en la formación

Los fluidos que se utilizan para facilitar las operaciones de perforación invaden la matriz causando un daño a la permeabilidad de la formación; este fenómeno provoca una reducción del flujo del aceite o gas de la formación hacia el pozo.

El fracturamiento, en las primeras ocasiones consistía en hacer muchas fracturas en un radio pequeño, es decir se hacían penetraciones limitadas de la roca de 10 o 20

pies, con lo cual la producción se incrementaba de diez a cincuenta veces. Este incremento en producción era debido a que la creación de la fractura había sido a través de la zona dañada adyacente al pozo.

Creación de fracturas de penetración profunda en el yacimiento

Mediante la creación de sistemas de fracturas de penetración profunda, con alta capacidad de flujo, es posible explotar comercialmente áreas que anteriormente se habían considerado como no comerciales. Este sistema de fracturas provee al yacimiento los medios para producir grandes volúmenes de aceite y/o gas. Además se crean grandes áreas de drene dentro de las cuales, las formaciones de muy baja permeabilidad pueden lentamente aportar aceite y/o gas, utilizando la energía propia del yacimiento.

Contribuir en operaciones de recuperación secundaria o mejorada

En esta área el fracturamiento ha desempeñado dos papeles importantes:

1. Incremento de la capacidad de inyección de agua en el pozo para aceptar fluidos a determinada presión.
2. Canales de alta capacidad de flujo dentro del pozo productor, lo que incrementará la eficiencia en los proyectos de inyección de agua o gas.

El proceso de recuperación por combustión térmica, en muchas ocasiones ha requerido ayuda del proceso de fracturamiento para asegurar que se inyecten las cantidades apropiadas de fluidos.

El Fracturamiento Hidráulico contribuye a los proyectos de recuperación secundaria o mejorada, ya que mediante este proceso podemos crear selectivamente los canales por los cual se inyectará el fluido (agua, gas, N₂, CO₂, etc.), y al mismo tiempo crear los canales de flujo en los pozos productores proporcionando con ello un medio para captar el hidrocarburo desplazado, incrementado con esto el factor de recuperación de los yacimientos.

Contribuir a la Inyección o almacenamiento en el subsuelo

Se ha encontrado que con la inyección de salmuera (producida por algunos pozos de aceite) en los campos petroleros a una baja presión y alta inyección del fluido, la capacidad del pozo podría ser restablecida, para el mantenimiento de la presión del yacimiento.

5.3.2.5.2.4 Criterios generales para determinar la aplicabilidad de un Fracturamiento Hidráulico.

Diferentes criterios para seleccionar los pozos han sido publicados por muchos autores, pero en términos generales se puede aplicar el siguiente criterio para la mayoría de los casos:

- Estado de agotamiento de la formación productora
- Composición y consolidación de la formación
- Permeabilidad de la formación
- Espesor de la formación
- Tratamientos previos a la operación
- Aislamiento de la zona a ser tratada
- Condiciones del equipo del pozo.
- Historia de producción del Pozo
- Localización de los contactos agua-aceite y gas-aceite

5.3.2.6 Aditivos para los Sistemas Ácidos

Todos los ácidos usados en los tratamientos de estimulación requieren de⁴⁹:

1. Un inhibidor de corrosión, para reducir la velocidad de corrosión sobre las tuberías del pozo.
2. Un aditivo para estimular la formación de emulsiones.
3. Un aditivo para alterar la mojabilidad de la formación, a fin de mejorar la limpieza de los productos de la reacción.
4. Un reductor de fricción, para incrementar los gastos de bombeo o inyección.

5. Un reductor de pérdida de filtrado.
6. Agentes desviadores, para obtener un tratamiento más uniforme en las zonas a acidificar.
7. Aditivos secuestrantes de fierro, para prevenir su precipitación y formación de lodo asfáltico “sludge”.
8. Aditivos para evitar la formación de lodos asfálticos en ciertos aceites.

Los aditivos deben evaluarse en el laboratorio antes de su aplicación. Los aditivos además de cumplir con sus funciones específicas, deben ser compatibles entre sí y con los fluidos de la formación.

5.3.2.7 Surfactantes para tratamientos de pozos

Los surfactantes o agentes activos de superficie, son productos químicos que pueden afectar favorable o desfavorablemente el flujo de fluidos hacia la pared del pozo, y por consiguiente, es importante su consideración en la terminación, reparación y estimulación de pozos⁴⁹.

Un surfactante puede definirse como una molécula que busca una interfase y tiene la capacidad de alterar las condiciones prevalecientes. Un surfactante tiene afinidad tanto al agua como al aceite. Las moléculas de surfactante tienen dos partes, una soluble en aceite y otra en agua, por lo que es parcialmente soluble en agua y aceite. Esto promueve la acumulación del surfactante en la interfase entre dos líquidos, entre un líquido y un gas, y entre un líquido y un sólido.

Los surfactantes tiene la capacidad de disminuir la tensión superficial de un líquido en contacto con un gas, absorbiéndose en la interfase entre el líquido y el gas.

Los surfactantes también tienen la capacidad de disminuir la tensión interfacial entre dos líquidos inmiscibles, absorbiéndose entre las interfases entre dos líquidos, y

pueden reducir la tensión interfacial y cambiar los ángulos de contacto, absorbiéndose en las interfases entre un líquido y sólidos.

5.3.2.7.1 Mojabilidad

Indica si una roca o superficie metálica tiene la capacidad de ser cubierta preferentemente con una película de aceite o agua. Los surfactantes pueden absorberse en la interfase entre el líquido y roca o superficie metálica y pueden cambiar la carga eléctrica sobre la roca o metal, con lo cual alteran la mojabilidad. Generalmente existen éstas condiciones de mojabilidad:

- La arena y arcilla están mojadas por agua y tienen una carga superficial negativa.
- La caliza y dolomita están mojadas por agua y tienen una carga superficial positiva en el rango de pH de 0 a 8.

5.3.2.7.2 Mecánica de Emulsiones

Estas pueden formarse entre dos líquidos inmiscibles y pueden ser estables, dependiendo de los efectos que ocurran en la interfase. Se requiere energía para crear una emulsión, y deben acumularse estabilizadores en la interfase entre los líquidos, para evitar el rompimiento de la emulsión. Los estabilizadores más importantes son:

1. Partículas finas de arcilla u otros materiales
2. Asfáltenos
3. Surfactantes

Los surfactantes tienen la capacidad de romper una emulsión, actuando sobre los materiales estabilizantes, en tal forma que los remuevan de la película interfacial que rodea una gota de la emulsión.

5.3.2.7.3 Acción de los Surfactantes

Generalmente en tratamiento para pozos se usa una combinación de surfactantes aniónicos y no iónicos. Los surfactantes aniónicos y catiónicos no deben

ser utilizados juntos, ya que la combinación pueden producir un precipitado insoluble. Los surfactantes pueden absorberse sobre sólidos, para remplazar a los surfactantes previamente absorbidos y proporcionar a lo sólidos las características de mojabilidad del surfactante más fuerte.

La acción de los surfactantes aniónicos normalmente:

- Mojarán de agua la arena cargada negativamente, la lutita o la arcilla.
- Mojarán de aceite la caliza o dolomía cuando su pH sea menor de 8.
- Mojarán de agua la caliza o dolomía si el pH es 9.5 o mayor.
- Romperán emulsiones de agua en aceite.
- Emulsionarán el aceite en agua.
- Dispersarán las arcillas o finos en agua.

La acción de los surfactantes catiónicos normalmente:

- Mojarán de aceite la arena, lutita o arcilla.
- Mojarán de agua la caliza o dolomía, cuando su pH sea menor de 8.
- Mojarán de aceite la caliza o dolomía si el pH es 9.5 o mayor.
- Romperán emulsiones de aceite en agua.
- Dispersarán las arcillas o finos en aceite.

Los surfactantes no-iónicos son probablemente lo más versátiles para estimulación de pozos, ya que estas moléculas no ionizan. En combinación con otros productos químicos, éstos pueden proporcionar otras características, tales como alta tolerancia al agua dura y al pH ácido.

Los surfactantes anfotéricos tienen moléculas conteniendo grupos ácidos y básicos. En un pH ácido, la parte básica de la molécula se ioniza y proporciona actividad superficial a la molécula. En un pH básico, la parte ácida de la molécula se neutraliza y por lo general tiene menos actividad superficial que otros valores de pH. Algunos surfactantes anfotéricos están siendo utilizados como inhibidores de corrosión.

5.3.2.7.4 Daño a la formación susceptible a tratamiento con surfactante.

Un gran número de daños a la formación pueden ser prevenidos o disminuidos con surfactantes. Lo mejor es utilizar los surfactantes para prevenir el daño, que de otra forma podría ocurrir durante casi todas las fases de las operaciones de pozos (perforación, terminación, control, reparación y estimulación de pozos).

Es importante tener cuidado en la selección y uso de los surfactantes. Un surfactante específico puede prevenir o disminuir un tipo de daño y crear otro tipo de daño. Los tipos de daño que pueden ser prevenidos, disminuidos o agravados por surfactantes son:

1. Mojado de aceite de la roca de la formación.
2. Bloqueos de agua.
3. Bloqueos de emulsión viscosa.
4. Película interfacial o bloqueos de membrana.
5. Bloqueos de partícula debidos a la dispersión, floculación y movimiento de sólidos.
6. Restricción del flujo debida a una elevada tensión superficial o interfacial de un líquido.

5.3.2.8 Ejemplo de Estimulación del Pozo Jujo 26

A continuación se muestra el caso del pozo Jujo-26, el cual en el momento del análisis se encontraba en estado cerrado con posibilidades de explotación.

5.3.2.8.1 Análisis del Pozos Jujo-26

Pozo cerrado desde el 30 de mayo de 2008.

El pozo Jujo-26 tuvo su etapa de perforación del 4 de julio de 1982 al 18 de septiembre de 1983. La etapa de Terminación del 01 de diciembre de 1983 al 7 de marzo de 1984.

Se disparó el intervalo 5,958-5,925 metros (JSK-5) con Scallop de 2 pulg 13 c/m (cargas/metro), el cual se aisló por alta producción de agua salada en la reparación mayor del 27 de marzo de 1996. En esa misma intervención se dispararon los intervalos 5,505-5,530 m (JST-1/JST-2) y 5,455-5,490 m (JST-1).

En reparación mayor de Septiembre de 2005, en donde se redispararon los intervalos 5,500-5,515 m, 5,459-5,495 m, 5,360-5,400 m (KI) con pistolas TCP 3 3/8 pulg, Tipo HMX, 20 c/m, Fase 60°. El 8 de septiembre de 2005 se redispararon los intervalos 5,455-5,495 m, 5,500-5,515 m y se disparó el intervalo 5,360-5,400 m con pistolas 1 9/16 pulg 20 c/m Fase 45° por presentar baja productividad. Se efectuó disparo puncher de 5,000-5,006 m 13 c/m.

El 24 de septiembre de 2005 se realizó estimulación por presentar baja productividad: 35 m³ OSA-M+ 45 m³ HTA-746 + 19 m³ ZCA.

El 10 de agosto de 2007 se disparó el intervalo 5,535-5,565 m y redisparó 5,455-5,480 m y 5,495-5,510 m con pistolas por presentar baja productividad. El 16 de agosto de 2007 realizó estimulación ácida-no ácida.

El pozo presenta un alto diferencial de presión de 240 kg/m² ($P_{ws}-P_{wf}$) lo que es indicio de alto daño.

Según Spectrascan tomado el 28 de septiembre de 2005, el pozo presenta comunicación por detrás de la T.R. (tubería de revestimiento) en las zonas de los intervalos abiertos.

Actualmente presenta un porcentaje de agua de 12.5 % (de baja salinidad), y adicionalmente un 10% molar de N₂.

En la figura 5.52 se muestra el estado mecánico actual y última condición de producción del pozo Jujo-26, el cual producía 160 BPD.

5.3.2.8.2 Diagnóstico del pozo Jujo-26.

Después de obturar el intervalo productor de JSK-5 por producir agua salada, el pozo presenta baja productividad, aun cuando los intervalos abiertos en JST-1 son prospectivos. Estos intervalos se han redisparado y estimulado en diversas oportunidades y no ha mejorado la productividad del pozo.

El intervalo 5,535-5,565 m (JST1) debió haber producido mejor, si se correlaciona con el intervalo productor del Jujo 24.

Se recomienda una nueva estimulación matricial extendida para mejorar alcance y comunicación pozo-yacimiento.

Adicionalmente dado el incremento del % molar de N₂ (Nitrógeno) y la tendencia a producir gas de los intervalos superiores, y su comunicación franca a través de la falla con los pozos Jujo 24 y Jujo 22A altos productores de gas, se recomienda aislar el intervalo 5,360-5,400 m, asegurando su exclusión para no afectar la zona productiva de JST-1.

Como parte del estudio se analizaron dos escenarios:

En el Escenario I se realizó un análisis de sensibilidad al daño de formación estimulado los intervalos de 5,455 m a 5,565 m, y aislando el intervalo de 5,360-5,400 m (figura 5.53), donde se puede apreciar un gasto esperado de 1,130 BPD y considerando diversos valores de daño con gasto de hasta de 180 BPD con un daño de 90.

A este mismo Escenario I se le realizó análisis de sensibilidad al daño de formación estimulando intervalos de 5,455 m a 5,565 m, aislando (5360-5400 m), considerando Sarta de 3 ½ pulg (figura 5.54), obteniendo un gasto esperado de 1,300 BPD y considerando diversos valores de daño hasta de 180 BPD con un daño de 90.

Nuevamente al Escenario I se le realizó análisis de sensibilidad al daño de formación estimulando intervalos de 5,455 m a 5,565m, aislando (5,360-5,400 m) con Sarta de 4 ½ pulg x 3 ½ pulg (figura 5.55), obteniendo un gasto esperado de 1,570 BPD y considerando diversos valores de daño.

Finalmente en Escenario I se analizaron los resultados con daño de formación de 13 (figura 5.56), estimando obtener gastos de 703 BPD de aceite, y 3.6 MMPcd de gas, así como, 7% de agua, siendo esta la mejor opción de análisis.

El Escenario II es factible siempre y cuando el escenario I no produzca satisfactoriamente.

En el Escenario II se realizó un análisis produciendo KI, KSAN y JST-1 actuales, y adicionando intervalos en JST-2 (5,580-5,610), (figura 5.57), en el cual se obtuvo un gasto de 500 BPD. A este mismo escenario se le hizo un análisis de sensibilidad al daño de formación en JST-1, Produciendo KI, KSAN y JST-1 actuales, adicionando intervalos en JST-2 (5580-5610) (figura 5.58), obteniendo un gasto esperado de 1,280 BPD y considerando varios valores de daño hasta de 500 BPD con un daño de 90.

Escenario II Produciendo KI, KSAN y JST-1 actuales, adicionando intervalos en JST-2 (5,580-5,610) considerando daño de formación (figura 5.59), para lo cual se espera un gasto de 295 BPD.

Escenario II se efectuó un análisis de sensibilidad al daño de formación en JST-1 (actual), Produciendo KI, KSAN y JST-1 actuales, adicionando intervalos en JST-2

(5,580-5,610), (figura 5.60), obteniendo un gasto esperado de 992 BPD y considerando varios valores de daño hasta de 290 BPD con un daño de 90.

5.3.2.8.3 Recomendación técnica de incremento de productividad del pozo Jujo-26

Realizar una RMA C/E (Reparación Mayor con equipo), mediante los siguientes pasos:

1. Recuperar aparejo de 3 ½ pulg-2 7/8 pulg - 2 3/8 pulg a 5,332 m.
2. Obturar intervalo 5,360-5,400 m (KI)
3. Bajar aparejo combinado 4 ½ pulg y 3 ½ pulg lisa colgado. Dejar orificio de inyección de ½ pulg a 5,000 m.
4. Acondicionamiento de Matriz usando N-Ver-Sperse.
5. Realizar estimulación matricial extendida, trazando los fluidos indicado en el procedimiento resultado del diseño con el software Stim2001 (figura 5.61, y 5.62), inducir pozo hasta 100% aceite.
6. En caso de no obtener producción anexar intervalo 5,580-5,600 m.
7. Estimulación y/o PLT según evaluación de zonas de aporte.
8. Dejar operando pozo con BN.

En la figura 5. 51 se muestra el diagrama de flujo de la recomendación propuesta.

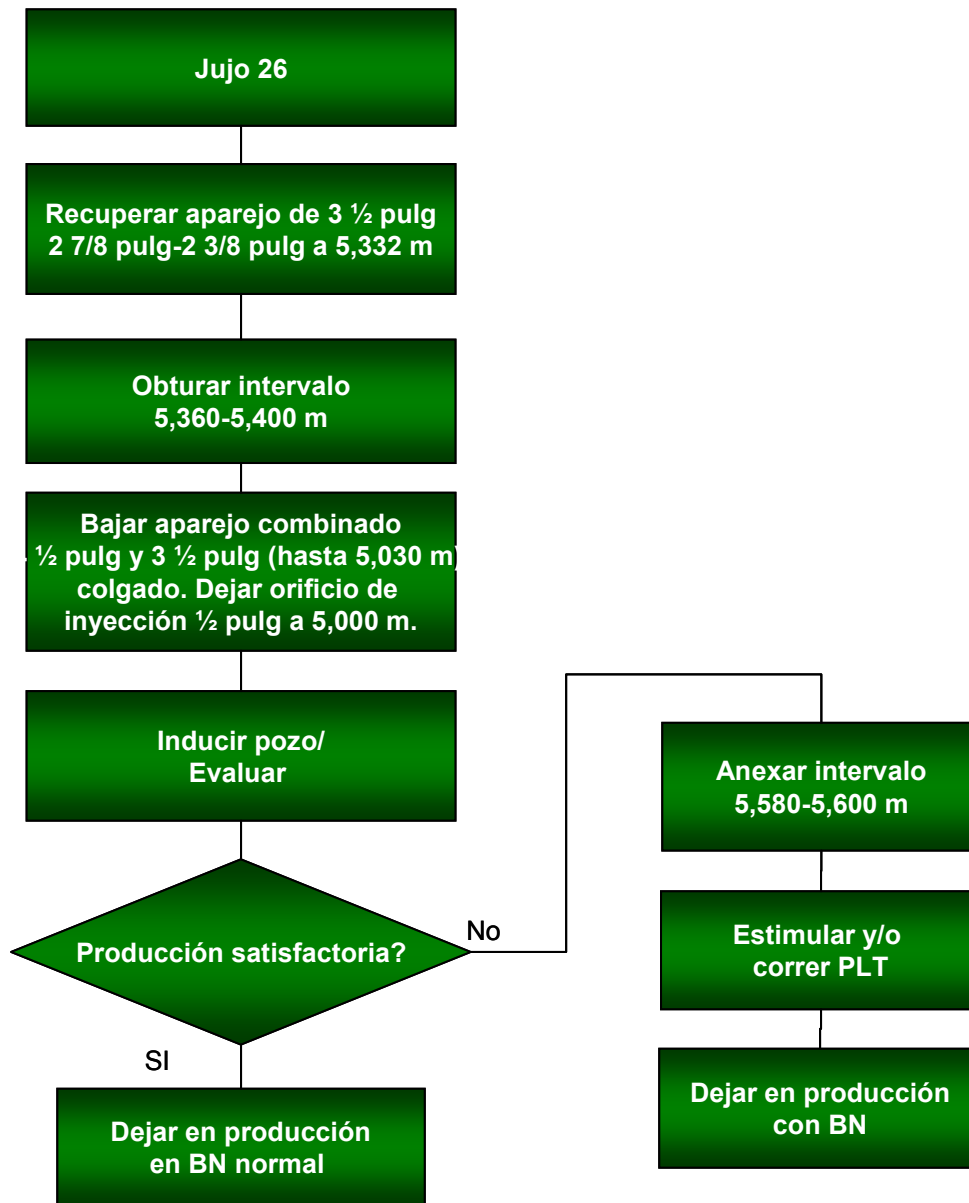
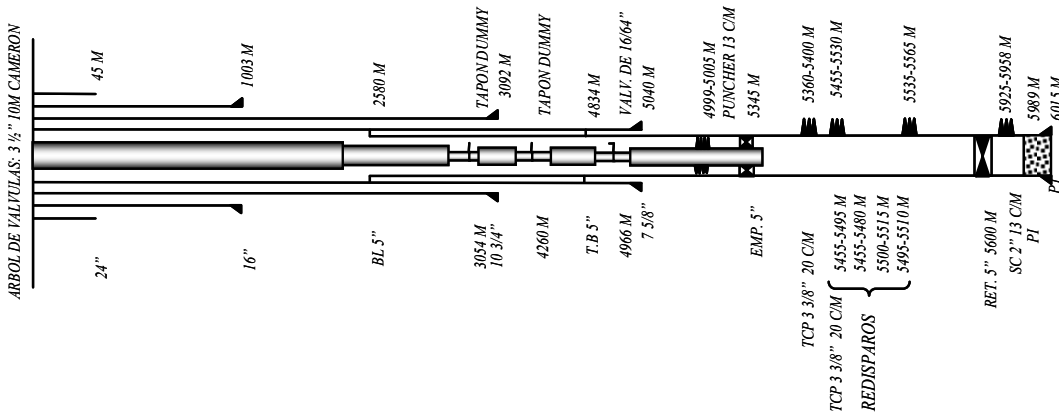
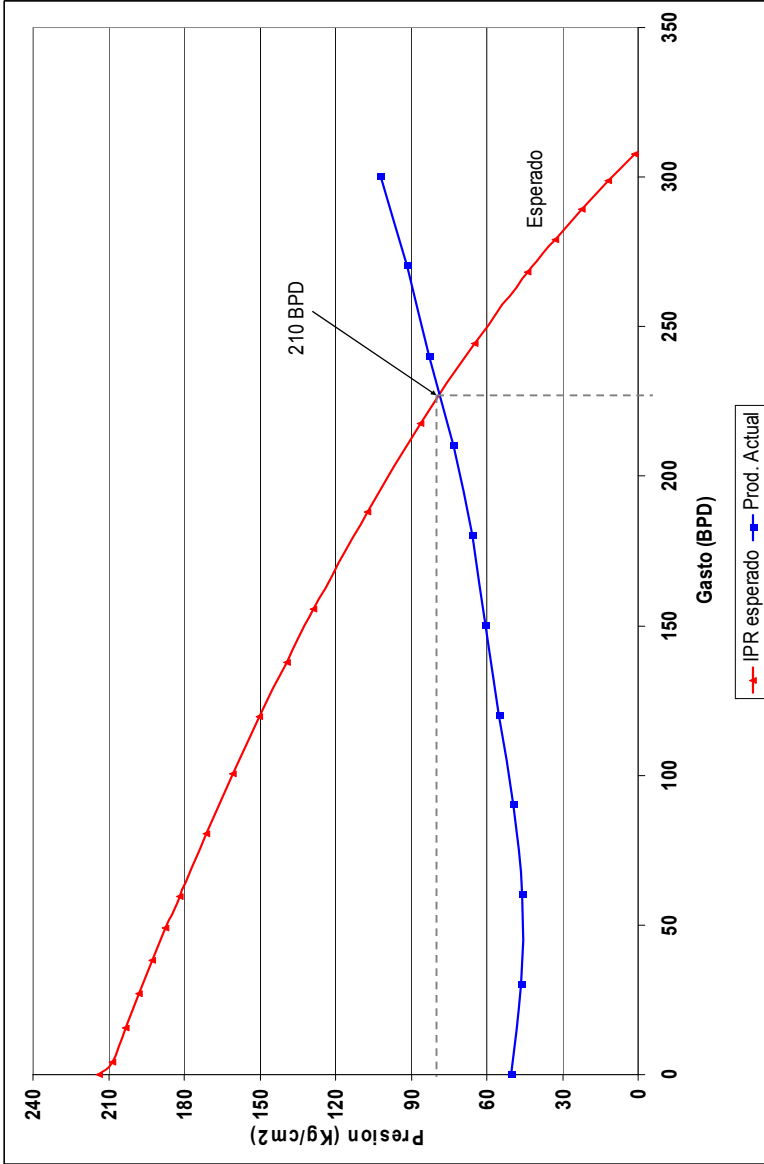


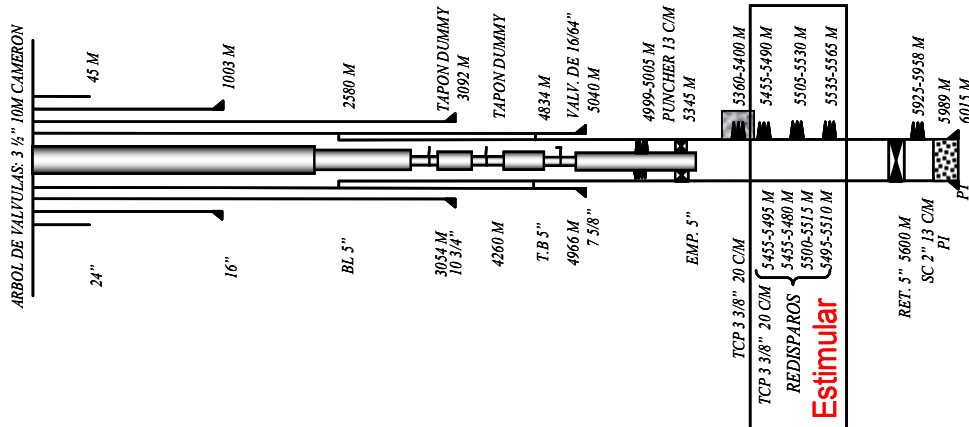
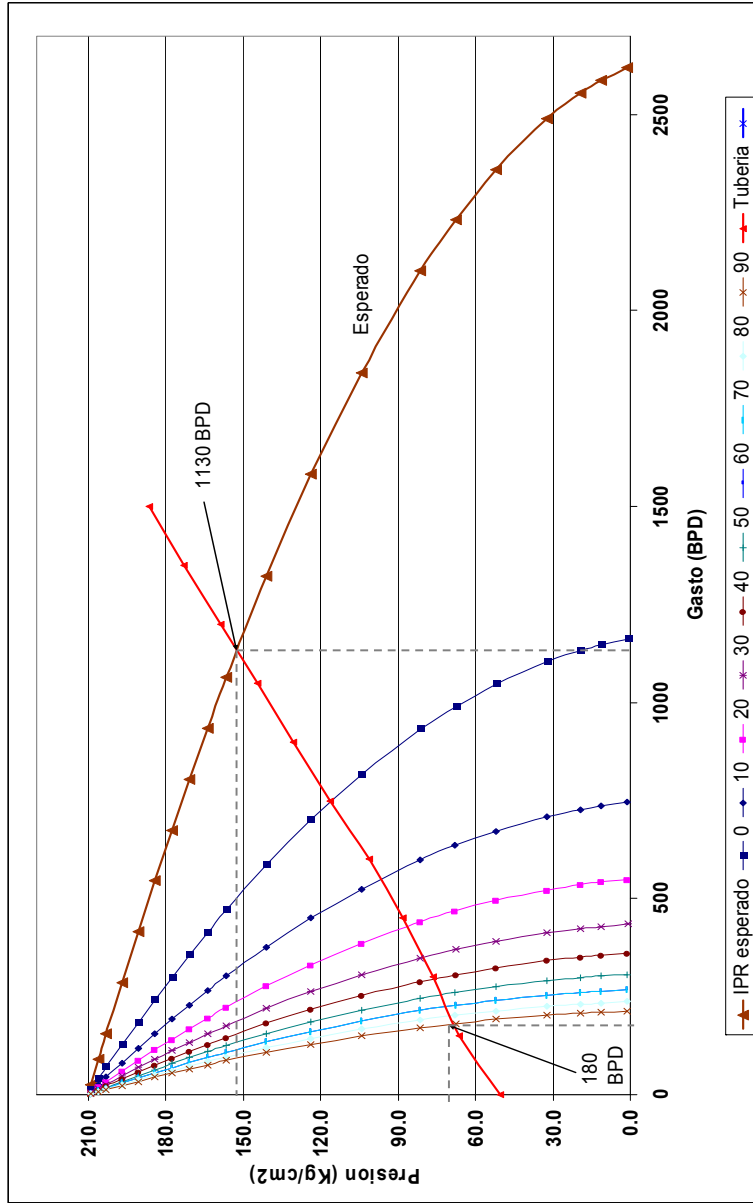
Fig. 5.51 Diagrama de flujo de recomendación propuesta para el pozo Jujo-26.

Producción 160 BPD



Modelo de yacimiento: Ec. Pseudo estacionaria																		
Correlación de Flujo: Ansari																		
Interval	Cima	Base	Media	Esp. T	Esp. T	Esp. T	Esp. T	Esp. T	Exp. Neto	Ko (mD)	Psd	T (C) Isd	Datum	Grad	Ps	T (C)	RGA	% agua
K(2m)-K(SAN)(8m)	5360	5400	5380	40	40	40	40	40	33.5	15.0	230	154.703	5750	0.061	207.4	147.0		
JST1	5455	5480	5473	35	35	35	35	35			230	154.703	5750	0.061	213.1	148.9		
JST1(21m)-JST2(29m)	5455	5495	5475	40	40	40	40	40			230	154.703	5750	0.061	213.2	149.0		
JST1	5495	5515	5505	20	20	20	20	20			230	154.703	5750	0.061	215.1	149.6	926.0	7%
JST1	5505	5550	5518	25	25	25	25	25			230	154.703	5750	0.061	215.8	149.9		
JST1	5535	5565	5550	30	30	30	30	30			230	154.703	5750	0.061	217.8	150.5		

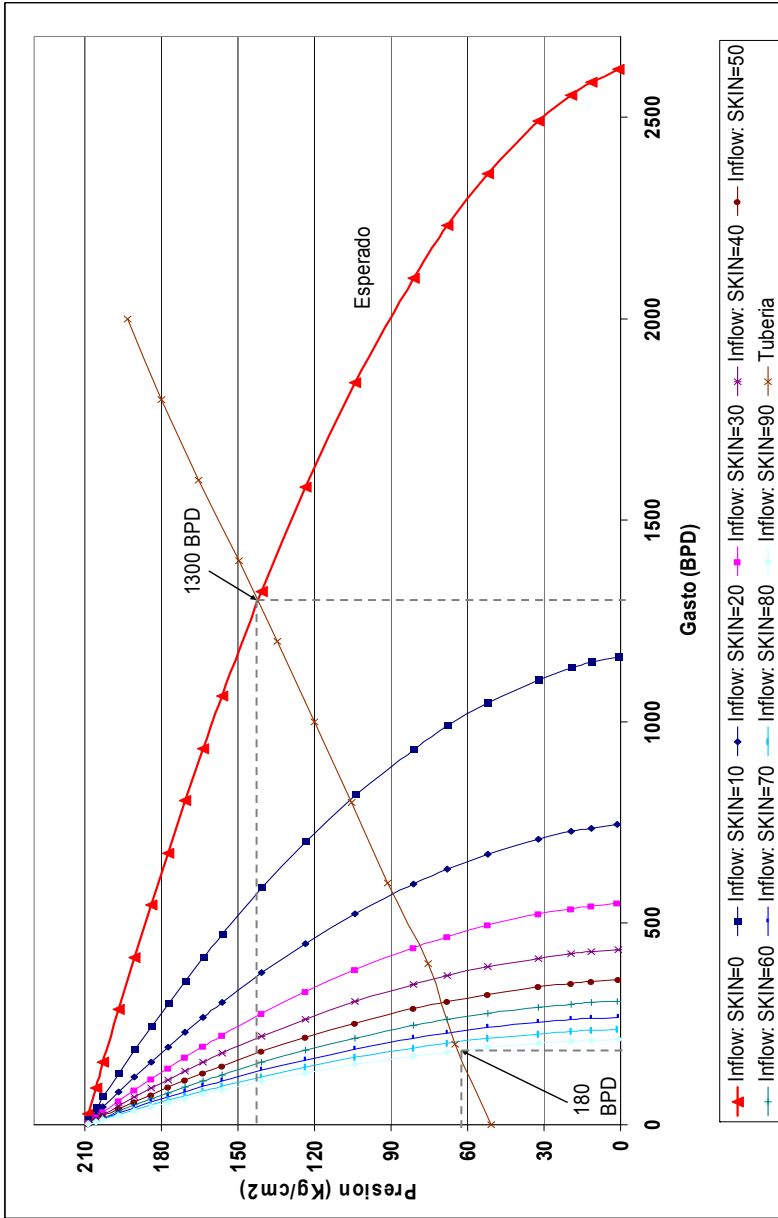
Fig. 5.52 Estado Mecánico y última condición de producción del pozo Jujo-26



Modelo de yacimiento: Ec. Pseudo estacionaria
Correlación de Flujo: Ansari

Interval	Cima	Base	Media	Esp. T	Esp. Neto	Ko (mD)	Ped	T (C)	T (C) sed	Datum	Grad	Ps	T (C)	RGA	% agua
K1(2m)-K5AN(38m)	5360	5400	5380	40	230	154.703	5750	230	154.703	5750	0.061	207.4	147.0		
JST1	5455	5480	5473	35	230	154.703	5750	230	154.703	5750	0.061	213.1	148.9		
JST1(21m)-JST2(29m)	5455	5495	5475	40	230	154.703	5750	230	154.703	5750	0.061	213.2	149.0		
JST1	5495	5515	5505	20	230	154.703	5750	230	154.703	5750	0.061	215.1	149.6		7%
JST1	5505	5530	5518	25	230	154.703	5750	230	154.703	5750	0.061	215.8	149.9		
JST1	5535	5565	5550	30	230	154.703	5750	230	154.703	5750	0.061	217.8	150.5		

Fig. 5.53 Escenario I Análisis de Sensibilidad al daño de formación para Estimular intervalos de 5,455 m a 5,565 m, aislando (5,360-5,400 m).



Modelo de yacimiento:
Correlación de Flujo:

Interval	Cima	Base	Media	Esp. T	Esp. Neto	Ko (mD)	Psd	T (C)isd	Datum	Grad	Ps	T (C)	RGA	% agua
K12(m)-KSAN(39m)	5360	5400	5380	40			230	154.703	5750	0.061	207.4	147.0		
JST1	5455	5490	5473	35			230	154.703	5750	0.061	213.1	148.9		
JST1(21m)-JST2(29m)	5465	5495	5475	40			230	154.703	5750	0.061	213.2	149.0		
JST1	5495	5515	5505	20	33.5	15.0	230	154.703	5750	0.061	215.1	149.6		7%
JST1	5505	5530	5518	25			230	154.703	5750	0.061	215.8	149.9		
JST1	5535	5565	5550	30			230	154.703	5750	0.061	217.8	150.5		

Ec. Pseudo estacionaria
Ansari

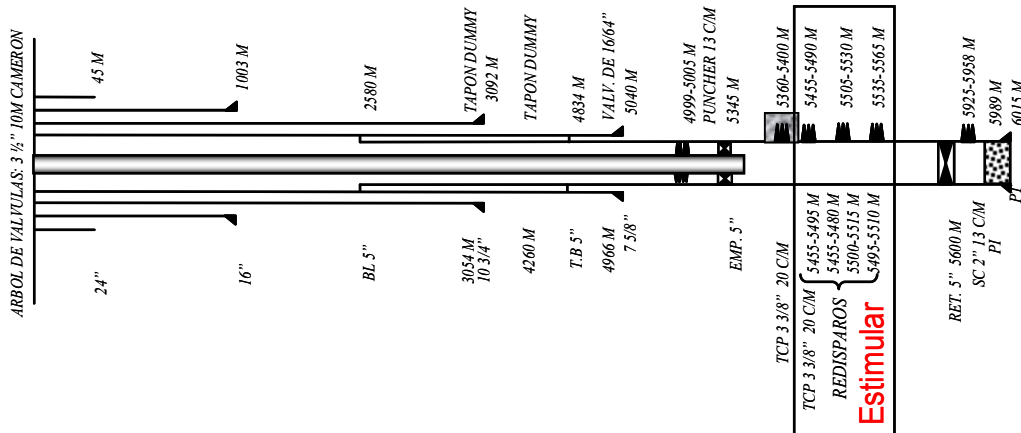
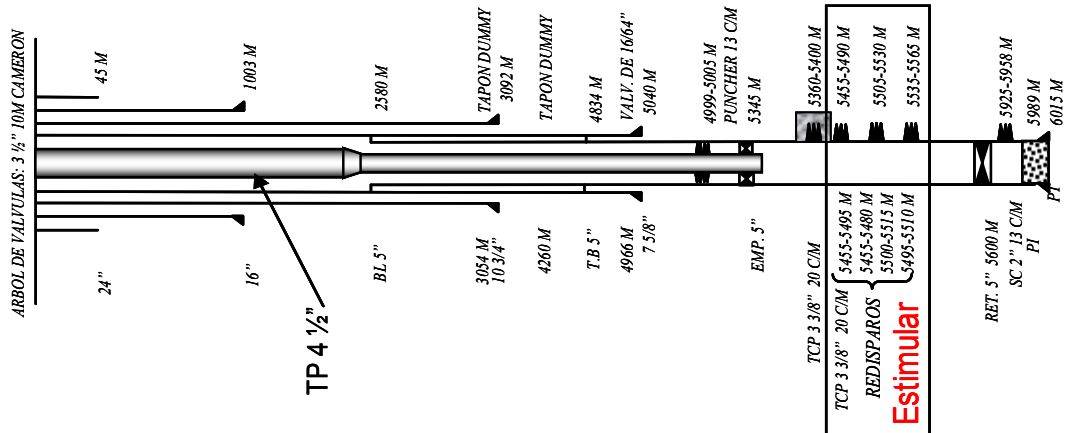
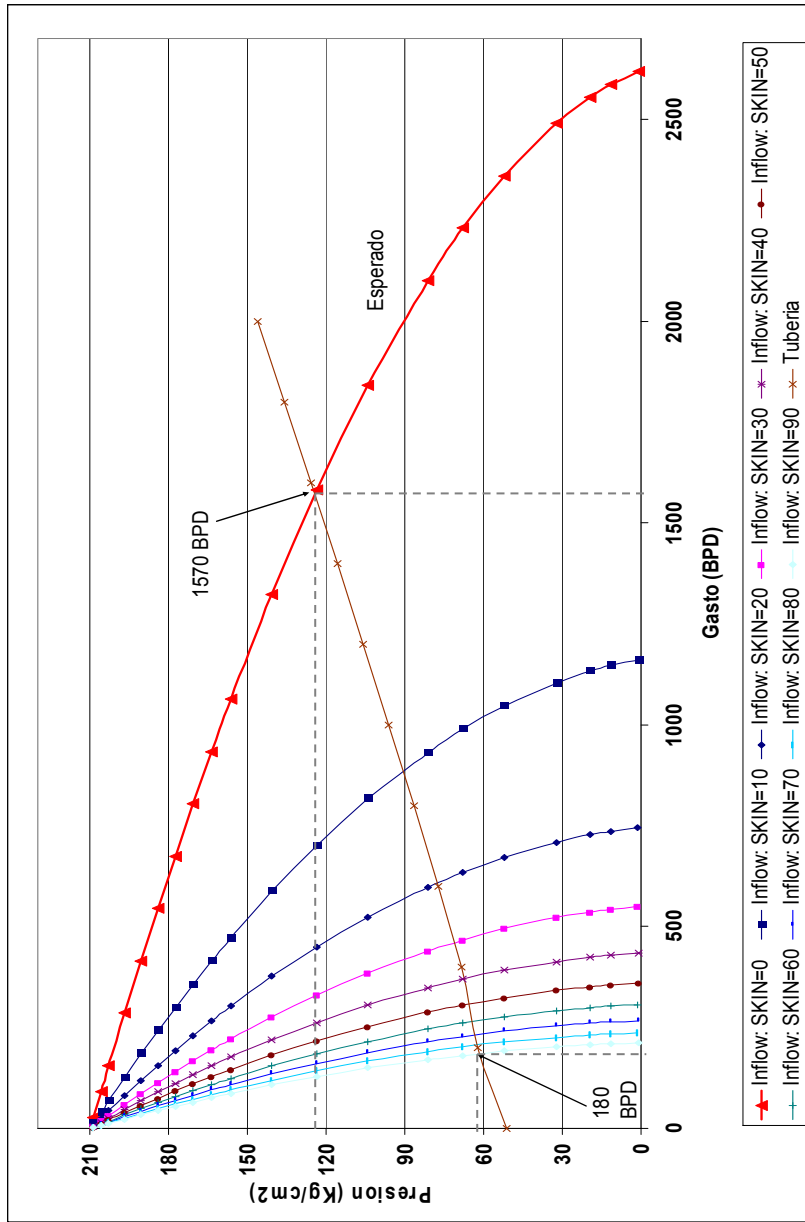


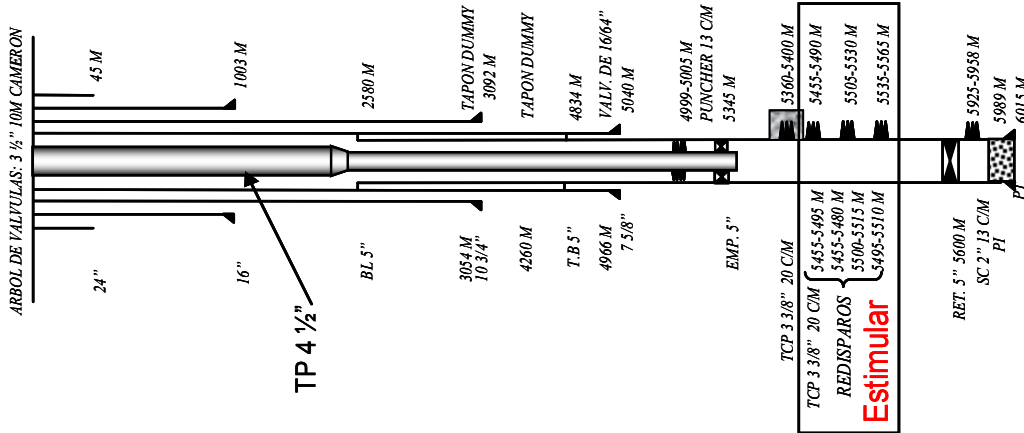
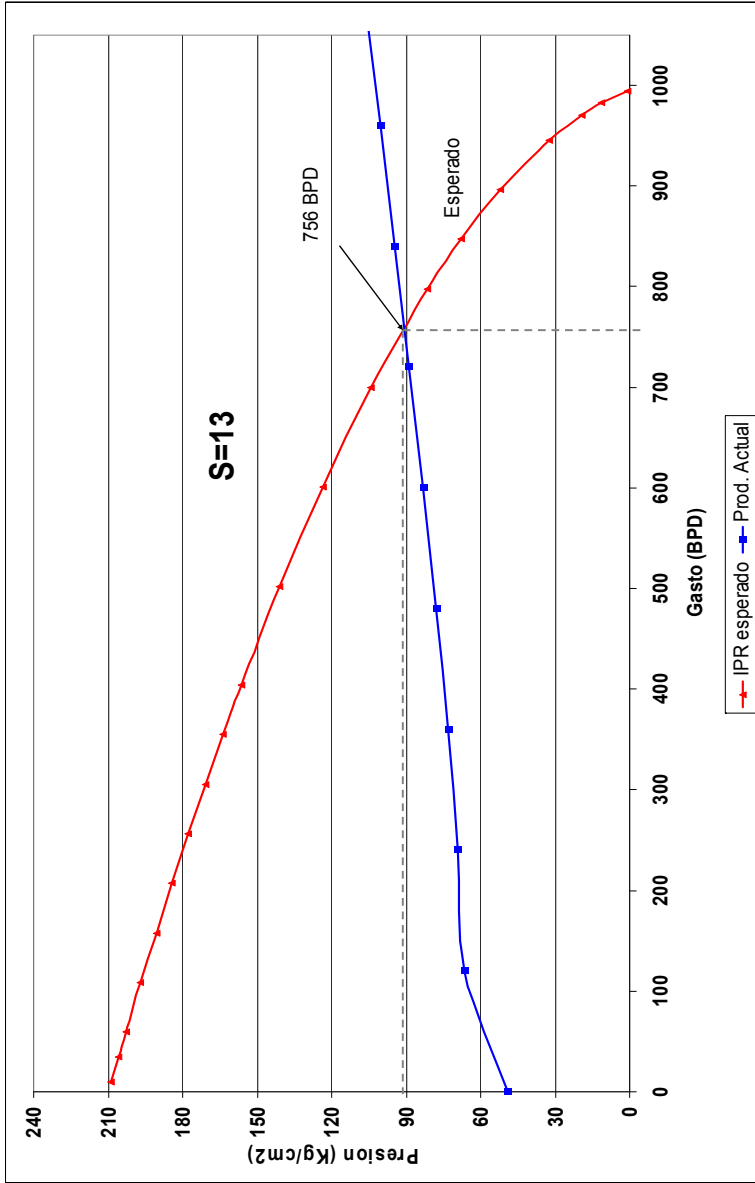
Fig. 5.54 Escenario I Análisis de sensibilidad al daño de formación Estimulando intervalos de 5,455m a 5,565m, aislando (5360-5400 m), considerando Sarta de 3 1/2 pulg.



Modelo de yacimiento: Ec. Pseudo estacionaria															
Correlación de Flujo: Ansari															
Interval	Cima	Base	Media	Esp. T	Esp. T	Esp. Neto	Ko (mD)	Psd	T (C)isd	Datum	Grad	Ps	T (C)	RGA	% agua
(K(2m)-K(SA)(39m))	5380	5400	5380	40	40			230	154.703	5750	0.061	207.4	147.0		
JST1	5455	5490	5473	35	35			230	154.703	5750	0.061	213.1	148.9		
JST1(21m)-JST2(29m)	5455	5495	5475	40	40	33.5	15.0	230	154.703	5750	0.061	213.2	149.0		
JST1	5495	5515	5505	20	20			230	154.703	5750	0.061	215.1	149.6		
JST1	5505	5530	5518	25	25			230	154.703	5750	0.061	215.8	149.9		
JST1	5535	5565	5550	30	30			230	154.703	5750	0.061	217.8	150.5		
														925.0	7%

Fig. 5.55 Escenario I Análisis de sensibilidad al daño de formación Estimulando intervalos de 5,455m a 5,565m, aislando (5,360-5,400 m) con Sarta de 4 1/2 pulg x 3 1/2 pulg

Bruto 756 BPD, Neto 703 BPD, 3.6 MMPcd, 7% de agua



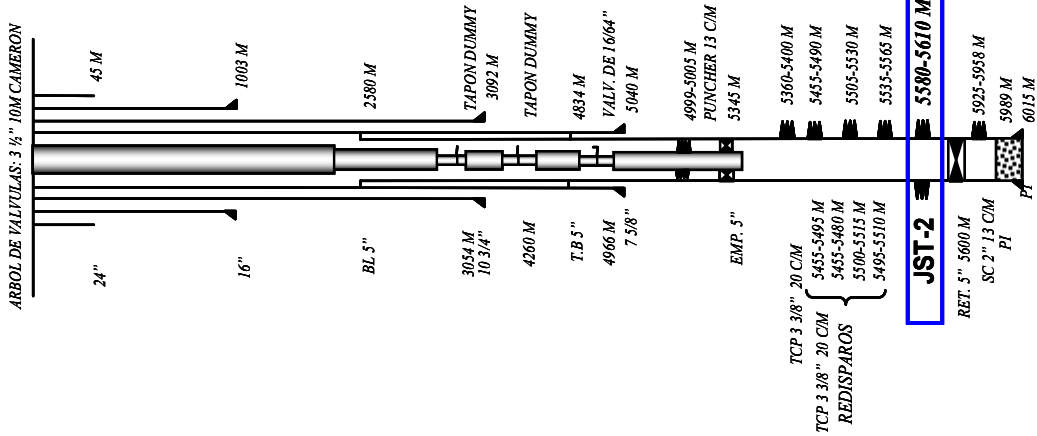
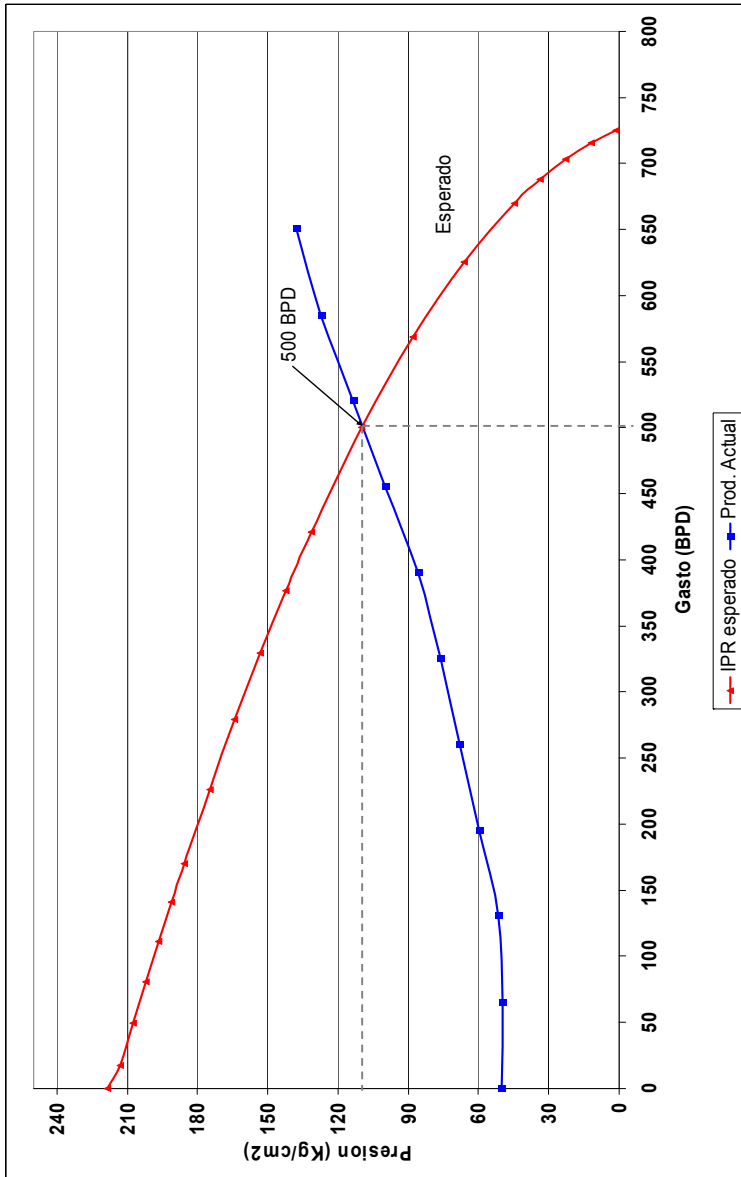
Modelo de yacimiento: Ec. Pseudo estacionaria

Correlación de Flujo: Ansari

Intervalo	Cima	Base	Media	Esp. T	Esp. T	Esp. Neto	Ko (mD)	Psd	T (C)isd	Datum	Grad	Ps	T (C)	RGA	% agua
(K(2m)-K(SAN)(38m))	5360	5400	5380	40	40	230		230	154,703	5750	0,061	207,4	147,0		
JST1	5455	5490	5473	35	35	230		230	154,703	5750	0,061	213,1	148,9		
JST1(21m)-JST2(29m)	5455	5495	5475	40	40	230	15,0	230	154,703	5750	0,061	213,2	149,0		
JST1	5495	5515	5505	20	20	230		230	154,703	5750	0,061	215,1	149,6		7%
JST1	5505	5530	5518	25	25	230		230	154,703	5750	0,061	215,8	149,9		
JST1	5535	5565	5550	30	30	230		230	154,703	5750	0,061	217,8	150,5		

Fig. 5.56 Escenario I Estimular intervalos de 5,455 m a 5565 m con daño de formación S=13, aislando (5,360-5,400 m), con Sarta de 4 1/2" x 3 1/2"

Produce 500 BPD



Modelo de yacimiento:														
Correlación de Flujo:														
Interval	Clima	Base	Media	Esp. T	Esp. Net	Ko (mD)	Ped	T/C rad	Datum	Grad	Ps	T (C)	RGa	% agua
K(2m)-KSAN(8m)	5360	5400	5380	40	230	154.703	230	154.703	5750	0.061	207.4	147.0		
JST1	5455	5490	5473	35	230	154.703	230	154.703	5750	0.061	213.1	148.9		
JST1(21m)-JST2(29m)	5455	5495	5475	40	230	154.703	230	154.703	5750	0.061	213.2	149.0		
JST1	5495	5515	5505	20	230	154.703	230	154.703	5750	0.061	215.1	149.6		7%
JST1	5505	5530	5518	25	230	154.703	230	154.703	5750	0.061	215.8	149.9		
JST1	5535	5565	5550	30	230	154.703	230	154.703	5750	0.061	217.8	150.5		
JST-2	5580	5610	5595	30	14.0	7.9	230	154.703	5750	0.061	220.5	151.5	200.0	7%

Fig. 5.57 Escenario II Produciendo KI, KSAN y JST-1 actuales, y adicionando intervalos en JST-2 (5,580-5,610).

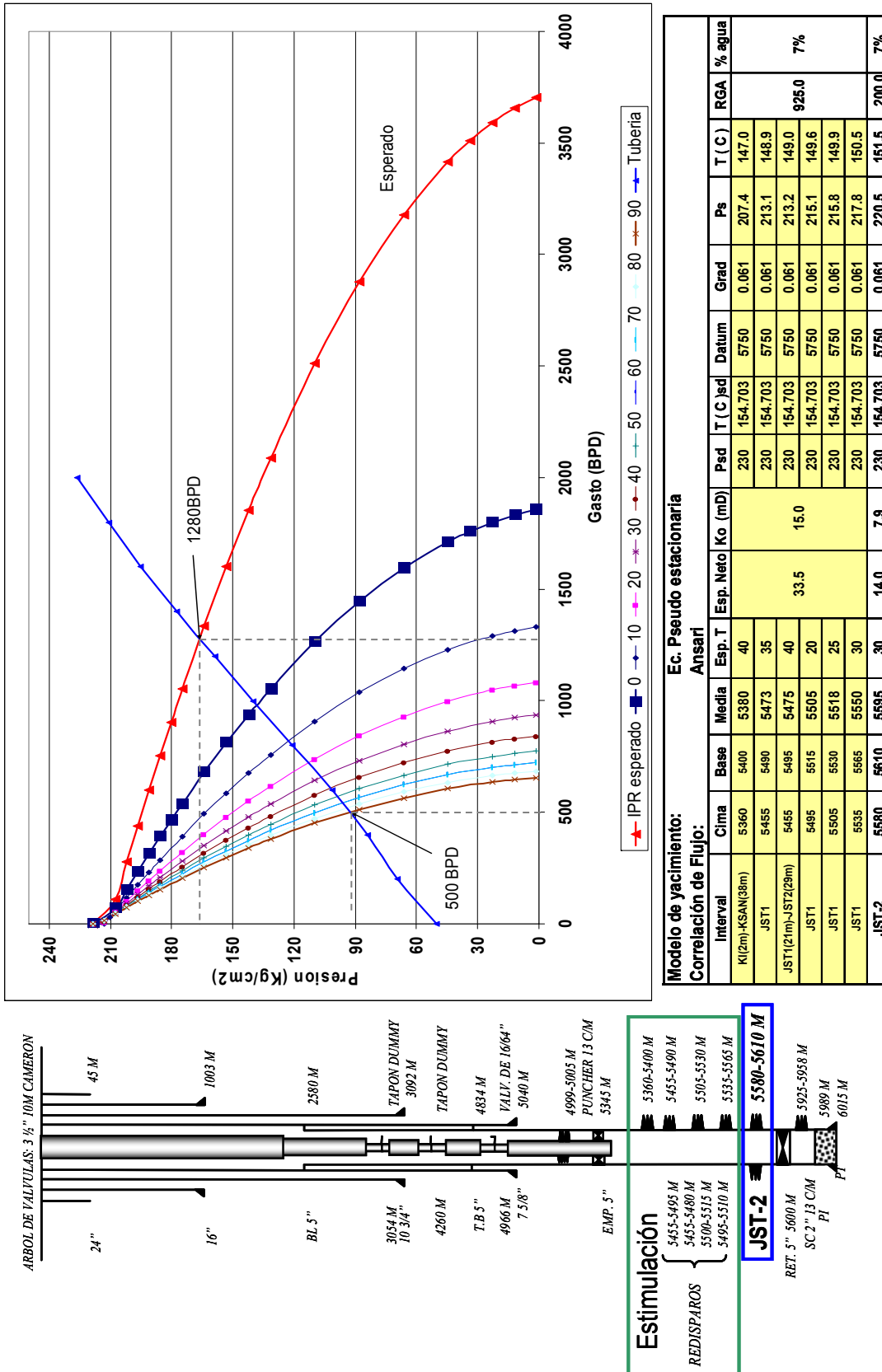
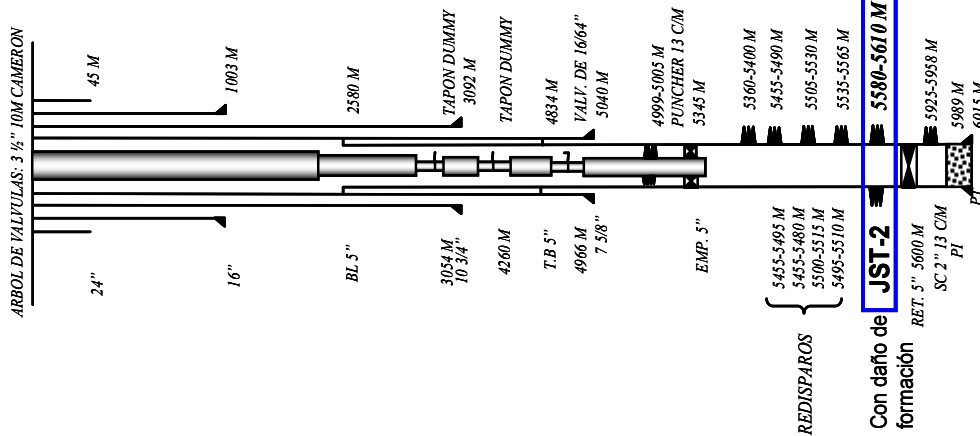
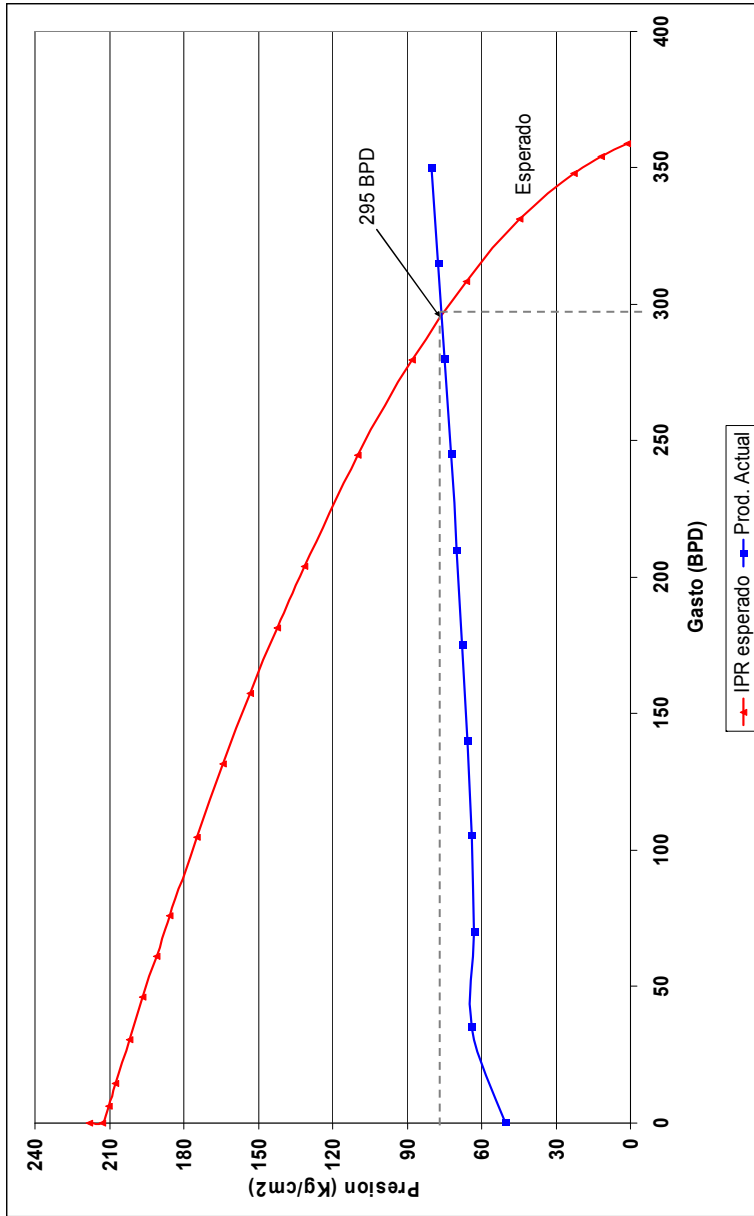


Fig. 5.58 Escenario II Análisis de Sensibilidad al daño de formación en JST-1, Produciendo KI, KSAN y JST-1 actuales, adicionando intervalos en JST-2 (5580-5610).

Productor de 295 BPD



Modelo de yacimiento:												
Correlación de Flujo:												
Interval	Cima	Base	Media	Esp. T	Esp. T	Esp. Neto	Ko (mD)	Psd	T (C)sd	Datum	Grad	Ps
KI(2m)-KSN(88m)	5360	5400	5380	40	40	15.0	230	154.703	5750	5750	0.061	207.4
JST1	5455	5490	5473	35	35		230	154.703	5750	5750	0.061	213.1
JST1(21m)-JST2(29m)	5465	5495	5475	40	40		230	154.703	5750	5750	0.061	213.2
JST1	5495	5515	5505	20	20		230	154.703	5750	5750	0.061	215.1
JST1	5505	5530	5518	25	25		230	154.703	5750	5750	0.061	215.8
JST1	5535	5565	5550	30	30		230	154.703	5750	5750	0.061	217.8
JST-2	5580	5610	5595	30	30	14.0	7.9	154.703	5750	5750	0.061	220.5
												151.5
												200.0
												7%
												925.0
												150.5
												7%

Fig. 5.59 Escenario II Produciendo KI, KSN y JST-1 actuales, adicionando intervalos en JST-2 (5580-5610).

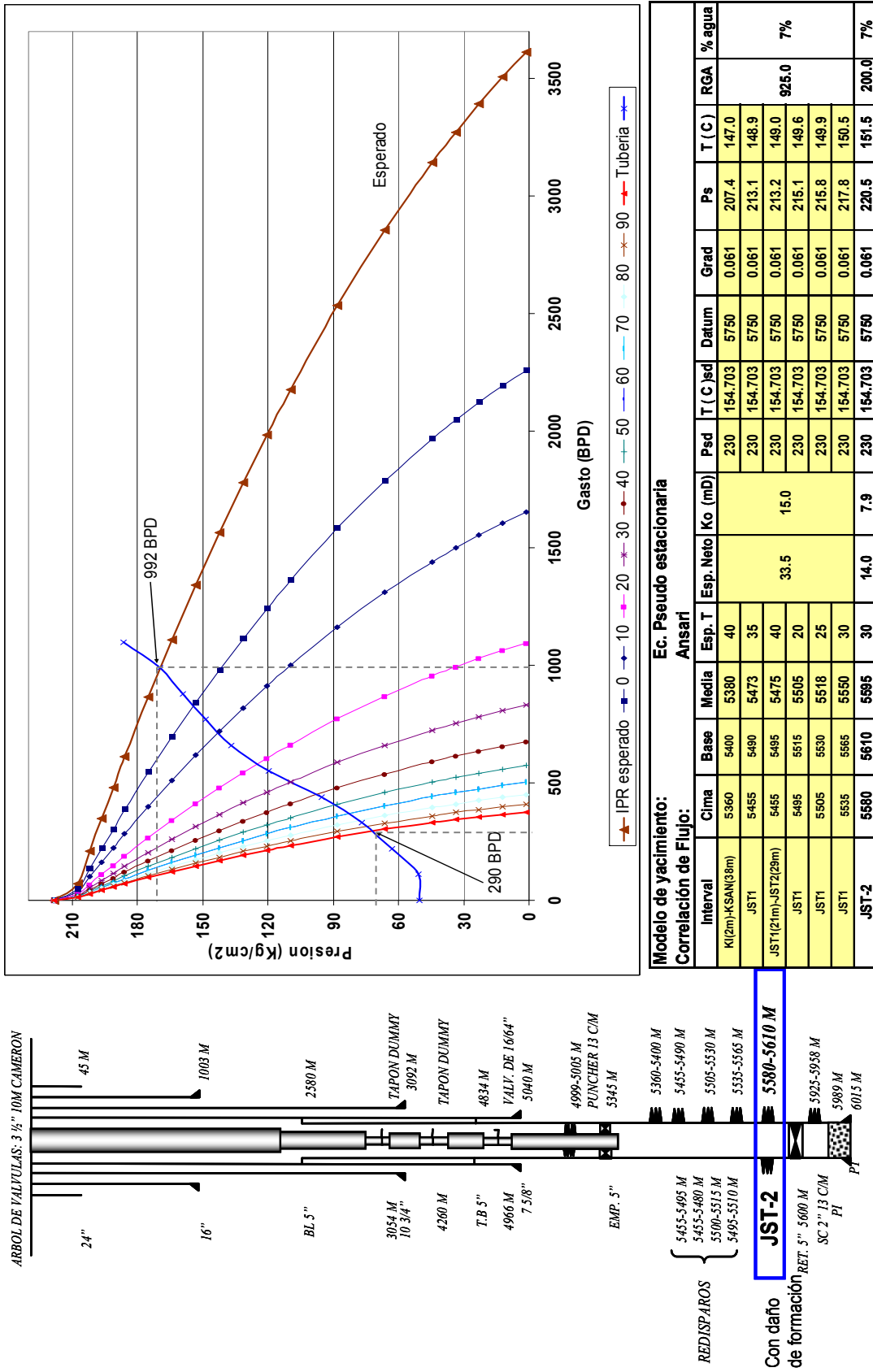


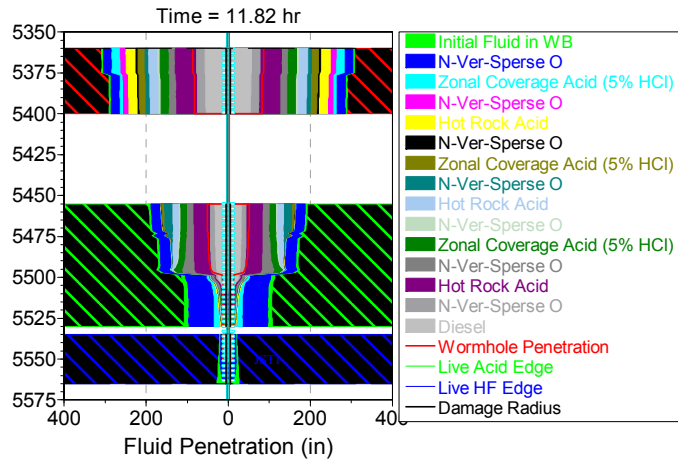
Fig. 5.60 Escenario II Análisis de sensibilidad al daño de formación en JST-1 (actual)Produciendo KI, KSAN y JST-1 actuales, adicionando intervalos en JST-2 (5,580-5,610).

Procedimiento de Estimulación

- Llenar el anular de 3-1/2"x7-5/8", con Agua Tratada.
- Probar líneas de alta presión y unidades de bombeo con 5,000 psi.
- Se recomienda ampliamente realizar una prueba de admisión previa al tratamiento.
- Bombear la siguiente cédula :

INTERVALO (m)	FLUIDOS	VOLUMEN (m³)	TASA (bpm)	OBSERVACIONES
5,455-5,565 (110 m, sel.)	N-VER-SPERSE	80.0	Máxima tasa permitida	Mantener cerrado el anular de 1-1/2"x3-1/2".
5,455-5,495 (40 m)	PARAGON 100 HRA. PARAGON DESVIADOR	15.0 15.0 5.0 20.0	Máxima tasa permitida	Mantener cerrado el anular de 7-5/8"x3-1/2".
5,495-5,530 (35 m)	PARAGON 100 HRA. PARAGON DESVIADOR	25.0 32.0 7.0 30.0	Máxima tasa permitida	Mantener cerrado el anular de 7-5/8"x3-1/2".
5,535-5,565 (30 m)	PARAGON 100 HRA. PARAGON	30.0 45.0 10.0	Máxima tasa permitida	Mantener cerrado el anular de 7-5/8"x3-1/2".
Desplazamiento	Nitrógeno	Capacidad del pozo.	Máxima tasa permitida	Mantener cerrado el anular de 7-5/8"x3-1/2".

Fluid Fronts in Formation at Treatment End



Total Skin vs. Time

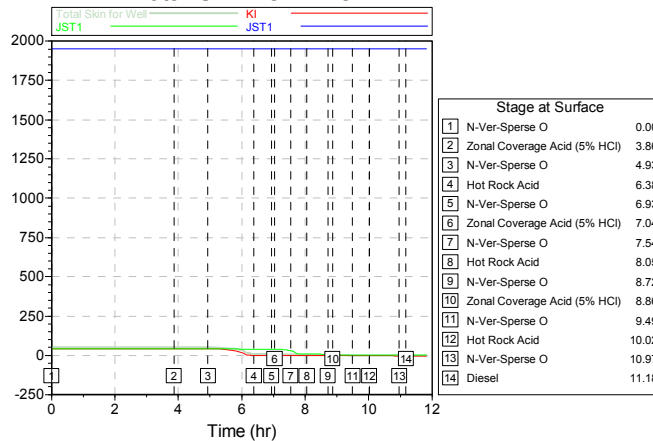
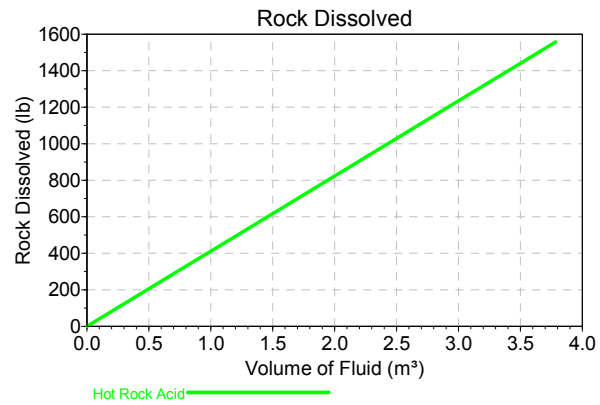
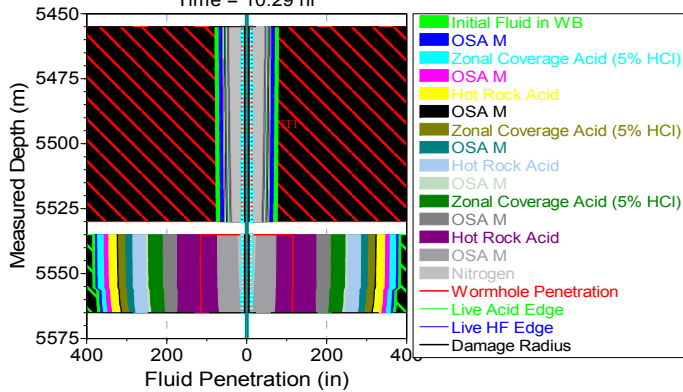


Fig. 5.61 Procedimiento de Estimulación del pozo Jujo-26

Stage	Fluid Name	BH Volume (m ³)	Average Coverage (m ³ /m)	Max BH Pump Rate* (bpm)	Visc at 511/s (cp)	Pump Time (hr)
1	N-Ver-Sperse O	80.00	0.770	6.00	0.747	1.398
2	OSA M	15.00	0.149	6.00	0.747	0.262
3	Zonal Coverage Acid (5% HCl)	20.00	0.199	6.00	23.164	0.349
4	OSA M	15.00	0.149	6.00	0.747	0.262
5	Hot Rock Acid	26.00	0.248	6.00	14.630	0.454
6	OSA M	5.00	0.050	6.00	0.747	0.087
7	Zonal Coverage Acid (5% HCl)	20.00	0.199	6.00	23.164	0.349
8	OSA M	20.00	0.199	6.00	0.747	0.349
9	Hot Rock Acid	32.00	0.310	6.00	14.630	0.559
10	OSA M	7.00	0.075	6.00	0.747	0.122
11	Zonal Coverage Acid (5% HCl)	30.00	0.298	6.00	23.164	0.524
12	OSA M	25.00	0.248	6.00	0.747	0.437
13	Hot Rock Acid	45.00	0.435	6.00	14.630	0.786
14	OSA M	10.00	0.099	6.00	0.747	0.175
Displacement	Nitrogen	30.00		6.00	0.023	0.524
Totals:		380.00				6.639

Fluid Fronts in Formation at Treatment End
Time = 10.29 hr



Total Skin vs. Time

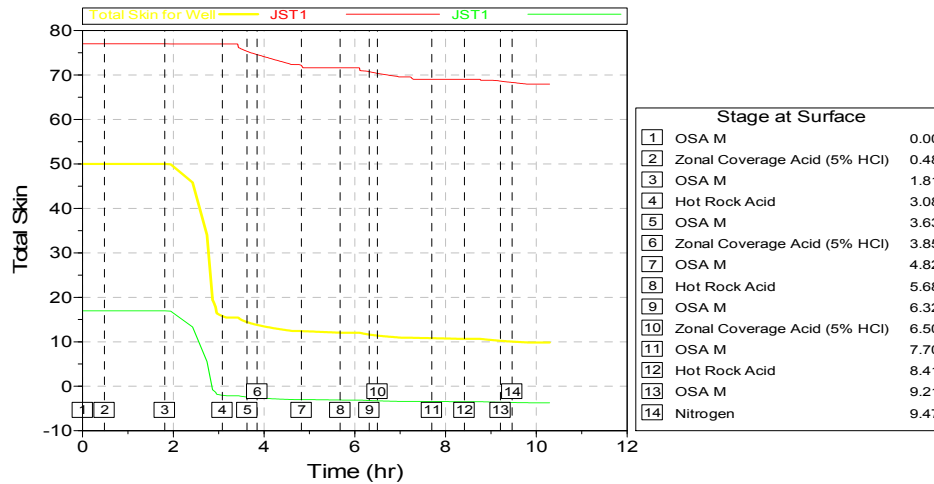


Fig. 5.62 Procedimiento de Estimulación Matricial pozo Jujo-26

5.3.3 Sistemas Artificiales de Producción

Existen diversas causas por las cuales un pozo disminuye su productividad. Mediante el análisis de los elementos que componen el sistema integral yacimiento-pozo-instalaciones superficiales (análisis nodal), podemos determinar esas restricciones al flujo de hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie.

Los pozos productores se clasifican de acuerdo al tipo de energía que disponen para aportar fluidos en superficie; fluyentes y con sistema artificial de producción.

Los pozos fluyentes, aportan fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie tan sólo con la energía propia del yacimiento, es decir la presión del yacimiento es suficiente para contrarrestar las caídas de presión que existen en la formación, en el aparejo de producción e instalaciones superficiales.

Los pozos con sistema artificial de producción, son aquellos que mediante el análisis del sistema integral yacimiento-pozo-instalaciones superficiales se determinó que requieren algún tipo de energía adicional al yacimiento, para poder aportar fluidos del pozo hasta la superficie. Esta energía adicional la proporciona el sistema artificial de producción.

Cuando un pozo deja de aportar fluidos por flujo natural, es decir cuando la presión de fondo fluyendo llega a ser tan baja que el pozo no pueda producir a un caudal de producción deseado, o en el peor de los casos no produce nada, como se ilustra en figura 5.63, existe la necesidad de instalar algún sistema artificial de producción para revivir el pozo.

El objetivo es mostrar algunas alternativas, las cuales permitirán prolongar la vida de un pozo, mantener y/o incrementar la producción y disminuir la reserva remanente de hidrocarburos en el yacimiento, para lo cual es importante la participación del equipo multidisciplinario en productividad de pozos para la adecuada selección del sistema, ya

que los sistemas artificiales de producción son una alternativa para reactivar pozos de baja productividad.

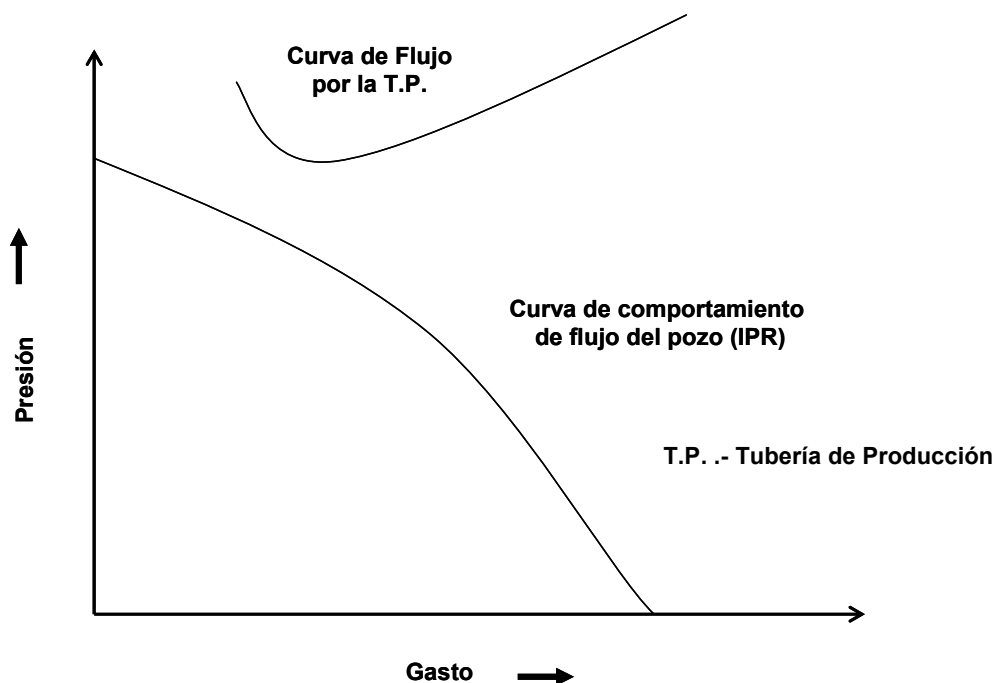


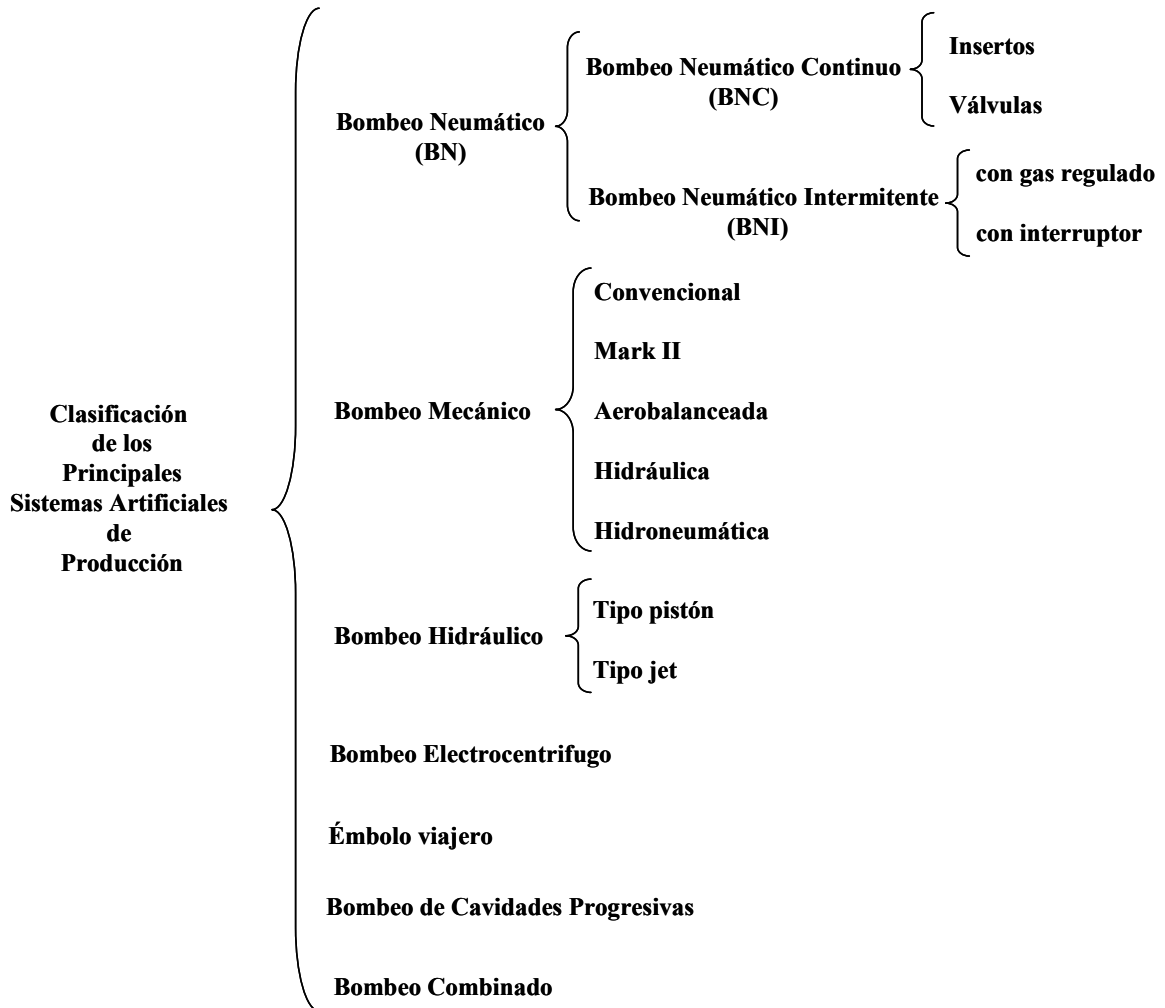
Fig. 5.63 Representación gráfica de un pozo sin producción.

5.3.3.1 Tipos de Sistema Artificial de Producción

Existe una gran variedad de métodos de producción artificial, pero todos son variaciones o combinaciones de tres procesos básicos⁵⁰:

1. Aligeramiento de la columna de fluido, mediante inyección de gas (por ejemplo, el bombeo neumático)
2. Bombeo subsuperficial (por ejemplo, el bombeo de balancín, bombeo hidráulico, bombeo electrocentrífugo, bombeo por cavidades progresivas, etc.)
3. Desplazamiento con émbolo de baches de líquido (émbolo viajero).

A continuación se presenta en la tabla 5.7 la clasificación de los principales sistemas artificiales de producción:



Tab. 5.7 Clasificación de los principales sistemas artificiales de producción.

El objetivo de un sistema artificial es mantener una presión de fondo fluyendo, p_{wf} , reducida, de tal forma que la formación pueda aportar los fluidos del yacimiento.

Los factores que deben considerarse para la selección del sistema artificial son: localización del pozo, caracterización del yacimiento, número de pozos, tipos de terminación (sencilla o múltiple), energía disponible (compresión de gas, energía eléctrica, etc.), predicción del comportamiento del yacimiento, tipos de fluidos y volumen a manejar, inversión inicial, costos de operación y vida útil del equipo, problemas de

operación., características de las tuberías (producción, revestimiento), problemas mecánicos direccionales, y servicio del equipo y personal competente.

5.3.3.1.1 Bombeo neumático (Gas lift)

Este método proporciona energía artificial al pozo, mediante la inyección de gas por debajo de la columna del fluido. El gas inyectado mueve el fluido hasta la superficie por una de las siguientes causas o su combinación⁴²:

- a) Reduciendo la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del fluido, y
- b) Expansión del gas inyectado y el desplazamiento del fluido.

El bombeo neumático puede clasificarse en:

- Bombeo neumático continuo (BNC).
- Bombeo neumático intermitente (BNI).

5.3.3.1.1.1 Bombeo neumático continuo (BNC)

Este método se basa en la inyección constante de gas en el flujo de producción a través de una válvula de fondo o de orificio de diámetro específico, como lo indican las figuras 5.64 y 5.65. La inyección de gas puede ser por espacio anular, o bien en el interior de la tubería de producción o por tubería flexible colgada. La columna de fluido por encima del punto de inyección es aligerada por la baja densidad del gas. La disminución resultante en la presión de fondo causa un incremento en el gasto de producción, al no tener entonces una presión hidráulica tan alta en contra del flujo de hidrocarburos del yacimiento.

Este método se recomienda para altos volúmenes y pozos con alta presión de fondo estática.

La profundidad de la válvula de operación (punto de inyección), se basa en las características del pozo para determinado gasto con la presión de inyección disponible y tomando en cuenta el mínimo volumen de gas inyectado.

Para determinar el máximo gasto de producción de un pozo sometido a un sistema de Bombeo Neumático Continuo, manteniendo una presión constante en la cabeza, se emplean correlaciones en forma de curvas de gradiente de presión a través de tuberías verticales.

Las ecuaciones que determinan el espaciamiento de válvulas pueden ser utilizadas para flujo continuo como para flujo intermitente, para el análisis de ecuaciones se consideran válvulas operadas por presión en TR.

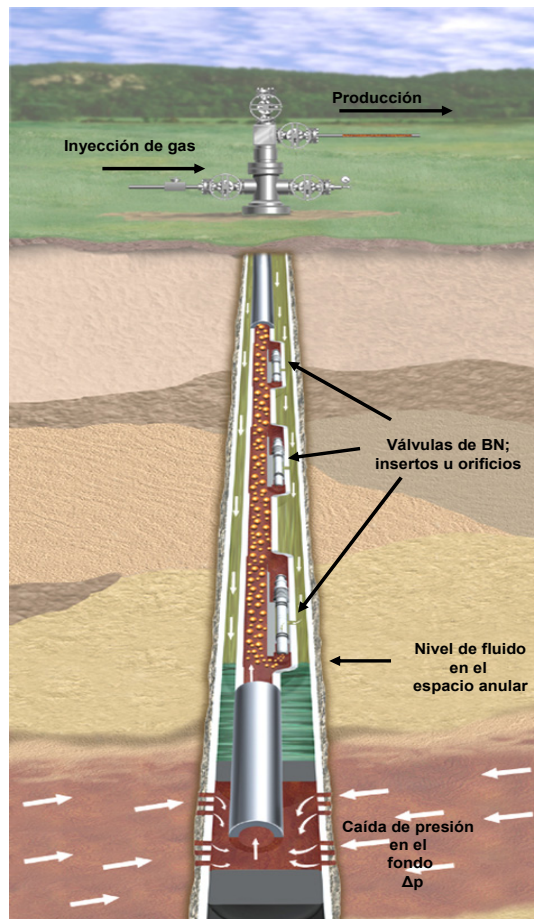


Fig. 5.64 Esquema de bombeo Neumático Continuo (BNC)⁵¹.

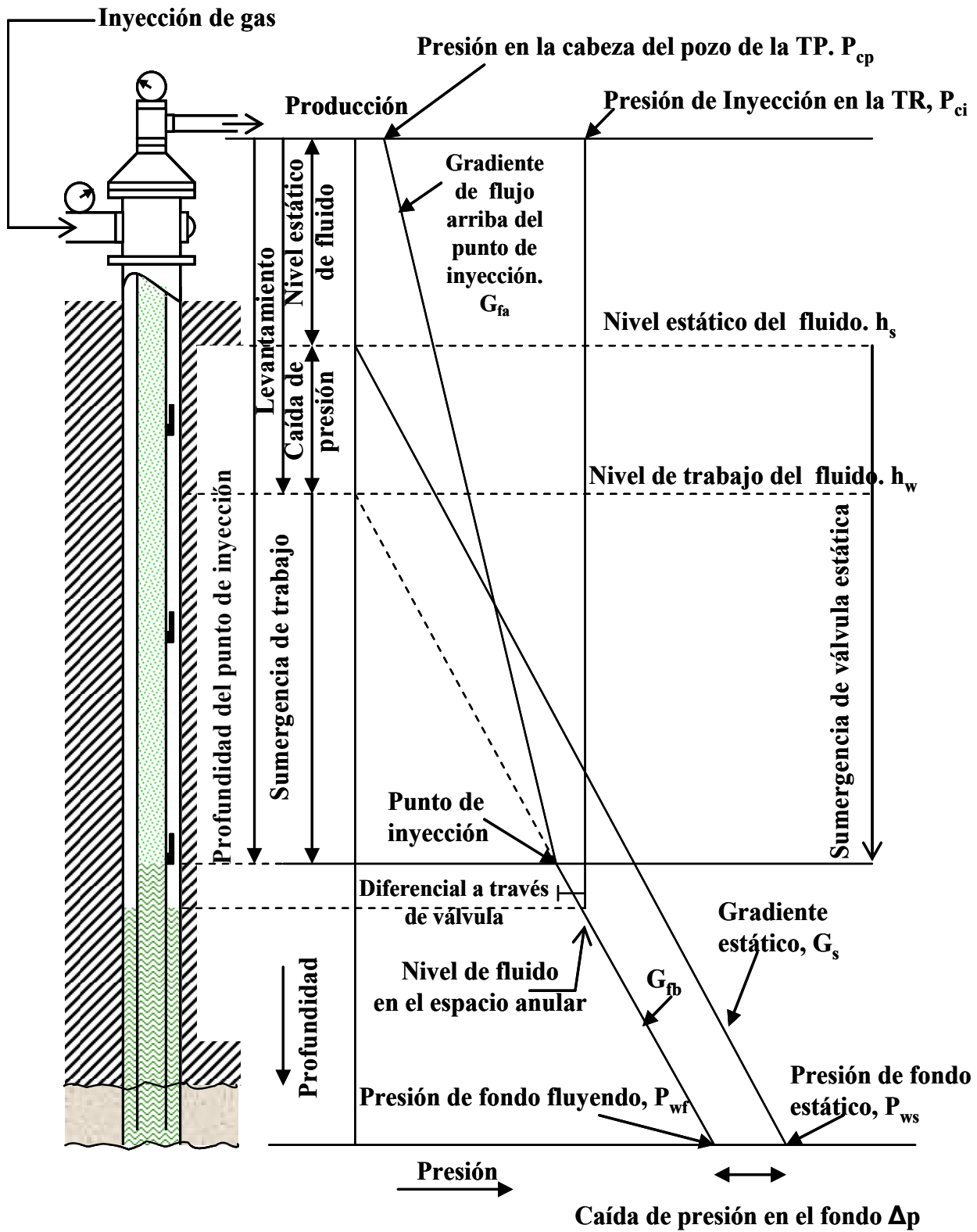


Fig. 5.65 Diseño de Bombeo Neumático Continuo (BNC)⁵¹

Lineamientos para el bombeo neumático continuo⁵²:

- Es el mejor sistema artificial para manejar arena y materiales sólidos, la producción de arena casi no causa ningún problema mecánico a las válvulas de bombeo neumático, mientras que solo un poco de arena causa estragos en la mayoría de los otros métodos de levantamiento, inclusive algunos no pueden operar.
- En pozos desviados, el bombeo neumático sólo tiene problemas menores, esto es especialmente importante para pozos y plataformas marinas los cuales son perforados direccionalmente.
- El bombeo neumático permite el uso de equipos de línea de acero, tales equipos son fáciles de usar y económicos. Estas características permiten reparaciones de rutina a través del tubo.
- El diseño normal de los mandriles permite el uso de desarenadores, registros de producción y herramientas de corte de parafina.
- El bombeo neumático es flexible, esto es que puede producir hidrocarburos con un amplio rango de volúmenes (200 a 20,000 BPD) y profundidades (500 a 10,000 metros) con el mismo equipo. En algunos casos se puede producir por flujo anular manejando volúmenes extremadamente altos.
- Puede ser fácilmente usar un sistema central para servir a muchos pozos o para operar un campo entero. La centralización normalmente baja el costo de capital y permite tener un mejor control de la explotación del campo petrolero.
- Los equipos subsuperficiales son relativamente económicos, el costo de la reparación y mantenimiento de este equipo es normalmente bajo, es fácilmente retirado, reparado o reemplazado.
- La instalación de bombeo neumático es compatible con válvulas de seguridad subsuperficiales y otros equipos de superficie.

Limitaciones del bombeo neumático continuo⁵²:

- Una alta contrapresión pone serías restricciones a la producción. Este problema llega a ser más significativo cuando se incrementa la profundidad y

declina la presión de fondo estática, que es cuando se tiene que incrementar la presión y el volumen de inyección o cambiar a otro sistema artificial.

- Resultan grandes inversiones de capital y altos costos de operación. El costo de los compresores es relativamente alto. Los compresores presentan problemas de espacio y peso cuando son usados en plataformas marinas. También el costo de distribución en tierra podría ser significativo cuando son pocos pozos. Incremento en el uso del gas podría incrementar el tamaño de las líneas de descarga y de los separadores necesarios.
- Si el gas llega a estar más caro, se deberá iniciar otro método de levantamiento.
- Puede haber un incremento en el porcentaje de agua si se pierde el control de la operación y la medición y análisis de fluidos producidos.
- La operación y mantenimiento de los motocompresores es cara, requiere de operadores expertos y buenos mecanismos de compresión por seguridad y relevo de operación.
- Cuando la gravedad específica del aceite es baja (menor de 15°API) hay dificultad en el levantamiento debido a que aumenta la fricción. El efecto de enfriamiento del gas por expansión agrava fuertemente este problema. También este efecto podría causar algunos problemas de parafinas.
- Llega a ser menos eficiente para producir hidrocarburos y presenta un cabeceo severo cuando se tienen bajos volúmenes de hidrocarburo (menos de 200 BPD en tuberías de 2 3/8 pulg), altas profundidades y altos porcentajes de agua (mayores de 90%).
- Se requiere de contar con buenos datos para realizar un buen diseño y que trabaje correctamente. Tales datos podrían no ser disponibles y se caería todo el tiempo sobre un ineficiente diseño que no produce cerca de la capacidad del pozo.

A continuación se presentan algunos problemas que genera el bombeo neumático y que deberán ser resueltos:

- Limpieza para los problemas de hidratos en líneas de inyección.
- Corrosión en la inyección del gas.
- Problemas severos de parafinas.
- Fluctuación en la presión de succión y descarga.
- Problemas con líneas de acero.
- Terminaciones dobles frecuentemente resultan en pobre eficiencia de levantamiento.
- Cambio en las condiciones del pozo, especialmente declinación en la presión de fondo y el IP.
- Profundidad y alto volumen de levantamiento.
- Interferencia de válvulas-multipunto.

5.3.3.1.1.2 Bombeo Neumático Intermitente (BNI)

El diseño de éste sistema llega a ser más complejo que el Bombeo Neumático Continuo, ya que en este se da tiempo para que se acumule un bache de líquido arriba de la válvula operante. En seguida la válvula operante abre, permitiendo que el volumen de gas necesario entre a la columna de fluidos para desplazar el bache hasta la superficie en forma de pistón.

Este método consiste en producir periódicamente determinado volumen de hidrocarburos y agua, impulsado por el gas que se inyecta a alta presión. El gas propulsor puede ser inyectado en un solo punto bajo la columna del fluido o en puntos múltiples de inyección. Lo anterior se logra instalando un regulador en superficie que controla el tiempo de cada ciclo de inyección-producción-espera.

Este sistema es utilizado en pozos con bajos volúmenes de fluido, un bajo índice de productividad y bajas presiones de fondo, o bien, bajo índice de productividad y alta presión de fondo. Una instalación diseñada apropiadamente puede producir eficientemente a gastos tan altos como 1,000 bl/día o tan bajos como 50 BPD⁴².

Factores que deben considerarse para un buen diseño: Tipo de instalaciones, historia de producción, IPR, gasto esperado, control agua/aceite, profundidad de colocación de la válvula superior, presiones disponibles y colocación de las válvulas, gradiente de descarga y espaciamiento entre válvulas, diferencia entre la presión de apertura de la válvula operante y la carga de fluido a bombearse en la tubería de producción, diámetro del asiento de la válvula, porcentajes de recuperación, volumen de gas necesario para el bombeo neumático intermitente, frecuencia de ciclo de bombeo neumático intermitente, tipo de válvulas usadas en el bombeo, inyección de gas a través de un solo punto e inyección múltiple, resumen de las consideraciones para el diseño de una instalación.

5.3.3.1.2 Bombeo Mecánico

Este sistema utiliza una bomba mecánica de fondo para desplazar los fluidos hacia la superficie. El objetivo de la bomba es desplazar los fluidos a la superficie. La bomba puede o no estar localizada en el fondo del pozo. En algunas instalaciones se tienen localizadas las bombas en el fondo del pozo, con el objeto de generar una caída de presión tan alta como sea posible, para obtener máximos gastos de producción. Los principales tipos de unidades superficiales son:

- Unidad de Bombeo Mecánico Convencional.
- Unidad de Bombeo Mecánico Mark II.
- Unidad de Bombeo Mecánico Aerobalanceda.
- Unidad de Bombeo Mecánico Hidráulica.
- Unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumática.

En el Bombeo Mecánico el movimiento es transmitido desde la superficie hasta la bomba por medio de una sarta de varillas acopladas colocadas dentro de la tubería de producción que puede ser continua o armable en secciones de 25 pies. Ver figura 5.66. Estos sistemas consisten básicamente de cinco componentes⁴²:

- Bomba subsuperficial, la cual desplaza el fluido del fondo del pozo, reduciendo la presión de fondo.

- Sarta de varillas, las cuales transmiten la potencia de la bomba desde la superficie.
- Unidad superficial, la cual transfiere el movimiento de rotación a oscilación lineal de la sarta de varillas.
- Sistema de engranes, los cuales controlan la velocidad de la máquina o motor primario.
- Motor primario superficial, suministra la potencia necesaria a el sistema.

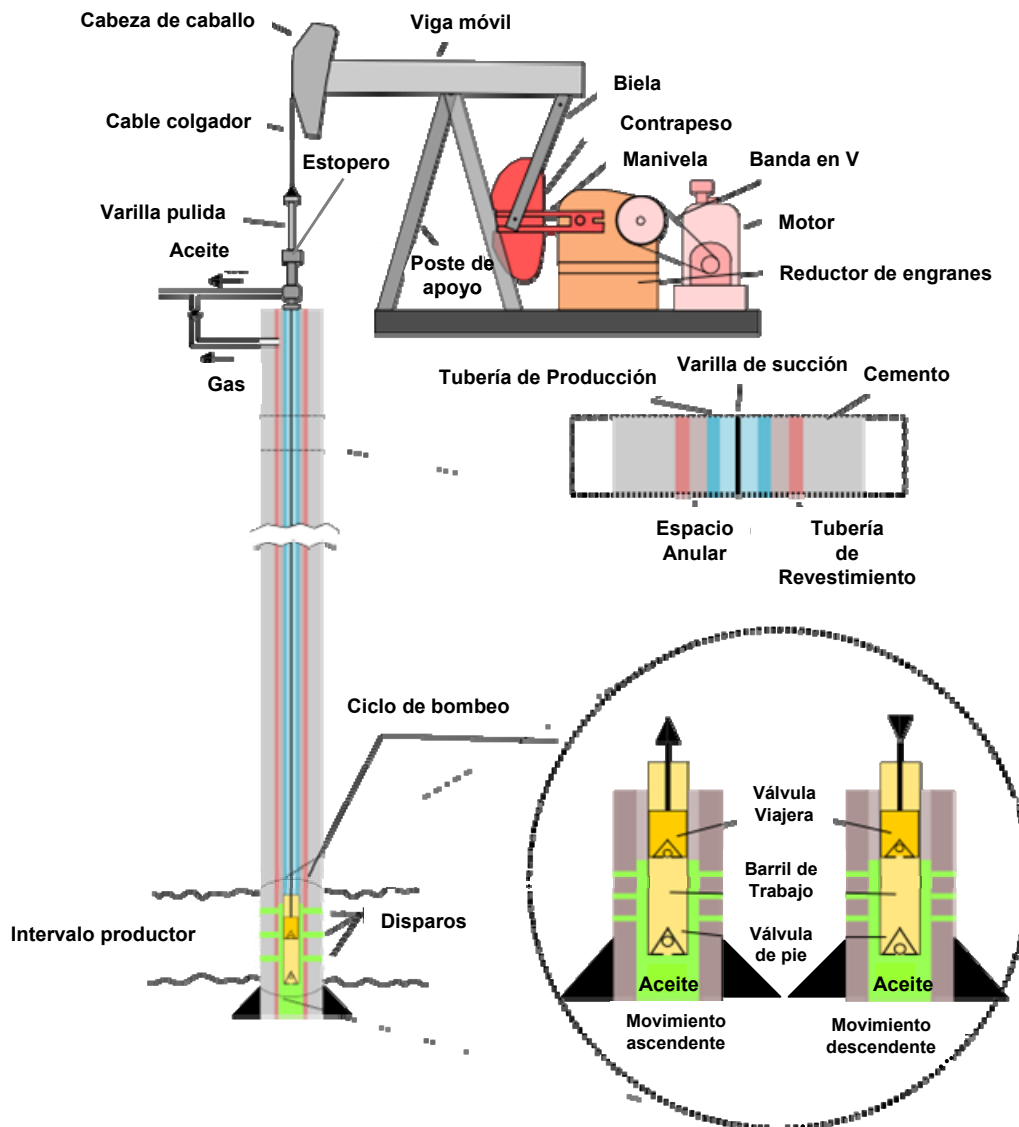


Fig. 5.66 Unidad de Bombeo Mecánico (Balancín) ⁵¹.

La bomba subsuperficial es básicamente un émbolo y un arreglo de válvulas dentro de una tubería o barril. Cuando el émbolo es levantado y separado de la válvula fija o de pie (como si fuera una jeringa) dentro del barril, como se muestra en la figura 5.67, se crea una región de baja presión bajo el émbolo, la cual es invadida por el fluido de formación. Al mismo tiempo, el émbolo y las varillas de succión conjuntamente con el fluido se desplazan hacia arriba, dentro de la tubería de producción.

Las válvulas de pie y viajera son diseñadas para abrir y cerrar de tal forma, que permitan a los fluidos entrar a la bomba en la carrera ascendente y sean desplazados por encima de la válvula viajera en la carrera descendente. El fluido que se encuentra en la válvula viajera es desplazado mediante una embolada en la carrera descendente.

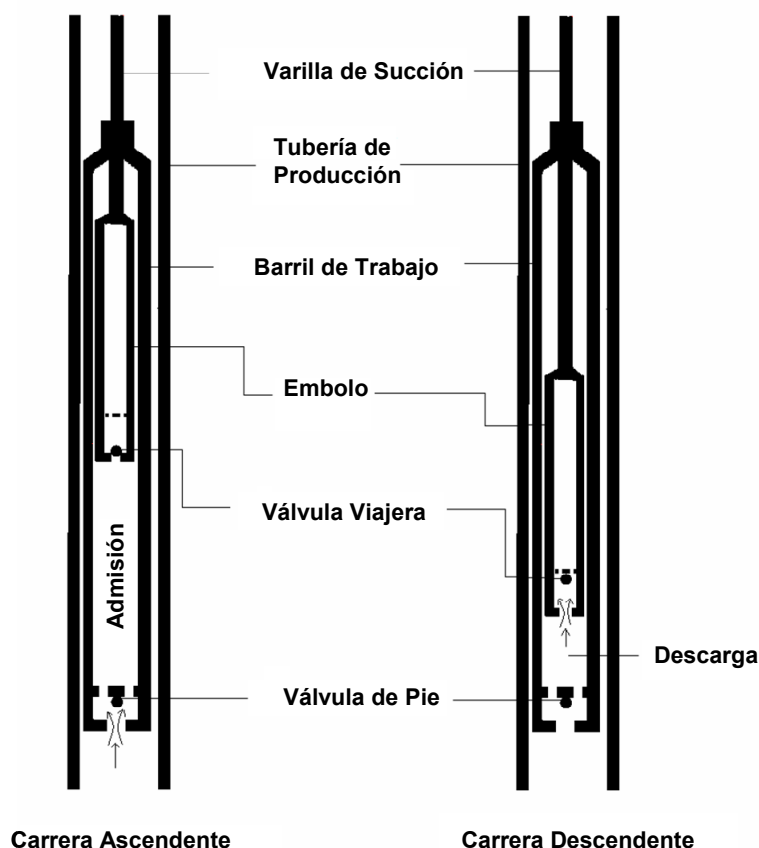


Fig. 5.67 Bomba subsuperficial⁵¹.

La mecánica del ciclo de bombeo debe cumplir cuatro fases, estos ciclos son aplicables en todos los tipos de bombas, como se muestra en la figura 5.68.

En la figura 5.68a, el émbolo esta moviéndose hacia abajo próximo a la base de la carrera, mientras que el fluido viaja hacia arriba a través de la válvula viajera que se encuentra abierta. Durante este tiempo, el peso de la columna del fluido de la TP es soportado por la válvula de pie, la cual se encuentra cerrada.

En la figura 5.68b, se muestra el movimiento ascendente del émbolo donde ésta se encuentra cerca de la base de la carrera. La válvula viajera esta cerrada y consecuentemente la carga de la columna de los fluidos es transferida de la TP a la sarta de varillas y la válvula de pie se encuentra abierta y admitiendo fluidos del pozo al interior del barril.

En la figura 5.68c, el émbolo esta en movimiento ascendente cerca de la cima de la carrera. La válvula viajera se encuentra cerrada y la válvula de pie abierta por la producción de fluidos en el fondo del pozo. Cuando el émbolo llega a la cima de la carrera, el barril de trabajo es evacuado ocasionando el flujo de fluidos a la superficie entregándolos a la línea de descarga.

En la figura 5.68d, el émbolo se encuentra en descenso cerca de la cima de la carrera. La válvula de pie cierra debido al incremento de presión que resulta de la compresión de los fluidos en el volumen comprendido entra la válvula de pie y la válvula viajera, que se encuentra abierta y el fluido empieza a entrar del barril de la bomba a la parte superior de la válvula viajera.

Finalmente el émbolo alcanza la base de la carrera dando nuevamente inicio a este ciclo.

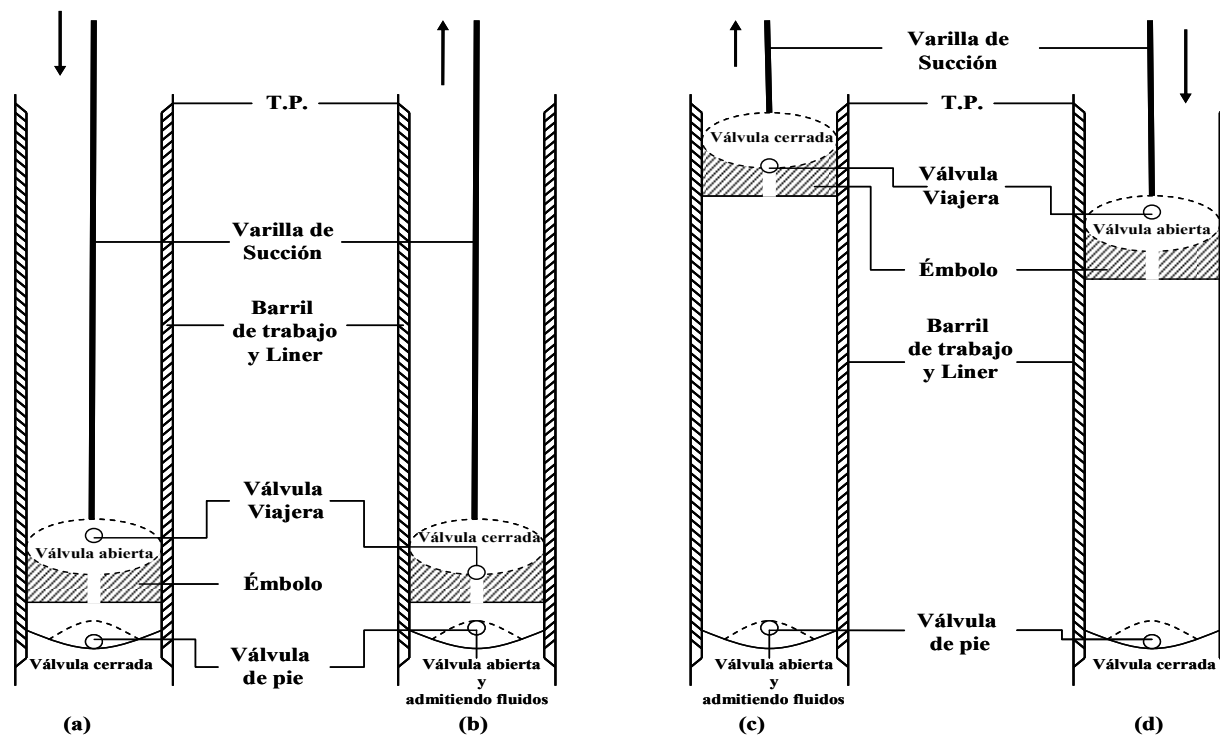


Fig. 5.68 Ciclos de bombeo⁵¹.

El "AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE" (API) ha implantado un sistema de clasificación para las bombas subsuperficiales, tomando en cuenta recomendaciones de prácticas de campo, la figura 5.69 muestra los cinco principales tipos de bombas de dicha clasificación.

1. Bomba tipo varilla, barril estacionario con anclaje en la parte superior de la T.P.
2. Bomba tipo varilla, barril estacionario con anclaje en la parte inferior de la T.P.
3. Bomba tipo Varilla con barril viajero
4. Bomba tipo TP zapata regular
5. Bomba tipo TP con zapata de extensión y niple.

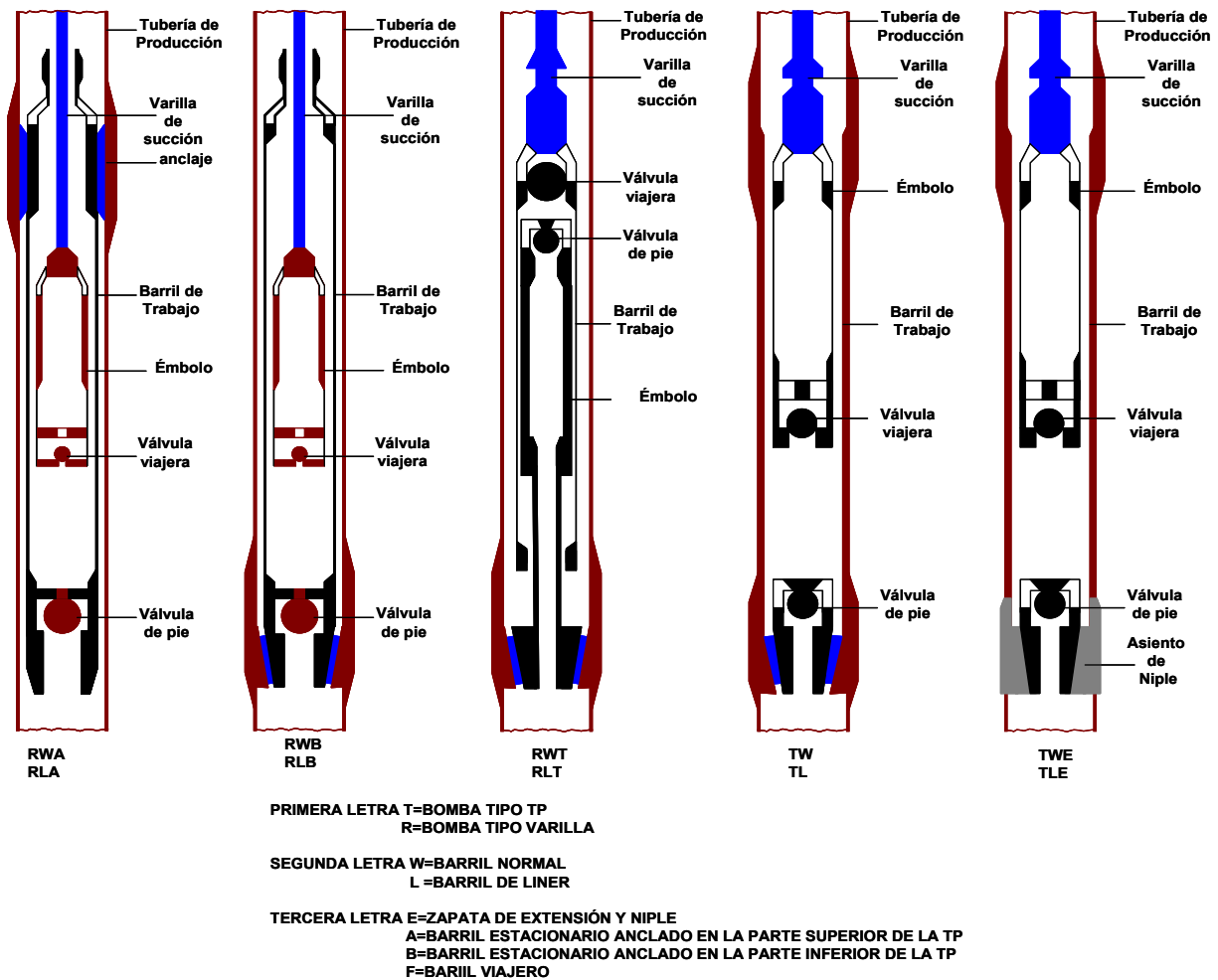


Fig. 5.69 Clasificación API de bombas⁵¹.

Existen tres factores principales que controlan el movimiento de la carrera descendente y la velocidad de bombeo:

1. Longitud de carrera.
2. Fuerzas que retardan la carrera descendente (Flotación por aceite pesado, condensado de gas, desviación del pozo, mal diseño, etc.).
3. Geometría de la unidad.

Cuando la unidad está elevando al fluido, hay varios factores importantes que deben tomarse en cuenta. Primeramente, el ciclo de bombeo se divide en dos partes: productivo y de llenado del barril. La parte productiva ocurre durante la carrera ascendente cuando se eleva la columna del fluido y el de llenado de barril, durante la carrera descendente que tiene como función principal, regresar a las varillas y al émbolo a su posición en el fondo y llenar el barril de hidrocarburos arriba del pistón de la bomba. El regreso más rápido de las varillas en esta parte del ciclo de llenado hace que la carrera ascendente productiva se presente más pronto.

La carrera ascendente es productiva por dos razones:

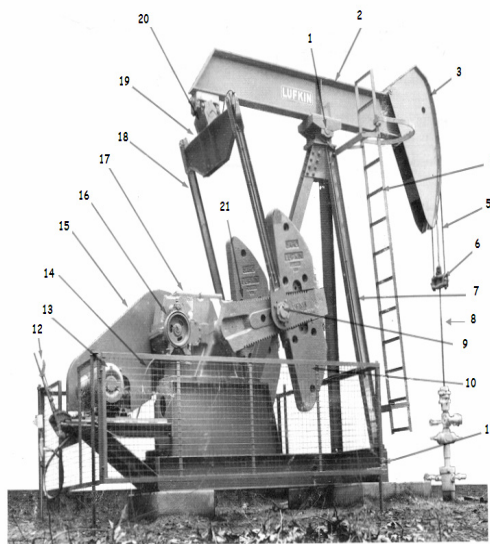
1. Es el tiempo durante el cual la columna de fluidos se eleva a la superficie.
2. Es el tiempo durante el cual succiona los fluidos del pozo permitiendo que entren al barril de la bomba; bajo el pistón de la misma.

La forma en que realmente trabaja la unidad es: durante la carrera ascendente eleva las varillas y el fluido, durante la carrera descendente, la fuerza de gravedad jala a las varillas hacia abajo en contra de las fuerzas de fricción y flotación. Esto es fácil de entender debido a que el cable colgador de acero trabaja únicamente a tensión y no son capaces de empujar las varillas hacia abajo, sin embargo cuando se presenta flotación de varillas se puede emplear varillas extrapesadas en la parte inferior de la sarta de varillas. En la unidad de bombeo mecánico hay 4 características importantes de movimiento:

1. Aceleración máxima desde el fondo para elevar la carga total de varillas y fluido.
2. El tiempo que dura la carrera ascendente, misma durante el que se llena el barril de la bomba bajo el pistón.
3. Aceleración máxima al iniciar la carrera descendente.

4. Velocidad máxima en la carrera descendente. Debe tomarse como referencia que la velocidad angular de la manivela es constante.

La velocidad angular constante de la manivela en la unidad convencional (clase I, figura 5.70), hace que la inversión de movimiento de la varilla pulida en el fondo, se realice con aceleración relativamente alta y la inversión de movimiento en la parte superior, con aceleración relativamente baja.



1. Cojinete central
2. Balancín
3. Cabeza de caballo
4. Escalera
5. Cable colgador
6. Barra portadora o elevador
7. Poste Samson
8. Varilla pulida
9. Muñón
10. Contrapeso
11. Patín
12. Palanca de freno
13. Motor principal
14. Cable de freno
15. Guarda bandas (tolva)
16. Freno
17. Reductor de engranes
18. Brazo Pitman (bielas)
19. Compensador
20. Cojinete compensador
21. Manivela

Fig. 5.70 Unidad de Bombeo Mecánico Convencional Clase I⁵¹.

Los motores principales pueden ser motores de combustión interna (gas, diesel o gasolina) o motores eléctricos.

Este método de producción artificial nos permite obtener gastos típicos de producción, que van desde 5 hasta 1,000 BPD.

El objetivo de un Sistema de Bombeo Mecánico es levantar el fluido de la formación a la superficie a razón de un volumen deseado. Por esto los factores mínimos a considerar para el diseño son:

1. Gasto de producción deseado, BPD.
2. Elevación neta del fluido, pies.
3. Presión en la cabeza del pozo, lb/pg²
4. Densidad relativa de los fluidos del pozo.
5. Eficiencia volumétrica en la bomba.
6. Profundidad del intervalo.
7. Estado mecánico del pozo.
8. Historia de Producción.
9. Presión de fondo estática y fluyendo.

El conocimiento de estos factores hacen posible el conocimiento óptimo del tamaño del pistón, con lo cual resulte un mínimo de carga en las varillas y en el equipo superficial, torque mínimo en la caja de engranes y un requerimiento mínimo de potencia requerida para el motor. La determinación del tamaño del pistón permite la selección del tamaño de la TP, el tamaño de las varillas y la longitud de la carrera, así como la velocidad de la bomba, el torque requerido en la unidad y la potencia requerida en el motor, y sobre todo el tipo y modelo de la Unidad de Bombeo Mecánico requerida.

El bombeo mecánico a través de varillas de succión no es factible en pozos profundos o en pozos altamente desviados, debido al peso o a la gran cantidad de fricción de las varillas.

En la figura 5.71 se muestra un ejemplo de un pozo produciendo con bombeo mecánico.

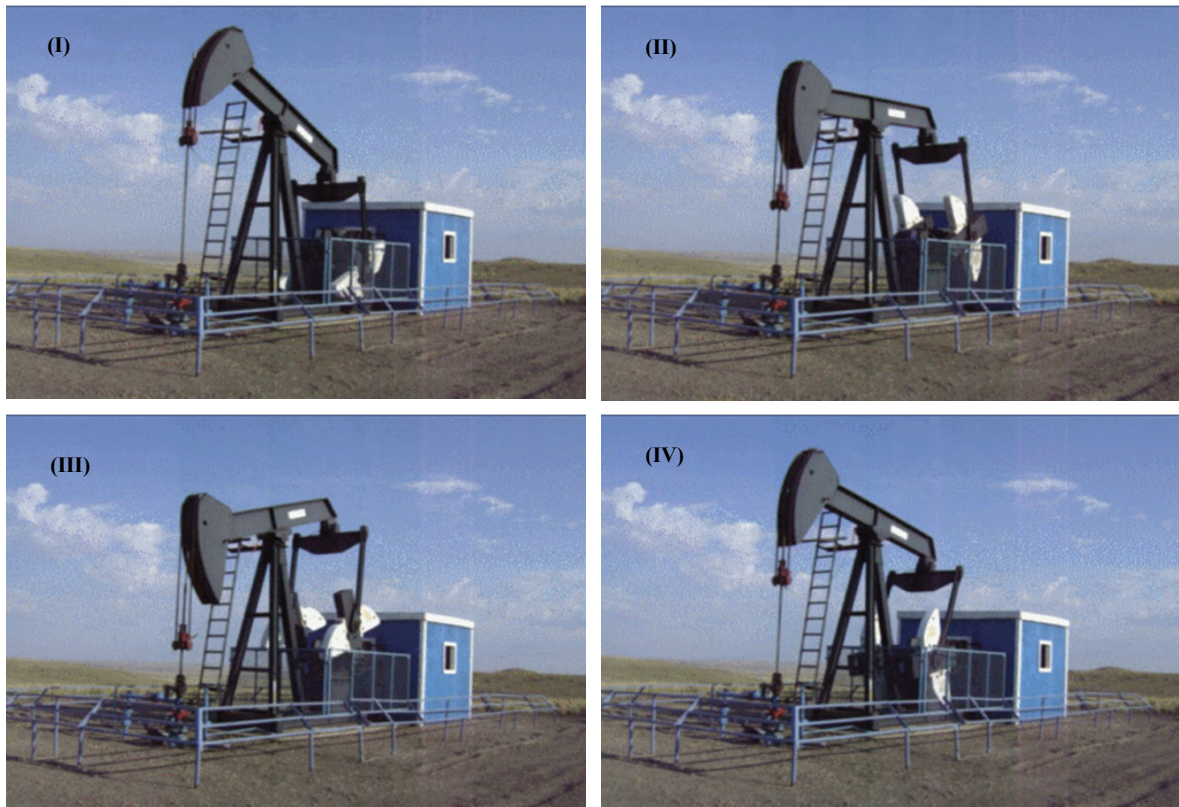


Fig. 5.71 Operación del bombeo mecánico en pozo productor.

5.3.3.1.3 Bombeo Hidráulico

Este es otro método artificial de producción, el cual puede clasificarse en:

1. Bombeo hidráulico tipo pistón.
2. Bombeo hidráulico tipo jet.

5.3.3.1.3.1 Bombeo hidráulico tipo pistón

La bomba hidráulica tipo pistón consiste en un motor con pistón reciprocante impulsado por un “fluido motriz”, conectado con un eje corto al final de la bomba. El comportamiento es similar a la bomba de varillas, solo que la bomba hidráulica es usualmente una bomba de doble acción, es decir el fluido es desplazado desde la bomba tanto en la carrera ascendente como en la carrera descendente. Ver figura 5.72.

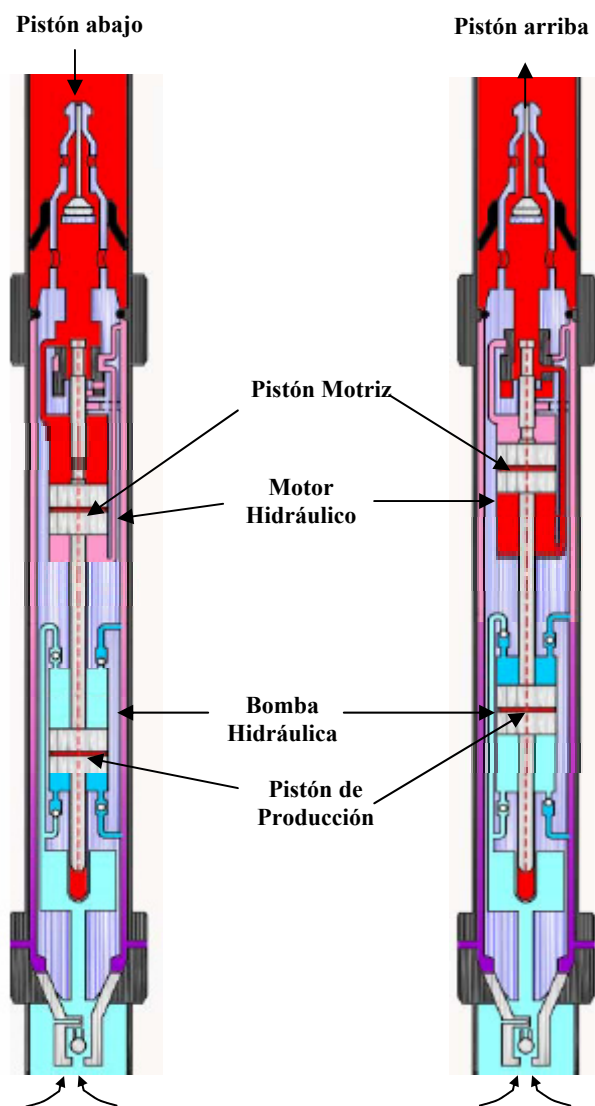


Fig. 5.72 Bomba hidráulica tipo pistón⁵³.

La unidad de bombeo consiste fundamentalmente de dos pistones unidos entre sí por medio de una varilla. Uno denominado “pistón motriz”, el cual es impulsado por el “fluido motriz” y que arrastra al pistón inferior o “pistón de producción”, el cual a su vez impulsa el aceite producido.

El “fluido motriz” puede ser agua o aceite. La selección del “fluido motriz” y/o sistema de inyección de fluido motriz dependerá de ciertos factores. Brown y Wilson⁵⁴ discutieron estos factores a detalle, pero es importante mencionar que es práctica común circular parte del fluido (aceite) producido como “fluido motriz”.

Por lo general el bombeo hidráulico tipo pistón alcanza gastos de producción que van desde 135 a 15,000 BPD.

Algunas Ventajas que se obtienen al aplicar bombeo hidráulico tipo pistón son las siguientes:

- Puede operarse en pozos direccionales.
- Es fácil adaptarse para su automatización.
- Fácil de agregar inhibidores de corrosión.
- Puede instalarse como un sistema integral y operar varios pozos de una plataforma terrestre o marina a la vez.
- Es adecuado para el bombeo de crudos pesados.
- Puede instalarse en áreas reducidas (plataformas o áreas urbanas).
- Resulta económico entre más pozos hay y de mayores producciones.

5.3.3.1.3.2 Bombeo hidráulico tipo jet

El bombeo hidráulico tipo jet (a chorro) es un sistema especial. Las bombas tipo jet presentadas por Kobe y por Fluid Packed Pumps⁵⁵ muestran un diseño muy similar, la principal diferencia es la forma en la que los fluidos son circulados dentro y fuera de la sección de trabajo. Ver figura 5.73.

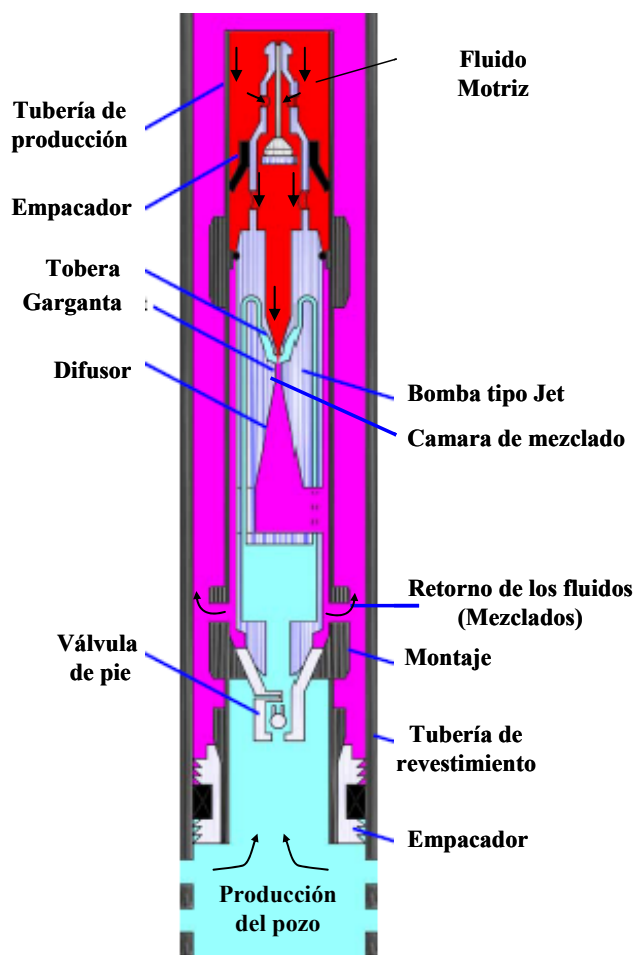


Fig. 5.73 Esquema de una bomba subsuperficial tipo jet ⁵¹.

El fluido motriz entra en la parte superior de la bomba pasa a través de una tobera, donde virtualmente la presión total del fluido motriz es convertida a una carga de velocidad. Inmediatamente después de la tobera el fluido motriz es mezclado con los fluidos producidos en la cámara de mezclado de la bomba, ver figura 5.74. Mientras los fluidos son mezclados, parte de la cantidad del movimiento (momentum) del fluido motriz es transferida al fluido producido. La mezcla de fluido resultante en la cámara tiene suficiente carga total para fluir contra el gradiente de los fluidos producidos. La mayor parte de esta carga, aún se encuentra en forma de una carga de velocidad. La sección final de trabajo de la bomba tipo jet, es el difusor, de mayor área que convierte

la carga de velocidad a una carga estática de la columna de fluidos, permitiéndoles fluir hacia la superficie, como se muestra en la figura 5.74.

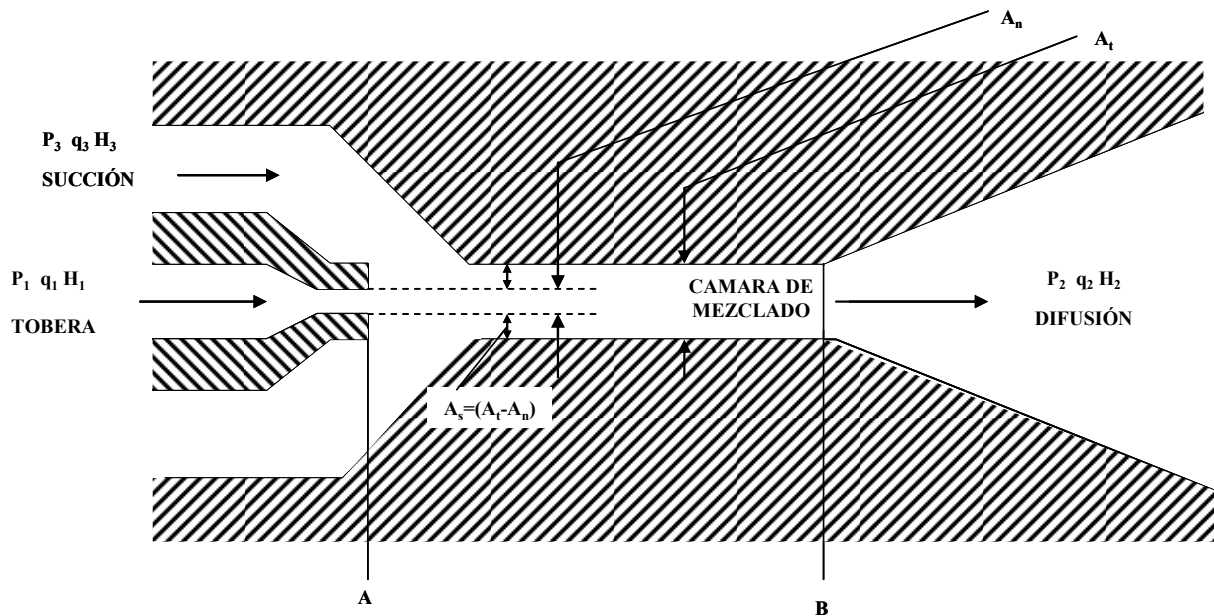


Fig. 5.74 Bomba tipo jet⁵³.

La ventaja de éste tipo de bombas es que no tiene partes móviles, lo que permite producir cualquier tipo de fluido motriz o producido. Estas bombas pueden ser utilizadas a cualquier profundidad, facilitando su instalación en cualquier pozo.

Algunas otras ventajas son⁵²:

- Localización: es atractivo en plataformas marinas, localizaciones remotas, áreas pobladas y áreas agrícolas.
- Pozos profundos: el nivel de trabajo esta limitado cerca de los 9,000 pies.
- Pozos desviados: en pozos desviados normalmente no presenta problemas.
- Producción de arena: por no tener partes móviles puede manejar arena y otros sólidos muy bien.
- Aceites viscosos: al fluido motriz puede añadirse diluyentes desde la superficie.

- Corrosión: pueden ser inyectados inhibidores de corrosión en el fluido motriz para el control de la corrosión.
- Limpieza del fluido motriz: es muy tolerante y requiere una pobre calidad de fluido.
- Vida de la bomba: tiene una larga vida entre intervenciones a pozos.

La desventaja de éste tipo de bombas es su baja eficiencia (generalmente entre 20-30%) y la necesidad de emplear altas presiones de succión.

Algunas otras desventajas son⁵²:

- Presión de fondo: la bomba jet requiere aproximadamente de 1,000 lb/pg²abs a una profundidad de 10,000 pies y aproximadamente 500 lb/pg²abs cuando se tiene 5,000 pies.
- Personal: se requiere personal especializado y con experiencia.
- Emulsiones: algunas combinaciones de fluido motriz con producido generan emulsiones muy difíciles de romper.

Algunos puntos en el diseño de bombeo hidráulico tipo jet que se debe considerar⁵²:

- Costo capital: costos relativamente bajos sobre los 1,500 BPD. Los costos incrementan con la potencia, pero la rentabilidad disminuye entre más pozos estén conectados al sistema hidráulico.
- Equipo de fondo: requiere programas de diseño para dimensionar la tobera. Moderado manejo de sólidos en el fluido motriz. No cuenta con partes móviles. Larga vida de servicio. Procedimientos simples de reparación y colocación de la bomba en el fondo con equipo de línea de acero.
- Eficiencia: regular/pobre, máxima eficiencia en el caso ideal 30%. Fuerte influencia del fluido motriz adicional al gradiente de producción. Operación típica del 10 al 20% de eficiencia.
- Flexibilidad: buena/excelente, el gasto y presión del fluido motriz se ajustan al gasto de producción y a la capacidad de levantamiento.

- Problemas varios: la mayor tolerancia para el manejo de sólidos en el fluido motriz de 200 ppm con partículas de 25 micrones. Pueden ser adicionados diluyentes.
- Costos de operación: altos costos de operación debido a la potencia requerida. Bajos costos por mantenimiento de bomba y con apropiado tamaño de tobera y garganta puede tener una larga vida.
- Confiabilidad: bueno, con apropiados tamaños de tobera y garganta para las condiciones de operación. Deberá evitar operar en el rango de cavitación de la bomba. Más problemas si las presiones son mayores a 4,000 lb/pg²abs.
- Valor de salvamento: bueno, fácil de reubicar a otro a pozo, regular con el valor comercial. Regular el mercado de bombas triples.
- Sistema total: disponible programas de diseño, procedimientos de operación básicos para la bomba de fondo, y los equipos en el pozo fácilmente reparable o reemplazable. Frecuentemente la optimización se realiza a prueba y error.
- Uso/Panorama: bueno, para pozos de alto volumen requiriendo operación flexible, amplio rango de profundidad, alta temperatura, alta corrosión, alta RGA, significativa producción de arena. Algunas veces es usado como prueba en pozos marinos cuando estos no fluyen.

5.3.3.1.4 Bombeo Electrocentrífugo

El Bombeo Electrocentrífugo tiene gran flexibilidad, es capaz de producir volúmenes muy altos de fluidos. Puede ser utilizado en pozos profundos, más eficiente que la bomba de varillas de succión y es capaz de manejar el gas libre de los fluidos bombeados. En la figura 5.75 se muestra un equipo de bombeo electrocentrífugo. Generalmente el motor es situado de tal forma que los fluidos producidos circulen alrededor del motor, proporcionando un sistema de enfriamiento natural.

El Bombeo Electrocentrífugo consiste de un motor eléctrico, una sección de sello, una sección de admisión, una bomba centrífuga multicapa, cable eléctrico, tablero superficial de control, transformadores, etc., como se muestra en la figura 5.75.

Cuenta con diversos componentes adicionales como son: medios de protección para el cableado en la tubería de producción (flejes) y en los soportes de la cabeza del pozo. Puede incluir equipo opcional como; registradores (centinelas) de presión de fondo, temperatura, etc. El motor eléctrico trabaja relativamente a una velocidad constante. La bomba y el motor están directamente unidos con el protector o una sección de sello. La potencia es transmitida a el equipo subsuperficial a través de un cable eléctrico trifásico que se introduce junto con la tubería de producción y que va flejado a la misma.

Las bombas electrocentrífugas no desplazan una cantidad fija de fluidos como lo hacen las bombas de desplazamiento positivo, sino que generan una cantidad relativamente constante de incremento de presión en la corriente de flujo. Por lo que el gasto a través de la bomba variará dependiendo de la contrapresión existente en el sistema. El incremento de presión proporcionado por una bomba centrífuga es expresado como carga de bombeo.

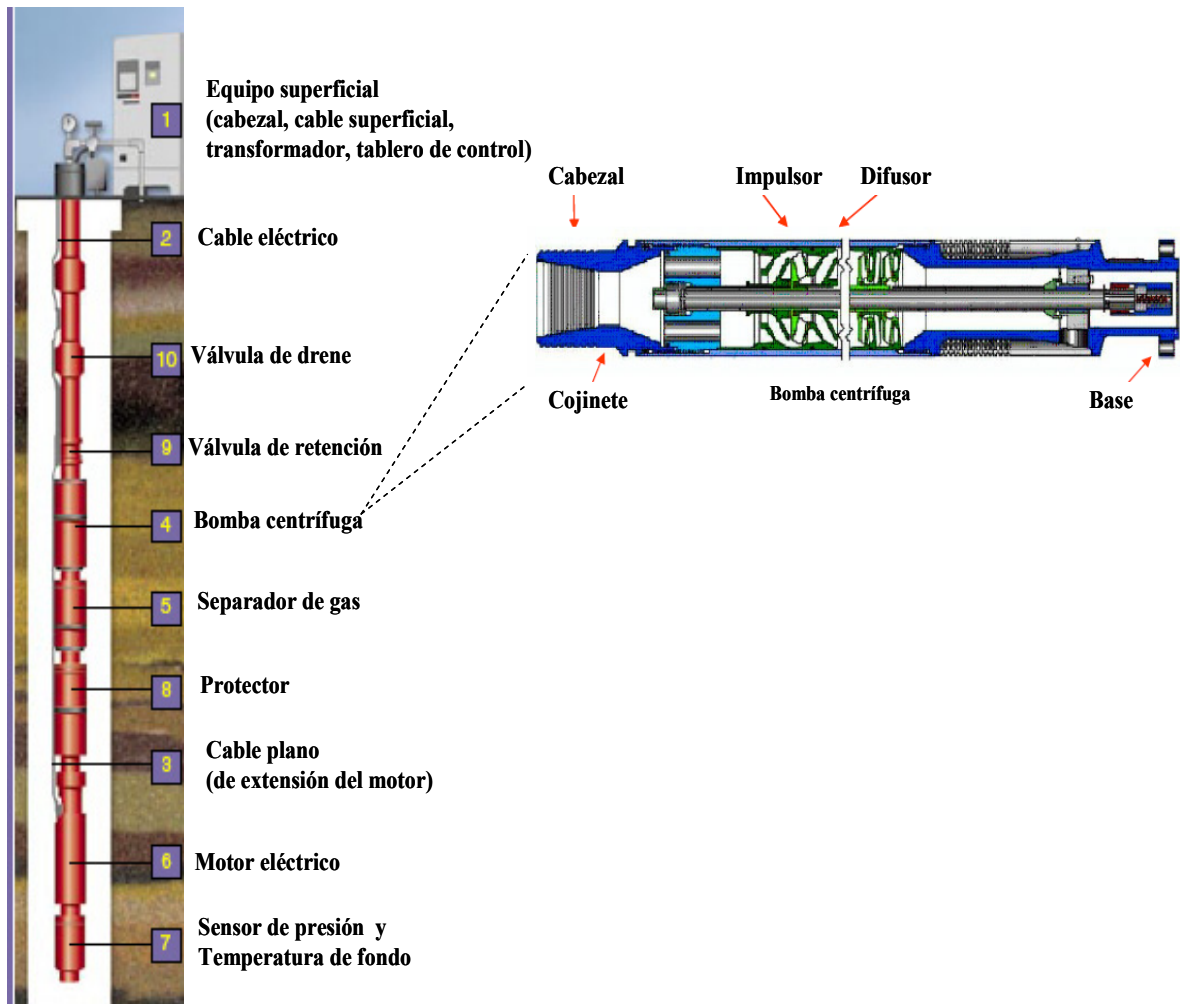


Fig. 5.75 Unidad de bombeo electrocentrífuga⁵¹.

El diseño de instalaciones de Bombeo Electrocentrífugo normalmente requiere de la consideración metódica de varios factores:

1.- Es importante que la bomba se seleccione para el gasto deseado de producción (figura 5.76). Cada bomba tiene su propio rango de gasto sobre el que es más eficiente y esta menos sujeta al desgaste mecánico. La buena información de la capacidad de flujo del pozo y del yacimiento ayuda a evitar el sobre dimensionamiento

de la bomba, lo cual puede resultar en una operación de bombeo intermitente cuando la bomba trabaja en vacío y con el consecuente daño.

2.- La bomba debe dimensionarse para producir el incremento de presión necesario para elevar el fluido del pozo. En el bombeo centrífugo vertical es importante seleccionar el número correcto de etapas. Nuevamente la información de comportamiento de flujo útil

3.- El tamaño del motor puede seleccionarse para el flujo y carga adecuados junto con la eficiencia de la etapa de bomba seleccionada.

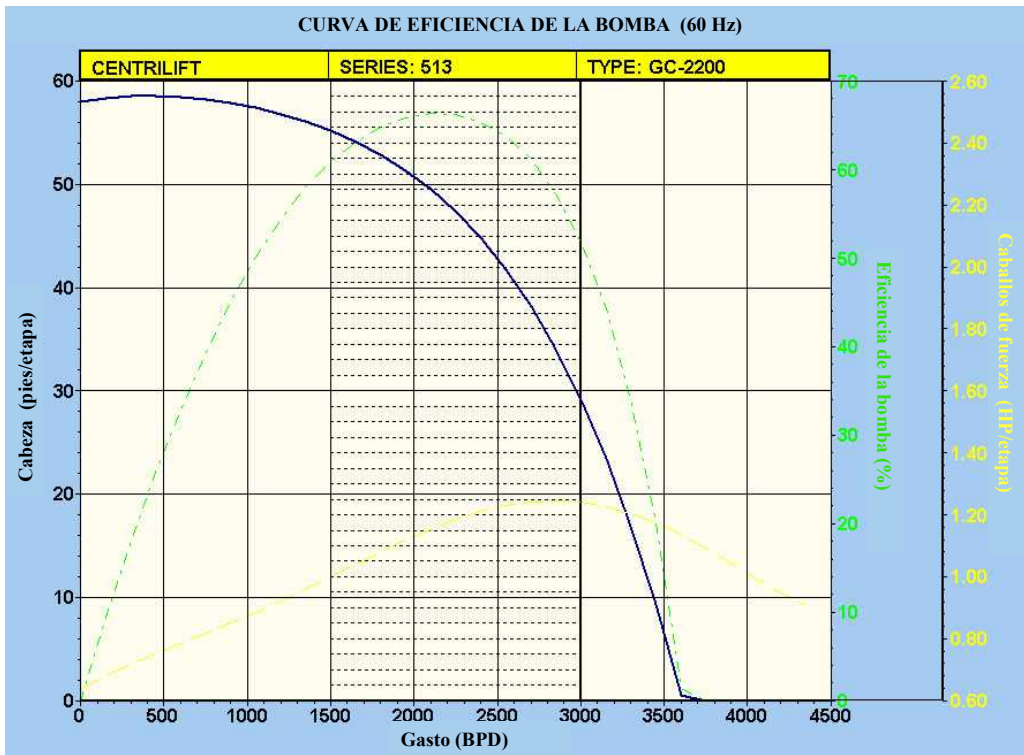


Fig. 5.76 Ejemplo de eficiencia de bomba electrocentrífuga.

El comportamiento de la bomba y requerimientos del motor también se ven afectados por las características de la mezcla de fluido que se bombea de un pozo en particular, por lo tanto, deben considerarse densidad y viscosidad del fluido, contenido de gas, corrosividad y abrasividad.

En el Bombeo Electrocentrífugo existen procedimientos de diseño para dos tipos de pozos.

1. Para pozos que no producen gas.
2. Para pozos que producen gas.

Si no hay gas en el pozo, los cálculos para seleccionar el equipo de bombeo son relativamente cortos y simples. La cantidad de carga que la bomba debe producir es simplemente la suma de los pies de carga requeridos para elevar el líquido a la superficie, más la fricción en la tubería de producción y la presión necesaria en la cabeza del pozo a lo que se le resta la presión producida por el fluido sobre la succión de la bomba.

Sin embargo, si el pozo es productor de gas el problema es mucho más complicado. La presión y temperatura no son iguales en ningún punto del interior del pozo, el volumen del gas no es el mismo y su producción en la mezcla de la que está siendo liberada no es igual. Esto resulta en un cambio constante de densidad conforme la mezcla de fluido y gas pasa a través de la tubería de producción.

No existe una conversión constante entre la presión en lb/pg^2 y la presión en pies de carga, por lo tanto es necesario hacer cálculos en pequeños intervalos a lo largo de la columna de flujo, desde el yacimiento hasta la superficie. La presión que la bomba debe producir es igual a la sumatoria de las cargas calculadas para cada intervalo. Ya que dichos cálculos son laboriosos y relativamente complejos, deben estar programados para resolverse por medio de un simulador. El uso de esos programas es probablemente la única forma práctica de diseñar o seleccionar una bomba y motor para pozos productores de aceite y gas.

Ya sea que exista o no gas para ser considerado, existen algunas condiciones especiales que afectan la selección de la bomba y el motor. Si el fluido es viscoso se seleccionará una bomba de mayor capacidad y carga, lo cual aumentará el tamaño del

motor requerido. Si existe arena o condiciones corrosivas, abrasivas o de incrustaciones pueden necesitarse consideraciones especiales para dar protección a los metales.

La instalación más simple desde el punto de vista del diseño es para un pozo de agua debido a que no pasa gas libre a través de la bomba. La siguiente más simple es para un pozo con baja relación gas – aceite donde el gas puede o no pasar a través de la bomba. La tercera es para un pozo que produce hidrocarburos pero con demasiado gas de manera que una porción de todo el gas debe bombearse. Finalmente están las aplicaciones especiales tales como para fluidos viscosos.

Algunos puntos importantes a considerar en el bombeo electrocentrífugo son⁵²:

- Costo de capital: relativamente bajo, se incrementa con los requerimientos de energía eléctrica y si es costa afuera.
- Equipo de fondo: Requiere diseños apropiados de cable, motores, sellos y bombas y es esencial contar con técnicas de diseño y operación buenas y con experiencia.
- Eficiencia: bueno, para altos gastos pero decrece para menores a 1,000 BPD. Normalmente para altos gastos la eficiencia es de 40 a 50%.
- Flexibilidad: pobre, las bombas operan normalmente a una velocidad fija. Requiere un dimensionamiento cuidadoso. Debe evitarse apagones al equipo.
- Problemas varios: requiere un sistema de suministro de energía eléctrica confiable. El método es sensible a los cambios de producción y el motor puede quemarse frecuentemente.
- Costos de operación: varia, si los requerimientos de potencia son altos el suministro de energía se incrementan. Costos por reparaciones son altos. Sistema delicado a la mala operación.
- Confiabilidad: variado, Excelente para casos ideales de levante. Pobre para áreas con problemas, operación muy sensible en altas temperaturas, y al mal funcionamiento eléctrico.

- Valor de salvamento: regular, algunos equipos se pueden devolver al proveedor. Pobre en mercados abiertos.
- Sistema total: regularmente simple para diseñar pero requiere buenos datos. Requiere excelentes prácticas de operación. Seguir las recomendaciones API en diseño, pruebas y operación. Típicamente cada pozo es un sistema individual que utiliza un sistema eléctrico común.
- Uso/Panorama: excelente, para altos gastos de producción. La mejor aplicación en pozos menores de 300 °F y mayores a 1,000 BPD. Muy usual para altos porcentajes de agua.

5.3.3.1.5 Émbolo viajero (Desplazamiento con émbolo de baches de líquido)

El émbolo viajero de acero con un dispositivo de válvula simple, el cual se ilustra en la figura 5.77, se encuentra en la tubería de producción, en el fondo de la misma hay un asiento que contiene una abertura por la cual puede pasar gas y líquido a la T.P. Cuando cae el émbolo viajero el asiento acojinado amortigua la caída. La válvula localizada en el émbolo viajero esta cerrada, por lo que la tubería de producción está cerrada en su extremo inferior y cualquier producción de la formación pasa por el espacio anular. Consecuentemente la presión de fondo fluyendo (p_{wf}) se eleva; tan pronto como alcanza un valor mayor que la suma de las presiones ejercidas; por el mismo émbolo viajero, la columna hidrostática del aceite y el gas arriba del émbolo viajero en la T.P., y la presión entrampada en la superficie; el émbolo comienza a elevarse y el aceite arriba del mismo se levanta en la T.P. y así sube a la superficie.

En la parte superior de la T.P. en el árbol de válvulas se encuentra un amortiguador (arriba de la salida a la línea de flujo). Cuando el émbolo viajero choca con éste, la válvula del émbolo se abre, y la presión abajo se libera a la línea de flujo, y el émbolo queda libre para descender. Mientras el émbolo cae, el pozo descarga la columna de gas y la columna de aceite que se alarga constantemente en la T.P. (como resultado de la producción de la formación), contra la contrapresión creada por la

trampa. Cuando el émbolo alcanza el fondo, el ciclo se repite haciendo que el pozo produzca aceite por baches de líquido.

Una ventaja del sistema de émbolo viajero es que puede usarse con éxito en ciertos pozos en los cuales los depósitos de parafinas en la pared interior de la tubería de producción causarían de otra manera algunas dificultades. El movimiento continuo del émbolo viajero hacia arriba y hacia abajo de la T.P. libera la parafina y mantiene la pared interna de la tubería limpia. Una desventaja del sistema de émbolo viajero es que no se diseña para pozos en los cuales la producción con arenas es un problema.

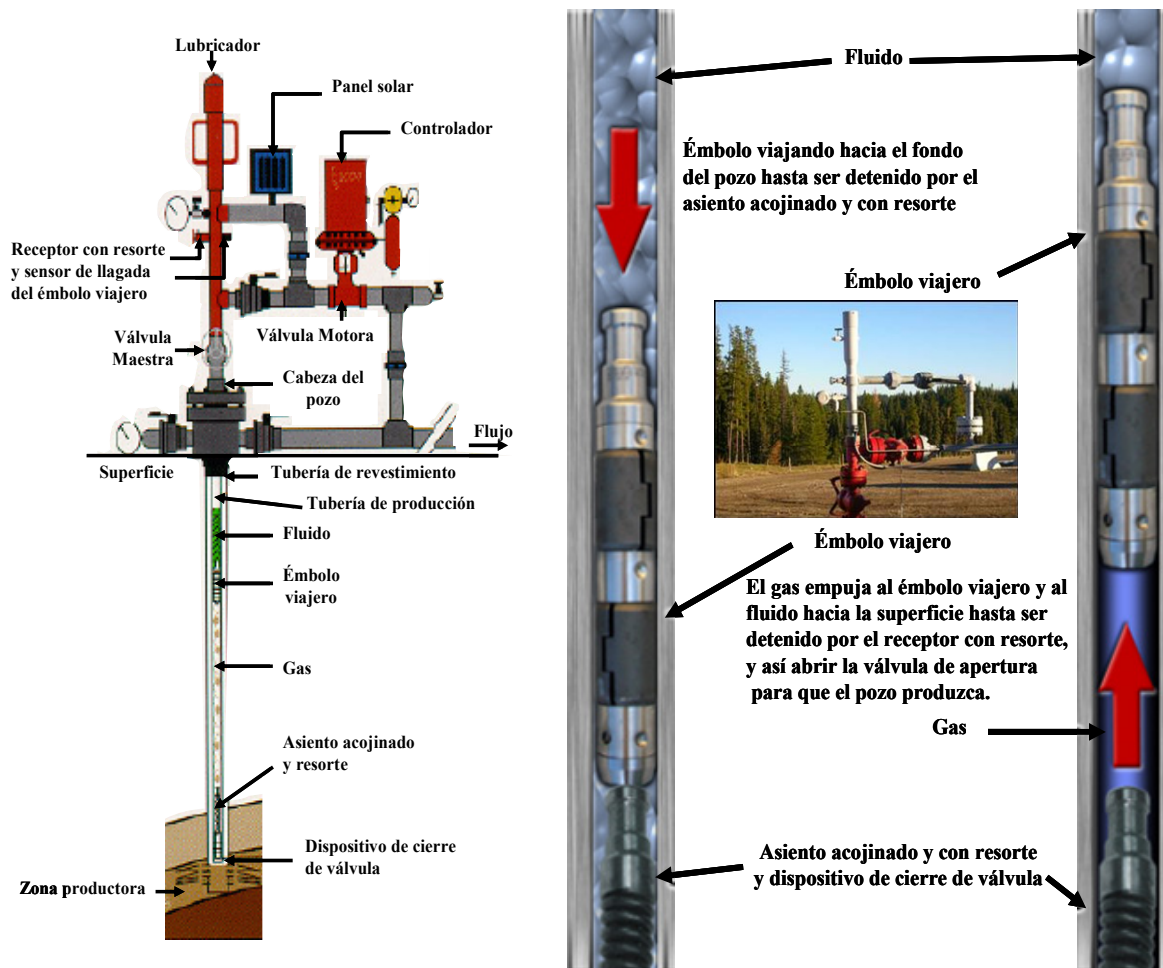


Fig. 5.77 Esquema de Instalación para producir con émbolo viajero⁴².

5.3.3.1.6 Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)

A fines de 1920, Rene Moineau⁵⁶ desarrolló el concepto para una serie de bombas helicoidales. Una de ellas tomó el nombre con el cual hoy es conocido, Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP) o también sistema Moyno.

Las bombas de desplazamiento positivo, llamadas también de cavidad progresiva, están diseñadas para operar en pozos de baja profundidad, a mediana profundidad entre 600 y 1,370 metros y máximo a 1,500 metros.

La bomba de cavidades progresivas o PCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal:

- El rotor metálico, es la pieza interna conformada por una sola hélice.
- El estator, la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero (goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre si, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.

El principio de operación consiste en que el estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor el eje del estator. La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre si. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga (parte superior), generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre si, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo. Ver figura 5.78.



Fig. 5.78 Principio del funcionamiento del PCP.

5.3.3.1.6.1 Descripción del equipo.

Equipo Subsuperficial.- El equipo subsuperficial es un conjunto de estator-rotor que forman la bomba, varillas de succión convencionales y la misma tubería de producción.

Equipo superficial.- Este equipo está compuesto de un estopero, varilla pulida, reductor de engranes, motor eléctrico, freno y tablero de control; el cabezal y la “tee” de flujo para la descarga a la línea de escurrimiento.

En la superficie se encuentra el cabezal sencillo, consistente de un cuerpo de hierro fundido donde se alojan dos cojinetes; uno de empuje para soportar las cargas verticales y el cojinete radial que es capaz de soportar las fuerzas radiales. Ahí mismo se tienen los engranes para reducir la velocidad del motor a la rotación de la sarta de varillas, que es del orden de 300 a 400 revoluciones por minuto.

También se tiene alojado en el cabezal el empaque o sello de tipo común, donde se aloja una serie de 8 empaques de hule y asbesto, así como dos roldanas de bronce para un mejor y durable sello.

En el interior del estator gira el rotor impulsado desde la superficie por varillas de succión convencionales o varilla continua (conrod). Este movimiento genera cavidades de tal manera que el fluido que llega a la primera es inmediatamente impulsado hacia la siguiente en forma progresiva ascendente, hasta la descarga de la bomba, la cual debe encontrarse permanentemente sumergida en el fluido que se bombea. En esta forma el fluido en su trayectoria hacia la superficie llega hasta la “tee” de flujo donde se canaliza hacia la línea de escurrimiento.

El estopero permite el giro de la varilla pulida en su interior, proporcionando un sello que impide fuga de fluidos a la superficie; la varilla pulida es el medio de conexión entre la caja de engranes y la sarta de varillas de succión.

El reductor de engranes es el sistema de transmisión de potencia del motor a la sarta de varillas. En el se logra que el movimiento giratorio horizontal de la flecha del motor, se convierta en movimiento giratorio vertical sobre la varilla pulida. Adicionalmente construye el medio para reducir la velocidad de la flecha del motor a una velocidad adecuada. Esta velocidad de bombeo varía en función del cambio de la relación de diámetros entre la polea montada en la flecha del motor y la polea montada en la flecha de reductor de engranes.

El movimiento rotatorio de la flecha del motor, se transmite a la flecha del reductor de engranes por medio de bandas que corren sobre poleas del motor y reductor.

El tablero de control es la parte del aparato a través del cual se alimenta la energía eléctrica al motor, la cual proviene de una línea eléctrica que en algunos casos necesita del uso de un transformador para elevar el voltaje de dicha línea hasta el requerido por el motor.

Algunas ventajas de éste sistema son:

- Produce fluidos altamente viscosos, grandes concentraciones de sólidos, y moderado porcentaje de gas libre.
- Eficiencia del 50% al 70%.
- Baja inversión y bajo costo en el suministro de energía eléctrica.
- Fácil instalación, operación, y mantenimiento.
- Bajo perfil y poco ruido en el equipo superficial.

Algunas desventajas de éste sistema son:

- Gastos de producción limitados a 2,000 BPD.
- Límite de levantamiento de 1,500 metros.
- Límite de temperatura de 120°C.
- Daño permanente en el estator si se bombea en seco o por periodos cortos.
- Falta de usuarios con experiencia en el diseño, instalación y operación.
- Desprendimiento de varillas

En la figura 5.79 se muestra la configuración del Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas.

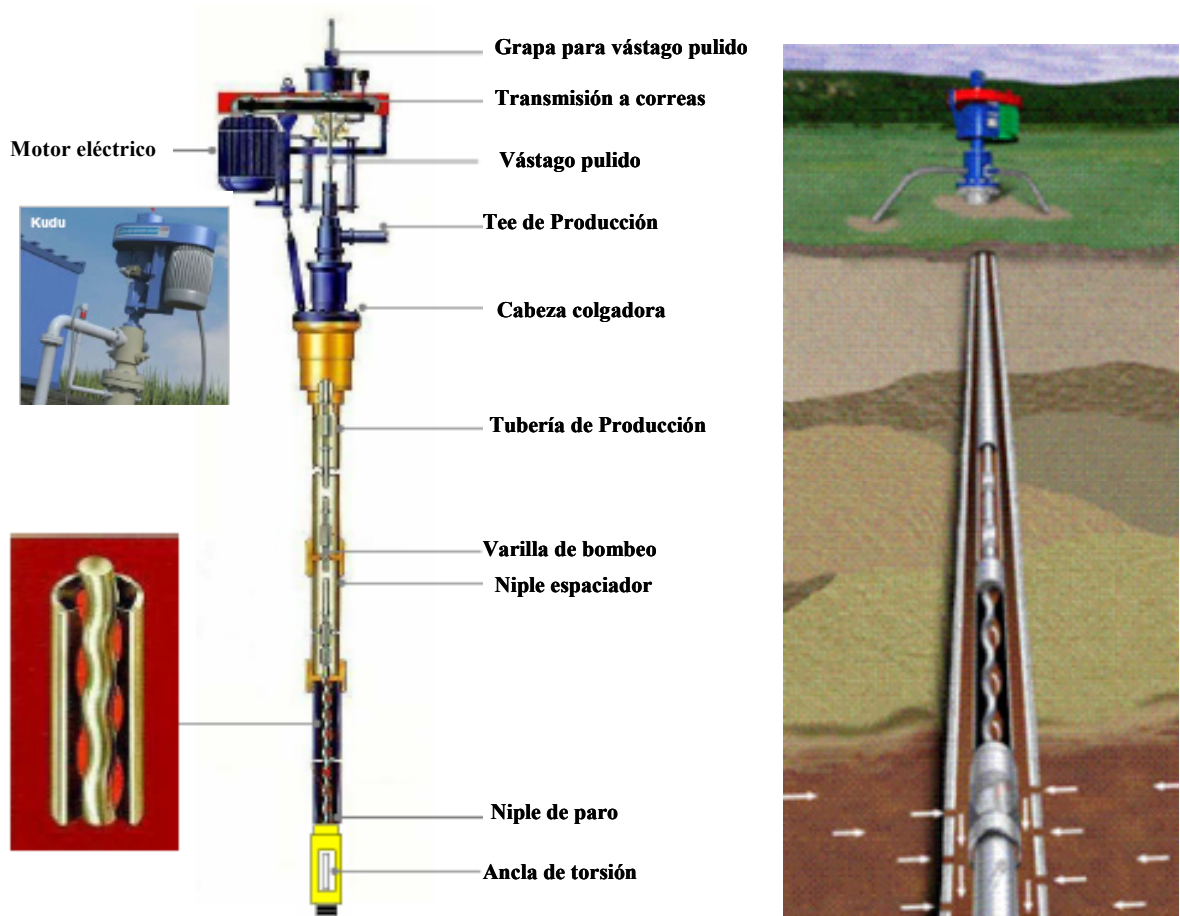


Fig. 5.79 Configuración del sistema de bombeo por cavidades progresivas⁵⁶.

5.3.3.1.7 Combinación de Sistemas Artificiales de Producción.

Una tendencia en sistemas artificiales de producción es la combinación de las tecnologías existentes descritas anteriormente en un solo pozo, como por ejemplo las siguientes combinación: sistema de bombeo de cavidades progresivas (PCP) con bombeo neumático (BN), bombeo electrocentrífugo (BEC) con bombeo hidráulico (BH), bombeo neumático (BN) con émbolo viajero, bombeo hidráulico tipo Jet con bombeo neumático, bombeo Electrocentrífugo (BEC) con bombeo de cavidades progresivas (PCP), y bombeo mecánico (BM) con bombeo neumático (BN).

La combinación de los sistemas PCP con BN es aplicable en la producción de aceite pesado para aligerar la columna del fluido producido. Así mismo, en la combinación de BEC con BN, el gas se inyecta arriba del sistema BEC para aligerar la columna del fluido producido.

En la combinación de BEC con BH, el separador de fondo separa el gas abajo del sistema BEC y ventila este por el espacio anular. Entonces la bomba hidráulica arriba del BEC toma el gas del espacio anular y lo mezcla con los fluidos producidos en la tubería aligerando la columna del fluido producido. La eficiencia del BEC es mejorada al remover el gas debajo de éste y aligerando la columna arriba éste.

La combinación de BN con émbolo viajero mejora la eficiencia de levantamiento de producción intermitente debido a que previene que el líquido resbale ya que el gas interrumpe antes de que el fluido producido alcance la superficie. En este caso el émbolo forma una interfase entre el BN y el fluido slug, proporcionando un sello entre el líquido slug y el BN.

La combinación de bombeo hidráulico tipo jet con BN es utilizado en sartas concéntricas de tubería flexible dentro de la tubería de producción. El fluido Motriz es inyectado por la tubería flexible. En el fondo de la tubería la bomba jet mezcla el fluido motriz con el fluido producido, el fluido resultante entra al espacio anular entre las tuberías. El BN inyecta el gas arriba de la bomba tipo jet, aligerando la columna del fluido producido y mejorando la eficiencia de la bomba.

En aplicaciones de aceite pesado, se puede utilizar la combinación de BEC con PCP, ya que el uso PCP tiene la capacidad de manejar sólidos en pozos altamente desviados u horizontales. En este caso el PCP es manejado por el motor de fondo del BEC.

En la combinación de BM con BN, el gas inyectado arriba de la varilla se succión también aligerará la columna del fluido producido y puede reducir la presión de bombeo entre un 20-30%, lo cual también reduce el tamaño del equipo en superficie.

5.3.3.1.8 Selección del Sistema Artificial de Producción.

Para una buena selección de un sistema artificial de producción debe hacerse una revisión de todos los sistemas existentes, para lo cual se requiere de la colaboración y participación de diferentes disciplinas como son: la ingeniería de yacimientos, la ingeniería de producción, la ingeniería de perforación (terminación de pozos), Seguridad industrial y Protección ambiental, entre otras.

Algunas consideraciones que deben tomarse en cuenta se muestran en la tabla 5.8 y tabla 5.9.

Para iniciar el proceso de selección se deben considerar: las pruebas de formación, la historia de producción, pruebas de presión-producción, presiones de fondo fluyendo (p_{wf}) y de fondo estática (p_{ws}), potencial del pozo, datos de producción, estados mecánicos de pozos, las instalaciones superficiales, la infraestructura construida, así como las restricciones físicas del pozo. Posteriormente se debe considerar las condiciones actuales de los pozos, para definir el método de sistema artificial de mayor factibilidad de aplicación. También es importante considerar los gastos de producción ya con el sistema implantado, así como el periodo de vida del sistema en los pozos de acuerdo a las condiciones de operación.

Es importante tener en cuenta seis consideraciones básicas⁵²:

- La habilidad para manejar el gasto deseado sobre el tiempo requerido al menor costo sobre la vida del proyecto.
- Se necesita estimar y comparar las condiciones económicas que resultan del sistema específico.

- La localidad es un factor de peso sobre el capital de inversión y los costos de operación. Localidades remotas requieren de una operación sencilla, duradera y servicios de mantenimiento y reparaciones fáciles. Para instalaciones marinas también se requiere periodos de operación largos y bajos costos por recuperación de equipo.
- El bombeo mecánico debe ser considerado como una aplicación estándar para los pozos en tierra. Si la instalación es una plataforma marina la aplicación estándar es el bombeo neumático. Estos dos métodos han mostrado producción óptima a bajos costos. Cualquier otro método podrá ser elegido si cuenta con ventajas económicas y operativas.
- Una vez que se halla seleccionado el sistema artificial se requiere de los diseños para conformar los equipos necesarios para ser instalados en el campo.
- Finalmente todos estos factores deberán ser revisados y discutidos con un análisis económico para determinar que sistema artificial utilizar.

Es muy importante tener en cuenta el aspecto geográfico, ambiental y desarrollo humano, las cuales podrían acotar nuestra decisión.

Otro aspecto técnico muy importante a considerar es la presión del yacimiento y la productividad del pozo⁵². Es decir: Si un pozo en un yacimiento con 2,000 lb/pg² de presión estática y una presión de fondo fluyendo de 500 lb/pg² estará produciendo el 75% del máximo gasto si el pozo tiene una relación lineal de índice de productividad. De otra manera, si esta fluyendo en la curva de Vogel este producirá el 90% del máximo gasto. Muchos pozos son híbridos de la expresión IP/IPR.

La precipitación de parafinas, la producción de sólidos de la formación son aspectos ha considerar. La arena puede ser muy dañina para algunos métodos de levantamiento. El gas es un problema significativo para todos los métodos de bombeo. El bombeo neumático utiliza la energía contenida en el gas producido y simplemente utiliza esta fuente de energía.

Es muy importante estudiar bien el comportamiento del yacimiento, para así evitar instalar un sistema artificial sobredimensionado, el cual estará operando ineficientemente.

Es importante considerar todos los aspectos tanto a largo como a corto plazo. El objetivo es maximizar el VPN de la operación y hacer más rentable la explotación del campo.

A continuación se muestra algunas ventajas y desventajas de los principales sistemas Artificiales de Producción.

Aplicaciones y Consideraciones	Mecánico		Neumático		Electrocentrífugo		Hidráulico Jet		Hidráulico Pistón		Cavidades Progressivas	
	Rango Típico	Máximo	Rango Típico	Máximo	Rango Típico	Máximo	Rango Típico	Máximo	Rango Típico	Máximo	Rango Típico	Máximo
Profundidad	100 -11,000 pies TVD	16,000 pies TVD	5,000 - 10,000 pies TVD	15,000 pies TVD	1,000 -10,000 pies TVD	15,000 pies TVD	5,000 - 10,000 pies TVD	15,000 pies TVD	7,500 -10,000 pies TVD	17,000 pies TVD	2,000 - 4,500 pies TVD	6,000 pies TVD
Volumen	5 - 1,500 BPD	5,000 BPD	250 - 10,000 BPD	30,000 BPD	200 - 20,000 BPD	30,000 BPD	3,000 - 10,000 BPD	>15,000 BPD	50 - 500 BPD	4,000 BPD	5 - 2,200 BPD	4,500 BPD
Temperatura	100 - 350 F	550 F	100 - 250 F	400 F	100 - 275 F	400 F	100 - 250 F	500 F	100 - 250 F	500 F	75 - 150 F	250 F
Pozos Desviados	0-20° Tierra Bomba	0-90° Bomba Desplazamiento <15°/100 pies	0-50°	70° Corto a Radio Medio	10°	0-90° Bomba desplazamiento <10° Construido	0-20° Angulo Agujero	0-90° Bomba desplazamiento <24°/100 pies Angulo Construido	0-20° Tierra Bomba	0-90° Bomba desplazamiento <15°/100 pies Angulo Construido	N/A	0-90° Tierra Bomba <15°/100 pies Angulo Construido
Manejo Corrosión	Bueno a Excelente		Bueno a Excelente		Bueno		Excelente		Bueno		Regular	
Manejo Gas	Regular a Bueno		Excelente		Regular		Bueno		Regular		Bueno	
Manejo Sólidos	Regular a Bueno		Bueno		Regular		Bueno		Pobre		Excelente	
Densidad de Fluido	> 8° API		> 15° API		> 10° API		> 8° API		> 8° API		< 35° API	
Aplicación Zona Marina	Limitado		Excelente		Excelente		Excelente				Bueno (BEC/CF)	
Tipo Motor primario	Gas o Eléctrico		Compresor		Eléctrico		Multicilindro o Eléctrico		Multicilindro o Eléctrico		Gas o Eléctrico	

Tab. 5.8 Tabla comparativa de los sistemas artificiales⁵²

Bombeo Neumático Continuo	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones bajas para pozos profundos. • Bajos costos en pozos con elevada producción de arena. • Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción • Adaptable en pozos desviados. • Capaz de producir grandes volúmenes de fluidos. • El equipo superficial puede centralizarse en una estación. • Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero. • Más rentable entre mayor número de pozos se operen. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere una fuente continua de gas. • Costos operativos altos si el gas es comprado. • Altos costos operativos al manejar gases amargos. • Se requieren niveles de líquido altos. • Se requiere alimentación de gas a alta presión • Condiciones peligrosas al manejar gas a alta presión. • La T.R. debe soportar una alta presión de gas. • Alta frecuencia de limpieza de gasoductos (corridas de diablo) • Cuando baja la presión en la red afecta a todos los pozos.

Bombeo Neumático Intermitente	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones bajas para pozos profundos. • Bajos costos en pozos con elevada producción de arena. • Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción. • Adaptable en pozos desviados • El equipo superficial puede centralizarse en una estación. • Su vida útil es mayor que la de otros sistemas. • Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero, por lo que las reparaciones son baratas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere una fuente continua de gas. • Los gastos de producción son reducidos. • Su eficiencia es muy baja (10-15%) • Más cantidad de gas para producir un barril • Se requiere alimentación de gas a alta presión. • Condiciones peligrosas al manejar gas a alta presión. • La T.R. debe soportar una alta presión de gas. • Alta frecuencia de limpieza de gasoductos (corridas de diablo) • Cuando baja la presión en la red afecta a todos los pozos.

Bombeo Mecánico	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Familiar para ingenieros de diseño y el personal operativo. • Diseño simple. • Baja inversión para producción de volúmenes bajos y profundidades someras a intermedias (2,400 metros). • Permite producir con niveles de fluidos bajos y en pozos intermitentes. • Es adaptable a pozos con problemas de corrosión e incrustaciones. • Cuando su aplicación es apropiada, es el método mas barato. 	<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones altas para producciones altas y así como para profundidades medias y profundas. • Debido a las características de las varillas se limita el BM a profundidades mayores y volúmenes altos de producción. • Problemas en agujeros desviados. • Para reparación de la bomba las varillas deben ser extraídas. • Con pozos productores de arena se calzan las bombas. • Difícil transporte de unidades y reubicación.

Bombeo Electrocentrífugo	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Buena habilidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias. • Baja inversión para profundidades someras. • Adaptable a la automatización. • Es aplicable a profundidades de 4,200 metros • Muy práctico costa afuera (después del B.N.) 	<ul style="list-style-type: none"> • El cable eléctrico es la parte más débil del sistema. • Poca flexibilidad para variar condiciones de producción. • Tiempos de cierre prolongados. • Requiere fuentes económicas de suministro de energía eléctrica. • Los problemas de incrustaciones son fatales para la operación. • Dificultad para manejar alto % de arena o gas

Bombeo de Cavidades Progresivas	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Bajas inversiones para pozos someros y bajos gastos. • Excelente eficiencia hidráulica (50-70 %). • Fácil de instalar y operar. • Excelente para manejar arena. • Opera en pozos con aceite viscoso, grumos de carbonato, lutita y/o arena, polisulfuros, parafina y gas libre. • El sistema de bombeo, es impulsado por un motor eléctrico, este sistema requiere menos suministros de energía, de la bomba a su torque constante y a sus características naturales de bombeo, esto es, requiere menor utilización que el equipo convencional de bombeo. • En lugar de que la producción sea controlada por una operación de paro y arranque o por un ajuste en la carrera de la bomba, el rango de bombeo puede ser fácilmente variado, cambiando poleas y bandas o utilizando un controlador de velocidad variable. • El sistema es capaz de manejar un amplio rango de condiciones del pozo, utilizando solamente una bomba. • Fácil reubicación 	<ul style="list-style-type: none"> • Es un sistema nuevo, por lo que requiere un buen desarrollo de la experiencia y conocimiento. • Vida útil y corta por los problemas del elastómero. • Baja eficiencia para gas. • La desventaja principal de este equipo es su limitación en la profundidad de bombeo, aunque año con año se estudian nuevas técnicas y materiales para hacer posible el bombeo a mayor profundidad, hasta ahora la máxima profundidad de bombeo es de 1,500 metros. • Otra de las desventajas es la temperatura que se tiene en los pozos. Como se explico al principio de este trabajo, la camisa de la bomba tiene un hule sintético que cuando rebasa la temperatura de 85°C se empieza a endurecer, incrementando así la fricción en el rotor de la bomba, que de continuar puede dañar el motor eléctrico en la superficie. • Desprendimiento de varillas

Bombeo Hidráulico	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilidad para cambiar condiciones operativas. • Instalaciones integradas para varios pozos ofrecen una inversión baja por pozo. • La recuperación de las bombas se hace por circulación inversa. • Se puede instalar en pozos desviados. • Adaptable a la automatización. • Inversiones bajas para volúmenes producidos mayores a 400 bpd en pozos profundos. • El equipo puede ser centralizado en un sitio reducido. • Puede alcanzar profundidades hasta de 500 metros. • Puede operar en pozos direccionales. • Fácil para agregar inhibidores de corrosión. • Es adecuado para el bombeo de crudos pesados. • Seguridad para la instalación en áreas urbanas. • Factibilidad para operar en pozos costa fuera. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mantenimiento del fluido motriz limpio. • Condiciones peligrosas al manejar aceite a alta presión en líneas. • La pérdida de potencia en superficie ocasiona fallas en el equipo subsuperficial. • El diseño es complejo. • En ocasiones requiere de sartas múltiples. • Es difícil la instalación de la bomba en agujero descubierto. • El manejo de arena, incrustaciones, gas o corrosión ocasionan muchos problemas, • Demasiada inversión para producciones altas a profundidades someras e intermedias.

Tab. 5.9 Comparación entre los diferentes tipos de bombeo⁴⁹.

CONDICIONES DE YACIMIENTO							
CONDICIÓN	ESPECIFICACIONES	B.M.	B.C.P	B.H.		B.N.	B.EC
				JET	PISTÓN		
Temperatura	Menos de 121° C	1	1	1	1	1	1
	121 a 177° C	1	3	1	1	1	1
	Más de 177° C	1	3	1	1	1	2
Barreras de seguridad	0	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	2	2	1	1
	2	3	3	3	3	1	2
Presión fluyente	Menos de 1,000 lb/pg ²	1	1	1	1	1	1
	100 a 1,000 lb/pg ²	1	1	1	1	2	1
	Más de 100 lb/pg ²	1	1	2	1	3	1
Acceso al yacimiento	Requerido	3	3	3	3	1	2
	No requerido	1	1	1	1	1	1
Terminación	Simple	1	1	1	1	1	1
	Dobles o multizonas	3	2	3	3	1	2
Estabilidad	Estable	1	1	1	1	1	1
	Variable	1	1	1	1	1	2
Recuperación	Primaria	1	1	1	1	1	1
	Secundaria	1	1	2	2	3	1
	Terciaria	2	2	2	2	2	2

PRODUCCIÓN Y CONDICIONES MECANICAS							
CONDICIÓN	ESPECIFICACIONES	B.M.	B.C.P	B. H.		B.N.	B.EC.
				JET	OTRO		
Número de pozos	1	1	1	2	2	3	1
	1 a 20	1	1	1	1	2	1
	Más de 20	1	1	1	1	1	1
Gastos	Menos de 1,000 BPD	1	1	1	1	2	2
	1,000 a 10,000 BPD	2	2	2	2	1	1
	Más de 10,000 BPD	3	3	3	3	1	1
Profundidad	Menos de 750 m	1	1	2	2	2	2
	750 a 2,290 m	2	2	2	2	1	1
	Más de 2,290 m	2	3	1	1	1	1
Tamaño de TR	4 ½ pulg	1	1	1	1	2	2
	5 ½ pulg	1	1	1	1	1	1
	7 pulg	2	2	2	2	1	1
	9 5/8 pulg o mayor	2	3	2	2	1	1
Inclinación	Vertical	1	1	1	1	1	1
	Desviado	2	3	2	2	1	1
	Horizontal	2	3	2	2	1	1
Ángulo de desviación	Menos de 3° por 100 pies	1	1	1	1	1	1
	3° a 10° por 100 pies	2	2	1	1	1	1
	Mas de 10° por 100 pies	3	3	1	1	1	2

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS							
CONDICION	ESPECIFICACIONES	B.M.	B.C.P.	B.H.		B.N.	B.EC.
				JET	OTRO		
Corte de agua	Bajo	1	1	2	2	1	1
	Moderado	1	1	1	1	2	1
	Alto	1	1	1	1	3	1
Viscosidad	Menos de 100 cp	1	1	1	1	1	1
	100 a 500 cp	1	1	1	1	1	1
	Más de 500 cp	1	1	2	2	2	3
Corrosivos	Si	2	2	2	2	1	2
	No	1	1	1	1	1	1
Arena y abrasivos	Menos de 10 ppm	1	1	1	1	1	1
	10 a 100 ppm	2	1	2	2	1	2
	Más de 100 ppm	3	1	3	3	1	3
RGA	Menos de 90 m ³ /m ³	1	1	1	1	2	1
	90 a 358 m ³ /m ³	2	2	2	2	1	1
	Más de 358 m ³ /m ³	3	2	3	2	1	2
RGL	Menos de 0.1	1	1	1	1	2	2
	0.1 a 1.0	2	2	2	2	1	2
	Más de 1.0	2	2	3	2	1	2
Contaminantes	Incrustaciones	2	1	2	2	1	2
	Parafina	2	1	2	2	2	2
	Asfaltenos	2	1	2	2	2	2
Tratamientos	Inhibidor de incrustaciones	1	2	1	1	1	2
	Inhibidor de corrosión	1	2	1	1	1	2
	Solventes	1	3	1	1	1	2
	Ácido	2	2	2	2	1	2

INFRAESTRUCTURA SUPERFICIAL							
CONDICIÓN	ESPECIFICACIONES	B.M.	B.C.P.	B.H		B.N.	B.EC
				JET	OTRO		
Ubicación	Tierra	1	1	1	1	1	1
	Costa afuera	3	2	2	2	1	1
	Remota	2	1	2	2	2	1
	Ambiente sensitivo	2	2	2	2	2	1
Energía eléctrica	Red de distribución	1	1	1	1	1	1
	Generación	2	2	1	1	1	2
Restricciones de espacio	Sí	3	2	2	2	2	1
	No	1	1	1	1	1	1
Servicio de pozos	Reparación de pozo	1	1	1	1	1	1
	Equipo de producción	1	1	1	1	1	1
	Unidad de Tubería Flexible	3	3	1	1	1	2
	Unidad Snubbing	3	3	1	1	1	2
	Unidad de Línea de Acero	3	3	1	1	1	3

Selección del Sistema Artificial de Producción Óptimo	
1	Bueno
2	Regular
3	Malo

5.4 Pozos Horizontales

A partir de 1980, los pozos horizontales empezaron a ser una buena alternativa en la producción de los hidrocarburos. Estos pozos probaron ser buenos productores en yacimientos de poco espesor ($h < 50$ pies) o en yacimientos de gran espesor con buena permeabilidad vertical, K_V . También son muy exitosos en yacimientos naturalmente fracturados, debido a que los pozos penetrarán considerablemente más fracturas verticales, que cualquier otro tipo de pozo.

Los pozos horizontales también son utilizados en formaciones de baja permeabilidad para incrementar la recuperación del yacimiento. También son utilizados para prevenir conificación excesiva de gas o agua.

Un pozo horizontal de longitud L , que penetra a un yacimiento con permeabilidad horizontal, K_H , y una permeabilidad vertical, K_V , crea un patrón de drene diferente al de un pozo vertical. La figura 5.80 muestra este patrón, junto con las variables importantes que afectan el comportamiento del pozo. La forma de drene es elipsoidal, con una longitud media del elipsoide de drene, "a", la cual esta relacionada con la longitud del pozo horizontal.

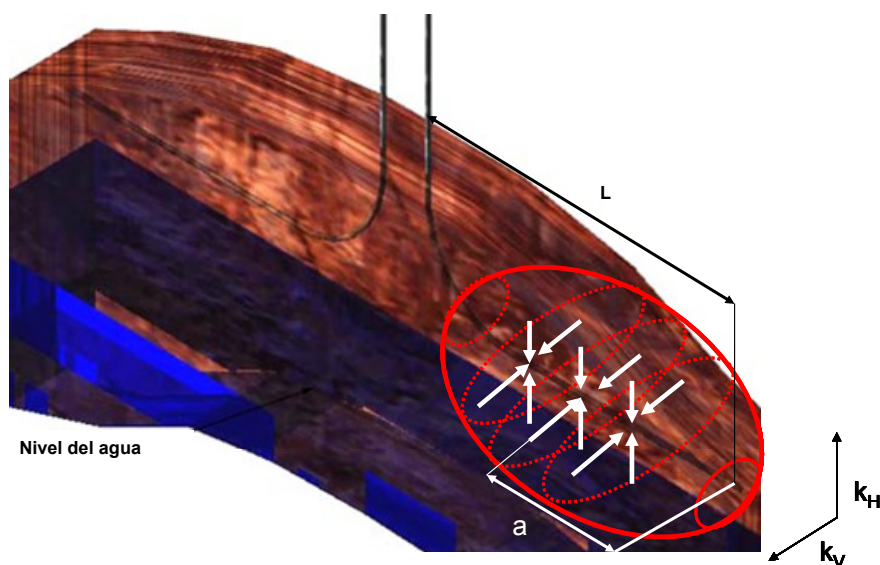


Fig. 5.80 Patrón de drene formado alrededor de un pozo horizontal

La anisotropía del medio poroso ($k_v \neq k_H$) se verá reflejada en la producción. A mayor permeabilidad vertical, el índice de productividad será mayor. Una permeabilidad vertical baja será poco atractiva en pozos horizontales. Un problema a menudo ignorado, pero importante, es la anisotropía de la permeabilidad en el plano horizontal. Un pozo perforado normal a la zona de permeabilidad horizontal mayor podría resultar ser mejor productor que un perforado en cualquier dirección arbitraria a normal a la zona de permeabilidad horizontal menor.

A este respecto Joshi (1988) presentó una ecuación de afluencia para pozos horizontales, en la cual incluye régimen estacionario en el plano horizontal y en régimen pseudoestacionario en el plano vertical:

$$q = \frac{k_H h \Delta p}{141.2 B_o \mu_o \left[\ln \left\{ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right\} + \left(\frac{I_{ani} h}{L} \right) \ln \frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right]} \dots\dots\dots(5.25)$$

Donde I_{ani} es el índice de anisotropía de la permeabilidad y esta dado por:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \dots\dots\dots(5.26)$$

Y se puede expresar como:

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_{eH}}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\}^{0.5} \text{ para } \frac{L}{2} < 0.9 r_{eH} \dots\dots\dots(5.27)$$

Las variables involucradas en las ecuaciones anteriores son:

- a = Longitud media del elipsoide de drene sobre el eje del pozo horizontal, en pies.
- B_o = Factor de volumen del aceite, en Bls a c.y /Bls a c.s.
- h = espesor del estrato, en pies.
- I_{ani} = Índice de anisotropía de la permeabilidad, es adimensional.
- k_H = Permeabilidad Horizontal, en mD.
- k_V = Permeabilidad vertical, en mD.
- L = Longitud del pozo horizontal, en pies.
- q = Gasto de producción, en BPD.
- r_{eH} = Radio de drene horizontal, en pies.
- r_w = Radio del pozo, en pies.
- Δp = Caída de presión, en lb/pg² abs
- μ_o = Viscosidad del aceite, en cp.

El impacto del efecto de daño en un pozo horizontal puede ser adicionado en el denominador de la ecuación 5.25 de la siguiente manera:

$$q = \frac{k_H h \Delta p}{141.2 B_o \mu_o \left[\ln \left\{ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right\} + \left(\frac{I_{ani} h}{L} \right) \left\{ \ln \left(\frac{I_{ani} h}{[r_w (I_{ani} + 1)]} \right) + S_{eq} \right\} \right]} \dots\dots\dots (5.28)$$

El efecto de daño, denotado por S_{eq} , es característico de la condición de daño en pozos horizontales tomando en cuenta la anisotropía de la permeabilidad. El impacto de este efecto de daño sobre la reducción del gasto de producción puede ser muy amplio. El primer término logarítmico en el denominador de la ecuación 5.28 tiene un rango entre 1.5 y 3 para la mayoría de las aplicaciones. La segunda expresión logarítmica alcanza un rango entre 2.5 y 4.5, mientras que S_{eq} puede ser tan alto como 50, con valores comunes alrededor de 20 (adimensional).

Frick y Economides (1991) desarrollaron ecuaciones para el factor de daño alrededor de un pozo horizontal. La anisotropía de la permeabilidad podría generar una forma elíptica normal al pozo. La forma del daño dependerá del índice de anisotropía, I_{ani} , dado en la ecuación 5.26.

El tiempo de exposición durante la perforación y la terminación podría dar como resultado un cono elíptico truncado con una amplia base cercana a la sección vertical del pozo. Además, durante la producción, el perfil de presión en el pozo puede implicar un gradiente de presión más grande, normal a la trayectoria del pozo cerca de la sección vertical. Por consiguiente, la producción inducida por el daño podría también ser elíptica.

De acuerdo con Frick y Economides (1991), la geometría de la zona dañada dará como resultado un efecto de daño análogo a la formula de Hawkins (1956) para un pozo vertical:

$$S_{eq} = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left[\frac{1}{I_{ani} + 1} \sqrt{\frac{4}{3} \left(\frac{a_{H,max}^2}{r_w^2} + \frac{a_{H,max}}{r_w} + 1 \right)} \right] \dots\dots\dots (5.29)$$

Donde $a_{H,max}$ es el eje horizontal más largo (cercano a la sección vertical). La ecuación anterior asume que no hay daño al final del pozo. Por otra parte, la estimulación matricial de un pozo horizontal, involucrará una mayor cantidad de operaciones y problemas presentes, que los de un pozo vertical.

En un pozo horizontal (solo por mencionar alguno de los problemas), se requerirán volúmenes mucho mayores de fluidos de estimulación, los cuales serán difícil de distribuir a lo largo del pozo. A este respecto se han desarrollado técnicas para solventar este problema. Estas técnicas (Economides, 1994) incluyen métodos mecánicos de distribución de fluidos, por ejemplo tubería flexible.

Esto resulta en ocasiones contraproducente, ya que se tendrá una sobre estimulación, lo cual dará origen a un collar o anillo de daño alrededor de una zona estimulada.

Si éste es el caso, el factor de daño se podrá determinar de la siguiente manera:

$$S_{eq} = \frac{1}{2} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{a_{sH, \max}^2}{r_w^2} + \frac{a_{sH, \max}}{r_w} + 1 \right) + \frac{1}{2} \left(\frac{k}{k_i} - \frac{k}{k_s} \right) \ln \left(\frac{a_{iH, \max}^2}{r_w^2} + \frac{a_{iH, \max}}{r_w} + 1 \right) - \left(\frac{k}{k_i} - 1 \right) \ln \left[(I_{ani} + 1) \sqrt{\frac{3}{4}} \right] \dots (5.30)$$

Donde:

- k = Permeabilidad original, en mD.
- k_s = Permeabilidad dañada, en mD.
- k_i = Permeabilidad estimulada, en mD.
- a_{sH,max} = Máxima penetración de daño original, en pies.
- a_{iH,max} = Máxima penetración de estimulación, en pies.

La ecuación 5.30 se aplica sólo en yacimientos de areniscas, donde los fluidos de estimulación penetran el espacio poroso, eliminando el daño exterior.

Si el yacimiento está compuesto por carbonatos, entonces es posible que la forma de la zona estimulada, afectada por reacción cinética y no por flujo en el medio poroso, sea cilíndrica. El efecto de daño por la estimulación parcial con un daño elíptico pero con zona cilíndrica estimulada (con r_{i,max}, el radio más largo) es:

$$S_{eq} = \frac{1}{2} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{a_{sH, \max}^2}{r_w^2} + \frac{a_{sH, \max}}{r_w} + 1 \right) + \frac{1}{2} \left(\frac{k}{k_i} - \frac{k}{k_s} \right) \ln \left(I_{ani} \left(\frac{r_{iH, \max}^2}{r_w^2} + \frac{r_{iH, \max}}{r_w} + 1 \right) \right) - \left(\frac{k}{k_i} - 1 \right) \ln \left[(I_{ani} + 1) \sqrt{\frac{3}{4}} \right] \dots (5.31)$$

5.5 Instalaciones de Procesos Superficiales

Como parte de un estudio de un sistema integral de administración de pozos, es importante considerar las instalaciones superficiales como parte del mismo (Yacimiento-Pozo-Instalaciones Superficiales), para identificar los posibles cuellos de botella, restricciones en la producción y poder hacer las correcciones necesarias para adecuar la infraestructura, y así optimizar las instalaciones superficiales de producción, optimizar las líneas de escurrimiento, y la implementación de nuevas tecnologías de separación/tratamiento, etc. con la finalidad de poder obtener los incrementos de producción esperados como resultado del análisis.

Mediante el análisis integral del sistema, se pueden evaluar los beneficios de contar con pozos nuevos, líneas de conducción adicionales, compresión, etc. También analizar el impacto del comportamiento del yacimiento sobre la red superficial de producción, y si el campo tiene desarrollo original, perforación, reparaciones mayores, menores, programas masivos de optimización, saber si se cuenta con la capacidad de recolección, separación, tratamiento, almacenamiento y bombeo. En otras palabras, se logra cerrar la brecha existente entre la producción real de los pozos y la producción que debería exhibir de acuerdo a su potencial real de producción.

Debido a lo anterior es importante tener un conocimiento general del comportamiento de flujo de fluidos en el sistema de producción en superficie. Ver figura 5.81.

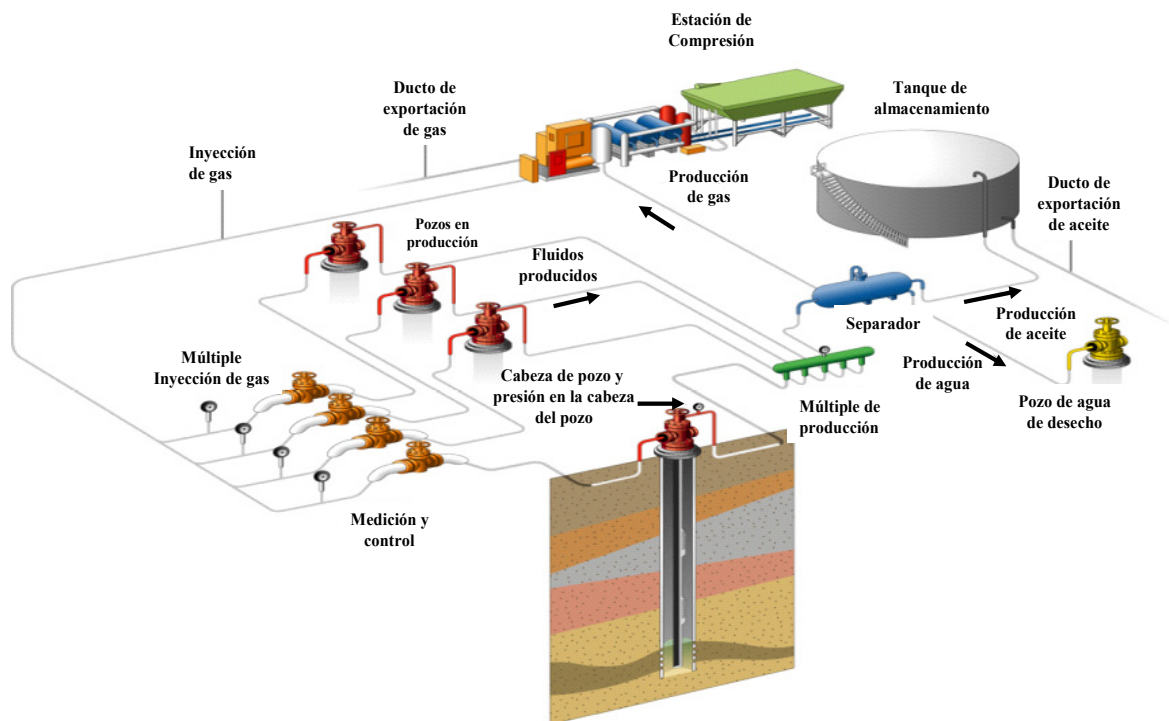


Fig. 5.81 Instalaciones superficiales de producción.

5.5.1 Flujo en tuberías⁵³

El transporte de los fluidos en superficie va desde el cabezal del pozo hasta las instalaciones de producción donde se procesan los fluidos producidos. El flujo en tuberías horizontales difiere del flujo vertical; a excepción de la correlación de Beggs & Brill (Beggs & Brill, 1973), la cual puede ser aplicada a flujo en cualquier dirección, existen diferentes correlaciones tanto para flujo horizontal como para flujo vertical, las cuales se mencionan en el tema de Análisis Nodal para cuantificar las pérdidas y transformación de la energía en las diferentes tuberías instaladas en superficie. Esta sección se enfocará en flujo horizontal gas-líquido.

En el flujo de fluidos en superficie existen pérdidas de energía. Las fuentes principales provienen de efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética. En flujo horizontal no afecta tan significativamente la caída de presión, debido a que no

hay contribución de la energía potencial. Sin embargo el régimen de flujo (horizontal ó vertical) es considerado en algunas correlaciones.

Es importante tomar en cuenta algunas consideraciones teóricas como el cálculo del factor de fricción. Para el cálculo del gradiente de presión por fricción se requiere determinar el valor del factor de fricción (f), así como considerar si el flujo es laminar o turbulento. Para ello es necesario calcular el número de Reynold (N_{RE}).

Considerando positiva la caída de presión en la dirección de flujo en tuberías, se tiene la ecuación 5.32:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g\Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} \dots\dots\dots(5.32)$$

A esta ecuación se le acostumbra escribir regularmente como (ecuación 5.33):

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \dots\dots\dots(5.33)$$

Donde:

- $\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T$ = gradiente de presión total.
- $\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e$ = gradiente de presión debido a la elevación.
- $\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac}$ = gradiente de presión debido a la aceleración.
- $\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f$ = gradiente de presión debido a la fricción.

El factor de fricción (f), es función de la rugosidad de la tubería (ϵ) y el número de Reynolds (N_{RE}), esto es: $f=f(\epsilon, N_{RE})$.

El número de Reynolds (adimensional) se define como (ecuación 5.34):

$$N_{Re} = \frac{dv\rho}{\mu} \dots\dots\dots(5.34)$$

Donde,

- N_{RE} = número de Reynolds
- d = diámetro interno de la tubería, pie.
- v = velocidad de la mezcla, pie/seg.
- ρ = densidad de la mezcla, lbm/pie³.
- μ = viscosidad del fluido, cp.

Para calcular el valor de fricción (f), es necesario determinar el régimen de flujo:

- Flujo laminar $N_{RE} < 2300$
- Flujo turbulento $N_{RE} > 3100$

La rugosidad (ϵ) de una tubería, es una característica de una superficie, que está constituida por pliegues o crestas unidas, formando una superficie homogéneamente distribuida y depende del tipo de material que se emplee en la construcción.

Actualmente, se admite que la rugosidad puede expresarse por la altura media (ϵ) de dichos pliegues, al considerar las características de flujo.

Los valores más comúnmente empleados en la industria son:

Tubería	ϵ (pulgadas)
Estriada	0.00006
Producción o perforación	0.0006
Escurrimiento	0.0007
Galvanizada	0.006

Para flujo laminar, el factor de fricción depende exclusivamente del número de Reynolds, (ecuación 5.35):

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \dots\dots\dots(5.35)$$

Donde,

f = valor de fricción, adimensional

N_{RE} = número de Reynolds

Para flujo turbulento ($N_{RE} < 3100$), el factor de fricción esta dado por la ecuación de Colebrook y White:

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\epsilon}{3.715d} + \frac{2.514}{\sqrt{f} N_{Re}} \right) \right]^{-2} \dots\dots\dots(5.36)$$

Cuando el flujo es crítico ($2300 < N_{RE} < 3100$) el factor de fricción se puede aproximar con la siguiente expresión:

$$f = \frac{N_{Re} - 2300}{2300} x \left[\frac{1.3521}{\left(2.3026 \log \left(\frac{\epsilon}{3.715d} + \frac{2.514}{3100\sqrt{f_c}} \right) \right)^2} \right] + 0.032 \dots\dots\dots(5.37)$$

Donde,

F = valor de fricción, adimensional

f_c = valor de fricción supuesto, adimensional

d = diámetro interno de la tubería, pie.

E = rugosidad de la tubería, pulgadas

N_{RE} = número de Reynolds

Para calcular el valor de (f) hay que suponer valores de (f_c), hasta que ellos se aproximen dentro de una tolerancia aceptable.

La siguiente ecuación permite obtener un valor de f bastante aproximado, cuando el régimen de flujo es turbulento ($N_{RE} > 3100$).

$$f = \left[1.14 - 2 \log \left(\frac{\varepsilon}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right] \dots\dots\dots(5.38)$$

Donde,

- F = valor de fricción, adimensional
- d = diámetro interno de la tubería, pie.
- E = rugosidad de la tubería, pulgadas
- N_{RE} = número de Reynolds

Existen diferentes patrones de flujo, los cuales se muestran en la figura 5.82 (Begg & Brill, 1978) para flujo horizontal en dos fases (gas-liquido), el cual puede clasificarse en tres: flujo segregado, en el cual las dos fases están separadas; flujo intermitente, en el cual gas y líquido están alternados; y flujo distribuido, en el cual una fase esta dispersa en la otra fase.

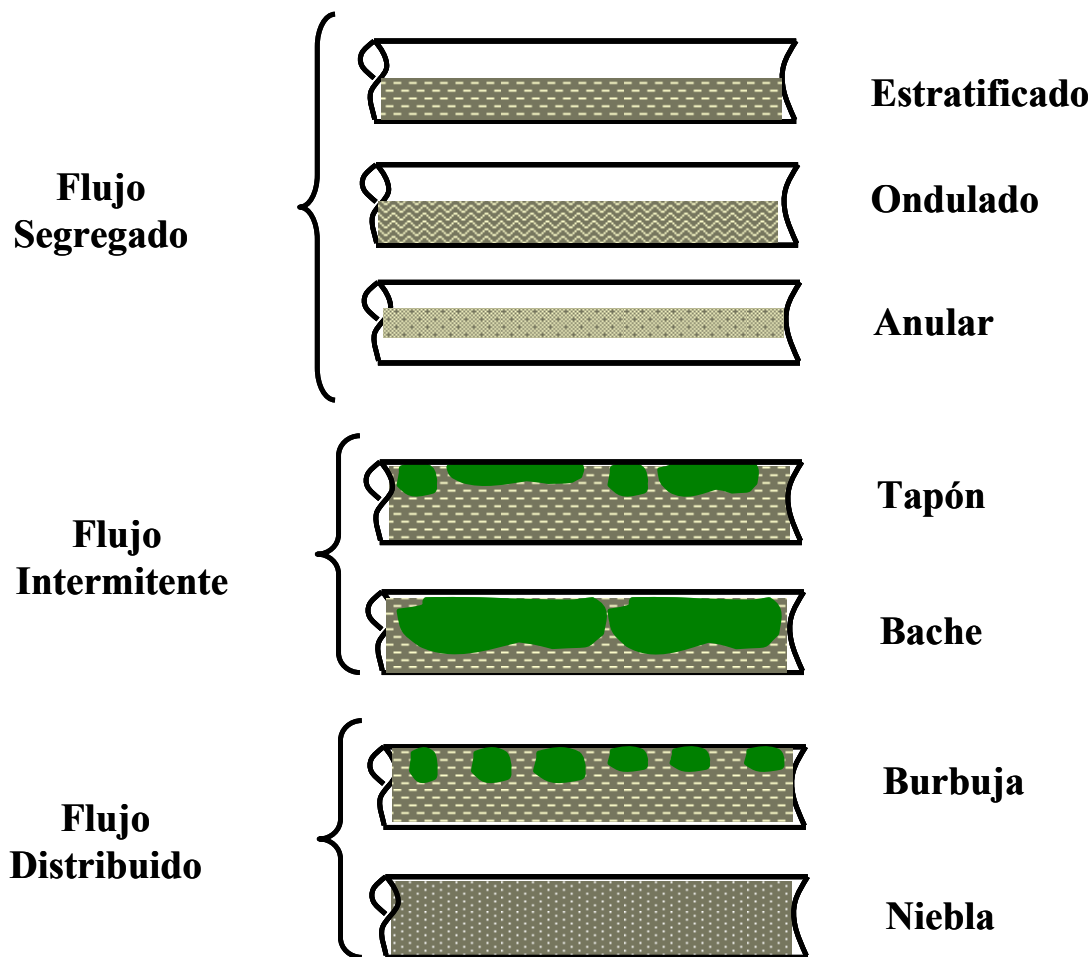


Fig. 5.82 Patrones de flujo para flujo horizontal en dos fases (Beggs & Brill, 1978)⁵³.

El flujo segregado se clasifica en estratificado suave, estratificado ondulado, o anular. El flujo estratificado suave consiste en el flujo de líquidos a lo largo de la parte baja de la tubería y gas fluyendo en la parte alta de la tubería, con una interfase suave entre las fases. Este tipo de flujo se presenta a gastos bajos de ambas fases. A gastos de gas superiores, la interfase llega a ser ondulada resultando en un flujo estratificado ondulado. El flujo anular ocurre a gastos altos de gas. El gas fluye en un centro de alta velocidad, la cual podría contener gotas de líquido arrastradas. El líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería.

El flujo intermitente se clasifica en flujo tipo bache y tapón (también llamado burbuja alargada). Este flujo es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas, tapón o bache de líquido, los cuales llenarán el área transversal de la tubería, son separados por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería. El flujo bache consiste de un gran bache de líquido alargado alternando con burbujas de gas de alta velocidad que casi llenan la tubería entera. En el flujo tipo tapón se presenta el flujo de grandes burbujas de gas en la parte alta de la tubería, la cual de otra manera se llenarían con líquido.

El flujo distribuido se clasifica en burbuja y niebla. El flujo burbuja las burbujas de gas estarán concentradas en la parte superior de la tubería. El flujo niebla se presenta con gastos altos de gas y con gastos bajos de líquido y esta formado por gas con gotitas de líquido.

5.5.2 Instalaciones Superficiales a partir de pozos productores de Aceite y Gas

La configuración y condiciones de operación del sistema para el manejo superficial de los hidrocarburos producidos se determinan de acuerdo al tipo de yacimiento (aceite negro, aceite volátil, de gas y condensado o de gas húmedo).

Entre los yacimientos de aceite se tienen básicamente dos tipos: aceite negro y aceite volátil.

Para el manejo superficial de los hidrocarburos de yacimientos de aceite volátil se requiere además de los procesos utilizados para aceite negro, la incorporación de sistemas para estabilización del aceite y del gas y para el manejo de condensados. Ver Fig. 5.83 y 5.84.

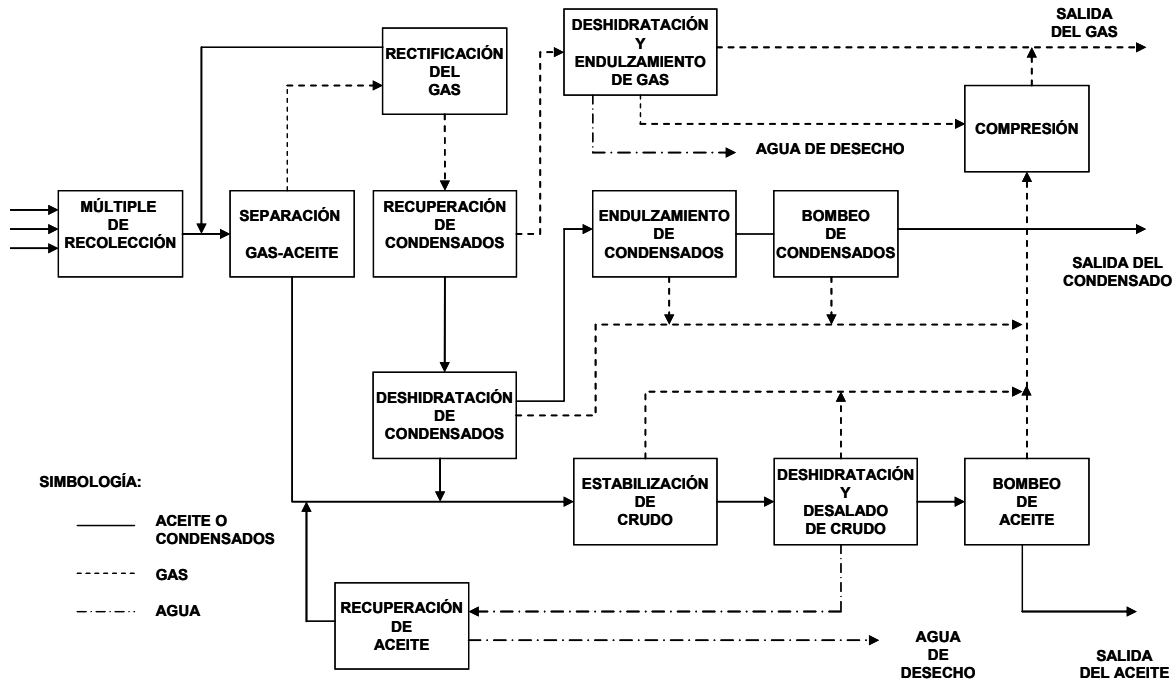


Fig. 5.83 Diagrama de flujo del Sistema de Producción para Aceite Volátil⁵⁷.

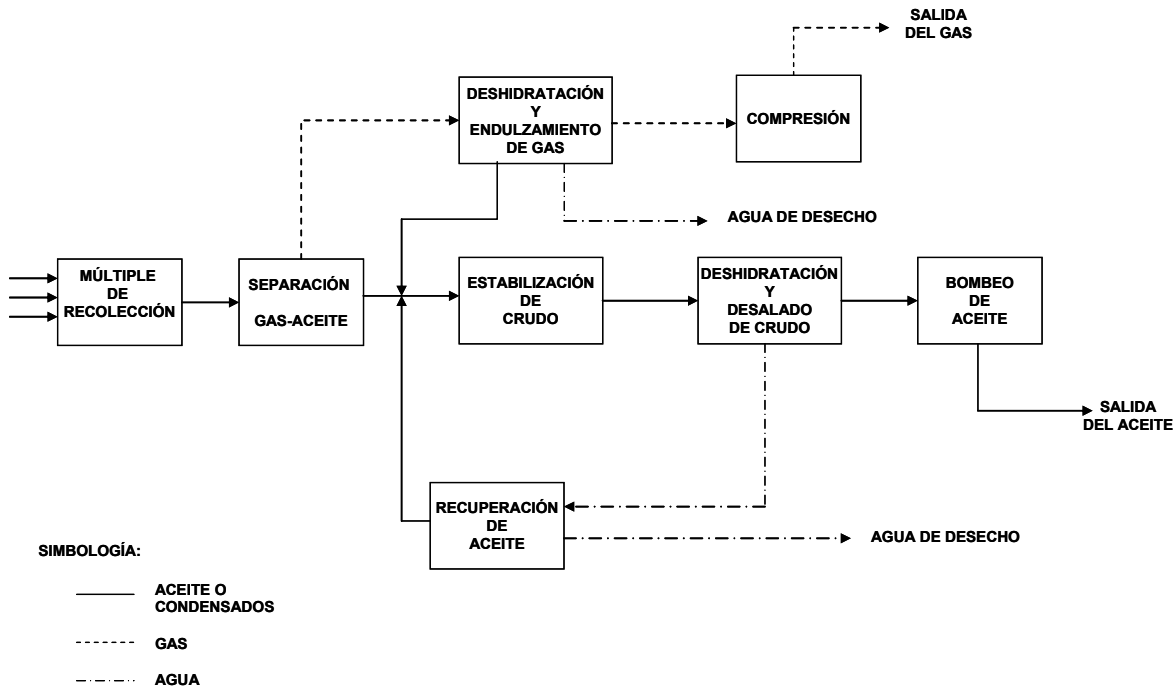


Fig.5.84 Diagrama de flujo del Sistema de Producción para aceite negro⁵⁷.

5.5.2.1 Separación

Para la separación de los hidrocarburos, procedentes de yacimientos de aceite, el equipo utilizado es el separador, el cual puede ser en dos fases (líquidos y gas) o tres fases (aceite, gas y agua).

Para establecer las condiciones de separación más apropiadas, de acuerdo a las características de los fluidos se tienen que considerar las siguientes variables de control:

1. El tipo, tamaño y dispositivos internos del separador.
2. El tiempo de residencia del aceite.
3. Las etapas de separación.
4. Las presiones y temperaturas de operación.
5. El lugar de instalación de los separadores.

La selección de las condiciones de operación depende de los objetivos de producción establecidos, los cuales están orientados a la obtención de:

1. Alta eficiencia en la separación del aceite y el gas.
2. Mayores ritmos de producción.
3. Mayores recuperaciones de hidrocarburos líquidos
4. Menores costos de compresión
5. Aceite y gas estabilizados.
6. Transporte en gasoductos considerando solo una fase, gas y los oleoductos sólo líquidos.

El diseño de un sistema de separación de gas-aceite depende principalmente de la presión de vapor máxima que se fije en las bases de diseño, así como de la composición de los fluidos producidos y su temperatura al llegar a la central de recolección.

Cuando se producen aceites volátiles o condensados, estos se estabilizan mediante el empleo de estabilizadores. Un estabilizador es una columna fraccionadora, donde se vaporizan los componentes ligeros, obteniéndose en el fondo el aceite o condensado estabilizado. Mediante el empleo de estabilizadores se obtienen producciones de líquido comparables en volumen y propiedades con las que se recuperan empleando de cuatro a seis etapas de separación.

5.5.2.2 Almacenamiento y Bombeo

El aceite crudo que proviene desde el yacimiento hasta la boca del pozo, es enviado por una tubería de escurrimiento (descarga) a la central de recolección (batería) en donde se separa, mide, almacena, y una vez que se ha acumulado una cantidad conveniente, se bombea por un oleoducto hasta la refinería para su proceso industrial o bien a una Terminal marítima para su exportación.

Una batería en su forma más sencilla estaría conformada por tanques de almacenamiento, siempre y cuando el gas se encuentre en cantidades tan pequeñas que no requiere separación lo cual no es muy común y donde la configuración del terreno permite al crudo descender por gravedad a lo largo del oleoducto. Pero no siempre el desnivel del terreno favorece el escurrimiento del aceite, por lo que es necesario instalar bombas para dar energía e impulsar al crudo desde los tanques de almacenamiento hasta el oleoducto principal, y también acoplar equipo especial para separar al gas del aceite en un punto intermedio entre los pozos y los tanques de almacenamiento. El número de tanques depende de la producción diaria que se maneje en la batería, y es recomendable dejar un margen de seguridad para posibles pozos que se integren posteriormente para cuando exista un problema en el transporte o recepción de la producción enviada.

5.5.2.3 Tratamientos requeridos para el crudo y el gas

La producción de los pozos petroleros esta formada por hidrocarburos líquidos (aceite), hidrocarburos gaseosos (gas natural) y agua salada en proporciones variables,

por lo que se requieren procesos de deshidratación y desalado del crudo. Siendo el agua y el aceite fluidos no miscibles, cuando se ponen en contacto bajo condiciones de turbulencia se forman dispersiones estables (emulsiones) de ambos fluidos. El tratamiento de las emulsiones se refiere a la separación del agua dispersa en el aceite, antes de su refinación o venta y debe cumplir con parámetros especificados en contratos de entrega-recepción, por ejemplo; 0.5% agua y 30 lb sal/1,000 BPD. En la actualidad la deshidratación de los crudos es una práctica común en la Industria Petrolera, lo cual requiere de un conocimiento amplio de los mecanismos de emulsificación y la influencia de algunos efectos físicos y químicos sobre el rompimiento de dichas emulsiones.

Las principales impurezas o materiales contaminantes son el agua y sales solubles (sales de sodio, calcio, magnesio, cloruros, sulfatos) e insolubles asociadas con ella.

El agua, las sales y los sólidos que acompañan al aceite afectan en múltiples formas la refinación del crudo, los principales daños que ocasionan son:

- Corrosión.
- Abrasión.
- Taponamiento.

La complejidad de las emulsiones aumenta día a día debido al creciente empleo de procesos de recuperación secundaria y mejorada, que introducen cambios notables en las características de las emulsiones por el efecto de productos químicos utilizados.

Cuando el aceite se exporta, el precio del crudo se ve afectado según el volumen de impurezas presentes en él, tales como agua, sales y otros residuos y sobre todo se incrementan las tarifas por multas.

Por ésta razón la deshidratación y desalado del crudo al nivel más alto posible es muy importante.

5.5.2.3.1 Deshidratación y desalado

El tratamiento de las emulsiones se realiza en dos etapas básicas: la deshidratación, donde el contenido de agua a 1 o 2%; el desalado, donde se inyecta agua dulce o poco salada que disminuye la concentración de sal del agua remanente.

En la etapa de deshidratación. se remueve el agua libre y las gotas de mayor tamaño. Los agentes químicos desémulsificantes juegan un papel sumamente importante al promover la coalescencia y acelerar el asentamiento del agua dispersa.

La temperatura de tratamiento debe seleccionarse considerando la estabilidad de la emulsión, la temperatura del aceite a la entrada del sistema, la volatilidad del aceite y el costo de calentamiento.

El proceso de deshidratación incluye las siguientes etapas:

- Eliminación del agua libre para evitar el desperdicio de calor (para elevar 1 °F se requiere 150 BTU para el agua y 280 para el aceite).
- Precaentamiento donde se aprovecha el calor del aceite tratado que lo cede para precalentar el crudo de entrada.
- Calentamiento para alcanzar la temperatura de proceso seleccionada.
- Unidad de deshidratación donde el contenido de agua se reduce a 0.2-2% de agua.

En la segunda etapa de Desalado el agua residual (0.2-2%) y la salinidad asociada se reduce, mediante la adición de agua de baja salinidad. De acuerdo con los resultados de campo, el volumen de agua de dilución es aproximadamente 2 ó 3 veces el volumen de agua residual. Sin embargo, esta relación podrá variar considerando los siguientes factores:

- La salinidad del agua residual.
- El porcentaje de agua remanente después de la etapa de deshidratación.
- La salinidad del agua de dilución.
- Eficiencia del mezclado del agua de dilución con la emulsión
- Contenido de sal requerido al final del tratamiento.

Conviene señalar la importancia de efectuar un mezclado lo más eficiente posible entre el agua de dilución y las gotas de agua residual. Puede decirse que la ineficiencia está dada por el volumen de gotas de agua de dilución que no entran en contacto con las gotas remanentes. Esta mezcla es algo difícil de lograr y, en consecuencia, el proceso empleado para desalar debe ser muy eficaz, ya que generalmente se trata una emulsión más difícil.

La deshidratación y desalado de crudos deben combinarse, aunque no siempre en la misma planta, para mantener el agua y la sal dentro de especificaciones. Los valores máximos generalmente aceptados son: 1.0% de agua y 100 LMB para manejarse en oleoductos y 0.1% de agua y 10 LMB para refinación o exportación (figura 5.85).

En realidad el contenido de agua y sal deben reducirse, antes de su refinación o venta, tanto como sea posible.

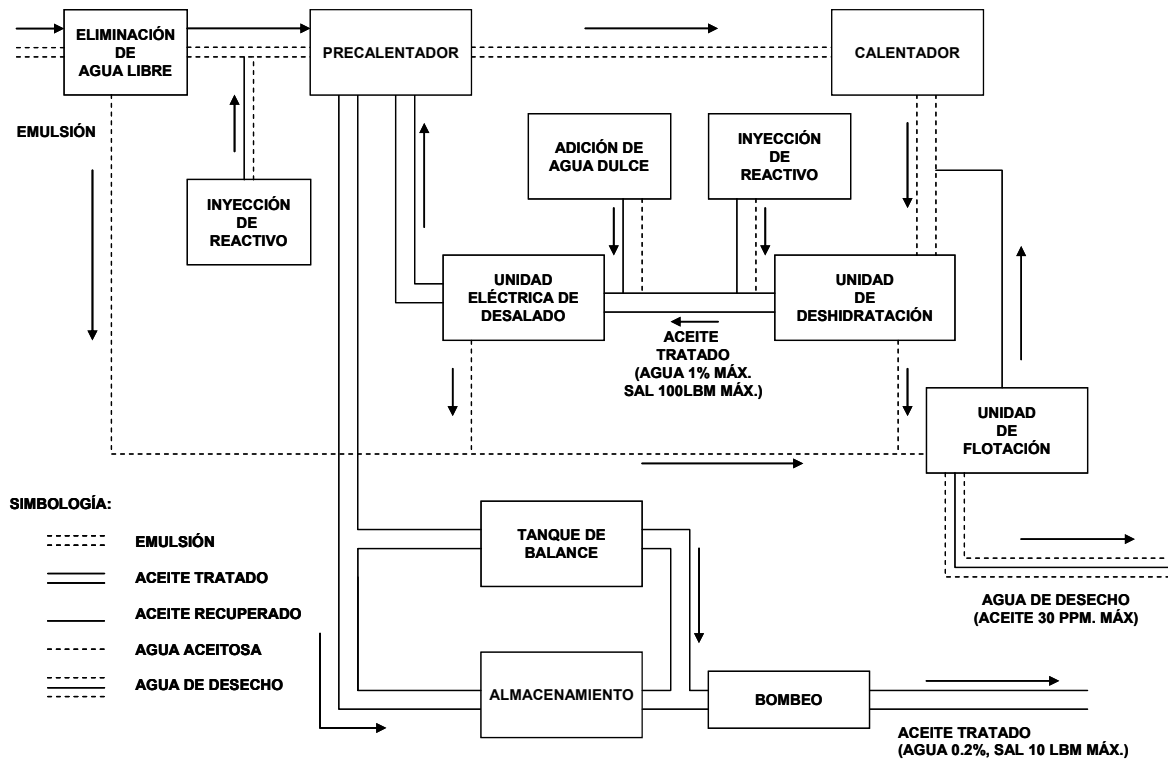


Fig. 5.85 Proceso de deshidratación y desalado de crudos⁵⁷.

5.5.3 Instalaciones de Recolección de la Producción

5.5.3.1 Instalaciones superficiales en pozos productores de aceite y gas

El árbol de válvulas es un equipo conectado a las tuberías de revestimiento (T.R.) en la parte superior, que a la vez las sostiene, proporcionando un sello entre ellas, el cual también permite controlar la producción del pozo. Por lo general el árbol de válvulas se conecta a la cabeza del pozo; la cual es capaz de soportar la T.R., resistiendo cualquier presión que exista en el pozo. Ver figuras 5.86 y 5.87.

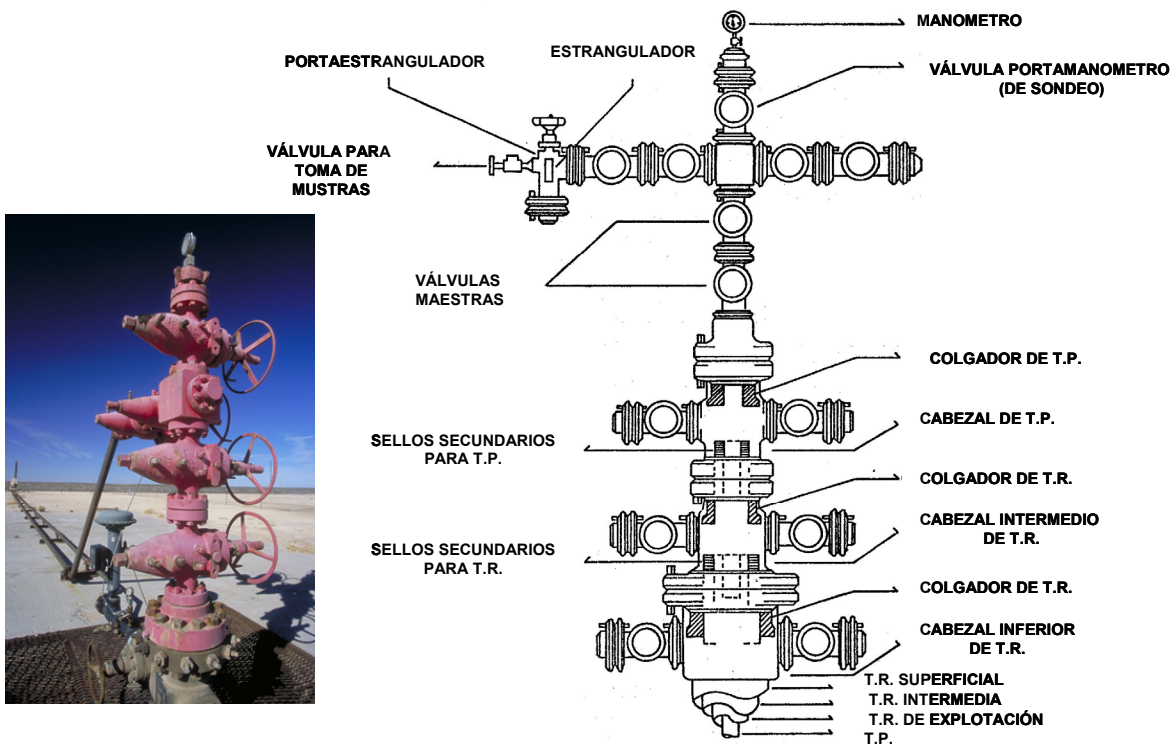


Fig. 5.86 Árbol de válvulas para operaciones en tierra⁵⁷.

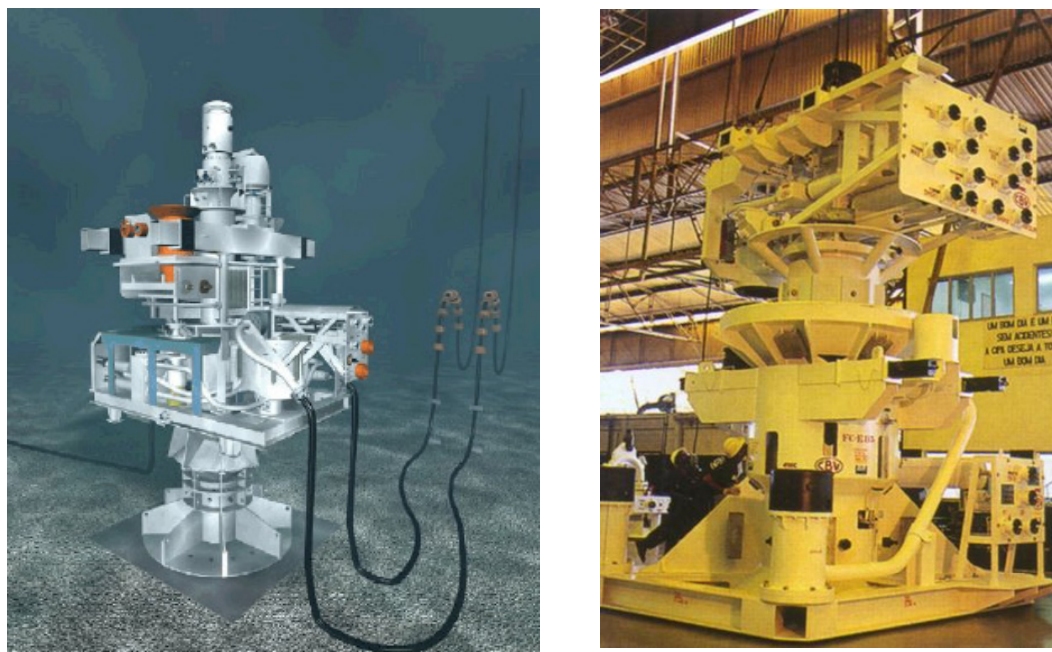


Fig. 5.87 Árbol de válvulas para operaciones marinas

El equipo instalado en la plataforma de un pozo productor de aceite es el siguiente:

- Cabezales de T.R.- Son parte de la instalación los cuales soportan las tuberías de revestimiento y proporcionan un sello entre las mismas. Pueden ser cabezal inferior y cabezales intermedios.
- Colgadores de tubería de revestimiento.- Herramienta que se asienta en el nido de un cabezal de tubería de revestimiento inferior o intermedio para soportar la tubería y proporcionar un sello entre éstas y el nido.
- Cabezales de tubería de producción (T.P.).- Pieza tipo carrete o un alojamiento que se instala en la brida superior del cabezal de la última T.R.. Sirve para soportar la T.P. y proporcionar un sello entre ésta y la T.R.. Esta constituida por una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una conectividad o nido.
- Colgadores de T.P.- Proporciona sellos entre la T.P. y el cabezal de la T.P.. Se coloca alrededor de la tubería de producción, se introduce en el nido y puede asegurarse por medio del candado del colgador.
- Válvulas de contrapresión
- Adaptador
- Árbol de válvulas.- Conjunto de conexiones, válvulas y otros accesorios que controlan la producción y dan acceso a la T.P..
- Brida adaptadora del cabezal de T.P..
- Válvula maestra.- Es la que controla todo el sistema, soporta las presiones máximas del pozo. Debe ser del tipo de apertura máxima, con un claro (paso) igual o mayor al diámetro interior de la T.P.; para permitir el paso de diferentes herramientas (válvulas de tormenta, estranguladores de fondo, pistolas de disparos de producción, etc.). En pozos de alta presión se usan dos válvulas maestras conectadas en serie por seguridad. Después de la válvula maestra se encuentra la conexión en cruz, la cual bifurca el flujo a los lados, provista de válvulas para su operación. A cada lado de la conexión están las válvulas laterales. Estas pueden ser del tipo de apertura restringida, con un diámetro

nominal un poco menor al de la válvula maestra, sin que esto cause una caída de presión apreciable.

- Válvula superior (porta manómetro).- Controla el registro de presiones leyéndose, cuando sea necesario, la presión de pozo cerrado y la de flujo a boca de pozo
- Válvulas de seguridad y de tormenta.- Estos dispositivos están diseñados para cerrar un pozo en caso de una emergencia. Se pueden clasificar en dos tipos: Autocontroladas y Controladas desde la superficie.
- Válvula de contrapresión o de retención (check).- Se encuentra instalada en el colgador de la T.P. o en el bonete del medio árbol, que sirve para obturar el agujero en la T.P. cuando se retira el preventor y se va a colocar el medio árbol.
- Conexiones del árbol de válvulas.
- Estranguladores.- Sirven para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo. Los estranguladores controlan la presión de los pozos, regulando la presión de aceite y gas o para controlar la invasión de agua o arena o gas. También ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluyente. El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción. Los estranguladores se pueden clasificar en superficiales, y en estranguladores de fondo.

5.5.3.2 Tubería de recolección de aceite y gas

Las tuberías de acero utilizadas en el transporte de aceite y gas son principalmente tuberías sin costura o tuberías de soldadura en espiral. Los costos específicos en el transporte tanto de aceite como de gas disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta, esto se logra si el aceite y el gas se transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada, y esto se logra utilizando simuladores nodales de redes de transporte, por ejemplo pipesim-net, olga, etc.. El rango de requerimientos, a los que se someten los aceros de las tuberías se ha extendido, debido a que cada día ha ido en aumento el número de pozos de aceite y

gas que se perforan en climas árticos. Las bajas temperaturas existentes reducen significativamente la ductibilidad del acero de las tuberías.

5.5.3.3 Múltiples de recolección de aceite y gas y estaciones de regulación de gas

El sistema de tuberías, bombas, tanques, válvulas, etc. por medio del cual se transporta el aceite y se controla el flujo desde los pozos hasta un punto principal de almacenamiento o distribución, se llama “sistema de recolección” o “sistema colector”. Se pueden reducir costos con un buen diseño realizado con un simulador numérico que optimicé y que permita aprovechar al máximo el flujo por gravedad, con un consumo mínimo para bombeo y mínima pérdida en el manejo del aceite.

La topografía del terreno influye en la selección del sitio para la planta deshidratadora, centro de almacenamiento o punto de distribución. Frecuentemente el punto de distribución lo determina la localización de instalaciones de embarque previamente construidas.

Las tuberías de recolección deben tenderse con un gradiente tan uniforme como sea posible, evitando declives que puedan producir caídas de presión y dejar aceite, agua, sales, impurezas, etc. atrapado en los puntos bajos y gas en los puntos altos, lo cual es muy importante por que afecta seriamente el transporte e incrementa la corrosión.

Se insertan en las líneas, válvulas de retención, siempre que sea necesario, para evitar flujo en sentido inverso. Las líneas colectoras son conectadas a una tubería múltiple adecuada con válvulas y accesorios que permiten dirigir la entrega del aceite a cualquier tanque colector en el sistema de almacenamiento. Cuando no se pueda aprovechar la fuerza de la gravedad para transportar el aceite a través del sistema de recolección se deben utilizar bombas, que es lo más común para tener un mejor control y no dejar inventarios en tanque.

Así como es necesario un sistema un sistema de recolección de aceite, también es necesario un sistema de recolección de gas para transportarlo ya sea de los pozos o de los separadores a la planta de extracción de componentes ligeros o a la planta de compresoras donde se comprime para su transportación o gasoductos o para reinyección dentro de los pozos de bombeo neumático, o máquinas de gas como combustible para accionar equipo de bombeo o generadores de energía. La disposición de un sistema de recolección de gas puede proyectarse arreglando las líneas principales y ramales como el tronco, las ramas, y ramales de un árbol, o puede usarse el sistema de anillo de gas.

5.5.4 Separación de los Fluidos producidos

5.5.4.1 Descripción y Clasificación

Un separador consta de las siguientes secciones, ver figura 5.88:

- a) Sección de separación primaria
- b) Sección de separación secundaria
- c) Sección de extracción de niebla
- d) Sección de almacenamiento de líquido,

Donde se acoplan los siguientes accesorios:

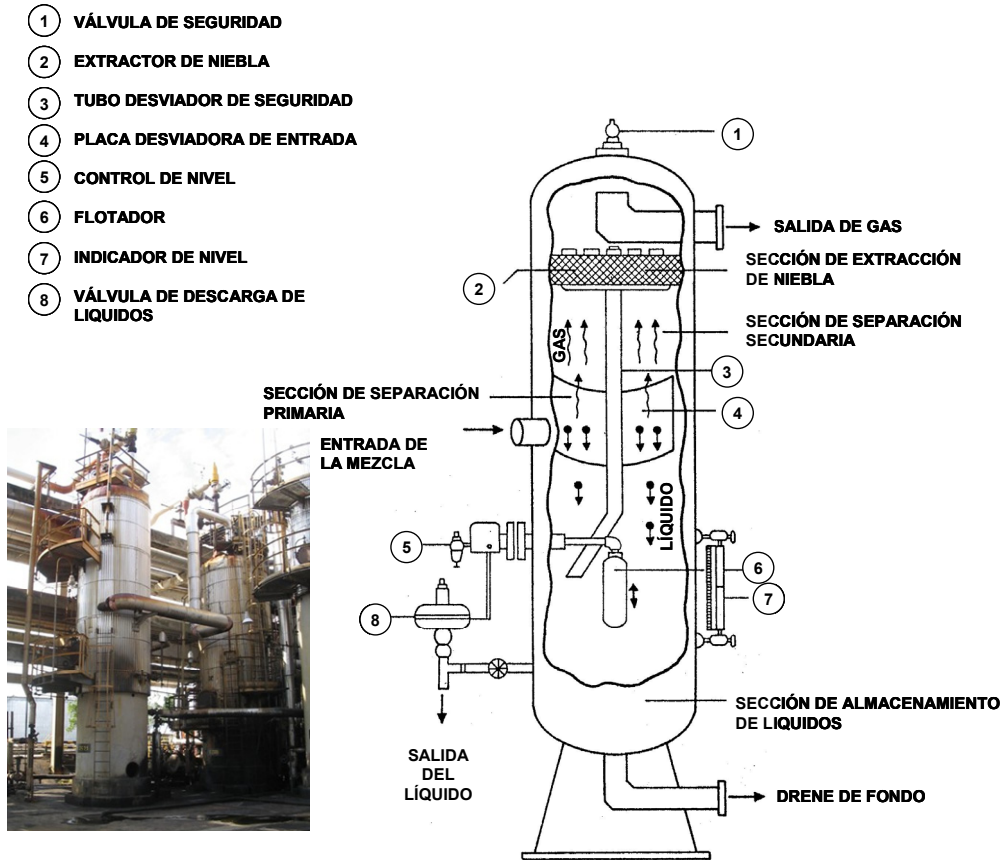


Fig. 5.88 Esquema de un separador vertical⁵⁷.

En la sección primaria se realiza un cambio de dirección de flujo a través del tangencial choque con la mampara ó placa desviadora. En la sección secundaria se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por la gravedad por lo que la turbulencia del líquido debe ser mínima, a lo que el separador debe tener suficiente longitud misma que se calcula con ecuaciones de balance de fuerzas. La eficiencia de separación en ésta sección, depende de las propiedades físicas del gas y del líquido, del tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia.

En la sección de extracción de niebla se separan del flujo de gas, las gotas pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primaria y secundaria.

En esta parte del separador se utilizan el efecto de choque y/o fuerza centrífuga como mecanismos de separación, por lo que mediante esto se logra que las pequeñas gotas de líquido, se colecten sobre una superficie en donde se acumulan formando gotas más grandes, las cuales se drenan a través de un conducto a la sección de acumulación de líquidos o bien caen contra la corriente de gas a la sección de separación primaria, esta sección es muy importante porque es finalmente la que le da calidad al gas entregado al gasoducto y no debe llevar líquidos.

En la sección de almacenamiento de líquidos, se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Se debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido en el separador. Esta instrumentación esta formada por un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga.

La sección de almacenamiento de líquidos debe estar situada en el separador, de tal forma que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del separador.

A parte de las 4 secciones antes mencionadas, el separador debe tener dispositivos de seguridad tales como: una válvula de seguridad, un tubo desviador de seguridad y controles de contrapresión adecuados, automatización, medición y telemetría.

Los separadores pueden clasificarse por su forma y geometría en: horizontales, verticales y esféricos; y para separar dos fases (gas y líquido) o tres fases (gas, aceite y agua).

Los separadores convencionales son separadores de dos fases, los cuales pueden ser verticales, horizontales y esféricos, como los que se muestran en las figuras 5.89, 5.90, 5.91 y 5.92. Los separadores horizontales pueden estar formados por un tanque horizontal, o bien por dos colocados uno encima de otro. A los primeros se les conoce como de simple barril, y a los últimos como de doble barril.

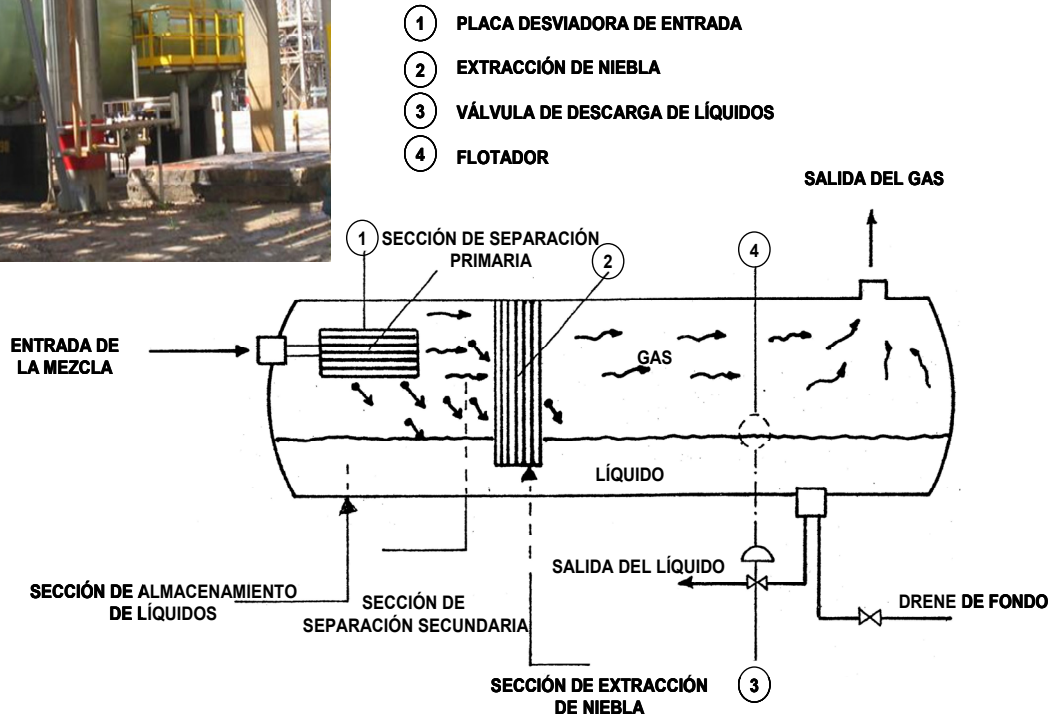


Fig. 5.89 Esquema de un separador horizontal⁵⁷.

A continuación se muestran algunas ventajas y desventajas de los Separadores Verticales.

Ventajas:

1. Es fácil mantenerlos limpios.
2. El control de nivel de líquido no es crítico, puesto que se puede emplear un flotador vertical.
3. Debido a que el fluido de líquido se puede mover en forma moderada, son recomendables para flujos de pozos que producen por bombeo neumático, con el fin de mejorar baches imprevistos de líquido que entren al separador.
4. Hay menor tendencia de revaporización de líquidos.

Desventajas:

1. Son más costosos que los horizontales.
2. Son más difíciles de instalar que los horizontales.
3. Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.

A continuación se muestran algunas ventajas y desventajas de los separadores horizontales.

Ventajas:

1. Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.
2. Son más económicos que los verticales.
3. Son más fáciles de instalar que los verticales.
4. Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma.

Desventajas:

1. No son adecuados para manejar flujos de pozos que contienen materiales sólidos como arena o lodo, pues es difícil limpiar este tipo de separadores.
2. El control de nivel de líquido es más crítico que en los separadores verticales.

A continuación se muestran algunas ventajas y desventajas de los separadores esféricos.

Ventajas:

1. Más baratos que los horizontales o verticales.
2. Más compactos que los horizontales o los verticales, por lo que se usan en plataformas costa afuera.
3. Son más fáciles de limpiar que los separadores verticales.

4. Los diferentes tamaños disponibles, los hacen el tipo más económico para instalaciones individuales de pozos de lata presión.

Desventajas:

1. Tienen un espacio de separación muy limitado.

Separadores de tres fases: Estos además de separar las fases líquida y gaseosa, separan el líquido en aceite y agua no emulsionada libre. Los separadores de tres fases pueden ser verticales, horizontales y esféricos. El separador de tres fases cuenta con las siguientes características y accesorios especiales:

- a) Una capacidad de líquido suficiente para proporcionar el tiempo de retención necesario para separar el aceite y el agua.
- b) Un sistema de control para la interfase agua-aceite.
- c) Dispositivos de descarga independientes para el aceite y para el agua libre.

En las figuras 5.90 y 5.91 se muestran dos esquemas de separadores verticales de tres fases, con las diferentes formas de control de nivel de líquidos.

En la figura 5.92 se muestra un esquema de separador esférico de dos fases.

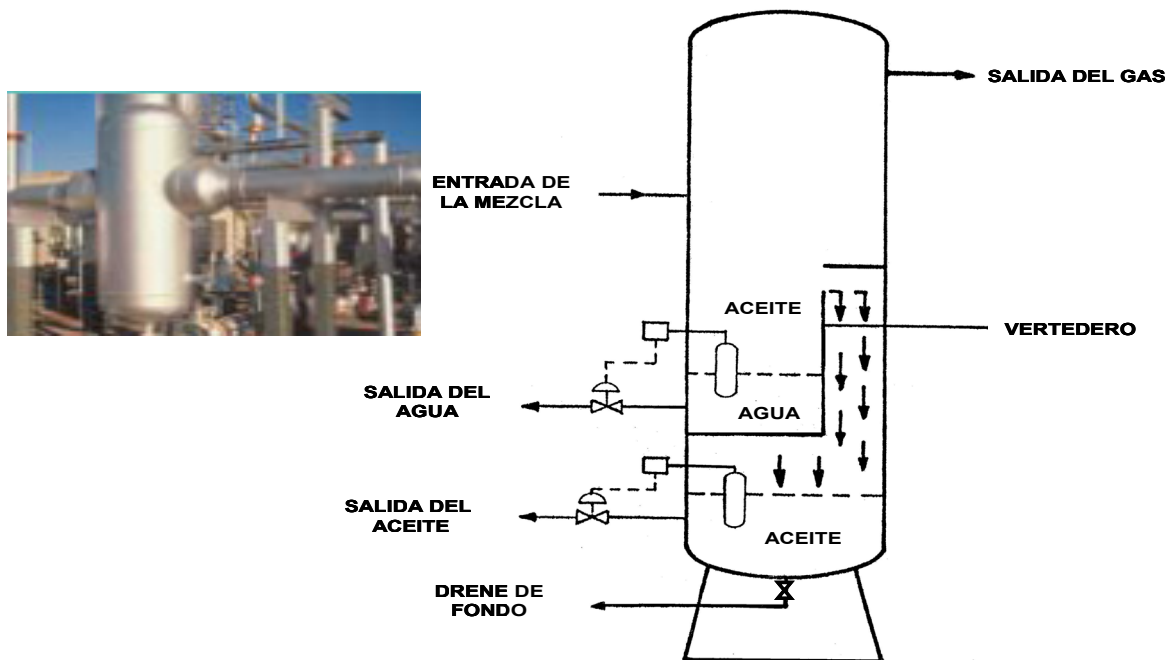


Fig. 5.90 Esquema de un separador trifásico con controladores de nivel del tipo desplazamiento⁵⁷.

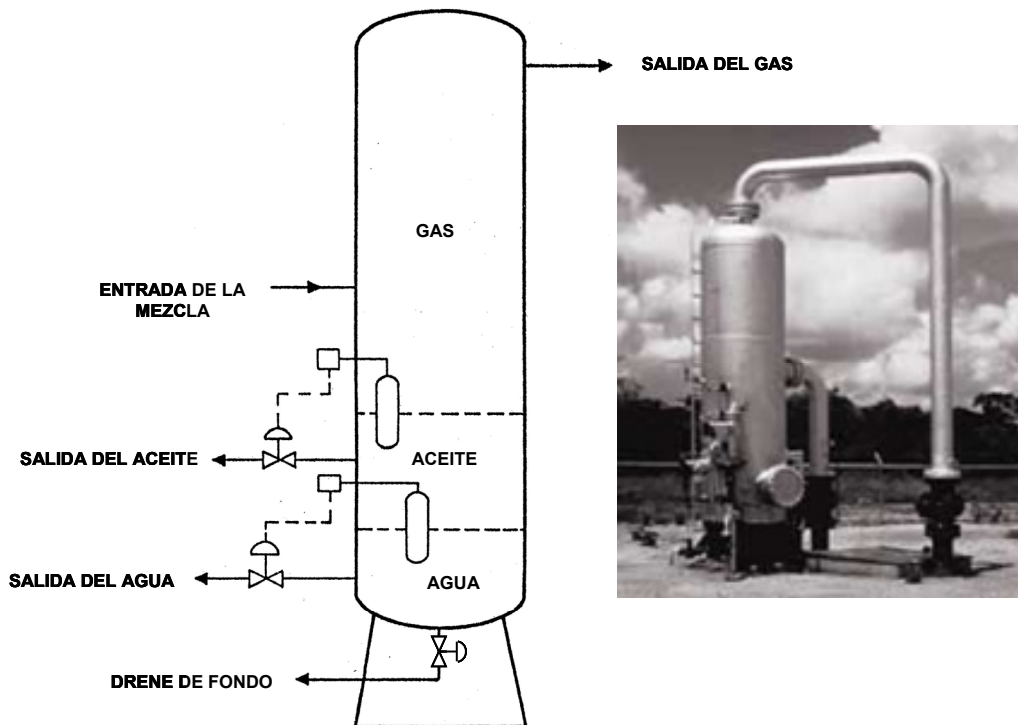


Fig. 5.91 Esquema de un separador trifásico con un vertedero como controlador de nivel total de líquidos y uno de desplazamiento para interfase agua-aceite⁵⁷.

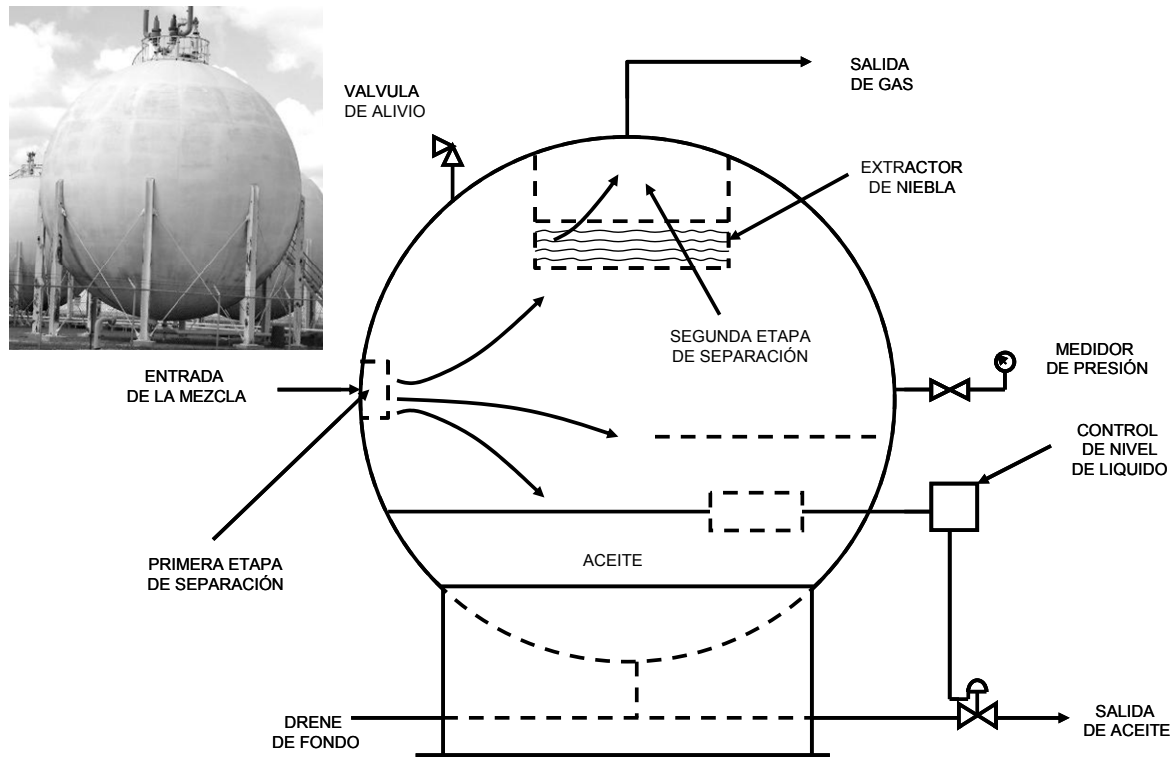


Fig. 5.92 Esquema de un separador de dos fases⁵⁷.

En la figura 5.90 el controlador del nivel total de líquidos, como el de la interfase agua-aceite, son del tipo desplazamiento. El primero regula la descarga del aceite y el segundo la del agua.

En la figura 5.91 se muestra un controlador de nivel en la cual el controlador total de líquidos es un vertedero; mientras que, el de la interfase agua-aceite es del tipo de desplazamiento. La disposición de estos accesorios permite regular fácilmente la interfase agua-aceite.

La separación de mezclas de gas y líquido se logra mediante una combinación adecuada de los siguientes factores: gravedad, fuerza centrífuga y choque.

5.5.5 Rectificación de gas

La rectificación es complemento del proceso de separación. La mezcla de hidrocarburos entra a la primera etapa de separación en donde se libera la mayor parte del gas disuelto en el aceite (aproximadamente el 85%); el gas separado se hace pasar a través de un rectificador a fin de quitarle los condensados, y se envía directamente a la etapa de deshidratación y endulzamiento del gas para posteriormente enviarlo a compresión. Mientras tanto el aceite recuperado se traslada al separador de la segunda etapa donde se libera el resto del gas disuelto; éste último también se mide, se rectifica y se envía a compresión.

5.5.6 Compresión de gas

Los compresores de gas se emplean para el transporte por tuberías elevando la presión, transformando la energía cinética (velocidad) en presión, existen diferentes tipos de compresores. Existen diferentes tipos de compresores: los de desplazamiento positivo, y de desplazamiento positivo o dinámicos.

Los del tipo desplazamiento positivo son de dos categorías básicas: Reciprocantes y Rotatorias. El compresor reciprocante es el más ampliamente utilizado tiene uno o más cilindros en los cuales hay un pistón o émbolo de movimiento alternativo que desplaza un volumen positivo en cada carrera (figura 5.93), es decir comprime el gas mediante el desplazamiento de un pistón dentro de un cilindro.

Los rotatorios incluyen los tipos de lóbulos, espiral, aspas o paletas y anillo de líquido. Cada uno con una carcasa, o con más elementos rotatorios que se acoplan entre sí, como los lóbulos o las espirales, o desplazan un volumen fijo en cada rotación.

Los sopladores, bombas de vacío y compresores rotatorios son todos de desplazamiento positivo, en los cuales un elemento rotatorio desplaza un volumen fijo con cada revolución.

Los del tipo desplazamiento no positivo o dinámicos son los compresores centrífugos y de flujo axial y mixto. El centrífugo es el que más se emplea en la industria de procesos químicos porque su construcción es sencilla y libre de mantenimiento, permite un funcionamiento continuo durante largos periodos.

En los compresores de flujo axial el flujo del gas es paralelo al eje o al árbol del compresor y no cambia de sentido como en los centrífugos de flujo radial. La carga por etapa del axial es mucho menor (menos de la mitad) que la de un tipo centrífugo, por ello, la mayor parte de los axiales son de cierto número de etapas en serie. Cada etapa consta de aspas rotatorias y fijas. En un diseño de reacción de 50 %, la mitad del aumento de la presión ocurre en las aspas del rotor, y las de la segunda mitad en las del estator.



Fig. 5.93 Estación de compresión recíprocante para gas de baja presión.

5.5.7 Bombeo de líquidos

Las bombas se utilizan en instalaciones de producción para mover líquidos (agua, aceite, etc.) que se encuentran a baja presión, elevando ésta a una presión superior suficiente para que el fluido pueda moverse por los ductos o tuberías.

El principio de la bomba es el transformar la energía mecánica en energía cinética, generando presión y velocidad en el fluido. Los factores más importantes que

permiten seleccionar el sistema de bombeo adecuado dependerá de la: presión requerida, presión de proceso, velocidad de bombeo, tipo de fluido a bombear, etc.

Existen diferentes tipos de bombas, las cuales se clasifican en bombas de desplazamiento positivo y en rotodinámicas.

Las de desplazamiento positivo se clasifican en dos grandes grupos las reciprocantes y rotatorias. El principio de desplazamiento positivo consiste en el movimiento de un fluido provocado por la disminución del volumen de una cámara. En la bomba de desplazamiento positivo, el elemento que origina el intercambio de energía, puede tener movimiento alternativo (émbolo) o movimiento rotatorio (rotor). En las bomba de desplazamiento positivo tanto reciprocantes como rotatorias siempre hay una cámara que aumenta de volumen (succión) y disminuye de volumen (impulsión) por lo que también se le llama bombas volumétricas.

El principio de funcionamiento de las bombas rotodinámicas está basado en el intercambio de cantidad de movimiento entre la bomba y el fluido, aplicando la hidrodinámica. En este tipo de bombas hay uno o varios rodetes con aspas que giran generando un campo de presiones en el fluido. En este tipo de máquinas el flujo del fluido es continuo. Las bombas rotodinámicas se puede clasificar en:

- **Radiales o centrífugas**, cuando el movimiento del fluido sigue una trayectoria perpendicular al eje del rodete impulsor.
- **Axiales**, cuando el fluido pasa por los canales de las aspas siguiendo una trayectoria contenida en un cilindro.
- **Mixto**, cuando la trayectoria del fluido se realiza en otra dirección entre las anteriores, es decir, en un cono coaxial con el eje del rodete.

Las bombas de embolo son adecuadas para grandes presiones y pequeños caudales o gastos y las bombas rotodinámicas (figura 5.94), centrífugas, axiales y mixto

para presiones reducidas y gastos elevados. Las bombas rotodinámicas trabajan a mas velocidad que las de embolo.

La mayoría de las bombas de las bombas dinámicas utilizadas en instalaciones petrolera son del tipo centrifuga.

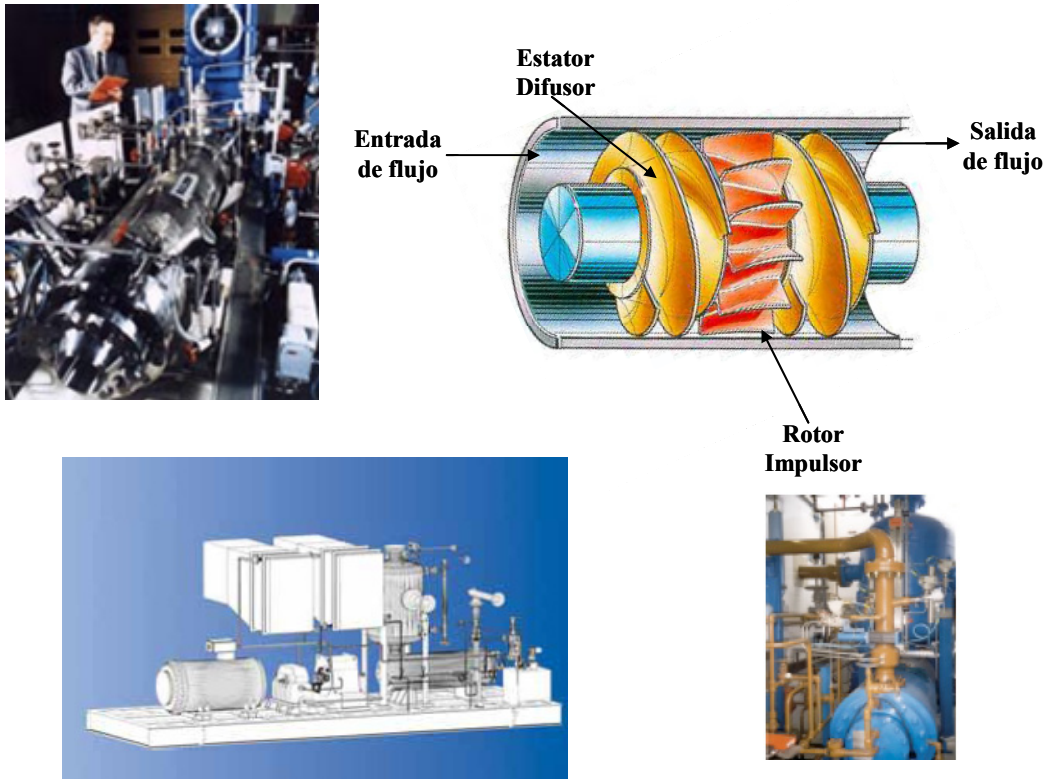


Fig. 5.94 Bomba multifásica centrifuga.

5.5.8 Endulzamiento de gas natural

El gas natural arrastra desde el yacimiento componentes indeseables como son: el ácido sulfhídrico (H_2S), bióxido de carbono (CO_2) y agua en fase gaseosa, por lo que se dice que el gas que se recibe es un gas húmedo, amargo e hidratado; amargo por los componentes ácidos que contiene, húmedo por la presencia de hidrocarburos líquidos e hidratado por la presencia de agua que arrastra desde el yacimiento.

Existen diversas denominaciones para el gas natural y por lo general se asocia a los componentes que forman parte de su composición. Por ejemplo cuando en el gas natural hay H_2S a nivel por arriba de 4 ppm por pie cúbico de gas se dice que es un gas “amargo” y cuando la composición desciende a menos de 4 ppm se dice que es un gas “dulce”.

No existe una composición o mezcla que se pueda tomar para generalizar la composición del gas natural. Cada gas tiene su propia composición, es decir, dos pozos de un mismo yacimiento pueden tener una composición diferente entre sí. También la composición del gas varía conforme el yacimiento va siendo explotado, es por eso que se realiza un análisis periódico al gas que es extraído, para adecuar los equipos de explotación a la nueva composición y evitar problemas operacionales.

Cuando el gas natural es extraído de los yacimientos presenta impurezas las cuales hay que eliminar ya que pueden provocar daños al medio ambiente, corrosión en equipos o disminuir el valor comercial del gas. El metano es el principal constituyente del gas natural, el etano puede estar presente en cantidades de hasta 10%, el propano representa un 3%. El butano, pentano, hexano y octano también pueden estar presentes.

Al gas H_2S y al CO_2 se les denomina gases ácidos del gas natural. En muchos campos de donde es extraído el gas natural la presencia de estos compuestos es elevada los cuales le dan la denominación de “amargo” al gas natural. El ácido sulfhídrico, también conocido como sulfuro de hidrógeno, tiene la característica de tener un desagradable olor y ser muy tóxico. Cuando es separado del gas natural mediante el proceso de endulzamiento, es enviado a plantas recuperadoras de azufre en donde es vendido en forma líquida para sus diversos usos industriales (producción de pólvora o usos médicos).

El dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro, que a concentraciones bajas no es tóxico pero en concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación. Se puede licuar fácilmente por compresión, sin embargo, cuando se enfría a presión atmosférica se condensa como sólido en lugar de hacerlo como líquido. El dióxido de carbono es soluble en agua y la solución resultante puede ser ácida como resultado de la formación de ácido carbonilo, he aquí la propiedad corrosiva que el CO_2 presenta en presencia del agua.

El proceso para el endulzamiento del gas natural, se logra mediante la absorción de gases ácidos. La sección de absorción a nivel industrial cuenta con los siguientes equipos:

- Torre Absorbedora de gases ácidos
- Separador de gas combustible

A esta sección se le alimentan dos corrientes, una de gas amargo proveniente de los módulos de compresión y otra de solución acuosa de Dietanol-amina.

El gas amargo es alimentado por el fondo de la torre Absorbedora a una presión de 84.1 Kg/cm^2 y $35 \text{ }^\circ\text{C}$, para ponerse en contacto a contracorriente con la solución de Dietanol-amina regenerada (DEA POBRE, corriente de Dietanol-amina que ingresa a la columna Absorbedora), misma que es alimentada por el primer plato de la torre. Antes de entrar a la torre Absorbedora la DEA POBRE pasa por un enfriador donde se abate la temperatura hasta unos $40 \text{ }^\circ\text{C}$ aproximadamente.

La torre Absorbedora de gas amargo, cuenta con diferentes etapas en las cuales la solución de DEA POBRE se pone en contacto íntimo con el gas, absorbiéndole casi la totalidad de los gases ácidos presentes en la corriente de gas amargo alimentada a la planta endulzadora.

El gas dulce abandona la torre por el domo dirigiéndose al separador del gas combustible, el cual cuenta con una malla separadora para asegurar la recuperación de la DEA que el gas haya podido arrastrar. El gas dulce después de pasar por la válvula de control que regula la presión a esta sección, es enviado a la red de gas combustible.

La DEA recuperada sale del separador de gas combustible y se une a la corriente de DEA proveniente del fondo de la torre Absorbedora (DEA RICA, corriente de Diatanol-amina que deja la columna Absorbedora), que se envía a la sección de regeneración de Diatanol-amina.

5.5.9 Estabilización del crudo

El proceso de estabilización de crudo consiste en remover los hidrocarburos ligeros y el H₂S. El crudo una vez estabilizado puede ser transportado.

El propósito de la Sección Estabilizadora del Crudo es:

- Reducir la presión de vapor del petróleo crudo a un nivel aceptable para su almacenamiento y transporte. La meta es de 10.1 lb/pg² abs a 130 °F y el máximo permisible es de 11.0 lb/pg² abs a 130 °F.
- Reducir el contenido del H₂S del petróleo crudo a un nivel aceptable para un manejo seguro. La meta es de 10 ppm de H₂S y el máximo permitido es 20 ppm de H₂S.

La estabilización de destello es usado para reducir la presión del vapor de petróleo crudo. Los gases de hidrocarburos ligeros son destellados desde el crudo en una columna estabilizadora del crudo de baja presión. El contenido del H₂S del crudo estabilizado puede ser reducido a un nivel aceptable simplemente por destello, si el contenido del H₂S del crudo puro es bajo (< 60 ppm). De otra forma, petróleo combustible dulce de la Planta de Gas es usado para despojar el H₂S fuera del crudo para garantizar un contenido H₂S de crudo estabilizado de menos de 20 ppm.

En la figura 5.95 se muestra la etapa de recuperación de vapores de la Batería Giralda del Activo Integral Muspac, mediante la cual se logra la estabilización de crudo utilizando tanques elevados por una torre estabilizadora, con la finalidad de optimizar el proceso de separación y minimizar el desprendimiento de vapores en tanques de almacenamiento.



Fig. 5.95 Torre estabilizadora Batería Giraldas

5.5.10 Almacenamiento de Hidrocarburos

El almacenamiento es una actividad muy importante en el transporte y manejo de hidrocarburos. La selección del tipo y tamaño de tanque es de acuerdo a la relación producción-consumo, las condiciones ambientales, la localización del tanque y el tipo de fluido a almacenar. El almacenamiento se puede ser de tres tipos: superficial, subterráneo, y en buque tanque. La capacidad del almacenamiento varía desde unos cuantos metros cúbicos hasta miles de ellos. La forma más común del los tanques es la

cilíndrica y normalmente son de acero inoxidable. Los tanques pueden fabricarse y transportarse a su lugar de colocación o bien armarse en el lugar donde permanecerán.

Los tanques cuentan con un sistema de sellado el cual es de suma importancia, pues evita la emisión de vapores contaminantes a la atmósfera.

En el caso de almacenamiento en buques tanque, las precauciones durante el vaciado y llenado deben de extremarse, ya que cualquier derrame ocasionará una gran contaminación.

Los tanques cuentan con una serie de accesorios como: líneas de llenado y vaciado, válvulas de presión y vacío, válvulas de relevo, válvulas de venteo, indicadores de nivel, registro de hombre (Manhole), escaleras, flotadores y soportes.

La seguridad es muy importante, por lo que las estaciones de almacenamiento cuentan con medios para evitar derrames y escape de vapores. Los dispositivos de control de vapores van en el techo del tanque y su descarga es conducida por una tubería la cual puede ventearlos a la atmósfera o bien conducirlos a la unidad recuperadora de vapores, aprovecharlos y no contaminar el medio ambiente. Existen sistemas para detección de incendios y temperatura, algunos sistemas controlan el siniestro con el empleo de productos químicos. Los tanques están provistos de sistemas de control de derrames, el cual consiste en un muro a su alrededor o bien un canal que conduzca el derrame a un sitio alejado y seguro, el cual debe tener una capacidad igual a la del tanque más un porcentaje por seguridad.

5.5.10.1 Tipos de Tanques

5.5.10.1.1 Tanques de Techo Cónico

Sus dimensiones aproximadas son de +- 250 pies de diámetro y +- 60 pies de altura, pero varían de acuerdo a las necesidades de almacenamiento. El techo esta soportado por una estructura interna. El tanque de techo cónico y el de techo de domo son variaciones del tipo cilíndrico. Ver figura 5.96.



Fig. 5.96 Tanque de techo cónico.

En el tanque de techo de domo, el techo está formado por placas circulares que se auto soportan. El tipo paraguas son placas en forma de gajos.

5.5.10.1.2 Tanque de techo flotante

En este tipo de tanque se reducen las pérdidas por llenado y vaciado. La pared y el techo son de acero. El techo flota sobre el líquido. Ver figura 5.97.



Fig. 5.97 Tanque de techo flotante.

El sello es muy importante en este tipo de tanques ya que el hecho de que el techo sea móvil favorece la fuga de vapores. El sello entre la pared y el techo móvil se logra por medio de zapatas que están presionadas contra la pared por medio de

resortes o contrapesos, con una membrana flexible atada entre la zapata y la cubierta del techo.

5.5.10.1.3 Tanques de almacenamiento a baja presión

Se emplean para el almacenamiento de productos volátiles, cuya presión a la temperatura de almacenaje varía de 0.5 a 15 lb/pg². Se almacena en estos tanques crudos ligeros, naftas ligeras, pentano, etc.

5.5.11 Medidores de hidrocarburo

La medición tiene como objetivo el control de la producción. El sistema de medición es un conjunto de elementos que indican, registran y/o totalizan el fluido que pasa a través de ellos y que se transfiere de una entidad a otra o entre diferentes divisiones de la misma entidad.

Los medidores más empleados son los del tipo diferencial. Para medir grandes cantidades de gas, y se emplea más comúnmente el medidor de placa de orificio (medidor de tipo diferencial). Este medidor registra las presiones de flujo y a partir de estas presiones se efectúa el cálculo del gasto de flujo circulante.

El principio de operación del medidor de orificio está basado en la relación que existe entre la velocidad de flujo y la caída de presión, es decir; "La pérdida de presión causada por restricción del diámetro es proporcional al cuadrado de la velocidad de flujo".

Se han utilizado diferentes dispositivos para crear la presión diferencial, pero los elementos primarios más comunes son el de placa de orificio, boquilla de flujo (toberas) y el Tubo de Venturi. También se utilizan los Tubos de Pitot y otros dispositivos que emplean los efectos de impacto, succión u otros que se basan en la fuerza centrífuga o en la tecnología de resistencia debida a la fricción.

La medición del gas se toma generalmente con el medidor de orificio. El gasto de gas depende de la presión en ambos lados del orificio y de la temperatura del gas. Esta presión y temperatura normalmente se registran en una gráfica circular. Esta gráfica es utilizada posteriormente para determinar el flujo de gas en un periodo de tiempo particular. Hoy en día muchas instalaciones tienen dispositivos digitales que calculan y registran el flujo, así como también cuentan con telemetría de flujo, para obtener la información desde alguna instalación remota.

5.5.12 Automatización y control

Debido a la dificultad de las operaciones en las instalaciones de producción, se ha visto la necesidad de emplear equipos con alto grado de precisión, dentro de un sistema de automatización para supervisar, controlar, medir y bombear los hidrocarburos en superficie. Estos equipos utilizan dispositivos electrónicos, neumáticos e hidráulicos a diferencia de los mecánicos principalmente en lo que se refiere a la medición y control.

En México se ha empleado el sistema SCADA (Sistema de Automatización y Adquisición de Datos).

La medición de aceite, agua o gas, debe realizarse con la mayor precisión y seriedad posible, para evitar pérdidas económicas. De la precisión de la información se obtiene la forma de optimizar un pozo, elegir el sistema artificial de producción, disminuir el número de intervenciones a los pozos y obtener mejores recuperaciones.

Todos los pozos e instalaciones de producción cuentan con dispositivos para ayudar a los operadores a observar y controlar las operaciones de producción. Los cuales son necesarios para controlar el equipo, medir niveles de líquido, flujo de fluidos, temperaturas y presiones; válvulas de control y estrangulamiento y ofrecer seguridad a través de sistemas de paro de emergencia.

En la actualidad con el desarrollo de la tecnología ya es posible llevar la información adquirida en las instalaciones superficiales de producción hasta alguna oficina central en tiempo real, permitiendo a los ingenieros más control sobre las instalaciones. Todo esto se logra mediante la utilización de sensores, dispositivos de control de flujo, adquisición de datos y sistemas de control de procesos, levantamiento de datos, validación, almacenamiento y recuperación de la información.

El proceso inicia con la recolección de datos de múltiples sensores y finaliza cuando los miembros de un equipo multidisciplinario toman decisiones en el momento oportuno.

Mediante el empleo de estos sistemas podemos comprobar, evaluar y establecer el control de la producción de una manera más precisa y rápida, así como también logramos reducir el riesgo, ya que el conocimiento oportuno de alguna situación anormal permite tomar acciones inmediatas.

5.5.13 Optimización de la producción en el complejo San Manuel⁵⁸

La aplicación de la tecnología en campos petroleros de aceite y gas a permitido a permitido lograr avances en materia de automatización. La operación de los campos petroleros se ha transformado por la disponibilidad de más datos, la rapidez de los procesos de evaluación y el mejor control de los mismos. Un ejemplo de esto es el complejo San Manuel perteneciente al Activo Integral Muspac, situado a unos 160 km al sur de Villahermosa Tabasco, en Reforma Chiapas México. Este sistema fue construido hace más de 25 años y produce más de 279 MMPCD de gas y 13,100 BPD de aceite. El complejo cuenta con seis instalaciones de proceso que reciben el aceite y el gas de unos 65 pozos productores.

En los últimos años, numerosos problemas se presentaron en San Manuel. Este sistema había sido diseñado originalmente para una producción mucho mayor que la actual y la formación de gases condensados en los gasoductos principales se convirtió

en un problema persistente a medida que el sistema envejecía. Debido a la irregularidad de la topografía, la temperatura del gas y sus bajas velocidades en las líneas de transferencia, los condensados tienden a acumularse en las partes más bajas de las líneas de flujo, formando tapones inestables. Estos tapones generan contrapresión aguas arriba, lo que reduce los niveles de producción y obliga a correr tacos limpiadores (pistón rascador) con frecuencia en ciertos ramales para limpiar las líneas y restituir la producción.

En respuesta a estos problemas en el 2008 se implanto un procedimiento de modelado para comprender y mejorar el desempeño del complejo San Manuel; los pozos activos, las baterías de proceso y las líneas de flujo asociadas. Se utilizó el sistema Avocet (Modelador Integrado de Activos) para integrar los simuladores individuales de los pozos, líneas de flujo y procesos en un solo ambiente. Los yacimientos y los pozos fueron modelados utilizando el simulador ECLIPSE, las líneas de flujo se modelaron utilizando el simulador PIPESIM, y las instalaciones de proceso se modelaron utilizando el simulador HYSYS.

Fue necesario contar con un gran volumen de datos para configurar las simulaciones. La primera tarea del equipo multidisciplinario consistió en desarrollar una base de datos para el pozo, la línea de flujo y las instalaciones de proceso. Los datos recolectados incluyeron los resultados de producción de los pozos, la presión y la temperatura en los colectores múltiples y en las instalaciones de compresión, además de las propiedades de los fluidos disponibles. También fue necesario obtener datos sobre la infraestructura de San Manuel, tales como los diámetros de las líneas de flujo, las posiciones geográficas y los perfiles topográficos.

Utilizando estos datos, el equipo multidisciplinario configuró simulaciones individuales para la totalidad del complejo; 65 pozos, 8 redes de líneas de flujo y 6 instalaciones de proceso. Estos simuladores se integraron en una estructura de soporte para el acoplamiento dinámico, utilizando el software Avocet. Los resultados de los

modelos de simulación se verificaron con las mediciones de campo reales. En promedio, el gasto de flujo de aceite mostró una variación del 5.9% con respecto a la medida, mientras que para el gas fue de 1.6%.

Partiendo del hecho de que las simulaciones habían arrojado buenos resultados, el equipo desarrollo una diversidad de alternativas de optimización para reducir costos, desbloquear las instalaciones e incrementar la producción de aceite y gas. Estas oportunidades se clasificaron en base a su beneficio potencial en términos de la producción, reducción de costos y costo de implementación. Los resultados de la simulación dinámica del complejo San Manuel arrojaron una lista específica de oportunidades que pudieron ser puestas en práctica con los recursos disponibles y sin inversión adicional alguna (figura 5.98).

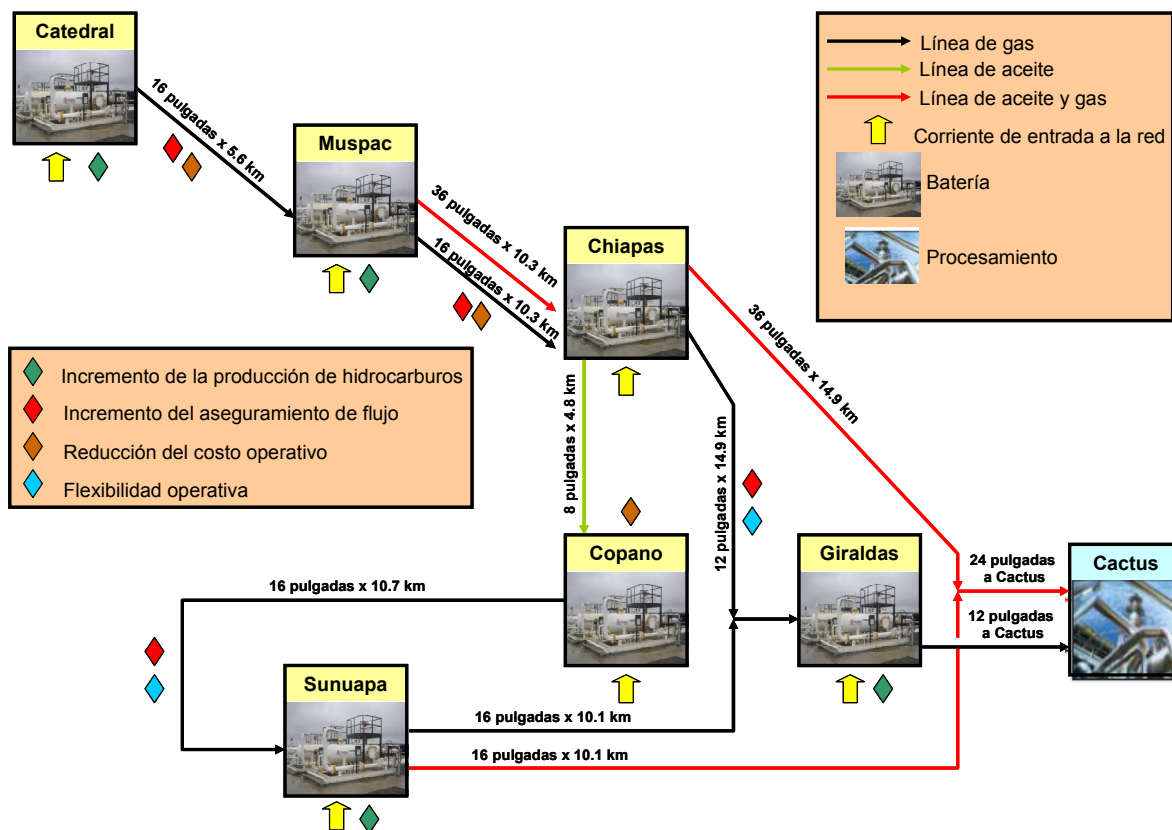


Fig. 5.98 Esquema del sistema de producción del complejo San Manuel⁵⁸.

Las mejoras implementadas se encuentran identificadas con diamantes rojos, incluyendo la derivación de los separadores de alta presión en la batería Catedral y un cambio en el servicio del gasoducto de 16 pulgadas, que fue convertido a flujo multifásico. En la batería Copano, se derivó una unidad de separación de alta presión, entre otras mejoras que se implementaron en otras partes del sistema. Estos cambios incrementaron la producción de aceite y gas.

El resultado final para PEMEX fue un ahorro inmediato de \$600,000 USD por año en costos operativos, acompañado de un incremento de la producción de aceite y gas estimado en un valor de \$35 MMUSD anuales. Estos ahorros se concretaron a través de cambios específicos en la forma en que se opera el complejo San Manuel.

Mediante la derivación de dos separadores de alta presión y una instalación de separación de presión intermedia, se redujo la contrapresión en 479 lb/pg² en un colector múltiple y en 30 lb/pg² en otro. Estos cambios arrojaron 1,500 BPD adicionales de aceite y 5 MMPCD de gas. Otra mejora importante fue la necesidad de controlar el punto de rocío con el correspondiente enfriamiento y recuperación de líquidos en uno de los gasoductos. Mediante la reducción de la temperatura hasta 20 °C y la recuperación de los líquidos antes de su ingreso en la línea de flujo, se estimó que podría recuperar 1,320 BPD adicionales de condensado y reducir el número de carreras de tacos limpiadores en un 90%.

Ahora que el modelo se encuentra disponible para el complejo San Manuel, los ingenieros de producción pueden tomar decisiones sobre las operaciones diarias y planear mejoras adicionales en el campo. Los cambios potenciales a analizar incluyen pozos nuevos, el análisis de la declinación de la producción para los pozos actuales, y el impacto de los cambios adicionales de la infraestructura de superficie.

CAPÍTULO VI

ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN Y PORTALES DE COLABORACIÓN

6.1 Introducción

Los proyectos de Productividad de Pozos requieren para lograr sus objetivos y alcances con éxito, el contar con información técnica suficiente, validada, disponible, confiable y en tiempo; así mismo, emplear herramientas apropiadas que permitan modelar e interpretar los datos. De esta manera el uso de tecnología de vanguardia, permite a los ingenieros de productividad de pozos administrar los datos y convertirlos en información útil, para la toma de decisiones bajo diferentes escenarios.

El desarrollo de las áreas en telecomunicaciones e informática, permiten administrar de manera eficaz y eficiente la información técnica de datos requeridos para la toma de decisiones oportunas en proyectos estratégicos para el mejoramiento de la explotación de hidrocarburos, y en forma específica en Proyectos de Productividad de los Pozos.

La información del dato es un activo estratégico, pero prolifera rápidamente y su valor es dinámico, es decir cambia con el transcurso del tiempo, lo que plantea desafíos importantes para la administración efectiva de la información y de los recursos de almacenamiento de la misma.

Para lograr una buena administración de la información es necesario contar con un programa de análisis y adquisición de toma de información que permita asegurar; la planeación, la recolección, el análisis y optimización, así como, el análisis y síntesis del dato, a fin de contar con información técnica validada que contribuya en el buen logro de los proyectos de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos.

Otra actividad importante de la administración de la información es garantizar que toda la información desarrollada durante el proyecto, sea respaldada, de fácil acceso y

visualización para el equipo multidisciplinario que conforma al Equipo de Productividad de Pozos. Por lo que el contar con una herramienta de administración del conocimiento en Productividad de Pozos, constituida por un espacio de colaboración virtual y aplicaciones de software para la simulación y diseño de las opciones del mejoramiento de la productividad, metodologías y procedimientos, permitirá al equipo multidisciplinario administrar adecuadamente toda la información del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, así como, restablecer comunicación con las redes de expertos en PEP, para definir y/o solucionar problemas específicos..

“Administrar bien es administrar su futuro, y administrar su futuro es administrar información” (Tom Coelho). El éxito de una buena administración esta en contar con un plan de adquisición de información, de análisis y validación del dato.

Actualmente se tienen disponibles sistemas de cómputo que apoyan a los expertos, para procesar adecuadamente la información técnica del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales e identificar las causas en la disminución de la producción de hidrocarburos. La calidad de los datos de información, permite dar soluciones óptimas y eficientes a problemas específicos.

6.2 Planeación de la adquisición de la información

Un aspecto importante para garantizar el éxito de los proyectos de productividad de pozos es el contar con información de calidad, para lograrlo es fundamental contar con una plan de adquisición detallado y seguimiento exhaustivo del mismo durante las etapas de recolección y validación de datos, ya que a lo largo de la vida de los proyectos de explotación se adquiere una enorme cantidad de datos que impactan en las decisiones a corto, mediano y largo plazo. La planeación en la adquisición de la información, debe contemplar: **a)** el tipo de información requerida, **b)** la metodología y/o procedimientos para su adquisición, **c)** el tiempo requerido, **d)** su validación y **e)** administración de los datos.

Con base a lo anterior, es conveniente que antes y después de la recolección de datos, se respondan las siguientes preguntas^{3,4}:

- ¿Qué datos son necesarios y que se va a hacer con ellos?
- ¿Qué decisiones se tomarán con los resultados de esos datos?
- ¿Cuáles son los beneficios de estos datos y como instrumentar un plan para obtener los datos necesarios al costo mínimo?
- ¿Qué resultados se esperan?
- ¿Hay otra posible interpretación de los datos?
- ¿Los resultados se ajustan a todos los hechos?, ¿Por qué si? o ¿Por qué no? y
- ¿Los datos son confiables?

Por otra parte se deben definir los procedimientos para la adquisición de la información, a fin de garantizar la calidad y la representatividad de la misma. Es importante responsabilizar al equipo de productividad de pozos en la adquisición y en el análisis de los datos. Por ello, es necesario efectuar un programa de administración de la información validada, en donde, los miembros del equipo trabajen con un enfoque integrado.

Las características de un programa de análisis y de adquisición de datos integrado son⁵⁹:

- Diseñado para identificar y encontrar información requerida oportunamente.
- Adquirir los datos de una manera oportuna.
- Es flexible y adaptable a las circunstancias operacionales, económicas, del medio ambiente y legales.
- Es dócil y recuperable, y
- Es susceptible a la relación costo/beneficio.

El proceso de toma de información inicia con un plan adecuado de requerimientos de información, el cual se ejecuta, monitorea, procesa, analiza, almacena y administra. En la figura 6.1 se muestra un cronograma lógico, metódico, y

secuencial de un programa de análisis y adquisición de datos¹⁵, el cual consiste de un eficiente flujo de datos. El programa esta constituido por cuatro fases: **1.-** Planeación, **2.-** Recolección, **3.-** Análisis y Optimización, y **4.-** Análisis y síntesis del dato.

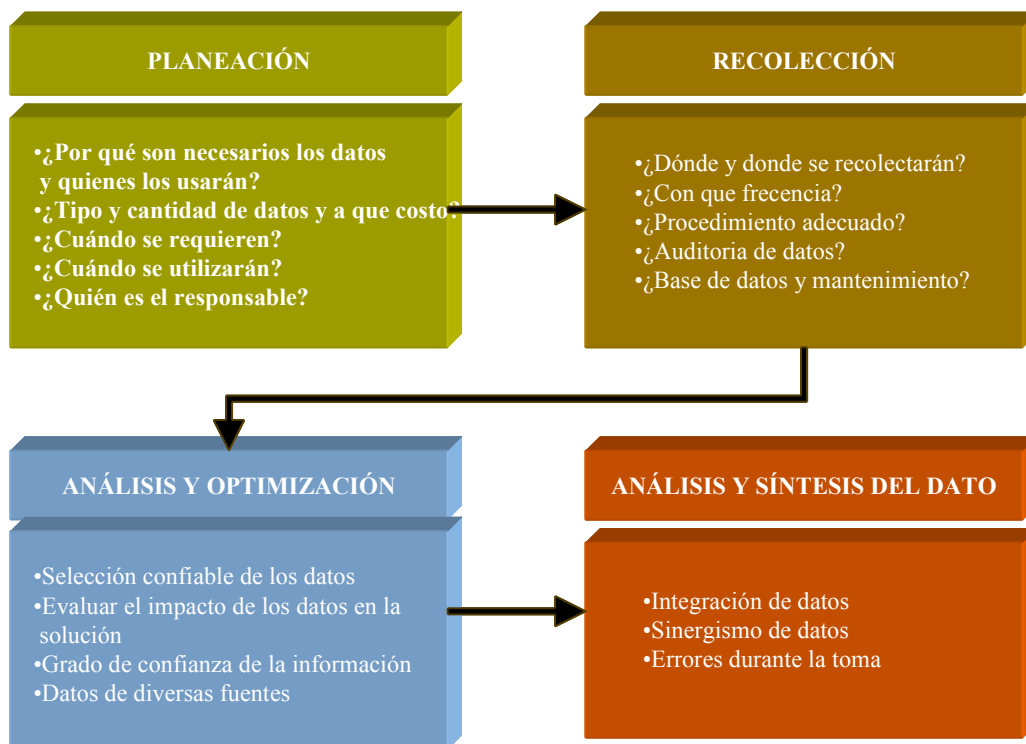


Fig. 6.1 Diagrama de Flujo para la adquisición y análisis de datos¹⁵.

6.2.1 Planeación de datos.

La planeación de los datos debe considerar la necesidad, su aplicación, y su costo/beneficio, esto puede hacerse contestando las siguientes preguntas: ¿Se podría trabajar sin este dato?, ¿Se necesita generar ese dato en específico?, ¿Cuál es el impacto del beneficio/riesgo en la calidad de la decisión basada en esos datos?.

El plan se desarrolla contestando las siguientes preguntas⁵⁹:

- ¿Por qué la necesidad de los datos y quién es el usuario?
- ¿Qué tipos de datos se requieren, cuantos, y cual es su costo?
- ¿Cuándo se requieren los datos?

- ¿Quién es el responsable de la adquisición de los datos?

Es importante resaltar que muchos datos deben obtenerse en etapas tempranas de desarrollo de explotación de los yacimientos y/o pozos, ya que de no tomarse los datos en el tiempo apropiado y no utilizar los procedimientos y análisis adecuados, se podría generar errores en el momento del desarrollo de los modelos de simulación, y con ello fracaso en el análisis de las oportunidades de mejoramiento de producción. La figura 6.2 muestra los diferentes tipos de datos que pueden recolectarse antes y durante la vida productiva de los yacimientos/pozos, los cuales son necesarios para los proyectos de productividad de pozos.



Fig. 6.2 Adquisición de datos².

Es importante resaltar que el plan de adquisición de datos no está limitado solo a datos del yacimiento, perforación, terminación, producción, operación, e instalaciones superficiales, sino que también se deben incluir otros datos como los económicos, legales y ambientales, los cuales son requeridos para el desarrollo de los proyectos de productividad de pozos.

6.2.2 Recolección de datos.

Las siguientes preguntas y consideraciones deberán ser contestadas, las cuales aplican durante toda la vida del proyecto⁵⁹:

- ¿Dónde deberá realizarse la recolección de datos?
- ¿Qué tan seguido o con que frecuencia deberán recolectarse los datos?
- ¿Cuál es el procedimiento correcto para recolectar datos confiables y aplicables?
- ¿Quién certificará los datos para su exactitud y pertenencia?
- ¿Quién creará y mantendrá la base de datos?

El equipo de trabajo multidisciplinario de productividad de pozos es el responsable de esta etapa, ya que durante toda la vida del proyecto se estarán recolectando datos importantes para definir las acciones a aplicar a los pozos para el mejoramiento de su productividad. La tabla 6.1 muestra los diferentes tipos de datos que pueden ser recolectados, así como, el tiempo de adquisición y el responsable de su análisis.

Los datos recolectados deben ser validados, y posteriormente almacenados en una base de datos, para su salvaguarda, la cual debe estar accesible para todos los miembros del equipo de trabajo. La base de datos debe ser actualizada continuamente conforme se adquiere nueva información, ya que estos datos se utilizarán para los proyectos de Productividad de Pozos.

En ocasiones el validar y almacenar la información en bases de datos corporativas parece difícil, ya que la mayoría de las veces la información se respalda en equipos de cómputo personales o en bases de datos locales y no se encuentra disponible para todos los miembros del equipo o para estudios futuros. Por otro lado también se presentan problemas durante la etapa de integración del modelo, debido a la incompatibilidad del software y al conjunto de datos de las diferentes disciplinas (los datos vienen de diferentes fuentes y necesitan integrarse para crear un modelo final). El proceso de integración de datos es dinámico, no estático, cada dato esta sujeto a cambios durante la vida del proyecto. Las compañías petroleras cada día se están organizando bajo un enfoque integrado para resolver estos problemas, de tal manera que la información fluya fácilmente.

CLASIFICACIÓN	DATOS	ETAPA DE ADQUISICIÓN	RESPONSABILIDAD
Sísmicos	Estructuras, estratigrafía, fallas, espesores de capa, heterogeneidades entre pozos	Exploración	Geofísicos
Geológicos	Medio ambiente de depósito, diagénesis del medio ambiente de depósito, litología, estructura, fallas, fracturas.	Exploración, descubrimiento y desarrollo	Geólogos de exploración y desarrollo
Registros geofísicos	Profundidad, litología, espesores, porosidad, saturaciones de fluidos (g,o,w), contacto de fluidos (g/o, w/o, g/w), secciones de correlaciones.	Perforación	Ingenieros petroleros, geólogos y petrofísicos.
Núcleos	<u>Análisis Básico:</u> Profundidad, litología, espesores, porosidad, permeabilidad, saturaciones de fluidos residuales. <u>Análisis especiales:</u> Permeabilidades relativas, presión capilar, compresibilidad del poro, tamaño del grano, distribución y tamaño del poro.	Perforación	Ingenieros geólogos, de perforación, de yacimientos, y analista de laboratorio
Fluidos	Factores de Volumen (o,w,g), compresibilidades, viscosidades, solubilidad del gas, composición química, comportamiento de fases, y gravedades específicas.	Descubrimiento, delimitación, desarrollo, producción e inyección	Ingenieros de yacimientos y producción.
Pruebas de Pozos	Presión del yacimiento, permeabilidad efectiva, espesores, estratificación, continuidad del yacimiento, presencia de fracturas o fallas, índices de productividad y de inyektividad, saturación residual de aceite.	Descubrimiento, delimitación, desarrollo, producción e inyección	Ingenieros de yacimientos y producción.
Historia de Producción e Inyección	Comportamiento de producción (o, w, g, Fw (%)) y producción acumulada (Np, Gp) ritmos de inyección e inyección acumulada Comportamiento de pozos vecinos (o,w,g, Fw (%)), mapas de acumulado de gas y aceite.	Producción y Recuperación Secundaria	Ingenieros de yacimientos y producción
Historia del pozo	Estado mecánico, Perforación, Terminación, Inicio del pozo, RMA, RME.	Perforación, producción e inyección	Ingenieros de perforación, de yacimientos.
Registros de Producción	PLT, registro de presión de fondo cerrado, registro de presión de fondo fluyendo	Producción e inyección	Ingenieros de yacimientos y producción
Análisis Nodal	Curvas IPR, Análisis del Comportamiento del pozo.	Producción	Ingenieros de yacimientos y producción

Tab. 6.1 Tipos de datos utilizados durante un estudio de productividad de pozos.

6.2.3 Análisis y optimización de datos

Podemos mencionar algunas observaciones generales y sugerencias útiles que pueden aplicarse durante el análisis de datos recopilados durante la ejecución de los proyectos de productividad de pozos⁵⁹:

- Todos los datos recientes tienen algún error asociado a ellos. Se debe reducir estos errores seleccionando datos dignos de confianza.
- Los datos obtenidos de diferentes fuentes tienen un diferente impacto en la calidad de la solución. Se deben clasificar los datos en relación a su impacto e invertir el esfuerzo a medida del impacto.
- Los datos de múltiples fuentes tienen diferente rango de confianza para cada recurso. Se deben usar los recursos de datos que son más relevantes para el problema a resolver.
- La tendencia humana tiende a analizar los datos rápidamente y asumir que el análisis no es correcto, pero si el más apropiado. Se debe evitar la tendencia de dar una conclusión demasiado rápido.

La eficiencia en el análisis y reducción de datos requiere de⁵⁹:

- Una buena apreciación del impacto relativo de los datos en la exactitud de la solución y la buena entereza de la decisión. Como regla general, se deberá invertir más tiempo en los datos que tengan un mayor efecto en la calidad de la solución. El análisis de error de la relación entre los datos, la solución y los rangos de error en los datos proporcionará una visión en la importancia relativa de cada variable.
- Un claro entendimiento de los rangos de investigación de los datos cuando estos son derivados de varias fuentes. Los datos correctos a menudo no se utilizan adecuadamente.

El análisis de los datos no es una tarea fácil, pero es muy importante para el éxito del proyecto entender claramente el propósito y la aplicación de los datos. El problema con el análisis de los datos es que éstos no son exactos y solo una pequeña cantidad de datos está usualmente disponible, lo cual resulta en una

inherente incertidumbre. Es importante para el análisis entender que parámetros dependen de otros. Por otro lado es importante contar con una extensa cantidad de datos para minimizar la incertidumbre en el análisis de los mismos.

6.2.4 Análisis y síntesis de datos

La tendencia humana se enfoca en invertir demasiado tiempo en el análisis y síntesis de los datos. La sobre inversión no garantiza que el análisis sea correcto, pero sí el más conveniente. Lo más indicado es dar énfasis solo a la porción de datos que genere un valor relevante en la toma de decisiones.

Es importante considerar la incertidumbre de los medidores, sensores y dispositivos de control de flujo. El mal funcionamiento de alguno de estos significa la pérdida de datos, por lo que, los dispositivos dudosos pueden impactar negativamente en el desempeño del pozo. Por esta razón es necesario realizar pruebas de aptitud, las cuales se mencionan a continuación⁶⁰:

- Las pruebas de aptitud ambientales verifican que el dispositivo responda a sus especificaciones de diseño bajo un amplio rango de condiciones operativas, incluyendo aplicaciones que tal vez no hayan sido obvias desde un principio.
- Las pruebas de fallas provocan la falla del dispositivo para definir los límites de condiciones operativas extremas, confirmar el análisis de fallas y proporcionar datos validos para las pruebas de desgaste y vida acelerada.
- Las pruebas aceleradas garantizan el buen funcionamiento del dispositivo durante la vida útil de diseño. Las pruebas de desgaste acelerado se conducen más allá de los límites de las especificaciones del dispositivo, mientras que las pruebas de vida acelerada se hallan dentro de las especificaciones de diseño, pero se efectúan con una mayor frecuencia operativa para dar cuenta del uso acumulativo del dispositivo durante la vida útil de diseño.

Un claro ejemplo de lo anterior expuesto son los resultados obtenidos en el Proyecto integral de Medición de la Región Sur, con la aplicación de la tecnología

multifásica en línea con elemento radiactivo, para mejorar la certidumbre en la medición, y la toma de decisiones a nivel pozo para mejorar su rentabilidad, el cual se comentará con mayor detalle más adelante.

6.3 Espacio de colaboración virtual

Para la administración de los datos adquiridos, validados y desarrollados en los proyectos de Productividad de Pozos, es necesario contar con un Espacio de Colaboración Virtual, como los que se muestran en las figuras 6.3.1, 6.3.2 y 6.3.3, en los cuales se permite respaldar y visualizar toda la información desarrollada en el proyecto, así como, contar con las herramientas de software (suite de aplicaciones) para la simulación y el diseño de las opciones para el mejoramiento de la productividad, permitiendo a los miembros del Equipo de Trabajo administrar adecuadamente la información del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales generada por cada una de las disciplinas.



Fig. 6.3.1 Espacio de colaboración virtual de PEP Región Sur.

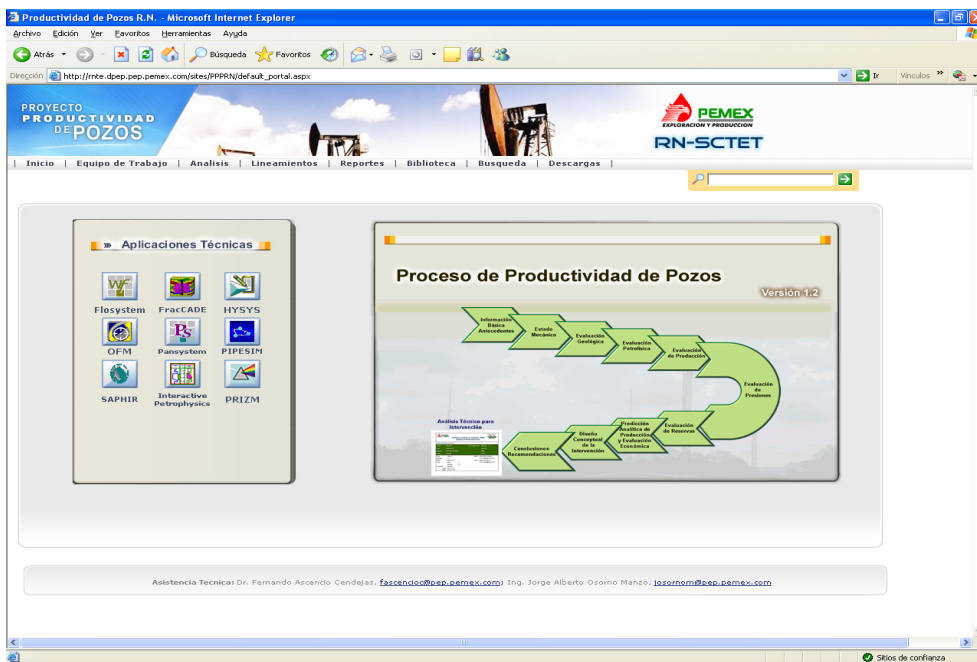


Fig. 6.3.2 Espacio de colaboración virtual de PEP Región Norte.



Fig. 6.3.3 Espacio de colaboración virtual de PEP Región MNE.

Tradicionalmente el software de análisis está diseñado para analizar un aspecto en particular (análisis nodal, interpretación sísmica, simulación de yacimientos de fracturas hidráulicas, etc.). Los archivos de cada aplicación son manualmente creados y usados por esa aplicación, por lo que generalmente el análisis, se queda en la computadora personal del usuario, o en alguna parte de la red de datos de la empresa. Con el paso del tiempo la responsabilidad de administrar la información del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales se va asignando a nuevos integrantes del equipo o a un nuevo equipo de trabajo, provocando con ello, que el manejo de los archivos se dificulte y en algunos casos hasta la misma pérdida de los datos, por lo que el uso de un espacio de colaboración virtual es de gran importancia para que en primer lugar los datos validados sean centralizados, guardados y accesibles para todos los miembros del equipo, así como, administrar el conocimiento adquirido en el desarrollo de los proyectos de productividad de pozos.

El Espacio de Colaboración Virtual también contiene información referente a metodologías, procedimientos, mejores prácticas, hoja técnica del pozo, lineamientos técnicos en productividad de pozos, software técnico autorizado por las redes de expertos (suite de aplicaciones) y propuestas de mejoramiento de producción de pozos a corto, mediano y largo plazo, generadas y desarrolladas por los integrantes del equipo multidisciplinario. También, cuenta con un espacio de colaboración, donde cada miembro del equipo pueda compartir información técnica del proyecto con otros miembros del equipo o con miembros de las redes de expertos en PEMEX Exploración y Producción y compartir y asimilar el conocimiento de otros Equipos de Productividad, figura 6.4.

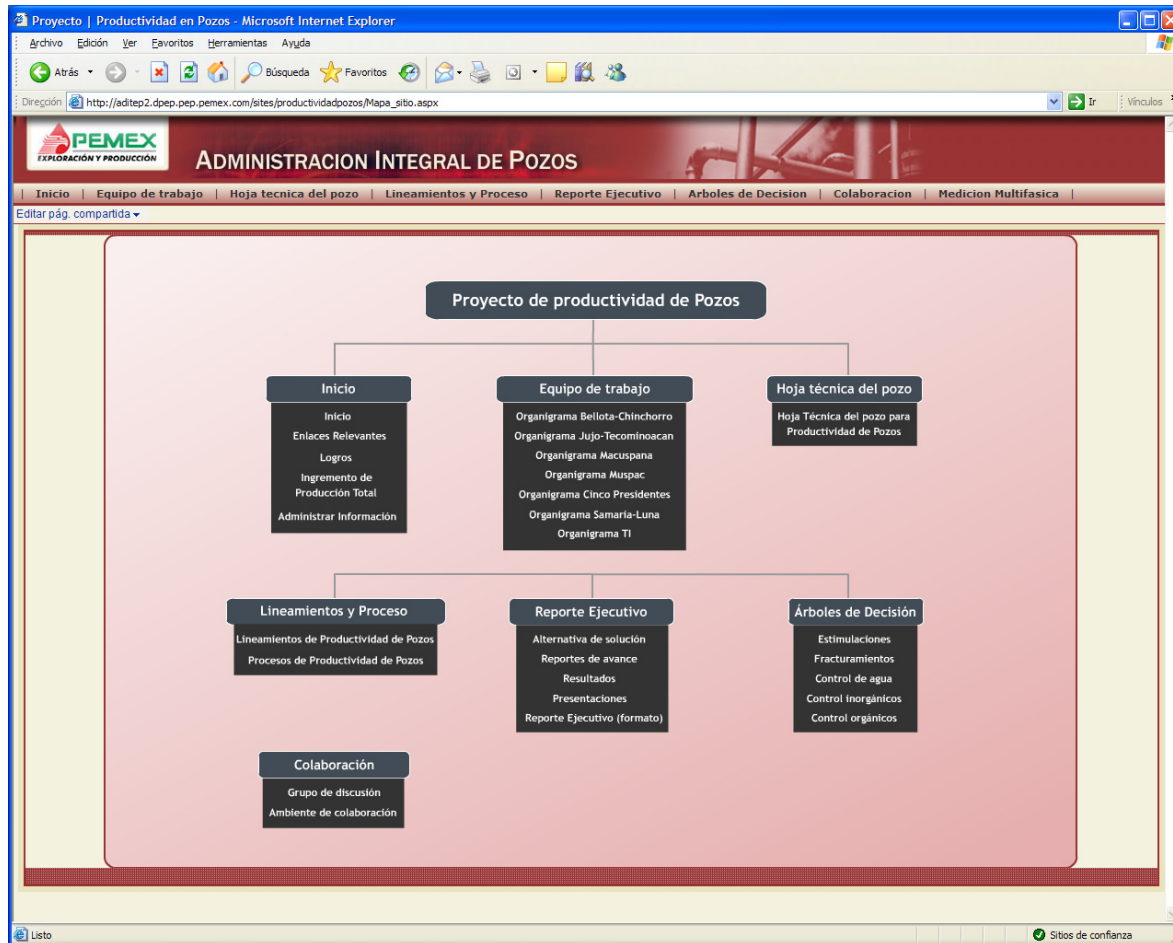


Fig. 6.4 Organización Portal de Colaboración de PEP.

Durante el desarrollo de los estudios de productividad de pozos es necesario guardar toda la información técnica certificada del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales en una denominada hoja técnica del pozo. Esta hoja técnica del pozo, presenta toda la información tomada y generada desde su etapa de perforación, terminación, producción y reparaciones mayores y menores realizadas durante la vida productiva del pozo, permitiendo con ello, identificar áreas de oportunidad de manera inmediata para el mejoramiento de la productividad del mismo. La hoja técnica del pozo debe ser administrada dentro del Espacio de Colaboración Virtual, generando con ello disponibilidad de la misma durante los estudios de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, así como en estudios

futuros, la cual debe ser actualizada cada vez que sea necesario. De esta forma el sistema cuenta con toda la información necesaria (inventarios de pozos) para realizar el análisis a detalle de cada uno de los pozos candidatos con potencial de incremento de producción.

La suite de aplicaciones interactúa con la información y/o datos generados en los proyectos de Productividad de Pozos, figura 6.5. La información se encuentra organizada y estructurada dentro del Portal de Colaboración, de tal manera que permite el análisis de los de los pozos desde el punto de vista yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, para así obtener un mejoramiento de la productividad de los mismos.

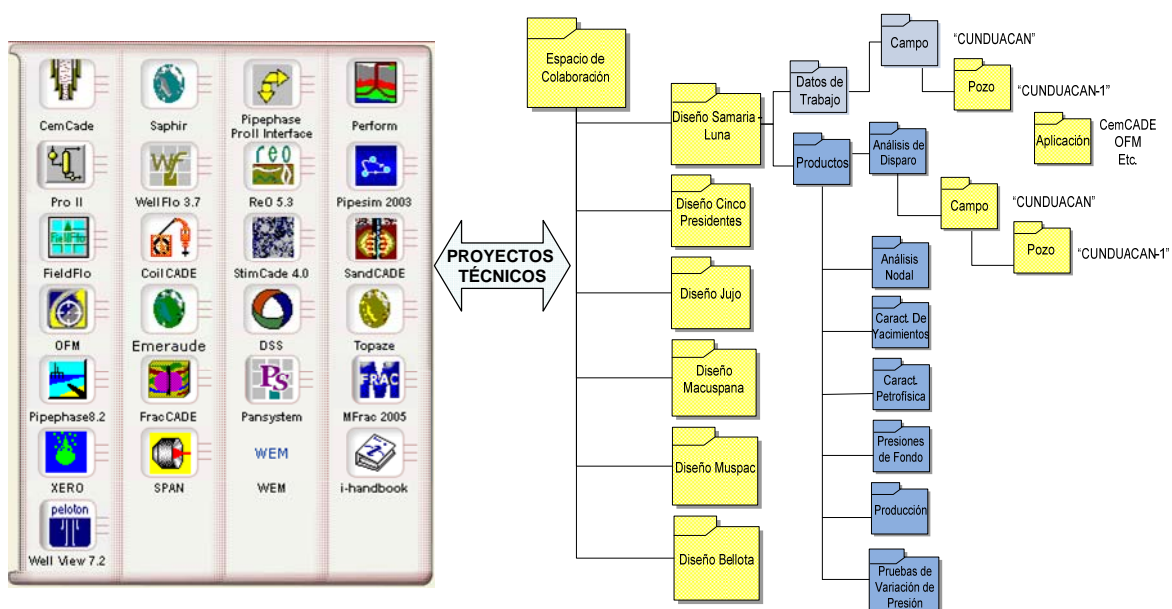


Fig. 6.5 Interacción de la Suite de Aplicaciones con la información y/o datos de los Proyectos de Productividad de Pozos.

La seguridad y el acceso restringido a los datos es importante para mantener la integridad de la información generada por cada uno de los miembros del equipo de trabajo. Por ello, a cada integrante del equipo se le asigna una clave y contraseña de acceso al Espacio de Colaboración Virtual, así como, se definen perfiles de atributos para el manejo de la misma (lectura/colaborador).

6.3.1 Portal de productividad para la alta dirección

Para llevar un control ejecutivo del avance de los proyectos de Productividad por la Alta Dirección, se diseñó y desarrolló un Portal de Productividad como se muestra en la figura 6.6. Diseñado con una herramienta en tiempo real para la planeación, desarrollo y control de los proyectos de Productividad de pozos en PEMEX Exploración y Producción, a fin de dar cumplimiento a los compromisos de producción establecidos para cada Equipo de Trabajo en la Estrategia Integral de Productividad de Pozos en PEP, así como detectar oportunamente desviaciones y establecer medidas preventivas para el logro de los objetivos.

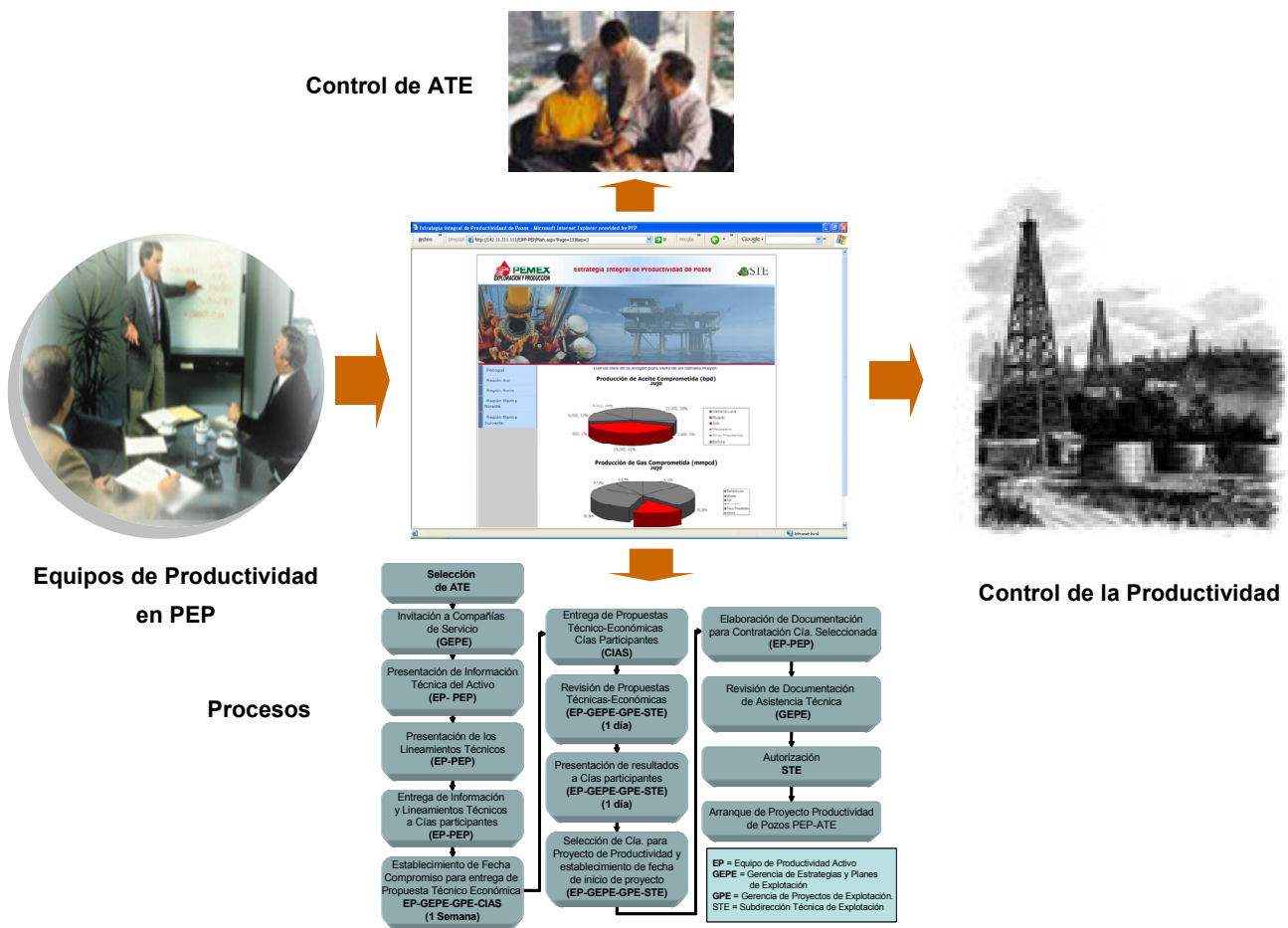


Fig. 6.6 Portal de productividad para la alta dirección.

Este portal de Productividad permite la captura de los datos de producción obtenidos en los Estudios de Productividad desarrollados por los Equipos de Trabajo, así como, el control y evaluaciones de los consultores técnicos especializados contratados en los proyectos, generando con ello una base de datos validada. Por otra parte lleva un control de la aplicación de las oportunidades de producción identificadas mediante la generación de gráficas de producción estimada vs producción real, gráficos de riesgo operacional y volumétrico, etc.

El Portal de Productividad de alta dirección está vinculado al espacio de colaboración de las Regiones de PEMEX Exploración y Producción, como se muestra en la figura 6.7

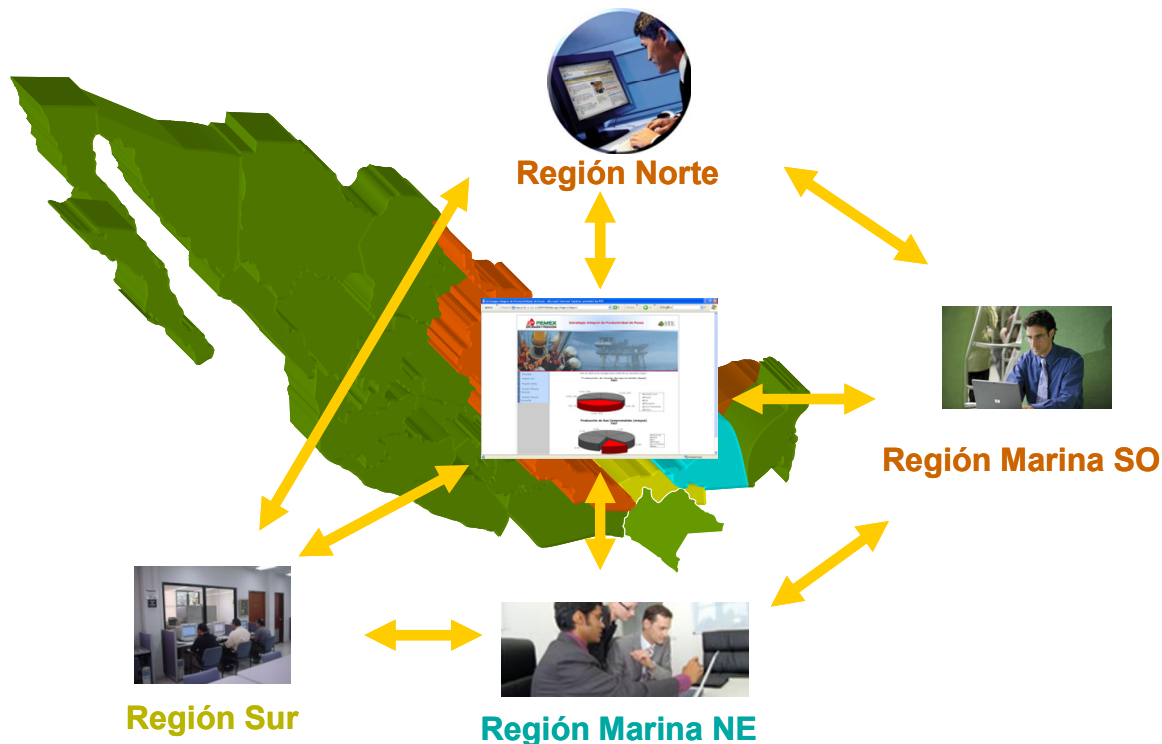


Fig. 6.7 Vinculación del Portal de Productividad de Alta Dirección con las diferentes Regiones de PEP.

La vinculación de estos sitios permite tener un mejor control de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos.

Con el empleo de esta herramienta se podrá:

- Visualizar y tener control del seguimiento en tiempo real de los avances de todos los Proyectos de Productividad a nivel PEP.
- Establecer acciones correctivas y preventivas para alcanzar los compromisos de producción establecidos por cada Equipo de Productividad de Pozos.
- Recolectar y validar la información estratégica de los proyectos de Productividad de Pozos desarrollados en las diferentes Regiones de PEMEX Exploración y Producción.
- Comunicación entre proyectos.
- Contar con información única y estructurada de los proyectos de Productividad en PEMEX Exploración y Producción.
- Facilitar la comprensión de la información mediante una ordenación adecuada de los datos y presentación de gráficos.
- Ser utilizado por todos los escalones de la estructura jerárquica. Visualización y transparencia total de la información para todos los proyectos.
- Proporcionar la información al ritmo que el negocio lo requiere.
- Facilitar a los directivos una gestión más ágil, mediante indicadores clave adecuados a los objetivos y estructura de la organización.
- Rápido acceso a la información.
- Evaluar dinámicamente el desempeño de los Equipos de Productividad conformados por personal de PEMEX Exploración y Producción y de Asistencia Técnica Especializada de compañías de servicio.
- Contar con una base de consultores externos nacionales e internacionales de asistencias técnicas especializadas clasificados por su desempeño, especialidad, experiencia y calidad.
- Automatizar el proceso de trámite de autorización y contratación de asistencia técnica especializada de compañías de servicio con base a los lineamientos

técnicos establecidos por el Equipo de Productividad del Activo Integral de Explotación.

Este espacio de colaboración permitirá a la Alta Dirección de PEMEX Exploración y Producción, visualizar de manera inmediata los compromisos de producción generados por los Equipos de Productividad, así como, también conocer las Oportunidades de Mejoramiento de Producción de Pozos, analizadas y jerarquizadas, que contribuyan el Mejoramiento de Producción de los Activos Integrales de PEMEX Exploración y Producción, con la ventaja de contar con una única fuente de información; estratégica, accesible, oportuna y confiable, para la recolección de avances de los Proyectos de Productividad de Pozos, así como, para la toma de decisiones oportunas y eficientes, a fin de garantizar los compromisos establecidos en la Estrategia Integral de Productividad de Pozos en PEP.

6.4 Relación beneficio/Costo del valor de la información.

Los costos por la adquisición de la información pueden ser cuantiosos, pero si la toma de información está bien sustentada y es oportuna, los beneficios adquiridos tienen un alto impacto en la productividad de los pozos y por consiguiente su relación beneficio/costo es altamente rentable.

El beneficio da certidumbre, lo que permitirá tomar decisiones para mejorar el proyecto. El diagnóstico oportuno del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales permite tomar acciones que traen beneficios económicos inmediatos y evitan diferir producción y/o perder reserva, como puede ser: cuellos de botella en instalaciones superficiales, problemas en los sistemas artificiales de producción, daño a la formación, etc.

Para que la información tenga valor, esta debe ser capaz de definir una decisión conforme esta sea adquirida. La información es valiosa cuando afecta de alguna manera las decisiones, reduciendo la incertidumbre y aumentando el éxito de la misma.

El valor de la información es la diferencia entre el valor de un proyecto con y sin información adicional. Por lo que se debe enfocar en aquella información que reduce la incertidumbre y genera valor, considerando el costo que se debe invertir en ella. La información no tiene valor si no afecta una decisión.

Derivado de la situación compleja de los pozos y la madurez de explotación de los mismos, la toma de información es cada día más relevante para lograr obtener resultados satisfactorios. Es importante que se seleccione la información que más impacta en la toma de decisión y en el resultado esperado, por ello, se debe justificar la toma de ella mediante un análisis técnico-económico, que respalde la adquisición de la misma, la prioridad, la calidad y la efectividad de esta en los resultados del pozo.

Para poder evaluar el valor de la información se pueden seguir los siguientes pasos⁶¹:

- Identificar las decisiones que podrían cambiar con nueva información.
- Identificar las incertidumbres que afectan las decisiones y caracterizarlas mediante un análisis de sensibilidad de variables.
- Tratar cada una de estas incertidumbres en forma individual.
- Identificar información adicional que se puede obtener y que puede reducir las incertidumbres.
- Crear una tabla de las incertidumbres, decisiones e informaciones, y
- Calcular el valor del proyecto con y sin información.

Existen tres categorías de análisis de incertidumbre son:

- **Análisis de sensibilidad**

¿Cuál es el valor de un proyecto afectado por incertidumbre?

¿Es aceptable el rango de posibles soluciones?

¿Qué incertidumbre son más significativas?

¿Es importante tratar de refinar las estimaciones de las variables más significativas (con información adicional)?

- **Valor de la información y análisis de decisiones**

- ¿Se deben realizar estudios?

- ¿Es probable que el costo de agregar un compresor sea recuperado?

- ¿Cuál estrategia de desarrollo pagará la inversión más rápidamente?

- ¿Deben cambiar nuestras decisiones si cambiamos nuestra medida del valor?

- ¿Vale la pena obtener información (valor de la información)?

- **Análisis de riesgo**

- ¿Cómo se ve el perfil del riesgo para cada proyecto?

- ¿Cuál es la probabilidad de perder dinero?

- ¿Deberíamos sorprendernos de los resultados de este proyecto?

- ¿Qué medida de riesgo tiene más sentido para nosotros?

Para estimar el valor de la información se requiere:

- Una descripción de la decisión.
- Una descripción de la incertidumbre antes de la adquisición de la información.
- Una descripción de la incertidumbre después de la adquisición de la información.
- Una estimación económica de pérdidas o ganancias para los resultados de escenarios.

6.5 Adquisición de información en tiempo real

Tradicionalmente la adquisición de la información se realizaba utilizando técnicas como registros de producción, pruebas de pozos, etc. Estos métodos reaccionan ante un evento o se programan conforme a los planes de reparación o intervención de pozos, lo que ocasiona que su programación pueda no ser la más óptima para diagnosticar problemas de producción o cambios en el yacimiento. Las mediciones con baja periodicidad normalmente no describen adecuadamente el comportamiento de los pozos y del yacimiento, generando dificultad para definir la producción y su tendencia.

En los últimos años el desarrollo de la tecnología ha permitido llevar la información adquirida en el campo hasta las oficinas en tiempo real, permitiendo a los ingenieros más control de las operaciones realizadas a lo largo del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales.

En la actualidad el desarrollo tecnológico permite hoy en día equipar a los pozos con sensores y dispositivo que envían la información en tiempo real, para la toma de decisiones oportunas. Un ambiente de pozos inteligentes, es un sistema de pozos dotado de herramientas computacionales y sistemas de comunicación capaces de recolectar, transmitir y analizar terminaciones, producciones y datos del yacimiento, para poder tomar acciones que mejoren el control del pozo y de los procesos de producción. El beneficio de ésta tecnología es la exactitud de la información proporcionada por los sensores, la cual puede ser usada para tomar decisiones que modifiquen la zona de terminación del pozo, la optimización de la producción y la administración del yacimiento en tiempo real.

Los componentes esenciales de un sistema de pozo inteligente son¹⁸:

- Sensores de fondo y dispositivos de control de flujo.
- Adquisición de datos y sistemas de control de procesos.
- Levantamiento de datos, validación, almacenamiento y recuperación de la información.
- Equipo multidisciplinario y aplicaciones de visualización.
- Comunicación y ambiente de trabajo proporcionando acceso a los datos en tiempo real, procesando, colaborando y reportando.

El proceso de este sistema inicia con la recolección de datos de múltiples sensores dentro de un pozo y finaliza cuando los miembros del equipo pueden tomar decisiones en el momento oportuno derivada de los datos disponibles. El uso de Internet y de la tecnología basada en Web permitirá al equipo de trabajo tener acceso a

los datos en cualquier momento para su análisis, diagnóstico y establecimiento de soluciones.

Los datos pueden venir de diferentes sistemas, éstos se recolectan y almacenan en una base de datos temporal del SCADS (Sistema de Control y Adquisición de Datos en Superficie) ubicada en la localización, cuando nuevos datos llegan, el sistema de transferencia se activa. Posteriormente, los datos son borrados de la base de datos temporal (SDACS). Lo que permite al sistema siempre tener espacio disponible en el disco duro¹⁸, figura 6.8.

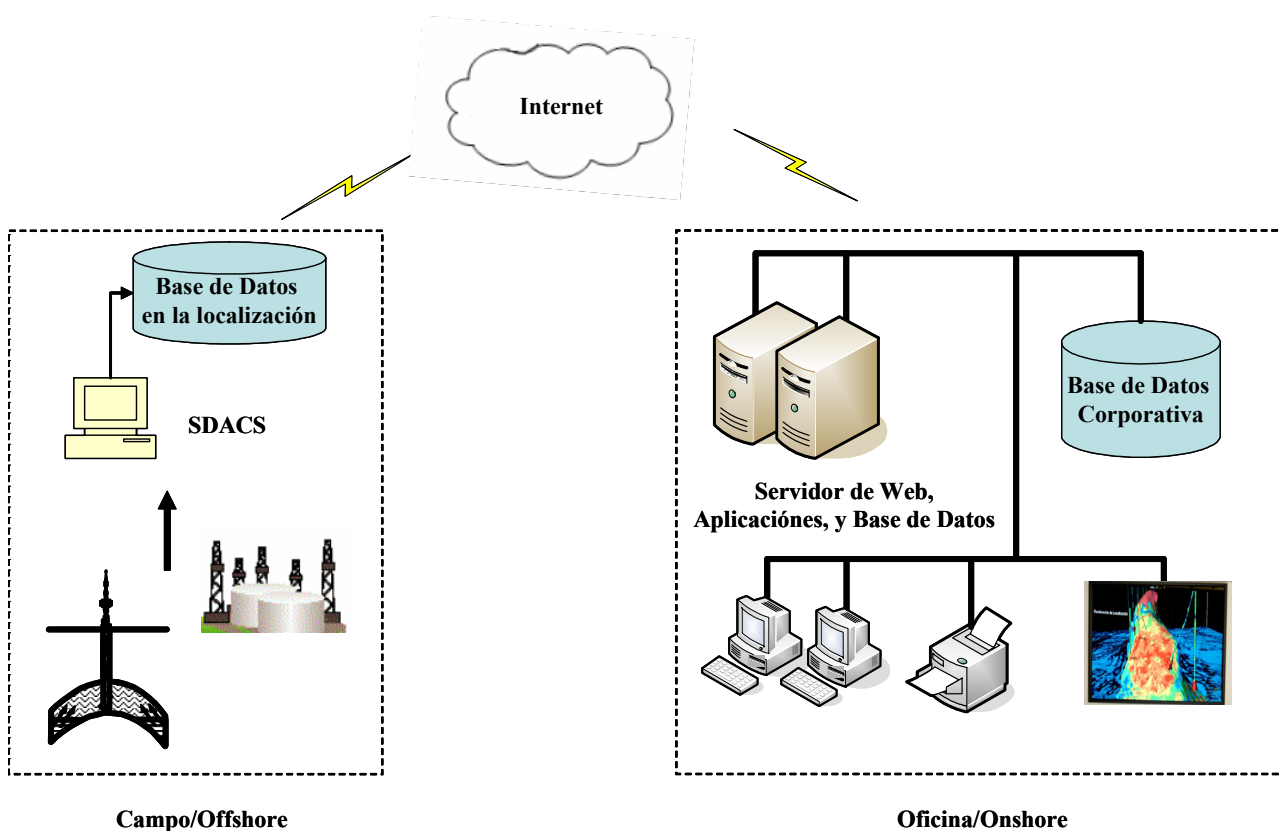


Fig. 6.8 Proceso de adquisición de datos en tiempo real¹⁸.

Es importante mencionar que los sistemas de adquisición en tiempo real reciben una gran cantidad de datos, por lo que se requieren técnicas especiales para manejar este proceso.

Los sensores instalados proporcionan información sobre: datos de presión, gastos de producción, temperatura, velocidad de flujo, tipo de fluido, características de flujo dentro del yacimiento, etc., lo cual ayuda a identificar, diagnosticar y tomar decisiones que permiten evitar problemas de producción y cuellos de botella que normalmente provocan producción diferida.

Otro ejemplo de adquisición de información en tiempo real es el programa implementado en PEMEX E&P Región Sur, para mejorar la administración de los yacimientos, la productividad de pozos y la recuperación final de todos los campos de la Región, utilizando medidores de flujo multifásico (MPFM)⁶². Este programa incluyó 8,064 mediciones en la cabeza de 112 pozos y múltiples recolecciones durante un periodo de 3 años (2006-2008). PEMEX E&P ha utilizado la tecnología MPFM desde 1997, bajo ambos esquemas; adquiriendo medidores MPFM, y por medio de contratos de servicio, como se muestra en la tabla 6.2.

Como parte del Proyecto integral de Medición de pozos de la Región Sur⁶³, con aplicación de la tecnología multifásica en línea con elemento radiactivo, se identificó un universo de pozos en explotación con oportunidad de implementar un equipo estándar para el aforo de pozos sin medición por corriente, cumpliendo con ciertos requerimientos como son: confiabilidad de los resultados, bajo costo y de seguridad al personal, a las instalaciones y al medio ambiente.

No. de Pozos	Por corriente	Sin Medición
900	102	10

Posteriormente se inició el análisis de las diferentes aplicaciones tecnológicas de sistemas de medición en base a la información técnica y necesidades de los Activos Integrales (Muspac, Macuspana, Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Samaria-Luna), que conforman a la Región Sur. Finalmente el resultado de los requerimientos fue la

implementación de la Medición Multifásica en Línea con elemento radiactivo a través de un contrato de servicio de renta, mostrando las siguientes ventajas:

- Medidor compacto, no intrusivo y sin partes móviles.
- Sin separación de fases gaseosa y líquida.
- Genera Baja caída de presión.
- Fácil Mantenimiento, (calibración estática)
- Redundancia en las mediciones críticas.
- Mide bajo cualquier régimen de flujo vertical.
- Medición del corte de agua de 0-100%.
- GVF Máxima 99%

En la figura 6.9, se presenta el comparativo del ahorro en costos utilizando tecnología de Medición Multifásica en Línea (MM) en comparación con las mediciones convencionales.

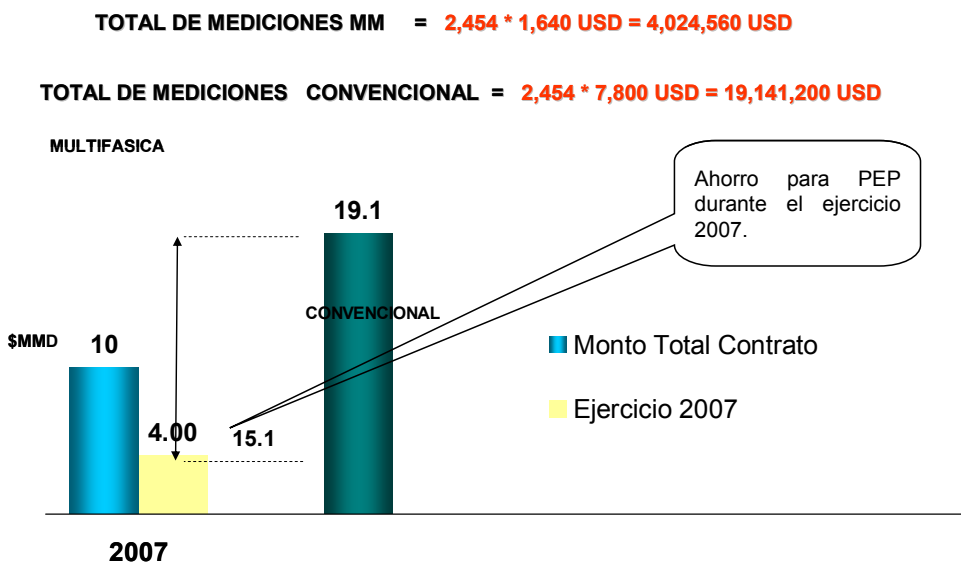


Fig. 6.9 Ahorro para PEP aplicando tecnología de medición multifásica en línea con elemento radiactivo⁶³.

La implementación de ésta tecnología en PEP Región Sur ha permitido:

- Contar con información oportuna de mediciones referenciales.
- Incrementar la frecuencia de medición.
- Cumplir con el objetivo de 112 pozos sin referencia de medición.
- Abatir costos de operación y mantenimiento.
- Reducir el impacto ambiental evitando la emisión a la atmósfera de la fase líquida.
- Reducir el tiempo de operación por ser un equipo móvil y flexible.
- Crear una nueva economía de escala.
- Asimilación de la tecnología por parte del personal de la empresa.
- Mejorar la toma de decisiones en el manejo, optimización y control de la producción de pozos.
- Establecer una visión de mejora al proceso primario de las instalaciones que favorezca los balances de producción.

Año	Servicio	Estado
1997-1998	El contrato de servicio para medidores MPFM con unidades móviles utilizado en el Activo Belloja-Jujo (antes Distrito Comalcalco).	1,656 pruebas de producción fueron tomadas.
1998	Dos medidores MPFM fueron adquiridos para la Plataforma de Producción costa afuera Pol-C, en la Región Marina Suroeste.	Actualmente los Medidores MPFM están operando.
2001-2003	El contrato de servicio para medidores MPFM con unidades móviles utilizado en el Activo Samaria-Luna (antes Activo Luna).	730 pruebas de medición fueron tomadas.
2003 -	Cinco medidores MPFM fueron adquiridos para ser usados en diversas plataformas satelitales costa afuera en el Activo Litoral de Tabasco.	Los medidores MPFM fueron instalados.
2005	Un medidor MPFM fue adquirido para ser usado en diversas plataformas satelitales costa afuera en el Activo Litoral de Tabasco.	
2005-marzo 2007	El servicio de contrato de MPFM con unidades móviles es utilizado por el Activo Samaria-Luna.	1,731 pruebas de medición aprobadas fueron tomadas.
2006-2008	El contrato de servicio en la Región Sur con unidades móviles MPFM y unidades Gas húmedo esta en progreso de ser usado por los cinco activos de producción (Samaria-Luna, Bellota-Jujo, Muspac, Macuspana y Cinco Preseidentes).	El contrato de servicio esta operando.

Tab. 6.2 Tecnología MPFM en PEMEX E&P desde 1997⁶².

Los medidores MPFM miden continuamente el flujo de gas, aceite, y agua, sin separar físicamente la corriente de flujo en fases de fluidos individuales. Estos medidores muestran los resultados a los pocos minutos de haber puesto en operación. La información es enviada en tiempo real vía satélite al Activo Integral de Explotación y a las oficinas de la PEMEX E&P Región Sur, como se muestra en la figura 6.10.

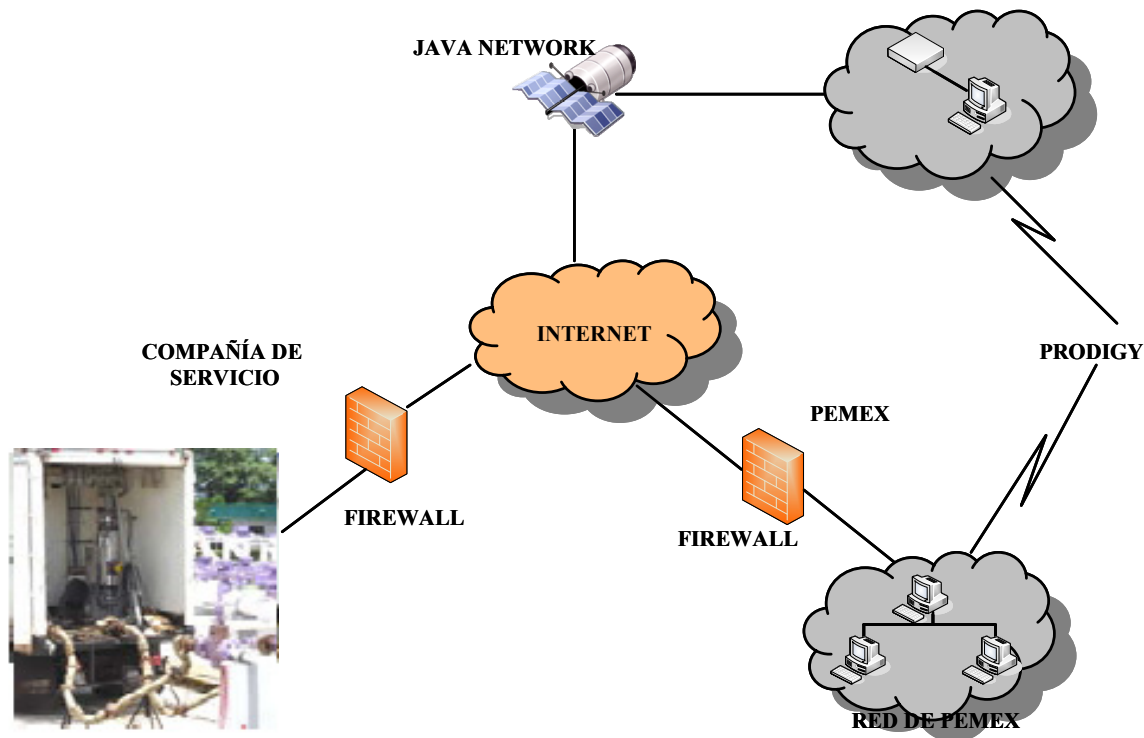


Fig. 6.10 Transmisión en tiempo real de un medidor portátil MPFM a la red de PEMEX⁶².

La caída de presión en estos dispositivos no es significativa, por lo que permite que las pruebas de pozos se realicen en condiciones de producción similares a las reales. En aplicaciones de mediciones permanentes estos dispositivos ocupan un espacio mínimo en las localizaciones terrestres y/o marinas.

Los medidores MPFM portátiles permiten cuantificar la producción de fluidos del pozo (aceite, gas y agua) en instalaciones donde no es factible utilizar sistemas convencionales, debido a la falta de infraestructura y de servicios auxiliares, o en instalaciones de producción con pocos pozos, donde la inversión en instalaciones fijas no se justifica.

La tecnología de medidores MPFM y gas húmedo es atractiva para pruebas de producción en áreas ambientales sensibles y donde las restricciones de espacio son reducidas.

Un aspecto importante de este proyecto fue el reunir datos confiables de producción de los pozos en tiempo real y en su forma tradicional. La preparación y uso del programa de medidores MPFM para pruebas de pozos de gasto múltiple, se efectuó con relación gas-líquido variable en el flujo dentro de la tubería del pozo y sistemas capaces de medir todos los tipos de régimen de flujo en campos produciendo desde aceite pesado hasta gas y condensado. Los medidores MPFM han probado ser un sistema confiable para medir la productividad de los pozos. La tecnología multifásica ha permitido automatizar y simplificar las operaciones requeridas para medir el flujo de los pozos y minimizar la producción diferida. Esta tecnología también permite medir con exactitud las variaciones rápidas producidas en los fluidos multifásicos, incluyendo la presencia de flujos tipo tapón, espumas y emulsiones estables que resultaban difíciles de cuantificar. La capacidad de medir el fluido multifásico en tiempo real aumenta la eficiencia operacional obteniendo ahorro de tiempo y dinero.

La cuantificación exacta del flujo de cada una de las fases del fluido producido permite a los operadores tomar mejores decisiones acerca del desempeño de los pozos. Ahora los ingenieros pueden identificar, comprender, optimizar y remediar mejor los problemas asociados con el flujo de los pozos múltiples, optimizar las operaciones de levantamiento artificial y construir mejores modelos dinámicos de los yacimientos.

A continuación se presentan ejemplos de pozos de PEMEX E&P Región Sur, donde se muestran los beneficios de contar con la tecnología MPFM.

El pozo Puerto Ceiba 119 perteneciente al Activo Integral Bellota-Jujo, se le realizó una prueba de producción con la tecnología PMFM el 12 de septiembre de 2006, donde los datos fueron tomados cada 10 segundos y durante un periodo de 3 horas. El

pozo produjo en promedio 800 BPD de aceite y 1.5 MMPCD de gas con una relación de corte de agua del 90%. El comportamiento del pozo fue estudiado durante la prueba de producción y los datos históricos fueron revisados, se programaron una serie de pruebas adicionales mostrando un incremento en la productividad del agua, optándose por efectuar un trabajo de reparación el 14 de septiembre de 2006, posterior a la reparación se efectuó nuevamente una prueba de producción, mostrando incrementos en la producción de aceite de 2,200 BPD, concluyendo que el uso de la tecnología MPFM fue un factor clave de éxito para la toma inmediata de decisiones en la producción del pozo.

El pozo Gaucho 1 perteneciente al Activo Integral Muspac, productor de aceite negro mediante un sistema artificial de bombeo neumático, donde la presión del yacimiento esta por debajo de la presión de burbuja teniendo más de un 50% de Dióxido de carbono (CO_2) en la producción del gas. El 04 de diciembre de 2006 se instala un MPFM y se realiza una prueba de producción, registrándose un gasto promedio estimado de 900 BPD de aceite y 1.7 MMPCD de gas con al menos un corte de agua del 25%, así como, se detectó que el pozo producía de manera muy inestable dentro de las tuberías del pozo productor debido a la inyección de gas y colgamiento de líquidos en la tubería.

La adquisición de la información en tiempo real permitirá aprender más en menos tiempo, mejorando la toma de decisiones y con ello la recuperación de hidrocarburos, y el mejoramiento de la productividad de los pozos.

CAPÍTULO VII

CASOS DE APLICACIÓN DE ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS EN PEP

7.1 Productividad de Pozos en la Región Sur de PEP

La Producción de hidrocarburos de la Región Sur de PEMEX Exploración y Producción (PEP) proviene de los cinco Activos integrales de explotación que lo conforman, los cuales son: Bellota-Jujo, Cinco-Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna, mismos que administran yacimientos del tipo carbonatos naturalmente fracturados provenientes de las formaciones Jurásico Superior Kinmeridgiano hasta Cretácico Superior y Terrígeno desde las formaciones Concepción Superior hasta Encanto, las cuales almacenan todo tipo de hidrocarburos, que varían desde gas seco hasta aceite negro, pasando por gas húmedo, gas y condensado y aceite volátil, teniéndose desde aceites muy pesados con densidades relativas desde 10 °API hasta aceites de muy alta calidad superior a los 40 °API.

La explotación en la Región Sur, inicio en 1958, figura 7.1 etapa I, teniendo el principal periodo de desarrollo en la década de los 70s-80s, obteniendo su producción máxima de aceite en 1979 la cual fue de 1,220,000 BPD, figura 7.1 etapa II, posteriormente durante el periodo comprendido entre 1980 y 1984, figura 7.1 etapa III, se observaron severas declinaciones naturales, mayores a los 100,000 barriles anuales, registrando en noviembre de 1985 una producción de 828,020 BPD. A partir de enero de 1985 se presenta una fuerte declinación promedio de 35,000 barriles anuales registrando una producción de 543,835 BPD en febrero de 1995, figura 7.1 etapa IV.

Mediante el desarrollo de campos y la rehabilitación de pozos cerrados, la producción en la Región Sur se incrementa hasta 636,085 BPD a principios de 1996, para declinar posteriormente en promedio 5,000 barriles anuales registrando 626,918

BPD en enero de 1998, figura 7.1 etapa V. A partir de febrero de 1998 se vuelve a registrar una caída en la producción de hidrocarburos promedio de 20,000 BPD por año obteniéndose 463,995 BPD en diciembre de 2004, figura 7.1 sección VI. Así mismo, la producción de gas natural presenta un comportamiento muy similar al mostrado en la producción de aceite disminuyendo de 2,853 MMPCD en 1981, hasta 1,434 MMPCD en diciembre de 2004, con una declinación promedio anual de 60 MMPCD.

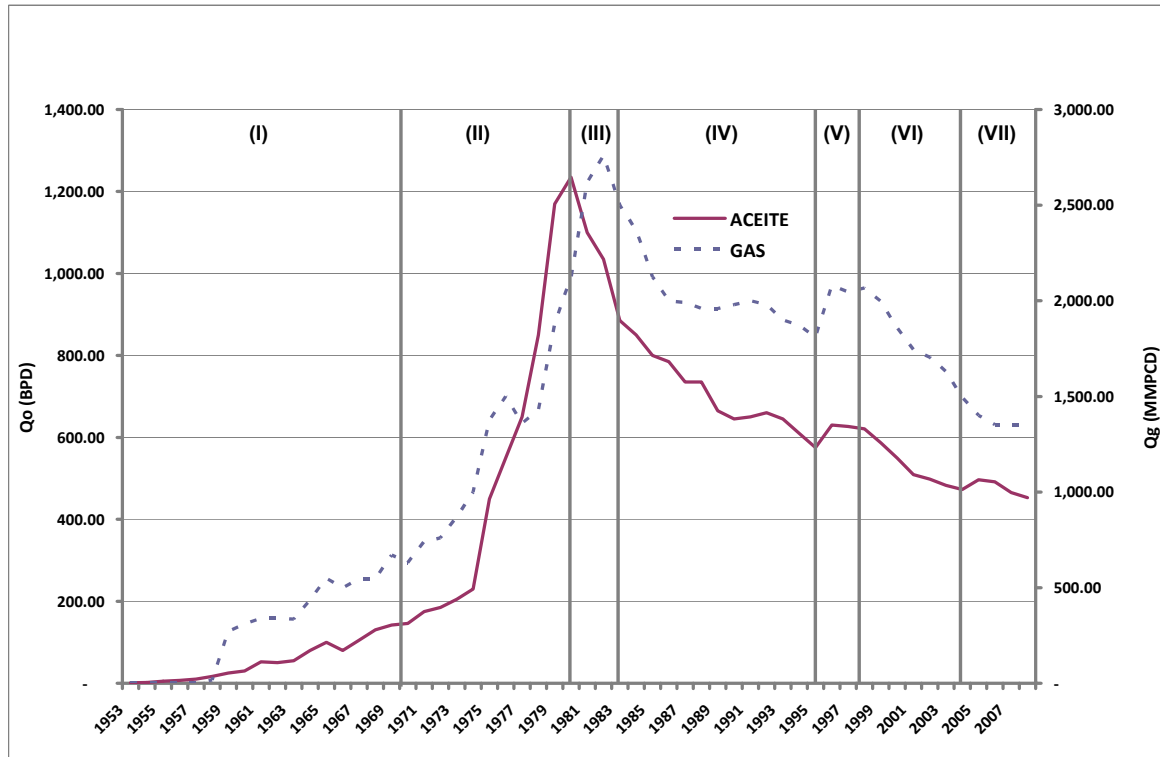


Fig. 7.1 Historia de Producción de PEP Región Sur.

Con el objeto de revertir la declinación de la producción de aceite y gas en la Región Sur en mayo de 2005 se implementó en PEP Región Sur la Estrategia de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, la cual involucró líneas de acción de explotación a corto y mediano plazo, mediante la identificación de áreas de oportunidad, permitiendo incrementar la producción en 136,327 BPD de aceite y 257 MMPCD de gas, como resultado de la intervención directa de 372 pozos desde

principios de 2005¹. La implementación de esta estrategia se mantuvo hasta el 2006, figura 7.2 etapa I, y se retomó nuevamente en el 2008, figura 7.2 etapa III.

En marzo del 2008 se implementó en PEP a nivel nacional la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, dando como resultado en PEP Región Sur la generación de 292 oportunidades de mejoramiento de producción con lo cual se espera incrementar la producción en 73,596 BPD de aceite y 214.2 MMPCD de gas. Hasta el momento se han ejecutado 83 oportunidades representando un aumento real en producción de 26,811 BPD de aceite y 61.9 MMPCD de gas.

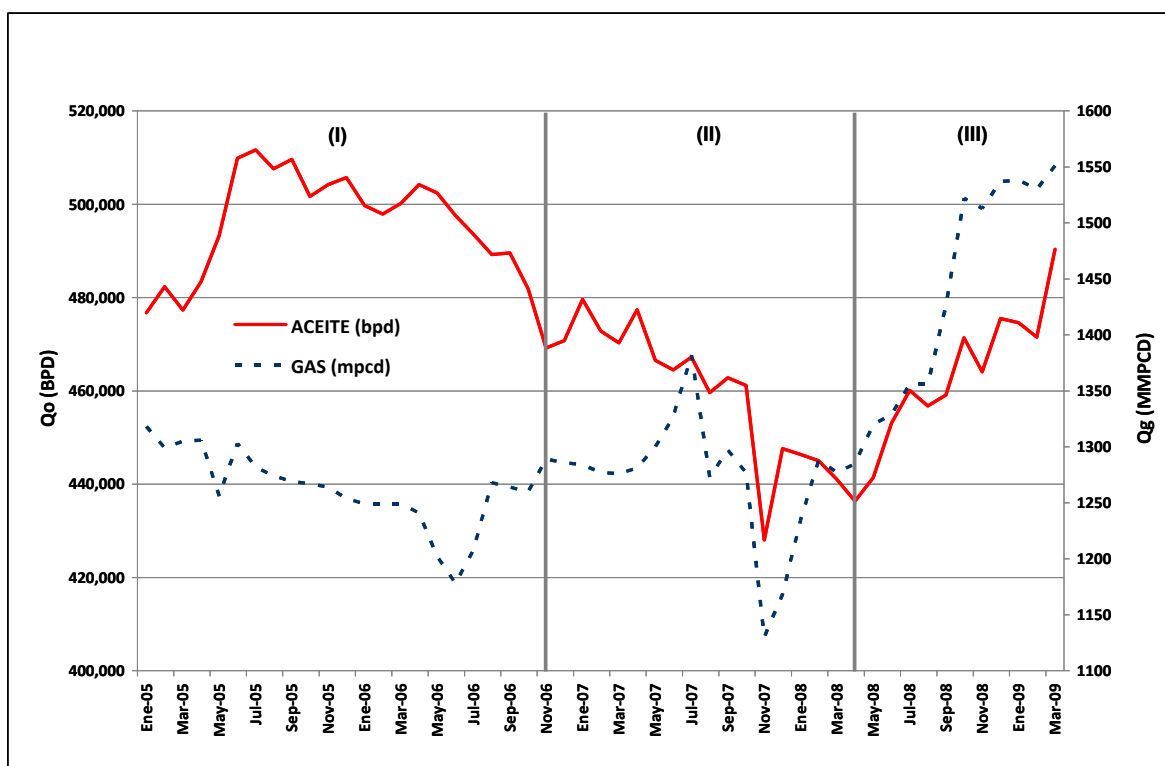


Fig. 7.2 Histórica de Producción en PEP Región Sur del 2005 a marzo 2009

Cabe aclarar que los resultados de la implementación de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos a nivel nacional son discutidos en el capítulo VIII.

En este trabajo se presentan algunos resultados de casos históricos del proceso de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos aplicado a los campos de las Regiones Sur y Norte, obtenidos a través de un esquema sinérgico orientado al trabajo en equipo multidisciplinario, y a la aplicación de mejores prácticas y nuevas tecnologías para el mejoramiento de la producción de hidrocarburos en pozos fluyentes y cerrados.

7.2 Casos históricos de aplicación.

A continuación se presentan tres casos históricos de Productividad de Pozos aplicados; dos para la Región Sur y uno para la Región Norte, en los proyectos integrales de los Campos Jujo-Tecominoacán, Complejo Antonio J. Bermúdez, y Arcabuz Área Norte respectivamente, así como, un caso de estudio aplicado al pozo Cactus 301 del Activo Integral de Explotación Muspac mostrando los resultados obtenidos al aplicar la metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos.

7.2.1 Caso Histórico 1 “Proyecto Integral Campo Jujo-Tecominoacan⁶⁴”

7.2.1.1 Resumen

En el Activo Integral Bellota-Jujo se tienen yacimientos de aceite negro, gas y condensado y aceite volátil, entre estos yacimientos se encuentra el Proyecto Jujo-Tecominoacán.

En el periodo de julio a diciembre del 2005 se efectuó el proyecto de Productividad de Pozos para los Campos de Jujo y Tecominoacán, aplicando la Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, logrando con ello realizar el estudio integral de 120 pozos e identificándose 94 oportunidades de mejoramiento de producción con un incremento adicional de producción estimado de aceite y gas de 55,036 BPD y 97 MMPCD de gas.

7.2.1.2 Objetivo y estrategias

Realizar a través de la Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos el estudio integral de los Campos Jujo-Tecominoacán para identificar oportunidades de mejoramiento de producción de pozos a corto y mediano plazo que permitan mantener y/o incrementar la producción de los campos.

Para lograr el objetivo del proyecto se integró un equipo de trabajo multidisciplinario conformado por personal especialista del Activo y Asesores Técnicos Especializados (ATE), empleando como soporte de apoyo para el análisis y la simulación de los pozos herramientas de software validadas por la Red de Expertos en Productividad de Pozos (PRIZM, DSS, WELLFLO, WEN, TOPAZE, STIM2001, DMS) y contenidas en el portal de productividad de la Región Sur.

7.2.1.3 Análisis

Se analizaron 94 pozos en dos fases: la primera fase de 12 semanas en donde se identificaron y establecieron alternativas de solución para incremento de producción de 60 pozos pertenecientes a los campos Jujo, Tecominoacán, Cárdenas, Jacinto y Paredón. Para la segunda fase de 6 semanas se identificaron y establecieron alternativas de solución para incremento de la producción de 34 pozos pertenecientes a los Campos Jujo, Tecominoacán y Cárdenas.

De cada uno de los pozos estudiados se evaluaron sus comportamientos históricos de producción y presiones, así como, sus características tales como: espesor, permeabilidad, relación gas-aceite, porosidad, daño, intervalos productores, generándose con ello, perfiles de; producción promedio diaria y acumulada de aceite, gas y agua, identificándose y analizando los cambios de comportamiento asociándolos a cada evento a través del tiempo.

Por otra parte, se evaluaron los estados mecánico de los pozos, la historia de perforación y terminación, los perfiles de presiones de fondo cerrado (p_{ws}) y fluyendo (p_{wf}), en el cabezal del pozo (p_{th}) y en línea de descarga.

Con la información recopilada y estudiada se realizó un análisis petrofísico de las zonas productoras identificándose con ello intervalos potencialmente impregnados con hidrocarburos. Así mismo con el apoyo de secciones estructurales y registros PLT (Presión-Temperatura) se evaluaron estos intervalos propuestos con pozos vecinos para su correlación.

Una vez evaluada la información técnica disponible de las dos fases, se realizó un análisis de la misma para establecer un diagnóstico de cada pozo que permitiera identificar las causas que originaron la disminución en la producción de hidrocarburos y establecer alternativas de solución jerarquizadas para la restitución y/o mejoramiento de la producción de los pozos, clasificándose estas de la siguiente manera: 10 reparaciones menores sin equipo, 1 reparación menor con equipo, 43 reparaciones mayores sin equipo, 19 reparaciones mayores con equipo, 1 optimización del sistema de levantamiento artificial, 2 mantenimientos, 13 Estimulaciones, 5 redisparos.

En las tablas 7.1 y 7.2 se muestra el resumen de los 94 pozos analizados indicando su recomendación para el mejoramiento de la producción y sus incrementos estimados de aceite y gas.

RESUMEN DE POZOS ANALIZADOS					
No.	POZO	INTERVENCIÓN	RECOMENDACIÓN	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	
				BPD	MMPCD
1	CAR-107B	ESTIMULACIÓN	Tomar registro fluyente y medir pozo, estimulación matricial / esperando análisis de fluido para ajustar nodal	150	0.3
2	CAR-144	RMA - S/E	Correr PLT, aislar Interv. Abierto, Pba. Adm., Realizar CF, Disparar KI2	335	0.6
3	CAR-161	RMA - S/E	Alta prod. Agua, aislar Int. Abierto, disparar int. Adicionales y estimular	220	0.4
4	CAR-162	RMA - S/E	Aislar intervalos y disparar	420	0.7
5	CAR-163A	RMA - C/E	Cambiar Aparejo, Correr PLT, Pba. BN, si agua aislar y disparar KI2 y JST1 / esperando análisis de fluido	0	0.0
6	CAR-182	MANTTO	Limpieza de aparejo, Prueba de BN a diferentes tasas para caracterización del yacimiento /esperando análisis de	0	0.0
7	CAR-434	RMA - S/E	Aislar zona ladrona con tapón temporal en intervalos productores y CF a la zona ladrona	50	0.1
8	JAC-01	RMA - S/E	Exclusión int. Agua y disparar (KI)	500	2.2
9	JAC-2	RMA - S/E	Registro PLT, disparo intervalo prospectivo del Ksan, estimulación matricial	230	1.0
10	JAC-3A	RMA - S/E	Limpieza de aparejo, Disparar IA- Estimular	372	1.7
11	JAC-5R	RMA - S/E	Limpieza de aparejo, CF para obturar agua y disparar	350	1.6
12	JAC-11	RMA - S/E	Aislar KI, Disparar intervalo adicional KSAN 5620-5670M, Estimular	600	2.7
13	JAC-12	RMA - S/E	Disparar int. Adicional y estimular	500	2.2
14	JAC-13	RMA - S/E	CF, IA KI(20%W), estimular	700	3.1
15	JAC-15 R	RMA - S/E	Limpieza de aparejo, correr PLT, disparar IA, Estimular	600	2.7
16	JAC-21	RMA - S/E	Correr PLT - MPBT o CF intervalo 5924-5940, disparar 5890-5910, estimular	515	2.3
17	JAC-24	RMA - S/E	Abrir si produce agua menor a 40%. IA 5965-5990 m, si produce agua aislar intervalo actual e IA 5965-5990 m	590	2.7
18	JUJO-2B	RMA - S/E	Correr PLT, según análisis. A) Colocar MPBT 5770-5735m (JSK6) y AI 5687-5710m B) CF y AI 5687-5710m o	900	1.0
19	JUJO-5	RMA - S/E	Disparo JST-1, Estimulado, Fluyendo BN optimizado	600	0.7
20	JUJO-6	RMA - S/E	Sacar aparejo, Limpieza aparejo, redisparar, disparar, estimular, BN optimizado	480	0.5
21	JUJO-9	RMA - S/E	Recuperar TF, redisparar, disparar, estimular	300	0.3
22	JUJO-13A	RMA - S/E	Recup. estrang. fondo, aislar 5655-5673m, CICE a 5615m, disparar y estim. 5485-5530 (JST3) y 5315-5355 (JST	600	0.7
23	JUJO-14	RMA - C/E	Recuperar aparejo, perforar 5490 m, disparar Ksan, JST3 y JST4, estimular y BN optimizado	150	0.2
24	JUJO-14D	RMA - S/E	Aislar Int. Abierto con CF, disparar int. Adicionales, estimular, BN optimizado	600	0.7
25	JUJO-16	ESTIMULACIÓN	Limpiar aparejo, estimular, BN flujo anular	1,800	2.0
26	JUJO-25	ESTIMULACIÓN	Limpieza de aparejo, estimular y BN FA	675	0.8
27	JUJO-26	RMA - S/E	Limpieza de aparejo, redisparar 5455-5490 y 5505-5530, disparo 5360-5400, estimular, BN optimizado	150	0.2
28	JUJO-27	RMA - C/E	Limpiar aparejo, Prueba de admisión, CF y obturar intervalo, disparar KI 5897-5930 y estimular	1,000	1.1
29	JUJO-34	ESTIMULACIÓN	Limpieza de aparejo, Recuperar estrangulador de fondo, estimular	880	1.0
30	JUJO-38	ESTIMULACIÓN	A) Limpieza de aparejo y vecindades del pozo (MTTO), B) RMA C/E: Cambiar TP a 3.5, aislar intervalo, disparar	800	0.9
31	JUJO-45	ESTIMULACIÓN	Limpieza de aparejo, recuperar estrangulador de fondo, estimular, BN Tubería Flexible Flujo Anular	1,200	1.3
32	JUJO-52	RMA - S/E	Colocar tapón MPBT, CICE a 5670, disparar puncher, activar en BN FA	693	0.8
33	JUJO-54	RMA - S/E	Aislar Int. CF, redisparar, disparar, estimular y BN optimizado	1,420	1.6
34	JUJO-56	RMA - S/E	Limpieza de aparejo, disparar puncher, estimular y BN FA	300	0.3
35	JUJO-65	ESTIMULACIÓN	Estimular y BN optimizado	279	0.3
36	JUJO-504	RMA - C/E	Sacar aparejo, aislar int. CF, disparar int. Adicionales, estimular, BN optimizado	2,460	2.8
37	JUJO-506	OPTIMIZACIÓN	Eliminar el enganche para aforar, correr PLT y BN optimizado	256	0.3
38	JUJO-600	RMA - S/E	Limpieza de aparejo directo, estimular y BN FT	200	0.2
39	JUJO-654	RMA - S/E	Aislar Agua con MPBT a 5718 m	1,000	1.1
40	PAR-1D	RMA - S/E	Disparar y estimular	80	0.3
41	PAR-2	RMA - S/E	Calibrar, Limpieza de aparejo, Disparar IA Ksan, Estimular Matricial	750	2.5
42	PAR-3A	RMA - S/E	Calibrar, Limpieza de aparejo, Redisparar y estimulación Matricial	360	1.2
43	PAR-11	RMA - C/E	Aislar int. CF, disparar intervalos y estimular	467	1.6
44	PAR-12	RMA - C/E	Cambiar TP, aislar int., disparar int. adicionales y estimular	500	1.7
45	PAR-32A	RMA - S/E	Calibrar, Disparar KI, estimular	650	2.2
46	PAR-34	RMA - S/E	Limpieza de aparejo, Disparar KSAN, estimular	600	2.0
47	PAR-54A	RMA - C/E	Recuperar Pez, cambio aparejo, PLT, disparar KM y KSAN	800	2.7
48	PAR-302		Tiene limit. oper. que impiden trab. s/e y la prospect. interv. c/e es de alto riesgo, se recom. Profundizar anal. del i	0	0.0
49	PAR-334	RMA - S/E	Calibrar aparejo, Aislar 5440-50m con MPBT, Redisparar KI y KSAN, estimular	640	2.2
50	TECO-101B	MANTTO	Limpiezas periódicas de aparejos, Limpieza en las vecindades de los disparos	100	0.1
51	TECO-107	RMA - S/E	A) Colocar MPBT con CICE a 4985 m, estimular y BN optimizado B) CF, redisparar, disparar, estimular y BN optir	800	0.9
52	TECO-115	ESTIMULACIÓN	Estimular y optimizar BN	150	0.2
53	TECO-127	RMA - S/E	A) Si vence resistencia, colocar MPBT con CICE a 4986, estimular BN optimizado B) Si no vence resistencia, co	522	0.6
54	TECO-129	RMA - S/E	Sacar TF, definir resistencia, exclusión int. De agua, redisparar, disparar y captura información	310	0.3
55	TECO-145	RMA - C/E	Cementación forzada a 6037m, Disparar 5830-55 JST-3, Estimular y fluir con BN	320	0.4
56	TECO-147	RMA - C/E	Pba. BN si produce agua aislar JSK6, IA JSK6, si produce agua aislar JSK6IA JSK5, si produce agua aislar JSK5	400	0.4
57	TECO-429	RMA - C/E	A) RME S/E: calibrar, corregir canalización TR 5", estimular y BN optimizado B) CF a BL 5", disparar JSK-7, estim	220	0.2
58	TECO-448	RMA - S/E	Limpieza de aparejo, recuperar estrangulador de fondo, correr PLT, exclusión de agua, disparar, estimular y BN o	790	0.9
59	TECO-468	RMA - S/E	Aislar, disparar, estimular y BN optimizado	475	0.5
60	TECO-488	RMA - S/E	Colocar MPBT a 5830 m, disparar 5740-5775 m, estimular BN optimizado	800	0.9
Total				32,609	64.9

Tab. 7.1 Recomendaciones 60 pozos- Primera Fase⁶⁴

RESUMEN DE POZOS ANALIZADOS					
No.	POZO	INTERVENCIÓN	RECOMENDACIÓN	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	
				BPD	MMPCD
1	TECO-446	RME - S/E	Con Estrangulador de Fondo, Realizar puncher para ampliar área de flujo y Estimulado	1,800	2.0
2	TECO-800	RME - C/E	Profundizar a JSK 5 y 6, fluir con BN	1,100	1.2
3	JUJO-3	RME - C/E	Aislar JSK-6, disparar JSK-5, cambiar aparejo, Estimular y producir con BN (producción por TP)	500	0.6
4	JUJO-58	RME - S/E	Limpiar aparejo, estimular y BN Puncher (producción por TP)	300	0.3
5	CARD-308	RME - S/E	Aislar KI, disparar KSAN, estimular y producir con BN optimizado	400	0.7
6	PARED-31	REDISPARAR	Estudio de factibilidad técnica-operativa para redisparar, reorientar el bloque alto	0	0.0
7	PARED-52	REDISPARAR	Estudio de factibilidad técnica-operativa para redisparar, reorientar el bloque alto	0	0.0
8	TECO-111	REDISPARAR	Análisis de factibilidad operativo para cortar TR y redisparar	0	0.0
9	JUJO-12	RME - S/E	Sacar TF, realizar Puncher para ampliar área de flujo, producir con BNTF	276	0.3
10	JUJO-18	ESTIMULACIÓN	Estimular	150	0.2
11	TECO-105	RME - S/E	Redisparar y disparar puncher para incrementar área de flujo	104	0.1
12	JUJO-521	RME - S/E	Sacar TF, estimular, disparar puncher y producir BNFA	1,200	1.3
13	CARD-318	RME - S/E	Disparar Intervalo Adicional, estimular y Producir por TR inyectando gas por TP	1,640	2.8
14	CARD-358	RME - S/E	Sacar TF y cambiar a flujo TP	295	0.5
15	TECO-120	RME - C/E	Cementación Forzada, Disparar JSK-7 y 8, Estimular y producir por TP inyectando gas por TR	1,720	1.9
16	JUJO-53	RME - S/E	Redisparar KSAN, disparar interv. Adicional KSAN estimular y producir por TP inyectando gas por TR	510	0.6
17	TECO-301A	REDISPARAR	Estudio de factibilidad técnica-operativa para redisparar y reorientar	0	0.0
18	TECO-408A	REDISPARAR	Estudio de factibilidad técnica-operativa para redisparar y reorientar	0	0.0
19	TECO-408C	RME - C/E	Obturar agua tapón UTF dejando CICE a 5495 m, Pozo nuevo sin datos de registros fluyentes y Producción	0	0.0
20	JUJO-502	ESTIMULACIÓN	Estimular agujero descubierto, Pozo nuevo sin datos de registros fluyentes y Producción para el nodal	270	0.3
21	JUJO-513	ESTIMULACIÓN	Estimular agujero descubierto, Pozo nuevo sin datos de registros fluyentes y Producción para el nodal	0	0.0
22	JUJO-624	ESTIMULACIÓN	Estimular agujero descubierto, Pozo nuevo sin datos de registros fluyentes y Producción para el nodal	0	0.0
23	TECO-114	RME - C/E	Redireccionar hacia zona mejor permeabilidad (T-101 B), saliendo a 3450 m. aprox. en TR de 7 5/8"	1,440	1.6
24	TECO-169	RME - C/E	Exclusión de agua JSK-5, redisparar intervalos JST-1, 3 y 4, Estimular y producir en BN optimizado	770	0.9
25	TECO-167	RME - C/E	Exclusión de agua JSK-5, redisparar intervalos JST-1, 3 y 4, Estimular y producir en BN optimizado	1,060	1.2
26	TECO-125	RME - C/E	Cambiar TP, MPBT a 5860m, Disparar JSK7 y % agua alto, CF a 5800-5825, Disparar JSK5, Estimular y BN	3,000	3.4
27	CARD-132A	RME - S/E	CF, Disparar KI, Estimulación Matricial y BN	275	2.6
28	CARD-111A	RME - S/E	Calibrar aparejo, Limpiar aparejo, Disparar JSK 5 y 6, Estimular y BN	542	0.7
29	FENIX-2A	RME - S/E	Aislar MPBT, Disparar IA KSAN, Estimular, Estrangulador 24/64"	400	2.0
30	CARD-137	RME - S/E	Producir hasta el límite económico, Optimizar BN	0	0.0
31	TECO-103	RME - C/E	Analizado para entregar en próximo peer-review	1,640	1.8
32	CARD-134A	RME - S/E	Aislar intervalo actual, disparar JSK-6, producir fluyente	970	1.6
33	CARD-129	RME - C/E	Retirar pez TF, disparar Intervalo adicional KI-1, Estimulación de limpia y producir en BN optimizado	465	0.8
34	CARD-338	RME - S/E	Disparar Interv. Adic. (KI,KM), Estimular y Producir por TP inyectando gas por TP	1,600	2.7
Total				22,427	32.1

Tab. 7.2 Recomendaciones 34 pozos- Segunda Fase⁶⁴.

Adicionalmente a estas alternativas de solución a corto plazo, también se plantearon algunas alternativas de solución a largo plazo, para ser aplicadas cuando las condiciones actuales del pozo disminuyan, permitiendo con esto establecer una visión al Activo de todas las posibles intervenciones que permitirán alargar la vida productiva de los pozos analizados.

7.2.1.4 Intervenciones realizadas

A diciembre de 2005 se ejecutaron dieciséis (16) de estas recomendaciones, tabla 7.3, generando un incremental de producción de aceite de 10,402 BPD, y 17.1 MMPCD de gas, lo cual representa un incremental por pozo intervenido de 650 BPD de aceite en promedio.

No.	POZO	ACTIVIDAD	PRODUCCIÓN ANTES	PRODUCCIÓN DESPUÉS	FECHA	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	
			Qo (BPD)	Qo (BPD)		Qo (BPD)	Qg (MMPCD)
1	JUJO-16	Realizó estimulación y Bombeo Neumático Flujo Anular	987	2,818	15/8/05	1,831	3.8
2	JUJO-504	Se estimulo	365	478	21/8/05	113	0.3
3	JUJO-45	Recuperó estrangulador de fondo, limpió parcialmente y BNFA-TF (Bombeo Neumático Flujo Anular + Tubería Flexible).	642	1,768	30/8/05	1,126	1.4
4	JUJO-52	Aisló intervalo inferior productor de agua con tapón MPBT, con CICE a 5670m, disparó Puncher y activó en BNFA).	654	2,641	11/9/05	1,987	2.6
5	JUJO-600	Realizó limpieza en directo circulando y estimulación matricial.	276	476	11/9/05	200	0.3
6	JUJO-26	Redisparó y se estimuló.	101	340	30/9/05	239	0.2
7	TECO-107	Colocó tapón MPBT cima a 4985m, para aislar agua.	138	352	1/10/05	214	0.3
8	JUJO-65	Se estimuló	94	308	4/10/05	214	0.3
9	JACINTO-2	Tomó PLT, disparó intervalo prospectivo en KSAN.	403	963	6/10/05	560	2.2
10	JUJO-38	Limpieza de Aparejo y estimulación.	408	981	9/10/05	573	0.5
11	CARD-107B	Se estimuló	629	786	25/10/05	157	0.7
12	JUJO-9	Recuperó TF y realizó disparo Puncher	748	2,132	28/10/05	1,384	1.7
13	JUJO-58	Limpieza de Aparejo y BN optimizado, en plan estimular.	296	786	28/10/05	490	0.3
14	JUJO-34	Recuperó estrangulador de fondo, realizó Puncher y limpieza de aparejo y estimuló.	1,472	1,705	14/11/05	233	0.2
15	JUJO-18	Se estimuló	239	509	14/11/05	270	1.2
16	JUJO-54	Recuperó TF, disparó puncher 5000-5006m 13 C/M disparó 3 intervalos JST3,JST4.	359	1,170	25/11/05	811	1.15
Total						10,402	17.1

Tab. 7.3 Intervenciones ejecutadas⁶⁴.

El acumulado de aceite y gas de las intervenciones realizadas registraron al 15 de diciembre del 2005 una producción acumulada de aceite de 514.6 MBIs y 0.611 MMPC de acumulado de gas, del cual se estima un ingreso de 9.86 millones de dólares.

7.2.1.5 Conclusiones

Se obtuvo gran beneficio al trabajar en equipo, permitiendo aprovechar la experiencia y conocimiento de cada uno de los integrantes, Se estimó que de ejecutar el 83 % o sea las 78 oportunidades de mejoramiento restantes, se obtendría una producción estimada de 30,000 a 52,000 BPD, considerando escenarios bajo, medio y alto, y una acumulada de 55 MMBIs, bajo las premisas de un mantenimiento de

producción de seis (6) meses y una declinación del 14% anual efectivo por cada intervención ejecutada, tal como se muestra en la figura 7.3. Pronóstico de Producción 2005-2010

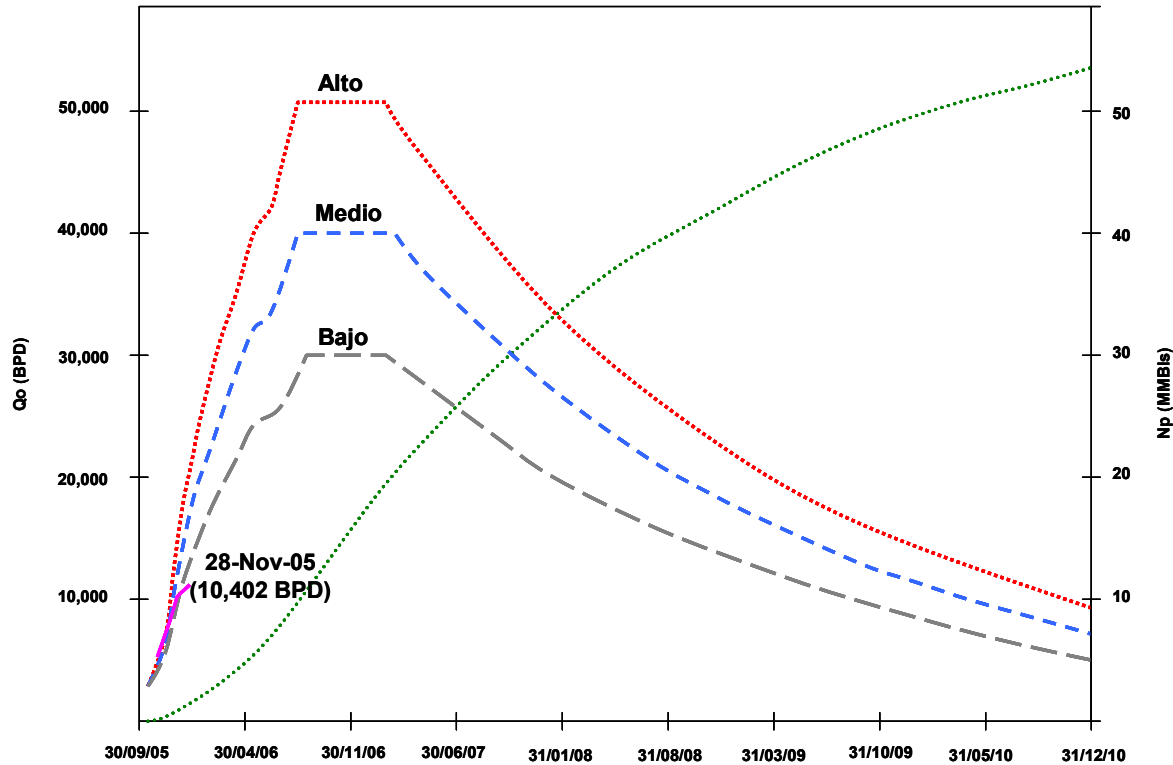


Fig.7.3 Pronóstico de Incremental de Producción⁶⁴.

7.2.2 Caso Histórico 2 “Proyecto Integral Complejo Antonio J. Bermúdez⁶⁵”

7.2.2.1 Resumen

En el Activo Integral Samaria-Luna se tienen yacimientos de aceite negro, gas y condensado y aceite volátil, entre estos yacimientos se encuentran principalmente los Campos Samaria, Iride, Cunduacan, Platanal y Oxiacaque, los cuales conforman al Complejo Antonio J. Bermúdez.

Como consecuencia de la declinación de producción en la Región Sur en agosto de 2005 se da inicio al Proyecto de Productividad de Pozos del Complejo Antonio J. Bermúdez con una duración de 3 meses, aplicando la metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, logrando con ello el estudio integral de

124 pozos e identificándose 45 oportunidades de mejoramiento de producción con un incremento adicional de producción estimado de aceite y gas de 23,502 BPD y 28.6 MMPCD de gas.

7.2.2.2 Objetivo

Realizar bajo un enfoque metodológico integral yacimiento-pozos-instalaciones de superficiales un estudio de pozos candidatos que permitan llevar a cabo acciones técnica y económicamente viables, para restablecer o incrementar la producción de hidrocarburos en los pozos del Complejo Antonio J. Bermúdez.

7.2.2.3 Alcances

- Aplicar la metodología de Administración del Sistema Integral de productividad de Pozos, para el análisis de la información validada de los yacimientos, pozos e instalaciones superficiales, que permitan establecer acciones a corto y mediano plazo para restablecer o mejorar la productividad de los pozos del Complejo Antonio J. Bermúdez.
- Integrar equipos de trabajo multidisciplinario, con enfoque sinérgico, para el análisis y supervisión continua de los modelos geológicos petrofísicos, pozos e instalaciones para el manejo de la producción.
- Generar bases de datos validadas que contengan información técnica de los yacimientos, pozos e instalaciones, integradas en la plataforma institucional Finder, para garantizar la confiabilidad de los estudios que se realicen.
- Estudiar pozos candidatos y definir áreas de oportunidad, jerarquizadas, para incrementar su productividad.
- Dar seguimiento y apoyar en la supervisión de las operaciones de los pozos para obtener la recuperación máxima posible del yacimiento, en función de: información disponible, condiciones particulares de los pozos y la experiencia del personal de las áreas de yacimientos, diseño y operación del Activo.

7.2.2.4 Estrategia de análisis

Durante el desarrollo del proyecto se recolectó, analizó y validó la información de los yacimientos, pozos e instalaciones de los campos Samaria, Iride, Cunduacan, Oxiacaque y Platanal, que conforman el Complejo Antonio J. Bermúdez, generando con ello un modelo de datos capturado, validado y cargado en OFM (Administrador de Datos de Yacimientos Petroleros) para facilitar el proceso de actualización de la información.

Para el estudio, se generaron configuraciones de permeabilidad a nivel de todo el Complejo con información de pruebas de presión para las formaciones geológicas del Cretácico Inferior (KI), Cretácico Medio (KM) y Cretácico Superior (KS), así mismo, también se generó una configuración de la formación del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) para las zonas de los campos de Cunduacán y la zona sur de Oxiacaque. De los pozos tomados para las configuraciones, el 41% pertenece al KI, 39% al KM, 13% al KD y 7% al JSK.

Se realizó la integración del modelo estático y dinámico de los campos Samaria, Iride, Cunduacán, Oxiacaque y Platanal, determinándose las mejores áreas de productividad.

Con base en lo anterior se estudiaron un total de 124 pozos, tabla 7.4, de los cuales 80 eran cerrados y 44 estaban en operación, resultando 45 pozos candidatos (oportunidades) a incrementar su producción, para una producción esperada de 23,502 BPD de aceite y 28.6 MMPCD de gas, lo cual se muestra en la tabla 7.5. De las 45 propuestas para intervención, de éstas 29 se clasificaron de bajo riesgo y 16 con riesgo. De los cuales 14,402 BPD de aceite y 18.5 MMPCD de gas corresponden a los pozos de bajo riesgo y el resto a los de medio y alto riesgo.

A continuación se muestra una relación de pozos estudiados:

CAMPO	POZOS		PROPUESTAS	
	CERRADOS	EN OPERACIÓN	ACEPTADOS	CON RIESGO
SAMARIA	39	18	8	10
IRIDE	9	17	9	4
CUNDUACAN	20	7	8	1
OXOACAQUE	9	1	3	0
PLATANAL	3	1	1	1
TOTAL	80	44	29	16
TOTAL POZOS ESTUDIADOS		124	TOTAL PROPUESTAS	
			45	

Tab. 7.4 Relación de pozos estudiados y su riesgo⁶⁵.

RESUMEN: PRODUCCIÓN ESPERADA E INDICADORES ECONÓMICOS								
CONCEPTO	CANTIDAD POZOS	INCREMENTO ESPERADO		INCREMENTO REAL		COSTO	VPN	PR
		Qo (BPD)	Qg (MMPCD)	Qo (BPD)	Qg (MMPCD)			
RMA S/E	22	10,002	12	509	0.38	116.11	1,349.42	1
RMA C/E	4	2,950	4			105.92	337.68	4
ESTIMULACIONES	2	450	1	244	0.72	3	58.39	<1
PERFORACIÓN	1	1,000	1			94.77	46.51	13
RMA con riesgo	16	9,100	10			97.908	1,308.36	2
	45	23,502	29	753	1.1	417.708	3,100.36	

Tab. 7.5 Producción esperada e indicadores económicos⁶⁵.

De los 80 pozos cerrados se aprobaron 31 (38%), para una producción esperada de 16,702 BPD de aceite y 22.2 MMPCD de gas; de éstos 24 fueron para RMA S/E, con una producción de 11,752 BPD de aceite y 14.4 MMPCD de gas, 6 para RMA C/E con una producción de 4,700 BPD de aceite y 6.8 MMPCD de gas y 1 para estimulación con una producción de 250 BPD de aceite y 1.0 MMPCD de gas.

De los 44 pozos en operación se aprobaron 14 (32%), con producción esperada de 6,800 BPD y 6.4 MMPCD de gas. De éstos; 12 corresponden a RMA S/E con 6,050 BPD y 5.9 MMPCD, 1 a estimulación con 450 BPD y 1.2 MMPCD y 1 a RMA C/E con una producción de 55 BPD y 0.3 MMPCD de gas.

De las tablas 7.6 a la 7.12 se muestra el detalle de los 45 pozos con posibilidad de incremento de producción.

No.	Fecha Interv	Fecha Termino	Pozo	Edo. Actual	Tipo de Intervención	Propuesta	Riesgo			Incremento esperado	
							T é c	M e c	S o c	Qo (BPD)	Qg (MMPCD)
1	15/10/2005	17/10/2005	Iride 2148	Operando	Estimulación	Realizar estimulación ácida a los intervalos abiertos 3915-3880 m de KM y 3932-3954 y 3962-3992 m de KI.	●	●	●	200	0.2
2	25/10/2005	27/10/2005	Oxiacaque 42	Cerrado	Estimulación	Realizar estimulación selectiva de los intervalos abiertos 3610-3618 y 3580-3595m, ambos de KI e inducir.	●	●	●	250	1
										450	1.2

● Bajo ● Medio ● Alto

Tab. 7.6 Relación de pozos a estimular⁶⁵.

No.	Fecha Interv	Fecha Termino	Pozo	Edo. Actual	Tipo de Intervención	Propuesta	Riesgo			Incremento	
							T é c	M e c	S o c	Qo (BPD)	Qg (MMPCD)
1	01/10/2005	16/10/2005	Iride 166 B	Cerrado	RMA S/E	Aislar intervalo 4115-4145 de KI por alta producción de agua. Disparar nuevo intervalo 4040-4065 de KI y estimular.	●	●	●	482	0.2
2	27/10/2005	10/11/2005	Iride 1148	Cerrado	RMA S/E	Aislar intervalos 4199-4225, 4238-4253 y 4272-4284m de KI por alta producción de agua. Disparar nuevo intervalo 3980-4015m en KM.	●	●	●	1200	0.9
3	28/11/2005	13/12/2005	Cunduacan 52A	Cerrado	RMA S/E	1.- Redisparar y ampliar los intervalos abiertos de 4372 en KS-1 hasta 4412 en KS-1.5. 2.- Estimular pozo y realizar prueba de BN con TF cerca de intervalo disparado.	●	●	●	600	0.4
4	02/12/2005	17/12/2005	Platanal 201	Cerrado	RMA S/E	Redisparar 20 metros de la cima del intervalo abierto de KM: 4964-4984 m, estimular e inducir.	●	●	●	400	0.5
5	14/12/2005	29/12/2005	Samaria 162B	Cerrado	RMA S/E	Redisparar intervalo actual 4545-4565 de KS. Disparar nuevo intervalo 4524-4534 de KS.	●	●	●	200	0.2
6	15/12/2005	30/12/2005	Iride 136	Cerrado	RMA S/E	Prueba de producción con TF y N2; Si OK, redisparar 4042-4054 y 4080-4093 m, de KI4: En caso de aportar agua, disparar nuevo intervalo 3900-3935 de KI-3.	●	●	●	400	0.6
7	24/01/2006	08/02/2006	Oxiacaque 15	Cerrado	RMA S/E	1.- Aislar intervalo 3765-3820 de KI, 2.- Redisparar 3640-3675 de KM y anexas nuevo 3095-3105 KS2, 3.- Realizar estimulación de limpieza.	●	●	●	150	0.1

● Bajo ● Medio ● Alto

Tab. 7.7 Oportunidades de RMA S/E⁶⁵.

No.	Fecha Interv	Fecha Termino	Pozo	Edo. Actual	Tipo de Intervención	Propuesta	Riesgo			Incremento	
							T é c	M e c	S o c	Qo (BPD)	Qg (MMPCD)
8	Oct-05	Nov-05	Samaria 83	Cerrado	RMA S/E	Obturar con geles y cemento los intervalos 4337-4350 y 4275-4300 de KS por alta producción de agua. Disparar nuevo intervalo 4210-4235 de KS y estimular.	●	●	●	850	0.3
9	Feb-06	Mar-06	Samaria 63	Cerrado	RMA S/E	Tomar reg. Gradiente, en caso positivo inducir y tomar intervalo actual 4310-4329 de KS2. Si la respuesta es favorable, ampliar inrevalo 4290-4310 de KS 1.5	●	●	●	300	0.4
10	Mar-06	Abr-06	Iride 140	Cerrado	RMA S/E	Redisparar 3537-3550 y anexas 3550-3565 de JST2. Estimular y realizar prueba de BN con TF.	●	●	●	220	1
11	Abr-06	May-06	Cunduacan 50	Cerrado	RMA S/E	Redisparar intervalo abierto 4307-4348 KS2-KS3 y ampliar 4305-4307 KS-KS3. Estimular y realizar prueba de BN.	●	●	●	200	0.5
12	May-06	Jun-06	Cunduacan 55	Cerrado	RMA S/E	Tomar PLT y definir procedencia de agua. Si el agua proviene del intervalo aislado, colocar nuevo tapón y verificar efectividad con PLT. Si el agua proviene de los intervalos abiertos, abandonar pozo.	●	●	●	200	2
13	Jun-06	Jul-06	Cunduacan 24	Cerrado	RMA S/E	Disparar intervalo 4129-4145 de KS 1.5 y realizar prueba de BN con TF: Si produce alto corte de agua tomar PLT, si el agua proviene de intervalo 4283-4300 KS3 aislar con TBT.	●	●	●	550	1.5
14	Jul-06	Ago-06	Samaria 167	Cerrado	RMA S/E	Redisparar intervalo actual 4323-4357 de KS4 y disparar dos nuevos: 4238-4253 de KS2 y 4375-4395 de KM.	●	●	●	500	0.4
15	Ago-06	Sep-06	Cunduacan 40	Cerrado	RMA S/E	Aislar intervalos 4143-4171 y 4070-4095 m de KS por alta producción de agua. Definir intervalos abiertos 4305-4375 m y 4410-4470 m de KI. Redisparar 4332-4350 m. Probar intervalo nuevo 4234-4252 m en KM.	●	●	●	500	0.5
Subtotal Cerrados										6,752	9.5

● Bajo ● Medio ● Alto

Tab. 7.8 Oportunidades de RMA S/E continuación⁶⁵.

No.	Fecha Interv	Fecha Termino	Pozo	Edo. Actual	Tipo de Intervención	Propuesta	Riesgo			Incremento	
							T é c	M e c	S o c	Qo (BPD)	Qg (MMPCD)
1	05/01/2006	15/01/2006	Samaria 2197	Operando	RMA S/E	1.- Aislar intervalos actuales con tapón TBT, 2.- Anexas intervalos 4148-4175 m y 4180-4190 m en las unidades KS3-KS4, 3.- Estimular e inducir.	●	●	●	850	0.6
2	20/01/2006	04/02/2006	Samaria 103	Operando	RMA S/E	1.- Aislar con TBT el intervalo inferior 4345-4365 KS2 con geles y cemento, 2.- Anexas intervalo 4163-4176 del KS a los intervalos abiertos 4255-4280 el KS2 y 4195-4210 del KS1, 3.- Estimulación de limpieza.	●	●	●	700	0.2
3	05/02/2006	20/02/2006	Cunduacan 1011	Operando	RMA S/E	1.- Disparar nuevo intervalo 3930-3958 m en la unidad KS5, 2.- Estimular e inducir pozo.	●	●	●	600	0.3
4	21/02/2006	28/02/2006	Cunduacan 1021	Operando	RMA S/E	1.- Ampliar el intervalo actual 3935-3975m (KM) incorporando el intervalo 3900-3935m (KM), 2.- Estimular e inducir pozo.	●	●	●	400	0.2
5	01/03/2006	08/03/2006	Iride 162	Operando	RMA S/E	1.- Ampliar intervalo abierto (4120-4170m) de 4090 a 4120 m en el KI2.5, 2.- Estimulación de limpieza e inducción.	●	●	●	350	1
6	09/03/2006	16/03/2006	Iride 1138	Operando	RMA S/E	Ampliar 13 y 10 metros en cima y base, respectivamente, del intervalo actual 4073-4100 de KM.	●	●	●	200	0.1
7	17/03/2006	24/03/2006	Samaria 62A	Operando	RMA S/E	1.- Tomar PLT y definir procedencia del agua. Si agua proviene de intervalo anterior, colocar TBT a 4480m para aislar 4490-4520, 2.- Inducir pozo y si continua el agua tomar otro PLT para definir la efectividad del tapón.	●	●	●	150	0.1
Subtotal en Operación										3,250	2.5
Total RMA S/E										10,002	12

● Bajo ● Medio ● Alto

Tab. 7.9 Oportunidades de RMA S/E continuación⁶⁵.

No.	Fecha Interv	Fecha Termino	Pozo	Edo. Actual	Tipo de Intervención	Propuesta	Riesgo			Incremento	
							T é c	M e c	S o c	Qo (BPD)	Qg (MMPCD)
1	10/04/2006	25/05/2006	Samaria 165	Cerrado	RMA C/E	1.- Cambiar aparejo, 2.- Aislar 4325-4390 m de KI, 3.- Disparar nuevo intervalo 4105-4126 m de KS4, 4.- Estimular.	●	●	●	600	2
2	15/08/2006	15/10/2006	Oxiacaque 53	Cerrado	RMA C/E	Reentrada: Abrir ventana a 4827 m en la TR de 7 5/8" y perforar pozo hacia el bloque Ol-8, a una profundidad de 3540 m en KI.	●	●	●	700	1
3	25/03/2006	25/05/2006	Iride 1126	Cerrado	RMA C/E	Reentrada: Colocar tapón de cemento, abrir ventana y desviar pozo hasta formación productora, aprox. 4300 m.	●	●	●	1,100	1
4	20/10/2006	20/12/2006	Iride 164	Operando	RMA C/E	1.- Tomar muestra de fluidos de fondo del pozo para su análisis y caracterización en laboratorio, 2.- Aislar entre empacadores intervalo abierto 3850-3880 KM. 3.- Disparar nuevo intervalo propuesto, 3937-3965 m, de KI, 4.- Estimular intervalo disparado y observar el pozo.	●	●	●	550	0.3
Subtotal RMA C/E										2,950	4.3
1	2006	2006	Cuanduacan 49	Cerrado	Perforación	Gemelo, Perforar pozo gemelo al pozo Cunduacan 45, hasta la base del JSO.	●	●	●	1,000	1
Total										3,950	5.3

● Bajo ● Medio ● Alto

Tab. 7.10 Oportunidades RMA C/E y pozo a perforar⁶⁵.

No.	Fecha Interv	Fecha Termino	Pozo	Edo. Actual	Tipo de Intervención	Propuesta	Riesgo			Incremento	
							T é c	M e c	S o c	Qo (BPD)	Qg (MMPCD)
1	2006	2006	Iride 2146	Operando	RMA S/E	1.- Realizar toma de muestra de fluidos (hc's) de fondo para análisis de laboratorio, 2.- Disparar el intervalo 4223-4265 en KI, 3.- Estimular pozo, tomando registro de presión antes y después del tratamiento.	●	●	●	800	0.5
2	2006	2006	Iride 1124	Operando	RMA S/E	1.- Tomar RPFF para confirmar inversión de flujo e inyección de gas, 2.- Disparar el intervalo 4315-4345 en KM. 3.- Estimulación de limpieza.	●	●	●	500	0.4
3	2006	2006	Samaria 96A	Operando	RMA S/E	1.- Redisparar 4583-4595 del KS2, 2.- Anexar nuevo intervalo 4556-4572 del KS2, 3.- Estimular e inducir con BN.	●	●	●	200	0.2
4	2006	2006	Iride 2154	Operando	RMA S/E	1.- Tomar RPFF y PLT y definir origen del gas, 2.- Ajustar Vol. de gas, 3.- Si gas proviene de intervalo abierto anexar uno nuevo 4095-4110 KM.	●	●	●	300	0.7
5	2006	2006	Platanal 212	Operando	RMA S/E	Realizar exclusión de agua y redisparar 4830-4850.	●	●	●	1,000	1.6
6	2006	2006	Iride 138	Cerrado	RMA S/E	1.- Realizar prueba de producción bajando el punto de inyección con TF, 2.- Redisparar 4175-4200 y 4020-4055 y anexar 4123-4145 y colgar sarta de velocidad.	●	●	●	1,100	1
7	2006	2006	Samaria 115	Cerrado	RMA S/E	1.- Colocar TBT para aislar intervalos productores de agua, 2.- disparar 4562-4580 KS3 y 4410-4430 KS3.	●	●	●	900	0.2
8	2006	2006	Samaria 125	Cerrado	RMA S/E	1.- Definir intervalo abierto, si es productor de agua aislar, 2.- Disparar 4280-4297 del KS1.	●	●	●	700	0.5
Subtotal										5,500	5.1

Tab. 7.11 Oportunidades RMA con riesgo⁶⁵.

No.	Fecha Interv	Fecha Terminó	Pozo	Edo. Actual	Tipo de Intervención	Propuesta	Riesgo			Incremento	
							T é c	M e c	S o c	Qo (BPD)	Qg (MMPCD)
9	2006	2006	Samaria 127-D	Cerrado	RMA S/E	1.- Aislar intervalo 4392-4425 KM con TBT, 2.- Abrir camisa inferior o puncher y producir intervalo 4231-4300 KS3.	●	●	●	800	1
10	2006	2006	Samaria 151-A	Cerrado	RMA S/E	1.- Redisparar intervalo 4340-4353 y 2.- Estimular y prueba de BN si OK, 3.- Puncher para inyección de gas.	●	●	●	300	0.9
11	2006	2006	Samaria 153	Cerrado	RMA S/E	1.- Aislar intervalo 4415-4440 y 2.- Disparar 4360-4380 del KS2.	●	●	●	300	0.3
12	2006	2006	Cuanduacan 47	Cerrado	RMA C/E	1.- Aislar entre empaques intervalos 3335-3355 KM y 3380-3420 KI2-2.5, 2.- Redisparar intervalo 4230-4250 del JSK y ampliar 4210-4230 del JST5.	●	●	●	1000	1.4
13	2006	2006	Samaria 254	Cerrado	RMA S/E	1.- Colocar TBT para aislar intervalo 4850-4960, 2.- Disparar 4724-4742 y 4751-4771 del KS3 y KS4.	●	●	●	300	0.3
14	2006	2006	Samaria 65	Cerrado	RMA S/E	1.- Colocar TBT para aislar intervalos productores de agua, 2.- Disparar 4562-4580 KS3 y 4410-1130 KS1.	●	●	●	300	0.4
15	2006	2006	Samaria 145	Cerrado	RMA S/E	1.- Colocar tapón TBT para aislar intervalo abierto, 2.- Disparar 4748-44766.	●	●	●	300	0.3
16	2006	2006	Samaria 147	Cerrado	RMA C/E	1.- Tomar RST si OK, 2.- Cambiar aparejo y taponar agujero descubierto y 3.- Disparar intervalos 4815-4835 m y 4780-4795 KS1.	●	●	●	300	0.4
Subtotal									3600	5	
Total									9,100	10.1	

● Bajo ● Medio ● Alto

Tab. 7.12 Oportunidades RMA con riesgo continuación⁶⁵.

Los pozos Iride 166B (RMA S/E) e Iride 2148 (Estimulación) se intervinieron alcanzando una producción de 509 BPD y 0.7 MMPCD de gas y 244 BPD y 0.7 MMPCD respectivamente.

7.2.2.5 Conclusiones

Se obtuvo gran beneficio al trabajar en equipo, permitiendo capitalizar la experiencia y conocimiento de los integrantes, generando 45 propuestas de intervenciones a pozos con un incremento esperado de producción de 23,502 bpd y 28.6 mmpcd así como en el estudio de 80 pozos cerrados se visualizo la reincorporación a producción de 31 pozos con una incremento esperado de 16,702 bpd y 22.2 mmpcd.

Como recomendación es importante realizar un programa masivo de toma de información actualizada pues no existe información suficiente (RPF, PLT, PVT, Pruebas de Presión Producción, etc.) y en la existente, se observaron algunas inconsistencias (CGA, CAA y propiedades petrofísicas, etc.).

Las principales limitaciones que se tienen en el estudio son entre otras:

1. Los contactos actuales de fluidos limitaron de manera considerable la cantidad de propuestas para intervención.
2. La falta o deterioro de infraestructura superficial de los pozos (árbol, LDD, LBN) fueron factores que se consideraron para la clasificación de riesgo, lo mismo que los problemas de afectaciones.
3. Espacios inadecuados para efectuar este tipo de estudios.

7.2.3 Caso histórico 3 “Proyecto Integral Arcabuz Área Norte⁶⁶”

7.2.3.1 Objetivo

Incrementar la producción de gas optimizando pozos e instalaciones existentes, mediante un enfoque integral yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, como se muestra en la figura 7.4, aplicando la metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, mostrada en la figura 7.5.

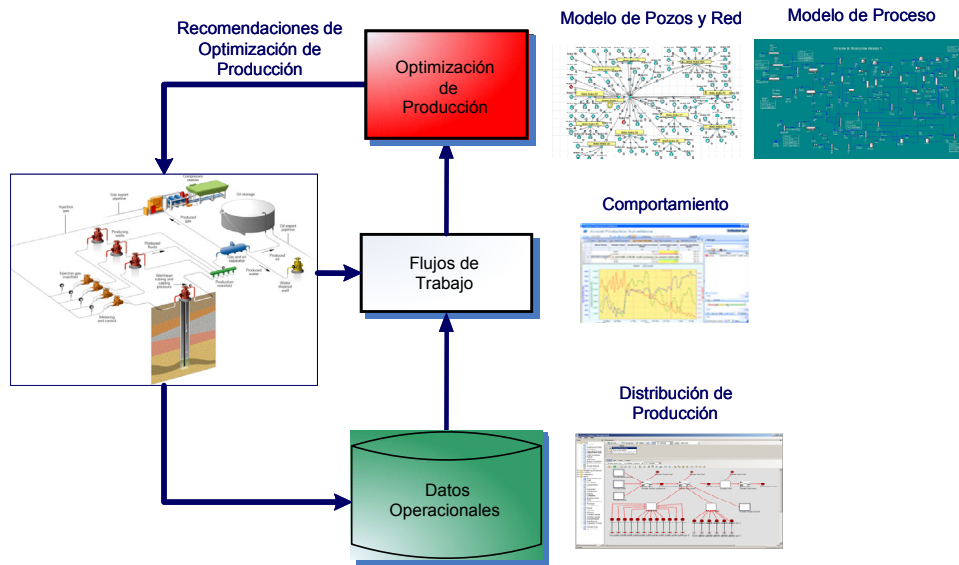


Fig. 7.4 Enfoque Integral Yacimiento-Pozo-Instalaciones Superficiales ⁶⁶.

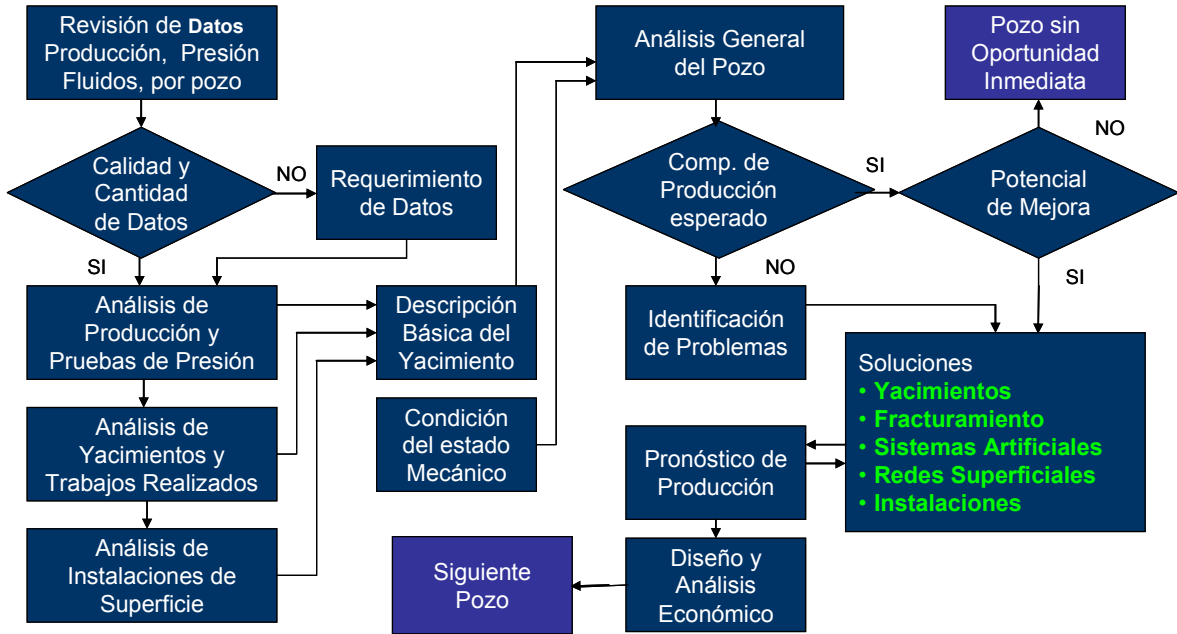


Fig. 7.5 Metodología aplicada en análisis por pozo⁶⁶.

7.2.3.2 Instalaciones existentes en Arcabuz Norte

En la figura 7.6 se muestran las instalaciones superficiales existentes en el campo Arcabuz Área Norte.

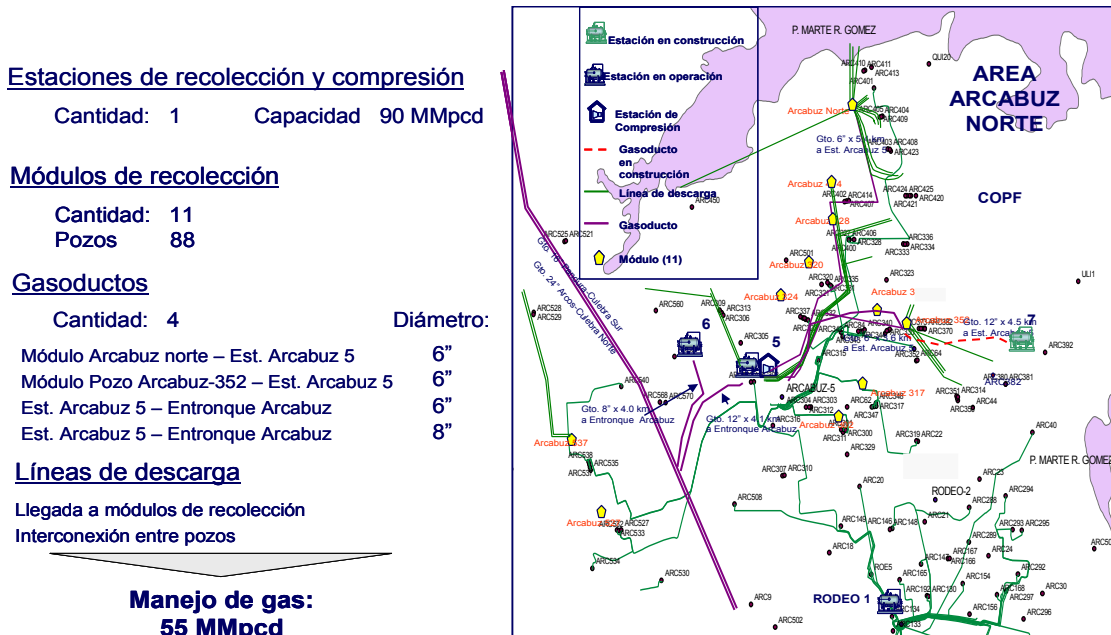


Fig. 7.6 Instalaciones de superficie Arcabuz Norte⁶⁶.

7.2.3.4 Resultados

Se analizaron 74 Pozos, de los cuales 56 fueron con oportunidad, 4 sin posibilidad, y 14 con oportunidad a largo plazo.

El estudio arrojó una oportunidad de incremento de producción de 12.5 MMPCD producto de 56 acciones distribuidas, de la siguiente manera: 7.3 MMPCD por Refracturas, 2.4 MMPCD por Instalaciones Superficiales, 1.9 MMPCD por mejoras en los sistemas artificiales, 0.5 MMPCD por limpieza, 0.4 MMPCD por cambios de estrangulador, lo cual representa un 20% del total actual 55 MMPCD, como se muestra en la figura 7.9.

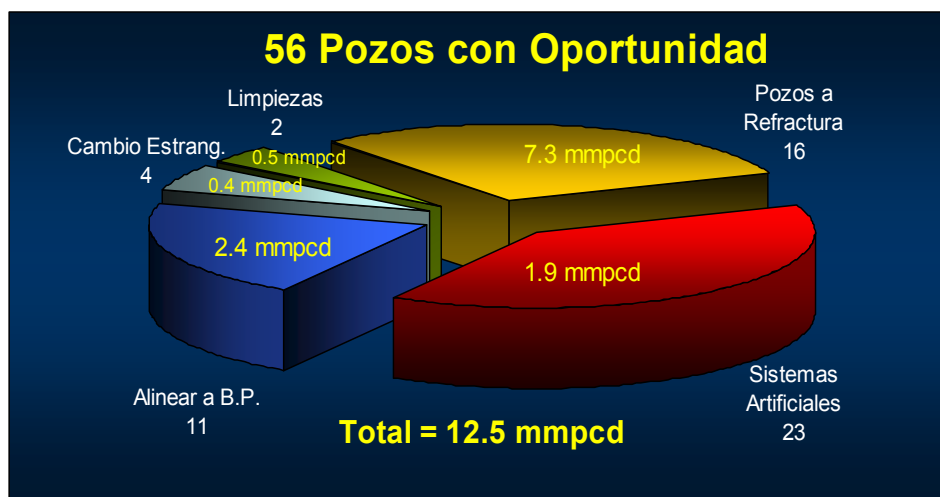


Fig. 7.9 Pozos con oportunidad a corto plazo⁶⁶.

Se han implementado hasta ahora 4 acciones en campo: 1 limpieza, 2 cambios de estrangulador y un cambio de AP a BP, con una ganancia de 1.1 MMPCD. Se tiene un programa de 9 acciones a corto plazo, 4 Refracturas, 2 cambios de estrangulador, 2 inducciones con N₂ y un cambio de AP a BP del módulo 352, con una producción asociada de 5.7 MMPCD, como se muestra en la tabla 7.13.

Pozo	Acción	Estatus	Incremento (mmpcd)
Arcabuz 326	Limpieza +Estrang.	Realizado	0.6
Arcabuz 300	Cambio de Estrang.	Realizado	0.1
Arcabuz 406	Cambio de AP a BP	Realizado	0.4
			1.1
Arcabuz 347	Cambio de Estrang.	Pendiente	0.1
Arcabuz 319	Cambio de Estrang.	Pendiente	0.1
Arcabuz 330	Inducción con N2	Pendiente	0.2
Arcabuz 339	Inducción con N2	Pendiente	0.2
Arcabuz 337	Re-fractura	En Programa	0.8
Arcabuz 346	Re-fractura	En Programa	0.5
Arcabuz 529	Re-fractura	En Programa	0.5
Modulo Arcabuz 352	Cambio de AP a BP	Pendiente	2.0
Arcabuz 345	Refractura 2a Prioridad	Pendiente	0.2
			4.6

Tab. 7.13 Acciones implementadas y programadas⁶⁶.

Del Fracturamiento hidráulico se concluye que:

- El proceso de fractura analizado utiliza todas las variables requeridas para la colocación óptima de los tratamientos hidráulicos.
- La incertidumbre de los valores de kh antes de la fractura es el principal desafío del proceso de optimización.
- Del proceso de ajuste de producción para la determinación de kh y las propiedades de la fractura colocada, tiene una gran variación debido a la calidad y frecuencia de las mediciones de gasto producido.
- La relación directa entre los gastos de producción a corto plazo y fracturas con más y mejor apuntalante, se cumple únicamente en las zonas con valores altos de kh.
- La notoria reducción de presión del yacimiento (del 75 al 80% de la presión original en un lapso de 800-1,095 días en los pozos registrados), puede ser un indicador de la efectividad de las fracturas colocadas.
- Se recomienda la creación de mapas de presión normalizadas en el tiempo para determinar mejoras en el drenaje del yacimiento.

- Se recomienda utilizar fluidos energizados para la ejecución de las refracturas propuestas.

Del análisis de los Sistemas Artificiales se concluye que:

- Los métodos actuales de descarga de líquido utilizan la energía propia del yacimiento, y su límite en producción de gas para resolverlo varía de 0.25 a 0.4 MMPCD. Posteriormente se requiere aplicar Sistemas Artificiales que adicione energía para continuar con su explotación.
- La terminación de los pozos en diámetros de 3-1/2 pulg. es la principal limitante para la aplicación de la mayoría de los Sistemas Artificiales (BEC, PCP, BM), y en menor grado son la desviación, profundidad y producción de arena.
- Después de analizar el problema de carga de líquidos por pozo, la mayoría de ellos resultan candidatos a los Sistemas de Bombeo Neumático.

De las Instalaciones Superficiales se concluye que:

- Alinear a baja presión al módulo 352, para incrementar la producción de 7.3 a 9.3 MMPCD, lo que representa un incremento de 2 MMPCD, su evaluación económica mostró una TIR mayor al 800% y un VPN de 80 MMpesos.
- La infraestructura del campo (por módulos) limita la producción, dado que la contrapresión ejercida por el grupo de pozos influye en la respuesta de cada uno de ellos y dificulta la medición trifásica de módulos y pozos.
- Se recomienda instalar trenes de medición a nivel de módulos, que permita conocer los gastos de gas por cada uno de ellos.
- Se requerirá capacidad adicional de compresión en la Estación Arcabuz 5, dado que a corto plazo los pozos de AP deberán pasar todos a BP, debido a que ya están llegando a igualar presión.
- Se requiere un estudio de reingeniería para modificar el diseño actual de la red para el manejo de la producción, que considere y evalúe la instalación de separación y compresión a nivel de módulos y/o pozos.

- Se recomienda concluir las mediciones trifásicas de los módulos restantes con el propósito de alimentar el modelo de simulación de la red de producción.

7.2.3.5 Análisis del Proceso

De la información disponible se elaboró un modelo en simulador de redes de la estación de recolección Arcabuz 5, mostrado en la figura 7.10. Se realizó toma de información en campo, del análisis se consideran posibles restricciones en el sistema.

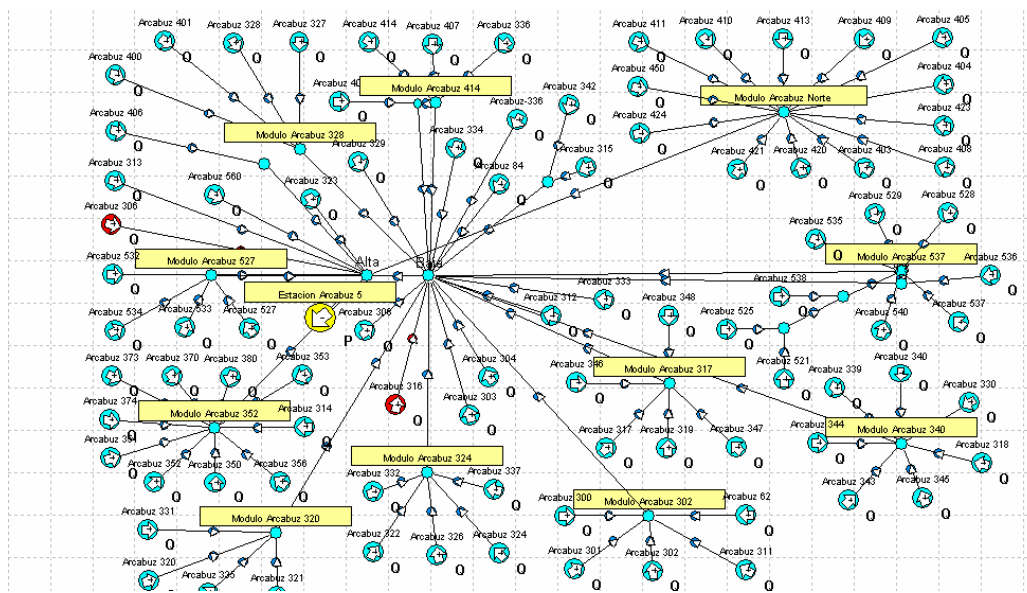


Fig. 7.10 Modelo Red de Recolección Arcabuz 5⁶⁶.

Del aumento de producción por las oportunidades de mejora en pozos actuales e incremento por pozos nuevos, se detecta alta caída de presión en algunas líneas, además se visualiza más gas en BP.

Se analizó la suposición de que la restricción puede ser originada por la cantidad de agua asociada al gas que se transporta y por arena en ducto en operación.

7.2.3.6 Conclusiones y recomendaciones

- La estación opera adecuadamente y cuenta con un margen de maniobra, no se visualiza oportunidad de incremento de continuar a las mismas condiciones.
- El ducto del Módulo Arcabuz 352 es suficiente para el transporte del gas a las condiciones actuales, pero se comporta como si fuera de menor diámetro (5”).
- Los pozos de algunos módulos de AP están llegando a igualarse. Se visualiza que a corto plazo otros pozos entraran a ese nivel.
- Se propone cambiar la operación de los pozos de este módulo a baja presión, se tiene una línea de 6” para transportar el gas a la estación y esto obliga a pasar todos.
- Se recomienda utilizar un sistema de medición por pozo, puede ser útil uno portátil y compacto.
- Qué el diseño de los módulos incluya 2 líneas para operar en baja y en alta para manejar la producción de pozos.
- El incremento en la producción por cambio de presión estimado, es de 2 MMPCD los cuales pueden manejarse actualmente (máx. 30 MMPCD).
- Al continuar la tendencia de más pozos a BP se requerirá capacidad adicional de separación y compresión en la estación.

7.2.3.7 Opciones de mejora para incremento de producción.

Se presentan dos posibles escenarios:

- Escenario 1: Cambiar de operación los pozos de alta a baja presión en el módulo Arcabuz 352, con incremento inmediato de 2 MMPCD.
- Escenario 2: Cambio de operación de los pozos en los módulos de AP a BP representaría una ganancia estimada de 2 MMPCD adicionales más la producción actual de 13.6 MMPCD que suman 15.6 MMPCD más al sistema de BP.

De pasar los demás módulos a BP a corto plazo, se estima procesar 35.3 MMPCD y se presentaría un cuello de botella al no tener mas capacidad de proceso (30 MMPCD).

Al presentarse esta situación y dependiendo de los planes de explotación del campo, podría considerarse un incremento en la capacidad de la Estación en por lo menos 10 MMPCD. Esto inclinaría otro compresor de la misma capacidad al actual.

7.2.3.8 Opciones de mejora para incremento de producción a mediano plazo.

- Según datos del simulador y de las gráficas de diferentes presiones, el manejo actual de los pozos por medio de cabezales (módulos), evidencia limitación de la presión en la cabeza de algunos pozos, dado que la contrapresión ejercida por el grupo de pozos, afecta la producción de los pozos recientes.
- Se propone elaborar ingeniería de detalle para modificar el diseño del módulo del Campo Arcabuz que incluya la opción de instalación de separación y compresión a boca de pozo o a nivel de macropera para pozos con presiones similares o individualmente.

7.2.3.9 Propuestas de mejores prácticas operativas

- De evidencias obtenidas por muestras de mediciones, fotos de la Estación 5, se establece que algunos pozos tienen aportación de arena y lodo, esto trae como consecuencia la acumulación de estos en las líneas y en el arrastre a la estación, provocando que se obstruyan líneas y accesorios y ocurra mal funcionamiento, creando riesgos en la operación y generando contrapresión adicional a los pozos. Recomendamos instalar strainer tipo canasta en puntos estratégicos para retener los sedimentos y que periódicamente sean eliminados (plan de limpieza).
- Otra opción es la instalación de desarenadores, de tipo centrífugo, que operan de forma continua, preferentemente en los pozos que se tienen datos de aportación. Estas soluciones ya han sido probadas en PEP y son de uso común en algunas instalaciones. Puede ser instalado a boca del pozo o a la salida del cabezal.

7.2.3.10 Opciones de Mejora para mejores prácticas

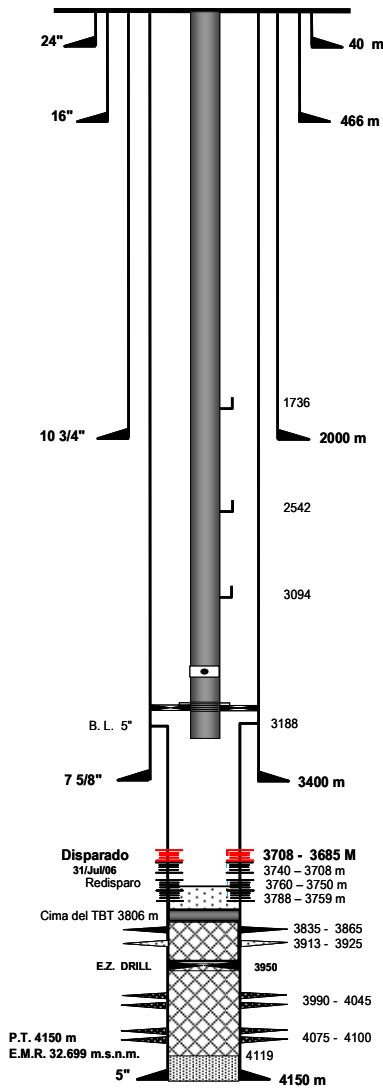
- Se propone actualizar los planos (dibujos de diseño y proceso) de la Estación de Recolección Arcabuz 5 (Diagrama de Tubería e Instrumentación). Únicamente se cuenta con los planos de diseño y se requiere se actualicen, de acuerdo al estado actual y las modificaciones efectuadas y se tenga una copia de estos planos disponible en forma electrónica. Preferentemente el área de ingeniería deberá controlar los planos autorizados junto con la administración de los cambios generados, aprobaciones, etc.
- Derivado de lo anterior se requiere fortalecer el control de calidad de los documentos, para tal fin se recomienda establecer un sistema de control documental y se mantenga actualizado, implementado y aplicado un estándar con este fin.

7.2.4 Caso de historia 3 “Análisis de productividad pozo Cactus 301⁶⁷”

A continuación se muestra un ejemplo aplicando la metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad (ASIPP) al Pozo Cactus 301 del Activo Integral Muspac de PEP Región Sur, para mejorar su productividad. El análisis de este pozo forma parte del compromiso establecido por el Activo en marzo del 2008, en el cual se analizaron 40 pozos con un compromiso de producción de 2,400 BPD de aceite y 18 MMPCD de gas.

7.2.4.1 Estado actual Cactus 301

En la 7.11 se detallan las condiciones mecánicas que presenta actualmente el pozo.



PERFORACIÓN: 22-Mayo al 30- Octubre de 1981.
TERMINACIÓN: 01 al 21 de Noviembre de 1981.
Los intervalos que se encuentran abiertos, se presentan a continuación en la tabla 7.14.

INTERVALOS ABIERTOS				
INTERV.	FORM.	PORO	SW	OBSERVACIONES
3708 – 3740	KM	3	35	Pist. Entubadas 2 1/8" 20 c/m F-40°
3750 – 3760	KM	2.5	35	Pist. Entub. 2 1/8" 20 c/m F-40° (Red.)
3759 – 3788	KM	2.5	35	Pist. S.C. 1 11/16" 20 c/m F-40° (Obturado)
3708 – 3685	KS	3	35	Disp. Con pist. Entubadas 2-1/8" 20 c/m, F-60°

Tab. 7.14 Intervalos Abiertos

Estado Productor:
Ult medida oficial hasta el análisis del pozo. Marzo 08.
Qo= 100 BPD Np= 2.8 MMbbl
Qg= 0.047 MMPCD Gp= 7.4542 MMMpc
Qw= 123 BPD Wp = 0.42 MMBbl,
FW=55% salinidad= 140000 ppm
RGA= 84 m3/m3

El pozo tiene instalado un sistema de levantamiento por gas operado con motocompresor, inyecta por la segunda válvula de orificio ubicada @ 2542m.

Última Calibración: 13-Febrero-2008
Calibró con cortador de parafina de 1 29/32" a 3768m.
Resistencia franca.

Fig. 7.11 Estado mecánico actual pozo Cactus 301

Los campos petroleros “Cactus y Níspero” quedan situados dentro del área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, que forma parte de un cinturón plegado, alojado dentro de las Cuencas Terciarias del Sureste, cuya sedimentación y deformación la controlan los elementos tectónicos de la Plataforma de Yucatán por el Norte y Macizo granítico de Chiapas y Plataforma Chiapaneca por el Sur.

El área queda ubicada geográficamente en el Sureste de la República Mexicana y ubre una extensión de 74 Km² aproximadamente. Esta superficie se encuentra situada en la planicie costera del golfo, aproximadamente a 33 Km. al Suroeste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco.

El campo Cactus inició su producción de aceite en septiembre de 1972, en rocas mesozoicas carbonatadas, a través del pozo descubridor Cactus-1, el cual aportó un gasto inicial de 663BPD y 1.255MMPCD. La producción de aceite se incremento rápidamente a medida que se fue desarrollando el campo, alcanzando una producción máxima de 131,361BPD y 258.86MMPCD en el año de 1978.

En la figura 7.12 se observa la configuración estructural de la cima del Cretácico Medio, del Campo Cactus, generada de la interpretación del cubo sísmico Juspi_A.Zanapa.

El pozo Cactus 301, se encuentra ubicado en la parte central del Campo Cactus, en el Bloque Cactus Central, limitado al este y oeste por fallas normales, es un pozo vertical productor en las dolomías del Cretácico medio; sus coordenadas se muestran en la tabla 7.15.

Elevación de la mesa rotaria:	32.7 m
Coordenadas UTM conductor:	X= 481472.763; Y=1977499.606

Tab. 7.15 Coordenadas del pozo Cactus 301

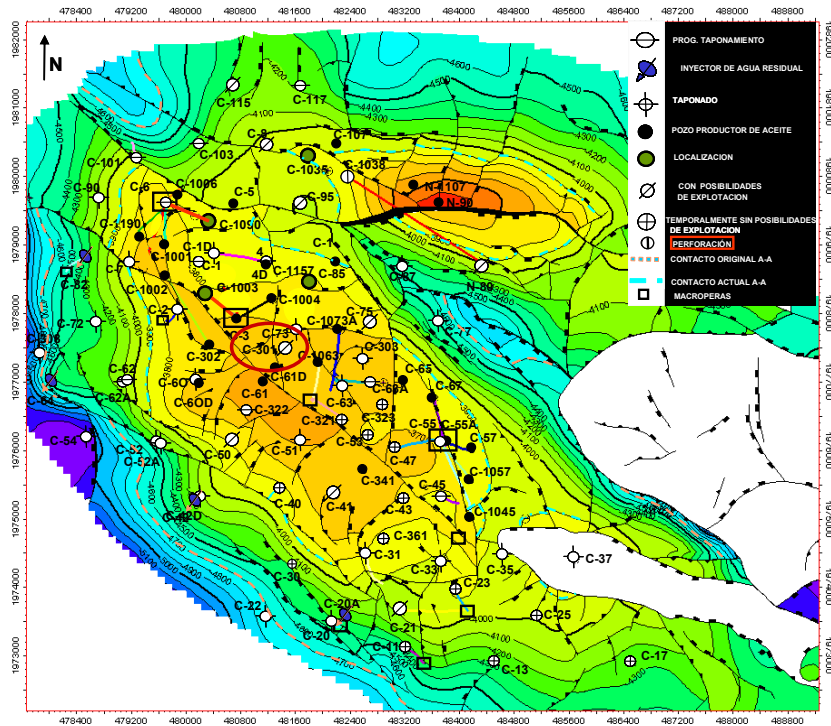


Fig. 7.12 Configuración estructural cima cretácico medio

La columna geológica atravesada por el pozo abarca rocas del Plio-Pleistoceno Reciente a las dolomías del Cretácico Inferior, cuenta con dos intervalos abiertos dentro del KM (3685-3740m y 3750-3770m), en la tabla 7.16 se puede apreciar la columna geológica del pozo.

COLUMNA GEOLOGICA	UNIDAD ESTRATIGRAFICA	C-301
PLEI-PLEIST		AFLORA
MIOCENO		AFLORA
OLIGOCENO		2000
EOCENO		2456
PALEOCENO		3072
KS MENDEZ	KSM	
KS SAN FELIPE	KSSF	3431
KS AGUA NUEVA	KS3	3570
	CCA	3610
	BCA	3637
CRETACICO MEDIO	DKM-S (dolomias)	3670
CRETACICO INFERIOR	KI4	3804
JS TITHONIANO	JST	
JS KIMERIGDIANO	JSK	
PT		4170

Tab. 7.16 Columna geológica

Se realizaron correlaciones estratigráficas en TVDSS (metros verticales bajo nivel del mar), para comprender mejor el comportamiento de los cuerpos del pozo en relación con sus pozos vecinos y su posición estructural, en la figura 7.13 se muestra una correlación estratigráfica en dirección W-E transversal a la estructura.

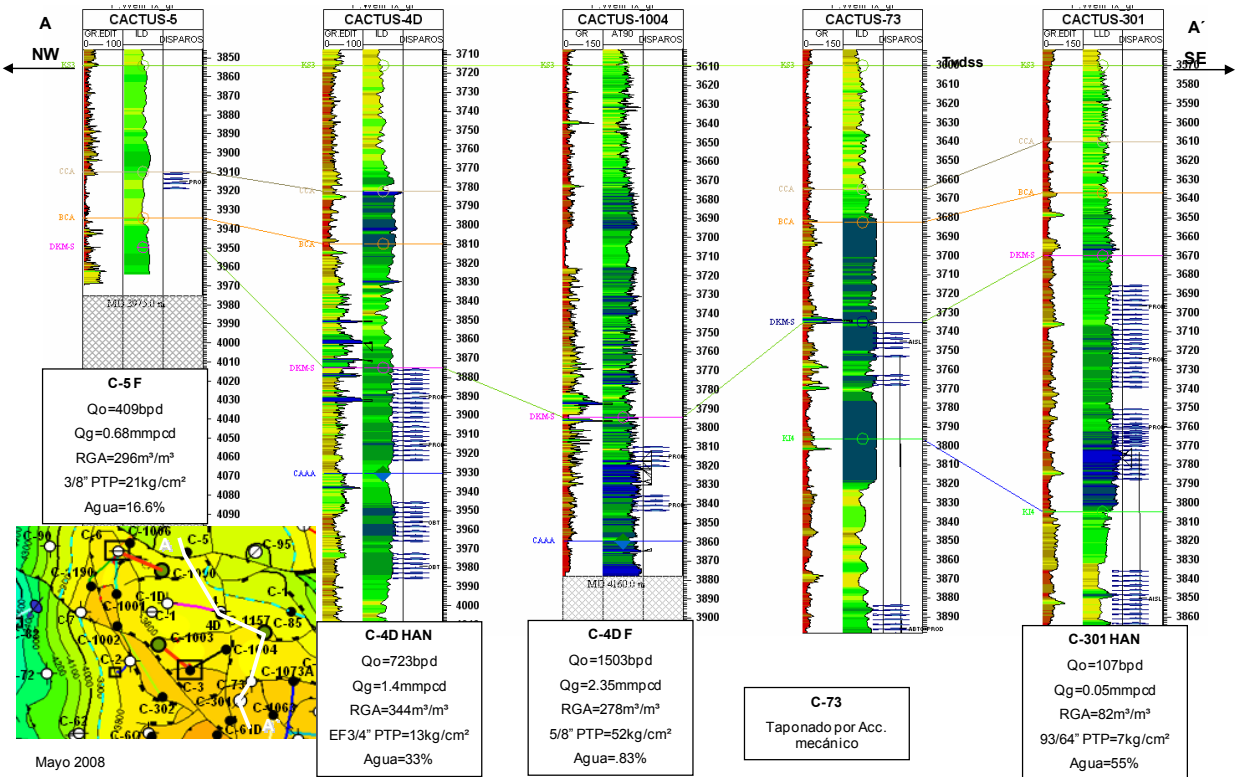


Fig. 7.13 Correlación estratigráfica en dirección NW-SE

7.2.4.2 Análisis petrofísico

Se analizaron los registros geofísicos de campo y la evaluación petrofísica del pozo para determinar los parámetros petrofísicos y visualizar posibles intervalos prospectivos, figura 7.14

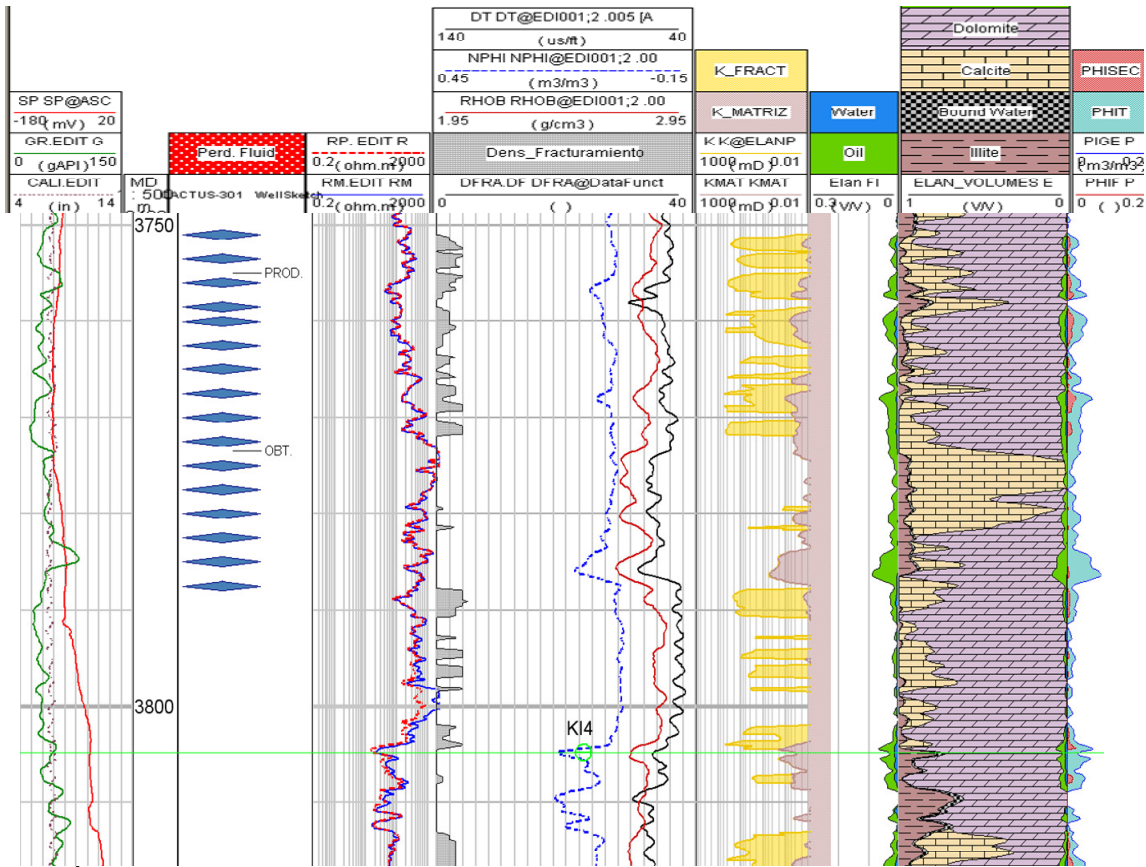


Fig. 7.14 Evaluación petrofísica

En la tabla 7.17, se muestra un resumen de las propiedades petrofísicas de los intervalos abiertos donde se decidió seguir trabajándolos y no considerar intervalos adicionales (calcarenas) visualizados y descartados debido a la falta de movilidad observada, la baja densidad de fracturamiento y a los resultados negativos de esa zona disparada en el pozo C-1063.

Cactus-301

Intervalo abierto							
Intervalo	Vcaliza %	Vdol. %	Varcilla %	Poros. %	Perm. mD	Sat. %	Observaciones
3750-3770	17	78	5	2.5	8.50	35	En las curvas de resistividad no se observa movilidad
3685-3740	30	64	6	3.0	8.70	35	Solo existe una parte en la que se observa movilidad y de acuerdo con el registro PT es la zona que esta aportando

Tab. 7.17 Resultados de evaluación petrofísica.

7.2.4.3 Comportamiento de producción

El pozo Cactus 301 inició operaciones el 02 de junio de 1987 y el comportamiento de producción a la fecha actual puede visualizarse en la figura 7.15:

- Inicialmente el pozo presentó 250 BPD promedio, luego de una reparación mayor en 1995, se incrementa la producción hasta alcanzar 750 BPD de aceite en promedio.
- Al declinar el pozo se realiza nuevamente una reparación mayor a finales del año 2000, disparando zonas del Cretácico Medio, la producción promedio es de 200 BPD y a partir de esta fecha se inicia la producción de flujo fraccional la cual va incrementando progresivamente.
- Posteriormente, entre los años 2003 -2006 se realizan 3 reparaciones mayores, donde queda aislado el intervalo del Cretácico Inferior y se adicionan nuevos intervalos del Cretácico Medio y parte del Cretácico Superior, pero no se consigue incremento en la producción promedio del pozo y el flujo fraccional aumenta hasta alcanzar cerca del 75%.

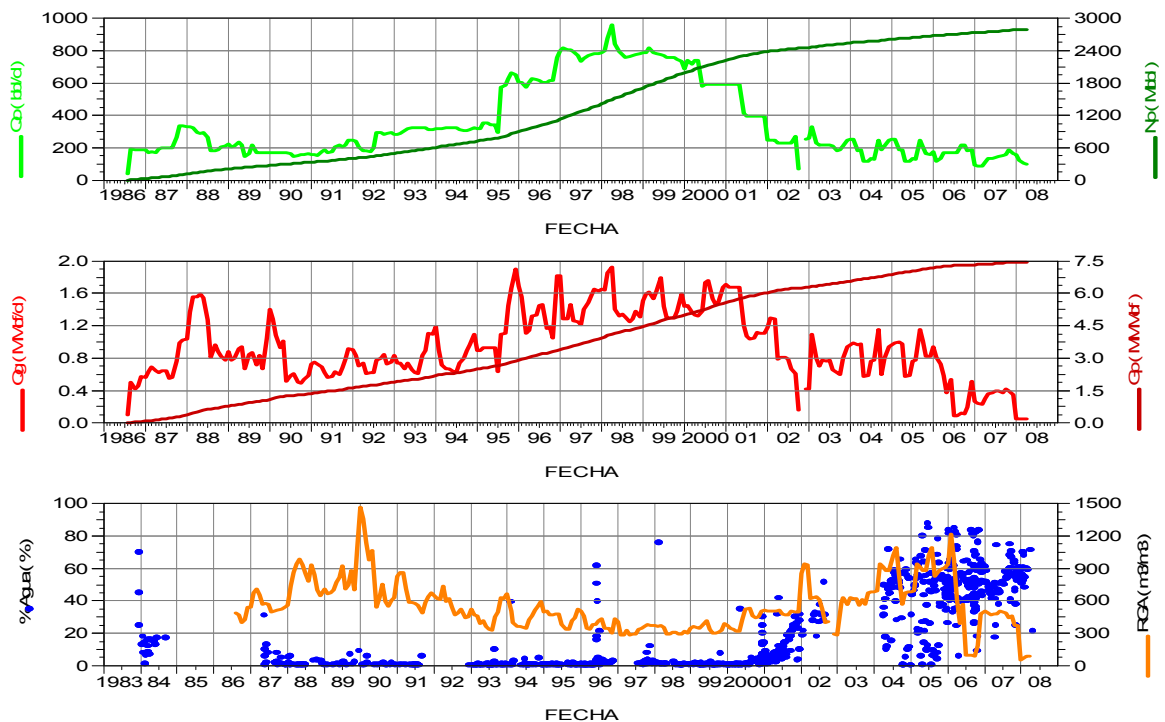


Fig. 7.15 Comportamiento de producción del pozo Cactus 301

La medición oficial a la fecha de análisis se puede observar en la tabla 7.18:

Fecha	Aceite (BPD)	Gas (MMPCD)	Agua (BPD)	FW %
31/05/08	100	0.45	129	56.4

Tab. 7.18 Producción Actual pozo Cactus 301

7.2.4.4 Histórico de Intervenciones

En la tabla 7.19 se muestran la historia de intervenciones y los cambios en el comportamiento de producción resultado de las mismas. Estas intervenciones fueron documentadas con información disponible en el Activo.

Fecha	Intervención	Descripción
01 al 21 de Noviembre de 1981	Terminación	Disparo de intervalo 4100-4075m (KI), sin obtener producción
Marzo 1983	Inducción del Pozo	Se efectuó toma de muestra
Abril y Mayo 1984	RMA-1	Disparó intervalo 3865-3835 m y acondicionamiento de Bombeo Neumático.
Junio 1995	RMA-2	Disparo de intervalos 3925-3919m y 3923-3913m. Se realizó estimulación.
Diciembre 2000	RMA-3	Disparo de intervalos 3788-3759m Se realizó estimulación.
Noviembre 2003	RMA-4	Re-disparó intervalo 3770-3750m
Diciembre 2003 – Enero 2004	RMA-5	Control de agua con cemento intervalo 3788-3750m Re-disparo intervalo 3770-3750m y disparó al 3740-3708m
Julio 2006	RMA-6	Se agregó intervalo 3708-3685m, del KM

Tab. 7.19 Histórico de Intervenciones del pozo Cactus 301

7.2.4.5 Comportamiento de fluidos

El porcentaje de agua comenzó a incrementarse progresivamente a partir del año 2001 luego de la RMA- 3 y produce irregularmente, característica de pozo inestable, figura 7.16.

El comportamiento de la salinidad se vio incrementado de un valor de 50,000 a 160,000 ppm indicando agua de formación.

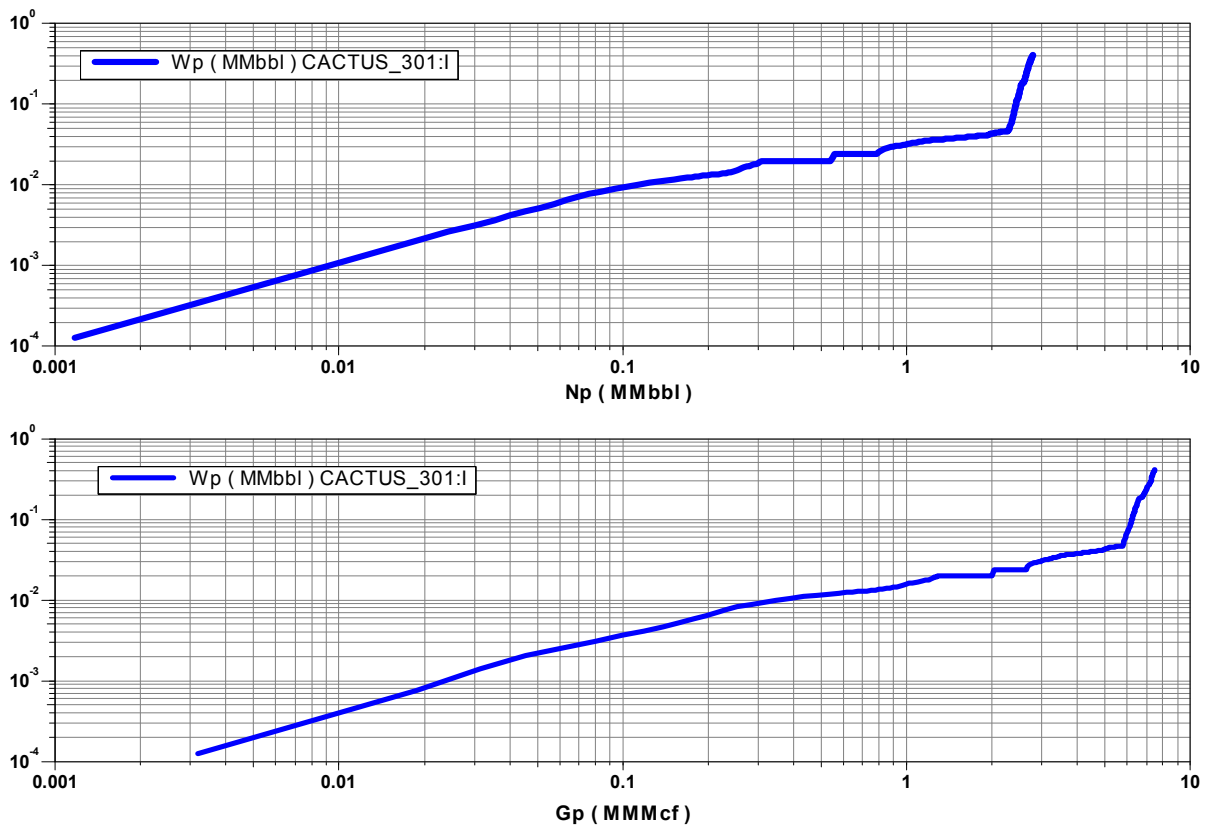


Fig. 7.16 Comportamientos de los fluidos

7.2.4.6 Comportamientos de presiones

La gráfica presentada en la figura 7.17, muestra el comportamiento de presiones tomadas en el pozo a nivel medio de los disparos (NMD), en las cuales pueden

visualizarse tanto los datos de presión de registro cerrado, el comportamiento obtenido de las presiones fluyentes y la tendencia de presión estática del campo.

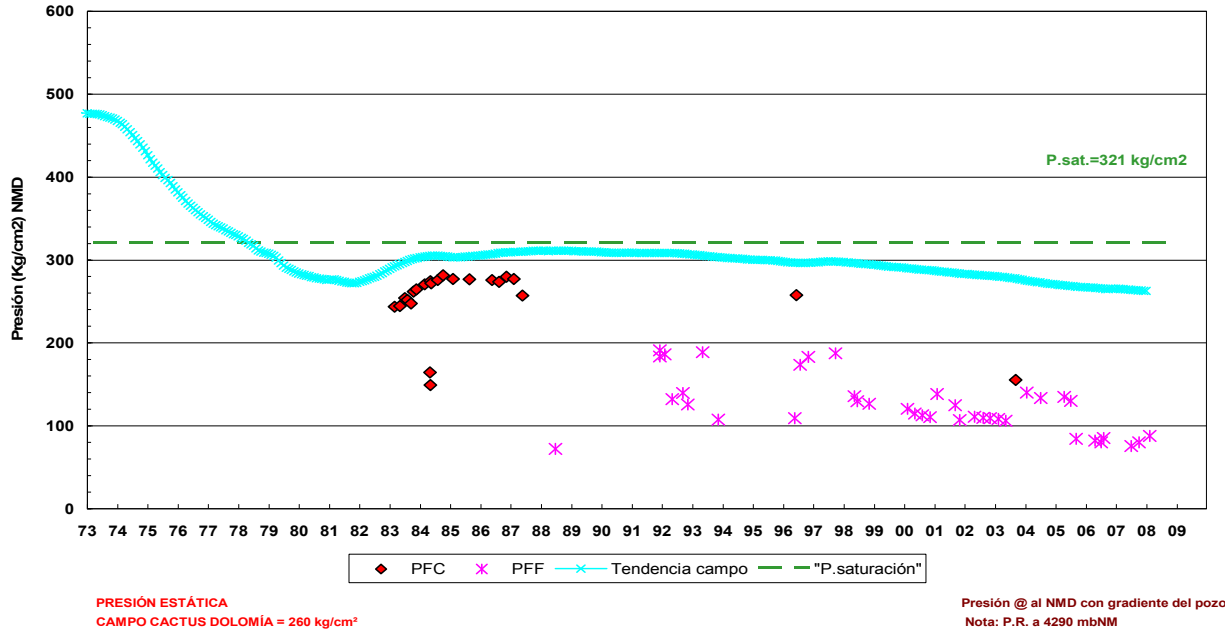


Fig. 7.17 Comportamiento de presión

Los últimos registros tomados en el pozo se presentan en la tala 7.20.

Pozo	Registro Cerrado			Registro Fluyente		
	Fecha	Pws (kg/cm ²)	Gradiente (kg/cm ² /m)	Fecha	Pwf (kg/cm ²)	Gradiente (kg/cm ² /m)
Cactus 301	12-Sep-03	155.32	0.1003	13-Feb-08	117.07	0.0496

Tab. 7.20 Medidas de presión @ NMD = 3734 m

7.2.4.7 Registro de producción

De los análisis de registros de presión-temperatura de fecha 08-Agosto-06, se estimó que el intervalo inferior (3750-3770m) no presenta aporte; el tomado el 19-02-08

muestra igualmente que 3750-3770m no presenta aporte y el intervalo superior produce solo la cima del intervalo desde 3685m hasta aprox. 3720m observando un gradiente de agua a partir de esta profundidad.

Se tomó registro PLT, el 12-Junio-2008, en la figura 7.18, se observa la corrida de la herramientas bajando @ 10m/min. Se observó el mayor aporte de fluidos desde 3685m a 3710m aproximadamente (mayor movimiento).

El registro de densidad indica que a partir de 3706m el fluido presente es agua. El intervalo 3750-3760m, no presenta aporte. No se registró el intervalo 3760-3788m, pero se puede concluir que de aportar el fluido presente sería agua.

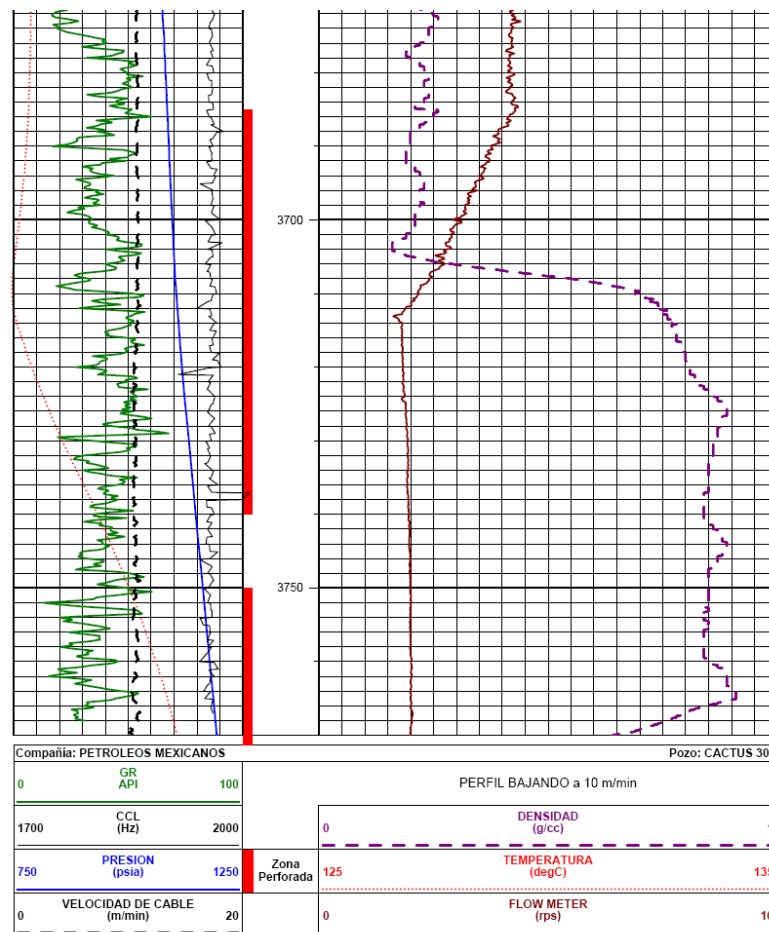


Fig. 7.18 Registro PLT, (12-Junio-2008). Intervalos Abiertos

7.2.4.8 Comportamiento de Pozos Vecinos

En la tabla 7.21, se puede apreciar la producción y acumulados de los pozos vecinos al Cactus 301 al 30 de Mayo del 2008

POZO	FORM.	ACEITE		GAS		AGUA			ESTADO
		Qo (BPD)	Np (MMB)	Qg (BPD)	Gp (MMB)	Qw (BPD)	Wp (MMB)	Fw Lab (%)	
CACTUS 61D	KM	95	0.25	1.3	1.45	126	0.08	57	PRODUCTOR
CACTUS 302	KS	273	7.08	1.44	14.2	821	1.78	76	PRODUCTOR
CACTUS 3	KM	439	5.1	1.22	10.94	28.5	0.35	6	PRODUCTOR

Tab. 7.21 Producción y acumulados pozos vecinos

Las figuras 7.19 y 7.20 muestran los mapas de burbujas de acumulados de aceite y gas respectivamente del Campo Cactus, donde se encuentra ubicado el pozo Cactus 301, en ellos se puede observar que en esta área los pozos han presentado un drenado similar.

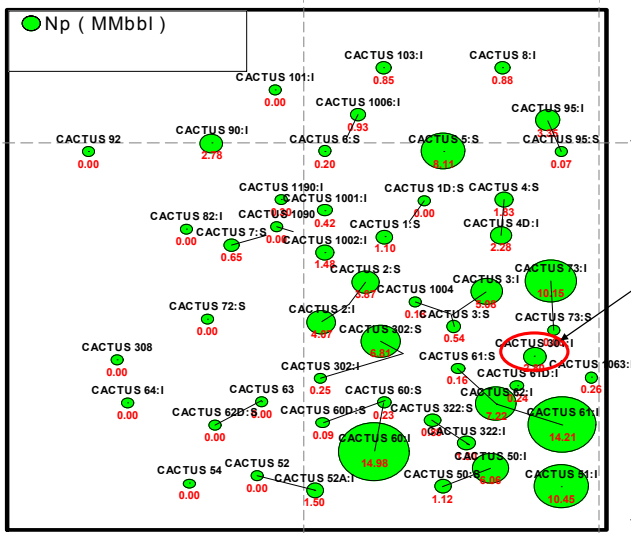


Fig. 7.19 Mapas de acumulados de aceite

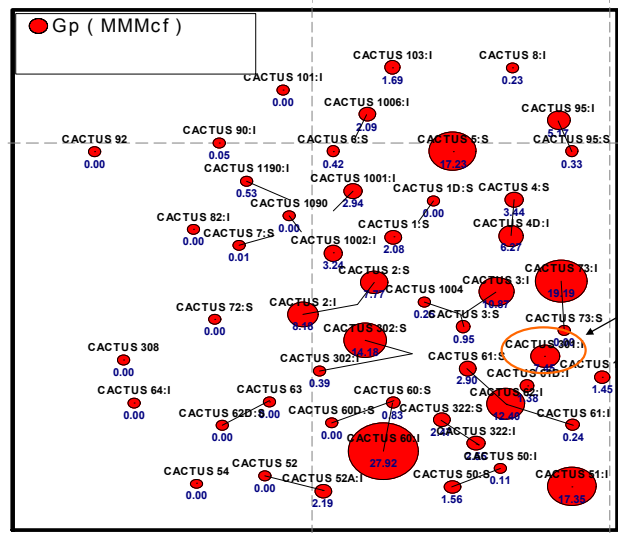


Fig. 7.20 Mapas de acumulados de gas

7.2.4.9 Análisis Nodal

Se utilizó el software WELLFLO para realizar el Análisis Nodal, bajo el módulo de aceite negro. En la simulación se usaron los siguientes datos para el cálculo del AOF (máximo gasto), determinación del gradiente de presión y para la realización del análisis nodal el cual implica la determinación del punto de operación.

- Presión estática: 200 kg/cm²
- Temperatura yacimiento: 120 °C
- Presión fluente: 86.51 kg/cm²
- RGA: 270 m³/m³
- Salinidad: 140000 ppm
- FW: 41 % , API: 36
- Gasto de líquido: 235 BPD
- Gas de inyección: 1.40 MMPCD, inyecta por la segunda válvula ubicada @ 2542m.
- RPFF 13/Feb/2008

Para el análisis se empleó el PVT de la simulación de yacimiento del Campo Cactus, Bloque 2, también usado en los pozos C-55A, C-57, C-61D, C-67, C-85, C-1001, C-1004, C-1045, C-1063, C-1190. Los valores de la relación gas aceite, factor volumétrico del aceite y gas, viscosidad del aceite son presentados en tabla 7.22 Se consideró la presión de burbuja medida de 4547.74 psig, 319.8 kg/cm².

Bubble Point (psig): 4547.74 Temp (F): 255.2				
Pressure (psig)	Gas Oil Ratio (scf/STB)	Oil FVF (RB/STB)	Oil Viscosity (cps)	Gas FVF (ft ³ /scf)
5689.3	2228.9	2.38	0.34	0.0040
5404.9	2228.9	2.40	0.32	0.0040
5120.4	2228.9	2.42	0.30	0.0040
4835.9	2228.9	2.44	0.28	0.0040
4693.7	2228.9	2.46	0.27	0.0040
4636.8	2228.9	2.46	0.27	0.0040
4579.9	2228.9	2.47	0.26	0.0040
4547.7	2228.9	2.47	0.26	0.0040
4537.2	2215.8	2.46	0.26	0.0040
4530.1	2207.0	2.46	0.26	0.0040
4267.0	1922.1	2.29	0.28	0.0045
4003.9	1692.9	2.15	0.29	0.0047
3726.5	1492.6	2.04	0.31	0.0050
3456.3	1327.0	1.94	0.32	0.0053
3065.1	1124.8	1.83	0.34	0.0058
2702.4	966.4	1.74	0.36	0.0065
2332.6	826.2	1.66	0.37	0.0074
1962.8	702.3	1.60	0.39	0.0088
1493.5	561.7	1.52	0.41	0.0115
1009.9	429.5	1.44	0.44	0.0171
590.3	316.4	1.37	0.46	0.0295

Tab. 7.22 PVT campo cactus. bloque 2

El estado mecánico presenta tres mandriles para bombeo neumático de 3 ½” el primero a una profundidad de 3094m, el segundo a 2542m y el tercero a 1736m. Se inyectan 1.4 MMPCD con una presión de 114 kg/cm²., a través de válvula de orificio de 12/64” a la profundidad de 2542 m.

La curva IPR (Inflow Performance Relationship) se construyó con la ecuación empírica de Vogel por ser un pozo con comportamiento de aceite negro. El gasto máximo calculado (AOF) fue de 304 BPD de líquido y un índice de productividad de 2.754 BPD/kg/cm².

El cálculo del AOF se realizó a través del módulo del simulador Test Point Data, el cual emplea datos de producción y presión medidos a fecha de ajuste, sin involucrar propiedades petrofísicas. La curva IPR es mostrada como figura 7.21

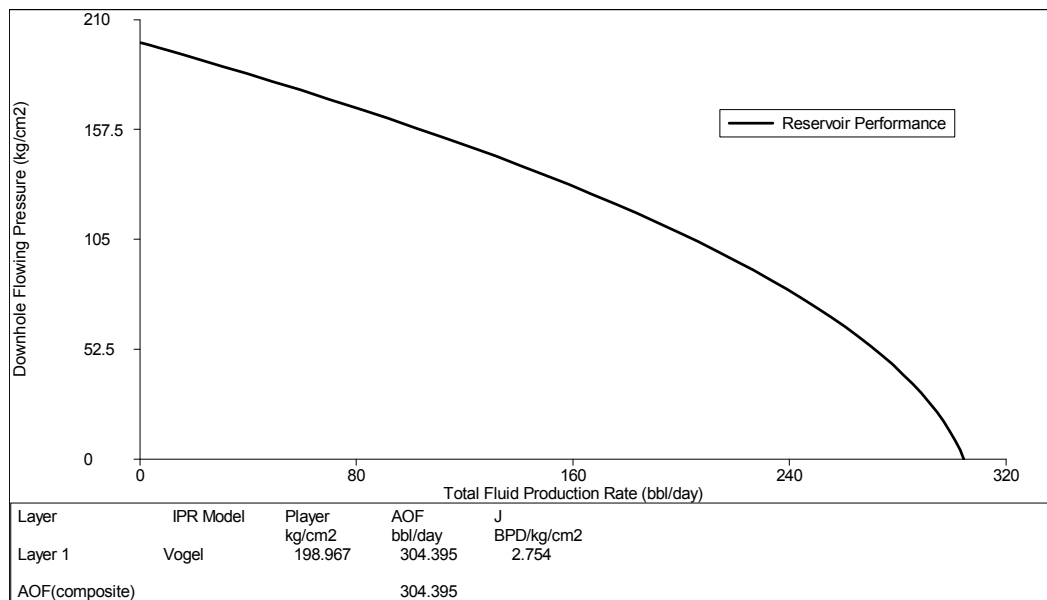


Fig. 7.21 Curva IPR Cactus 301

Se evaluó RPF (registro de presión de fondo fluyendo) del 08/02/08 para la determinación de la correlación de flujo multifásico y el cálculo del gradiente a lo largo de la tubería. En la figura 7.22 se muestran los datos medidos con puntos azules y la curva roja la calculada con la correlación, se observa un buen ajuste de los datos medidos con un factor L de corrección de 1.

Los datos de presión de fondo y temperatura fluyente medidos en Febrero del 2008 son presentados en las tablas 7.23 y 7.24. La presión y temperatura fueron medidas hasta 3100m por estaciones y hasta los disparos de manera continua.

La correlación de flujo multifásico que resultó en el pozo Cactus-301 es la de Hagedorn and Brown y la presión de fondo fluyente calculada fue de 86.24 kg/cm² a la profundidad del NMD de 3728m, partiendo de una presión de cabeza de 6.59 kg/cm². Se confirma inyección por segundo mandril ubicado a una profundidad de 2542m según comportamiento del gradiente de presión.

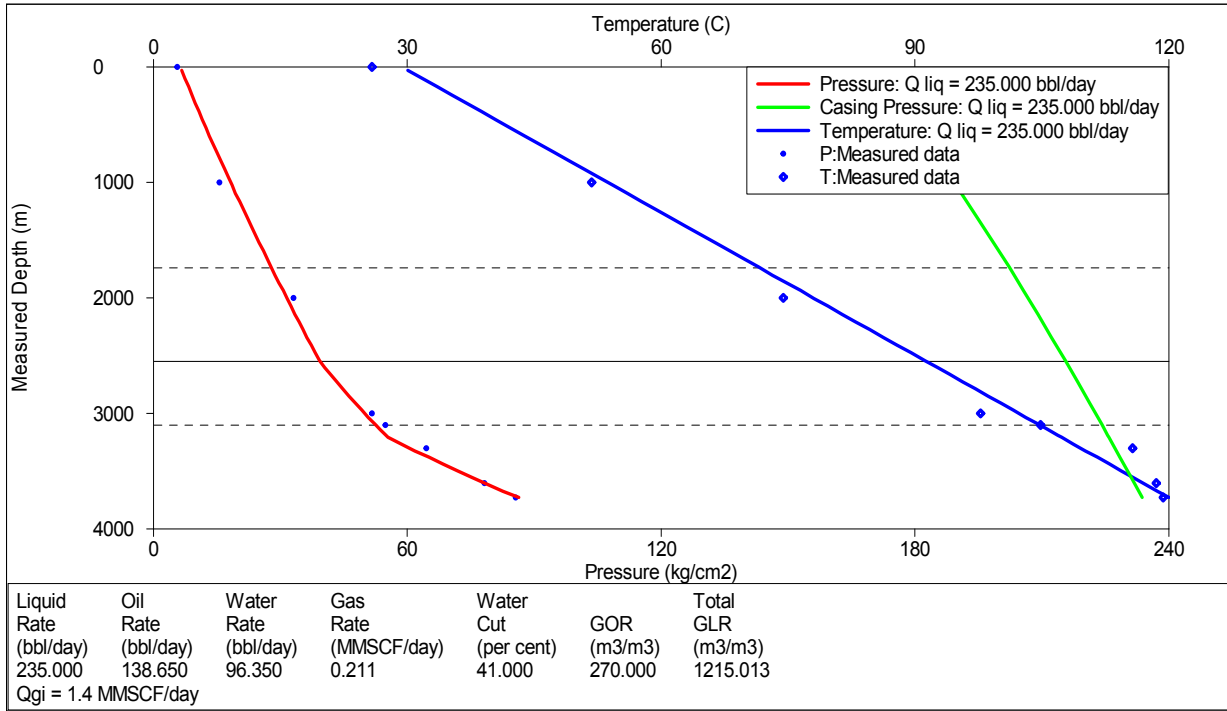


Fig. 7.22 Gradiente de presión, condición actual

Profundidad metros	Presion kg/cm ²	Gradiente kg/cm ² /m
0	6.59	0.0000
1000	16.44	0.0098
2000	34.03	0.0176
3000	52.56	0.0185
3100	55.78	0.0322

Tab. 7.23 Datos registro de presión de fondo fluuyente

Profundidad metros	Temperatura °C	Gradiente °C/m
0	25.75	0.0000
1000	51.77	0.0260
2000	74.41	0.0226
3000	97.70	0.0233
3100	104.78	0.0708

Tab. 7.24 Datos registro de temperatura fluuyente

Para el análisis nodal el cálculo de temperatura fue modelado a través de la opción “Calibrated” o Calibrada permitiendo una opción de ajuste de la temperatura en función al gasto medido en el pozo. Este modulo es útil cuando se posee la temperatura de fondo y superficie para el gasto medido (condición evaluada). Este modelo de temperatura asume que la temperatura de entrada al pozo es la temperatura de yacimiento.

La figura 7.23 muestra el punto de intersección a condiciones actuales de operación, también representa la condición actual con BN, inyectando 1.4 MMPCD a una presión fluente de 86.24 kg/cm² y flujo tubular. De la curva se concluye:

- Pozo opera establemente con BN, se observa muy bajo potencial
- Produce el 77 % del AOF.

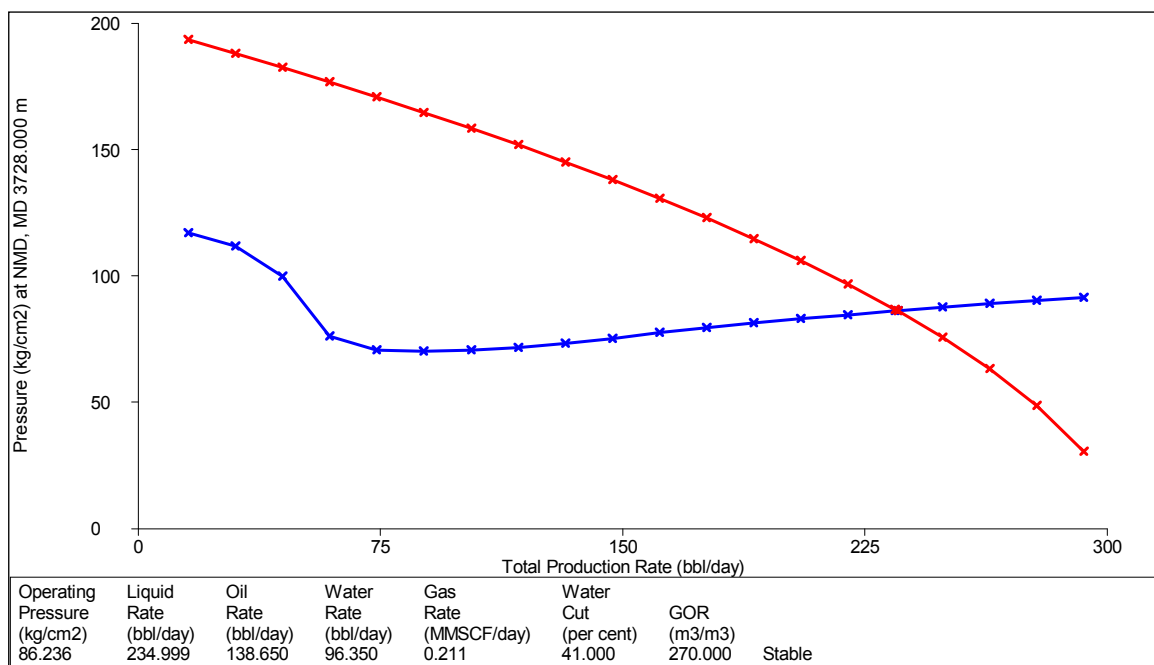


Fig. 7.23. Curva de operación, condición actual

Entre las alternativas para incrementar la producción del pozo Cactus-301, se evaluó la posibilidad de incrementar el gasto de gas de inyección, determinando su valor óptimo. La figura 7.24 muestra el comportamiento del gasto de líquido como función del gasto de gas de inyección. En esta se observa que al aumentar el gas para BN la producción se hace estable. Por ser un pozo de bajo aporte, se observa que con un gasto de gas de inyección de 0.9 MMPCD se obtiene una producción óptima, reduciendo con respecto a la condición actual en 0.5 MMPCD .

La segunda evaluación, figura 7.25 fue la de profundizar el punto de inyección a 3094m (primer mandril). Según el análisis nodal, es posible profundizar el punto de inyección de 2542 a 3094 m., incrementando la producción de aceite en 13 BPD, manteniendo un gasto de inyección máximo de 1.30 MMPCD de gas, a una presión de inyección de 60 Kg/cm².

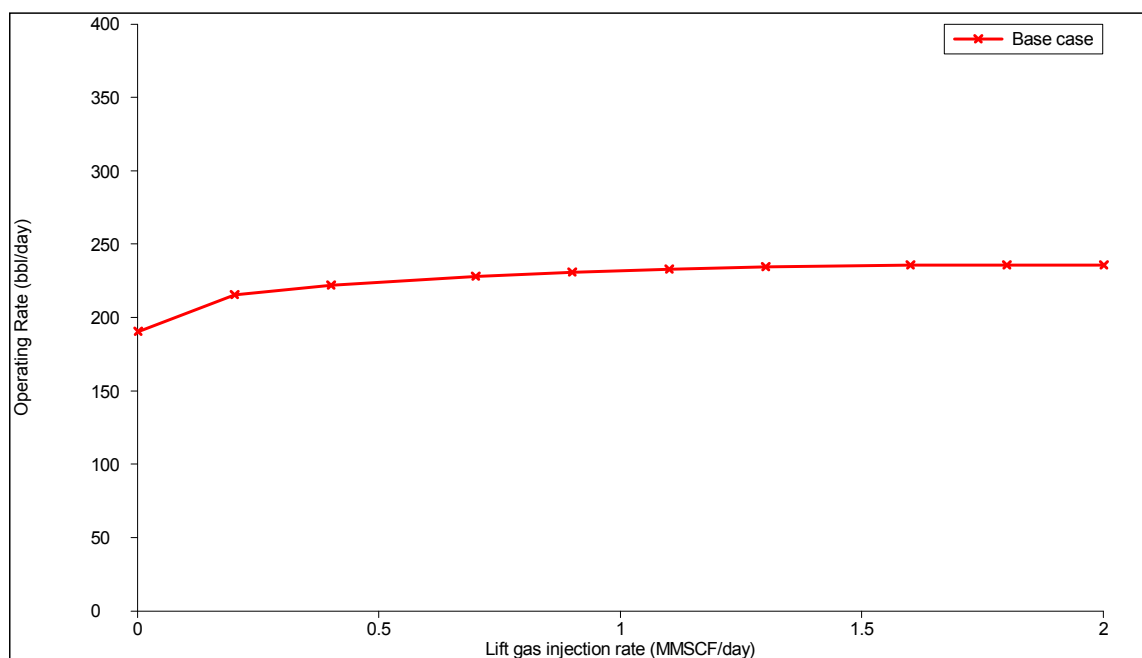


Fig. 7.24 Curva de gasto de líquido vs Gas de inyección.

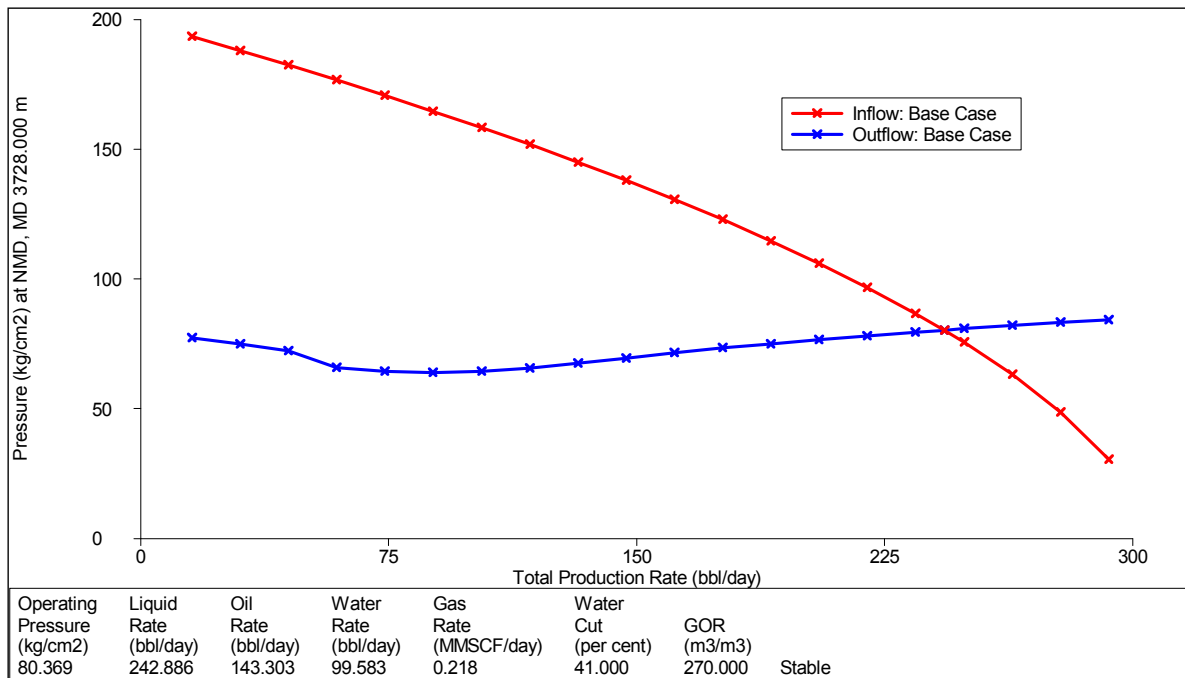


Fig. 7.25 Curva de operación, condición inyectando a 3094m

7.2.4.10 Diagnóstico

- No se visualizan intervalos prospectivos, el Cretácico Superior se observa con baja resistividad y sin movilidad.
- En Diciembre 2003 se dispara 3708-3740m, comenzando la producción de agua, con un porcentaje promedio de 55%.
- Registro PT, del 08-Agosto-06, indica que el intervalo 3750-3770m no presenta aporte.
- Registro PT del 19-02-08 se observa nuevamente a 3750-3770m sin aporte. El intervalo 3685-3740m presenta aporte, pero a partir de aprox. 3720m se observa un gradiente de agua.
- En registro PLT de Junio 2008, se observa el mayor aporte de fluidos desde 3685m a 3710m aproximadamente (mayor movimiento). El registro de densidad indica que a partir de 3706m el fluido presente es agua. El intervalo 3750-3760m, no presenta aporte. No se registro el intervalo 3760-3788m, pero se puede concluir que de aportar el fluido presente seria agua.

- Según el análisis nodal, es posible profundizar el punto de inyección de 2542 a 3094 m., incrementando la producción de aceite en 13 BPD, manteniendo un gasto de inyección máximo de 1.30 MMPCD de gas, a una presión de inyección de 60 Kg/cm².

7.2.4.11 Propuesta y recomendación

Como acción inmediata, se recomienda reducir el gasto de gas de inyección a 0.9 MMPCD.

Efectuar una Reparación Mayor sin equipo:

- Calibrar
- Tratar con cemento microfino los intervalos 3685–3740m 3750–3770m.
- Re-disparar con pistolas de alta penetración y faseadas el intervalo 3685-3698m
- Evaluar
- Estimular de ser necesario según propuesta suministrada

Producción esperada

Efectuar exclusión de agua en 3685–3740m, 3750–3770m. Re-disparar con pistolas de alta penetración y faseadas el intervalo 3685-3710m.

Para el cálculo de la producción esperada se consideró lo siguiente:

- Permeabilidad: 6 mD, espesor disparado: 25m, p_{ws} : 200 kg/cm², agua: 25%, salinidad 130000 ppm, RGA: Se mantuvo constante con respecto al caso base.
- Se mantuvo el punto de inyección @ 2542m. Similarmente se evaluó la posibilidad de bajar el punto de @ 3094m. No se observa incremento significativo con respecto al punto de inyección actual, por lo cual se recomienda mantener punto de inyección. El incremento es de 4 BPD.
- Activar con BN y gas de inyección de 0.6 MMPCD, se considera sobre-inyectado con el gas actual de 1.4 MMPCD
- NMD: 3698m

- Radio de Pozo de 3.5”
- Curvas de Permeabilidad Relativa promedio del campo Cactus zona central, usadas en la simulación del yacimiento, fueron las empleadas para la predicción de la producción de aceite del pozo Cactus 301. Las tablas 7.25 y 7.26 muestran los datos de permeabilidad relativa en las fases gas/ aceite y agua/aceite, respectivamente.

Sg	Krg	Kro
0	0	1
0.053	0.007	0.829
0.105	0.019	0.679
0.158	0.034	0.55
0.211	0.051	0.439
0.263	0.069	0.346
0.316	0.09	0.267
0.368	0.111	0.202
0.421	0.134	0.149
0.474	0.158	0.107
0.526	0.183	0.074
0.579	0.209	0.049
0.632	0.237	0.031
0.684	0.265	0.018
0.737	0.294	0.01
0.79	0.323	0.004
0.842	0.354	0.002
0.895	0.385	0
0.947	0.417	0
1	0.45	0

Tab. 7.25 Permeabilidades relativas gas/aceite

Sw	Krw	Kro
0	0	1
0.053	0	0.905
0.105	0	0.814
0.158	0	0.728
0.211	0	0.646
0.263	0.001	0.568
0.316	0.001	0.496
0.368	0.003	0.427
0.421	0.006	0.364
0.474	0.012	0.305
0.526	0.021	0.251
0.577	0.035	0.202
0.632	0.056	0.158
0.684	0.087	0.119
0.737	0.131	0.085
0.79	0.191	0.056
0.842	0.272	0.033
0.895	0.38	0.016
0.947	0.52	0.004
1	1	0

Tab. 7.26 Permeabilidades relativas agua/aceite

La curva de producción esperada se muestra en la figura 7.26.

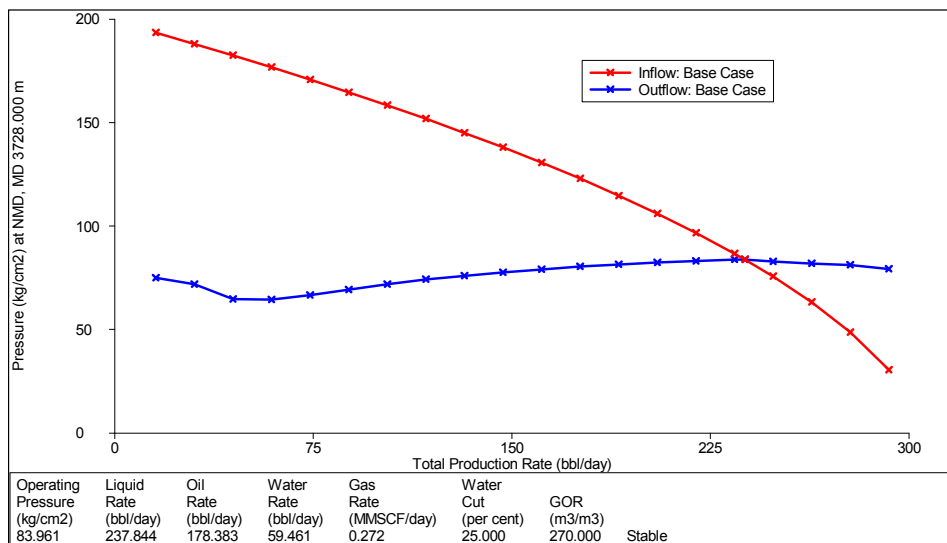


Fig. 7.26 Curva de operación, pronóstico de producción. Inyección @ 3094m

Gasto estimado 174 BPD aceite, 0.26 MMPCD gas de formación, 0.6MMPCD de gas de inyección y 25% de agua, tabla 7.27.

TRABAJO RECOMENDADO	Producción Actual BPD	Producción Actual MMPCD	Producción Pronosticada BPD	Producción Pronosticada MMPCD	Producción Incremento BPD	Producción Incremento MMPCD
Reparación Mayor	100	0.2	174	0.3	74	0.1

Tab. 7.27 Recomendaciones, producción esperada.

7.2.4.12 Evaluación y riesgo económico

Se realizó la evaluación económica utilizando un modelo para el cálculo del Valor Presente Neto Incremental, este es la diferencia entre la producción actual y la producción estimada luego de la intervención propuesta, con las respectivas declinaciones.

Las premisas para llevar a cabo la evaluación económica fueron suministradas por el activo, las mismas son dadas en la tabla 7.28.

Precio de Venta del Aceite (US\$/BI)	51.90
Tasa de Descuento (%)	12.0%
Paridad Cambiaria (\$MN/US\$)	11.20

Tab.7.28 Premisas para evaluación económica

Los datos correspondientes al pozo Cactus 301, son los observados en la tabla 7.29

Producción actual (BPD)	100
Declinación actual (%)	1.7%
Qo incremental estimado	74.00
Producción inicial estimada después de la intervención (BPD)	74.00
Declinación inicial estimada después de la intervención (%)	5%
Duración de la declinación inicial (días)	90
Declinación estabilizada estimada después de la intervención (%)	3.00%
Costo de la intervención MM\$	3

Tab. 7.29 Datos para evaluación económica

Se estableció 24 meses como horizonte económico y el perfil de producción evaluado puede observarse en figura 7.27. Los resultados obtenidos fueron los siguientes, tabla 7.30.

COSTO ESTIM. (MM\$)	VPN (MM\$)	VPN/VPI
3.00	3.34	1.11

Tab. 7.30 Resultados de evaluación económica

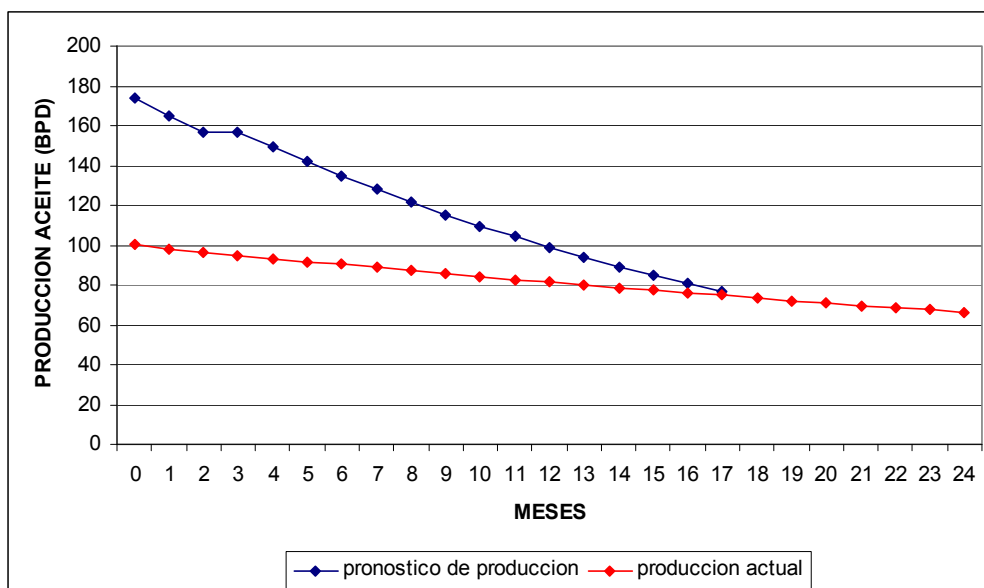


Fig. 7.27 Perfil de producción luego de intervención

La evaluación de riesgo se realizó tomando como variables de incertidumbre los siguientes parámetros: Producción inicial incremental, declinación después de intervención, duración de la declinación inicial luego de intervención, costo de Intervención y precio de venta.

Estas variables se caracterizaron utilizando las estadísticas de las intervenciones realizadas en el activo en el periodo 2005-2008. De los resultados de la evaluación probabilística del VPN incremental se observan que se tiene la probabilidad del 71.02% de obtener un VPN mayor de cero.

7.2.4.13 Resultados

De acuerdo a las recomendaciones y el dictamen emitido, se efectuaron las siguientes intervenciones al Pozo Cactus 301:

- Se efectuó la exclusión de agua con 20 m³ de xileno + 5 m³ de sistema Moc-One + 25 m³ de Diesel.
- Se re-disparo el intervalo 3694-3688 m.
- Se bajó Tubería Flexible a 3600 m, con un gasto de inyección de Nitrógeno de 15 m³/min., a una presión de 1,200 psi, para inducir y medir el pozo.
- El 30-31 de Agosto del 2008 con U.L.A. (unidad de línea de acero) se bajó y recuperó tapón a 3090 m., e instaló válvula de 12/64" a 3090 m.

Obteniendo los siguientes resultados, tabla 7.31:

Producción Anterior			Producción Esperada			Producción Real		Variación de Producción Real vs Esperada	
Qo (BPD)	Qg (MMPCD)	Agua (%)	Qo (BPD)	Qg (MMPCD)	Agua (%)	Qo (BPD)	Qg (MMPCD)	Qo (BPD)	Qg (MMPCD)
100	0.20	55	174	0.30	30	207	0.0	33	-0.30

Tab. 7.31 Resultados obtenidos con la ejecución de la propuesta.

De la tabla 7.31 podemos observar que se superó la producción de aceite esperada en 33 BPD, en cuanto al gas no se tuvo producción, lo cual se considera como benéfico, ya que nos puede representar en el futuro una mayor recuperación de aceite, porque se evita un depresionamiento acelerado del yacimiento.

7.3 Discusión de resultados casos de aplicación

Los casos presentados muestran que mediante la implementación de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos es posible restablecer o incrementar la producción de hidrocarburos optimizando el sistema integral yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, revirtiendo la tendencia declinante de la producción de aceite y gas.

En todos los casos se formaron equipos de trabajo multidisciplinarios con personal interno y externo, los cuales mediante un enfoque sinérgico generaron acciones de explotación (propuestas documentadas) de corto y mediano plazo.

En el caso de PEP Región Sur se analizaron dos proyectos: En el Proyecto Integral Campo Jujo-Tecominoacan se analizaron 94 pozos, generando alternativas de solución en una primera fase de 60 pozos con una producción incremental esperada de 32,609 BPD de aceite y 64.9 MMPCD de gas y 34 pozos en una segunda fase con una producción incremental de 22,427 BPD de aceite y 32.1 MMPCD, en el Complejo Antonio J. Bermúdez se identificaron 45 oportunidades de mejoramiento de producción con una producción incremental de 23,502 BPD de aceite y 28.6 MMPCD de gas.

En el caso de PEP Región Norte se analizó el Proyecto Integral Arcabuz Área Norte, permitiendo incrementar la producción de gas mediante la optimización de pozos e instalaciones existentes, analizando 74 pozos de los cuales 56 tuvieron oportunidad, 4 sin posibilidad y 14 con oportunidad a largo plazo, permitiendo un incremento de producción de 12.5 MMPCD producto de los 56 pozos mencionados.

El análisis integral de productividad del pozo Cactus 301 en el 2008 del Activo Integral de Explotación Muspac de PEP Región Sur, permitió incrementar su producción en un 107% al incrementar su producción de aceite de 100 BPD a 207 BPD sin producción de gas, evitando con ello el depresionamiento del yacimiento al disminuir

en su totalidad la producción de gas, representando a futuro una mayor recuperación de aceite.

En todos los casos de estudio presentados se analizaron pozos fluyentes y cerrados con y sin posibilidades de explotación, empleando software técnico validado por la Red de expertos en Productividad de Pozos de la STE.

Todos los casos presentados son de aplicación real mostrando beneficios importantes para PEP, siendo alguna de ellas: la identificación de oportunidades de mejoramiento de producción a corto, mediano y largo plazo, trabajo en equipo multidisciplinario, cambio de la cultura de trabajo capitalizando la experiencia y conocimiento de todos, generación de mejores prácticas, aplicación de tecnología de vanguardia, etc. Todo lo anterior con el apoyo de la metodología y estrategia de ASIPP, permitiendo con esto optimizar la explotación de manera integral de los yacimientos y/o campos-pozo-instalaciones superficiales para mantener o incrementar la producción de hidrocarburos y así apoyar al cumplimiento Estratégico Nacional de Producción de PEP.

CAPÍTULO VIII

DISCUSIÓN DEL TRABAJO Y CONSOLIDACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS EN PEP

8.1.- Introducción

Actualmente los principales retos de la Industria Petrolera Mexicana son incorporar reservas, mantener la producción de hidrocarburos, maximizar la recuperación de hidrocarburos y optimizar la rentabilidad de los campos petroleros, para lo cual se requiere realizar estudios técnicamente robustos y sustentables, aplicando las mejores prácticas y tecnologías de vanguardia, para encontrar mejores alternativas de explotación de yacimientos, así mismo, atenuar y/o revertir la tendencia declinante en la producción de aceite y gas y así prolongar la vida de los pozos y campos.

En este trabajo se documenta la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASSIP), la cual presenta un nuevo concepto, una metodología y estrategia de ASIPP, que permite identificar oportunidades rápidas, eficientes y eficaces para restablecer, mantener o incrementar la producción de hidrocarburos a corto, y mediano plazo. La ASIPP apoya en gran medida al cumplimiento de los retos que enfrentan las industrias petroleras incluyendo a PEP, mediante la formación de equipos de trabajo multidisciplinarios enfocados en realizar estudios integrales en Productividad de Pozos para cumplir con los retos descritos.

8.2 Retos y áreas de oportunidad

Hoy en día el precio del barril de petróleo se encuentra por arriba de los 40 USD, por lo que la mayoría de los proyectos de productividad de pozos de las compañías petroleras son rentables. Por esta razón en marzo de 2008 se efectuó un análisis integrando el universo de pozos perforados con que contaba PEP a febrero de ese año, dando un total de 24,055 pozos, clasificados como se muestra en la figura 8.1, mostrando que se presenta un universo de posibilidades para aplicar productividad de

pozos a pozos operando, y previo análisis a pozos cerrados con y sin posibilidades de explotación.

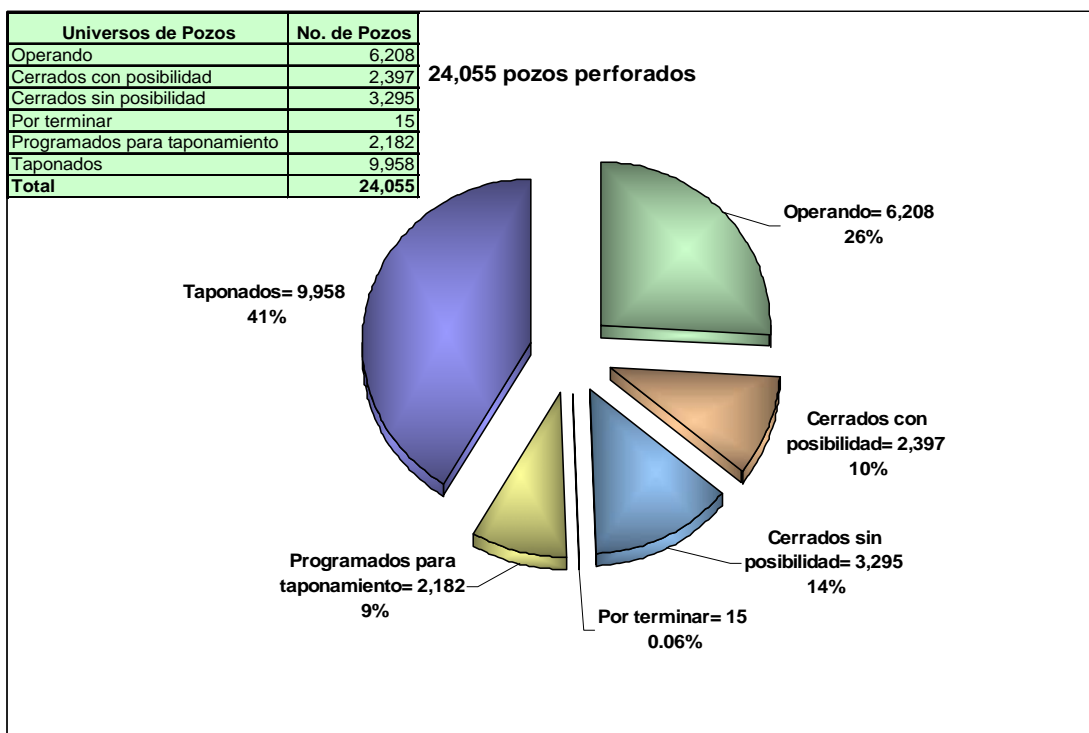


Fig. 8.1 El Universo de pozos en PEP en febrero de 2008.

De lo anterior se observa que la cantidad de pozos operando es de 6,208 que representa el 26 %, de los cuales un gran porcentaje de estos no se encuentra operando a su máxima capacidad, así como, 2,397 pozos cerrados con posibilidad, los cuales están clasificados como cerrados por los siguientes conceptos: improductivo por problemas mecánicos debido a que en su momento no se contaba con herramienta de pesca o no existía la tecnología adecuada para resolver el problema; desconocimiento de formaciones impregnadas de hidrocarburos por falta de información geológica y geofísica actualizada; invasión de agua o gas, donde actualmente la industria ya cuenta con bloqueadores mecánicos y/o químicos para fluidos indeseables (agua y gas); por falta de sistemas artificiales adecuados, etc. Por lo anterior es importante destinar personal técnico especialista en Productividad de Pozos, exclusivo y permanente para que de manera integrada analicen el estado real de los pozos a tiempo completo, y así

proponer acciones de mejora de producción. Este equipo de especialistas en productividad de pozos no deberá distraer su atención en los trabajos ni en la operación diaria que representa la explotación de los campos petroleros, deben de estar enfocados en el análisis integral (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales) bajo un programa de trabajo y la metodología ASIPP, así como, generar la documentación de las acciones en pozos e instalaciones ante los departamentos correspondientes y llevar un control y seguimiento continuo de la ejecución, así como, su evaluación técnica y económica de la rentabilidad de las intervenciones realizadas a los pozos e instalaciones sub y superficiales.

Posteriormente se realizó un análisis con la finalidad de obtener una primera aproximación de mejora de incremento de producción. Considerando que el número de pozos operando al cierre de 2007 es de 5,959, figura 8.2, se observó que la mayoría de los pozos se localizan en la Región Norte, en los Activos Integrales de Explotación Burgos, Poza Rica-Altamira y en el caso de la Región Sur en los Activos Cinco Presidentes, Bellota-Jujo y Samaria-Luna, en la Región Marina Noreste en el activo de explotación Cantarell. En este caso, considerando que del número de pozos operando se pudiese mejorar la producción en solamente el 25 % de pozos o sea aproximadamente 1,500 pozos y con un promedio de incremento de producción de 100 BPD y de 0.25 MMPCD de gas, se obtendría una mejora de **150,000 BPD de aceite y 375 MMPCD de gas**, como primera visión clase 5. En la figura 8.3 se observa que la cantidad de pozos cerrados con posibilidad de explotación es de 2,397 de los cuales la mayoría de ellos se encuentra en la Región Norte en los Activos integrales de explotación Poza Rica, Burgos, y en el caso de la Región Sur en Cinco Presidentes, Bellota-Jujo, Macuspana y Muspac, para la Región Marina Noreste en Cantarell, y considerando como un visión preliminar que del número de pozos cerrados se pudiera poner en producción en solamente el 25 % de pozos o sea aproximadamente 600 pozos con un promedio de incorporación a producción de 100 BPD y de gas 0.25 MMPCD, arrojaría un incremento de **60,000 BPD de aceite y 150 MMPCD de gas**, como una primera visión clase 5, dando un total de **210,000 BPD de aceite y 525**

MMPCD de gas. En el caso de la Región Marina Suroeste las oportunidades se encuentran incluidas en el POA por lo que no están incluidas dentro de la Estrategia de ASIPP.

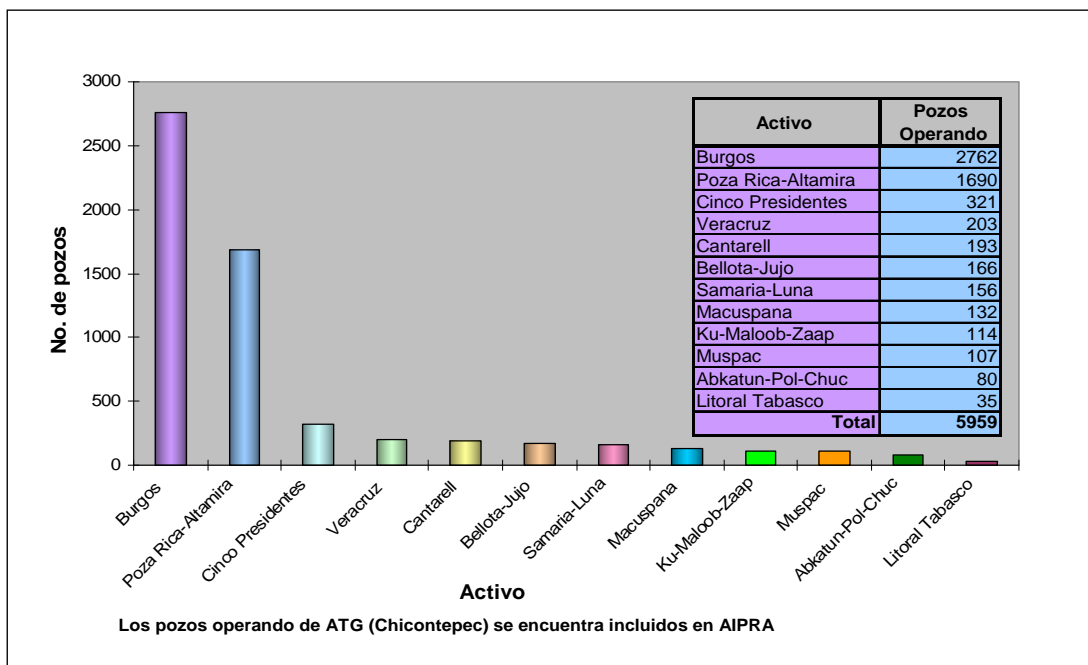


Fig. 8.2 Pozos operando al cierre 2007.

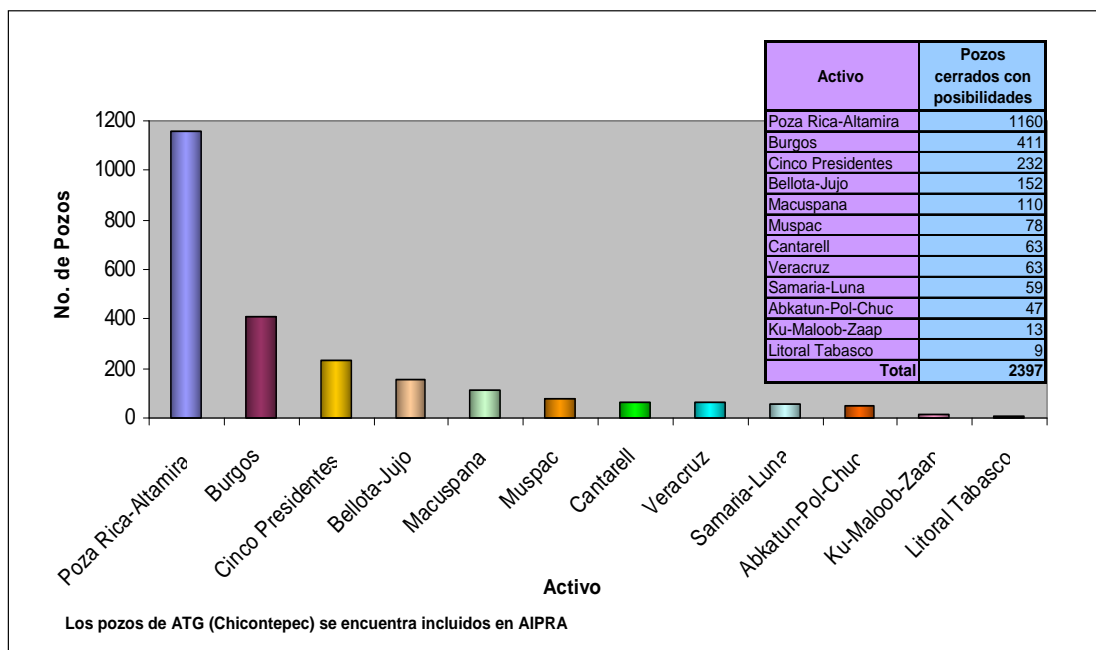


Fig. 8.3 Pozos cerrados con posibilidad de Explotación a 2007.

8.3 Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP)

La Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos figura 8.4, desarrollada permite: **a)** crear un concepto nuevo en Productividad de Pozos, **b)** Contar con una Metodología y Estrategia de ASIPP a nivel nacional, **c)** Integrar y consolidar 15 Equipos de Productividad de Pozos, **d)** Establecer una visión estratégica a nivel PEP basada en mejores practicas y tecnología de vanguardia encaminada a mantener una plataforma de producción con tendencia a incrementarse mediante acciones para maximizar la recuperación de hidrocarburos.

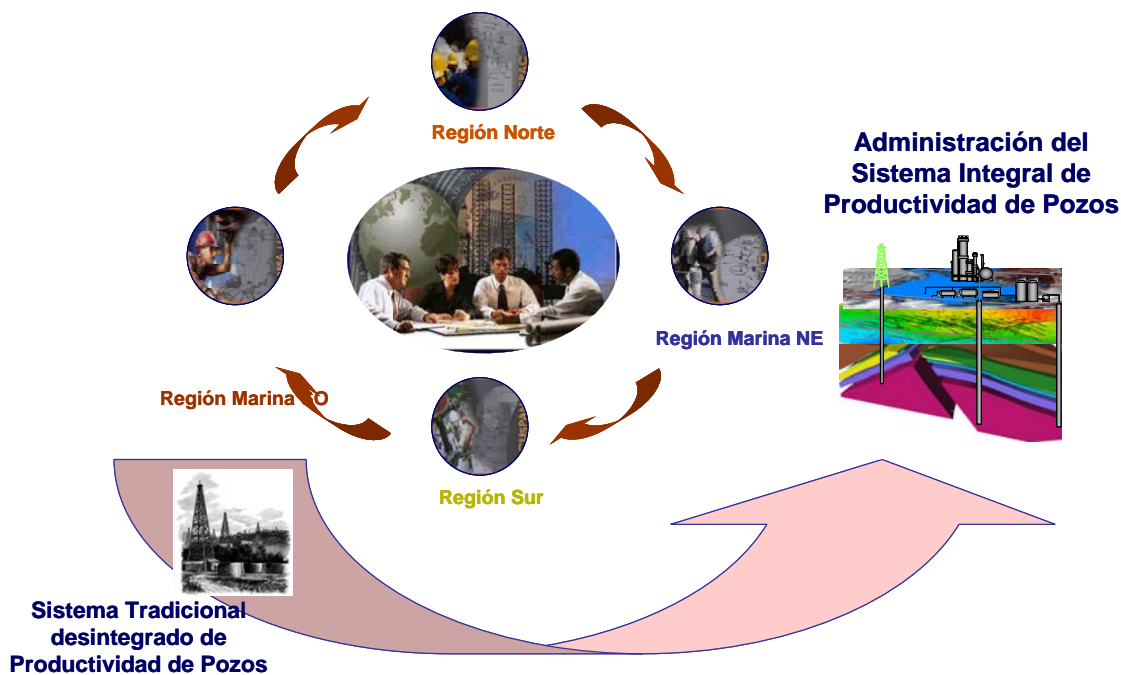


Fig. 8.4 Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos en PEP, (ASIPP).

8.3.1 Conceptos de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos en PEP

La ASIPP surge del concepto de Administración Integral de Yacimientos pero enfocada a los pozos petroleros, mediante una visión integral del sistema Yacimiento-Pozo-Instalaciones Superficiales, que permite interactuar de manera eficiente con las

diferentes disciplinas y áreas involucradas en proceso de Productividad de Pozos, para identificar oportunidades a corto y mediano plazo para el mejoramiento de la producción.

8.3.2 Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos

Mediante la aplicación de la Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (**MASIPP**), figura 8.5, se puede optimizar la explotación de manera integral (Yacimiento-Pozo-Instalaciones Superficiales), logrando con ello maximizar la producción, optimizar las inversiones, incrementar la rentabilidad, mejorar la seguridad, el medio ambiente y cumplir con las normas y leyes vigentes, así como también transferir a nivel nacional en PEP: metodología, tecnologías y las mejores prácticas a todos los campos petroleros de México, de tal forma que sea una práctica común la mejora continua en Productividad de Pozos.



Fig. 8.5 Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (MASIPP)

8.3.3 Análisis integral del estado de pozos a nivel nacional y capacidad de producción obtenible.

Del análisis realizado a los pozos abiertos operando y cerrados con posibilidades de explotación figuras 8.2 y 8.3, se realizó un segundo análisis mas a detalle

considerando las cuotas promedio por pozo, campo, Activo Integral de Explotación y equipo de productividad de pozos. Los resultados se plasmaron en las figuras 8.6 y 8.7, de las cuales se observa que el mayor incremento propuesto de producción de aceite se encuentra en las Regiones Marinas (equipo de productividad de pozos: Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Litoral de Tabasco, y Abkatún-Pol Chuc) representan un 57%. De la Región Sur los equipos de productividad de pozos Bellota, Jujo y Samaria-Luna representan el 35%, de la Región Norte los equipos de productividad de pozos Poza Rica y Aceite Terciario del Golfo representan el 4%.

En cuanto al incremento de gas se observa que el mayor incremento propuesto de producción de gas se encuentra de la Región Norte en los equipos de productividad de pozos Veracruz y Burgos representando un 31 %. De la Región Marina Suroeste en los equipos de productividad de pozos Litoral Tabasco y Abkatún-Pol Chuc representan el 30%, los equipos de productividad de pozos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap de la Región Marina Noreste el 11%.

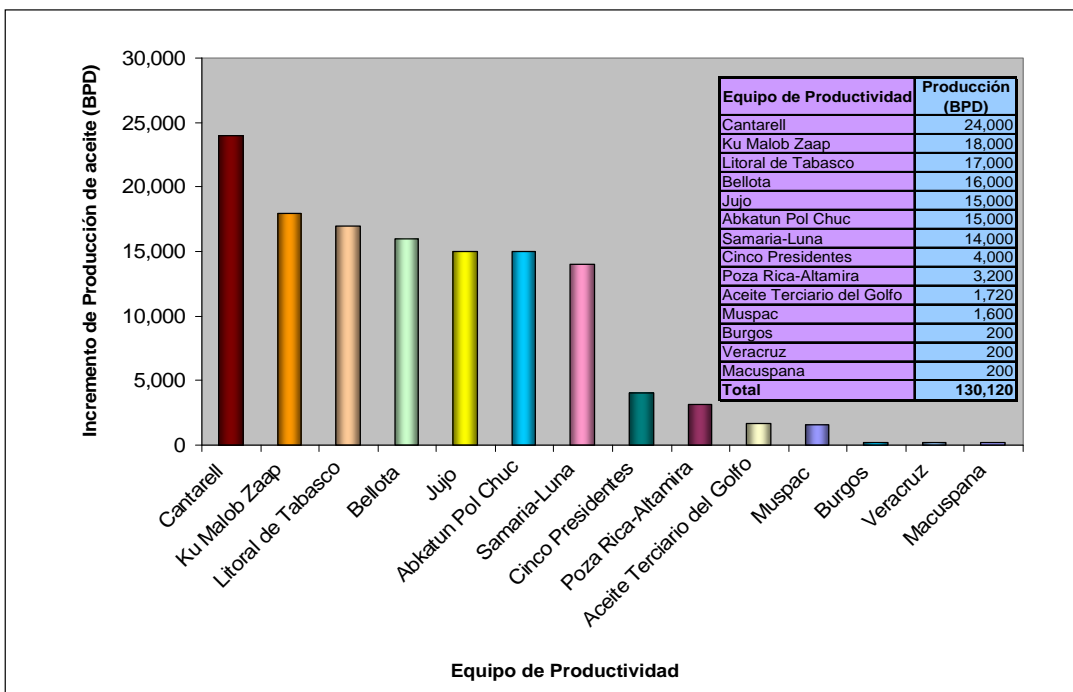


Fig. 8.6 Incremento de Producción de aceite evaluado para los pozos operando para diferentes equipos de productividad.

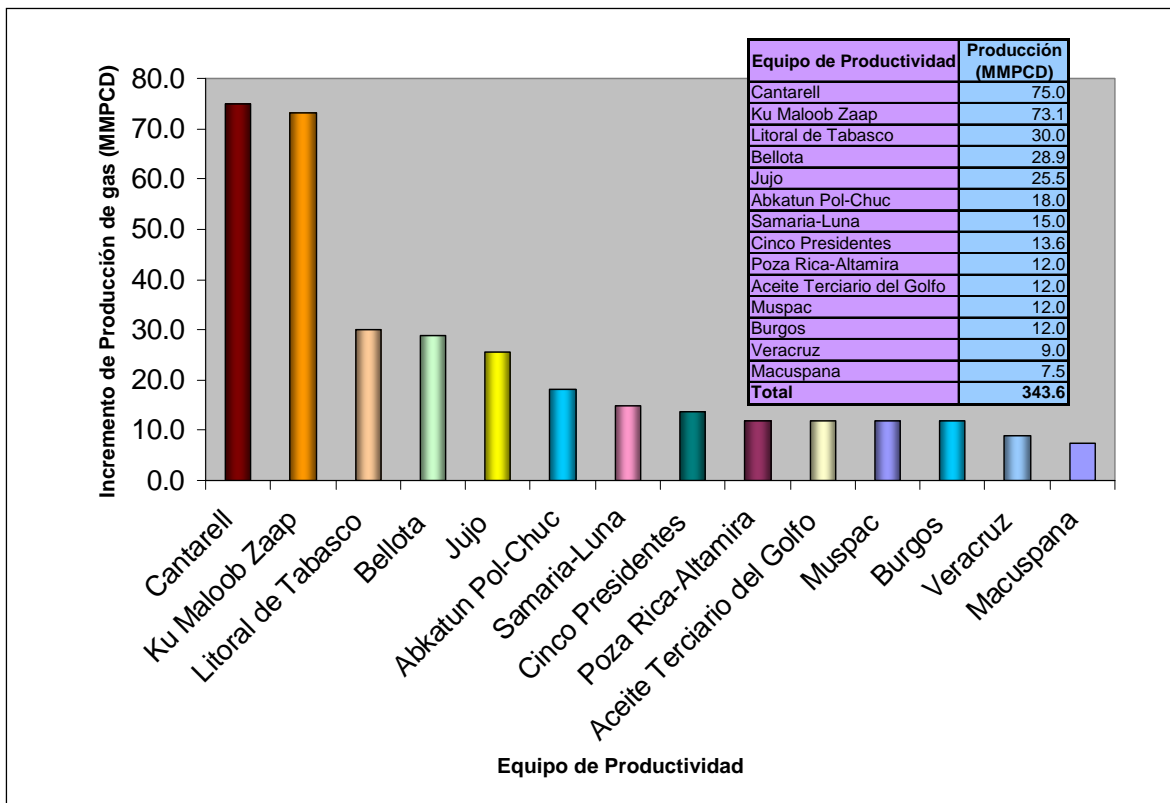


Fig. 8.7 Incremento de Producción de gas evaluado para los pozos operando para diferentes equipos de productividad.

Por otro lado, dentro de las actividades del Equipo de Productividad de Pozos, se consideró que dentro del Estudio Integral de Productividad de Pozos en último termino, se analizaran los 3,295 pozos que están cerrados sin posibilidades de explotación, estos no comprometen producción sin embargo debido a que el yacimiento es dinámico y esta expuesto a cambios fisicoquímicos, movimiento de hidrocarburos, procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, etc., es posible que algunos pozos pudieran incorporarse a producción, figura 8.8.

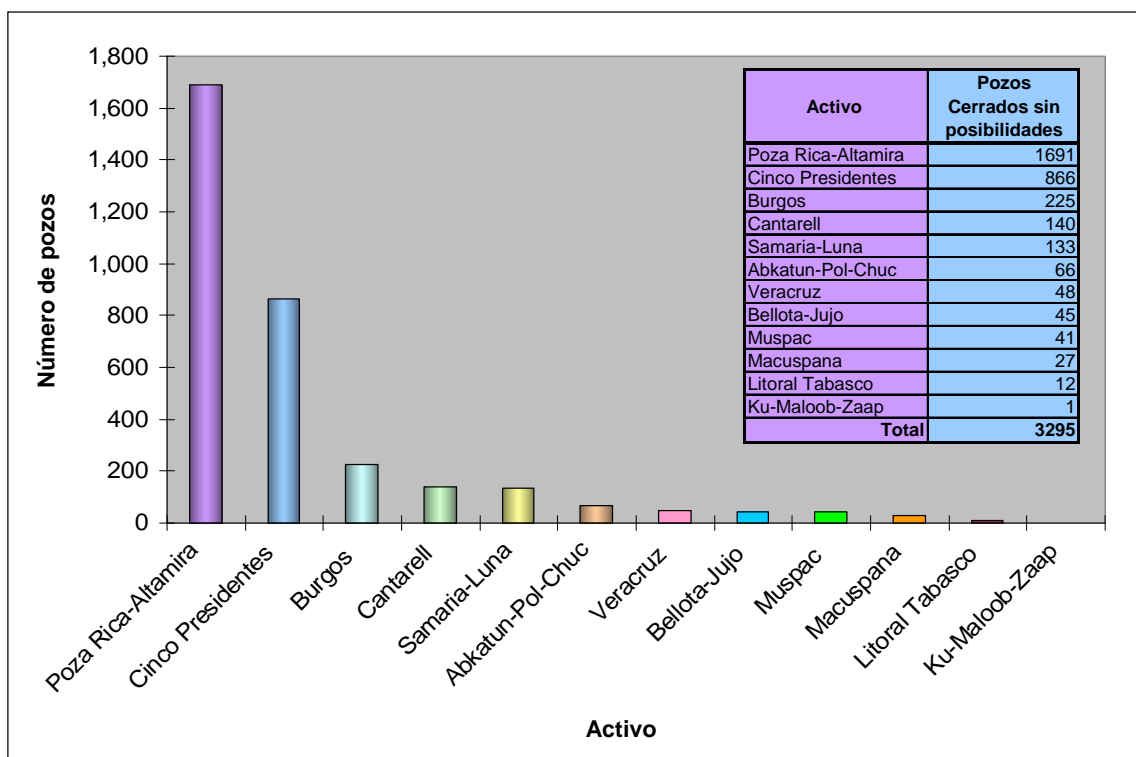


Fig. 8.8 Pozos cerrados sin posibilidades de explotación.

Una vez que se terminaron y clasificaron los pozos operando y cerrados con y sin posibilidades de explotación, se obtuvo finalmente la producción promedio por pozo de aceite y gas, la cual se integro por Equipo de Productividad y por Región:

- Región Norte: Burgos, AIPRA, ATG, Veracruz y Tampico.
- Región Sur: Muspac, Bellota, Jujo, Macuspana, Samaria-Luna, y Cinco Presidentes.
- Región MNE: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap
- Región MSO: Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol Chuc

Posteriormente se calcularon las producciones declinadas de aceite y gas por cada Equipo de Productividad en función de valores de declinadas de producción

promedio de sus yacimientos, para un periodo de vida productiva del proyecto a 15 años.

En las figuras 8.9 y 8.10 se presentan gráficamente las producciones declinadas de aceite y gas por Equipo de Productividad, así como sus valores.

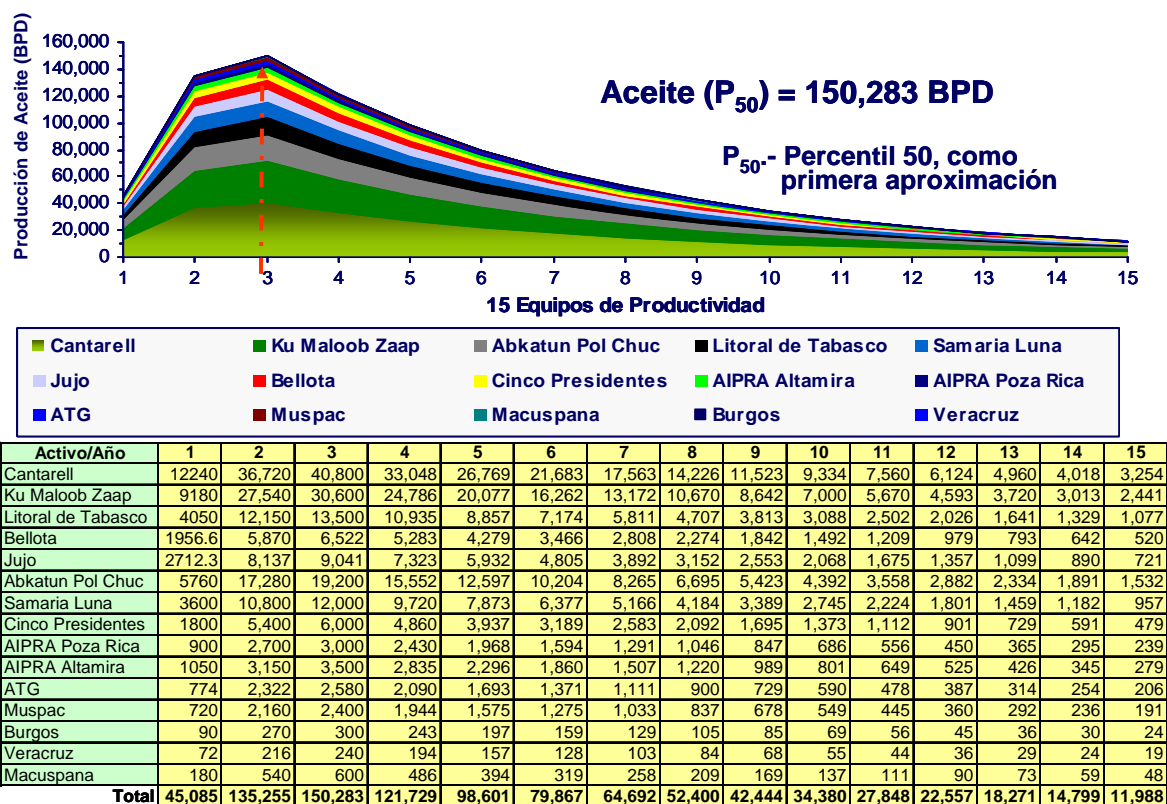


Fig. 8.9 Declinación de aceite por Equipo de Productividad para los diferentes activos de explotación.

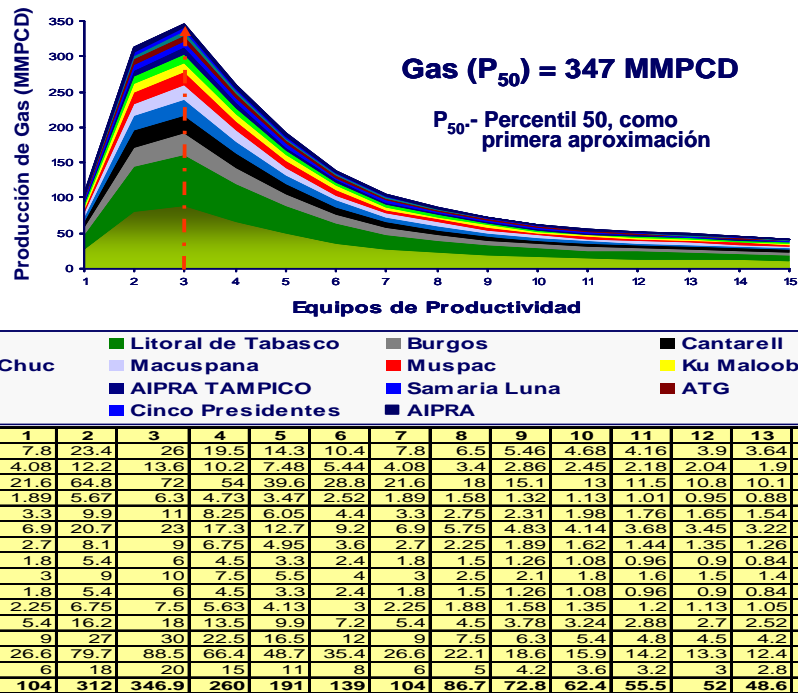


Fig. 8.10 Declinación de gas por Equipo de Productividad para los diferentes activos de explotación.

8.3.4 Estrategia de ASIPP en PEP

Con la finalidad de realizar **Estudios Integrales de Productividad de Pozos** para identificar oportunidades rápidas y a corto plazo se planteó y desarrolló la **Estrategia de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos**, figura 8.11 permitiendo con ello, incrementar y mantener la producción de hidrocarburos en los diferentes campos de los Activos Integrales de Explotación que constituyen PEP, apoyando a los programas de producción y disminuyendo la declinación de la producción de aceite y gas.

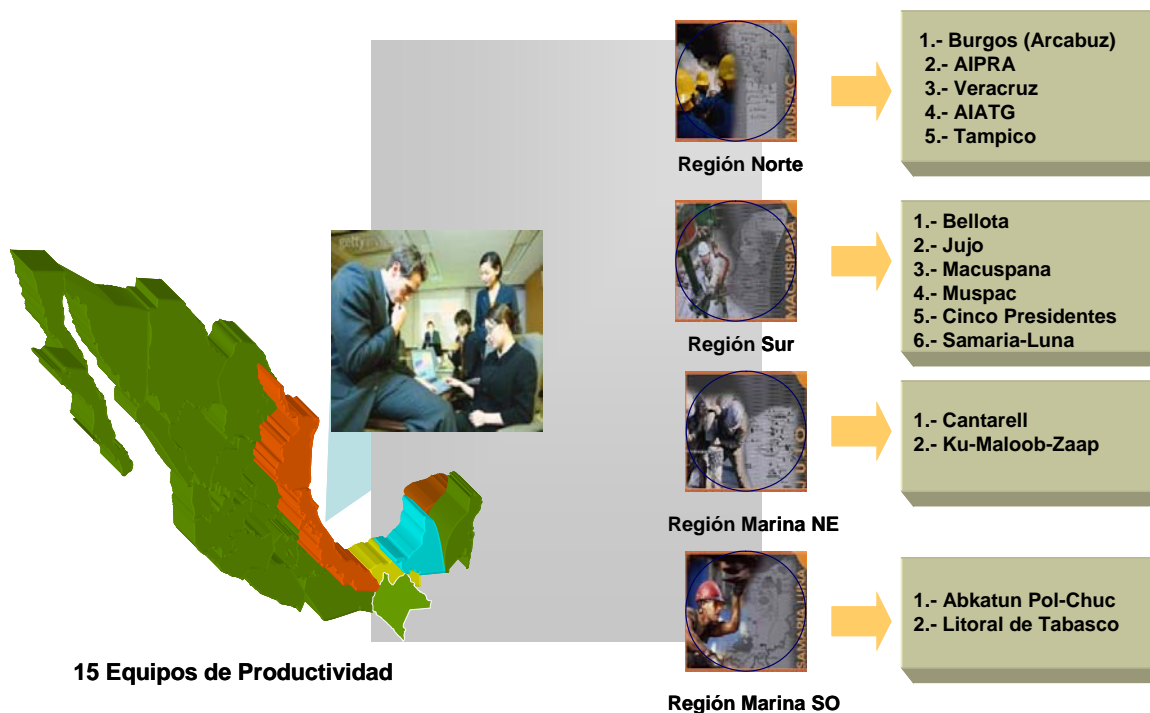


Fig. 8.12 Integración de 15 Equipos de Productividad Multidisciplinarios.

8.3.6 Administración de la información de productividad de pozos

Para garantizar el éxito de la Estrategia de ASIPP, es necesario contar con información técnica suficiente y validada, con herramientas apropiadas en administración del conocimiento en productividad de pozos, figura 8.13, constituidas por aplicaciones de software técnico para la simulación y diseño de las opciones de mejoramiento de productividad, espacios de colaboración virtual para compartir metodologías, mejores prácticas y procedimientos que permitan al equipo de productividad de pozos administrar adecuadamente toda la información del sistema integral yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, así como, herramientas en tiempo real, figura. 8.14, para la planeación, desarrollo y control de los proyectos de productividad de pozos para garantizar el cumplimiento de los compromisos de producción establecidos por cada equipo de productividad.



Fig. 8.13 Espacio de colaboración virtual de PEP Región Sur



Fig. 8.14 Portal de Administración del Conocimiento en Productividad de Pozos a nivel PEP.

8.3.7 Lineamientos, proceso de selección y estrategia de seguimiento y control de avances.

Para el desarrollo de la Estrategia de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, Estudios Integrales de Productividad de Pozos y la integración de los Equipos de Productividad se elaboraron lineamientos técnicos para soporte técnico a los Equipos de Productividad de Pozos (Anexo A), figura 8.15, el Proceso de selección de soporte técnico para los Equipos de Productividad de Pozos (Anexo B), figura 8.16 así como la estrategia de seguimiento y control de avance de los proyectos de productividad de pozos de PEP (Anexo C), figura 8.17.



Fig. 8.15 Lineamientos Técnicos para soporte Técnico a Equipo de Productividad de Pozos.

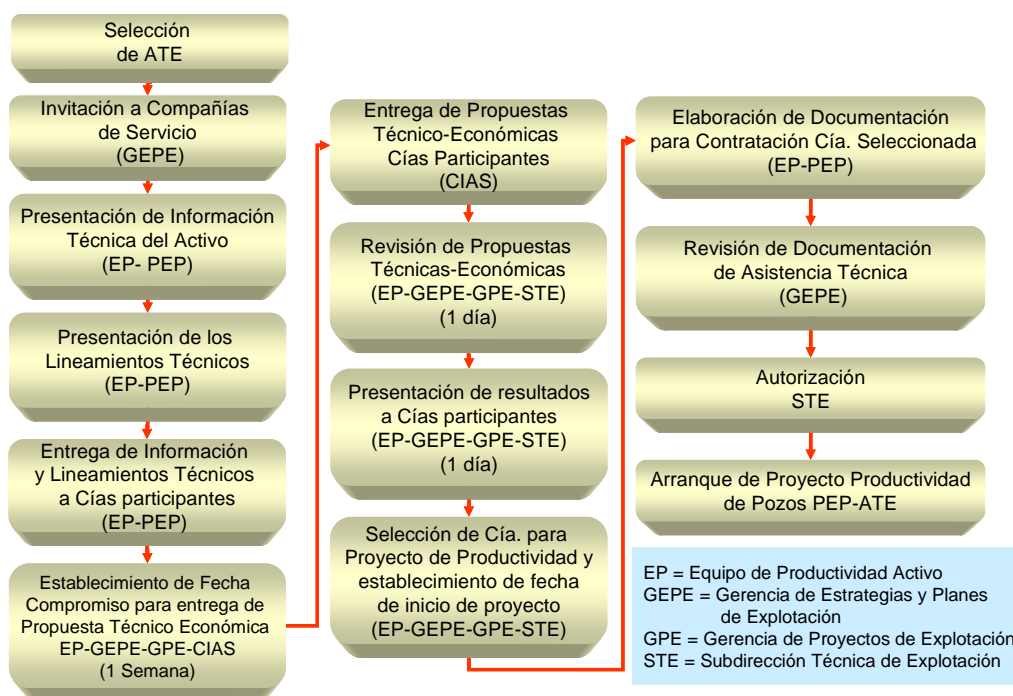


Fig. 8.16 Proceso de selección de soporte técnico para los Equipos de Productividad de Pozos.

Para contribuir al fortalecimiento del cumplimiento de la Estrategia de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, se desarrolló la estrategia de seguimiento y control de avance de los proyectos de productividad de pozos de PEP, la cual permitió el soporte y apoyo a los Proyectos de Productividad de Pozos en PEP, figura 8.16 colaborando con:

- Soporte técnico/metodológico, para identificar oportunamente desviaciones/áreas de atención.
- Emitir recomendaciones sobre el proceso de diseño y ejecución de las propuestas de productividad de PEP.
- Seguir el desempeño de los Equipos de Productividad (EP) de los Activos Integrales en el diseño de las propuestas.
- Realimentar periódicamente a los EP, equipos de asistencia técnica especializada (ATE), administración de los Activos, Gerencia de Proyectos de

Explotación Regional y Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación de la STE, sobre el desempeño de las ATE, áreas de atención y recomendaciones para mejorar continuamente el proceso de diseño y ejecución de los trabajos de productividad de PEP.

- Brindar y/o gestionar el soporte técnico y metodológico necesario para el cumplimiento de los compromisos y metas establecidos.

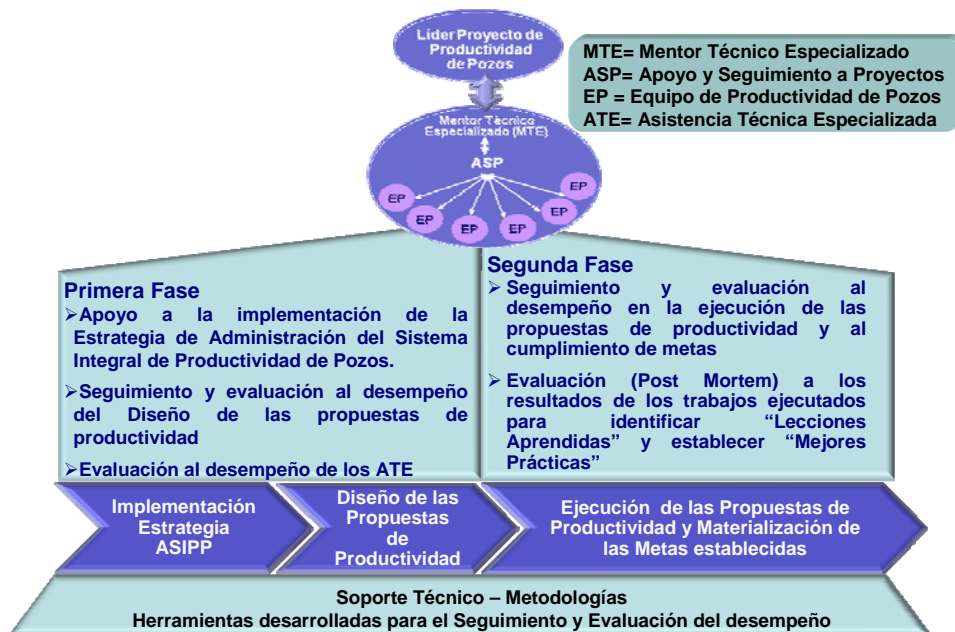


Fig. 8.17 Estrategia de Mentoría para el seguimiento y avance de los Proyectos de Productividad de Pozos en PEP.

El esquema se sustentó en un seguimiento a nivel de Equipo de Productividad, con una consolidación tanto a nivel de Activos Integrales (caso cuando un Activo Integral tenga más de un Equipo de Productividad) y a nivel Regional. La implementación de este alcance y esquema se soporto en dos herramientas que automatizaron la consolidación de resultados y permitió una rendición de cuenta homologada.

La información del progreso de las propuestas documentadas, ejecutadas y el resultado obtenido, se encuentra disponible en el portal de productividad de pozos de PEP, figura 8.14.

La evaluación del desempeño de las asistencias técnicas especializados (ATE), se realizó mensualmente desde dos perspectivas, el trabajo individual y el de equipo.

Ambas perspectivas consideraron 4 factores principales:

- Trabajo en equipo
- Calidad del trabajo realizado
- Cumplimiento de metas
- Liderazgo técnico

A estos factores y a sus respectivos aspectos específicos se les asignó una ponderación con base a la importancia relativa.

La escala de evaluación utilizada es del 1 al 5, la cual representa:

- 5 - Excelente
- 4 – Muy Bueno
- 3 – Aceptable
- 2 – Regular
- 1 - Mejorable

Para el seguimiento y retroalimentación de los avances de los Proyectos de Productividad de Pozos en PEP, se estableció un flujo de trabajo, figura 8.18. Donde se parte del suministro de la información necesaria para el seguimiento y avance de las propuestas de productividad, la retroalimentación oportuna a los Equipos de Productividad, Coordinaciones de Diseño de Explotación de los AIE (Activos Integrales de Explotación) y STE (Subdirección Técnica de Explotación), sobre las áreas de atención y recomendaciones para mejorar el cumplimiento de las metas.

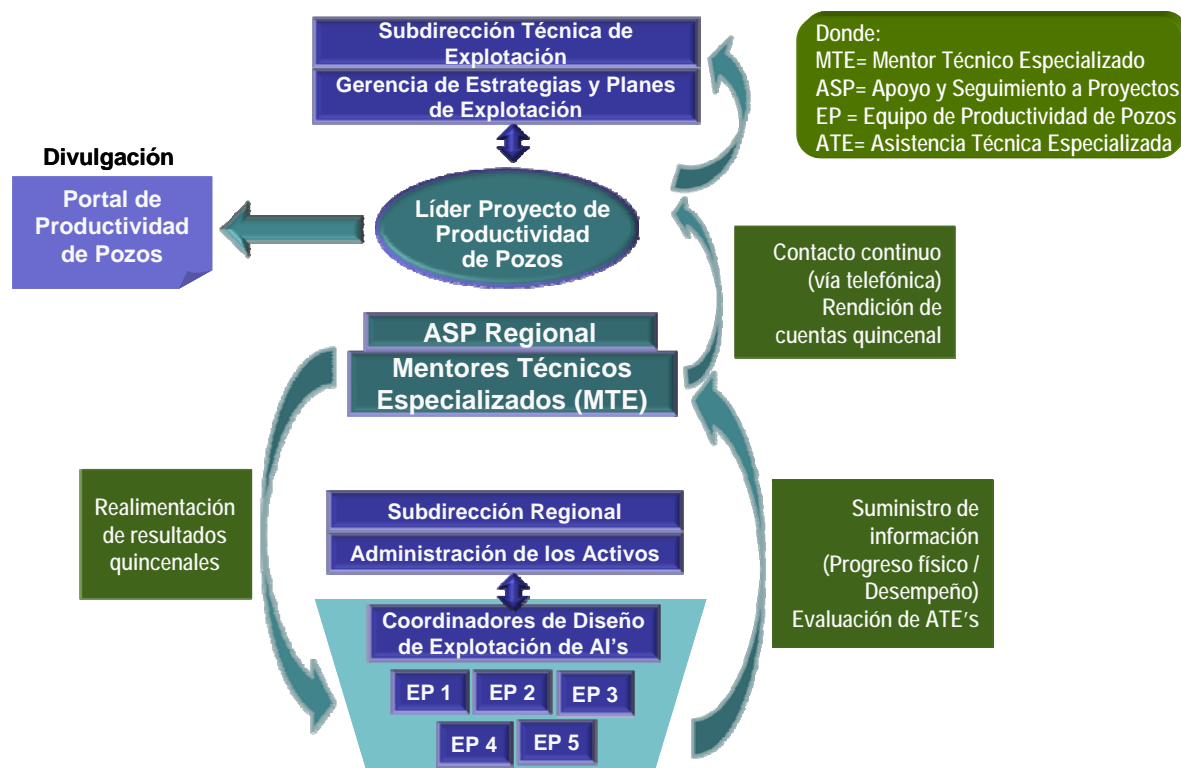


Fig. 8.18 Flujo de trabajo para el seguimiento y retroalimentación de los avances de los proyectos de Productividad de Pozos en PEP.

8.4 Resultados y su análisis

Actualmente la Estrategia ASIPP se encuentra a marzo de 2009 en ejecución, trabajando para cumplir el compromiso inicial de producción (150,283 BPD de aceite y 347 MMPCD de gas). Los resultados actuales a nivel nacional, figura 8.19, muestran que se han identificado en PEP, 577 oportunidades de mejoramiento de producción, de las cuales se han realizado 220, dando como resultado una producción adicional de 115,019 BPD de aceite y 168.6 MMPCD de gas. De lo anterior se puede decir que a tan solo un año se ha alcanzado un cumplimiento mayor al esperado del 77% en aceite y 49% en gas, con tan solo un cumplimiento del 38 % de avance en las ejecuciones de las oportunidades.

En la figura 8.19 se muestran los compromisos de producción de aceite y gas, así como las oportunidades ejecutadas y la producción obtenida por Región de PEP.

La Estrategia se encuentra en su etapa de ejecución y se han realizado 220 Oportunidades de Mejoramiento de Producción de las 577 oportunidades identificadas en los Proyectos de Productividad de Pozos, dando como resultado en tanque 115.019 BPD de aceite y 168.6 MMPCD de gas, cumplimiento mayor al esperado del 77 % en aceite y 49% en gas, con sólo un 38 % de avance en la ejecución, con base al compromiso inicial del proyecto (150,283 BPD aceite y 347 MMPCD gas).



Fig. 8.19 Resultados de la Estrategia de ASIPP a nivel sistema.

A continuación se presentan los resultados de las Región de PEP Sur y Norte.

En la figura 8.20 se muestran los resultados de los 6 Equipos de Productividad de PEP Región Sur con el compromiso inicial de identificar 300 oportunidades de mejoramiento para obtener una producción adicional de 42,214 BPD de aceite y 76.7 MMPCD de gas. Con tal solo 83 oportunidades ejecutadas (28% de avance respecto al compromiso), se tiene una producción adicional obtenida de 26,811 BPD de aceite y 61.9 MMPCD de gas, representando un avance del 64% en aceite y un 81% en gas.

No	Equipo de Productividad	Compromisos			No. de Pozos Visualizados	No. de Pozos Analizados	Oportunidades detectadas y documentadas	Producción Esperada		Oportunidades Realizadas	Producción Obtenida	
		Oportunidades	BPD	MMPCD				BPD	MMPCD		BPD	MMPCD
1	Muspac	40	2,400	18	50	40	40	6,300	39.3	15	1,275	3.75
2	Bellota	40	6,522	6.3	58	58	43	12,074	33.9	17	8,674	21
3	Samaria-Luna	40	12,000	9	118	73	40	18,000	17.6	11	5,966	16.5
4	Jujo	65	14,692	17.7	162	91	53	28,610	65.47	14	5,736	6.62
5	Macuspana	40	600	20	50	50	41	1,368	44.01	6	646	5.27
6	Cinco P.	75	6,000	5.7	100	90	75	7,244	13.9	20	4,514	8.74
Región Sur		300	42,214	76.7	538	402	292	73,596	214.2	83	26,811	61.9



Fig. 8.20 Resultados de los Equipos de Productividad Región Sur

En las figuras 8.21 y 8.22 se muestra de manera gráfica el avance en producción adicional de aceite y gas de cada uno de los equipos de productividad de pozos de PEP Región Sur, indicando el compromiso de producción inicial, el avance documentado, y lo ejecutado, en las cuales se observa que en el caso del Equipo de Productividad de Pozos Bellota se supero el compromiso de incremento de aceite establecido y en el caso de gas los Equipos de Productividad de Pozos Bellota y Samaria-Luna también lo superaron.

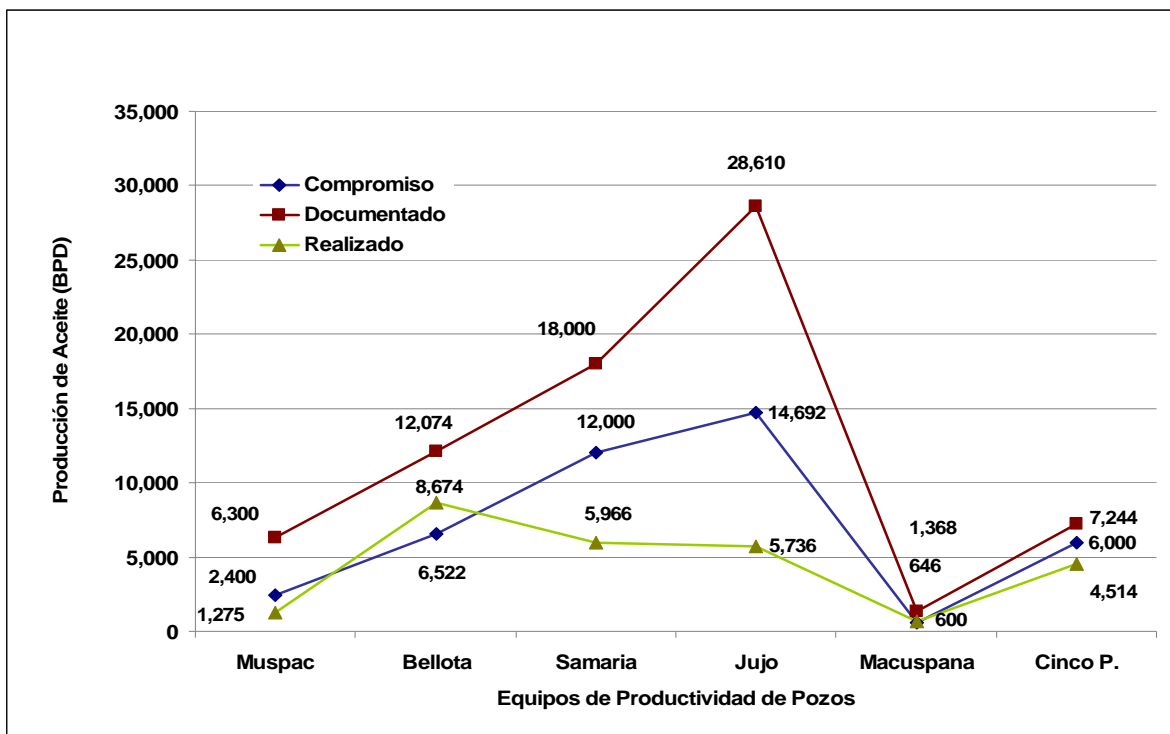


Fig. 8.21 Producción de aceite por oportunidad realizada en PEP Región Sur

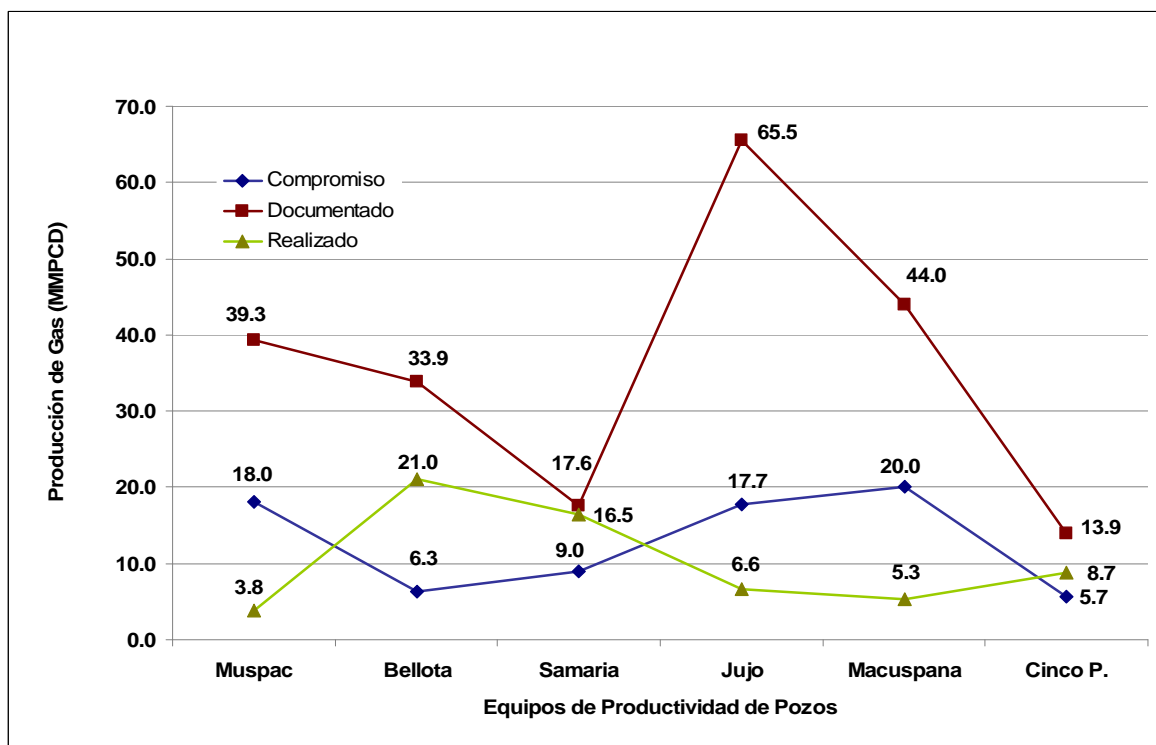


Fig. 8.22 Producción de gas por oportunidad realizada en PEP Región Sur

En las figuras 8.23 y 8.24 se muestra de manera gráfica el avance en producción adicional acumulada de aceite y gas de cada uno de los equipos de productividad de pozos de PEP Región Sur, indicando el compromiso de producción acumulada inicial, el avance documentado, y lo ejecutado. Con tan solo el 28% de las oportunidades ejecutadas se ha obtenido una producción adicional de 26,811 BPD de aceite y 61.9 MMPCD de gas quedando pendientes 217 oportunidades (72%) representando una producción adicional pendiente de ejecutarse de 46,785 BPD de aceite y 152 MMPCD de gas.

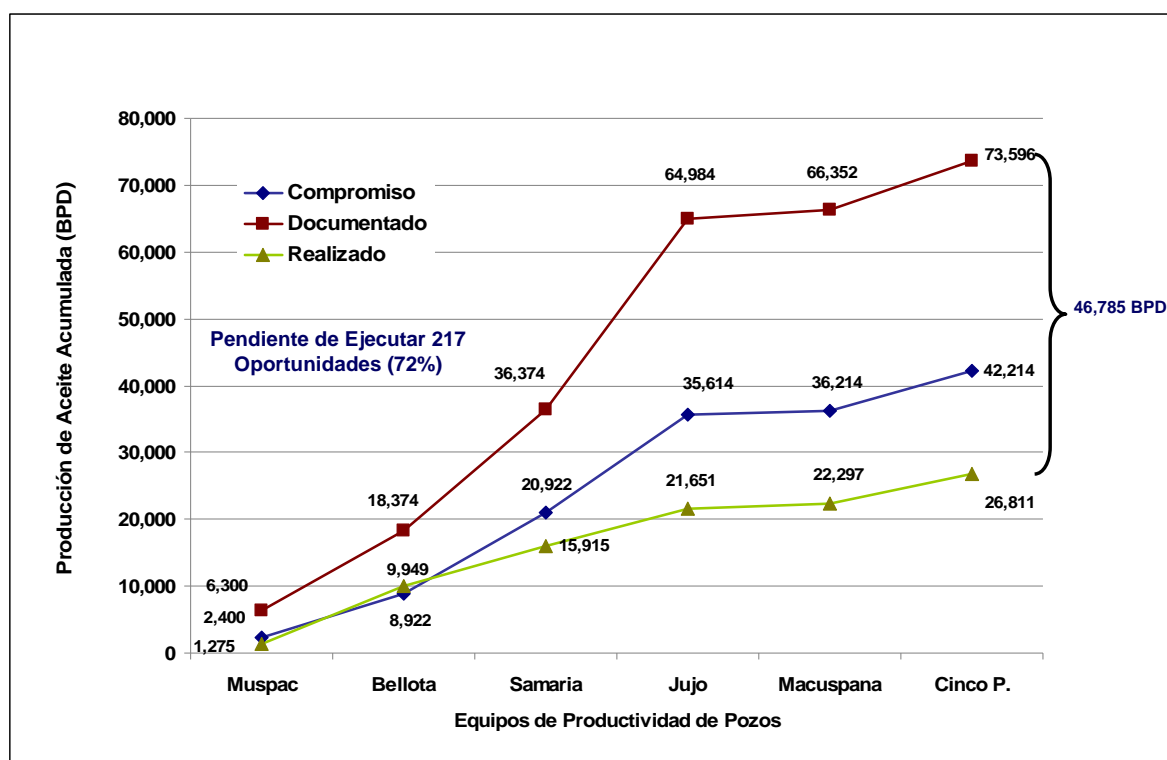
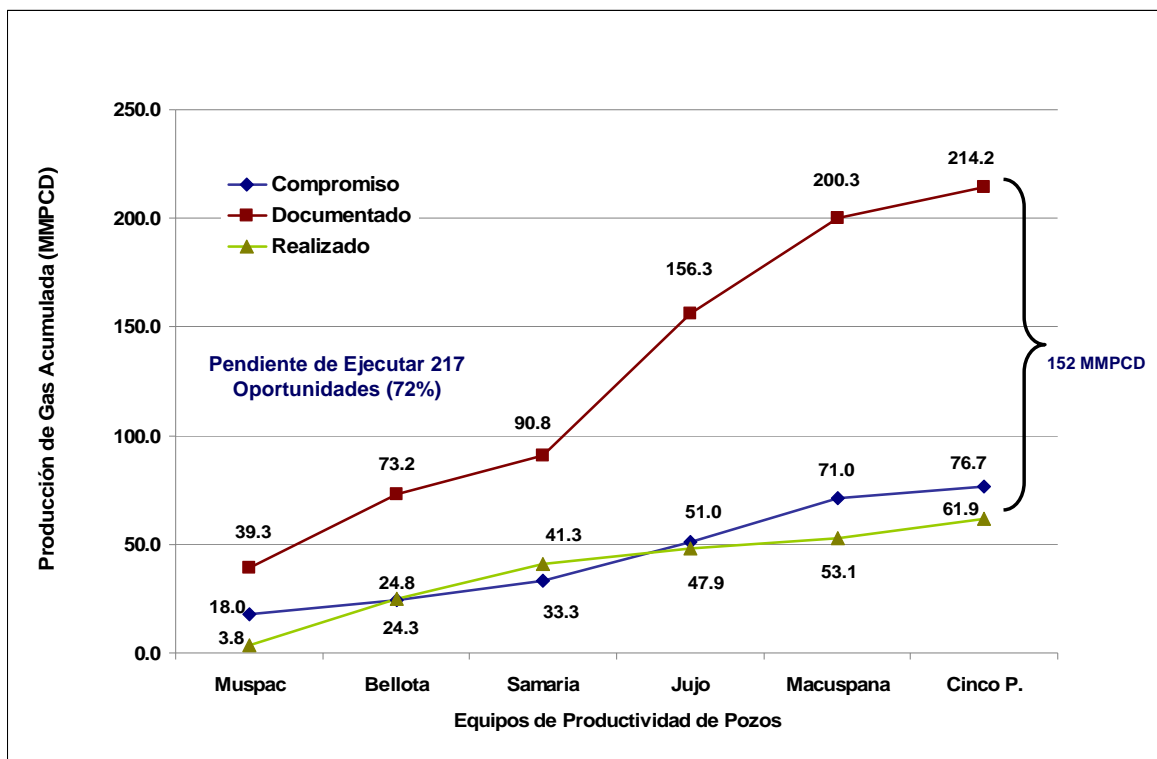


Fig. 8.23 Producción acumulada de aceite por oportunidades realizadas en PEP Región Sur



**Fig. 8.24 Producción acumulada de gas por oportunidades realizadas en PEP
Región Sur**

En la figura 8.25 se muestran los resultados de los 5 Equipos de Productividad de PEP Región Norte con el compromiso inicial de identificar 240 oportunidades de mejoramiento para obtener una producción adicional de 8,540 BPD de aceite y 117 MMPCD de gas. Con tan solo 105 oportunidades ejecutadas (44% respecto al compromiso) se tiene una producción obtenida de 1,677 BPD de aceite y 75.9 MMPCD de gas, representando un avance de 20% en aceite y un 65% en gas.

No	Equipo de Productividad	Compromisos			No. de Pozos Visualizados	No. de Pozos Analizados	Oportunidades detectadas y documentadas	Producción Esperada		Oportunidades Realizadas	Producción Obtenida	
		Oportunidades	BPD	MMPCD				BPD	MMPCD		BPD	MMPCD
1	Burgos	50	300	10	74	74	56	300	12.5	19	0	4.1
2	Poza Rica	60	3,000	6	120	99	87	6,659	15	28	1,627	1.8
3	Aceite Terciario del Golfo	30	1,500	3.5	42	40	40	1,629	2.6	0	0	0
4	Veracruz	50	240	87.5	124	124	66	33	50	58	50	70
5	Tampico	50	3,500	10	Proceso de ejecución 2009							
Región Norte		240	8,540	117	360	337	249	8,621	80.1	105	1,677	75.9



Fig. 8.25 Resultados de los Equipos de Productividad Región Norte

En las figuras 8.26 y 8.27 se muestra de manera gráfica el avance en producción adicional de aceite y gas de cada uno de los equipos de productividad de pozos de PEP Región Norte, indicando el compromiso de producción inicial, el avance documentado, y lo ejecutado, en las cuales se observa que ningún equipo hasta hora a alcanzado el compromiso establecido sin embargo el Equipo de Productividad de Pozos Poza Rica con 28 oportunidades realizadas o sea el 46 % ha alcanzado una producción de 1,627 BPD de aceite o sea el 54 % por lo que va arriba de lo programado, quedando pendiente el resto de los Equipos de Productividad de Pozos. En cuanto al gas con 105 intervenciones o sea el 44% se ha alcanzado una producción diaria de 76 MMPCD que representa el 65 % del compromiso establecido gracias al esfuerzo del Equipo de Productividad de Pozos Veracruz.

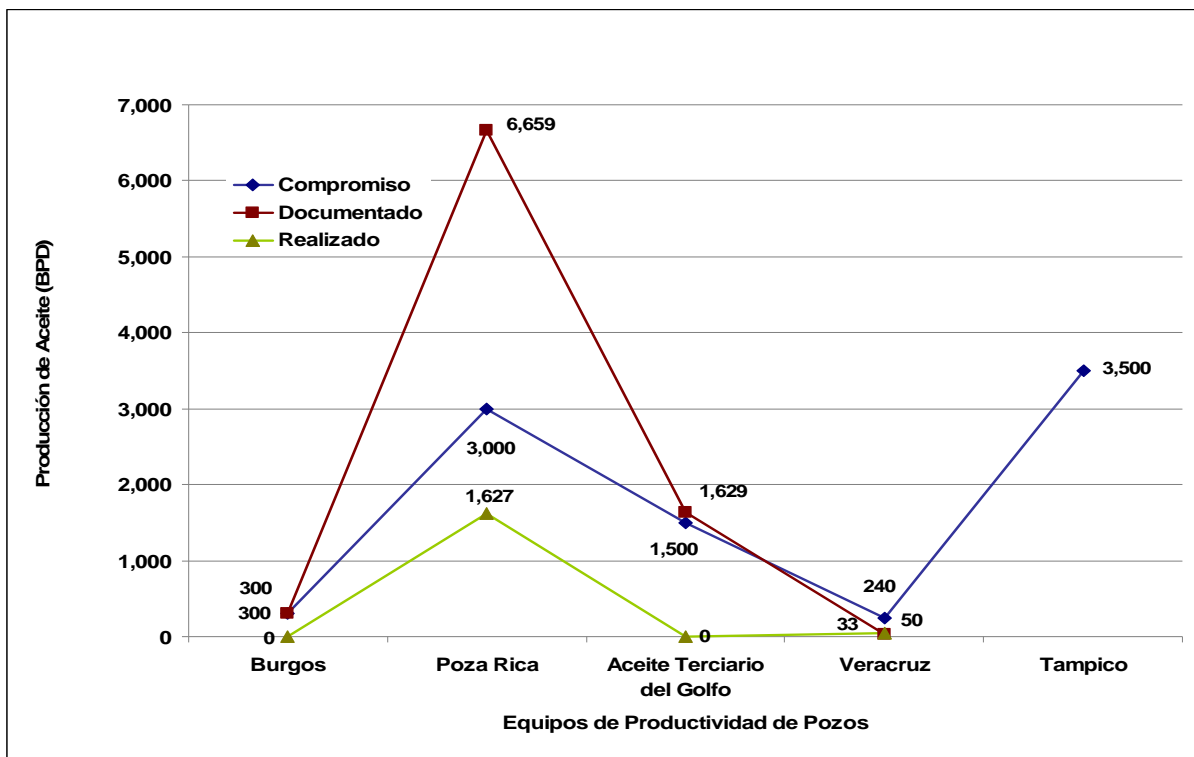


Fig. 8.26 Producción de aceite por oportunidad realizada en PEP Región Norte

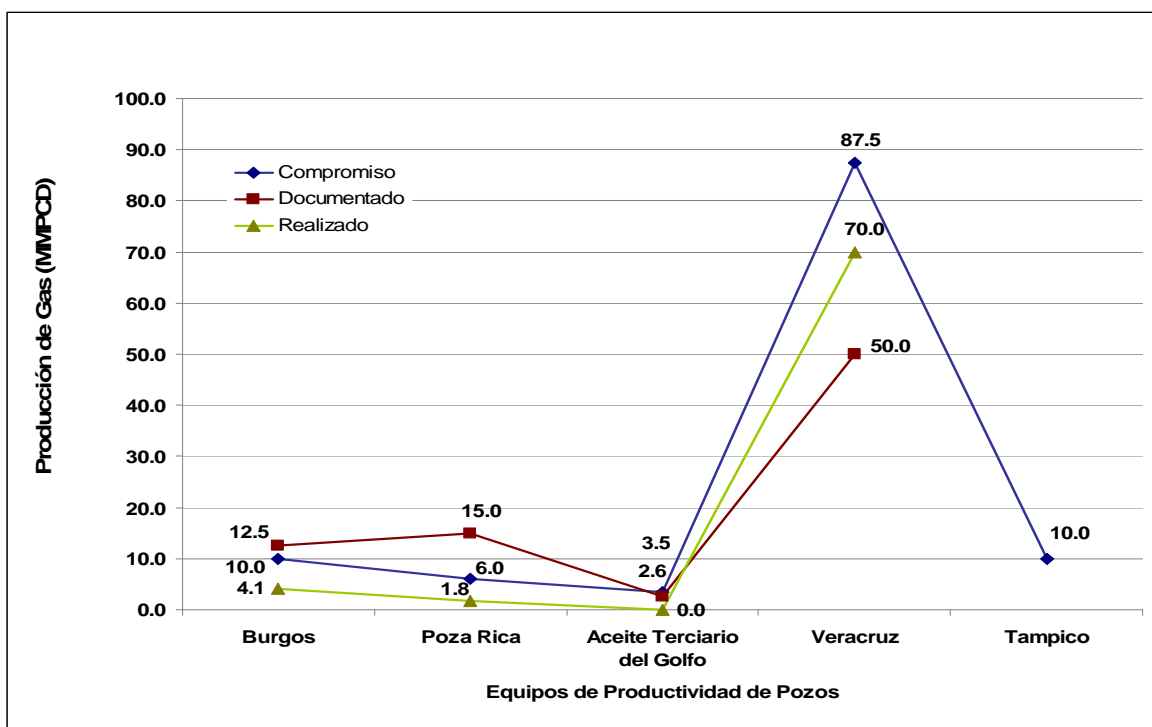
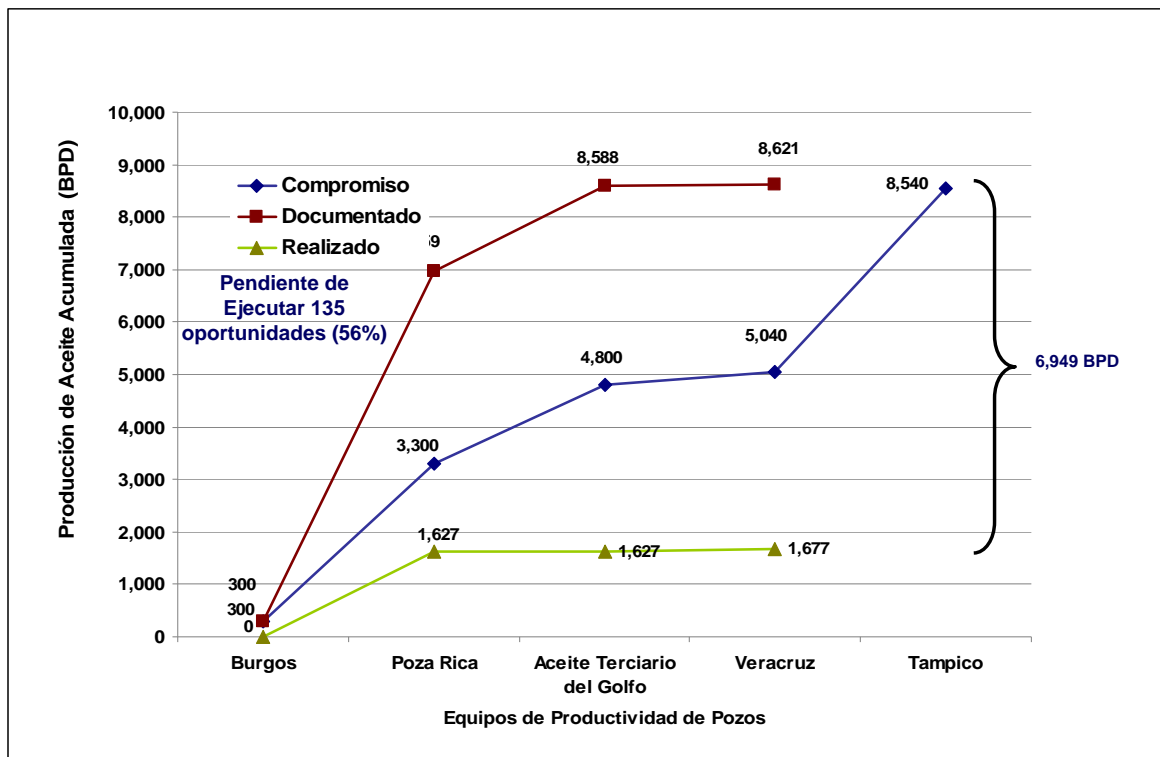


Fig. 8.27 Producción de gas por oportunidad realizada en PEP Región Norte

Las figuras 8.28 y 8.29 presentan la producción acumulada de aceite y gas por oportunidad realizada en PEP Región Norte. Con tan solo el 44% de las oportunidades ejecutadas se ha obtenido una producción adicional de 1,677 BPD de aceite y 75.9 MMPCD de gas quedando pendientes 135 oportunidades (56%) representando una producción adicional pendiente de ejecutarse de 6,944 BPD de aceite y 41.1 MMPCD de gas.



**Fig. 8.28 Producción acumulada de aceite por oportunidades realizadas en PEP
Región Norte**

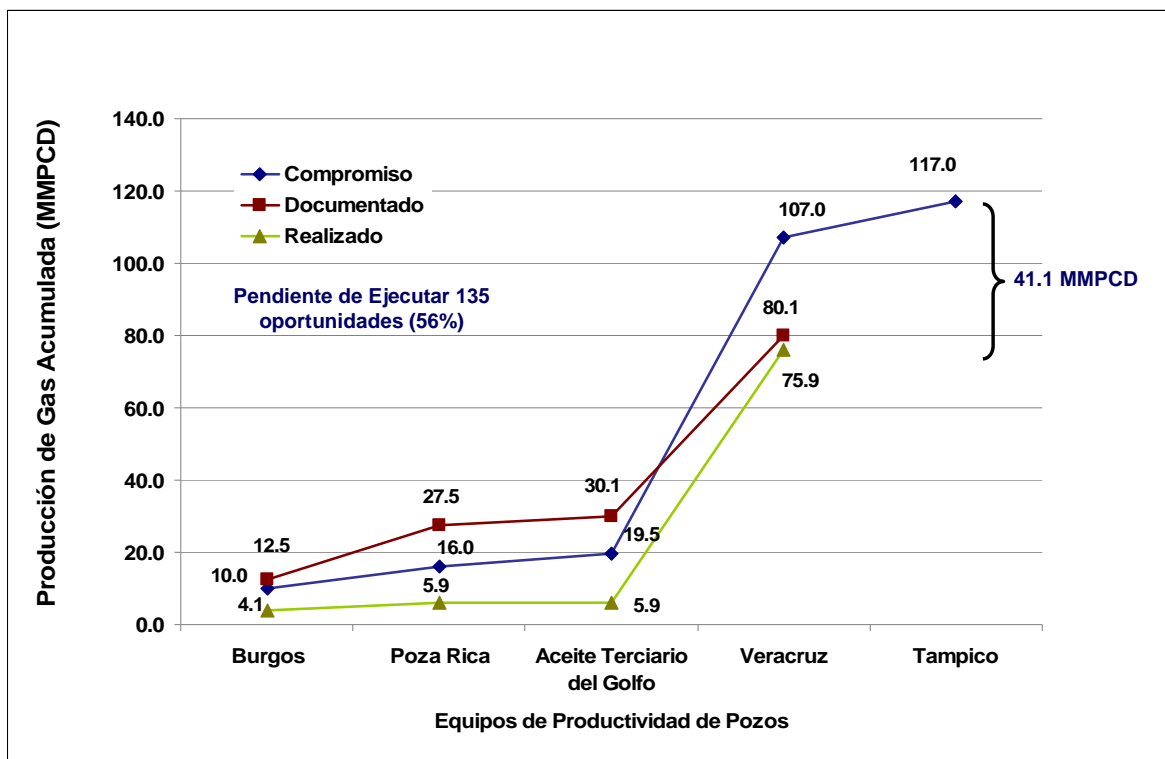


Fig. 8.29 Producción acumulada de gas por oportunidad realizada en PEP Región Norte.

En la figura 8.30 se representa gráficamente en la parte izquierda el compromiso inicial de producción de hidrocarburos generado en 2008 (150,283 BPD de aceite y 347 MMPCD de gas), así como las oportunidades detectadas y ejecutadas (146,946 BPD y 298 MMPCD, y 115,019 BPD y 169 MMPCD respectivamente).

Para el análisis de los 577 pozos comprometidos en el 2008, figura 8.30, se visualizaron aproximadamente 1,000 pozos, alcanzando el compromiso documentando al 100% de las oportunidades. Hasta el momento se han ejecutado 220 oportunidades representando un avance del 38% respecto al compromiso inicial de pozos comprometidos. Lográndose una producción 115,019 BPD de aceite y 168.6 MMPCD de gas a la fecha, Para el 2009 (parte central figura 8.29) se tiene planeado realizar 180 oportunidades de las 577 documentadas en el 2008, así como incorporar 200 oportunidades nuevas de 4 Equipos de Productividad adicionales e incorporar a

producción 25 pozos cerrados. Para el 2010 (lado derecho figura 8.29) se tiene planeado realizar 177 oportunidades de las 577 documentadas en el 2008, así como incorporar 200 oportunidades nuevas e incorporar a producción 25 pozos cerrados. Se tiene programado analizar de manera mancomunada con los 19 Equipos de Productividad cual sería el nuevo compromiso de producción que se establecerá adicionalmente.

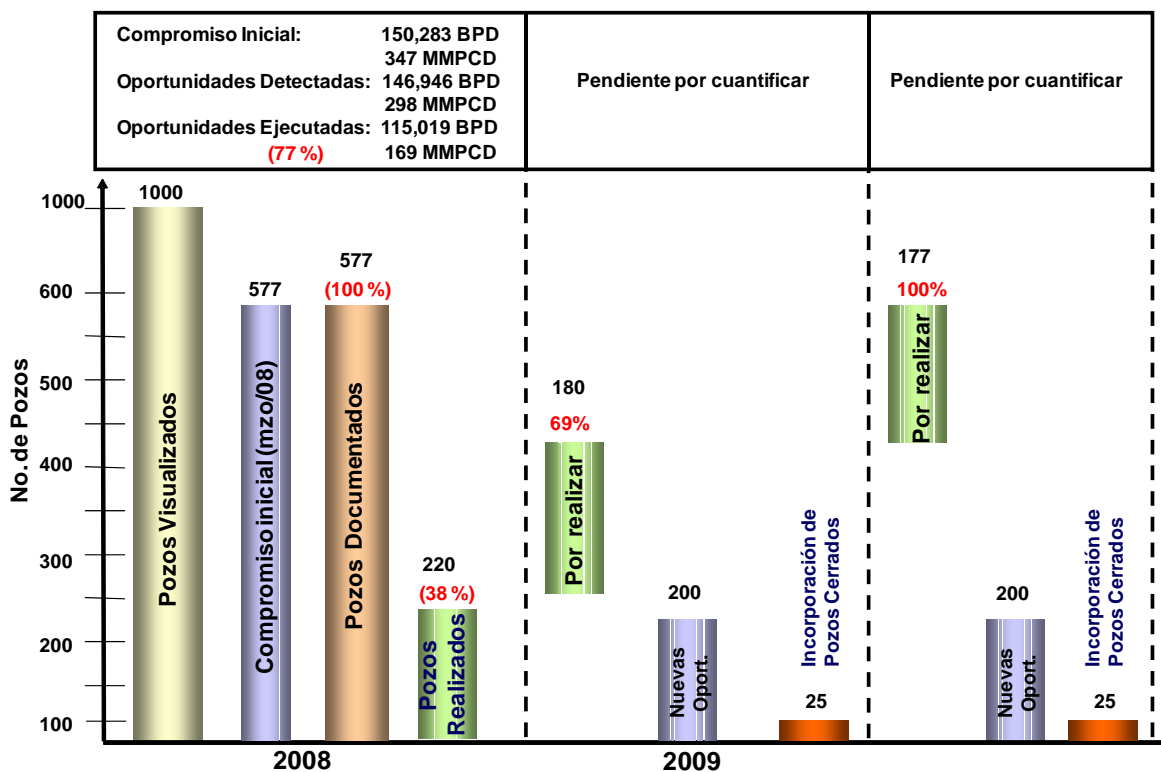


Fig. 8.30 Evaluación 2008 y Programa 2009-2010

El impacto y beneficio para PEP se refleja en tres aspectos importantes: **a)** el aspecto financiero, incorporando nuevos pozos a producción, optimización de los pozos operando para contribuir al cumplimiento del compromiso nacional de producción; **b)** el aspecto humano, mediante la capacitación para reducir brechas, y la creación de una sinergia y trabajo en equipo; y **c)** el aspecto tecnológico, mediante la generación de metodologías, mejores prácticas y la aplicación de tecnología de vanguardia, figura 8.31.

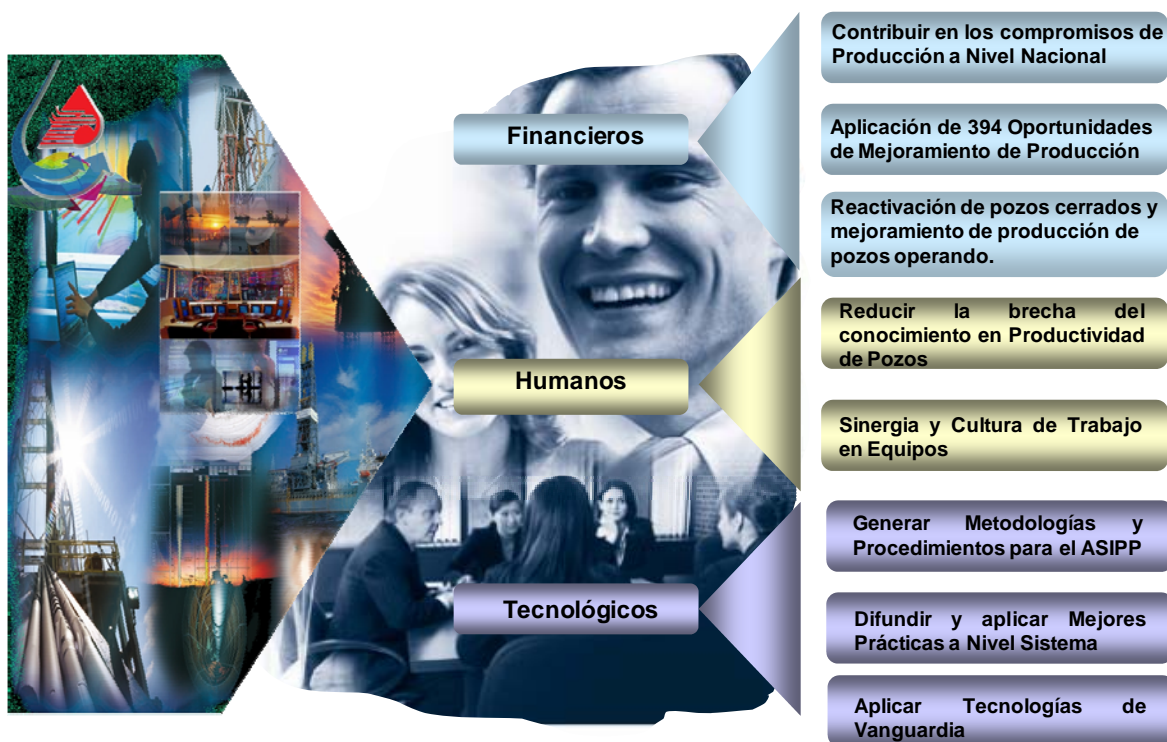


Fig. 8.31 Impacto y beneficios para PEP

La actividad de los Equipos de Productividad de Pozos debe de ser permanente, figura 8.32. Continuamente se deben de estar integrando propuestas documentadas para de esta forma solicitar presupuesto para su ejecución, así como trabajar en forma ordenada. También se deben realizar reuniones con las áreas de perforación, mantenimiento, jurídico, asuntos externos para definir la Estrategia de Ejecución, el acopio de materiales, la programación de los equipos de reparación, fluidos requeridos, las unidades fracturadoras, equipos de tuberías flexible, nitrógeno, etc. y así jerarquizar las oportunidades en corto y mediano plazo para incorporarlas al programa de intervenciones. La ejecución de cada una de las oportunidades debe ser supervisada. Si se requiere adquirir información adicional para el análisis de las oportunidades esta debe programar. La evaluación y medición de las operaciones debe ser permanente.

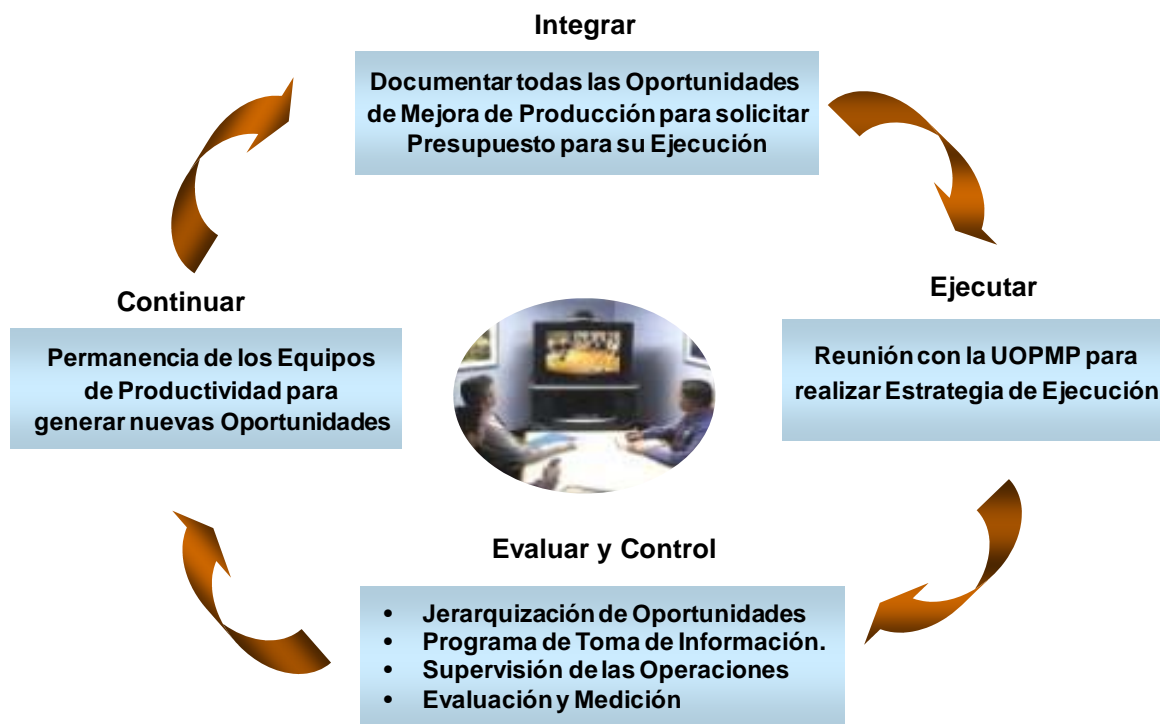


Fig. 8.32 Áreas de oportunidad para PEP

La visión estratégica y alcances programados 2009-2010, figuras 8.33 y 8.34 contempla: incorporar 357 de las 577 oportunidades documentadas en el 2008 e incorporar 50 pozos cerrados, consolidar los 15 Equipos de Productividad de Pozos actuales para poder cumplir con el compromiso inicial (150,283 BPD de aceite y 347 MMPCD de gas), incorporar 4 equipos de productividad adicionales para generar 200 oportunidades nuevas, difundir al menos 10 mejores prácticas mediante la formación de Foros Tecnológicos contando con la participación de especialistas internacionales en Productividad de Pozos donde se conozcan y se difundan las mejores prácticas entre todos los equipos de productividad de pozos, reducir brechas de conocimiento mediante la impartición de 2 diplomados en Productividad de Pozos para 40 profesionista los cuales integran los Equipos de Productividad, promover al menos 12 Tecnologías de Vanguardia y Asistencia Técnica de alto impacto, Almacenamiento y control de resultados de los Equipos de Productividad a través de Portales de Colaboración.

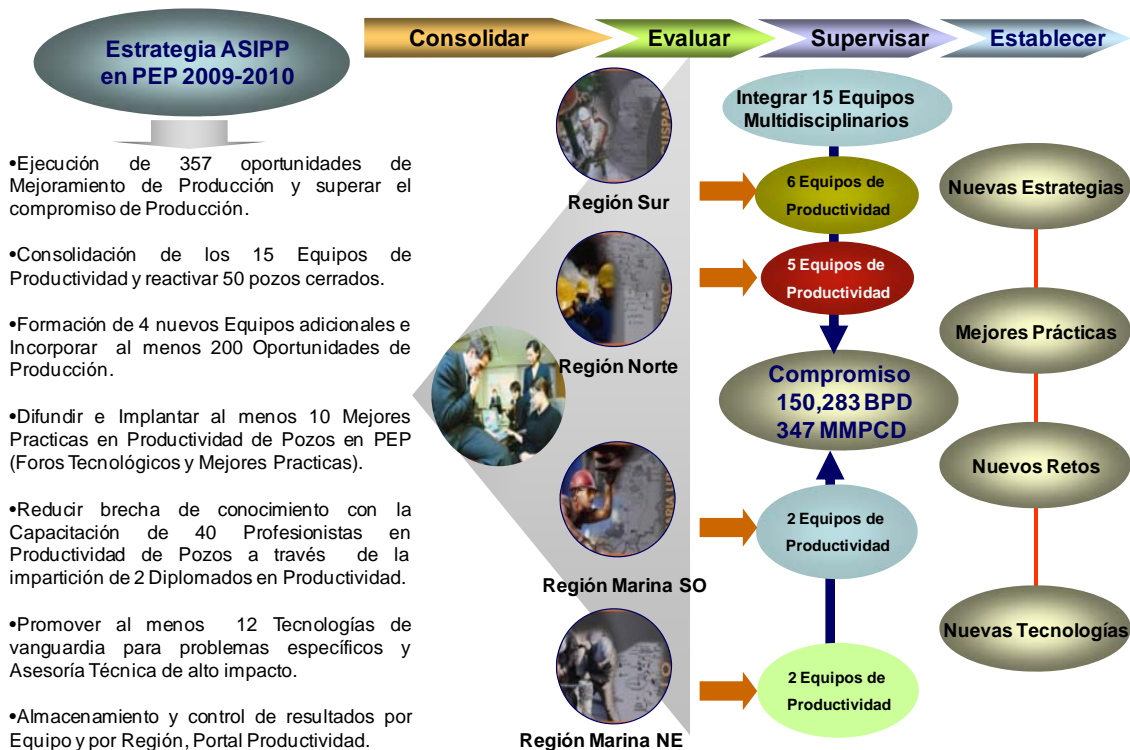


Fig. 8.33 Visión Estratégica 2009-2010



Fig. 8.34 Alcances programados 2009-2010

Para poder cumplir con el compromiso nacional de PEP, se requiere apoyar fuertemente a los Equipos de Productividad de Pozos, para lograr esto es necesario: **a)** impulsar la capacitación (diplomados en Productividad de Pozos), **b)** formación de nuevos Equipos de Productividad adicionales, **c)** impulsar las mejores prácticas (Foros Tecnológicos), **d)** promover tecnología de vanguardia y **e)** consolidar a los Equipos de Productividad de Pozos y lo más importante lograr su permanencia, figura 8.35.



Fig. 8.35 Compromiso 2009-2010

Como se ha observado en los resultados, la Estrategia de Productividad de Pozos a Nivel PEP esta resultando mejor de lo esperado y ha traído consigo beneficios adicionales tangibles, aminorando la tendencia declinante de la producción de los campos petroleros del país, permitiendo cumplir en corto tiempo los compromisos de producción establecidos en este periodo, sin embargo se deben continuar realizando esfuerzos entre todas las áreas de PEP para continuar ejecutando las oportunidades de

mejora de productividad de pozos y continuar de manera cíclica y permanente analizando y documentando mas pozos.

8.5 Beneficios y alcances de ASIPP

La Implementación de ASIPP, permite obtener a la industria petrolera los siguientes beneficios y alcances en productividad de pozos:

- Generar como primera meta para PEP a diciembre de 2008, 552 propuestas de producción específicas, para ser ejecutadas en un periodo de 3 años, para incrementar la producción de hidrocarburos en al menos 108,000 BPD de aceite y 186 MMPCD de gas.
- Con la intervención en PEP de 128 oportunidades a diciembre de 2008 se tiene un incremento de producción de producción de 86,000 BPD de aceite y 139 MMPCD de gas, con una relación costo-beneficio de 13.
- Identificar oportunidades de mejoramiento de productividad de los pozos a corto, y mediano plazo, a través del estudio integral del sistema yacimiento-pozo- instalaciones superficiales.
- Crear una cultura de trabajo, mediante la integración de equipos de trabajo multidisciplinarios con sinergia.
- Nuevo enfoque de productividad, mediante la permanencia de equipos de trabajo integrados con lo mejores ingenieros del Activo como parte de la estructura de PEP con responsabilidad y poder de decisión, así como también fomentar la competencia de compañías de servicio y tecnologías.
- Conocer los volúmenes de producción que pueden incorporarse a corto y mediano plazo a la plataforma de producción.
- Generación de procedimientos y metodologías en el sistema integral yacimiento-pozo- instalaciones superficiales
- Asimilar y potencializar los beneficios con la aplicación de tecnologías de vanguardia y su transferencia en experiencias y mejores prácticas mediante el concepto de aprender haciendo en productividad de pozos.

- Contar con información técnica validada y mejorada de yacimientos, pozos e instalaciones superficiales.
- Fomentar la cultura de documentación y mejores prácticas mediante espacios de colaboración virtuales, y la realización de foros tecnológicos de productividad de pozos.
- Impulsar la capacitación mediante diplomados en productividad de pozos, para formar ingenieros líderes en productividad de pozos con una visión del sistema integral yacimiento-pozo-instalaciones superficiales.
- Proporcionar mediante este trabajo una guía con visión integral yacimiento-pozo-instalaciones superficiales que sirva de orientación a los ingenieros en productividad de pozos.

8.6 Problemáticas y áreas de oportunidad

Las problemáticas detectadas en la Implantación de ASIPP se presentan principalmente en la capacidad de ejecución de las oportunidades, las cuales son:

- Falta de personal para dar seguimiento durante la ejecución de las oportunidades.
- Falta de personal de perforación durante la documentación de las oportunidades, la cual afecta en la ejecución de las mismas.
- Falta de infraestructura, como líneas de descarga.
- Adecuación de caminos
- Disponibilidad de equipos de reparación y de apoyo.
- Falta de materiales
- Cambios constantes en el movimiento de equipos.
- Logística de operación
- Falta de permisos de acceso por parte de los propietarios
- Retraso en la ejecución de las oportunidades por condiciones climatológicas
- Incumplimiento en los programas de la Unidad Operativa de Perforación y Mantenimiento de Pozos (UOPMP).

Las principales áreas de oportunidad detectadas en la Implantación de ASIPP son:

- **Integración.-** Documentar todas oportunidades de mejora de producción para solicitar presupuesto para su ejecución.
- **Ejecución oportuna.-** Establecer reuniones oportunas con la UOPMP para realizar una estrategia de ejecución de las oportunidades.
- **Evaluación y control.-** Jerarquizar las oportunidades, establecer programas de toma de información, mantener una supervisión de las operaciones, así como una evaluación y medición.
- **Continuidad.-** Permanencia de los equipos de productividad de pozos para generar nuevas oportunidades.

CAPÍTULO IX

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1 Conclusiones y recomendaciones

En la actualidad la industria petrolera mexicana enfrenta el problema de que la mayoría de los campos petroleros de México se encuentran en etapa avanzada de explotación, por lo que están en etapa de declinación natural, y en algunos casos es muy severa, por lo que es necesario atenuarla y/o revertirla. Adicional a esto los recursos financieros para los proyectos estratégicos están muy limitados, por lo que es necesario proponer alternativas de solución para resolver esta problemática.

Este trabajo documenta una mejor práctica para la ingeniería petrolera, la cual responde a las necesidades y problemáticas actuales de la industria petrolera no solo de México sino mundial, permitiendo obtener producción de hidrocarburos de los pozos y campos a corto y mediano plazo con bajas inversiones, siendo una práctica rentable. De esta manera mediante la implementación de la ASIPP prolongamos la vida productiva de los pozos, sosteniendo e incrementando la producción de hidrocarburos contribuyendo a atenuar y/o revertir esta declinación natural.

El propósito de este trabajo fue desarrollar, difundir, implementar y evaluar la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP), la cual permite crear un concepto nuevo en productividad de pozos, homologar una metodología, y establecer una estrategia de implementación para PEP; desde la conformación de equipos de productividad, el diseño y ejecución de las propuestas, hasta la evaluación al desempeño del proyecto y de los mentores y asesores.

Algunas conclusiones importantes que podemos resaltar obtenidas con la implementación de la ASIPP, son las siguientes:

- La metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP) es un proceso que debe implementarse continuamente a cada pozo del campo desde el descubrimiento del yacimiento hasta su abandono, para administrar integralmente el sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales de manera eficiente y oportuna, permitiendo con ello, obtener un factor de recuperación mayor del volumen original de hidrocarburos del yacimiento. El proceso de análisis se inicia mediante el enfoque del pozo pero con una visión integral con respecto a todos los pozos vecinos, el yacimiento e instalaciones superficiales.
- La ASIPP se fundamenta en la sinergia del trabajo en equipo y en la cultura de documentación de experiencias y mejores prácticas, basada en la integración de personal multidisciplinario, fortalecido mediante mentores y asesores a través de Asistencias Técnicas Especializadas, con la finalidad de integrar todas las competencias necesarias para el logro de los objetivos del Equipo de Productividad. Un factor clave en el éxito de los Equipos de Productividad es la integración de áreas multidisciplinarias con este objetivo común.
- La ASIPP debe iniciar en el momento oportuno, con lo cual se garantiza atenuar o revertir la declinación de los yacimientos, y así poder cumplir con los compromisos de producción establecidos.
- Para lograr el éxito de los Equipos de Productividad, es importante contar con una Estrategia de ASIPP con objetivos claros y precisos, enfocados a cumplir con los compromisos de producción establecidos por los Activos Integrales de Explotación de las empresas petroleras, así como contar con un plan de seguimiento, desempeño y retroalimentación de los proyectos de productividad de pozos. La implantación de esta Estrategia permitirá mejorar y/o sostener la producción de hidrocarburos en los Activos, mediante la formación de Equipos Multidisciplinarios para así cumplir con los compromisos de producción establecidos en la Estrategia Nacional de Producción.
- El diseño e implementación en PEMEX Exploración y Producción (PEP) a través de la creación de equipos multidisciplinarios de productividad de pozos

conformados en cada Activo Integral de Explotación, permitió identificar áreas de oportunidad para el mejoramiento de la Producción de los campos y/o pozos a corto plazo a la fecha de diciembre de 2008, se identificaron 577 oportunidades de Mejoramiento de Producción a nivel nacional, de las cuales se han realizado 220 oportunidades con un incremento puntual de 115,019 BDP de aceite y 168.6 MMPCD de gas.

- Mediante la aplicación de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP), se fomenta la competitiva del personal tanto interno como externo (nacional e internacional), obteniendo beneficios para la industria petrolera, disminuyendo para el caso de personal externo los costos de contratación en los proyectos de productividad de pozos y aumentando la calidad de los mentores y/o asesores.
- La implantación de una Estrategia de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos permite a las compañías petroleras establecer objetivos claros para los activos integrales de explotación, comprometiendo producción, lo que permitirá alcanzar el cumplimiento de las metas de Producción.
- En cada uno de los casos de historia presentados en Capítulo VII, y los resultados presentados en Capítulo VIII se muestran los beneficios de aplicar la metodología, en donde en corto plazo se muestran oportunidades de incremento de producción. Lo anterior deja ver que de aplicar en forma permanente esta práctica se podrá mantener y/o revertir la tendencia declinante de los yacimientos o campos petroleros.

Para lograr la consolidación de los Equipos de Productividad es recomendable establecer una capacitación continua, con la cual se logrará reducir la brecha del conocimiento en productividad de pozos, mediante esquemas de impartición de diplomados especializado en productividad de pozos, así como también fortalecer los Proyectos Estratégicos en las Áreas de Productividad de Pozos, mediante:

- La creación en la estructura de PEP, de manera permanente del área de Productividad de Pozos, la cual sea responsable de revisar y analizar pozos de

manera continua, para identificar áreas de oportunidad que permitan mejorar y reinvertir la declinación de la producción de hidrocarburos.

- La aplicación continua de la metodología ASIPP, ya que las condiciones del sistema integral yacimiento-pozo-instalaciones superficiales varia con el tiempo, por tal motivo la productividad de pozos debe ser una actividad diaria.
- Derivado a que continuamente los equipos de productividad de pozos están desarrollando y aplicando mejores practicas para el mejoramiento de la producción de los pozos, es necesario fomentar el intercambio tecnológico de experiencias a nivel sistema, mediante la realización de Foros Tecnológicos Nacionales.
- Con base a los retos tecnológicos que enfrenta la industria petrolera mexicana es necesario realizar un estudio de benchmarking el cual permitirá identificar tecnologías de vanguardia en Productividad de Pozos.
- Realizar la Administración del Conocimiento mediante el desarrollo de portales de colaboración en productividad de pozos, que permitan compartir la información y conocimiento de los proyectos desarrollados por otros equipos de trabajo, así como, dar seguimiento al avance y resultados de los mismos.
- Continuar aplicando el proceso de selección de soporte técnico para los proyectos de Productividad de Pozos para disminuir los costos de Asistencia Técnica Especializada Externa, aumentando la calidad de los asesores y/o mentores, mediante el factor clave de competitividad.
- Continuar implementando una Estrategia seguimiento y control de avances de los proyectos de productividad de pozos, para dar soporte y apoyo a los proyectos para poder cumplir con los compromisos de producción.

El desarrollo de este trabajo contribuye a la industria petrolera nacional e internacional, obteniendo los siguientes beneficios:

- Un nuevo concepto de la ASIPP.
- Cambio de cultura de trabajo con nuevo enfoque de productividad de pozos.

- Una metodología de trabajo homologada para PEP para el estudio de pozos enfocada en el análisis integral (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales), alineada a la metodología VCD (Visualizar-Conceptualizar-Definir).
- Una Estrategia de Implementación para PEP de la Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos (ASIPP), con objetivos claros de producción de hidrocarburos (aceite y gas) por Equipo de productividad de pozos, orientados a cumplimiento de la meta estratégica nacional de producción.
- Panorama general de los componentes del sistema integral de producción (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales), con la finalidad de que el ingeniero de productividad de pozos en conjunto con el equipo multidisciplinario tengan una visión de general y realicen el análisis del sistema como unidad aplicando la metodología de ASIPP, mejores prácticas y tecnología conveniente y de vanguardia.
- Integración y conformación de 15 equipos multidisciplinarios en productividad de pozos a nivel nacional permanentes, integrados por personal de PEP y fortalecidos con Asistencia Técnica Especializada (nacional e internacional), realizando estudios a detalle del sistema de producción yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, a fin de implementar soluciones integrales a los pozos para identificar áreas de oportunidad que permitan incrementar y/o mantener la producción de hidrocarburos (aceite y gas).
- Compromisos de producción de hidrocarburos alcanzables y medibles por equipo de productividad orientados al cumplimiento Estratégico Nacional de Producción.
- Lineamientos técnicos para soporte técnico a equipos de productividad de pozos en el activo integral de explotación.
- Proceso de selección de soporte técnico para los equipos de productividad de pozos.
- Estrategia de seguimiento y control de avances de los proyectos de productividad de pozos.
- Disminución de costos en Asesoría Técnica Especializada.
- Portales de colaboración y seguimiento de productividad de pozos.

- Generación de 577 oportunidades de Mejoramiento de Producción a nivel nacional ha diciembre de 2008 resultado de la implantación de ASIPP, de las cuales se han realizado 220 oportunidades con un incremento puntual de 115,019 BDP de aceite y 168.6 MMPCD de gas.
- Asimilar y transferir las mejores prácticas tecnológicas, procedimientos, metodologías y lecciones aprendidas mediante el concepto de aprender-haciendo.
- Potencializar los beneficios asociados con la aplicación de tecnología de vanguardia y su transferencia de conocimiento y mejores prácticas, a través de foros tecnológicos y capacitación.
- Generación de conocimiento.
- Contar con información técnica validada y mejorada del sistema integral de producción (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales).

La ASIPP se encuentra actualmente en ejecución dando un cumplimiento del 77% en aceite y 49% en gas, con base al compromiso inicial del proyecto de alcanzar en 3 años 150,283 BPD de aceite y 347 MMPCD de gas, por lo que los resultados a tan solo un año de su implementación son muy buenos, y seguramente superarán las expectativas contribuyendo fuertemente a atenuar y/o revertir la declinación natural de los campos petroleros.

De esta manera la suma de todos estos beneficios y resultados, no solo cumple con los objetivos y alcances propuestos es este trabajo, sino que también crea valor a la industria petrolera.

Como siguientes pasos y a futuro para fortalecer la implementación de ASIPP quedaría pendiente:

- Integrar y formar al menos 4 equipos de productividad de pozos adicionales a los ya existentes.

- Capacitar 40 profesionistas en productividad de pozos, mediante la impartición de 2 diplomados.
- Difundir e implantar al menos 10 mejores prácticas en productividad de pozos, mediante Foros Tecnológicos.
- Promover al menos 12 tecnologías de vanguardia para problemas específicos de: aceite pesado, fracturamientos, estimulaciones, sistemas artificiales, medición, registros, control de agua/gas, etc.
- Reactivación de 50 pozos cerrados.
- Incorporar al menos 200 oportunidades de producción adicionales.
- Dar seguimiento a las 394 oportunidades faltantes.
- Apoyar a los 15 equipos de productividad de pozos actuales para cumplir al 100% o superar el compromiso establecido de 150,283 BPD de aceite y 3747 MMPCD de gas.
- Fortalecer el reclutamiento de personal (contratación de plazas).
- Desarrollar esquemas que incentiven la motivación del especialista en productividad de pozos.
- Fortalecer a futuro a la ASIPP, mediante esquemas que permitan integrar y conformar: **a)** equipos de productividad de pozos dedicados al día a día (barril de hoy), **b)** equipos de productividad de pozos orientados a identificar y analizar nuevas áreas de oportunidad a corto y mediano plazo con compromisos claros de producción (esquema actual), aplicando tecnología y mejores prácticas de aplicación inmediata y de corto plazo (1 a 2 años), **c)** equipos de productividad de pozos orientados a diseñar y administrar un plan tecnológico en productividad de pozos que permita identificar, analizar, probar y aplicar tecnologías a mediano (3 a 5 años) y largo plazo (6 a 15 años), así como también promover el desarrollo de nuevas las cuales permitirán resolver la problemática futura del Activo Integral de Exploración.

Todos estos equipos multidisciplinarios trabajando con ámbitos de competencia bien definidos y con sinergia, bajo la dirección de un líder.

ANEXO A

LINEAMIENTOS TÉCNICOS PARA SOPORTE TÉCNICO A EQUIPOS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS EN UN ACTIVO INTEGRAL DE EXPLOTACIÓN

Con el objeto de homologar los criterios de selección en la contratación de compañías de servicio para los proyectos de productividad de pozos, se desarrollaron lineamientos técnicos a proveedores de servicio, con base a las necesidades de cada uno de los Equipos de Trabajo.

Objetivo

Proporcionar al Activo Integral de Explotación Estudios Integrales de Productividad de Pozos adicionales al programa actual, que permitan incrementar la rentabilidad de los campos del Activo mediante la optimización de la relación costo-beneficio en pozos tanto cerrados con oportunidad como operando actualmente, a través de:

- Identificación de oportunidades que permitan incrementar y mantener la producción, mediante el análisis de la información disponible y futura que sea requerida de pozos fluyentes, pozos con sistema artificial, pozos igualados y pozos cerrados de tal manera que se genere valor al ejecutar.
- Recuperar reservas remanentes de hidrocarburos, reactivando pozos cerrados con posibilidades de intervención.
- Incrementar la producción de hidrocarburos del Activo, aprovechando las instalaciones existentes.
- Establecer nuevas metodologías de análisis de pozos y documentar programas de intervención (reparaciones mayores y reparaciones menores).
- Capacitar al personal de PEP, mediante la transferencia del conocimiento en las especialidades que considera la asistencia técnica.

Ubicación Física de Trabajo

Los pozos a analizar pertenecen al Activo Integral de Explotación solicitante del servicio. Los Activos Integrales de PEP, deben definir el lugar físico para el trabajo, así como, establecer y dar a conocer a los proveedores de servicio los lineamientos y medidas de seguridad establecidas por PEMEX. De presentarse retrasos en el avance del proyecto, se requerirá del apoyo de los asesores con horas adicionales, a fin de cumplir con los compromisos establecidos en el proyecto.

Duración y Perfil del Personal

La duración del soporte técnico deberá ser en función al número de pozos a analizar y a las necesidades de personal especializado para el desarrollo del proyecto, siendo necesario especificar, el número de especialistas, profesión requerida, área de especialidad y años de experiencia, tal y como se muestra en la tabla A.1.

Cantidad de Especialistas	Profesión	Área de Especialidad	Años de Experiencia
	Descripción de la Experiencia		
	Descripción de la Experiencia		
	Descripción de la Experiencia		

Tab. A.1 Requerimientos de Especialistas para proyectos de Productividad de Pozos.

Alcances

Proporcionar al Activo Integral de Explotación los Análisis Integrales de Productividad de Pozos de pozos candidatos que produzcan por debajo de su potencial, así como, reincorporar a producción pozos cerrados con posibilidad mediante la aplicación de, intervenciones con y sin equipo. Adicionalmente identificar oportunidades de incremento de producción a partir de la optimización de los procesos de flujo yacimiento-pozo-instalaciones superficiales de producción, mediante la aplicación de acciones tales como:

- Adquisición de información adicional clave para el diseño de las alternativas de solución a recomendar.
- Seleccionar y diseñar los tratamientos que resulten más efectivos para el mejoramiento de la productividad.
- Realizar un análisis económico y de riesgo de la intervención propuesta.
- Elaborar el programa de intervención conjuntamente con el Equipo de Productividad de Pozos y el personal operativo involucrado, avalado por el Coordinador de Diseño de Explotación de PEP.
- Supervisar y dar seguimiento, conjuntamente con el personal de PEP, de las intervenciones propuestas y de la toma de información programada.
- Evaluar los resultados y aplicar el conocimiento adquirido para intervenciones futuras.
- Implementar un proceso de transferencia tecnológica a través de la filosofía aprender-haciendo.

Información Técnica

La compañía de servicios deberá emplear toda la información técnica y/o base de datos que posee el Activo Integral de Explotación y en el caso de que alguna base de datos se encuentre incompleta, el proveedor deberá completarla y validarla con personal del Activo, debidamente, con el fin de asegurar la confiabilidad de los análisis y de los resultados.

El proveedor deberá garantizar al Activo Integral de Explotación en todo momento, la confidencialidad y uso apropiado de la información proporcionada.

El proveedor deberá llenar el formato “Hoja Técnica del Pozo” (Diseñada por el Activo Integral de Explotación), Tabla A.2, a fin de que se tenga un registro de la información técnica del mismo, permitiendo con ello identificar cada uno de los datos utilizados para la simulación del comportamiento del pozo.

La información para los análisis de mejoramiento de la productividad de los pozos estará disponible, o en su caso se deberá generar si es necesaria; entre ésta destaca la siguiente:

- Registros geofísicos en agujero descubierto.
- Registros en agujero entubado.
- Registros de Producción.
- Registros procesados.
- Mapas estructurales con los contactos de fluidos originales y actuales.
- Secciones transversales estratigráficas y/o estructurales.
- Inventario de pozos, especificando coordenadas y estado actual (activo o inactivo, productor o inyector).
- Historias de perforación, terminación del pozo.
- Información de análisis de núcleos (Análisis Petrofísicos).
- Historias de presiones de fondo.
- Información de pruebas de variación de presión.
- Historia de gastos de producción de fluidos.
- Historia de gastos de inyección de fluidos.
- Historia de aforos y/o pruebas de producción.
- Estados Mecánicos.
- Análisis PVT de fluidos y/o cromatografía de fluidos.
- Historias de Reparaciones Mayores y Menores.

- Operaciones realizadas con Equipo de Unidad de Alta Presión y con Tubería Flexible.
- Calibraciones con línea de acero.
- Estudio Integral y Modelo de Simulación.

O cualquier otra información que resulte conveniente, previo acuerdo con el Coordinador del Activo.

Empleando la información disponible, el proveedor deberá actualizar para el caso que lo requiera; el estado actual de los pozos y contacto de fluidos en el plano geológico estructural y secciones estructurales, analizar la historia de presiones-producciones por fluido. Lo anterior como herramienta para visualizar rápidamente el comportamiento del yacimiento, considerando la siguiente información:

- Estado actual del pozo.
- Contacto agua-aceite, gas-aceite original.
- Contacto agua-aceite, gas-aceite actual.
- Producción acumulada de aceite (N_p), gas (G_p) y agua (W_p).
- Relación gas-aceite actual.
- Corte de agua actual.
- Factor de daño (S) y capacidad de flujo (kh).
- Presión estática y fluyente actual.

O cualquier otra información que resulte conveniente, previo acuerdo con el coordinador del Activo.

Metodología del Trabajo

El proveedor deberá presentar en su propuesta su metodología de trabajo, a fin de ser evaluada por el Activo Integral de Explotación y por la Subdirección Técnica de Explotación (STE).

Herramientas de Diagnóstico y Diseño de Soluciones

El proveedor utilizará en los análisis las siguientes herramientas computacionales de diagnóstico y diseño de las soluciones, avalados por la Red de Expertos en Productividad de Pozos:

- Pruebas de variación de presión: Pansystem
- Análisis de la declinación de la producción: Topaze.
- Análisis Nodal: Wellflo, Pipesim o WEM.
- Registros de producción: Emeraude
- Visualización de información de campo: OFM o DSS
- Disparos: Span, Wem
- Estimulaciones: StimCade
- Fracturamiento: Mfrac, FracCade, Fracpro.
- Control de arena: SandCade
- Manejo de redes en superficie: Pipesim Net, Pipesim Goal.

O cualquier otra herramienta equivalente que resulte conveniente, previo acuerdo con el coordinador del Activo.

Selección de pozos candidatos

El proveedor deberá evaluar si existe información confiable y suficiente para determinar la integridad mecánica de cada pozo y la factibilidad de la intervención en función al estado actual del mismo, así como los índices de productividad actuales.

En caso de no existir información confiable y/o suficiente para el propósito antes mencionado, el proveedor deberá recomendar la adquisición de la información más adecuada, tal como:

- Pruebas especiales de variación de presión.
- Pruebas de Presión-Producción.

- Registros de producción.
- Registros de Presión de Fondo.
- Registros de evaluación de la cementación.
- Aforos.
- Calibraciones a pozo.

O cualquier otro que resulte ser el más apropiado y según convenga para evaluar; la integridad mecánica del pozo, factor de daño y su discretización e índice de productividad.

Si por el contrario, la información resulta ser suficiente y confiable, el proveedor procederá a integrar e interpretar dicha información. El proveedor deberá documentar debidamente, aquellos casos en que la integridad mecánica del pozo no permita la intervención, y propondrá una alternativa viable y rentable que permita la extracción de esa reserva remanente.

Recomendación de una solución

Con el propósito de identificar el problema que causa la disminución en el potencial de producción en el pozo candidato, se deberán realizar de acuerdo a la disponibilidad de la información, los siguientes análisis:

- Análisis de los registros geofísicos.
- Análisis de pruebas de variación de presión.
- Análisis de disparos y terminación del pozo.
- Análisis de curvas de declinación de producción.
- Análisis de historia de eventos de producción.

O cualquier otro análisis que resulte conveniente, previo acuerdo con el Coordinador del Activo Integral de Explotación.

Una vez evaluada la integridad mecánica del pozo candidato, el proveedor deberá identificar la(s) causa(s) del cierre o problema que ocasiona la anomalía de producción, así como, establecer las alternativas de solución dentro del sistema integral de producción Yacimiento – Pozo – Instalaciones Superficiales de Producción.

Una vez identificado el problema, el proveedor deberá realizar una evaluación y diagnóstico del pozo candidato a optimización, empleando un análisis de la eficiencia del sistema de producción (Análisis Nodal). El proveedor deberá determinar el potencial de producción del pozo y cuantificar la magnitud de la brecha de producción existente. Consecuentemente, el proveedor deberá proponer la mejor solución técnico-económica que promueva la remediación del problema identificado en el Sistema Integral de Producción y con ello poder restablecer y/o incrementar la producción del pozo candidato. Así mismo, el proveedor deberá realizar pronósticos de incrementos de producción mediante la sensibilidad de los parámetros del sistema Yacimiento-Pozo-Instalaciones Superficiales de Producción, a fin de definir la alternativa de solución óptima que será aplicada a los pozos. Entre las diferentes soluciones que se pueden proponer están las siguientes:

- Estimulaciones de limpia.
- Estimulaciones matriciales.
- Estimulaciones matriciales extendidas.
- Fracturamientos ácidos y/o apuntalados.
- Limpiezas de aparejos de producción.
- Aislamientos de zonas.
- Control de arena.
- Control de agua y/o gas.
- Control de depósitos orgánicos e inorgánicos.
- Disparos de nuevas zonas productoras.
- Re-disparos de intervalos.
- Ampliación de Intervalos productores.

- Perforación de re-entradas horizontales.
- Selección y/o optimización de los sistemas artificiales.
- Optimización de instalaciones superficiales
- Estranguladores de fondo.
- Reparaciones mayores y menores con y sin equipo.

O cualquier otra solución que resulte conveniente, previo acuerdo con el Líder de Productividad de Pozos del Activo Integral de Explotación.

En cada pozo, el proveedor deberá cuantificar el incremento de producción del pozo, y los beneficios que se lograrán al aplicar y/o implementar la solución propuesta en la intervención del pozo.

Informe Técnico Final

El proveedor deberá entregar los análisis técnicos de intervención de los pozos con oportunidades de incremento de producción, conteniendo toda la información técnica desarrollada y siguiendo la siguiente estructura:

Resumen Ejecutivo

- I. Objetivo de la revisión
- II. Información Básica y antecedente
 - Problemática actual del pozo.
- III. Estado Mecánico:
 - Características de las tuberías.
 - Profundidad del empacador.
 - Intervalos disparados o aislados.
 - Profundidad de los intervalos disparados.
 - Profundidad total del pozo.
- IV. Evaluación de la Producción
 - Análisis del comportamiento histórico de producción del pozo y del área vecina.

- Revisión del sistema artificial.
- Análisis de curvas de declinación.
- Optimización de la base de datos dinámica.
- Seguimiento a la producción diaria.
- Análisis de instalaciones superficiales

V. Evaluación de Presiones

- Análisis del comportamiento históricos de presiones del pozo y del área vecina
- Verificar tendencias de presiones en el área analizada.
- Revisión de los gradientes fluyentes (calibración de los correlaciones de flujo multifásico vertical)
- Análisis de Pruebas de Presión.
- Discretización del daño.

VI. Evaluación de Reservas

- Curvas de declinación
- Corte de Agua vs. N_p
- Relación producción acumulada vs. caída de presión yacimiento.
- Balance de materiales a nivel pozo.
- Cálculo volumétrico de fluidos en el área analizada.
- Cálculo probabilístico

VII. Diagnostico del problema (s)

VIII. Propuestas de solución

IX. Predicción analítica de producción

- Estimado de potencial inicial del pozos
- Sensibilidad a las variables con incertidumbres.
- Generación de perfiles de producción.

X. Evaluación Técnico - Económica de la intervención

- VPN (Valor Presente Neto)
- TIR (Tasa Interna de Retorno)

- Tiempo de Pago.
- Flujo de Caja

Con el objeto de transferir la metodología a personal de PEP, los especialistas de Asistencias Técnicas Especializadas deberán interactuar de manera directa con el Equipo de Productividad de Pozos de PEP, con la finalidad de proporcionar: **a)** capacitación en ingeniería, **b)** manejo de herramientas de software para el diagnóstico, **c)** metodologías de análisis técnico en forma completa, oportuna y de acuerdo a las necesidades de PEP.

Los especialistas de Asistencias Técnicas Especializadas deberán dedicarse única y exclusivamente al proyecto para el cual fueron contratados a tiempo completo, en el entendido de que aquel especialista que incumpla con esta disposición y sea sorprendido realizando trabajos ajenos a este, tales como: proyectos, estudios, corridas en simuladores y análisis de otros proyectos, preparación de artículos técnicos, ponencias personales o de su empresa, atención a correos personales y de la empresa excesivos, cursos en línea, Chat, conferencias telefónicas celulares frecuentes y excesivas en tiempo, será suspendido inmediatamente y boletinado a nivel PEP.

Queda estrictamente la rotación de especialistas sin que PEP lo apruebe, así como, ausencias por asistencias a cursos, congresos, etc., durante el periodo de duración del proyecto.

Ejecución del trabajo y Evaluación

El proveedor asesorará a personal del Activo Integral de Explotación en la aplicación y monitoreo en campo de la alternativa de solución óptima (independientemente que a éste no le corresponda implementar la solución en campo), a fin de garantizar que ésta se lleve de acuerdo a lo diseñado, para lo cual previo al tratamiento del trabajo el proveedor deberá proporcionar al Coordinador y/o

representante autorizado por el Activo, la estructura del Análisis Técnico de la Intervención.

Después de aplicada la alternativa de solución el proveedor deberá realizar una evaluación de los resultados obtenidos, la cual será presentada a personal del Activo Integral de Explotación mediante un informe técnico-económico.

DATOS DEL POZO	UNIDADES	PRODUCCIÓN	UNIDADES
Fecha de registro:		Gasto de aceite Inicial	bl/d
Nombre del Pozo		Gasto de aceite actual	bl/d
Campo		Producciones acumuladas (Np, Gp y Wp)	
Formación Productora		Corte de agua	%
Tipo de Formación		Salinidad del agua	ppm
Intervalo(s) productor(es)	mV	Relación gas aceite @ c.s.	m ³ /m ³
YACIMIENTO		Gravedad específica del gas	
Tipo de Empuje		Densidad del aceite	°API
Presión Inicial	kg/cm ²	SISTEMA ARTIFICIAL	
Presión de fondo estática actual (NMP)	kg/cm ²	Bombeo Neumático (B.N.)	
Presión de fondo fluyente (NMP)	kg/cm ²	Bombeo Mecánico	
Radio de drene del pozo	m	Bombeo Cavidades Progresivas	
Saturación de aceite, gas, agua	%	Gasto de Inyección de Gas	MMPCD
Saturación de gas	%	Prof. Válvula de Inyección	mV
Saturación de agua	%	Diámetro de agujero de la válvula	pg
Permeabilidad	md	Presión de Inyección en superficie.	kg/cm ²
Porosidad	%	REPARACIONES	
Espesor neto de la formación	mV	No. de Reparaciones Mayores	
Temperatura del yacimiento	°C	No. de Reparaciones Menores	
PRUEBAS DE PRESIÓN		ESTIMULACION/FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS	
No. de Pruebas		No. de Estimulaciones realizadas	
Incremento.		Acidas	
Decremento		No Acidas	
Interferencia		Simultáneas	
Permeabilidad	md	Fecha del último Tratamiento aplicado	
Capacidad de Flujo (kh)		Tipo de Tratamiento	
Daño (adimensional)		Volumen de Precolchòn de Nitrógeno	m ³
PVT Y/O COMPOSICIONAL		Volumen de No Ácido	m ³
Presión de Saturación	kg/cm ²	Volumen de Ácido	m ³
Factor de Volumen del Aceite @ c.y.	m ³ /m ³	Volumen de Divergente	m ³
Viscosidad del Aceite @ c.y.	c.p.	Volumen de Desplazamiento	m ³
Viscosidad del gas	c.p.	Gasto de Bombeo	bl/min
Relación gas aceite @ c.y.	m ³ /m ³	Presión Inicial	Kg/cm ²
Factor de Compresibilidad	adim	Presión Final	Kg/cm ²
Saturación de Gas @ c.y.	m ³ /m ³	No. Fracturamientos	
Gravedad específica del gas producido			Frac. Hidráulico
Gravedad específica del agua		Tipo	Frac. Espuma (N2)
Compresibilidad del agua	1/psi		Frac. Wlther Frac
PERFORACIÓN			Frac. CO2
Fecha de Inicio:		Fecha de último tratamiento:	(d/m/a)
Fecha de Terminación:		Tipo de Tratamiento:	
Fluido empleado en la Zona Productora.		Compañía de Servicio	
Intervalos de pérdidas de lodo de perforación	mV	Tipo de Fluido Precolchòn	
Profundidad total del pozo.	mV	Volumen:	gal
Profundidad Interior.	mV	Tipo de Fluido Fracturante:	
Diámetro del agujero del pozo (última barrena)	pg	Volumen	gal
TERMINACIÓN	UNIDADES	Tipo de apuntalante:	
Fecha de Inicio:		Tamaño:	
Fecha de Terminación:		Volumen:	Sacos (100lb)
Tipo de terminación:		Fluido de Desplazamiento:	
Fluido de Control:		Volumen:	gal
Tipo de Pistola:		Servicios adicionales:	
Diámetro	pg	Presión de ruptura:	
Densidad de Disparos	c/m	Gradiente de fractura:	psi/ft
Fase de la Pistola	°	Presión de cierre:	psi
Longitud del intervalo disparado	mV	Presión final:	psi
Longitud total del disparo	pg	Gasto de Bombeo máximo:	bpm
Diámetro del agujero del disparo	pg	Cumplimiento de programa:	%
Nivel medio de las perforaciones (NMP)	mD mV	Gasto inicial al fracturar:	

Tab. A.2 Hoja Técnica del Pozo.

ANEXO B

PROCESO DE SELECCIÓN DE SOPORTE TÉCNICO PARA LOS EQUIPOS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS

B.1 Introducción

Hoy en día las compañías petroleras con visión triunfadora reconocen que la competencia por el talento se incrementa cada día y han optado por desarrollar metodologías en productividad de pozos con un enfoque de participación orientado a crear las condiciones para que su personal aprenda-haciendo, desarrolle al máximo su potencial, descubra nuevas opciones, innove con éxito y alcance sus propias soluciones.

El dinámico entorno de la industria del aceite y gas, caracterizado por cambios vertiginosos, algunos esperados y otros que no lo son, requiere de profesionistas y/o especialistas decididos a actuar a los retos para revertir la declinación de la producción de los yacimientos de hidrocarburos e identificar áreas de oportunidad para el mejoramiento de la producción.

Para dar frente a estos retos es necesario formar e integrar Equipos de Trabajo Multidisciplinarios a nivel sistema conformados por personal especializado de PEP, con apoyo del personal de Asistencia Técnica Especializada Nacional e Internacional (ATE) encaminadas a identificar soluciones a corto y mediano plazo para la restitución, mantenimiento e incremento de la producción, mediante la aplicación de metodologías de trabajo, mejores prácticas y tecnologías de vanguardia.

Anteriormente la contratación de los servicios de asistencia técnica especializada, se realizaba de manera directa, sin la evaluación de otras propuestas técnico-económicas de otras compañías de servicio, es decir, el mercado de soporte técnico estaba muy monopolizado y en muchos casos éstas no cumplían con las

necesidades requeridas para los cuales fueron contratados, generando con ello, proyectos caros y sin aporte de valor para PEP.

Con base a lo anterior, se considero importante desarrollar un Proceso de Selección de Soporte Técnico para los proyectos de productividad de pozos, cuyo objetivo fuera el de normar y evaluar con el mismo criterio a todas las compañías de servicio para la contratación de asistencia técnica especializada en proyectos de productividad.

En este anexo se describe a detalle el Proceso desarrollado.

Objetivo

Dar a conocer a cada una de las compañías de servicio participantes para la contratación de asistencias técnicas especializadas en proyectos de productividad de pozos, el Proceso de Selección ATE, para la elaboración y presentación de propuestas técnico-económicas, bajo un ambiente de total transparencia, figura B.1

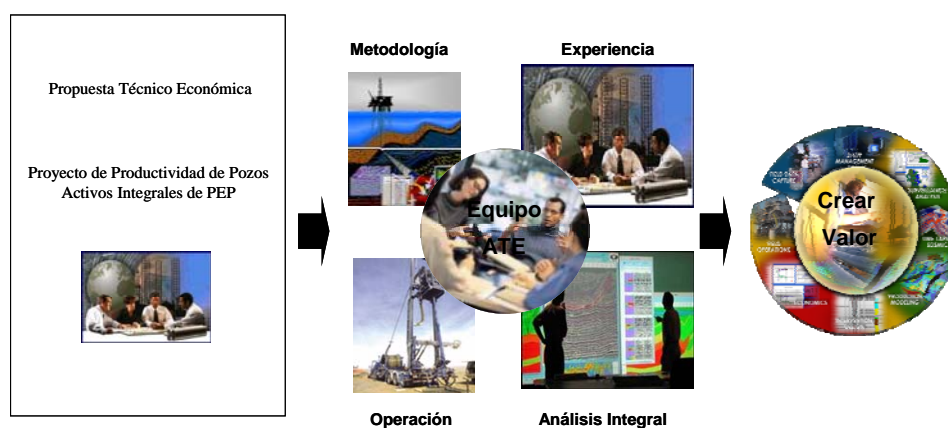


Fig. B.1 Configuración de Propuestas Técnico-Económica para los Proyectos de Productividad de Pozos.

B.2 Proceso de Selección ATE

Para lograr los compromisos establecidos en la Estrategia Integral de Productividad de Pozos en PEP, se desarrollo un Proceso de Selección de la ATE, el cual tiene como objetivo seleccionar a la mejor compañía que proporcione la mejor propuesta Técnico-Económica, con base a los Lineamientos Técnicos realizados por los Equipos de Productividad de los Activos Integrales de Explotación. Los Lineamientos Técnicos se muestran en el Anexo A.

El Proceso de Selección de la ATE es un proceso que por su naturaleza de Asistencia Técnica Especializada no es licitatorio, sino de invitación restringida, por lo que PEP no esta obligada ni comprometida con ninguna compañía de servicio participante. Este proceso fue desarrollado con el objeto de tener una mayor transparencia, en la selección de la compañía de servicio para el desarrollo de los Proyectos de Productividad de Pozos.

El proceso consta de 13 etapas y esta estructurada de tal manera que involucra para la selección, personal del Equipo de Productividad (EP), Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación (GEPE), y Gerencia de Proyectos de Explotación, quienes de manera condensada evalúan y definen la propuesta técnico-económica que asegure para PEP, el cumplimiento de los compromisos de producción al menor costo, figura B.2.

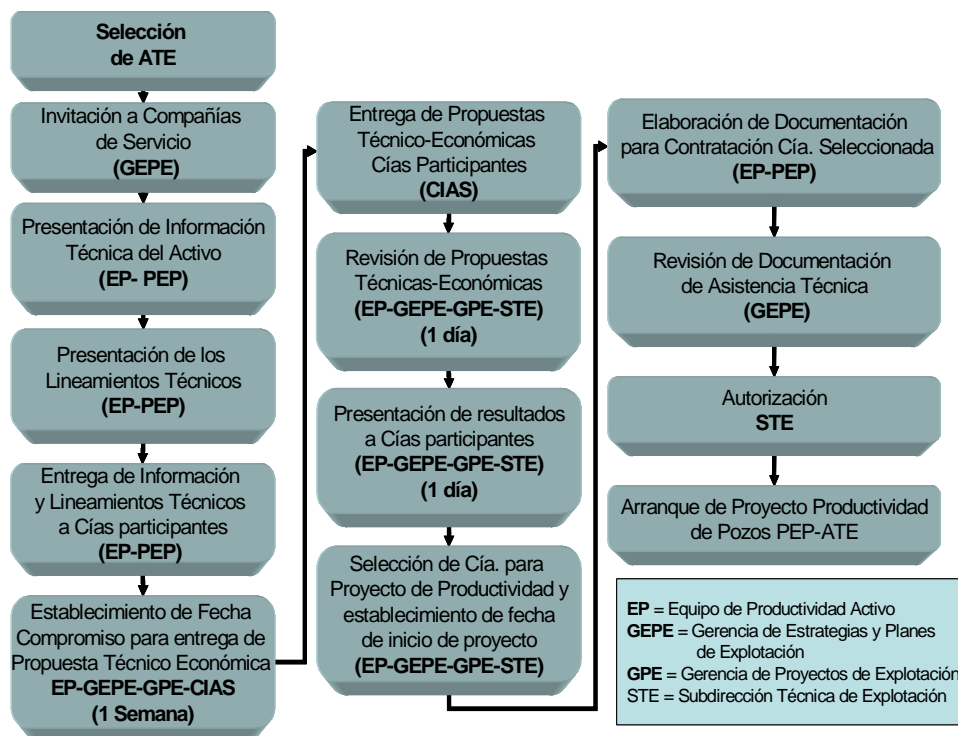


Fig. B.2 Proceso de Selección de la ATE.

A continuación se describe de manera más detallada cada una de las etapas del Proceso de Selección ATE:

Invitación a Compañías de Servicio

La Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación (GEPE) de la Subdirección Técnica de Explotación (STE), realiza una invitación a las compañías de servicio reconocidas a nivel internacional en la Industria Petrolera con amplia experiencia en Proyectos de Productividad de Pozos.

Presentación de Información Técnica del Activo

El Equipo de Productividad del Activo (EP), deberá presentar toda la información técnica y/o base de datos que posee del campo y de los pozos en estudio garantizando en todo momento la confidencialidad y uso apropiado de la información proporcionada a

las compañías de servicio participantes para la elaboración de la Propuesta Técnica-Económica.

Presentación de los Lineamientos Técnicos

El Equipo de Productividad del Activo (EP), presenta a las compañías de servicio participantes los Lineamientos Técnicos (ver Anexo A), requeridos para el estudio integral de pozos, con base a las necesidades del Activo. Estos Lineamientos Técnicos sirven como base a las compañías de servicio para presentar su Propuesta Técnico-Económica.

Entrega de Información y Lineamientos Técnicos a Compañías participantes

El Equipo de Productividad del Activo (EP), entrega en medios electrónicos la información técnica de los campos en estudio y los Lineamientos Técnicos a las compañías de servicio participantes.

Establecimiento de fecha compromiso para entrega de Propuesta Técnica Económica

El Equipo de productividad del Activo (EP), en conjunto con la Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación (GEPE), y la Gerencia de Proyectos de Explotación de la Región de PEP (GPE) definen la fecha compromiso para que las Compañías de Servicio participantes entreguen sus Propuestas Técnico-Económicas.

Entrega de Propuestas Técnico Económicas

Las compañías de servicio entregan en sobre cerrado sus Propuestas Técnico-Económicas de acuerdo a la fecha establecida.

Revisión de Propuestas Técnico Económicas

El Equipo de Productividad del Activo (EP), en conjunto con la Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación (GEPE) y la Gerencia de Proyectos de Explotación de la Región de PEP (GPE), revisan y evalúan cada una de las Propuestas Técnico-

Económicas presentadas por las compañías de servicio participantes con base a los criterios de evaluación desarrollados por la Gerencia de Planes y Estrategias y Planes de Explotación.

Presentación de resultados a Compañías Participantes

El Equipo de Productividad del Activo (EP), en conjunto con la GEPE y la GPE, presentan a las compañías participantes los resultados de la evaluación técnico-económica.

Selección de Compañía para Proyecto de Productividad de Pozos y establecimiento de fecha de inicio de Proyecto.

En conjunto con el Activo Integral de Explotación y las dependencias de la STE, seleccionan a la compañía de servicio que mejor cumple con los criterios de evaluación establecidos en los lineamientos técnicos solicitados por el Activo, con base a los resultados de la evaluación realizada en el Proceso de Selección ATE. Así mismo, se indica la fecha de inicio del Proyecto de Productividad de Pozos.

Elaboración de Documentación para Contratación de Compañía Seleccionada.

El Equipo de productividad del Activo (EP), en conjunto con la compañía seleccionada, elaboran la documentación necesaria para la contratación del servicio ATE, mediante el envío de la misma a la STE para su revisión y aprobación.

Revisión de Documentación de Asistencia Técnica

La Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación (GEPE), revisa la documentación presentada por el Equipo de Productividad del Activo (EP), verificando que cumpla con la normatividad vigente en materia de contratación de Asistencia Técnica Especializada y elabora documento de aprobación para la autorización del Subdirector de la STE.

Autorización

La Subdirección Técnica de Explotación autoriza la documentación necesaria para la contratación de la Compañía de Servicio y envía la aprobación de la misma a la Subdirección de la Coordinación de Tecnología de Información (SCTI) para verificar presupuesto, y asignar número de pedido.

Arranque de Proyecto de Productividad de Pozos PEP-ATE

Los trabajos del Equipo de Productividad del Activo (EP), inician mediante la integración del Equipo Multidisciplinario conformado por los mejores especialistas de PEP y por Asistencia Técnica Especializada Nacional o Internacional (ATE), cubriendo de esta forma todas las áreas de especialidad solicitadas para el estudio de los campos. El éxito de los Proyectos de Productividad de Pozos, radica en el trabajo en Equipo y la aplicación de la Metodología de Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos, con el compromiso de identificar soluciones a corto y mediano plazo, aplicando metodologías, mejores prácticas y tecnología de vanguardia.

El proceso de selección de la ATE, permite lograr una mayor transparencia, calidad, competitividad, compromiso, nuevas alternativas tecnológicas y obtener Propuestas Técnico-Económicas de mayor calidad y menor costo, figura B.3.

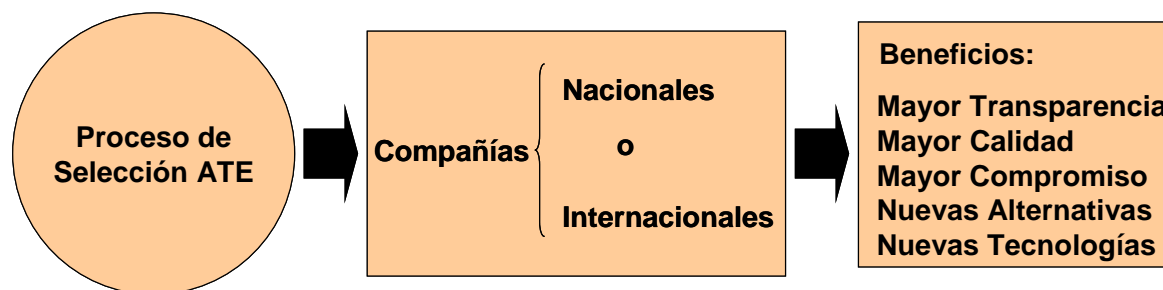


Fig. B.3 Beneficios del Proceso de Selección ATE.

B.3 Contenido de la Propuesta Técnico Económica

Las propuestas técnico-económicas presentadas por las compañías de servicio participantes deben incluir como mínimo la siguiente información:

- Objetivo General
- Objetivos Específicos
- Alcances y Beneficios
- Entregables
- Metodología de Trabajo
- Cronograma de Actividades
- Ubicación Física de Trabajo
- Número de Especialistas
- Especialidad
- Experiencia Profesional
- Periodo de Trabajo
- Equipo de Cómputo
- Software
- Currículos de Especialistas
- Costos

Lo anterior, a fin de contar con propuestas homologadas que permitan evaluar de igual manera a las compañías de servicio participantes.

B.4 Criterios de evaluación a compañías de servicio

B.4.1 Objetivo

Evaluar las Propuestas Técnico-Económicas de las compañías de servicio Nacional e Internacional participantes en el Proceso de Selección para Proyectos de Productividad de Pozos, con base a los lineamientos técnicos elaborados por el Equipo de Productividad, mediante la aplicación de criterios de evaluación, previamente establecidos y dados a conocer por la STE, (figura B.4), que permitan seleccionar a la compañía de servicio que obtenga el mayor puntaje técnico y económico.

Los criterios de evaluación se clasificaron en: **a)** Aspectos Generales (no impactan en el desarrollo del proyecto y en **b)** Factores Críticos (alto impacto en el desarrollo del proyecto).

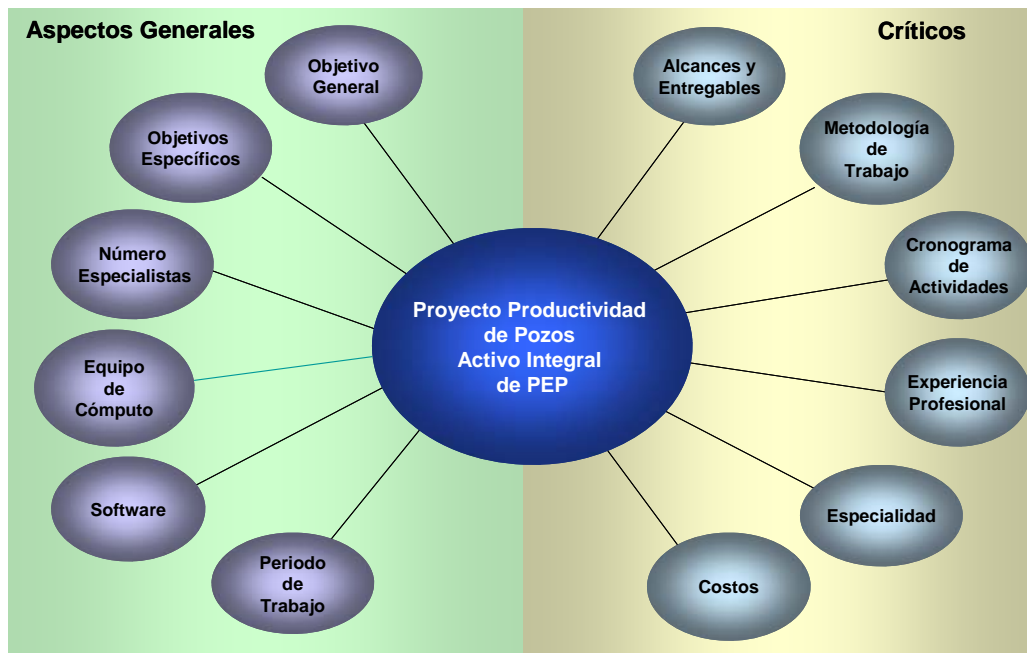


Fig. B.4 Criterios de Evaluación.

B.4.2 Criterios de Evaluación por Puntos y Porcentajes.

Los criterios de evaluación se clasificaron en base a la experiencia de la compañía en proyectos de productividad de pozos y a la experiencia de los especialistas, tabla B.1

	CRITERIOS DE EVALUACION TECNICA
Conceptos	EXPERIENCIA DE LA COMPANIA EN PROYECTOS DE PRODUCTIVIDAD
1	Experiencia y capacidad técnica de la compañía de servicios en el desarrollo de Proyectos de Productividad de Pozos.
2	Experiencia de la Compañía de Servicios por el número de servicio similares en ejecución o ejecutados.
	EXPERIENCIA DE LOS ESPECIALISTAS
3	Experiencia del personal en Proyectos de Productividad de Pozos
4	Años de Experiencia del Personal en la disciplina solicitada .
5	Experiencia del personal por su grado académico, capacitación recibida o impartida, Publicaciones, Conferencias, etc..

Tab. B.1 Criterios de Evaluación por puntos y porcentajes.

El puntaje a utilizarse para evaluar técnicamente la experiencia de la compañía en proyectos de productividad se estableció de la siguiente manera:

Años de Experiencia en Proyectos de Productividad de Pozos

Alta (> 5 años)	5
Media (2 -5 años)	4
Baja (1-2 años)	3

Número de Proyectos de Productividad Desarrollados

> 3	5
1 - 3	4
0	3

Para el caso de la evaluación de la experiencia de los especialistas en proyectos de productividad se consideraron los siguientes criterios:

Años de Experiencia en Proyectos de Productividad de Pozos

> 5 años	5
3 -5 años	4
2 -3 años	3
1- 2 años	2
1 año	1

Años de Experiencia en la Disciplina

> 20 años	5
15 – 20 años	4
10 – 15 años	3
5 -10 años	2
1 -5 años	1

Grado Académico

Doctor	5
Maestría	4
Licenciatura	3
Pasante	2
Técnico	1

El nivel de experiencia de los especialistas se evaluó mediante la generación de cuadrantes de ubicación por especialidad, figura B.5, con base a los currículos de cada especialista propuesto por la compañía de servicio participante.

Sistemas Artificiales de Producción

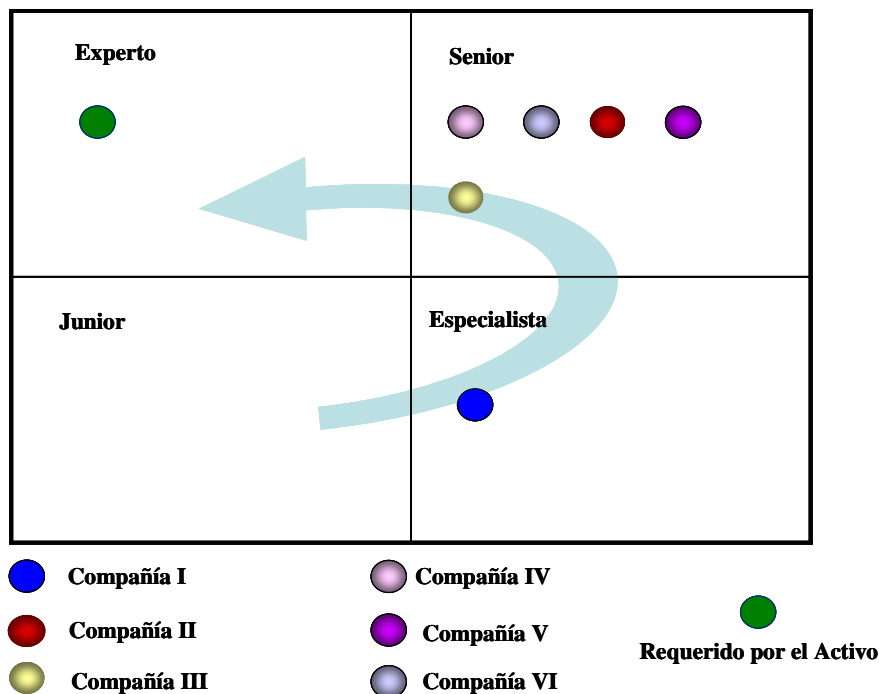


Fig. B.5 Cuadrante de ubicación por nivel de experiencia del especialista

B.4.3 Evaluación Técnica y Económica

El puntaje Técnico de las compañías de servicio participantes, se obtiene mediante el cálculo de la siguiente fórmula:

$$PT_i = \frac{PL_i}{PML} \times 100 \times 60\%$$

Donde PT = Puntaje Técnico
 PL = Puntos de la Compañía Participante
 PML = Puntos de la compañía con mayor puntaje
 i = 1 n
 n = número de participantes

El puntaje Económico de las compañías de servicio participantes, se obtiene mediante el cálculo de la siguiente fórmula:

$$PE = \frac{PPSB \text{ (Precio de la propuesta solvente más baja)}}{PPL \text{ (Precio de la propuesta de la Cia. participante)}} \times 100 \times 40\%$$

Es importante hacer notar que del 100% de la evaluación, la parte técnica tiene considerando un peso del 60% y un 40% para la parte económica.

B.5 Resultados de la Evaluación Técnica Económica

Con base al análisis y a los criterios de evaluación realizados a las propuestas técnico-económicas de las compañías participantes, se selecciona a la compañía que obtenga el mayor puntaje con base a los criterios de evaluación por puntos y porcentajes y a los requerimientos establecidos en los lineamientos técnicos del

Proyecto. La compañía de servicio seleccionada proporcionará la Asistencia Técnica Especializada para el Proyecto de Productividad de Pozos del Activo Integral de PEP.

B.5.1 Ejemplo de selección de mejor propuesta técnico-económica

A continuación se presenta un ejemplo donde participaron 5 compañías de servicios, donde se solicitó un equipo integrado por 4 especialistas (un especialista en Sistemas Artificiales de Producción, dos en Productividad de Pozos y uno en Ingeniería de Yacimientos) con base a los Lineamientos Técnicos realizados por el Activo.

La tabla B.2 muestra la matriz comparativa de evaluación de las 5 propuestas técnico-económicas. Cada una de éstas, se evaluó de acuerdo a los criterios de evaluación por puntos y porcentajes.

En la Tabla B.3 se muestran los resultados de la evaluación de los cuatros especialistas requeridos para soporte técnico a Equipos de Productividad de Pozos de acuerdo a los criterios de evaluación técnica.

Yacimientos					
	Años de ejercicio profesional	Grado académico	Años de experiencia en Productividad	Años de experiencia en Disciplina	Total
Compañía 1	5	3	4	5	17
Compañía 2	5	3	5	4	17
Compañía 3	5	3	5	5	18
Compañía 4	5	4	5	5	19
Compañía 5	5	4	5	5	19

Sistemas artificiales de Producción					
	Años de ejercicio profesional	Grado académico	Años de experiencia en Productividad	Años de experiencia en Disciplina	Total
Compañía 1	5	3	5	4	17
Compañía 2	4	3	5	4	16
Compañía 3	5	3	5	3	16
Compañía 4	5	4	5	4	18
Compañía 5	4	3	5	4	16

Productividad de pozos 1					
	Años de ejercicio profesional	Grado académico	Años de experiencia en Productividad	Años de experiencia en Disciplina	Total
Compañía 1	5	3	5	5	18
Compañía 2	3	3	5	3	14
Compañía 3	5	3	5	5	18
Compañía 4	4	3	5	4	16
Compañía 5	4	3	4	4	15

Productividad de pozos 2					
	Años de ejercicio profesional	Grado académico	Años de experiencia en Productividad	Años de experiencia en Disciplina	Total
Compañía 1	5	3	5	5	18
Compañía 2	5	3	5	5	18
Compañía 3	5	3	5	5	18
Compañía 4	5	5	4	5	19
Compañía 5	3	3	4	3	13

Tab. B.3 Evaluación técnica de especialistas de acuerdo a criterios técnicos.

En la figura B.6 se muestra los cuadrantes de ubicación por nivel de experiencia del especialista de cada una de las compañías participantes.

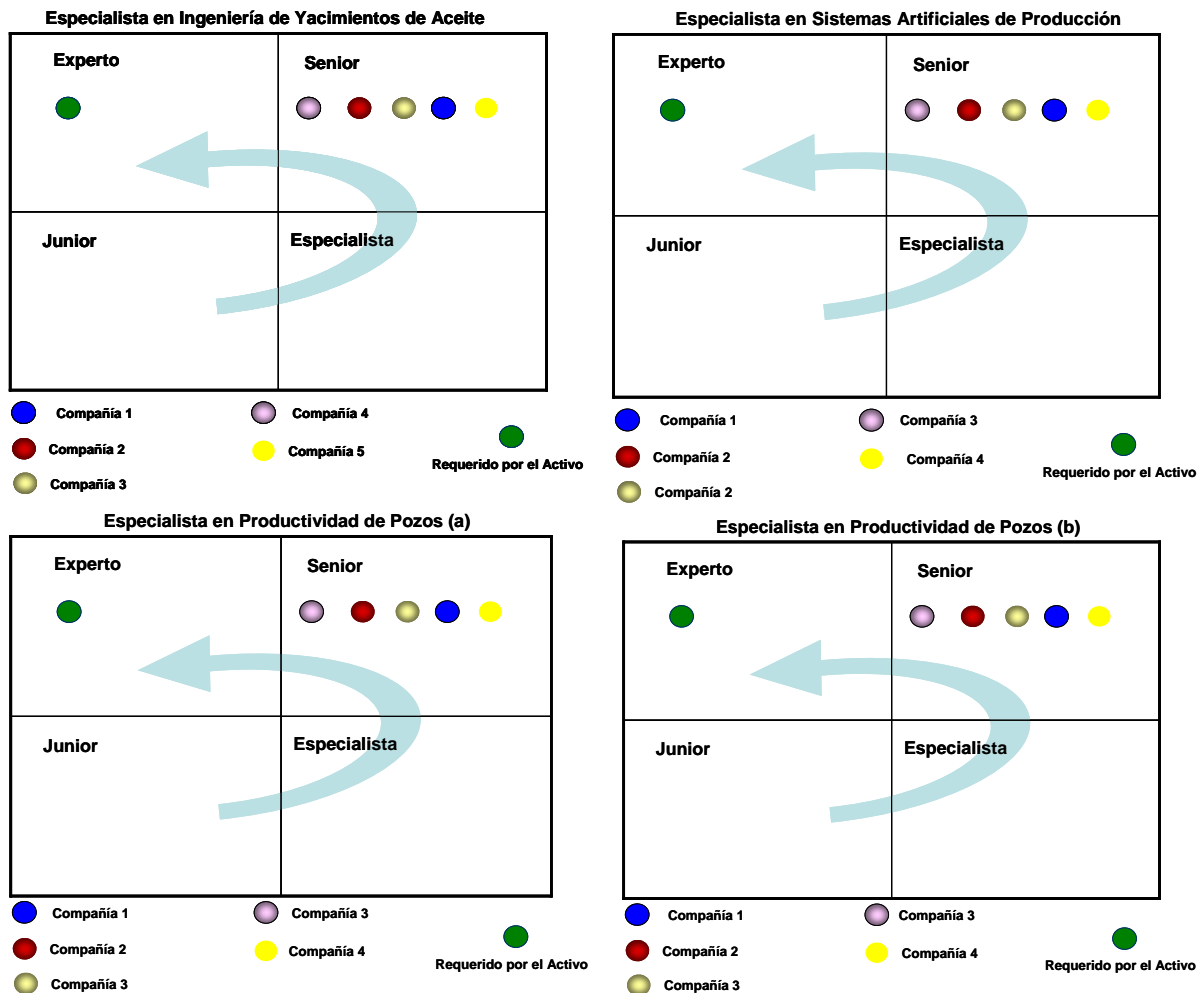


Fig. B.6 Cuadrantes de ubicación por nivel de experiencia del especialista por compañía participante.

En la figura B.7 se muestran los resultados finales, y con base al análisis Técnico-Económico realizado a las Propuestas de las Compañías participantes se concluyo lo siguiente:

- Todas las compañías participantes presentaron especialistas de buen nivel con personal técnico de experiencia para el desarrollo del Proyecto de Productividad del Activo.

- Las Compañías que presentaron una mayor expertis en las disciplinas solicitadas por el Activo fueron la Compañía 4, Compañía 3 y Compañía 1.
- Las Compañías que presentaron propuestas económicas mas bajas fueron Compañía 3, Compañía 4 y Compañía 5.
- Con base al análisis y la evaluación Técnica-Económica realizada a las propuestas de las compañías participantes, la compañía que obtuvo el mayor puntaje Técnico-Económico con base a los criterios de evaluación y a los requerimientos establecidos en los Lineamientos Técnicos del Proyecto es la Compañía 3, por lo que se selecciono para el desarrollo del Proyecto de Productividad de Pozos del Activo.

	COSTO ATE USD	Suma Total de Puntos A	Puntaje Técnico B	Puntaje Económico C	Suma Puntajes D=B+C
Compañía 1	\$469,172.00	70	58.3	26.5	84.9
Compañía 2	\$582,135.00	65	54.2	21.4	75.5
Compañía 3	\$311,040.00	70	58.3	40.0	98.3
Compañía 4	\$353,770.00	72	60.0	35.2	95.2
Compañía 5	\$410,400.00	63	52.5	30.3	82.8

Compañía ganadora

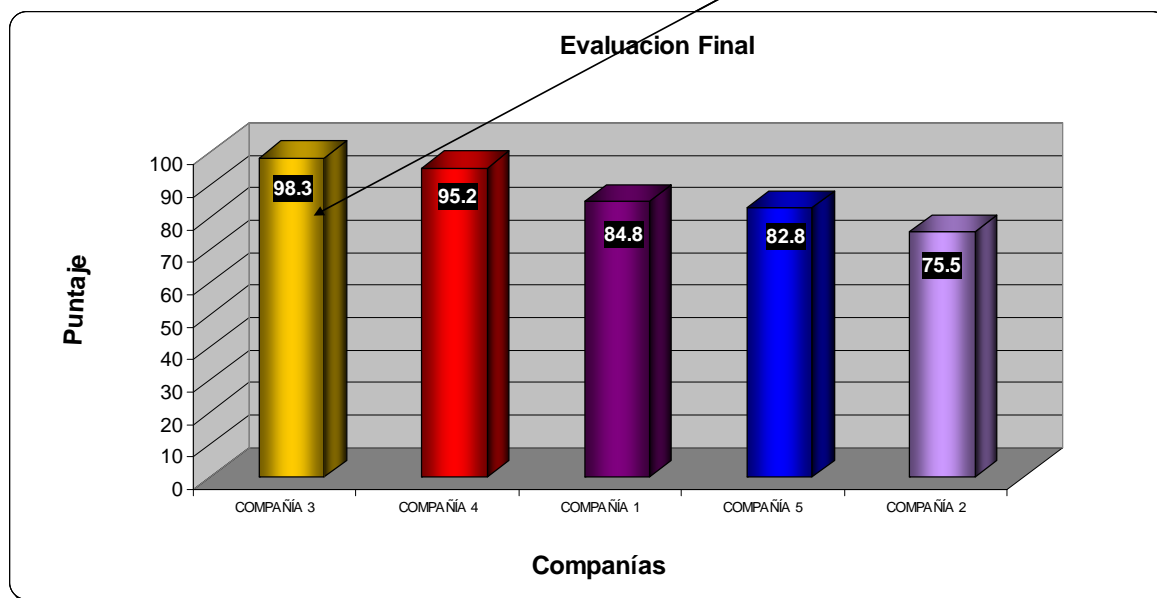


Fig. B.7 Resultados de aplicación de Criterios de Evaluación por puntos y porcentaje a propuestas técnico- económicas.

B.6 Beneficios

Con la aplicación del proceso de selección ATE desarrollado para los proyectos de productividad, permite obtener los siguientes beneficios:

- Mayor transparencia en la selección de las compañías de servicio.
- Mayor calidad en Asistencia Técnica Especializada Nacional o Internacional.
- Reducción de costos por Asistencia Técnica Especializada, figura B.8
- Asistencia Técnica puntualizada con base a las necesidades del Activo.
- Mayor competitividad y compromiso de participación.

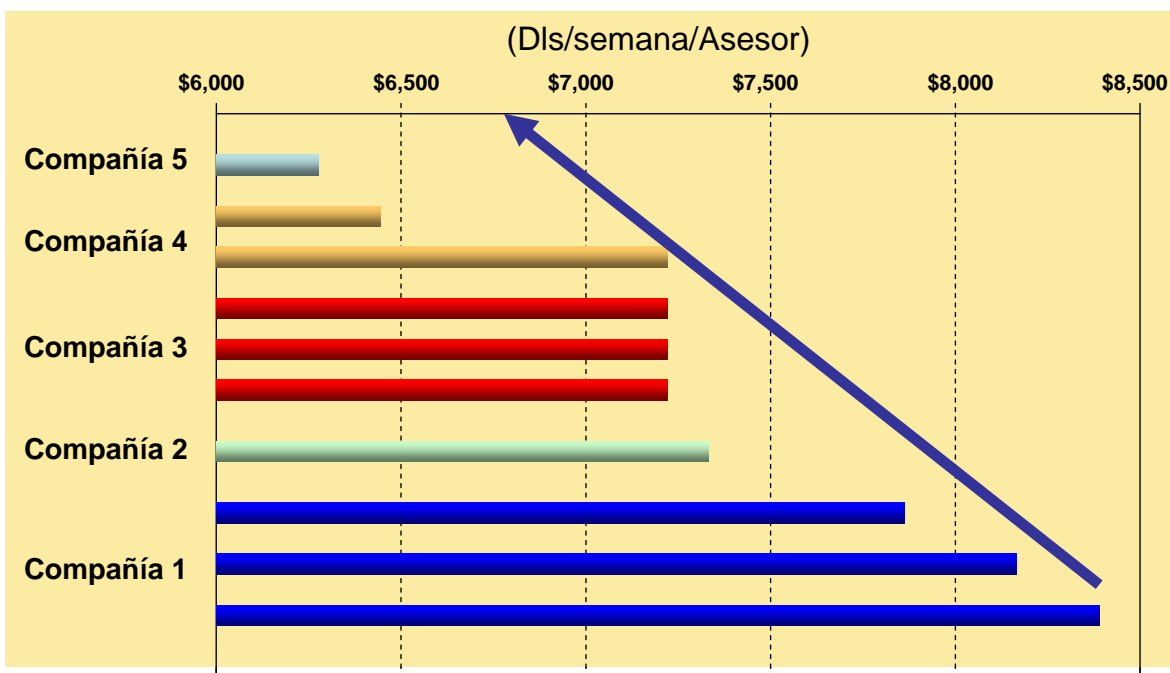


Fig. B.8 Reducción de Costos de ATE en Proyectos de Productividad de Pozos.

ANEXO C

ESTRATEGIA DE SEGUIMIENTO Y CONTROL DE AVANCES DE LOS PROYECTOS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS DE PEP.

C.1 Introducción

Como resultado del desarrollo de la implantación de la Estrategia de ASIPP en PEP y la formación de los diferentes Equipos de Productividad de Pozos en las Regiones de PEP, se vio la necesidad de realizar una estrategia de seguimiento, control y consolidación, mediante la cual se pudiera revisar el avance de los proyectos, a través de un enfoque metodológico y organizacional, que contribuyera a cumplir con los compromisos de producción establecidos por cada uno de los Activos Integrales de Explotación de PEP, bajo el cual se fundamentará el rol y responsabilidades de los Mentores Técnicos Especializados (MTE), como parte integral de la Estrategia para soporte y apoyo a los proyectos de productividad de pozos de PEP.

C.2 Objetivo

Contribuir al cumplimiento de los objetivos de la Estrategia de ASIPP en los diferentes Activos Integrales de Explotación de la Regiones de PEP, brindado:

- Soporte técnico y metodológico.
- Identificando oportunidades de desviaciones y áreas de oportunidad, y
- Emitiendo recomendaciones sobre el proceso de diseño y ejecución de las oportunidades de productividad de PEP.

C.3 Alcances

- Seguimiento al desempeño de los Equipos de Productividad (EP) de los Activos Integrales de Explotación en el cumplimiento de los compromisos de producción.
- Realimentar periódicamente a los EP, equipos de Asistencia Técnica Especializada (ATE), Administración de los Activos, Gerencia de Proyectos de Explotación Regional de la STE y a la Gerencia de Estrategias y Planes de

Explotación de la STE, sobre el: **a)** Desempeño de los consultores ATE, **b)** Áreas de atención y **c)** Recomendaciones para mejorar continuamente el proceso de diseño y ejecución de los trabajos de productividad identificados por los Equipos de productividad de Pozos.

- Brindar y/o gestionar el soporte técnico y metodológico necesario para el cumplimiento de los compromisos y metas establecidos en la Estrategia de ASIPP.

C.4 Implantación de la Estrategia de Seguimiento y Control

La estrategia consistió en crear la figura del Mentor Técnico Especializado (MTE), para reportar directamente al Líder de Proyecto de Productividad de Pozos de los avances de los 15 Equipos de productividad de PEP, con base al trabajo y apoyo muy de cerca con estos.

La implantación de la Estrategia de Seguimiento y Control consta de dos fases, como se muestra en la figura C.1. En la primera fase el MTE trabaja con los EP en la implantación de la Estrategia de ASIPP y en el diseño de las propuestas de mejoramiento de Productividad, en la segunda fase el MTE trabaja con los EP en la ejecución de las oportunidades de mejoramiento de producción para la materialización de las metas establecidas por los EP.

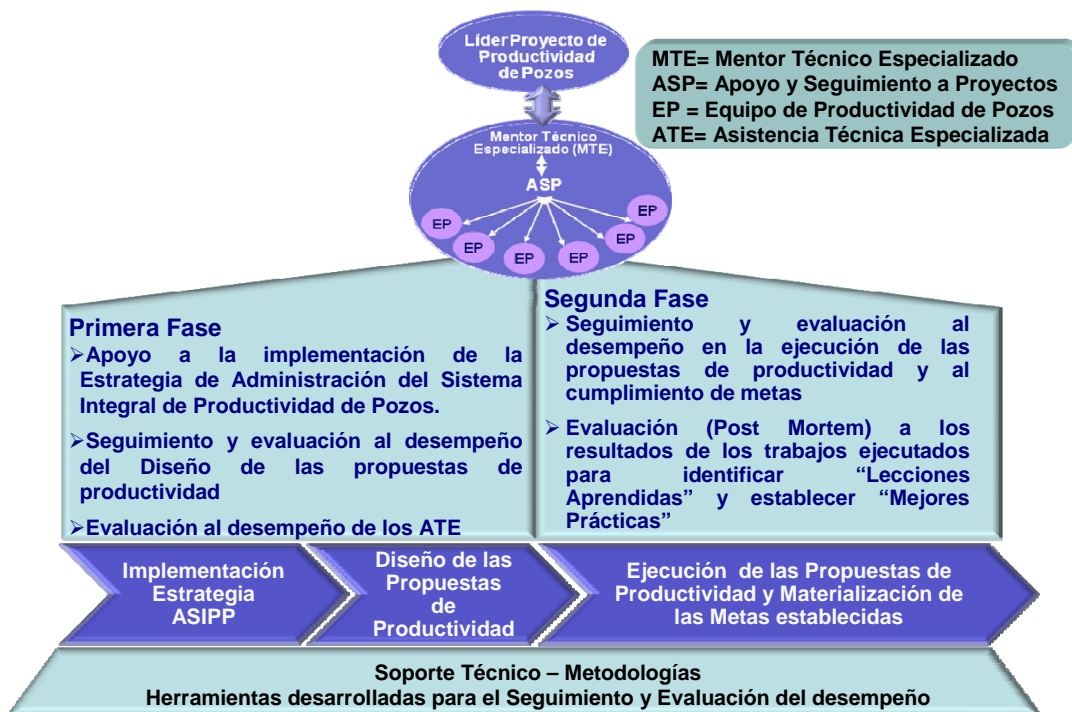


Fig. C.1 Estrategia de Seguimiento y Control de Avances de los Proyectos de Productividad de Pozos en PEP.

En la figura C.2 se muestra la posición jerárquica de los MTE dentro de la Organización, así como, su línea de dependencia como parte de la Estrategia de Seguimiento y Control.

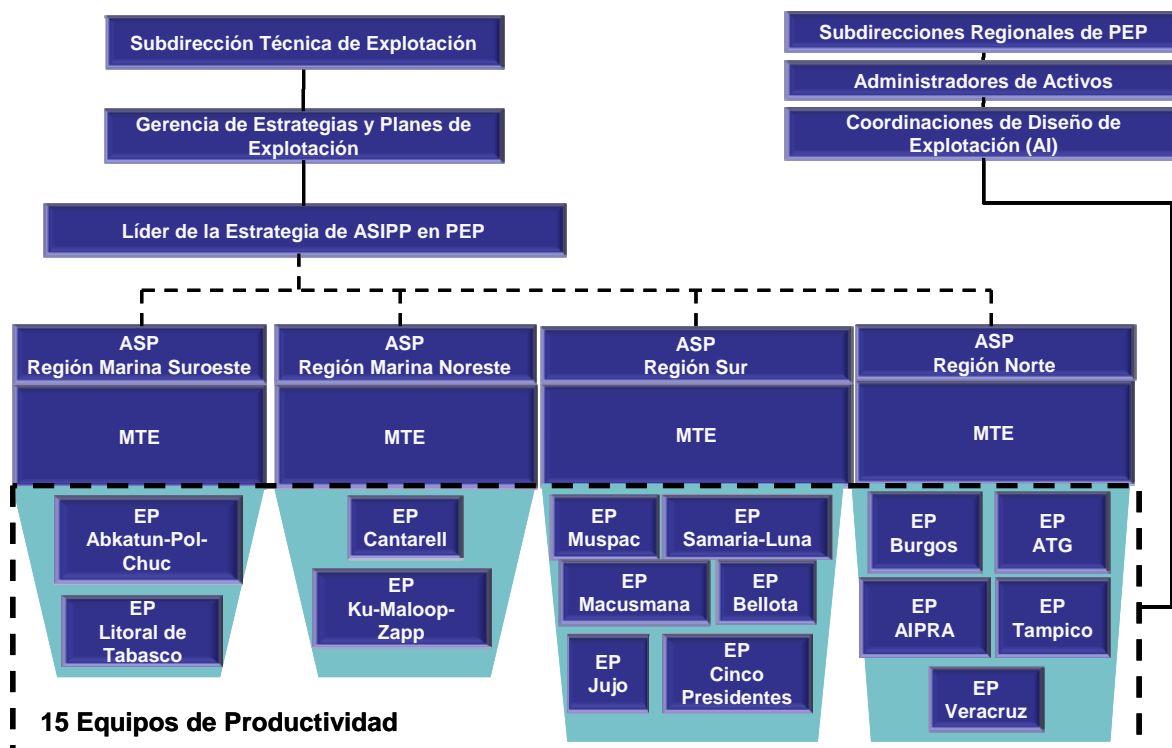


Fig. C.2 Estructura Organizacional de la Estrategia de Seguimiento y Control.

C.4.1 Roles y responsabilidades del MTE

Dentro de su ámbito de competencia el MTE tiene asignados los siguientes roles y competencias:

1. Seguimiento y contribución a la implantación de la estrategia de ASIPP:

- Seguimiento al cumplimiento de las etapas de implementación de la Estrategia.
- Identificación de áreas de atención para facilitar el éxito de la implementación.
- Emitir recomendaciones para subsanar dificultades en la implementación de la Estrategia.

2. Soporte metodológico y/o técnico al proceso de diseño de las propuestas de productividad:

- Monitorear el cumplimiento en la generación de las oportunidades de mejoramiento de producción.
- Participar en juntas de Revisión y Aprobación de propuestas.

- Identificar áreas de atención que requieran soporte técnico para gestionarlos.
- Emitir recomendaciones de tipo técnico y metodológico para mejorar el proceso de diseño de oportunidades de mejoramiento de producción.

3. Seguimiento y detección de áreas de atención al proceso de diseño de las propuestas de productividad:

- Seguimiento al cumplimiento del cronograma de diseño de las propuestas.
- Identificación de las principales causas de las desviaciones.
- Seguimiento a los indicadores de desempeño de los equipos de productividad (EP's) en la elaboración de propuestas.
- Identificación de áreas de atención para facilitar el éxito en el desempeño de la elaboración de las propuestas.
- Elaboración y mantenimiento de una base de datos de los ATE's.
- Evaluación del desempeño de los ATE's.
- Elaboración de un informe periódico de gestión para realimentar a los EP's, y ASP en las regiones, así como a la STE.

4. Seguimiento y detección de áreas de atención al proceso de ejecución de las propuestas:

- Seguimiento al cumplimiento del cronograma de ejecución de las propuestas. Identificación de las principales causas de las desviaciones.
- Seguimiento a los indicadores de desempeño durante la ejecución de las propuestas.
- Identificación de áreas de atención para facilitar el éxito en el desempeño de la ejecución de las propuestas.
- Elaboración de un informe de Gestión para realimentar a los EP's, AI's y ASP's en las regiones, así como a la STE.

C.4.2 Modelo de Rendición de cuentas

Con la finalidad de evaluar el desempeño de los Equipos de Productividad (PEP-ATE) y así dar cumplimiento a los compromisos de producción acordados, se desarrolló un modelo denominado "Rendición de Cuentas", figura C.3. Este modelo permite

evaluar quincenalmente: **a)** Avances de los proyectos, **b)** El cumplimiento de metas, y **c)** El desempeño de la ATE en forma individual y como equipo, para mantener informado al Líder del Proyecto en Productividad de Pozos a nivel PEP, quién divulgará los resultados en el Espacio de Colaboración del Portal de Productividad de Pozos de la STE, lo que permitirá visualizar el avance de los compromisos de producción establecidos por cada uno de los Equipos de Trabajo.

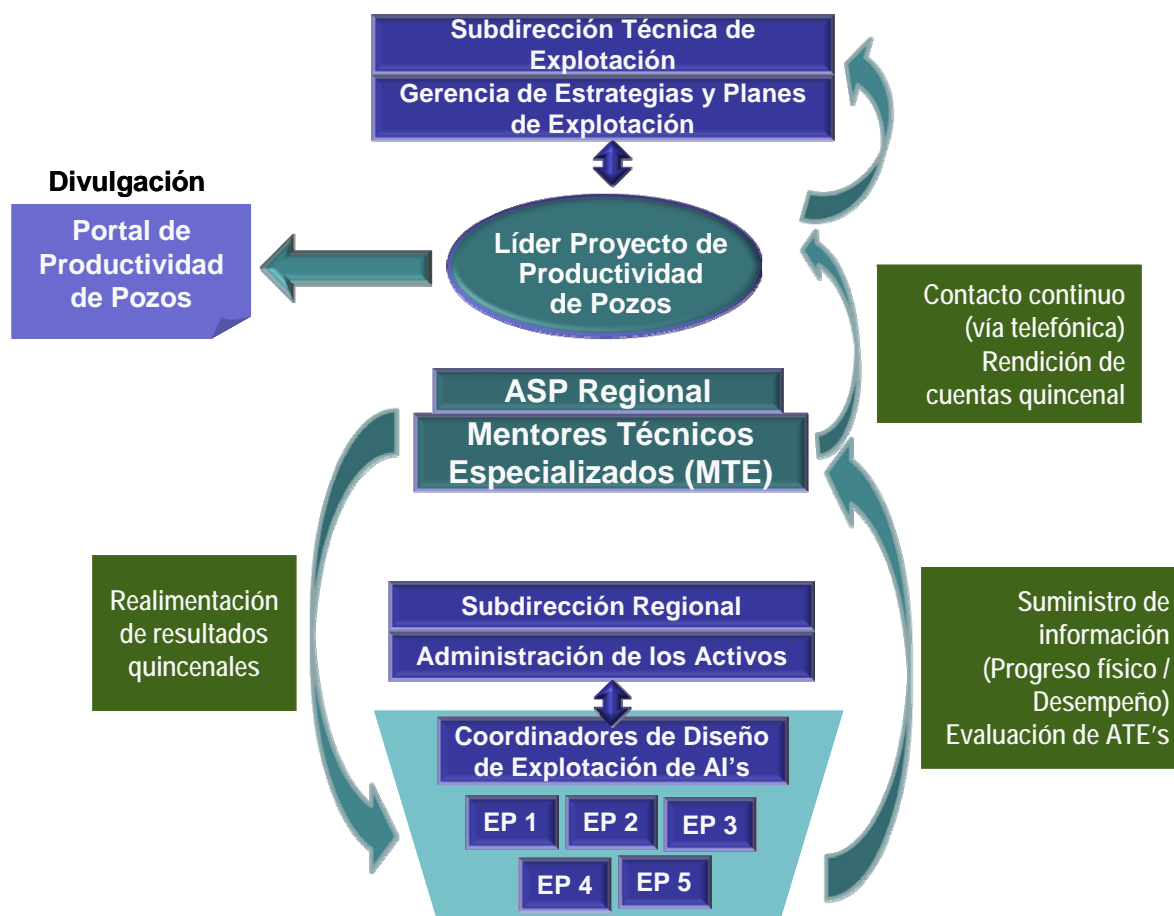


Fig. C.3 Modelo de Rendición de Cuentas.

La rendición de cuentas se basó en dos aspectos importantes: El alcance y el esquema, es decir, el alcance contempla focalizar el seguimiento del desempeño en

dos flancos, el del resultado de los Equipos de Productividad de Pozos, con base al cumplimiento del plan y las metas establecidas, y al de la Asistencia Técnica Especializada desde la perspectiva de su desempeño individual y como equipo, figura C.4.

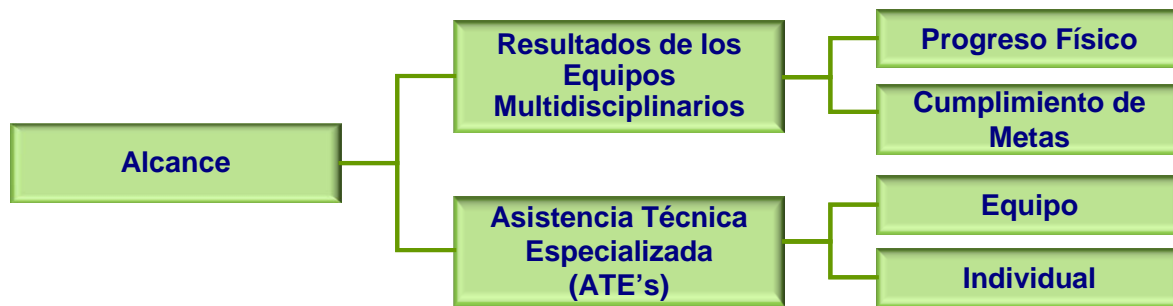


Fig. C.4 Alcance del Modelo de Rendición de Cuentas.

El esquema se sustenta en un seguimiento a nivel de Equipo de Productividad, con una consolidación tanto a nivel de Activos Integrales (caso cuando un AI tenga más de un EP) y a nivel Regional, como se muestra en la figura C.5.



Fig. C.5 Esquema del Modelo de Rendición de Cuentas.

La implementación de este alcance y esquema se soportó en dos herramientas en Excel que permitieron automatizar la consolidación de resultados y la rendición de cuentas homologada.

La información del progreso de las propuestas está disponible en el Portal de Colaboración de Productividad de Pozos de PEP.

A continuación se presenta en la figura C.6 un ejemplo de una rendición de cuentas consolidada a Nivel Regional del progreso físico en el diseño de oportunidades. Este reporte muestra el porcentaje de propuestas que se encuentran de acuerdo a lo planificado, o se encuentran desviadas (Atrasadas o Adelantadas).

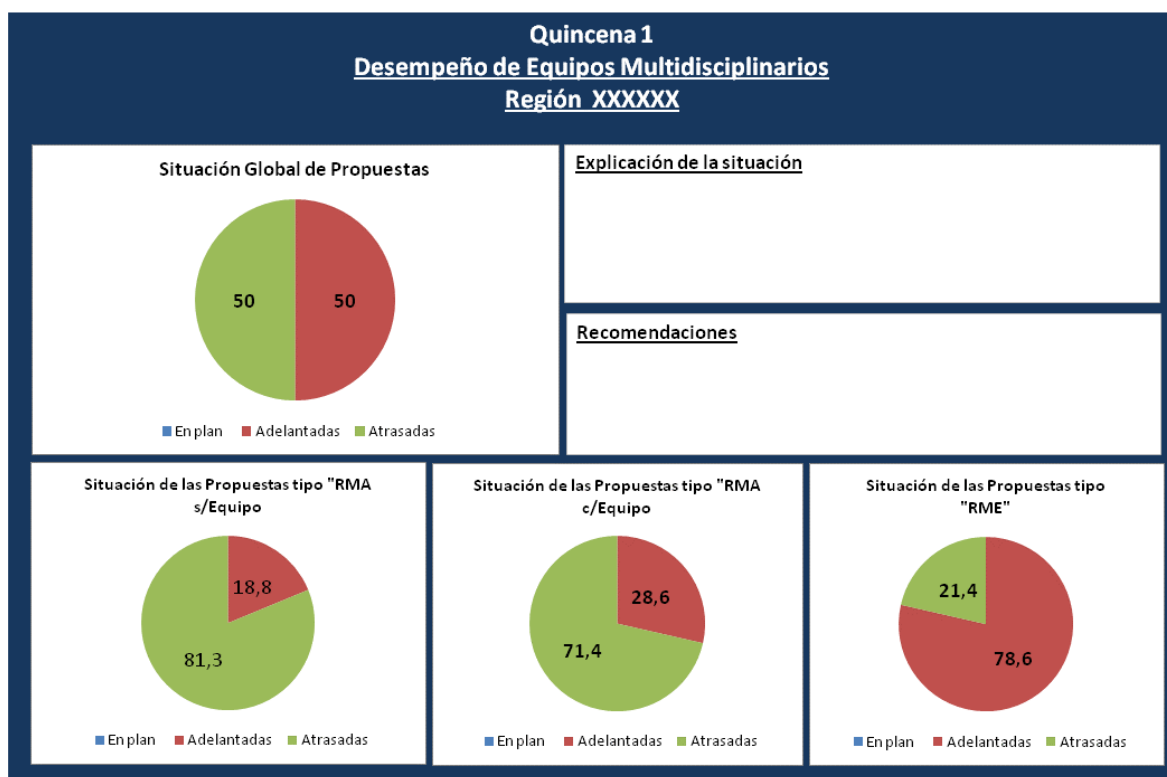


Fig. C.6 Resultados rendición de cuentas a Nivel Regional del progreso físico en el diseño de propuestas.

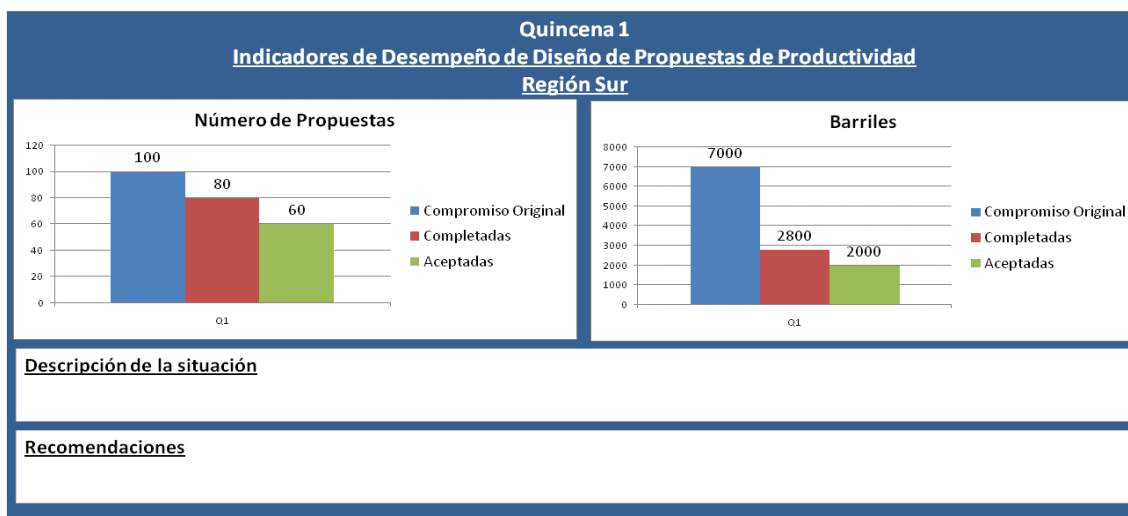


Fig. C.8 Indicadores de Desempeño de Diseño de Propuestas de Productividad.

Como complemento a los resultados de un periodo (quincenal) la herramienta permite generar gráficos del comportamiento acumulado de propuestas realizadas asociadas a los barriles de aceite, con el propósito de visualizar tendencias, como se muestra en la figura C.9.

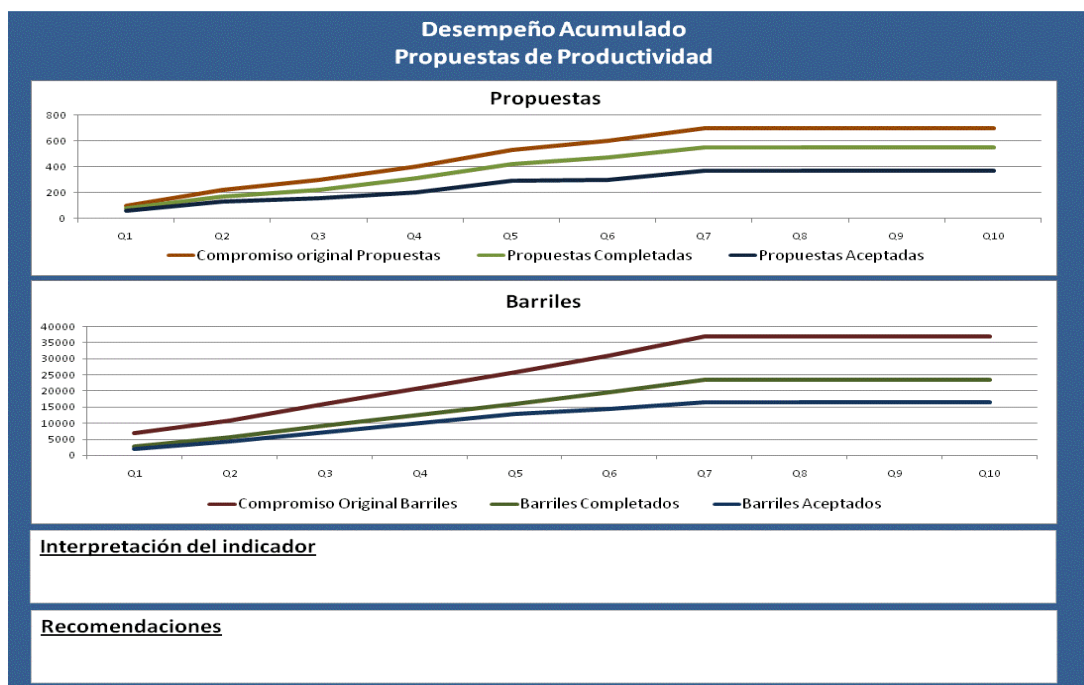


Fig. C.9 Desempeño acumulado en las propuestas de productividad.

C.4.3 Evaluación del Desempeño de la Asistencia Técnica Especializada (ATE)

La evaluación al desempeño de las Asistencias Técnicas Especializadas se realizó mensualmente desde dos perspectivas: Trabajo individual y por equipo.

Ambas perspectivas consideraron 4 factores principales, los cuales a su vez se desagregan en aspectos específicos a evaluar:

1. Trabajo en equipo:

- 1.1 Proceso de toma de decisiones se maneja de manera colegiada.
- 1.2 Prevalcen los objetivos del equipo sobre los individuales.
- 1.3 Cumplimiento de los roles y responsabilidades de los integrantes.
- 1.4 Aplicación de un esquema de liderazgo compartida.
- 1.5 Armonía en la interacción de los integrantes.

2 Calidad del trabajo realizado:

- 2.1 Cumplimiento riguroso de la estructura de contenido.
- 2.2 Profundidad técnica de la metodología utilizada.
- 2.3 Profundidad técnica del nivel de definición de las propuestas.
- 2.4 Incorporación de soluciones tecnológicas nuevas.

3 Cumplimiento de metas:

- 3.1 Nivel de cumplimiento del número de propuestas comprometidas.
- 3.2 Nivel del cumplimiento incorporación volumétrica comprometida.
- 3.3 Nivel de cumplimiento del progreso físico en la generación de propuestas.

4 Liderazgo técnico:

- 4.1 Percepción del ATE por su solidez técnica
- 4.2 Disposición y actitud del ATE para compartir y transferir conocimientos.

A estos factores y sus respectivos aspectos específicos se les asignó una ponderación con base a su importancia relativa, como se muestra en la figura C.10. La escala de evaluación utilizada fue del 1 al 5, la cual representa:

- 5 - Excelente
- 4 - Muy bueno

- 3 – Aceptable
- 2 – Regular
- 1 – Mejorable

Ponderaciones		Aspectos Evaluados
20%		1.- TRABAJO EN EQUIPO:
	20%	1.1.- Proceso de toma de decisiones se maneja de manera colegiada
	20%	1.2.- Prevalcen los objetivos del equipo sobre los individuales
	20%	1.3.- Cumplimiento de los roles y responsabilidades de los integrantes
	20%	1.4.- Aplicación de un esquema de liderazgo compartido
		1.5.- Armonía en la interacción de los integrantes
40%		2.- CALIDAD DE LAS PROPUESTAS GENERADAS:
	10%	2.1.- Cumplimiento riguroso de la Estructura de Contenido
	40%	2.2.- Profundidad técnica de la metodología utilizada
	40%	2.3.- Profundidad técnica del nivel de definición de las propuestas
		2.4.- Incorporación de soluciones tecnológicas nuevas
20%		3.- CUMPLIMIENTO DE METAS:
	40%	3.1.- Nivel de cumplimiento del número de propuestas comprometidas
	40%	3.2.- Nivel de cumplimiento incorporación volumétrica comprometida
		3.3.- Nivel de cumplimiento del progreso físico en la generación de propuestas
20%		4.- LIDERAZGO TÉCNICO:
	40%	4.1.- Percepción del ATE por su solidez técnica
	60%	4.1.- Disposición y actitud del ATE para compartir y transferir conocimientos

Evaluadores – Evaluación por Equipo

- Líder del Proy Productividad-STE
- Apoyo Seguimiento de Proy (ASP-Región)
- Mentor Técnico Especializado (MTE-Región)
- Coordinador de Diseño de Explotación de AI

Evaluadores – Evaluación Individual

- Líder del Equipo de Productividad
- PAR del ATE a evaluar
- Coordinador de Diseño de Explotación de AI

Fig. C.10 Evaluación del desempeño de la ATE.

En la figura C.11, se presenta un cuadro con el resultado consolidado de la evaluación por equipo de un asesor. En este cuadro se aprecia la ponderación asignada tanto a los factores principales como a los específicos de la evaluación tipo “por equipo”.

Evaluación Global del Equipo ATE XXXXX		3,24	BUENO								
		NUMERO DE EVALUADORES		5							
Ponderaciones	Aspectos Evaluados	E	MB	B	A	M	EVALUACION			Justificación de la evaluación	
		5,0-4,5	4,5-3,625	3,63-2,38	2,38-1,5	1,5-1,0	POR EQUIPO	POND BLOQUE	TOTAL		
1.- TRABAJO EN EQUIPO:											
20%	20%	1.1.- Proceso de toma de decisiones se maneja de manera colegiada	X				4,0	2,00	0,40		
	20%	1.2.- Prevalecen los objetivos del equipo sobre los individuales	X				5,0				
	20%	1.3.- Cumplimiento de los roles y responsabilidades de los integrantes			X		3,0				
	20%	1.4.- Aplicación de un esquema de liderazgo compartido		X			4,0				
	20%	1.5.- Armonía en la interacción de los integrantes				X	1,0				
2.- CALIDAD DE LAS PROPUESTAS GENERADAS:											
40%	10%	2.1.- Cumplimiento riguroso de la Estructura de Contenido	X				5,0	3,00	1,20		
	40%	2.2.- Profundidad técnica de la metodología utilizada	X				5,0				
	40%	2.3.- Profundidad técnica del nivel de definición de las propuestas		X			4,0				
	10%	2.4.- Incorporación de soluciones tecnológicas nuevas	X				5,0				
3.- CUMPLIMIENTO DE METAS:											
20%	40%	3.1.- Nivel de cumplimiento del número de propuestas comprometidas	X				5,0	3,20	0,64		
	40%	3.2.- Nivel de cumplimiento incorporación volumétrica comprometida			X		3,0				
	20%	3.3.- Nivel de cumplimiento del progreso físico en la generación de propuestas									
4.- LIDERAZGO TÉCNICO:											
20%	40%	4.1.- Percepción del ATE por su solidez técnica	X				5,0	5,00	1,00		
	60%	4.1.- Disposición y actitud del ATE para compartir y transferir conocimientos	X				5,0				
										3,24	

Fig. C.11 Evaluación del desempeño de los ATE´s por equipo.

En la figura C.12, se muestra un cuadro con el resultado consolidado de la evaluación individual de un asesor externo. En este cuadro se aprecia la ponderación asignada tanto a los factores principales como específicos de la evaluación tipo "individual".

Resultado Global Evaluación de Simón Díaz Dávila		3,98	MUY BUENO							
		NUMERO DE EVALUADORES		5						
Ponderaciones	Aspectos Evaluados	E	MB	B	A	M	EVALUACION			Justificación de la evaluación
		5,0-4,5	4,5-3,625	3,63-2,38	2,38-1,5	1,5-1,0	INDIVIDUAL	POND BLOQUE	TOTAL	
1.- TRABAJO EN EQUIPO:										
20%	20%	1.1.- Disposición a participar en un proceso de toma de decisiones colegiada	X				5,0	3,6	0,72	
	20%	1.2.- Disposición de anteponer los objetivos del equipo sobre los individuales	X				5,0			
	20%	1.3.- Cumplimiento de sus roles y responsabilidades dentro del EM			X		3,0			
	20%	1.4.- Compenetración y dedicación a las tareas asignadas		X			4,0			
	20%	1.5.- Interacción armónica con el resto de los integrantes				X	1,0			
2.- CALIDAD DEL TRABAJO REALIZADO:										
40%	20%	2.1.- Nivel de calidad de la Estructura de Contenido asignada	X				5,0	3,5	1,4	
	30%	2.2.- Profundidad técnica de la metodología empleada			X		3,0			
	30%	2.3.- Profundidad técnica del nivel de definición de las propuestas				X	2,0			
	20%	2.4.- Profundidad técnica de los análisis realizados	X				5,0			
3.- CUMPLIMIENTO DE METAS:										
20%	70%	3.1.- Cumplimiento de la Estructura de Contenido asignadas		X			4,0	4,3	0,86	
	30%	3.2.- Cumplimiento de tareas específicas asignadas	X				5,0			
4.- LIDERAZGO TÉCNICO:										
20%	40%	4.1.- Solidez técnica del integrante del ATE	X				5,0	5,0	1	
	60%	4.2.- Disposición y actitud del integrante del ATE para compartir y transferir	X				5,0			
										3,98

Fig. C.12 Evaluación del desempeño de los ATE´s individual.

C.5 Factores claves de éxito

Para poder garantizar el resultado en la Estrategia de Seguimiento y Control de los Equipos de productividad en PEP, se consideraron los siguientes factores:

- Facultamiento (Empowerment) de los Mentores Técnicos Especializados (MTE's), por parte de la STE y el posterior respaldo de los Activos Integrales y las Coordinaciones de Diseño de Proyectos de Explotación de los Activos Integrales.
- Lograr que los profesionistas de los Activos Integrales (AI) y de Equipos de productividad (EP) perciban a los mentores como puntos focales de la STE para contribuir proactivamente al cumplimiento de los objetivos establecidos por los Equipos de Trabajo.
- Suministro oportuno, por parte de los EP, de la información necesaria para el seguimiento al avance de las propuestas de productividad y a los compromisos de producción establecidos.
- Retroalimentación oportuna a los EP, Coordinaciones de Diseño de Proyectos de Explotación de los AI y de la STE, sobre las áreas de oportunidad y recomendaciones para mejorar el cumplimiento de las metas establecidas.

NOMENCLATURA

A	= área de sección transversal, m ²
a	= factor de tortuosidad adimensional.
<i>a</i>	= Longitud media del elipsoide de drene sobre el eje del pozo horizontal, en pies.
<i>a</i> _{sH,max}	= Máxima penetración de daño original, en pies.
<i>a</i> _{iH,max}	= Máxima penetración de estimulación, en pies.
AI	= Activo Integral de Explotación de PEP
ASP	= Apoyo a Seguimiento de Proyectos
API	= American Petroleum Institute
ASIPP	= Administración del Sistema Integral de Productividad de Pozos
ATE	= Asistencia Técnica Especializada Nacional o Extranjera
BEC	= bombeo electrocentrífugo
BCP	= bombeo de cavidades progresivas
BH	= bombeo hidráulico
BM	= bombeo mecánico
BN	= bombeo Neumático
BNC	= bombeo neumático continuo
BNI	= bombeo neumático intermitente
BHT	= temperatura del fondo del pozo, °F, °R
BPCE	= barriles de petróleo crudo equivalente
BPD	= barriles de Producción diaria
B _g	= factor de volumen del gas, pies ³ a c.y./pies ³ a c.s.
B _{gi}	= factor de volumen inicial del gas, pies ³ a c.y./pies ³ a c.s.
B _o	= factor de volumen de aceite, Bls (aceite + gas disuelto) a c.y./Bls aceite a c.s.
B _{ob}	= factor de volumen del aceite a la presión de burbujeo, Bls (aceite + gas disuelto) a c.y./Bls aceite a c.s.

B_{oi}	= factor de volumen inicial del aceite, Bls (aceite + gas disuelto) a c.y./Bls aceite a c.s.
B_t	= factor de volumen total, Bls (aceite + gas disuelto + gas libre) a c.y./Bls aceite a c.s.
B_w	= factor de volumen de agua, Bls (aceite + gas disuelto) a c.y./Bls agua a c.s.
C	= coeficiente de la curva
c_g	= compresibilidad isotérmica del gas, psi^{-1}
c_f	= compresibilidad de la roca o de la formación, psi^{-1}
c_o	= compresibilidad isotérmica del aceite, psi^{-1}
c_t	= compresibilidad total, psi^{-1}
c_w	= compresibilidad isotérmica del agua, psi^{-1}
d_h	= diámetro del agujero, pg, cm
d_i	= diámetro de invasión, pg, m
D	= diámetro, ft
D_{boquilla}	= diámetro de la boquilla, lb
DSS	= sistema de apoyo a la decisión
EPP	= Equipo de Productividad de Pozos
f	= factor de fricción, adimensional
F	= factor de formación, adimensional
F_w	= corte de Agua Actual, %
G_p	= volumen acumulado de gas, pies^3 a c.s.
GOR	= relación gas-aceite, $\text{pies}^3 / \text{pies}^3$
h	= espesor de la capa, m, pies
h_{mc}	= espesor del enjarre, pg, m
h_t	= espacio mínimo entre el interior y la longitud t-t superior del separador, ft
h_v	= espacio vapor entre la boquilla y los internos de separación, ft
hb_n	= espacio entre la boquilla y el nivel máximo de líquido, ft

h_r	= nivel máximo de líquido, ft
h_d	= nivel mínimo de líquido, ft
J	= índice de productividad, BPD/psi
IP	= índice de Productividad, BPD/psi, si la $p_{wf} > p_b$
I_{ani}	= Índice de anisotropía de la permeabilidad, es adimensional.
IPR	= comportamiento de afluencia, BPD/psi, si la $p_{wf} < p_b$
k	= permeabilidad original, D, mD
k_a	= permeabilidad absoluta, D, mD
k_e	= permeabilidad efectiva, D, mD
k_r	= permeabilidad relativa, adimensional
k_{ro}	= permeabilidad relativa al aceite, adimensional
k_{rg}	= permeabilidad relativa al gas, adimensional
k_{rw}	= permeabilidad relativa al agua, adimensional
kh	= capacidad de flujo
k_H	= Permeabilidad Horizontal, en mD.
k_V	= Permeabilidad vertical, en mD.
k_s	= Permeabilidad dañada, en mD.
k_i	= Permeabilidad estimulada, en mD.
LP	= líder de proyecto de productividad de pozos
L	= Longitud del pozo horizontal, en pies.
m	= exponente de cementación, adimensional
MMPCD	= millones de pies cúbicos diarios
MTE	= mentor técnico especializado
n	= exponente de saturación, adimensional
N	= volumen original de aceite a condiciones estándar, Bls a c.s.
N_p	= volumen acumulado de aceite, Bls a c.s.
N_{RE}	= número de Reynolds, adimensional

OFM	= software Oil File Manager
PCD	= pies cúbicos diarios
PCP	= sistema de bombeo de cavidades progresivas
PE	= puntaje Económico
PML	= puntos de la compañía con mayor puntaje
PL	= puntos de la compañía participante
PPSB	= precio de la propuesta solvente más baja
PPL	= precio de la propuesta de la Cía. participante
PT	= puntaje técnico
p_b	= presión de burbujeo o de saturación, lb/pg ²
p_c	= presión capilar, lb/pg ²
p_e	= presión estática del yacimiento, lb/pg ²
p_i	= presión inicial del yacimiento, lb/pg ²
p_r	= presión de rocío, lb/pg ²
p_{wf}	= presión de fondo fluyendo, lb/pg ²
p_{ws}	= presión de fondo estática, lb/pg ²
P_{th}	= presión en la cabeza del pozo, lb/pg ²
P_c	= presión en el estrangulador, lb/pg ²
P_s	= presión en el separador, lb/pg ²
P_{yac}	= presión del yacimiento, lb/pg ²
q	= gasto de producción en un tiempo t, vol/unidad de tiempo
q_i	= gasto de producción en un tiempo cero, vol/unidad de tiempo
q_{iny}	= gasto de inyección en un tiempo t, vol/unidad de tiempo
q_g	= gasto de gas, pies ³ /día
q_o	= gasto de aceite, BPD
q_{omax}	= gasto máximo de producción de aceite cuando p_{wf} es igual a cero, lb/pg ²
q_l	= gasto de líquido, BPD

RMA/CE	= reparación mayor con equipo
RMA/SE	= reparación mayor sin equipo
RME/CE	= reparación menor con equipo
RME/SE	= reparación menor sin equipo
r	= resistencia, ohms
R	= resistividad, ohm/m
r_{eH}	= Radio de drene horizontal, en pies.
r_w	= Radio del pozo, en pies.
R_m	= resistividad del lodo de perforación, ohm/m
R_{mc}	= resistividad del enjarre del lodo, ohm/m
R_{mf}	= resistividad del filtrado de lodo, ohm/m
R_o	= resistividad de una formación 100% saturada con agua, ohm/m
R_s	= resistividad de la capa adyacente a la formación de interés, ohm/m
R_t	= resistividad verdadera de la formación (zona virgen), ohm/m
R_{xo}	= resistividad de la formación en la zona invadida, ohm/m
R_w	= resistividad del agua de formación, ohm/m
R_{si}	= relación de solubilidad inicial, BIs (aceite + gas disuelto) a c.y. /BIs (aceite muerto) a c.s.
R_F	= recuperación final o reserva total, fracción, %
RG	= registro de rayos gamma
RGA	= relación gas-aceite actual
S	= factor de daño, adimensional
S_{eq}	= factor de daño en pozos horizontales, adimensional
SCADA	= sistema de automatización y adquisición de datos
SP	= registro de potencial espontáneo
S_f	= saturación parcial de un fluido, fracción, %
S_g	= saturación de gas, fracción, %
S_{gi}	= saturación de gas inicial, fracción, %

S_{gc}	= saturación de gas crítica, fracción, %
S_h	= saturación de hidrocarburos, fracción, %
S_o	= saturación de aceite, %
S_{oi}	= saturación inicial de aceite, fracción, %
S_{or}	= saturación de aceite residual, fracción, %
S_w	= saturación de agua, fracción, %
S_{wi}	= saturación inicial de agua, fracción, %
S_{wirr}	= saturación de agua irreducible, fracción, %
S_{wor}	= saturación de agua a la saturación de aceite residual, fracción, %
S_{xo}	= saturación de agua en la zona invadida, fracción, %
t	= tiempo, seg
TIR	= tasa interna de retorno, %
TP	= tubería de producción
TR	= tubería de Revestimiento
V_g	= velocidad del vapor, ft/seg
V_e	= velocidad de flujo total, ft/seg
VPI	= valor presente de la Inversión, \$
VPN	= valor presente neto, \$
VPN/VPI	= índice de rentabilidad del proyecto
W_p	= producción acumulada de agua, Bls a c.s.
Z	= factor de compresibilidad, adimensional
Δp	= caída de presión, psi
Δt	= tiempo de tránsito, μ seg/pie
Δt_f	= tiempo de tránsito del fluido, μ seg/pie
Δt_{ma}	= tiempo de tránsito de la matriz, μ seg/pie

Letras Griegas

ε	= rugosidad de la tubería, adimensional
---------------	---

ϕ	= porosidad, fracción, %
ϕ_e	= porosidad efectiva, fracción, %
ϕ_c	= porosidad interconectada, fracción, %
ϕ_t	= porosidad total, fracción, %
ϕ_p	= porosidad potencial, fracción, %
ϕ_D	= porosidad obtenida del registro de densidad, fracción, %
ϕ_N	= porosidad obtenida de registro neutrón, fracción, %
μ_g	= viscosidad del gas, cp
μ_o	= viscosidad del aceite, cp
μ_{ob}	= viscosidad del aceite a presión de burbujeo, cp
μ_w	= viscosidad del agua, cp
μ_L	= viscosidad del líquido, cp
ρ_b	= densidad del registro, gr/cc
ρ_f	= densidad del fluido, gr/cc
ρ_m	= densidad del lodo de perforación, gr/cc
ρ_{ma}	= densidad de la matriz, gr/cc
ρ_w	= densidad del agua, gr/cc
ρ_v	= densidad del vapor, lb/pg ²
ρ_L	= densidad del líquido, lb/ft ²
ρ_M	= densidad de la mezcla, lb/ft ³
σ_{wh}	= tensión interfacial agua-hidrocarburos, lb/pg ²
τ_L	= tensión superficial, Din/cm

Subíndices

o	= aceite
g	= gas
w	= agua

REFERENCIAS

1. Arévalo, J.A. y Gutiérrez, T.: "A Well Productivity Program in PEMEX E&P Increases Oil Production in Short Time and Low Cost," artículo SPE 108633 presentado en la 2007 International Oil Conference and Exhibition, Veracruz, México, junio 27-30.
2. Satter, A. y Thakur, G.C.: *Integrated Petroleum Reservoir Management*, PennWell Books, Tulsa, OK (1994).
3. Peregrino-Chavez, N: Administración Integral de Yacimientos con un Enfoque de Trabajo en Equipo, Tesis de Licenciatura, UNAM, México, D.F., (2005).
4. Thakur, G. C.: "Reservoir Management – A Synergistic Approach," artículo SPE 20138 presentado en la 1990 Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, Marzo 8-9.
5. Wiggins, M.L. y Startzman, R.A.: "A Approach to Reservoir Management," artículo SPE 20747 presentado en la 65th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 1990 , marzo 24-27.
6. Wiggins, M.L.: *A Manual for Petroleum Reservoir Management*, Crisman Institute for Petroleum Reservoir Management, Department of Petroleum Engineering, Texas A&M U, College Station, TX (1989).
7. Gringarten, A.C.: "Evolution of Reservoir Management Techniques: From Independent Methods to an Integrated Methodology. Impact on Petroleum Engineering Curriculum, Graduate Teaching and Competitive Advantage of Oil Companies," artículo SPE 39713 presentado en la 1998 SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Management, Kuala Lumpur, Malaysia, Marzo 23-24.
8. Ezekwe, J.N.: "Applied Reservoir Management Principles with Case Histories," artículo SPE 84148 presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2003, Denver, Colorado, Octubre 5-8.
9. Robertson, J. D.: "Reservoir Management Using 3D Seismic Data," *JPT* (Julio 1989).

10. Fowler, M.L., Young, M.A., Cole, E.L., y Madden, M.P.: "Some Practical Aspects of Reservoir Management," artículo SPE 37333 presentado en la 1996 SPE Eastern Regional Meeting, Columbus, Ohio, Oct. 23-25.
11. Sawabini, C.T. y Egbogah, E.O.: "Reservoir Management Key Performance Indicators," artículo SPE 38091 presentado en la 1997 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, Abril 14-16.
12. Rodriguez de la Garza, F.: "La Administración de Yacimientos en México: Situación Actual y Perspectivas," Publicación del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Vol. 11 No. 3, Julio-septiembre (2001).
13. Stiles, L.H.: "Reservoir Management in the Means San Andres Unit," artículo SPE 20751 presentado en la 1990 Annual Technical Conference and Exhibition, Nueva Orleans, LA. Septiembre 23-26.
14. Wyllie, M.R.J.: "Reservoir Mechanics Stylized Myth or Potencial Science?," *JPT* (Junio 1962) 583-588.
15. Essley, P.L.: "What is Reservoir Engineering?," *JPT* (Enero 1965) 19-25.
16. Craig, F.F.: "Optimized Recovery Through Continuing Interdisciplinary Cooperation," *JPT* (Julio 1977) 755-760.
17. Harris, D.G. y Hewitt, C.H.: "Synergism in Reservoir Management – The Geologic Perspective," *JPT* (Julio 1977) 761-770.
18. Martinez J.K., y Konopczynski M.R.: "Integrated Reservoir Management in an Intelligent Well Environment," artículo SPE 77853 presentado en la SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 2002, Melbourne, Australia, Octubre 8-10.
19. Thakur, G.C. : "Implementation of Reservoir Management Program," artículo SPE 20748 presentado en la 65th Annual Technical Conference and Exhibition, 1990, Nueva Orleans, Septiembre 23-26.
20. Satter, A.: "Reservoir Management Training – An Integrated Approach," artículo SPE 20752, presentado en la 65th Annual Technical Conference and Exhibition, 1990, Nueva Orleans, Septiembre 23-26.
21. Glandt, C.A.: "Reservoir Management Employing Smart Wells: A Review,"

- artículo SPE 81107 presentado en la 2003 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Puerto de España, Trinidad, Abril 27-30.
22. Ali, E., Bergren, F.E., Saluda, J.S. y Sinani, I.S.: "Well and Reservoir Management in a Giant Gas Oil Gravity Drainage Field: A Case History," artículo SPE 93065 presentado en la 14th SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 2005, Centre, Bahrain, Marzo 12-15.
 23. Halbouty, M.T.: "Synergy Is Essential to Maximum Recovery," *JPT* (Julio 1977) 750.
 24. Sneider, R. M.: "The Economic Value of a Synergistic Organization," presentado en la 1990 Archie Conference and Exhibition, Houston, Octubre 22-25.
 25. Richardson J.G. y Sneider, R.M.: "Synergism in Reservoir Management," artículo editado por David H. Johnston, Exxon Production Research Co., Houston, Texas.
 26. Satter, A., Varnon J.E., y Hoang M.T.: "Integrated Reservoir Management," *JPT* (Diciembre 1994) 1057-1064; artículo SPE 22350.
 27. "Teamwork, New Technology, and Mature Reservoirs," *JPT* (Enero 1992) 38-40.
 28. Arévalo-Villagrán, J.A., Gutiérrez-Acosta, T., Ascencio-Cendejas, F., Cinco-Ley, H, Lozada-Aguilar, M.A. y Lysandrou, M.: "Successful Implementation of Well Management to Increase Hydrocarbon Production: A South of PEMEX E&P Case History," artículo SPE 103758 presentado en la First International Oil Conference and Exhibition, 2006, Cancún, México, agosto 31- septiembre 2.
 29. Arévalo, J., Gutiérrez, T., Ascencio, F., Serrano, J., Pinto, N., y Lozada, M.: "Well Integrated Management To Increase Hydrocarbon Production in Mature Field: A South of PEMEX E&P Case History," artículo IBP1693_06 presentado en la Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006 , Río de Janeiro, Brasil, septiembre 11-14.
 30. Arévalo-Villagran, J.A, Gutiérrez-Acosta, T., Ascencio-Cendejas, F, Cinco-Ley, H., Martínez-Alonso, J., Martínez-Leyva, J.: "Administración Integral de Pozos para Incrementar la Producción de Hidrocarburos en los Activos –Caso de la Región Sur-," presentado en el Congreso de la AIPM 2006, febrero 14.

31. Peregrino-Ramos, H., Ascencio-Cendejas F., Lozada-Aguilar, M.A., y Folres-García, J.D.: "Productividad de pozos: Una visión integral," presentado en el Congreso de la AIPM 1999, Mérida, México.
32. León-Islas, F.: "Exploración sísmica," notas del curso de posgrado en exploración de recursos energéticos del subsuelo, FI, UNAM, México, D.F. (2004).
33. Villamar-Vigueras, M.: "Caracterización de yacimientos," notas de curso de licenciatura, FI, UNAM, México, D.F. (2004).
34. León-Islas, F.: "Sísmica de Yacimientos," notas del curso de posgrado en exploración de recursos energéticos del subsuelo, UNAM (2004).
35. Asquith, G y Gibson, Ch.: "Basic Well Log Análisis for Geologists," AAPG in Exploration Series, Número 3, The American Association of Petroleum Geologist.
36. "Evaluación de la Formación," notas del curso, Schlumberger (2007).
37. Cova-Rodríguez J.C., Chernikoff, A., Castro, C., y Torres-Lozada G.: "Caracterización Integral de un Yacimiento Petrolero," notas del curso AIPM, Abril (2005).
38. Villamar-Vigueras, M.: "Caracterización de Formaciones," notas del curso de licenciatura, FI, UNAM, México, D.F. (2004).
39. Cinco-Ley, H.: "Caracterización de Yacimientos," notas del curso de posgrado, FI, UNAM, México, D.F. (2007).
40. Martínez-Romero, N.: "La Caracterización Dinámica, un Factor Clave para la Administración de los Yacimientos Petrolíferos," Trabajo de Ingreso a la Academia de Ingeniería, Enero, México, D.F. (2003).
41. Earlougher, R.C.: *Advances in Well test Analysis*, Monograph Series, SPE of AIME, Dallas, Tx. (1997).
42. Lozano-Villajuana G, Pérez-Tavares, R.C.: Apuntes de la Asignatura de Comportamiento de Pozos, Tesis de Licenciatura, UNAM, México, D.F. (2004).
43. Garicochea-Petrinera F., Bernal-Huicochea C., y López-Ortiz O.: *Transporte de Hidrocarburos por Ductos*, CIPM, México, D.F. (1991).

44. Garicochea-Petrinera F.: “*Apuntes Curso Análisis Nodal Comportamiento de Pozos Fluyentes*,” notas del curso, AIPM, México, D.F. (1998).
45. Islas, C.: *Manual de Estimulación matricial de pozos petroleros*, CIPM, México, D.F. (1991).
46. Graves, M.: “*Curso Productividad de Pozos*,” notas del curso, British Petroleum de México, Febrero (1997).
47. De-Antuñano-Muñoz, Y., Ascencio-Cendejas, F., y Lysandrou-Costa, M.: “Identificación del Tipo y Mecanismo de Daño: Clave en la Estimulación de Pozos,” presentado en el Segundo Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México 2007, Veracruz, México, junio 28-30.
48. Gidley, J., Holditch S. A., Nierode, D. E., y Veatch, R. W. Jr.: “Recent Advances in Hydraulic Fracturing,” Vol. 12 SPE Monograph Series, artículo SPE 1989.
49. Islas C., “*Estimulación de Pozos*,” notas de clase, FI, UNAM, México, D.F. (1986).
50. Donahue, A.T., Lang R.: “*A first Course in Petroleum Technology*,” notas de curso, International Human Resources (1986).
51. Lugo-Izaguirre, A.A., Manriquez-García N.K.: Análisis y Comparación de los Sistemas Artificiales de Producción, Tesis de Licenciatura, IPN, México, D.F. (2003).
52. Maqueda-Ceballos, M. A.: Sistemas Artificiales de Producción, Optimización del Bombeo Neumático a los Pozos Bellota 136 y 158-D, Tesis de Maestría, UNAM, México, D.F. (2005).
53. Economides, M., Hill, D., Ehlig-Economides C.: *Petroleum Production Systems*, Prentice Hall (1994).
54. Wilson, P.: “*Hydraulic Pumping Piston Type*,” Capítulo 5 y Apéndice B de “*The Technology of Artificial Lift Methods*,” Volumen bb de, Brown-Kermit E. (1980).
55. Wilson, P: “*Introduction to Hydraulic Pumping*,” Volumen bb de “*The Technology of Artificial Lift Methods*,” Brown-Kermit E. (1980).
56. Lyons, W. C., Plisga, G. J.: *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, Second Edition, Gulf Professional Publishing (2005).

57. Gomez-Cabrera J.A., Becerril-Cardenas F., y Flores-Sánchez L.: “*Apuntes de Manejo de la Producción en la Superficie*,” FI, UNAM, México, D.F. (1986).
58. Barber, A., Barua, S., y Velásquez, J. C.: “Optimización de la Producción desde el Yacimiento hasta la Planta de Proceso,” Schlumberger Oilfield Review, primavera (2008).
59. Raza, S.H.: “Data Acquisition and Analysis for Efficient Reservoir Management,” *JPT* (Abril1992) 465-468; artículo SPE 20749.
60. Al-Asimi, M., Butler, G., Brown, G., Hartog, A., Clancy, T., Cosad, C., Fitzgerald, J., Navarro, J., Gabb, A., Ingham, J., Kimminau, S., Smith, J. y Stephenson, K.: “Avances en Materia de Vigilancia de pozos y yacimientos”. Schlumberger Oilfield Review, primavera (2003).
61. Schlumberger: “Valor de la Información en los Proyectos de Explotación,” presentado en la EXITEP 2005, Veracruz, México, febrero.
62. Arévalo-Villagrán, J.A., Gutiérrez-Acosta, T., Serrano-Lozano, J.R., y López-Ramírez, S.: “Temporary Program of Multiphase Flow Measurement to Provide Well Performance Data: Study Cases,” artículo SPE 108634 presentado en la 2007 International Oil Conference and Exhibition, Veracruz, México, junio 27-30.
63. López-Ramírez, S.: “Resultados de la Medición Multifásica en PEP Región Sur,” presentación de marzo, PEP (2007).
64. PEMEX Exploración y Producción: “Informe final Productividad de Pozos Jujo-Tecominoacan,” Activo Integral Bellota Jujo, diciembre (2005).
65. PEMEX Exploración y Producción: “Análisis de Productividad de Pozos Complejo Antonio J. Bermúdez,” Activo Integral Samaria-Luna, noviembre (2005).
66. PEMEX Exploración y Producción: “Resultados del Proyecto de Productividad de Pozos Arcabuz Área Norte,” Activo Integral Burgos, mayo (2008).
67. PEMEX Exploración y Producción: “Estudio Productividad de Pozos del Campo Cactus,” Activo Integral Muspac, agosto (2008).