



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“UTILIZACIÓN DE SOLUCIONES
TECNOLÓGICAS PARA LA
CARACTERIZACIÓN Y SEGUIMIENTO DE
YACIMIENTOS”**

**INFORME DE TRABAJO PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:
JIMÉNEZ VALENCIA ALBERTO**

AVAL ANTE EL COMITÉ DE TITULACIÓN:

ING. OSCAR OSORIO PERALTA



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., FEBRERO DEL 2012

Tomó luego Samuel una piedra y la puso entre Mizpa y Sen, y le puso por nombre Ebenezer, diciendo: “Hasta aquí nos ayudó el Señor”.

1 Samuel 7:12

INTRODUCCIÓN	iv	
RESUMEN	v	
OBJETIVOS	vii	
1. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO		1
1.1. Cuenca de Sabinas	1	
1.1.1. Ubicación	1	
1.1.2. Marco Tectónico y Geología Estructural	2	
1.1.3. Estratigrafía y Sedimentación	3	
1.1.4. Geología Petrolera	6	
1.1.5. Producción de la Cuenca de Sabinas	7	
1.1.6. Formación de Interés: Formación La Casita	8	
1.1.6.1. Descripción Litológica	8	
1.1.7. Fallas y Elementos Estructurales Principales	9	
1.2. Beneficios	9	
1.3. Consideraciones	10	
2. MODELO DEL YACIMIENTO	11	
2.1. Introducción	11	
2.2. Objetivo	11	
2.3. Modelo Estático del Yacimiento	11	
2.3.1. Búsqueda y Carga de Información	11	
2.3.2. Construcción de Modelo de Velocidades	11	
2.3.3. Construcción del Modelo General de Celdas	14	
2.3.3.1. Modelado de Fallas	14	
2.3.3.2. Generación del Mallado	15	
2.3.3.3. Horizontes Estructurales	17	
2.3.3.4. Zonificación y Definición de las Capas	18	
2.3.3.5. Escalamiento de Registros	21	
2.3.4. Modelado de Propiedades Petrofísicas	23	
2.3.4.1. Análisis de Datos	23	
2.3.4.2. Volumen de arcilla (VSH)	23	
2.3.4.2.1. Histograma de distribución	23	
2.3.4.2.2. Variogramas	24	
2.3.4.3. Porosidad Efectiva (PHIE)	24	
2.3.4.3.1. Histograma de distribución	24	
2.3.4.3.2. Variogramas	25	
2.3.4.4. Permeabilidad (PERM)	25	
2.3.4.4.1. Histograma de distribución	25	
2.3.4.4.2. Variogramas	26	
2.3.4.5. Saturación de Agua (SW)	27	
2.3.4.5.1. Histograma de distribución	27	
2.3.4.5.2. Variogramas	27	
2.3.4.6. Modelo Petrofísico	28	
2.3.4.7. Operaciones con Propiedades	35	
2.3.4.8. Sumatoria Vertical de Propiedades	36	
2.3.4.9. Análisis de Conectividad	37	
2.3.5. Cálculo Volumétrico	38	
2.4. Simulación Numérica del Yacimiento	39	
2.4.1. Información Requerida para el Modelo de SNY	40	
2.4.2. Limitaciones del Modelo	40	
2.4.3. Construcción del Modelo de SNY	40	
2.4.3.1. Generación del Modelo de Fluidos	41	
2.4.3.2. Modelo de Roca	42	

2.4.3.3. Generación de Estrategia de Desarrollo	44	
2.4.3.4. Ajuste Histórico	44	
2.4.3.5. Predicciones	47	
2.4.3.5.1. Escenario 1: Continuación de Operación de Explotación del Campo	48	48
2.4.3.5.2. Escenario 2: Un Pozo Nuevo (P1)	48	
2.4.3.5.3. Escenario 3: Dos Pozos Nuevos (P1 y P3)	49	
2.4.3.5.4. Comparación de los escenarios de predicción	50	
2.4.3.5.5. Escenarios 4, 5 y 6: Continuidad de Operaciones	51	51
3. BASE DE DATOS	53	
3.1. Introducción	53	
3.2. Objetivos	53	
3.3. Creación de la Base de Datos	53	
3.4. Mapa Base y Edición	56	
3.4.1. Mallado y Propiedades	56	
3.4.2. Anotaciones	57	
3.5. Filtros	59	
3.6. Variables Calculadas	61	
3.7. Reportes	62	
3.8. Generación de Gráficos	63	
3.9. Curvas de Declinación	65	
4. MODELOS DE POZOS Y RED DE RECOLECCIÓN	67	
4.1. Introducción	67	
4.2. Objetivo	67	
4.3. Construcción del Modelo de Pozo	67	
4.3.1. Consolidación de la Información	68	
4.3.2. Modelo de Fluido	72	
4.3.3. Sistema Integral de Producción	73	
4.3.3.1. Yacimiento	74	
4.3.3.2. Tubería de Producción	74	
4.3.3.3. Estrangulador	75	
4.3.3.4. Línea de Descarga	76	
4.3.4. Ajuste a las Condiciones Iniciales del Pozo	76	
4.3.4.1. Modelo IPR del Yacimiento	76	
4.3.4.2. Correlaciones de Flujos Vertical y Horizontal	78	
4.3.4.3. Análisis Nodal	82	
4.3.5. Ajuste a las Condiciones Actuales del Pozo	83	
4.4. Construcción de la Red de Recolección del Campo	87	87
4.4.1. Correr el Modelo	89	
5. APLICACIONES PRÁCTICAS DE LOS MODELOS GENERADOS	92	92
5.1. Pozo UNAM	92	
5.1.1. Análisis de Declinación	94	
5.1.2. Análisis Nodal	96	
5.1.2.1. Primer Escenario	96	
5.1.2.2. Segundo Escenario	99	
5.1.2.3. Comparación de Escenarios	100	
5.2. Pozo UNAM 10101		
5.2.1. Determinación de la Entrada de Agua con Registro PLT	102	
5.2.1.1. Descripción del Estado General del Pozo	103	
5.2.1.2. Registro PLT con Pozo Cerrado	104	
5.2.1.3. Inducción de Pozo con N2	106	
5.2.1.4. Registro PLT con Pozo Fluyendo	108	
5.2.1.5. Comparación Pozo Cerrado- Fluyendo	110	

CONCLUSIONES 111
RECOMENDACIONES 112
BIBLIOGRAFÍA 113

iii

INTRODUCCIÓN

Desde fines del siglo XIX, México ha sido objeto de diversos estudios y actividades destinados a descubrir yacimientos de hidrocarburos. Como resultado, en 1904 se concreta el primer descubrimiento comercial de hidrocarburos, cuando el Pozo La Pez 1 produjo 1,500 [bpd] de aceite de calizas fracturadas del Cretácico Superior, en el área de Ébano San Luis Potosí. A este descubrimiento se sumaron otros en los años siguientes, logrando posicionar a México como uno de los principales productores mundiales en la década de 1920.

En los últimos 70 años, PEMEX ha explorado el territorio mexicano y definido las principales provincias geológicas con potencial petrolífero, habiendo establecido producción comercial de hidrocarburos en seis de ellas: Cuenca de Sabinas-Península de Tamaulipas, Cuenca de Burgos, Cuenca de Tampico –Misantla, Cuenca de Veracruz, Cuenca del Sureste y Cuenca del Golfo de México Profundo. Así mismo, hay identificadas seis provincias adicionales con potencial petrolífero menor que incluyen la Plataforma de Yucatán, Sierra de Chiapas, Sierra Madre Oriental, Cuenca de Chihuahua, Golfo de California y Cuenca de Vizcaíno-La Purísima en el Occidente de Baja California.

Todas las provincias actualmente productoras comparten en mayor o menor grado aspectos tectónicos, estructurales, estratigráficos y geoquímicos, debido a que están genéticamente relacionados a la Mega Cuenca del Golfo de México. Incluso, la Cuenca de Sabinas, actualmente la provincia productora más retirada del Golfo. La Cuenca de Sabinas, en la que se ha establecido producción principalmente de gas seco, se localiza en la porción Noreste del país y cubre parte de los estados de Coahuila y Nuevo León. En la Cuenca de Sabinas se localizan varios campos, entre ellos está el Campo UNAM, el cual se localiza al Norte de la ciudad de Monclova Coahuila. La perforación del primer pozo inició el 25 de junio del 2003 y alcanzó su profundidad total a los 4587 [m] el 28 de febrero de 2004. Los problemas mecánicos evitaron que se alcanzara la profundidad de 5400 [m] en el Jurásico Olvido. Los objetivos eran el Cretácico la Virgen y el Jurásico La Casita y El Olvido. El pozo se perforó sobre balanceado, como medida precautoria en contra del sulfuro de hidrógeno; lo que suprimió las lecturas de lodo con gas fue el lavado de la barrena. Se llevo a cabo una prueba de pozo a agujero abierto entre 4179 y 4587 [m], que fluyó gas a gastos reportados de 15.4 [MMpcd].

Actualmente, en el Campo se encuentran doce pozos perforados, de los cuales, diez se encuentran produciendo, uno se encuentra cerrado en espera de una reparación y uno más que se declaró seco e improductivo. En el trabajo aquí presentado, se muestra el flujo de trabajo desarrollado para once pozos del Campo UNAM.

RESUMEN

El uso de la tecnología en la Industria Petrolera, se ha convertido en una herramienta indispensable, tanto en la exploración como en la producción de hidrocarburos. Los software disponibles en la actualidad, proveen una amplia variedad de aplicaciones que nos permiten optimizar la producción, minimizando costos y tiempos de ejecución de proyectos.

El presente trabajo resume las actividades realizadas durante mi estancia en la Empresa GPA Energy S.A. de C.V.; resume principalmente las actividades realizadas en la participación de un proyecto denominado: “Transferencia de Conocimiento y Utilización de Soluciones Tecnológicas para el Seguimiento y Caracterización de Yacimientos”; el cual se desarrolló en conjunto con la Empresa Schlumberger, que se aplicó al Campo UNAM, productor de gas seco, ubicado en la Cuenca de Sabinas.

Dicho proyecto se basó principalmente en dos actividades: la primera fue la capacitación por parte de personal especializado en el uso de software para cada actividad (PETREL™, en sus módulos de geología, geofísica y yacimientos, PIPESIM™ y OFM™); la segunda actividad se basó en implementar los flujos de trabajo, en conjunto con los especialistas para la construcción de los modelos estático y dinámico del yacimiento; la creación de una base de datos unificada, con toda la información disponible para el Campo; la creación de 11 modelos de pozos y una red de recolección de gas. Todo lo anterior, con la finalidad de buscar nuevas alternativas para continuar operando el campo de manera adecuada.

El informe presentado a continuación se basa principalmente en la segunda actividad descrita anteriormente. Por cuestiones de confidencialidad, se omiten algunos nombres propios del Campo.

El presente informe se divide en cinco secciones:

Primera: Una breve introducción que contiene, principalmente, información relacionada al Campo en estudio.

Segunda: La caracterización del yacimiento. El modelo de yacimientos que se utilizará en este trabajo, está compuesto por dos partes: un modelo estático y un modelo dinámico de yacimiento. El modelo estático se conformará por:

- Interpretación Sísmica y Correlación de pozos
- Modelo Estructural de Celdas
- Modelo de Fallas y Mallado por Pilares
- Generación de Horizontes
- Delimitación de Zonas y Capas
- Modelo Petrofísico
- Mapeo, Calculo Volumétrico de Hidrocarburos

Este modelo estático será posteriormente utilizado para la generación del modelo dinámico, incorporando un modelo de fluidos presentes en el yacimiento y las condiciones iniciales de presión y distribución de dichos fluidos. Al modelo dinámico es posible incorporar pozos

existentes y planeados, y utilizarlo para predecir el comportamiento del yacimiento para los diferentes escenarios de explotación, prediciendo la producción por pozo y campo, así como la distribución de los fluidos y las presiones del yacimiento de acuerdo a cada escenario de producción. El modelo de fluidos debe ser sometido a un proceso de caracterización, para que refleje las características de los fluidos presentes en el yacimiento. De igual manera, la información histórica de presión y producción es de suma importancia en la calibración de este modelo (Modelo Dinámico).

Tercera: Esta parte del trabajo que se pretende realizar está diseñada para validar, consolidar y crear una base de datos para el campo, a través de Gráficos, Reportes y/o Mapas, el flujo de trabajo será el siguiente:

- Consolidación y Validación de la Información (datos de: Producción, Aforos, Petrofísica, Presiones, Cromatográficos, Evento, etc.)
- Diseño de la Estructura de la Base de Datos
- Creación de Tablas Necesarias para el Manejo de la información
- Creación de la Base de Datos de los Pozos
- Generación de Reportes, Gráficos y Mapas

Cuarta: Se creará un flujo de trabajo que permita modelar de manera precisa y completa el sistema integral de producción, desde el yacimiento hasta la red superficial, evaluar las pérdidas de presión en el sistema, diagnosticar las restricciones y optimizar la producción.

Quinta: Se presentan dos aplicaciones prácticas utilizando los modelos generados.

OBJETIVOS

Un primer objetivo de este trabajo, como se mencionó anteriormente, es describir las actividades realizadas durante mi estancia en la Empresa GPA Energy S.A. de C.V. Los objetivos subsecuentes se centran primordialmente en las actividades realizadas; éstos son generar un flujo de trabajo para lo siguiente:

- Generar un modelo estático del yacimiento que sirva como insumo para una simulación numérica de yacimientos. La persecución de dicho objetivo primario toma como punto de partida todas las interpretaciones y mapas, en el dominio de la profundidad, generados hasta la fecha en el Campo.
- Generar un modelo dinámico del yacimiento, que permita la realización de la simulación numérica.
- Crear y consolidar una base de datos, aplicable a la ingeniería de yacimientos y producción, del campo.
- Generar los modelos de pozos existentes en el Campo y analizar su comportamiento a través de todo el sistema integral de producción, mediante el uso de análisis nodal.

1. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO

1.1. Cuenca de Sabinas

1.1.1. Ubicación

El Activo Integral Burgos comprende varias cuencas geológicas, entre las que destacan por su producción la Cuenca de Burgos, Cuenca de Sabinas y el Área de Piedras Negras. La Cuenca de Sabinas está localizada al Norte de México, principalmente en el estado de Coahuila; está limitada al Norte por la Plataforma Mesozoica de Tamaulipas, al Sur por la Plataforma de Coahuila, al Oriente por la Cuenca de Burgos en su borde Occidental y al Noroeste por las inmediaciones de la Cuenca de Chihuahua; cubre una superficie aproximada de 50,700 [km²]; en la Cuenca de Sabinas se localiza el Campo UNAM, para el cual se desarrolló el presente trabajo (Fig. 1. 1).

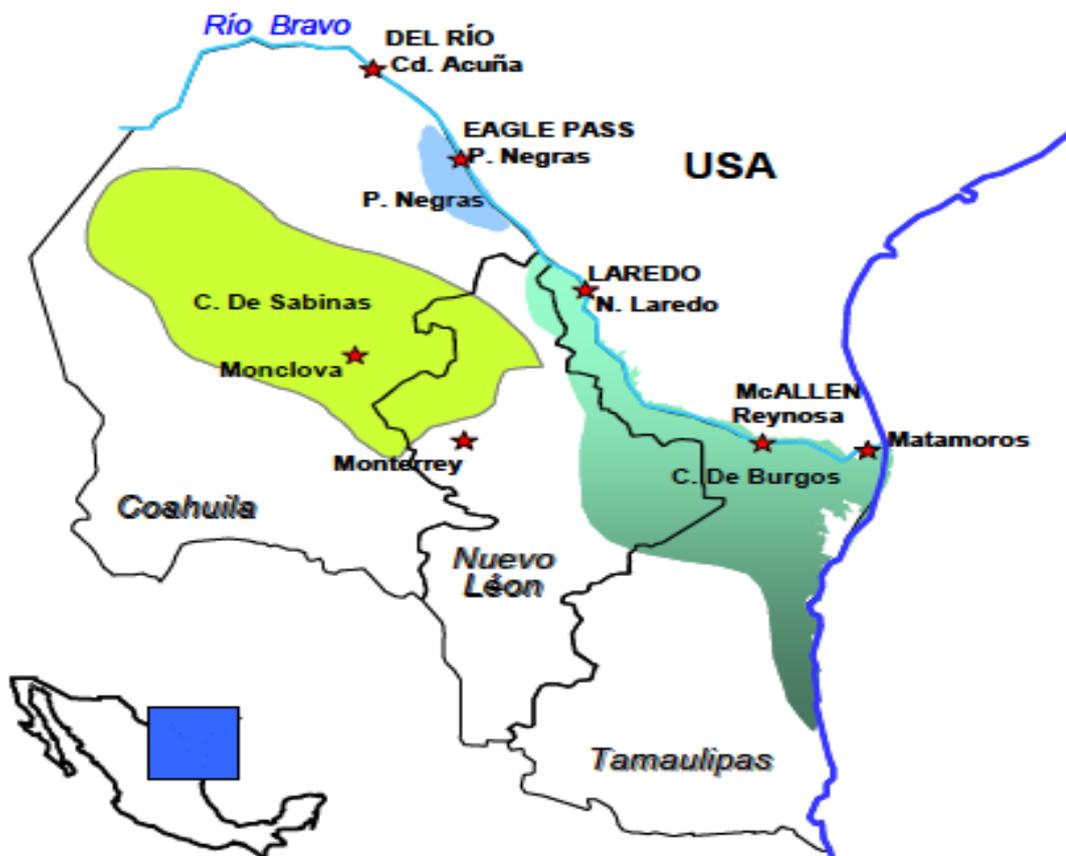


Fig. 1. 1 Ubicación de la Cuenca de Sabinas.

1.1.2. Marco Tectónico y Geología Estructural

Desde el punto de vista geológico, esta provincia petrolera incluye la Cuenca de Sabinas. Desde el punto de vista tectónico, la Cuenca de Sabinas se ha interpretado como un *rift* abortado o aulacógeno, asociado a la apertura del Golfo de México. Geológicamente está limitada por grandes unidades positivas que corresponden a los elementos paleogeográficos del Jurásico Tardío, en el noreste y por la Isla de Coahuila en el suroeste. Al Noroeste se extiende hacia la Cuenca de Chihuahua y al Sureste limita con el Arco de Monterrey. La formación de estructuras geológicas en las rocas Mesozoicas del Golfo de Sabinas y elementos circundantes está relacionada a la deformación contraccional de la Orogenia Laramide, que afectó al área desde el Paleoceno hasta el Eoceno medio.

Los estilos estructurales están relacionados con la presencia y espesor de la sal Jurásica y evaporitas del Barremiano, presentándose principalmente anticlinales con doble buzamiento de orientación Noroeste-Sureste limitados por cabalgaduras o fallas inversas, con vergencia tanto hacia el Suroeste como al noreste, resultado de la influencia de los bordes de los elementos paleotectónicos de Coahuila y Tamaulipas. Algunos de estos anticlinales están nucleados por domos de sal y presentan estructuras de inversión que involucran al basamento. Datos cinemáticos obtenidos de pliegues, estrías y estilolitas indican un acortamiento paralelo a la dirección del esfuerzo tectónico principal observándose en la cuenca cuatro estilos estructurales (**Fig. 1. 2**).

- a) Pliegues anticlinales alargados, estrechos, disarmónicos y bifurcados donde las evaporitas jurásicas están presentes;
- b) Anticlinales de alto relieve con núcleos erosionados hacia los márgenes de la cuenca donde las evaporitas jurásicas están ausentes;
- c) Estructuras de relieve suave, cubiertas por rocas más jóvenes desarrolladas en el área de influencia de la Península de Tamaulipas, y
- d) Estructuras anticlinales tipo caja y cúpicas hacia las áreas de la cuenca, en donde las evaporitas tienen los mayores espesores.
- e) En la Cuenca de Sabinas se han definido cinco patrones de fracturamiento asociados a los procesos compresivos, de los cuales sólo dos se consideran relevantes:
 - Fracturas resultantes de la compresión, paralelas y subparalelas a la dirección del echado de las capas, de gran extensión tanto lateral como vertical, y
 - Fracturas causadas por la extensión, perpendiculares al eje de los pliegues, numerosas pero de corta extensión, compartimentan la estructura en pequeños bloques. Los otros tres patrones de fracturas se restringen a áreas limitadas.

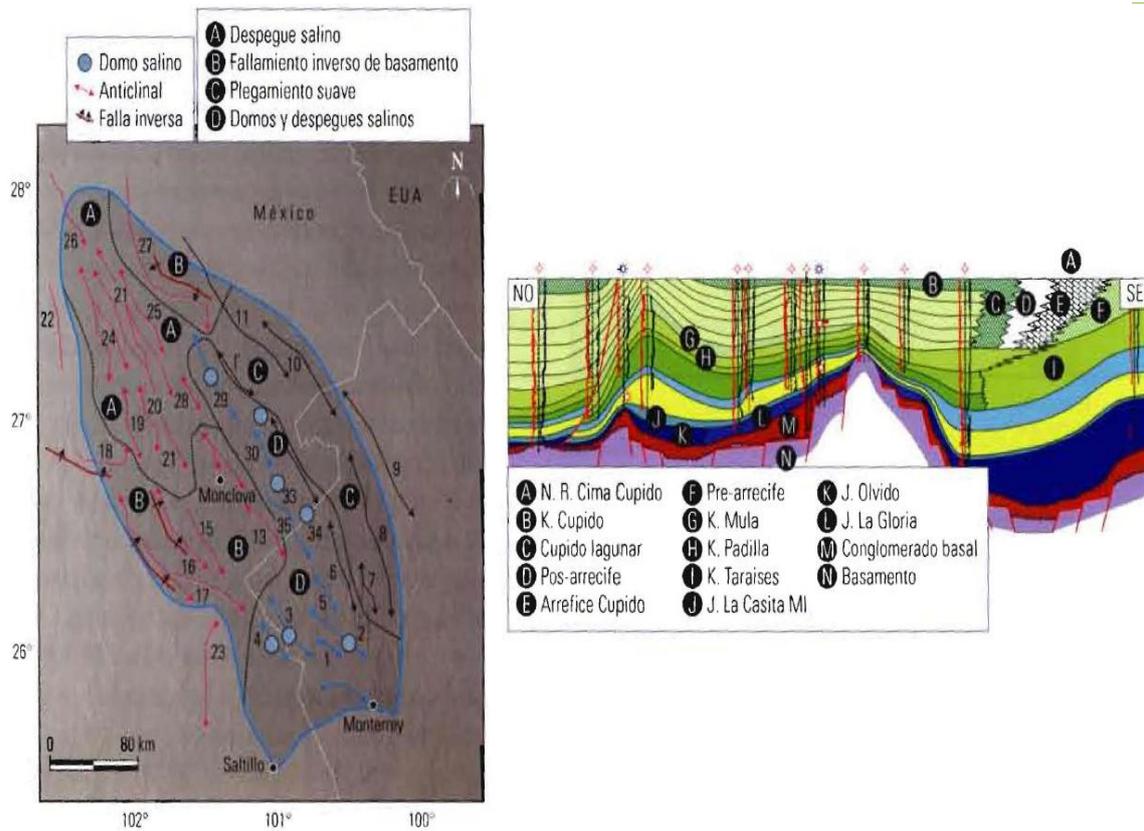


Fig. 1. 2 Distribución de estilos de deformación y sección estructural NO-SE representativas de la parte central de la Cuenca de Sabinas.

1.1.3. Estratigrafía y Sedimentación

La secuencia se constituye de calizas, calizas arcillosas, evaporitas, lutitas y areniscas con cementante calcáreo que en edad varían del Jurásico Tardío al Cretácico Tardío (Fig. 1. 3). La columna sedimentaria descansa sobre bloques de basamento cristalino (Ígneo-Metamórfico) de edad permo-triásica sobre los que se depositaron capas rojas derivadas de la erosión de los paleo-elementos positivos así como rocas volcánicas producidas durante el proceso de *rift*.

La sedimentación marina en las partes más profundas de la cuenca inicia en el Calloviano-Oxfordiano con el depósito de evaporitas, calizas y algunos terrígenos de la Formación Minas Viejas, también con influencia volcánica. Al continuar la transgresión durante el Kimmeridgiano temprano, se establecieron sobre las evaporitas rampas carbonatadas en las que se depositaron calizas de agua somera de la Formación Zuloaga.

Las calizas, evaporitas y capas rojas de la Formación Olvido retrocedieron hacia los altos, mientras que hacia los bordes de la cuenca continuó la sedimentación de areniscas y conglomerados rojizos de la Formación La Gloria. Hacia el final del Jurásico y principios del Cretácico (Kimmeridgiano-Berriasiano) la cuenca recibió un gran aporte de sedimentos siliciclásticos provenientes de los elementos positivos, depositándose conglomerados, areniscas y lutitas carbonosas de la Formación La Casita.

Estas facies fueron cubiertas del Berriasiano al Barremiano por secciones conglomeráticas de las formaciones San Marcos y Hosston hacia los bordes de la cuenca, mientras que hacia la

parte central se depositó una secuencia de terrígenos finos, carbonatos de cuenca y de borde de plataforma, así como evaporitas y calizas de alta energía de las formaciones Menchaca, Barril Viejo, Padilla, La Mula y La Virgen.

En el Aptiano temprano se establece una amplia plataforma carbonatada en la que se depositaron calizas de aguas someras de la Formación Cupido, limitada hacia el oriente por crecimientos orgánicos a lo largo del margen de la plataforma, desarrollándose una zona de aguas profundas hacia el sureste en donde se depositaron calizas de mar abierto de la Formación Tamaulipas Inferior.

En el Aptiano tardío se inició una transgresión que originó nuevamente condiciones de mar abierto y aguas relativamente profundas, depositándose las lutitas y calizas arcillosas de la Formación La Peña y facies terrígenas de la Formación Las Uvas en el área de la Plataforma de Coahuila. Durante el Albiano continuó la subsidencia, depositándose calizas y lutitas de mar abierto de las formaciones Tamaulipas Superior, Kiamichi y Georgetown, las que gradúan a calizas de plataforma de las formaciones Aurora, Glen Rose, Edwards y McNight hacia los elementos positivos.

Durante el Cenomaniano una nueva transgresión estableció condiciones de plataforma abierta en gran parte de la cuenca, depositándose las formaciones Del Río y Buda. Durante el Cenomaniano tardío-Santoniano se depositaron calizas de plataforma media a externa de las formaciones Eagle Ford y Austin. Al final del Cretácico comenzaron los levantamientos de las áreas continentales en la parte central de México como primeros efectos de la Orogenia Laramide. Esto ocasionó el incremento del material terrígeno y el depósito de facies deltáicas de las formaciones Upson, San Miguel, Olmos y Escondido, como parte de un sistema regresivo.

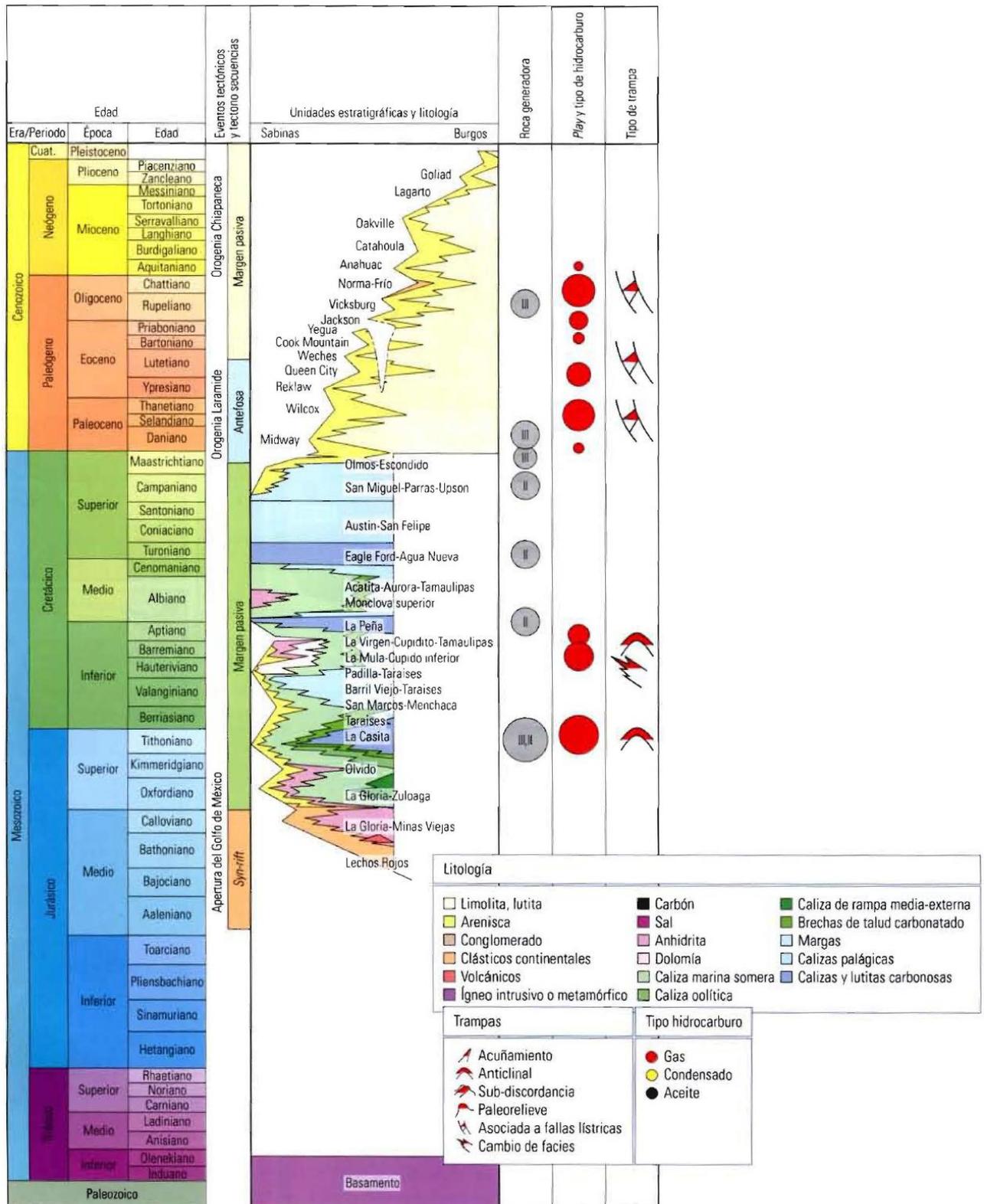


Fig. 1. 3 Tabla estratigráfica de la Cuenca de Sabinas.

1.1.4. Geología Petrolera

Los principales elementos de los sistemas petroleros de la Cuenca de Sabinas se muestran en la **Fig. 1. 4**. De acuerdo a estudios geológicos y geoquímicos realizados en esta provincia se ha establecido que las rocas generadoras principales corresponden a las facies arcillo-carbonosas de los miembros inferior y superior de la Formación La Casita, en tanto que las facies arcillo-calcareas de la Formación La Peña del Aptiano y las facies calcáreo-carbonosas de la Formación Eagle Ford de edad Turoniano-Cenomaniano han contribuido en menor porcentaje a la generación de hidrocarburos. El kerógeno de las formaciones del Jurásico es Tipo III, severamente alterado, variando de muy maduro a sobremaduro con un alto índice de transformación del kerógeno.

La generación de gas proveniente de las rocas jurásicas dio inicio en la región sureste de la cuenca, durante el Cretácico Medio (~120 millones de años, m.a.) cuando todavía no estaban formadas las trampas laramídicas. Con base en resultados de modelado geológico-geoquímico se plantean dos procesos de migración ligados a la deformación estructural, uno halocinético prelaramídico de 145-83 millones de años y otro compresional laramídico de 48-34 millones de años, siendo éste último el que propició la remigración de los hidrocarburos entrampados en la primera etapa. Adicionalmente existen capas de carbón depositadas en facies fluvio-deltáicas de las formaciones San Miguel, Olmos y Escondido del Cretácico Superior con un importante potencial minero y para la producción de metano de capas de carbón.

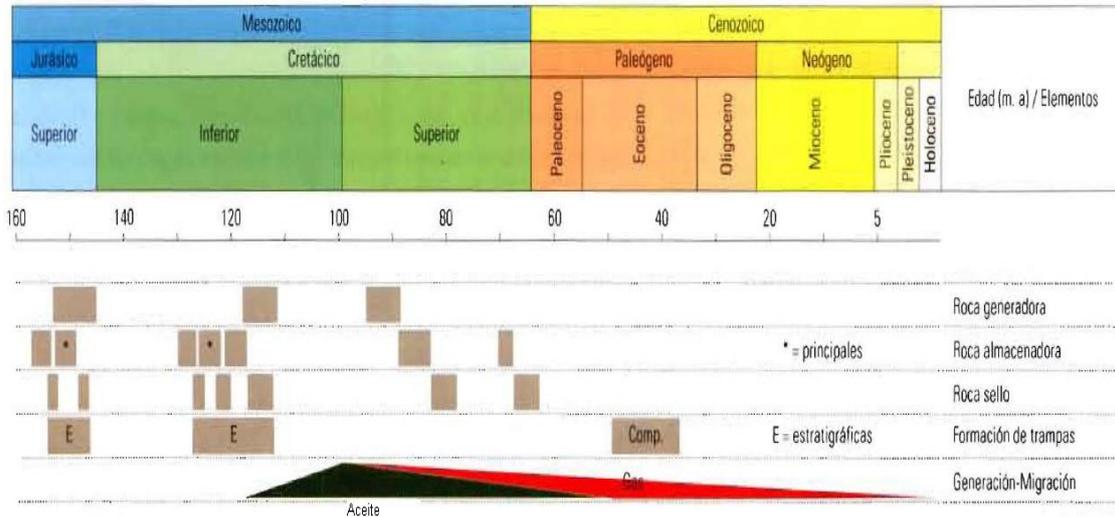


Fig. 1. 4 Modelo de generación de hidrocarburos y tabla de eventos para la Cuenca de Sabinas. La formación de las trampas por la deformación de las trampas por la deformación laramídica ocurre después de concluida la generación de aceite, razón por la que las trampas estructurales contienen gas en esta Cuenca.

Los principales *plays* de la Cuenca de Sabinas, desde el punto de vista de su productividad, son (**Tabla 1. 1**): La Virgen (Cretácico), La Casita (Jurásico), La Gloria (Jurásico) y Padilla (Cretácico), acumulando hasta la fecha un poco más de 450 [MMMpc] producidos de gas en total. Yacimientos de menor importancia se encuentran asociados a los *plays* Cupido (Cretácico),

Taraises (Cretácico), Georgetown y Austin (Cretácico). La porosidad y permeabilidad primaria en sus yacimientos son bajas, obteniéndose alta productividad inicial pero rápida declinación por su asociación predominante con fracturas naturales. La remigración del gas y agua de formación a través de anhidritas de las formaciones Olvido y Minas Viejas del Jurásico y de la Formación La Virgen del Cretácico puede ser la causa del contenido de H₂S en algunos yacimientos.

Tabla 1. 1 Principales plays productores de la Provincia de Sabinas. Uno de los factores principales en estos plays es de la deformación laramídica que creó las condiciones de entrapamiento para los hidrocarburos.

Nombre	Litología roca almacén	Roca Sello	Estilo de entrapamiento	Tipo de hidrocarburo	Campos
	Formación, edad	Formación		Edad roca generadora	Representativas
La Gloria	Areniscas de grano grueso a conglomeráticas de cuarzo con porosidad primaria intergranular y secundaria por fracturas (La Gloria, Oxfordiano-Kimmeridgiano)	Lutita (miembro inferior de La Casita)	Estructurales (anticlinales laramídicos en ocasiones afallados) en algunos casos con componente estratigráfico	Gas seco en ocasiones amargo (Tithoniano)	Lampazos, Monclova
La Casita	Areniscas calcáreas de grano fino de cuarzo y feldespatos, con porosidad secundaria por fractura (La Casita, Kimmeridgiano-Tithoniano)	Lutitas (miembro superior de la casita)	Estructurales (anticlinales laramídicos) en algunos casos estratigráficos por acuífero	Gas seco en ocasiones amargo (Tithoniano)	Monclova, Merced, UNAM, Lampazos
Padilla	Calizas dolomitizadas, dolomías y calizas arrecifales, porosidad primaria intercrystalina y secundaria por fracturas (Padilla, Hauteriviano)	Calizas arcillosas y lutitas (La Mula)	Estructurales (anticlinales laramídicos) y estratigráficas por cambios de facies laterales	Gas seco en ocasiones amargo (Tithoniano)	Monclova, Buena Suerte y Florida
La Virgen	<i>Packstone-grainstone</i> y micro dolomía con porosidad primaria intergranular y secundaria por fracturas (La Virgen miembros I y IV, Barremiano)	Anhidrita (miembros II y V de La Virgen)	Estructurales (anticlinales laramídicos) y estratigráficas por cambio de facies y combinadas	Gas seco amargo (Tithoniano)	Monclova-Buena Suerte, Pirineo
Cupido	Calizas arrecifales, calizas dolomíticas, porosidad primaria intragranular, secundaria móldica y por fracturas (Cupido Aptiano)	Lutita (La Peña)	Estructurales (anticlinales laramídicos) y estratigráficas por cambios de facies laterales	Gas seco amargo (Tithoniano)	Cuatro Ciénegas, Totonaca, Casa Roja

1.1.5. Producción de la Cuenca de Sabinas

La exploración en la Cuenca de Sabinas se inició en la década de 1930 con la perforación de los pozos San Marcos-1 y San Marcos-2. Durante los 50s y 60s se perforaron varios pozos que mostraron importantes manifestaciones de gas en formaciones del Cretácico y Jurásico. Sin embargo, fue hasta 1975 con la terminación del pozo Buena Suerte-2A, productor de gas seco en carbonatos dolomíticos de la Formación Padilla, que se establece producción en la cuenca. Este descubrimiento fue seguido en 1976 por el pozo Monclova-1, detonando el desarrollo en esa provincia. Con la incorporación de producción de los campos Monclova-Buena Suerte, Lampazos y Florida la cuenca alcanzó su máxima histórica de 158 [MMpcd] de gas en 1979 (Fig. 1. 5). En los años siguientes la producción declinó hasta menos de 10 [MMpcd] en 1991. De 1992 a 1995, con el desarrollo del campo Merced la producción de la cuenca experimentó un repunte para alcanzar los 58 [MMpcd]. Con el desarrollo de los campos UNAM y Pirineo la producción de esta provincia se ha elevado nuevamente hasta alcanzar los 61 [MMpcd] en

2008. Esta cuenca ha acumulado más de 441 [MMMpc] de gas provenientes de 23 campos. La aplicación de nuevas tecnologías y herramientas tales como la adquisición e interpretación de sísmica tridimensional y sus atributos, toma de registros de imágenes de la pared del agujero, aplicación de la perforación bajo balance, pozos de alto ángulo, geonavegación dentro de un mismo intervalo productor, todo esto en un ambiente de trabajo en equipo multidisciplinario, han contribuido al descubrimiento de nuevos yacimientos, a incrementar las reservas remanentes y a revitalizar esta provincia. Los campos más importantes son Monclova-Buena Suerte, Pirineo, Merced, UNAM, Lampazos y Minero.

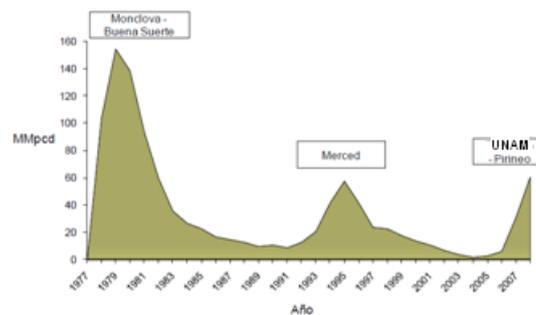


Fig. 1. 5 Historia de producción de Gas de la Cuenca de Sabinas. Se incluyen los nombres de los campos principales cuyo desarrollo produjo incrementos significativos en la producción.

1.1.6. Formación de Interés: Formación La Casita

La Formación La Casita sobreyace a las rocas antes citadas, en la Cuenca de Sabinas, está constituida por una secuencia tripartita, en la base predominan lutitas negras y carbonosas; la parte media la forman areniscas, depositadas en ambientes deltaicos y de plataformas interna y externa que se distribuyen rodeando a los altos paleogeográficos y hacia el depocentro de la cuenca cambia de facies hacia lutitas y turbiditas. La cima de la formación son lutitas y limolitas negras. La edad de estos depósitos varía del Kimmeridgiano al Tithoniano, posee un espesor de 300 a 600 [m] y hacia el Golfo de México, se presenta como una unidad indivisible (Formación Pimienta del Tithoniano). Esta formación es la principal roca generadora de los hidrocarburos encontrados en la Cuenca de Sabinas, el espesor bruto de lutita, es de 100 a 300 [m], contiene material orgánico de tipo III y subordinada de tipo II, su contenido de carbono orgánico varía de 1.3 a 3.0, con índice de hidrógeno de 30 a 75 [mg/g] o aún mayor, la densidad de la lutita en promedio es de 2.5 [gr/cc]. La roca almacén en esta formación son felsarenitas fracturadas, su porosidad inicial se perdió por compactación y sobre crecimiento de sílice.

1.1.6.1. Descripción Litológica

Litológicamente La Casita se encuentra constituida por tres miembros: El Miembro Superior, presenta lutitas y limolitas calcáreas de color gris y gris oscuro, las cuales gradan a areniscas de grano fino de cuarzo, con cementante calcáreo, pirita y fracturas selladas por calcita, igualmente se observaron trazas de carbón y laminación. El Miembro hacia el tope presenta

una lutita calcárea de color negro carbonosa con intercalaciones de mudstone a packstone ligeramente arcilloso y dolomitizado de color gris oscuro y café y granos bioclásticos.

El Miembro Medio, para el cual se generó el modelo estático, presenta la arena con las mejores características de producción la cual es una arenisca de color blanco, verde y escaso gris claro, de grano grueso, constituida de cuarzo, litoclastos de rocas ígneas, feldespatos, mica (clorita) con abundante cementante de clorita y una notable disminución en el calcáreo. Igualmente se observan fracturas selladas por calcita y cristales de cuarzo, regularmente distribuidos, de 2 a 5 [mm] y de calcita hasta de 1 [cm] que sugieren la existencia de cavidades que confieren a la roca buena porosidad y permeabilidad.

En el Miembro Inferior se observa una arenisca de color gris oscuro de grano medio a grueso, constituida de clastos de cuarzo, feldespatos, mica escasa, con cemento calcáreo y matriz arcillo-carbonosa que presenta escasas fracturas selladas por calcita, y una porosidad y permeabilidad pobre.

1.1.7. Fallas y Elementos Estructurales Principales

El Pozo UNAM 1 probó un anticlinal, de la tendencia noroeste-sureste, e interceptado por las fallas inversas. En comparación con otras estructuras de la Cuenca, es un anticlinal de bajo relieve amplio. La falla inversa occidental principal va a rumbo de noroeste-sureste. La estructura del Pozo, tiene un levantamiento en el lado noreste de la falla. Existen pistas de numerosas fallas, tanto normales como inversas, que se pueden observar en los datos sísmicos, pero solo tres se pudieron interpretar con cierta confianza. Estas pistas incluyen una posible falla occidental de la Sierra de Oballos, y una falla inversa con tendencia de noroeste-sureste a lo largo del borde oriental del anticlinal.

El fallamiento cabalgado tiene una capa superficial delgada y los cabalgamientos principales se deslizan sobre la sal del jurásico subyacente. Mayor detalle se muestra en la sección 2 del trabajo.

1.2. Beneficios

Con la generación de un modelo estático, se tendrá las bases para generar un modelo dinámico y a su vez una simulación numérica de yacimientos. Al tener disponible una base de datos, el seguimiento de las actividades realizadas al Campo, la producción diaria, el monitoreo de presiones, entre otras, se facilita, ya que en un solo archivo, se ubican todos estos datos. La generación de los modelos de los pozos ayuda a optimizar la producción, principalmente utilizando la técnica de análisis nodal.

Lo anterior, con la finalidad de tomar decisiones de las acciones a tomar para el futuro inmediato del campo; ya sea, optimizando los métodos de producción empleados hasta ahora, o buscar una posible nueva localización económicamente rentable, para perforar uno o más pozos; buscando siempre beneficios económicos.

1.3. Consideraciones

10

Los resultados aquí mostrados son esencialmente una muestra de la aplicabilidad de los diferentes flujos de trabajos disponibles en algunas de los softwares disponibles actualmente para la industria petrolera, para la generación de modelos de yacimientos y de pozos, todo esto con el objetivo de presentar un informe de actividades.

Se han utilizado datos reales del intervalo productor del Campo UNAM, sin embargo se hicieron una serie de consideraciones y generalizaciones en el tratamiento de la información debido a la carencia de algunos datos críticos. Además, algunos datos que se consideran confidenciales para la empresa no son publicados en este documento.

Por esta razón se recomienda dar un carácter referencial a la información aquí presentada y se recomienda discreción en los análisis derivados del presente trabajo.

2. MODELO DEL YACIMIENTO

2.1. Introducción

El presente informe de actividades recopila los pasos más importantes desarrollados en la construcción del Modelo del Yacimiento, el cual consta de dos partes, primero se describe las actividades relacionadas con la generación del Modelo Estático del Yacimiento, en segundo lugar se aborda el tema de la generación del modelo de Simulación Numérica del Yacimiento. Diferentes disciplinas fueron involucradas en este proceso entre las que resaltan: Geología del subsuelo, Geofísica, Petrofísica, Ingeniería de Yacimientos y de Producción. Cabe señalar que el flujo de trabajo desarrollado, se basa principalmente en la metodología diseñada para las herramientas PETREL™ y ECLIPSE™.

2.2. Objetivo

El objetivo principal de este proyecto consiste en definir el flujo de trabajo necesario para generar un Modelo Estático de Yacimiento que sirva como insumo para una Simulación Numérica de Yacimientos. La persecución de dicho objetivo primario toma como punto de partida todas las interpretaciones y mapas en el dominio de la profundidad generados hasta la fecha, para integrarlas mediante la construcción de un modelo geo-celular del subsuelo.

2.3. Modelo Estático del Yacimiento

2.3.1. Búsqueda y Carga de Información

A partir del día 25 de abril de 2011 se comenzó con la búsqueda y recopilación de los datos necesarios para la elaboración del Modelo del Yacimiento, objeto del presente informe. Se realizó un riguroso control de calidad de los datos suministrados, para su posterior carga en el software PETREL™ donde se desarrollaron todas las tareas de construcción del Modelo Estático. Cabe destacar que algunos de los archivos suministrados no se encontraban en formato estándar (ASCII) por lo que fue necesario realizar una edición de los mismos para garantizar la carga efectiva de la información. Los datos editados correspondieron con los datos de interpretación en tiempo (TWT) de las superficies de fallas, datos de desviaciones de pozo suministradas en formato Excel al igual que los datos de referencia de los pozos (Coordenadas, elevaciones profundidades etc.).

2.3.2. Construcción de Modelo de Velocidades

Dado que la interpretación sísmica se encuentra en el dominio del tiempo, fue necesario realizar un paso previo a la construcción del modelo estático. El procedimiento realizado corresponde con la metodología de trabajo para conversión tiempo-profundidad, vale la pena destacar que la única fuente de información de velocidades corresponde a la tabla TZ del Pozo UNAM 1 y su correspondiente registro sísmico registrado en casi toda la trayectoria del pozo. La metodología desarrollada abarca los siguientes pasos:

1. **Comparación de velocidades:** a partir del registro sísmico y los datos de la tabla T-Z suministrada es posible cotejar la tendencia del campo de velocidades en la trayectoria del Pozo UNAM 1, en este paso se puede verificar que existe una muy buena correlación entre ambas medidas de velocidad.
2. **Calibración pozo-sísmica:** mediante la generación de un sismograma sintético se puede corroborar que existe una muy buena conversión profundidad-tiempo a lo largo de la trayectoria del Pozo UNAM 1. Datos empleados en la generación del cubo de velocidades.
3. **Generación del modelo geométrico en tiempo:** partiendo de las interpretaciones de fallas y horizontes proporcionadas al inicio de las actividades se procede a elaborar un mallado 3D en tiempo según el cual se persigue construir el modelo estático del área. Empleando las orientaciones de las fallas principales del área junto con tendencias pseudo-ortogonales se genera una malla regular dentro de la cual se dividen los diferentes niveles de interés previamente interpretados. El resultado es un modelo 3D en tiempo que sigue tanto las interpretaciones de los horizontes ya mencionados como las fallas principales del área.
4. **Definición de intervalos de subdivisión vertical de la malla:** con el propósito de establecer una subdivisión óptima de los intervalos modelados se realizan varias iteraciones de este paso hasta lograr la mejor resolución vertical del mallado que obedezca los cambios significativos del campo de velocidades según fueron registrados en el Pozo UNAM 1.
5. **Población del mallado con valores de velocidad:** una vez escalados los valores de velocidad de intervalos en la malla 3D, se procede a la propagación de dichos valores dentro de las celdas previamente construidas.
6. **Generación del modelo de velocidades:** partiendo de los valores propagados de velocidad de intervalos se procede al cálculo de velocidades promedio con el fin de generar un cubo de velocidades promedio que permita la conversión tiempo-profundidad. Una vez generado el modelo mencionado se procede a la validación del mismo cuantificando el grado de error y llevando el mismo a su mínima expresión pasando de 50 metros de error promedio en la primera iteración hasta errores promedio por debajo de los 10 metros en la tercera iteración del modelo. Cabe destacar que a pesar de contar con datos de velocidad en un sólo pozo, errores menores a 10 metros para una resolución sísmica de 80 metros (a nivel del objetivo) son prácticamente despreciables.
7. **Conversión a profundidad:** una vez elaborado el modelo de velocidades promedio, es posible convertir al dominio de la profundidad todos los datos suministrados en tiempo (Fallas y horizontes, **Fig. 2. 2**).

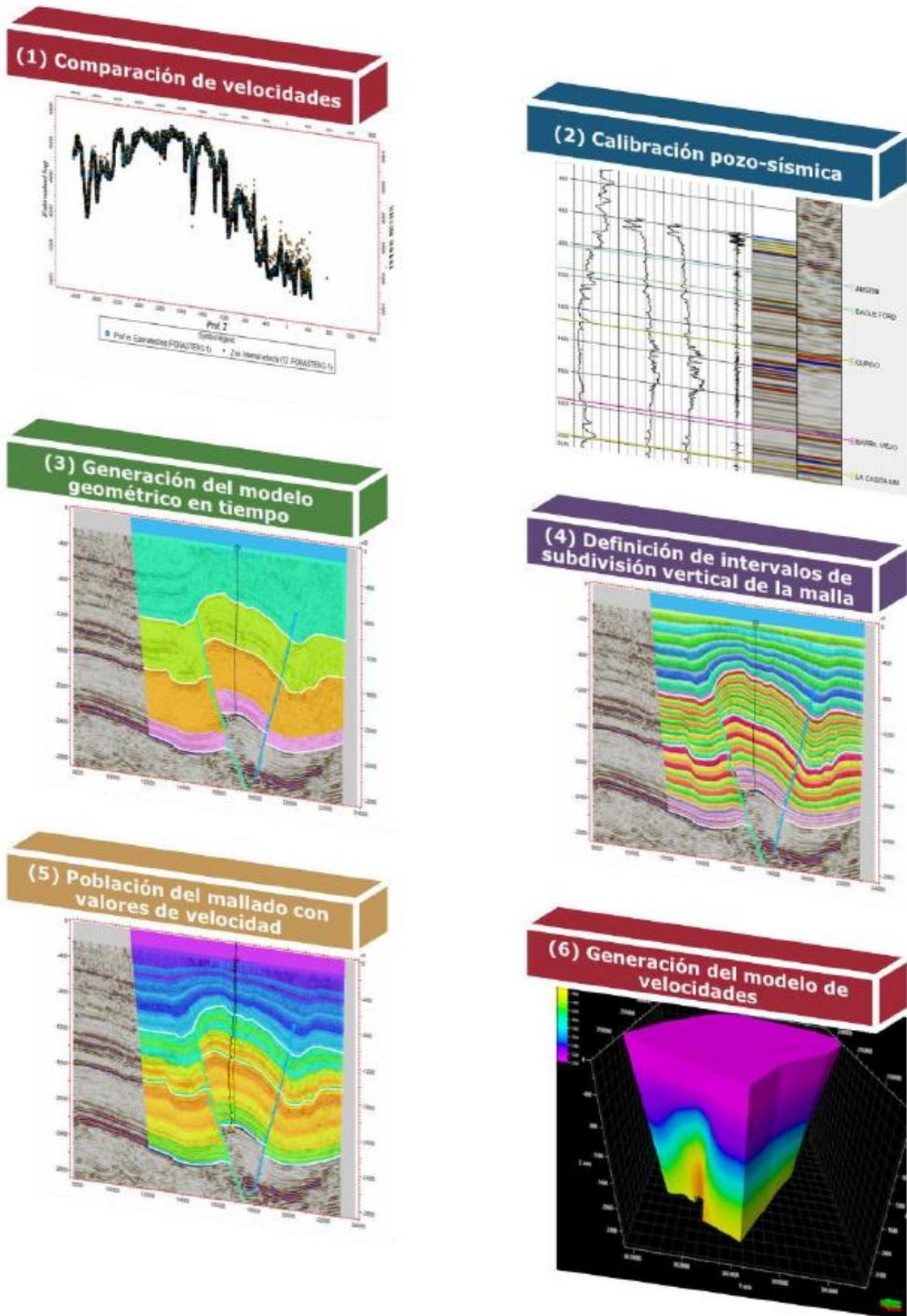


Fig. 2. 1 Esquema del flujo de trabajo para la elaboración del modelo de velocidades.

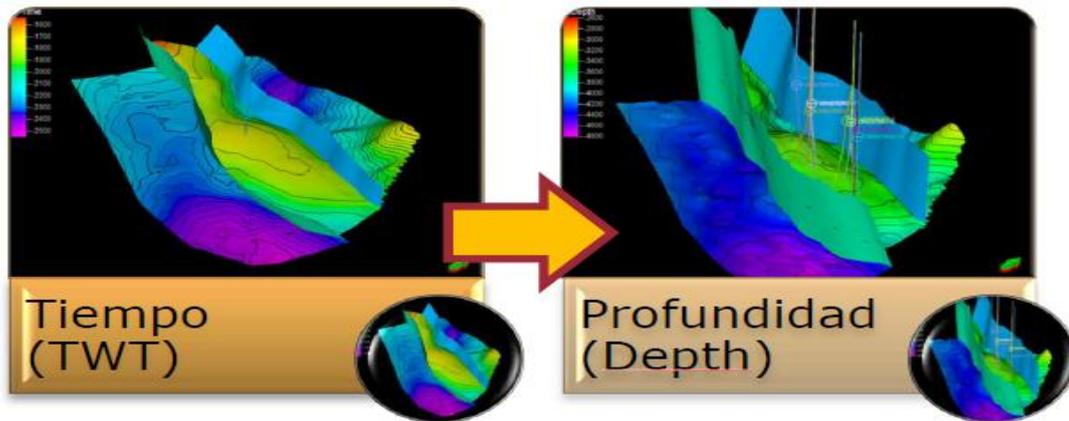


Fig. 2. 2 Conversión tiempo-profundidad para las superficies estructurales y de falla a ser incorporadas en el modelo estático.

2.3.3. Construcción del Modelo General de Celdas

Una vez convertidos a profundidad todos los horizontes interpretados previamente y sus correspondientes superficies de falla, se procede a la definición de la geometría maestra del modelo. Para esta geometría se contempla la inclusión de todos los intervalos estratigráficos atravesados por los pozos analizados. La Fig. 2. 3 muestra el flujo de trabajo a realizar en la construcción del Modelo Estático del Yacimiento.

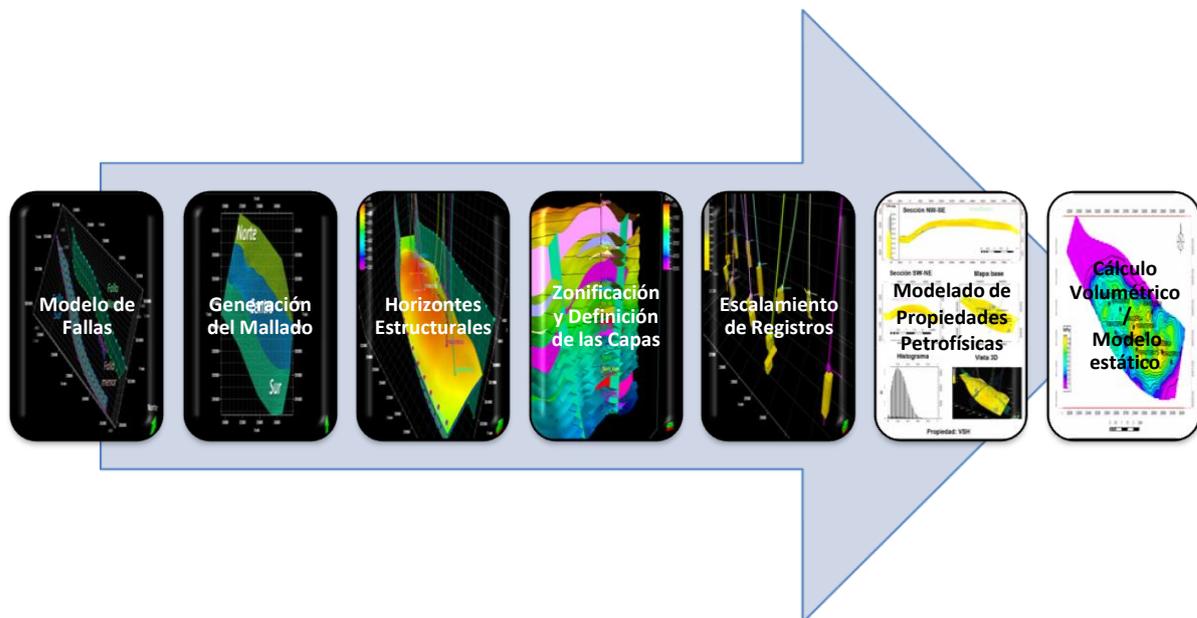


Fig. 2. 3 Flujo de trabajo para la construcción de modelo estático.

2.3.3.1. Modelado de Fallas

En este proceso se modelan las superficies de falla según las cuales se quiere construir el mallado 3D para el modelo (Se consideraron intervalos de interés desde el nivel Austin en el

tope, hasta el marcador de La Gloria en la base). En este paso se modelan las dos fallas principales y una falla menor, convertidas a profundidad usando el modelo de conversión descrito con anterioridad. Dado el carácter curvo de las fallas consideradas fue necesario el uso de pilares de tipo lítrico en el modelado. La **Fig. 2. 4** muestra los resultados de este proceso el cual permite la generación de superficies de falla más uniformes que siguen la tendencia y cambios importantes en las fallas según fueron interpretadas desde los datos sísmicos.

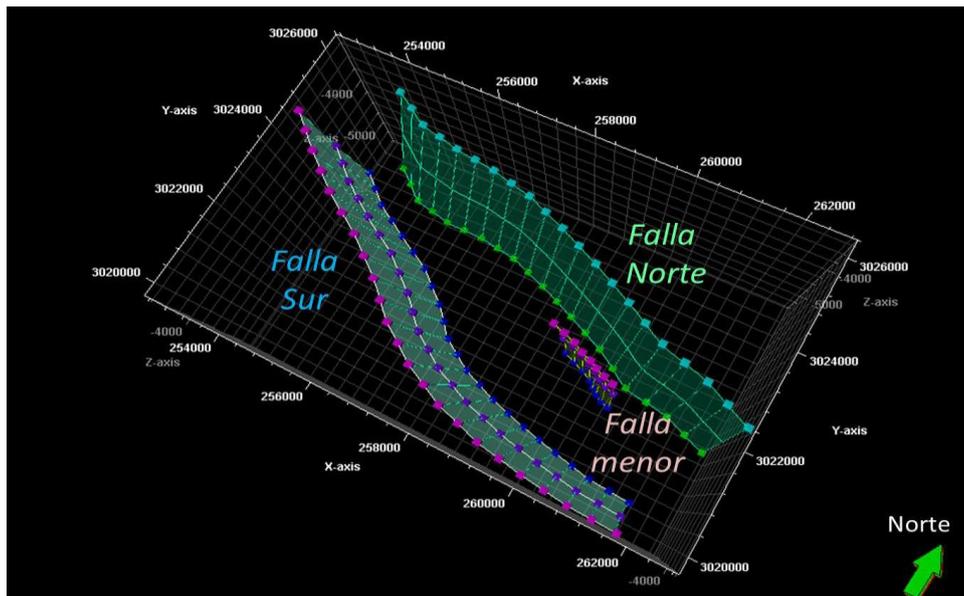


Fig. 2. 4 Resultado del proceso de modelado de fallas, para el modelo detallado del intervalo de interés.

2.3.3.2. Generación del Mallado

En este proceso es posible definir la geometría, orientación y espaciado de las celdas que van a conformar el modelo estático en construcción. Para ello es necesario establecer las direcciones según las cuales se van a disponer dichas celdas y a lo largo de las cuales se va a establecer el espaciado. Con el objeto de no generar irregularidades en el mallado a lo largo de las superficies de falla, se construyen las celdas con uno de sus lados paralelos a las direcciones de orientación de las fallas regionales del área. Así, direcciones preferenciales de tendencia "I" se asignan a las fallas modeladas en el paso anterior (**Fig. 2. 5**), mientras que las direcciones "J" se definen mediante líneas de tendencia perpendiculares a la orientación de las fallas (**Fig. 2. 5**). El incremento de las celdas se establece en 100x100 [m]. Para el caso de este modelo detallado sólo se toma en cuenta la parte central de la estructura (segmento central del modelo general) con el fin de minimizar el número de celdas a generar y optimizar de esta manera todos los procedimientos posteriores.

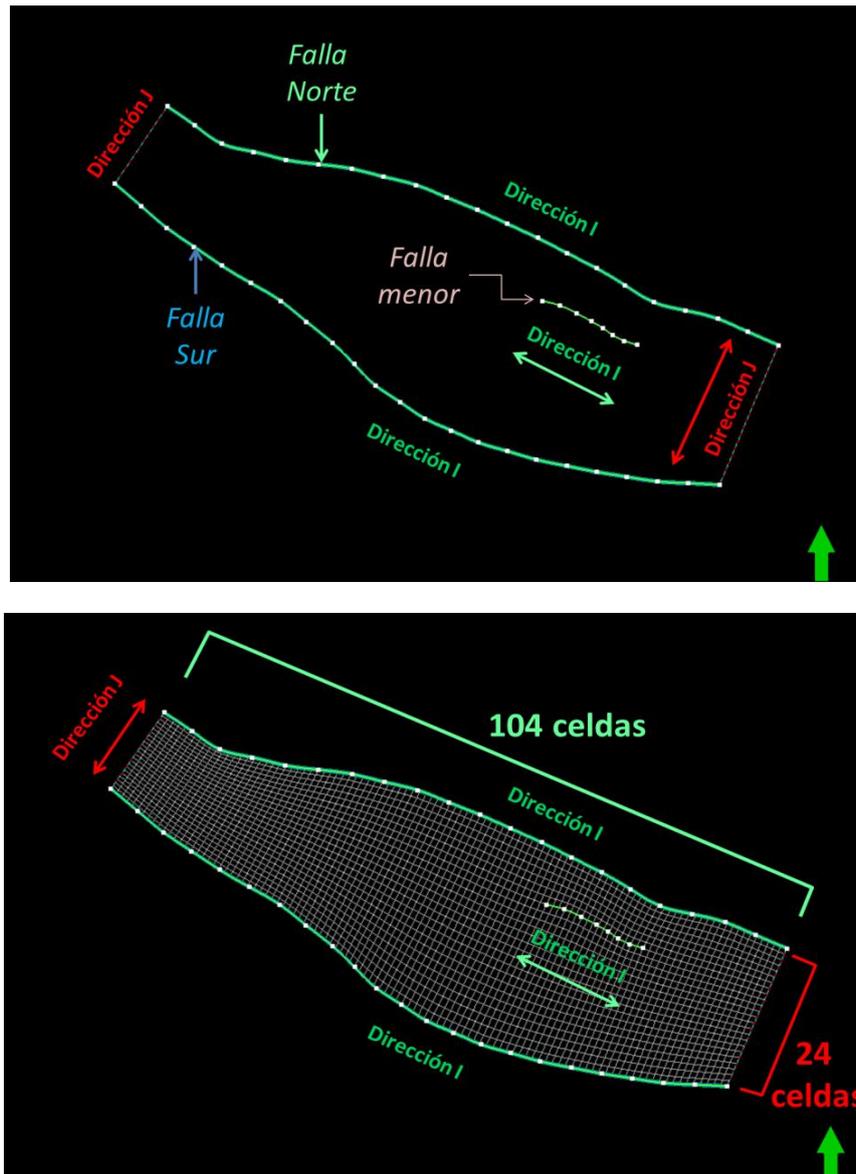


Fig. 2. 5 Arriba Tendencias de orientación para la construcción del mallado, Abajo malla generada para el modelo.

Como resultado de este paso se obtiene el mallado 3D; tope, base y medio (**Fig. 2. 6**), además, dicho mallado, adicionalmente contiene las superficies de las fallas incorporadas, las cuales separan el modelo tridimensional en tres diferentes segmentos denominados: Segmento Sur, Segmento Centro y Segmento Norte según su ubicación. La **Fig. 2. 7** ilustra los 3 diferentes segmentos generados, así como las superficies de falla que los separan. Los límites externos del modelo fueron definidos en función de la distribución y calidad de la interpretación sísmica convertida a profundidad.

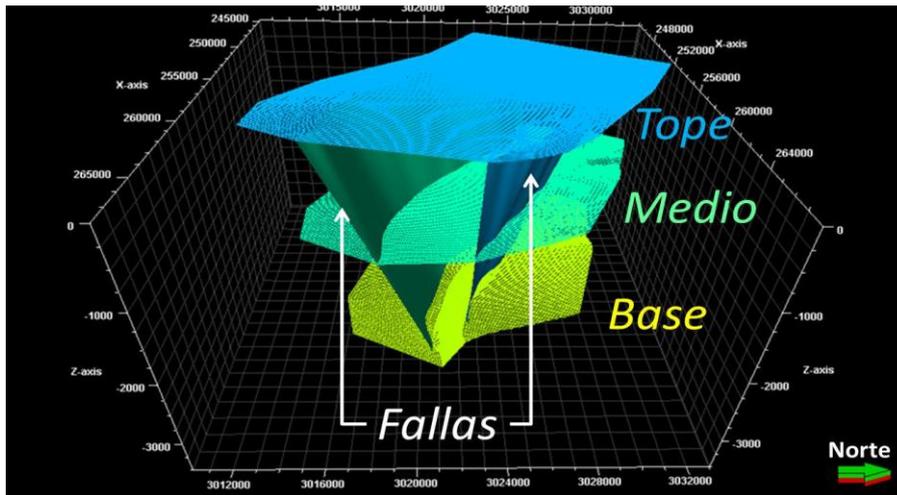


Fig. 2. 6 Vista 3D del mallado generado.

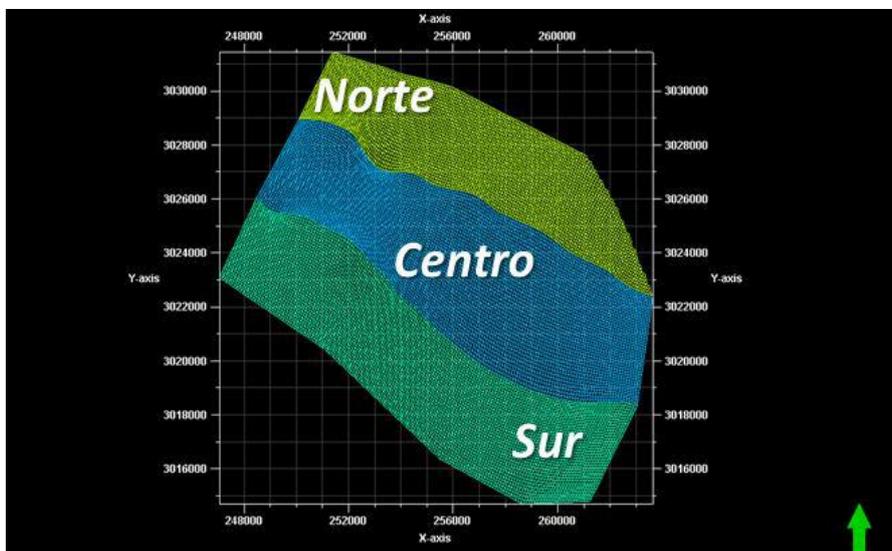


Fig. 2. 7 Identificación de los segmentos en los cuales se encuentra dividida la malla 3D.

2.3.3.3. Horizontes Estructurales

Es en este paso cuando se generan los horizontes o superficies estructurales dentro del modelo de celda. En el caso del modelo detallado descrito en este apartado, se generan sólo dos horizontes relacionados con tope y base del intervalo de interés (La Casita MM, Fig. 2. 8), dichos horizontes corresponden con los reflectores interpretados en los datos sísmicos y luego convertidos a profundidad (véase Construcción del modelo de Velocidades). En este paso también se incorporan al modelo las cimas o marcadores de pozo con el propósito de asegurar que cada una de las superficies generadas pase justo por su correspondiente marcador en cada uno de los pozos.

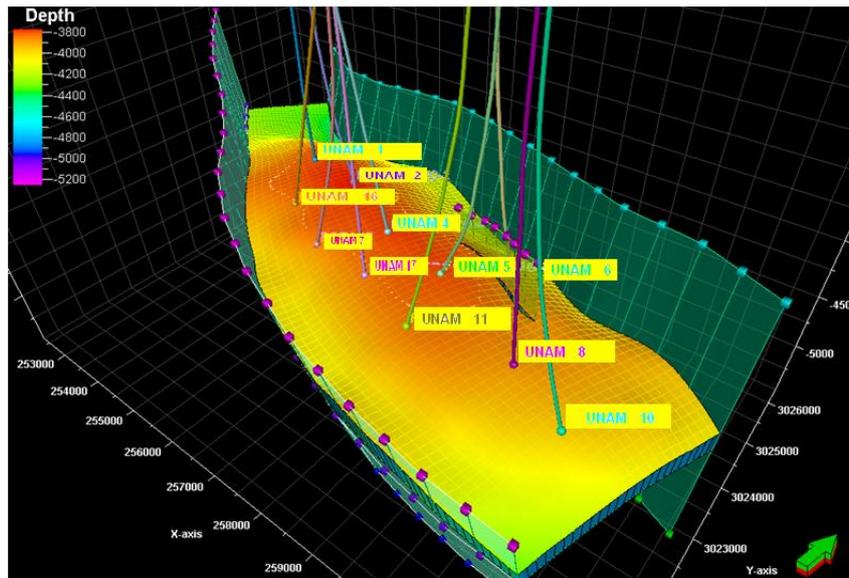


Fig. 2. 8 Horizontes tope y base generados para el intervalo La Casita MM. Nótese el ajuste realizado a los marcadores de pozos y la expresión de las fallas incorporadas al modelo.

2.3.3.4. Zonificación y Definición de las Capas

A partir de las zonas estratigráficas, es posible realizar una subdivisión de todos los intervalos, tomando como punto de partida los diferentes marcadores correlacionados en los registros de pozo (**Fig. 2. 9**), esta subdivisión podrá ser utilizada en lo sucesivo en caso de requerirse un modelo de celda para cualquiera de las subdivisiones realizadas que en este caso particular coinciden con cada uno de los intervalos estratigráficos del área. Se generan en total dieciocho subdivisiones adicionales para un total de 21 zonas estratigráficas (**Fig. 2. 10**) junto con 22 mapas en profundidad que cumplen con las siguientes condiciones:

- Respetan la tendencia estructural del área.
- Mantienen la relación de espesor estratigráfico medido en los pozos.
- Pasan por todos y cada uno de sus correspondientes marcadores geológicos o cimas en los pozos.

Cabe destacar que cada paso realizado cuenta con su posterior control de calidad con el propósito de garantizar la coherencia del modelo y evitar trabajo adicional o edición en los pasos siguientes. Adicionalmente se automatizan todos y cada uno de los procedimientos descritos, con el propósito de facilitar cualquier ajuste posterior que requiera el modelo en construcción.

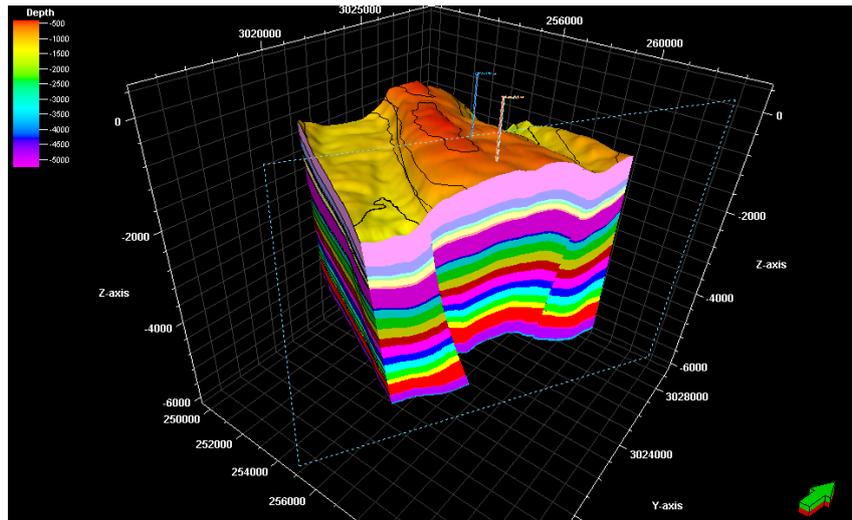


Fig. 2. 9 Resultado del proceso, según el cual se logra una subdivisión estratigráfica de 21 niveles.

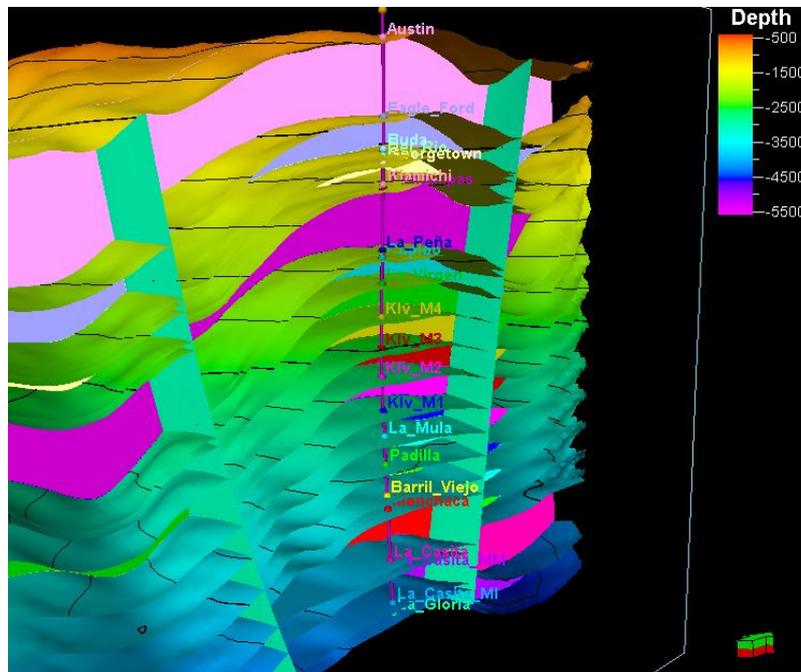


Fig. 2. 10 Vista tridimensional de los 22 mapas estructurales generados con su correspondiente amarre con marcadores de pozo.

A partir de los resultados obtenidos en esta fase de modelado estructural se puede comentar lo siguiente:

- a) El arreglo geométrico establecido para el mallado es adecuado y no presenta ningún problema en su construcción.
- b) Todas y cada una de las zonas y subdivisiones generadas honra todos y cada uno de los marcadores de pozo.
- c) Se generaron en total 22 mapas estructurales en profundidad en cada uno de los tres segmentos de la malla.

Dado que en este caso particular se modela una sola zona o intervalo, no fue necesario aplicar zonificación alguna. Sin embargo una sub-división por capas si fue necesario para poder

incorporar los datos de las evaluaciones petrofísicas para su posterior análisis y propagación dentro del mallado 3D. Luego de importar en PETREL™ las curvas de evaluaciones petrofísica, para un total de 11 disponibles para el área y su correspondiente control de calidad. Se importaron al sistema curvas continuas de: Volumen de arcilla (VSH), Porosidad Efectiva (PHIE), Permeabilidad (PERM) y Saturación de agua (SW). Un ejemplo de las curvas incorporadas al modelo se muestra en la **Fig. 2. 11**. Para definir de manera precisa el valor óptimo de subdivisiones verticales a aplicar, se realizan varias iteraciones. Inicialmente se realizan una subdivisión proporcional de cien capas, dentro de las cuales fueron escalados los perfiles evaluados de los pozos. Posteriormente se modifica el número de subdivisiones en repetidas ocasiones hasta lograr una subdivisión vertical que logre resolver las variaciones verticales interpretadas en la evaluación petrofísica (**Fig. 2. 11**). Finalmente se establecen 120 subdivisiones proporcionales para el eje vertical de la malla (dirección K) las cuales reproducen de una manera bastante adecuada las variaciones verticales tanto del tipo y calidad de la roca, como de los fluidos que en ella se alojan. La **Fig. 2. 11** muestra los registros evaluados cargados en PETREL™ mientras que la **Fig. 2. 12** muestra los registros escalados en el mallado 3D, nótese la excelente resolución vertical alcanzada luego de la subdivisión. El resultado de la subdivisión vertical se muestra en la **Fig. 2. 13** en donde se muestra la zona sin subdivisiones (izq.) y la zona luego de ser aplicada las 120 subdivisiones (der.).

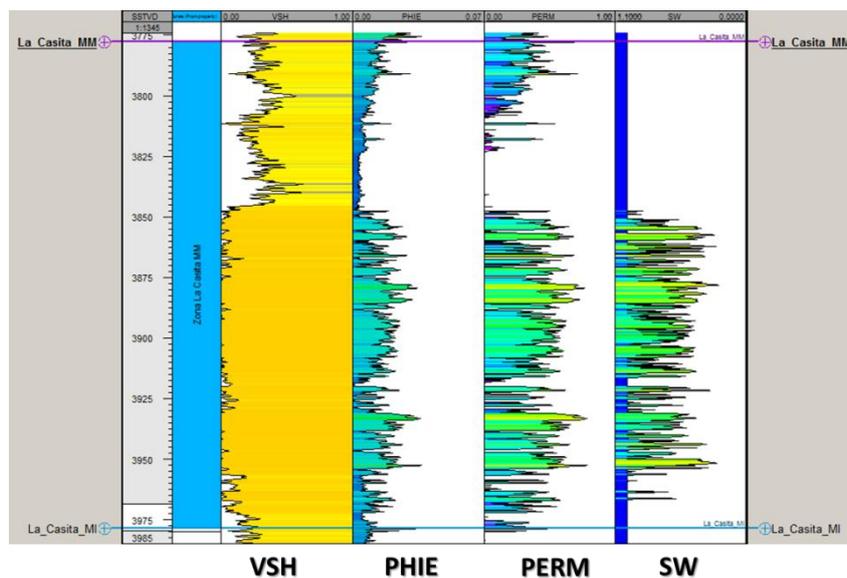


Fig. 2. 11 Evaluaciones petrofísicas cargada en el software.

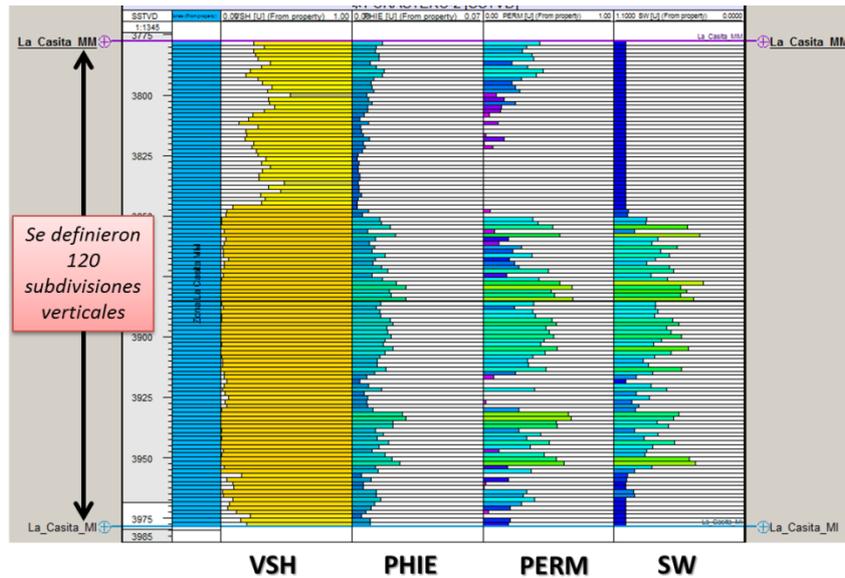


Fig. 2. 12 Registros escalados en el mallado luego de aplicar las 120 subdivisiones verticales.

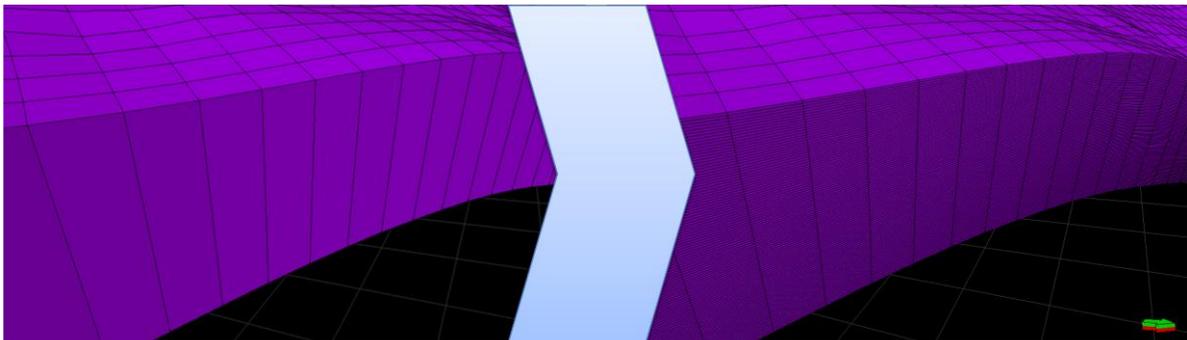


Fig. 2. 13 Izq., zona modelada sin subdivisiones verticales; der., zona modelada luego de aplicar las 120 subdivisiones verticales al intervalo de interés.

2.3.3.5. Escalamiento de Registros

Con este nombre se denomina en PETREL™ al procedimiento según el cual se escalan o incorporan los registros de pozo al mallado 3D. Diferentes métodos de escalado fueron aplicados de los cuales se escoge el de escalado en celdas vecinas para todas las propiedades: Volumen de arcilla (VSH), porosidad efectiva (PHIE), permeabilidad (PERM) y saturación de agua (SW). El método de escalamiento se seleccionó en virtud de la presencia de pozos altamente desviados para los cuales es necesario escalar la propiedad lo más cercano a su posición real. El procedimiento de escalado en celdas vecinas se resume a continuación:

Escalamiento por celdas vecinas: Esta opción permite generar un promedio de los valores de registro en todas las celdas adyacentes a la trayectoria del pozo con el fin de mejorar la resolución. Por lo tanto, si hay tres celdas adyacentes a lo largo de la ruta del pozo y que pertenecen a la misma capa, la primera tendrá un valor medio de los registros de las celdas 1 y 2, la segunda de las celdas de 1, 2 y 3 y el tercero de los registros dentro de células 2 y 3 (**Fig. 2. 14**).

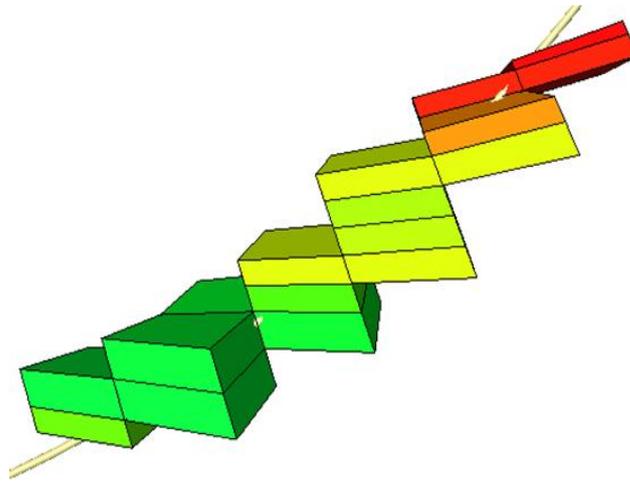


Fig. 2. 14 Esquema de población de celdas vecinas a la trayectoria de un pozo altamente desviado.

Se promedia de manera aritmética los puntos de medida de las propiedades VSH, PHIE y SW mientras que para la permeabilidad se realiza un promedio geométrico para tener en cuenta la distribución logarítmica de este último parámetro. Los resultados del escalado de VSH se muestran en la Fig. 2. 15.

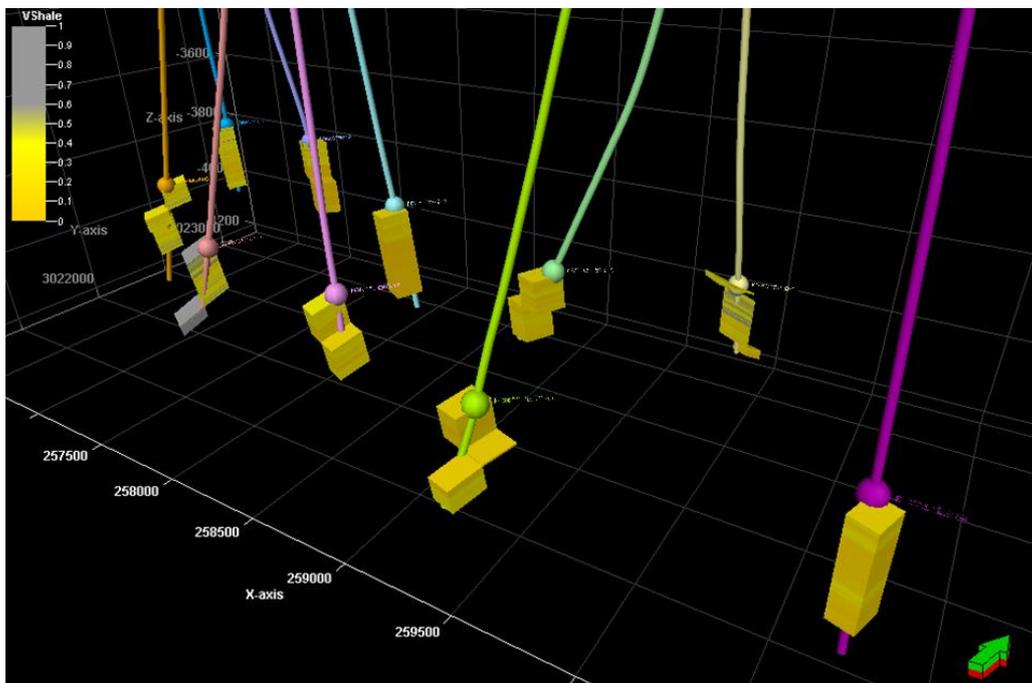


Fig. 2. 15 Resultados del escalamiento de la propiedad volumen de arcilla (VSH) en la malla generada.

2.3.4. Modelado de Propiedades Petrofísicas

Haciendo uso de la geometría construida hasta ahora; es posible hacer una propagación tridimensional de las propiedades petrofísicas incorporadas al sistema. Esto con el propósito de definir tendencias y condiciones del yacimiento en su expresión volumétrica.

2.3.4.1. Análisis de Datos

Dado que no puede ser posible establecer una distribución de facies sedimentarias por la carencia de información, no es posible discriminar el análisis de los datos por categorías sedimentológicas. Este análisis corresponde con la definición de tendencias de mayor y menor variabilidad haciendo uso de herramientas geoestadísticas. Una alternativa al modelado de facies puede obtenerse de un análisis de atributos sísmicos ya que se cuenta con sísmica 3D de modera resolución a nivel del objetivo. Sin embargo tampoco se cuenta con calibraciones Pozo-Sísmica que permitan un análisis cuantitativo de los atributos sísmicos. En consecuencia se analiza todo el conjunto de datos sin hacer discriminación alguna ni por cuerpos sedimentario individuales ni tampoco por facies. Mediante el uso de variogramas se logran establecer dos direcciones marcadas de correlación. A manera general se puede decir que existe en los datos una dirección mayor de correlación en dirección SE-NW, según la cual se definen rangos de correlación de hasta 2.3 [km]. La dirección de menor correlación de los datos analizados se dispone perpendicular a la dirección mayor con un rango de correlación de hasta 1 [km]. En cuanto a la dirección vertical se lograron establecer rangos de correlación de hasta 20 [m] en los pozos verticales. A continuación se muestran detalles por propiedad para cada uno de los rangos antes mencionados.

2.3.4.2. Volumen de arcilla (VSH)

2.3.4.2.1. Histograma de distribución

El análisis de distribución de la propiedad volumen de arcilla muestra un espectro de distribución estadística según se muestra en la **Fig. 2. 16** lo que representa el histograma de distribución de los datos de entrada (barras verticales) mientras que la curva suavizada representa la distribución a generar en la propiedad una vez sea propagada. La variable VSH tiene un rango de distribución que va desde 0 hasta 1 lo cual representa en términos adimensionales la proporción de arcilla dentro del yacimiento.

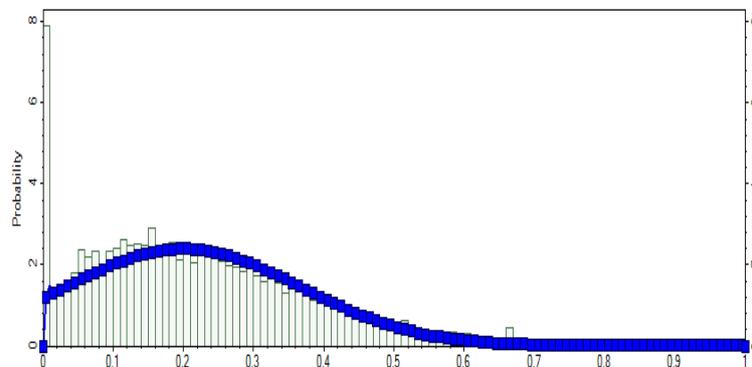


Fig. 2. 16 Histograma de distribución de la variable VSH, las barras representan la distribución de los datos escalados mientras que la curva azul muestra la distribución a propagar en el modelado petrofísico.

2.3.4.2.2. Variogramas

Se generan tres variogramas direccionales para cada propiedad, para el caso del VSH las direcciones de correlación mayor, menor y vertical se muestran a continuación en la **Fig. 2. 17**.

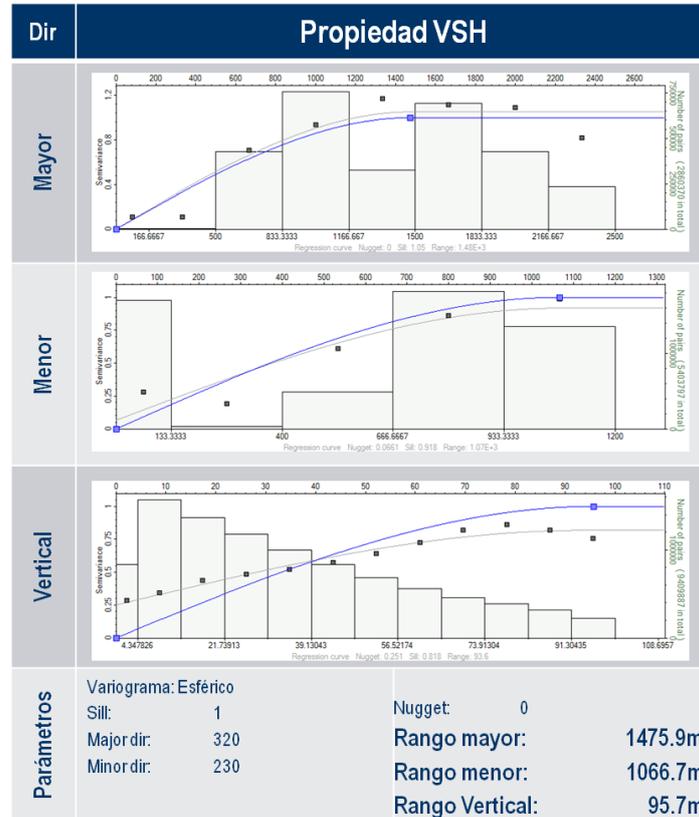


Fig. 2. 17 Variogramas obtenidos para la propiedad VSH.

2.3.4.3. Porosidad Efectiva (PHIE)

2.3.4.3.1. Histograma de distribución

El análisis de distribución de la propiedad porosidad efectiva muestra un espectro de distribución estadística según se muestra en la **Fig. 2. 18** lo que representa el histograma de distribución de los datos de entrada (barras verticales) mientras que la curva suavizada representa la distribución a generar en la propiedad una vez sea propagada. La variable PHIE tiene un rango de distribución que va desde 0 hasta 0.07, lo cual representa en términos porcentuales la cantidad de volumen poroso interconectado dentro del yacimiento.

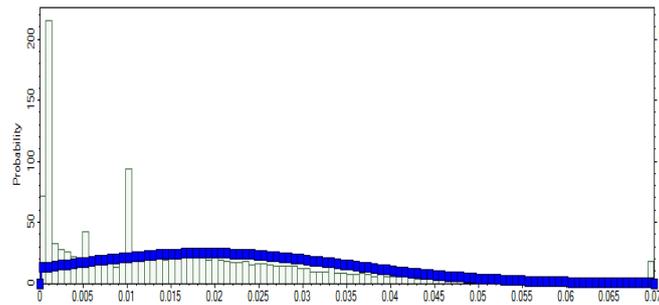


Fig. 2. 18 Histograma de distribución de la variable PHIE, las barras representan la distribución de los datos escalados mientras que la curva azul muestra la distribución a propagar en el modelado petrofísico.

2.3.4.3.2. Variogramas

Se generan tres variogramas direccionales para esta propiedad, las direcciones de correlación mayor, menor y vertical se muestran a continuación en la Fig. 2. 19.

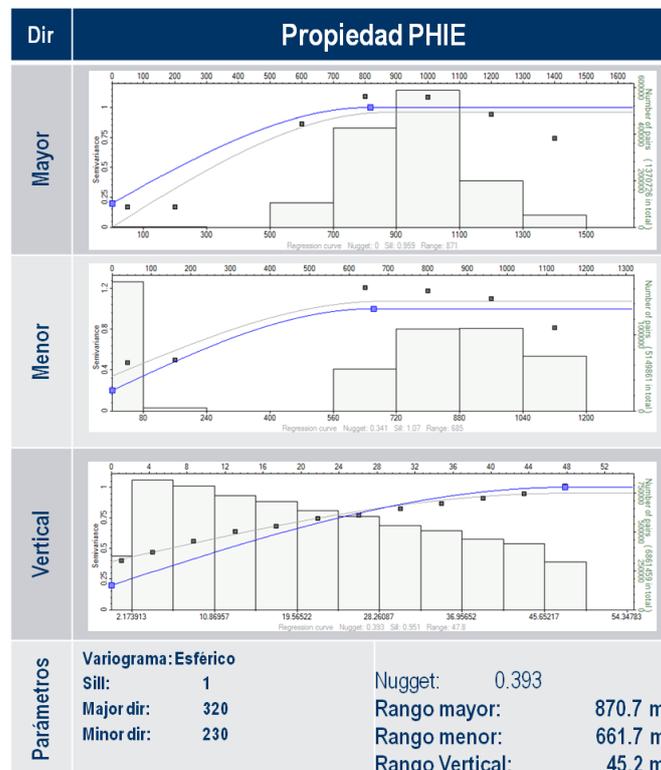


Fig. 2. 19 Variogramas obtenidos para la propiedad PHIE.

2.3.4.4. Permeabilidad (PERM)

2.3.4.4.1. Histograma de distribución

El análisis de distribución de la propiedad permeabilidad muestra un espectro de distribución estadística según se muestra en la Fig. 2. 20 lo que representa el histograma de distribución de los datos de entrada (barras verticales) mientras que la curva suavizada representa la distribución a generar en la propiedad una vez sea propagada. La variable PERM tiene un rango

de distribución que va desde 0.001 hasta 1 [mD], lo cual representa la capacidad que tiene el medio de dejar fluir gas a través de su espacio poroso. Dada la distribución logarítmica de la propiedad, se muestra el histograma de distribución en términos de desviación estándar.

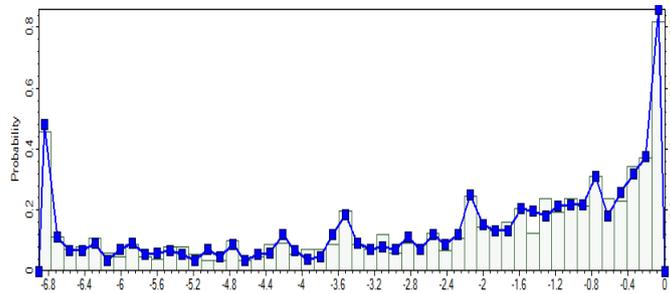


Fig. 2. 20 Histograma de distribución (logarítmico) de la variable PERM, las barras representan la distribución de los datos escalados mientras que la curva azul muestra la distribución a propagar en el modelado petrofísico.

2.3.4.4.2. Variogramas

Se generan tres variogramas direccionales para cada propiedad, para el caso del PERM las direcciones de correlación mayor, menor y vertical se muestran a continuación en la Fig. 2. 21.

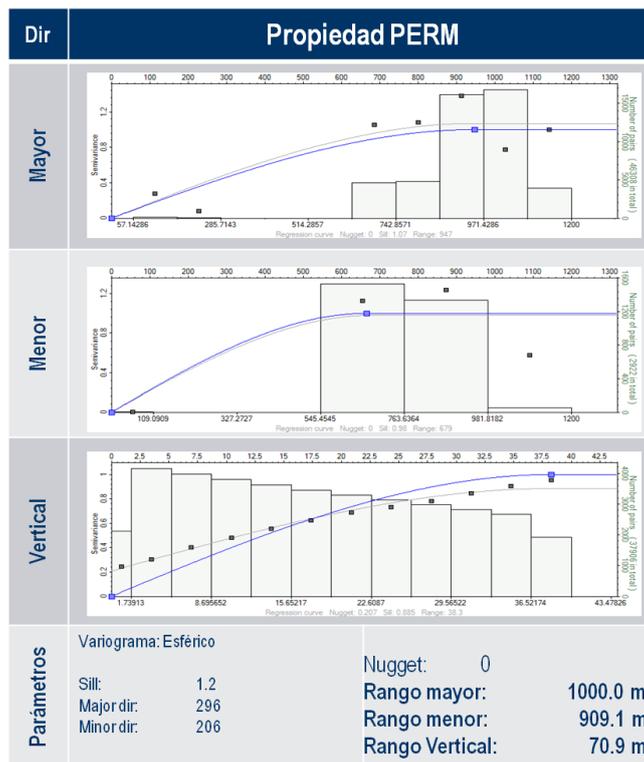


Fig. 2. 21 Variogramas obtenidos para la propiedad PERM.

2.3.4.5. Saturación de Agua (SW)

2.3.4.5.1. Histograma de distribución

El análisis de distribución de la propiedad saturación de agua (SW) muestra un espectro de distribución estadística según se muestra en la **Fig. 2. 22** lo que representa el histograma de distribución de los datos de entrada (barras verticales) mientras que la curva suavizada representa la distribución a generar en la propiedad una vez sea propagada. La variable SW tiene un rango de distribución que va desde 0 hasta 1 lo cual representa en términos adimensionales la proporción de agua que ocupa el volumen poroso dentro de la roca en el yacimiento.

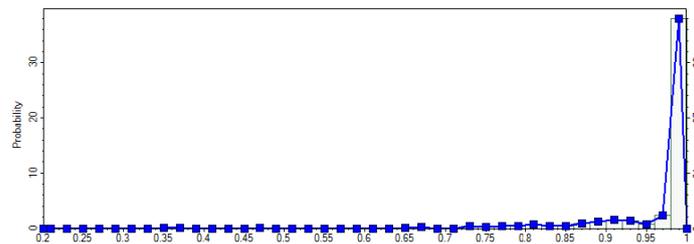


Fig. 2. 22 Histograma de distribución de la variable SW, las barras representan la distribución de los datos escalados mientras que la curva azul muestra la distribución a propagar en el modelado petrofísico.

2.3.4.5.2. Variogramas

Se generan tres variogramas direccionales, para el caso del SW las direcciones de correlación mayor, menor y vertical se muestran a continuación en la **Fig. 2. 23**.

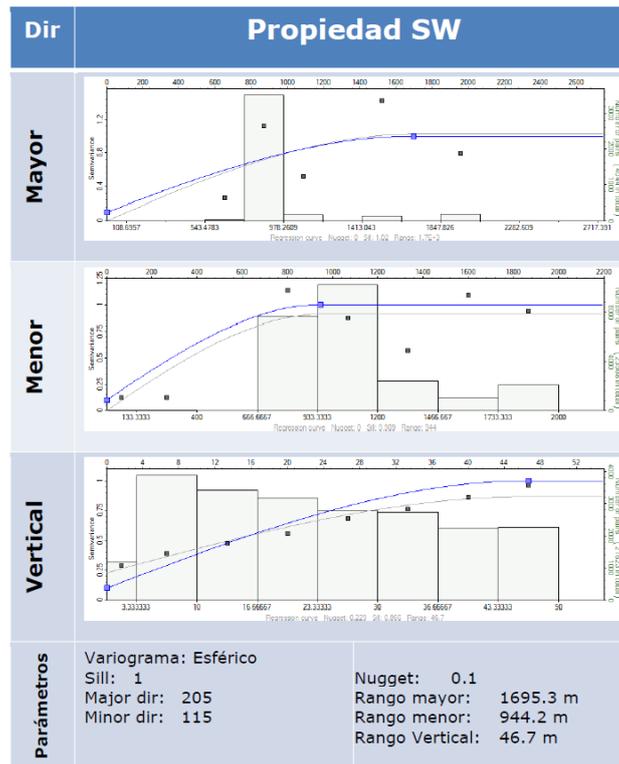


Fig. 2. 23 Variogramas obtenidos para la propiedad SW.

Como se puede observar en los diferentes variogramas generados, existe una muy buena correlación entre los datos petrofísicos incorporados al modelo. Sin embargo vale la pena destacar que el análisis es de los pozos en general sin hacer ningún tipo de clasificación por intervalos ni mucho menos por facies por las razones antes mencionadas. En consecuencia, se definen tendencias muy generales para una secuencia de aproximadamente 200-220 [m] de espesor promedio. Con todas estas consideraciones en cuenta resulta un poco difícil resolver variabilidades internas en el yacimiento dado que se está analizando de una manera muy general.

2.3.4.6. Modelo Petrofísico

Partiendo de los parámetros definidos en los distintos variogramas mostrados, se realiza el método de simulación secuencial gaussiana para la propagación de las propiedades petrofísicas al mallado ya construido. Se generan volúmenes de propiedades para las siguientes propiedades estáticas: Volumen de arcilla (VSH), Porosidad Efectiva (PHIE) y Permeabilidad (PERM). Para ello se utilizaron los rangos de correlación como control de la propagación y respetando el espectro de distribución de cada propiedad de manera individual.

El resultado de la propagación se muestra en la Fig. 2. 24 en donde se puede apreciar la propiedad VSH distribuida en la totalidad de la malla 3D generada. Vistas en sección a lo largo del rumbo y del buzamiento de la estructura se muestran junto con un mapa base, histograma de distribución y vista 3D.

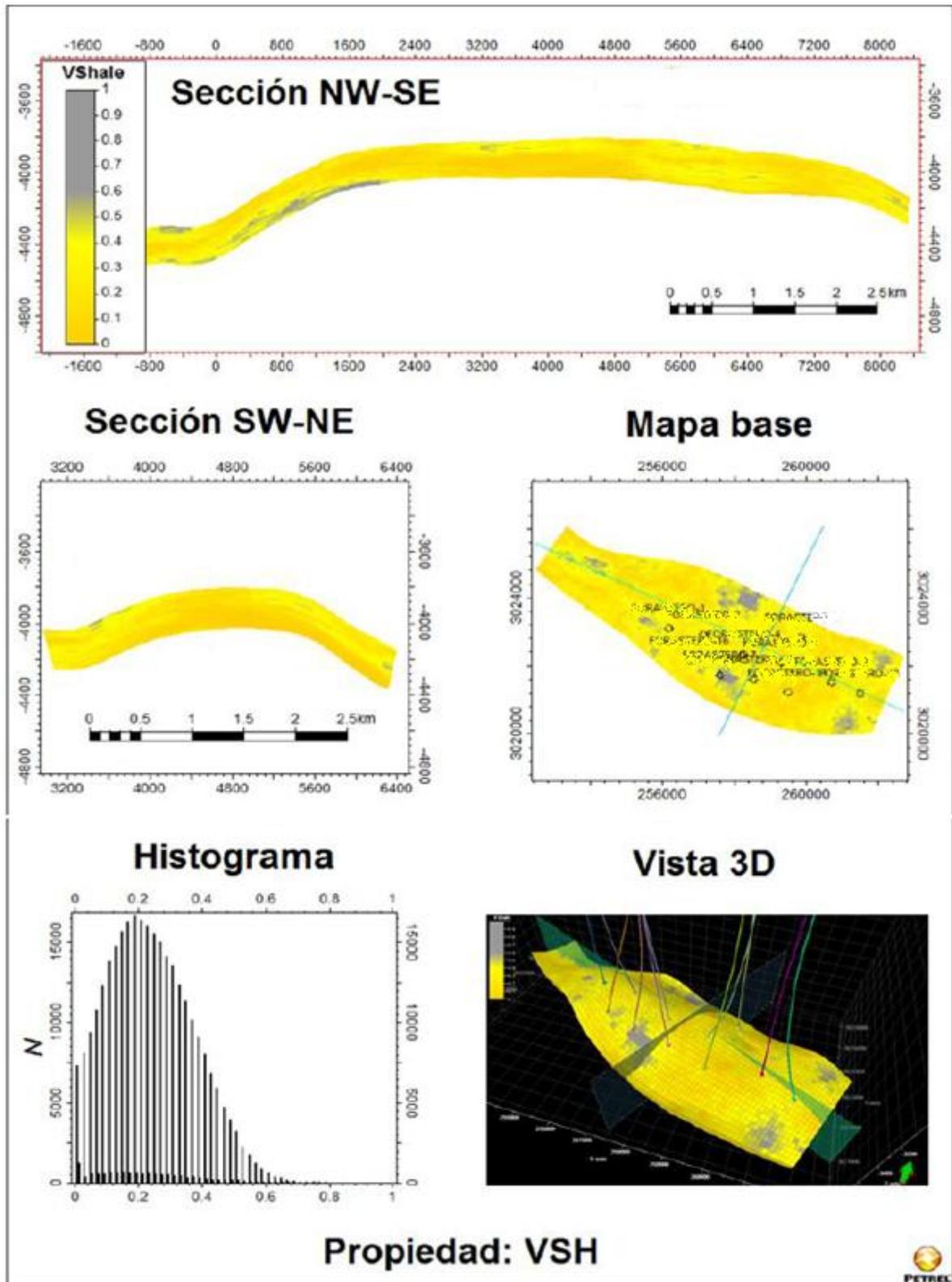


Fig. 2. 24 Vista general de la propiedad Volumen de arcilla luego de ser propagada dentro del mallado 3D.

Luego de propagar el volumen de arcilla en el modelo, se propaga la porosidad efectiva. En esta segunda propagación se controla para que siga la variable previamente generada (VSH) asegurando de esta manera la consistencia de los volúmenes de información generados. Haciendo uso de la técnica de Krigging colocado (Co-Krigging) se puede condicionar la propagación de la porosidad efectiva. Se establecen relaciones numéricas promedio entre ambas propiedades analizadas a partir de los datos escalados con el fin de dar consistencia a los volúmenes de datos generados.

Se aplica la misma condición de propagación con co-krigging para la permeabilidad, sólo que en este paso se toma como propiedad guía a la porosidad efectiva la cual guarda una relación más directa con la permeabilidad. De esta manera se generan tres propiedades las cuales guardan una estrecha relación entre sí y que se propagan bajo una misma tendencia. La **Fig. 2. 25** muestra la secuencia de generación de las diferentes propiedades y la relación tendencial que se establecen entre las tres variables.

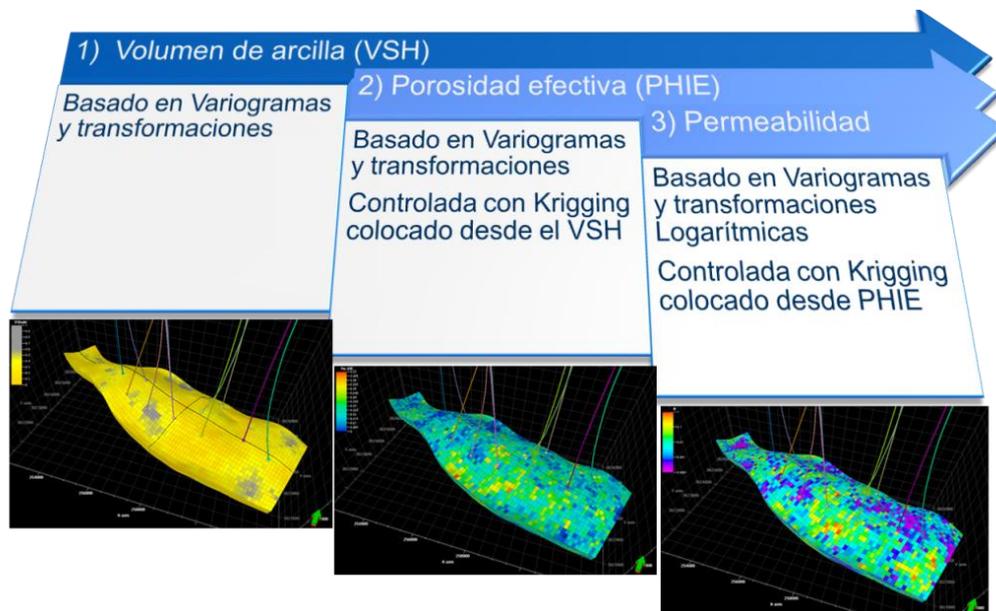


Fig. 2. 25 Secuencia de propagación y efecto del co-krigging en el modelado de propiedades petrofísicas.

Mayor detalle de los resultados de la propagación de porosidad efectiva y permeabilidad se muestra en las **Fig. 2. 26** y **Fig. 2. 27** respectivamente.

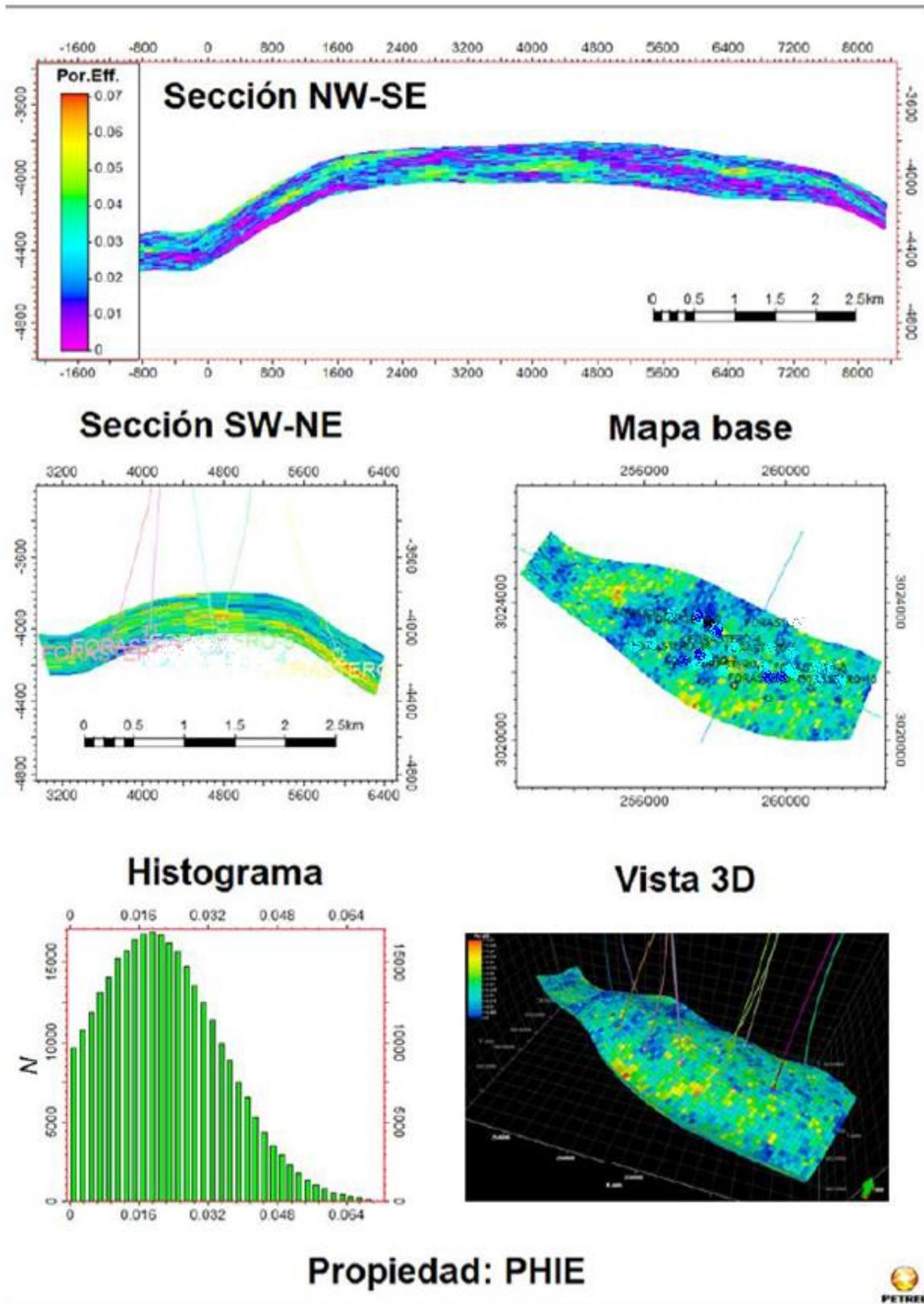


Fig. 2. 26 Vista general de la porosidad efectiva (PHIE) luego de ser propagada dentro del mallado 3D.

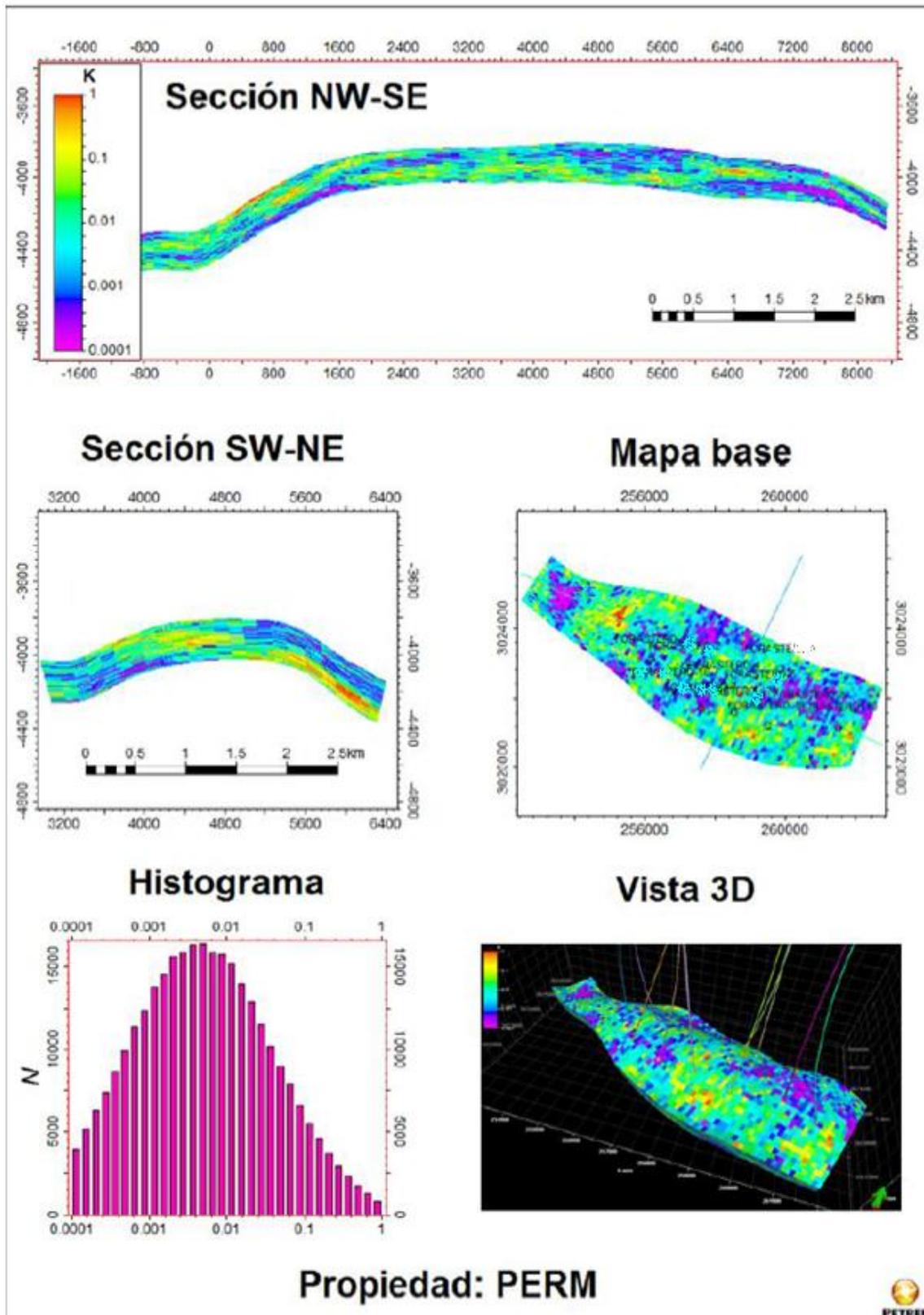


Fig. 2. 27 Vista general de la permeabilidad (PERM) luego de ser propagada dentro del mallado 3D.

En cuanto al propagado de la saturación de agua es necesario hacer una distinción de los intervalos productores y los intervalos con características similares a los productores. Para ello es necesario incluir en el modelo los parámetros de corte de las propiedades petrofísicas. Los parámetros de corte se listan en la siguiente **Tabla 2. 1**:

Tabla 2. 1 Parámetros petrofísicos de corte.

Propiedad	Valor Min. [%]	Valor Max. [%]
Volumen de Arcilla VSH	0	40
Porosidad Efectiva PHIE	0.8	7.0
Saturación de Agua (SW)	20	60
Saturación de Agua Irreductible	20	20

Haciendo uso de los primeros dos parámetros es posible definir el espesor neto, denominado Net To Gross (NTG), en donde:

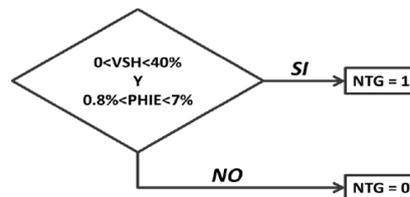


Fig. 2. 28 Diagrama de decisión para la categorización del NTG.

Una vez generado el NTG es posible condicionar la propagación de la saturación de agua sólo dentro del espesor neto (NTG=1). Para lograr la mejor aproximación posible a la distribución real de saturación de agua se hacen las siguientes consideraciones:

1. La distribución de saturación en los intervalos porosos es netamente horizontal, por lo tanto no sigue la geometría de las capas.
2. La saturación de agua en los intervalos que se consideran no productores (NTG=0) es constante e igual a 100% (SW=1).
3. Los intervalos productores representan una sola unidad de flujo, por lo que resulta posible interpolar horizontalmente los valores SW dentro de la malla.

Los resultados de la interpolación se muestran en la **Fig. 2. 29** nótese en ella la distribución horizontal del volumen de fluidos propagado, como resultado de las consideraciones hechas previamente y los condicionales aplicados al momento de la propagación. De los histogramas de distribución de los datos de entrada y volumen propagado de saturación de agua (SW) se puede apreciar una alta población de altos valores de saturación de agua, especialmente por debajo de los 4150 [m] (línea azul punteada de la **Fig. 2. 29**). Por lo que se presume la presencia de un posible contacto Gas-Agua aproximadamente a la profundidad arriba indicada.

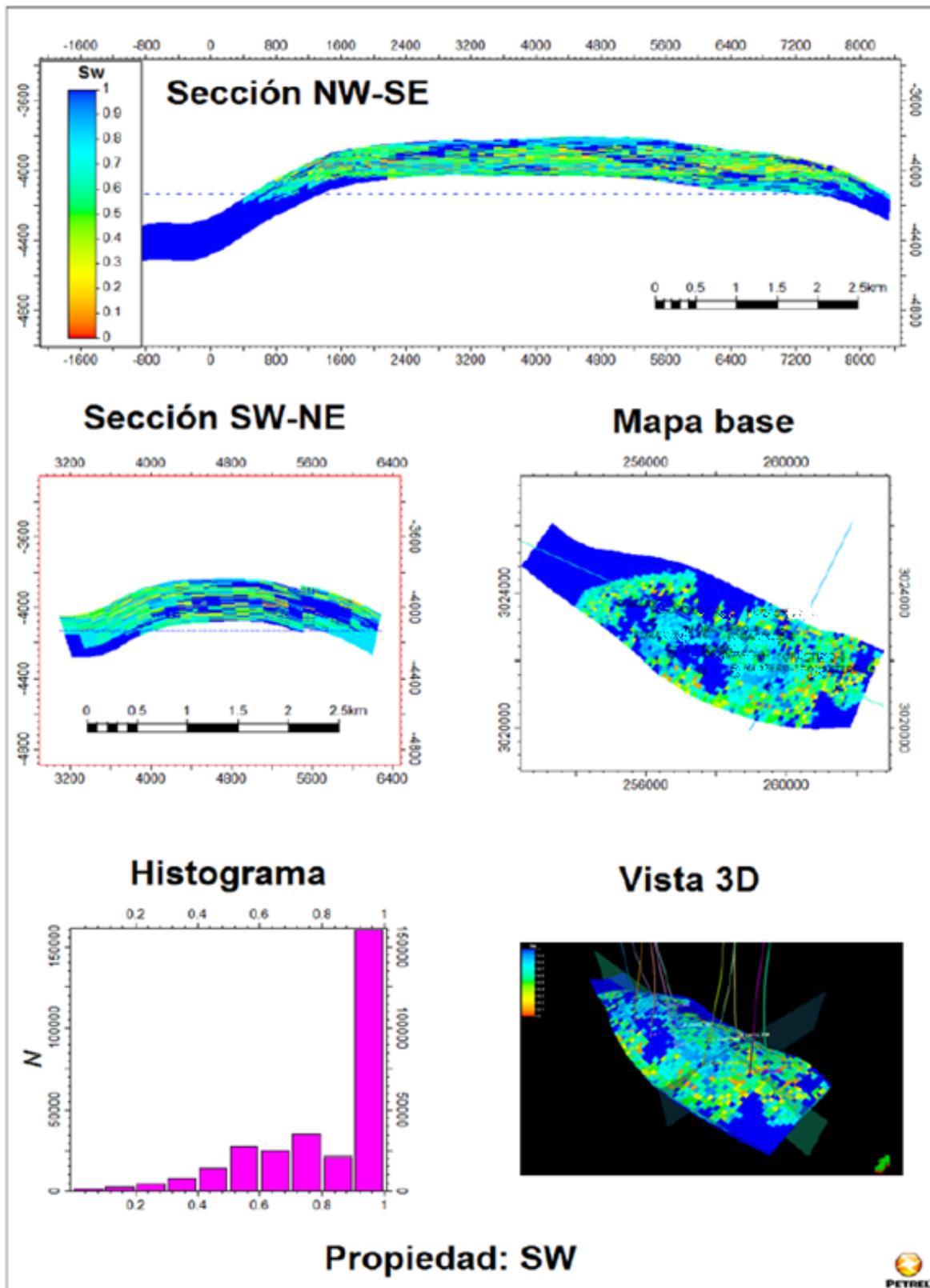


Fig. 2. 29 Vista general de la Saturación de agua (SW) luego de ser propagada dentro del mallado 3D.

Un análisis adicional de la distribución de saturaciones se realiza en función de la distribución de dicho parámetro y en función de la profundidad (Fig. 2. 30). De donde es posible apreciar el cambio gradual de la saturación a partir de los 4060 [m].

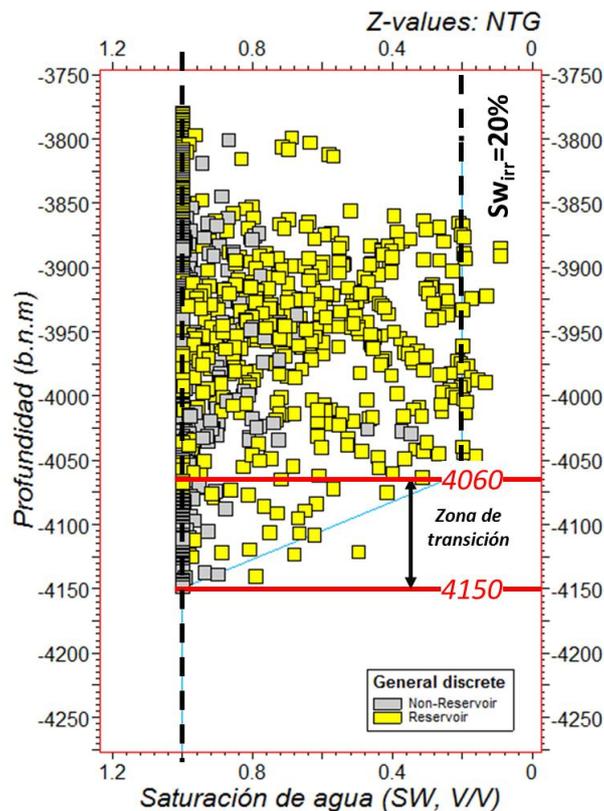


Fig. 2. 30 Perfil de saturaciones en función de la profundidad.

Se estima entonces una zona de transición de aproximadamente 150 [m] de espesor ubicada entre los 4060 y 4150 [m].

Hasta este punto se logra definir una “tendencia general” bastante aproximada para las propiedades estáticas que de alguna manera siguen la estructura de la trampa a pesar de representar una aproximación de todo el intervalo de La Casita MM en sus 200 [m] de espesor promedio. Caso contrario ocurre con la saturación de agua, la cual exhibe una distribución vertical de muy alta frecuencia, la cual resulta muy difícil de resolver si se asumen intervalos homogéneos conformados por una única unidad de flujo.

2.3.4.7. Operaciones con Propiedades

Como ya se mostró en la generación del espesor neto (NTG), es posible el desarrollo de operaciones lógicas y aritméticas entre los volúmenes de propiedades previamente generados. A modo de ilustración se muestran a continuación los procedimientos para la categorización de celdas productoras con saturaciones de agua menores a 60% (denominado: Net Pay, Fig. 2. 31 y Fig. 2. 32).

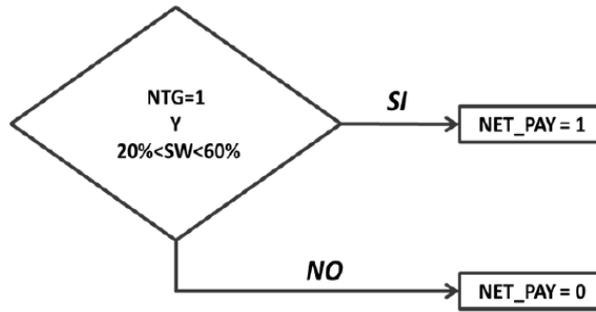


Fig. 2. 31 Diagrama de decisión para la categorización discreta de Net Pay.

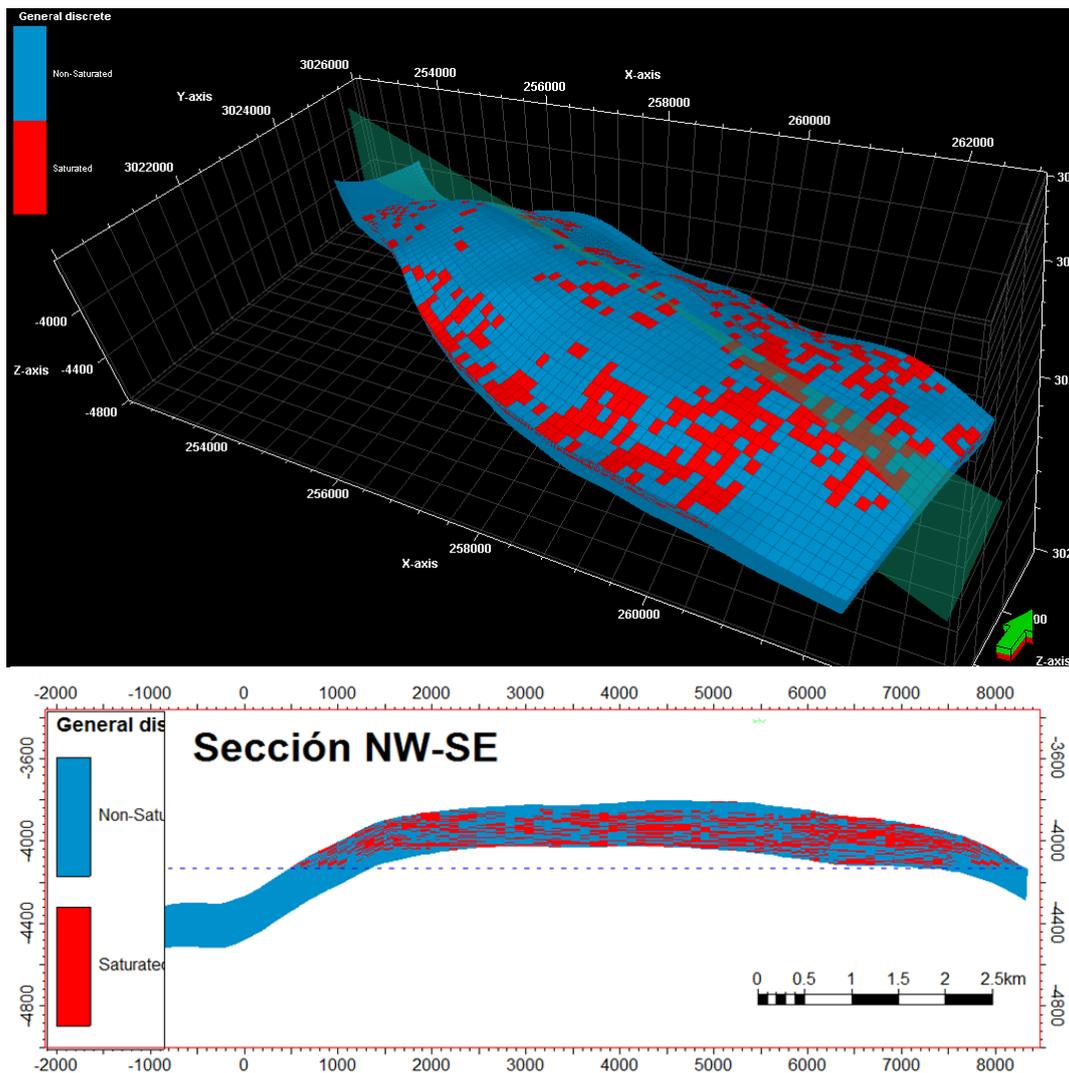


Fig. 2. 32 Propiedad Net Pay vista en 3D.

2.3.4.8. Sumatoria Vertical de Propiedades

Una vez generados los volúmenes de NET PAY es posible hacer una representación gráfica a manera de mapa del total del espesor saturado en el yacimiento. Este tipo de mapas son de gran utilidad en la visualización de tendencias en el yacimiento y permiten optimizar la ubicación de las nuevas localizaciones a perforar. A modo de ilustración se genera un mapa de espesor saturado a partir del NET PAY (**Fig. 2. 33**).

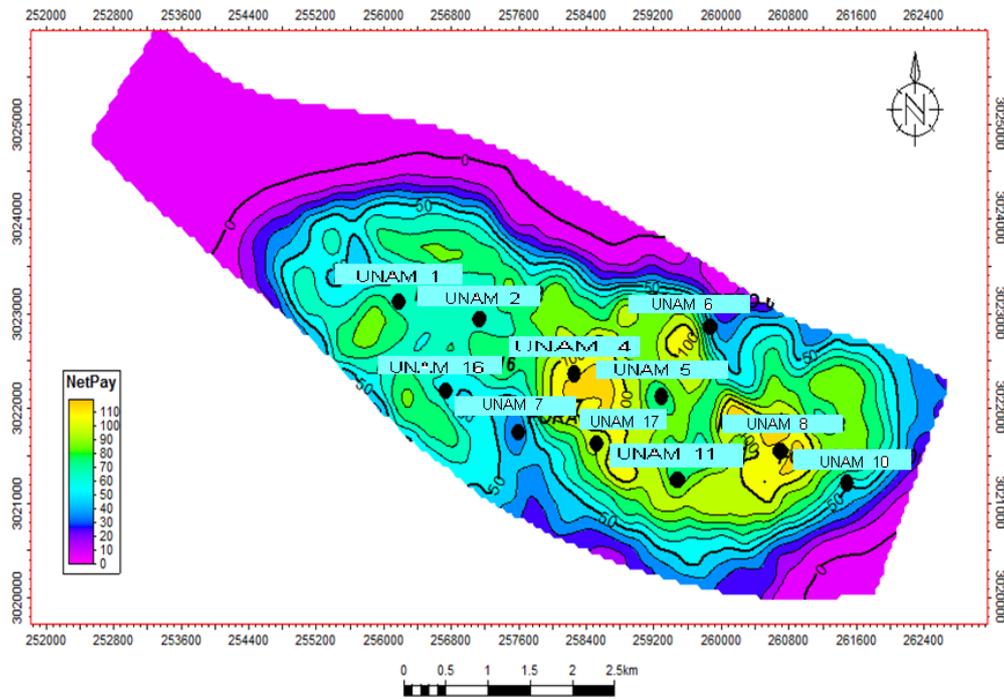


Fig. 2. 33 Mapa de espesor saturado calculado a partir de la propiedad NET PAY.

2.3.4.9. *Análisis de Conectividad*

Haciendo uso de la herramienta de análisis de conectividad de celdas a partir de valores de NTG y NET PAY, es posible categorizar dentro del mallado generado cuales de las celdas saturadas muestran conexión cara a cara con cualquiera de sus celdas vecinas. El resultado es un volumen que permite filtrar con mayor certidumbre cuales de las celdas saturadas con hidrocarburos (NET PAY = 1) están conectadas entre sí. Lo cual permite hacer un análisis más conservador del volumen de gas originalmente en sitio (GOIP, por sus siglas en inglés). La **Fig. 2. 34** muestra las diferencias notables producto de este análisis de conectividad.

Los colores representan diferentes categorías en función de la conectividad. Arriba se muestran tres diferentes grupos de celdas las cuales suman 58202 celdas conectadas. Abajo se muestran sólo las celdas con conectividad entre sí y perforadas por pozos.

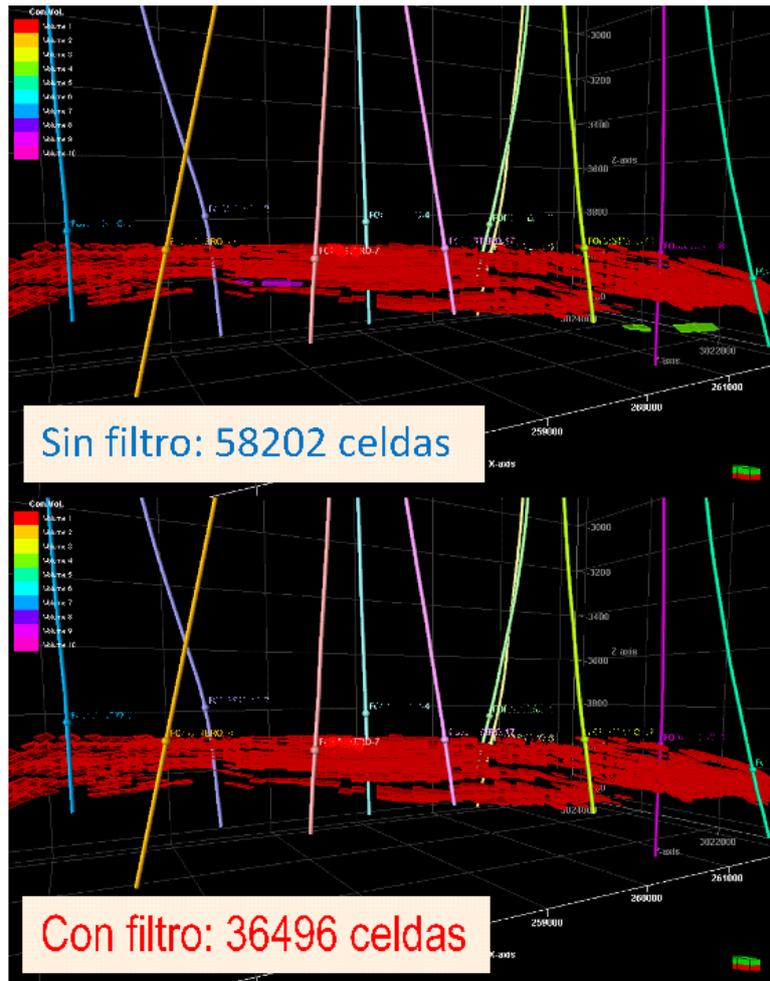


Fig. 2. 34 Resultados del análisis de conectividad de celdas saturadas.

2.3.5. Cálculo Volumétrico

Tomando como punto de partida la estimación de propiedades petrofísicas y la distribución de fluidos en el intervalo La Casita MM es posible la cuantificación volumétrica de gas originalmente en sitio (GOIP). Este cálculo toma los valores individuales de cada celda y cuantifica el volumen de hidrocarburos alojados en cada una de ellas. La suma total de las acumulaciones individuales representa el volumen total de hidrocarburos según el modelo estático presentado. Un listado de parámetros promedio utilizados se muestra a continuación en la **Fig. 2. 35**. Cabe destacar que el cálculo realizado no contempla valores promedio, por el contrario emplea los valores calculados para cada celda y luego son sumados entre sí para dar el gran total mostrado en la **Tabla 2. 2**.

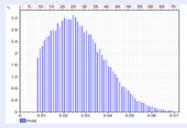
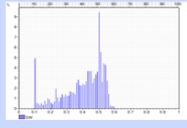
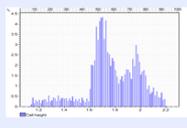
PROPIEDAD	VALOR PROMEDIO	HISTOGRAMA
VSH	18%	
PHIE	3%	
SW	40%	
ESPESOR	213 M	

Fig. 2. 35 Valores promedios calculados para el volumen saturado de hidrocarburos.

Dos diferentes escenarios se planteados para el cálculo volumétrico, el primer escenario es de tipo optimista y engloba todas las celdas con saturación de hidrocarburos (Net Pay=1) cuya volumetría para el GOIP es de aprox. 324 [MMMpc]. El segundo escenario de carácter conservador e involucra el filtro de conectividad definido en el apartado de “Análisis de conectividad” para el cual se logra cuantificar un GOIP de 150 [Bpc]. En la **Tabla 2. 2** se muestran los resultados del cálculo volumétrico para cada escenario. Se recomienda hacer uso de los valores obtenidos para el escenario conservador pues representa la tendencia definida desde los valores de pozo. El escenario optimista a pesar de generar una mayor volumetría acarrea con él una mayor incertidumbre.

Tabla 2. 2 Resumen de los diferentes cálculos volumétricos realizados.

Escenario	Optimista	Conservador
# Celdas	58202	36496
Bg rcb/scf	0.0033	0.0033
GOIP [Bpc]	324	150

2.4. Simulación Numérica del Yacimiento

La simulación numérica de yacimientos es el proceso mediante el cual se desarrolla y valida un modelo de yacimiento, de manera tal que se reproduzcan los procesos físicos que ocurran en el yacimiento, utilizando un conjunto de ecuaciones matemáticas que se aproximan a los procesos del yacimiento y condiciones de bordes e iniciales (Ley de Darcy y Ecuación de Balance de Materia). Dentro de la simulación de yacimientos, se puede decir que existen tres componentes principales:

- Simulador o software
- Ingeniero de simulación
- Descripción o modelo de yacimiento

A continuación se muestra el flujo de trabajo utilizado para la construcción del modelo de SNY. Los procesos que fueron utilizados para el ajuste histórico, los parámetros que fueron considerados y finalmente la construcción de distintos escenarios de predicción para el modelo. Para este trabajo se utilizaron dos software, ECLPSE™ y PETREL™; este último fue utilizado como un pre procesador y post procesador, utilizándolo para generar distintos casos de simulación y luego hacer el análisis de cada caso. ECLIPSE™ es el software de simulación numérica que realiza todos los cálculos, y los resultados son entregados a PETREL™. Para poder construir el modelo de SNY se parte del modelo estático generado previamente, cuyo informe se muestra en la sección 2.3 de este documento.

2.4.1. Información Requerida para el Modelo de SNY

Para la construcción del modelo, se requiere de la siguiente información:

- Modelo Estático con sus propiedades de porosidad, permeabilidad, NTG, estructura, modelo de fallas, ubicación y trayectoria de pozos.
- Archivo generado por OFM™ que contiene los gastos de gas y agua para cada pozo del campo (archivos .vol), los cuales se importan a PETREL™ (Fig. 2. 36)
- Tablas de hidráulicas para cada pozo, generadas de PIPESIM™ (Fig. 2. 36).

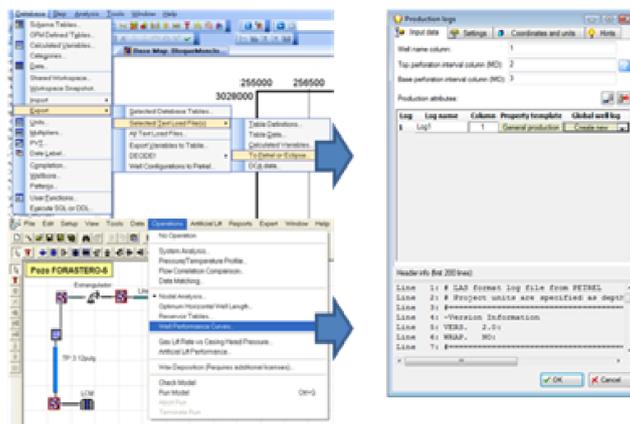


Fig. 2. 36 Cuadro de dialogo, datos de producción de OFM™ y Tablas hidráulicas generadas de PIPESIM™ importados a PETREL™.

2.4.2. Limitaciones del Modelo

- Corta Historia de Producción
- Falta de análisis especiales de núcleo
- Falta de análisis PVT

2.4.3. Construcción del Modelo de SNY

Para la creación del modelo dinámico se recurre a distintos procesos. Estos procesos permiten crear un modelo de fluidos y un modelo de roca (ambos representando la sección PROPS en ECLIPSE™), también se genera una estrategia de desarrollo (el equivalente a la sección SCHEDULE en ECLIPSE™) y por último se arma el caso de simulación.



Fig. 2. 37 Flujo de trabajo para el modelo de SNY.

A continuación se explicará brevemente cada uno de los pasos para llegar al primer caso de simulación.

2.4.3.1. Generación del Modelo de Fluidos

Como en el campo no se cuenta con un modelo PVT del fluido, se selecciona un modelo de gas seco propio de la librería de PETREL™ (Fig. 2. 38), para poder generar el modelo de fluidos que lograra ajustar los parámetros de la ecuación de estado.

En este proceso, además de generar el modelo de Fluido (PVT) también se adiciona el contacto Agua-Gas, que se determinó previamente y la presión a una profundidad de referencia, dicha presión, es la inicial del yacimiento, este dato fue tomado del Pozo UNAM 1, ya que fue el pozo exploratorio en el campo, la presión es de aproximadamente 7600 [psi]. Con esta información el modelo es poblado con presiones y será ubicado el contacto de agua.

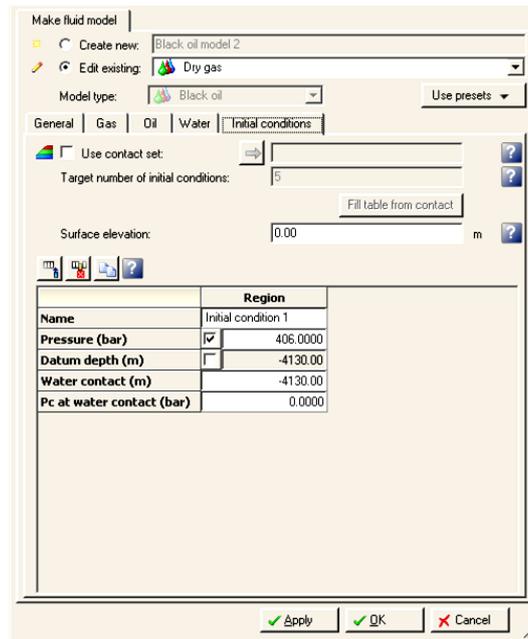


Fig. 2. 38 Cuadro de diálogo del proceso Make Fluid Model.

2.4.3.2. Modelo de Roca

Al igual que para generar el modelo de fluido, se utiliza la librería del software, para generar el modelo de roca, ya que de igual forma, no existe un modelo de análisis especiales de núcleos. Con el proceso Make Rock Physics functions (Fig. 2. 39) se generan las curvas de permeabilidad, de presión capilar y tablas de compactación de roca a partir de la librería propia de PETREL™ ya que no se dispone de análisis especiales de núcleos.

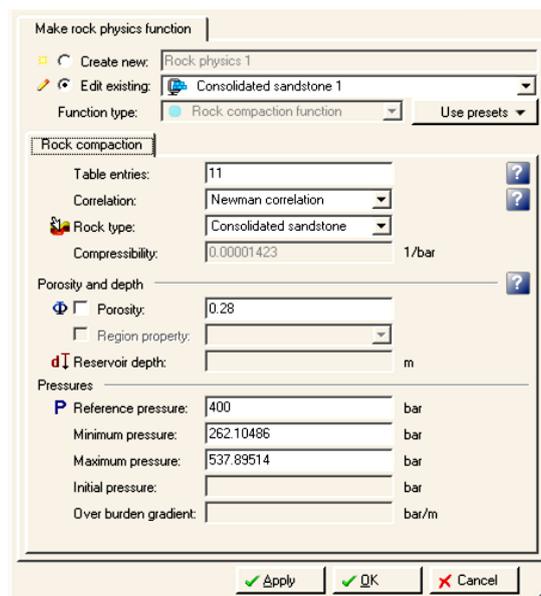


Fig. 2. 39 Proceso Make Rock Physics Function.

Se crean las curvas de permeabilidad relativa, a partir de las correlaciones de Corey, para obtener la saturación inicial en cada celda y la fase movable (Fig. 2. 40).

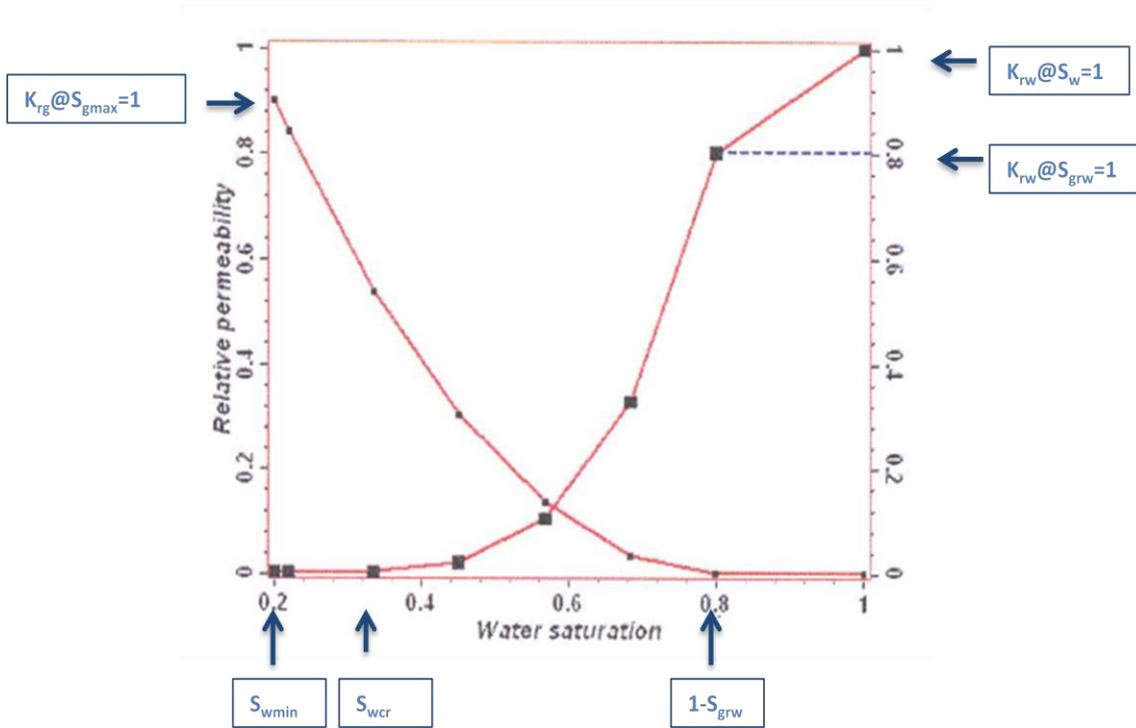


Fig. 2. 40 Curva de permeabilidad relativa.

Así mismo se crea la curva de presión capilar (Fig. 2. 41).

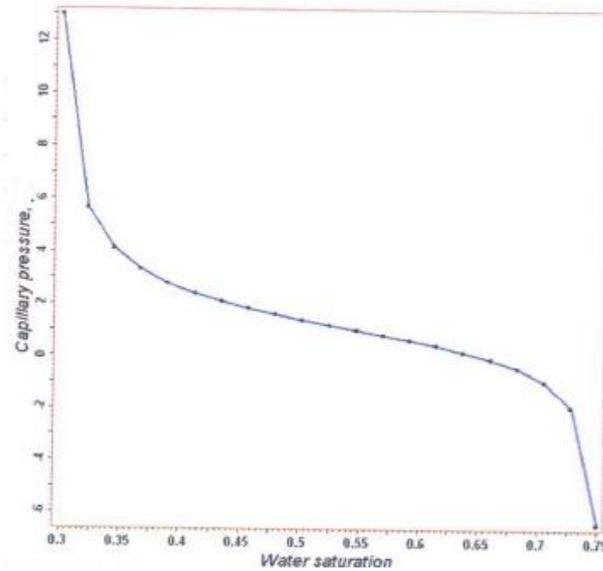


Fig. 2. 41 Curva de presión capilar.

Para generar las tablas de compactación de la roca se utiliza la correlación de Hall (Fig. 2. 42).

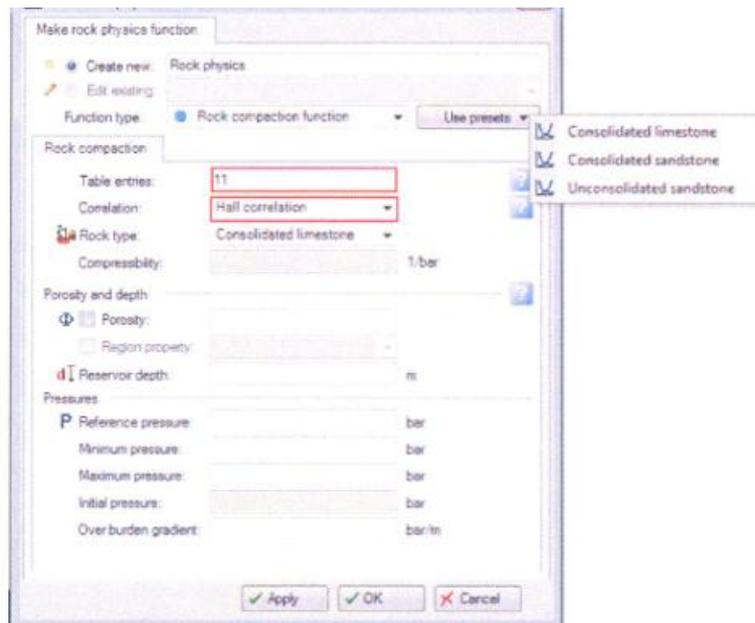


Fig. 2. 42 Proceso para generar tablas de compactación.

Con estas tablas generadas anteriormente (presiones capilares mas el contacto ingresado en el modelo de fluido), ECLIPSE™ inicializa el modelo de simulación y asigna valores iniciales de saturación y presión, de esta manera se realiza la inicialización del modelo.

2.4.3.3. Generación de Estrategia de Desarrollo

En la generación de la estrategia de desarrollo debemos abrir el proceso de Estrategia de Desarrollo. El modelo se ajusta con la historia de producción es por ello que elegimos la función de un caso de historia en el software y le decimos que cargue el caso predefinido para las estrategias de historia, aquí el software utiliza la historia de producción y las tablas VFP para cada pozo.

Este proceso es utilizado para realizar distintos escenarios de ajuste histórico, y también para realizar los escenarios de predicción, asumiendo distintas reglas, limitaciones y controles de producción.

2.4.3.4. Ajuste Histórico

Una vez realizado el primer modelo dinámico se procede a la simulación y análisis de los resultados. Se decide utilizar del modulo de "Incertidumbre y Optimización" del software, para las corridas y análisis. Con este proceso se realizan varias corridas variando distintos parámetros o variables de manera estadística. Para el modelo de muestreo se decidió usar la técnica de Monte Carlo, y realizar distintas cantidades de simulaciones para cada variable con su valor del muestreo. La Fig. 2. 43 muestra el cuadro de dialogo del software donde se genera el proceso de "Incertidumbre y optimización".

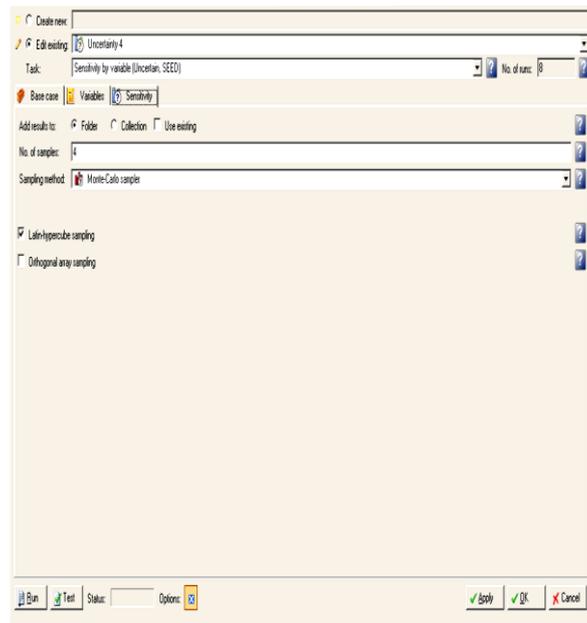


Fig. 2. 43 Proceso Incertidumbre y Optimización en PETREL™.

Distintos parámetros fueron analizados para obtener el ajuste histórico, por ejemplo:

- Contacto agua-gas
- Saturación de agua crítica
- Saturación de agua irreductible

Posteriormente se continúa analizando que parámetros son más influyentes en el modelo y que parámetros se debía poner más atención y evaluar para llegar más rápidamente al ajuste histórico del Campo. Una vez identificados los parámetros de importancia para el ajuste histórico del modelo se comienza con el ajuste manual. La Fig. 2. 44 muestra el ajuste histórico de producción para el Campo.

Para el modelo ajustado se llegó a los siguientes resultados:

- Contacto agua-gas: -4150 [m]
- Saturación de agua crítica: 0.41 %
- Saturación de agua irreductible: 0.40 %

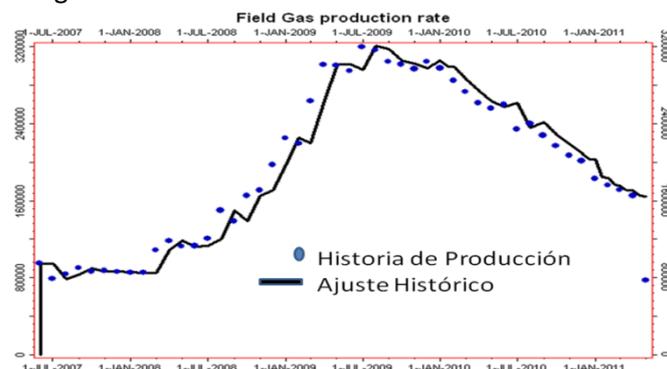


Fig. 2. 44 Ajuste de la producción de gas del Campo.

Para el ajuste histórico se utiliza la opción “History Rate Control”, como control de producción. Una vez ajustado el modelo para la historia de producción de todo el Campo, se procede a ajustar el modelo por pozo, el mejor ajuste obtenido por pozo fue para el Pozo UNAM 2; tanto el ajuste por producción de gas (Fig. 2. 45), como por presión en cabeza del pozo (Fig. 2. 46).

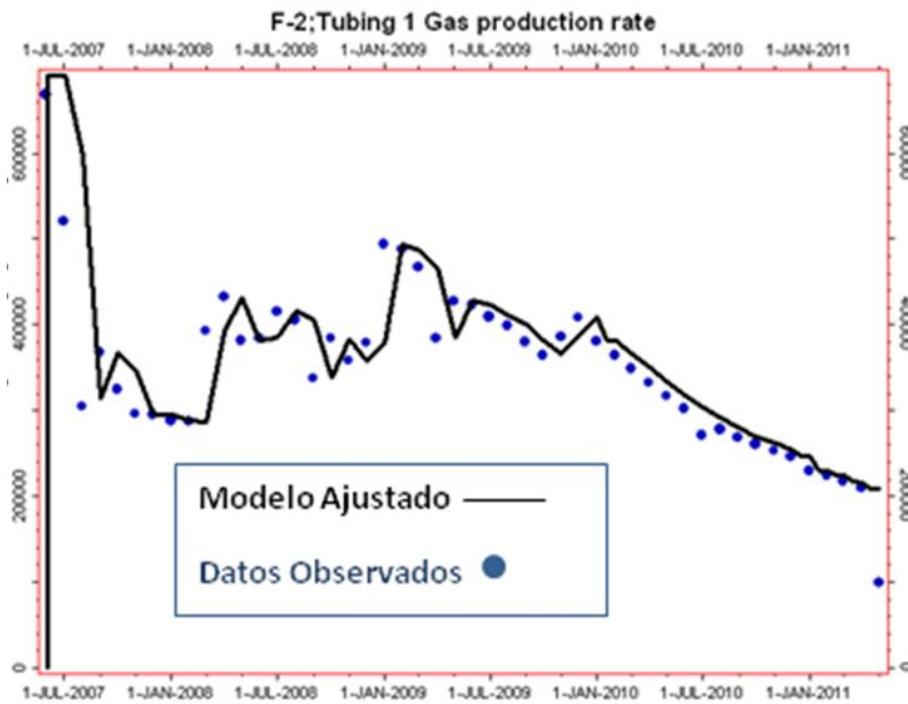


Fig. 2. 45 Ajuste de la producción de gas del Pozo UNAM 2.

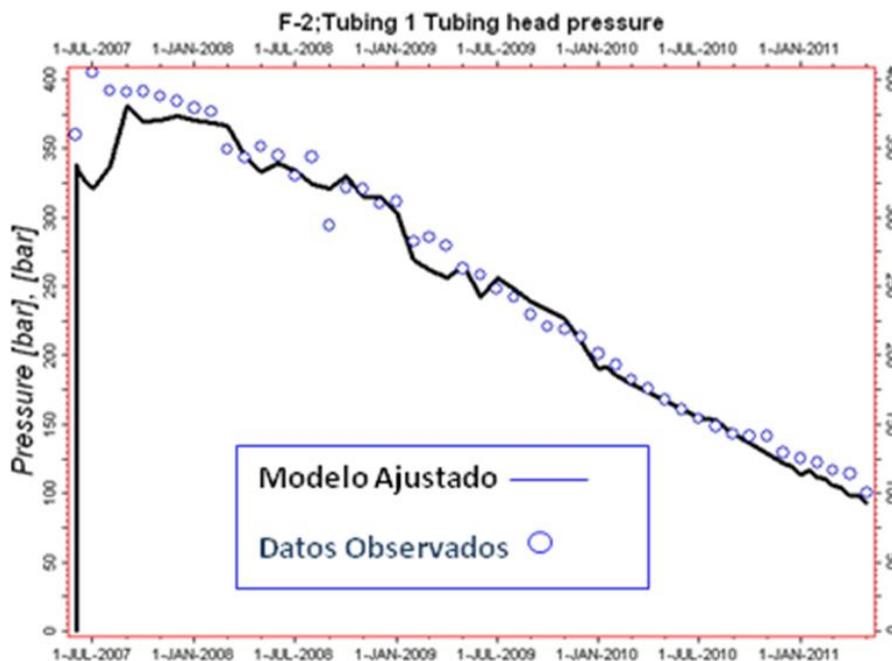


Fig. 2. 46 Ajuste de la presión en cabeza del Pozo UNAM 2.

Mientras que el peor ajuste en producción de gas se puede ver en el Pozo UNAM 6, el cual posee una historia de producción muy errática y corta (Fig. 2. 47). El peor ajuste de presión se ve en el Pozo UNAM 4 (Fig. 2. 48).

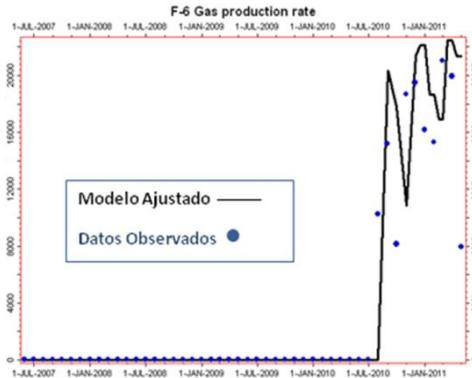


Fig. 2. 47 Ajuste de la producción de gas del Pozo UNAM 6.

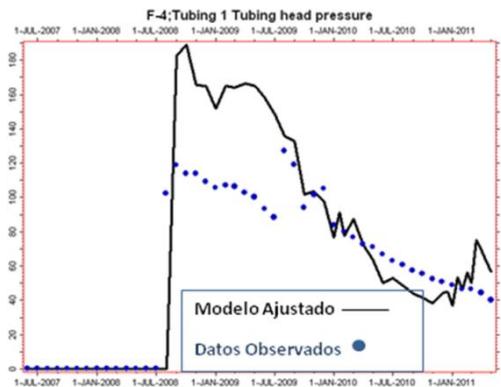


Fig. 2. 48 Ajuste de la presión en cabeza del Pozo UNAM 4.

2.4.3.5. Predicciones

Los escenarios de predicción se generan cuando el ajuste histórico ya está realizado. A partir del modelo ajustado se crea un caso RESTART, y se genera una nueva estrategia de desarrollo con reglas propias de predicción. Para los siguientes tres escenarios de predicción se realizaron tres estrategias distintas de predicción.

Para realizar los escenarios de predicción se contemplan los siguientes puntos:

- Objetivo de volumen a producir para el campo: 57 [MMpcd]
- Los pozos van a estar controlados por el gasto objetivo del campo
- Los pozos estarán controlados por presión en cabeza de pozo a 580 [psi]
- La producción mínima admisible para el campo será de 0.5 [MMpcd]

Con estas limitaciones se procede a realizar distintos cálculos para los distintos pozos propuestos. Llegando a la conclusión que la mejor propuesta es perforar dos pozos en los flancos este y oeste del Campo (Fig. 2. 49).

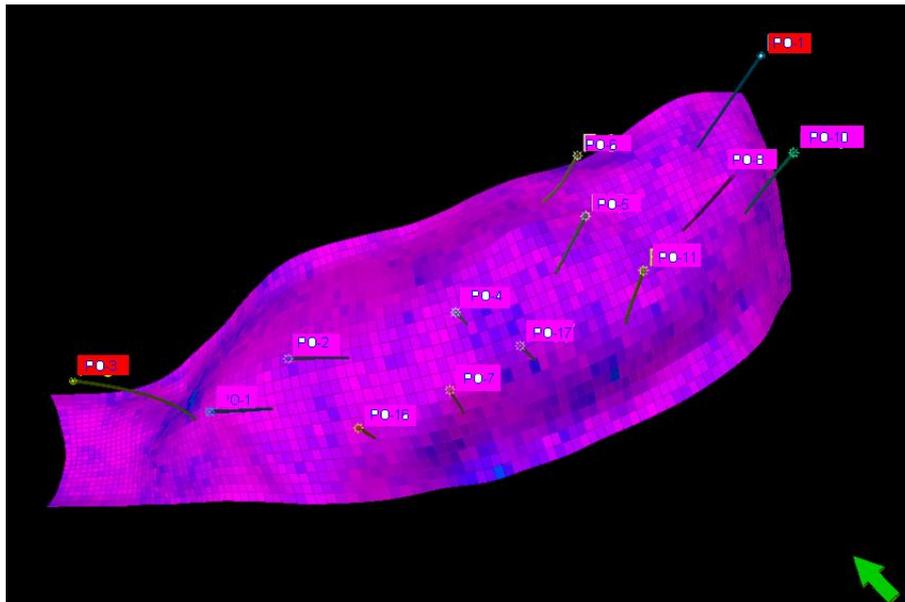


Fig. 2. 49 Ubicación de las posibles localizaciones de las predicciones.

2.4.3.5.1. *Escenario 1: Continuación de Operación de Explotación del Campo*

Este escenario consiste en continuar con las operaciones actuales de producción sin incurrir en gastos de capital. Es decir, no se perforaran pozos nuevos. La fecha en la que se cumplen las condiciones, y el campo deja de producir, es en Octubre 2017 (Fig. 2. 50). La producción acumulada obtenida con la opción de continuar las operaciones es de aproximadamente: 143.3 [BPC].

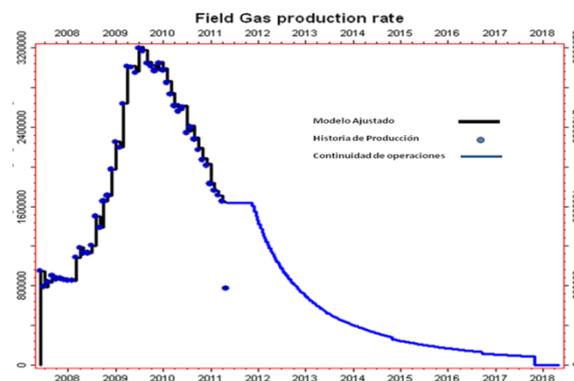


Fig. 2. 50 Producción del Campo, escenario continuación de operaciones.

2.4.3.5.2. *Escenario 2: Un Pozo Nuevo (P1)*

El escenario con la perforación de un pozo, P-1 (Fig. 2. 51), que se encuentra aproximadamente a 1000 [m] de distancia horizontal de los Pozos UNAM 8 y 10. Este pozo nos

da un incremento en la acumulada producida del campo en 98 [MMpc]. La fecha en la que se cumplen las condiciones y el campo deja de producir es en Julio 2016.

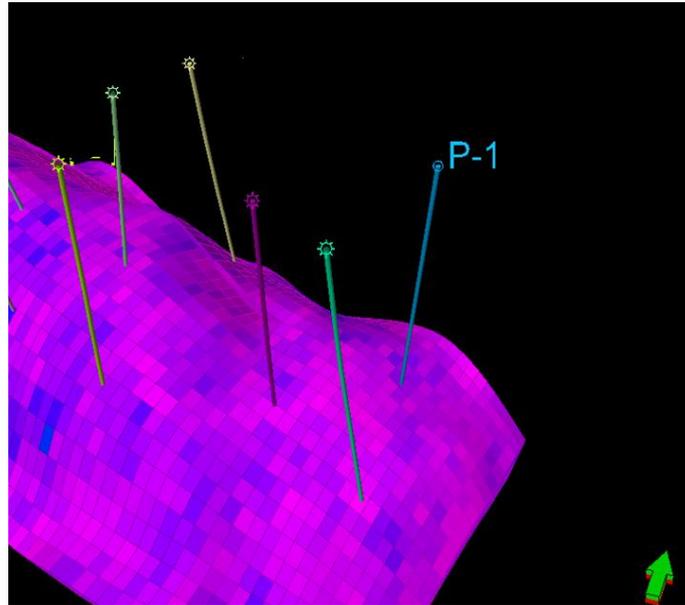


Fig. 2. 51 Pozo nuevo, P1.

2.4.3.5.3. Escenario 3: Dos Pozos Nuevos (P1 y P3)

Para este otro escenario se tiene en cuenta los pozos P 1 y P3, éste último se encuentra a unos 1000 [m] aproximadamente del Pozo UNAM 1 (Fig. 2. 52). Teniendo en cuenta el incremento adicional que obtenemos con el P1 (98 [MMpc]) el pozo propuesto, P3, produce un aumento en la acumulada del campo de unos 249[MMpc]. Concluimos que el aumento de gas acumulado producido por los dos pozos es de: 347 [MMpc]. La fecha en la que se cumplen las condiciones y el campo deja de producir es en Julio 2016.

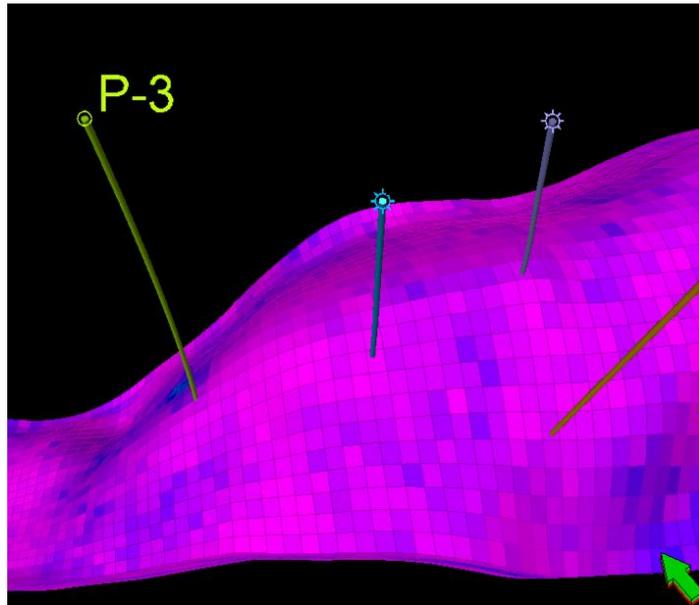


Fig. 2. 52 Pozo nuevo, P3.

2.4.3.5.4. Comparación de los escenarios de predicción

A continuación se presentan las comparaciones de los tres escenarios generados (Fig. 2. 53).

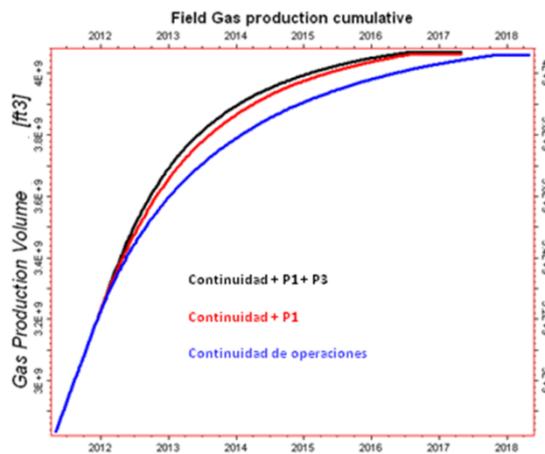


Fig. 2. 53 Acumuladas de gas producido en los 3 escenarios de predicción.

Tabla 2. 3 Tabla de Acumuladas totales de gas producido en los 3 escenarios de predicción.

	Continuidad de Operaciones	Continuidad + L-1	Continuidad + L-1 + L-2
Gas Producido Acumulado [Bpc]	143.3	143.4	143.6
Fecha de cierre del Campo	Octubre 2017	Julio 2016	Julio 2016

2.4.3.5.5. Escenarios 4, 5 y 6: Continuidad de Operaciones

Para estos otros 3 escenarios se tienen en cuenta las siguientes limitaciones:

- Limite Económico para los 3 escenarios: 0.3 [MMpcd]
- Escenario 4: Objetivo Gas: 57 [MMpcd]
- Escenario 5: Objetivo Gas: 62.7 [MMpcd]
- Escenario 6: Objetivo Gas: 51.3 [MMpcd]

Tabla 2. 4 Tabla 2. 6 Tabla de acumuladas totales de gas producido en los tres escenarios de predicción de continuación de producción.

	Continuidad (Lim Eco 0.3 [MMpcd])	Continuidad (Lim Eco 0.3 MMpcd - 10% Gas prod)	Continuidad (Lim Eco 0.3 MMpcd + 10% Gas prod)
Gas Producido Acumulado [Bpc]	156.6	156.5	156.5
Fecha de cierre del Campo	Mayo 2022	Mayo 2022	Mayo 2022

Tabla 2. 5 Tabla de fechas a las cuales se estima el cierre de pozos para cada uno de los escenarios de continuidad de operaciones.

Fecha de cierre de pozo	Continuidad (Lim Eco 0..3 MMpcd)	Continuidad (Lim Eco 0.3 MMpcd - 10% Gas prod)	Continuidad (Lim Eco 0.3 MMpcd + 10% Gas prod)
Pozo UNAM 1	Septiembre 2016	Noviembre 2016	Octubre 2016
Pozo UNAM 2	Octubre 2017	Diciembre 2017	Enero 2017
Pozo UNAM 4	Noviembre 2012	Enero 2013	Diciembre 2012
Pozo UNAM 5	Abril 2021	Julio 2021	Febrero 2022
Pozo UNAM 6	Junio 2013	Julio 2013	Junio 2013
Pozo UNAM 7	Junio 2021	Mayo 2021	Mayo 2020
Pozo UNAM 8	Enero 2019	Julio 2017	Marzo 2017
Pozo UNAM 10	Junio 2011	Junio 2011	Junio 2011
Pozo UNAM 11	Julio 2020	Mayo 2020	Abril 2020
Pozo UNAM 16	Octubre 2014	Noviembre 2014	Octubre 2014
Pozo UNAM 17	Junio 2018	Mayo 2018	Diciembre 2018

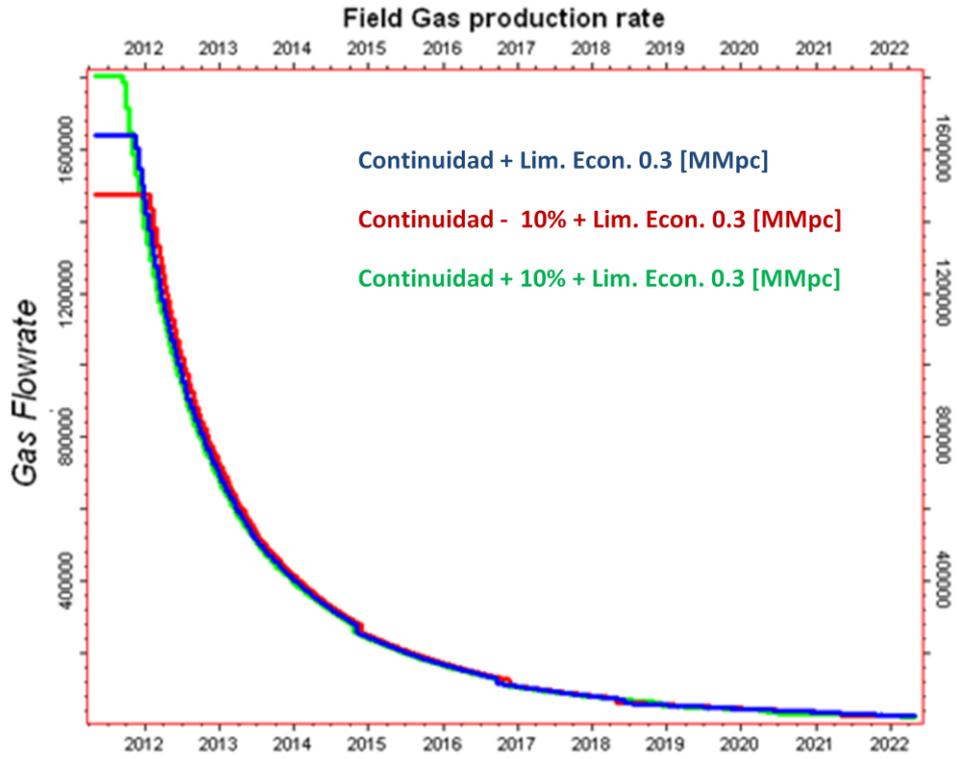


Fig. 2. 54 Producciones de gas acumulado en los escenarios de predicción 4,5 y 6.

3. BASE DE DATOS

3.1. Introducción

En este apartado, se presenta el informe relacionado a las actividades realizadas para el Seguimiento del Campo, a través del software OFM™ (OilField Manager). Esta actividad contribuye a la creación y consolidación de una base de datos aplicable a la ingeniería de yacimientos y de producción, accesible y validada; que a su vez apoya al análisis del comportamiento diario de producción, a la detección temprana de comportamientos anómalos y a la toma de decisiones para el mejoramiento e incremento de producción de los pozos, del yacimiento y del campo.

3.2. Objetivos

El trabajo está diseñado con la finalidad de validar, consolidar y crear una base de datos en OFM™ para el Campo, que sea de fácil acceso, a través de gráficos, reportes y/o mapas; adicionalmente apoya en el análisis del comportamiento diario de producción, la detección temprana de comportamientos anómalos por pozo y a la toma de decisiones para el mejoramiento e incremento de producción de los pozos y del yacimiento. Para el logro de este objetivo, se estructura el desarrollo del trabajo a través de las siguientes actividades:

- Consolidación y validación de toda la información disponible en el Campo.
- Diseño de la estructura de la base de datos en OFM™.
- Creación de tablas necesarias para el manejo de la información: Maestra, Producción, Aforos, Petrofísica, Presiones, Cromatográficos, Eventos, etc.
- Carga de información disponible de cada uno de los pozos del Campo en el Proyecto OFM™.
- Generación de reportes, gráficos y/o mapas.



Fig. 3. 1 Flujo de trabajo realizado en OFM™.

3.3. Creación de la Base de Datos

Todo software requiere de una entrada de datos para poder hacer aplicaciones de su lectura; OFM™ tiene esta entrada de datos a través de Tablas que contienen información estática, dinámica y/o esporádica, dependiendo el tipo de información que se introduzca en ellas. Cada

Tabla tendrá un objetivo particular dentro de la funcionalidad del software, por lo que en algunos casos es requisito indispensable su creación e integración, de la cual a su vez dependerán otra gama de tablas que se desee incorporar posteriormente. Tal es el caso de la Tabla Maestra.

La Tabla Maestra es la Tabla de mayor importancia dentro de la estructura de OFMTM ya que contiene información de localización de los pozos y sobre todo contiene lo que conocemos como “Llave primaria” que generalmente será la primer columna de la tabla y que representa una entidad única a través de la cual todas las demás tablas que se generen estarán asociadas a ella. Generalmente esta entidad está ligada a un nombre de pozo, terminación o código único y particular de un pozo. La **Fig. 3. 2** muestra la estructura de las Tabla Maestra creada para este trabajo. Como puede observarse, su creación es a través de tablas de Excel, que posteriormente se convierten en archivos ASCII.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Terminación	Xobj	Yobj	Xsup	Ysup	Pozo	Alias	Formacion	Cima intervalo_Abierto_MD	Base intervalo abierto MD	Yacimiento
POZO-11LCMI	256174.89	3023121.43	256106.95	3023250.93	POZO-1	PO-1	J_S_LCMI	4529	4568	LCMI POZO
POZO-11LCMM	256174.89	3023121.43	256106.95	3023250.93	POZO-1	PO-1	J_S_LCMM	4323	4529	LCMM POZO
POZO-11LCM	256174.89	3023121.43	256106.95	3023250.93	POZO-1	PO-1	J_S_LCMS	4246	4323	LCMS POZO
POZO-11LG	256174.89	3023121.43	256106.95	3023250.93	POZO-1	PO-1	J_S_LG	4568	4387	LG POZO
POZO-16LCMI	261448.94	3021223.22	260714.93	3021500	POZO-10	PO-10	J_S_LCMI	4957	4958	LCMI POZO
POZO-16LCMM	261448.94	3021223.22	260714.93	3021500	POZO-10	PO-10	J_S_LCMM	4678	4957	LCMM POZO
POZO-16LCMS	261448.94	3021223.22	260714.93	3021500	POZO-10	PO-10	J_S_LCMS	4676	4678	LCMS POZO
POZO-11LCMM	259489.72	3021279.13	259858.89	3022160.35	POZO-11	PO-11	J_S_LCMM	4570	4758	LCMM POZO
POZO-11LCMS_R1	259489.72	3021279.13	259858.89	3022160.35	POZO-11	PO-11	J_S_LCMS	4496	4523	LCMM_MED POZO
POZO-11LCMS_R2	259489.72	3021279.13	259858.89	3022160.35	POZO-11	PO-11	J_S_LCMS	4536	4550	LCMM_SUP POZO
POZO-16LCMI	25780.39	3022177.73	257858	3022054	POZO-16	PO-16	J_S_LCMI	4915	4915	LCMI POZO
POZO-16LCMM	25780.39	3022177.73	257858	3022054	POZO-16	PO-16	J_S_LCMM	4657	4915	LCMM POZO
POZO-16LCMS	25780.39	3022177.73	257858	3022054	POZO-16	PO-16	J_S_LCMS	4584	4657	LCMS POZO
POZO-16MCH	25780.39	3022177.73	257858	3022054	POZO-16	PO-16	C_I_MCH	4495	4584	MCH POZO
POZO-17LCMM	258402.54	3021641.79	257823.24	3022073.53	POZO-17	PO-17	J_S_LCMM	4551	4723	LCMM POZO
POZO-17LCMS	258402.54	3021641.79	257823.24	3022073.53	POZO-17	PO-17	J_S_LCMS	4488	4551	LCMS POZO
POZO-17MCH	258402.54	3021641.79	257823.24	3022073.53	POZO-17	PO-17	C_I_MCH	4440	4488	MCH POZO
POZO-2LCMI	25792.75	302294			POZO-2	PO-2	J_S_LCMI	4737	4765	LCMI POZO
POZO-2LCMM	25792.75	302294			POZO-2	PO-2	J_S_LCMM	4524	4737	LCMM POZO
POZO-2LCMS	25792.75	302294			POZO-2	PO-2	J_S_LCMS	4443	4524	LCMS POZO
POZO-2LG	25792.75	302294			POZO-2	PO-2	J_S_LG	4765	4835	LG POZO
POZO-2MCH	25792.75	302294			POZO-2	PO-2	C_I_MCH	4423	4443	MCH POZO
POZO-4LCMI	257823.24	3021641.79	257823.24	3022073.53	POZO-4	PO-4	J_S_LCMI	4568	4597	LCMI POZO
POZO-4LCMM	257823.24	3021641.79	257823.24	3022073.53	POZO-4	PO-4	J_S_LCMM	4340	4568	LCMM POZO
POZO-4LCMS	257823.24	3021641.79	257823.24	3022073.53	POZO-4	PO-4	J_S_LCMS	4298	4340	LCMS POZO
POZO-4LG	257823.24	3021641.79	257823.24	3022073.53	POZO-4	PO-4	J_S_LG	4597	4629	LG POZO
POZO-5LCMM	259876.09	3022122.04	259876	3022153.9	POZO-5	PO-5	J_S_LCMM	4444	4444	LCMM POZO
POZO-5LCMS	259876.09	3022122.04	259876	3022153.9	POZO-5	PO-5	J_S_LCMS	4364	4444	LCMS POZO
POZO-5MCH	259876.09	3022122.04	259876	3022153.9	POZO-5	PO-5	C_I_MCH	4307	4364	MCH POZO
POZO-6LCMM	259875.09	3022778.02	259831.81	3022173.27	POZO-6	PO-6	J_S_LCMM	4739	4850	LCMM POZO
POZO-6LCMS	259875.09	3022778.02	259831.81	3022173.27	POZO-6	PO-6	J_S_LCMS	4698	4739	LCMS POZO
POZO-6MCH	259875.09	3022778.02	259831.81	3022173.27	POZO-6	PO-6	C_I_MCH	4246	4246	MCH POZO
POZO-7LCMM	257619	3021764.77	257893	3022034	POZO-7	PO-7	J_S_LCMM	4440	4440	LCMM POZO
POZO-7LCMS	257619	3021764.77	257893	3022034	POZO-7	PO-7	J_S_LCMS	4369	4440	LCMS POZO
POZO-7MCH	257619	3021764.77	257893	3022034	POZO-7	PO-7	C_I_MCH	4264	4369	MCH POZO
POZO-8LCMI	260697.82	3021538.47	260664.93	3021500	POZO-8	PO-8	J_S_LCMI	4625	4684	LCMI POZO
POZO-8LCMM	260697.82	3021538.47	260664.93	3021500	POZO-8	PO-8	J_S_LCMM	4394	4625	LCMM POZO

Fig. 3. 2 Estructura Tabla Maestra.

Otra tabla de gran importancia, que se crea, es la de Producción (**Fig. 3. 3**), la cual además de llevar la llave primaria (común en todas las Tablas) lleva una segunda que está en función del tiempo, en este caso es la columna DATE. Este tipo de Tabla es de tipo mensual o diaria, ya que la información de producción varía con respecto al tiempo; a diferencia de la Tabla Maestra, que es estática, ya que sus valores no varían con el tiempo.

The screenshot shows an Excel spreadsheet titled 'Tabla de Producción'. The data is organized in columns E through H. A red box highlights the 'Terminación' column (column G) with the text 'Llave Primaria: Terminación'. A blue box highlights the 'Date' column (column F) with the text 'Llave Secundaria: Date'. The spreadsheet contains multiple rows of data, including well names (e.g., POZO-16:LCMM, POZO-10:LCMM) and numerical values.

Fig. 3. 3 Tabla de Producción.

De la misma manera en que se elaboran estas Tablas, se hacen todas las tablas que conforman el trabajo, para ser cargadas al software. Al cargar la Tabla Maestra el primer mapa que muestra el software se le llama Mapa Base, éste será siempre la presentación del proyecto creado, cuando éste se abra. La Fig. 3. 4 muestra el Mapa Base, junto con los once pozos que conforman el Campo y a los cuales se le asigna toda la información disponible para cada uno de ellos. Hasta este punto es donde abarca el manejo de base de datos, para la creación e incorporación de una nueva tabla se repite el mismo procedimiento descrito anteriormente.

A continuación se presentan las Tablas creadas para la Base de Datos hasta ahora (Tabla 3. 1):

Tabla 3. 1 Tablas generadas en OFM™.

NOMBRE DE LA TABLA	DESCRIPCIÓN
Aforos	Contiene la presión en la cabeza del pozo, la presión en la línea de descarga, el gasto de agua y el gasto de gas, que se obtienen en los aforos de los pozos.
Aforos Validados	Contiene los datos de los aforos que, después de ser analizados, se determina que son válidos.
Análisis de Agua	Contiene las propiedades del agua que produce cada pozo (Sustancia, salinidad, PH, etc.)
Cromatográfico	Contiene la información del análisis cromatográfico hecho al gas producido.
CVP	Contiene los datos de la Curva de Variación de Presión (Presión, Temperatura, Tiempo, Profundidad)
Eventos del Campo	Contiene los eventos más relevantes del campo (perforación de pozos,
Eventos Diarios	Contiene los eventos para cada pozo (aforos, reparaciones, medicines, etc.)
Eventos Eclipse	Contiene los eventos realizados al yacimiento. Esta Tabla se exporta al software ECLIPSE™, para la SNY.
Maestra	Es la tabla principal del proyecto.
Petrofísica	Contiene los valores obtenidos de las evaluaciones petrofísicas del yacimiento (Porosidad, Permeabilidad, Espesor, etc.)
Presión del Satélite	Contiene los valores de la presión en la cabeza del pozo.
Producción	Contiene la producción de gas, presión en la cabeza, presión en la línea y en diámetro del estrangulador por donde produce cada pozo. De esta tabla se genera el archivo conocido como ".vol", que se exporta a ECLIPSE™, para la SNY.
Producción Conciliada	Contiene el volumen de gas que se negocia con PEMEX.
Producción de la Estación	Contiene el volumen de gas y de agua medida en la estación de recolección.
RPFC	Contiene los valores obtenidos del Registro de Presión de Fondo Cerrado.
RPFF	Contiene los valores obtenidos del Registro de Presión de Fondo Fluyente.

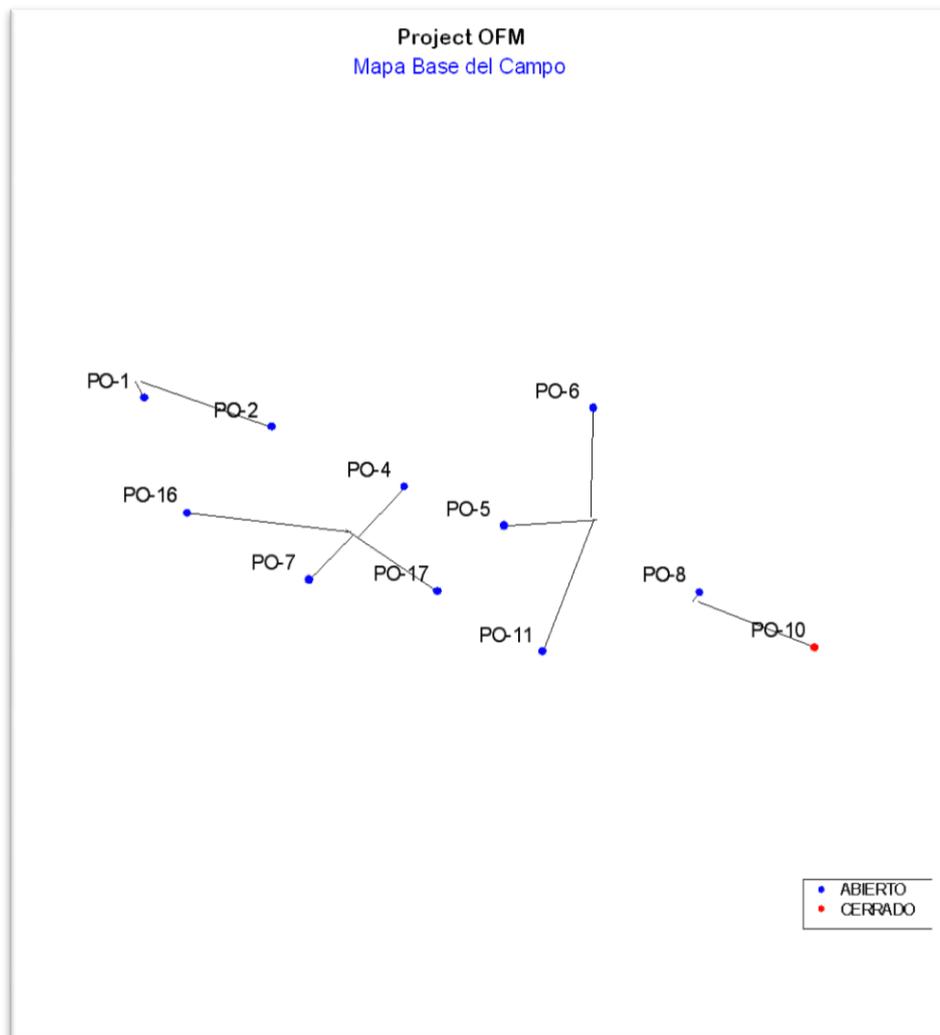


Fig. 3. 4 Mapa Base del Campo, reflejo de la tabla Maestra.

3.4. Mapa Base y Edición

Como se muestra en la **Fig. 3. 4**, el Mapa Base es el resultado de la carga de la Tabla Maestra. Este Mapa siempre será la primera imagen del proyecto y el punto de partida en el análisis de cualquier otro módulo del software. En primera Instancia la simbología, color y agrupamiento de pozos vendrán definidos por default. Posteriormente se determina un color y simbología para cada agrupamiento de pozos, personalizando el proyecto a las necesidades operacionales; los distintos colores y simbologías representan un estatus diferente, ya sea que estemos hablando de pozos productores, taponados, cerrados o inyectores.

3.4.1. Mallado y Propiedades

Además en la edición de Mapas se pueden editar mallas y marcos (Grid & Frame), leyendas, encabezados y agregar o quitar nombre de pozo. En la **Fig. 3. 5** se muestra un ejemplo de edición de Mapas. De esta manera a través de la edición de Mapas es como se selecciona cómo categorizar los pozos (Asociación), como ver las simbologías, si ponemos o no encabezados, leyendas, nombres o Mallas.

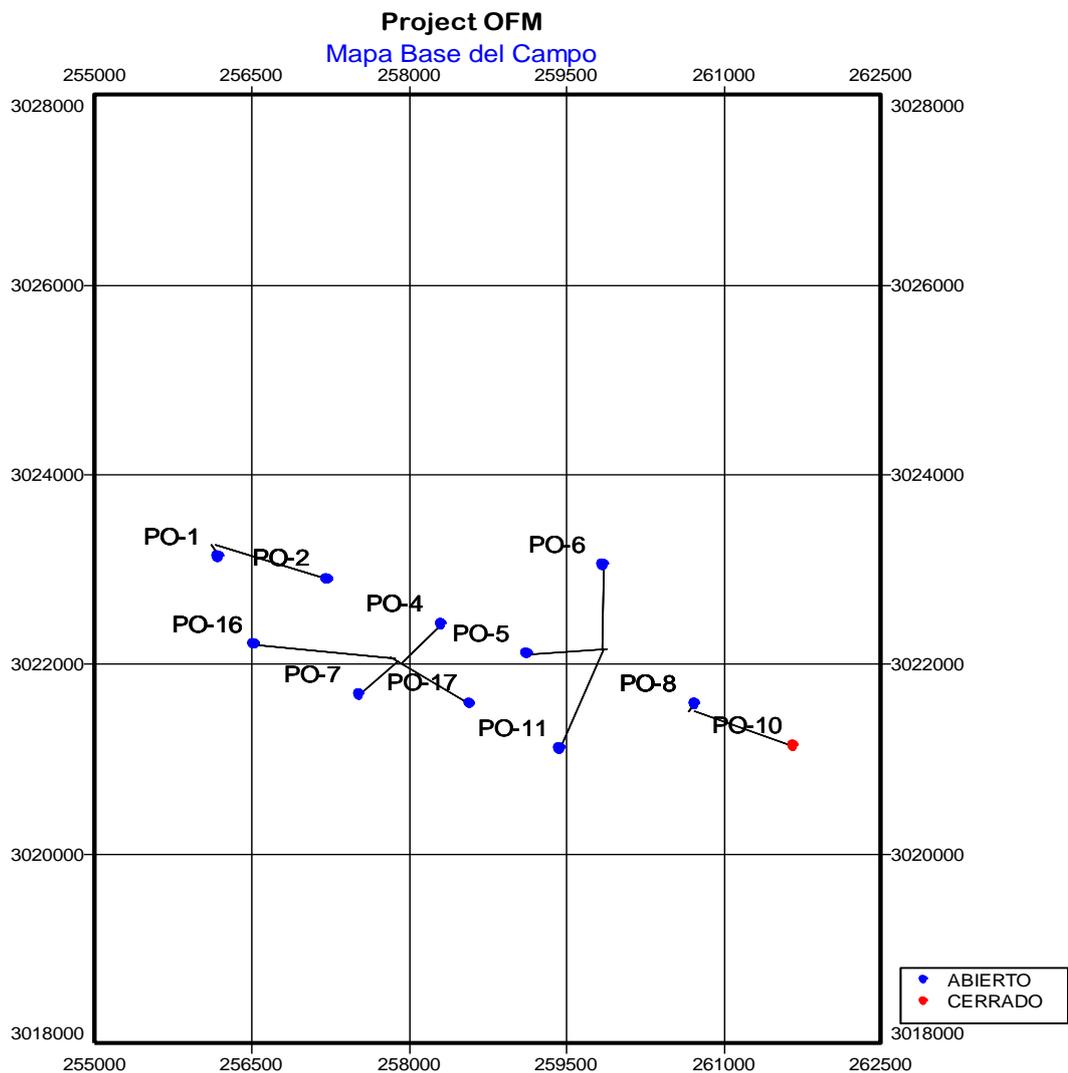


Fig. 3. 5 Edición del Mapa Base.

3.4.2. Anotaciones

Una de las opciones más importantes que tenemos en edición de Mapas son las Anotaciones. Las Anotaciones son dibujos que se realizan sobre el Mapa Base que pueden estar representando Instalaciones superficiales, estructuras geológicas, o bien información geográfica y poblacional. Generalmente este tipo de dibujos son de gran importancia ya que si están representando estructuras geológicas éstas nos ayudarán a delimitar el límite geológico de un yacimiento, en el caso de no tener un límite determinado, se tendría que proponer un "límite arbitrario" de un yacimiento. Hablamos de un límite de yacimiento porque será éste que nos determina el área para calcular un volumen de aceite o gas original por métodos volumétricos.

De la misma manera se podría saber bajo qué condiciones se encuentran nuestros pozos en el subsuelo y poder entender el comportamiento de producción de un grupo de ellos que se encuentren por ejemplo en un sistema fracturado o bien, cerca de algún domo salino. Si se trata de condiciones superficiales ayudan a identificar zonas pobladas, ríos, lagunas, carreteras e identificar instalaciones de líneas de flujo y ductos. La **Fig. 3. 6** muestra las anotaciones del Campo, en ella podemos ver las dos fallas principales y una falla interna menor, interpretadas en la elaboración del Modelo del Yacimiento (Sección 2), así como los contornos.

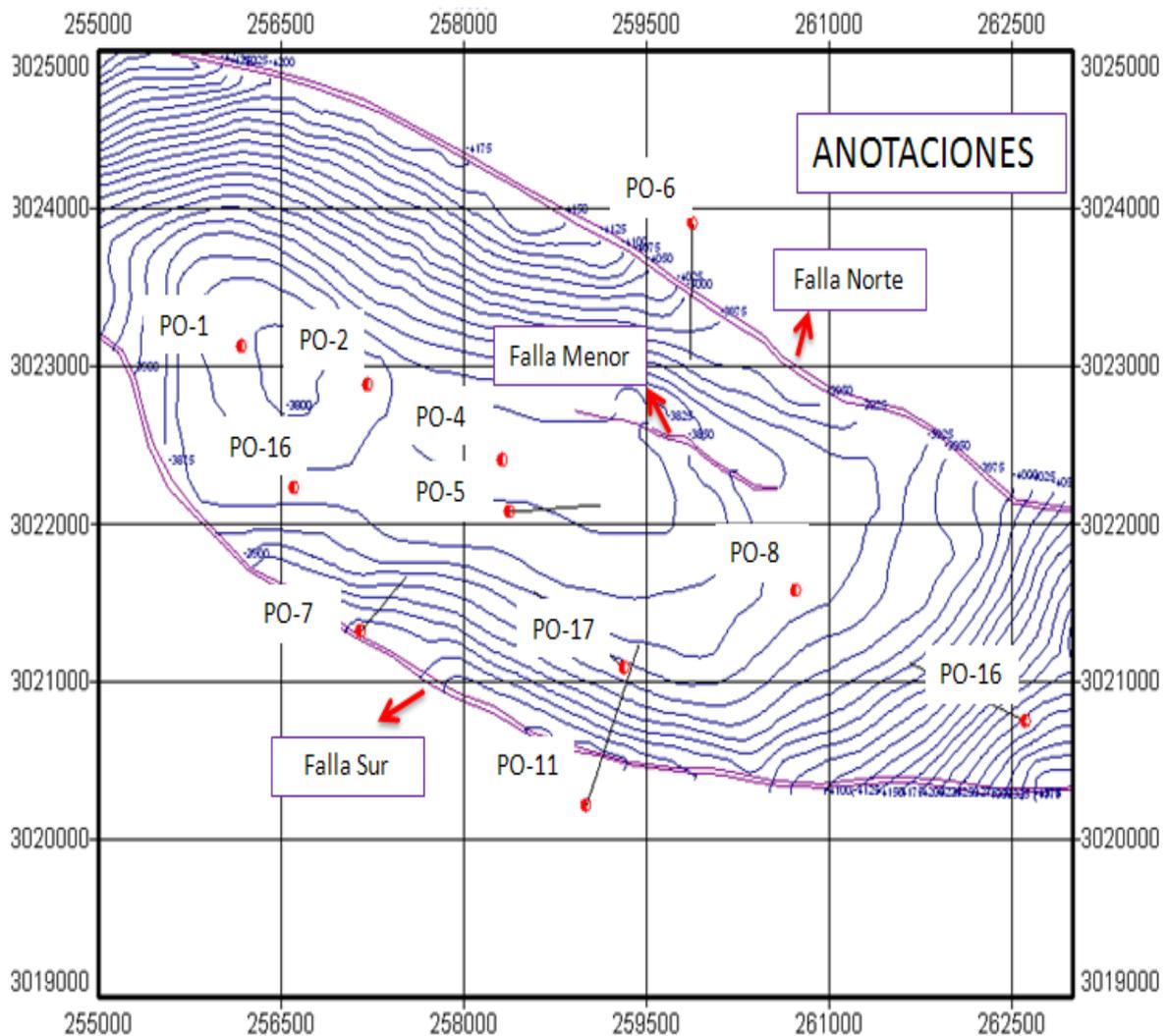


Fig. 3. 6 Fallas y Mapa de Contorno en el Campo.

Las anotaciones serán dibujadas siempre y cuando estas hayan sido creadas y cargadas con anticipación.

Un aspecto interesante es que la base de datos para la creación de estas anotaciones se maneja a través de una tabla que describe la trayectoria del dibujo en dimensión X y Y, asignando propiedades de color, tipo de línea, grosor y relleno definidos a través de un

número. La creación de esta base de datos es una de las más sencillas, sin embargo, generalmente la obtención de información es la que se torna algo más complicada. La **Fig. 3. 7** muestra un ejemplo de construcción de Anotaciones. 59

	A	B	C
1	F	20	
2	A	0	
3	S	6	
4	J	0	
5	C	12	
6	PT	1	
7	PS	2	
8	LI	0	
9	LT	1	
10	LW	1.5	
11	T	600	
12	T	264596	3020331
13	M	264541	3020332
14	D	264507	3020338
15	D	264485	3020344
16	D	264452	3020355
17	D	264441	3020361
18	D	264416	3020374
19	D	264402	3020381
20	D	264385	3020390
21	D	264382	3020392

Descripción de propiedades que definen las líneas de Contornos

Trayectoria X Y que delimitan una anotación

Fig. 3. 7 Estructura de una Anotación.

3.5. Filtros

Los Filtros están directamente relacionados con la información que contenga la Tabla Maestra, es decir, cada una de las columnas que contenga la Tabla, será cada una de las opciones que tenga en el módulo de filtrado en OFM™ (Fig. 3. 8).

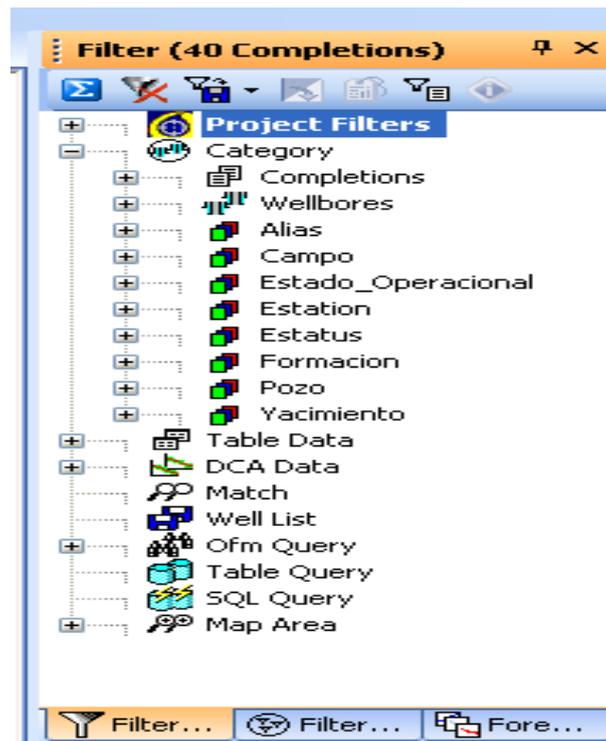


Fig. 3. 8 Filtros por Categoría en OFM™.

A continuación se describen algunos tipos de filtros creados para el Campo:

Filtro por Campo. En la elaboración de este estudio, solo se contempla un Campo, en este filtro solo vemos dicho Campo.

Filtro por Estatus. Filtra pozos de acuerdo a su estatus actual, para este trabajo se contempla solo dos tipos de pozos, esto es, podemos elegir pozos abiertos o cerrados.

Filtro por Estado Operacional. Filtra los pozos productores actuales de los no productores. Esta es una forma rápida de obtener los pozos con producción actual.

Filtro por Yacimiento. Filtra los pozos que pertenecen a un determinado yacimiento. Este filtro es riguroso para cualquier tipo de análisis.

Filtro por "Table Data". Este tipo de filtro selecciona únicamente pozos que tengan registro en la base de datos. Si por ejemplo yo deseo obtener pozos que tengan datos de petrofísica, entonces únicamente me mostrará los pozos que estén registrados en mi base de datos; los que no tengan simplemente no los mostrará. De igual forma estos filtros pueden combinarse con los de "Category".

Filtro por "Query". Este filtro está directamente relacionado con valores numéricos de la base de datos. Se pueden hacer filtros de pozos con determinadas características de producción, presión, datos petrofísicos y al mismo tiempo combinar con otro tipo de filtros como lo son el "Category" o "Table Data".

En la **Fig. 3. 9** se muestra la lista de los filtros que pueden realizarse con esta opción para el caso específico del Campo.

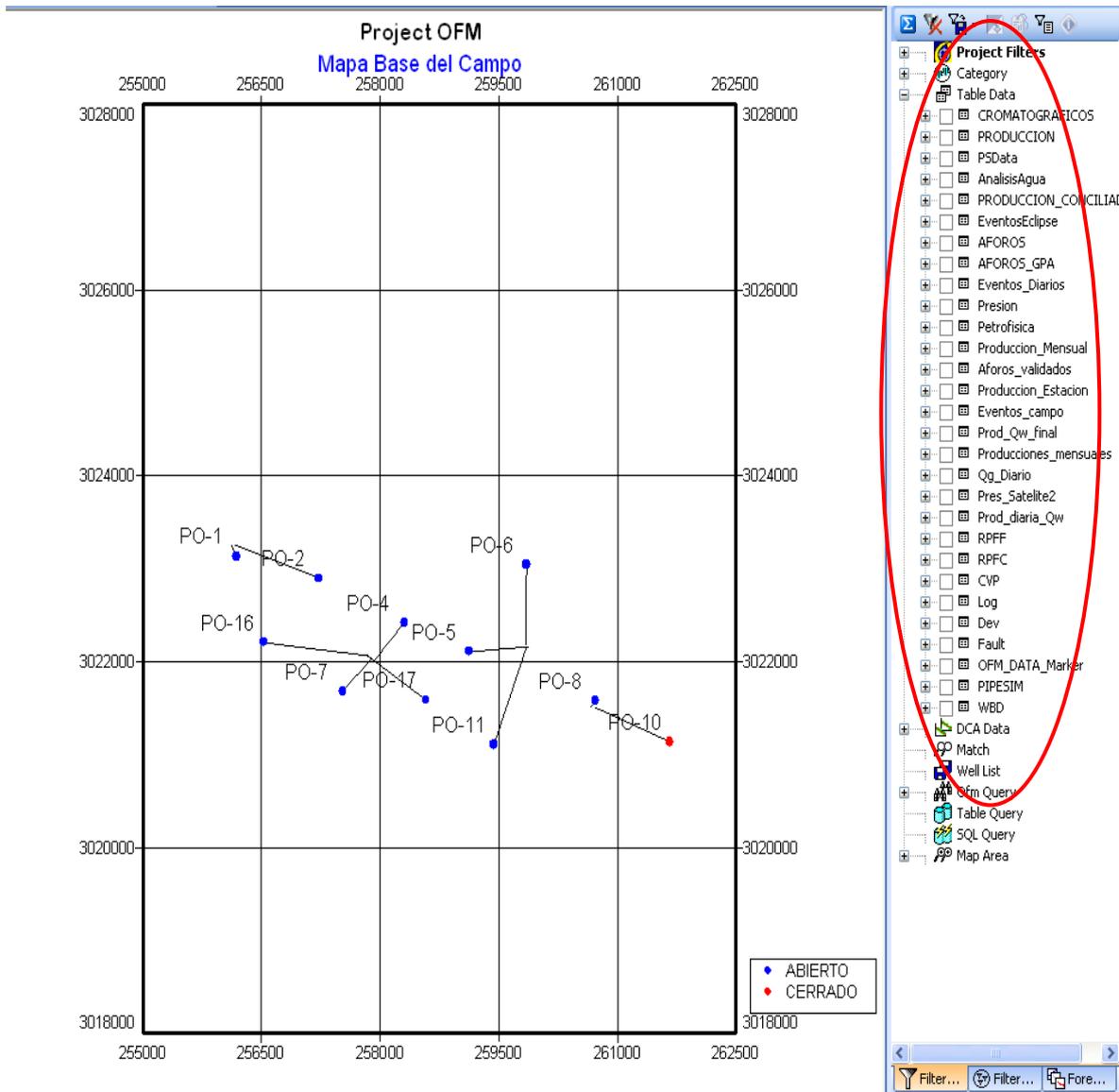


Fig. 3. 9 Filtros del Proyecto por “Table Data”.

Además de los tipos de filtros que se han mencionado, existen otros que ayudan a optimizar la localización de pozos o agrupar simplemente ciertos pozos de interés, tal es el caso del “Filter by Completion” en donde se eligen los pozos a filtrar a un criterio propio. También está el “Filter by Match” en donde se escribe el nombre del pozo que se busca y lo localiza y filtra del resto. Es posible poner la primera inicial.

3.6. Variables Calculadas

Las Variables Calculadas se crean a partir de variables internas, para el análisis y estudio del campo. Las Variables Calculadas ayudan a desarrollar metodologías con datos de producción, inyección, presión y petrofísica para la obtención de curvas, valores, y una gama de análisis que se deseen aplicar. Las variables Calculadas se crean realizando operaciones entre las variables internas.

Por ejemplo, en la Tabla de producción se tiene una columna de producción de agua y otra de producción de gas; Con las Variables Calculadas se crea una variable con nombre WGR y en cuyo programa interno habría una operación de la siguiente manera: Prod.Agua/Prod.Qg_diario; creando una variable calculada nueva a partir de variables internas. La creación de Variables Calculadas por sí misma, no adquiere importancia sino hasta cuando ésta se ve reflejada a través de Gráficos, Mapas, Reportes y cualquier otro módulo de OFM™.

Otros ejemplos de variables calculadas son la producción acumulada (G_p), y la relación que existe entre la presión de la línea y la presión en la cabeza. La función del software para generar la producción acumulada es la siguiente: @CumInput (*Produccion.Qg_diario*), dicha función toma los datos de producción diaria de cada uno de los pozos y suma los valores para dar como resultado la producción acumulada de cada pozo o del Campo en general. La relación de la presión en la línea de descarga y la presión en la cabeza, es un parámetro que indica como es el flujo a través del estrangulador. Cuando un fluido pasa a través del estrangulador, éste es acelerado de tal manera que alcanza la velocidad del sonido, a esto se le denomina flujo crítico y ocurre cuando:

$$\frac{P_l}{P_c} \leq 0.5283$$

Cuando se tiene flujo crítico en el estrangulador, las perturbaciones de presión corriente abajo (presión de línea) del estrangulador no afectan a los componentes que están corriente arriba (presión en cabeza).

En los apartados siguientes se presenta el reporte y los gráficos generados para estas variables calculadas.

3.7. Reportes

Los reportes es otra de las formas en que la información cargada en la base de datos puede ser obtenida a través de valores numéricos con la posibilidad de ser editados de manera rápida y con la enorme ventaja de que todas las variables calculadas creadas pueden ser obtenidas. En nuestro caso, es común la solicitud de información de producción, de las cuales también se obtienen toda una gama de valores como, presiones, declinaciones, pronósticos, etc. Además es posible categorizar información y obtener valores por Pozo, Campo, Yacimiento, Baterías y cualquier otra clasificación que se encuentre en la sección 3.6.

En el apartado anterior, se presentaron dos ejemplos de variables Calculadas, en la **Fig. 3. 10** se presentan los reportes (de G_p y Flujo Crítico) generados por el software.

	Date	Gg_diarlo MMc/d	Gp MMMc/d		Date	Gg_Diarlo Pc psia	Gg_Diarlo PI psia	Flujo_Critico	
1	01/06/2007	35 510	0 036		1	01/06/2007	5800.00	1460.00	0.252
2	02/06/2007	35 710	0.071		2	02/06/2007	5810.00	1360.00	0.234
3	03/06/2007	35 010	0.106		3	03/06/2007	5800.00	1520.00	0.262
4	04/06/2007	34 850	0.141		4	04/06/2007	5896.00	1514.00	0.257
5	05/06/2007	34 820	0.211		5	05/06/2007	5896.00	1514.00	0.257
6	06/06/2007	34 820	0.246		6	06/06/2007	5896.00	1509.00	0.256
7	07/06/2007	34 790	0.280		7	07/06/2007	5896.00	1518.00	0.257
8	08/06/2007	34 700	0.316		8	08/06/2007	5888.00	1526.00	0.259
9	09/06/2007	34 770	0.350		9	09/06/2007	5888.00	1533.00	0.260
10	10/06/2007	34 720	0.385		10	10/06/2007	5885.00	1541.00	0.262
11	11/06/2007	34 600	0.409		11	11/06/2007	5883.00	1543.00	0.262
12	12/06/2007	24 410	0.433		12	12/06/2007	1122.00	1122.00	1.000
13	13/06/2007	24 410	0.468		13	13/06/2007	1110.00	1110.00	1.000
14	14/06/2007	34 620	0.503		14	14/06/2007	5869.00	1552.00	0.264
15	15/06/2007	34 640	0.539		15	15/06/2007	5877.00	1536.00	0.261
16	16/06/2007	36 730	0.574		16	16/06/2007	5900.00	1517.00	0.257
17	17/06/2007	34 680	0.609		17	17/06/2007	5889.00	1533.00	0.260
18	18/06/2007	34 630	0.646		18	18/06/2007	5877.00	1520.00	0.259
19	19/06/2007	36 300	0.681		19	19/06/2007	5705.00	1517.00	0.266
20	20/06/2007	36 360	0.718		20	20/06/2007	5730.00	1520.00	0.265
21	21/06/2007	36 380	0.754		21	21/06/2007	5610.00	1491.00	0.266
22	22/06/2007	36 350	0.789		22	22/06/2007	5452.00	1506.00	0.276
23	23/06/2007	34 500	0.823		23	23/06/2007	5450.00	1505.00	0.276
24	24/06/2007	34 510	0.858		24	24/06/2007	5557.00	1505.00	0.271
25	25/06/2007	34 040	0.889		25	25/06/2007	5552.00	1505.00	0.271
26	26/06/2007	10 740	0.903		26	26/06/2007	5561.00	1505.00	0.271
27	27/06/2007	34 190	0.937		27	27/06/2007	6290.00	1487.00	0.236
28	28/06/2007	34 450	0.972		28	28/06/2007	5774.00	1552.00	0.269
29	29/06/2007	34 250	1.006		29	29/06/2007	5950.00	1330.00	0.224
30	30/06/2007	34 300	1.040		30	30/06/2007	5990.00	1390.00	0.232
31	01/07/2007	34 430	1.075		31	01/07/2007	5990.00	1385.00	0.231
32	02/07/2007	34 420	1.109		32	02/07/2007	5930.00	1385.00	0.234
33	03/07/2007	34 070	1.133						
34	04/07/2007	34 900	1.158						
35	05/07/2007	34 000	1.202						
36	06/07/2007	33 990	1.236						
37	07/07/2007	23 790	1.260						
38	08/07/2007	33 620	1.294						
39	09/07/2007	33 620	1.327						
40	10/07/2007	33 620	1.327						

Fig. 3. 10 Reporte de Gp y Flujo Crítico, generados en el software.

Es posible también obtener valores por mes, por trimestre, por semestre o anualmente. Las aplicaciones que de los reportes podemos obtener básicamente radican en la obtención de valores de cualquier variable calculada anteriormente generada.

Como puede observarse en la **Fig. 3. 10**, cada columna fue escogida de la lista de variables que, una vez corridas pueden ser editadas sus unidades o sus múltiplos. De esta misma forma en que fueron generados estos reportes, es posible construir otro, de acuerdo a nuestras necesidades. Las aplicaciones que de los reportes puedan ser obtenidas serán siempre en valores numéricos, la forma en que se editen y corran dependerá de las necesidades que se tengan.

3.8. Generación de Gráficos

En ocasiones, al tener bastante información estadística, se hace complicado la visualización y el análisis de éstos; por ello en el análisis de datos, es frecuente utilizar representaciones gráficas que resumen los datos de estudio. Con estas representaciones, adaptadas en cada caso a la finalidad informativa que se persigue, se transmiten los resultados de los análisis de forma rápida, directa y comprensible.

El módulo de Gráficos en OFMTM tiene una amplia gama de opciones en las que a través de ellas pueden aplicarse distintos formatos y presentaciones que ayudarán a la creación de curvas, para el análisis del comportamiento diario del Campo. En éste módulo también se cuenta con la capacidad de crear por cada curva hasta seis ejes de ordenadas lo cual acentúa todavía más el uso de sus aplicaciones. Así mismo en cada página de este módulo se pueden crear hasta seis gráficos a la vez, incluyendo sus ejes, como se mencionó anteriormente.

En las secciones 3.6 y 3.7 se presentan dos ejemplos de Variables Calculadas y el reporte correspondientes a cada una de estas variables, en la **Fig. 3. 11** se presenta el comportamiento de la presión en cabeza y en línea para además de la relación que entre ellas existe, donde se aprecia claramente que las presiones tienden a igualarse, por lo tanto no existe flujo crítico para este pozo (en la sección 5 se presenta una breve descripción para este pozo); mientras que en la **Fig. 3. 11** el histórico de producción y producción acumulada del campo.

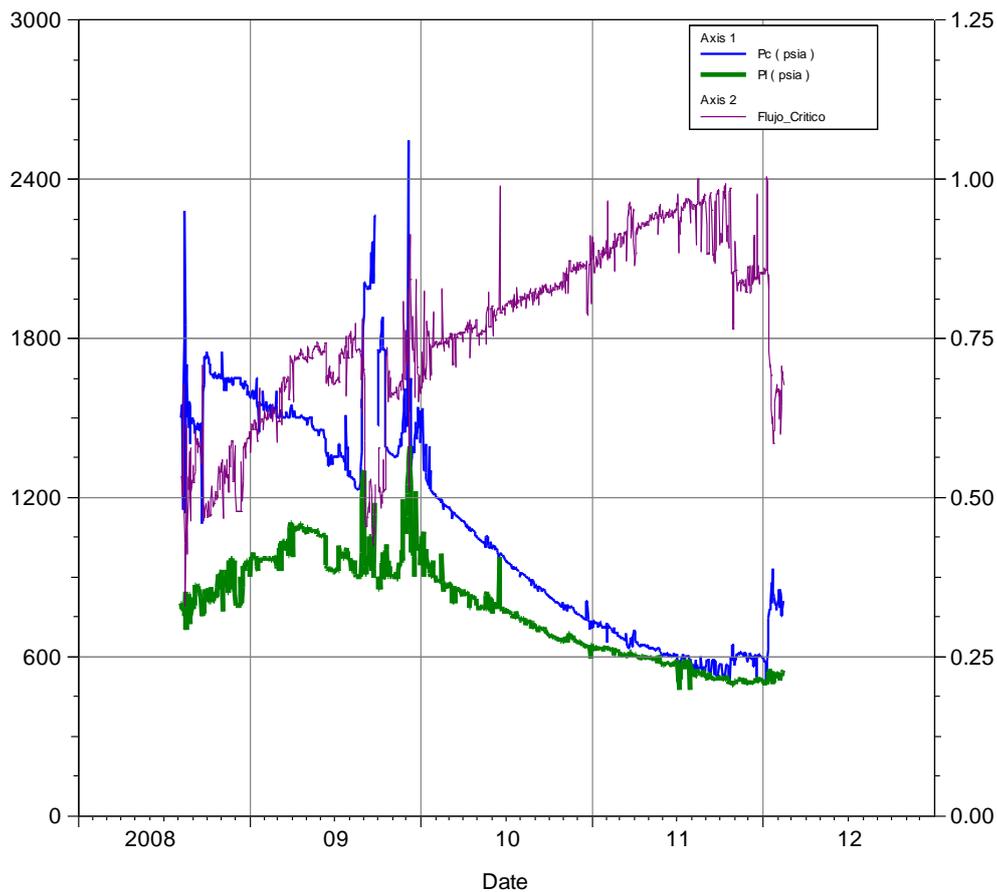


Fig. 3. 11 Presión en cabeza y en línea, pozo UNAM 4.

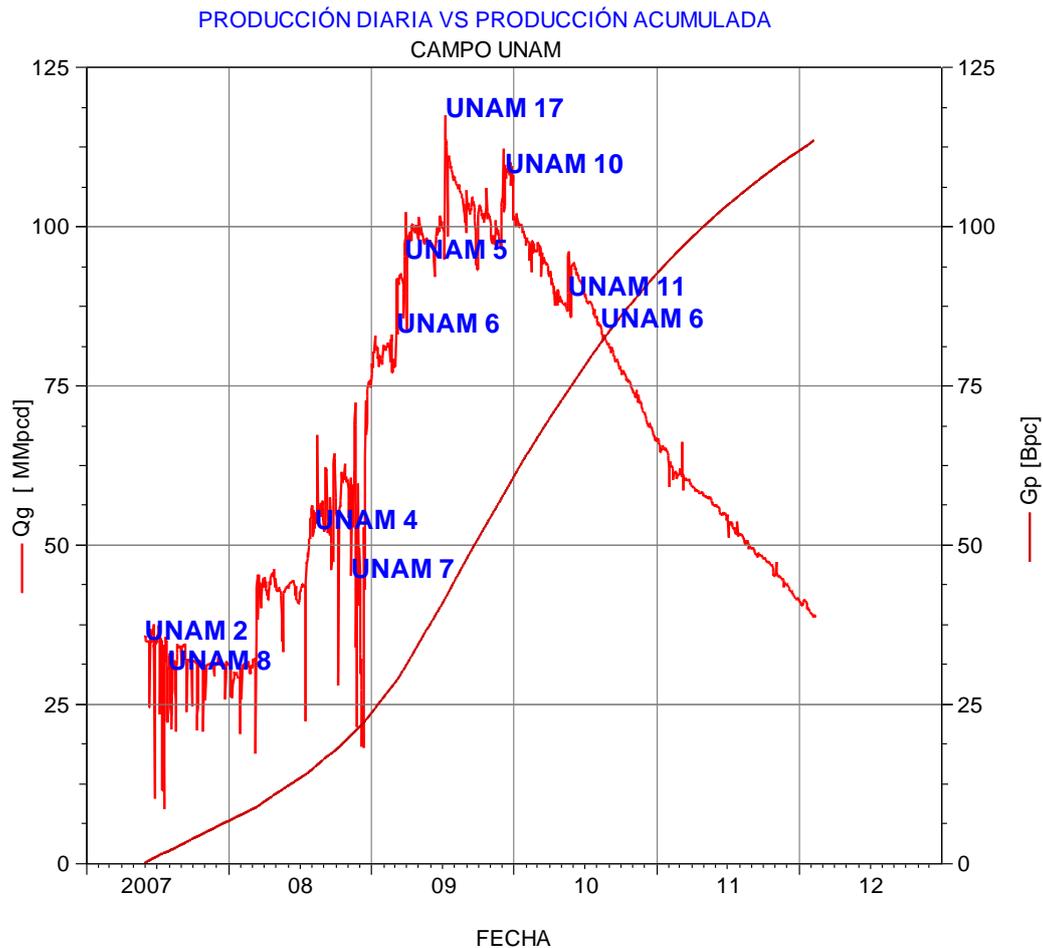


Fig. 3. 12 Histórico de producción y acumulada del Campo.

3.9. Curvas de Declinación

Las curvas de declinación son curvas del gasto de producción vs tiempo, generalmente se grafican en papel semilogarítmico y se extrapolan para dar un estimado de producción a través del tiempo además sirven para estimar directamente las reservas.

En OFM™ a través de variables calculadas es posible determinar por medio de gráficos el Gas Original en Sitio, y en base a este valor se puede determinar posteriormente la Reserva Actual y su tiempo de Agotamiento, suponiendo el último gasto de producción, así mismo por medio de gráficos de declinación se podrá definir un factor de declinación mensual y anual. La **Fig. 3. 13** muestra un ejemplo de curva de declinación obtenida para el pozo UNAM 2, mientras que la TABLA muestra los parámetros obtenidos del gráfico.

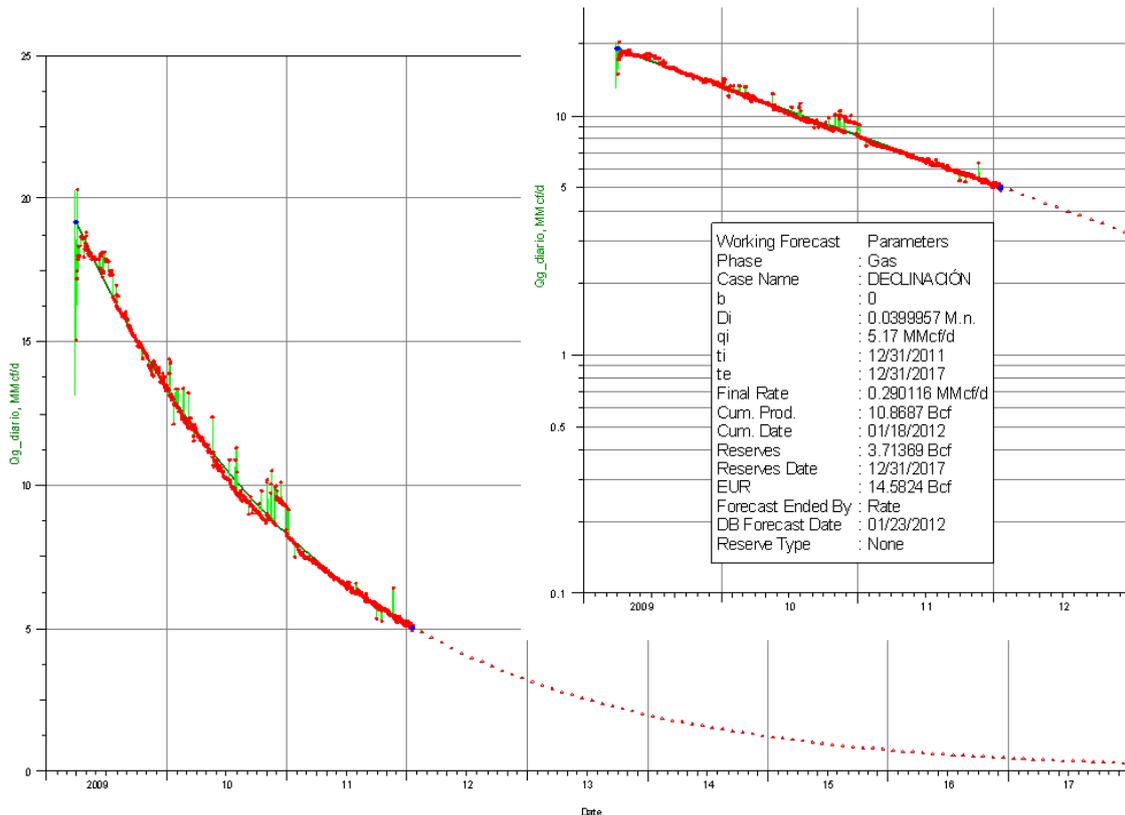


Fig. 3. 13 Ejemplo de curva de declinación generada para el pozo UNAM 5 en OFM™.

Tabla 3. 2 Parámetros obtenidos en la curva de declinación.

Parámetro	Valor	Descripción
Phase	Gas	Indica el tipo de fluido para el cual se hace el pronóstico.
Case Name	FCDIC2011	Nombre con el cual se guarda el pronóstico.
b	0	
Di	0.0360498 M.n.	Tasa nominal de declinación (mensual).
qi	5.66 MMpcd	Gasto inicial al tiempo ti
ti	12/31/2011	Tiempo inicial del pronóstico de producción.
te	10/31/2018	Tiempo final del pronóstico de producción al L.E.
Final Rate	0.3 MMpcd	Límite económico.
Cum. Prod.	19.5919 Bcf	Producción acumulada al tiempo ti.
Cum. Date	12/31/2011	Fecha de la producción acumulada.
Reserves	4.53027 Bcf	Reservas
Reserves Date	10/31/2018	Fecha en recuperar las reservas.
EUR	24.1222 Bcf	Estimación de las reservas recuperadas.
Forecast Ended By	Rate	Indica que el pronóstico termina con un gasto.
DB Forecast Date	01/05/2012	Fecha en que se hace le pronóstico

4. MODELOS DE POZOS Y RED DE RECOLECCIÓN

4.1. Introducción

A continuación se presenta el informe correspondiente a las actividades realizadas para generar los modelos de los pozos utilizando el software PIPESIM™; dicho software es un simulador de flujo de fluidos multifásico en estado estacionario, utilizado para el diseño y los análisis de diagnóstico en sistemas de producción de aceite y gas. PIPESIM™ modela el flujo desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales.

4.2. Objetivo

Esta tarea fue diseñada para darle continuidad al flujo de trabajo, después de modelar el yacimiento, crear y consolidar una base de datos, donde se estandarizo y valido el dato estático y dinámico del campo, adicionalmente y con la finalidad de apoyar el análisis del comportamiento diario de la producción. Para ello, se plantea como objetivo la creación de once modelos de pozos, en su fase original y actual, así como también la construcción de la red de recolección representativa del campo, la cual incluye el análisis integral (Pozo-Red) de la infraestructura superficial de separación, almacenamiento y distribución del campo. En este apartado solo se presenta un ejemplo de la construcción del modelo de pozo, la misma metodología presentada en el ejemplo, se emplea para construir los once modelos de los pozos.

4.3. Construcción del Modelo de Pozo

Para el análisis de un pozo productor, se construye, ajusta y analizar el comportamiento de producción, siguiendo la metodología que se explica a continuación:

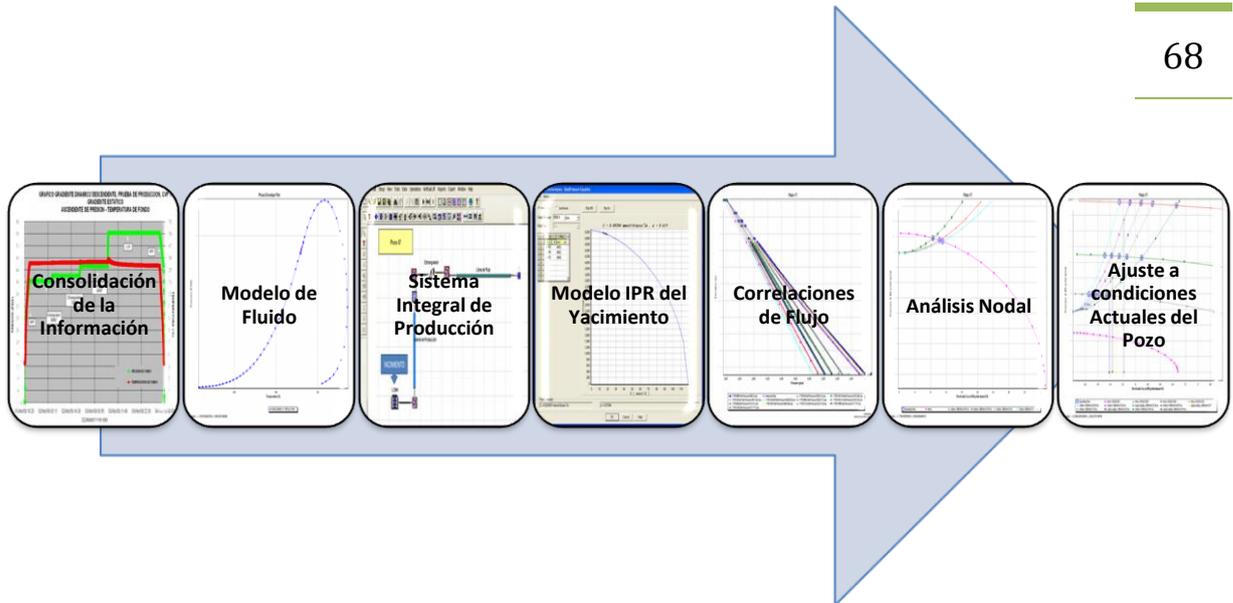


Fig. 4. 1 Flujo de trabajo desarrollado en PIPESIM™.

4.3.1. Consolidación de la Información

Para generar el modelo de pozos se recopila, analiza y valida la siguiente información:

- Diagramas mecánicos actualizados que cuente con la información correspondiente a la configuración de la TP, configuración de TR, profundidad del hueco abierto y posibles obstrucciones o condiciones especiales del pozo (**Fig. 4. 2**).
- Diámetro de estrangulador que corresponda a las fechas del RPF con el cual se cuente para cada pozo.
- Registros de presión de fondo fluyente y gradiente dinámico por estaciones (**Fig. 4. 3**).
- Gradiente estático por estaciones de presión y temperatura (**Fig. 4. 3**).
- Pruebas de capacidad de pozo (**Fig. 4. 4**).
- Presiones en la cabeza del pozo y la línea de descarga.

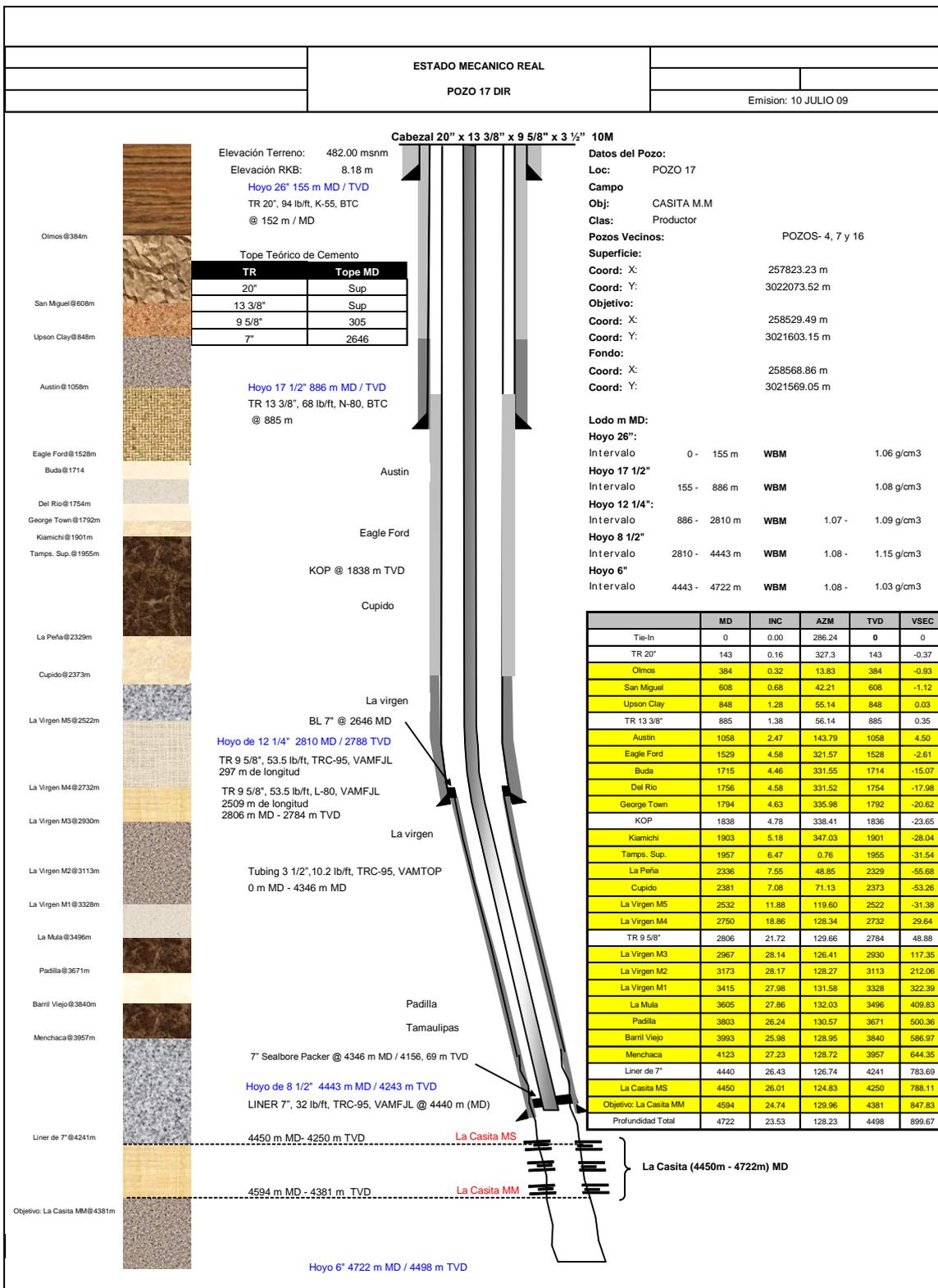


Fig. 4. 2 Ejemplo de Diagrama Mecánico de Pozo UNAM 17.

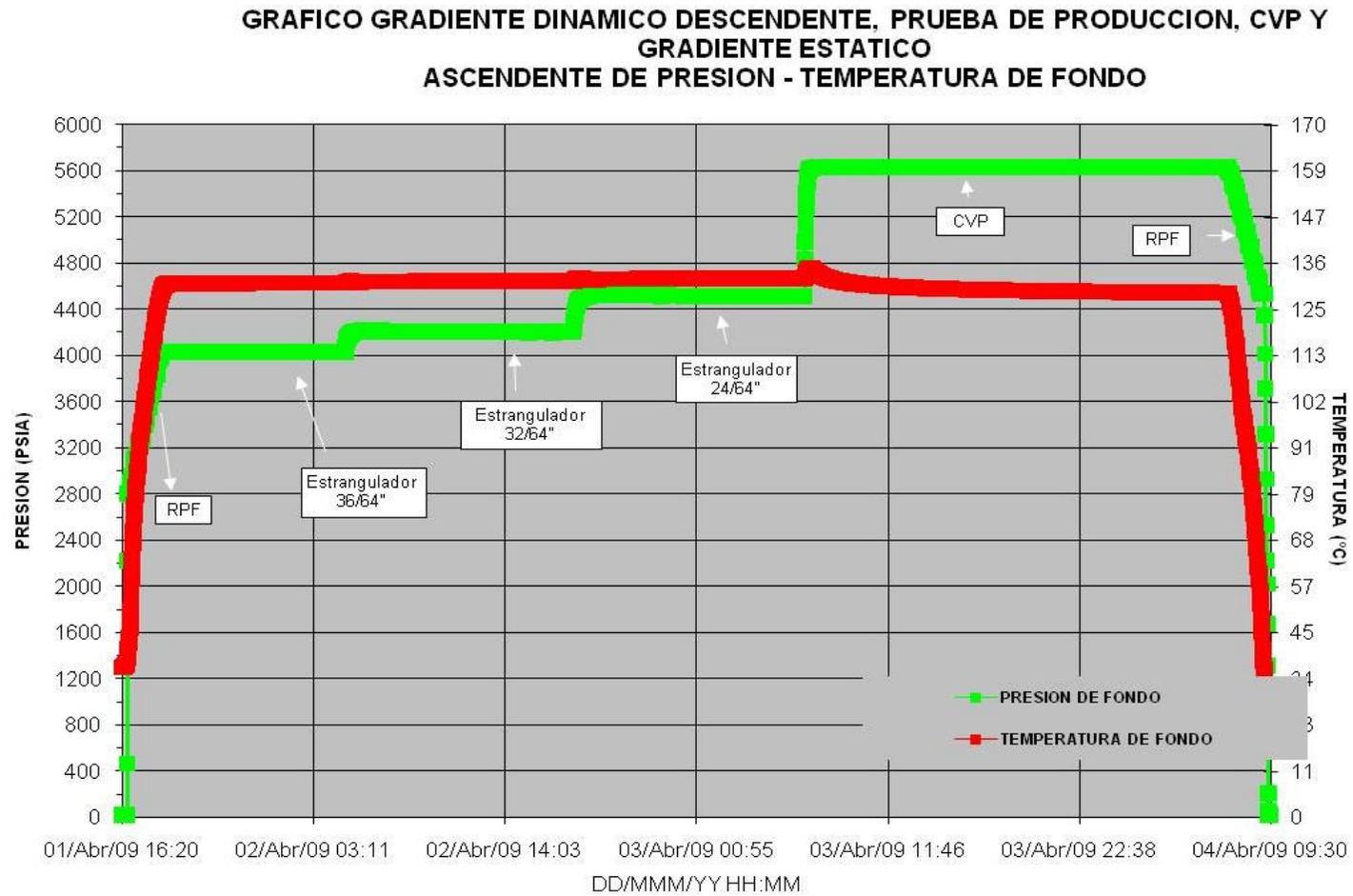


Fig. 4. 3 Gráfica RPF, RPF y CVP.

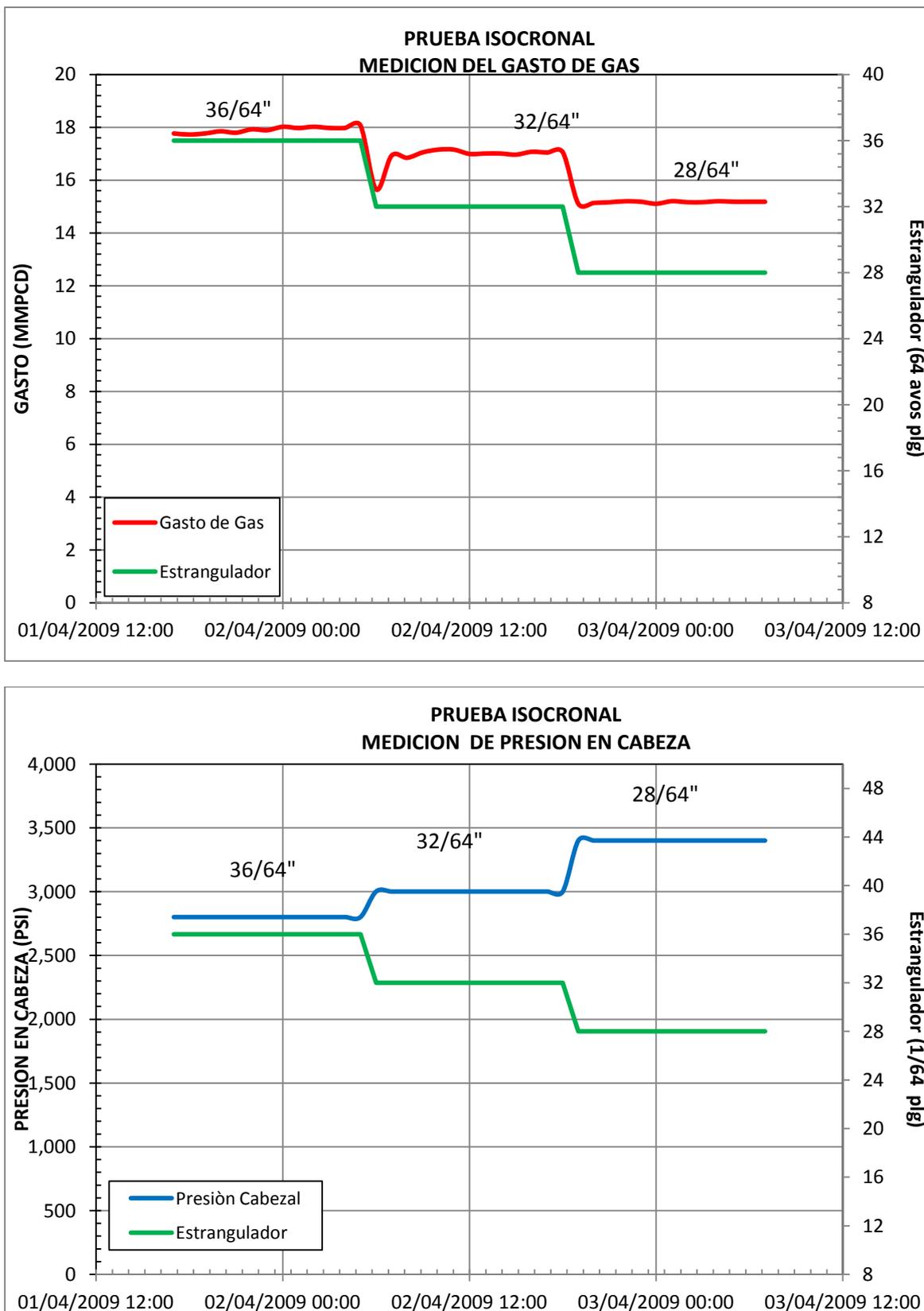


Fig. 4. 4 Pruebas de potencial, Medición del Gasto (Arriba) y Medición de la Presión en Cabeza (Abajo).

4.3.2. Modelo de Fluido

Para modelar el fluido, se utiliza la opción del software *Black Oil Model*, la razón por la que se decide utilizar esta opción es que: revisando el estudio cromatográfico disponible para el Campo (**Tabla 4. 1**), se llega a la conclusión de que el fluido presente en el yacimiento es gas seco y su composición permanecerá constante a largo de todo el sistema integral de producción.

Tabla 4. 1 Composición del Fluido Presente el en Yacimiento.

Fecha de Muestreo		20-Jun-2007	
Localización		Pozo -1	
Componente		% Mol	% Peso
H ₂	Hidrógeno	0	0
CO ₂	Dióxido de Carbono	2.09	5.16
N ₂	Nitrógeno	1.27	2.01
C ₁	Metano	92.24	83.13
C ₂	Etano	2.82	4.77
C ₃	Propano	0.9	2.23
iC ₄	i-Butano	0.2	0.65
nC ₄	n-Butano	0.18	0.57
iC ₅	i-Pentano	0.09	0.34
nC ₅	n-Pentano	0.04	0.14
C ₆	Hexanos	0.06	0.3
	M-C-Pentano	0.01	0.06
	Benceno	0.01	0.05
	Ciclohexano	0.02	0.09
C ₇	Heptanos	0.02	0.16
	M-C-Hexano	0.01	0.08
	Tolueno	0.02	0.08
C ₈	Octanos	0.01	0.08
	E-Benceno	0	0.01
	M/P-Xileno	0	0.02
	O-Xileno	0	0.01
C ₉	Nonanos	0.01	0.06
C ₁₀	Decanos	0	0
C ₁₁₊	Undecanos más	0	0
Totales		100	100

Estos datos de la composición del fluido se cargan al software y se genera el diagrama de fase (**Fig. 4. 5**), se selecciona la ecuación de estado (EDE) de Peng- Robinson y Lee para la viscosidad.

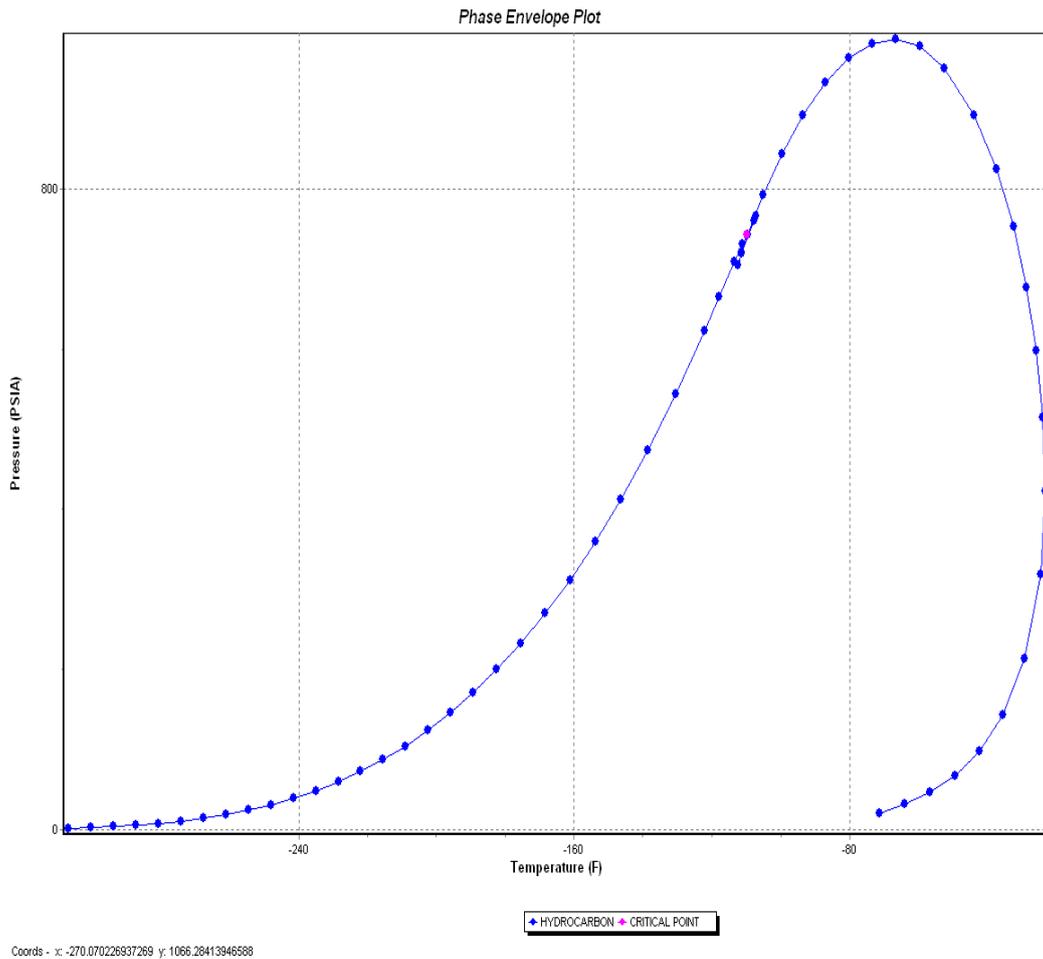


Fig. 4. 5 Diagrama de Fases Generado a Partir de la Composición del Gas.

Cabe la pena señalar que la normal ejecución del flujo de trabajo para ajustar el modelo de fluido, se compara el diagrama de fase proveniente de los datos medidos en el laboratorio, con los calculados usando las distintas EDE. También se hacen comparaciones de distintas propiedades de los fluidos, calculadas, con las mediciones hechas en el laboratorio; pero para el fluido presente en el campo, no existe un análisis PVT, así que se usa el análisis cromatográfico disponible para el área y con él se genera una envolvente de fases “sintética”.

4.3.3. Sistema Integral de Producción

Dentro de PIPESIM™ se deben seleccionar cada uno de los elementos que conforman el modelo del pozo, desde el yacimiento (cara de la arena) hasta el estrangulador, línea de descarga o separador. En la Fig. 4. 6 muestra el sistema integral de producción generado en el software.

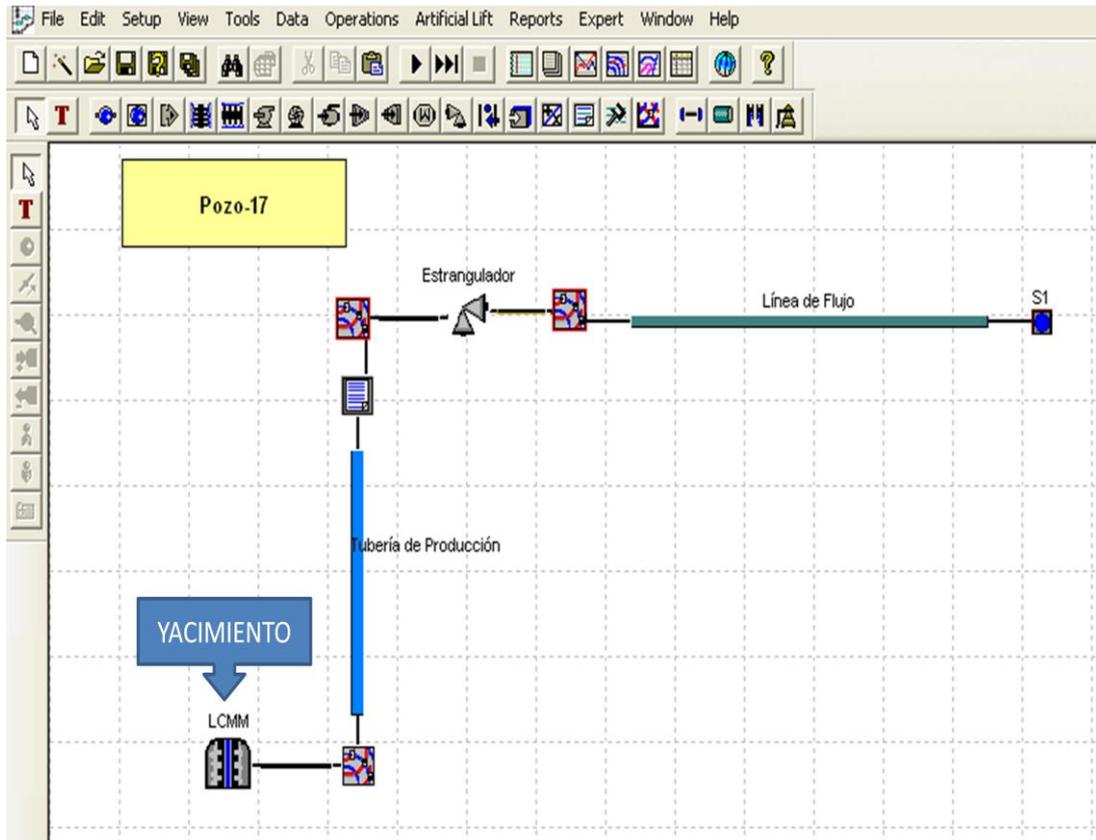


Fig. 4. 6 Sistema integral de producción generado dentro del software.

Una vez generado el diagrama general del sistema integral de producción, se procede a integrar todos los datos disponibles del SIP. A continuación se mencionan algunos elementos generados dentro del software.

4.3.3.1. Yacimiento

En el apartado del yacimiento, dentro del software, se introducen datos como: presión del yacimiento, temperatura del yacimiento (para este caso, se introducen los valores de gasto y presión de fondo fluyente obtenidos en la prueba de potencial del pozo) y la composición del fluido.

4.3.3.2. Tubería de Producción

Para la tubería de producción, se cuenta con datos tales como: diámetro externo, diámetro interno, peso, grado así como también la desviación del pozo. Todos y cada uno de estos datos se cargan al software, la **Fig. 4. 7** muestra la configuración de la tubería tal y como la muestra el software.

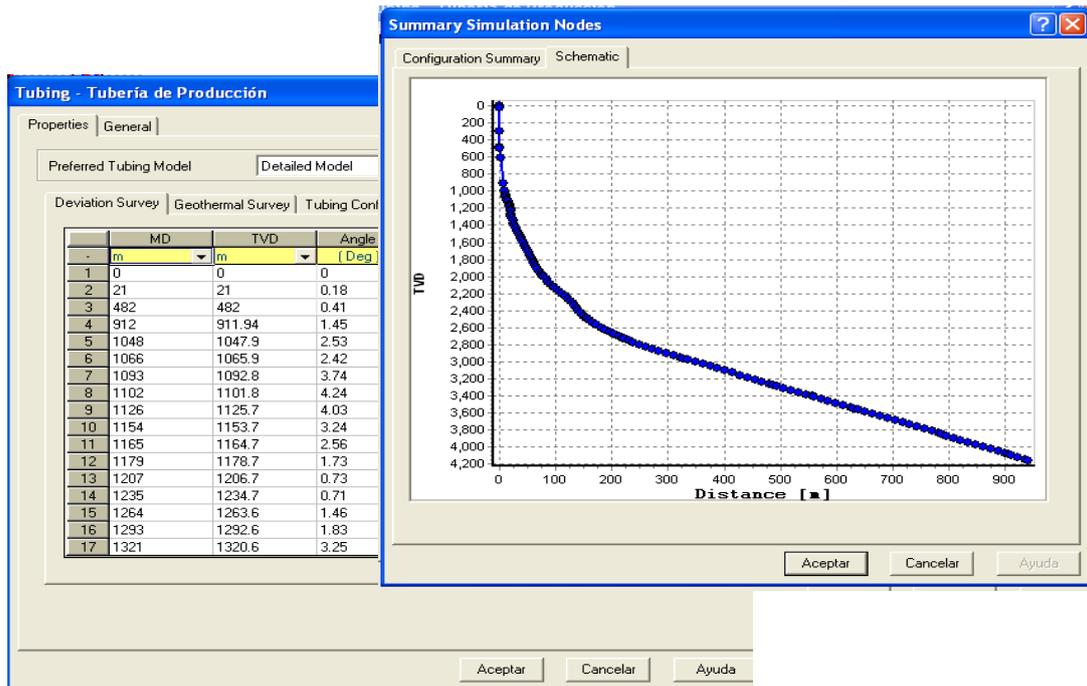


Fig. 4. 7 Configuración de la tubería de producción.

4.3.3.3. Estrangulador

El estrangulador (Fig. 4. 8) es una herramienta, cuya función es la de restringir el paso de un fluido bajo presión, con el objeto de controlar el gasto del pozo y con esto:

- Ejercer contrapresión suficiente para evitar la entrada de arena en el pozo o la conificación de agua.
- Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta.
- Proteger a los equipos sub-suelo superficie.

Las correlaciones mas empleadas son las mecánicas para la condición de flujo Sub-crítico y Crítico. Como parámetro de ajuste se emplea el Coeficiente de Descarga. Por defecto CD: 0.6.

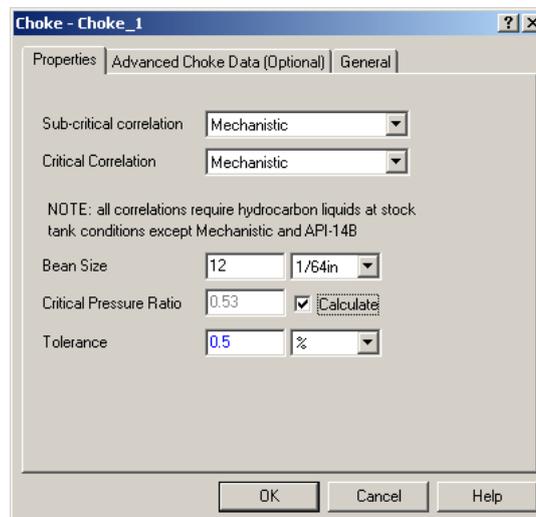


Fig. 4. 8 Configuración del estrangulador.

4.3.3.4. Línea de Descarga

Se incluye la configuración de las líneas en superficie (Longitud, diámetro, ondulación, elevación, rugosidad, espesor y temperatura) (Fig. 4. 9). También se incluye el levantamiento topográfico de las líneas, así como sistemas de aislamiento o condiciones del suelo.

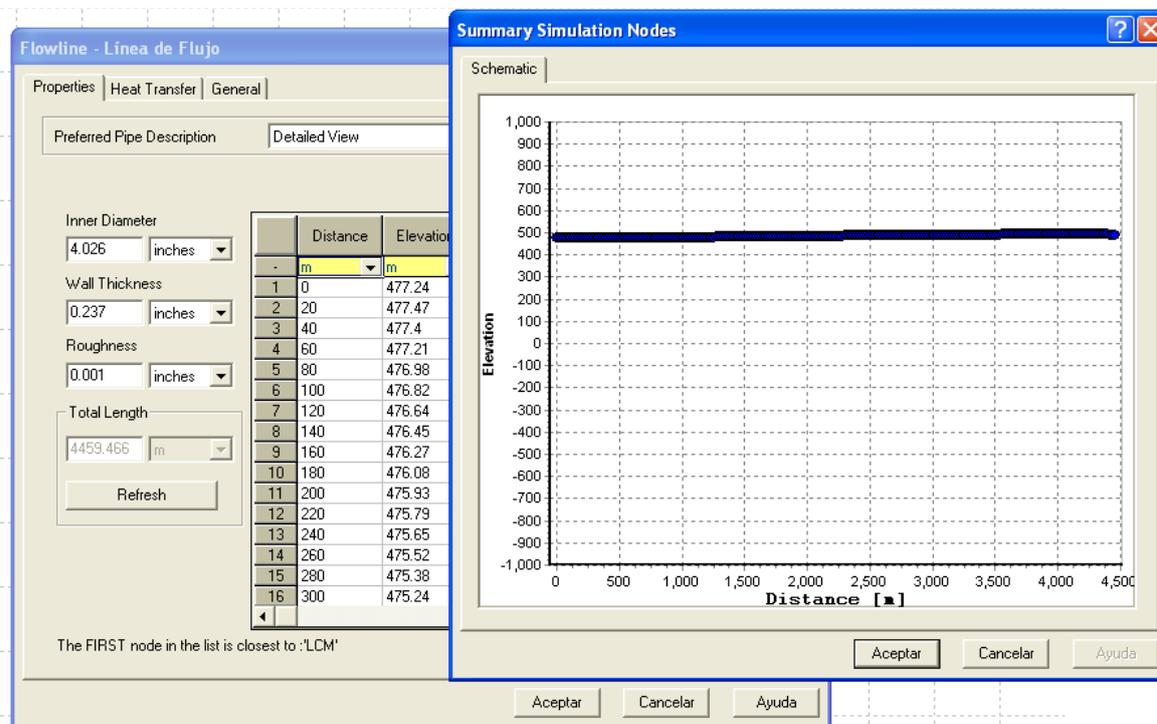


Fig. 4. 9 Línea de descarga cargada al software.

4.3.4. Ajuste a las Condiciones Iniciales del Pozo

4.3.4.1. Modelo IPR del Yacimiento

Para el modelo de IPR, dado que el fluido presente en el yacimiento se considera gas seco y de acuerdo a la literatura, se emplea el modelo de *BackPressure Equation* (Ec. 4.1), siendo éste el mejor modelo que ajusta a los datos de la prueba de potencial (Q_g y P_{wf}).

$$q_g = C \left(p_{ws}^2 - p_{wf}^2 \right)^n \dots \dots \dots (Ec. 4. 1)$$

La constante C involucra términos tales como viscosidad del gas, permeabilidad al flujo de gas, espesor neto de formación, temperatura de formación, etc. El exponente “n” puede variar desde 1.0 para flujo completamente laminar hasta 0.5 para flujo completamente turbulento.

La Fig. 4. 10 muestra un ejemplo de la curva de IPR generada con los datos de las pruebas de potencial hechas al inicio de la vida productiva del pozo, además de la presión y temperatura

del yacimiento (**Tabla 4. 2**). Al obtener la curva de IPR también se calcula el potencial del pozo (AOF), que para el ejemplo, es de 120 [MMpcd].

Tabla 4. 2 Datos de entrada para generar la curva de IPR.

P _{ws} [psi]	T [F]	Est. 1/64"	Q _g [MMpcd]	p _{wf} [psi]
5064.9	269	26	14.459	4983
		28	16.785	4962
		30	18.474	4940

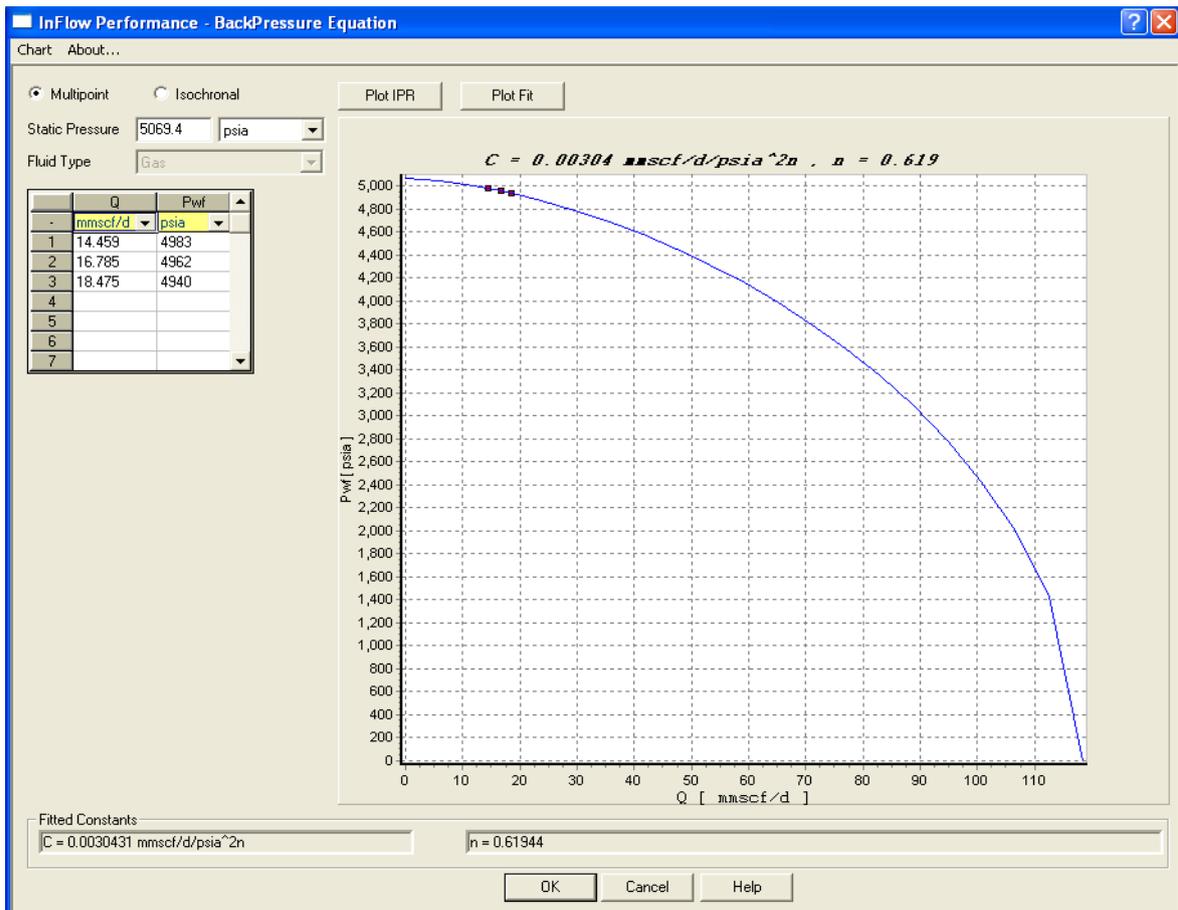


Fig. 4. 10 Ejemplo de curva de IPR generada en el software.

La Ec. 4.1 puede escribirse como:

$$\log \left(P_{ws}^2 - P_{wf}^2 \right) = \frac{1}{\gamma^2} \left(\log q_g - \log C \right) \dots \dots \dots (Ec.4.2)$$

Graficando $\log \left(P_{ws}^2 - P_{wf}^2 \right) vs q_g$ obtenemos una gráfica como se muestra en la Fig. 4. 11, donde:

$$C = 0.0030431 \left[\frac{\text{Mmpcd}}{\text{psia}^{2n}} \right]$$

$$n = 0.61994$$

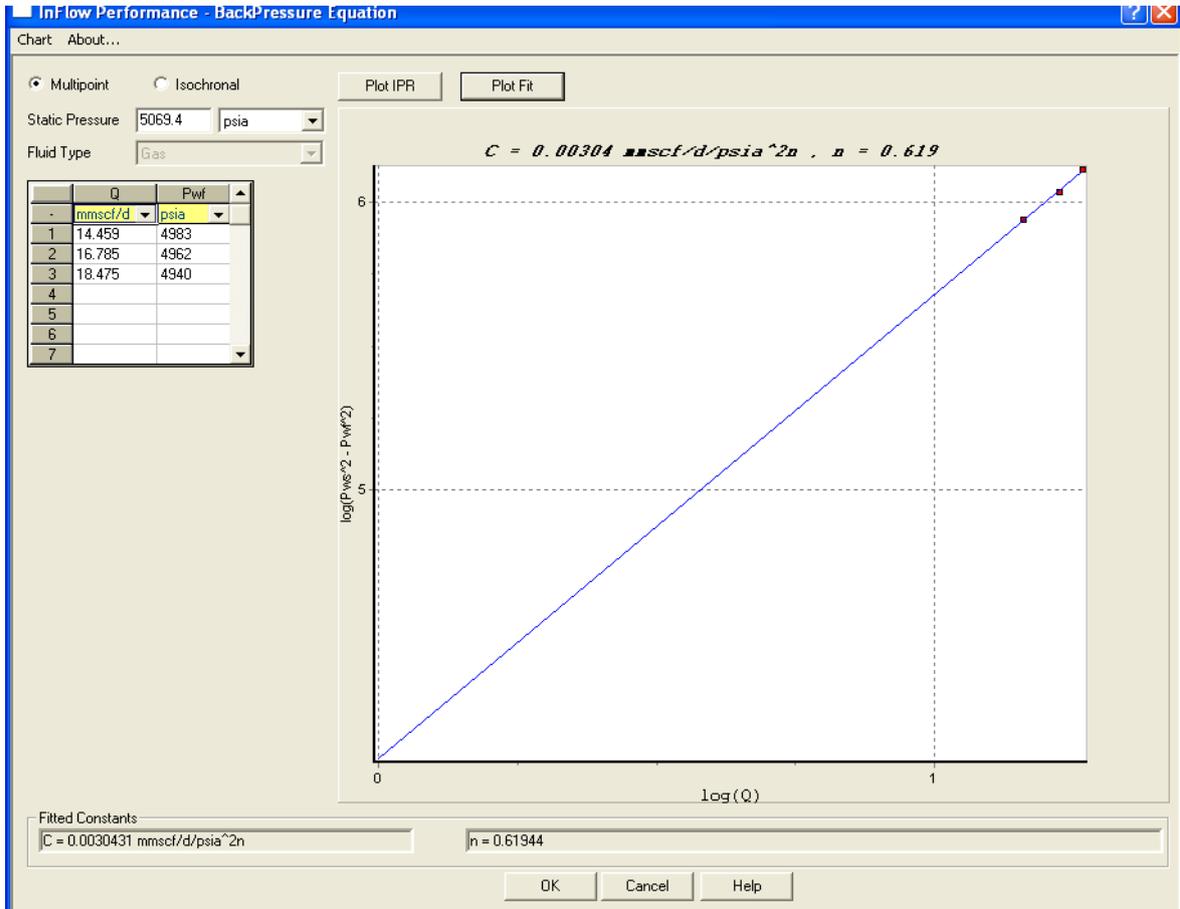


Fig. 4. 11 Gráfica de la prueba de potencial hecha al pozo.

4.3.4.2. Correlaciones de Flujos Vertical y Horizontal

Una forma de conocer de manera exacta las caídas de presión a lo largo de la tubería de producción es medirlas directamente con un registro de presión y temperatura; pero como esto no es económicamente factible, además de que en los pozos del Campo en estudio solo se tienen registros de presión y temperatura tomados al inicio de la vida productiva del pozo, es necesario utilizar correlaciones de flujo en tuberías. En el software, es factible seleccionar la mejor correlación de flujo vertical que mejor se ajuste a los registros de presión y temperatura,

la **Fig. 4. 12** muestra las correlaciones seleccionadas para la presión (arriba) y temperatura (abajo), de acuerdo a la literatura, para flujo vertical en pozos de gas (Duns & Ros, Beggs & Brill, Noslip, Gray, Noslip, etc.).

La línea en color rosado muestra los datos de las mediciones de presión y temperatura registradas, se puede observar que la correlación que mejor se ajusta a dichos datos, es la de Noslip (línea roja en la **Fig. 4. 12**, para el Pozo UNAM 17, el cual se toma para ejemplificar el procedimiento). La **Fig. 4. 13** muestra la correlación seleccionada para el flujo vertical en la tubería de producción.

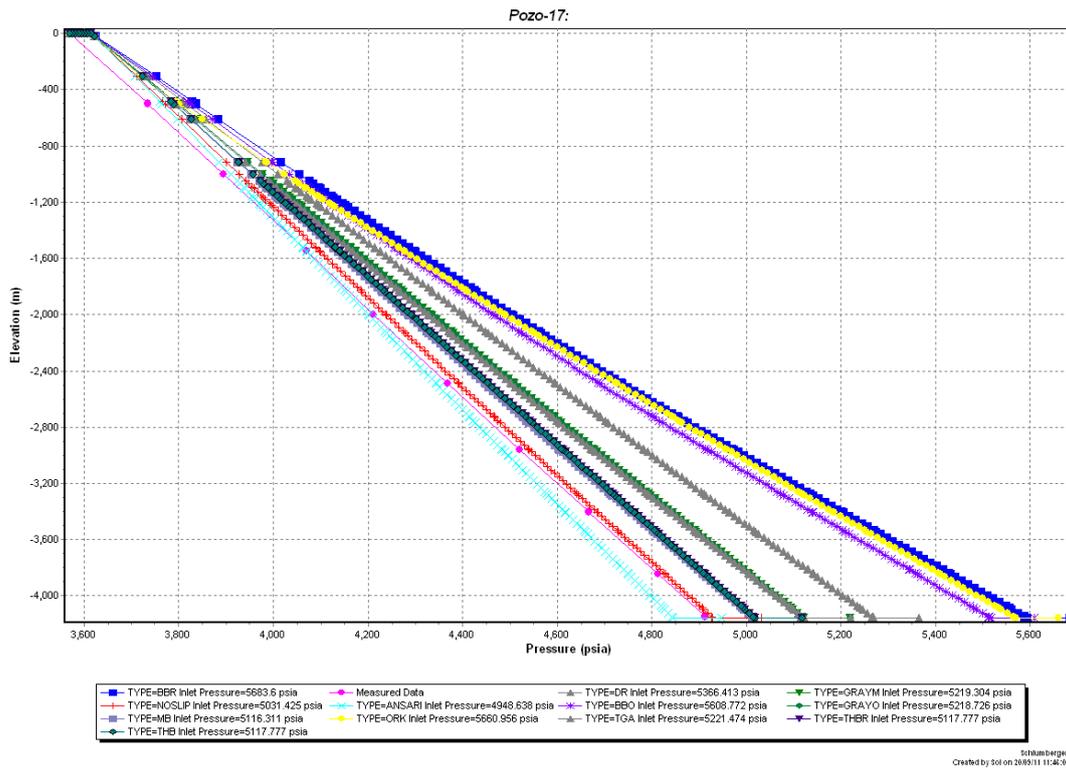
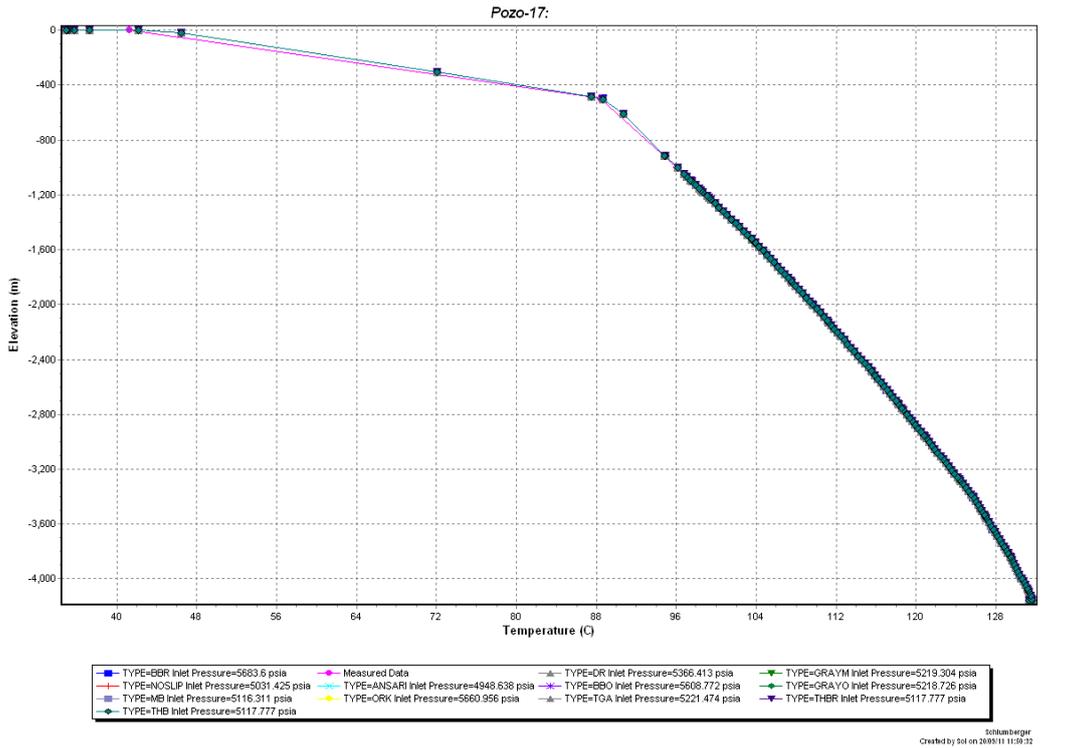


Fig. 4. 12 Correlaciones de flujo seleccionadas para flujo vertical en tuberías, presión (arriba) y temperatura (abajo), se compara el dato real con las correlaciones seleccionadas.

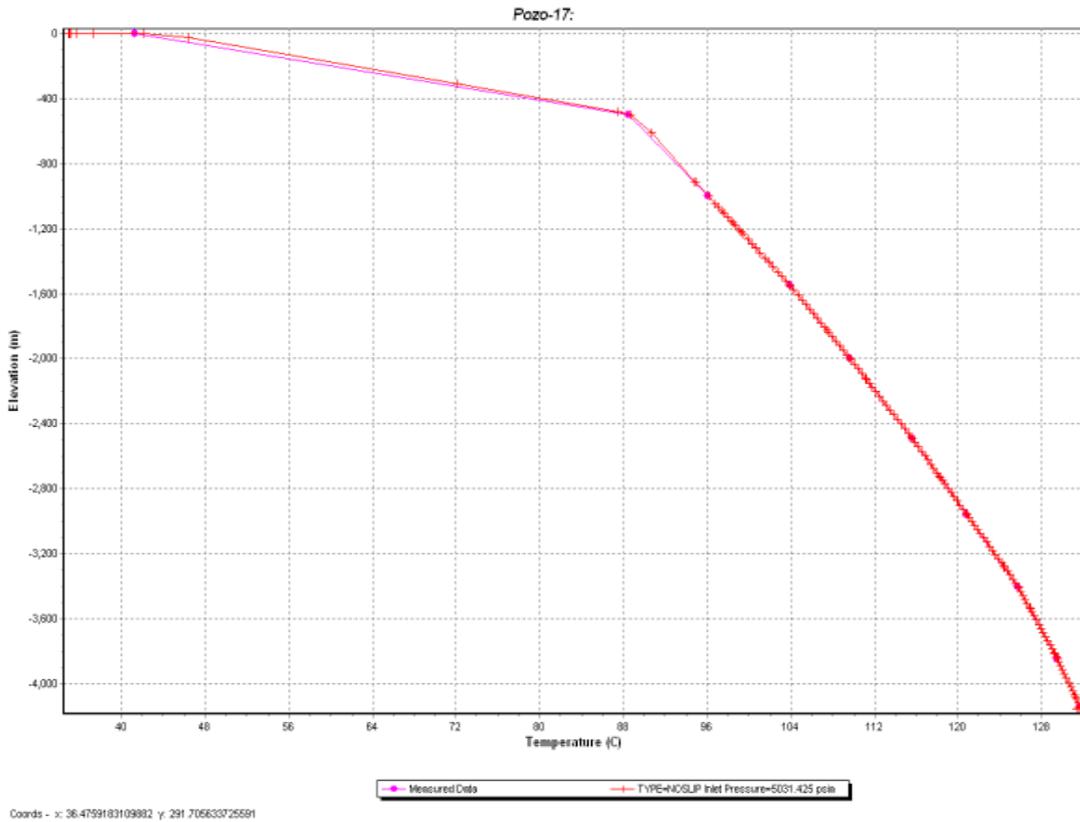
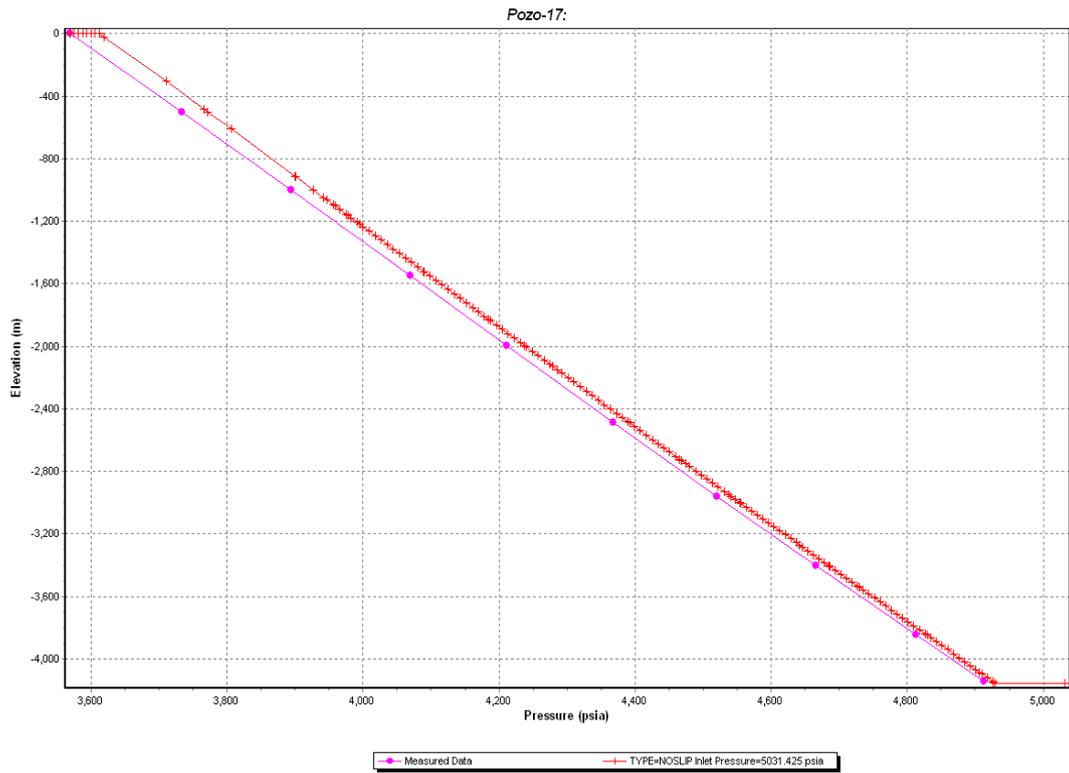


Fig. 4. 13 Correlación seleccionada como la que mejor ajusta a los datos de presión y temperatura registrados.

Para el flujo horizontal, en la línea de descarga, se selecciona la correlación de Beggs & Brill modificada, y se estiman las caídas de presión a través de la tubería de producción y de la línea de descarga. Para el caso del Pozo UNAM 17, la línea de descarga tiene una longitud de 2.4 [km], la **Fig. 4. 14**, muestra las caídas de presión de la TP y de la LD.

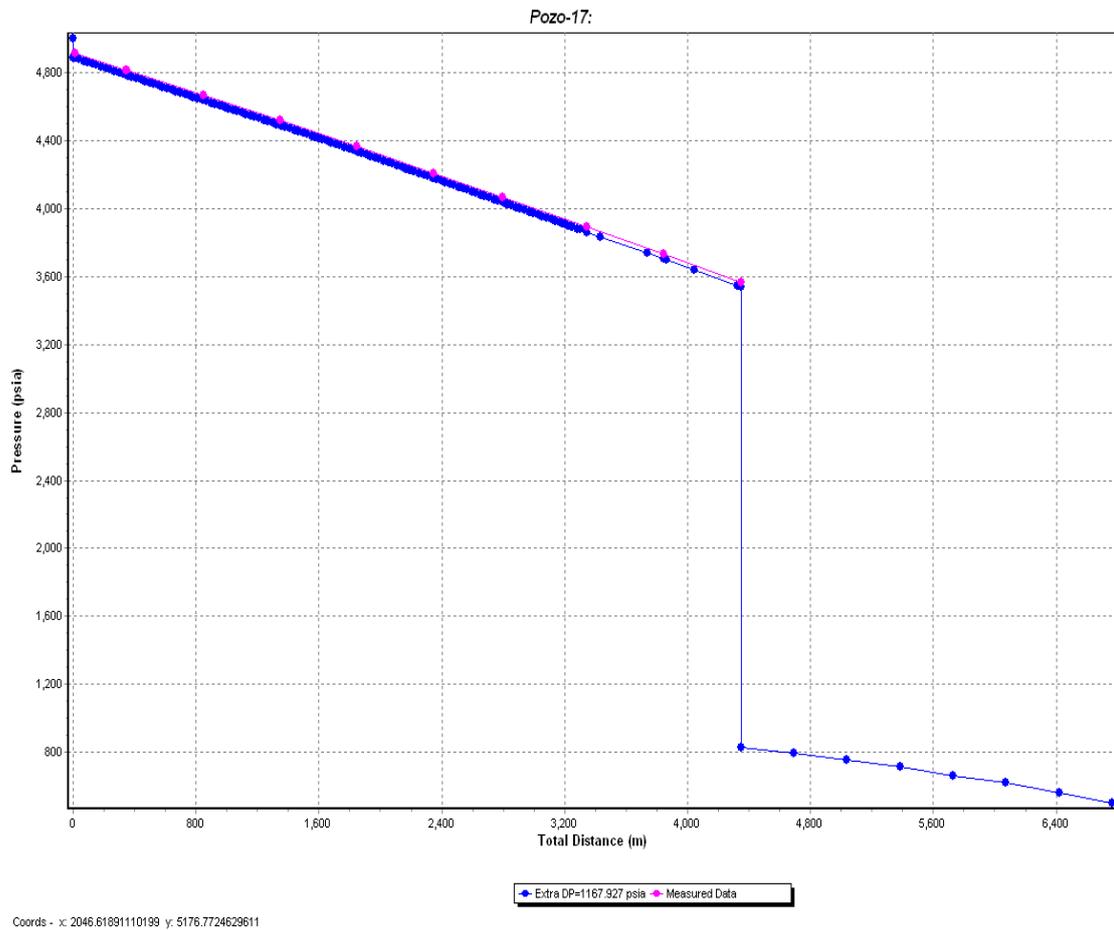


Fig. 4. 14 Caídas de presión a lo largo de la TP y la LD.

4.3.4.3. Análisis Nodal

Una vez completados todos los elementos, se realiza el análisis nodal, este se puede ubicar en el fondo o cabeza de pozo, dependiendo de las variables a estudiar, así es posible representar el Punto de Operación seleccionado para el estudio. La **Fig. 4. 15**, muestra el modelo de análisis nodal para el Pozo UNAM 17 ajustado a las condiciones originales (**Tabla 4. 2**).

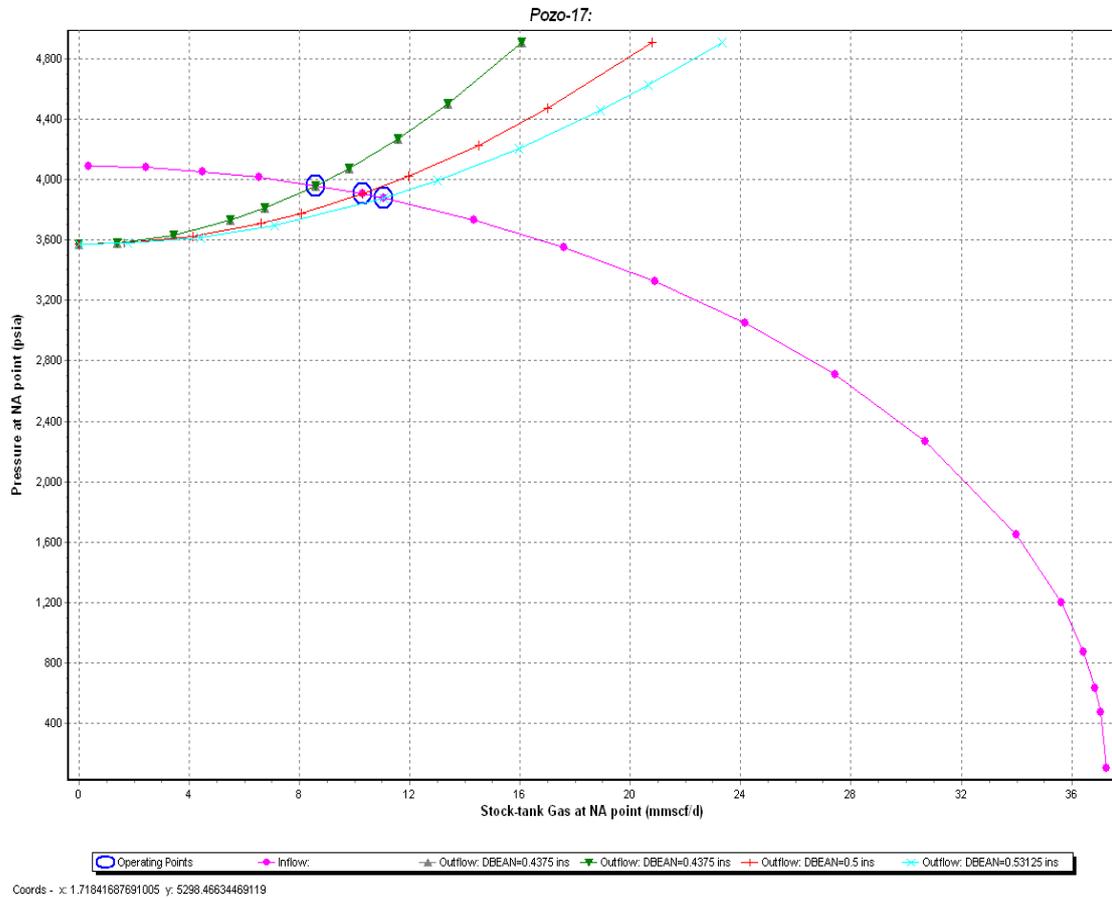


Fig. 4. 15 Modelo de análisis nodal ajustado a las condiciones originales.

4.3.5. Ajuste a las Condiciones Actuales del Pozo

Partiendo de todo el modelo del pozo generado hasta ahora, podemos ajustar el modelo a las condiciones actuales; como ya se dijo con anterioridad, la única forma de conocer la presión a lo largo de la tubería de producción es mediante un registro de presión y temperatura, pero como ello, en la mayoría de las veces, no es factible, para ajustar el modelo de pozo a las condiciones actuales es posible realizar estimaciones de la p_{wf} y al p_{ws} , considerando los valores reportados de la producción (Q y p_{wh}). Para el Pozo UNAM 17, los valores reportado de p_{wh} y Q_g , a la fecha de 11/10/2011, son 1510 [psi] y 7.04 [MMpcd] respectivamente, en la Fig. 4. 16 se muestra el grafico del gradiente de presión para el Pozo UNAM 17, los valores calculados por el software son: $p_{wf} = 2118$ [psi] y $p_{ws} = 2182$ [psi].

Con el valor obtenido de p_{ws} , es posible ajustar el modelo a las condiciones actuales, las Fig. 4. 17 y Fig. 4. 18 muestra el modelo de análisis nodal ajustado a las condiciones actuales.

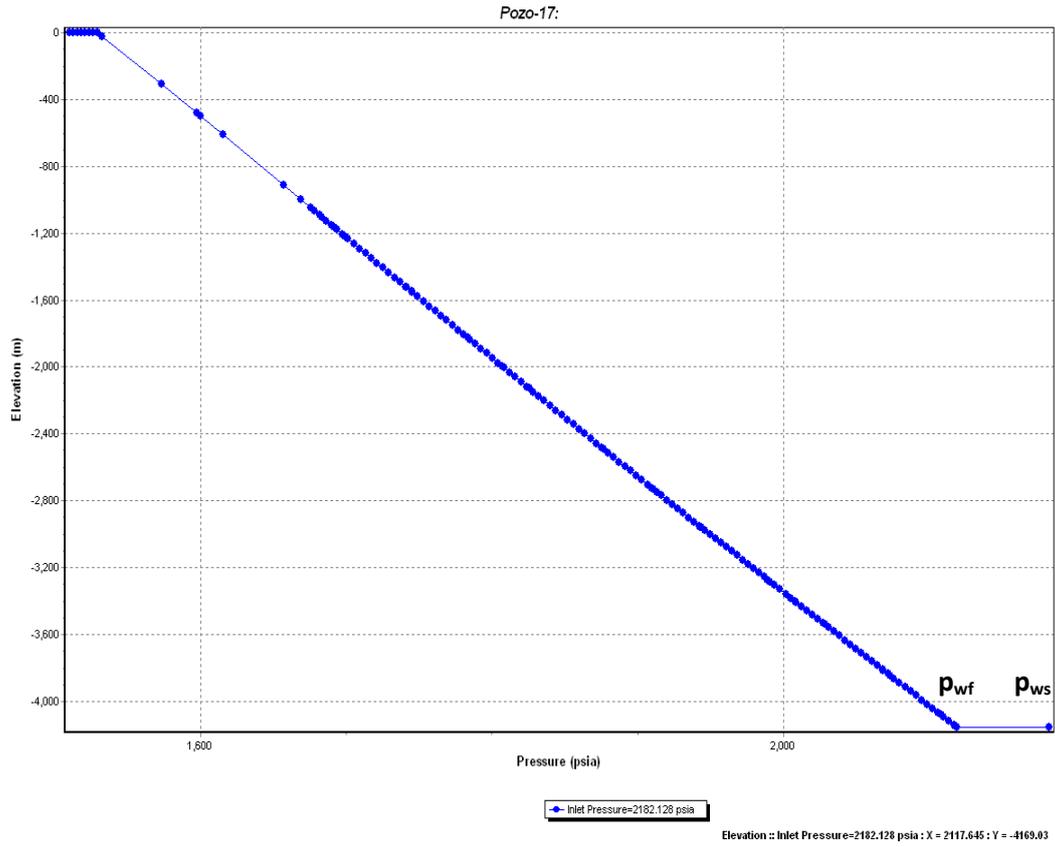


Fig. 4. 16 Estimación de p_{wf} y p_{ws} .

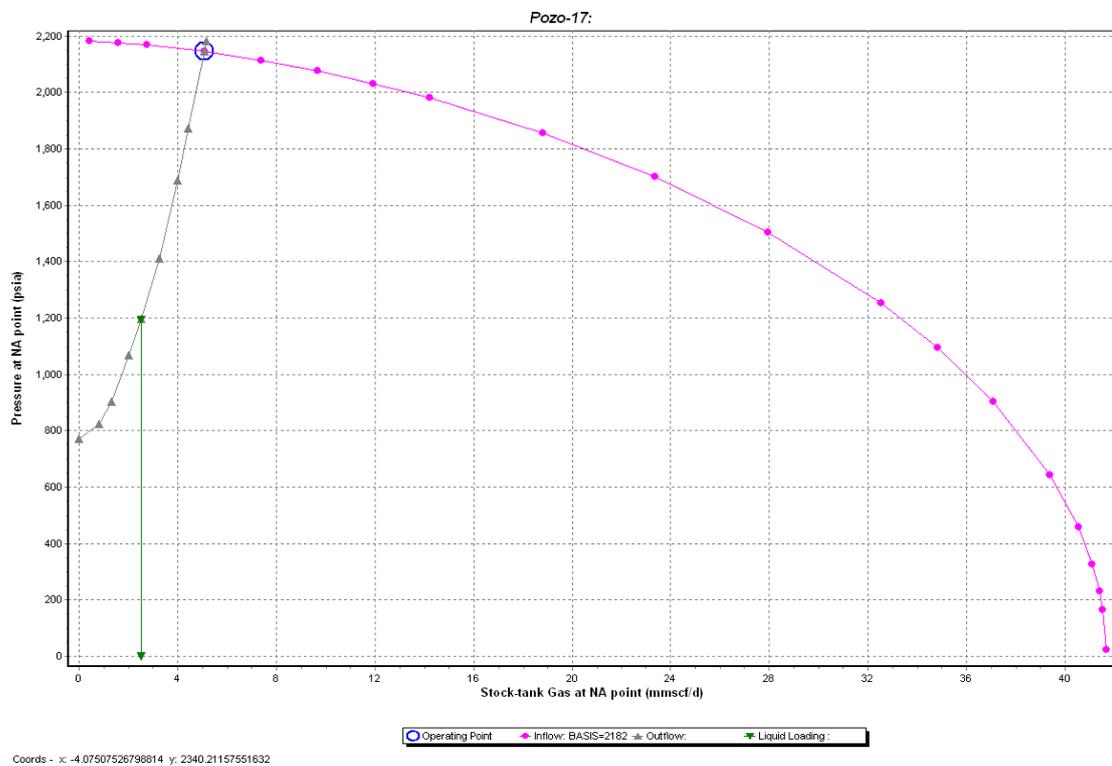


Fig. 4. 17 Modelo de análisis nodal ajustado a las condiciones actuales, nodo solución fondo del pozo.

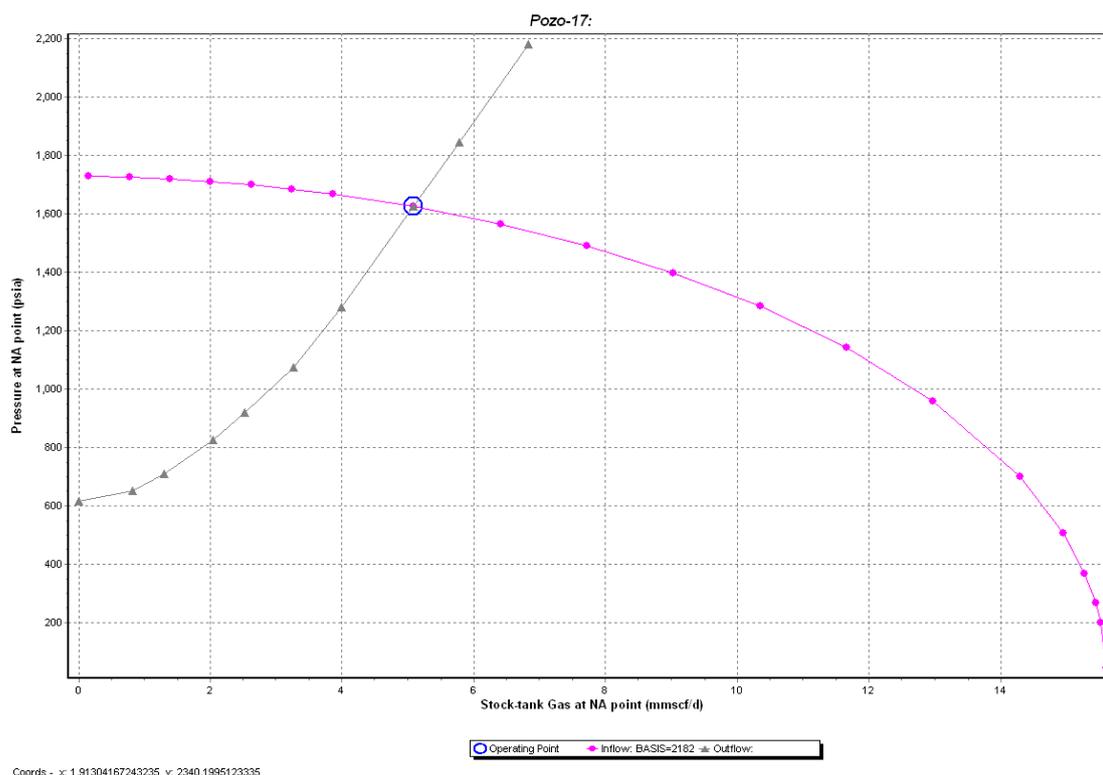


Fig. 4. 18 Modelo de análisis nodal ajustado a las condiciones actuales, cabeza del pozo.

La **Tabla 4. 3** muestra la comparación de los datos medidos y los calculados, observando los valores de p_{wh} y Q_g , podemos concluir que el modelo representa un buen ajuste.

Tabla 4. 3 Comparación de los datos mediciones en el pozo y calculados por el software.

	Fecha	p_{ws} [psi]	p_{wf} [psi]	p_{wh} [psi]	Q_g [MMpcd]
Parámetros medidos	11/10/2011	-	-	1615	5.084
Parámetros calculados	11/10/2011	2182	2118	1625	5.091

El ajuste a las condiciones iniciales y actuales de los modelos, es de suma importancia, ya que es ahora donde se pueden hacer predicciones de escenarios de producción, para inferir el comportamiento del pozo. Como ejemplo se muestra la **Fig. 4. 19**, en donde para diferentes valores de p_{ws} y diámetro de estrangulador, se presentan diferentes escenarios, actualmente el pozo tiene un diámetro de estrangulador de 24/64", pero con el análisis hecho se puede observar que el pozo produciría un mayor gasto con un diámetro de 28/64", además de que la

carga de líquido se presentaría con una menor presión, asegurando por más tiempo, que no se presente carga de líquido en el pozo.

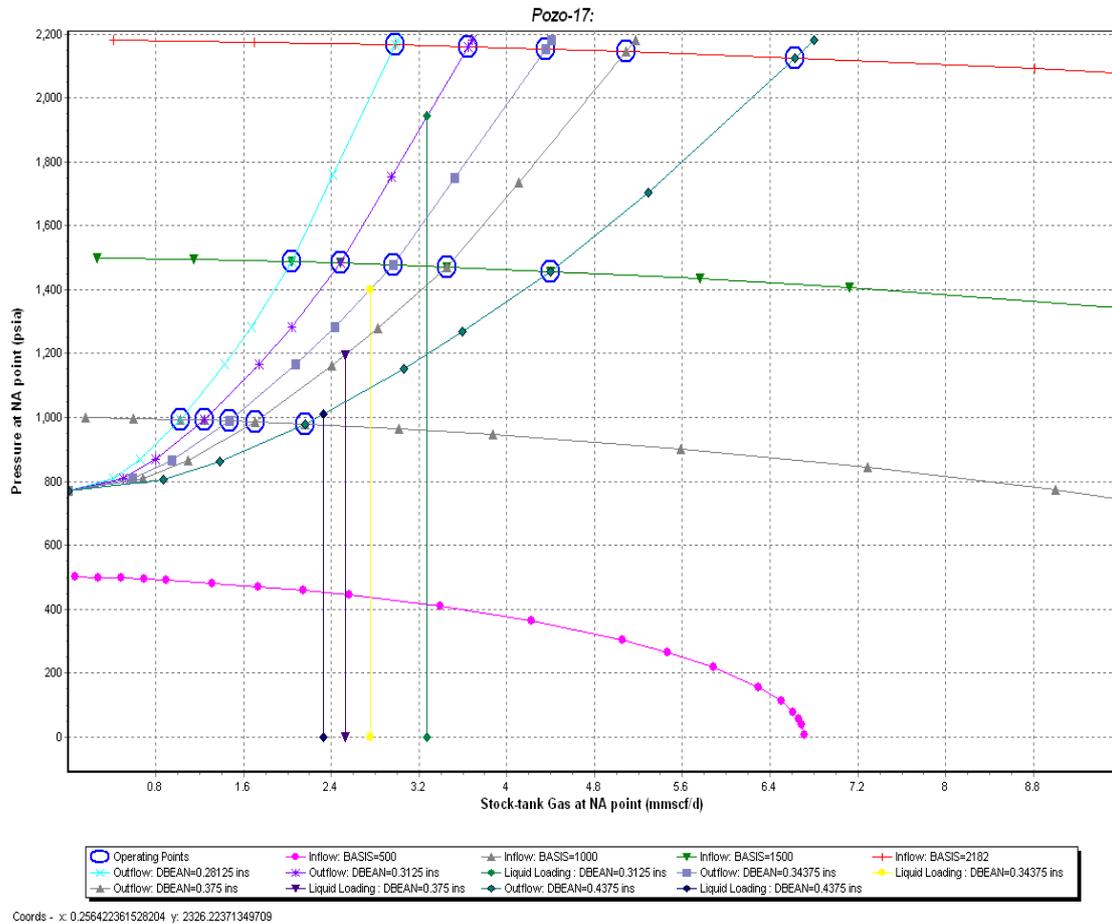


Fig. 4. 19 Análisis nodal para diferentes valores de pws y diámetro de estrangulador.

En pozos de producción de gas es importante realizar análisis en fondo de pozo, para estudiar casos donde se presenten colgamiento de líquidos, se puede observar al comparar el punto de operación con el gasto crítico (líneas paralelas al eje Y en la Fig. 4. 19).

La carga de líquidos ocurre en pozos con baja presión de fondo cuando la tasa de flujo de gas se vuelve insuficiente para cargar y remover el líquido del pozo. La carga de líquidos en pozos de gas con baja producción, es un problema y un factor de mayor control en el abandono del agotamiento de la presión de yacimientos de gas.

Es esencial el mantener los pozos de gas libres de líquido, de otra manera la producción será fuertemente reducida por la contra-presión de los líquidos acumulados, y por la permeabilidad relativa reducida del gas en la zona del pozo. La selección correcta del diámetro de la tubería de producción así como la energía natural del yacimiento es lo que le dará al gas suficiente velocidad para levantar los líquidos de la fase de arena y del yacimiento a través del pozo hasta llegar a la superficie, es por ello la importancia del análisis nodal.

Cuando el gas natural es producido desde el yacimiento, elementos como el agua e hidrocarburos pueden condensarse en líquidos en el pozo. Agua o hidrocarburos líquidos pueden producirse directamente del yacimiento. Tan alta como sea la tasa de flujo para mantener el flujo anular, los líquidos podrán ser retirados del pozo. Si la tasa de flujo declina, el régimen del flujo cambia de flujo anular a flujo burbuja, y la capacidad de levantar el líquido disminuye dramáticamente. La tasa de flujo para este cambio de régimen de flujo es llamada tasa crítica de flujo.

4.4. Construcción de la Red de Recolección del Campo

PIPESIM™ es un simulador de redes de flujo multifásico en estado pseudo-estacionario, que combina la capacidad de modelado detallado de pozos con la habilidad de resolver redes de tuberías grandes y complejas. Es posible modelar el fluido como aceite negro o composicional, realizando cálculos termodinámicos rigurosos. El modelo de red creado en este trabajo, se conecta a los modelos de los pozos creados con anterioridad, dichos pozos se conectan hasta el punto de venta del gas. La **Fig. 4. 20**, muestra el esquema de la red de recolección creada para el campo, el cual conecta a los once pozos de éste. Todos los pozos llegan a la estación F-1, de ahí se conectan a la estación BS 1 por un gaseoducto de 12", a excepción del Pozo 6, el cual va por un gasoducto de 6", ya que se considera de baja presión, es por ello que el gas producido de dicho pozo entra a un compresor para igualar la presión del sistema. De la estación BS 1 salen dos líneas de recolección, una de 12", la cual esta deshabilitada, y otra más de 16", que es por donde fluye todo el gas producido del Campo. Toda la producción llega al Entronque 1, en dicho lugar existen 7 compresoras, para aumentar la presión para que el gas producido llegue al punto de venta AHMSA, donde termina el modelo de red de recolección.

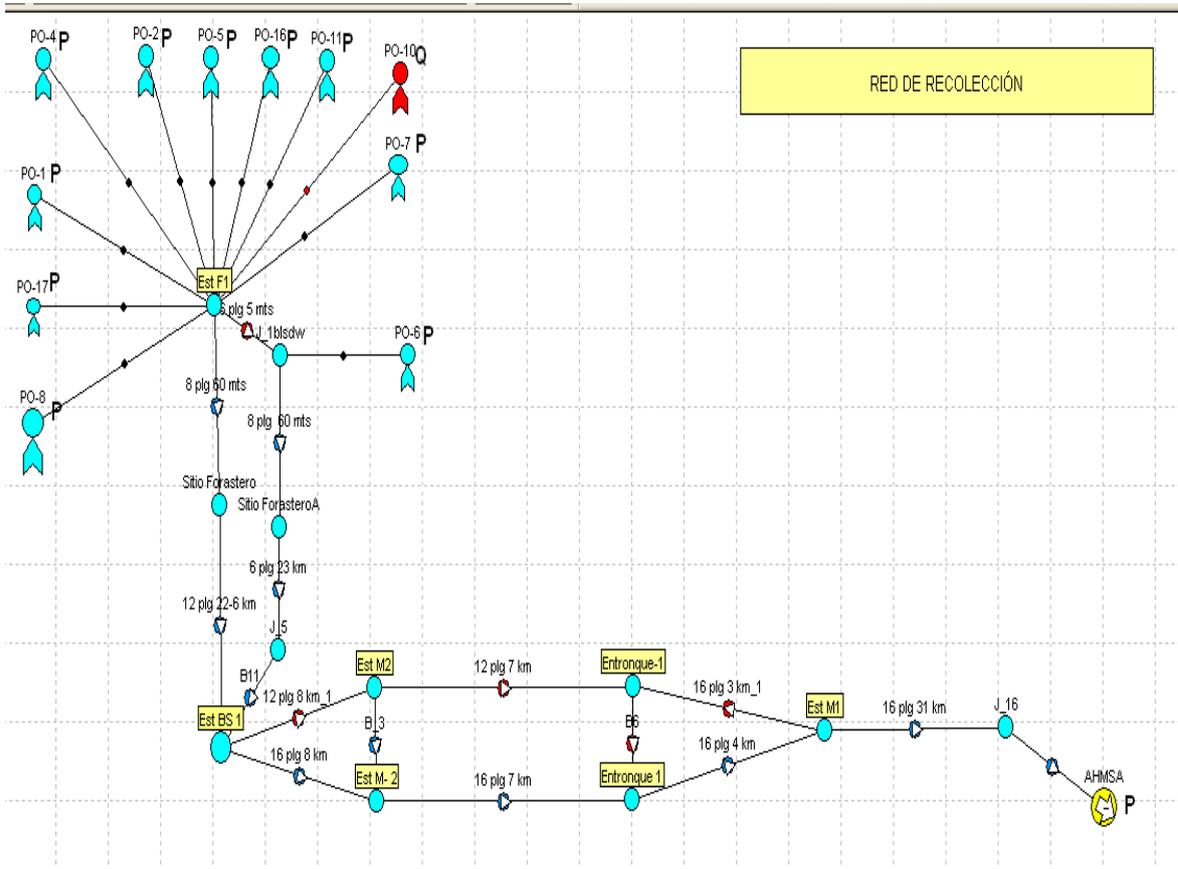


Fig. 4. 20 Red de recolección creada en el software.

Vale la pena destacar que muchos de los datos de la red de recolección (especificaciones de las compresoras, presión de llegada y salida en cada punto, datos de pozos ajenos a la empresa, entre otros) no se encuentran disponibles al momento de hacer el modelo de red; es por ello que muchos valores de éstos se suponen, o simplemente se omiten.

Los elementos disponibles para la construcción de la red son:



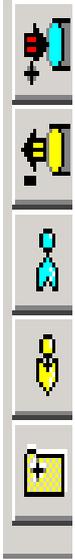
Apuntador

Texto

Nodo: Permite conectar varios ramales. El fluido que llega es mezclado en estos puntos de unión. No se le asocian parámetros como caídas de presión y temperatura.

Línea o Ramal: Permite conectar pozos/fuentes con nodos, separadores y sumideros. Cuando se unen dos nodos es factible incorporar a la línea equipos como separador, compresor, bomba, expansor, intercambiador de calor

Separador: Permite remover alguna de las fases. Se debe especificar el tipo de separador: agua, aceite o gas y el % de eficiencia.



Fuente: Es el punto de entrada de fluidos a la red. No hay limitaciones sobre el número de fuentes a emplear.

Sumidero: Es el punto donde el fluido sale de la red. No hay limitaciones sobre el número de sumideros a emplear.

Pozo Productor: El fluido entra a la red a través de estos pozos. Si se incluyen pozos terminados en multiarenas, se debe emplear la opción de “Block reverse” al definir el fluido. No hay limitación en el número de pozos.

Pozo Inyector: No hay limitación en el número de pozos a incluir en la red. No es posible incluir en la red pozos inyectoros en multiarenas, para esta versión de PIPESIM™.

Carpeta: Pueden ser empleadas para dividir un modelo en pequeñas secciones, lo cual ayudara a la convergencia. Un sub-modelo podrá ser creado desde una carpeta.

Luego, en cada uno de los elementos, se procede a cargar los datos necesarios para definir las dimensiones de los mismos, dentro de los datos básicos se tienen:

- Longitud horizontal de tubería.
- Longitud Vertical (elevación).
- Diámetro Interior de tubería.
- Espesor de pared de tubería.
- Temperatura.
- Características del recubrimiento (Factor de Transferencia de Calor “U”) (si son conocidos).
- % de eficiencia del separador (en caso que aplique).
- Presión de Separación (en Sumideros).

Posteriormente, de haber cargado los datos de todos los elementos que conforman el modelo de red, se importa (usando la opción Import Single Branch Model) cada uno de los modelos de pozo, previamente simulados, en cada uno de los iconos correspondientes.

Después de importar los modelos de pozos es importante definir, en cada uno de ellos, en forma local:

- Modelo de Fluido (se puede especificar local o global).
- Correlaciones de Flujo (se puede especificar local o global).
- Presión o Gasto (Como condición de frontera).

4.4.1. Correr el Modelo

Una vez especificado todo lo descrito anteriormente, se corre el modelo con las siguientes especificaciones:

- *Check model*: Verifica las condiciones de borde.
- *Run model*: Corre el modelo de la red usando las especificaciones de borde con estimaciones para las incógnitas.
- *Restart model*: Corre el modelo usando los resultados de simulaciones previas como asunciones iniciales para la siguiente simulación. Reduce el tiempo de simulación significativamente si solo se han hecho cambios menores en el modelo (cambios no estructurales).

Una vez finalizada la corrida se procede a hacer la comparación de los resultados arrojados, usando gráficas y reportes de salida, con los valores de medición reales, previamente tomados en campo o tomados de reportes semanales:

Se compara en pozo a pozo, los valores de:

- Presión de Llegada
- Presión de TP
- Presión de Línea
- Gasto
- Temperatura en la Línea

El reporte puede verificarse en forma gráfica o por tablas (**Fig. 4. 21**).

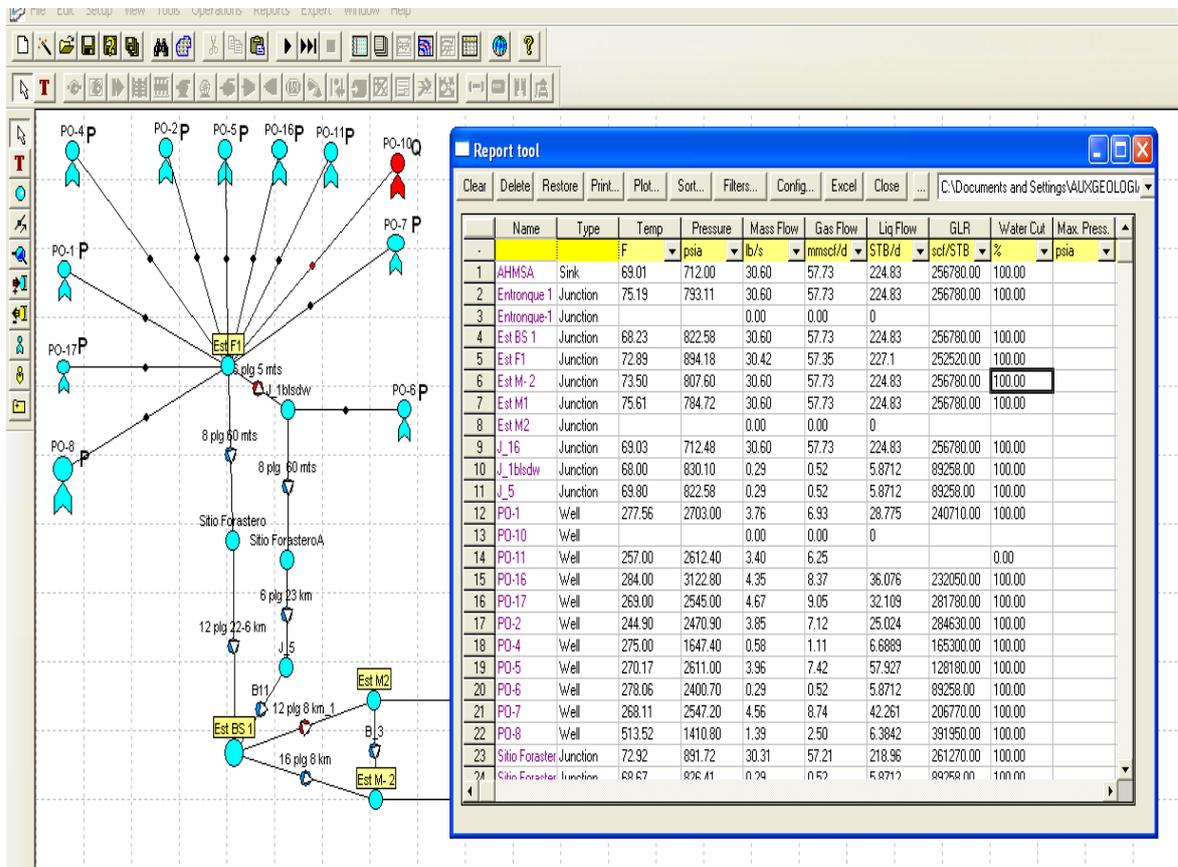


Fig. 4. 21 Corrida final del modelo de red de recolección.

Se hace una comparación de los gastos totales (Q_{gas} , %Agua) reportados o medidos en la estación de recolección, para la fecha del estudio, con los obtenidos en la simulación con los modelos de redes construidos y ajustados.

5. APLICACIONES PRÁCTICAS DE LOS MODELOS GENERADOS

En esta, última sección se presentan dos ejemplos de aplicación de los modelos construidos hasta el momento en la elaboración del proyecto.

5.1. Pozo UNAM 4

Una aplicación, para la cual se utilizan los modelos construidos es en el pozo UNAM 4, al normalizar la grafica de la producción acumulad de cada pozo, todos los pozos llevan una tendencia similar, a excepción de los pozos UNAM 4, 6 y 10 (**Fig. 5. 1**).

Nota: En esta sección, sólo se presentan los casos de los pozos UNAM 4 y 10.

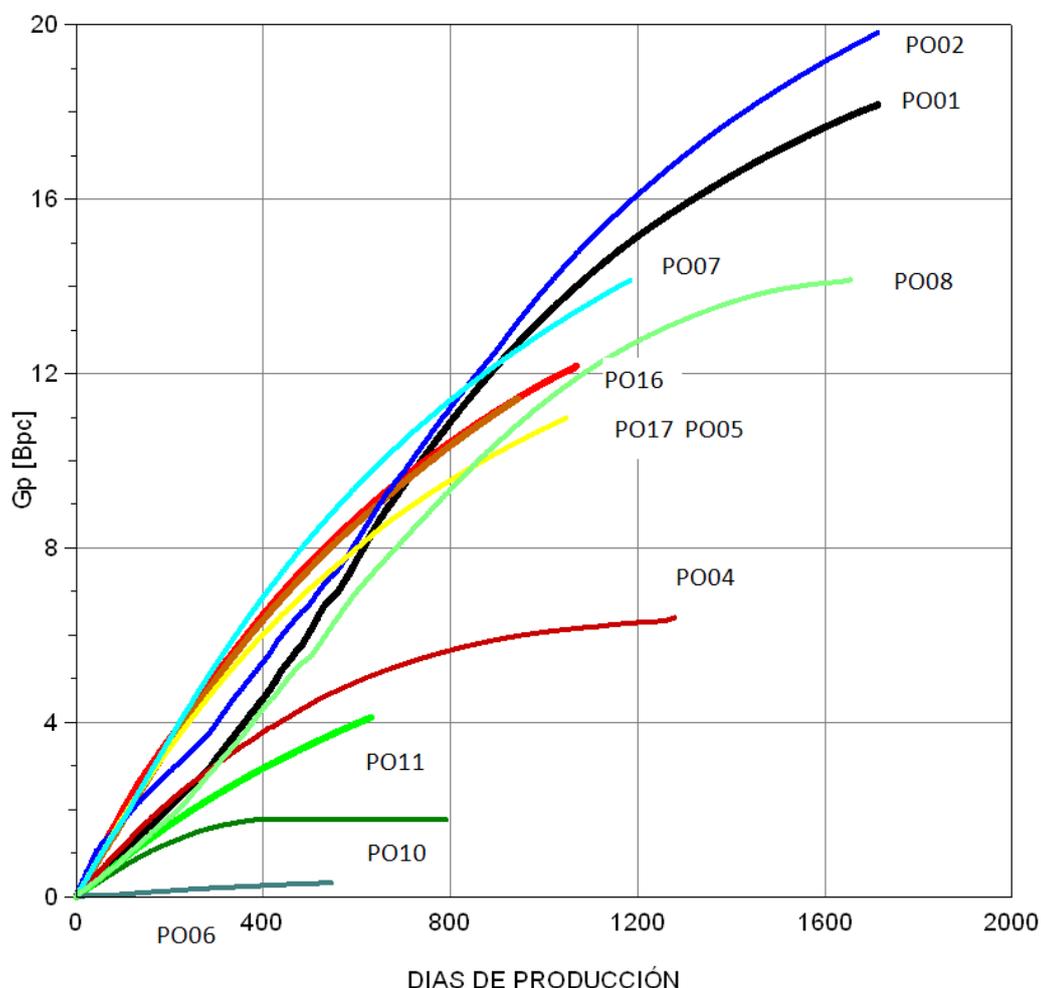


Fig. 5. 1 Producción acumulada normalizada para el Campo

Una explicación de esto se debe a lo siguiente: al cortar y reemplazar parte de la tubería de producción por obstrucción de sólidos en sus paredes internas (**Fig. 5. 2**). Desde entonces se inyecta en la línea de producción líquido a base de fosfato y de una sal sódica de ácido acrílico

para evitar incrustaciones de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario en aguas crudas congénitas, densidad 1.04 [gr/cc], pH 4.0.

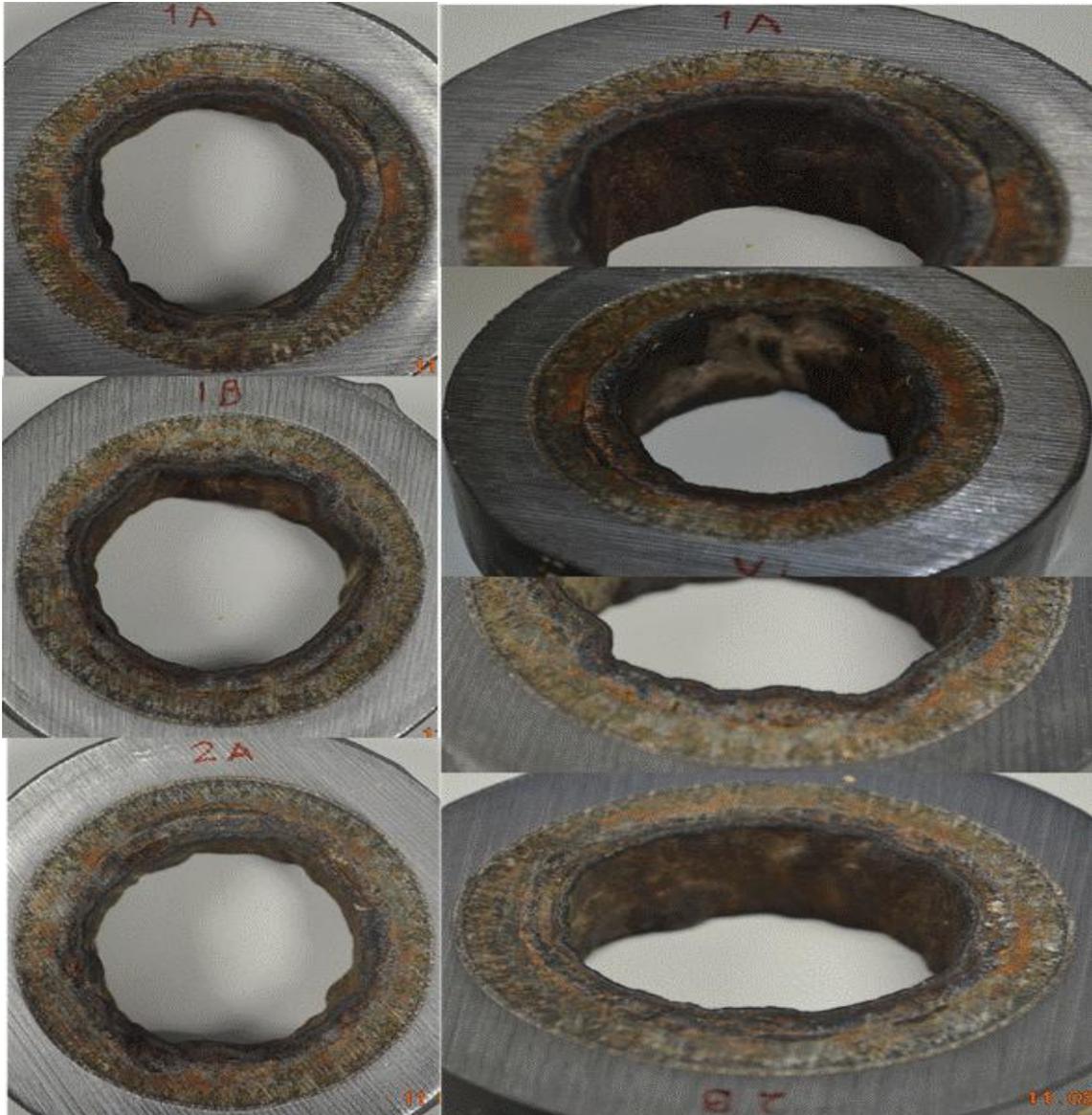


Fig. 5. 2 Precipitación de sólidos detectados en la línea de descarga del Pozo.

Posteriormente se realizó una calibración con sello de plomo de 2 3/16", se encontró resistencia franca a 3693 [m], golpea para marcar y saca a superficie (**Fig. 5. 3**). Por lo que se concluye que en la tubería de producción también existe precipitación de sólidos.



Fig. 5. 3 Sello de plomo después de la calibración.

El gráfico de producción, es posible obtenerlo con la base de datos previamente generada (Fig. 5. 4).

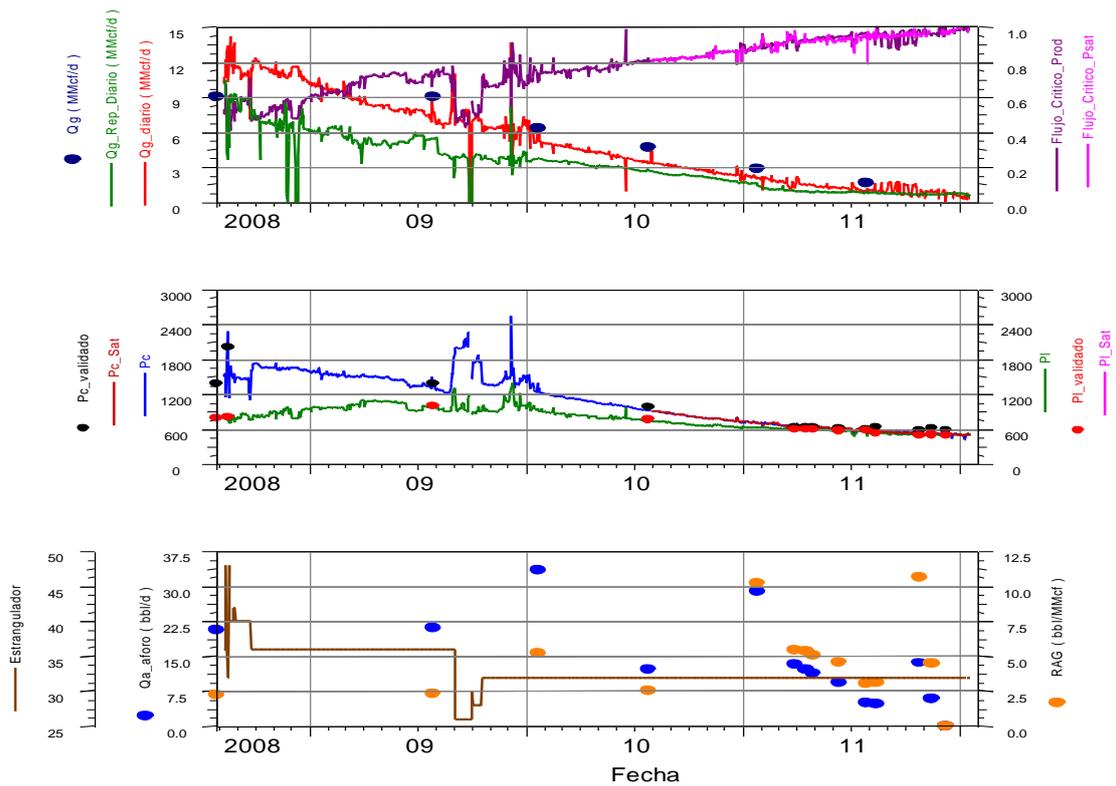


Fig. 5. 4 Comportamiento de producción, Pozo UNAM 4.

5.1.1. Análisis de Declinación

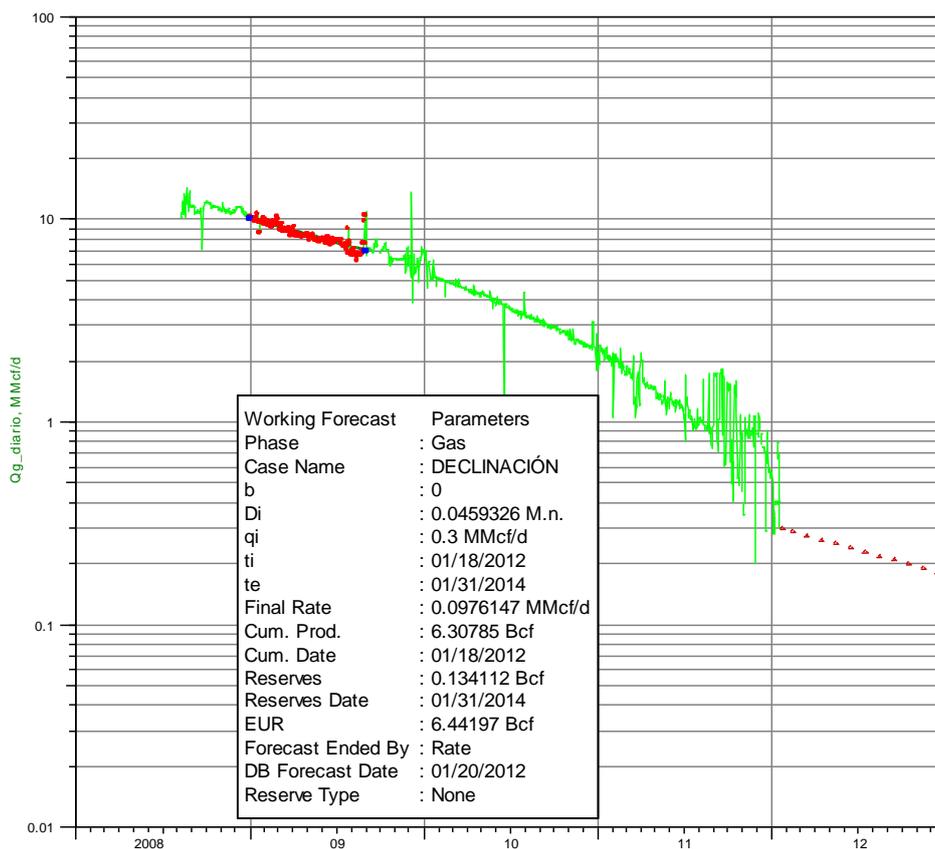


Fig. 5. 5 Declinación 4.5% mensual, valor dentro del rango esperado (2009).

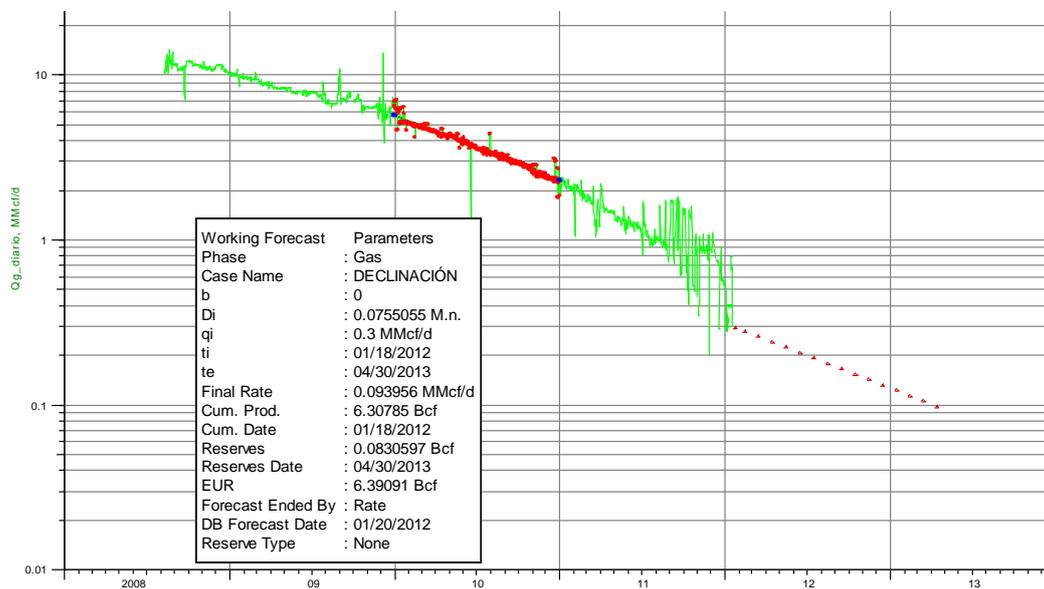


Fig. 5. 6 Declinación 7.5 % mensual, se incrementa el valor moderadamente (2010).

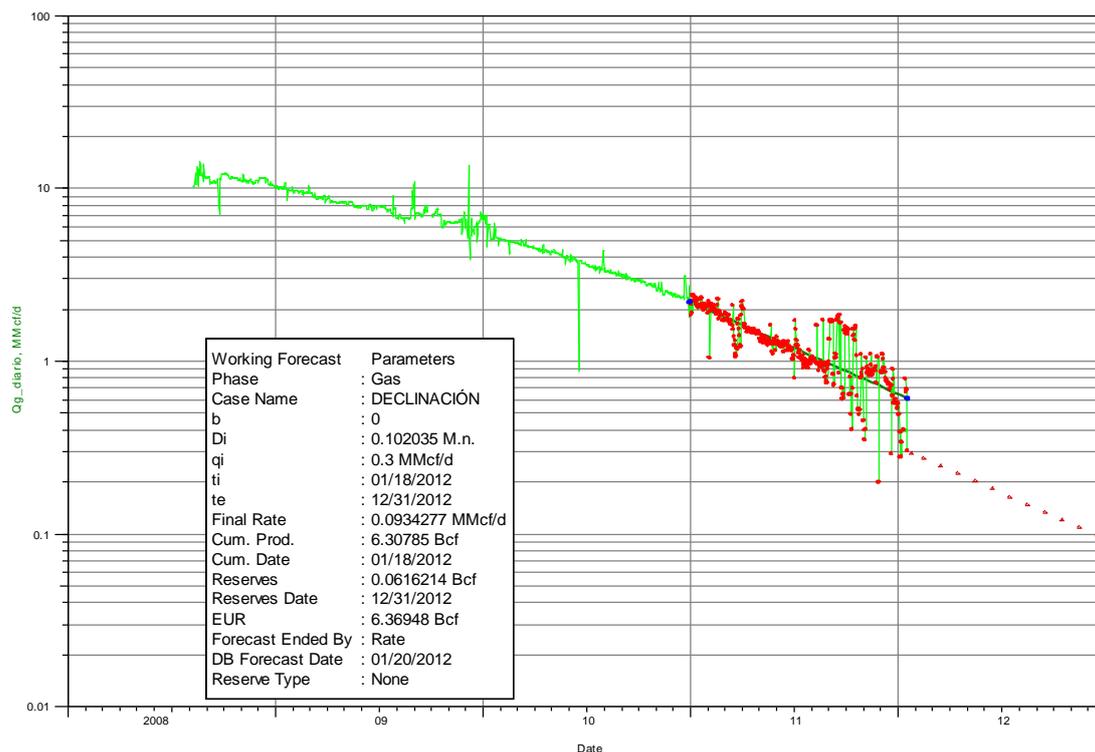


Fig. 5. 7 Declinación 10.7 % mensual, se incrementa el valor considerablemente (2011).

5.1.2. Análisis Nodal

5.1.2.1. Primer Escenario

Se construye el modelo de análisis nodal del pozo en condiciones iniciales utilizando presión estática y pruebas de potencial. Para validar el modelo con las condiciones iniciales de operación se utiliza la ecuación de Back Pressure y la correlación Non Slip para flujo vertical con mayor ajuste al RPFf inicial. Se actualiza el mismo modelo considerando el incremento de agua de los últimos aforos (máximo 5.4 [bpd/MMpcd]) e historia de producción, encontrando presión estática de 1566 [psi] calculada por el simulador (**Fig. 5. 8**).

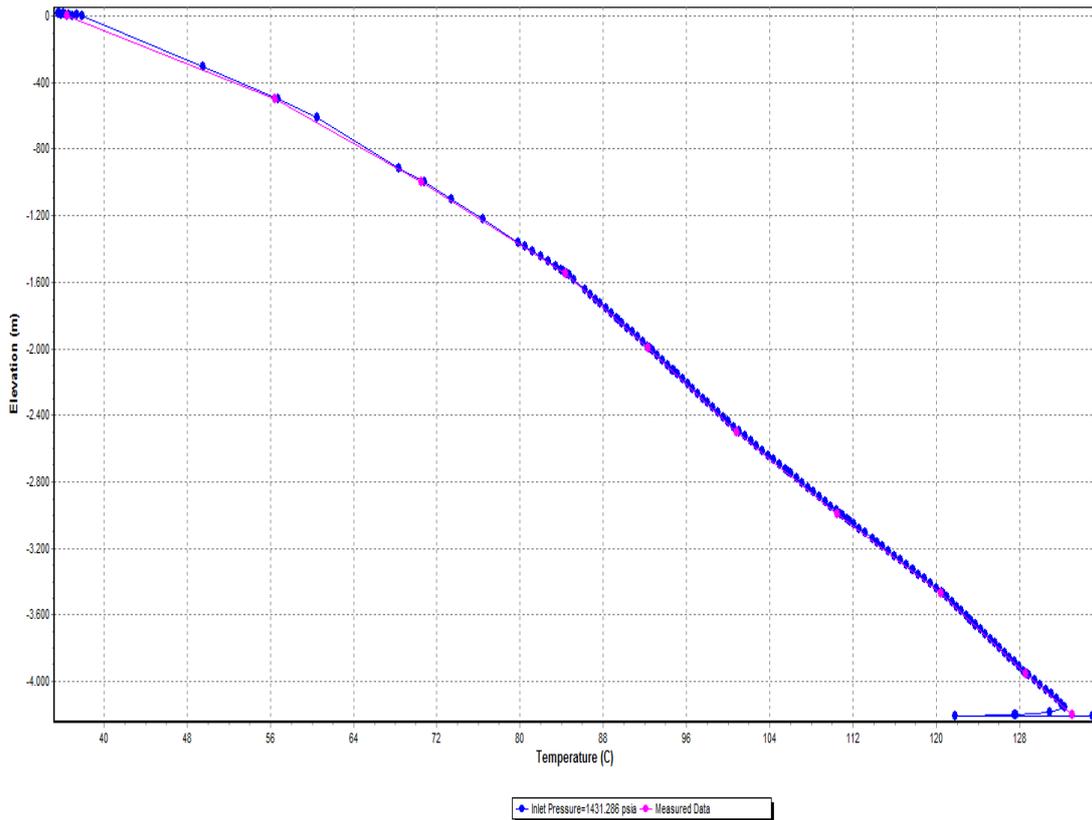


Fig. 5. 8 Modelo del pozo en condiciones iniciales, Cálculo de la presión estática con 585 [psi] de presión de cabeza con un gasto de 1.081 [MMpcd] para estrangulador de 32/64”.

Se valida el modelo realizando análisis nodal teniendo en cuenta estrangulador de 32/64” con 558 [psi] presión en la línea (promedio de sep. 2011) y comparándolo con estranguladores de diámetro menor.

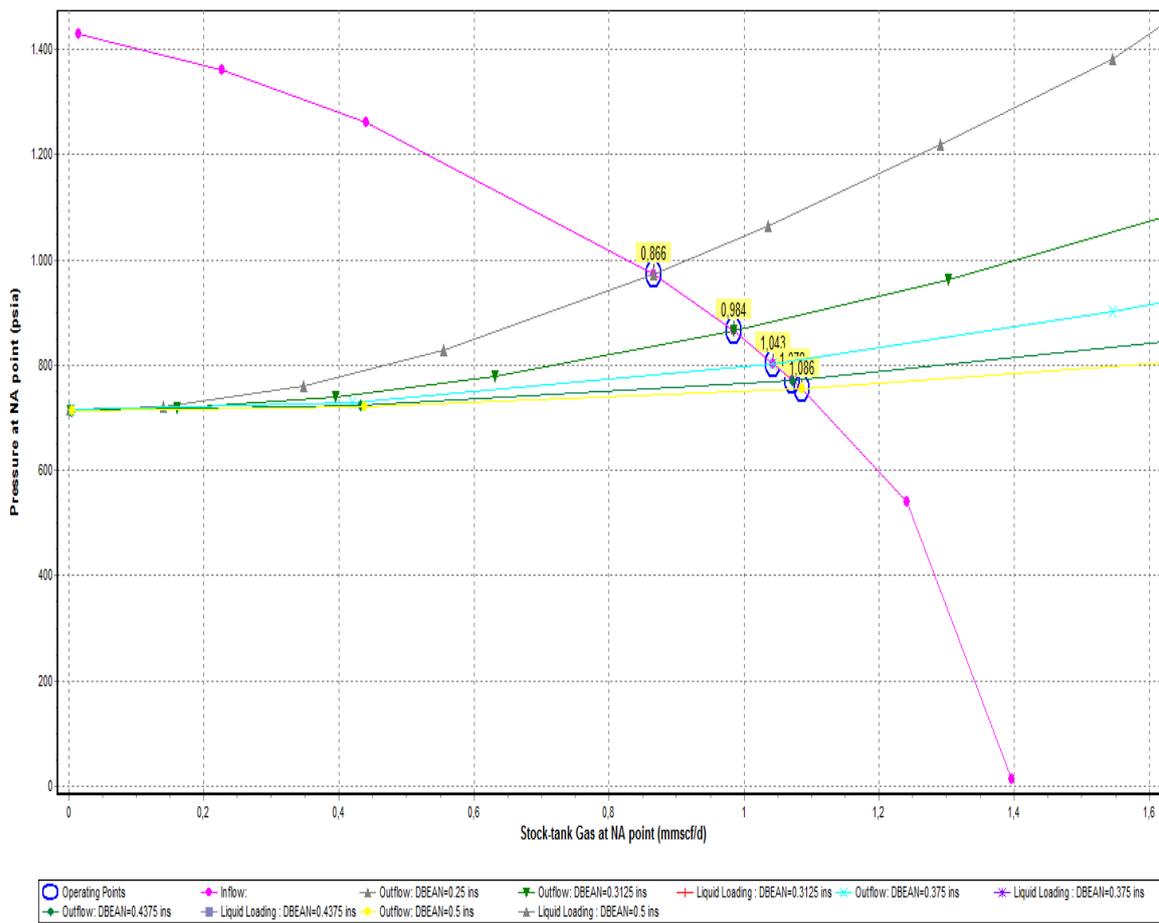


Fig. 5. 9 Análisis Nodal con $p_{ws} = 1431$ [psi] y $p_{LD} = 558$ [psi], estranguladores de 32/64" y menores.

Tabla 5. 1 Producción estimada para cada estrangulador.

Estrangulador (1/64")	Gas (MMpcd)
16	0.866
20	0.984
24	1.043
28	1.072
32	1.086

Esta simulación no incluye el efecto de precipitación de los sólidos, para ello se asume reducción de diámetro de la tubería de producción por debajo de 3693 [m] (Fig. 5. 10):

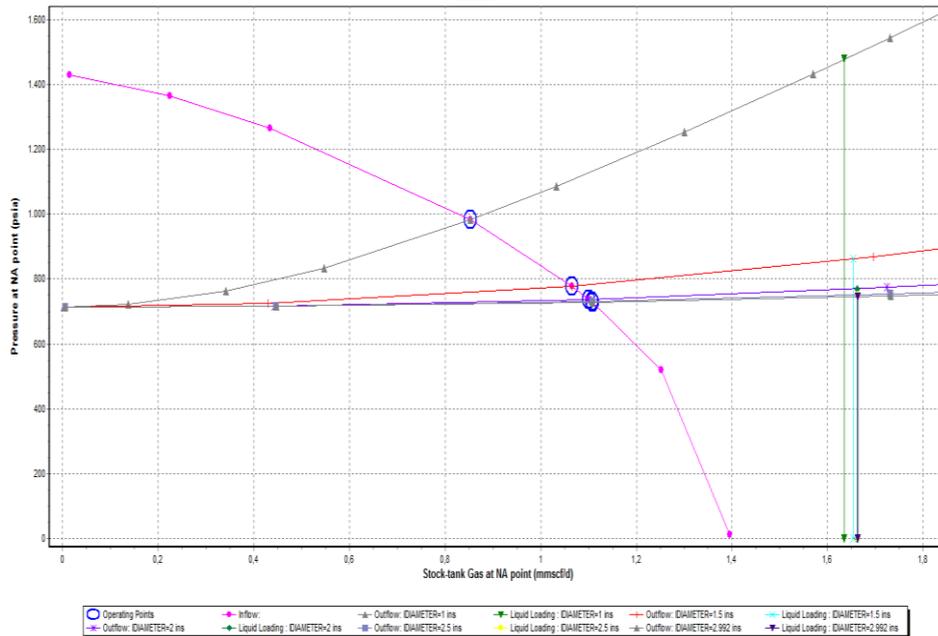


Fig. 5. 10 Análisis Nodal con $p_{ws} = 1431$ [psi] y $p_{LD} = 558$ [psi], estrangulador de 32/64" con diámetros internos de 2.992 [pg] y menores desde 3693 [m] a 4260 [m].

Con estrangulador de 32/64" se encuentra que la reducción de diámetro en la tubería por precipitación de sólidos, aunque genera mayor caída de presión en fondo, no contribuye significativamente a evitar la carga de líquido, si esta existiera, y minimiza la producción de gas.

5.1.2.2. Segundo Escenario

Revisando la estimación de p_{ws} la primera opción con diferentes restricciones de diámetro desde 3693 [m] a 4260 [m] se encuentra el siguiente comportamiento (Fig. 5. 11):

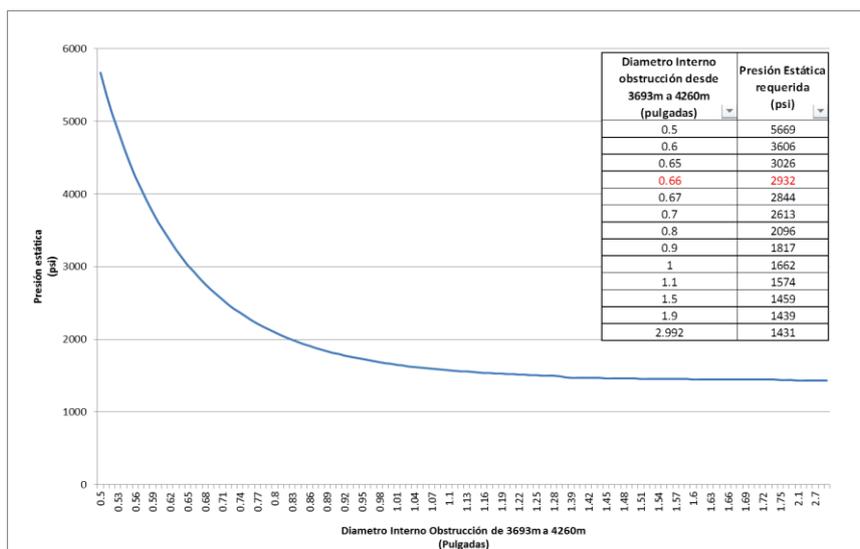


Fig. 5. 11 Comportamiento con diferentes diámetros de estrangulador.

Se estima que la obstrucción desde 3693 [m] a 4260 [m] pueda tener un diámetro interno cercano a 0.66 [pg] teniendo en cuenta que la presión estática esperada para este pozo debe superar la presión de fondo estimada (2674 [psi]). Realizando ese cambio en el estado mecánico del modelo el análisis nodal muestra el siguiente resultado con diferentes estranguladores (Fig. 5. 12).

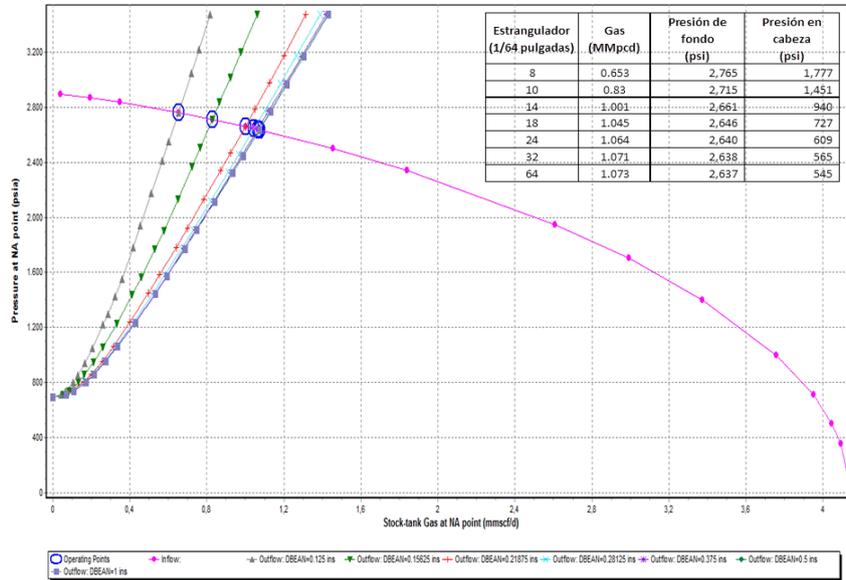


Fig. 5. 12 Análisis Nodal con pws = 2900 [psi], p_{LD} =558 [psi], diámetro interno de 0.66 [m] entre 3693 [m] a 4260 [m], 2.992 [pul] entre 0 y 3693 [m] y diferentes estranguladores.

5.1.2.3. Comparación de Escenarios

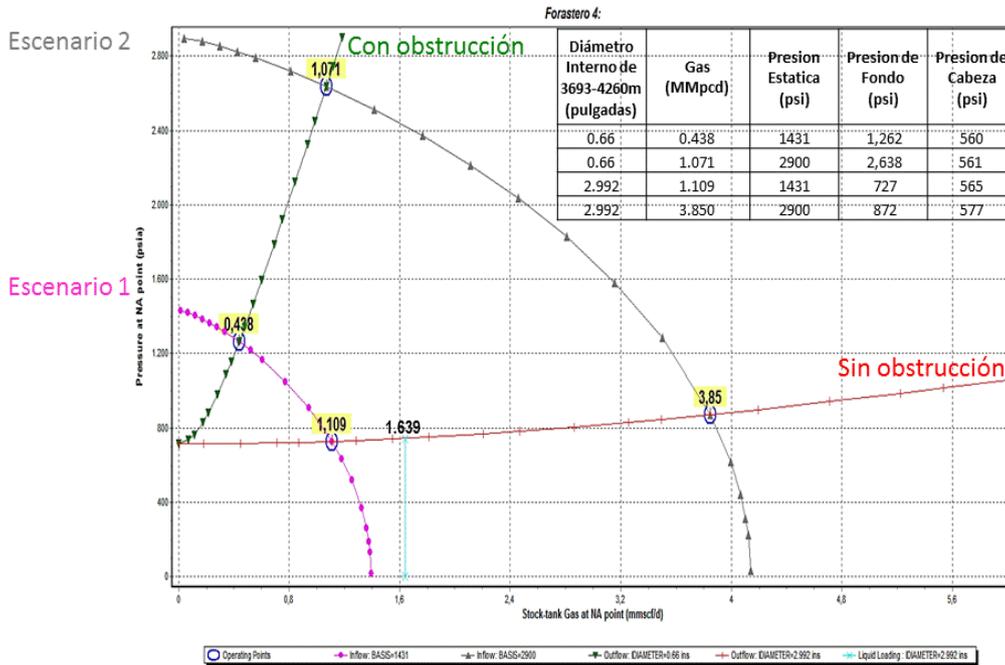


Fig. 5. 13 Análisis nodal, comparación de escenarios, con estrangulador de 32/64".

Con estrangulador de 32/64", tubería de producción sin obstrucciones, diámetro interno de 2.992 [pg] y $p_{ws} = 2900$ [psi] se calcula una posible producción de 3.850 [MMpcd], bajo estas condiciones. 101

5.2. Pozo UNAM 10

Desde el pasado mes de enero del 2011, el pozo UNAM 10 comenzó a tener una gran cantidad de producción de agua a tal grado que el pozo dejó de producir (Fig. 5. 14). En el modelo estático del yacimiento, se puede observar la situación en la cual se encuentra este pozo, se observa al Pozo UNAM 10 hacia el flanco de la acumulación de agua, su diseño de trayectoria lo coloca hacia el extremo de menor saturación de gas (Fig. 5. 15).

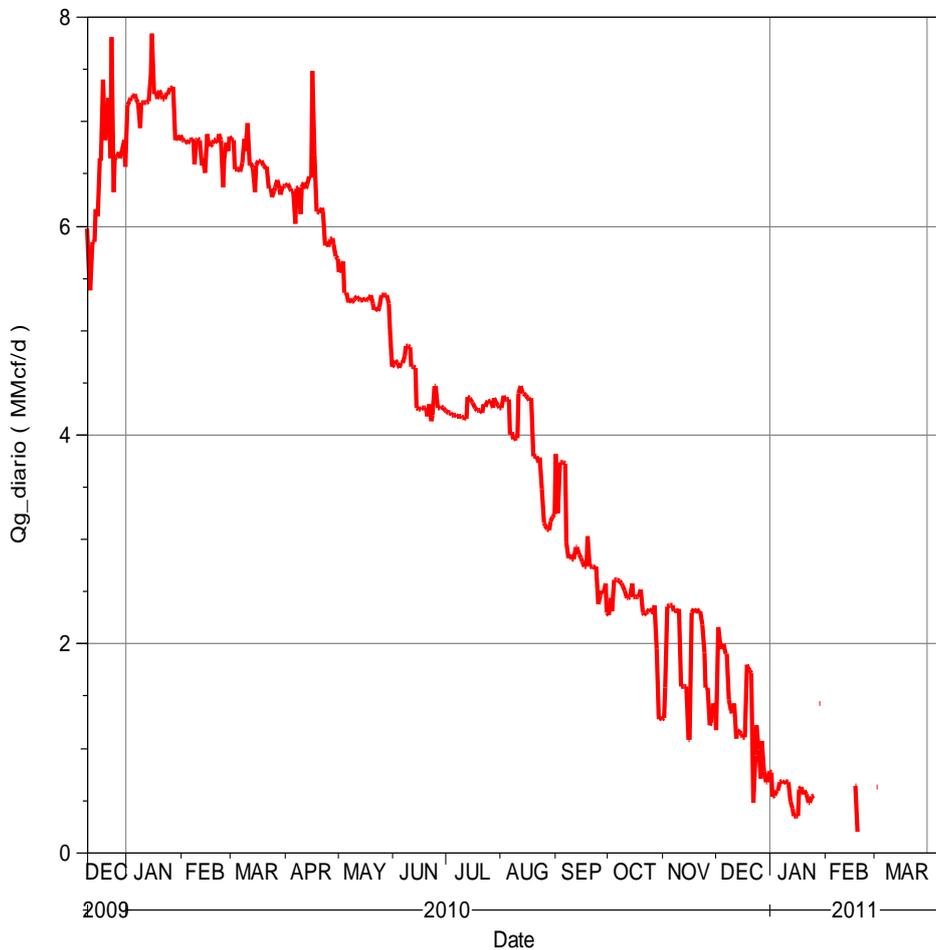


Fig. 5. 14 Historia de producción del pozo UNAM 10.

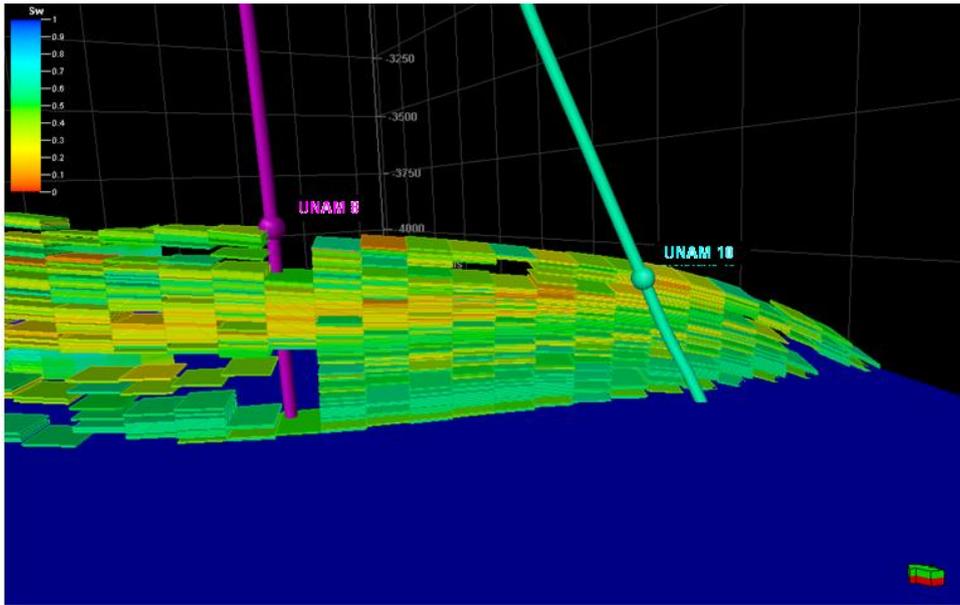


Fig. 5. 15 Ubicación del Pozo 10 en el yacimiento, Posible contacto a 4150 [m].

5.2.1. Determinación de la Entrada de Agua con Registro PLT

A continuación se presentan los resultados obtenidos de un registro PLT en diferentes secciones. Ellas se describen a continuación (el estado Mecánico del Pozo se muestra en la Fig. 5. 16):

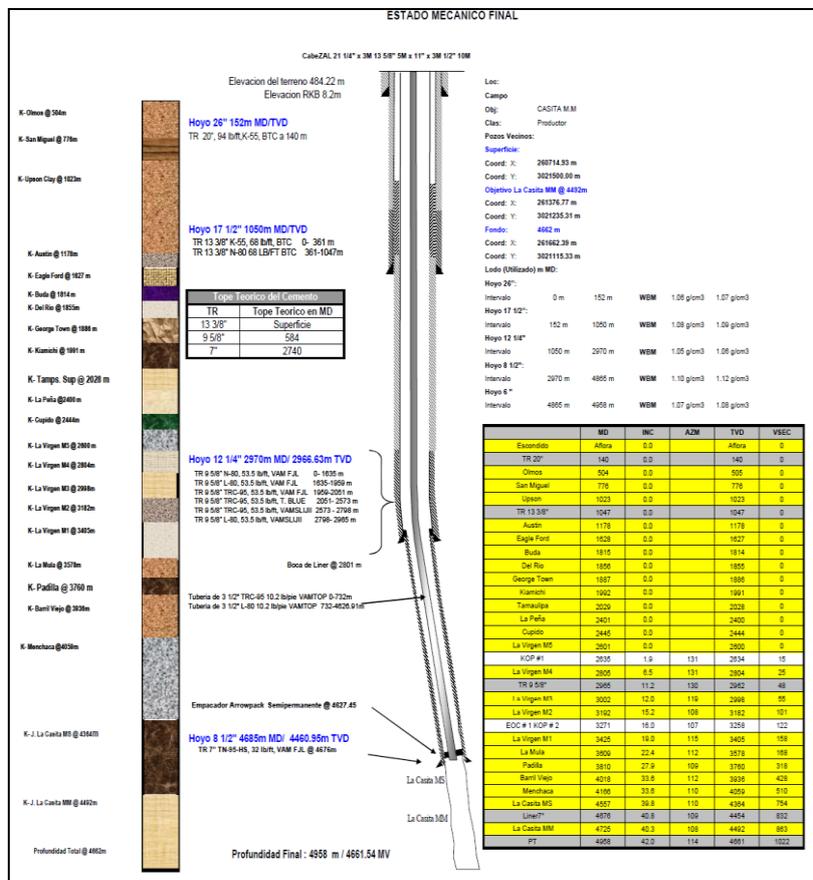


Fig. 5. 16 Estado Mecánico del Pozo.

5.2.1.1. Descripción del Estado General del Pozo

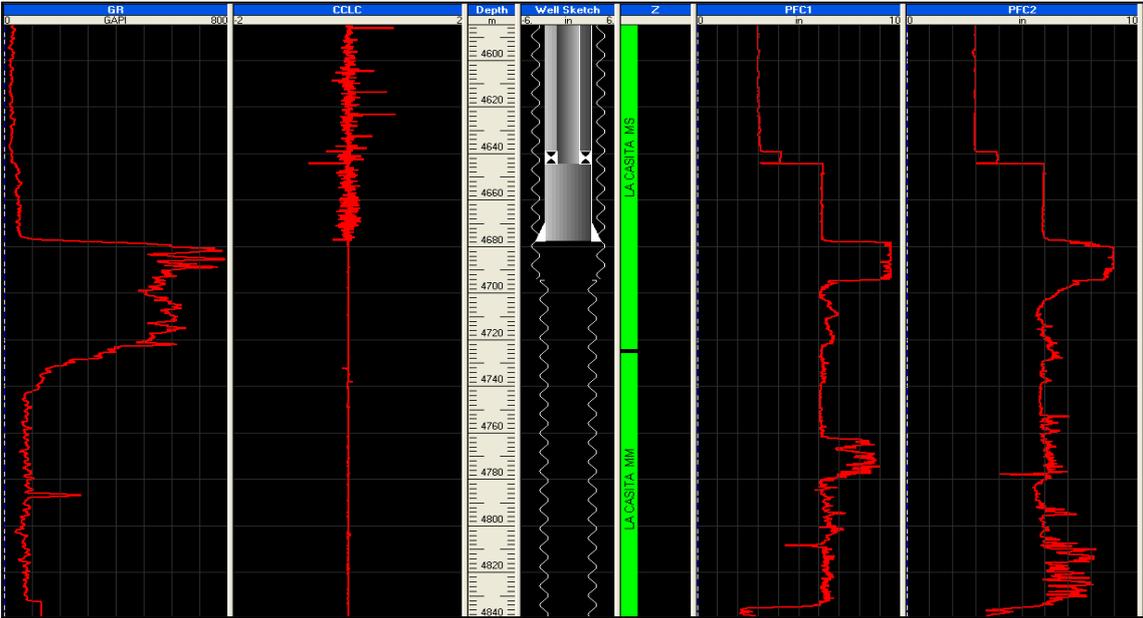


Fig. 5. 17 Estado general del pozo, cerrado.

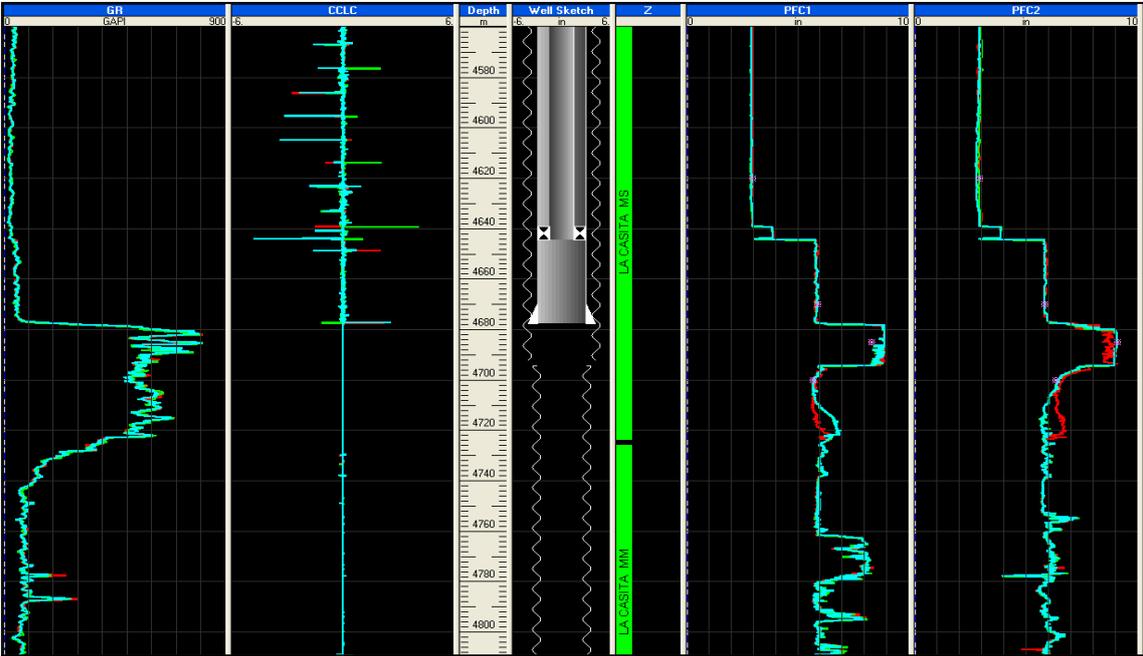


Fig. 5. 18 Estado general del pozo, fluendo.

Después de una inducción, se cerró el pozo por un periodo de 18 horas antes de realizar una pasada de la herramienta PLT con el pozo estático, bajando a 30 [pies/min] en el intervalo 4570-4825 [m]. En esta oportunidad, se logra limpiar el pozo hasta 4833 [m]. La lectura de los calipers XY de la sarta de PLT correlacionados con GR indican que la salida de la TP se encontró a la profundidad de 4644 [m], esto es, 16 [m] más abajo de lo indicado por el Estado Mecánico **Fig. 5. 16**. La zapata de la TR de 7" fue encontrada a 4677 [m] con el registro de coples y los calipers, esto es, 1 [m] más abajo de lo esperado según el estado mecánico del pozo.

El agujero por debajo de la zapata de 7" extiende hasta 4694 [m] con un diámetro del orden de 9" pero no es simétrico. El agujero de 6-1/8" debajo de 4694 [m] tampoco es simétrico y muestra muchas variaciones de hasta 8.5" en su diámetro. A aproximadamente 4834.5 [m] en el fondo del pozo se observa una reducción importante en el diámetro del agujero a cerca de 3".

Las **Fig. 5. 17 y Fig. 5. 18** muestra que con estas pasadas se observaron las mismas profundidades de la terminación del pozo y comportamiento de los calipers observado en la pasada a pozo cerrado; sin embargo, se observan variaciones mayores en los diámetros medidos en el agujero abierto debido a que no es simétrico y la sonda sigue diferentes caminos en esta zona.

5.2.1.2. Registro PLT con Pozo Cerrado

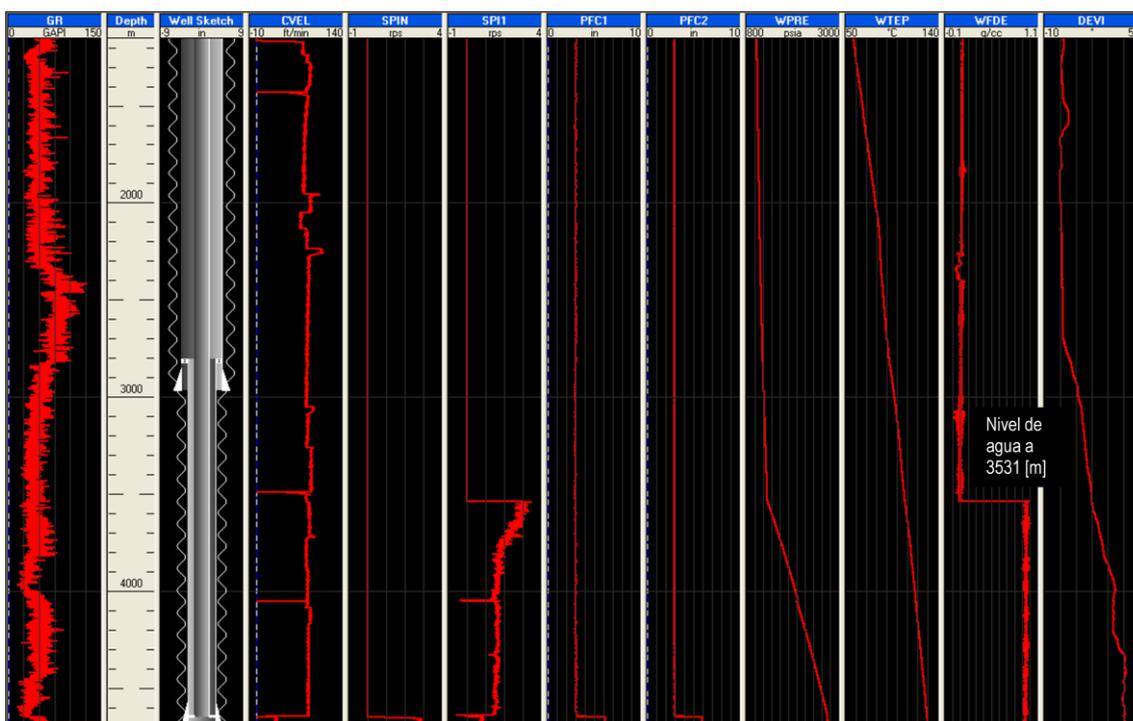


Fig. 5. 19 Pozo Cerrado, corrida bajando a 10 [m/min].

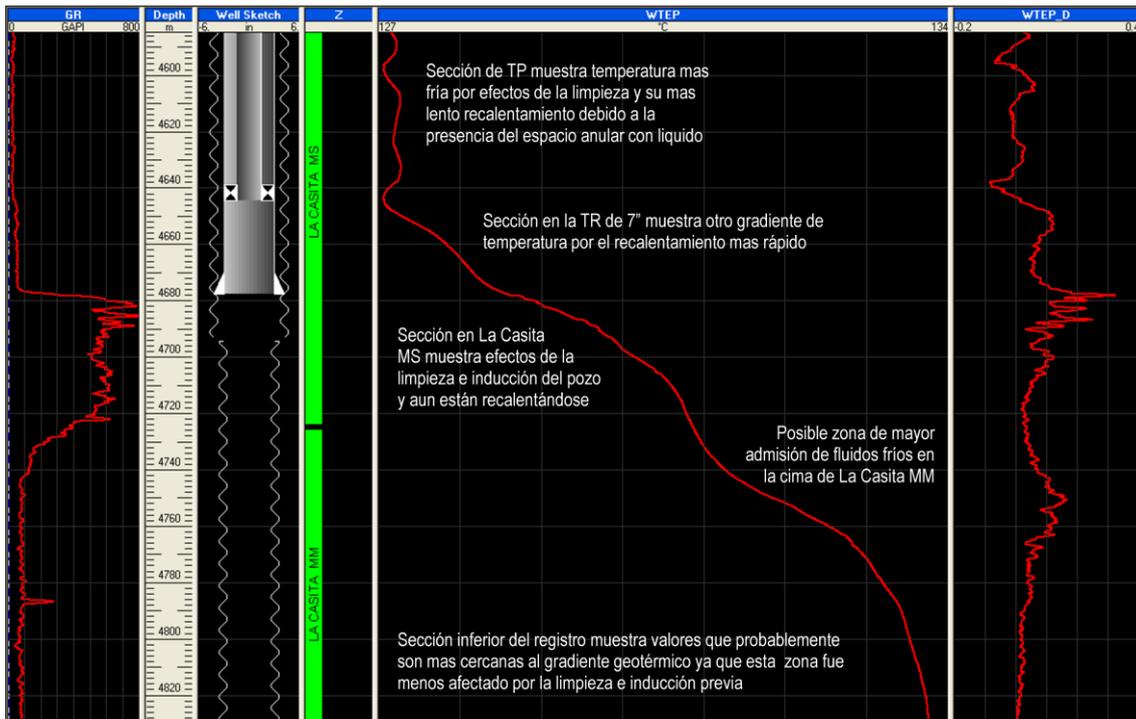


Fig. 5. 20 Pozo cerrado, curva de temperatura.

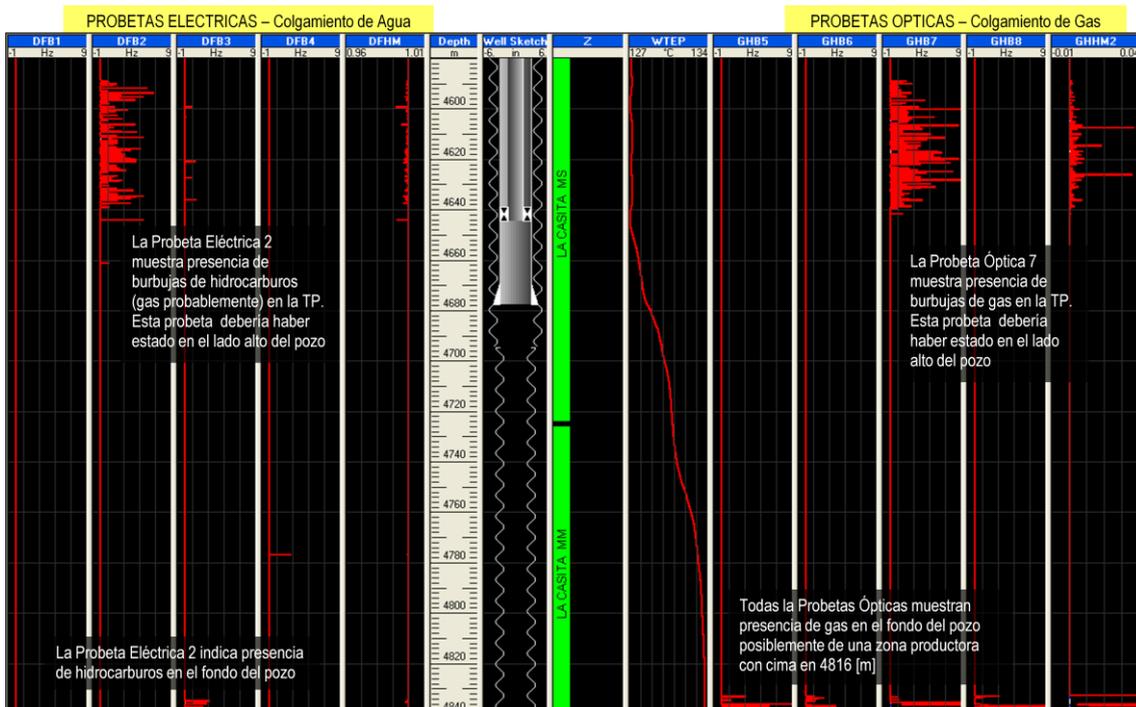


Fig. 5. 21 Pozo Cerrado, comportamiento de las probetas, colgamiento de agua y gas.

En la bajada de la herramienta PLT con el pozo cerrado se encontró el nivel de líquido en el pozo a 3531 [m] (Fig. 5. 19). El gradiomanómetro marca un valor de 0.93 [g/cc] durante la

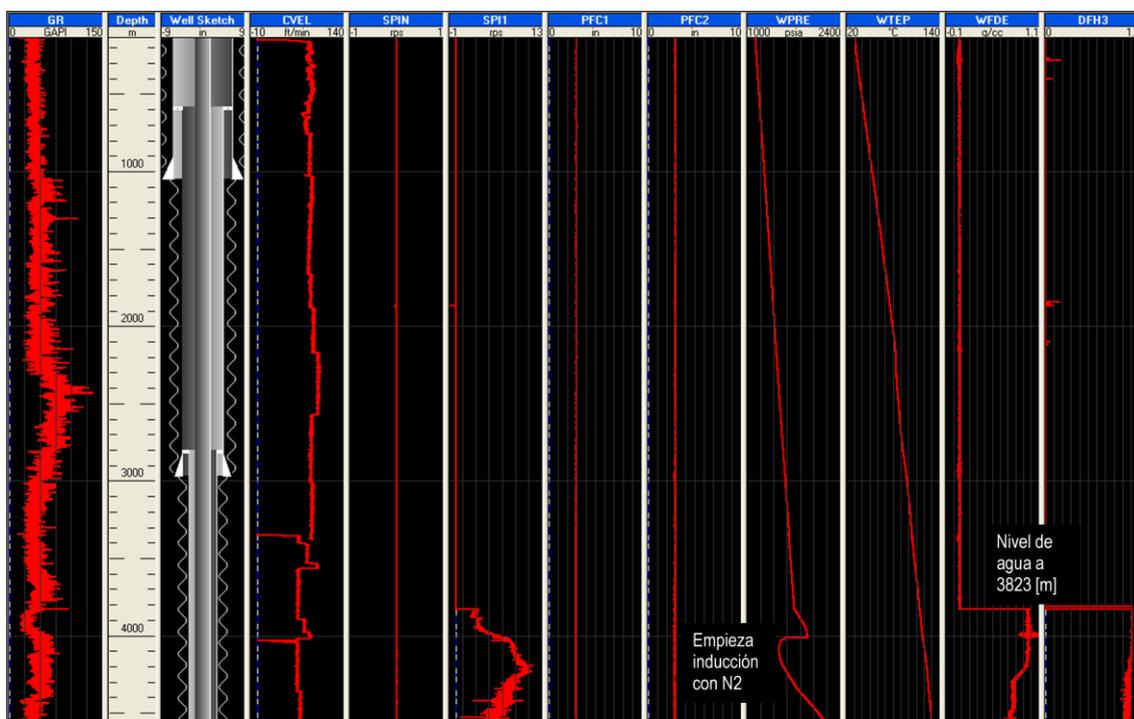
bajada del PLT, indicando una probable columna de agua con una proporción de hidrocarburos.

La curva de temperatura muestra varias inflexiones indicando efectos de los cambios en la terminación o efectos de enfriamiento de la formación por los trabajos anteriores. La sección del pozo en la TP muestra una temperatura más fría por los efectos de la limpieza y su más lento recalentamiento debido a la presencia de líquidos en el espacio anular (**Fig. 5. 20**).

La sección del pozo en la TR de 7" muestra otro gradiente de temperatura por el recalentamiento más rápido. La sección del pozo en La Casita MS y en la cima de La Casita MM muestra efectos de enfriamiento por la limpieza e inducción del pozo y aun están recalentándose. La sección inferior del registro de temperatura en La Casita MM muestra valores que probablemente son más cercanos al gradiente geotérmico ya que esta zona fue menos afectado por la limpieza e inducción previa. Se observa una posible zona de mayor admisión de fluidos fríos en la cima de La Casita MM. La probeta eléctrica 2 muestra presencia de burbujas de hidrocarburos en la TP debido a la reducción de diámetro en esta zona; esta probeta debería haber estado en el lado alto del pozo (**Fig. 5. 21**).

La probeta óptica 7 muestra presencia de burbujas de gas en la TP; esta probeta debería haber estado en el lado alto del pozo. Este gas observado en la TP viene desde más abajo pero no se logra detectarlo en los diámetros mayores debido a que fluye por una franja pequeña en la parte alta del pozo, fuera del alcance de las probetas (**Fig. 5. 21**).

5.2.1.3. Inducción de Pozo con N₂



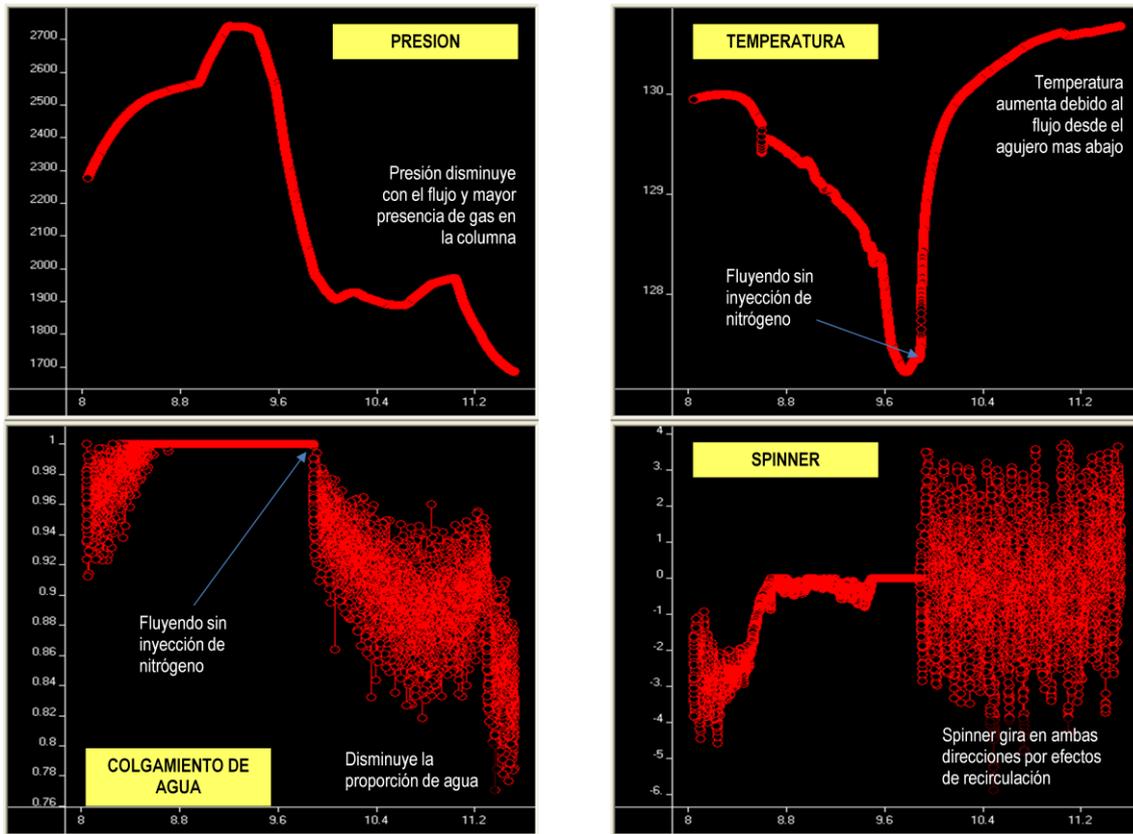


Fig. 5. 22 Comportamiento de los sensores cuando comienza la inducción (a 4643 [m]).

La herramienta PLT fue estacionada a 4643 [m] dentro de la tubería de producción y se continuó con la inducción. El comportamiento de los sensores durante dicha estación evidencia un aumento en la producción de gas después de terminar la inducción. Se esperó media hora antes de empezar con las pasadas de la herramienta (Fig. 5. 22).

5.2.1.4. Registro PLT con Pozo Fluyendo

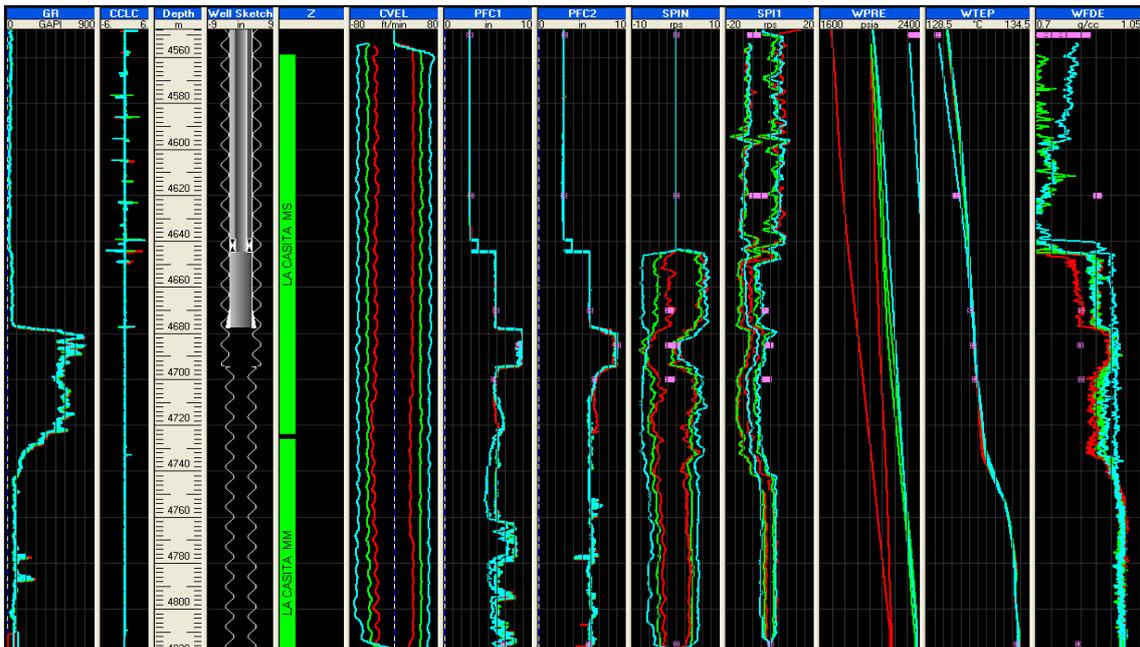


Fig. 5. 23 Pozo Fluyendo por EST=22/64", corridas PLT a 10-20-30 [m/min].

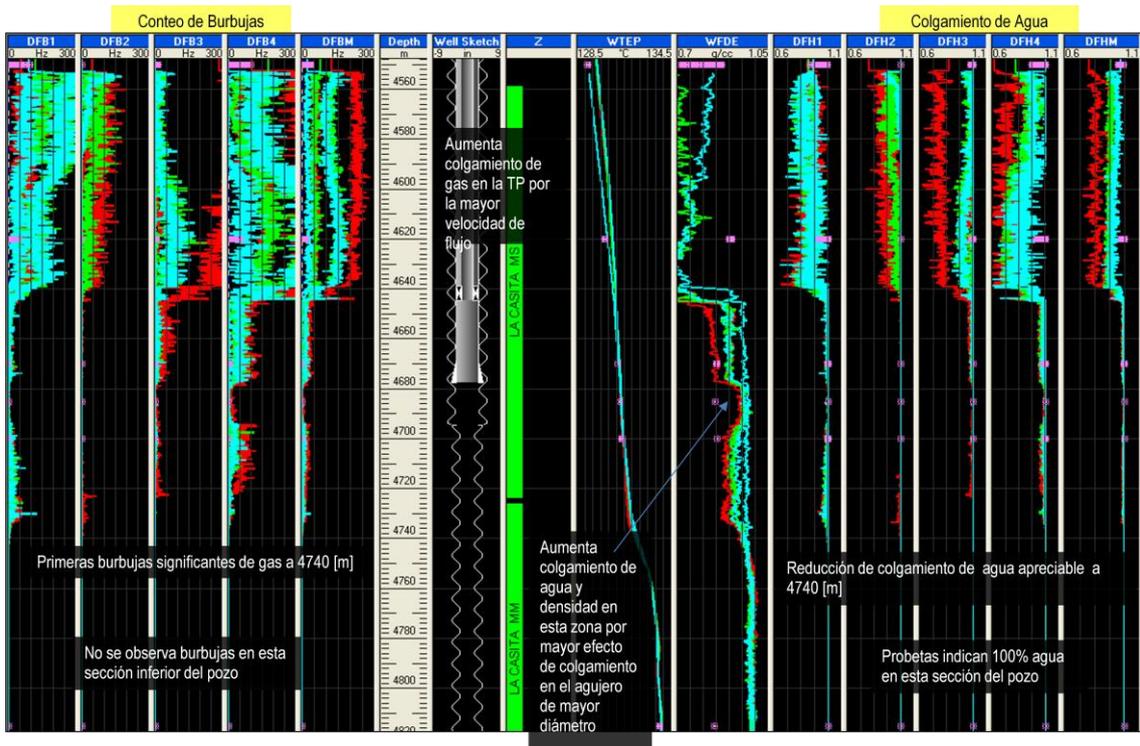


Fig. 5. 24 Pozo fluyendo por 22/64", comportamiento de las curvas del colgamiento.

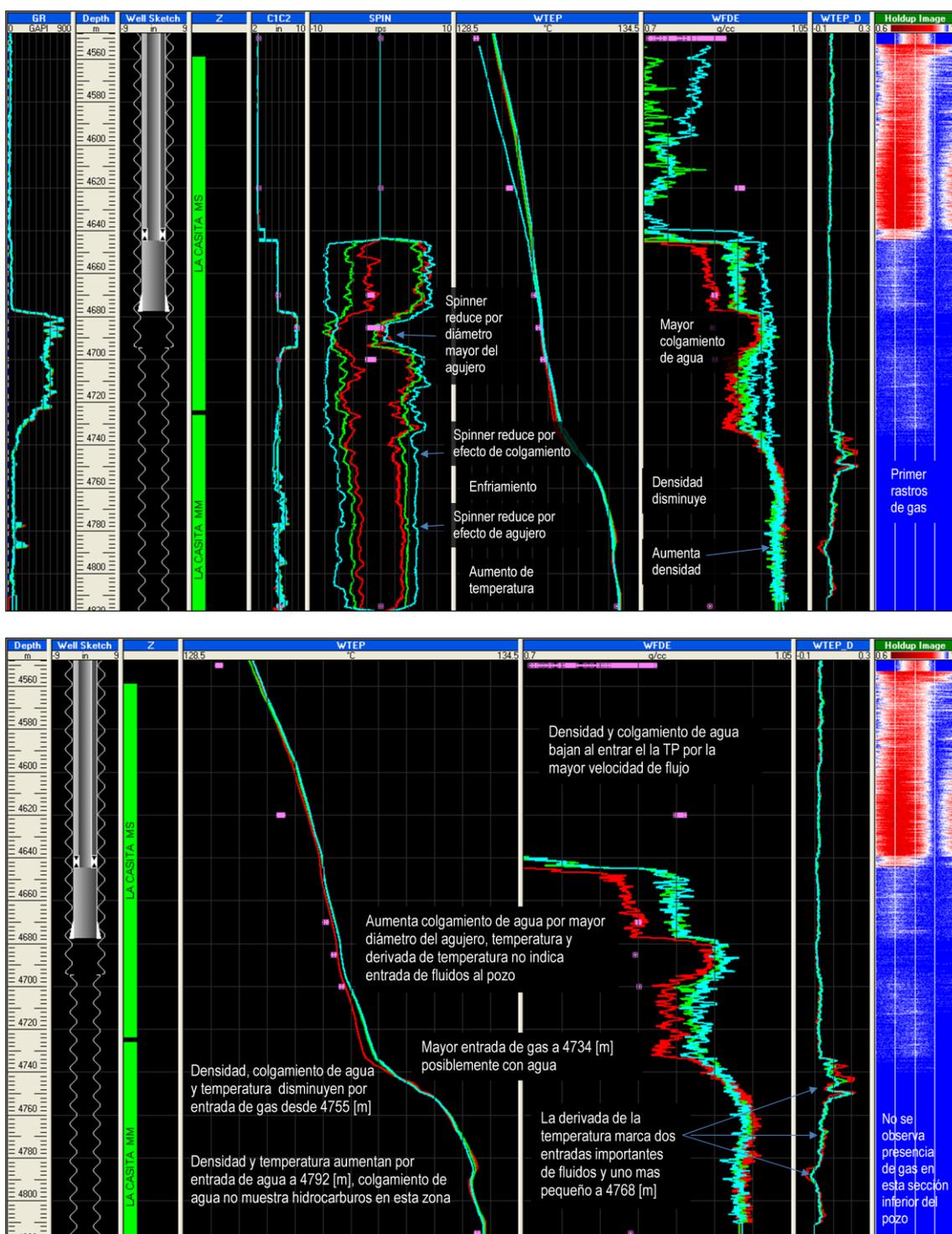


Fig. 5. 25 Pozo Fluyendo por 22/64", análisis de entrada de fluidos.

Con el pozo ya fluyendo después de la inducción, el gradiomanómetro marca el nivel de agua a 4644 [m] en las primeras cinco pasadas del PLT y a 4640 [m] en la sexta pasada, lo cual indica el comportamiento dinámico de esta fase pesada (Fig. 5. 25).

Se observa una tendencia de aumento en las curvas de presión entre las diferentes pasadas indicando que el pozo aun no estaba estable. Con el análisis de las pasadas y los datos del spinner, colgamiento, temperatura y densidad se observan:

- Zona de aporte de agua a aproximadamente 4792 [m] en base del comportamiento de la temperatura y spinner.
- Primeros indicios de aporte de gas a 4768 [m] en base de la derivada de la temperatura y la presencia de efectos de recirculación en el spinner.
- Mayor presencia de aporte de gas desde 4755 [m] en base de la disminución de densidad.
- Probablemente, un 60-70% del total de gas producido proviene a partir de 4734 [m].
- A 4734 [m] también se observa que la tendencia de la temperatura aumenta indicando una posibilidad de entrada de agua con el gas, sin embargo, esto no se puede confirmar debido al efecto de colgamiento de agua. Este efecto tiende a producir un efecto de incremento similar en la temperatura.

5.2.1.5. Comparación Pozo Cerrado- Fluyendo

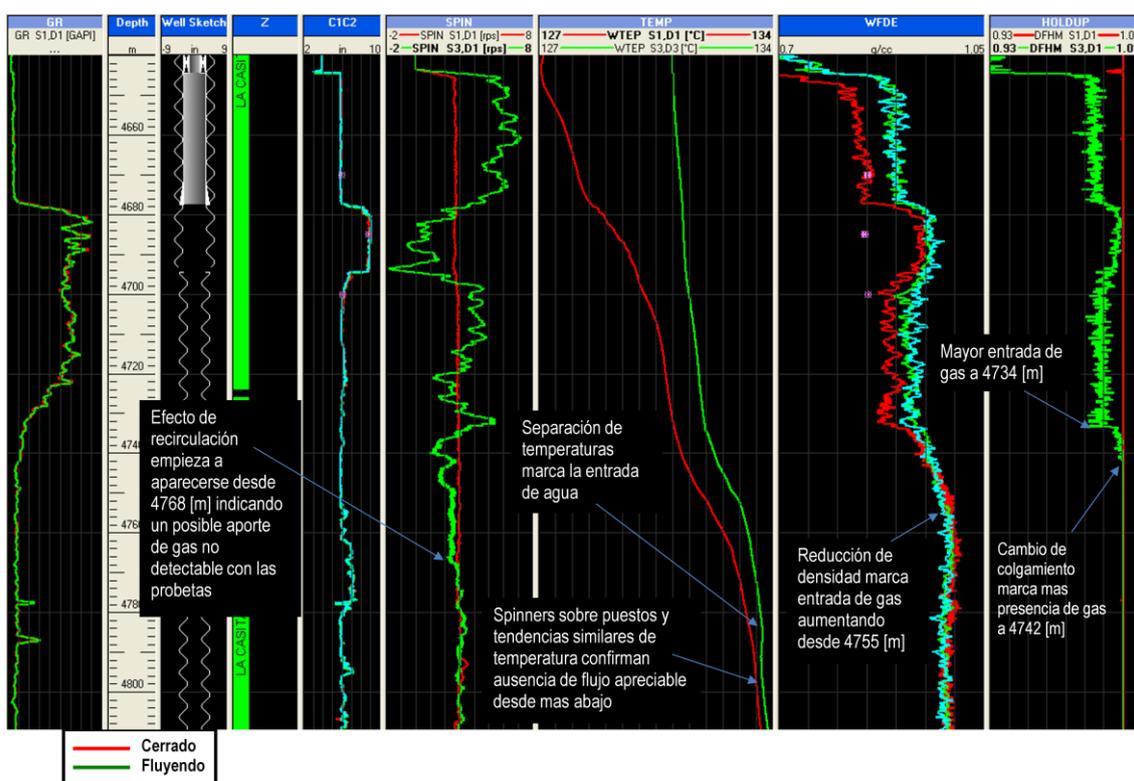


Fig. 5. 26 Pozo Fluyendo por 22/64" vs. Pozo Cerrado, análisis de comportamiento de fluidos.

Es poco probable que existiera un aporte de agua apreciable por debajo de 4792 [m] porque la comparación de temperaturas a pozo cerrado y pozo abierto muestra la misma tendencia con solo una separación ligera menor que 0.2 grados (Fig. 5. 26).

Podría existir un muy ligero movimiento de gas desde más abajo de 4792 [m] no detectado por las probetas debido a que viajara en la parte superior del agujero, pero tendría que ser mínimo para no crear un cambio en el perfil de temperatura ni en la densidad. Al sacar la herramienta PLT con el pozo fluyendo, se encontró el nivel de agua en 3617 [m]. Por lo que se decide colocar un tapón de cemento a 4742 [m].

- El flujo de trabajo seguido permitió la elaboración de un modelo estático, geoméricamente coherente; también de un modelo base de simulación numérica, para luego comenzar con el ajuste histórico; una base de datos unificada, accesible, validada y de fácil acceso para el campo; además de la construcción de once modelos de pozos, en condiciones iniciales y actuales.
- Se generaron dos geometrías de celdas, una general para la secuencia Austin-La Gloria y otra detallada para el intervalo La Casita MM. La geometría general posee la geometría geocelular para los intervalos mencionado. Haciendo uso de técnicas geoestadísticas fue posible la definición de tendencias generales y rangos de correlación para las propiedades petrofísicas modeladas. Se presume un comportamiento heterogéneo de los intervalos saturados, razón por la cual se presume la existencia de un yacimiento multicapa cuya conectividad es difícil de fundamentar con los datos disponibles.
- Se realizaron suposiciones para el modelo de simulación tales como: Modelo de Roca y Fluidos, los cuales fueron generados de la biblioteca de PETREL™ y se modificó el índice de productividad (IP) de algunos pozos. Se elaboraron más de cincuenta casos de simulación, para llegar a un modelo ajustado.
- Se estima de manera conservadora una acumulación original en sitio de 150 [Bpc] de gas seco, a partir del modelo generado y parámetros de yacimiento.
- El modelo de red de recolección, a la fecha, aun no ha sido ajustado, debido a que los datos disponibles son escasos.
- Con los modelos de pozos generados, se puede predecir el comportamiento de los pozos y así poder evaluar alternativas para optimizar la producción de cada pozo.
- Los datos utilizados en cualquier tipo de software, son de suma importancia, ya que de ello depende la confiabilidad de los resultados obtenidos.
- Durante mi estancia en la empresa, fui capacitado para utilizar diferente software existente para la industria petrolera, enfocándome principalmente al área de producción.

RECOMENDACIONES

- Es altamente recomendable la aplicación de la metodología expuesta para la generación de modelos de yacimiento, modelos de pozos y red superficial.
- Hacer un análisis económico utilizando los valores obtenidos de las predicciones, para revisar la factibilidad de perforar nuevos pozos.
- Realizar un programa de toma de información continua, con la finalidad de obtener un mayor número de puntos, ayudando a la obtención de un mejor ajuste por pozo, para cada uno de los modelos.
- Continuar con la actualización de cada uno de los modelos de pozo, para su mejor control y seguimiento de producción y así poder predecir cualquier comportamiento anormal en su vida productiva.

BIBLIOGRAFÍA

- LUCIA, F. J. Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach. Segunda Edición. Edit. Springer, 2007
- AHMED, Mahmoud. Geology & Geophysics in Oil Exploration. (2005).
- SOTO, Carlos. Geología de Producción. Universidad Corporativa, CIED, 1998.
- VALLADARES, José R. "Caracterización de Yacimientos de un Pozo Productor de Gas en Aguas Profundas del Golfo de México". Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2010.
- "Registros Geofísicos" Pemex, México.
- "Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos". Halliburton.
- RODRÍGUEZ, José R. Ingeniería Básica de Yacimientos. Universidad de Oriente, Venezuela, Mayo 2007.
- PIPESIM™ Fundamentals, Workflow/Solution Training. Version 2009.1. Schlumberger Information Solution. Julio 2009.
- OilField Manager™ Workflow/solution Training. Versión 2009. Schlumberger Information Solution. Junio 2010.
- SALAZAR, Juan P., "Curso de introducción a PETREL G&G™". Schlumberger Information Solution. Marzo 2011.
- Introducción a PETREL RE™, Simulación de Yacimientos. Schlumberger Information Solution. Junio 2011.
- CONTRERAS, D. "Informe final de Proyecto, Modelo Estático". Schlumberger, México 2011.
- Resumen Ejecutivo, Bloque Monclova. PEMEX 2004.
- Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos. PEMEX PEP. Subdirección Técnica de Exploración. Versión 1.0, 2010.
- Eguiluz, Samuel. "Excursión Geológica a la Cuenca de Sabinas, Coahuila". Secuencias Estratigráficas, Ambientes Sedimentarios y Deformación Aplicada a la Exploración y Producción de Yacimientos Fracturados. 9 y 10 de Septiembre, 2006.
- FANCHI, John R. "Principles of Applied Reservoir Simulation". Tercera Edición. Gulf Professional Publishing. USA, 2006.

- FERNANDEZ, Jorge E. “Metodología de Conversión Tiempo Profundidad y Análisis de Atributos Sísmicos, Propiedades Petrofísicas para Datos del Golfo de México”. Informe de Pasantía, USB, Mayo de 2009.
- PÉREZ, Alberto L. “Modelo Geoestadístico de Propiedades Petrofísicas de Yacimientos”. Tesis Profesional. Facultad de Ingeniería. UNAM, 2006.
- Del CAMPILLO, H. “Informe Final de Proyecto, Modelo Dinámico”. Schlumberger, México 2011.
- BEGGS, Dale H. “Production Optimization Using Nodal Analysis”. Segunda Edición. OGCI and Petroskills Publications. Tulsa, Oklahoma, 2003.
- RUIZ, A. “Informe Final de Proyecto, Modelo de Pozos y Red de Recolección”. Schlumberger, México 2011.
- ARANA, Víctor H. “Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos”. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- McCAIN, William D. “The Properties of Petroleum Fluids”. Segunda Edición. Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma. 1990.
- PAZ, N. “Informe Final de Proyecto, Base de Datos”. Schlumberger, México 2011.
- CRAFT, B.C. Applied Petroleum Reservoir Engineering. Segunda Edición. Prentice Hall PTR. Louisiana State University. 1990.
- BROWN, Kermit E. “The Technology of Artificial Lift Methods”. Vol. 1. Penn Well Publishing Company. Tulsa, Oklahoma, 1977.
- ADEREMI, S. “Effective use of Production Surveillance Tool in Forecasting Future Production”. SPE, Schlumberger Information Solution. 2008.
- MARK, L. “A Standard Solution for Upstream Oil and Gas Surveillance”. SPE, 2008.
- RAMÍREZ, Jetzabeth. “Productividad de Pozos Petroleros”. Facultad de Ingeniería. UNAM, 2006.
- Limpieza con JetBLASTER™ y toma de registros PLT conACTIVE™ con Tubería Flexible. Schlumberger, México 2011.
- WEC México 2010. Schlumberger OilField Services México y Centroamérica.
- REYES, S. “Antecedentes de Pozos”. GPA Energy, México 2011.