



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE
LA TIERRA**

**ESTRATEGIAS DE EXPLOTACIÓN DE
CAMPOS PETROLEROS CON
CARACTERÍSTICAS SIMILARES A
CHICONTEPEC.**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
JIMÉNEZ MENESES GABRIELA
SANDOVAL CHÁVEZ DANIEL AUGUSTO



DIRECTOR DE TESIS:
M en I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

MÉXICO, D.F.

NOVIEMBRE DE 2009

ÍNDICE

	Página
Resumen	iv
Introducción	vi
 CAPÍTULO I PALEOCANAL DE CHICONTEPEC	
1.1 Antecedentes	1
1.2 Localización Geográfica	3
1.3 Descripción Geológica	4
1.3.1 Columna geológica	4
1.3.2 Evolución tectónica	5
1.3.3 Modelo Geológico	6
1.3.4 Sistema Petrolero	8
1.3.5 Geofísica	10
1.3.6 Interpretación	11
1.3.7 Mapeo de las propiedades petrofísicas	12
1.3.8 Sistema poroso	15
1.4 Historia de producción	16
1.4.1 Pozos	17
1.4.2 Baterías	19
1.4.3 Ductos	21
1.4.4 Manejo de la Producción	21
1.4.5 Estudios Realizados	22
 CAPÍTULO II CAMPO SPRABERRY	
2.1 Antecedentes	24
2.2 Localización Geográfica	24
2.3 Descripción Geográfica	26
2.4 Historia de producción	31
2.5 Tecnología aplicada	33
2.5.1 Inyección de Agua y Fracturamiento Hidráulico	34
2.5.1.1 El Rol de las Fracturas Naturales	36
2.5.2 Desarrollo de Pozos Horizontales	36
2.5.2.1 Esfuerzos para desarrollar Pozos Horizontales en el Spraberry/Dean	37
2.5.2.2 Modelo de Productividad del Spraberry/Dean	40
2.5.2.3 Determinación de la Permeabilidad de la Matriz	40
2.5.2.4 Ejemplos de Campo	43
2.5.3 Gel para cierre de Entrada de Agua	48
2.5.3.1 Conductos de Migración de Agua	49
2.5.3.2 Diagnóstico y Plan de Acción	49
2.5.3.3 Descripción del Gel	50
2.5.3.4 Tratamiento del Gel	50
2.5.3.5 Costos de los Tratamientos	50
2.5.3.6 Resultados de los Tratamientos de Cierre por agua	52
2.5.3.7 Trabajo Futuro	55

	Página
CAPÍTULO III CAMPO PRIOBSKOYE	
3.1 Antecedentes	56
3.2 Localización Geográfica	57
3.3 Desarrollo del Campo	57
3.4 Modelado Integral del Yacimiento	60
3.4.1 El Modelo del Yacimiento	61
3.4.2 Modelado de Instalaciones Superficiales	62
3.5 Modelado Multidisciplinario del Yacimiento	62
3.6 Modelo Geomecánico	65
3.7 Estrategia de Terminación	66
3.8 Optimización del Fracturamiento Hidráulico	67
3.8.1 Criterio de Selección de los Pozos	67
3.8.2 Evaluación Técnica de la Fractura	68
3.9 Optimización del Bombeo Electro Sumergible	72
3.10 Optimización de la Inyección de Agua	73
3.11 Supervisión del Campo	74
3.12 Experiencia de Campo	75
CAPÍTULO IV CAMPO XINZHAO	
4.1 Antecedentes	76
4.2 Localización Geográfica	77
4.3 Descripción Geológica	77
4.4 Efecto de las Fracturas en el Desarrollo del Campo	78
4.5 Historia de Producción	79
4.6 Simulación Numérica del Yacimiento	81
4.7 Aplicaciones de Campo	86
4.7.1 Detalles de la Realineación del Patrón de Inyección	87
4.7.2 Resultados después del Reordenamiento	87
4.7.3 Fortalecimiento y modificaciones para mantener el Efecto del Reordenamiento del Patrón	88
4.7.4 Determinación del Espaciamiento Final y Efectiva de los Pozos	91
CAPÍTULO V ESTRATEGIAS DE EXPLOTACIÓN	
5.1 Centro Multidisciplinario	92
5.2 Sistemas de Recuperación Secundaria y Mejorada	95
5.2.1 Inyección de Agua	97
5.2.2 Inyección de CO ₂	100
5.2.2.1 Características de la Inyección de CO ₂	101
5.2.2.2 Tipos de Inyección de CO ₂	101
5.2.2.3 Criterios a Considerar en la Inyección de CO ₂	101
5.2.3 Optimización de la Inyección de Agua	102
5.3 Fracturamiento Hidráulico	103
5.3.1 Monitoreo de las Fracturas	105
5.4 Perforación de Pozos No Convencionales	109
5.4.1 Perforación Direccional	109

	Página
5.4.2 Razones para Perforar un Pozo Horizontal	109
5.4.3 Perforación Horizontal, Multilateral y de Alcance Extendido	110
5.5 Instalación de Estranguladores de Fondo	113
5.6 Bombeo Neumático No Convencional Autoabastecido	114
5.7 Macroperas	116
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	119
BIBLIOGRAFÍA	122

RESUMEN

El Paleocanal de Chicontepec se ha convertido en los últimos años en un área petrolera de vital importancia para México. Es el segundo campo petrolero más importante debido a sus importantes reservas estimadas. La compleja geología y la falta de tecnología complican la extracción de hidrocarburos generando una recuperación baja.

En este trabajo se presenta un análisis de alternativas que pueden ser consideradas para resolver los problemas de explotación en el Campo de Chicontepec, con base en la experiencia de tres campos con características similares a éste en diferentes partes del mundo.

En el primer capítulo se presentan datos generales del Paleocanal de Chicontepec, desde su ubicación, los municipios que abarca, la geología que determina muchas de las características importantes para el desarrollo y explotación de los campos, así como una breve historia de producción que describe la situación actual del campo.

El segundo capítulo corresponde al Campo Spraberry ubicado en el Oeste de Texas, E.U., en donde se presentan las propiedades del yacimiento, que se ha considerado poco rentable por su baja permeabilidad, pero que contrasta con la historia de su desarrollo que sugiere nuevas reservas significativas, y que pueden ser económicamente producidas a corto plazo, mediante métodos de recuperación secundaria.

En el tercer capítulo se exponen las características del Campo Priobskoye ubicado en Rusia, en este yacimiento, de baja permeabilidad la optimización de las prácticas operacionales y la introducción de nuevas tecnologías han permitido un incremento de la producción en pruebas piloto que se espera aplicar a todo el yacimiento, como lo es el fracturamiento hidráulico y el bombeo electrocentrífugo.

El cuarto capítulo se desarrolla con base en el Campo Xinzhao ubicado en China en donde la mayoría de las reservas no producidas se encuentran en la zona de baja permeabilidad, en donde anteriormente la inyección de agua representaba un éxito económico pero debido a que el yacimiento presenta fracturas naturales se plantean nuevos patrones de inyección.

En el último capítulo se plantean las Estrategias de Explotación que podrían ser utilizadas, que fueron tomadas de los campos análogos de Chicontepec. Los avances tecnológicos, el fracturamiento hidráulico, los sistemas artificiales de producción, todos estos temas de recuperación secundaria y mejorada, que pueden ser factibles para mantener y/o aumentar la producción.

INTRODUCCIÓN

Todo el mundo necesita petróleo en una u otra de sus muchas formas, lo usamos cada día de nuestras vidas, es un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume. La alta dependencia que se tiene del petróleo, la inestabilidad que lo caracteriza al mercado internacional y las variaciones del precio de éste, ha llevado a que se investiguen energías alternativas, aunque hasta ahora no se ha logrado una opción que realmente lo substituya.

En los últimos años la demanda mundial de petróleo se ha incrementado, continúa siendo impulsado por el rápido crecimiento registrado en las economías en desarrollo, sobre todo en economías como China e India, donde la demanda de hidrocarburos ha aumentado como consecuencia del incremento en el parque vehicular en estos países.

Por su parte, la producción mundial de petróleo ha disminuido, como resultado de la reducción en la producción de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y de los integrantes de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE).

Los precios del petróleo están en función de diversos factores, los más importantes son las decisiones políticas de los países productores, los conflictos sociales o bélicos en las zonas vinculadas en la producción de petróleo y, en ocasiones, las decisiones que puedan tomarse en determinados foros financieros mundiales. La volatilidad de los precios ha sido y es una característica intrínseca a la historia reciente de la comercialización de este producto.

Un claro ejemplo se presentó en la primera mitad de 2007, en la cual se obtuvo un fuerte incremento en los precios a lo largo del año, los precios del WTI incrementaron de 58 USD/bbl (dólares por barril), en enero de 2007 a más de 100 USD/bbl en enero de 2008, se prevé una baja en los precios del 2009. El precio del crudo WTI para agosto de 2009 alcanzó promedio anual de 55.33 (USD/bbl).

La etapa de grandes descubrimientos de fácil acceso está llegando a su fin. En México durante más de 30 años la mayor parte de la producción provenía de la Sonda de Campeche, particularmente del complejo Cantarell, el cual presenta una importante reducción en su producción debido a que esta ya en etapa de declinación. Esta tendencia a la baja seguirá dada la naturaleza del yacimiento, pero se espera obtener la mayor producción posible, aunque seguirá disminuyendo conforme pase el tiempo.

Existen retos importantes para aumentar las reservas de hidrocarburos y también la producción de petróleo y gas del país. Las oportunidades exploratorias se encuentran en las cuencas terrestres, en aguas someras y aguas profundas, pero se espera un mejor desarrollo en aquellas zonas de muy difícil acceso, como en aguas profundas del Golfo de México y en el Paleocanal de Chicontepec.

La importancia de estudiar los yacimientos del área de Chicontepec, radica en la certeza de la ubicación geográfica de los yacimientos y se conocen algunas de sus propiedades a diferencia de los proyectos de aguas profundas donde no se tiene información concreta sobre su localización, tipo de fluidos contenidos o la magnitud de las acumulaciones de hidrocarburos, además de involucrar costos y tiempos muchísimo más elevados.

Tomando en cuenta lo anterior se ha visto que se requieren grandes inversiones para hacer rentable el "Proyecto Integral Chicontepec". En esta tesis se mencionan tecnologías de explotación en esta área para aprovechar al máximo las reservas, durante el desarrollo del proyecto.

CAPÍTULO I PALEOCANAL DE CHICONTEPEC

1.1 Antecedentes

En 1926 se descubrieron las primeras manifestaciones de aceite de uno de los campos petroleros más importantes del país: el Paleocanal de Chicontepec; sin embargo, la explotación ocurrió formalmente hasta 1952, siendo en la década de los 70 del siglo pasado, cuando se incrementó la explotación del área. De acuerdo con la compañía certificadora internacional *De Golyer and McNaughton*, en 1998 certificó que las reservas del paleocanal eran de 12 mil 189 millones de barriles de petróleo crudo y de 31 mil 339 billones de pies cúbicos de gas. Pese a la explotación durante décadas los campos productores de crudo en el Paleocanal de Chicontepec no han resultado tan rentables, debido a que los yacimientos se caracterizan por baja permeabilidad y baja presión, por lo que la productividad de los pozos es reducida y su explotación compleja.

En el año 2002 PEMEX Exploración y Producción, con el fin de alcanzar ventajas operativas y técnicas para lograr un óptimo manejo de recursos económicos y materiales establece el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG) que integra 29 campos que debido a su gran extensión y con base al conocimiento geológico y a la infraestructura existente se han documentado en 8 sectores que conforman lo que se conoce como “Paleocanal de Chicontepec”, Figura 1.1.

Sector	Campo
Sector 1	Tenexcuila Sábana Grande
Sector 2	Amatitlán Tlacolula Sitio Aragón Pastoría Ahuatepec Cacahuatenco
Sector 3	Coyotes Horcones Soledad Norte Gailo Soledad Palo Blanco Agua Nacida
Sector 4	Humapa Coyol
Sector 5	Miquetla Miahuapán
Sector 6	Coyula Escobal
Sector 7	Agua fría Coapechaca Tajín Corralillo
Sector 8	Presidente Alemán Furbero Remolino

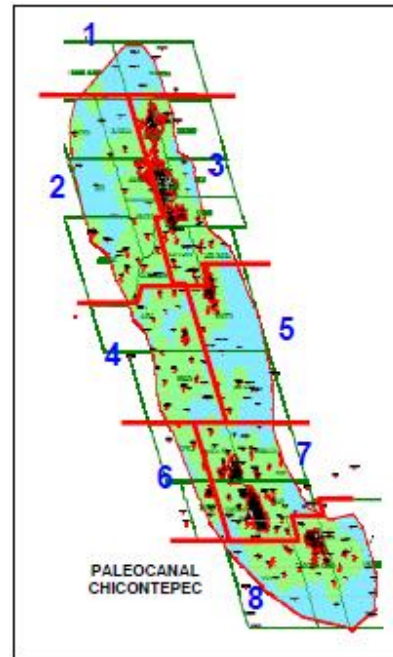


Figura 1.1 Ubicación de los 8 sectores del Paleocanal de Chicontepec.^{1,5}

Los estudios realizados en el Paleocanal de Chicontepec efectuados en los últimos años contribuyen a un mejor conocimiento del área. Los yacimientos están constituidos por areniscas y lutitas de la edad del Eoceno Inferior- Paleoceno Superior que comprenden una columna de 1,000 m. de espesor bruto, extendida en una superficie aproximada de 625 Km². El principal mecanismo de producción del yacimiento es el de empuje por gas disuelto, con presión muy cercana a la de burbujeo, por lo cual rápidamente se incrementa la relación gas-aceite al declinar la presión, ocasionando una fuerte reducción de la producción de aceite inicial.^{1, 2, 4, 5.}

Roca		Fluido	
Formación:	Chicontepec	Tipo de fluido:	Aceite negro
Edad:	Paleoceno-Eoceno Inferior	Tipo de empuje:	Expansión de gas en solución
Tipo de roca:	Arenas y lutitas Interestratificadas	Densidad del aceite:	18 - 49° API
Tipo de trampa:	Estratigráfica	Presiones iniciales:	80 -360 Kg/cm ²
Porosidad:	8 – 12%	Presión de saturación:	50-330 Kg/cm ²
Permeabilidad	0.1 – 5 mDarcy	Viscosidad:	0.5 -17 centipoise
Espesor bruto	Hasta 1900m		
Espesor neto	Hasta 500m		
Profundidad	1000 a 2500 m bnm		

Tabla 1.1 Características de los yacimientos de Chicontepec.¹

Debido a la actividad de perforación de pozos, a la interpretación sísmica 3D, al análisis de resultado de los pozos, la actualización de planos de los diversos yacimientos por la nueva información y a la actualización de las premisas económicas, se han revaluado las reservas de los campos. La evolución de las reservas se muestra en las Tablas 1.2 y 1.3

Aceite	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1P	6,472	479	557	565	488	502	482
2P	8,964	6,599	6,518	6,532	6,446	6,353	6,261
3P	12,189	12,187	12,002	11,975	11,889	11,796	11,686

Tabla 1.2 Evolución de las Reservas Remanentes de Aceite (MMB)¹

Gas	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1P	16,167	1,036	1,198	1,174	748	778	707
2P	22,728	16,847	15,253	15,264	14,767	14,574	14,335
3P	31,340	31,375	31,053	30,958	30,462	30,268	29,531

Tabla 1.3 Evolución de las Reservas Remanentes de Gas (MMMPC)¹

1.2 Localización Geográfica

El área de los 29 campos del Paleocanal de Chicontepec que integran el Proyecto Aceite Terciario del Golfo, se ubica en la porción Centro-Oeste de México, entre los paralelos 20° 15' y 21° 13' de latitud Norte, -96° 58' y -98° 13' de longitud Oeste, en una zona que comparten los estados de Veracruz y Puebla, abarcando un total de 14 municipios mostrados en la Figura 1.2. Los rasgos fisiográficos más importantes son: la Sierra Madre Oriental al Poniente del área y los ríos Tecolutla, Cazones, Pantepec y Vinazco, dentro de la Planicie Costera del Golfo. De acuerdo a la clasificación de provincias fisiográficas de México el proyecto se ubica en una porción de la provincia "Planicie Costera del Golfo de México" y en parte de la Provincia "Vertiente de Misantla".¹



Figura 1.2 Municipios que integran la cuenca del ATG¹.

1.3 Descripción geológica

Geológicamente se localiza entre la porción Sur de la Cuenca de Tampico-Misantla y al Occidente de la Plataforma de Tuxpan; esta cuenca se originó en el Paleoceno, al inicio de los levantamientos de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide) y fue afectada en su margen Oriental y Suroriental por una depresión de considerable magnitud denominado Paleocanal de Chicontepec. La sedimentación del Paleoceno se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, formando complejos de abanicos y canales, constituida por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas, Figura 1.3.



Figura 1.3 Afloramientos de la formación Chicontepec (Turbiditas).¹

Durante este período sucedieron varios eventos de erosión y relleno de sedimentos. En el Eoceno Medio se observa una sedimentación arcillosa de ambiente batial.

1.3.1 Columna Geológica

La columna geológica investigada por los pozos comprende desde el Jurásico Inferior hasta el Oligoceno Superior. En el sureste del área, los yacimientos terciarios del Paleocanal de Chicontepec descansan discordantemente en el Jurásico Superior San Andrés; en la parte centro y Norte, se encuentran por encima del Cretácico Superior Méndez. El Paleoceno está representado por las formaciones Velasco, Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio. El Eoceno Inferior, por las formaciones Aragón y Chicontepec Superior Canal. El Eoceno Medio por la Formación Guayabal y el Eoceno Superior por las formaciones Tantoyuca y Chapopote, Figura 1.4. En Chicontepec se tienen definidos tres plays productores: Play Chicontepec (Paleoceno-Eoceno Inferior), Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío) y Play Tantoyuca (Eoceno Superior).¹

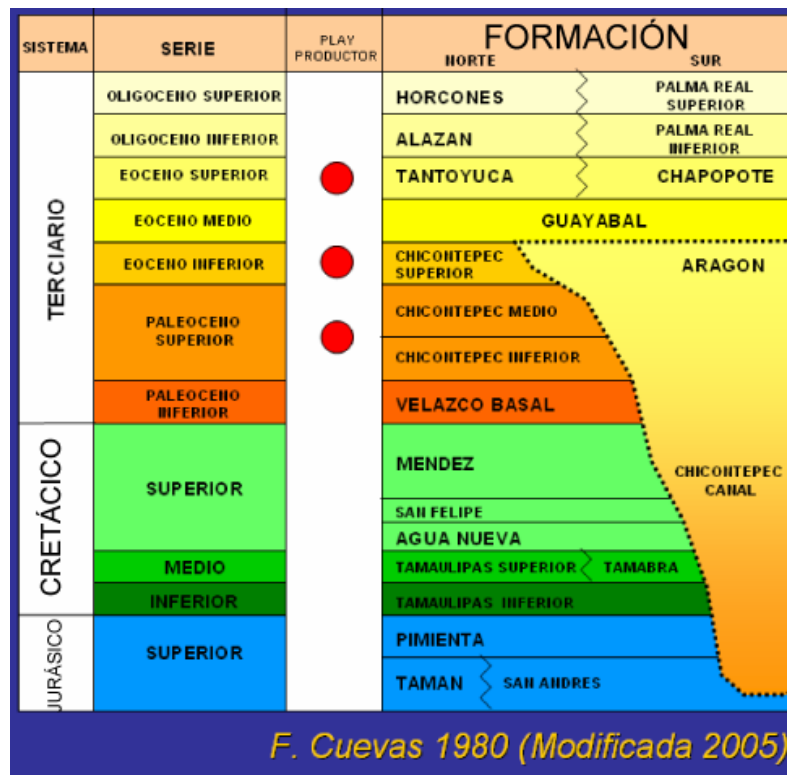


Figura 1. 4. Columna geológica del área del Paleocanal de Chicontepec¹

1.3.2 Evolución Tectónica

Durante el Cretácico, existió una trasgresión que dio origen al desarrollo de bancos, rampas, plataformas carbonatadas y áreas con aguas profundas representadas por las formaciones Tamaulipas Inferior, El Abra, Tamabra y Tamaulipas Superior.

En el final del Cretácico y principio del Paleoceno, la región estuvo sujeta a compresión por el evento tectónico denominado Orogenia Laramide, la cual es responsable del plegamiento y fallamiento inverso de toda la secuencia Mesozoica, teniendo como resultado la estructura de la Sierra Madre Oriental, así como pliegues y fallas en el subsuelo de la Planicie Costera del Golfo. Este evento y las corrientes marinas y de litoral, propiciaron en el Cretácico Tardío y en el Paleoceno la formación de cuencas sintectónicas con canales submarinos, con su correspondiente relleno de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico (formaciones Velasco y Chicontepec). Durante el Eoceno Inferior, la cuenca sufrió un basculamiento hacia el Sur por efecto de la plataforma de Tuxpan. A partir del Oligoceno en el sector Oriental (Cuenca de Chicontepec) se depositaron formaciones como la Horcones, Palma Real y Alazán, de carácter transgresivo y regresivo con lo que la cobertura sedimentaria llegó a tener un espesor de hasta 10,000 metros en la zona del depocentro. En el Mioceno y Plioceno Tardío continuó el ciclo regresivo hasta llegar a la línea de costa actual, Figura 1.5

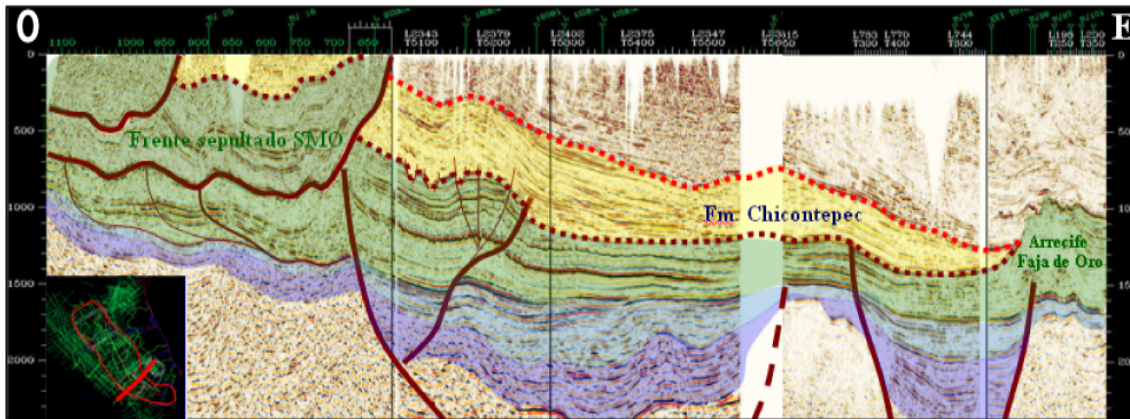


Figura 1.5. Sección estructural transversal a Chicontepec¹.

La Cuenca de Chicontepec presenta poca deformación estructural, caracterizándose por contener grandes espesores de unidades siliciclásticas de ambiente marino (depósitos de abanico submarino) relleno el paleo-elemento que se formó durante la orogenia laramídica entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan. Las unidades cronoestratigráficas que afloran en el área y que fueron depositadas antes de la Orogenia Laramide, presentan competencias estructurales muy diferentes. El conjunto más antiguo (Formaciones Tamán y Pimienta) y el más joven (Formaciones Velasco y Chicontepec) son mecánicamente competentes (por lo arcilloso presenta mayor plasticidad), mientras que el conjunto intermedio (Formaciones Tamabra y Tamaulipas) son de alta incompetencia. En el sector centro-oriente en la secuencia siliciclástica del Paleoceno, se reconocen pliegues suaves, simétricos con orientación general NNO-SSE, mientras que al Poniente en la secuencia mesozoica y con una orientación similar, se tienen cabalgaduras, fallas inversas, pliegues apretados y recostados.¹

1.3.3 Modelo geológico

El modelo geológico está definido como una serie de eventos de múltiples episodios de depositación de abanicos submarinos, erosión y relleno. Se pueden destacar cuatro elementos del sistema de depósito de abanico: canal central, canal central y lóbulos, abanico medio y abanico exterior en la mayoría de las unidades genéticas, Figura 1.6.

El mapa de la Figura 1.7, muestra la distribución a través del Paleocanal de Chicontepec del espesor total de las facies del Paleoceno al Eoceno, en las que existe una variación de espesor bruto que fluctúa entre 200 m. y 1700 m., encontrándose los espesores más significativos en la parte Nororiental de área, reduciéndose hacia el Sureste.

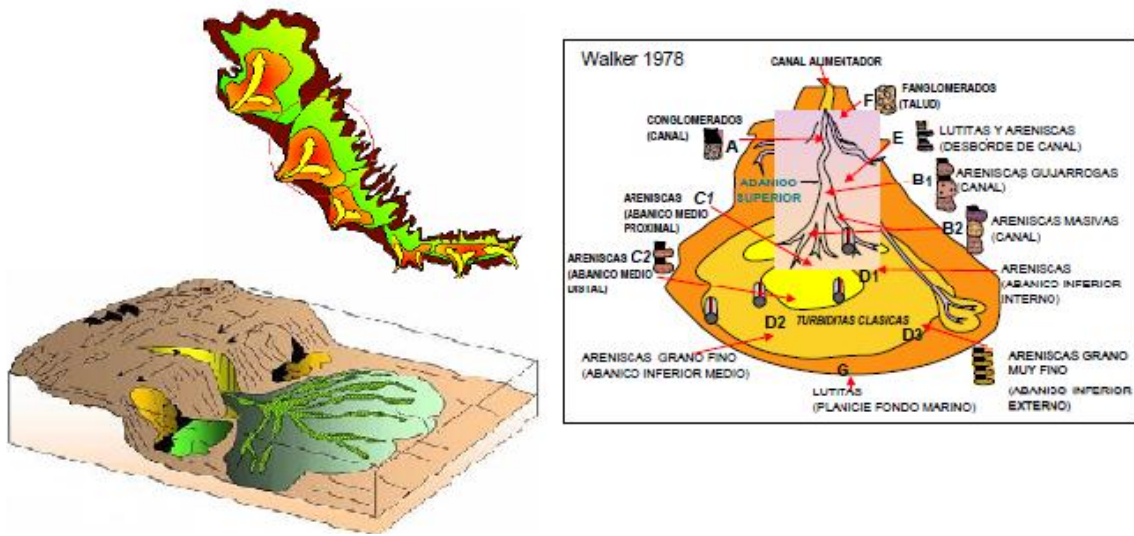


Figura 1.6 Modelo conceptual del Paleocanal de Chicontepec (Abanicos submarinos Walker 1978)^{1,7}

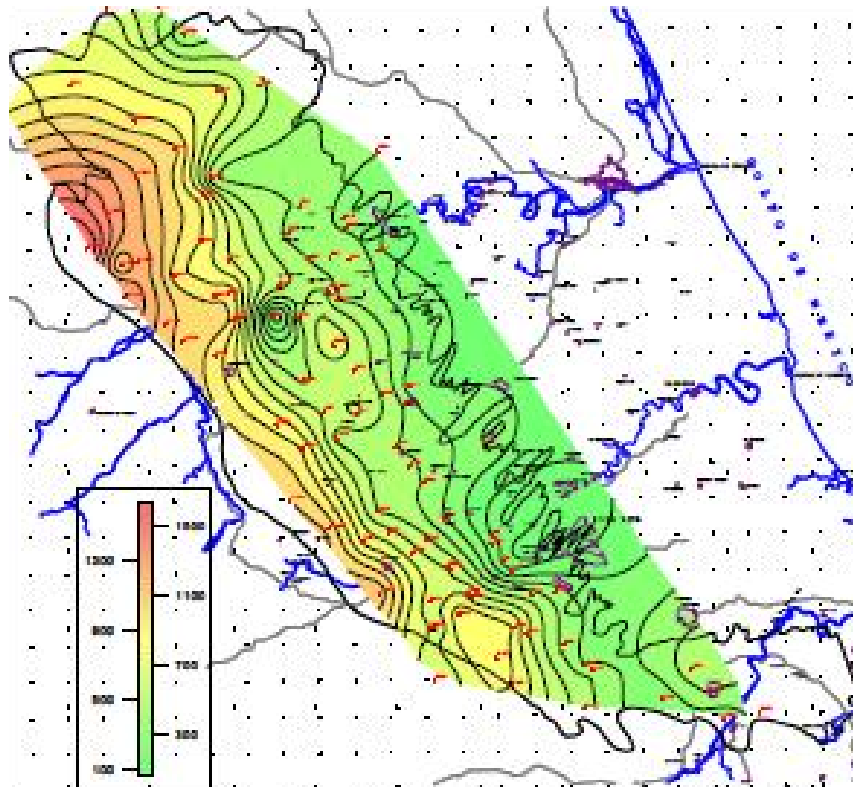


Figura 1.7 Mapa de espesor total de sedimentos (Paleoceno-Eoceno)¹

1.3.4 Sistema Petrolero

El sistema petrolero que funciona en Chicontepec se muestra a continuación

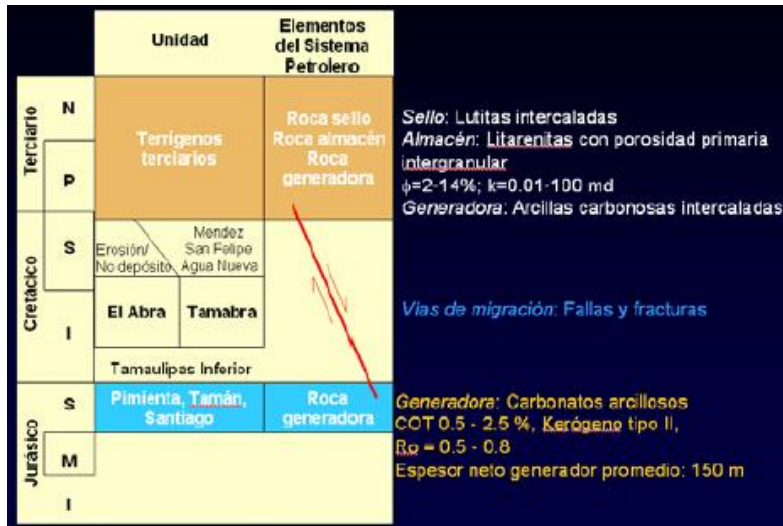


Figura 1.8 Sistema petrolero del área de los campos de Chicontepec.¹

Las rocas generadoras del Jurásico Superior y los hidrocarburos de la cuenca Tampico-Misantla han sido caracterizadas por diversas técnicas geoquímicas. Dichas rocas son predominantemente carbonatadas arcillosas y están relacionadas con las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta de edad Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano respectivamente. Los resultados de los análisis petrográficos, Rock-Eval y cromatografía-espectrometría de masas indican que la formación Santiago tiene el mayor potencial remanente en el sur de la cuenca, mientras que Tamán y Pimienta predominan en el norte. Las vías de migración son los sistemas de fallas asociados a los efectos anteriores y posteriores a la Orogenia Laramide y que afectan toda la columna sedimentaria, desde el Jurásico Inferior hasta los sedimentos terciarios.¹

Las rocas almacenadoras son las intercalaciones de arenas de la formación Chicontepec, productoras en varios pozos exploratorios y han permitido el desarrollo de campos tales como: Presidente Alemán, Miquetla, Aragón, Coyotes, Soledad, Soledad Norte, Agua Fría, Coapechaca y Tajín. El espesor de la secuencia arenosa de la Formación Chicontepec fluctúa entre los 300 m. y 1700 m y se encuentra a profundidades de entre los 800 m. y 1800 m. Los procesos diagenéticos han afectado la porosidad y permeabilidad.¹

El principal tipo de trampa es la de componente estratigráfica, pero las estructurales y las combinadas pueden estar presentes hacia la porción Occidental del área.¹ Las rocas sello son las lutitas que se encuentran interestratificadas con las rocas de los yacimientos arenos-arcillosos.¹

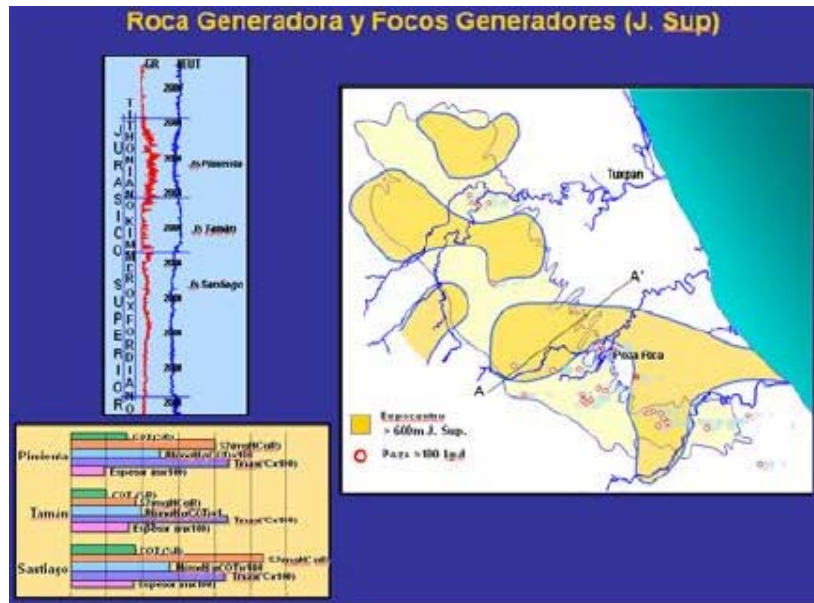


Figura 1.9 Distribución de las rocas generadoras del Jurásico¹

En el Eoceno Medio se observa una sedimentación arcillosa de ambiente batial de las formaciones Aragón y Guayabal que sirve de sello superior a toda la secuencia de la formación Chicontepec.

Por medio de los estudios petrográficos se sabe que la porosidad fluctúa entre el 5 y 18 por ciento; la permeabilidad entre 0.01 a 10 md, Figura 1.10. De los elementos de riesgo, la calidad de la roca almacén es la que representa el principal riesgo.

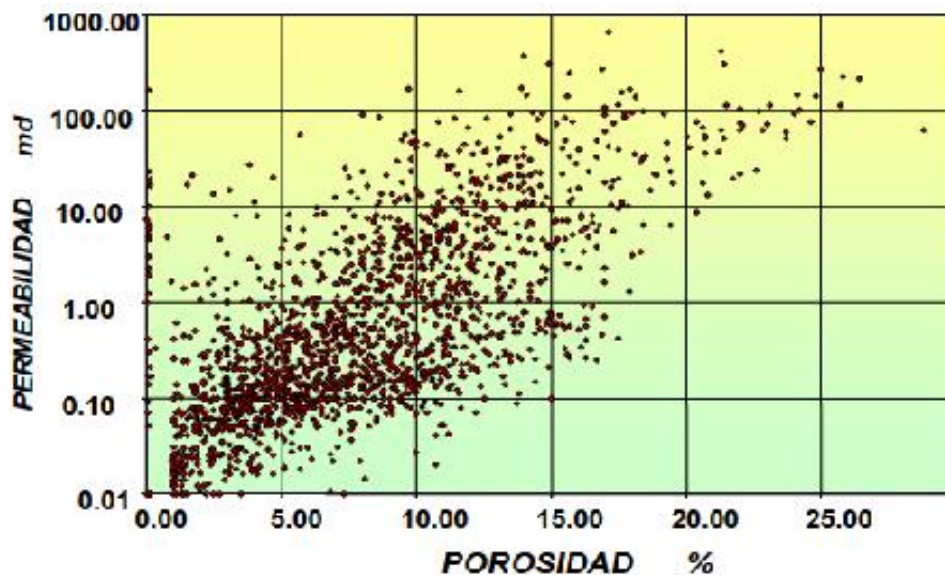


Figura 1.10 Gráfica de la porosidad vs la permeabilidad a partir de datos de núcleos¹

1.3.5 Geofísica

Hasta antes de 1997, no se contaba con información sísmica enfocada a nivel Terciario, ya que la exploración había sido enfocada a los yacimientos de nivel Cretácico y Jurásico, por lo que todos los estudios anteriores a esta fecha se basaban únicamente en información de pozos, debido a que la resolución sísmica vertical era poca o nula (Figura 1.11).

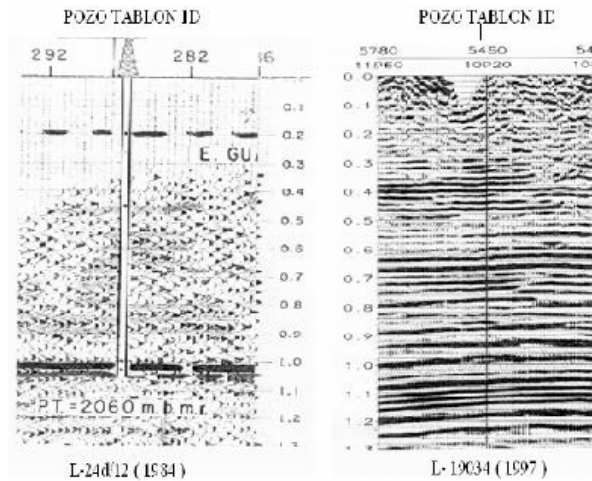


Figura 1.11 Resolución sísmica 2D¹

Posterior al año 1997 y hasta la fecha, se han adquirido más de 2,000 Km² de sísmica 2D a lo largo de todo Chicontepec y se ha cubierto con sísmica tridimensional 720 Km² en el área Norte, donde se localizan los campos Amatitlán, Sitio, Soledad, Soledad Norte, Coyotes y Horcones; en el área Sur se cuenta con 220 Km², donde se localizan los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, Figura 1.12.



Figura 1.12 Información sísmica 2D y 3D disponible en Chicontepec¹

1.3.6 Interpretación

En forma regional, se pone de manifiesto que durante el periodo del Paleoceno al Eoceno Inferior, no existe uno, sino varios episodios de erosión y relleno de sedimentos debido al basculamiento que sufrió la cuenca hacia el Sur. La sedimentación se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, formando complejos de abanicos y canales, constituida por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas.¹ En lo general se puede distinguir los siguientes límites de secuencia:

- La base de la secuencia Terciaria (formación Méndez).
- Erosión Paleoceno, que divide la secuencia turbidítica en dos cuerpos. El cuerpo inferior en forma general, es concordante con la superficie de la formación Méndez, lo que indica que se esta en un ambiente distal profundo. El cuerpo superior muestra una disposición geométrica distinta, con terminaciones de tipo downlap, onlap, toplap y truncamientos laterales, lo que indica que se esta en un ambiente más somero y cercano a la fuente de aporte de sedimentos; es decir, su origen corresponde al plegamiento y levantamiento de la Sierra Madre Oriental.
- Erosión Eoceno inferior Tardío, que corresponde a la cima del cuerpo superior.
- Cima de la formación Guayabal, Eoceno medio.
- Erosión Eoceno superior, base de la formación Tantoyuca.

Es posible correlacionar estos eventos desde el frente de la Sierra Madre Oriental hasta el pie de la plataforma de Tuxpan, observándose además, que existieron reactivaciones posteriores de bloques del basamento.

En el área norte se puede observar que la deformación tectónica es más intensa, provocando inclusive, cabalgamientos en la columna terciaria. Además, se tiene la presencia de fallas profundas que conectan toda la columna, Figura 1.13. El límite de secuencia más sobresaliente es la superficie de erosión del Eoceno Inferior Tardío. Esta erosión forma un Paleocanal que se origina en la porción NE del área de estudio (Campo Palo Blanco) y se va profundizando y ensanchando hacia el SE.¹

Este evento va cortando los sedimentos depositados desde el Eoceno Inferior y pone en contacto directo en el extremo sureste, a las rocas Cretácicas y Jurásicas con la columna Terciaria. El relleno de este canal es arcilloso hacia la parte Norte y centro, pero en la porción Sureste se depositan en forma basal, cuerpos arenosos que corresponden a los sedimentos removidos provenientes de la porción Norte, localizada en el área de los Campos Presidente Miguel Alemán, San Andrés y Remolino. La discordancia o superficie de erosión se puede observar en la sección sísmica, Figura 1.13 como una línea punteada en color rojo, misma que se profundiza hacia el Sureste.¹

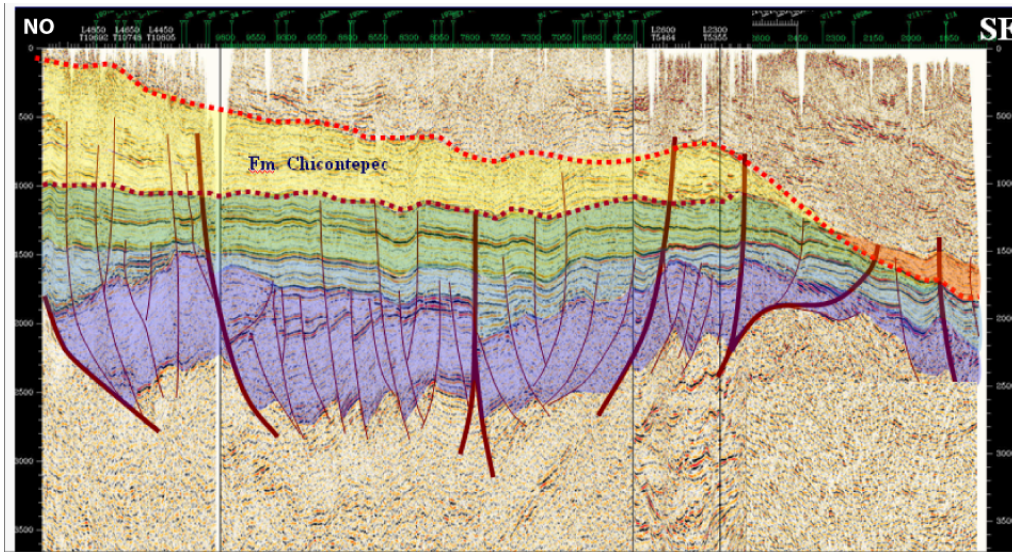


Figura 1.13 Sección sísmica que muestra la deformación estructural y la superficie de erosión regional que se profundiza hacia el sureste poniendo en contacto el Jurásico Superior con Chicontepec.¹

1.3.7 Mapeo de las propiedades petrofísicas

Se han construido mapas estructurales de la base y cima de la secuencia productora de Chicontepec, Figura 1.14; asimismo, se han construido mapas de espesores y de propiedades petrofísicas regionalmente en toda el área de Chicontepec.¹

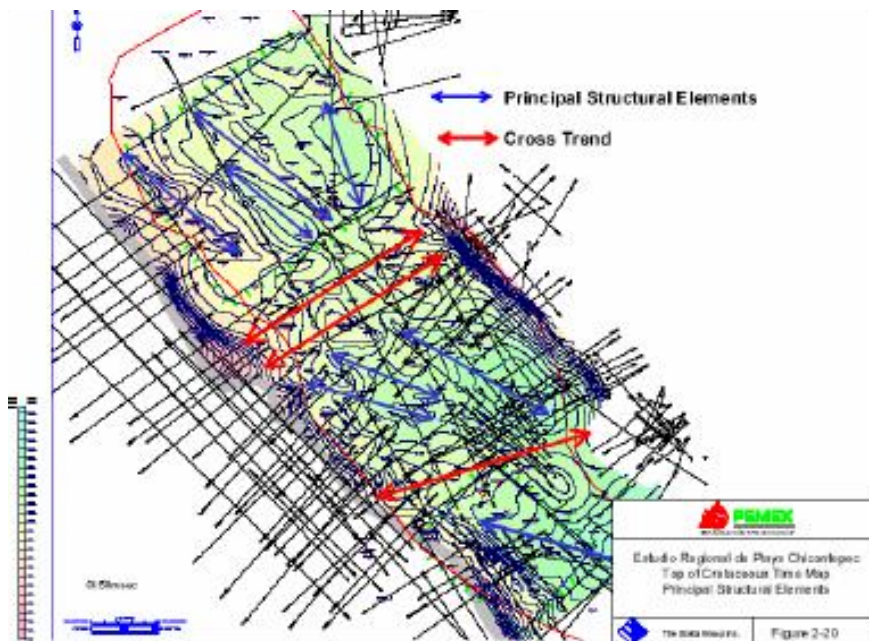


Figura 1.14 Mapa estructural en tiempo cima de la formación Méndez (base secuencia productora Chicontepec).¹

El plano de porosidad, Figura 1.15 presenta un rango de variación de 4 a 20% de porosidad efectiva, sólo en la parte central se tienen valores de más de 20% de porosidad, al compararlo con el plano de espesores netos y el registro evaluado, estas áreas corresponden a cuerpos aislados que suman espesores de menos de 10 metros.

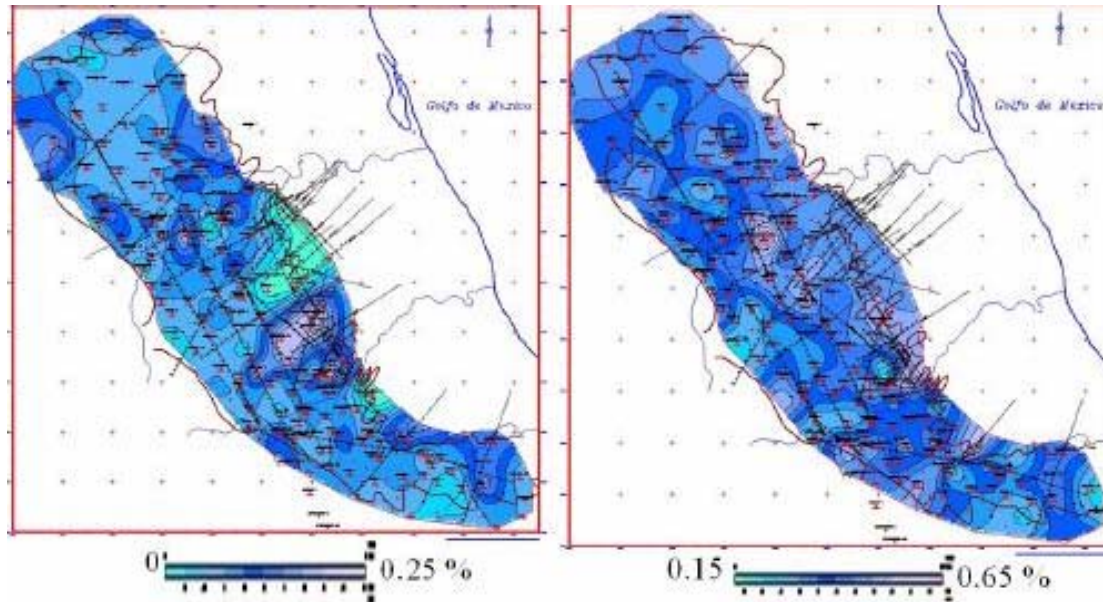


Figura 1.15 A la izquierda se muestra el mapa de la distribución de la porosidad y a la derecha el de saturación de agua.¹

El plano de saturación de agua, Figura 1.15, muestra un máximo valor de saturación de agua de 40% en las áreas donde se tienen reportados espesores netos, y los que concuerdan con los datos de saturación esperados, de acuerdo a los estudios petrofísicos realizados a los núcleos de pozos exploratorios y de desarrollo, que muestran saturaciones bajas de agua (20 a 40%).¹

El mapa de índice de hidrocarburos, Figura 1.16, indica que la mayor concentración de los mismos, se localizan en áreas bien definidas en la porción Occidental del Paleocanal de Chicontepec y llega a tener hasta 24 m³ de hidrocarburos por cada m² de terreno. El área entre los pozos Bornita-1, Humapa-1D y Tablón-1, presenta índices de hidrocarburos del orden de 18 m³ de hidrocarburos por cada m² de terreno y cubre una superficie de 80 Km². El área entre los pozos Coyula-1, Japeto-1 y Escobal-101 es la continuación hacia el Sur de Humapa, presenta índices de hidrocarburos hasta de 20 m³ de hidrocarburos por cada m² de terreno. La parte de los campos Agua Fría, Coapechaca, Tajín es la de mayor potencial, con índices de hidrocarburos hasta de 24m³ de hidrocarburos por cada m² de terreno.

En la porción Noreste del Paleocanal entre los pozos Sitio-1 y Pitepec-1 sobresale con un índice de hidrocarburos de 12 m³ de hidrocarburos por m² de terreno y cubre una superficie de 140 Km². Las áreas de los pozos Amatlán-1, Profeta-1, Tzapotempa-1, Olivino-1, Coyotes-1, también presentan potencial del orden de 10-12 m³ de hidrocarburos por cada m² de terreno, con áreas de menor tamaño a los 20 Km², Figura 1.16.

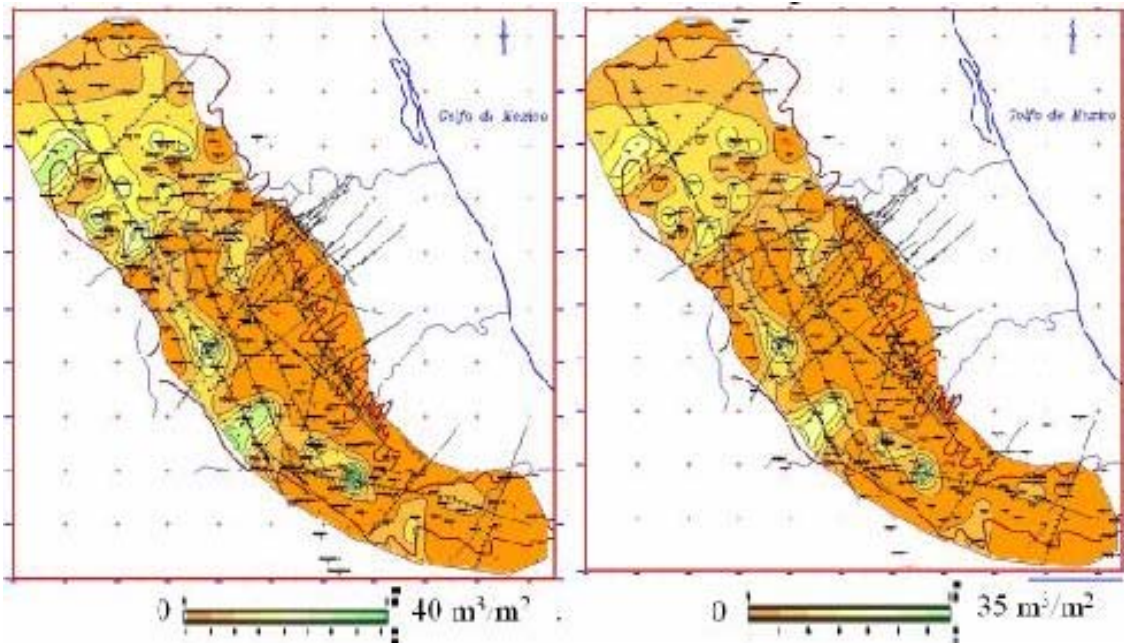


Figura 1.16 Mapas de índice de hidrocarburos; a la izquierda a condiciones de yacimiento, a la derecha a condiciones atmosféricas.¹

La calidad de sus aceites varía de 18 a 45 grados API, caracterizándose la porción Noroeste por tener los aceites más ligeros y la porción Sureste los aceites más pesados por efecto de biodegradación, Figura 1.17.

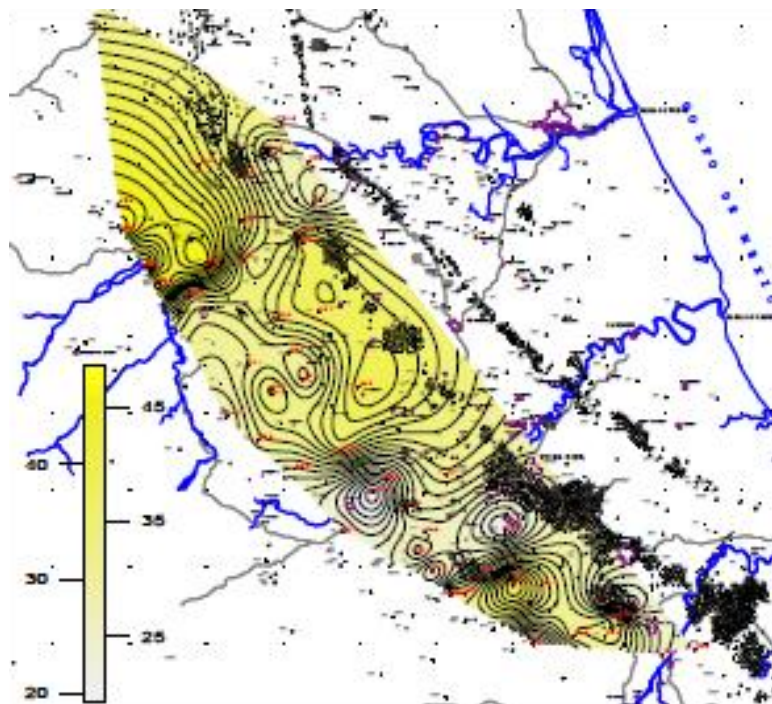


Figura 1.17 Mapa de grados API de los aceites del Paleocanal de Chicontepec.¹

1.3.8 Sistema Poroso

En cuanto al sistema poroso, se tienen diámetros de poro de 10 a 40 micras y la garganta de poro de 1 a 4 micras. Los minerales arcillosos son la Clorita, Illita, Esmectita y Caolinita. Se tienen cantidades de 2 al 7 por ciento de arcilla dispersa. El factor de cementación esta en el rango de 1.3 a 1.7. Los granos de la roca son de cuarzo y carbonato principalmente. Al graficar los valores de porosidad contra permeabilidad, se observa que la mejor calidad de roca se tiene en las facies de canal y lóbulo proximal.¹ Sin embargo, en la zona Norte (área Amatitlán), la porosidad y permeabilidad mejor desarrolladas se han presentado en las facies de areniscas laminadas de grano fino y medio. Las facies arenosas de grano más grueso normalmente presentan cementación intensa de carbonato de calcio, sílice y arcillas, por lo que la porosidad y permeabilidad de estas rocas son menores a consecuencia de los efectos diagenéticos, Figura 1.18.



Figura 1.18 Sistema poroso del pozo Agua Fría-801¹

En la evaluación petrofísica de los registros de pozos, las curvas han sido editadas, normalizadas y calibradas con núcleos y se determinaron los volúmenes de arcilla, porosidad, permeabilidad y espesor neto impregnado (Figura 1.19).

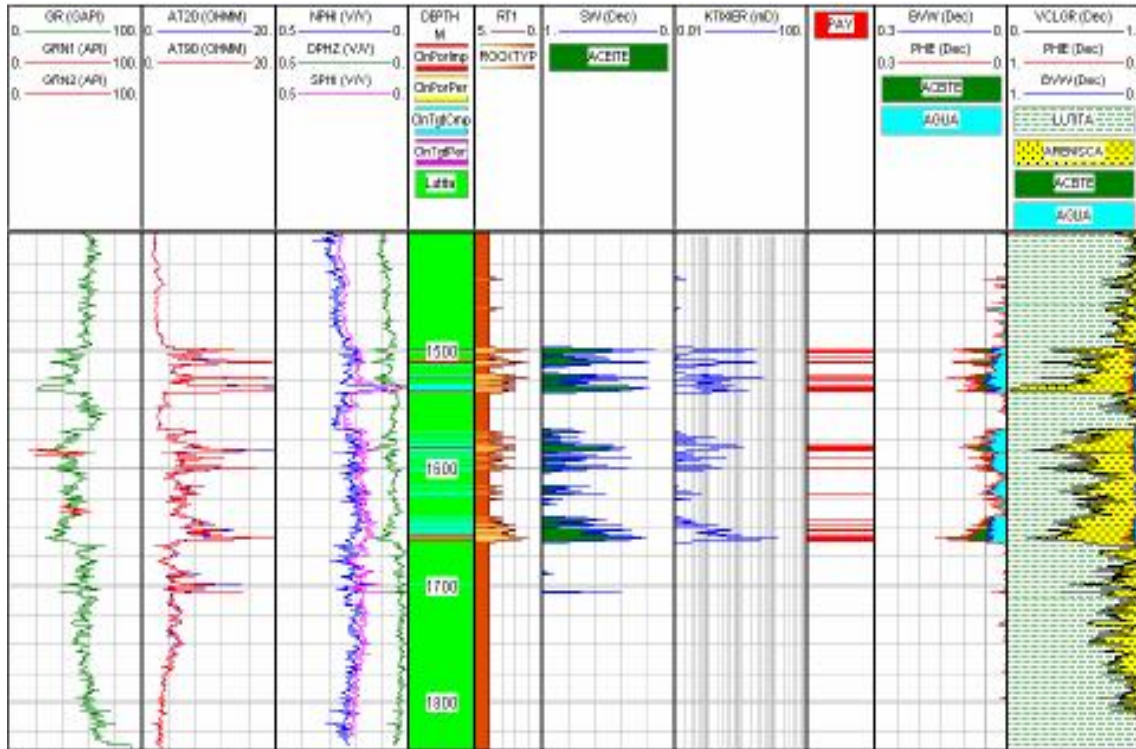


Figura 1.19 Ejemplo de evaluaciones petrofísicas.¹

1.4 Historia de producción

En los años 50's se explotaron los primeros pozos con un horizonte productor en Chicontepec en el campo Presidente Alemán y Corralillo. Se inició el desarrollo en 1966 en el campo Soledad y se incrementó la perforación de pozos exploratorios en los años 70's obteniéndose producción en Coapechaca, Miquetla, Soledad Norte, Coyula, Furbero, Amatitlán, Coyotes, Aragón, Tajín, Agua Fría, Escobal, Coyol, Horcones, Mihuapan, Humapa, Palo Blanco, Cacahuatengo, Agua Nacida, Tlacolula.¹

Durante el tiempo de vida que lleva el proyecto (2002 - 2008) se ha logrado acumular un volumen de 60 MMB de aceite y 83 MMMPC de gas, la producción promedio anual se presenta en la Tabla 1.4, mostrando una tendencia ascendente, resultado del programa de terminaciones y reparaciones de pozos.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Unidades
Aceite	8	8	20	25	24	23	57	MBD
Gas	16	18	29	28	28	28	79	MMPCD

Tabla 1.4 Producción histórica PATG.¹

Las cifras de 2002-2007 son datos reales, las de 2008 corresponden al POT (Programa Operacional Trimestral) II de 2008.

1.4.1 Pozos

Al cierre de 2008 en los 29 campos del Proyecto Aceite Terciario del Golfo, se estima que se habrán perforado 1,138 pozos, cuya profundidad promedio es de 2,000 m. Los pozos perforados mediante el PATG sumados a los que con anterioridad ya existían en el área del proyecto genera que al 31 de marzo del 2008 el PATG tiene a su cargo 1,507 pozos, de los cuales 548 (36 por ciento) pozos están operando; 199 pozos de ellos son fluyentes y 349 operan con un sistema artificial de producción¹ (bombeo mecánico ó bombeo neumático). Del total de pozos se tienen:

- 424 pozos cerrados con posibilidades de explotación equivalente al 28 por ciento.
- 448 pozos cerrados temporalmente y que se encuentran en estudio, equivalen al 30 por ciento.
- 11 pozos en terminación.
- 247 reparaciones mayores
- 18 pozos en programa para taponamiento y
- 58 taponados, distribuidos en los diversos campos

La Tabla 1.5 muestra las actividades de perforación, terminación y reparaciones mayores realizadas durante el periodo 2002 – 2008.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Total
Perforación	7	88	66	75	77	155	670	1138
Terminación	3	56	86	75	65	146	499	930
Reparación mayor	15	32	59	31	38	72	195	442

Tabla 1.5 Pozos.- Actividad realizada (2008 POT II)¹

A continuación se presenta información de las actividades realizadas en el Paleocanal de Chicontepec en 2009

Concepto	Real	Proyección	Cierre 2009
	Acumulado Enero- Agosto	Septiembre- Diciembre	
Perforaciones	424	434	858
Terminaciones	266	305	571
Ductos	52	70	122
RMA	118	129	247
RME	399	250	649
SAP	382	702	1084
Limpiezas	51	261	312
Macroperas	98	80/127	178/225
Bloqueos			
Atendidos	479/137		479/137

Tabla 1.6 Pozos.- Actividad realizada 2009⁸

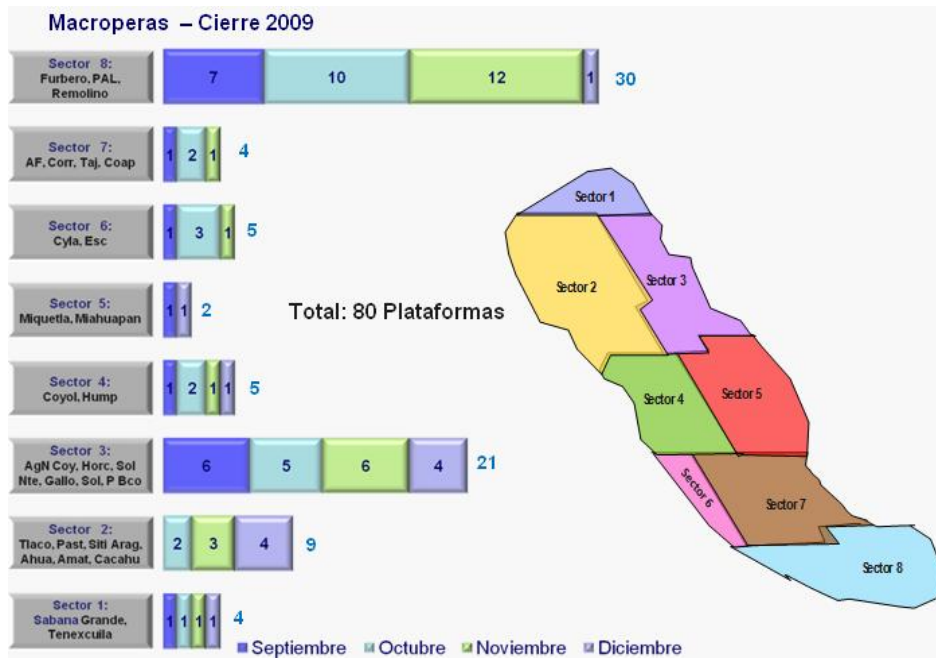


Figura 1.20 Proyección de Macroperas Septiembre-Diciembre 2009⁸

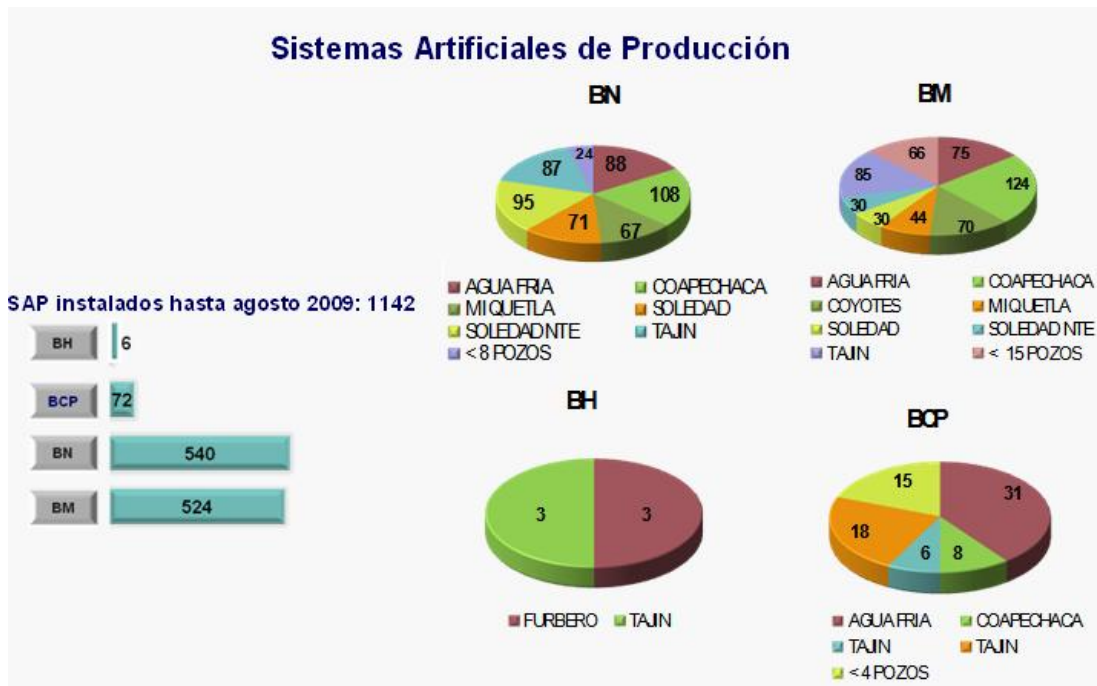


Figura 1.21 SAP instalados hasta agosto 2009⁸

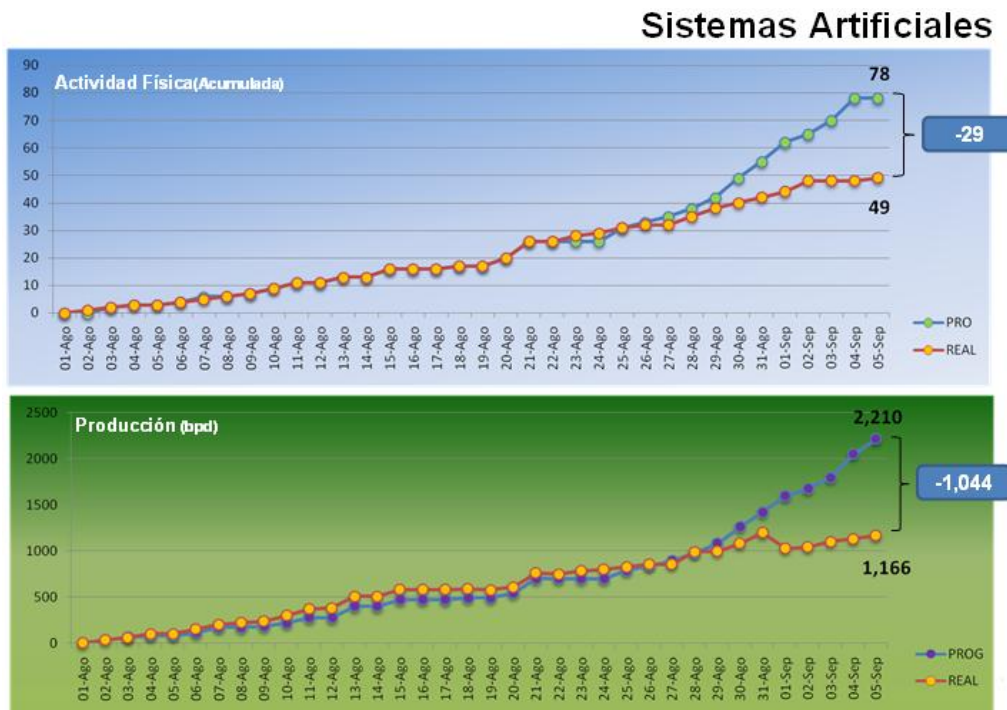


Figura 1.21 SAP Programa de Producción⁸

La Figura 1.21 muestra la producción obtenida mediante los Sistemas Artificiales en el periodo Agosto- Septiembre del 2009. En cuanto a Terminación de pozo para este mismo periodo se tenían programadas 78 de las cuales solo realizaron 52 terminaciones obteniendo una producción de 2593 bpd. En Reparaciones Mayores se programaron 20 y solo se realizaron 14 por lo que se obtuvo una producción de 794 bpd.⁸

1.4.2 Baterías

Para manejar la producción, existe la siguiente infraestructura (Figura 1.22 y Figura 1.23)

- 26 baterías de separación.
 - 8 se ubican en campos del área de Cerro Azul y
 - 18 en campos del área Poza Rica.

De las 18 baterías del PATG ubicadas en Poza Rica, dos de ellas reciben producción tanto de pozos de la formación Chicontepec como de Tamabra esta última perteneciente al Activo Integral Poza Rica-Altamira¹ (AIPR-A), por lo que se consideran instalaciones compartidas, de igual forma existen estaciones de compresión y otras instalaciones que son compartidas, como se muestra en la Tabla 1.7



Figura 1.22 Baterías de separación área Cerro azul¹

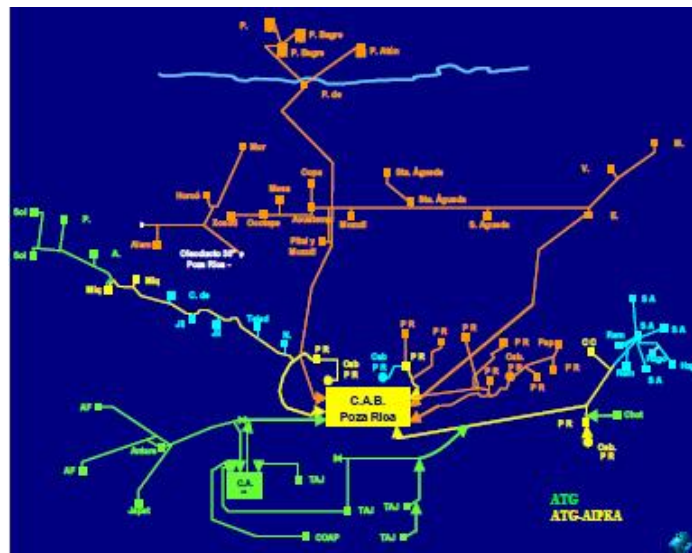


Figura 1.23 Baterías de separación área Poza Rica¹

Instalaciones	Poza Rica	Cerro Azul	Total
Baterías de separación	16/2	8	24/2
Estaciones de compresión	5/3	1	6/3
Central de almacenamiento y bombeo	1/1	1	1/2
Planta de inyección de agua	1/1	1	2/1
Puntos de venta	2	1	3
Total	23/9	10/2	33/11

Instalaciones 100% ATG / Instalación compartida ATG - AIPRA

Tabla 1.7 Instalaciones de producción.¹

A siete años de haber iniciado este proyecto, se han construido dos baterías, Tajín IV y Coapechaca II, y reacondicionado cinco más, Antares, Agua Fría I, Tajín I, Tajín II y Tajín III, para manejar la producción de los pozos nuevos. Por otra parte, la construcción de infraestructura de producción no es tan rápida como la perforación y terminación de pozos.

Se han construido seis baterías portátiles en un área de 400 m² (20x20) de una macropera y dos provisionales. Las primeras permiten incorporar a producción los pozos de dicha macropera mientras terminan de construir los dos oleogasoductos (medición de 4" Ø y producción general 8" Ø) que transportarán los fluidos producidos hacia una batería definitiva que se construye en un terreno adjunto¹.

Para manejar 29 MMPCD y abastecer cuatro circuitos de bombeo neumático en los campos Agua Fría, Coapechaca, Tajín, Soledad y Soledad Norte, existen cinco estaciones de compresión. Los circuitos de Bombeo neumático operan con gas húmedo a alta presión (42 y 49 Kg/cm²) lo que permite prolongar la vida productiva de aquellos pozos de baja presión de fondo, característica común en los campos del ATG, después de su corta vida como fluyentes (seis meses, en el mejor de los casos). De las cinco estaciones de compresión, dos se han construido (Tajín II y Soledad Norte) y reacondicionado otras dos (Agua Fría I y Tajín I).¹

1.4.3 Ductos

Para transportar los fluidos producidos desde el pozo hasta los puntos de comercialización de aceite o gas y aprovechamiento del agua congénita, existen 2,015 ductos, con una longitud es 2,013 Km, de diferentes diámetros, longitudes y tipo de servicio, tal como se muestra en la Tabla 1.8.

Servicio	Poza Rica		Cerro Azul		Total	
	Cantidad	Km.	Cantidad	Km.	Cantidad	Km.
Líneas de BN	536	123	102	24	638	147
Oleoductos	15/4	103/50	8/1	58/34	23/5	161/84
Gasoductos	55/9	256/123	5	40	60/9	296/123
Oleogasoductos	94/2	146/10	-	-	94/2	146/10
Líneas de inyección de agua	3	6	-	-	3	6
Total	1,517/15	1223/183	482/1	537/34	1,999/16	1,796/217

Tabla 1.8 Ductos del Proyecto Aceite Terciario del Golfo¹

1.4.5 Manejo de la producción

La producción de los pozos perforados como parte del PATG, en la porción sur de la estructura del Paleocanal Chicontepec se integra a las baterías de los campos de Agua Fría, Coapechaca y Tajín. De estas instalaciones se envía a la central de almacenamiento y bombeo (CAB) Tajín, donde se deshidrata el crudo, para posteriormente bombearlo a la CAB de Poza Rica, a través de un Oleoducto de 10" de diámetro. Posteriormente se somete a un proceso de mezclado con el crudo proveniente del Activo Integral Poza Rica-Altamira

(AIPR-A), con el fin de satisfacer los requerimientos de calidad solicitados por PEMEX-Refinación.¹

El agua congénita separada en la CAB Poza Rica es tratada mediante un proceso químico y posteriormente se inyecta a pozos letrina.

Para efectuar la recolección del crudo en los cabezales de las baterías de separación, los hidrocarburos se transportan desde algunas macropetas a través de oleogasoductos cuyo diámetro varía entre 4 y 8". Aquellas en donde no se dispone de tuberías de escurrimiento, los fluidos se recuperan primeramente en tanques de almacenamiento ubicados en la misma localización, mediante módulos de separación portátiles. Posteriormente son transportados, por medio de carros tanque, hacia las baterías de separación del AIPR-A. Enseguida se bombean hacia la CAB Tajín en la siguiente forma: desde las baterías Tajín I, II y III, a través de un Oleoducto de 12" de diámetro, desde la batería Tajín IV por un Oleoducto de 10" de diámetro, desde la batería Coapechaca II, a través de un ducto de 10" de diámetro y desde la batería Antares por medio de un oleoducto de 10" de diámetro.¹

Como consecuencia de la orografía de algunas de las zonas geográficas donde se desarrolla el PATG, resulta indispensable contar con ductos adicionales para transportar los hidrocarburos, ya que la presión registrada en la cabeza de los pozos, no es suficiente para vencer la contrapresión provocada por las variaciones topográficas del terreno. Por esta razón, hacia futuro se contempla instalar bombas multifásicas para superar esta situación.

1.5 Estudios realizados

Se han realizado diversos estudios del Paleocanal Chicontepec, orientados básicamente a la evaluación de sus reservas y estrategias de desarrollo. El estudio geológico más conocido, en el que se define el concepto actual del Paleocanal, data de 1974 y se denomina "Estudio estratigráfico-estructural de las turbiditas del Paleocanal de Chicontepec, porción sureste de la cuenca Tampico-Misantla".¹

Entre 1993 y 1994, se realizaron estudios geológicos regionales.

En 1995 se elaboró un estudio integral de un área constituida por los campos Coyula, Agua Fría, Corralillo, Escobal, Coapechaca y Tajín. En este estudio se estableció una nueva y detallada clasificación estratigráfica de las unidades de flujo de los campos Agua Fría, Tajín y Escobal.

En 1998, se realizó por parte de PEP, la actualización del estudio regional geológico y cálculo del volumen original de aceite, previo a la certificación de reservas por parte de la Compañía DeGolyer & McNaughton.

En 1999 se presentó un estudio de auditoría de las reservas del Paleocanal de Chicontepec y un plan integral de desarrollo para su explotación, considerando cuatro áreas prioritarias, de las cuales la primera comprende los campos Agua Fría- Coapechaca-Tajín. En este mismo año, se terminó un estudio actualizado de simulación de yacimientos del campo Agua Fría,

con un enfoque principal hacía la predicción de la inyección de agua en los cuerpos AF 10 y AF 20.¹

En 2001 se presentó un modelo de las distribuciones espaciales de los cuerpos de areniscas titulado “Modelo Geoestadístico del yacimiento Chicontepec: Áreas Agua Fría, Coapechaca y Tajín”.

En el año 2002 se certificaron las reservas por la compañía Netherland Sewell & Associates Inc., y en el año 2003 la misma compañía realizó una reclasificación de reservas.¹

En julio de 2003 se realizó un “Estudio de simulación numérica en los yacimientos Agua Fría y Tajín”.

Posteriormente, se desarrolló un estudio de electrofacies, con la finalidad de establecer el modelo sedimentario que confirme la distribución de los depósitos de abanico submarino y defina mejor el objetivo de cada localización propuesta.

También, se realizaron estudios de “Reingeniería de los proyectos de inyección de agua y diseño de nuevos proyectos de recuperación secundaria y mejorada” en la Región Norte PEP.

A la fecha, en forma cronológica se han llevado a cabo algunos trabajos entre los que destacan los siguientes:

1926	Identificación del potencial de hidrocarburos en sedimentos terciarios
1935	Prueba de producción en el pozo Poza Rica – 8 con flujo intermitente
1970	Prueba de producción en 6 pozos Campo Miguel Alemán con buenos resultados. Desarrollo de los campos Agua Fría y Tajín
1976	Postulado de la existencia del Paleocanal de Chicontepec
1978	Primera certificación de reservas por DeGolyer & McNaughton (106,000MMB)
1991	Proyecto Integral desarrollo Paleocanal Chicontepec
1993	Estudio sedimentológico – diagenético
1993	Estudio Regional Chicontepec
1994	Producción promedio por pozo 24 bpd
1994	Estudio geológico regional y de diagénesis
1995	Estudio de caracterización y simulación Agua Fría – Tajín
1998	Estudio de caracterización regional
1999	Certificación de reservas DeGolyer – McNaughton (139,000 MMB)
2001	Caracterización geoestadística de Chicontepec
2002	Prueba de inyección de agua pozo AF-847
2003	Modelado Sedimentológico Agua Fría Tajín
2003	Modelado Geológico, ingeniería de yacimientos y simulación numérica de yacimientos. Complejo Amatitlán, Chicontepec Norte
2004	Estudio de factibilidad para la implantación de un sistema de recuperación secundaria
2005	Simulación numérica en yacimientos Agua Fría y Tajin
2005	Actualización del modelo geológico regional Chicontepec
2005	Diagénesis en el área de los campos Amatitlán, Soledad Norte y Coyotes
2006	Modelo geocelular de los campos Agua Fría – Coapechaca y Tajin
2007	Play Tampico Misantla Potencial Eoceno Inferior de turbiditas

Tabla 1.9 Cronología de Estudios¹

CAPÍTULO II

CAMPO SPRABERRY

2.1 Antecedentes

Encontrar nuevas acumulaciones gigantes de aceite y gas por medio de la exploración, en áreas cercanas a la infraestructura existente, comienza a ser más difícil. Una alternativa es mirar a los campos descubiertos anteriormente en estas áreas maduras que no son desarrolladas a causa de su históricamente bajo margen económico. A menudo a través de nuevas tecnologías y siendo creativo en los métodos de reducción de costos que son significativamente nuevos, la producción y las reservas pueden ser desarrollados más fácilmente, para reunir rápidamente la demanda de los consumidores, inclusive sin el aumento en los precios.⁶

El área del Spraberry ha demostrado ser difícil de alcanzar para los ingenieros desde el principio de su desarrollo. Más de medio siglo después el yacimiento ha mantenido el estatus de uno de los yacimientos naturalmente fracturados, más complicados de entender o de predecir. Se tienen tres conjuntos de fracturas altamente permeables, distribuidos entre los dos intervalos de interés en el Spraberry superior, la arena 1U y 5U.¹⁰

En este capítulo se discutirán las propiedades de un yacimiento que se ha considerado poco rentable y contrastando con la historia de su desarrollo que sugiere nuevas reservas significativas y que pueden ser económicamente producidas a corto plazo.

2.2 Localización Geográfica.

El campo Spraberry, se localiza en la cuenca Midland en el Oeste de Texas, fue descubierto en 1948. Se estima que el campo tiene más de 10 billones de barriles de aceite en una serie de apilamientos de yacimientos de la edad Pérmica, que cubre más de 2,500 millas cuadradas (6,475 km²). La producción acumulada del Spraberry es de aproximadamente de

850 millones de barriles de aceite y 3 trillones de pies cúbicos de gas, es decir, el 8% del volumen original.⁶

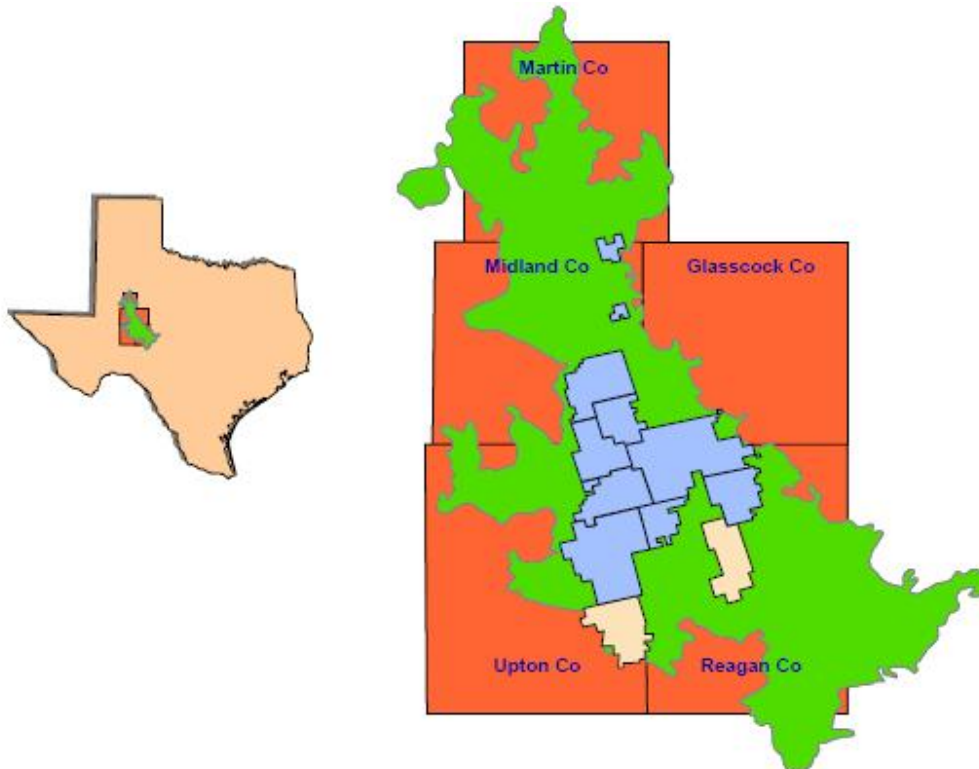
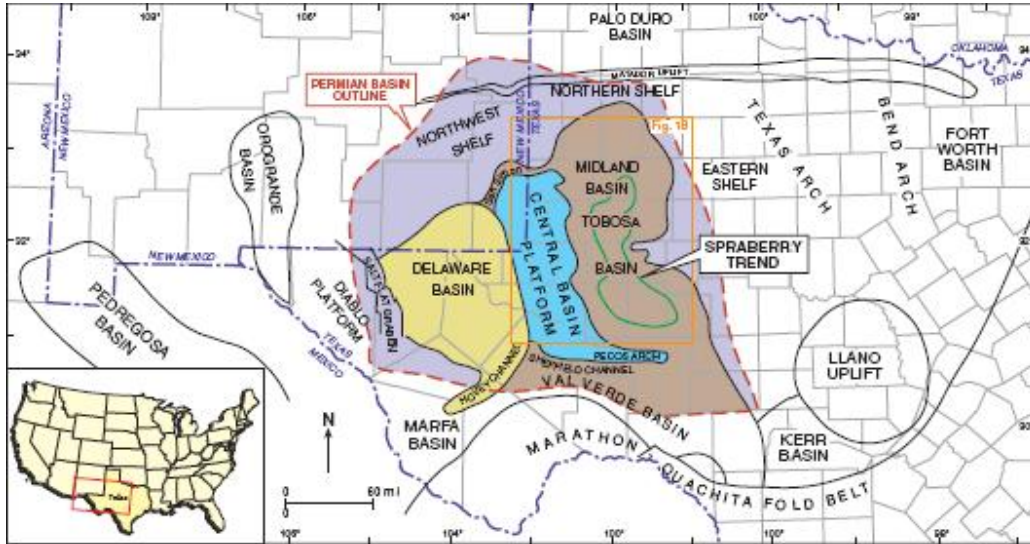


Figura 2.1. Localización del Campo Spraberry.¹²

2.3 Descripción Geológica.

El campo Spraberry produce de un sistema de abanico submarino, depositado en la cuenca de Midland, durante la edad Pérmica, hace aproximadamente 250 millones de años, como se observa en la Figura 2.2. Las arenas y los limos fueron derivados de la erosión principalmente de rocas sedimentarias, principalmente del Norte y Noroeste de la cuenca de Midland, transportados paralelamente al eje de la cuenca y depositados en hojas muy amplias en el centro de la cuenca.⁶

En general, el contenido de arenas y limos del sistema de abanico submarino disminuye de Norte a Sur, soportando la fuente del Norte de las arenas. Perpendicular a la dirección de transporte el contenido de arenas es alto, a través del centro de la cuenca, sugiriendo que el sistema de canales de abanicos se centró a lo largo del eje de la cuenca y los depósitos fuera del centro de la cuenca, son predominantemente depósitos por encima del banco, como lo muestra la Figura 2.3.⁶

Esta es una variación estratigráfica debido a que en el abanico se incrementan las cantidades de canalización. Esto es más pronunciado dentro de la porción central del canal. El grosor original de los intervalos está en un rango de 1,000, a 1,5000 pies de la edad Pérmica, que comprenden formaciones de abanicos submarinos y depósitos en la cuenca plana, con intercalaciones de lutitas, areniscas, limolitas y calizas.

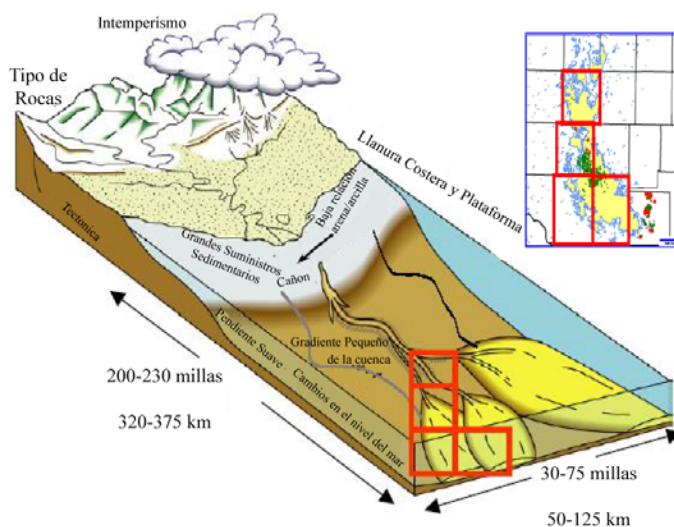


Figura 2.2. Modelo de depósito del Spraberry.⁶

La sección sísmica a través de la cuenca, muestra la típica continuidad lateral y la simplicidad estructural de un intervalo del yacimiento Spraberry, muestra también la transparencia sísmica del intervalo del Spraberry debido a la falta de contraste entre el limo y las lutitas. Los datos sísmicos no han sido utilizados ampliamente en el desarrollo del campo Spraberry Figura 2.4.

La producción del Spraberry proviene de tres zonas principales, como se muestra en la Figura 2.5, conocida como Spraberry Superior, Spraberry Inferior y Dean, a profundidades en el rango de los 7,000 a los 9,000 pies (2,121 a 2,727 m). El grueso del intervalo del Spraberry y del Dean son de alrededor de 1500 pies (454 m). El intervalo de interés es de rocas limosas que tienen una composición de cuarzo arcosa y subarcosa de 60% a 80%.⁶

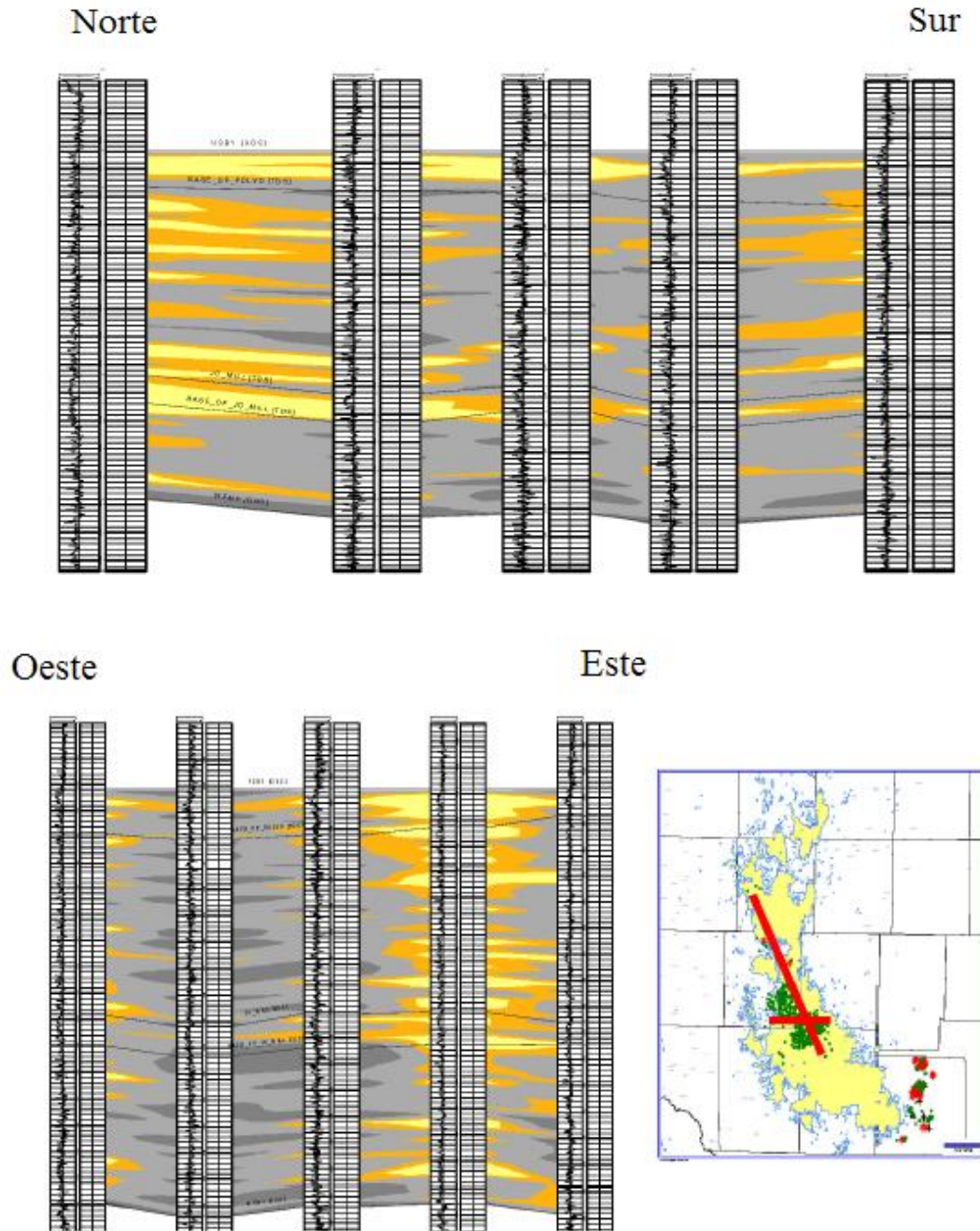


Figura 2.3. Buzamiento y variación en el contenido de Limo en el campo Spraberry.⁶

Los intervalos no productores de limo tienen una composición similar, pero son cementados con dolomita.⁶

Un promedio del Spraberry tendría así, un espesor neto de 50 a 90 pies (15.24 a 27.4 m), que reúne a ambos un volumen al corte y una porosidad del 7%. Las zonas productivas son limolitas con porosidades del 12 al 14% y permeabilidades típicas de 0.1 a 0.5 md, Figura 2.6. La porosidad es predominantemente primaria, la porosidad intergranular se reduce principalmente por el cemento de la dolomita, pero algo de porosidad secundaria se presenta del cemento y de la disolución de los granos. Figura.2.7.

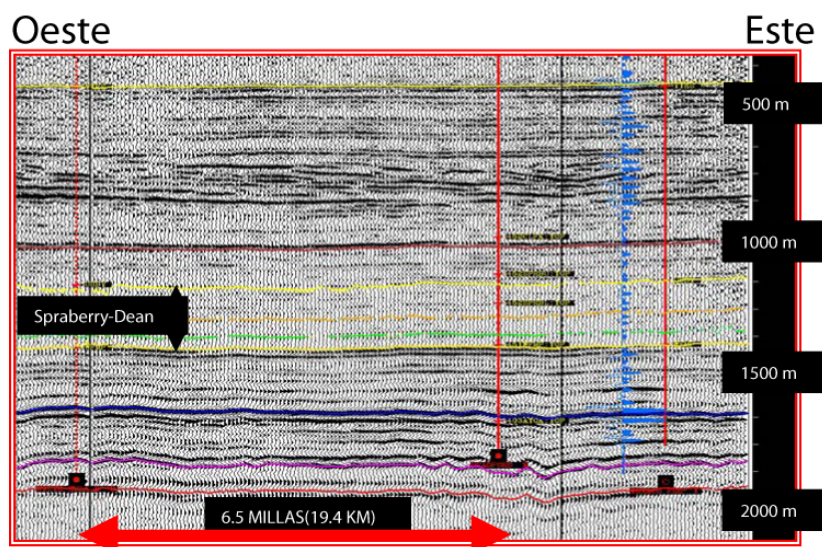


Figura 2.4. Típica sección sísmica a través del campo Spraberry.⁶

Las fracturas naturales dentro de las limolitas del Spraberry, tienen un efecto significativo en la producción. Núcleos orientados y perforación horizontal indican el espaciado regular, la tendencia del conjunto de fracturas que se presenta al Noreste del campo a través de todo el campo. Figuras 2.8 y 2.9.⁶

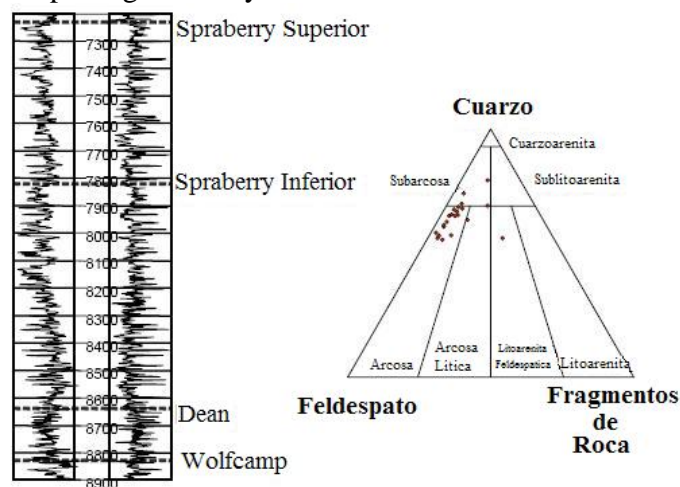


Figura 2.5. Composición de la arenisca y registro del Campo Spraberry.⁶

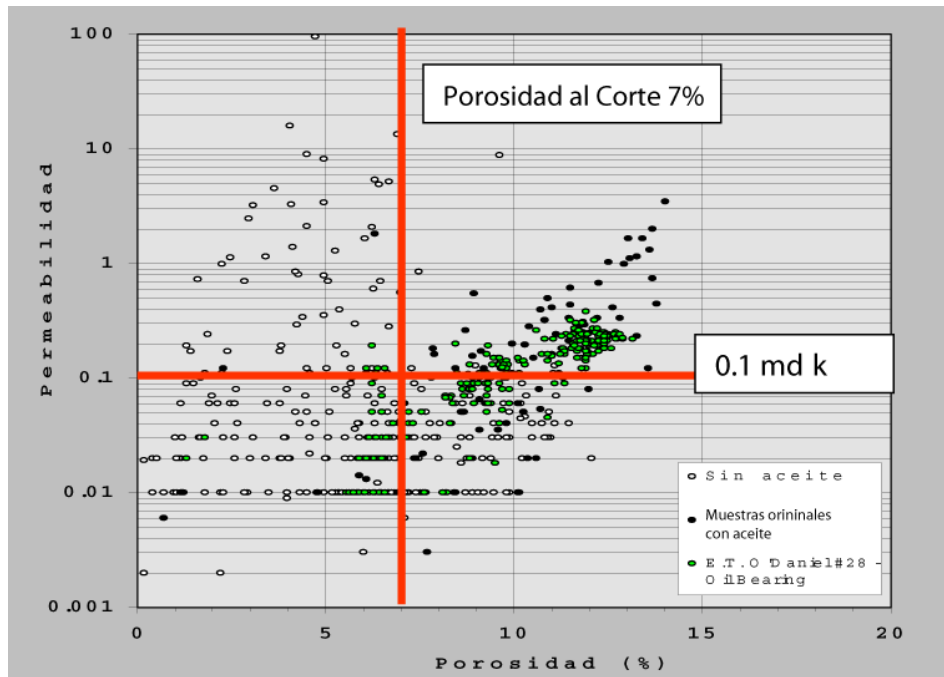


Figura 2.6. Gráfica típica de porosidad en el Campo Spraberry.⁶

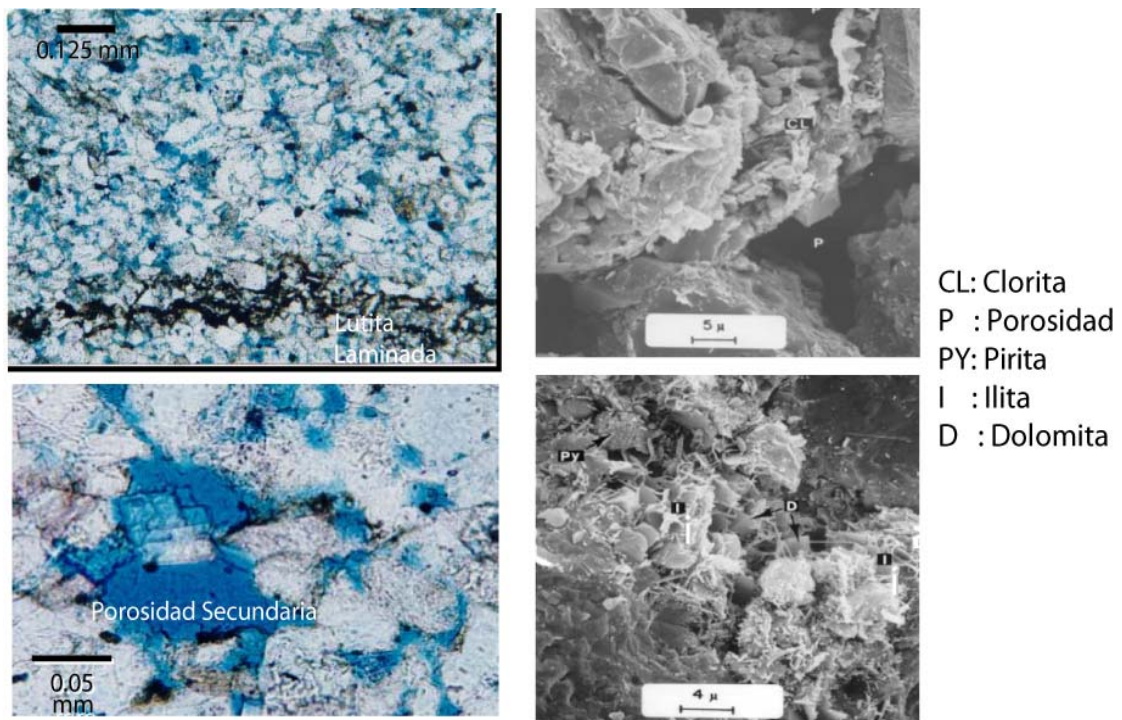


Figura 2.7. Porosidad y tipos de arcillas en los yacimientos del Spraberry.⁶

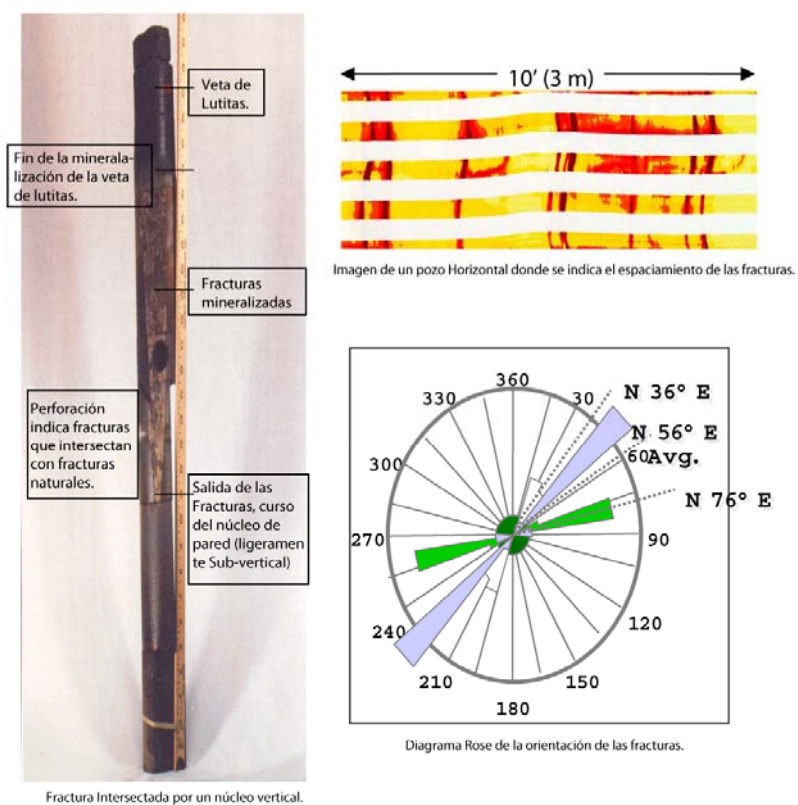


Figura 2.8. Fracturas dentro de los yacimientos Spraberry.⁶

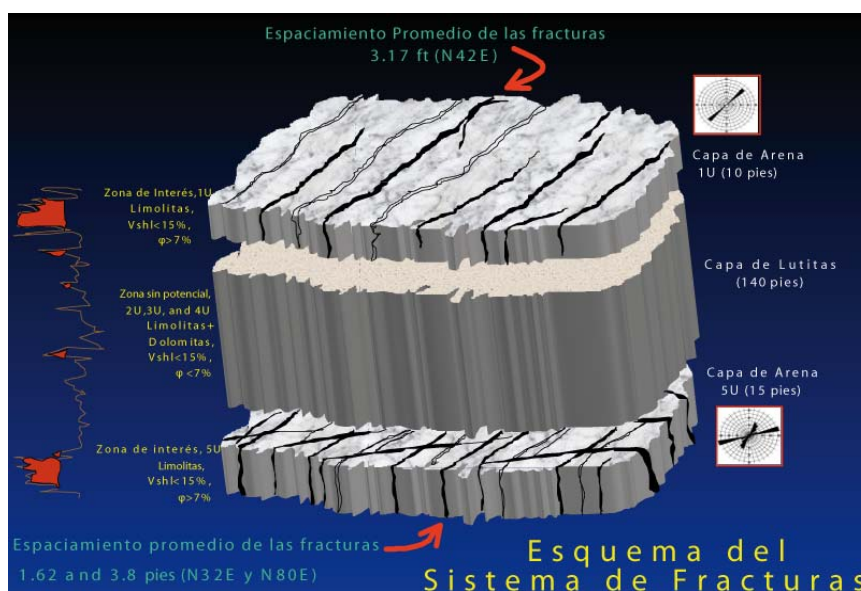


Figura 2.9. Esquema del sistema de fracturas del campo Spraberry.^{6, 11.}

2.4 Historia de Producción.

El pozo descubridor para el campo Spraberry fue el Seaboard Oil Lee 2-D, perforado en 1948 en el condado Dawson, en Texas. En los siguientes dos años, dos pozos fueron perforados a 65 y 95 millas (104.85 Km y 152.85 Km) al Sur del Lee 2-D, encontrando aceite en la misma zona, a pesar de estar en diferentes campos. Subsecuentemente la perforación en el año de 1952 indicó que los pozos podrían producir de un yacimiento muy grande. En mayo de 1952 el campo Spraberry tuvo 1,558 pozos productores sobre cuatro condados en el Oeste de Texas.⁶

Para finales de la década de 1950, al campo se le empezó a conocer como “El campo antieconómico más grande del Mundo”, a causa de que los pozos declinaban rápidamente a niveles muy bajos después del arranque de la producción, esto, proveniente del sistema de fracturas del yacimiento.

En 1960 las grandes empresas petroleras formaron una unidad con el campo para conducir el desarrollo de la inyección de agua en los grandes yacimientos. Aquí se tuvieron grandes expectativas por la recuperación adicional proveniente de la inyección de agua, pero estos resultados de los proyectos pilotos, fueron desalentadores y nunca se materializaron.

Durante la década de 1970, hubo una pequeña actividad en el desarrollo del campo. En 1980, Parker y Parseley, una de las compañías predecesoras de la Pioneer Natural Resources, comenzó la adquisición de la superficie de grandes unidades de la compañía más grande de aceite y llevando a cabo programas de perforación de relleno. Pioneer continuó esta actividad a través de la década de los 90's, perforó más de 1,700 pozos en el campo entre 1993 y el año 2000. Algunos ejemplos del impacto de la actividad se muestran en las Figuras 2.10 y 2.11.⁶

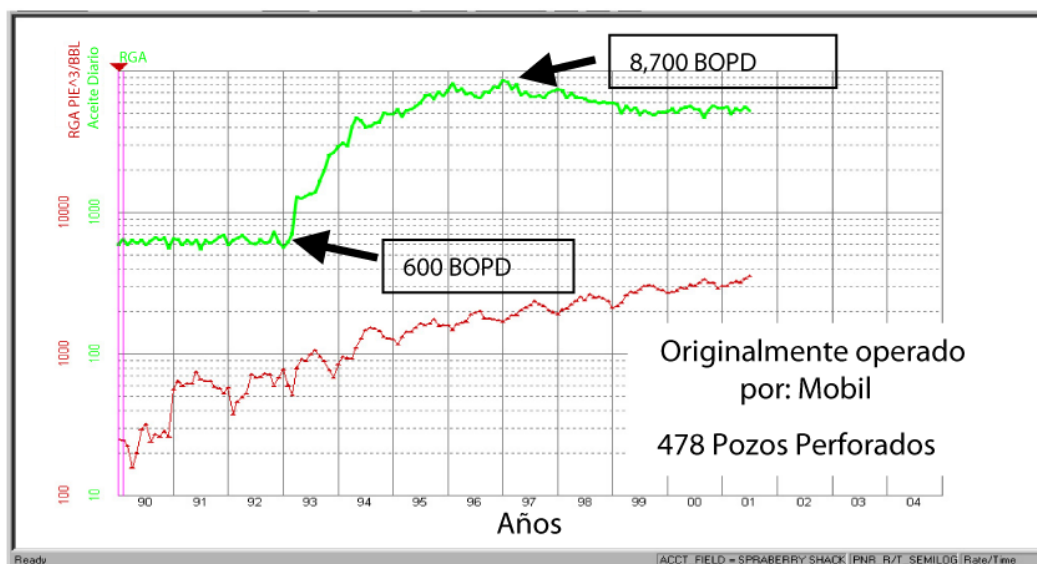


Figura 2.10. Desarrollo del incremento de la producción de la Unidad Shackleford.⁶

Los nuevos pozos perforados por Pioneer, tienen un porcentaje inicial de la relación de producción de 30-50 BPD, con una declinación inicial del 50-90%. La producción de los pozos decrece en forma hiperbólica a la segunda declinación con una relación de 8.-10%. Los pozos también produjeron cantidades significativas de gas en la cabeza del pozo. La Relación Gas Aceite inicial (RGA) fue de 1500 pie³/bbl que se incremento hasta llegar a 4500 pie³/bbl. Las reservas individuales de cada pozo están en un rango de 70,000 a 100,000 barriles de aceite.⁶

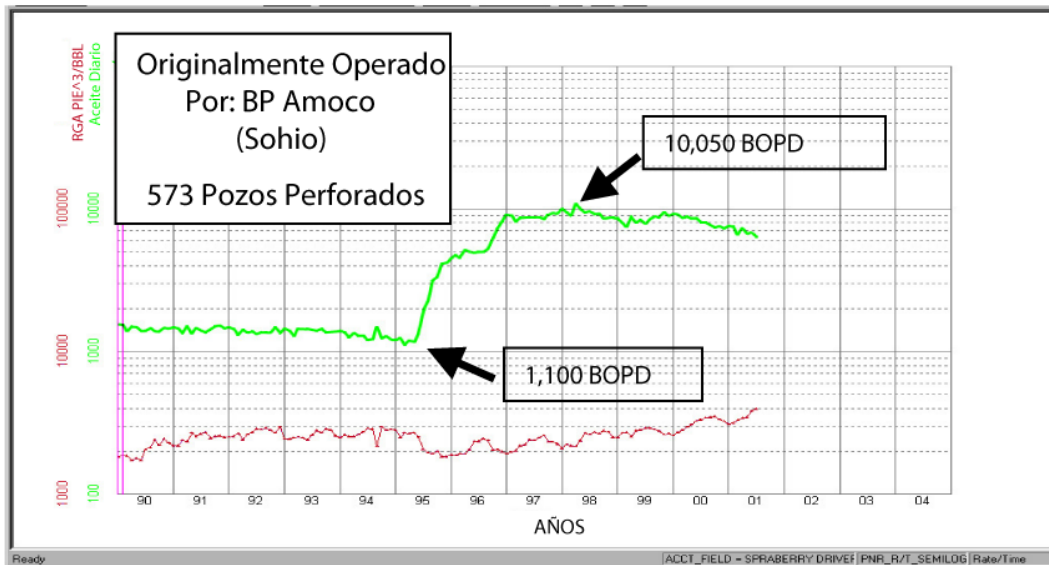


Figura 2.11. Desarrollo del incremento de la producción.⁶

Una clave para hacer económico el programa de perforación de relleno, es minimizar los costos iniciales. Los grandes programas de perforación, proveen una economía de escala y la habilidad para negociar bajos costos de operación, así como los altos volúmenes de contratos con los contratistas de perforación y otras compañías de servicios. Esto da una situación de ganar-ganar para ambos lados en la actividad que garantiza para los contratistas y Pioneer el invertir en el control inicial.

Otro desarrollo importante es la relación cooperativa o las alianzas entre las partes, que resultan en un conjunto preferido de perforación y terminación y de las prácticas involucradas con el paso del tiempo.⁶

El costo total de perforación, terminación, del fracturamiento, de la instalación de un sistema de bombeo y las instalaciones, comúnmente se encuentran en un rango entre \$300,000 dólares y \$400,000 dólares por pozo. Un pozo típico y su perforación se muestran en la Figura 2.12.

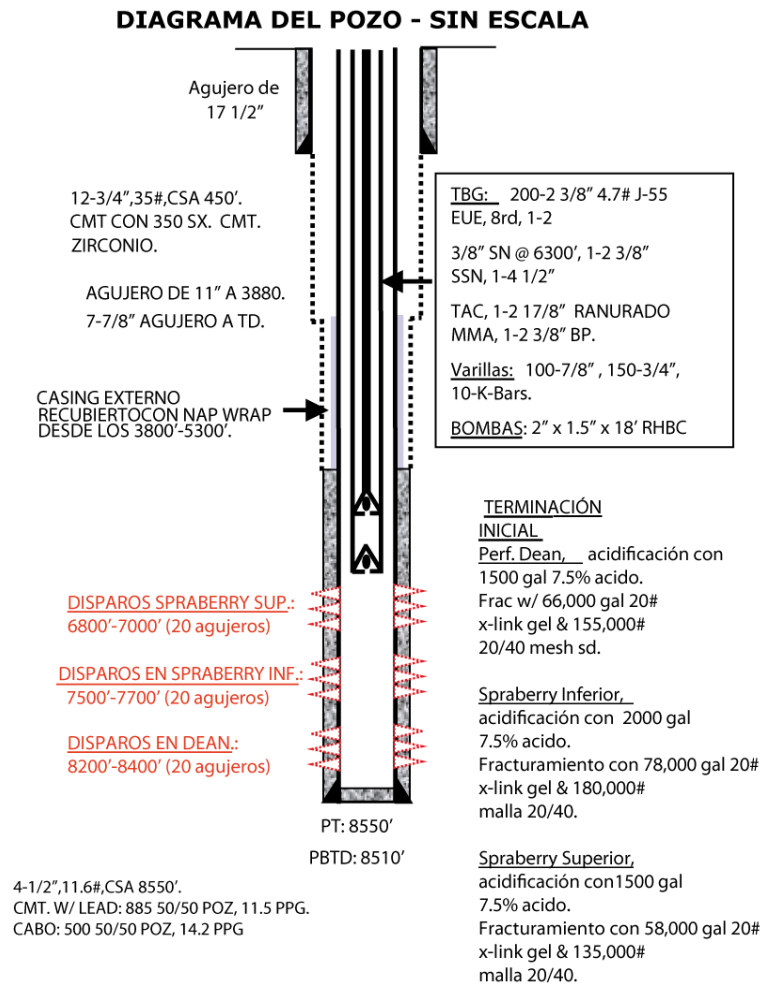


Figura 2.12. Pozo típico del Spraberry.⁶

Mantener los costos bajos es igual de importante al mantener los márgenes económicos. Un excelente ejemplo es la eliminación del agua de producción. Llevar el agua a un depósito fuera tiene un costo de \$1.00 a \$1.25 dólares por barril. Un depósito de agua dentro del sitio reduce estos costos alrededor de \$0.15 dólares por barril, ahorrando un aproximado de \$250,000 dólares por día. Otra área para reducir los costos es la reducción de los servicios de los pozos. Utilizando las mejores prácticas y la automatización computarizada, como una bomba sin controles, ha reducido el tiempo de inactividad y las fallas del equipo de bombeo de manera significativa. Desde 1997, el control de elevación se ha reducido de \$4.97 dólares por barril a \$2.10 dólares por barril. El valor total estimado de los ahorros (descontando el 10%) en optimización de las operaciones de producción es de aproximadamente de \$115 MD, durante la vida útil de los pozos.⁶

2.5 Tecnología Aplicada.

Dentro de la tecnología que se ha aplicado en el desarrollo del campo Spraberry se tienen varios ejemplos, en los que se puede mencionar los siguientes:

- Inyección de Agua y Fracturamiento Hidráulico
- Desarrollo de Pozos Horizontales
- Gel para cierre de Entrada de Agua.

2.5.1 Inyección de Agua y Fracturamiento Hidráulico.

El campo Spraberry ha sido objeto de una extensiva perforación desde que fue descubierto en el año de 1948. Al principio los pozos muestran una tendencia que se caracteriza por gastos iniciales altos, después de pequeños tratamientos de estimulación. El porcentaje inicial del potencial de un estudio de 718 pozos, era de 318 BPD con una terminación de los pozos en agujero descubierto en la formación Spraberry Superior.⁹

Los altos potenciales iniciales habían despertado un auge a principios de 1950, donde hasta 203 equipos de perforación trabajaban a mediados de 1951. Este auge fue de corta duración, los altos potenciales fueron acompañados por una rápida declinación. En tres casos, los pozos recuperan de 26,000 a 40,000 bbl en un rango de 15 a 17 meses antes del abandono.

Los primeros pozos se terminaron con agujero descubierto con una pequeña limpieza “hydrafac”. Un estudio de 781 pozos, realizado en 1952, indicó que el 92% de los pozos del estudio estaban terminados con el agujero descubierto, con lo que la mayoría de los tratamientos consistieron en 1500 galones (5.679 m³) de fluido. Como los operadores habían ganado experiencia, el aumento del tratamiento a 4,500 galones (17.038 m³) de un fluido base aceite en el proceso que lleva 2400 libras (1088 Kg) de arena 20/40, los tratamientos fueron generalmente bombeados por un tubería de producción de 2 3/8 de pulgada, con un gasto promedio de 5 bbl/min.⁹

Estos primeros tratamientos no limitaron la declinación y en 1954 los operadores comenzaron a aplicar tratamientos con gastos y volúmenes más altos. En una serie de tratamientos de refracturamiento, en donde se observan mejoras substanciales en la productividad. Un trabajo típico de refracturamiento consiste en 21,000 galones (79.5 m³) de fluido fracturante que acarrea 31,500 libras de arena 20/40 (14,288 Kg.) a un gasto de 42-56 bbl/min. Algunos pozos cuya producción era de 10 bpd, se incrementaron a 100 bpd. Un pozo recupera 55,438 bbl, 34 meses después de un tratamiento de 4,500 galones. (17 m³). Siguiendo con el tratamiento de refracturamiento, que consiste en los 21,000 galones (79.5 m³) de fluido base aceite y 31,500 lb (14,288 Kg.) de arena 20/40, la producción diaria se incrementó a 333 bpd y la recuperación adicional del pozo fue de 34,500 bbl, en los siguientes 18 meses.⁹

En el siguiente periodo, al principio de 1950, la inyección de agua ganó popularidad como la manera para mejorar la recuperación. La declinación en el gasto de producción viene acompañada de una rápida declinación de la presión del yacimiento y la inyección de agua se consideró como una técnica para revertir este descenso en la presión y mantener así la producción.

En un espacio de 40 acres (16 hectáreas) la presión del yacimiento declinó 3.86 PSI (0.2713 Kg/cm²) por día, mientras que en 80 acres (32.3 hectáreas) la presión declinó 0.59 PSI (0.04 Kg/cm²) por día. Brownscombe y Dye en 1952, sugirieron que el aceite podía ser desplazado en el Spraberry por imbibición capilar del agua en la roca. En 1953 Elkins sugirió, que la baja permeabilidad de la matriz y los poros, detenían la mayor cantidad de aceite, así como las fracturas que proveen canales de flujo para el aceite para llegar al pozo. El concepto de inyección de agua en el Spraberry, fue propuesto para ayudar a limitar la declinación de la presión del yacimiento y para desplazar el aceite en la matriz.⁹

El primer programa piloto de inyección de agua fue iniciado por Atlantic en 1952. Los resultados fueron alentadores, pero los gastos de inyección no pudieron detener el abatimiento de presión. Humble implementó un programa piloto de 5 puntos en 80 acres (32.3 hectáreas) de terreno en marzo de 1955 y se incrementó significativamente el gasto de inyección, sobre la prueba de Atlantic. La presión original del yacimiento fue restaurada y la producción mejoró.

La extensa naturaleza de la orientación de las fracturas indica, que una operación en gran escala, debe ser necesaria para restaurar la presión del yacimiento. Entre el 1 de julio de 1960 y el 1 de junio de 1967, doce unidades de inyección de agua se formaron en el Spraberry, que abarcan un total de 2214 pozos. Dos de las doce unidades documentaron un incremento en la producción. En la unidad del operador Sohio, se realizó una prueba de campo en 1961, que cubrió 39 pozos en un área de 4 millas cuadradas (10.35 Km²), la producción aumentó de 350 bpd a 1050 bpd en solo 10 días. La producción de aceite en la unidad del operador se incrementó de 2620 bpd hasta un pico de 5171 bpd, con una producción promedio de 3370 bpd. En el proyecto Mobil E.T. O'Daniel, se arrendaron 15 pozos que producían 50 bpd al comenzar la inyección. La producción se elevó a 345 BPD una vez que se observó la respuesta de la inyección. La inyección de agua terminó en 1973 en la unidad del Operador. Desde entonces el agua se dispone para inyección en los pozos.⁹

Para 1983 la última recuperación estimada para el Spraberry fue de 470 millones de barriles. El Buró de Geología Económica de Estados Unidos, estima que esto es solo el 5% de los 9.4 billones de barriles en el lugar. En una base individual, un estudio realizado en 1984 de 212 pozos en el condado de Midland, estimó que el porcentaje del potencial inicial, sería de 60.5 BPD, con una declinación a 13 BPD en 5 años.

Extrapolando esta declinación, utilizando los promedios de los gastos de declinación, resulta en una recuperación estimada de 70,000 bbl, por 25 años más, con el costo de un pozo en el Spraberry/Dean que oscila entre los \$375,000 dólares y los \$500,000 dólares, lo que condujo a algunos aprietos económicos durante los ciclos en la baja de los precios del petróleo. La mayoría de los operadores elegían trabajar con los costos de la ecuación económica, para mejorar la rentabilidad, concentrando sus esfuerzos en reducir los costos de perforación, evaluación y de terminación.

En cuanto a los ingresos, algunos operadores creen que las reservas adicionales, pueden ser recuperadas para mejorar la economía del Spraberry/Dean, mediante la aplicación de la evaluación y las técnicas de terminación.

Con el creciente interés en la tecnología de los pozos horizontales, a mediados de los 80's, algunos operadores se pronunciaron por los pozos horizontales como medio para mejorar la recuperación. Esto se vio reforzado, con las oportunidades de los estudios de pozos horizontales en Texas. El Spraberry/Dean fue identificado como candidato al desarrollo de pozos horizontales, muy probablemente debido a su caracterización, como un yacimiento naturalmente fracturado, con baja eficiencia de recuperación.⁹

2.5.1.1 El Rol de las Fracturas Naturales.

La presencia de las fracturas naturales en el Spraberry, fueron evidentes a través de la perforación, el análisis de núcleos, registros, cementación, estimulación y la inyección de agua. Los pozos frecuentemente tenían pérdida de circulación cuando se perforaban, esto porque se requerían densidades de los lodos tan bajas como de 8.3 lb_m/gal y había pérdidas de circulación del material. Cuando los pozos eran nucleados, a menudo las muestras se desmoronaban. Las fracturas abiertas pueden ser identificadas fácilmente en los registros de profundidad o en las imágenes eléctricas del agujero del pozo. Siguiendo con el proceso de cementación, el cemento algunas veces se encuentra con frecuencia hasta 100 pies por debajo de la TP, cuando los pozos son perforados en lo más profundo del Spraberry Inferior. En un trabajo en el área de Pembroke, se perdieron 4,000 sacos de cemento durante la cementación de un pozo en el Spraberry Superior a los 7,100 pies (2,164 m). Cuando los pozos se fracturan hidráulicamente, se necesitan altos gastos de inyección para prevenir que el trabajo termine prematuramente. Análisis de la permeabilidad de la matriz, sugieren que la alta filtración encontrada, se deba únicamente a la permeabilidad de la matriz. Estudios de las pruebas pilotos de inyección de agua muestran una sustancial permeabilidad anisotrópica, sugiriendo un gran sistema de fracturas naturales. La respuesta a la inyección de agua en la unidad piloto del Spraberry mencionada anteriormente, refuerza la presencia de un gran sistema de fracturas.⁹

Las técnicas de terminación se enfocaron en conectar el pozo, al sistema de fracturas naturales, a través del fracturamiento hidráulico, con el fin de drenar la estrecha matriz. El fracturamiento hidráulico se propaga perpendicularmente al esfuerzo mínimo principal horizontal y de forma paralela al esfuerzo máximo horizontal. En la mayoría de los casos, las fracturas naturales tendrán su máxima apertura en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal y tenderán a cerrarse en la dirección del máximo esfuerzo horizontal. Esto limita la efectividad del drene del sistema natural de fracturas, por el del fracturamiento hidráulico, que usualmente son sistemas paralelos entre sí. Esto limita a los operadores y llevó a considerar la perforación de pozos horizontales, que son perpendiculares al sistema natural de fracturas.

2.5.2 Desarrollo de Pozos Horizontales.

El desarrollo de pozos horizontales comienza en el año de 1992. Para este año, se habían realizado 8 intentos para perforar y terminar pozos horizontales en el campo Spraberry, en el Oeste de Texas. Los resultados habían sido decepcionantes hasta ese momento. En este apartado se discute la historia de producción de cada uno de los intentos, junto con un análisis económico. Utilizando un pozo de producción y el resultado de la terminación de los pozos horizontales y se propone un modelo para predecir el desempeño de estos pozos.⁹

2.5.2.1 Esfuerzos para desarrollar Pozos Horizontales, en el Spraberry/Dean.

El concepto de perforar pozos horizontales en el Spraberry, fue propuesto a principios de septiembre de 1951 por Legendre. Estos pozos tuvieron un alcance que va desde los 1000 pies (304.8 m) hasta los 3000 pies (914.4 m), añadiendo sustancialmente una área de drenaje efectivo, del yacimiento. A principios de 1985, la primera prueba de un pozo horizontal, se realizó en el condado de Glasscock.

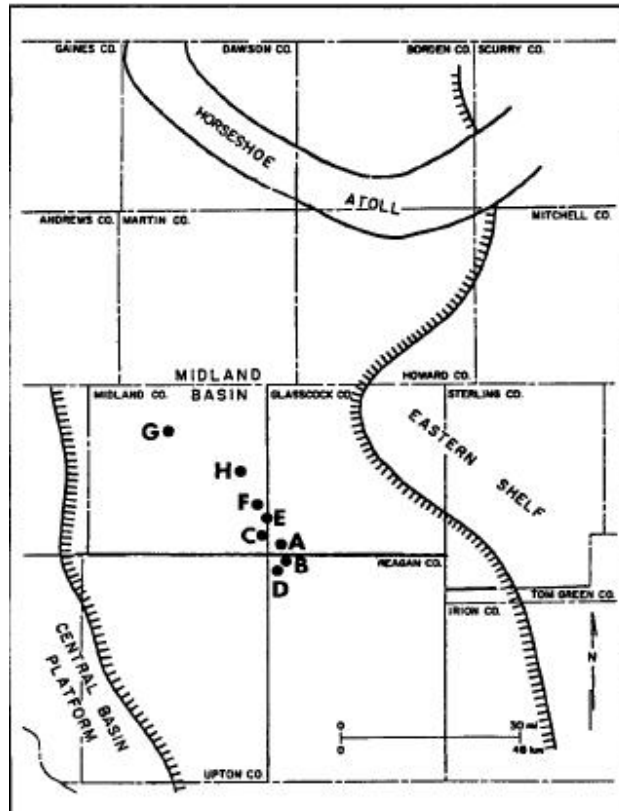


Figura 2.13. Localización de los Pozos Horizontales.⁹

Las localizaciones de los 8 primeros pozos horizontales se muestran en la Figura 2.13. La tabla 2.1, es un resumen de los resultados de la producción y de las proyecciones económicas para los 8 pozos. De la tabla 2.1, se puede observar que ninguno de los pozos fue un éxito económico. Todos los pozos recibieron tratamiento por fracturamiento hidráulico, los pozos A, B y G recibieron un fracturamiento de una sola etapa, los pozos restantes fueron fracturados en etapas separadas. Las Figuras 2.14 y 2.15 comparan la declinación de la producción de los intentos horizontales con los pozos verticales.⁹

Pozo	Fecha del IP	Zona	Longitud Ft.	Azimut	IP BOPD	IP BAPD	Aceite bbl	Años de vida		
								Productiva	Antes TIR	FEN 10%
A	Abr-85	Dean	332	NA	2.4*	1	NA	2	NEGATIVO	NA
B	Feb-86	Dean	1626	N64°O	53	24	38752	22	NEGATIVO	NA
C	Ene-86	Spra. Inf.	891	N65°O	80.66**	NA	95406	16	2.03%	-284,908
D	Dic-86	Dean	1588	N34°O	80	46	21669	13	NEGATIVO	NA
E	Jun-87	Dean	1672	N15°O	15.3**	NA	104878	23.5	2.14%	-457,459
F	Ago-87	Spra. Inf.	1423	N18°O	40	110	29872	9.2	NEGATIVO	-911,328
G	Feb-87	Spra. Inf.	1457	N82°O	30	100	39131	14.3	NEGATIVO	NA
H	Oct-88	Spra. Inf.	1728	N20°O	69	326	NA	NA	NA	NA

Pozos Verticales									
Dean				51	9	75,760	23.4	24.6	183,132
Spraberry/Dean				70	210	80,528	23.2	20.95	169,905

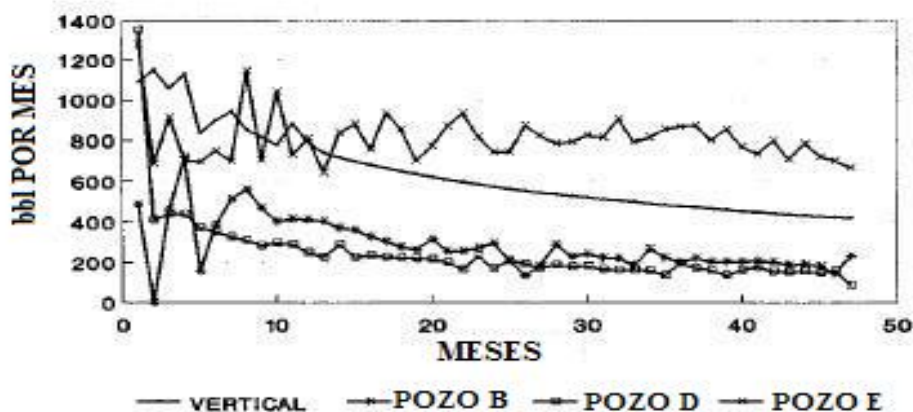
* Del Reporte Anual de las Pruebas de Pozos

** Después de la estimulación.

*Tabla 2.1. Resumen Económico.*⁹

La distribución del drene azimutal se muestra en la tabla 2.1. El rango de la mayoría de las fracturas azimutales es de N75°E a N85°E. Economides sugirió que algunos problemas de daño cerca del pozo pueden resultar cuando el fracturamiento hidráulico no es perpendicular al vector del esfuerzo mínimo in situ.

POZOS HORIZONTALES EN DEAN COMPARACIÓN CON POZOS VERTICALES



*Figura 2.14. Comparación con los pozos Verticales.*⁹

El pozo Dean 1 se perforó perpendicularmente al vector del esfuerzo mínimo y se obtuvo un desempeño mejor, que el pozo Dean 2, que no fue perforado perpendicularmente al

esfuerzo mínimo in situ. En el pozo Spraberry C se ignoró la fractura con orientación N75E, mientras que el pozo Spraberry F se hizo caso y se obtuvieron malos resultados. El pozo G hizo caso a la tendencia de la fractura y también se obtuvieron malos resultados. El pozo H tomó la tendencia de la fractura y se tenía la producción inicial más alta de todos los pozos horizontales del Spraberry/Dean.⁹

POZOS HORIZONTALES EN SPRABERRY COMPARACIÓN CON POZOS VERTICALES

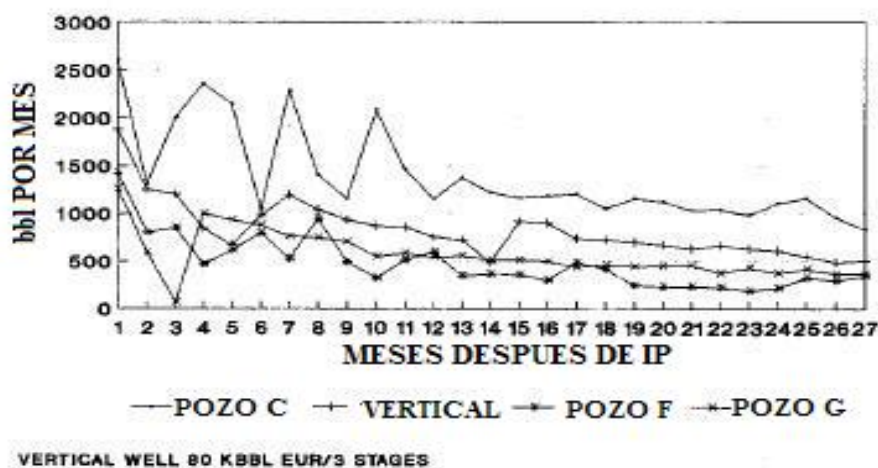


Figura 2.15. Comparación con pozos vertical.⁹

La intersección de la compensación del pozo con el modelo de drenaje durante la segunda de 5 etapas (con una compensación de 1420 pies (433 m) de distancia de la orientación N75E), confirmó el azimut propuesto. La intersección de un segundo pozo con el patrón de drenaje (con la compensación del pozo de 2180 pies (664 m) de distancia de la orientación N63E), pero por la cuarta etapa, se sugirió que por el esfuerzo del campo, podría ser cambiado por las tres etapas anteriores.

Los pozos perforados perpendicularmente a la tendencia asumida de N75°E, lo hicieron mejor como grupo; sin embargo, el excelente desempeño del pozo C y el pobre desempeño del pozo F, indican que el azimut no es el único factor que controla la producción.

Las expectativas de los operadores de perforar los 8 pozos horizontales claramente no se cumplieron. Mientras que una mala elección del azimut puede contribuir a este factor, esto, no afectará el desempeño de todos los pozos. Los modelos utilizados para la estimación de la productibilidad en el Spraberry/Dean son dignos de mirarse de cerca, así como lo que se asumió.

2.5.2.2 Modelo de Productividad del Spraberry/Dean.

La primera área de investigación fue la conductividad de las fracturas naturales. Una disminución en la conductividad aunada con la disminución en la presión de poro fue observada por primera vez por Elkins y Skov en los inicios de la década de 1960. En 1962 se corrieron las primeras pruebas. Las permeabilidades efectivas aparentes obtenidas de las pruebas, están en un rango de 2 a 40 md-pie, comparadas con los 800 a 1000 md-pie calculados en 1953 para los mismos pozos. La presión que alcanzaron los pozos de prueba cerrados en 1962, equivalía a un gradiente de presión de poro de aproximadamente de 0.24 psi/pie.⁹

En 1953 las pruebas de gradiente de poro estuvieron en el rango de 0.31 a 0.33 PSI/pie. En las pruebas de caída de presión, en el año de 1961, los pozos que estaban en el patrón de fractura, tuvieron una diferencia de 1000 a 1400 PSI y una diferencia significativa en conductividad también.

Con alta presión los pozos tenían una conductividad aparente de 245 md-pie, mientras que a baja presión los pozos tenían una conductividad de 34 md-pie. Si estos pozos pierden presión del yacimiento a razón de 0.59 PSI/día, para los pozos en el espaciamiento de 80 acres (32.37 hectáreas), esto equivale a una caída en el gradiente de la presión del poro de 327 PSI/pie a 0.28 PSI/pie en 18 meses.⁹

Esto corresponde aproximadamente al período de flujo de los pozos de Tres Tex Harvey antes del cese de los gastos, antes de una operación de estimulación. El gradiente de presión de poro que es de 0.28 PSI/pie, también corresponde al gradiente de presión máximo que afrontan en la actualidad los 80 acres (32.37 hectáreas) de relleno en el desarrollo Spraberry.

Warpinski, Teufel y Graf en 1991 observaron una relación entre el esfuerzo efectivo y la conductividad de las fracturas naturales en el laboratorio, con una disminución en la presión de poro, resultando en una disminución de la permeabilidad.

Algo confuso ha sido la observación del comportamiento del yacimiento durante la perforación, los registros y la estimulación. La perforación y los registros se llevan a cabo, normalmente con un gradiente de 0.433 PSI/pie y la estimulación se realiza con un gradiente de presión de 0.55 a 0.65 PSI/pie. Si bien es evidente que las fracturas naturales están abiertas durante estas operaciones. Entonces se observa claramente que ya no se abren cuando las condiciones normales del yacimiento se restauran.⁹

2.5.2.3 Determinación de la Permeabilidad de la Matriz.

Los dos parámetros que se buscan en un análisis de matriz, son la permeabilidad y el espesor de interés. Un vínculo entre el espesor de interés y la productividad fue propuesto por Guevara y Tyler. Demostraron una correlación entre la productividad de los pozos y el espesor de las arenas. Algunos ejemplos entre la porosidad y permeabilidad del núcleo han sido publicados. Ogden y Locke presentaron una gráfica semilogarítmica, de la porosidad

del núcleo vs. la permeabilidad del núcleo para el Spraberry Superior. Esta correlación liga al 10% de porosidad del núcleo con 0.68 md de la permeabilidad del núcleo.⁹

Guevara presenta una comparación entre la porosidad del núcleo y las permeabilidades para el Spraberry. La correlación está hecha con los datos de los núcleos, liga una porosidad del 10% con un rango de 0.16 a 0.18 md. Aunque ayuda a encontrar un límite superior, estos valores son para condiciones de superficie y no se correlacionan directamente a las permeabilidades a condiciones del yacimiento. Algunos autores han desarrollado correlaciones para ajustar los valores de condiciones de superficie a condiciones de yacimiento. Esto fue lo primero en realizarse para los yacimientos de gas, con los datos de los núcleos. El Spraberry produce agua, aceite y gas y los datos de los núcleos no están siempre disponibles. La fuente de los datos de permeabilidad sugiere que este ambiente, es con la medición dinámica que se observa la respuesta de la presión transitoria del yacimiento, ya sea por la historia o por la curva de declinación.⁹

Dyes y Johnston observaron permeabilidades de 0.36 a 6.9 md, para yacimientos, como cuando el Spraberry tenía la presión original. Es probable que las mediciones obtenidas fueran de una combinación de permeabilidad de fractura y permeabilidad de la matriz. Elkins y Skov, observaron que en las pruebas realizadas la permeabilidad efectiva va de 0.51 a 0.76 md y se observó que el sistema de fracturas se había cerrado. Si bien el establecimiento de un rango aproximado de permeabilidades relativas que se esperan, las observaciones no están a la altura, para establecer una relación cuantitativa directa entre la porosidad medida y la prueba dinámica de permeabilidad. Esto se puede hacer de una mejor manera, con la integración de registros de pozos y con pruebas.

Howard demostró que una correlación razonable, puede ser obtenida entre pruebas de pozo de kh y un registro de pozo de kh, usando una relación modificada de Coates-Denoo. Barba, Chaney y Darling demostraron que con un registro de la kh y datos calculados de la correlación porosidad-permeabilidad de Coates-Denoo, pueden correlacionarse una prueba de pozo de la kh en el Mioceno y en Wilcox. Aisquith propuso el uso de la correlación de Fertl para saturación de agua y porosidad efectiva, en el Spraberry. La porosidad efectiva se basa en una correlación no lineal de lutitas y por medición de la densidad. La ecuación propuesta para ligar la porosidad y la permeabilidad efectiva en el Spraberry es:

$$k = \left((C * PHIDC^2 * (PHIDC - BVWirr) / BVWirr)^2 \right) \dots\dots\dots(2.1)^9$$

El logaritmo de la kh, derivado de la ecuación 2.1 puede ser comparado al espesor de la permeabilidad efectiva de una medición dinámica. El factor “C” puede variar de una comparación que fue obtenida entre una medición dinámica de kh estimada y del logaritmo derivado de la kh estimada.

La determinación dinámica de una kh es menos directa. La técnica empleada por Howard, se basó en la obtención de la permeabilidad de análisis de datos de la presión transitoria. Las pruebas de pozo para determinar permeabilidad, raramente se llevaban a cabo en el Spraberry/Dean antes ó después de la estimulación. Una serie de post-fracturamientos,

pruebas de aumento de presión en el Spraberry/Dean y en el Wolfcamp superior, fueron analizados por Barba.⁹

Los pozos no tenían flujo pseudo-radial, incluso después de transcurrir de 11 a 14 días después de la prueba. Mediciones después de estimulación añadieron variables de la longitud de la fractura y de la conductividad para la interpretación de las ecuaciones de las pruebas y sin el pre fracturamiento, la acumulación de datos de la singularidad de la etapa posterior al fracturamiento del análisis en cuestión. Debido a esta incertidumbre, el método principal de análisis utilizado, fue una historia que coincide con la producción, utilizando la hipótesis de reducir la geometría de la fractura, los modelos bidimensionales del fracturamiento hidráulico y un modelo finito de conductividad de la producción.

La capacidad de los modelos bidimensionales con la precisión del modelo de la geometría de la fractura, ha sido cuestionada en áreas donde el esfuerzo in situ, son las barreras. Análisis subsecuentes de los datos de pozos utilizados, sugirieron, que está fuera el caso del Dean y que el tratamiento por fracturamiento no fue confinado. Este estudio utilizó un simulador de tres dimensiones para el fracturamiento hidráulico, para perfeccionar el ajuste de la historia y obtener un nuevo rango de valores de permeabilidad.

Los datos que están disponibles para estos pozos incluyen los registros de agujero descubierto, los datos sísmicos, datos de estimulación y datos de producción. Se evaluaron 5 pozos, 4 en el Dean en el condado de Midland y uno en el Spraberry/Dean, en el condado de Martin. En los pozos I y J después del fracturamiento, se dispone de trazadores, además de los datos anteriores.⁹

La distribución de los esfuerzos fue calculado para los 5 pozos, utilizando un modelo elástico transversal y un modelo mecánico de fractura modificado para la gráfica de presión de fracturamiento vs. profundidad. Los registros digitales se analizaron utilizando el modelo de evaluación de la formación recomendado por Aisquith, utilizando la ecuación 2.1 para calcular el espesor de interés y de los registros estimar la permeabilidad.

Se utilizó un simulador en 3D para calcular la longitud, altura, ancho y conductividad de las fracturas creadas, con una simulación de presión de fractura en superficie y en el fondo del pozo. Los resultados de la estimulación fueron comparadas con la red de presiones observadas en el campo y después del fracturamiento con los trazadores en los pozos I y J, para dar soporte a la exactitud del modelo. Una excelente comparación se obtuvo entre el modelo de presiones previsto y las presiones del campo. La concordancia entre el modelo previsto de altura y el trazador también fue excelente. Era sustancialmente mayor que la altura de entrada de los modelos bidimensionales utilizados. El modelo de longitudes en 3D era sustancialmente mas corto que el de las longitudes en 2D, las estimaciones del 3D eran 50% menos que las estimaciones del 2D. Los resultados de la red de presión se compararon con los pozos K y L, que se utilizaron para llevar la conducción de la producción, que coincide con la historia. El pozo M se utilizó para ilustrar la aplicabilidad de la técnica del Spraberry/Dean.⁹

2.5.2.4 Ejemplos de Campo.

La tabla 2.2 muestra los parámetros de salida utilizados para los simuladores. La Figura 2.16 muestra la distribución de los esfuerzos para el pozo I del modelo.

**Parámetros Utilizados en el Simulador
Modelo de Fracturas Pseudo-3D**

a'	0.44
k'	0.112
Modulo de Young	4.76X10 ⁶
Relación de Poisson	.219
Coefficiente Total de Pérdidas de Fluido	.0012 pie/ $\sqrt{\text{min.}}$
Pérdida de Impulso	0.025 gal/pie ²
Presión Cierre	5063 psi

Simulador de la Formación Dean

Presión del Yacimiento	2800 psi
Presión de Fondo Fluyendo	100 psi
Temperatura del Yacimiento	148 °F
Compresibilidad Total	7.3015X10 ⁵ psi
Corte de Agua	15%
RGA	850
Densidad Específica del Aceite	39.3
Densidad Específica del Gas	0.93
Saturación de Agua	68.6 %
Porosidad Promedio	7.5%
Espaciamiento entre Pozos	160 Acres
Factor del Volumen de Formación	1.431 RB/bbl

Tabla 2.2. Parámetros utilizados en los Simuladores.⁹

El perfil de presiones observado fue el mismo que el que se predijo. La Figura 2.17 muestra la comparación con la corrida de los trazadores.

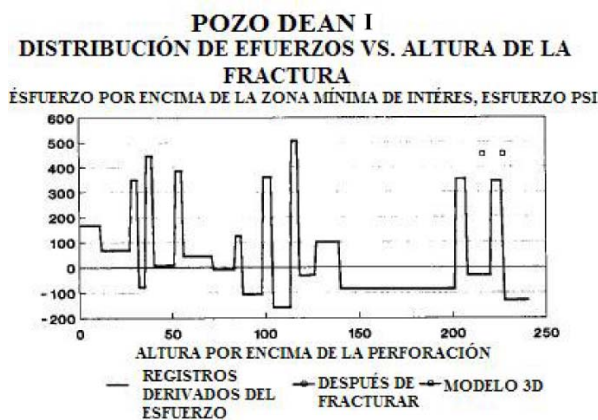


Figura 2.16. Distribución de los Esfuerzos para el pozo I.⁹

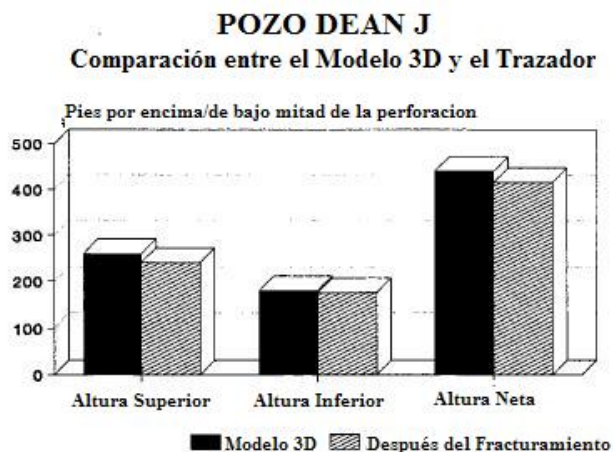


Figura 2.17. Comparación del Modelo 3D con los trazadores.⁹

La misma metodología fue utilizada en los pozos K y L para predecir la geometría creada. Los datos de entrada al simulador de fracturamiento, fueron una conductividad infinita, un modelo de producción de un yacimiento fracturado y una comparación con la historia con la producción, utilizando las entradas de la Figura 2.18.

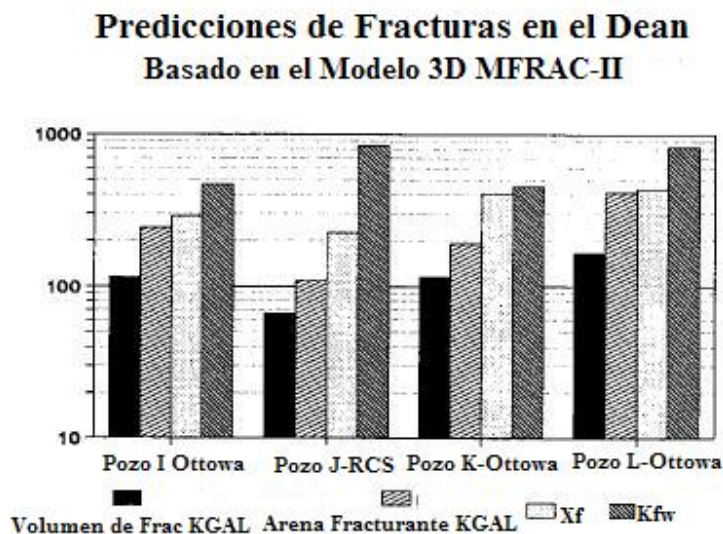
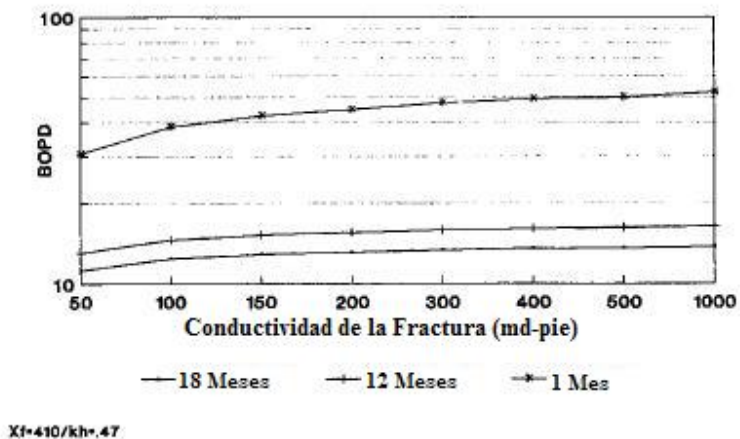


Figura 2.18. Predicciones de Modelo 3D de fracturamiento.⁹

La longitud de las fracturas predichas se mantuvieron constantes y una variación en la conductividad se añadió a la corrida. Los datos de conductividad se basaron en recientes estudios de laboratorio con factores de daño que variaron del 50% al 90%. Mientras las variaciones en la conductividad afectaron el potencial inicial sobre un rango de 10 BPD, los efectos sobre los 18 meses de producción en la curva de declinación fueron mínimos, una vez que se excedieron los 200-300 md-pie. Como se observa en la Figura 2.19

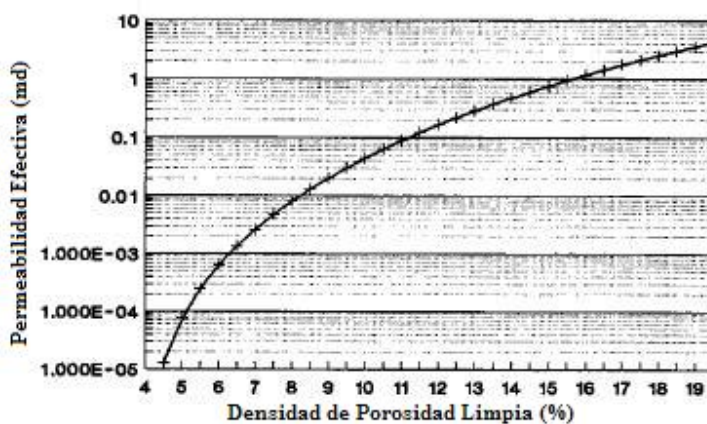
**PRODUCCIÓN DEL POZO K, DEAN
BPD vs CONDUCTIVIDAD**



*Figura 2.19. Producción vs. Conductividad.*⁹

La relación propuesta de la historia se muestra en la Figura 2.20. La lista de permeabilidades es la permeabilidad total de producción.

**POROSIDAD vs PERMEABILIDAD
C=14/BVWirr=.04**



*Figura 2.20. Porosidad vs. Permeabilidad de la formación Dean.*⁹

En una área de estudio la mejor porosidad de la arenas del Dean, estuvieron en el rango de 8.5% al 14% con un espesor de 5 pies. Si estos valores de porosidad se introducen en la ecuación 2.1, la permeabilidad obtenida, es introducida al simulador, entonces la producción acumulativa es de 14 años, como se observa en la Figura 2. 21.

POZO HORIZONTAL DEL DEAN
14 Años de Producción Acumulada vs Permeabilidad -pie

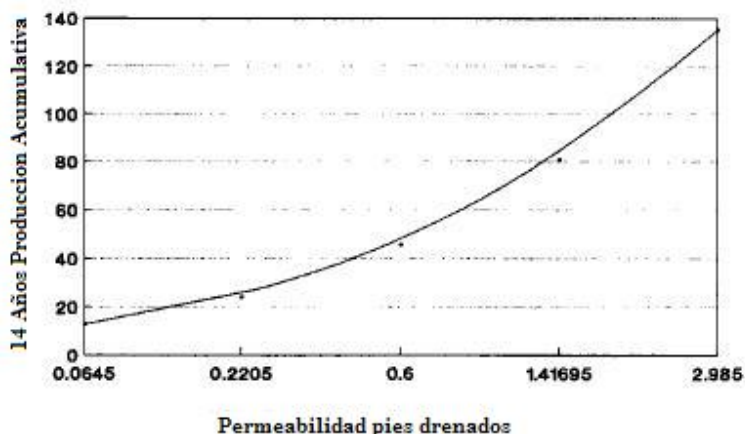


Figura 2.21. Gráfica obtenida del Simulador.⁹

La simulación asume una conductividad infinita a 1600 pies (488 m) en un pozo, la permeabilidad horizontal fue igual a la permeabilidad vertical sobre los 5 pies de intervalo del yacimiento y con un valor de cero para el daño. El estimado de la producción acumulada puede ser comparado con el desempeño de los pozos B y D. El porcentaje del espesor de la permeabilidad encontrado en compensación para los pozos B y D en un rango de 0.1 a 0.3 md-pie. Esto se compara con la recuperación de 15,000 bbl a 35,000 bbl, ó el rango esperado para los pozos B y D. (ver tabla 2.1).⁹

La Figura 2.21 también muestra el máximo espesor de permeabilidad esperada para la máxima porosidad. Es poco probable que alguno de los pozos que se encuentre a 5 pies y con una porosidad de 14.5% de y con 2.985 md-pie, sin embargo esto debería proporcionar un límite superior. Con este escenario optimista, un pozo encontrado con 2.985 md-pie de permeabilidad de la matriz debería producir, 134,839 bbl en 14 años. Con un costo de 1.2 millones de dolares por pozo.

Si bien las ganancias parecen marginales incluso para un fracturamiento multietapa de un pozo horizontal, las ganancias de un fracturamiento multietapa no son así. La tabla 2.1 muestra los tipos de cambio de 75,000 a 80,000 bbl por pozo, que están en un rango del 20% al 25%, con un costo de \$450,000 dólares y un precio del petróleo de 20 dólares. El modelo de producción propuesto, provee una herramienta para estimar la tasa de retorno antes de la terminación como una función de varios diseños de tratamientos por fracturamiento.⁹

La optimización del proceso y un ejemplo en el que se utilizó para mejorar la recuperación en un pozo marginal del condado Martin, en el Spraberry/Dean (Pozo M). El pozo M se encuentra en un lugar donde los pozos no se pagan. Se corrieron registros en agujero descubierto en el pozo y los datos acústicos estaban disponibles en la locación para la

estimación del esfuerzo. Los datos presentados fueron reprocesados utilizando un modelo de fracturamiento hidráulico en 3D.

La longitud optima en el Dean, fue determinada a los 700 pies utilizando la relación de permeabilidad y un modelo 2D de diseño de fracturas. Los 100,000 galones bombeados por etapa para lograr el resultado en el diseño de una longitud estimada de 345 pies de longitud, utilizando el modelo 3D. Esta longitud fue menor que en el simulador 2D, sin embargo fue de un 38% a 97% más largo que el previsto. Los volúmenes de compensación (que van de 30,000 a 60,000 galones por fase), donde se estima, para crear un longitud máxima de entre 175 a 250 pies, usando el modelo en 3D.⁹

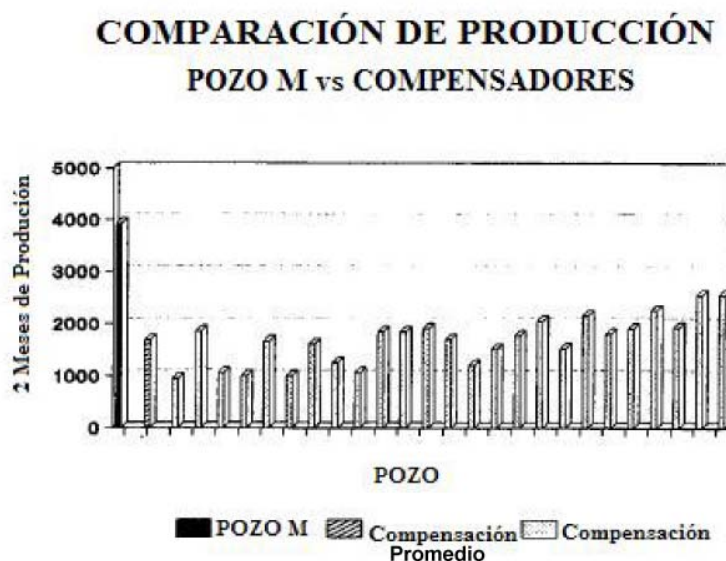


Figura 2.22. Comparación de la Producción de 2 Meses del pozo M.⁹

Una comparación de dos meses de producción del pozo M con 25 pozos, se muestra en la Figura 2.22. Una comparación de recuperaciones estimadas se muestra en la Figura 2.19. El pozo M se espera que recupere 71,500 bbl comparados con los 31,300 bbl de los pozos cercanos.

La compensación de los pozos no se espera que se paguen, mientras que los pozos estimulados se espera que se paguen en 5.47 años con un 13.22% antes de los impuestos de la tasa de retorno. Esto se basó, con \$500,000 dólares por costo de pozo, para tener en cuenta, el costo añadido de la evaluación del agujero descubierto, el tiempo de la torre y el tamaño del trabajo. Aunque no es una espectacular tasa de retorno, el pozo estuvo en un área, donde la compensación de los pozos, tenían tasas de retorno negativas. La comparación sugiere que la ganancia del Spraberry, puede mejorar si se aplican las técnicas de optimización en los pozos verticales.⁹

2.5.3 Gel para cierre de Entrada de Agua.

Un sistema innovador que consiste de tres diferentes geles de Polímero de Carboxilato de Cromo de Acrilamida (CCAP) por sus siglas en ingles, comienza a ser usado en lugar del cemento convencional en la formación superior del Spraberry localizado en el oeste de Texas. La aplicación del gel (CCAP) para cerrar la producción de agua por el abandono de la formación Superior del Spraberry y ha dado como resultado un incremento en la producción de aceite, bajos costos de reacondicionamiento y reducidos gastos de operación de arrendamiento (LOE) por sus siglas en ingles, en la mayoría de los pozos que han sido tratados hasta la fecha.¹¹

Ciento ocho pozos han sido tratados hasta la fecha. Muchos de los pozos fueron tratados inicialmente en 2003 y siguen siendo beneficiados por el tratamiento de gel manteniendo la producción de aceite y reducir operaciones costosas. El aumento en los costos del tratamiento de gel han sido mínimos en comparación con los tratamientos por cemento. Los tratamientos han demostrado tener un costo efectivo, una alternativa a largo plazo para los tratamientos convencionales de cemento.

Un área típica de pozos del Spraberry consiste de las formaciones Superior, Inferior y Dean. Después de la estimulación por fracturamiento, los intervalos son producidos por bombeo mecánico.

Las características del yacimiento y con la Figuración de la terminación son la causa de que la formación Superior del Spraberry, sea más susceptible a la invasión de agua. La presión hidrostática resultante de una columna de cemento, más el rompimiento de la formación, requieren altos volúmenes de cemento y/o múltiples intentos para cerrar con éxito el intervalo.¹¹

Los geles de Polímero de Carboxilato de Cromo de Acrilamida (CCAP) han sido utilizados como un sustituto de costo efectivo para las operaciones con cemento, resultando en reducidas RGA, reduciendo costos e incrementado la producción en los pozos tratados.

En el corazón del Spraberry son varias las unidades con recuperación secundaria, que fueron formadas en 1960 tomando ventaja del potencial del desarrollo de la inyección de agua. Las zonas de producción primaria, en las unidades de recuperación secundaria son, la Spraberry Superior, Inferior y Dean a profundidades entre los 7,000 y 9,000 pies (2133 y 2743 metros).

En algunas áreas, en la zona Media del Spraberry que también producida y terminada, cada intervalo es fracturado hidráulicamente como una etapa separada utilizando una arena cargada, enlaces cruzados de gel, con cada tratamiento, en rangos de 40,000 a 70,000 galones (151 a 265 m³) de fluido y de 120,000 a 180,000 libras (54431 a 81646 Kg) de arena.

La capacidad adicional de flujo medida dinámicamente es atribuida al extensivo sistema de fracturas dentro de los intervalos. Este fracturamiento ha empezado a caracterizarse como un sistema de “triple componente” para el Spraberry superior. El componente primario

consiste de largas y sensibles fracturas al esfuerzo, cercanas a los 1,000 pies de longitud. Las fracturas secundarias son un tanto cortas y están parcialmente conectadas, con un espaciamiento de entre dos y cuatro pies.¹¹

Estas agrupaciones de fracturas son soportadas por el tercer componente, la baja permeabilidad de la matriz. Un sistema de fracturas esquemático del Spraberry Superior, destacando el espaciamiento de las fracturas y la dirección, como se muestra en la Figura 2.9. El Spraberry Superior ha sido subdividido en diferentes unidades de depósito (1U hasta la 6U).

2.5.3.1 Conductos de la Migración de Agua.

El modelado de las fracturas naturales y la interacción de la matriz en el Spraberry superior fueron conducidos en respuesta, a la necesidad para entender mejor entre otras cosas, el desempeño pasado de la inyección de agua. Se notó en este estudio que el sistema de longitud las fracturas que conectan los pozos, podrían tener influencia substancial cerca del flujo y dictar cuales áreas son invadidas por los fluidos inyectados. Esta misma característica es verdad para la migración no controlada de agua de zonas de alta presión, por medio de un mecanismo y/o inactivo que compromete a los pozos fuera de los productores. A través de las pérdidas de la tubería de revestimiento o malos trabajos de cementación, el agua de las zonas de alta presión, migran primero a las zonas de baja presión que encuentre. El espaciamiento cercano alta permeabilidad por la fracturas en 1U y 5U (Spraberry Superior), actúan como conductos para una rápida invasión de agua en suficientes cantidades para abrumar la capacidad de las bombas y la salida de agua del productor.¹¹

2.5.3.2 Diagnóstico y plan de acción.

Cuando la Relación Agua Aceite (WOR en inglés), es lo suficientemente alta como para causar una reducción en la producción total de aceite y gas, un análisis del agua se lleva a cabo para determinar la fuente. La fuente más común es un flujo cruzado de agua de la formación San Andrés (de 42 a 45 kppm de cloruros y 2500+ ppm de sulfatos y de la formación Clearfork (de 100 a 140 kppm y menos de 500 ppm de sulfatos).

Una vez que la tubería de revestimiento se pone a prueba de presión y las fugas de la tubería de producción quedan excluidas de la prueba, los mapas de contornos de la producción de agua son usados para identificar cualquier potencial inactivo de los pozos o las operaciones de disposición a lo largo de la tendencia de la fractura puede, ser factible transmitir agua migrante al productor.

Si existe éxito o no al identificar el pozo infractor, muchas veces la justificación económica del cierre del intervalo Superior del Spraberry y restaurar la producción de hidrocarburos de los intervalos remanentes. En evaluaciones anteriores el operador tuvo un empacador para aislar el Spraberry Superior en la parte de atrás, el Spraberry Inferior y el Spraberry Dean, se probó la bomba para verificar que en una zona de cierre se podría restaurar la producción de hidrocarburos con un gasto económico.¹¹

2.5.3.3 Descripción del gel.

Tres diferentes sistemas de gel han sido usados, en varias combinaciones, para tratamientos de pozos en el campo Spraberry. Todos son geles CCAP, formulados parcialmente con Polímero Poliácridamida Hidrolizada (PHPA) y un enlazador cruzado de acetato de cromo (Cr^{+3}). El gel estándar, desarrollado por la compañía Maratón Oil, es usado para tratar pozos de producción para el cierre de agua y en pozos de inyección para modificar el perfil o para dar conformidad a áreas. Para ello se utilizan vínculos cruzados, tensoactivos iónicos de peso molecular medio (PHPA) a bajas concentraciones, para formar geles “fluidos”. También se utiliza un gel de cierre total cerca del pozo en la matriz de la roca. Esto es formulado con un PHPA de bajo peso molecular a altas concentraciones para formar un gel duro, rígido. El tercer sistema de gel es una combinación de los dos primeros sistemas y fue desarrollado originalmente para usarlo en el campo Spraberry. Los geles están en un rango de 95 a 99.6 % de agua.¹¹

2.5.3.4 Tratamientos de Gel.

La meta original de los tratamientos de gel en la formación Superior del Spraberry fue la eliminación de las perforaciones del Spraberry Inferior, en pozos donde estos intervalos fueran la fuente principal de agua y han contribuido poco o nada de aceite. Los tratamientos de polímeros fueron diseñados con un volumen relativamente pequeño, altas concentraciones de gel que siempre son un factor de gran resistencia, de modo que, la etapa final del gel sellaría las perforaciones. Los tratamientos son necesarios por ser de bajo costo en orden para competir con los tratamientos de cemento.

El primer tratamiento de gel en el campo Spraberry fue desarrollado en mayo de 2003. Sobre el curso de los primeros tratamientos, el volumen de gel variaba de 478 a 1,226 barriles. Estos tratamientos incluían geles “fluidos”, “fluidos” y geles “ringing” e incluso algunas combinaciones de gel, con resultados variados. Más de 100 tratamientos se han desarrollado a través de diciembre de 2008 y se ha usado el mismo estándar de diseño.

En marzo de 2005, algunos cambios en el procedimiento fueron instituidos en orden para mejorar los resultados de los tratamientos. Estos cambios incluían, el uso de polímeros con peso molecular más grandes, en algunos casos y utilizando de 12 a 18 horas de cierre, en otros casos. Estos cambios fueron implementados para lograr resultados efectivos sin incrementar el volumen de gel y por consiguiente los costos.¹¹

2.5.3.5 Costos de los Tratamientos.

Los costos de los servicios de campo han fluctuado muchísimo en los últimos 5 años en relación con los precios de los productos, mientras que el costo del gel se ha mantenido algo constante. El costo total de un trabajo de gel, en el 2006, en promedio era de \$78,000 dólares. Esto incluye operaciones para preparación del pozo, el tratamiento de gel, estimulación después del tratamiento y restauración del pozo. La Figura 2.23 muestra un ejemplo de un procedimiento genérico para un tratamiento por polímero. Basándose que 56 pozos han sido tratados de 2003 a 2007, los tratamientos tuvieron un promedio de ganancias en 7 meses. El costo de un tratamiento por polímero es aproximadamente un

19% menor que un tratamiento similar con cemento. Esto debido principalmente al costo del cemento y las operaciones de perforación necesarias para limpiar el pozo después de cementar. El costo del tratamiento por cemento también asume el éxito desde la primera vez. Porque la baja presión y las fracturas naturales en el Spraberry Superior podría llevar grandes volúmenes de cemento para lograr el cierre total.¹¹

I. Preparación del Pozo

- a. Tomar una muestra del fluido, hacer la prueba de compatibilidad ácido-aditivo.
- b. MIRU SU. TOH con/barras. ND WH. UN BOP.
- c. Liberar TAC, TOH con/tbg & TAC.
- d. Hidrotest a 7000 PSI mientras TIH con/tbn, SN, PKR & RBP. Serie de RBP. LD 1 jt de tbg, serie de PKR & y prueba de RBP.

Opcional – Zona de prueba a cerrar.

- e. TOH con/tbg & PKR. TIH con/tbg, SN & TAC, serie TAC.
- f. ND BOP. NU WH. RIH con/barras y bombeo. Espaciar y colgar. Cargar y prueba de la bomba.
- g. Limpiar la locación. RDMO SU. Poner el pozo a prueba por dos semanas.
- h. MIRU SU TOH con/barras. ND WH. NU BOP.
- i. Liberar TAC, TOH con/tbg y TAC.

Preparación del Gel.

- j. TIH con tbg. SN, PKR, serie de PKR y prueba de la parte posterior a 500 PSI. Establecer gasto de inyección. Grabar gasto y presión.
- k. RDMO SU. Entregar y cargar el tanque de fractura con 500 barriles de agua fresca.

II. Compresión del Gel.

- a. Compañía de Gel MIRU. Presión de la parte posterior a 500 PSI. Realización del gel.
- b. Compañía de Gel RDMO.

III. Limpieza después del trabajo.

- a. MIRU SU. PKR y TOH. LD PKR.
- b. TIH con recuperación de la cabeza. SN y tbg en la parte de arriba de RBP.
- c. Unidad de reversa MIRU. y limpieza del agujero.
- d. Recuperar RBP. TOH con tbg y RBP. LD RBP y recuperación de la cabeza.
- e. RIH con línea de arena, JB/GR, verificar PBTD y limpiar si es necesario.
- f. Unidad de reversa RD.
- g. TIH con tbg y PKR. Establecer PKR.

IV. Acidificación

- a. RU Compañía de Acidificación y acidificación de las formaciones productoras.
- b. RD Compañía de Acidificación.
- c. RU Equipo de limpieza y limpieza del pozo.
- d. RD Equipo de limpieza. Control de pozo. Liberar PKR. TOH con tbg y PKR. LD PKR.
- e. RIH con línea de arena y verificar PBTD. Limpiar si es necesario.

V. Terminación

- a. TIH con tubería de producción. Establecer TAC.
- b. ND BOP. NU WH. RIH con barras y bombeo. Espaciar y colgar. Cargar y prueba de bombeo.

Figura 2.23. Procedimiento Estándar de un Tratamiento del Gel.¹¹

2.5.3.6 Resultados de los Tratamientos de Cierre por agua.

El primer tratamiento de polímero fue desarrollado en mayo de 2003. Debido a su éxito, un total de 56 pozos han sido tratados con gel para cerrar la producción de agua a partir de diciembre de 2007. La mayoría de tratamientos de cierre por agua han sido en pozos que han tenido pérdida total de producción de hidrocarburos, antes del tratamiento. De estos 56 tratamientos, se ha obtenido el éxito de reducir la producción de agua de 6,100 a 3,950 BAPD. La producción de aceite se incrementó aproximadamente en un 335% de un promedio de 100 a 325 BPD. La Figura 2.24 y la tabla 2.3 muestran la respuesta combinada de la producción de estos pozos tratados de 2003 a 2007. La Figura 2.24 muestra también una gran reducción en la Relación Agua Aceite (WOR), decreciendo de cerca de 55 antes del tratamiento de cierre a un consistente 12.5 después de los tratamientos. Para pozos cerrados después de la salida de agua, la producción se normalizó de modo que el último mes de producción el mes antes del tratamiento.¹¹

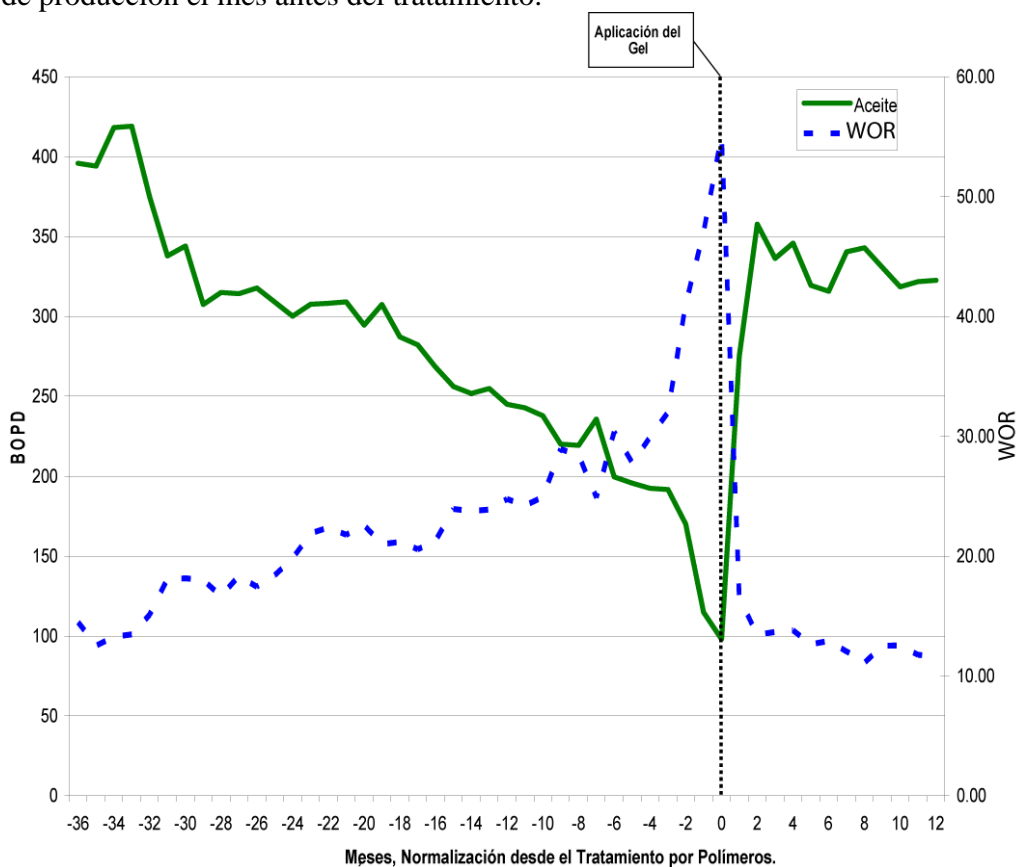


Figura 2.24. Respuesta al tratamiento de gel, aplicado a 56 pozos en el Spraberry, del año 2003 al año 2007.¹¹

	Producción Pre-Tratamiento		Producción Post-Tratamiento	
	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD
Promedio por Pozo	2	110	6	70
Cambio Total (todos los pozos)			+224	-2,240

Tabla 2.3 Revisión de 56 tratamientos de cierre por gel.¹¹

Todos los pozos son tratados con un sistema artificial de producción, utilizando bombeo mecánico. Mediante la reducción total de fluidos producidos de estos pozos, que se refleja típicamente como un bajo número de fallas, menos consumo de energía y menos costos de depósito. Todas estas cantidades para hacer menos caras las operaciones sobre una base mensual.

Los tratamientos de cierre de agua siguen afectando la producción, de manera positiva, tres años después del tratamiento. La Figura 2.25 muestra el efecto duradero que tienen los tratamientos de cierre de agua en 34 pozos con tratamientos de polímeros de 2003 a 2005. los tratamientos pueden ser vistos como una solución a largo plazo con un impacto duradero en la producción. El promedio de la Relación Agua Aceite (WOR) de estos pozos cayó drásticamente después del tratamiento y se han mantenido relativamente iguales para los tres siguientes años después del tratamiento. La producción de aceite también se realiza un incremento sostenido.¹¹

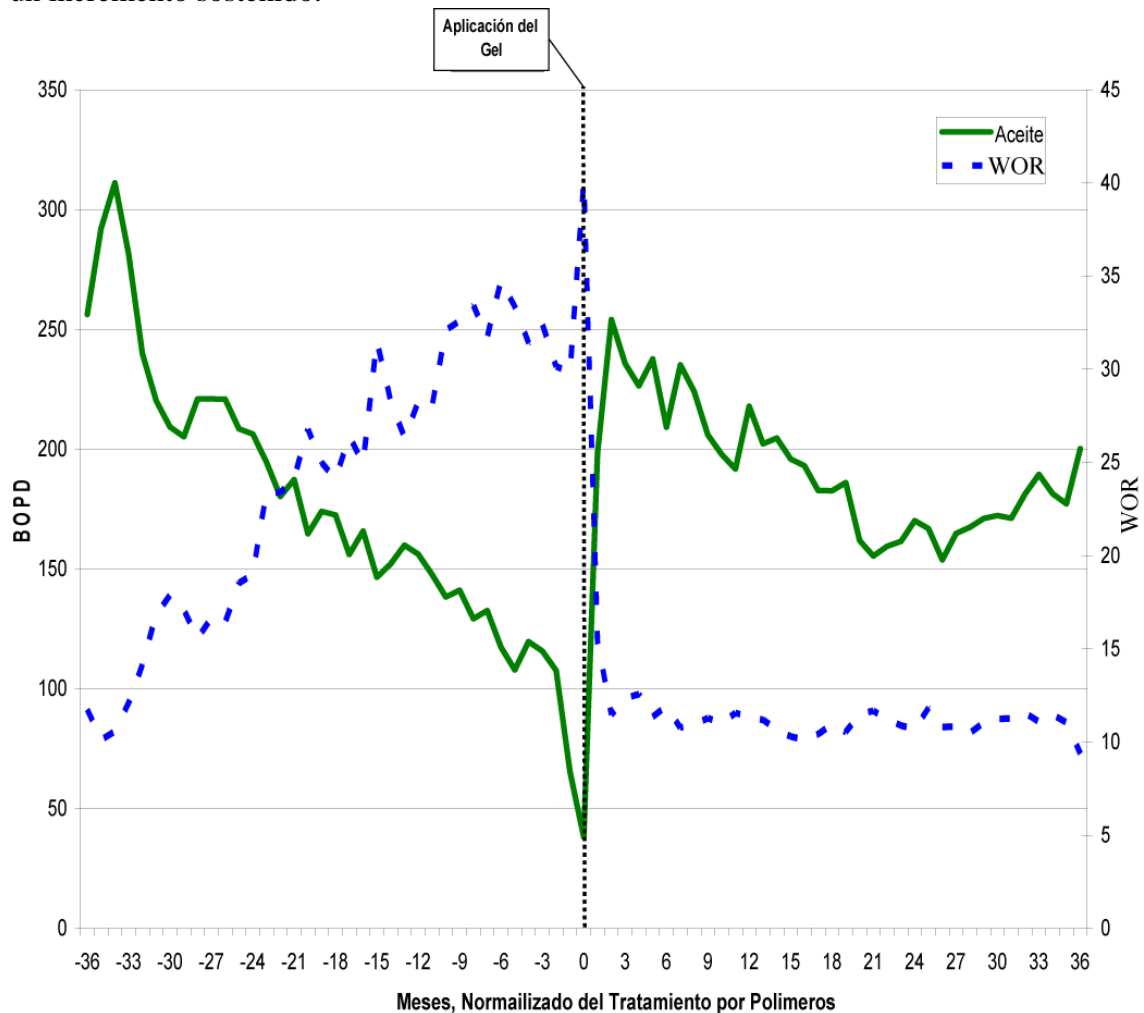


Figura 2.25. Respuesta de la producción al tratamiento por gel aplicado en 34 pozos en el Spraberry del año 2003 al año 2005.¹¹

La producción antes y después del trabajo, volumen bombeado y ganancias en una selección aleatoria de cuatro pozos escogidos de diferentes partes del campo se muestran en la tabla 2.4. Aunque no es visible en una gráfica de producción de aceite y la Relación Agua Aceite(WOR), la mayoría de los pozos tiene “salida de agua”- pérdida de producción de hidrocarburos, antes del tratamiento con polímeros.

Los datos individuales de los pozos muestran el hecho que se esta restaurando la producción, mientras que se reduce significativamente el gasto de agua diariamente. El volumen de polímero bombeado depende de la presión en la cabeza del pozo durante el tratamiento. De cualquier manera, no aparece como una correlación directa, del tamaño del trabajo y la ganancia. En la tabla 2.4, el trabajo con el volumen más grande de polímero, tienen las mejores ganancias, que los otros tres pozos que tienen similares volúmenes de polímeros bombeados con ganancias de 6 a 16 meses.

Pozo	Fecha de Polímero	Producción Antes		Producción Después		Producción a Dic -08		Polímero (bbls)	Meses en que se pago
		BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD		
A	May-07	2	142	20	25	3	30	778	16
B	Jul-07	0	83	2	18	2	9	851	8
C	Dic-05	0	615	18	162	14	58	1,477	2
D	Sep-04	0	139	9	102	6	76	663	6

Tabla 2.4 Revisión de 4 Tratamientos en el Spraberry.¹¹

Los pozos listados, mostrados en círculo en la Figuras 2.6 y 2.7 desarrollada a lo largo de la afluencia de agua, sobre un corto periodo de tiempo. Los mapas muestran los contornos de la producción de agua en incrementos de 20 BAPD.

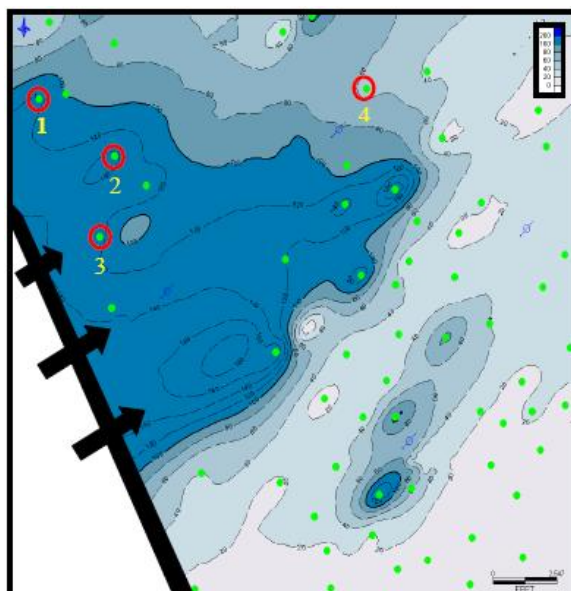


Figura 2.26. Mapa de contornos de producción de agua (incrementos de 20 barriles).¹¹ que muestra 4 pozos en el Spraberry que tienen tratamientos de gel.

La producción de agua de un mes, representada en la Figura 2.6, es mapeada, con 4 pozos que tienen el tratamiento de polímeros. La Figura 2.27 muestra el contorno de la producción de agua de tres meses después. El agua que invadió a lo largo de la tendencia de la fractura natural, del noreste y al sureste, tres de los cuatro pozos en un periodo de tiempo de tres meses. El mapa en la Figura 2.27, muestra indirectamente la migración de los pozos productores de baja presión, que se ha detenido. Seis meses después del tratamiento de cierre es cuando los volúmenes después de la producción son registrados. Como puede observarse en la tabla 2.4, los 4 tratamientos fueron un éxito, en la cantidad de agua producida y restaurando la producción de hidrocarburos.¹¹

2.5.3.7 Trabajo Futuro.

Experimentación con reducir el número de etapas de gel y las altas concentraciones de gel, comienzan a aplicarse en áreas donde la migración de agua no puede ser controlada. El intento por cerrar la afluencia de agua a través de la red de fracturas. Las fracturas secundarias y la matriz permanecen sin restricciones, permitiendo la producción de aceite remanente.

La colocación de grandes volúmenes del gel fluido y cierre de las cercanías del pozo, podrían ser aplicados en Spraberry Inferior, para tener un perfil de control. Esto disminuirá la migración a través de las fracturas inducidas cuando existen productores a inyectores en el Spraberry Superior, que sigue funcionando en las operaciones de inyección de agua.¹¹

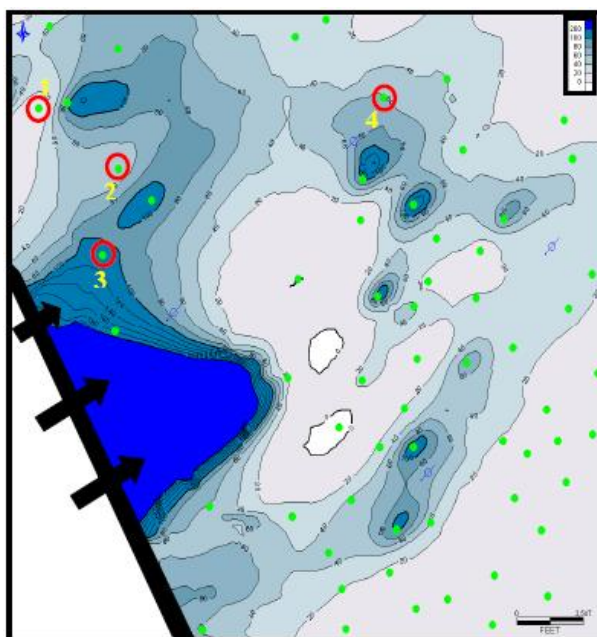


Figura 2.27. Mapas de contorno de la producción de agua, 3 meses después del tratamiento por gel.¹¹

CAPÍTULO III

CAMPO PRIOBSCOYE

3.1 Antecedentes.

En este capítulo se presenta el caso de un campo en un yacimiento de baja permeabilidad en Rusia. El campo gigante Priobskoye, que contiene un crudo de 30° API en areniscas laminadas de 0.1 a 20 md a una profundidad aproximada de 2500 metros. La compleja geología, la falta de información del yacimiento y la falta de disponibilidad tecnológica son factores que causaron una brecha de 20 años entre su descubrimiento y su desarrollo¹².

El campo Priobskoye fue descubierto en 1982 y es único en el término de sus reservas. El desarrollo inicial fue detenido después del pobre éxito obtenido con la perforación, por eso el operador invirtió en la adquisición de sísmica 3-D, en un sistema integrado, en un modelado multidisciplinario del yacimiento, así como en simulación. El desarrollo subsecuente fue basado en patrones de inyección de agua orientada y en un fracturamiento hidráulico masivo, junto con un sistema artificial de producción con presión permanente y monitoreo del gasto, para la evaluación y mejoramiento en tiempo real de la producción.^{12, 13, 14, 15}.

La optimización de las prácticas operacionales y la introducción adecuada de la tecnología, permitieron un incremento en la producción de unos intermitentes cientos de barriles por día, a más de 7500 bpd en un periodo de 3.5 años. La estrategia de explotación de esta área piloto ha demostrado que la producción es comercialmente sostenible y será la base para el pleno desarrollo de los campos.

A través de un periodo de veinte años, se perforaron 71 pozos exploratorios, basados en la sísmica 2-D y en los registros de correlación de las areniscas lenticulares. La explotación del campo había sido pospuesta a causa de que la mayoría de los pozos mostraban un pobre índice de productividad. Además 13 de los 71 pozos perforados salieron secos. En el 2002 el operador del campo decidió la adquisición de 900 km² de estudio en 3-D, en el área donde los pozos mostraban mayor índice de productividad¹².

3.2 Localización Geográfica.

El campo Priobskoye se localiza en la parte Central del Oeste de Siberia, fue descubierto en 1982. El campo fue dividido en dos áreas de licencia: el área Norte y el área Sur, que se muestran en la Figura 3.1. En este capítulo se revisará, la optimización de la administración del yacimiento del área Sur, que dio más de 6 mil millones de barriles en el tanque de almacenamiento.

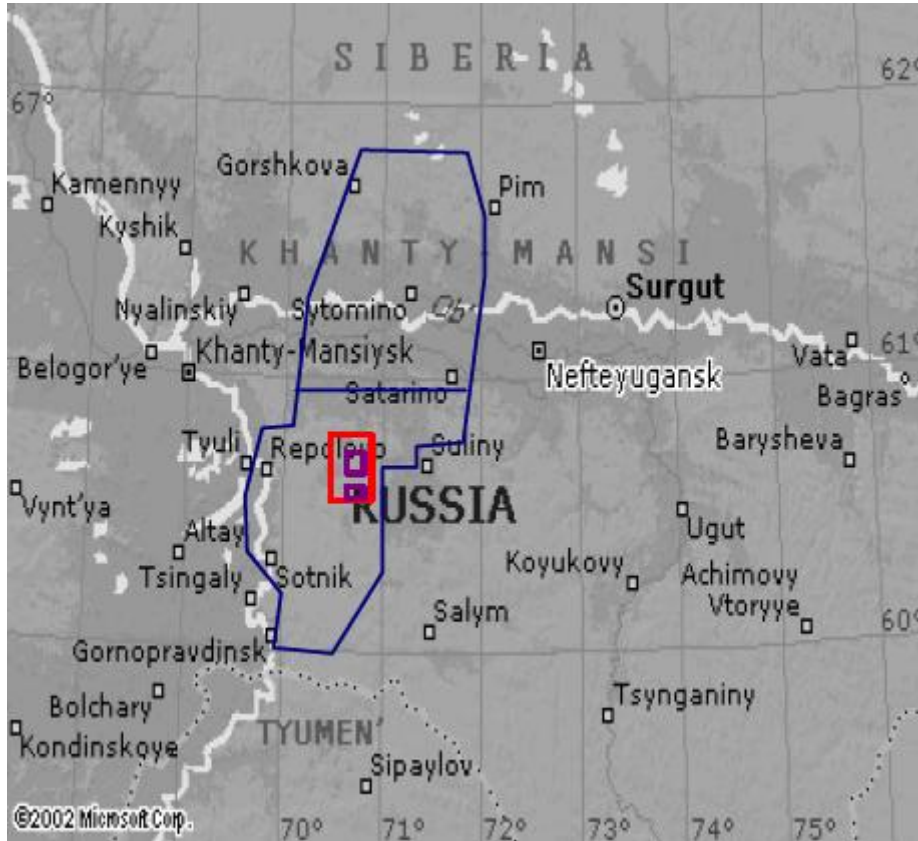


Figura 3.1. Localización del Campo Priobskoye²¹.

3.3 Desarrollo del Campo.

Los yacimientos de producción comercial son, AS10-1, AS10-2, el sector AS11-2, exhibe una estructura clinoforme lenticular discontinua muy compleja, dentro de los confines de él área Sur. A través de un periodo de veinte años, se perforaron 71 pozos exploratorios, basados en la sísmica 2-D y en los registros de correlación de las areniscas lenticulares. Las permeabilidades de los intervalos productores son bajas, se estiman en valores de 1 a 3 md; con una saturación de aceite del 50 al 56%; con una porosidad del 18% y a una profundidad promedio de 2488 a 2586 m. El yacimiento AS10-1, es delgado y estrecho, no se considera como un objetivo distinto, si no como parte del yacimiento AS11-2. Así, los yacimientos AS10-1 y AS11-2, son los yacimientos productores más importantes; que cubren grandes áreas de 59 y 188 mil hectáreas, respectivamente y tienen un espesor de interés promedio de 4.3 y 8.3 metros respectivamente. Sus reservas de aceite se consideran marginales y se requiere de costosas tecnologías de estimulación, para producir el aceite.¹³

En la Tabla 3.1 se muestran los valores promedios de las propiedades químicas y físicas de los fluidos de la formación colectados durante una prueba PVT en el fondo del pozo.

Viscosidad del Aceite in situ <i>cp</i>	1.93
Factor de Volumen del Aceite	1.112
Compresibilidad del Aceite, $1/Pa$	$1.04 \cdot 10^{-9}$
Compresibilidad del Agua, $1/Pa$	$4.11 \cdot 10^{-10}$
RGA, m^3/t	66.1
Densidad del Aceite Muerto m^3/t	0.87
Presión de Burbuja, <i>atm.</i>	90.22
Temperatura del Yacimiento, °C	89

Tabla 3.1. Propiedades de los Fluidos del Yacimiento¹³.

Como puede observarse en la Tabla, el aceite es bajo saturado y con una viscosidad moderada, la presión del punto de burbuja es mucho mas baja que la presión del yacimiento. Los aceites en superficie son amargos (1.10 a 1.22% de sulfuro) y cerosos (2.46-2.57% de parafinas).¹³

Los yacimientos AS11-2, son depósitos en forma de lentes discontinuos. Consisten en alternaciones de areniscas, limolitas, compactadas uniformemente. La permeabilidad derivada de los registros en aguajero descubierto, tiene valores entre 0.2 a 4.2 md, en promedio 1.1 md. La compresibilidad de la roca es de $5.42 \cdot 10^{-10} Pa^{-1}$. Una vista seccional de la estructura del yacimiento se muestra en la Figura 3.2.

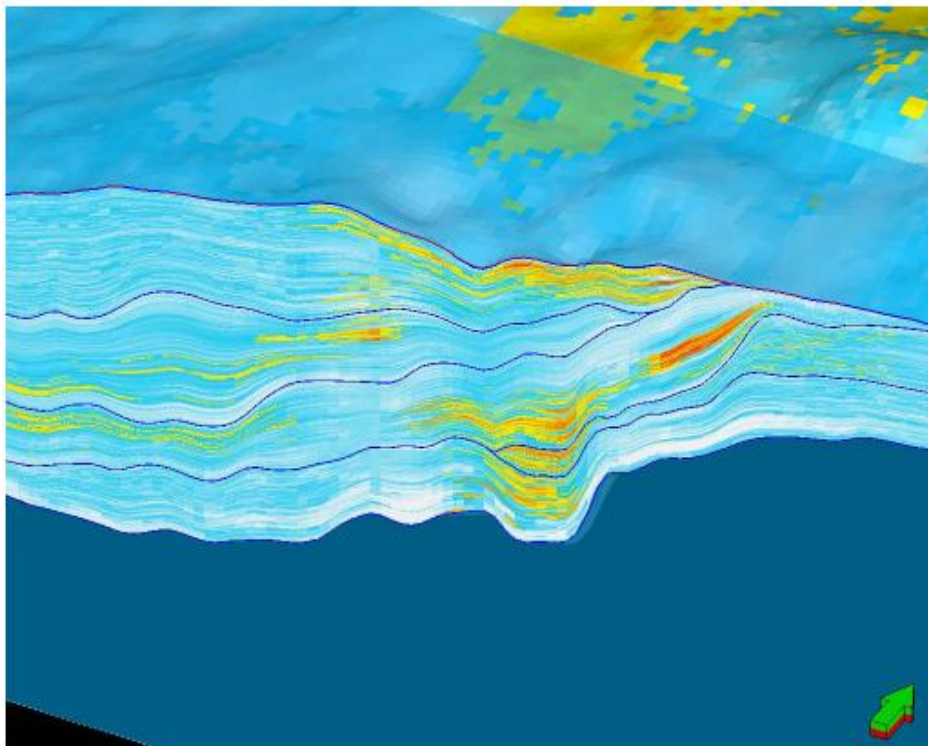


Figura 3.2. Sección de la Estructura del Yacimiento Priobskoye¹³.

La sísmica 3-D ha permitido la identificación de cuerpos arenosos, con intervalos de interés en las dos áreas piloto. En el área Sur, un yacimiento de 3 a 20 md y en el área central con 3 yacimientos apilados con una permeabilidad de 0.1 a 10 md, cada uno separado por lutitas de 60 metros de espesor. Los yacimientos no contienen agua, ya sea libre o con apoyo de acuífero.

La producción de los pozos usualmente, declina rápidamente sin un soporte de presión y el factor de recuperación se estima únicamente en 3%, sí un programa de inyección de agua no es implementado. También conociendo la orientación del esfuerzo in-situ, ha permitido la creación de un modelo geomecánico apropiado para la colocación de los pozos¹².

Consecuentemente, un equipo geológico multidisciplinario y de modelado del yacimiento ayudó a definir los patrones óptimos de la inyección de agua desde el principio para evitar la perforación de más pozos secos. El área Sur tiene una inyección perimetral, mientras que en el área central, es una línea de empuje orientada a evitar la salida prematura de agua por los pozos productores. La terminación de la producción de tres yacimientos, se decidió, en el área central, ya que de por sí es poco rentable explotar un solo yacimiento.

El desarrollo de la prueba piloto inicial, se basa en un fracturamiento hidráulico masivo, acompañado de un Sistema Artificial de Producción (Bombeo Electro Sumergible), para tomar ventaja de la productividad mejorada. El principal propósito del fracturamiento hidráulico no fue únicamente aumentar el índice de productividad de los pozos, si no también para proporcionar la conectividad entre el agujero del pozo y todos los intervalos de interés en cada uno de los yacimientos lenticulares.

La instalación de manómetros electrónicos debajo de las bombas Electro Sumergibles, junto con el monitoreo diario a permitido al operador, la evaluación del fracturamiento hidráulico, utilizando datos de presión y producción, sin la necesidad de cerrar para medir la presión.

El plan de supervisión de la producción en yacimientos multiestratos estimulados, sin tiempo de inactividad a través de los registros de producción, se presenta como lo mejor para los pozos inyectoros.

Así, la optimización de la producción, se ha enfocado en trabajos de fracturamiento hidráulico más conductivos, la limpieza adecuada de pozos antes de instalar las Bombas Electro Sumergibles y operar los pozos con la presión de fondo fluyendo por debajo de la presión de burbujeo.

El enfoque de la explotación de esta área piloto, demostró que es posible hacerlo económicamente rentable y hacer sustentable la producción de aceite en este tipo tan complejo de yacimiento, hasta la fecha se han producido más de 75,000 bpd, con una producción estimada de 200,000 bpd en 2009, utilizando 15 equipos de perforación, cuando el campo este en pleno desarrollo¹².

3.4 Modelado Integral del Yacimiento

En la actualidad el modelado integral es un área nueva de desarrollo en la ingeniería petrolera. En el enfoque clásico del desarrollo del campo, el yacimiento, pozo y las instalaciones superficiales normalmente, son creados y optimizados separadamente unos de otros. Sin embargo, el intento de optimizar el sistema del desarrollo del campo, en su conjunto debería considerar la posibilidad de interacción de todos los elementos, desde la optimización de un elemento que pueda conducir a cambios en la condición de entrada y de optimización de los demás. Este enfoque significa que la optimización del campo debería combinar el yacimiento, los pozos y las instalaciones superficiales, para permitir que la gestión del desarrollo del campo sea basada en la maximización técnica y en el desarrollo económico¹⁶.

La creación del modelo integral de tan enormes campos como el Priobskoye demanda enormes gastos en computación y los cálculos que se necesitan no están disponibles con la suficiente rapidez para optimizar la operación del desarrollo del sistema, por medio del modelo integral yacimiento-pozos-instalaciones.

La meta de la administración de yacimientos es la optimización de la producción con un factor máximo de recuperación con costos mínimos. Esto utilizando por separado una simulación para el yacimiento, desarrollo de pozos e infraestructura, es prácticamente imposible predecir el comportamiento del sistema si sus parámetros cambian con el tiempo (por ejemplo, cambios en el método de estimulación del yacimiento, diseño de pozos o instalaciones superficiales). Típicamente, el pozo y los modelos del flujo en tuberías no se construyen simultáneamente con el modelo de construcción del campo, aunque el sistema de producción influye en todo el sistema de producción del campo. Por lo tanto, el enfoque integral puede funcionar como una solución para lograr el cambio.

El enfoque integral implica el diseño de un modelo digital, que comprende, los modelos interrelacionados de yacimientos pozos e instalaciones de superficie. Este enfoque no solo permite la optimización del desarrollo de cada una de las zonas, si es un yacimiento o una construcción superficial, pero también considera el impacto de estos elementos en cada una de las otras. El enfoque integral requiere colaboración de un equipo multidisciplinario y conduce a eficaces y coherentes decisiones basadas en colaboración, con expertos de diferentes áreas de la industria petrolera¹⁶.

Generalmente, el plan de desarrollo del campo se basa en un detallado modelo digital del yacimiento, que toma en cuenta casi todos los procesos físicos en el yacimiento y permite simular diferentes efectos finos relacionados con el agua y el gas de una manera dinámica. Al mismo tiempo, el desarrollo de cada modelo requiere de una cantidad suficiente de tiempo, así como de datos fiables, una parte es conocida, pero otra, la mayor parte, introduce una considerable parte de inexactitud. Desde este punto de vista, el enfoque existente no es óptimo para una observación rápida y por cálculos operativos. Se puede hacer una conclusión, dependiendo de la complejidad del problema y del nivel de detalle, modelos diferentes pueden aplicarse al plan del desarrollo del campo y a la optimización. Esta cuestión se ilustra en la Figura 3.3., donde HRM es el modelo hidrodinámico. Por lo tanto, es necesario construir modelos de campos simplificados (o modelos aproximados) para un cálculo rápido y el pronóstico efectivo de uno o de

algunas claves, de los indicadores de la producción de aceite que tienen razonable exactitud.

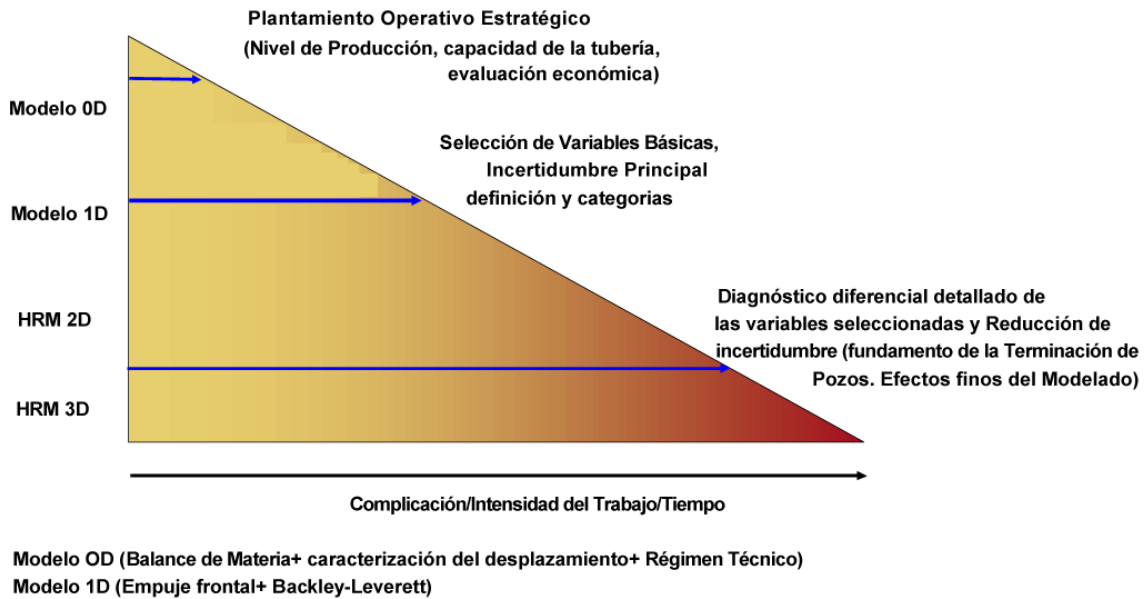


Figura 3.3 Jerarquía del modelo integral¹⁵.

El análisis del desempeño de las instalaciones superficiales es extremadamente importante para la optimización del desarrollo del campo. Sin embargo la construcción de tuberías, ambas para la producción y los sistemas de inyección requiere la construcción del modelo completo del yacimiento, que incluye los modelos de los pozos y el modelo del yacimiento.

Una de las principales cuestiones que determinan el éxito del desarrollo del campo Priobskoye es la eficiencia del sistema de mantenimiento de presión. De cualquier manera grandes presiones en la cabeza del pozo, en los pozos de inyección, causa natural de formación de fracturas (auto-fractura) y un abrupto incremento de entrada en los pozos. Esto conlleva dificultades en el control de los gastos de inyección en los pozos, en diferentes distancias de la estación de inyección, a causa de que la presión en la cabeza de los pozos varía debido a la caída de presión en las tuberías de la superficie. Como resultado de este efecto, casi toda el agua entra en los pozos, localizados en la vecindad de la estación de inyección de agua.

3.4.1. El modelo del Yacimiento

Los yacimientos que contienen petróleo en el campo Priobskoye son muy heterogéneos y sus propiedades varían en todo el campo. Así, todo el campo (contenidas ambas áreas, desarrolladas y no desarrolladas), fue dividido en 12 áreas. Esto se realizó en base al análisis de facies, distribución areal de facies, génesis del yacimiento, propiedades petrofísicas y otros parámetros que repercuten en el comportamiento del yacimiento¹⁵.

La siguiente etapa fueron, la detallada geología y los modelos de simulación, que fueron construidos para cada zona. El proceso de escalamiento se evita durante esta etapa en orden para mantener el modelo original de heterogeneidades y reducir el error numérico. Atención especial se puso en la corrección de las dimensiones de los cuerpos

de arena. Por lo tanto los principales parámetros de la simulación geoestadística, fueron corregidos con las bases de la información del desarrollo del campo y particularmente del análisis de las curvas de declinación.

El principal punto débil de los modelos de simulación geológicos del campo Priobskoye, son los cálculos muy lentos, que pueden llevar algunos días. Este hecho hace que los modelos mas utilizados para hacer los cálculos de optimización sean inútiles, cuando en un periodo corto de tiempo, la gran cantidad de diferentes escenarios pueden ser calculados. En orden para una solución exitosa, la tarea de construir un modelo aproximado, con dimensiones del celdas comparadas con las dimensiones del grupo de pozos. Todas las características principales de este modelo como las curvas de desplazamiento, los gastos de producción y los coeficientes de recuperación se toman del modelo de simulación completo.

3.4.2. Modelado de Instalaciones superficiales.

El objetivo principal del modelado integral del campo es determinar las curvas de IPR (Índice de Productividad), que describen correctamente el modelo de auto fracturas. El modelado de las curvas de IPR ha permitido no solo conocer el comportamiento presente del yacimiento, sino también ha permitido hacer cálculos concernientes a las características del campo. Los diferentes modelos y la estimación de las auto fracturas del fluido de inyección ha permitido el control de todo el desarrollo del campo, para evaluar la influencia de diferentes parámetros como la presión, grupo de la estación de bombeo (GPS por sus siglas en ingles), diámetros de las tuberías y eficiencia de operación del sistema de inyección.

Otro de los problemas del desarrollo del campo es la limitada capacidad de las tuberías, por la evolución del campo, con nuevos pozos inyectores, puestos en operación, lo que aumenta la carga al sistema de tuberías.

Las caídas de presión en las tuberías determinadas es el resultado de los cálculos del modelo de superficie. Si es superior a 1 atm/km , se considera que la tubería tiene limitada capacidad de transporte. La solución de este problema es también por asfixia de pozo, que afectan los niveles de inyección ó por el incremento del diámetro del la tubería.

Con la ayuda de la implementación del modelo integral, el pronóstico del el desarrollo del campo Priobskoye y el análisis de eficiencia del sistema de inyección se llevaron a cabo. Hizo posible estimar la existencia de problemas de campo y hacer conclusiones importantes acerca del los cambios necesarios en el desarrollo del campo¹⁵.

3.5 Modelado Multidisciplinario del Yacimiento

En 2002, después de la adquisición de la sísmica 3-D, el operador decidió crear el centro del Plan de Desarrollo del Campo (FDP), por sus siglas en ingles. La misión de este centro no fue únicamente, el de planear y ejecutar el desarrollo del campo piloto y de algunos campos, sino también actuar como centro de excelencia, utilizando un equipo multidisciplinario de expertos mentores tutorando a jóvenes geólogos e ingenieros, en un centro de entrenamiento y que fuera una liga con las operaciones de campo¹².

El equipo multidisciplinario revisó las lecciones aprendidas de las pruebas pilotos anteriores. Así, la interpretación de la sísmica 3-D fue utilizada para predecir los cuerpos arenosos, de los espesores de los intervalos de interés. Los ciclos sedimentarios mayores fueron correlacionados utilizando el cubo de amplitud sísmica, como el que se muestra en la Figura 3.4. Todos los pozos tuvieron registros de neutrón desde la superficie hasta la profundidad final, que se convirtieron en curvas pseudo sónicas, por la correlación de 5 pozos con registro sónicos en el área de estudio. Una transformación genérica, para cada facies, se utilizaron para convertir el cubo de amplitud sísmica, en un cubo pseudo sónico. La parte superior de las arenas se interpretan como depósitos de alta energía y en consecuencia tienen mejores propiedades que los dos yacimientos inferiores, que se depositaron a una distancia significativa de la línea de costa y tienen bajas propiedades en el yacimiento.

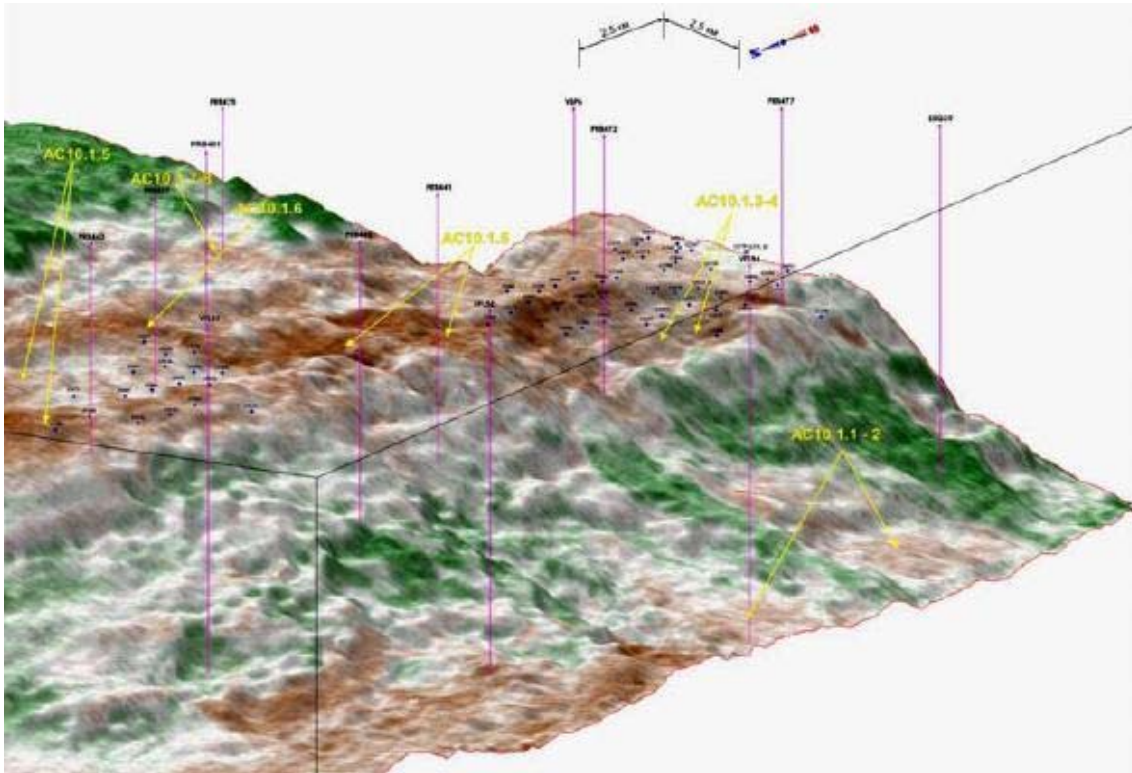


Figura 3.4 Figura del Cubo Pseudo Sónico de la parte alta del Priobskoye. Paleorreconstrucción¹².

El cubo de impedancia acústica se convirtió en un cubo de porosidad usando relaciones petrofísicas. Este cubo se utilizó para predecir el espesor de interés y la porosidad del yacimiento, del modelo geológico. Núcleos, pruebas de pozos y datos de registros, son utilizados para derivar la permeabilidad del yacimiento. Relaciones petrofísicas individuales entre la porosidad de las areniscas y la permeabilidad fueron derivadas de la plataforma, de la pendiente de la plataforma y de la profundidad del agua de la facies en cada yacimiento como se muestra en la Figura 3.5.

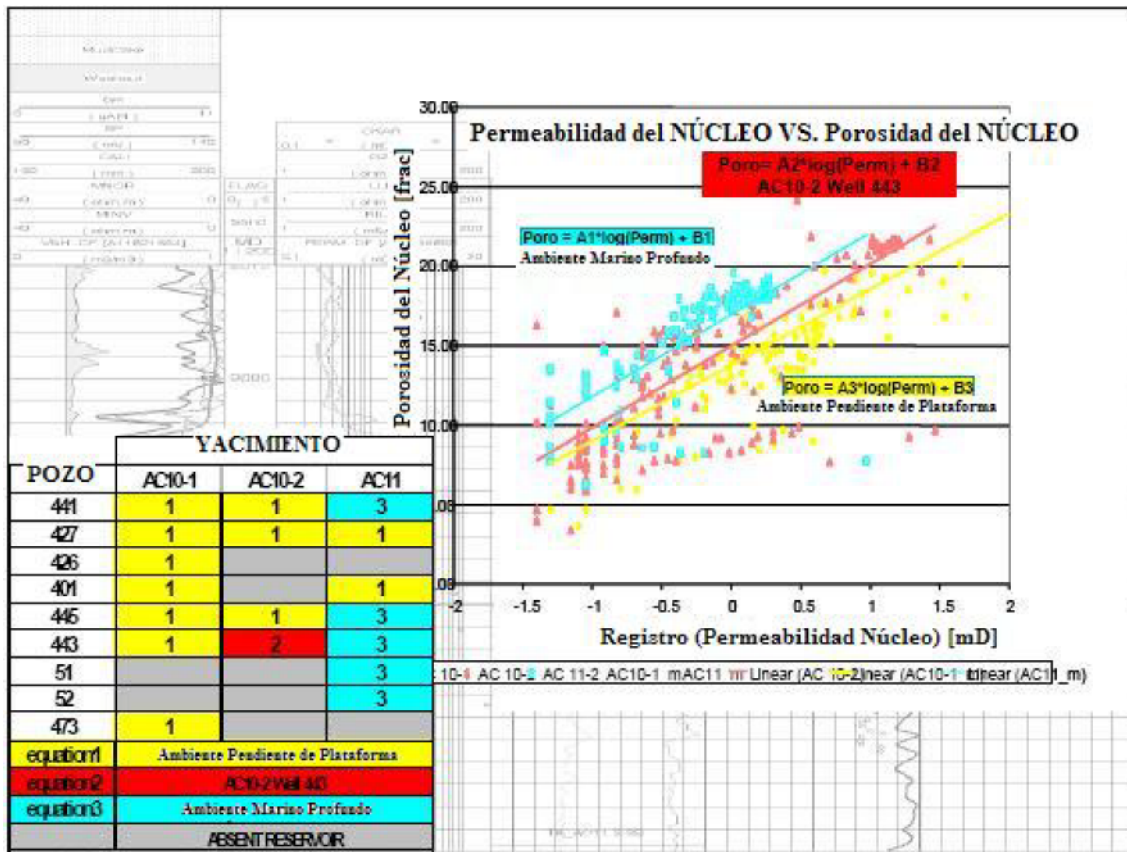


Figura 3.5 Análisis Petrofísico en un Pozo Típico del Campo Priobskoye¹².

La presión inicial del yacimiento, estaba alrededor de los 3760 psi y el punto de burbuja a 1170 psi. El crudo tiene baja viscosidad, una baja relación gas aceite y la relación de movilidades agua-aceite esta muy favorecida por la inyección de agua. La simulación inicial muestra que sí en este tipo de yacimientos volumétricos, la presión decae, por debajo de la presión de burbuja, el factor de recuperación puede ser únicamente del 3% como se muestra en la Figura 3.6. En consecuencia los modelos de simulación, se deben de correr para diferentes patrones de inyección de agua, mostrando los patrones óptimos, que modifican la línea de inyección de agua, para el área de la plataforma del yacimiento y la inyección periférica de agua, para el área del borde de la plataforma, con una relación de productor a inyector de 2 a 1¹².

El área sur muestra un mejor rango de permeabilidad que va de 3 a 20 md y después del fracturamiento, dio pozos económicos con una producción promedio de 500 bpd. En el área central los pozos, en promedio tienen 1.2 md en las arenas de la parte baja y 2 md en promedio en las intermedias, con una producción promedio en cada zona de 150 bpd. La parte superior del yacimiento tiene una permeabilidad de 6 md, con una producción promedio de 300 bpd, por cada pozo. La predicción muestra que la explotación de las arenas de la parte baja, no es económica. Así, la producción junto con el fracturamiento hidráulico, en los tres yacimientos, fue determinante para hacer más económicos los pozos. Esta decisión fue hecha con la disposición de que la producción y los gastos de inyección fueran monitoreados para yacimientos individuales en una base regular. Inicialmente la inyección de agua era mezclada, sin embargo, actualmente la inyección es selectiva con mandriles de bolsillo laterales y válvulas reguladoras de inyección de

agua, que son utilizadas para permitir el monitoreo del volumen inyectado al yacimiento¹².

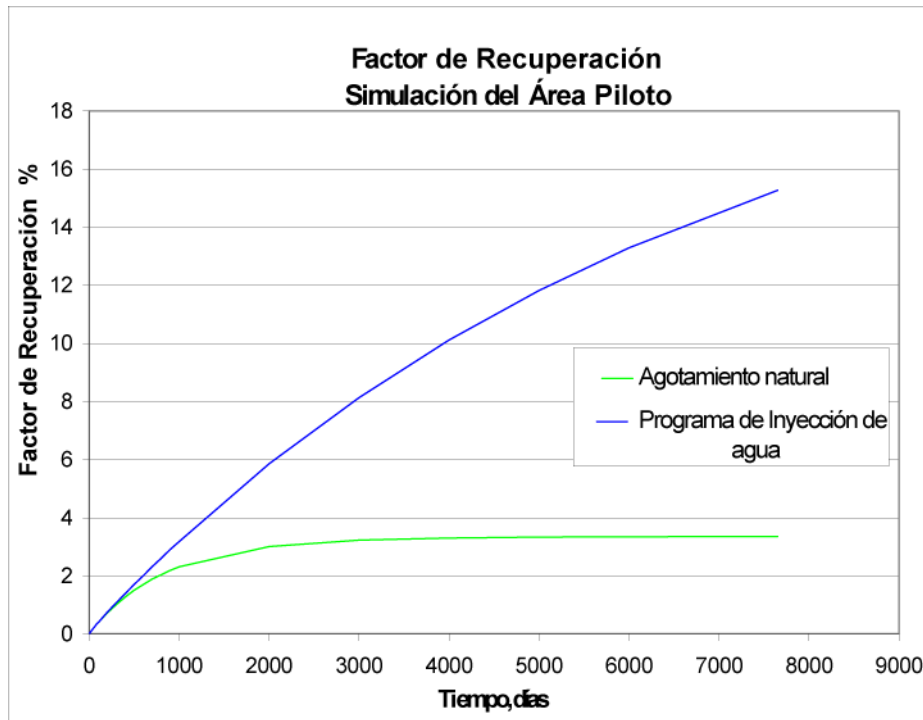


Figura 3.6. Factor de Recuperación bajo Agotamiento Primario¹².

3.6 Modelo Geomecánico.

El modelo geomecánico fue hecho no solo, para determinar el esfuerzo contrastante entre la arena y la barrera de lutita, sino también para determinar la orientación del máximo esfuerzo y la adecuada colocación de los pozos. En el área del Sur la orientación de las fracturas fue determinada en base a los núcleos orientados a 315° . De cualquier manera, la respuesta de los pozos productores después de iniciada la inyección, en algunos sectores mostró, una rápida entrada de agua¹².

El área central fue desarrollada inicialmente usando una orientación de 315° , un patrón de 7 puntos en el área más prometedora de acuerdo con la sísmica 3-D y en donde estaban los mejores índices de productividad de los pozos exploratorios. Los rompimientos en los pozos de la imagen de la formación y los registros sísmicos bipolares, en conjunto con la ocurrencia del rápido rompimiento del agua con la orientación seleccionada, confirman que la orientación fue realmente de Norte a Sur $170^\circ\text{-}350^\circ \pm 10^\circ$. Después de estos resultados los patrones fueron modificados a la línea de empuje con la inyección y la producción de los pozos fracturados hidráulicamente, alineados a la dirección de máximo esfuerzo como se muestra en la Figura 3.7.

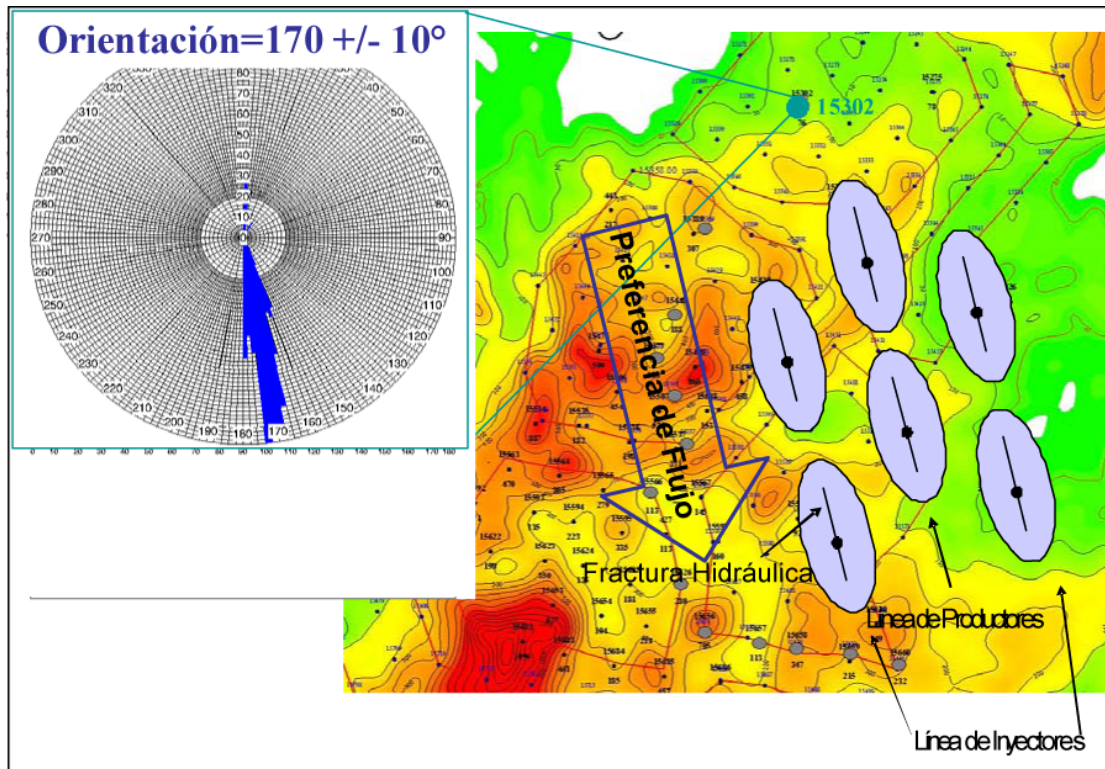


Figura 3.7. Dirección del Esfuerzo Máximo, Flujo Preferente del Agua¹².

El concepto es mantener cada presión del yacimiento cerca del valor original utilizando válvulas de control en el fondo del agujero, para controlar los volúmenes de inyección de agua en las zonas respectivas.

3.7 Estrategia de Terminación.

El primer enfoque de terminación se basa en la prioridad más adecuada para los fines tecnológicos, en el orden para permitir la producción económica del campo. La prioridad más alta, continúa siendo la mejora de la productividad y la producción sostenible a largo plazo de cada uno de los pozos. Esto acompañado por la optimización de los diseños de fracturamiento hidráulicos, de los sistemas artificiales de producción y la utilización apropiada de la inyección de agua para mantener la presión. La administración del yacimiento y el factor de recuperación también es una prioridad alta, que es administrada por el monitoreo continuo de los yacimientos vía los registros de producción¹².

La prioridad de evitar el flujo transversal entre yacimientos es cubierta por prácticas apropiadas de producción tales como el mantenimiento de la presión de producción por debajo de la presión estática, lográndolo esto, con una producción cruzada. Inicialmente el control de las arenas fue de mediana prioridad, pero después de las frecuentes fallas de los equipos de Bombeo Electro Sumergible que se atribuyen a la migración de los finos, al flujo y al flujo de regreso del apuntalante, fue que se empezó a tomar como de alta prioridad. La prioridad mas baja era evitar la producción mezclada, porque como se menciono anteriormente, es por razones económicas. Las prioridades de la estrategia de terminación se muestran en la Tabla 3.2.


Prioridad 	Alta	Media	Baja
Maximizar la producción de los Pozos	x		
Optimización del Fracturamiento Hidráulico	x		
Optimización del Sistema Artificial de Producción	x		
Inyección Selectiva de Agua para el Yacimiento	x		
Evitar la producción conjunta de Fluidos			x
Perforación de Grandes Hoyos	x		
Monitoreo Individual de Yacimientos	x		
Requerimientos de Control de Arenas		x	
Aplicación de Arrastre Diferencial	x		
Evitar flujo cruzado entre yacimientos		x	

Tabla 3.2. Tabla de Decisión para el diseño de Terminación¹².

3.8 Optimización del Fracturamiento Hidráulico.

La producción de hidrocarburos no fue económicamente rentable durante mucho tiempo en el campo Priobskoye y el desarrollo fue retrasado ya que no se disponía de la tecnología apropiada. Un desarrollo agresivo del campo comenzó en el 2002, cuando los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico, el bombeo en los pozos perforados, se desarrollaba en el área sur. Se adquirió experiencia en la estimulación de pozos, un gran número de escenarios de trabajos de fracturación fueron probados y finalmente se han llegado a los siguientes conceptos¹³.

1. Las fracturas de la mitad de su longitud se esperan que sean, alrededor de 140 metros, que es aproximadamente de la mitad del radio de drenaje del pozo.
2. Las dimensiones de la conductividad de las fracturas, se presume que sean igual a 5 o 6, lo que significa una capacidad para permitir el flujo del volumen del fluido, libre de pérdidas de arrastre, tres veces más que el volumen de entrada de la fractura. En este caso la fractura preservará esta conductividad por largo tiempo.
3. Únicamente cerámica de alta resistencia se utilizara como apuntalante.
4. Apuntalantes recubiertos de resina (RCP) son utilizados en la etapa final (20% del volumen total) para prevenir el flujo de regreso del apuntalante.
5. El daño por fugas o por paquete de apuntalante es mínimo.
6. En el pozo se permite el flujo a través de un serpentín, inmediatamente después de que el trabajo de fracturamiento es bombeado. El pozo debe fluir como mínimo 70% del volumen bombeado en la etapa de fracturación.

3.8.1 Criterio de Selección de los Pozos para el análisis de de fracturas.

La mayoría de los pozos en el campo Priobskoye tienen una terminación conjunta, cada uno de los yacimientos, fueron fracturados. Para el análisis se escogió el único yacimiento con terminación con fracturamiento. Esto se encuentra principalmente en la parte noreste del campo Priobskoye. Los campos producen del AS11-2, que tiene baja productividad y saturación alta de agua.

Treinta pozos se interpretaron, pero por diversas razones, se pudo correr un análisis adecuado únicamente en 14 pozos. En muchos de los casos, los resultados no fueron concluyentes por que los datos eran de pobre calidad, o los pozos comenzaron a producir de manera intermitente muy pronto¹³.

3.8.2. Evaluación Técnica de los Parámetros de la Fractura.

En la Tabla 3.3 se muestran los parámetros principales de los 14 pozos interpretados, derivados, ya sea de los registros o de las pruebas de pozo.

	Porosidad, %	Espesor, m	Saturación de Aceite, %	Permeabilidad, md
13180	15.7	13.2	55.0	0.8
13193	15.6	9.4	63.3	0.8
13194	16.2	14.0	61.3	0.9
13195	15.9	7.8	65.8	0.7
13196	18.2	14.4	69.0	2.7
13197	17.4	18.9	69.8	1.7
13223	15.0	5.4	61.0	0.4
13231	16.4	6.8	61.6	0.9
13233	16.9	14.8	62.9	1.6
13234	17.5	15.6	60.7	2.0
13243	16.5	27.9	68.9	1.0
13264	16.1	15.2	66.5	0.8
13202	18.0	16.3	59.4	1.1
13152	16.4	9.7	65.0	0.9
Promedio	16.6	13.5	63.6	1.2

Tabla 3.3 Parámetros Obtenidos de las Pruebas de Pozos y de Registros¹³.

El análisis de las curvas de declinación es un método de evaluación continua del yacimiento y de los parámetros de la fracturas, utilizando un conjunto de curvas tipo. El enfoque fue desarrollado desde el año de 1950, basándose en los artículos de Arps, Fetkovich, Blasingame, Agarwal y otros¹³.

Los yacimientos fueron seleccionados para ser estimulados por fracturamiento hidráulico para maximizar la producción. El tratamiento post daño, se encontró que tuvo una baja de -4.5 a -5.5, con un aumento en la productividad de los pozos, algunas veces más alta comparado con pozos no estimulados. En general todos los pozos cumplen con los criterios, para una estimulación por fractura, basándose en:

- Barreras suficientes, cerca de 60 metros por encima y por de bajo de las zonas de interés, para confinar las fracturas en las arenas productoras.
- Yacimientos laminados, con pobre porosidad vertical.
- No hay agua presente, por debajo o por arriba de las zonas de interés.

Inicialmente cada diseño de fractura es seguido por el Método de Diseño Unificado de Fractura (UFD), que es para condiciones de estado pseudo estacionario. Más recientemente, la optimización del diseño de la fractura, sigue el nuevo modelo desarrollado por Rueda y colaboradores, para condiciones de estado estacionario, que en

última instancia puede ser más cercano a las condiciones de operación del campo, bajo un proceso de inyección de agua. El índice óptimo de productividad adimensional JD, depende de la conductividad de la fractura, adimensional, del FCD y de la penetración de la fractura. El FCD depende también del apuntalante para la relación de permeabilidad del yacimiento¹².

La dificultad para diseñar el fracturamiento hidráulico y su subsecuente evaluación es un valor confiable de la permeabilidad promedio para yacimientos que es difícil de determinar. Tradicionalmente antes de la fractura, los datos de las pruebas del pozo están dominados por el almacenamiento del pozo y por la dificultad para su interpretación. También, después del fracturamiento, las pruebas de producción del pozo son a gasto constante, antes de cerrar los pozos que no trabajan con Bombeo Electro Sumergible.

La dificultad para obtener una buena prueba de pozo y un desarrollo de la producción, antes y después de la fractura, llevó a un mal entendimiento acerca del fracturamiento hidráulico.

Adecuarse al propósito de la tecnología ha hecho posible el uso de los métodos para encontrar la mejor calidad del yacimiento y de la evaluación de las fracturas. A corto plazo, el cierre de los pozos con el agujero descubierto y con doble empacador, durante la prueba de los nuevos pozos (DST tradicional) y con la instalación de manómetros por debajo de las Bombas Electro Sumergibles, después del fracturamiento, acompañado de la adquisición de los gastos, en lugar de hacerlo mensualmente, es un enfoque novedoso, para estos campos. Los métodos de interpretación basados en la presión, derivan, en modernas tipos de curvas de producción y analíticas, así como la correspondiente historia numérica que muestran los beneficios, del comportamiento del flujo, lo que permitió así, el cálculo de la permeabilidad y el daño¹².

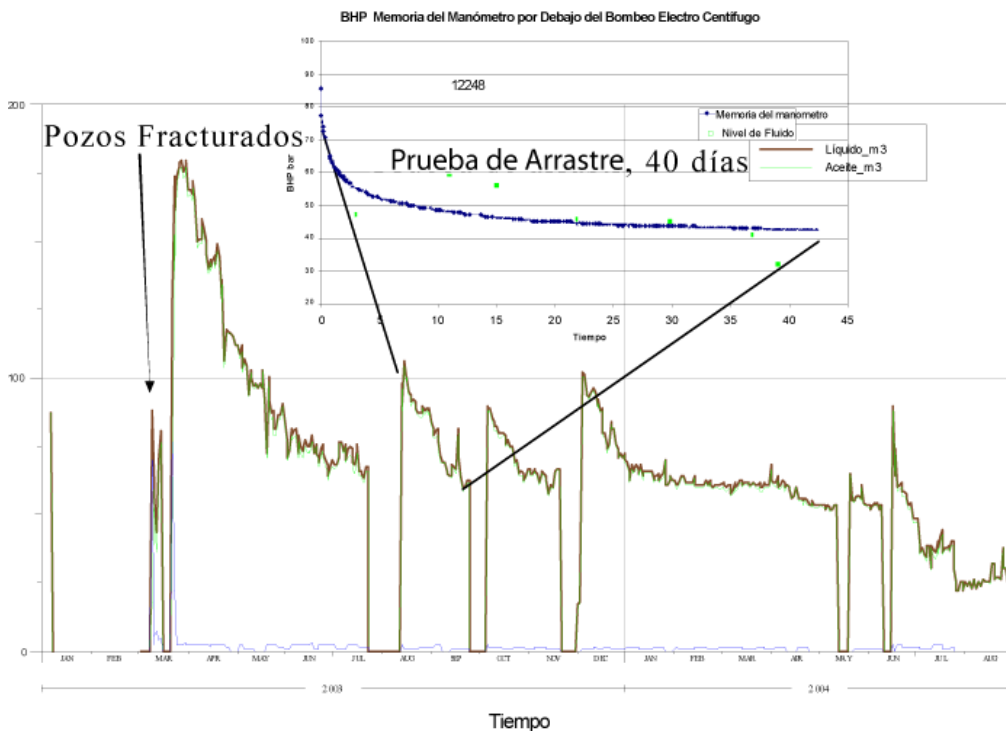


Figura 3.8. Prueba de Potencial de Producción, instalando un manómetro por debajo del bombeo Electro Sumergible y monitoreo diario de la producción en Superficie¹².

La Figura 3.8 muestra un típica prueba del potencial de producción de un medidor con memoria instalado por debajo del Bombeo Electro Sumergible y con monitoreo diario del gasto de producción en la superficie. La Figura 3.9 muestra el análisis del potencial de producción después del fracturamiento, utilizando la superposición de un gasto en un simulador de 3 fases¹². Típicamente, el flujo lineal no se observa, de cualquier manera, el flujo radial es evidente después de unos días de prueba. El mismo procedimiento fue utilizado en todos los pozos donde la calidad de los datos es buena y en donde las Bombas Electro Sumergibles fueron equipadas con manómetros con memoria en el fondo de pozo. Este método provee, un camino conveniente e intuitivo para la evaluación del fracturamiento sin que se requiera cerrar el pozo, excepto para la presión inicial.

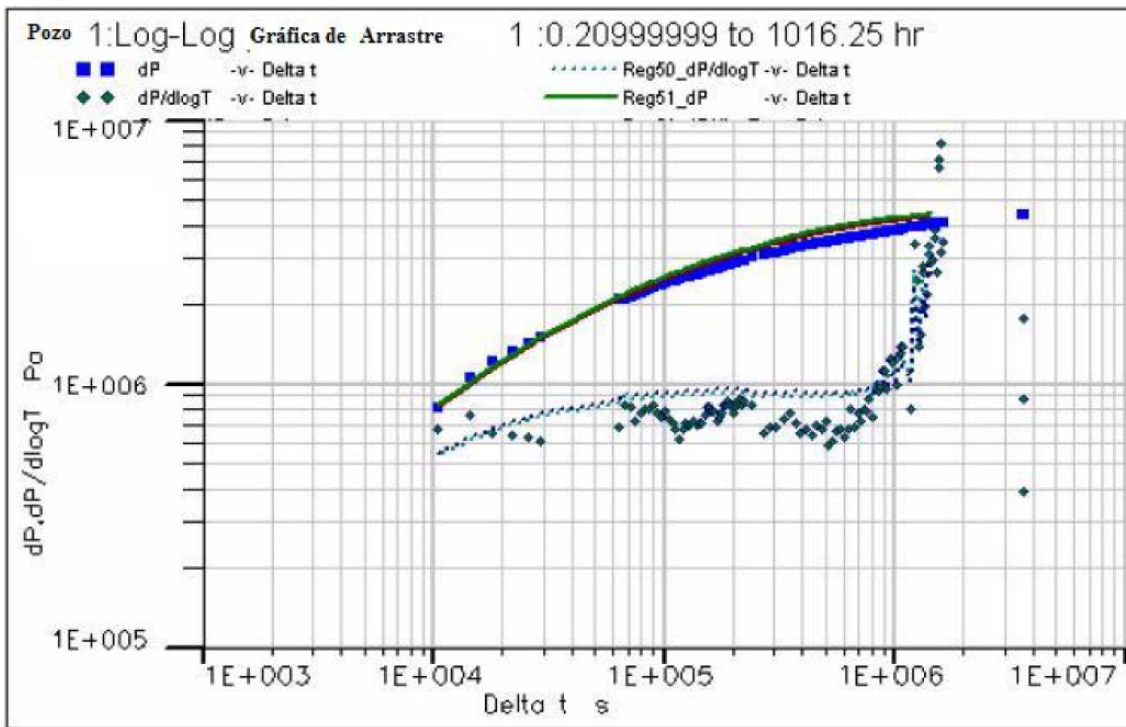


Figura 3.9 Análisis de una prueba de pozo, con un gasto variable en un simulador de 3 fases¹².

La Figura 3.10 muestra la mejora en los índices de la producción después de la evaluación. El diseño inicial con el apuntalante 16/30 Borovichi, llevando a los índices de productividad adimensionales más bajos, que lo que se esperaba, asumiendo que el 35% mantenía la permeabilidad del apuntalante, se descubrió que la permeabilidad actual del apuntalante de 16/30 Borovichi utilizado para el diseño y ejecución fue relativamente mas bajos que lo reportado en los libros. El último apuntalante utilizado, 12/20 de Borovichi y 16/30 de Sinterlite dieron un rendimiento mayor de el índice de productividad y manteniendo la permeabilidad del apuntalante. La permeabilidad mas baja de el yacimiento, incrementa el índice de productividad comparado con un pozo no estimulado $JD= 0.14$

Cuando yacimientos múltiples son fracturados con el mismo pozo, las etapas de las fracturamiento que se están llevando a cabo; cada zona se produce por un periodo de tiempo antes de estimular la siguiente zona. Para evitar los daños por fracturas, esta operación requiere el establecimiento de un puente conector compuesto, perforado con

línea de acero entre cada etapa del tratamiento o con una herramienta de fondo especial, para hacer las fracturas en una sola corrida para reducir así, el tiempo de bajada y hacer más fácil la producción de los pozos¹².

Las pistolas recomendadas para fracturar son grandes tuberías de revestimiento con grandes entradas, para minimizar las caídas de presión y para garantizar la colocación de apuntalante más grande. La pistola más utilizada para perforar los pozos en el campo tiene un orificio de entrada de 17 mm, 20 spm y 60° de fase de ajuste.

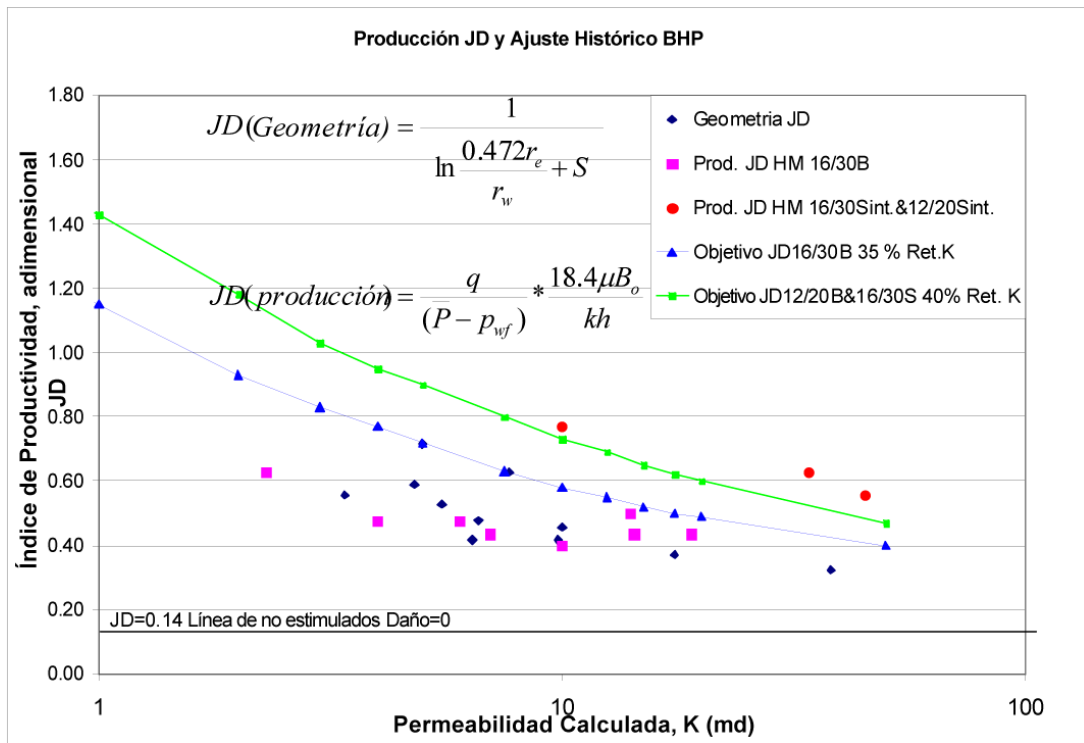


Figura 3.10. JD vs. Permeabilidad del Yacimiento Calculada. Después del uso de la historia de Presión y Producción¹¹.

La comparación de las curvas de IPR con los datos actuales, muestran si los parámetros de la fractura fueron adecuados. Esta técnica no garantiza resultados fiables, como los parámetros del yacimiento y de las fracturas, porque con la comparación con las curvas tipo, ya que solo se pueden leer los errores grandes.

La Figura 3.11 muestra el perfil de producción del pozo 13193 (puntos verdes) y el mejor ajuste del modelo de la fractura y las propiedades del yacimiento (línea negra), basada en la comparación de los gastos de producción y el mejor ajuste de la curva tipo. La Figura 3.12 muestra las curvas IPR, que coincide con las fracturas y los parámetros del yacimiento (IPR #1). Se puede observar que la IPR, pasa por la nube de gastos de producción del pozo 13193, marcados por los puntos¹³.

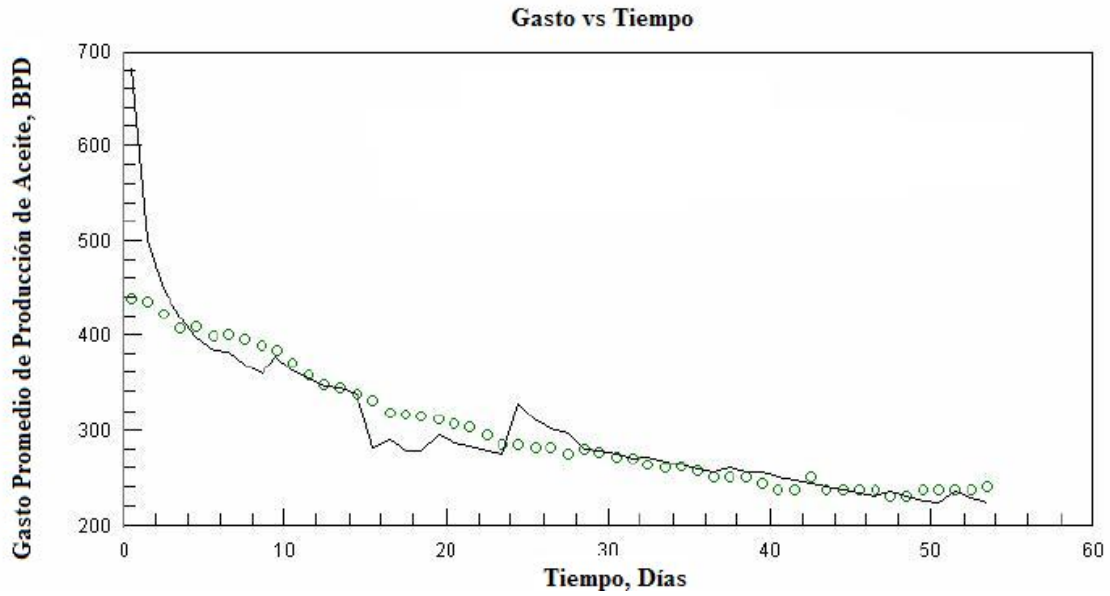


Figura 3.11. Perfil de Producción y ajuste de las Propiedades del Yacimiento¹³.

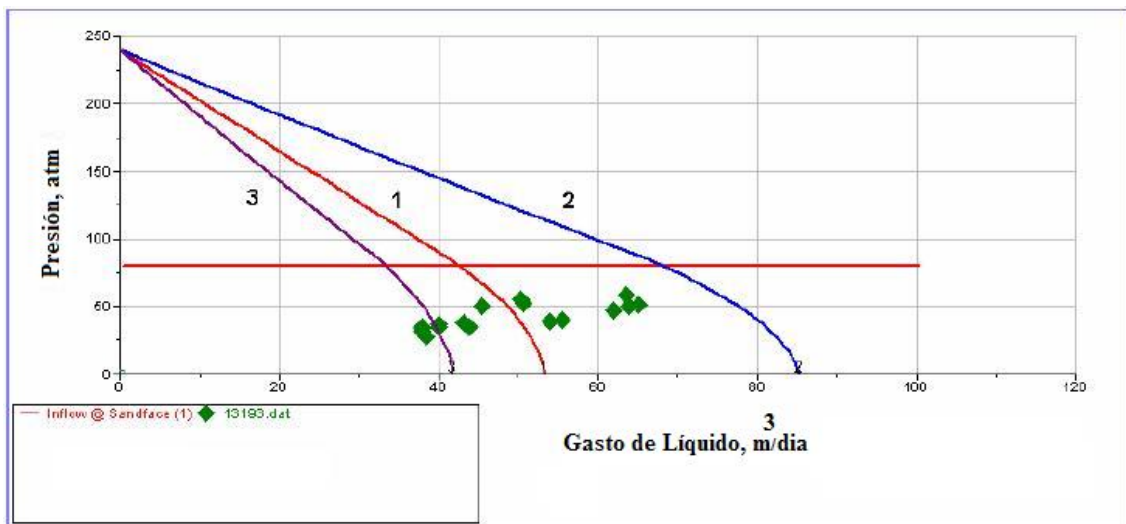


Figura 3.12. Curvas IPR¹³.

3.9 Optimización del Bombeo Electro Sumergible.

Los gastos de producción de líquido en pozos operados con Bombeo Electro Sumergible, varían desde unos intermitentes 50 bpd a unos 2100 bpd continuos, para un gasto promedio de 560 bpd y un gasto promedio de aceite de 470 bpd.

Las bombas que fallaron desde Diciembre de 2003 hasta Mayo de 2004, se eligieron, para evaluar las causas de las fallas de las bombas. Durante este periodo fallaron 65 bombas. El tiempo promedio de ejecución de las bombas importadas se acerca a los 154 días, mientras que las bombas nacionales duraban solo 72 días. Las razones de las fallas pueden agruparse en dos categorías, fallas de manufactura y causas de producción. Las fallas por manufacturas, eran por la pobre resistencia a la torsión del eje y por la pobre resistencia al lavado y a los sellos, que representan juntos el 13.8% de las fallas. Los finos de la formación se presentan en el 92.3% de las fallas de las bombas y

los apuntalantes, se presentan en el 35.4 % de las fallas de las bombas. Cabe señalar que las fallas de las bombas, son por bombas reparadas; el resto se marcan como nuevos¹².

Las fallas más comunes se atribuyen al arrastre excesivo, debido a presiones de fondo fluyendo menores a los 750 PSI, de acuerdo a lo obtenido, de la memoria de los manómetros de los pozos y también a la limpieza inadecuada de los pozos antes de la instalación del Bombeo Electro Sumergible.

Se determinó que las mediciones del nivel dinámico del fluido no se realizaron con la suficiente exactitud como para medir la presión de fondo fluyendo, de cualquier manera el número de herramientas multisensores (memoria de medición), en los sistemas Electro Sumergible se han incrementado.

El objetivo de producción y el tiempo de ejecución han mejorado después de que las siguientes consideraciones técnicas fueron implementadas en el campo:

- Después del fracturamiento, el serpentín de limpieza debe incluir la eliminación de todos los sólidos que pueden estar sueltos y que pueden dañar el Bombeo Electro Sumergible.
- Cuando los pozos tiene instalado Bombeo Electro Sumergible, deben ser iniciados a gastos lo más bajo posible e incrementar lentamente a los gastos de producción óptimos de los pozos.
- Para prevenir la producción de los finos de la formación y del apuntalante, el tratamiento fracturante debe ser diseñado de tal manera que la última etapa sea el apuntalante que vaya recubierta por resina, así como también un tamaño más grande del apuntalante para reducir así, las fuerzas de arrastre.
- Monitoreo continuo de la presión de fondo fluyendo de los pozos productores, con una presión de fondo fluyendo no menores a 750 PSI.
- Una cuidadosa estimación de los índices de productividad IP, para los diseños del Bombeo Electro Sumergible, utilizando la presión promedio, para el área de drene del pozo en lugar de la presión inicial. El efecto del agotamiento de presión y el soporte de la inyección de agua, sincronizados, deben ser considerados.
- Utilizar una tubería de revestimiento de 7 pulgadas, como el estándar en la producción de los pozos.
- EL Bombeo Electro Sumergible, se coloca por encima de las perforaciones de la zona más productiva, más alta, en todos los casos.
- El máximo valor del soporte del pozo no debe ser más grande de 9.8^o/100 metros de profundidad en el lugar donde se coloque la bomba.
- Las bombas y los protectores, deben tener alta resistencia en los pozos.
- Las especificaciones de los materiales de la bomba, deben ser de ZRA (Zirconio Resistivo a la Abrasión)
- Separadores de gas, deben ser incluidos en todos los diseños.
- Variadores de velocidad incluidos en todos los diseños.

3.10 Optimización de la Inyección de Agua.

Originalmente se selecciono para el campo, un patrón de 7 pozos, con un espaciamiento de 500 m. Estudios anteriores confirmaban que era el patrón más atractivo económicamente, para el desarrollo del campo. La dirección de esfuerzo máximo, se

asumió anteriormente a 45° NO para la sección del sur, mientras que para el área central resulto incorrecto. Con la presencia de vetas de alta permeabilidad, estudios recientes, han mostrado que la conversión de la línea de empuje orientada a $10^{\circ} \pm 10^{\circ}$ NO los factores de recuperación son más altos¹².

En los pozos inyectores de agua, en formaciones múltiples, la arena más alta se inyecta a través del anular y la arena intermedia y la de abajo a través de una mezcla del tubing y los mandriles laterales. De cualquier manera el acuífero cenomaniense, que es la fuente de agua para el mantenimiento de presión es corrosiva de acuerdo a los análisis de agua. Por lo tanto el control de la corrosión y la práctica de la inyección de agua, fueron cambiados para proteger el equipo superficial y la tubería de producción de la corrosión.

Los siguientes procesos técnicos se han implementado en el campo:

- La inyección se realiza en una mezcla, entre el tubing y los mandriles laterales y con las válvulas reguladoras de la inyección de agua.
- Incrementar los volúmenes de inyección de agua en la arena superior para incrementar la presión del yacimiento.
- En los nuevos patrones de perforación, se fractura y se pone el pozo inyector designado, que da la pauta en la producción durante 6 meses. Entonces, deben ser convertidos en inyectores, mientras que los designados como productores alrededor, fracturan y se ponen a producir. El objetivo es agotar el yacimiento, hasta cierto punto para obtener un mejor fracturamiento, conteniendo en los pozos productores y reduciendo los costos, por la disminución de la cantidad de apuntalante inyectado al pozo.
- En la estrategia de producción es necesario mantener la presión del yacimiento al mismo gradiente de presión tanto como sea posible, para evitar así el flujo transversal con los yacimientos, en lo que se cierran los pozos para instalar o dar mantenimiento al Bombeo Electro Sumergible.
- En muchos de los casos es más eficiente, realizar actividades de cierre de agua en los pozos inyectores que en los productores.
- Todos los pozos inyectores deben ser equipados con empacadores. Esto es necesario, con el fin de proteger la tubería de producción de la corrosión y prevenir inyectar agua para prevenir fugas a otras formaciones.
- Tal vez en el futuro sea posible detener la inyección en uno o en algunos yacimientos, para hacerlo es necesario remplazar las válvulas reguladoras de inyección de agua, con válvulas blancas (postiza), una operación que se realiza con línea de acero.

3.11 Supervisión del Campo.

Mientras la producción conjunta de los yacimientos es inicial para el monitoreo del desempeño en cada capa por separado y para cuantificar las características del yacimiento y lograr así un manejo efectivo del yacimiento y del campo¹².

La Figura 3.13 ilustra la producción conjunta, monitoreada en un yacimiento multicapas estimulado, sin tiempo inactivo de producción con una tubería de producción de 7 pulgadas o con un casing mas grande. La combinación de la herramienta “Y” con el

Bombeo Electro Sumergible, permite diseñar registros de producción con herramientas por arriba de 1.687 pulgadas de diámetro, para evaluar cada capa del fluido producido.

La técnica de la Prueba Transitoria Multicapas (MLT por sus siglas en ingles), puede ser utilizada para evaluar la geometría del fracturamiento hidráulico y las propiedades del yacimiento, cuando se cambia en superficie el gasto. Con un casing de 7 pulgadas, este diseño puede monitorearse arriba de los 2000 barriles de fluido por día.

Cabe destacar, que la introducción de nuevas tecnologías pueden implementarse en suma a las tradicionales técnicas de monitoreo.

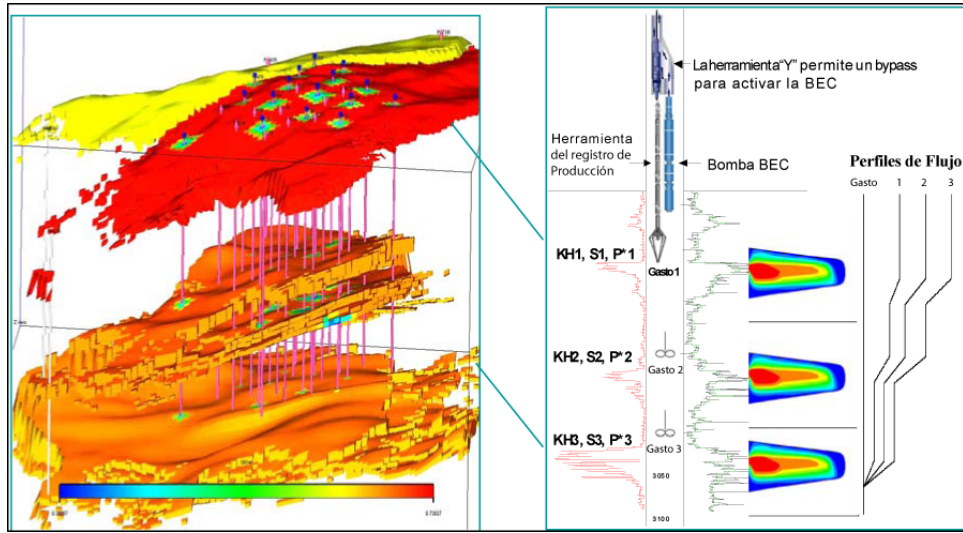


Figura 3.13 Modelo de Simulación y Plan de Monitoreo de pozos fracturados¹².

3.12 Experiencia de Campo.

La optimización en las prácticas operacionales y la introducción de tecnología que se adecua a los fines, ha permitido un incremento de más de 75000 bpd en un periodo de 3.5 años, incluyendo los 250 pozos adicionales. El pico de producción es de alrededor 180,000, 200,000 y 250,000 bpd con 10, 15 y 20 torres, respectivamente, como se muestra en la Figura 3.14. Las Figuras previas, toman en cuenta el enfoque de la explotación del área piloto, desde las bases hasta el desarrollo completo del campo.

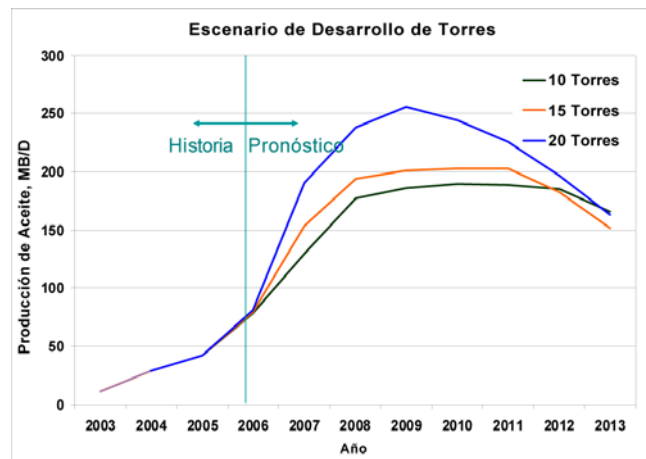


Figura 3.14. Perfil de Producción. Historia y Pronóstico. Escenarios y Desarrollo de torres¹².

CAPÍTULO IV

CAMPO XINZHAO

4.1 Antecedentes.

El campo Xinzhaio, desarrollado en el año 2000, es uno de los mayores campos naturalmente fracturados del campo Daqing en China. La producción se obtiene de la formación Putaohua en areniscas, con una profundidad media de 1,338 metros. Después de algunos años se desarrollo la inyección de agua, el efecto del desarrollo fue deteriorante, muchos de los pozos comenzaron a ser pozos casi agotados y el corte de agua se incremento grandemente, incluso algunos pozos se han inundado seriamente.¹⁶

Los yacimientos naturalmente fracturados con baja permeabilidad, contienen un volumen grande de los recursos de aceite a nivel mundial, pero la producción de estos yacimientos ha sido modesta. Es bien sabido que la condición geológica de la baja permeabilidad es muy compleja y está, dificulta el desarrollo de los yacimientos de baja permeabilidad. Por lo tanto, las compañías se enfrentan a más retos en el desarrollo de campos de baja permeabilidad, debido a su baja productividad. Sin embargo, la cantidad de reservas en los yacimientos de baja permeabilidad, es alta. Tomando el campo Daqing como ejemplo, el total de las reservas no producidas en este campo son de 5.36×10^8 toneladas (3928 MMB), de las cuales 3.30×10^8 toneladas (2418 MMB) están en yacimientos de baja permeabilidad, el 82.9% de las reservas no producidas. Este dato indica claramente que la mayoría de las reservas no producidas en el campo Daqing es en yacimientos de baja permeabilidad. Por lo que el desarrollo de los yacimientos de baja permeabilidad es muy importante para el desarrollo sustentable del campo Daqing.^{16, 17, 18.}

Es bueno saber, que los yacimientos de baja permeabilidad, se caracterizan por baja productividad y baja inyectabilidad de agua. Algunos de los problemas que se conocen en el desarrollo de campos de baja permeabilidad son: 1) el umbral de la presión de formación es alto; únicamente cuando la presión de inyección es más alto que el umbral de presión, el agua puede ser inyectada en la formación de baja permeabilidad. 2) La respuesta de los pozos productores a la inyección de agua es pobre; 3) Después del rompimiento del agua, la producción de aceite decrece significativamente.

4.2 Localización Geográfica

El campo Xinzhaio, uno de los campos más grandes, naturalmente fracturado y de baja permeabilidad del campo Daqing, se localiza en el sur de Daqing y se empezó a desarrollar en Noviembre de 2000 Figura 4.1. Los pozos producen con inyección de agua. Son 398 pozos, de estos, 103 pozos inyectoros de agua y 275 son pozos productores. Geológicamente, el campo Xinzhaio está situado en la estructura Xinzhaio como un anticlinal abierto, en la cuenca Songliao. 96 pozos de desarrollo y 4 pozos de control se perforaron en diciembre de 2000, en el bloque Gu 634, la capacidad de producción fue 8.89×10^4 t (652 MB). En donde, de los 75 pozos productores, el promedio de perforación del espesor efectivo fue de 4.1 m, el promedio inicial del gasto de producción fue de 3.5 t/d (26 bbl/d), el promedio de intensidad de producción de aceite fue de 0.86 t/d*m (6.3 bbl/d*m).^{16, 17, 18}

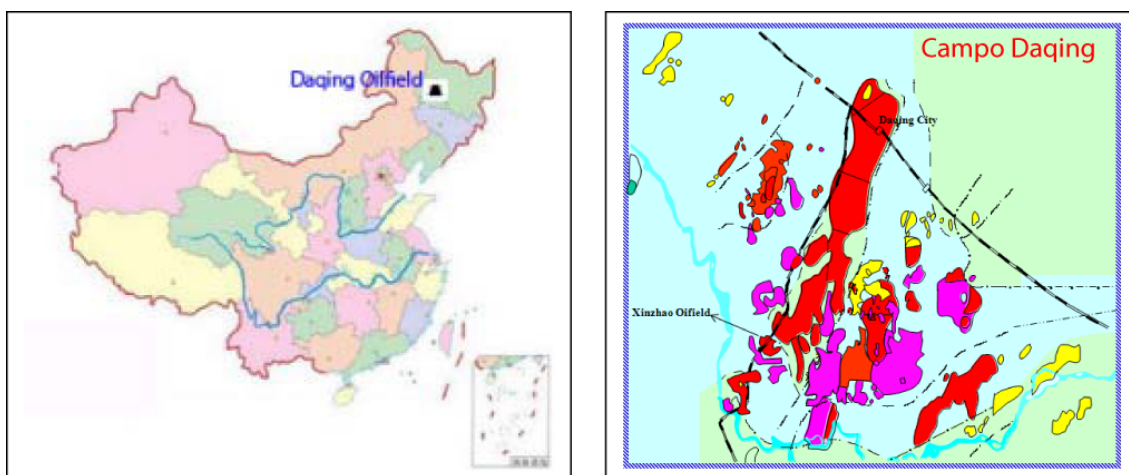


Figura 4.1. Localización del Campo Daqing y mapa de localización del campo Xinzhaio.^{16, 18.}

Luego, después de un ajuste del plan de capacidad de producción, se perforaron 20 pozos en la parte externa del Bloque Gu 634, el número de pozos productores eran 92, el promedio de perforación del espesor efectivo fue de 4.7m, el promedio inicial del gasto de producción fue de 3.2 t (23.4 bbl), el promedio de intensidad de la producción fue de 0.68 t/d*m (5 bbl/d*m).

4.3 Descripción Geológica

El intervalo de interés en el campo Xinzhaio es la formación Putaohua (P), el espesor del yacimiento es de 40 a 60 m y sus reservas probadas fueron de 2.871×10^7 t (210 MMB) en 2001. En la cuenca hay combinación litológica, depositación cíclica y desarrollo vertical de un cuerpo arenoso, el yacimiento se divide en tres grupos de areniscas (PI₁₋₃, PI₄₋₆, PI₇₋₁₁), incluyendo 11 subcapas. También, PI₃, PI₅, PI₉ Y PI₁₁, que son espesores de interés grandes. La probabilidad de penetración en PI₃ es del 63%, el espesor efectivo es de 11.6% del espesor total, la probabilidad de penetración de PI₅ es del 67%, el espesor efectivo ocupa el 15% del espesor total, la probabilidad de penetración de PI₉ es del 63%, el espesor efectivo es del 10.8 % del espesor total. La permeabilidad es de $8.18 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (8.18 md), la porosidad es de 19.5%, existen fracturas naturales, el contenido de arcilla es de 21.3%, el yacimiento es altamente sensible al agua.¹⁶

El campo Xinzhaio es un yacimiento anormalmente presurizado. Las pruebas de presión de 16 pozos muestran que la presión promedio del yacimiento es de 16.9 MPa (2541.17psi), el gradiente de presión promedio es de 1.25MPa/100m (55.26 psi/100ft), la presión de saturación es de 10.12MPa (1467.8psi), la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de saturación es de 6.78 MPa (1073.37 psi), la profundidad del yacimiento es de 1287.2m a la cima y la profundidad promedio del yacimiento es de 1338.4m. Las propiedades de los fluidos del yacimiento se muestran en la Tabla 4.1.¹⁶

Viscosidad del Aceite mPa-s		Densidad, g/cm ³	Salinidad, mg/L	Contenido de Cera, %
Superficie	Formación			
10	1.56	0.8296	11245.9	27.2 - 36.9

Tabla 4.1 Propiedades de Fluidos del Yacimiento.¹⁶

Como se sabe, la orientación de las fracturas tienen una influencia significativa en el efecto del desarrollo en el patrón de inyección de agua, por eso es muy importante conocer las características de las fracturas en el yacimiento. La Tecnología de Monitoreo de Fractura Microsísmica y la prueba de salida de agua por producción de pozo, muestran el desarrollo de las fracturas naturales en el campo Xinzhaio. Las estadísticas de las pruebas de las fuentes microsísmicas de 36 pozos muestran que el número total de fracturas es de 94, de estas, 23 tienen orientación Noroeste, ocupando el 24.15%, 11 tienen orientación Noreste (11.7%), 33 tienen orientación Este-Oeste (35.11%) y 27 Norte-Sur (28.17%). En suma, el aumento de presión muestra que hay solución de los puntos de inflexión, lo cual indica que son fracturas naturales.

4.4 Efecto de las Fracturas en el desarrollo del campo.

Las fracturas en la formación tienen una influencia significativa en el efecto de la inyección de agua. Las ventajas de las fracturas son que pueden incrementar el espacio en el yacimiento y la permeabilidad. Las desventajas son que el agua inyectada fluirá por las fracturas en el proceso de inyección, que resulta en un rompimiento temprano del agua inyectada y en la salida de agua, Figura 4.2.¹⁶

Los efectos adversos de las fracturas en el campo Xinzhaio se muestran en dos aspectos: 1) Los pozos productores, en la dirección de las fracturas, por donde sale el agua, o en estos pozos el corte de agua se incrementa rápidamente; 2) el fenómeno de suministro insuficiente de líquido y el decremento de la presión, ocurren en algunos pozos productores, en las partes no fracturadas del yacimiento, lo que provoca un desequilibrio en la presión, para los pozos productores en el bloque. Por ejemplo el bloque Gu 611 y el bloque Gu 63, hasta septiembre de 2002, el rompimiento de agua se había observado en 10 pozos. El promedio del tiempo del rompimiento de agua era de 8.5 meses, cinco pozos fueron fracturados hidráulicamente y el promedio subió a 10 meses. El rompimiento de agua es más evidente en la orientación Este-Oeste.^{16, 17}

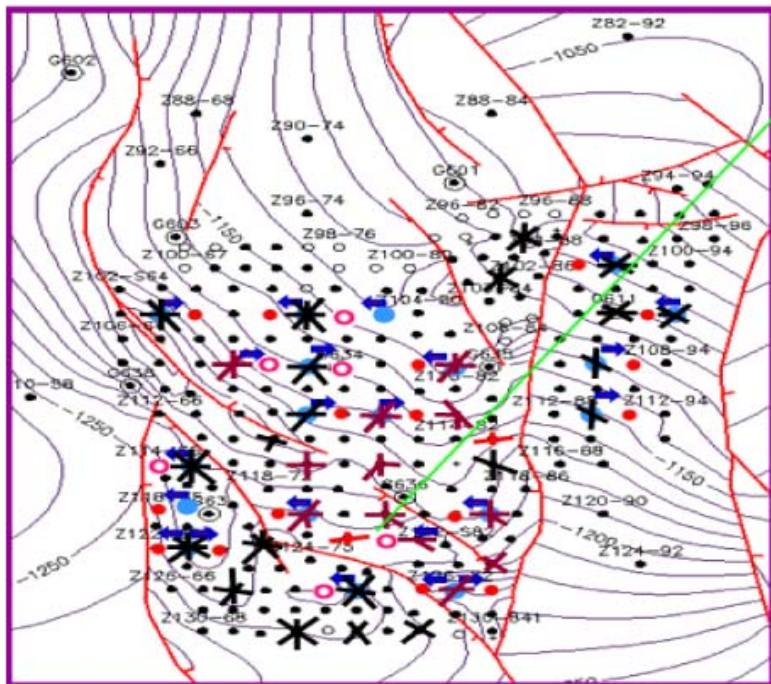


Figura 4.2. Mapa de Fracturas en el Bloque Gu 634, Campo Xinzhaio.¹⁸

Las pruebas de presión de 21 pozos muestran que la presión de 6 de los pozos, en la línea de los pozos de inyección aumentó de 13MPa (1890psi) a 18.32MPa (2657.1psi), aumentó 5.32MPa (767.1psi), pero la presión de 15 de los pozos en la línea de pozos productores decreció de 13.04Mpa (1891.3psi) a 11.73MPa (1701.3psi), decreció 1.31MPa (190psi). En el proceso de inyección de agua, las fracturas con orientación Este-Oeste, consumen mayor cantidad de agua inyectada, pero para los pozos en la parte no fracturada, la presión del yacimiento decrece, debido a la insuficiencia de agua inyectada, que causo el desequilibrio de la presión del yacimiento en todo el campo.¹⁶

4.5 Historia de Producción

Aunque la inyección de agua en Xinzhaio, había sido un éxito económico, en general ha sido considerado desilusionante, porque la respuesta del aceite siempre ha sido menos de lo previsto. Debido a las fracturas de la dirección Este-Oeste, el desempeño de la producción de los pozos productores en ambas líneas de productores y en las líneas de inyectores es significativamente diferente:

1. Los pozos productores en la línea de inyección tienen como características, un alto porcentaje de rompimiento de agua, entrada de agua temprana, rápido incremento del corte de agua y decremento exponencial del gasto de producción. Después de 32 meses de inyectar agua, el avance de agua se observa en 48 pozos, entre ellos, 44 pozos tienen entrada de agua en la dirección Este-Oeste, que cuenta por el 59.5% de la producción de los pozos en la línea de inyectores. La comparación entre el antes y el después del avance de agua muestra que: el corte de agua se incremento al 72.6% del 26.5%, el promedio de la producción de aceite por pozo decreció de 2.9t/d (21 bbl/día) a 1.1t/d (8 bbl/día); la presión del yacimiento de 13.76 MPa (1995.7 psi) a 17.69 Mpa (2565.7 psi), la presión anual del yacimiento se incremento en 1.97 MPa/a (285.7 psi/a). Debido a la influencia del tipo de

fractura del avance de agua, el gasto de producción de los pozos productores en la línea de inyección, muestran una declinación exponencial. Figura 4.3.

$$qt = 0.2759e^{-0.0459t} \dots\dots\dots(4.1)^{16}$$

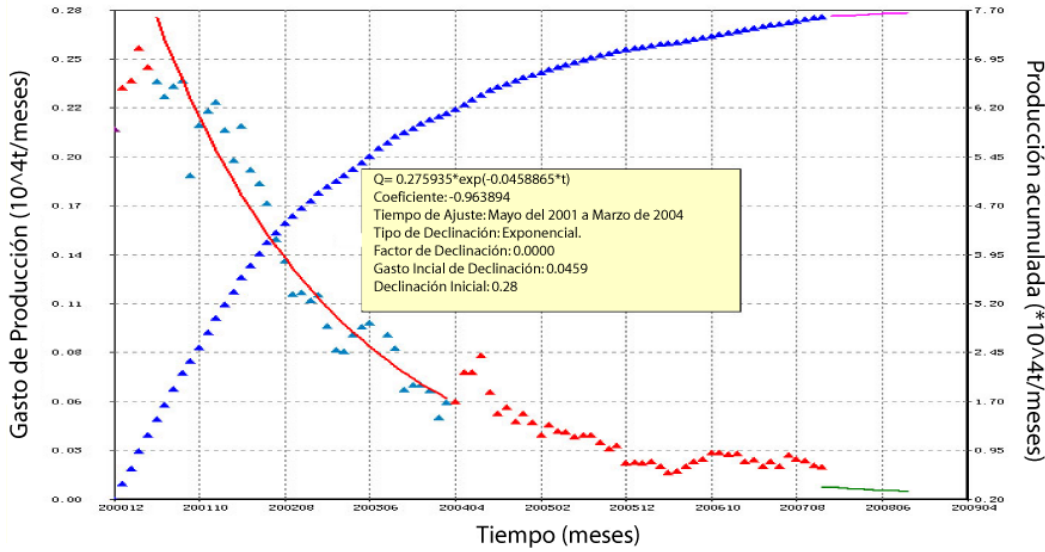


Figura 4.3. Curva de Producción de los Productores en Línea de los Pozos de Inyección.¹⁶

- La pobre respuesta de los pozos en la línea de los pozos productores, la disminución de la capacidad de suministro de líquido, el gasto de producción de los pozos en la línea de los pozos productores muestran una declinación armónica. La presión de formación en la línea de pozos productores decreció de 11.43 MPa (1657.8 psi) a 9.87 MPa (1432 psi), que fue menor que la presión de saturación, el decremento anual fue 0.78 MPa/a (113 psi/a). Los datos de 24 pozos que la producción de líquido disminuyo de 69.9 t/d (512.4 bbl/a) a 50.4 t/d (369 bbl/a), el gasto de producción de aceite, bajo de 60.1 t/d (441 bbl/a) a 43.2 t/d (317 bbl/a), el corte de agua decreció de 15.4% a 13.1%. El suministro de líquido de los pozos productores disminuyo a 67.4%, la declinación anual del gasto fue de 16.8%, el gasto de producción de los pozos productores, en la línea de pozos productores, muestran una declinación armónica Figura 4.4

$$qt = 0.5038(1 + 0.016t)^{-1} \dots\dots\dots(4.2)^{16}$$

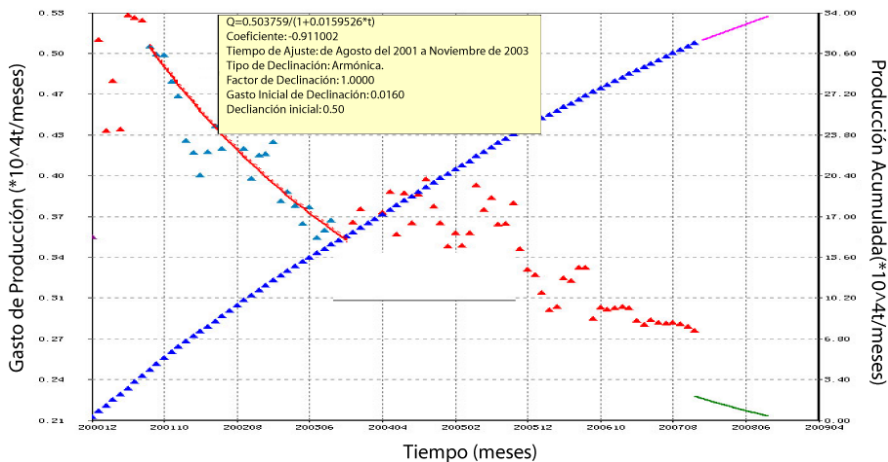


Figura 4.4. Curva de Producción de los Productores en Línea con los Pozos Productores.¹⁶

Como puede observarse de los cambios de producción del líquido, el gasto de aceite y el corte de agua son contradictorias entre las líneas de los pozos, que se están deteriorando.

A través de los análisis, las razones son atribuidas a las fracturas en el yacimiento. El cálculo basado en el índice de inyectabilidad de los pozos inyectoras, indica que la permeabilidad de las fracturas es 13 veces, la permeabilidad de la matriz, que resulta en una velocidad muy alta del frente de agua a lo largo de la dirección de las fracturas, más que en otras direcciones, por lo que, la inyección de agua a lo largo de las fracturas con orientación Este-Oeste, forman un ciclo de baja eficiencia entre los pozos en la línea de inyección.^{16, 17.}

El barrido lateral por la inyección de agua es pequeño, además la permeabilidad es baja y el contenido de arcilla es alto, por eso la respuesta de los productores en la línea de los pozos productores es pobre. Este pobre desempeño, muestra que el patrón de inyección, 9 invertido, es un patrón ineficiente y que no es compatible con el Bloque Gu 634 y por lo tanto se recomienda la modificación del sistema de inyección-producción.

4.6 Simulación Numérica del Yacimiento

En vista de estos problemas no resueltos en el desarrollo del campo Xinzhaio, fue esencial que el estudio del yacimiento fuera hecho con la suficiente profundidad, para entender el desempeño pasado y desarrollar un plan de amplio rango, eso sería no solo técnicamente correcto, aunque también debe ser aceptada por la compañía petrolera. Los objetivos específicos del estudio fueron:

1. Definir las reservas remanentes y predecir el desempeño futuro para las operaciones en curso.
2. Evaluar patrones de inyección alternativos.

El simulador IMEX (CMG) es utilizado para llevar a cabo las corridas para seleccionar el patrón de pozos óptimo para el bloque Gu 634. Basados en las características geológicas, las propiedades de los fluidos y filtraciones futuras, se estableció el modelo geológico del bloque Gu 634. Se utiliza el nodo rectangular desigual, el número de bloques es el siguiente: 46 bloques de mallas en la dirección "X", 29 bloques de mallas en la dirección "Y", 11 capas de simulación en la dirección "Z". Hay 57 pozos en el bloque Gu 634, 46 pozos productores y 11 pozos inyectoras Figura 4.5. La historia del corte de agua se muestra en la Figura 4.6. Después de que la historia coincide, la simulación se corre para predecir el desarrollo de producción de diferentes esquemas de patrones de inyección de agua.

Se diseñaron y consideraron tres tipos de patrones: el patrón de 9 pozos invertido (patrón existente), el patrón de 5 pozos y el patrón de línea de empuje. El desarrollo futuro, se determino primero en virtud de las operaciones en curso, para proporcionar una base para comparar las alternativas.¹⁶

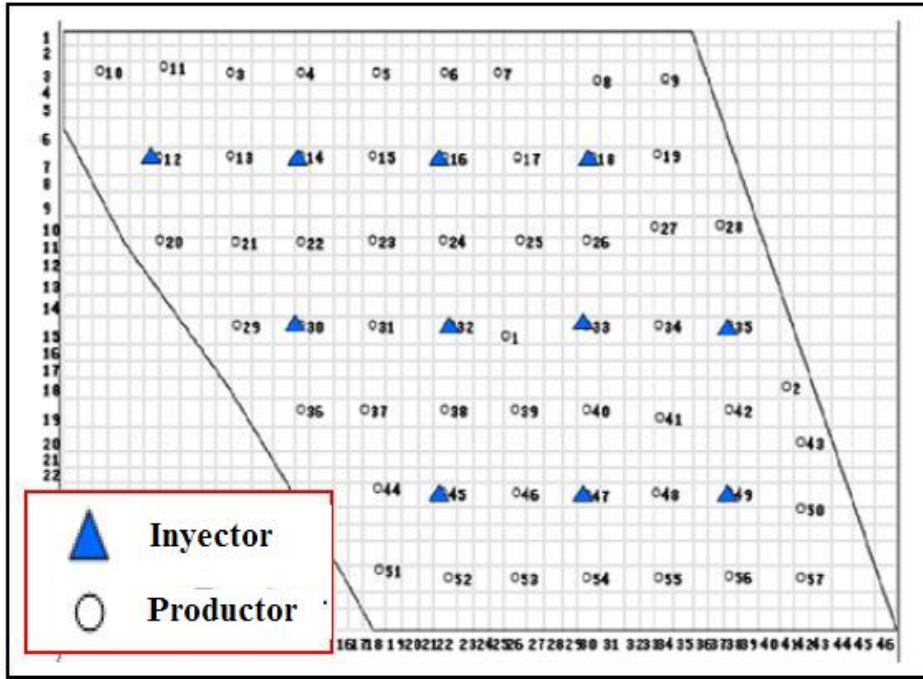


Figura 4.5 Mapa de la posición de los Pozos (Patrón de 9 pozos invertido).¹⁶

Con el arreglo de 9 pozos, invertido se prevé, que el factor de recuperación al fin del año 2050 sería del 17.96%. Los otros dos planes de desarrollo se prosiguieron a investigar. Los resultados de los principales parámetros se presentan en la Tabla 4.2. Como se puede observar de la Tabla 4.2, el factor de recuperación del arreglo de 5 pozos, al fin del año 2050 es más bajo, solo del 14.00% OOIP (Aceite Original en el Yacimiento) y el factor de recuperación del patrón de la línea de empuje es el más alto, 21.64% OOIP.

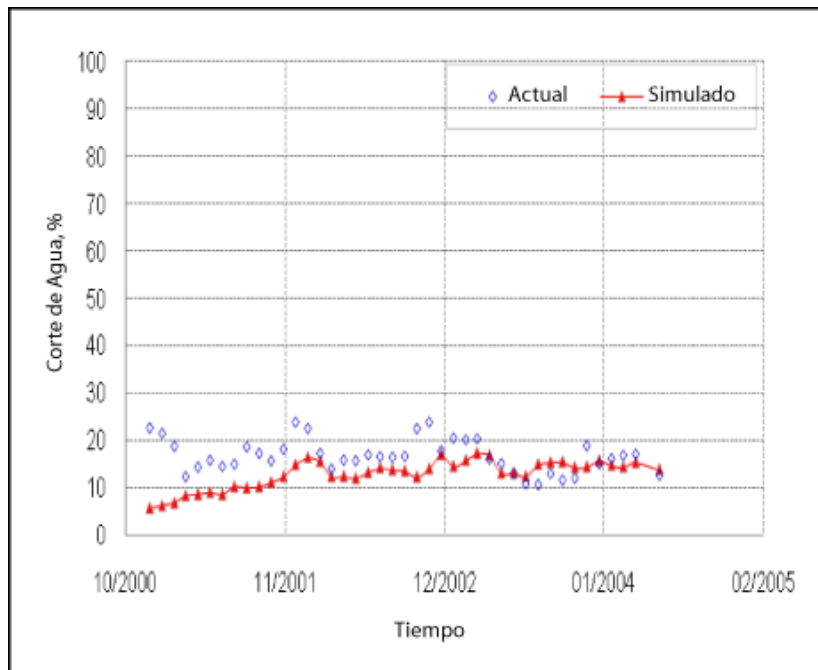


Figura 4.6 Comparación de la historia de Corte de Agua con los Resultados.¹⁶

En las Figuras de la 4.7 a la 4.9 se muestran las curvas del corte de agua de los tres esquemas. Como se observa en las gráficas, el corte de agua se incrementa rápidamente en el patrón de 5 pozos y en el patrón de 9 pozos y en el patrón de la línea de empuje se incrementa más lentamente.¹⁶

Esquema/Parámetro	Factor de Recuperación (%OOIP)	Corte de Agua (%)
Nueve invertido	17.86	89.27
Cinco	14.00	90.03
Línea de Empuje	21.64	89.07

Tabla 4.2 Resultados Previstos del Desempeño.¹⁶

Las razones son las siguientes: teóricamente, se puede obtener un mejor desarrollo si se incrementa el gasto de inyección, pero el incremento en la inyección de agua, puede resultar en salida de agua por los pozos productores y fácilmente incrementar en el corte de agua, debido a la existencia de las fracturas con orientación Este-Oeste, para el patrón de 5 pozos, los inyectores y productores en la línea de inyección de los pozos son situados alternadamente, por eso los pozos productores tienen una alta salida de agua. Esta es la razón por la cual el corte de agua se incrementa.¹⁶

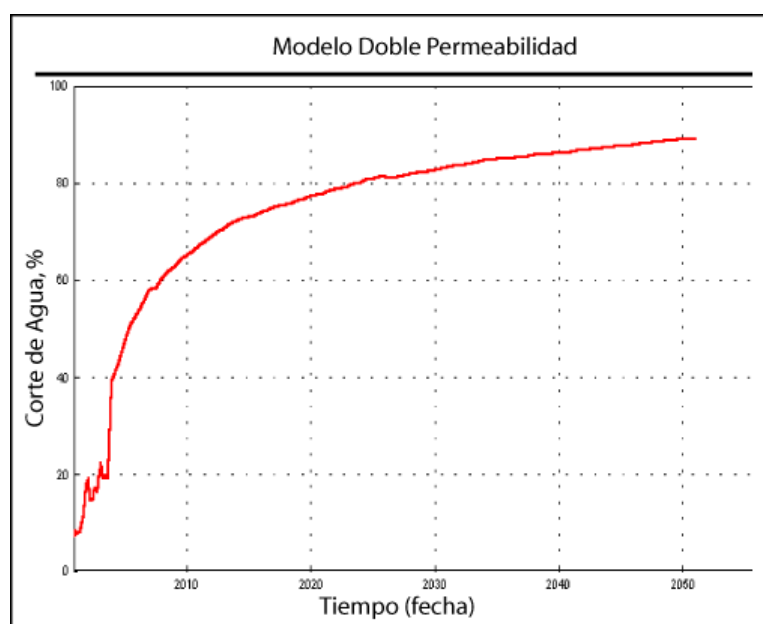


Figura 4.7. Curva de Corte de Agua para el Patrón Invertido de 9 Pozos.¹⁶

El patrón de 9 pozos invertido y el patrón de línea de empuje superan este factor adverso, el incremento del corte de agua no es tan rápido. El patrón de la línea de empuje es convertido del patrón de 9 pozos invertidos, los nuevos pozos inyectores son convertidos de pozos productores, comparado con el patrón de 9 pozos invertidos, el número de pozos inyectores y la intensidad de la inyección de agua se incrementan, por lo que, el grado de control de la inyección de agua se ha mejorado.

Para el patrón de 5 pozos, la eficiencia de barrido se ha incrementado grandemente, pero no puede superar la influencia de las fracturas del Este-Oeste y las malas propiedades físicas de la baja permeabilidad, justo lo contrario a lo que se desea, la

producción de agua se intensifica, resultando en una eficiencia de recuperación muy baja.

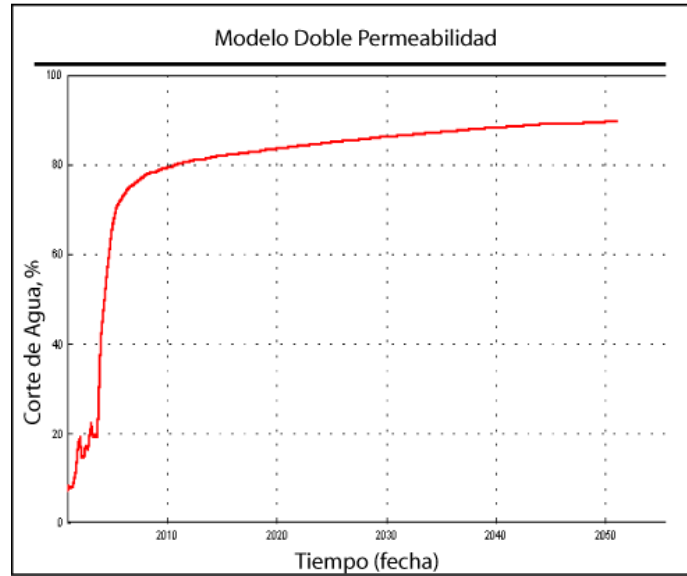


Figura 4.8. Curva del Corte de Agua para el Patrón de 5 Pozos.¹⁶

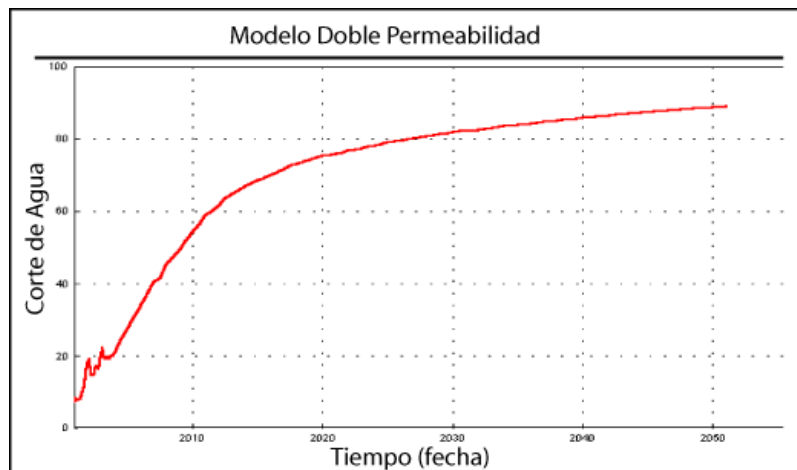


Figura 4.9. Curva del Corte de Agua, del Patrón de Línea de Empuje.¹⁶

También, de los mapas de distribución de aceite residual (Figuras de la 4.10-4.12), podemos encontrar que la saturación de aceite residual, en el patrón de la línea de empuje es bajo y la saturación de aceite residual en el patrón de 5 pozos es alta, esto confirma que el patrón de la línea de empuje es la óptima para el campo Xinzhaio.¹⁶

De acuerdo con los resultados del estudio y siguiendo también en principio “ El Plan Integral, Implementado Paso a Paso”, se recomienda una modificación al patrón para el bloque Gu 634 del Campo Xinzhaio, que incluye:

1. Convertir el Patrón actual de 9 pozos invertido al patrón de línea de empuje;
2. Convertir 37 pozos a inyectores por lotes.

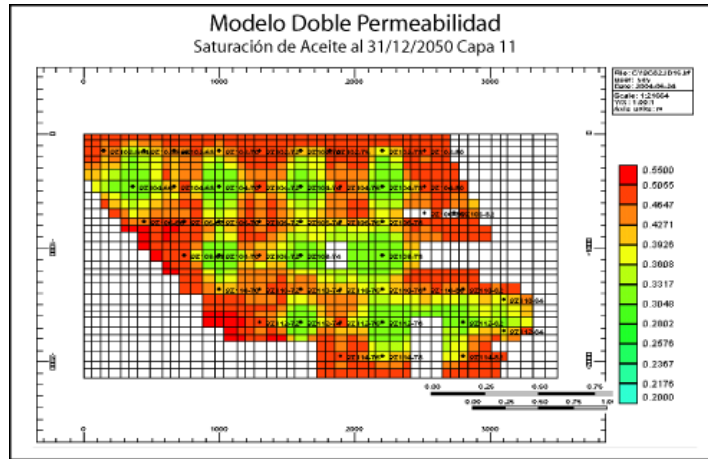


Figura 4.10. Mapa de Saturación de Aceite del patrón de nueve pozos invertido (capa 11)¹⁶

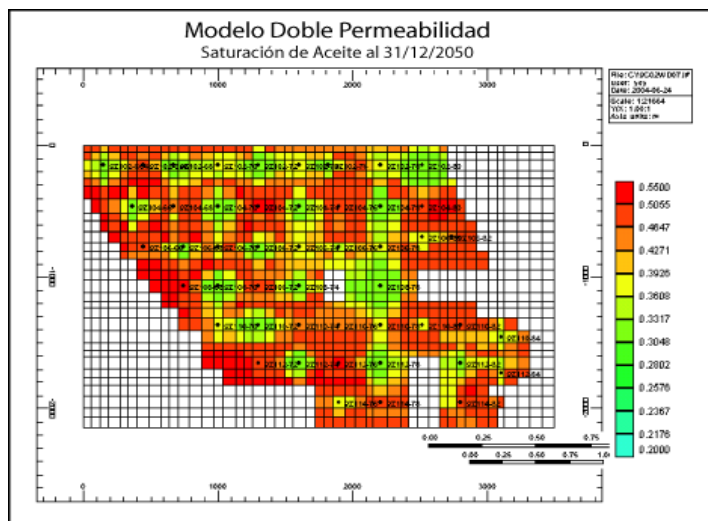


Figura 4.11. Mapa de saturación de aceite del patrón de cinco pozos (capa 11)¹⁶

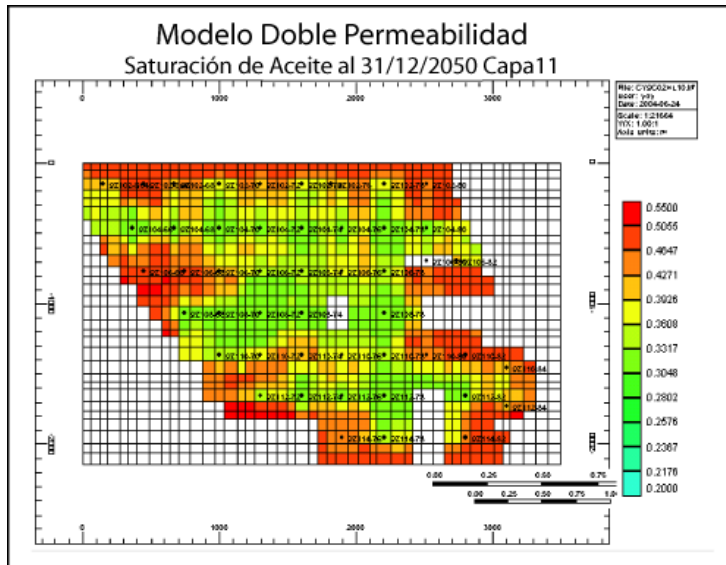


Figura 4.12. Mapa de saturación de aceite del patrón de línea de empuje (capa 11)¹⁶

4.7. Aplicación en el Campo

4.7.1. Detalles de la Realineación del Patrón de Inyección

El trabajo de reordenamiento comenzó en diciembre del 2003 y se completo en diciembre de 2005, realizado en lotes, se terminó para crear el patrón de línea de empuje. Treinta y siete pozos productores se convirtieron en inyectores. La Figura 4.13 ilustra el desarrollo del patrón después del reordenamiento.¹⁶

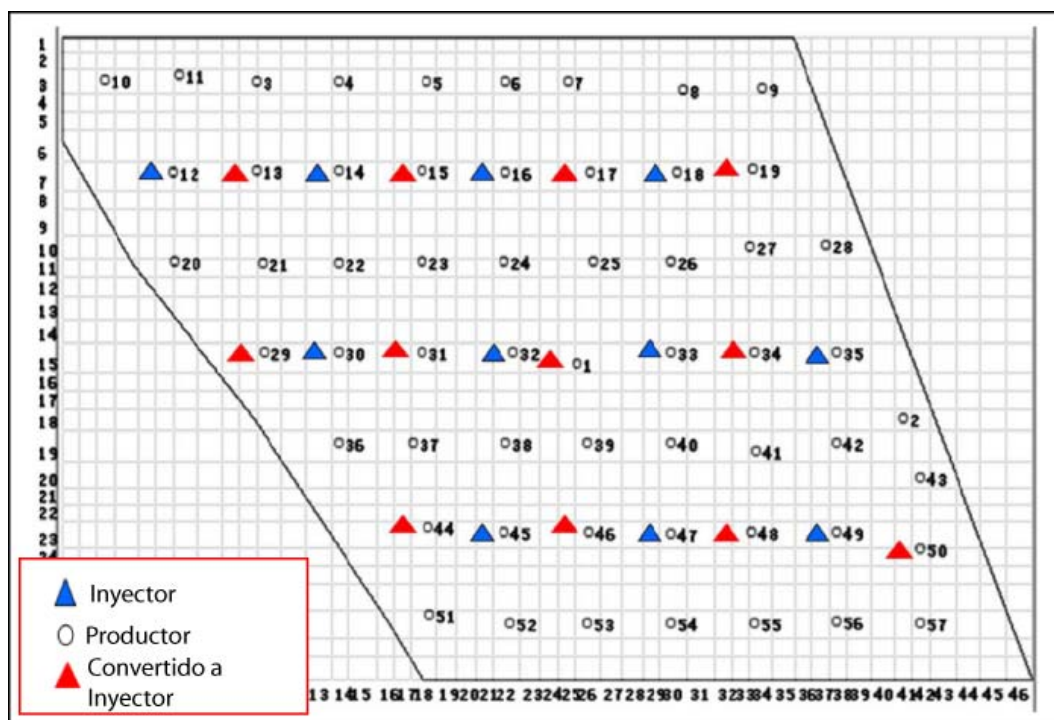


Figura 4.13. Patrón después del Reordenamiento.¹⁶

El desarrollo del nuevo patrón toma ventajas de la aparente permeabilidad direccional, tendencias que se han identificado en el bloque Gu 634. Una fuerte tendencia del efecto de la inyección de agua en la dirección Este-Oeste, ha sido observada en el campo Xinzhaio. La dirección Este-Oeste coincide con la dirección de las fracturas determinadas por la Tecnología de Monitoreo de las Fracturas Microsísmicas. Los datos de producción del bloque Gu 634 también califica esta tendencia con grandes cortes de agua y rompimiento temprano de agua a lo largo de la línea Este-Oeste.¹⁶

La información acumulada encima de prestar soporte a la permeabilidad en la tendencia Este-Oeste. Esta tendencia se utilizo para desarrollar el reordenamiento del patrón como se muestra en la Figura 4.13. Los inyectores son alineados separadamente de los productores a lo largo de la línea, esto para evitar problemas como la canalización y el rompimiento temprano del agua.

4.7.2. Resultados después del Reordenamiento.

Después de la conversión se completó en el bloque Gu 634, durante el periodo inicial del reordenamiento, en orden para incrementar la respuesta de los productores en la dirección lateral, después los productores se convirtieron en inyectores, el gasto de inyección de los inyectores se mantiene igual, la relación inyección-producción se incremento de 1.11 a 3.79, mostró que el incremento de la presión de agua inyectada y la presión de formación aumentaron rápidamente, la capacidad de abastecimiento de líquido se mejoro. La respuesta fue observada en 23 pozos.^{16, 17.}

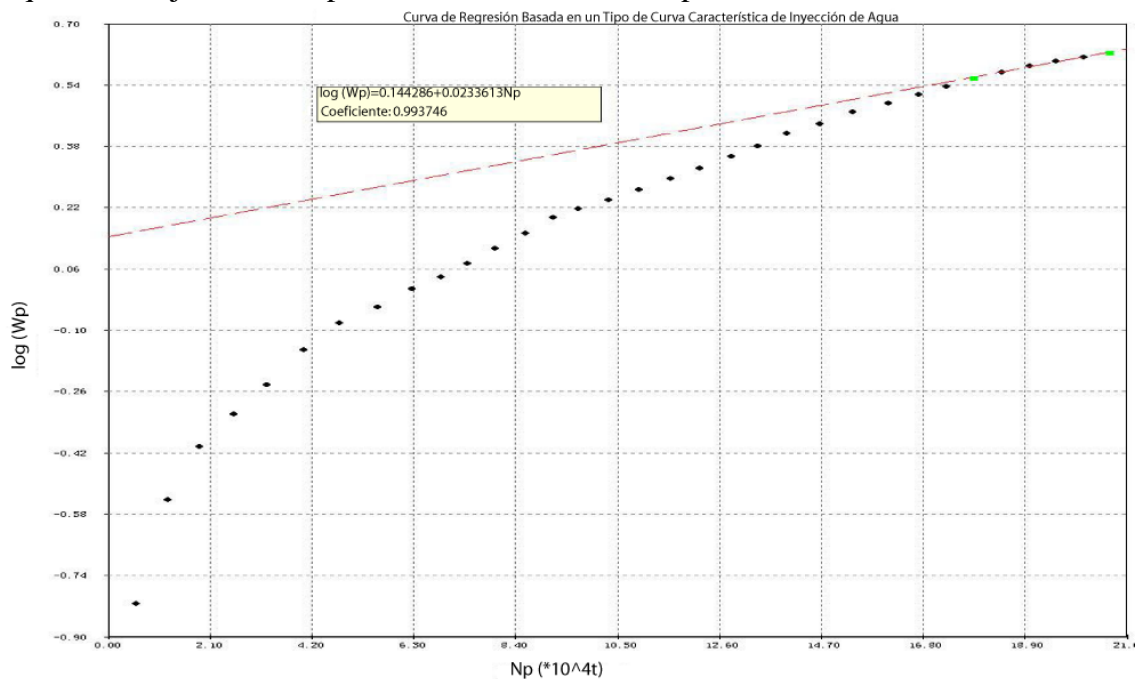


Figura 4.14. Curva Característica de la Inyección de Agua Antes del Realineamiento¹⁶

En diciembre de 2003 antes del reordenamiento del bloque Gu 634, la producción de líquido fue de 36.8 t/d (270 bbl/d), el gasto de producción de aceite fue de 28.9 t/d (212 bbl/d) y el corte completo de agua fue de 21.5%. Para diciembre de 2005, la producción de líquido se había incrementado a 47.8 t/d (350 bbl/d), el gasto de producción a 37.9 t/d (278 bbl/d) y el corte de agua había descendido a 20.6%.¹⁶ El reordenamiento del patrón efectivamente disminuyo la declinación de la producción, efecto del mejoramiento del campo, los resultados se muestran a continuación:

1. El incremento de la presión de inyección de agua fue de 0.7 MPa/a (100 psi/a), las presiones de los nuevos inyectores y de los viejos, son aproximadamente las mismas, lo que indica el frente de agua Este-Oeste, ha formado:
2. La represurización del yacimiento fue rápida, la presión del yacimiento se incremento de 10.89 MPa (1579.5 psi) a 11.19 MPa (1623 psi), el incremento de presión fue de 0.3 MPa/a (44 psi/a).
3. El espesor de la entrada de agua y la producción de aceite se incrementó, el porcentaje del espesor de la entrada de agua de 71.14% a 81.27% y el porcentaje del espesor de la producción de aceite se incremento del 70.0% al 83.6%.

Después de que el arreglo de los pozos, se convirtió en el patrón de la línea de empuje, el agotamiento natural decreció de 25.94% a 18.35%, el incremento en el gasto del corte

de agua descendió de 6.5% a 2.1%, esto basado en los cálculos de las características curvas de inyección de agua de antes y después del reordenamiento, (Figuras 4.14-4.15), la recuperación del aceite mejoro de 25.43% a 28.54%, se incrementó en un 3.11%. El efecto obviamente fue la mejora en el desarrollo del campo petrolero.¹⁶

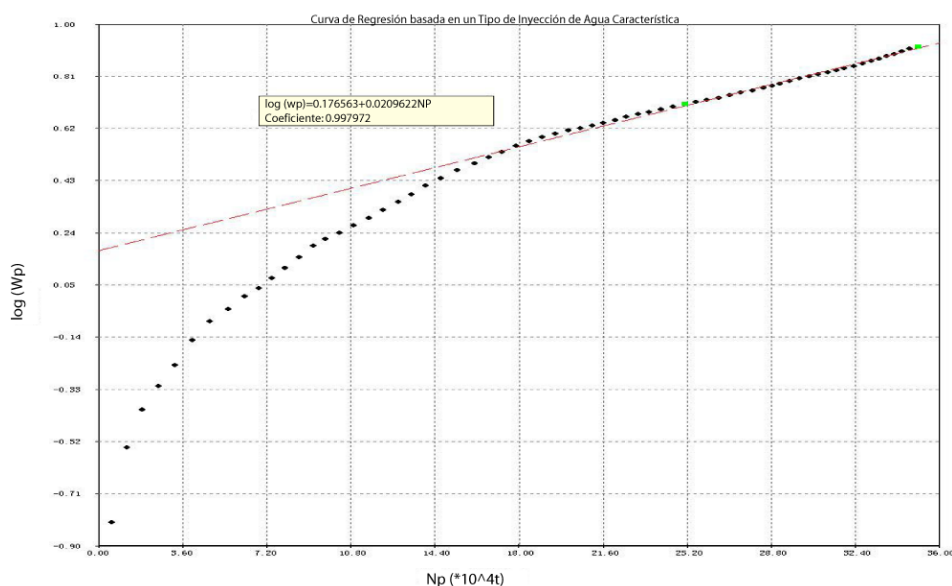


Figura 4.15. Curva Característica de la Inyección de Agua Después del Realineamiento.¹⁶

4.7.3. Fortalecimiento y Modificaciones para mantener el Efecto del Reordenamiento del Patrón

Aunque una alta relación de inyección-producción puede inmediatamente incrementar la capacidad de suministro de agua para las filas de los pozos productores, la presión de inyección de agua se incrementa rápidamente, la inyectabilidad de agua de los pozos inyectora disminuirá, la abertura de las fracturas que no sean de orientación Este-Oeste, resultarían en un rompimiento de agua en las filas de los pozos productores, que es una desventaja para la modificación del patrón.¹⁶

Esquema		Esquema 1	Esquema 2	Esquema 3	Esquema 4
Relación de Inyección Producción de diferentes periodos	2003-2004	1.4	1.6	2.8	4.0
	2005-2006	1.4	1.6	1.9	3.0
	2007-2008	1.4	1.6	1.4	1.9
	2009-2013	1.4	1.6	1.4	1.6
Recuperación (%)		21.50	21.96	23.25	23.33

Tabla 4.3. Recuperación prevista en diferentes condiciones de inyección-producción¹⁶.

En condiciones de cuatro diferentes relaciones de inyección-producción Tabla 4.3, las presiones del yacimiento de los cuatro esquemas fueron comparados Figura 4.16. Los resultados muestran que la presión de formación se incrementa con el incremento de la relación inyección-producción. Además, el incremento de la presión del yacimiento

puede llevar a la apertura de las fracturas con orientación Sur-Norte. La inyección de agua en el límite superior es de 16.3 MPa (2364 psi) determinada por el Método de Relaciones de Poisson, mediante el uso de la presión de inyección de agua, la razonable diferencia de presión entre la inyección y la producción es de 24.54 MPa (3559 psi), el límite superior de la presión de yacimiento es de 16.02 MPa (2323.5 psi). Combinando los cambios de la presión de yacimiento con la recuperación, el esquema 3 es el mejor, es decir, la relación inicial de inyección-producción es de 2.8, entonces esto es más bajo a 1.4.

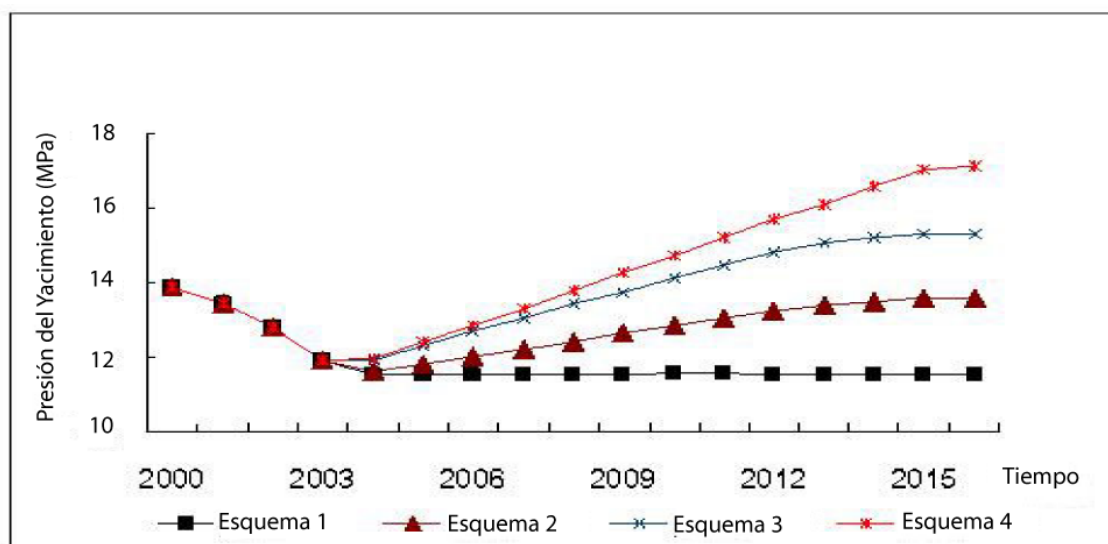


Figura 4.16. Influencia de la Relación de Inyección Producción en la Presión del Yacimiento.¹⁶

De acuerdo a los análisis de la historia de producción y a los resultados de la simulación numérica, un método flexible de inyección de agua se aplicó para diferentes etapas y la relación inyección-producción fue modificada por consiguiente. Primera Etapa: después de que el frente de agua se forma, la inyección de agua de los pozos inyectoros viejos fue reducida a una relación inyección-producción mas baja para promover la respuesta desde otras direcciones, la relación inyección producción fue reducida a 2.15; Segunda Etapa: después de que los pozos productores respondieron a los nuevos inyectoros, la estrategia del ciclo alternado de inyección de agua, para los intervalos de los viejos y los nuevos inyectoros, se adoptó para seguir reduciendo la relación inyección-producción, para prolongar el periodo de producción de aceite para un bajo corte de agua, la relación inyección-producción se reduce a 1.70; Tercera Etapa: después de que el rompimiento de agua fue observado en los pozos productores, la inyección de agua cíclica, para las filas de los pozos, la relación inyección-producción fue reducida a 1.39.¹⁶

En 2005, el seguimiento y las modificaciones se aplicaron en siete bloques de pozos, del bloque Gu 634. Comparados con 16 pozos productores adyacentes, se mantuvo a 52.7 t/d (386 bbl/d) de un valor antes de la modificación de 54.6 t/d (400 bbl/d), el gasto de producción se incremento de 36.8 t/d (270 bbl/d) a 38.2 (280 bbl/d) el corte de agua decreció a 27.5% de un valor de 32.6%. El porcentaje del espesor de inyección y producción también se incremento de 54.7% y 71.9% a 56.6% y 76.3%, respectivamente. El efecto en el desarrollo se ha mejorado aún más:

1. La relación del agotamiento natural sigue disminuyendo. La producción mensual de aceite, como se muestra en la Figura 4.18, como se puede observar en la gráfica, la disminución de la producción de aceite después de la modificación del patrón ha sido significativamente más lenta. La prueba de producción después del seguimiento y de las modificaciones, muestran que aún es una declinación armónica, pero la declinación mensual se redujo de 1.6% a 1.2%.
2. El incremento de la presión del yacimiento y la presión de inyección de agua ha sido más lenta. El incremento de la presión de yacimiento se ha mantenido a 0.5 MPa/a (75 psi/a) de 0.3 MPa/a (44 psi), el incremento de la presión de inyección de agua, disminuyo de 0.7 MPa/a (100 psi/a) a 0.4 MPa/a (58 psi/a).
3. El incremento del corte de agua es limitado. El gasto incremental del corte de agua decreció de 4.35% a 2.11%.

$$qt = 0.3754(1 + 0.012t)^{-1} \dots\dots\dots(4.3)^{16}$$

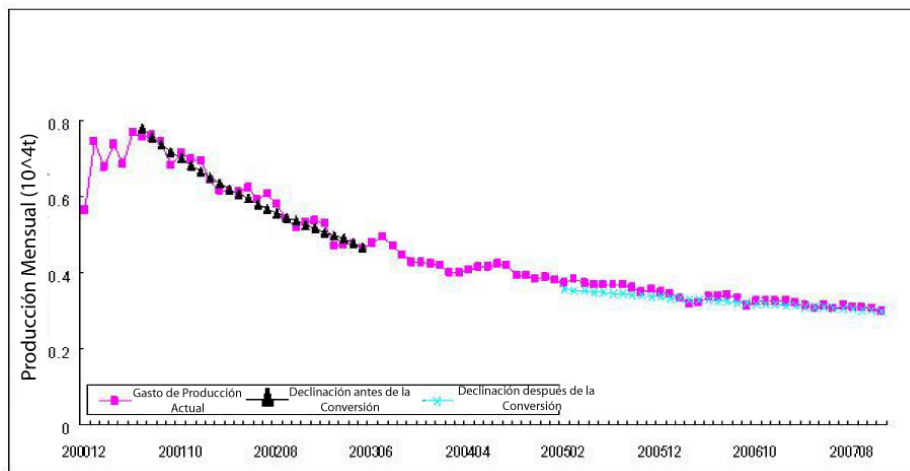


Figura 4.17 Ajuste de la declinación después de la modificación del Patrón.¹⁶

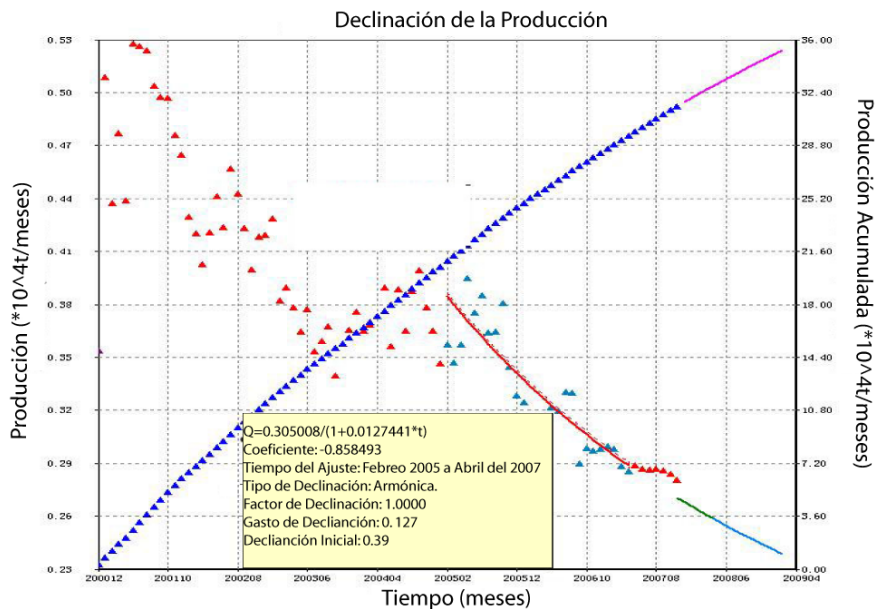


Figura 4.18. Declinación del gasto de producción después de la modificación del Patrón de inyección.¹⁶

4.7.4 Determinación del Espaciamiento Final y Efectivo de los Pozos

De acuerdo a la ecuación empírica para el umbral del gradiente de presión:

$$\lambda = 0.02251gK + 0.08 \dots\dots\dots(4.4)^{16}$$

$$L_{Final} = \frac{P_w - P_f}{\lambda} \dots\dots\dots(4.5)^{16}$$

$$L_{Efectiva} = \frac{P_w - P_f - \frac{cn\mu\eta}{kh}}{\lambda} \dots\dots\dots(4.6)^{16}$$

- donde: λ - umbral del gradiente de presión, MPa/m;
 K - permeabilidad, mD;
 L_{Final} - espaciamiento final, m;
 P_w - presión de fondo fluyendo de los inyectores, MPa;
 P_f - presión de fondo fluyendo de los productores, Mpa;
 $L_{Efectiva}$ - efectiva, m;
 c - coeficiente de conversión;
 n - relación de distancia de la fila al espaciamiento;
 μ - viscosidad del aceite, a condiciones de yacimiento, MPa*s;
 η - intensidad de la producción de líquido, t/d*m;
 h - espesor efectivo, m.

El último espaciamiento calculado y el espaciamiento efectivo, utilizando la ecuación anterior, es más, que el actual espaciamiento en el bloque Gu 634, teóricamente, el desplazamiento efectivo se logró, ver Tabla 4.4.

Bloque	Promedio Por Pozo		Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Espaciamiento Final	Espaciamiento Efectivo
	Espesor Perforado (m)	Espesor Efectivo (m)				
Gu 634	9.5	4.6	21.15	78.0-8.7	664	377

Tabla 4.4. Espaciamiento final y efectivo entre Pozos.¹⁶

CAPÍTULO V

ESTRATEGIAS

DE EXPLOTACIÓN

En el desarrollo del presente capítulo se hace un resumen de las estrategias de explotación de cada uno de los campos anteriormente estudiados. De esta forma se propondrán estas estrategias para ser utilizadas en el Paleocanal de Chicontepec.

5.1 Centro Multidisciplinario.

Hoy en día es difícil enfrentar un desafío tan grande como lo es el desarrollo de un campo como Chicontepec. Su compleja geología, sus propiedades petrofísicas (baja permeabilidad, baja porosidad), su gran extensión, hacen de él un campo muy complejo de entender.

La creación de un plan para el desarrollo del campo en donde la misión principal no sea únicamente el planteamiento y la ejecución de desarrollo de pruebas pilotos en algunos campos, sino que también sirva como un centro multidisciplinario, un centro de entrenamiento, el cual esté formado por un equipo de expertos que enseñen a jóvenes ingenieros de las distintas disciplinas del área del petróleo y que sea un vínculo con las operaciones de campo.³⁰

Para aprovechar al máximo el valor de los activos petroleros, el manejo de las operaciones de producción comienza por las zonas del yacimiento cercanas al pozo, prosigue a través de los equipos de terminación e instalaciones superficiales y puede extenderse a puntos de venta o exportación. En condiciones ideales, el manejo de la producción comienza antes de la puesta en marcha del campo para limitar el riesgo y la exposición financiera, reducir la inversión de capital y minimizar el tiempo necesario para lograr la comercialización del campo, especialmente porque muchos descubrimientos se hallan en áreas marginales, donde los gastos son elevados. En el caso de los yacimientos maduros, este proceso implica reducir los gastos, mejorar la producción y extender la vida del campo para mejorar su rentabilidad y maximizar la

recuperación. El manejo eficiente de la producción puede marcar la diferencia entre retener un activo y abandonar el campo o dejar de invertir en el mismo.³⁰

La experiencia en la aplicación de nueva tecnología o ya existente, ayudan a reducir los costos a la vez que optimizan la producción del campo y la capacidad de procesamiento de los hidrocarburos. El uso de una metodología innovadora constituye un elemento clave de este nuevo enfoque. Debido a que los aspectos técnicos, gerenciales y operacionales se combinan para apoyar la optimización y a las estrategias de desarrollo de los activos, este renovado énfasis en la producción difiere de dar a terceros las operaciones de campo, generalmente conocidas como concesiones. Figura 5.1

Esta manera de manejar la producción enriquece el valor de los activos mediante el uso de: tecnologías de vanguardia; los mejores productos y servicios; soluciones adaptadas a las necesidades del operador, consultoría y procesos integrados.

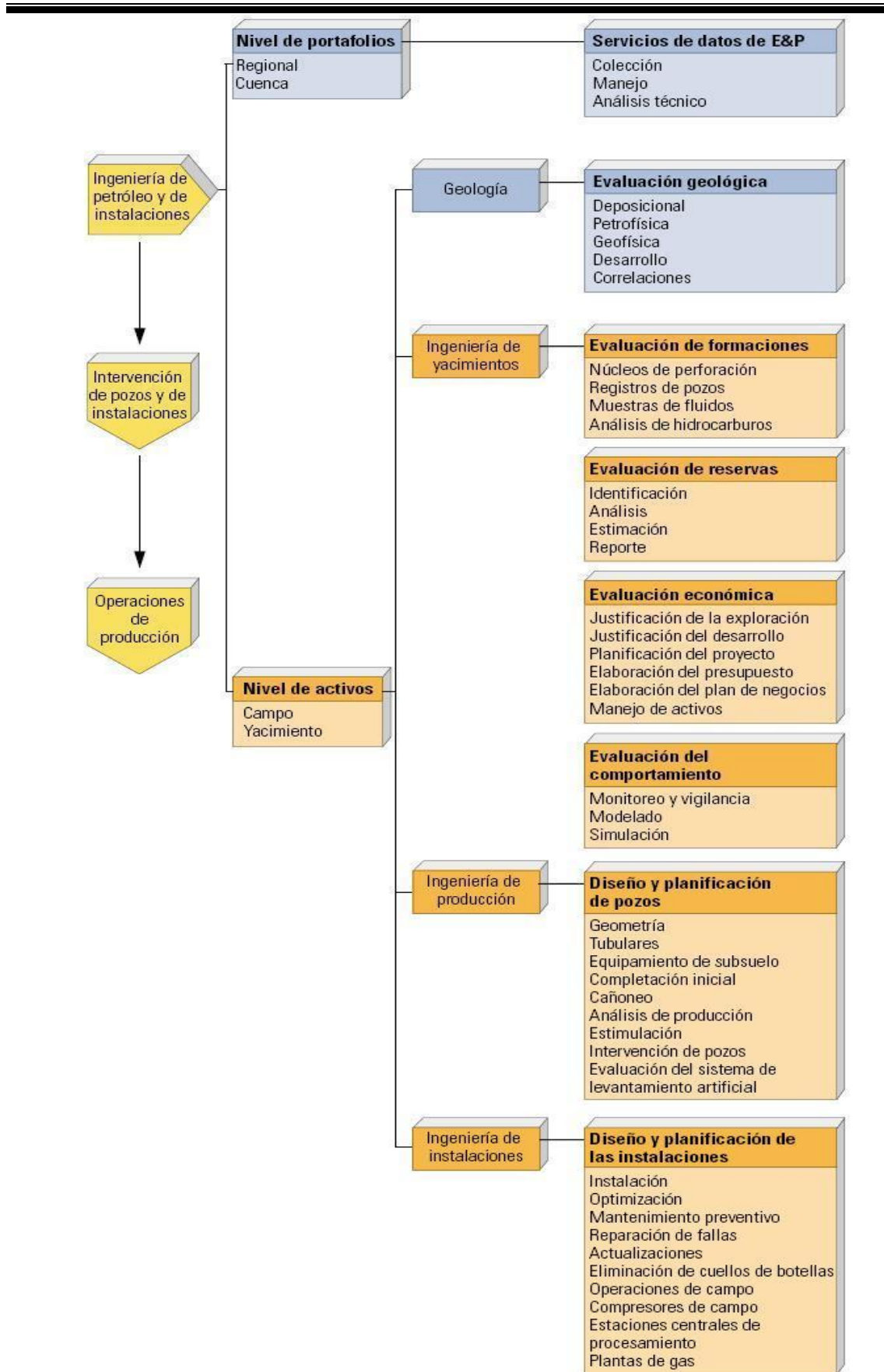
Este extenso esfuerzo en base del rendimiento consiste de tres actividades principales-ingeniería, intervención y operaciones. Estas actividades, ligadas a un proceso integrado, brindan un buen manejo de la producción y de los servicios asociados.

Con el propósito de lograr objetivos comunes y resultados óptimos, se debe trabajar en forma conjunta para integrar los servicios, los procesos y el gerenciamiento de los mismos. Como una extensión natural de los grupos multidisciplinarios de activos de una compañía petrolera, las alianzas entre compañías de petróleo y de servicios, comparten personal para formar un equipo de trabajo que supervisa las operaciones de un proyecto dado.³⁰

Un esfuerzo conjunto del manejo de la producción puede comprender un comité de un Equipo de Liderazgo y un Equipo de Manejo del Proyecto. El equipo de Liderazgo integrado por las compañías a nivel gerencial para alinear los asuntos de estrategia, evaluación del desempeño y determinación de los fines futuros, objetivos y direcciones del activo. El Equipo de Manejo de Proyecto integra a los miembros de la alianza y a otros proveedores a nivel táctico.

La fase de ingeniería abarca actividades a nivel de yacimiento y a nivel de activos. A nivel técnico, de cuenca o regional, los aspectos geológicos de un proyecto son típicamente manejados por la compañía operadora, como parte de la administración. Esto asegura una perspectiva adecuada en la exploración y producción y una supervisión diligente. Las actividades específicas a nivel de yacimiento concernientes al manejo de la producción y el desarrollo del yacimiento son responsabilidad del Equipo de Manejo de Proyecto. Esto comprende la evaluación de formaciones, el comportamiento de yacimiento, los análisis económicos y la tecnología de terminación.³⁰

El planeamiento de la producción y de las instalaciones superficiales, la recolección de datos y el proceso de la información forman parte de esta fase, que además de excelencia técnica y firmes actitudes de manejo, requiere aplicaciones para hacer una evaluación efectiva, un planteamiento adecuado y la preparación de presupuestos.



5.1 Planeación del proyecto.³⁰

La fase de mantenimiento de pozos y de instalaciones comprende una nueva construcción o un trabajo correctivo que abarca la tecnología de terminación y diseño basado en la evaluación de formaciones y las actividades de perforación o reacondicionamiento de pozos. En esta fase se requiere un entendimiento de los objetivos de desarrollo de campo y un planeamiento adecuado.

En la fase de operaciones de producción, los esfuerzos que comprenden la vigilancia, el mejoramiento y el mantenimiento de la producción, se pueden dividir en procesos de superficie y de subsuelo, que incluyen operaciones de campo, mantenimiento del pozo y de las instalaciones, control y optimización de los procesos del pozo, volumen de producción y venta de los hidrocarburos. Esta fase genera los resultados de los planes puestos en marcha durante la primera fase-ingeniería de petróleo y de instalaciones e incluye un circuito de retroalimentación para proveer análisis y evaluaciones para mejorar en forma continua la próxima etapa del desarrollo.³⁰

El análisis de los sistemas artificiales se recomienda como una actividad durante la fase de operaciones de producción. Estas evaluaciones identifican ineficiencias y mejoran la producción a corto plazo.

El trabajo conjunto del grupo multidisciplinario que da como resultado la optimización de las prácticas operacionales y la introducción del ajuste de la tecnología puede lograr, un mejor entendimiento del yacimiento que da como resultado un incremento de la producción que es el objetivo principal de estos tipos de centros.

5.2 Sistemas de recuperación secundaria o mejorada

La recuperación mejorada de aceite, es la recuperación de aceite por la inyección de materiales que normalmente no se encuentran presentes en el yacimiento. Esta definición abraza todos los modelos de los procesos de recuperación de aceite (empuje, empuje-arrastre y tratamientos de pozos) y cubre muchos agentes de recuperación de aceite.

El obtener hidrocarburos en superficie está asociado a los mecanismos físicos de explotación, así como a la ingeniería de manejo y operación de los pozos productores/inyectores e instalaciones. En términos de recuperación, es el yacimiento el que incide en los valores volumétricos de extracción y es por eso que los procesos de recuperación están definidos por el análisis de los mecanismos que controlan el movimiento y retención de los fluidos del medio poroso.¹⁹

Los procesos de recuperación de hidrocarburos, como resultado de la energía de empuje en el yacimiento, son conocidos como procesos de recuperación primaria, secundaria, terciaria o mejorada.¹⁹

Un proceso de recuperación primaria de hidrocarburos se presenta cuando el flujo de los fluidos hacia los pozos es debido a la energía natural existente en el yacimiento.¹⁹

Un proceso de recuperación secundaria se define por adicionar energía al yacimiento mediante la inyección de un fluido inmisible manteniendo y/o reiniciando el desplazamiento del aceite hacia los pozos productores. Hay que enfatizar que en un

proceso secundario, las propiedades de los fluidos y del medio poroso no son modificadas respecto a su comportamiento original y es solamente la energía del movimiento, la competencia de movilidades y la zonificación del petróleo a contactar son los factores que definen el incremento de la recuperación.

Los procesos de recuperación terciaria, comúnmente conocidos como recuperación mejorada, debido a que originan una recuperación mejorada del aceite o “Enhanced Oil Recovery” (“EOR” por las iniciales en inglés), son aquellos en donde la inyección del fluido del yacimiento, incide en la modificación de características originales de la roca y/o fluidos involucrados en el desplazamiento, tales como; reducción de viscosidad del aceite, modificación favorable del comportamiento de fases, reducción de tensión interfacial, cambios composicionales en componentes no hidrocarburos, cambios de mojabilidad, entre otros.¹⁹

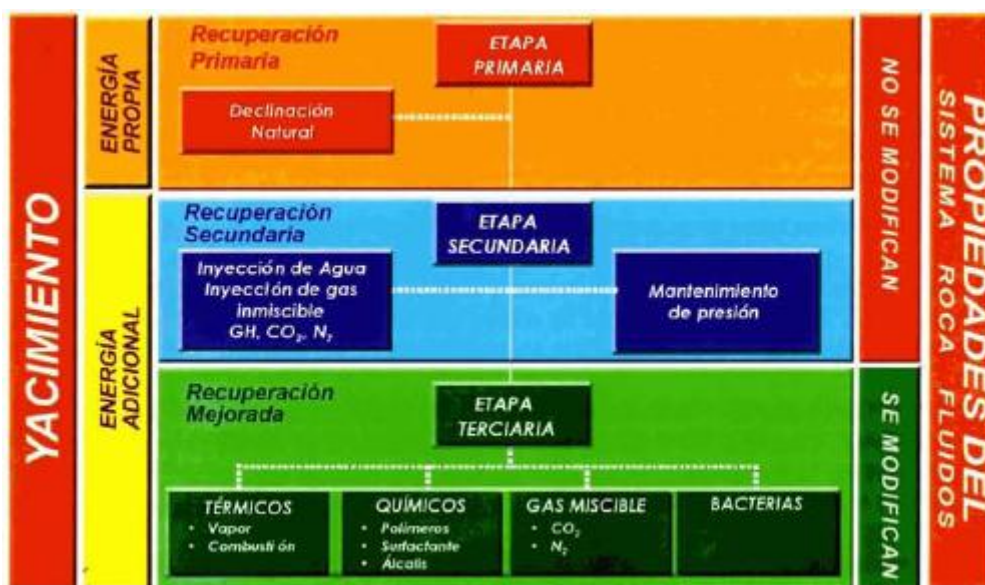


Figura 5.2. Clasificación de los Procesos y Etapas de la Recuperación de Hidrocarburos.¹⁹

El hecho de inyectar agua o gas hidrocarburo en condiciones inmiscibles para controlar la presión del yacimiento se le denomina mantenimiento de presión; sin embargo, este proceso debe ser considerado como un caso particular de la recuperación secundaria, lo cual incide en la continuidad de movilidad por ende en la productividad del yacimiento.

La experiencia en la explotación de yacimientos, muestra que las recuperaciones convencionales obtenidas por los diferentes procesos van desde el 5% para la explotación primaria, hasta un 65% para la recuperación mejorada, la tabla 5.1 muestra los porcentajes. En yacimientos de gas las mayores recuperaciones son del orden del 70%, sin embargo, la presencia de heterogeneidades locales a escala tanto de poro como de pozo y yacimiento, hace que estos valores convencionales solo apliquen en ciertos casos.

Rango de Recuperación	
Yacimientos de Aceite:	
• Recuperación Primaria	5-20% OOIP
• Recuperación Secundaria	20-45% OOIP
• Recuperación Mejorada	45-65% OOIP
Yacimientos de Gas:	
• Recuperación Primaria	70-80% OGIP
OOIP -Volumen Original de Aceite en el Yacimiento	
OGIP – Volumen Original de Gas en el Yacimiento	

Tabla 5.1. Factores totales de recuperación en Yacimientos homogéneos.¹⁹

Las fuerzas primarias de producción que actúan en los yacimientos, mecanismos de recuperación de aceite pueden complementarse mediante la inyección de agua y/o gas hidrocarburo, generando un proceso secundario de recuperación. Esta complementación tiene la finalidad de compensar y/o aumentar la energía del yacimiento y en consecuencia, aumentar el volumen de aceite a producir. Por estas razones, la inyección de agua o gas hidrocarburo continúan siendo los métodos convencionales más utilizados para obtener una recuperación extra de petróleo. Sin embargo, la experiencia muestra que en el caso de yacimientos altamente heterogéneos su aplicación y resultados deben ser estudiados detalladamente ya que no pueden ser aplicados como reglas de dedo.

5.2.1 Inyección de Agua

La inyección de agua tuvo sus inicios en la ciudad de Pithole, al Oeste de Pennsylvania, USA, en 1865. Fue un proceso circunstancial ya que ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de un acuífero poco profundo o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones impregnadas de aceite, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción en los pozos vecinos. En ese entonces se pensó que la función principal del agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta 1890, cuando los operadores concluyeron que el agua mejoraba la producción.¹⁹

Para 1907, la inyección de agua tuvo gran impacto en la producción de aceite del campo Bradford. El primer patrón de flujo, denominado “invasión circular”, consistió en inyectar agua en un solo pozo; a medida que aumentaba la zona invadida y que los pocos productores que la rodeaban eran invadidos con agua, estos se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente más amplio.

En 1921 la “invasión circular” se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectores. Para 1928, el patrón de línea se remplazó por un arreglo de 5 pozos. Después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente obteniendo mayores gastos de inyección-producción. En la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose en el proceso que más ha contribuido a la recuperación adicional de aceite.¹⁹

De acuerdo con la posición de los pozos inyectores y productores, la inyección de agua se puede llevar de dos formas diferentes:

A) Inyección periférica (o externa) de agua

La cual consiste en inyectar el agua fuera de la zona de aceite, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y como lo muestra la Figura 5.3, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-aceite.

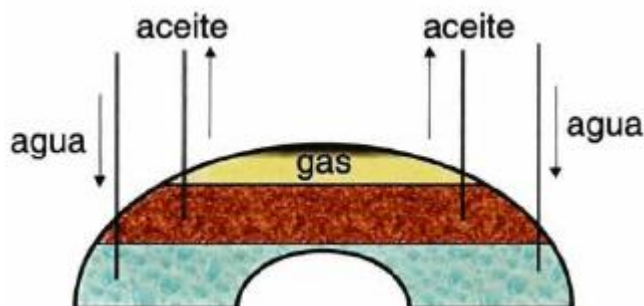


Figura 5.3. Esquema de inyección periférica de agua.¹⁹

Características:

1. Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo, favorece la inyección de agua.
2. Los Pozos de inyección se colocan en el acuífero fuera de la zona de aceite.

Ventajas:

1. Se utilizan pocos pozos.
2. No se requiere de la perforación de pozos adicionales ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectores. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.
3. No es indispensable una buena descripción del yacimiento, para iniciar el proceso de invasión con agua por los flancos.
4. Buena recuperación con un mínimo de producción de agua. En este tipo de proyecto, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores. Esto disminuye los costos de las instalaciones de producción de superficie, para la separación agua aceite.

Desventajas.

1. Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el aceite.
2. No es posible llevar un seguimiento detallado del frente de invasión, como lo es hacerla con la inyección de agua en arreglos.
3. En algunos yacimientos, no es posible mantener la presión en la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de los yacimientos.
4. Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el yacimiento.
5. El proceso de invasión y desplazamiento es lento y por lo tanto, la recuperación de la invasión es a largo plazo.

B) Inyección dispersa o en arreglos.

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de aceite. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo/gas) del medio poroso invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de aceite a través de un número determinado de pozos que forman un arreglo geométrico con los pozos productores/inyectores. La Figura 5.4 muestra un ejemplo para un arreglo de 7 pozos “normal”, 6 inyectores, 1 productor.¹⁹

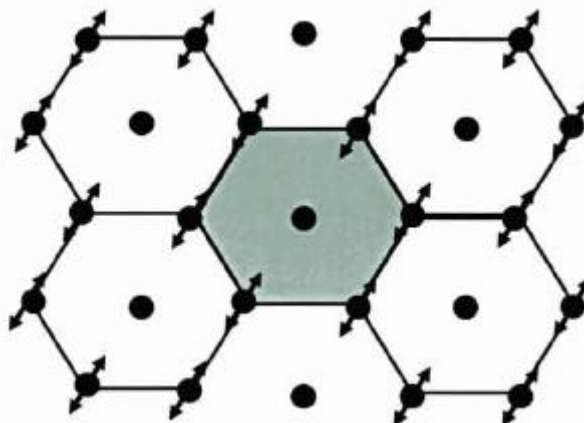


Figura 5.4 Arreglo normal de 7 pozos, 6 pozos inyectores y un pozo productor al centro del arreglo.¹⁹

Características:

1. La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las formaciones, de la permeabilidad, de la porosidad y del número y posición de pozos existentes.
2. Se emplea, particularmente, en yacimientos con poco echado y gran extensión areal.
3. Al fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectores, o se perforan pozos inyectores interespaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase inicial de desarrollo.¹⁹

Ventajas:

1. Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajo buzamiento y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos, debido a que la distancia inyector-productor es pequeña. Esto es muy importante en yacimientos de baja permeabilidad.
2. Rápida respuesta del yacimiento.
3. Elevada eficiencia de barrido areal.
4. Permite un buen control del frente de invasión y del factor de recuperación.

5. Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre la recuperación.
6. Rápida respuesta en presiones.
7. El volumen de la zona de aceite desplazado es grande en un período corto.

Es importante señalar que la práctica de arreglos geométricos regulares, para ubicar los pozos inyector, es algo cada día se usa menos, ya que con los avances en la caracterización de yacimientos, al tener una buena idea de las características de flujo y la descripción sedimentológica, es posible ubicar productores e inyector en forma irregular, pero aprovechando al máximo el conocimiento de las características del yacimiento y optimizando el número de pozos.¹⁹

5.2.2 Inyección de CO₂

Se dice que un fluido es miscible cuando al mezclarse entre ellos en cualquier porción, no se forma una interfase entre ellos, es decir coexisten en una sola fase.

Los procesos de miscibilidad se pueden clasificar en:

- Recuperación Mejorada miscible por inyección de Dióxido de Carbono CO₂.
- Recuperación Mejorada miscible por inyección de hidrocarburos ligeros.

El dióxido de carbono es altamente soluble en agua, por tal razón una parte del CO₂ inyectado es un desplazamiento miscible se solubilizará con el agua de formación o en el agua inyectada con el CO₂.

Este gas puede ser inyectado ya sea en estado gaseoso de manera continua, o bien bajo forma de baches alternados con agua. En el caso de aceites ligeros se pueden obtener altas recuperaciones por los mecanismos de miscibilidad termodinámica.



Figura 5.5 Proceso de Recuperación con inyección de CO₂.

5.2.2.1 Características de la inyección de CO₂.

- Con aceites pesados la presión de miscibilidad prácticamente no puede ser alcanzada jamás.
- El CO₂ disuelto en aceite tiene un efecto en la movilidad del aceite y la reducción de la viscosidad mejoran sensiblemente la eficiencia de barrido.
- Las altas presiones son requeridas para comprimir el gas a una densidad en la cual llegue a ser buen solvente para los componentes ligeros de los aceites (Presión mínima de miscibilidad).
- La inyección de CO₂ miscible se puede obtener a presiones más bajas que con el uso de Nitrógeno.

5.2.2.2 Tipos de Inyección de CO₂.

A continuación se presentan los distintos tipos de inyección de CO₂.

- ▶ **Inyección Continua.**- Es la manera más simple. El CO₂ es inyectado de manera continua en el yacimiento hasta que la relación de gas producido con el aceite sea demasiado elevada para que el costo de producción se considere que ya no es económicamente el más viable.
- ▶ **Inyección de un bache de CO₂.**- Un cierto volumen (de 10 a 80% del volumen poroso) es inyectado al yacimiento de tal manera que el desplazamiento pueda ser horizontal o vertical.
- ▶ **Inyección Alternada.**- Es el método más empleado. Pequeños baches de CO₂ (algún porcentaje del volumen poroso) son inyectados alternadamente con baches de agua. Tres parámetros controlan este procedimiento: el tamaño del bache, la relación de volumen de CO₂ inyectado, sobre el volumen de agua inyectada y el número de baches.
- ▶ **Inyección Cíclica.**- Se trata de un procedimiento de estimulación que es generalmente de aplicado a aceites pesados pero que se desarrolla cada vez más en yacimientos de aceite ligero y mediano. Algunos volúmenes de gas son inyectados en un pozo que se cierra inmediatamente. Durante esta fase, el efecto es tratar de disolver el máximo volumen de aceite, para posteriormente producirlo por la expansión del CO₂ disuelto. El ciclo de inyección-producción puede ser repetido.

5.2.2.3 Criterios a considerar en la inyección de CO₂.

A continuación se muestran los criterios para la implementación de la inyección de CO₂.

- ✓ Densidad del aceite mayor a 25° API.
 - ✓ Profundidad mayor a los 750 metros.
 - ✓ Saturación del aceite S_o, mayores al 25%.
 - ✓ Una composición del aceite con altos porcentaje de C₅ a C₂₀.
 - ✓ Viscosidades menores a 15 cp.
-

5.2.3 Optimización de la inyección de agua.

Otro punto importante durante el desarrollo del presente trabajo es la optimización de la inyección de agua. Como es sabido, el diseño de las mallas de recuperación secundaria utilizando los métodos clásicos de la ingeniería de yacimientos, no permiten considerar las heterogeneidades de los yacimientos, con sus variados efectos sobre el comportamiento productivo. Se produce, sin que el diseño lo haya previsto, severas canalizaciones de agua o falta de respuesta del aceite, etc., que condicionan los procesos de recuperación secundaria.

Hay que reconocer que se deben utilizar modelos que reflejen estas heterogeneidades empleando simulación numérica, sin embargo se ha considerado que los esfuerzos requeridos para su implementación son muy grandes. Con la simulación en las líneas de flujo, los esfuerzos son notablemente menores e integrando de una manera conceptualmente clara y precisa las características estáticas y dinámicas de los yacimientos.

Se puede decir que la simulación de las líneas de flujo, para procesos de recuperación secundaria tiene las siguientes ventajas frente a los métodos de diferencias finitas:

- Mayor rapidez y menor requerimiento de memoria operativa.
- Mejor visualización y conceptualización del acoplamiento inyector/productor.
- Mejor identificación de las áreas de drene.
- Manejo más fácil de los modelos geológicos.

La simulación de las líneas de flujo puede considerarse un proceso innovador con investigaciones y desarrollos actuales variados, llevados a cabo por grupos de tecnología avanzada y por universidades prestigiadas.

A medida que se incrementa la necesidad de una presentación más adecuada de la realidad geológica y de los movimientos de los fluidos en los yacimientos, los modelos numéricos resultan cada vez más complejos. Los programas de simulación numérica dinámica que se basan en cálculos con diferencias finitas o de elementos finitos se ven forzados a brindar soluciones a una escala “gruesa” debido a las limitaciones habituales de hardware, como puede ser la cantidad de memoria operativa y a los tiempos aceptables para las corridas (por el tamaño de las celdas).

La Simulación Numérica Dinámica en Líneas de Flujo (SNDLF) constituye una alternativa innovadora y muy atractiva que permite el manejo de modelos dinámicos es una escala “fina” ya que al desacoplar la geometría y la heterogeneidad del flujo de las ecuaciones de transporte resultan, computacionalmente más rápidos y eficientes en la solución de problemas dominados por flujos convectivos (sistemas no altamente compresibles).

La simulación en las líneas de flujo comienza resolviendo las ecuaciones de flujo mediante la obtención de un campo tridimensional de presiones considerando las propiedades de las rocas, fluidos y condiciones del entorno. Posteriormente, se trazan las líneas de flujo siguiendo el gradiente de presiones en forma tangencial al campo vectorial de velocidad total y plantea la ecuación de transporte de fluidos, aplicando la ley de Darcy correspondiente, a lo largo de la línea de flujo en forma unidimensional.

Para ello sustituye en esa ecuación las variables X, Y y Z por una variable T, llamada tiempo de vuelo T, que representa el tiempo que un trazador neutral requiere para alcanzar el punto “s” de la línea de flujo. De esta forma las líneas de flujo dejan de ser sensibles a la forma y al tamaño de los bloques.

A continuación se resuelve una ecuación de balance de materia en cada línea de flujo para mover la composición del fluido en el tiempo, se mapea esa composición a lo largo de cada línea y finalmente se distribuye el fluido en la vertical considerando el efecto gravitatorio y volviendo a mapear en la malla 3D. Así, automáticamente, se vuelve a comenzar el ciclo resolviendo el campo de presiones en cada paso temporal deseado.

Todo este proceso de simulación es rápido, lo que permite tener una gran discretización espacial y por lo tanto, representar en mayor medida la heterogeneidad de los yacimientos de manera más cercana a la realidad.

Merece destacarse, que en los modelos de líneas de flujo, el fluido es transportado en la dirección de los gradientes de presiones, a lo largo de las líneas de flujo y que la traza de la línea de flujo y el tiempo permiten identificar los bloques que requerían ser “modificados” en un eventual proceso de ajuste histórico. Sin embargo, cabe mencionar que la resolución de las líneas de flujo considera que estas no cambian significativamente con el tiempo, cosa que si ocurre con los sistemas altamente compresibles, donde, por lo tanto, los métodos de diferencias finitas son superiores.

Las principales aplicaciones de la Simulación Numérica Dinámica de Líneas de Flujo resulta exitosa son las siguientes:

- Clasificación de grandes modelos geológicos para la caracterización temprana de yacimientos.
- Calibración de modelos geológicos en escala fina para evaluarlos procedimientos geoestadísticos, realizando sensibilidades a distintos parámetros.
- Evaluación, optimización y seguimientos de la recuperación secundaria utilizando nuevos parámetros, función de las propiedades estáticas y dinámicas de los yacimientos nuevos, como son las líneas de flujo y las conectividades entre inyectores y productores
- Optimización de la localización de pozos ínter-distanciados.
- Ajuste histórico integral del modelo estático-dinámico en escala fina.

En general, los métodos clásicos de la ingeniería de yacimientos permiten dar una respuesta promedio rápida de comportamiento dinámico de un yacimiento durante la inyección de agua. Sin embargo, no suelen ser representativos de las heterogeneidades que siempre están presentes en los yacimientos de petróleo. Además, no son muy flexibles para modificar las condiciones de explotación y/o de inyección tanto en los pozos como en grupos de ellos.

La simulación numérica dinámica es una herramienta que supera las limitaciones mencionadas de los métodos clásicos, aunque presenta la dificultad de requerir una mayor cantidad de información cuyas incertidumbres deben estar acotadas. En consecuencia, con la simulación numérica dinámica es posible determinar las heterogeneidades que representan las propiedades petrofísicas en el yacimiento, así

como también los diferentes cambios en las condiciones de explotación y/o inyección de los pozos o grupos de ellos.

5.3 Fracturamiento Hidráulico.

El fracturamiento hidráulico, es una técnica de estimulación de pozo, diseñada para incrementar la productividad de los pozos creando fracturas altamente conductivas o canales en una formación productora circundante al pozo.³²

El primer fracturamiento hidráulico fue realizado en Kansas, a finales de la década del 40 y el propósito fue incrementar la producción en un pozo marginal. En la década del 50, realizar este tipo de tratamientos tiene un gran impacto tanto en pozos de aceite como en pozos de gas. Posteriormente, a mediados de la década de los 80 se incrementa el uso del fracturamiento hidráulico, como el resultado del conocimiento científico y de los modelos del comportamiento de la fractura en la formación productora; además ayudo el hecho de realizar fracturamiento hidráulico masivo (MHF, Massive Hydraulic Fracturing). La tendencia en estas décadas fue fracturar formaciones de baja permeabilidad.³²

El proceso normalmente envuelve dos pasos básicos:

1. Inyectar el fluido con una presión y gasto suficiente para romper la formación, creando así una grieta (fractura) en la roca.
2. Posteriormente colocar el material apuntalante en la formación, para mantener abierta la pared de la fractura, por la fuerza que tienden a cerrar las fracturas.

Si la estimulación se produce, el apuntalante debe tener la suficiente resistencia mecánica para proporcionar el esfuerzo al cierre y que provea también una alta permeabilidad, apoyada en la fractura.

La fractura de una roca se realiza perpendicularmente al mínimo esfuerzo y por lo tanto en la mayoría de los pozos, la fractura es vertical. Si la tasa de bombeo se mantiene superior a la tasa de pérdida de fluido en la fractura, entonces la fractura se propaga y crece, como se observa en la Figura 5.6.

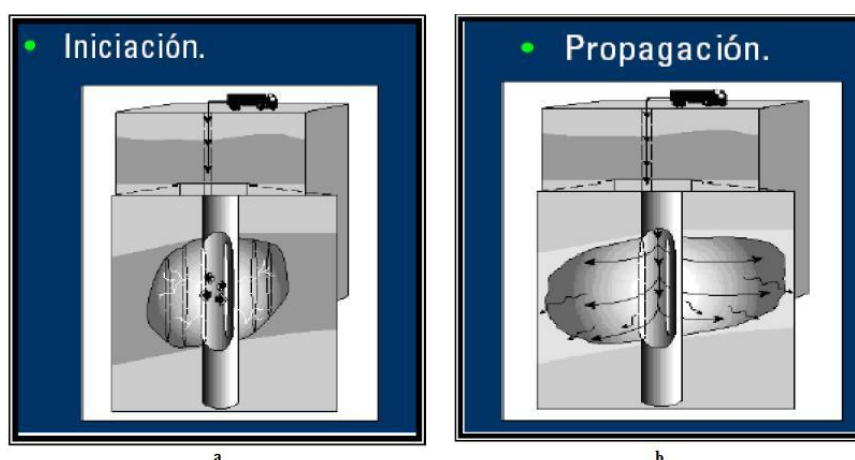


Figura 5.6

- a) Presión de fracturamiento de la roca en la formación productora.
 b) Propagación de la fractura en la formación productora³²

Inicialmente se inyecta solamente fluido fracturante porque la mayor pérdida está en las vecindades del pozo, posteriormente comienza a abrirse la fractura y es necesario que el material soportante comience a ingresar a ella, como se observa en la Figura 5.5 b.

Al final de un tratamiento, la fractura se encuentra llena del material soportante o apuntalante, en una adecuada concentración, tal que no permita el cierre de la fractura. Finalmente, para concluir el proceso de tratamiento por fracturamiento en un pozo, se bombea un volumen de fluido con el objeto de realizar la limpieza del exceso del material apuntalante del pozo.

5.3.1 Monitoreo de Fracturas.

Como lo vimos en el desarrollo de uno de los capítulos anteriores, un adecuado conocimiento de la geometría y el comportamiento de las fracturas hidráulicas nos permiten aumentar la efectividad de los tratamientos de estimulación, la productividad de los pozos y la recuperación de hidrocarburos. Si bien los métodos sísmicos de caracterización de fracturas hidráulicas existen desde hace varios años, los nuevos equipos y técnicas de procesamiento sísmico hacen que este tipo de monitoreo sea hoy más efectivo que en el pasado.²⁹

Si bien rutinariamente se utilizan métodos indirectos de respuestas de pozos –modelado de fracturas utilizando análisis de la presión neta, pruebas de pozos y análisis de datos de producción- para inferir la geometría y productividad de las fracturas hidráulicas, ahora es factible obtener mediciones de la respuesta de la formación al fracturamiento para cuantificar la geometría, complejidad y orientación de las fracturas.

Si bien el incremento de la productividad o inyectabilidad de un yacimiento estimulado puede implicar el éxito de un tratamiento, no necesariamente significa que los modelos de yacimientos y fracturamiento hayan pronosticado correctamente el resultado.²⁹

En yacimientos de baja permeabilidad que es nuestro caso, sin lugar a dudas es el tipo de yacimiento mas comúnmente estimulado por fracturamiento hidráulico, los especialistas de la industria han establecido que la longitud de la fractura es el factor decisivo en lo que respecta al incremento de la productividad y la recuperación. Desde el punto de vista del desarrollo de los yacimientos, contar con un razonable de la geometría y la orientación de las fracturas hidráulicas es crucial para determinar el espaciamiento entre pozos y concebir estrategias de desarrollo de campos petroleros concebidas para extraer más hidrocarburos. Además, el modelado del yacimiento se mejora con un profundo conocimiento de las fracturas hidráulicas efectuadas en el campo.

Las fracturas hidráulicas tienden a propagarse de acuerdo con las direcciones de los esfuerzos actuales y los planos de debilidad preexistentes, tales como las fracturas naturales. Las orientaciones de los sistemas fracturas naturales reflejan regímenes de esfuerzos antiguos y posiblemente localizados. En yacimientos de baja permeabilidad, los efectos combinados de las fracturas naturales e hidráulicas son en gran medida responsables del mejoramiento de la productividad de los pozos horizontales cuando se compara con la producción de pozos verticales.²⁹

Los ingenieros especialistas en estimulación utilizan simuladores de fracturas hidráulicas para diseñar y pronosticar los tratamientos de estimulación por fracturamiento óptimos. Los datos de entrada básicos para estos modelos incluyen las propiedades de los fluidos y de los apuntalantes, el esfuerzo al cierre, la presión del poro, la permeabilidad de la formación y las propiedades mecánicas de las rocas, tales como la relación de Poisson y el módulo de Young.

El modelado de las fracturas constituye una parte necesaria del diseño de los tratamientos de estimulación y del proceso de mejoramiento. No obstante, hasta los modelos más complejos resultan deficientes en términos de predicción de la realidad.

Existen diversos métodos para evaluar la geometría de las fracturas hidráulicas antes, durante y después de la creación de la fractura, Figura 5.7.

Capacidades y limitaciones del diagnóstico de fracturas									
Grupo	Método de diagnóstico de fracturas	Limitaciones principales	Capacidad para estimar					Conductividad	
			Longitud	Altura	Asimetría	Ancho	Azmut		Echado
Campo lejano, durante el tratamiento de fracturamiento	Mapeo con inclinómetro de superficie	<ul style="list-style-type: none"> No puede resolver dimensiones de fracturas individuales y complejas La resolución de mapeo se reduce con la profundidad (azmut de la fractura $\pm 3^\circ$ a una profundidad de 3,000 pies y $\pm 10^\circ$ a una profundidad de 10,000 pies) 							
	Mapeo con inclinómetro de fondo de pozo	<ul style="list-style-type: none"> La resolución de la longitud y la altura de la fractura disminuye al aumentar la distancia al pozo de observación Limitado por la disponibilidad de pozos de observación potenciales No se dispone de información sobre distribución del apuntalante y geometría efectiva de la fractura 							
	Mapeo microsismico	<ul style="list-style-type: none"> Limitado por la disponibilidad de pozos de observación potenciales Depende de la corrección del modelo de velocidad No se dispone de información sobre distribución del apuntalante y geometría efectiva de la fractura 							
Región vecina a l pozo, después del tratamiento de fracturamiento	Trazadores radiactivos	<ul style="list-style-type: none"> Medición en el volumen de la región vecina al pozo Provee sólo un límite inferior para la altura de la fractura si la fractura y la trayectoria del pozo no están alineadas 							
	Adquisición de registros de temperatura	<ul style="list-style-type: none"> La conductividad térmica de las diferentes formaciones puede variar, sesgando los resultados de los registros de temperatura El registro posterior al tratamiento requiere pasos múltiples dentro de las 24 horas posteriores al tratamiento Provee sólo un límite inferior para la altura de la fractura si la fractura y la trayectoria del pozo no están alineadas 							
	Adquisición de registros de producción	<ul style="list-style-type: none"> Provee información sólo sobre zonas o disparos que contribuyen a la producción en aplicaciones en pozo entubado 							
	Adquisición de registros de imágenes de la pared del pozo	<ul style="list-style-type: none"> Sólo se corre en agujero descubierto Provee la orientación de la fractura sólo cerca del pozo 							
	Video de fondo de pozo	<ul style="list-style-type: none"> Se corre mayormente en pozos entubados y provee información sólo sobre zonas o disparos que contribuyen a la producción en aplicaciones en pozo entubado Muchos poseen aplicaciones en agujero descubierto 							
Basado en modelos	Análisis de fracturas por presión neta	<ul style="list-style-type: none"> Los resultados dependen de las suposiciones del modelo y de la descripción del yacimiento Requiere "calibración" con observaciones directas 							
	Pruebas de pozos	<ul style="list-style-type: none"> Los resultados dependen de las suposiciones del modelo Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y de la presión de yacimiento 							
	Análisis de producción	<ul style="list-style-type: none"> Los resultados dependen de las suposiciones del modelo Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y de la presión de yacimiento 							

Figura 5.7 Capacidades y limitaciones de las técnicas de diagnóstico de fracturas hidráulicas indirectas y directas.²⁹

La precisión de las técnicas indirectas de respuestas de pozos está relacionada con la precisión de los modelos de fracturas de los yacimientos que generan la predicción. La

forma más común de juzgar la eficiencia de la aplicación del tratamiento y su geometría resultante es a través de la realización de un análisis de la presión neta del fracturamiento inmediatamente después, o incluso durante, el tratamiento. El resultado de este análisis está íntimamente relacionado con la presión del tratamiento y en consecuencia, se deteriora cuando no se cuenta con datos de presión de fondo de pozos reales. Desafortunadamente, en un gran porcentaje de las operaciones, la presión del tratamiento se mide en superficie-correctada por la carga hidrostática y las caídas de presión por fricción dentro de la tubería. La presión del yacimiento se mide con más precisión en el fondo del pozo; sin embargo, hasta los datos de presión de tratamiento precisos no reflejan necesariamente la geometría de la fractura.

Se han utilizados métodos referidos a la región vecina al pozo para investigar la presencia de fracturas hidráulicas. Estos métodos incluyen trazadores radioactivos y registros de temperatura y producción. La limitación de estos métodos radica en que obtienen mediciones en una región situada en el pozo o cerca de éste, pudiendo no ser representativas de lo que sucede lejos del pozo.

Con las técnicas de monitoreo de fracturas se utiliza el mapeo de las fracturas del campo lejano que incluyen los inclinómetros de superficie y de fondo de pozo y el monitoreo macrosísmico. Los inclinómetros miden la inclinación o la deformación, inducidas por las fracturas hidráulicas, mediante la colocación de estos dispositivos en un arreglo de pozos someros-de 6 a 12 m [20 a 40 pies] de profundidad- se mide la deformación inducida por la creación de las fracturas. A partir de estos de superficie, se construye un mapa de la deformación de la superficie, lo que permite la estimación del azimut, el echado, la profundidad y el ancho de la fractura hidráulica.

Los inclinómetros de fondo se despliegan en los pozos de observación cercanos, a una profundidad similar a la de la fractura que se propaga que el método de superficie, las mediciones de la geometría de la fractura tienden a ser más exactas e incluyen el azimut, la longitud y el ancho de la fractura hidráulica. El éxito de los métodos que utilizan inclinómetros comúnmente depende de la relación espacial existente entre los inclinómetros –de superficie o de fondo de pozo-y el pozo de tratamiento, Figura 5.8.

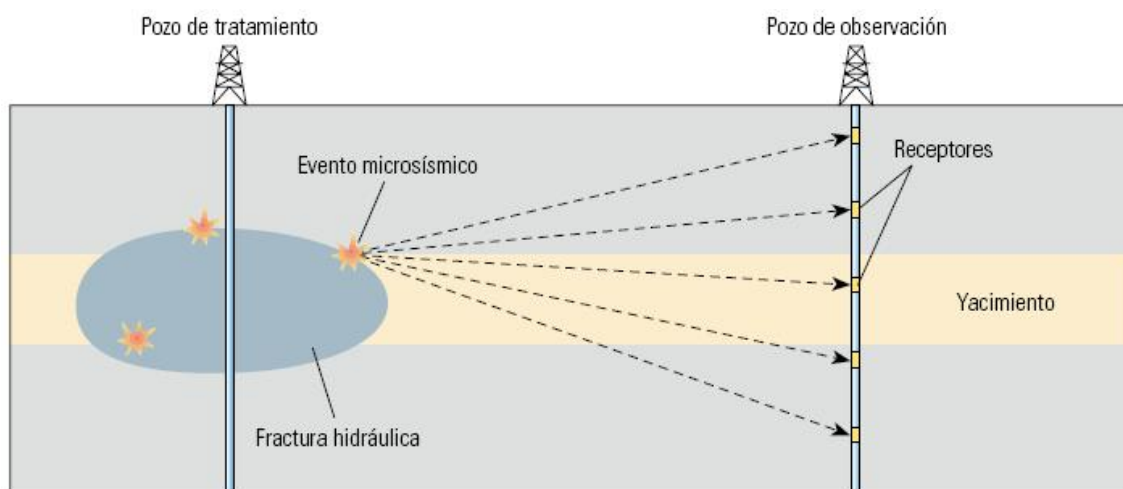


Figura 5.8 Inclinómetro y métodos microsísmicos de monitoreo de fracturas.²⁹

5.4 Perforación de pozos no convencionales.

Como se menciona anteriormente en el capítulo del campo Spraberry, el uso de la perforación de pozos no convencionales, en este caso pozos horizontales, a continuación se mencionan los diferentes tipos de pozos no convencionales.^{20, 24.}

5.4.1. Perforación Direccional.

La tecnología de perforación direccional tuvo sus inicios en la década de los 20. En el año de 1930 se perforó el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California. En 1934 se perforó el primer pozo de alivio en Conroe Texas. En nuestro país, el primer pozo direccional registrado fue perforado en 1960 en las Choapas, Veracruz.²⁰

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. En el inicio, esta tecnología surgió como una operación de remedio. Se desarrolló de tal manera que ahora se considera una herramienta para la optimización de yacimientos. Comprende aspectos tales como:

- Tecnología de pozos horizontales.
- Pozos de alcance extendido.
- Pozos multilaterales.
- El uso de herramientas que permiten determinar la inclinación y dirección de un pozo durante la perforación del mismo (MWD).
- Estabilizadores y motores de fondo
- Barrenas bicéntricas.

5.4.2 Razones para perforar un pozo horizontal.

La perforación direccional de un pozo petrolero, ya sea debido a problemas de perforación o a consideraciones económicas, tienen muchas aplicaciones. A continuación se mencionan algunas de las más comunes.²⁰

En la Figura 5.9 se muestra un ejemplo típico de la situación de control de trayectoria. Aquí, una estructura se ubica por completo debajo de un lago. El pozo 1, perforado sobre una parte de la estructura que no se encuentra debajo del lago, puede ser perforado desde tierra como un pozo con control de la desviación. Si embargo para desarrollar el resto del campo, se necesitará de la perforación horizontal. Se podrían perforar pozos verticales desde embarcaciones o también desde plataformas, terminando los pozos sobre el lecho del lago o bien desde una plataforma flotante o fija. Los aspectos económicos de estas opciones pueden ser menos atractivos que la perforación de pozos direccionales desde alguna localización terrestre.

En varias ocasiones se han descubierto campos debajo de zonas urbanas y la única manera de desarrollarlos de manera económica ha sido perforando direccionalmente. También se están perforando pozos de alcance extendido con desplazamientos horizontales de más de 10,000 m y con miras a incrementarse.

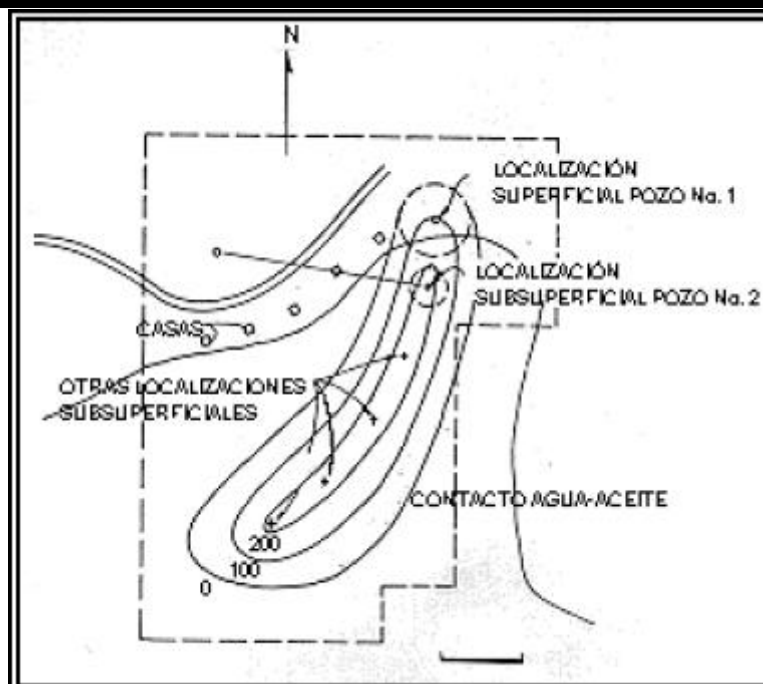


Figura 5.9 Vista en planta de un yacimiento típico de aceite y gas debajo de un lago, mostrando como se pueden utilizar los pozos direccionales para desarrollar el campo²⁰.

5.4.3 Perforación horizontal, multilateral y de alcance extendido.

Dentro del desarrollo de la perforación de pozos, se cuenta con la tecnología de la perforación horizontal, se encuentra la tecnología de la perforación horizontal. Esta aplica la combinación de diferentes tecnologías con un solo objetivo. De esta tecnología, se deriva la perforación multilateral. Hoy en día ambas están enfocadas para su aplicación en la perforación de nuevos objetivos de un yacimiento, explotado con pozos convencionales.

Cuando se desean incrementar los volúmenes drenados o reducir las inversiones con la perforación de pozos adicionales, pueden utilizarse pozos horizontales como buena alternativa de explotación óptima de los yacimientos. Esto se sustenta en que la productividad de los pozos horizontales llega a ser mayor que la de uno vertical. Comunican una mayor área de la formación productora, atraviesan fracturas naturales, reducen las caídas de presión y retrasan los avances de los contactos agua-aceite o gas-aceite.²⁰

La planeación y construcción de estos proyectos requieren de la integración de grupos multidisciplinarios. Formados por ingenieros de perforación, geólogos, petrofísicos y expertos de la compañía de servicios. Se contemplan todos los planteamientos que se necesitan, no solo en el diseño de la perforación y terminación, sino también en los requerimientos de la perforación direccional, horizontal y multilateral, más específicamente, en la etapa de terminación y futuras intervenciones de reparación del pozo.

El proceso de optimizar el desarrollo del campo, debe resultar de la toma de decisiones de dónde, cuándo y cómo debería ser aplicada esta tecnología. También hay que considerar cuál es la manera de asegurar la mayor posibilidad de éxito.

Hablar del proceso multilateral es hablar de la aplicación de la tecnología de pozos multilaterales lo cual puede observarse mediante el siguiente procedimiento:

1. Identificación del potencial de la tecnología de multilaterales.
2. Requisitos del sistema.
3. Selección del sistema / Propuesta técnica.
4. Operaciones.
5. Vida útil del pozo.

Los estudios de factibilidad-capacidad deben involucrar las 5 fases antes mencionadas. Es necesario que se tenga un entendimiento de las capacidades de los sistemas que están disponibles. En cierta manera, eso es esencial en la fase 1 para asegurar que las optimizaciones potenciales no sean ignoradas. Lo recomendable es involucrar desde un principio a todas las áreas que van intervenir en el proyecto, para fortalecer la idea de que el potencial completo de esta nueva tecnología se aplique.²⁰

El éxito de la perforación horizontal y multilateral es llevado a cabo por la integración conjunta del personal para involucrarse desde el inicio de un proyecto. Se tiene que partir de un proceso bien específico.

La perforación horizontal es el proceso de dirigir la barrena durante la perforación de un pozo en una dirección y orientada aproximada de 90° con respecto a la vertical para lograr extenderse varios cientos de metros dentro del yacimiento con el fin de alcanzar cuatro objetivos principales.²⁰

1. Incremento de la producción primaria (aumento en los gastos de producción).
2. incremento de la producción secundaria (incremento de las reservas).
3. Recuperar la producción primaria y secundaria.
4. Reducir el número de pozos verticales requeridos para el desarrollo del campo.

La perforación multilateral es el proceso de perforación múltiple de varios pozos con el fin de incrementar el área de drene del yacimiento, es decir, perforar uno o varios ramales (laterales) en varias direcciones dentro de la sección horizontal, vertical o direccional y lograr el incremento de eficiente de la de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de contaminación en superficie.

En el caso de re entradas, éstas son las operaciones de perforación y terminación que se realizan por medio de side-tracks (apertura de ventanas en TR's.) y desde le mismo agujero en pozos productores ya existentes, cuando se tienen varios horizontes si ser explotados.²⁰

El número de ramales varía de dos a ocho, dependiendo de las expectativas de producción y de la evaluación del yacimiento, teniendo como objetivo principal el incremento de la producción de reservas de hidrocarburos a un bajo costo. La Figura 5.10 es una representación esquemática de la perforación horizontal y multilateral.

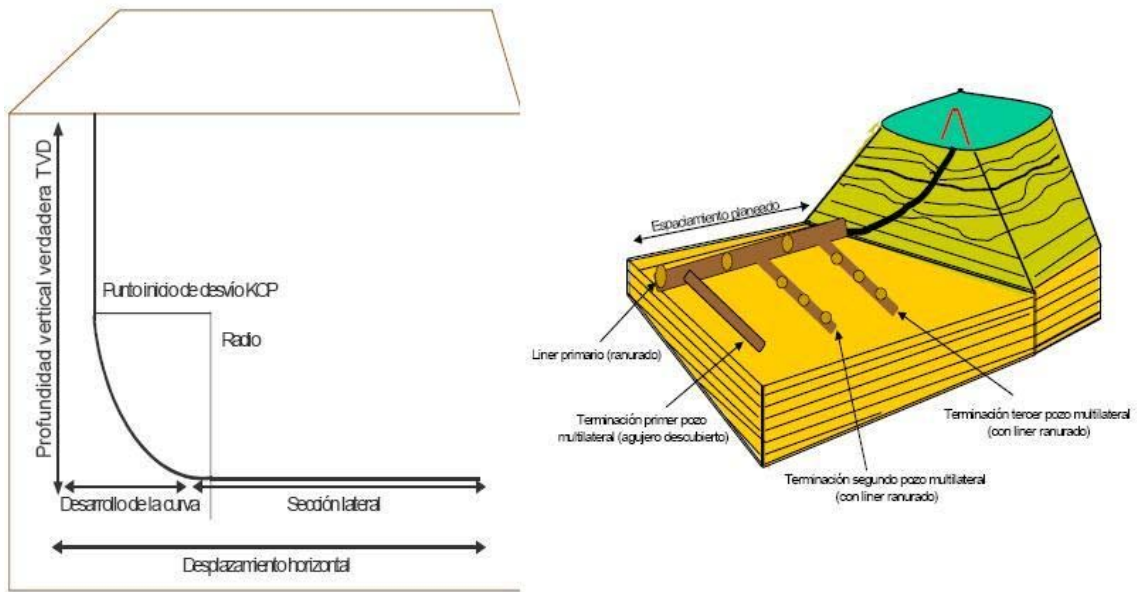


Figura 5.10 Representación esquemática de la perforación horizontal y multilateral.²⁰

A continuación se mencionan los yacimientos más comunes para la aplicación de la perforación horizontal y multilateral.²⁰

- Formaciones naturalmente fracturadas.
- Formaciones de baja permeabilidad.
- Fracturamiento hidráulico múltiple.
- Yacimientos de aceite de espesores estrechos (delgados).
- Yacimientos con problemas potenciales de conificación de agua y gas.
- Yacimientos de aceite pesado y alta viscosidad.
- Yacimientos estrechos o cerrados con permeabilidad menor a 1 md.

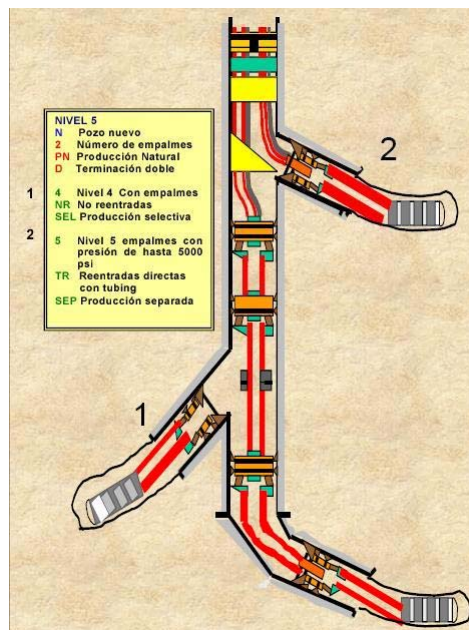


Figura 5.11 Nivel 5. Pozo multilateral cementado con integración de presión.²⁰

5.5 Instalación de estranguladores de fondo.

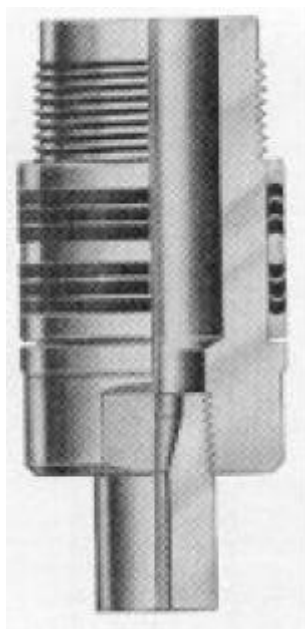
Los estranguladores, orificios o reductores, no son otra cosa que un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir el flujo y aplicar una contrapresión. Los estranguladores sirven para controlar la presión de los pozos, regulando la producción de aceite y gas para controlar la invasión de agua o arena. En ocasiones sirven para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura; así mismo puede ayudar a conservar la energía del yacimiento, asegurando la declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluyente.³³

El estrangulador puede ser instalado en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución o en el fondo de la tubería de producción.

El estrangulador de fondo es una restricción que esta anclada en la parte inferior de la tubería de producción. El estrangulador de fondo controla la presión y restringe el flujo para regular el gasto y la relación gas-aceite.³³

Los estranguladores de fondo se pueden instalar de dos maneras:

- a) Estranguladores que se alojan en un dispositivo denominado “niple de asiento” que va conectado en el fondo de la TP. Estos estranguladores pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería, o bien manejados con línea de acero operada desde la superficie.
- b) Estranguladores que se aseguran en la TP por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería y que es accionado con línea de acero.



*Figura 5.12 Estrangulador de fondo.*³³

5.6 Bombeo Neumático No Convencional Autoabastecido.

El levantamiento artificial por gas se caracteriza por inyectar un gas de manera continua o intermitente en un punto determinado del aparejo de producción, resultando en una reducción en el gradiente de flujo natural de los fluidos del yacimiento y reduciéndose de esta manera el componente hidrostático de la columna de fluidos desde el punto de inyección hasta la superficie. El propósito es llevar los fluidos hasta la superficie a una presión en la cabeza deseable, esto debido a que la presión en el yacimiento no es lo suficiente para dar la energía necesaria a los fluidos producidos.²⁶

Los beneficios que se obtienen al inyectar gas son, entre otros:

- Incrementar el gasto de producción al disminuir el peso de la columna hidrostática y consecuentemente, la contrapresión en la formación.
- Cambiar la distribución vapor-líquido (régimen de flujo) a uno con mejor mezclado y reducida retención de líquidos.

La manera convencional de incorporar el gas a la columna de fluidos producidos es mediante la inyección por el espacio anular (e.a.) o por el interior de la tubería de producción el gas proveniente de un gasoducto a alta presión, siendo las válvulas de bombeo neumático el mecanismo mediante el cual se permite el paso del gas ya sea de manera continua o intermitente:

- A) Para inyección continua de gas, una “válvula operante” es utilizada para inyectar la cantidad apropiada de gas a una presión en la tubería de producción deseable en el punto de inyección. Este método de inyección continua de gas es utilizado en pozos cuya productividad es alta.
- B) La inyección intermitente puede emplearse en un solo punto o en puntos múltiples de inyección, para lo cual primeramente un bache de líquido deberá formarse por arriba del punto de inyección. Posteriormente la válvula abre, desplazando el líquido hasta la superficie. La válvula permanece abierta hasta que el bache llega a la superficie y posteriormente cierra, permitiendo que nuevamente se forma otro bache para nuevamente reiniciar el ciclo.

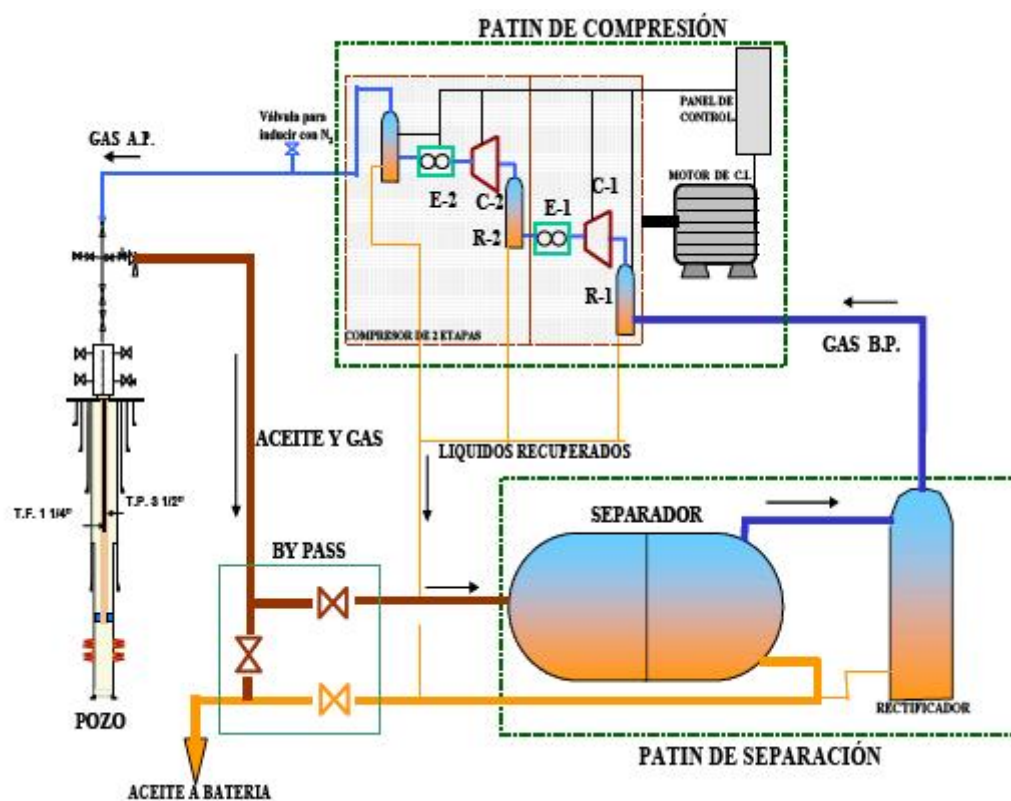
En un sistema de bombeo neumático autoabastecido, en el diseño de las instalaciones superficiales se debe contemplar un circuito cerrado para el gas, es decir, que el gas que se inyecte al pozo sea recuperado en superficie para que nuevamente se reutilice, de tal modo que el único gas que se consuma sea el que utilice el compresor como combustible.²⁶

Para diseñar las instalaciones superficiales se puede utilizar un simulador de procesos, con lo cual se logra determinar el diseño adecuado para este fin.

A continuación se da una breve descripción de los componentes que integran el sistema.

- **Separador bifásico.** La finalidad de la instalación de un separador bifásico es la de separar la fase líquida de la fase gaseosa, la fase líquida será enviada a la batería en donde, finalmente será depositada en tanques de almacenamiento. La fase gaseosa será comunicada al compresor.
-

- **Compresor.** El compresor comprimirá el gas, succionándolo a una presión de entrada y de salida. El motor que utilizará el equipo puede ser del tipo de combustión interna a gas, el cual será tomado del mismo gas que se produce, es importante mencionar que este tipo de motores tiene una mayor flexibilidad en cuanto a la variación de la velocidad con que opera.
- **Colgador y tubería flexible.** El colgador tiene como función la de sostener a la tubería flexible, además de proporcionar un asilamiento entre ésta y el interior del aparejo de producción. La tubería flexible será el medio conductor por el cual se inyecte el gas desde la superficie.
- **Válvula de control de presión.** Se puede contemplar una válvula de control de presión a instalarse en la descarga del separador, de manera tal que controle la presión de descarga del separador, enviando el excedente de gas a la línea de descarga de líquidos del separador, después de la válvula de control de nivel.
- **Válvula reguladora de flujo.** Su principal función es la de regular el volumen de gas que el compresor comprimirá para posteriormente ser inyectado a la tubería flexible.
- **Válvula de control de nivel.** Como su nombre lo indica, esta válvula regula el nivel de líquido dentro del separador.
- **Medidor de placa de orificio.** Con la finalidad de cuantificar el gastop de gas que se inyecta al interior de la tubería flexible, así como el comportamiento d flujo del sistema.



*Figura 5.13 Diagrama de Instalación Típica del Sistema Integral de Bombeo Neumático Autoabastecido.*²⁶

El bombeo neumático autoabastecido es susceptible de ser aplicado en campos que cuenten con yacimientos productores de aceite y gas y no tengan infraestructura superficial de redes de bombeo neumático.

Es un sistema altamente rentable, de bajo costo y fácil de implementar. Mediante la aplicación de este sistema se pueden evitar grandes gastos por concepto de construcción y mantenimiento para infraestructura de transporte de gas, por lo que es una opción para campos de aceite cuyo potencial de producción sea bajo. Con la implementación de este sistema se reduce el riesgo que representa transportar gas a alta presión.²⁶

5.7 Macroperas.

Una opción para la optimización de las operaciones de perforación son las macroperas, que el sitio donde se perforan múltiples pozos desde una misma ubicación. El criterio para seleccionar la ubicación de una macroperas es similar a la de una pera.

Primero se realiza una revisión del sitio, del cual una serie de parámetros pueden ser establecidos, por ejemplo la capacidad de carga del terreno de la ubicación prevista, posibles rutas de acceso, restricciones de la superficie como, lagos, reservas naturales, la topografía en general posibles suministros de agua. El estudio permitirá la adecuada preparación de la futura locación, por ejemplo en tierra, un área pantanosa deberá ser cubierta con esteras de apoyo.^{20, 34.}

El tamaño de la instalación dependerá de los requerimientos operacionales y las posibles limitaciones impuestas por la locación. Esto deberá ser determinado por:

- El tipo de torre o mástil.
- La disposición de los equipos de perforación.
- El tamaño de la presa de residuos.
- La cantidad de espacio requerido para almacenaje de consumibles y equipo.
- El número de pozos a ser perforados.
- Si el sitio será permanente (en caso de que la perforación se desarrolle).

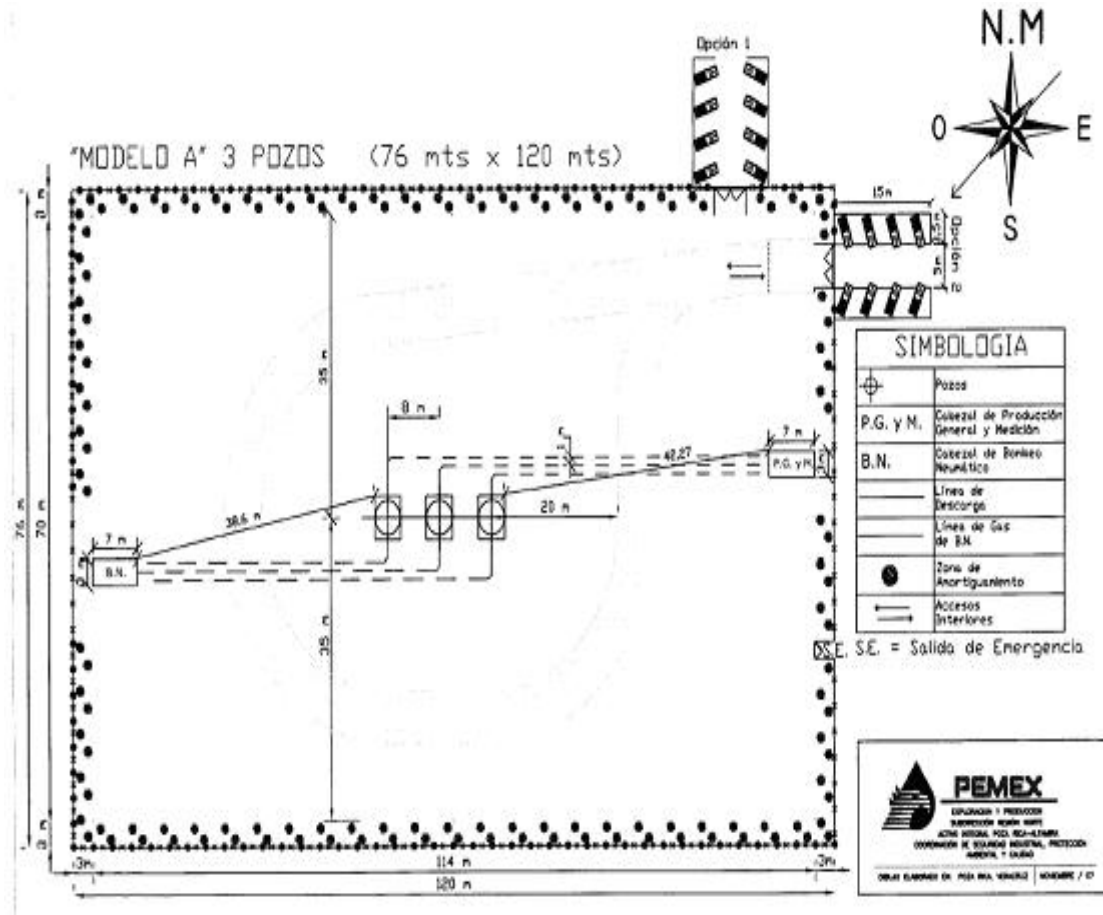
Una torre de perforación terrestre puede pesar más de 200 toneladas y es transportado en pequeñas cargas que se ensamblan en el lugar.

Dependiendo de las necesidades que se tengan existen varios modelos de macroperas, que a continuación se mencionan:

- ⇒ MACROPERA MODELO A 3 POZOS
 - ⇒ MACROPERA MODELO A 6 POZOS
 - ⇒ MACROPERA MODELO A 12 POZOS
 - ⇒ MACROPERA MODELO A 16 POZOS
 - ⇒ MACROPERA MODELO A 19 POZOS
 - ⇒ MACROPERA MODELO B 6 POZOS
 - ⇒ MACROPERA MODELO B 12 POZOS
 - ⇒ MACROPERA MODELO B 16 POZOS
 - ⇒ MACROPERA MODELO B 19 POZOS
 - ⇒ MACROPERA MODELO C 3 POZOS
 - ⇒ MACROPERA MODELO C 6 POZOS
-

- ⇒ MACROPERA MODELO C 12 POZOS
- ⇒ MACROPERA MODELO C 16 POZOS
- ⇒ MACROPERA MODELO C 19 POZOS
- ⇒ MACROPERA MODELO D 19 POZOS

A continuación se presentan un par de croquis de diferentes tipos de macroperas.



*Figura 5.14 Macropera Modelo A de 3 pozos.*³⁴

Como se puede observar esta es una de las macroperas pequeñas, en donde solo se tienen tres pozos. De la simbología del croquis podemos ver cuenta con:

- Tres Pozos
- Un cabezal de Producción General y Medición.
- Un cabezal de Bombeo Mecánico.
- Línea de Descarga
- Línea de Gas para Bombeo Neumático.

En la Figura 5.15 se observa la macroperas modelo D de 19 pozos, la cual cuenta con lo siguiente:

- 19 Pozos
- Tres cabezales de Producción General y Medición.
- Tres cabezales de Bombeo Neumático.
- Líneas de Descarga.
- Líneas de Gas para Bombeo Neumático.
- Un Compresor.
- Dos Separadores
- Dos Tanques de Almacenamiento.
- Un Quemador.

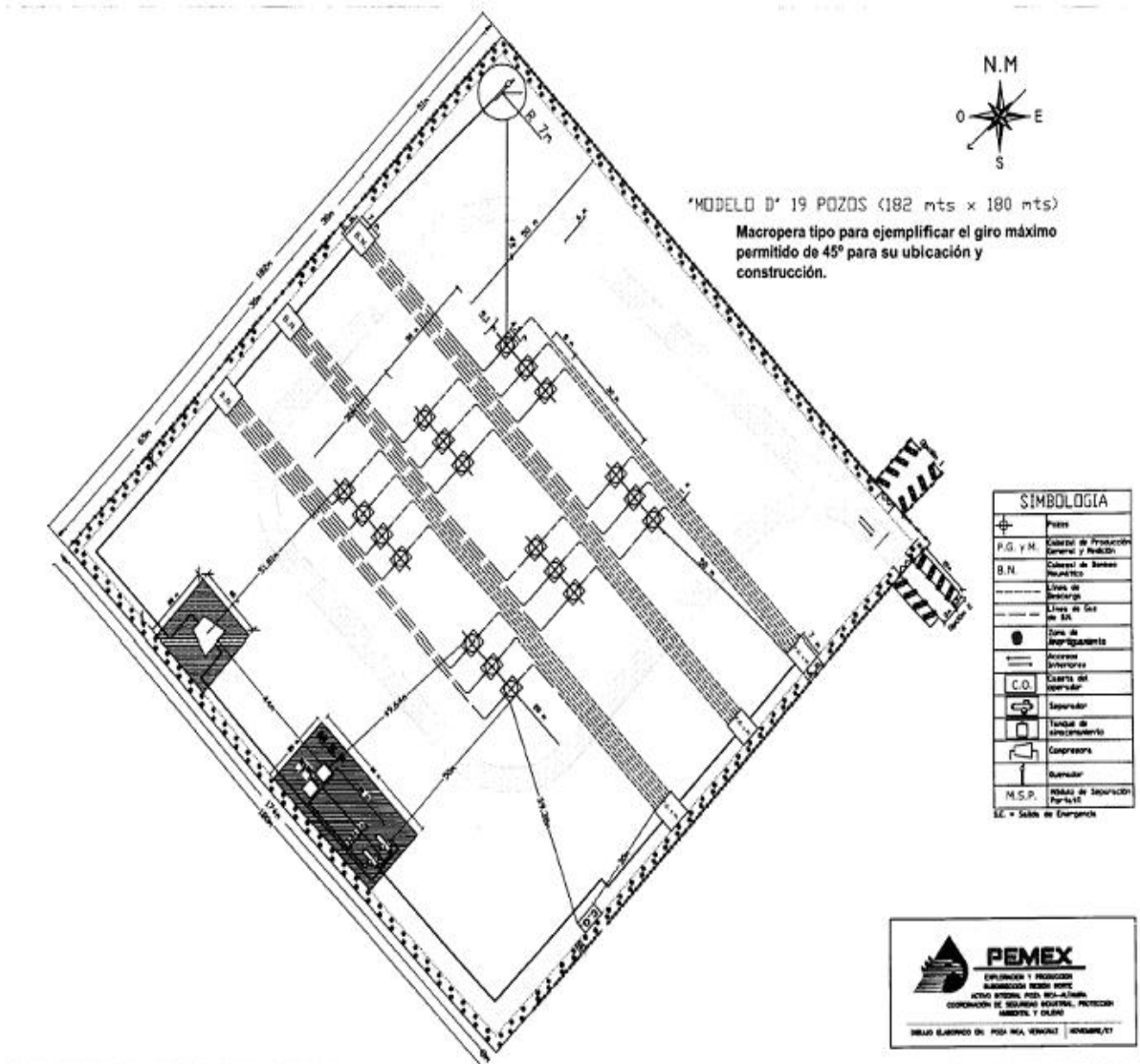


Figura 5.15. Macropera Modelo D, 19 pozos.³⁴

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

En este trabajo, se revisaron diferentes campos alrededor del mundo que presentan características similares al Paleocanal de Chicontepec, tales como baja permeabilidad y baja porosidad. Una vez analizados los datos se ha visto que la recompensa para México sería potencial y se obtendrían muy buenos resultados. Sin embargo, se requiere de inversión para el desarrollo óptimo del campo, a la vez de una detallada evaluación técnica y operacional. A continuación se mencionan algunas conclusiones y recomendaciones para tomarse en cuenta para obtener el máximo rendimiento de este campo.

- La producción acumulada de aceite en Chicontepec, se ve afectada por la calidad de la roca. La distribución de las facies, influye directamente en el flujo de fluidos.
- La evaluación apropiada, selección de equipos, procedimientos de instalación y el análisis de fallas en Chicontepec mejorará la vida productiva de algunos pozos.
- Los pozos no convencionales, como los horizontales, multilaterales y de alcance extendido, son más rentables en el proceso de explotar el campo, ya que reducen costos.
- El fracturamiento hidráulico, los sistemas artificiales de producción e inyección selectiva de agua, contribuiría a la optimización de la producción en el campo.
- El uso del fracturamiento hidráulico masivo es una técnica utilizada ampliamente en los yacimientos de baja porosidad y baja permeabilidad. Ya que con un diseño adecuado, la productividad suele aumentar.
- La utilización del Bombeo Neumático Autoabastecido, puede ser aplicado en campos que cuenten con yacimientos productores de aceite y gas y que no

tengan infraestructura superficial de redes de bombeo neumático. Es un sistema altamente rentable, de bajo costo y fácil de implementar.

- La simulación matemática es una herramienta que nos sirve para observar los diferentes patrones de inyección de agua y seleccionar el patrón más adecuado a nuestro campo.
- El monitoreo constante y la optimización de los métodos de recuperación mejorada son muy importantes para la producción del campo.
- La administración del yacimiento a lo largo de las diferentes etapas del desarrollo del yacimiento, juega un papel importante en el factor de recuperación final.
- Los márgenes de ganancia por barril producido son bajos si se comparan con otros campos, pero aún así, hay muchos barriles que recuperar.
- Las lecciones aprendidas de otros campos, pueden ser aplicadas al desarrollo del resto de las áreas de este yacimiento gigante.
- Las estrategias de explotación que se resumieron durante el presente trabajo, son operaciones que normalmente se realizan en nuestro país.

Recomendaciones.

- Los pozos horizontales, muestran un mejor comportamiento de producción que los pozos convencionales.
- El fracturamiento hidráulico es una estrategia de explotación que se altamente apreciada y recomendada para el aumento de la producción. El monitoreo de las fracturas por métodos microsísmicos, dan un mejor entendimiento de la geometría de la fractura.
- Mediante la aplicación del Bombeo Neumático Autoabastecido se pueden evitar grandes gastos por concepto de construcción y mantenimiento para infraestructura de transporte de gas, por lo que es una opción para campos de aceite cuyo potencial de producción sea bajo. También el riesgo por transporte de gas a alta presión se elimina.
- Mas que nada, el uso de las estrategias de explotación que se trataron durante el desarrollo del trabajo, deben ser puestas en uso, de una manera conjunta y no por separado.
- Un modelo integral del yacimiento es una buena herramienta para los tipos de análisis y predicciones, que proveen una base para seleccionar una estrategia para que el campo se desarrolle como si fuera un todo.

- La creación de un Centro Multidisciplinario, en donde un grupo de expertos, sean los mentores de jóvenes ingenieros, que sirva a su vez como un centro de entrenamiento y que se ligue con las operaciones que se realizan en el campo.
- El uso de instalaciones superficiales ya construidas, hacen mucho más atractivo y económico la explotación del campo. Ya que utilizando la infraestructura que ya se tiene se puede dar un mejor manejo de la producción eficiente.

BIBLIOGRAFÍA

1. Petróleos Mexicanos, PEMEX Exploración y Producción, Región Norte, Julio, 2008. **Análisis Costo-beneficio Proyecto Aceite Terciario del Golfo.**
2. Noe Tyler, SPE, The Advanced Reservoir Characterization Group, Heron Gachuz-Muro, SPE, Pemex Exploration and Production, Jesus Rivera-R,SPE, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM); Juan Manuel Rodríguez Domínguez, SPE Pemex Exploration and Production; Santiago Rivas-Gómez, Humyflo S.A de C.V.; Roger Tyler, The Advanced Reservoir Characterization Group; and Victor Nuñez Vegas, Independent Consultant, Caracas Copyright 2004 **Integrated Characterization of Low Permeability, Submarine Fan Reservoirs for Waterflood Implementation, Chicontepec Fan System, México.** SPE. SPE 92077.
3. Maghsood Abbaszadeh: Innovative Petrotech Solutions ,Inc., Kenji Ohno: Japan Oil, Gas and Metals National Corporation, Hirofumi Okano: Japan Oil, Gas and Metals National Corporation, Jorge Morales, Petróleos Mexicanos, Juan Manuel Riano Caraza, Petróleos Mexicanos. Copyright 2004. **Reservoir Characterization and CO₂-EOR Injection Studies in Chicontepec Turbidite Reservoirs, México.** IPTC. IPTC 12637.
4. S Takahashi, SPE, Japan Oil, Gas and Metals Natl. Corp; M. Abbaszadeh, SPE, Innovative Petrotech Solutions Inc.; K. Ohno, SPE, Japan Oil, Gas, and Metals, Natl. Corp. and H.S. Soto and L.O.A. Cancino, SPE, Pemex E&P. Copyright 2006. **Integrated Reservoir Modeling for Evaluating Field Development Options in Agua Fria, Coapechaca and Tajin Fields of Chicontepec Basin.** SPE. SPE 103974.
5. Heron Gachuz-Muro, SPE, Pemex E&P, and Hedi Sellami, SPE, ENSMP. Copyright 2009. **Analogous Reservoirs to Chicontepec, Alternatives of Exploitation for this Mexican Oil Field.** SPE. SPE 120265.
6. Chris J. Cheatwood, Pioneer Natural Resources Company and Alfredo E. Guzman, Pemex E&P. Copyright 2002. **Comparison of Reservoirs Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas and Chicontepec Field, México.** SPE. SPE 74407

-
7. Heron Gachuz –Muro, SPE, Pemex Exploración y Producción. Copyright 2009. **Effective Permeability vs. Drainage Radius, Correlation for the Turbidites Oil Reservoirs-Chicontepec Paleochannel.** SPE 120267.
 8. Petróleos Mexicanos, PEMEX Exploración y Producción, Región Norte, Septiembre del 2009. **Actividades Físicas Cierre 2009 ATG.**
 9. R.E. Barba Jr., integrated Energy Services Inc., and A.S. Cutia, ASC Consultants Inc. SPE Members. Copyright 1992. **Evaluating Horizontal Well Potential in the Spraberry Trend.** SPE. SPE 23949
 10. D.S. Schechter, E. Putra, Texas A&M University, R.O. Baker, Epic Consulting Services Ltd., W.H. Knight, W.P. Mc Donald P. Leonard and C. Rounding, Pioneer Natural Resources, USA. Copyright 2001. **CO₂ Pilot Design and Water Injection Performance in the Naturally Fractured Spraberry Trend Area, West Texas.** SPE. SPE 71605
 11. C.R. Major and D.N Hines, Pioneer Natural Resources, and J.H. Gould and D.B. Pender, Gel Technologies Corporation. Copyright 2009. **A Case Study Examining a Cost-Effective Gel System for Water Shutoff in a Low Pressure Layer.** SPE. SPE 120582.
 12. T Kryuchkova, Sibneft; V. Igoshkin, Geoseis; I. Edelman, Sibneft; and H, Ruiz, N. Kalita, P. Poettmann, and B. Voicu, Schlumberger. Copyright 2006. **Production Optimization of Turbidite Reservoirs in Rusia- A Pilot Field Development Case Study.** SPE. SPE 103987.
 13. L.F. Niurova, V.N. Surtaev, and R.R Yamilov, Sibneft-Khantos. Copyright 2006. **Enhancing Well Productivity After Hydraulic Fracturing in the Priobskoye Oilfield.** SPE. SPE 102194.
 14. Alfred Davletbaev, R.N-UfalNIPIneft, Erdal Ozkan, SPE, Colorado School of Mines, Andrey Slabetskiy, RN-Yuganskneftegas, Vyacheslav Nikishov, KNTTz <Rosneft>R&D, and Timur Usmanov, R.N-UfalNIPIneft. Copyright 2008. **Testing and Analysis of Wells Producing Commingled Layers in Priobskoye Field.,** SPE. SPE 117411.
 15. D.A. Antonenko., V.A. Pavlov, K.K. Sevastyanova (Rosneft Oil Company), T.S. Usmanov, R.M. Zhdanov (LLC R.N-UfalNIPIneft). Copyright 2008. **Integrated Modeling of the Priobskoe Oilfield.** SPE. SPE 117413.
 16. Hui Pu, SPE, Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Wyoming; Guofeng Wang, No. 9 Oil Production CO., PetroChina Daqing Oilfield Co. Ltd; and Yingxin Li, Research Institute of Production Engineering, PetroChina Daqing Oilfield Co. Ltd. Copyright 2009. **Reservoir Simulation Study on Improvement of Waterflooding Effect for a Naturally Fractured Low Permeability Field in Daqing, China: A Successful Case.,** SPE. SPE 118836.
-

-
17. Hui-Pu, SPE, University of Wyoming; and Daiyin Yin, Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery of Ministry of Education, Daqing Petroleum Institute. Copyright 2008. **Field Practice of Improvement of Waterflooding Effect for Naturally Fractured Low- Permeability Field.** SPE. SPE 114200.
 18. Hui-Pu, SPE, Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Wyoming, Guofeng Wang, No. 9 Oil Production CO., PetroChina Daqing Oilfield Co. Ltd; and Guangzhi Han and Casper Base, Rockies Region, Scientific Drilling International, USA. Copyright 2009. **Production Enhancement Trough Pattern Modification- Analysis and Field Results.** SPE. SPE 120127.
 19. Petróleos Mexicanos. PEMEX, Exploración y Producción. 2007. **Informe Anual 2007. Recuperación Secundaria en México.**
 20. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. **Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 8-Diseño de la perforación de Pozos.** .
 21. Boyun Guo, PH.D., William C. Lyons, PH. D., Ali Ghalambor, PH. D. Publisher: Elsevier Science & Technology Books. February 2007. **Petroleum Production Engineering-A Computer –Assisted Approach.**
 22. Ken Arnold, Maurice Stewart. Copyright 1999, Gulf Publishing Company. **Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Volume 1, Second Edition.**
 23. Larry W. Lake. University of Texas at Austin. Prentice Hall. 1989. **Enhanced Oil Recovery.**
 24. Sada D. Joshi, PH. D. Pennwell Books, Tulsa Oklahoma. Copyright 1991. **Horizontal Well Technology.**
 25. Frank Jahn, Mark Cook & Mark Graham. Edit. Elsevier 2003. **Hydrocarbon Exploration and Production 46.**
 26. . Tapia García, Carlos Fernando. Tesis Especialidad (Especialidad en Métodos Artificiales de Producción Petrolera)- UNAM, Facultad de Ingeniería México, 2004. **Levantamiento Artificial por Gas Autoabastecido en el Pozo Vernet 259 Utilizando Tubería Flexible Como Medio de Conducción.** .
 27. I. Aitokhuehi¹, L.J. Durlofsky^{1,2}, V. Artus¹, B. Yeten², K. Aziz¹. ¹Stanford University, ² Chevron Texaco Energy Technology Company. 9th European Conference on The Mathematics of Oil Recovery-Cannes, France, 30 August-2 September 2004. **Optimization of Advanced Well Type and Performance.**
 28. Copyright 2009. Schlumberger. www.slb.com/dcs. **Boosting Field Development and Production in Siberia.**
-

29. Les Bennet, Joel Le Calvez, David R. Sarver, Kevin Tanner. College Station, Texas, EUA. W.S. Birk, George Waters. Oklahoma City, Oklahoma, EUA. Oilfield Review, Primavera del 2006. **La Fuente Para la Caracterización de Fracturas Hidráulicas.**
30. W, Bruce Lowe. Midland, Texas, E.U.A., Gary L. Trotter, Sugar Land, Texas. Oilfield Review, Otoño de 1999. **Nuevas Técnicas para el Manejo de la Producción.**
31. Havard Devold. Edit. ABB. **Oil and Gas Production Handbook-An Introduction to Oil and Gas Production.**
32. Jorge Pazmiño Urquizo. 2004. **Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico. Capítulo 1.**
33. Gómez Cabrera, José Ángel. México, UNAM **Apuntes de Manejo de la Conducción en la Superficie.**
34. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Abril del 2007 **CONSTRUCCIÓN Y/O REACONDICIONAMIENTO DE CAMINOS Y PLATAFORMAS PARA LA PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS DEL AIATG. Anexo A.**