

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPLOTACIÓN PARA EL YACIMIENTO
JMN-115 ARENA AM-E2 PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA
DOMO SUR DEL CAMPO SAN JOAQUÍN, BASADO EN LA REVISIÓN
DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO”**

Realizado por:

MARÍA CAROLINA SABINO MARÍN

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente

Como requisito parcial para optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Noviembre 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPLOTACIÓN PARA EL YACIMIENTO
JMN-115 ARENA AM-E2 PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA
DOMO SUR DEL CAMPO SAN JOAQUÍN, BASADO EN LA REVISIÓN
DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO”**

**El jurado calificador hace constar que asignó a esta tesis la calificación
de:**

Dr. JOSÉ RODRÍGUEZ

Asesor Académico

PROF. RAFAEL BARRUETA

Jurado Principal

PROF. LORENZO ARDITI

Jurado Principal

Barcelona, Noviembre 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPLOTACIÓN PARA EL YACIMIENTO
JMN-115 ARENA AM-E2 PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA
DOMO SUR DEL CAMPO SAN JOAQUÍN, BASADO EN LA REVISIÓN
DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO”**

ASESORES:

Dr. JOSÉ RODRÍGUEZ

Asesor Académico

ING. HUGO LOZANO

Asesor Industrial

Barcelona, Noviembre 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

A **Dios** que para mí es mi padre, mi protector, mi todo, por haberme dado la inteligencia, la paciencia, sabiduría, y guiarme por el camino correcto para ser una profesional.

A mi mamita; **Lucila Marín** por ser esa lucecita que siempre me ha iluminado, este triunfo es tuyo mami, sin ti, sin tus palabras y sin la bendición de dios no sería lo que soy. Te amo.

A mi papito **Luis Sabino**, sabias que lo iba a lograr, siempre estuviste seguro y me transmitiste esa seguridad papi. Este triunfo también te pertenece. Te amo.

A mi sarito preciosa “**mi hermana**” te dedico este y todos mis triunfos. Esta es una muestra de que con esfuerzo, responsabilidad, decisión, fe y amor se logran las cosas. Quiero verte triunfar.

A una **personita muy especial**, por el simple hecho de estar siempre conmigo, quiero que sepas que los sueños si se hacen realidad, y sé que también vas a lograr los tuyos. Con dios todos los obstáculos se vencen, así que mira hacia adelante y ten en tu norte esa meta que tanto sueñas.

María C. Sabino M.

AGRADECIMIENTOS

Principalmente quiero darle las gracias a **Dios** por ser mi guía, por darme fuerza e inteligencia, por permitirme ser la persona que soy, por rodearme de personas que aportaron su granito de arena, para poder cumplir mi sueño, por limpiar el camino que debo transitar y llenarlo de bonitas experiencias y aprendizajes. Definitivamente sin ti no sería nada. Tenerte a mi lado en cada paso que doy ha sido y será lo mejor de mi vida.

A la **Universidad de Oriente** por ser mi segunda casa y permitir mi formación como profesional.

A **PDVSA GAS ANACO** por brindarme la oportunidad de realizar mi trabajo de grado en sus instalaciones.

A mi asesor industrial **Ingeniero Hugo Lozano**, por ser una persona paciente, por transmitirme sus conocimientos, por regalarme parte de su tiempo, por estar siempre pendiente de mi trabajo y por sobre todas las cosas darme la confianza y libertad necesaria, para tomar mis propias decisiones. Un amigo incondicional. Le agradezco a Dios que entre tantos cambios de temas y asesores, fueras tu quien me diera esa mano amiga para la realización de mi tesis.

Al **Geólogo José Ruiz** por prestarme todo su apoyo incondicional, darme seguridad, brindarme su amistad, y por supuesto empaparme de parte de ese mundo geológico, tan indispensable para la realización de mi trabajo de grado. Infinitas gracias. El cariño es grande.

Al **Geólogo Juan Zabala**, por prestarme todo su apoyo, con la impresión de todos los mapas e imágenes necesarias para mi estudio. Tu eficiencia y rapidez siempre agilizaron mi trabajo. Mil gracias.

A los ingenieros Rafael Mota, Héctor Ruiz, Joel Alcalá, el Supervisor de San Joaquín José Gómez y el Superintendente de AMA Darwing Hurtado por ser mis compañeros del gran equipo San Joaquín. Un millón de gracias por aclarar mis dudas y estar cuando los necesité.

A mi asesor académico **Ingeniero José Rodríguez**, por guiarme y apoyarme en la realización de mi trabajo. Muchas gracias.

Al profesor **Gonzalo Rojas**, por estar a completa disposición para ayudarme, y dar claridad a aquellos contratiempos que en algunos momentos quitaban mi tranquilidad. Mil gracias profesor, no tengo palabras para agradecer su valioso trabajo. Que Dios lo bendiga.

A **mi madre** por apoyarme siempre, y estar en todo momento. Por llenarme de palabra lindas y alentadoras cuando sentía que todo salía mal. Siempre solucionaste, y que mejores palabras que “Dios proveerá”, siempre me lo dices y Dios siempre provee. Gracias por haber dejado mi vida en manos de Dios. Y por haberme formado como lo que soy. Estoy orgullosa de ser tu achiquita, y ten por seguro que siempre te llenare de alegrías mami. Te amo tanto.

A **mi padre** por estar conmigo y poner a Dios por delante en todos nuestros objetivos. Las cosas podían tornarse difíciles pero siempre Dios estaba presente y solucionaba. Gracias por todo lo que hiciste papi te amo. Que Dios te bendiga siempre. Y me permita tenerte hasta viejito.

A **mi hermana** por sacarme una sonrisa gracias a sus mensajes con cantos incluidos cuando a veces me invadía el estrés. A pesar de que estábamos separadas siempre te pensé. Y lo que más quería es que tu y fifi estuvieran bien. Los amo.

A **mi abuelita** Flor, mi **tía** Olivia y mi **tía-prima** Marisabel, por ayudarme y estar siempre pendiente de mí. Estoy muy agradecida con ustedes. Los quiero mucho.

A mis compañeros y grandes **amigos**: Reinaldo Pinto (mi winni), Francisco Magallanes (mi mol), Mayra Marcano y Manuel Cedeño, por todos esos momentos de alegría y tristezas que compartimos. A mis amigos de pasantía: Nerimar Torres, Gabriel Noriega y José Vásquez por esa compañía incondicional, siempre extrañare las comidas jaja. Éxitos para ustedes y que Dios los bendiga siempre. Momentos como los que vivimos nunca los olvidare. Los quiero mucho.

A **Andreína Saballo**, mi hermanita de toda la vida. Feliz estoy por haber compartido, prácticamente todas las etapas de nuestra vida hasta los momentos. Espero que este sea el comienzo de un camino lleno de éxitos para las dos. Gracias mamaita te quiero mucho.

A **Andreína Campos** “mi neguita” por salvarme siempre y estar cuando más la necesitaba, mil gracias por brindarme tu amistad y hacerme sentir como tu hermana. Tqm.

A mis hermanos de cariño **Rafael Pereira y Aurolis Alvarado**. Mil gracias por formar parte de mi vida mis amores. Los quiero un montón, que Dios los bendiga siempre y los haga brillar, mil gracias.

A mi pitufito por soportarme y aunque siempre estabas modo anti-tesis mil gracias por esperarme siempre de brazos abiertos. Te momo.

A todas aquellas personas que de alguna u otra manera me apoyaron para hacer mi sueño realidad.

María C. Sabino M.

RESUMEN

El objetivo general de este proyecto, fue realizar una propuesta de un plan de explotación para el yacimiento JMN-115 arena AM-E2, perteneciente al miembro Amarillo de la formación Oficina, ubicado en el domo sur del campo San Joaquín, Área Mayor de Anaco. Este yacimiento de gas condensado, con acuífero asociado, tiene un GCOES oficial de 17,8 MMMPCN, con una producción acumulada para la fecha de inicio de este estudio, de 9.2 MMMPCN. La metodología utilizada en este proyecto consistió, en la recopilación y validación de la información disponible, comenzando con la revisión del modelo estático del yacimiento, validando el contacto agua gas condensado original (CAGCO) mediante la revisión de registros de resistividad, a su vez elaborando secciones estratigráficas y estructurales, conjuntamente con un estudio petrofísico. Posteriormente, se generó el modelo de presiones; se estudió y validó la historia de producción y eventos de pozos. Se generó un PVT sintético, con el cual pudieron determinarse propiedades iniciales de los fluidos. En este estudio fue necesario reducir el área del yacimiento debido al comportamiento resistivo que mostraron los pozos que integran el mismo, lo que ocasiono una reducción de sus reservas permitiendo calcular nuevamente los volúmenes originales en sitio, a través del método volumétrico, validándose mediante el balance de materiales, a través del programa MBAL, obteniéndose un valor de 12,7 MMMPCN. Una vez estimado el GCOES, se calcularon las reservas recuperables y remanentes de gas y condensado del yacimiento, las cuales están en el orden de 11,2 MMMPCN- 165 MBN y 2,5 MMMPCN-23.560 BN, respectivamente. Finalmente se realizó la propuesta del plan de explotación, cuyo objetivo fue el incremento de la producción. De los cinco pozos pertenecientes al yacimiento, solo uno es prospecto para el yacimiento en estudio, mientras que el resto por encontrarse buzamiento abajo del mismo son orientados a otros yacimientos.

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN.....	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTOS	VI
RESUMEN.....	IX
ÍNDICE GENERAL.....	X
INDICE DE TABLAS	XVI
INDICE DE FIGURAS.....	XVII
CAPÍTULO I.....	1
EL PROBLEMA	1
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.2 OBJETIVOS	3
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
CAPÍTULO II	4
MARCO TEÓRICO.....	4
2.1 ANTECEDENTES	4
2.2 GENERALIDADES DEL ÁREA EN ESTUDIO	5
2.2.1 Esquema del proceso evolutivo sedimentario	7

2.2.2	Área Mayor de Anaco	11
2.2.3	Estratigrafía del área mayor de anaco.....	11
2.2.4	Ubicación del área de estudio	16
2.3	Ingeniería de yacimientos y su integración con el estudio geológico.....	18
2.4	Modelo estático.....	19
2.4.1	Modelo Estructural.....	19
2.4.2	Modelo Estratigráfico	21
2.5	Evaluación petrofísica	22
2.5.1	Porosidad (\emptyset)	23
2.5.2	Permeabilidad (k).....	25
2.5.3	Ecuaciones para la determinación de la permeabilidad absoluta.....	26
2.5.4	Saturación de fluidos (S).....	28
2.5.5	Espesor de la arena productora (h).....	30
2.6	Modelo dinámico	31
2.7	CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.....	32
2.7.1	De acuerdo al estado de los fluidos.....	32
2.7.2	De acuerdo a su geología.....	34
2.7.3	De acuerdo a su Presión Actual	35

2.7.4	De acuerdo a su mecanismo de producción.....	35
2.8	PRESION DEL YACIMIENTO O PRESION ESTATICA DE FONDO (BHP BOTTOM HOLE PRESSURE).....	39
2.9	Clasificacion de las reservas	41
2.9.1	Reservas probadas	42
2.9.2	Reservas probables.....	42
2.9.3	Reservas posibles.....	42
2.10	Métodos para el cálculo de volúmenes originales en sitio y reservas.....	43
2.10.1	Método volumétrico	44
2.10.2	Balance de materiales	46
2.11	MÉTODO DE VAN EVERDINGEN Y HURST PARA EL CÁLCULO DE LA INTRUSION DE AGUA (WE).....	53
	CAPÍTULO III	58
	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	58
3.1	Herramientas Utilizadas	58
3.1.1	CARPETA DE POZO (SIMDE_WEB) Y CARPETA FISICA	58
3.1.2	OIL FIELD MANAGER (OFM).....	59
3.1.3	MBAL	66
3.1.4	CENTINELA.....	72
3.1.5	PIPESIM	73

3.1.6 SIGEMAP	75
3.1.7 GEOFRAME	78
3.2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	82
3.3 Describir el modelo estático existente para el yacimiento jmn-115 arena AM-E2, mediante un análisis petrofísico.....	82
3.3.1. Ubicación del contacto agua-gas condensado original	82
3.3.2 Construcción de secciones estratigráficas y estructurales..	83
3.3.3 Evaluación petrofísica.....	83
3.4 Interpretar el histórico de producción, presión y datos PVT del yacimiento JMN-115 arena AM-E2.	86
3.4.1 Datos de producción.....	86
3.4.2 Datos de presión	89
3.4.3 Datos PVT	93
3.5 OBTENER LOS VOLÚMENES ORIGINALES EN SITIO (GCOES, GOES, COES) MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO VOLUMÉTRICO Y BALANCE DE MATERIALES.....	94
3.5.1 Método volumétrico.....	94
3.5.2 Balance de materiales	95
3.6 Proponer un plan de explotación para el recobro de las reservas remanentes del yacimiento.	102
CAPÍTULO IV	104

DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	104
4.1 Describir el modelo estático existente para el yacimiento jmn-115 arena am-e2 mediante un análisis petrofísico	104
4.1.1 Validación del contacto agua- gas condensado original (CAGCO):	104
4.1.2 Secciones estructurales y estratigráficas.....	107
4.1.3 Estudio petrofísico	111
4.2 INTERPRETAR EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN, PRESIÓN Y DATOS PVT DEL YACIMIENTO JMN-115 ARENA AM-E2.....	115
4.2.1 Datos de producción	115
4.2.2 Datos de presión.....	118
4.2.3 Datos PVT	119
4.3 obtener los volúmenes originales en sitio (gcoes, goes, coes) mediante el método volumétrico, balance de materiales.	123
4.3.1 Método volumétrico.....	123
4.3.2 Balance de materiales	124
4.4 Proponer un plan de explotación para el recobro de las reservas remanentes del yacimiento	131
4.5 CONCLUSIONES.....	147
4.6 RECOMENDACIONES	149
BIBLIOGRAFÍA.....	150

APENDICE A	152
APÉNDICE B	164
APENDICE C	177

INDICE DE TABLAS

Tabla 3. 1 Datos necesarios para calcular We	96
Tabla 4. 1 Petrofísica realizada por pozo.....	114
Tabla 4. 2 Petrofísica promedio del yacimiento	1
Tabla 4. 3 Resultados del método volumétrico	1
Tabla 4. 4 Porcentaje de desviación fijando el método volumétrico.....	1
Tabla A.1 Petrofísica realizada a cada uno de los pozos pertenecientes al yacimiento JMN-115 arena AM-E2.....	156
Tabla A. 2 Cálculo de intrusión de agua hasta diciembre de 2010	162
Tabla B.1 Información inicial de los pozos del yacimiento JMN-115 arena AM-E2.....	165
Tabla B.2 Información actual de los pozos del yacimiento JMN-115 arena AM-E2.....	166
Tabla B. 3 Histórico de producción del yacimiento JMN-115 arena AM-E2	167
Tabla B.4 Histórico de producción para el cálculo de declinación energética.	174
Tabla B. 5 PVT generado por la herramienta MBAL.....	176

INDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela	5
Figura 2. 2 Cuenca Oriental de Venezuela	6
Figura 2. 3 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela	10
Figura 2. 4 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco	12
Figura 2. 5 Ubicación Geográfica del área de estudio	17
Figura 2. 6 Diagrama de fases de yacimientos de gas condensado	33
Figura 2. 7 Influencia del mecanismo de producción en el porcentaje de recobro y presión del yacimiento	39
Figura 2. 8 Tipos de presiones de formación	41
Figura 2. 9 Gráfico de Cole para determinar la influencia del acuífero	1
Figura 2. 10 Determinación de GCOES por declinación de presión	1
Figura 2. 11 Determinación de $G_{p(t)ab}$ para el cálculo de reservas	1
Figura 2. 12 Determinación de $(G_p/N_c)_{ab}$ y $(W_p/N_c)_{ab}$	1
Figura 3. 1 Ventana de ingreso al proyecto. 62	
Figura 3. 2 Mapa Base mostrado por la Aplicación OFM.....	63
Figura 3. 3 Gráficos de producción presentados por OFM.	65
Figura 3. 4 Reportes presentados por OFM.	66
Figura 3. 5 Ventana que Visualiza el Menú de Opciones en Pantalla.....	69
Figura 3. 6 Ventana donde se cargan las variables requeridas para el cálculo PVT.....	70
Figura 3. 7 Ventana donde se carga la información del yacimiento.....	70
Figura 3. 8 Ventana de selección history matching.....	71
Figura 3. 9 Ventana de selección All.....	72
Figura 3. 10 Ventana de Selección de consulta.....	73
Figura 3. 11 Menú File PIPESIM.....	74
Figura 3. 12 Área de trabajo y barra de herramientas de PIPESIM	75
Figura 3. 13 Menú Abrir Local para seleccionar archivo específico.	77

Figura 3. 14 Archivo seleccionado sigemap	77
Figura 3. 15 Conexión a la plataforma GeoFrame.....	78
Figura 3. 16 Application Manager	79
Figura 3. 17 Catálogo Geology.....	80
Figura 3. 18 Ventana para realizar la sección.....	81
Figura 3. 19 Tasa de gas oficial y validada en función de tiempo.....	88
Figura 3. 20 Gráfico con el cual se determina la salinidad (S).....	100
Figura 4. 1 Mapa oficial del yacimiento JMN-115 arena AM-E2	105
Figura 4. 2 Mapa actualizado del yacimiento JMN-115 arena AM-E2	106
Figura 4. 3 Mapa del yacimiento con la ubicación de las secciones.....	107
Figura 4. 4 Sección estratigráfica A-A'	108
Figura 4. 5 Sección estratigráfica B-B'	109
Figura 4. 6 Sección estructural C-C'	110
Figura 4. 7 Sección estructural D-D'	111
Figura 4. 8 Historias de producción de gas, condensado y agua del yacimiento JMN-115 arena AM-E2.	116
Figura 4. 9 Tasa de gas oficial y validada en función del tiempo.....	117
Figura 4. 10 Gas acumulado oficial y validado en función del tiempo.....	118
Figura 4. 11 Comportamiento energético del yacimiento en función de los fluidos acumulados.	119
Figura 4. 12 Comportamiento del RGC en función del tiempo.....	120
Figura 4. 13 Gravedades API del condensado producido por los pozos JMN-100 y JMN-115.....	121
Figura 4. 14 Factor de compresibilidad bifásico mediante correlación.....	122
Figura 4. 15 Factor volumétrico del gas mediante correlación.....	123
Figura 4. 16 Cálculo del GCOES por el método de declinación energética.	125
Figura 4. 17 Cálculo del $G_{p(t)ab}$ para el cálculo de reservas.	125
Figura 4. 18 G_p/N_c para el cálculo de reservas por el método de declinación energética.	126

Figura 4. 19 W_p/N_c para el cálculo de reservas por el método de declinación energética.	127
Figura 4. 20 W_e/N_c para el cálculo de reservas por el método de declinación energética.	127
Figura 4. 21 Método analítico generado por el simulador MBAL.	128
Figura 4. 22 Método gráfico generado por el simulador MBAL.	129
Figura 4. 23 Grafico energy plot para observar el mecanismo de producción predominante en el yacimiento.	129
Figura 4. 24 Gráfico de Cole para determinar de la influencia del acuífero.	130
Figura 4. 25 Registro del pozo JMN-216. Arena AM-E2/JMN-115.	132
Figura 4. 26 Registro del pozo JMN-216. Arena VE-I/JMN-1.	133
Figura 4. 27 Análisis nodal pozo JMN-216. Arena AM-E2/JMN-115. Gas. .	134
Figura 4. 28 Análisis nodal/pozo JMN-216. Arena AM-E2/JMN-115. Condensado.	134
Figura 4. 29 Análisis nodal/pozo JMN-216. Arena VE-I/JMN-1. Gas.	135
Figura 4. 30 Análisis nodal pozo JMN-216. Arena VE-I/JMN-1. Condensado.	135
Figura 4. 31 Registro del pozo JMN-100. Arena VE-E3/JMN-22.	136
Figura 4. 32 Análisis nodal/pozo JMN-100. Arena VE-E3/JMN-22. Gas.	137
Figura 4. 33 Análisis nodal/pozo JMN-100. Arena VE-E3/JMN-22. Condensado.	138
Figura 4. 34 Registro del pozo JMN-119. Arena MO-J/JMN-11.	139
Figura 4. 35 Registro del pozo JMN-119. Arena ME-S1/JMN-111.	140
Figura 4. 36 Análisis nodal pozo JMN-119. Arena MO-J/JMN-11. Gas.	141
Figura 4. 37 Análisis nodal pozo JMN-119. Arena ME-S1/JMN-111. Gas. .	141
Figura 4. 38 Análisis nodal pozo JMN-119. Arena ME-S1/JMN-111. Condensado.	142
Figura 4. 39 Registro del pozo JMN-245. Arena ME-A/JMN-115.	1
Figura 4. 40 Registro del pozo JMN-245. Arena ME-S1/JMN-111.	1
Figura 4. 41 Análisis nodal/pozo JMN-245. Arena ME-A/JMN-115. Gas. ...	144

Figura 4. 42 Análisis nodal/pozo JMN-245. Arena ME-A/JMN-115. Condensado.....	145
Figura 4. 43 Análisis nodal/pozo JMN-245. Arena ME-S1/JMN-111. Gas..	145
Figura 4. 44 Análisis nodal/pozo JMN-245. Arena ME-S1/JMN-111. Condensado.....	146
Figura B. 1 Permeabilidad relativa gas-condensado.....	175
Figura B. 2 Permeabilidad relativa gas-agua	175
Figura C. 1 Diagrama Mecánico Actual/Pozo JMN-119.....	177
Figura C. 2 Diagrama Mecánico Propuesto/Pozo JMN-119	178
Figura C. 3 Diagrama Mecánico Actual/Pozo JMN-216.....	179
Figura C. 4 Diagrama Mecánico Propuesto/Pozo JMN-216	180
Figura C. 5 Diagrama Mecánico Actual/Pozo JMN-100.....	181
Figura C. 6 Diagrama Mecánico Propuesto/Pozo JMN-100.	182
Figura C. 7 Diagrama Mecánico Actual/Pozo JMN-245.....	183
Figura C. 8 Diagrama Mecánico Propuesto/Pozo JMN-245.	184

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del problema

Petróleos de Venezuela, fue constituida en el año 1975 atendiendo a la ley que reserva al Estado, la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, conocida como Ley de Nacionalización. Fue creada con el propósito de coordinar, supervisar y controlar actividades relacionadas con la Industria del Petróleo y sus derivados, una vez nacionalizada la industria, la cual se hizo efectiva el 1 de Diciembre de 1976.

El 1 de Enero de 1998 se produce la sinergia de todas las filiales de la Industria Petrolera Nacional, adoptando el nombre de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), la cual representa la empresa matriz, propiedad del estado venezolano, y se encarga del desarrollo, tanto de la Industria Petrolera como la Petroquímica y la Carbonífera.

PDVSA se encuentra conformada por varias filiales, entre ellas PDVSA Gas, la cual es manejada por el Distrito Anaco, ubicado al sur del estado Anzoátegui. Este Distrito cuenta con una zona aproximada de 8.280 km² de mucha riqueza en yacimientos petrolíferos; productores de hidrocarburos livianos, medianos y en especial cuantiosas reservas de gas rico libre y asociado.

Actualmente, el Distrito Anaco, es una zona suplidora de gas que alimenta a los complejos de procesamiento y a los diferentes sistemas industriales y gas domestico del país y debido a sus altos volúmenes de hidrocarburos gaseosos, ha sido decretado el eje principal de la política de expansión de producción y comercialización del gas, comprometiéndose a generar entre 60 % y 70 % de la producción necesaria para alimentar el

parque industrial del país. En tal sentido, se ha propuesto como meta el incremento en la producción de dicho hidrocarburo.

Debido a todo lo expuesto, se hace necesario realizar una caracterización más detallada de los yacimientos, implementando nuevas estrategias y metodologías; integrando el estudio geológico con la ingeniería de yacimientos, con el objetivo de obtener la interpretación de un modelo estático, que defina la geometría y orientación de los cuerpos sedimentarios estructurales, límites y/o barreras verticales, además de obtener datos petrofísicos claves como porosidad, permeabilidad, saturación de los fluidos presentes en el yacimiento; y un modelo dinámico, que determine los parámetros que condicionan el comportamiento del fluido a través del medio poroso a expensas de la variación de la presión del mismo como consecuencia de la producción o vaciamiento.

El proyecto a realizar se basará en la propuesta de una estrategia de explotación mediante la validación del modelo estático y Dinámico. Dicho estudio tendrá como escenario el Área Mayor de Anaco, específicamente el Domo Sur del Campo San Joaquín; donde se hará una caracterización del yacimiento JMN-115 Arena AM-E2.

El estudio comenzará con la recolección de todos los datos disponibles a través de las carpetas o archivos de los pozos, tales como: registros, completación, pruebas de producción y análisis PVT, entre otros. Después de recolectada esa información, será validada por medio de los programas corporativos Centinela y Oil Field Manager (OFM), en especial las historias de producción a manera de analizar su comportamiento respectivo. Seguidamente se procederá a generar el modelo de presiones, factor importante que dará una idea de la energía que tiene el yacimiento, se aplicará el balance de materiales, soportado en el modelo estático; donde se verificarán los valores de los fluidos originales en sitio. Finalmente, se

analizarán los resultados y se propondrá; el mejor esquema de explotación donde se permita optimizar el mayor recobro de hidrocarburos del yacimiento en estudio.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer un plan de explotación para el yacimiento JMN-115 arena AM-E2 perteneciente a la Formación Oficina Domo Sur del Campo San Joaquín, basado en la revisión del modelo estático y dinámico.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir el modelo estático existente para el yacimiento JMN-115 arena AM-E2, mediante un análisis petrofísico.
2. Interpretar el histórico de producción, presión y datos PVT para el yacimiento JMN-115 arena AM-E2.
3. Obtener los volúmenes originales en sitio (GCOES, GOES, COES) mediante la aplicación del método volumétrico y balance de materiales.
4. Proponer un plan de explotación para el recobro de las reservas remanentes del yacimiento.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Andrade, realizó la caracterización dinámica del yacimiento AG-1 arena MEHI para actualizar las reservas y proponer un esquema de explotación óptimo que permita su recuperación, concluye que el modelo de explotación propuesto el cual toma en cuenta un nuevo punto de drenaje para seguir drenando las reservas, era rentable de acuerdo a la evaluación económica efectuada.^[1]

Rodríguez, generó un esquema de explotación que permitiera recuperar de una manera más eficiente y en menor tiempo las reservas remanentes del yacimiento ZM-417 de los campos Aguasay y Zulus, concluyendo que con los dos pozos propuestos ambos candidatos a RA/RC sería posible recuperar la inversión en doce meses con una tasa de producción ajustada al mismo recobro de las reservas de gas del yacimiento.^[2]

Arena, caracterizó el comportamiento de presión y producción de la arena M3A, yacimiento AG-40 efectuando predicciones bajo diferentes esquemas de explotación, concluyendo que los trabajos propuestos a cinco pozos, incluyendo chequeo mecánico, trabajos de RA/RC y estimulaciones son rentables, debido a que los indicadores económicos son favorables y están dentro de lo establecido por PDVSA.^[3]

2.2 GENERALIDADES DEL ÁREA EN ESTUDIO

Está situada en la zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural; limitada al sur por el río Orinoco desde la desembocadura del río Arauca hasta Boca Grande, siguiendo aproximadamente el Cratón de Guayana; al oeste se encuentra limitada por el levantamiento del Macizo del Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao; al norte por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior (Central y Oriental). Hacia el este, la Cuenca continua por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico, al Este de la costa del Delta del Orinoco (Figura 2.1) [4]



Figura 2. 1 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela

Esta cuenca sedimentaria es la segunda en importancia entre las cuencas sedimentarias venezolanas, tiene una longitud aproximada de 800 kilómetros en sentido este-oeste, una espesor promedio de 200 kilómetros de norte a sur y un área total aproximada de 165.000 kilómetros cuadrados. Comprende la mayor parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y mitad Sur de Trinidad. (Figura 2.2)



Figura 2. 2 Cuenca Oriental de Venezuela

Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área que comprende los Estados Anzoátegui y Monagas. Basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas se subdivide en tres subcuencas, a saber: Subcuenca de Guárico, Subcuenca de Maturín y Subcuenca de Paria. La producción proviene de arenas que datan desde el Cretáceo hasta el Mioceno. Las principales trampas están controladas por combinaciones de factores estructurales y estratigráficos. El flanco norte de la subcuenca de Maturín presenta acuñamiento en la formación La Pica, asociación con fallas de gran desplazamiento y diapiros de barro. [4]

El flanco Sur contiene yacimientos múltiples en las formaciones Oficina y Merecure del Oligo-Mioceno, en domos cortados por fallas inversas,

cierres contra fallas y posibles asociaciones con remanentes erosionales “monadnocks” hacia el extremo Sur de la cuenca, en la “Faja Petrolífera del Orinoco”. Por su contenido de hidrocarburos es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur, solo sobrepasada por la cuenca del lago de Maracaibo.

Se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales . [4]

2.2.1 Esquema del proceso evolutivo sedimentario

Devónico - Carbonífero (350-250 m.å). Sedimentación de las formaciones Carrizal y Hato Viejo en una depresión pericratónica situada en el borde septentrional del Cratón de Guayana. Ambas formaciones se consideran transicionales. Posible sedimentación en planicies costeras mal conocidas y aparatos deltáicos convexos.

Orogénesis Herciniana o evento Tecto - Termal Permo - Triásico (250-200 m.å). Levantamiento vertical del borde cratónico y retirada general de los mares hacia el norte. Comienzo de un largo período de erosión. No se conoce actividad tectónica compresiva en la Cuenca de Venezuela propiamente dicha.

Triásico - Jurásico (220-160 m.å). Actividad volcánica en el Macizo del Baúl, límite occidental de la cuenca. Período de erosión sobre la mayor parte de la cuenca.

Barremiense – Aptiense - Albiense (120-115 m.å). Inicio de la transgresión cretácea dirigida de norte a sur y desarrollada sobre la penillanura precretácica. La transgresión es típicamente oscilante y alcanzan gran amplitud, pero en todo caso se conservan ambientes más marinos hacia el norte y más continentales hacia el sur.

Cenomaniense - Conianense (100-85 m.å). Máxima cobertura marina y desarrollo de ambientes euxínicos en el norte (Formación Querecual). Hacia el sur se extienden ambientes marinos costeros, gradualmente más terrígenos hacia el extremo sur; más al norte y noroeste se encuentra la Formación El Tigre, la cual presenta calizas fosilíferas (Miembro Infante).

Santoniense - Maestrichtiense (85-65 m.å). Sedimentación de lutitas marinas, algunas arenas finas e intervalos de ftañitas silíceas al norte (Formación San Antonio). En la región sureste comienza la regresión marcada por areniscas masivas de la Formación San Juan.

Orogénesis del final del Cretáceo (80-65 m.å). Fenómenos tecto - termales de importancia, que afectaron las rocas mesozoicas, en alguna parte del Mar Caribe al norte de las costas de Venezuela central y oriental, produciendo metamorfismo regional acompañado de intrusiones ácidas.

Paleoceno - Eoceno Medio (65-45 m.å). El levantamiento de las masas metamórficas delimitó hacia el sur una extensa cuenca donde se depositaron sedimentos del ciclo terciario inferior. Dicha cuenca se extendía de sur a norte desde una línea de playa situada aproximadamente al sur de los campos de petróleo de Mulata- Santa Bárbara hasta no menos de 175 kilómetros hacia el norte, en regiones del Mar Caribe actual. ^[4]

Eoceno Superior- Oligoceno (45-25 m.å). Hiatus Post-Eoceno Medio y levantamiento de la parte norte de la cuenca. Sedimentación transgresiva en Guárico de la Formación La Pascua, de aguas someras procedentes de la Cuenca de Barinas, seguida de un cuerpo lutítico de aguas marinas someras y tranquilas (Formación Roblecito). La transgresión progresa hacia el este y en la región de Barcelona, el hiatus y transgresión mencionados se encuentran sobre la Formación Caratas y por debajo de la Formación Los Jabillos del Oligoceno Medio. Entre las grandes productoras de petróleo se encuentran las formaciones La Pascua y Merecure en el flanco sur de la cuenca.

Mioceno (20 m.å). Se producen cambios en la forma de la cuenca y en la distribución de los sedimentos. Desde el flanco norte de la cuenca hacia el sur se observa gradación entre las formaciones Capiricual, Quiamare al norte y la Formación Oficina hacia el sur. Durante este período el tectonismo adquiere especial importancia y se manifiesta con mayor intensidad en el flanco norte de la cuenca.

2.2.2 Área Mayor de Anaco

El Área Mayor de Anaco se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, situada en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50° E, a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región, y las cuales han dado origen a los campos de Santa Rosa, Guario, San Joaquín, Santa Ana, El Toco, El Roble y San Roque. Predominan los yacimientos de condensado con petróleo, aunque también existen yacimientos de gas seco. Tienen una profundidad promedio de 13000 pies, tanto el espesor de la Arena Neta Petrolífera (ANP) como el de la Arena Neta de Condensado (ANC) promedia los 18 pies cada una, la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua se sitúan alrededor del 20%, 700 md y 15%, respectivamente. La gravedad promedio del petróleo es de 39 °API y la del condensado, de 51 °API. Tanto en el Área Mayor de Oficina como en la de Anaco se han realizado proyectos de recuperación secundaria (gas y/o agua), inyección de vapor y aire, así como reciclamiento de gas.

2.2.3 Estratigrafía del área mayor de anaco

La columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco se destaca por una secuencia de rocas sedimentarias de gran prosperidad petrolífera, depositada en el intervalo geológico comprendido entre el Cretáceo y el Mioceno Superior del Terciario.

Estudios interdisciplinarios han identificado en el subsuelo del área las formaciones San Antonio, San Juan, Vidoño, Merecure y Oficina principalmente con remanentes localizados con Mesa y Freites. De estas unidades las más prospectivas son las formaciones Oficina, Merecure y San Juan. (Figura 2.4). [4]

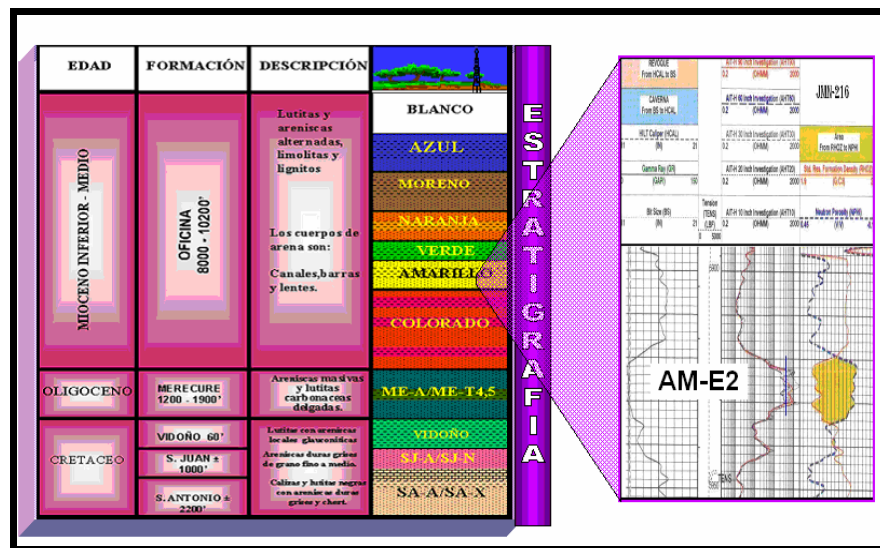


Figura 2. 4 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco

A continuación se muestra una breve descripción de las principales unidades:

2.2.3.1 Formación San Antonio

Período Cretácico Superior, edad Santiense-Maestrichtiense, espesor promedio mayor a 2000 pies. Esta formación se caracteriza por la presencia de arena de color oscuro, grano fino, intercaladas con lutitas gris

claro a gris oscuro, ligeramente calcáreas, presentan intervalos de calizas de color beige, glauconíticas, en parte arenosa. Su contacto con la formación San Juan es identificado por muestras de canal por la abundancia de nódulos fosfáticos y glauconíticos. En la parte superior a San Antonio las areniscas representan aportes del Cratón de Guayana; el ambiente de sedimentación es marino somero.

2.2.3.2 Formación San Juan

Período Cretáceo Superior-Terciario Inferior, edad básicamente Maestrichtiense con prolongación al Paleoceno. Esta formación representa el primer horizonte cretácico y se caracteriza por areniscas masivas, bien estratificadas casi sin interrupción y espesor aproximado de 800 pies. El contacto con la infrayacente formación San Antonio es concordante y transicional, con fósiles índices de aguas profundas, calizas de color crema con glauconita como mineral accesorio. ^[4]

2.2.3.3 Formación Vidoño

De edad Paleoceno, está representada en la Serranía del Interior de Anzoátegui y Monagas por una sedimentación marina de aguas relativamente profundas. El nombre fue introducido por Hedbertg y Pyre (1944) y se deriva del caserío Vidoño, ubicado a unos 6 kilómetros al este de Barcelona. La localidad tipo esta en el río Querecual, desde el paso Santa Anita hasta unos 300 metros aguas abajo del mismo río. Tiene un espesor aproximado en el área de 60 pies debido al fuerte período erosivo Pre-Oligoceno.

2.2.3.4 Formación Merecure

Esta formación se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, con estratificación cruzada, con intercalaciones, capas de lutitas que aparecen y desaparecen lateralmente, esto nos indica que la deposición fue en un ambiente de gran actividad, de origen continental y fluvial.

2.2.3.5 Formación Oficina del Mioceno Inferior y Medio

Se encuentra concordante sobre Merecure, está presente en el subsuelo de todo el flanco Sur de los Estados Anzoátegui y Monagas. Su litología característica consiste de una alternancia monótona de arenas y lutitas con abundantes lignitos de muy poco espesor, pero de gran extensión lateral. Individualmente, las areniscas son lenticulares, pero los paquetes de areniscas se extienden a grandes distancias, facilitando la correlación a través de la Cuenca. ^[4]

Desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos, la Formación Oficina es muy importante en la Cuenca Oriental de Venezuela. De hecho, son de Oficina las principales arenas que producen hidrocarburos desde la faja petrolífera del Orinoco hasta los campos próximos al eje de la Cuenca. Por otra parte, las lutitas de Oficina han sido consideradas por varios autores como rocas madres del petróleo para las arenas de esa misma formación.

En el Área Mayor de Anaco la Formación Oficina ha sido subdividida en siete intervalos de uso práctico basados en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología, etc., mal llamados miembros que en orden estratigráfico desde el más antiguo al más joven se designan con los nombres:

2.2.3.5.1 Miembro Colorado:

Es el miembro inferior de la Formación Oficina donde predominan arenas hacia el tope, en alternancia con algunos lignitos y se hace más lutítico hacia la base.

2.2.3.5.2 Miembro Amarillo:

Posee características similares a las del Miembro Verde, pero disminuye la proporción de limolitas.

2.2.3.5.3 Miembro Verde:

Predomina lutitas marrones a grises, homogéneas, de dureza media y tendencia laminar, limolitas arcillosas y algo de pirita.

2.2.3.5.4 Miembro Naranja:

Arcillas poco consolidadas en el tope y que se hacen más compactas en la base, dando lugar a lutitas marrón claro y oscuro, laminares y algo calcáreas, existen también limolitas marrones y beige.

2.2.3.5.5 Miembro Moreno:

Arcillas poco consolidadas, con abundantes niveles de lignitos a lo largo de todo el miembro, con transición a lutitas carbonáceas poco duras, algunos niveles de areniscas blancas transparentes y verdosas, bien seleccionadas, calcáreas y glauconíticas.

2.2.3.5.6 Miembro Azul:

Compuesto casi exclusivamente por arcillas poco consolidadas, plásticas de tonos verdosos y marrones claros. Presenta algunas arenas con microfósiles hacia la base.

2.2.3.5.7 Miembro Blanco:

Conformado por arcillas poco consolidadas de color verdoso y marrón claro, presentando algunas arenas hacia la base.

2.2.4 Ubicación del área de estudio

El Área Mayor de Anaco se encuentra ubicada en la cuenca Oriental de Venezuela, subcuenca de Maturín. Está situada en el bloque levantado al norte del Corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50° E a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la

región y las cuales han dado origen a una serie de campos entre los que destacan Guario, San Joaquín, Santa Ana, El Toco y El Roble (Figura 2.5).

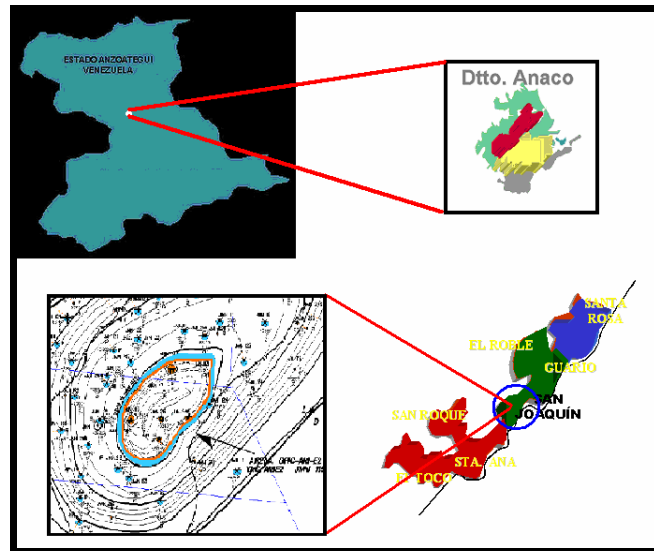


Figura 2. 5 Ubicación Geográfica del área de estudio

El Campo San Joaquín fue descubierto en el año 1954, tiene tres culminaciones dómicas y un pronunciado declive hacia el Noreste denominado Campo Guario. Al Norte de San Joaquín se encuentra el Campo El Roble, donde el entrapamiento parece ser una terraza formada dentro del flanco Noroeste del levantamiento San Joaquín- Guario. [4]

Estos Campos se encuentran en el lado deprimido de la falla normal que atraviesa el Área Mayor de Anaco, siendo éste el componente estructural que limita la disposición de los fluidos en el Cuadrángulo San Joaquín – El Roble – Guario, estableciéndose yacimientos independientes en ambos lados

de la falla salvo ciertas excepciones donde los yacimientos superan el alcance sellante de la misma y se extienden a ambos lados de ésta.

2.3 Ingeniería de yacimientos y su integración con el estudio geológico

Los objetivos fundamentales de un estudio de yacimientos están comprendidos en el marco de la estimación de la cantidad de hidrocarburos en sitio, el cálculo del factor de recobro, la predicción del comportamiento futuro, y el análisis de alternativas para aumentar el recobro. La realización de un trabajo en conjunto por parte del ingeniero de yacimientos y el geólogo, proporciona una herramienta eficaz para la definición más clara del comportamiento de un yacimiento. Las herramientas utilizadas están basadas en la física del comportamiento de flujo de fluidos en medios porosos y la aplicación de técnicas matemáticas que describan dicho comportamiento. Todas estas técnicas utilizadas en conjunto con datos geológicos y de producción pueden proporcionar resultados muy valiosos de las condiciones y comportamiento del yacimiento^[5].

Para la caracterización de un yacimiento se hace necesaria la integración de varios factores que, en conjunto, permitan adjudicarle a dicho yacimiento ciertas propiedades con un aceptable grado de incertidumbre; estos factores incluyen métodos tanto basados en análisis geológicos como otros que están basados en técnicas desarrolladas por la ingeniería de yacimientos; la intención en estos casos es obtener resultados por los diferentes métodos y luego compararlos con la finalidad de lograr una

caracterización bajo la cual se puede planificar el aprovechamiento energético de dicho yacimiento.

2.4 Modelo estático

Para caracterizar un yacimiento es necesario conocer ciertos parámetros, tales como sus límites y el espesor de la estructura, los cuales, son un factor determinante debido a que de ellos depende el área del yacimiento y por consiguiente su volumen bruto, que junto con ciertas propiedades petrofísicas tales como la porosidad y la saturación de agua inicial nos permiten determinar los volúmenes de fluidos originales en sitio presentes en el yacimiento utilizando el método conocido como volumétrico, por estas razones se hace necesario el estudio en la caracterización de yacimientos. La construcción de un modelo estático implica la elaboración de una serie de modelos, tales como:

2.4.1 Modelo Estructural

El objetivo de este modelo es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales del área de estudio, el cual se inicia identificando los principales reflectores regionales sísmicos tales como discordancias y superficies de inundación, los que han sido previamente interpretados de registros de pozos, análisis sedimentológicos y bioestratigráficos de núcleos, muestras de canal y de pared.^[6]

2.4.1.1 Secciones Estructurales

Las secciones o cortes geológicos son un elemento de gran utilidad para ver o resolver en forma gráfica algunos problemas que en los mapas no se puede apreciar. De una manera general, puede decirse que se constituyen a partir de los registros eléctricos tomados en pozos perforados, alineados uno al lado del otro salvo en algunas excepciones en secciones estructurales.^[6]

Las secciones estructurales emulan un corte verdadero o retrato de la roca del subsuelo. El datum aquí es un valor numérico de profundidad, desde el cual se cuelgan los perfiles de los pozos que se estudian. Las líneas que unen unidades litológicamente iguales, representan el buzamiento aparente de las capas, las fallas tienen sus dimensiones reales, los desplazamientos de bloques y las deformaciones de las capas también se muestran tal como son. Estas secciones entonces son muy útiles para resolver problemas estructurales en áreas de gran deformación y callamiento. En cuanto al rumbo o dirección que deben tener estas secciones, se harán de acuerdo con lo que se quiere ver, y no se harán necesariamente iguales a las estratigráficas. Una sección estructural se hará principalmente perpendicular a la estructura o a la falla y mostrara el buzamiento de ambas. Como las secciones estructurales muestran altos y bajos buzamientos y posiciones relativas, conviene que sus valores de profundidad estén referidos a un plano horizontal de referencia universal.^[6]

2.4.2 Modelo Estratigráfico

El objetivo de este método es mostrar la arquitectura de los yacimientos presentes en el área de estudio y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico. En el modelo estratigráfico se individualizan intervalos en los registros y se determina la distribución de los mismos.^[6]

El estudio se inicia con la identificación de líneas de tiempo a partir de la correlación de los registros de pozos. El objetivo de hacer secciones estratigráficas es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Al realizar un buen mallado de secciones estratigráficas se obtiene las relaciones verticales entre las unidades para predecir movilidad de los fluidos, permitiéndonos determinar donde hay o no, separación vertical; y así a través del uso de diferentes secciones, determinar las áreas de comunicación entre unidades y realizar los respectivos mapas de comunicación de una unidad, con la que está por encima o por debajo.

2.4.2.1 Secciones Estratigráficas

Las secciones estratigráficas son secciones de correlación que se usan para identificar unidades semejantes que permitan establecer la continuidad lateral de las mismas, así como las relaciones verticales entre las unidades que forman la columna estratigráfica. Se construyen con registros eléctricos colocados uno al lado del otro equiespaciados, tomando un marcador geológico reconocible claramente en todos los registros. El datum se coloca a 500 o 1.000 pies por encima de este marcador señalándolo con

una línea de color rojo o azul. Las secciones estratigráficas en detalle sirven para determinar el ambiente sedimentario en el cual tuvo lugar la deposición. Los objetivos de las secciones estratigráficas son:

- Resolver problemas de producción por comunicación entre pozos.
- Determinar del riesgo perforatorio de un pozo de desarrollo o avanzada.
- Fijar límites entre yacimientos.
- Reconocer áreas de baja permeabilidad.

2.5 Evaluación petrofísica

Un análisis petrofísico consiste en estudiar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático; algunas de las propiedades físicas pueden ser medidas en el laboratorio, utilizando sus núcleos. Una interpretación petrofísica de las arenas puede proporcionar información como arcillosidad, porosidad efectiva, intervalo permeable, espesor arena neta, profundidades de los intervalos de interés y localización de los fluidos en contacto. Los principales parámetros petrofísicos necesarios para la evaluación de un yacimiento mediante un análisis petrofísico, son la saturación de agua e hidrocarburos, porosidad, permeabilidad y espesor de la capa permeable. ^[7]

2.5.1 Porosidad (\emptyset)

Se dice que es primaria cuando es intergranular, es decir, cuando resulta de los espacios libres que se forman entre los granos de arena y de roca carbonada. Cuando se refiere al volumen vacío originado por cambios ocurridos luego de la formación original de la roca, se habla entonces de porosidad secundaria, en yacimientos de roca carbonácea el agua que fluye a través de ella puede ocasionar cavidades por solución, igualmente, las fracturas también pueden aumentar la porosidad secundaria de un yacimiento.^[7]

Existe otra distinción de la propiedad en estudio: porosidad efectiva y porosidad absoluta. La primera se refiere solamente al volumen vacío conectado a través de toda la roca, mientras que la absoluta incluye el volumen vacío que está aislado de los canales de flujo.

2.5.1.1 Cálculo de la porosidad utilizando perfiles de densidad y neutrón en arenas arcillosas contentivas de gas.

La presencia de gas en la formación disminuye la densidad total de la misma, por lo tanto, aumenta la porosidad leída por el registro densidad. Por el contrario, la concentración de hidrogeno del gas comparada con la del petróleo líquido es menor, porque contiene menos átomos de este en sus moléculas, por lo tanto, la presencia del gas en la formación causa una disminución en las lecturas de la porosidad en el registro de neutrón.^[7]

Sin embargo, las arcillas dentro del cuerpo de las arenas, en diferentes grados, causan un aumento en la porosidad determinada a partir de las lecturas de los registros de porosidad. Esto se debe a que las arcillas tienden a disminuir la densidad y aumentar la concentración de hidrogeno de la formación medio por el registro neutrón. Por lo tanto, la porosidad debe ser corregida por la presencia de arcilla mediante las ecuaciones 2.1 y 2.2.

$$\phi_{DC} = \phi_D - \phi_{Dsh} * V_{sh} \quad (\text{Ec 2.1})$$

$$\phi_{NC} = \phi_N - \phi_{Nsh} * V_{sh} \quad (\text{Ec 2.2})$$

Donde:

ϕ_{DC} : porosidad densidad corregida por la arcilla de la formación. [Fracción]

ϕ_{NC} : porosidad neutrón corregida por la arcilla de la formación. [Fracción]

ϕ_D : porosidad determinada a través del registro de densidad. [Fracción].

ϕ_N : porosidad determinada a través del registro neutrón. [Fracción].

ϕ_{Dsh} : porosidad determinada en las lutitas vecinas a través del registro neutrón.

ϕ_{Nsh} : porosidad determinada en las lutitas vecinas a través del registro densidad.

V_{sh} : volumen de arcilla. [Fracción]

Para calcular el volumen de arcilla que está contenido en las arenas a partir de un perfil de rayos gamma se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{(GR - GR \text{ min})}{(GR \text{ max} - GR \text{ min})} \quad (\text{Ec 2.3})$$

Donde GR es la lectura en la zona de interés, mientras que GRmax es leído en las lutitas cercanas y GRmin es leído en la arena más limpia cercana a la zona de interés. Finalmente, la porosidad se puede obtener con un promedio cuadrático, tal como lo indica la ecuación 2.4. [7]

$$\phi = \left[\frac{\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2}{2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{Ec 2.4})$$

Donde ϕ corresponde a la porosidad de la arena y el resto de los parámetros ya han sido definidos.

2.5.2 Permeabilidad (k)

Es la medida de la facilidad con que una roca permite que los fluidos se muevan dentro de los poros. El análisis convencional de núcleos se limita a la medida de la permeabilidad absoluta que corresponde a la presencia de solamente un fluido en los poros, está en función del grado de interconexión entre los poros. La permeabilidad es una propiedad dinámica para una

muestra dada de roca y para un fluido homogéneo, siempre que el fluido no interactúe con la roca misma. Para un yacimiento comercial no basta que contenga gas o petróleo, sino que posea alta permeabilidad ya que sin ella el fluido de interés no fluiría del yacimiento al pozo.^[7]

Se requieren varios términos calificativos de la permeabilidad para describir el flujo simultáneo de dos fluidos en un medio poroso, tales como:

2.5.2.1 Permeabilidad Absoluta

Cuando existe un solo fluido, el cual satura 100% el medio poroso.

2.5.2.2 Permeabilidad Efectiva

Es la permeabilidad de un medio poroso con respecto a un fluido cuando el medio está saturado con más de un fluido.

2.5.2.3 Permeabilidad Relativa

Es la permeabilidad con respecto a un fluido cuando más de un fluido está presente y su valor se expresa en fracción de la permeabilidad absoluta (permeabilidad a 100% de saturación por un solo fluido) o de la permeabilidad máxima al petróleo.

2.5.3 Ecuaciones para la determinación de la permeabilidad absoluta

Se conoce que existe una correlación general entre permeabilidad y porosidad. Esto quiere decir que si tienen dos rocas compuestas de granos

del mismo tamaño, la que posea mayor cementación tendrá menor porosidad y menor permeabilidad. Por consiguiente es de esperar que la permeabilidad de una arenisca pueda ser expresada en términos de la saturación de agua irreductible, la cual es función del tamaño del grano y de la porosidad, que a su vez refleja el grado de cementación.

Schlumberger a partir de estudios de campo sobre la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua irreductible, ha desarrollado una ecuación empírica (ecuación 2.5), que relaciona estas variables:

$$K^{\frac{1}{2}} = \frac{(250 * \phi^3)}{Swir} \quad \text{(Ec 2.5)}$$

Donde:

K: permeabilidad absoluta [md]

Ø: porosidad [fracción]

Swir: saturación de agua irreductible [fracción]

La debilidad de esta ecuación surge al considerar que la permeabilidad depende de la sexta potencia de la porosidad y de la segunda potencia de la saturación del agua. Si la porosidad y la saturación son determinados a partir de datos de los registros eléctricos, pueden contener errores que, aun siendo pequeños, estos pueden elevarse a la sexta potencia y al cuadrado en las determinación de la permeabilidad. Esto no quiere decir que la ecuación deba ser descartada, sino que los resultados deben ser

considerados solo como indicativo de orden de magnitud. Una correlación muy bien documentada es la de Timur, quien efectuó cuidadosas mediciones de laboratorio en 155 núcleos de arenisca de la Costa del Golfo Colorado y California. La correlación que obtuvo entre porosidad, saturación de agua y permeabilidad se expresa mediante la siguiente ecuación. [7]

$$K = \left[\frac{93 * \phi^{2.2}}{Swir} \right]^2 \quad \text{(Ec 2.6)}$$

Donde los parámetros tienen el mismo significado que en la ecuación (2.5)

2.5.4 Saturación de fluidos (S)

Puede definirse como la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes (petróleo, gas o agua). El supuesto general es, que el yacimiento estuvo inicialmente repleto de agua y que a lo largo del tiempo geológico, el petróleo o el gas formados en otro lugar, migraron hacia la formación porosa, desplazando el agua de los espacios porosos de mayor tamaño; sin embargo, los hidrocarburos que migran nunca desplazan por toda el agua intersticial, en efecto, hay una saturación de agua irreducible (Sw_i), representada por el agua retenida por la tensión superficial sobre la superficie de los granos, en el contacto entre los granos y en los intersticios más pequeños. Su valor varía entre 0.05 (5%) en las formaciones de granos muy gruesos, hasta 0.4 (40%) o más, en las formaciones de granos muy finos con alta superficie específica. El agua irreducible no fluirá cuando la formación se somete al proceso de producción. [8]

La resistividad de una roca parcialmente saturada de agua (R_t), depende no solo del valor de S_w , sino también de su distribución en el interior del espacio poroso. La distribución de las dos fases (agua e hidrocarburo) dentro de la roca, depende de la humectabilidad de la misma, de la dirección en que fue establecida (drenaje o imbibición) y el tipo de porosidad (ya sea intergranular, cavernosa o ambas).^[8]

2.5.4.1 Modelo de Simandoux para el cálculo de la saturación de agua

Este modelo ha sido usado ampliamente en todo el mundo y funciona bastante bien en muchos yacimientos venezolanos. Este modelo se basa en que la conductividad ($1/R_t$) de una arena arcillosa y se puede expresar de la siguiente forma:

$$\frac{1}{R_t} = \left[\frac{\phi^2}{a * R_w} \right] * S_w^n + \left[\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] * S_w \quad (\text{Ec 2.7})$$

Donde V_{sh} y R_{sh} son el volúmen y la resistividad de las arcillas. La siguiente expresión es la ecuación de Simandoux para calcular S_w si $n=2$

$$S_w = \left[\left(\frac{a * R_w}{\phi^2 * R_t} \right) + \left(\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi^2 * R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{m}} - \left[\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi^2 * R_{sh}} \right] \quad (\text{Ec 2.8})$$

Donde

a: constante de litología (1 para arenisca)

m: constante de cementación (adimensional)

R_w: resistividad de una roca saturada 100% agua (ohm*m)

R_t: resistividad de la zona de interés. [8]

2.5.5 Espesor de la arena productora (h)

Es la longitud vertical promedio de una arena porosa y permeable saturada de hidrocarburo, la cual está delimitada por sellos impermeables tanto en el tope como en la base de la estructura. Puede ser medida por los perfiles cuando son tomados a lo largo de la sección. Su magnitud tiene un significado importante a la hora de aplicar métodos para el cálculo de volúmenes originales en sitio tales como el volumétrico, ya que, es determinante en el volumen bruto de la formación que contiene hidrocarburos.

2.6 Modelo dinámico

La caracterización de un yacimiento también comprende la elaboración de un modelo que permita definir su comportamiento desde el punto de vista dinámico, este modelo nos permitirá calcular los volúmenes originales en sitio basándonos en los fluidos producidos, utilizando métodos desarrollados por la ingeniería de yacimientos; además, para elaborar este modelo es necesario a su vez la elaboración de un perfil de presiones del yacimiento, el cual, no solo modelará el comportamiento pasado, sino que permitirá predecir el comportamiento futuro del yacimiento en estudio. ^[9]

Los parámetros calculados a partir de este modelo dinámico deberán cotejarse con los mismos calculados a partir del modelo estático para una correcta caracterización. Sin embargo, es común observar que los volúmenes originales en sitio calculados a través de modelos dinámicos son menores a los calculados utilizando modelos estáticos, ello se debe al hecho de que los últimos se ven afectados por barreras mientras que los primeros solo toman en cuenta el área en contacto con los pozos productores por lo que se ven afectados por barreras de permeabilidad. ^[9]

2.7 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

2.7.1 De acuerdo al estado de los fluidos

2.7.1.1 Yacimientos de petróleo negro

Consiste en una amplia variedad de especies químicas que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. El punto crítico está localizado hacia la pendiente de la curva. Las líneas (iso-volumétricas o de calidad) están uniformemente espaciadas y tienen un rango de temperatura amplio. Estos crudos tienen $GOR \leq 1000$ pcs/STB, el cual se incrementa por debajo del punto de burbuja. $Bo \leq 2$ y $API \leq 45$ y el contenido de C7+ mayor o igual a 30 %. Las temperaturas del yacimiento son menores de 250 °F. [9]

2.7.1.2 Yacimientos de petróleo volátil:

El rango de temperatura es más pequeño que en petróleo negro. La temperatura crítica, T_{cr} , es también menor que en crudos negros y está cerca de la temperatura del yacimiento, T_R ($T_{cr} > T_R$). Las líneas de calidad no están igualmente espaciadas y están desplazadas hacia arriba hacia el punto de burbuja. Una pequeña reducción en presión por debajo del punto de burbuja causa una liberación enorme de gas. Hasta un 50 % de estos crudos puede convertirse en gas en el yacimiento cuando la presión cae unos cientos psi debajo del punto de burbuja. [9]

2.7.1.3 Yacimientos de gas condensado (retrógrado)

El diagrama de fases es menor que el de los aceites negros y el punto crítico está por debajo y a la izquierda de la envolvente. Esto es el resultado de gases retrógrados con muy pocos hidrocarburos pesados que los crudos. La ($T_{cr} < TR$) y el punto cricondémico es mayor que TR (Figura 2.6). A medida que la presión cae, el líquido, normalmente claro, se condensa y se forma líquido en el yacimiento, el cual normalmente no fluye y no puede producirse. También se les llama condensados.

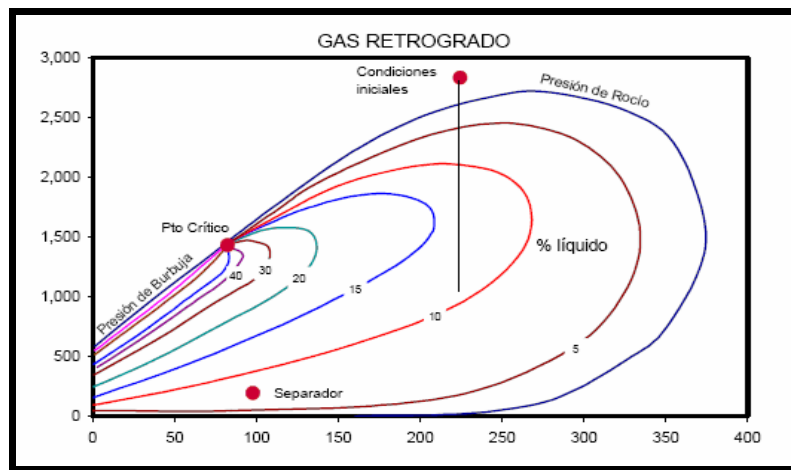


Figura 2. 6 Diagrama de fases de yacimientos de gas condensado

2.7.1.4 Yacimientos de gas húmedo

Todo el diagrama de fases de la mezcla de hidrocarburos con moléculas predominantemente pequeñas yacen debajo de la temperatura del yacimiento. La línea de presión no entra la envolvente y por tanto no se forma líquido en el yacimiento, pero si en superficie (dos fases). La gravedad,

mayor de 60 API, de los líquidos es similar a la de los gases retrógrados. La gravedad se mantiene constante y el color de los líquidos es transparente.^[9]

2.7.1.5 Yacimientos de gas seco

Está formado principalmente por metano y algunos intermedios. El diagrama de fases muestra una mezcla de hidrocarburos gaseosa tanto en superficie como en el yacimiento. No hay presencia de líquidos ni en yacimiento ni superficie. Sin embargo a temperaturas criogénicas, menores de 50 °F, se puede obtener fluidos de estos gases.^[9]

2.7.2 De acuerdo a su geología

2.7.2.1 Estratigráficos

Son yacimientos cuya geometría es el resultado de cambios litológicos, los cuales se representan a través de lentes de arena, cambio de facies, caliza o dolomitas porosas, sellos asfálticos, cambios de permeabilidad.

2.7.2.2 Estructurales

Son yacimientos cuya geometría se debe a procesos post-deposicionales que modifican la configuración espacial de la roca reservorio,

ejemplo de estos son: calizas, discordancias, callamientos en areniscas, anticlinales, sinclinales, domos, entre otros.

2.7.2.3 Combinación de ambos:

Son yacimientos cuya geometría presenta límites tanto estratigráficos como estructurales. La mayoría de los yacimientos venezolanos son de este tipo.^[11]

2.7.3 De acuerdo a su Presión Actual

2.7.3.1 Saturados:

Cuando la presión de yacimiento es menor que la presión de rocío.

2.7.3.2 Sub-Saturados:

Cuando la presión de yacimiento es mayor que la presión de rocío.

2.7.4 De acuerdo a su mecanismo de producción

El Mecanismo de Producción es el proceso mediante el cual los fluidos del yacimiento son movidos a través del medio poroso hacia el fondo del pozo. Según el mecanismo de producción los yacimientos se clasifican en:

2.7.4.1 Empuje Hidráulico:

Se produce cuando la disminución de la presión del yacimiento origina la expansión de un acuífero adyacente al mismo. La efectividad de este empuje depende del tamaño del acuífero y de la permeabilidad de la roca del yacimiento y los factores de recobro pueden estar entre 40 y 80%. En este empuje existe inicialmente una rápida declinación de la presión que se hace cada vez menor con la producción; la tasa de producción de petróleo disminuye lentamente y a su vez la producción de agua aumenta. El empuje puede ser Activo o Parcial, según sea el reemplazo volumétrico de fluido del acuífero al yacimiento; y Lateral o de Fondo, según la posición del acuífero en la estructura del yacimiento.^[10]

2.7.4.2 Empuje de Gas en solución:

Es el mecanismo de producción más corriente y generalmente contribuye a la producción de la mayoría de los yacimientos. Ocurre cuando los fluidos del yacimiento se encuentran en una sola fase o en dos fases uniformemente distribuidas, a medida que se produce dicho yacimiento ocurre una disminución de presión, la cual origina una expansión de los fluidos liberándose los hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo (gas) y ocupando el lugar del fluido producido. Este empuje tiene un factor de recobro alrededor del 25%, y sus principales indicadores son la rápida declinación de la presión y de la tasa de producción así como la rápida elevación de la relación gas - petróleo (RGP) por cierto período y una rápida disminución posteriormente.

2.7.4.2 Empuje por capa de gas:

Ocurre en yacimientos saturados, cuyos fluidos (petróleo y gas) no están uniformemente distribuidos y la presión es menor que la de burbujeo. Bajo estas condiciones existirá una capa de gas encima de la zona de petróleo, la cual se expandirá desplazando el petróleo hacia los pozos productores. El factor de recobro por este método se encuentra entre 25 y 55%, sin embargo su efectividad se reduce a medida que se produce el gas en forma descontrolada. Se caracteriza por una baja declinación de la presión del yacimiento y de la producción y así como por un aumento lento de la relación gas - petróleo.

2.7.4.3 Empuje por expansión líquida:

Ocurre en yacimientos subsaturados, en los cuales el gas en solución no sale hasta que la presión del yacimiento decline por debajo de la presión de burbujeo. Mientras ocurre esta reducción, y si no existe en el yacimiento otro mecanismo de impulsión, la producción será debido a la expansión del petróleo líquido. ^[10]

2.7.4.4 Empuje por gravedad:

Ocurre únicamente bajo condiciones especiales, en las cuales el yacimiento tiene alto buzamiento y favorece la segregación por gravedad del petróleo y gas. Esta segregación es un flujo contracorriente donde el gas migra hacia la parte alta de la estructura, separándose del líquido por diferencia de densidad. Con el tiempo y dependiendo del volumen del

yacimiento es posible que se forme una capa de gas secundaria en el tope de la estructura, ayudando al drenaje total del yacimiento. Una segregación gravitacional efectiva, como también se le llama a este empuje, requiere un yacimiento uniforme de alta permeabilidad vertical, espesor considerable o apreciable buzamiento.

2.7.4.5 Empuje Combinado:

Ocurre cuando en el yacimiento actúan dos o más mecanismos de expulsión simultáneamente. La identificación del mecanismo de producción es de vital importancia para realizar cualquier estudio de yacimientos.

2.7.4.6 Empuje por compactación:

Este mecanismo está presente en todos los yacimientos, ocurre debido a la disminución del volumen poroso del yacimiento a consecuencia del peso de las rocas suprayacentes, creando un diferencial de presión entre la presión a la cual están los fluidos dentro de los poros de la formación y la presión ejercida por el peso de las rocas suprayacentes.^[10]

La Figura muestra en forma comparativa, el comportamiento de yacimientos sometidos a los principales mecanismos de empuje como son: el Empuje Hidráulico, por Gas en Solución y por Capa de Gas.

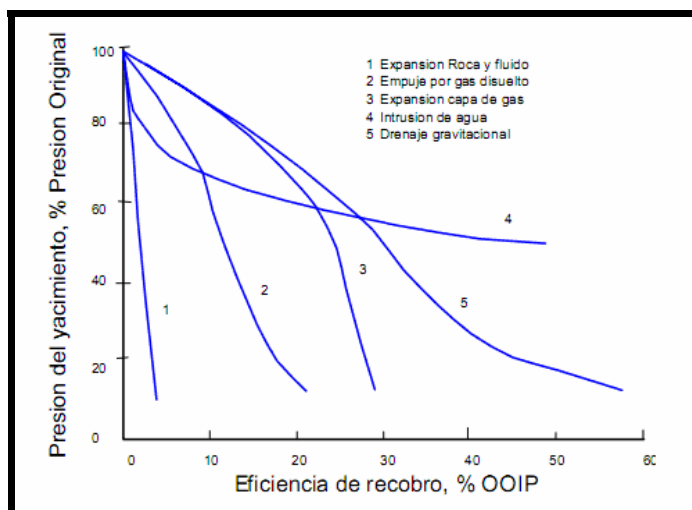


Figura 2. 7 Influencia del mecanismo de producción en el porcentaje de recobro y presión del yacimiento

2.8 PRESION DEL YACIMIENTO O PRESION ESTATICA DE FONDO (BHP BOTTOM HOLE PRESSURE).

La presión estática de fondo en un yacimiento, es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. Dicha presión denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera, cuando la producción se ha interrumpido por un lapso suficiente de tiempo, para permitir la restauración de la presión en el fondo del pozo resultante de la columna de gas y de líquido. Esta presión restaurada, es la presión que existe en la zona petrolífera. Por consiguiente, la presión del yacimiento, es la presión que existe en condiciones de equilibrio antes o después de que se hayan establecido las operaciones de producción. ^[11]

La presión en los yacimientos aumenta con la profundidad en una proporción casi lineal, información que ha podido obtenerse de afloramiento

de formaciones geológicas que constituyen también la roca reservorio. Estas formaciones, saturadas de agua, acumulan una presión hidrostática correspondiente a la diferencia en elevación entre el afloramiento y el petróleo en el yacimiento. En muchos campos la presión aproximada del yacimiento se puede estimar antes del descubrimiento multiplicando la profundidad en pies por el gradiente de la columna hidrostática (0.433 libras por pulgadas cuadradas).

Existen sin embargo, muchas excepciones a esta regla, especialmente a profundidades mayores de 7.000 pies, teniendo como explicación muy probable, el estado de fluencia de las rocas bajo el peso de los sedimentos superpuestos. A estas profundidades el límite elástico de algunos de los componentes de la roca es excedido estando expuesto a deformaciones plásticas.^[11]

Para determinar la presión de fondo, se requieren instrumentos de gran precisión, si se considera que en ciertos casos, los cambios de presión en un período de tiempo relativamente largo durante la historia de producción de un campo, no son tan variables cuando la presión original del yacimiento es de 2000 Lpc. Por consiguiente, en éstas condiciones se requiere precisión en la medida de presión, con aproximación mínima de 0,1 por ciento. Hoy en día, y con los instrumentos comúnmente en uso, es imposible obtener tal aproximación.^[11]

Las presiones de formación pueden clasificarse, de acuerdo a su valor de gradiente de presión, en normales, subnormales y anormales:

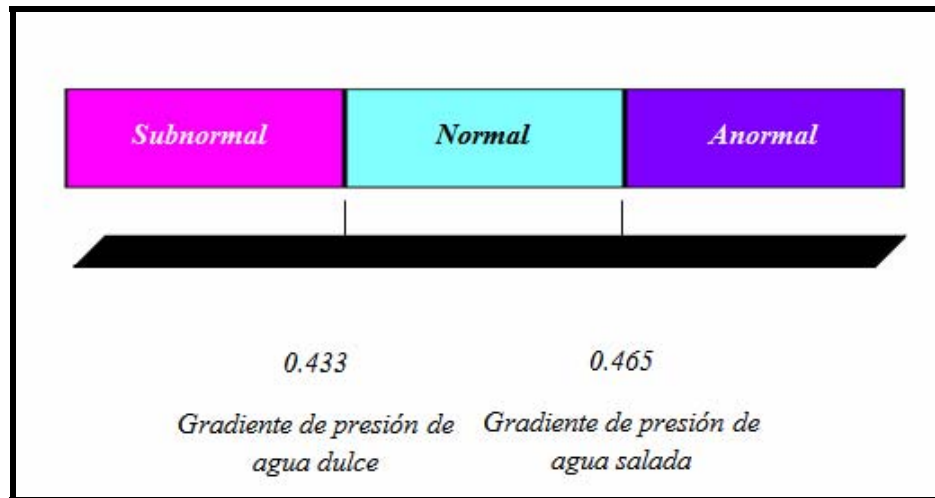


Figura 2. 8 Tipos de presiones de formación

La presión de fondo estática tomada de un pozo viene a ser la presión del yacimiento en el área influenciada por el pozo. La presión requerida en estudios de ingeniería de yacimientos, es la presión promedio del yacimiento. Generalmente, la presión promedio de un yacimiento se obtiene mediante la extrapolación de las líneas rectas apropiadas, usando cualquiera de los métodos convencionales de análisis: el método de Horner, el método de Muskat, etc. ^[11]

2.9 Clasificación de las reservas

Las reservas son volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que deben ser recuperados por técnicas tradicionales o recobro primario. El concepto puede ampliarse cuando se piensa en inducir energía de yacimiento o cambios físicos-químicos a la matriz de la roca y la reología de los fluidos obteniéndose una recuperación adicional de los hidrocarburos presentes originalmente en el yacimiento. ^[12]

2.9.1 Reservas probadas

Son volúmenes de hidrocarburos estimados con un grado de certeza mayor al 90% y recuperables de yacimientos conocidos, según información geológica e ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y relaciones gubernamentales prevalecientes.

2.9.2 Reservas probables

Son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, donde información geológica y de ingeniería indican con un grado de certeza del 50% que se podrían recuperar bajo las condiciones operacionales, y económicas. Se estiman como reservas probables los volúmenes de hidrocarburos que puedan producirse en condiciones económicas futuras diferentes de las utilizadas para las reservas probadas; es decir, si en el momento actual no es rentable la producción de crudo en un yacimiento pero se aprecia una tendencia económica que a futuro hará rentable su producción, entonces estos volúmenes pasan a ser reservas probables.^[12]

2.9.3 Reservas posibles

Son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, donde información geológica y de ingeniería indican con un grado de certeza de por lo menos 10% que se podrían recuperar bajo las condiciones operacionales, y económicas. En otras

palabras, se clasifican como reservas posibles los volúmenes que no califiquen como reservas probables debido a que la información geológica y de ingeniería tiene menor grado de certeza.^[12]

2.10 Métodos para el cálculo de volúmenes originales en sitio y reservas

Los objetivos fundamentales de la ingeniería de yacimientos son a grandes rasgos, la estimación de los fluidos originales en sitio POES, GCOES, GOES y COES, el cálculo del porcentaje de recobro (%R), la predicción del comportamiento futuro de producción y el análisis de alternativas para mejorar el recobro.^[13]

El cálculo de reservas y la predicción del comportamiento del yacimiento se pueden hacer por los siguientes métodos:

- *Método volumétrico*
- *Balance de Materiales*
- *Curvas de declinación*
- *Simulación numérica*

2.10.1 Método volumétrico

Este método permite la estimación de fluidos originalmente en sitio, a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca. Debido a que estos parámetros son determinados a partir de los pozos del yacimiento, y estos representan sólo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan cierta incertidumbre, por lo que se habla de estimación de reservas. El método volumétrico permite estimar: GCOES, GOES, COES y POES, y luego las reservas multiplicando los volúmenes de fluido en sitio por un factor de recobro obtenido por correlaciones. ^[13]

2.10.1.1 Yacimientos de gas condensado

El gas condensado original en sitio (GCOES), el gas original en sitio (GOES) y el condensado original en sitio (COES) de yacimientos de gas condensado (con o sin condensación retrógrada), de gas húmedo o de capa de gas condensado (asociadas a zonas de petróleo) se pueden determinar a partir de las siguientes ecuaciones:

$$GCOES = \frac{43.560 * \phi * h_g * A * (1 - S_{wi})}{B_{gci}} \quad (PCN) \quad \text{(Ec 2.9)}$$

Donde la \emptyset , S_{wi} , B_{gci} son valores de porosidad, saturación inicial de agua y factor volumétrico de gas condensado respectivamente, h_g es el espesor de la zona de gas y A es el área de arena neta gasífera. El B_{gci} es el factor volumétrico promedio del gas condensado a P_i y T_y en PCY/PCN suponiendo que éste permanezca en fase gaseosa en superficie. A partir de la fracción molar de gas condensado que es producida en superficie como gas, f_g , se puede calcular el GOES de la siguiente ecuación:

$$GOES = GCOES * f_g \quad (PCN) \quad \text{(Ec)}$$

$$f_g = \frac{RGC_i}{RGC_i + 132.800 * \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad \text{(Ec 2.11)}$$

Dividiendo el GOES por la RGC_i (relación gas condensado inicial, PCN/BN) se obtiene el COES.

$$COES = \frac{GOES}{RGC} \quad (BN) \quad \text{(Ec)}$$

Donde:

γ_c = Gravedad específica del condensado de tanque (agua = 1)

M_c = Peso molecular del condensado de tanque.

γ_{gc} = Gravedad específica del gas condensado.

Z_{gci} = Factor de compresibilidad promedio inicial del gas condensado a P_i y T_y . Se puede determinar por el método de Standing.

2.10.2 Balance de materiales

El método clásico de balance de materiales tiene mayores fundamentos físicos que la técnica fundamentada en curvas de declinación para el análisis del comportamiento de la producción del yacimiento. El método de balance de materiales es usado para estimar el volumen de hidrocarburo original en sitio y la recuperación primaria del yacimiento. Se basa en la Ley de la Conservación de la Masa, la cual simplemente establece que la masa es conservada. En este sentido, un balance de los fluidos del yacimiento puede ser expresado de la siguiente manera:

El volumen de fluido presente en el yacimiento en un momento determinado va a ser igual al volumen de los fluidos iniciales menos el volumen de los fluidos producidos.

En este balance los volúmenes de los fluidos deben calcularse a la misma condición de presión y temperatura para que tenga validez.

2.10.2.1 Suposiciones del método de balance de materiales

- Cualquier cambio de presión y saturación se distribuye en forma instantánea en el yacimiento.
- Las presiones y las saturaciones se distribuyen en forma continua.
- Las propiedades de los fluidos y las rocas se consideran uniformes.

- El yacimiento es considerado como un tanque y por eso es visto como un modelo dimensional de dimensión cero.^[13]

2.10.2.2 Parámetros considerados por la ecuación de balance de materiales:

2.10.2.2.1 Historia de producción

La producción acumulada de petróleo presenta el menor grado de incertidumbre, el gas producido acumulado presenta un alto grado de incertidumbre, ya que en yacimientos alejados de los centros de recolección de gas, el mismo es venteado o usado como generador de electricidad, sin medirse o en otros casos su medición es realizada sin mucha precisión. El agua producida acumulada por razones económicas tiene un grado de incertidumbre mayor que en el caso anterior.^[13]

2.10.2.2.2 Datos PVT

Esta aplicación requiere que los datos PVT como son los factores volumétricos de los fluidos (B_o , B_g y B_w), la razón gas - petróleo (RGP) y las compresibilidades del agua y de la formación (C_w , C_f) hayan sido validadas y corregidas para ser usados a las condiciones de operación del yacimiento.

2.10.2.2.3 Datos petrofísicos

En los datos petrofísicos, la saturación de agua connata promedio del yacimiento (S_{wc}) obtenida de registros de pozos o núcleos es considerada correcta.

2.10.2.2.4 Historia de presión

Este método requiere una clara tendencia de historia de presión del yacimiento y son obtenidas a partir de la medición de las presiones individuales de los pozos referidas al datum.^[13]

2.10.2.3 Ecuaciones de balance de materiales

2.10.2.3.1 Yacimientos con desplazamiento hidráulico.

$$G_p B_g + 5.615 W_p B_w = G(B_g - B_{gi}) + \frac{(C_f + C_w S_{wi}) \Delta P B_{gi}}{1 - S_{wi}} G + 5.615 W_e \quad (\text{Ec 2.13})$$

$$F = G^* E_g + G^* E_f + 5.615^* W_e$$

Reagrupando términos podemos obtener la siguiente expresión:

$$\frac{F}{Eg + Efw} = G + \frac{5.615 * We}{EG + Efw} \quad (\text{Ec 2.14})$$

La presencia de un acuífero se determina mediante el Cole plot graficando $F / (Eg + Efw)$ Vs Gp , (Figura 2.9); suponiendo $Wp = 0$ y $We = 0$

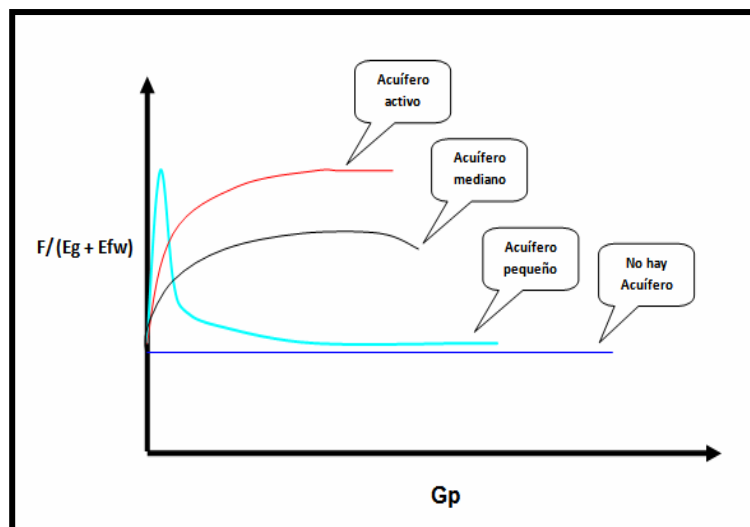


Figura 2. 9 Gráfico de Cole para determinar la influencia del acuífero

Para determinar las reservas en yacimientos de gas condensado es necesario hacer un balance molar tomando en cuenta los fluidos producidos y remanente en el yacimiento.

2.10.2.3.2 Yacimientos de gas condensado con empuje hidráulico y condensación retrograda

Existe una gran cantidad de yacimientos de gas condensado con empuje moderado de agua en los cuales el volumen de agua que entra al yacimiento (W_e) es inferior al vaciamiento (F) y por tanto ocurre una declinación de presión en el tiempo que genera condensación retrograda al caer la presión del yacimiento por debajo de la presión de rocío. A continuación se presentan dos métodos para validar el GCOES y calcular las reservas de gas condensado de estos yacimientos^[14]

2.10.2.3.2.1 Método de declinación de presión

A partir de la siguiente ecuación:

$$F\left(\frac{P}{Zz_f}\right) = \frac{P_i}{Zz_f} \left(1 - \frac{G_{ptt}}{G}\right) \quad (\text{Ec 2.15})$$

El método de declinación consiste en graficar P/Zz_f Vs G_{ptt}

$$G_{ptt} = G_{pt} - \frac{132800 * (W_e - W_p * B_w)}{M_w} \quad (\text{Ec 2.16})$$

$$G_{pt} = G_p + \frac{132800 * (N_c * \gamma_c)}{M_c} \quad (\text{Ec 2.17})$$

Donde:

El comportamiento de este gráfico muestra un comportamiento lineal como el de la Figura 2.10 cuando el We incluido en la ecuación es el correcto.^[14]

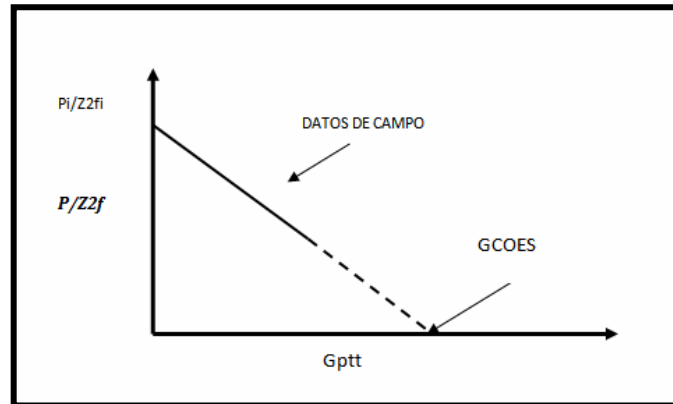


Figura 2. 10 Determinación de GCOES por declinación de presión

Para calcular las reservas se fija una presión de abandono y se calcula $(P/Z_{2f})_{ab}$ con la cual se entra al gráfico de la Figura 2.11, se corta la extrapolación y se obtiene un $(G_{ptt})_{ab}$.

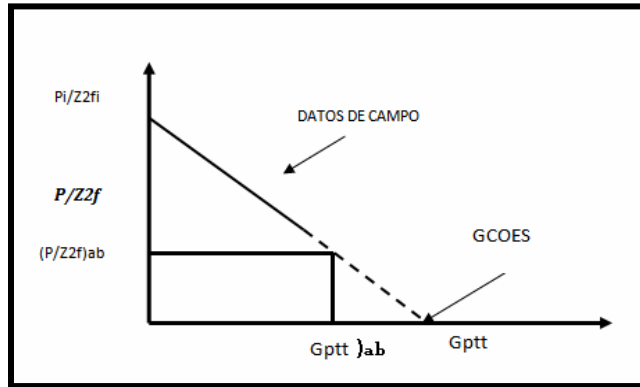


Figura 2. 11 Determinación de $G_{p(ab)}$ para el cálculo de reservas

Para obtener las reservas de gas y de condensado se realiza el siguiente procedimiento:

$$N_{cab} = \frac{G_{p(ab)}}{\left(\frac{G_p}{N_c}\right)_{(ab)} + 132800 * \left(\frac{\gamma_c}{M_c} - \frac{1}{M_w} \left(\frac{W_e - W_p * B_w}{N_c}\right)_{(ab)}\right)} \quad \text{(Ec 2.18)}$$

$$G_{p_{SEPab}} = \left(\frac{G_{p_{SEP}}}{N_c}\right)_{ab} * N_{cab} \quad \text{(Ec 2.19)}$$

Para aplicar estas ecuaciones se deben conocer los siguientes términos: $(G_p/N_c)_{ab}$ y $(W_p/N_c)_{ab}$, los cuales se obtienen de los gráficos que se muestran en la Figura 2.12.

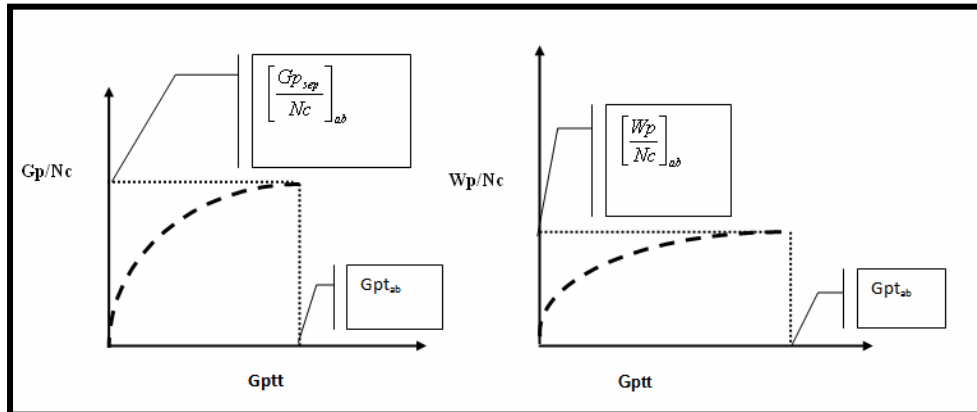


Figura 2. 12 Determinación de $(Gp/Nc)_{ab}$ y $(Wp/Nc)_{ab}$

2.11 MÉTODO DE VAN EVERDINGEN Y HURST PARA EL CÁLCULO DE LA INTRUSION DE AGUA (WE)

Estudios del mecanismo de intrusión de agua dentro de un yacimiento han mostrado que en general es un proceso transitorio (no continuo o no estabilizado). Sin embargo cuando la actividad del acuífero es poca (acuíferos pequeños $rd \leq 2$), la tasa de flujo de agua que entra al yacimiento es pequeña y su efecto sobre la declinación de presión del yacimiento es pequeño y se puede considerar que el influjo de agua es continuo y sigue la ecuación de estado estacionario de Schilthuis. ^[14]

Para yacimientos de gas con empuje activo de agua, el uso de la ecuación de Shilthuis no arroja resultados confiables para predecir el comportamiento del yacimiento y es necesario considerar flujo transitorio ya que cuando ocurre una caída de presión, el agua expandida no se mueve dentro del yacimiento a la misma tasa de drenaje del gas

Van Everdingen y Hurst desarrollaron un método matemático para calcular la entrada de agua a un yacimiento considerando flujo transitorio. Entonces, la intrusión de agua provocada por una sola caída de presión Δp durante un tiempo t viene dada por:

$$We = C * \Delta p * Qtd \quad (\text{Ec 2.20})$$

Donde:

WE: intrusión de agua [By]

C: constante del acuífero

ΔP : caída de presión a un tiempo t

Qtd: **influjo** adimensional

Para yacimientos radiales no circulares:

$$C = 1.119 * \theta * Ce * r_R^2 * h * f \quad (\text{Ec 2.21})$$

Donde:

θ : porosidad efectiva [fracción]

Ce: $C_w + C_f$: compresibilidad efectiva del acuífero [ipc^{-1}]

rR: radio del yacimiento [ft]

h: espesor del acuífero [ft]

f: $\alpha/360$: fracción del perímetro del yacimiento en contacto con el acuífero [fracción]

Van Everdingen y Hurst presentaron tablas para calcular Qtd en función de td y rd para acuíferos finitos e infinitos^[14]

$$td = 6.323 * 10^{-3} \frac{k * t}{\theta * \mu w * Ce * r_R^2} \quad (\text{Ec 2.22})$$

$$rd = \frac{r_A}{r_R} \quad (\text{Ec 2.23})$$

Un acuífero se puede considerar que se comporta esencialmente como infinito cuando $Ra/Rr > 10$ (es decir, que el acuífero es aproximadamente 10 veces más grande que el yacimiento).

Bird y colaboradores de la Exxon realizaron un ajuste matemático de las tablas de Van Everdingen y Hurst que puede ser programado fácilmente en microcomputadores o en calculadoras programables. El ajuste tiene la forma siguiente para valores $rd < 100$:

$$Qtd = Y_1 \left(\frac{1}{1 + Y_2} \right)^{1.6179} + \sigma_3 \left(\frac{Y_2}{1 + Y_2} \right)^{1.21257} \quad \text{(Ec 2.24)}$$

$$Y_1 = 1.07054 * td^{0.5} + 0.500712 * td^{0.90484} \quad \text{(Ec 2.25)}$$

$$Y_2 = \left(\frac{td}{\sigma_1} \right)^{\sigma_2} \quad \text{(Ec 2.26)}$$

$$\sigma_1 = 0.53226(r_D - 1)^{2.33849} \quad \text{(Ec 2.27)}$$

$$\sigma_2 = 2.72055 + 0.00401826 * r_D \quad \text{(Ec 2.28)}$$

$$\sigma_3 = 0.5(r_D^2 - 1) \quad \text{(Ec 2.29)}$$

Este ajuste ha sido usado extensivamente por PDVSA con buenos resultados. Estrictamente la ecuación de Van Everdingen y Hurst aplica a yacimientos horizontales rodeados por un acuífero horizontal, circular finito o infinito de espesor constante, porosidad, permeabilidad y compresibilidad efectiva constante. Para muchos propósitos de ingeniería se pueden obtener buenos resultados cuando la situación es un poco diferente a la ideal. ^[14]

Para calcular la intrusión de agua correspondiente a una declinación continua de presión en el CAG (Contacto agua-gas) es necesario dividir la declinación continua de presión en una serie escalonada de caídas de presión. La intrusión correspondiente a cada Δp se puede calcular por medio de la ecuación 2.30 y la acumulada a través de los diferentes intervalos de caída de presión, se puede estimar aplicando el principio de superposición en tiempo. Consideremos las presiones promedias en el CAG; $P_i, P_1, P_2, \dots, P_n$ a los respectivos tiempos $t_0, t_1, t_2, \dots, t_n$. Las presiones promedias correspondientes a los intervalos de tiempo son:

$$\bar{P}_1 = \frac{P_i + P_1}{2}; \bar{P}_2 = \frac{P_1 + P_2}{2}; \bar{P}_j = \frac{P_{j-1} + P_j}{2} \quad \text{(Ec 2.30)}$$

$$\Delta P_0 = P_i - \bar{P}_1 = \frac{P_i - P_1}{2}; \Delta P_1 = \bar{P}_1 - \bar{P}_2 = \frac{P_1 - P_2}{2} \quad \text{(Ec 2.31)}$$

$$\Delta P_2 = \bar{P}_2 - \bar{P}_3 = \frac{P_2 - P_3}{2}; \Delta P_j = \bar{P}_j - \bar{P}_{j+1} = \frac{P_{j-1} - P_{j+1}}{2} \quad \text{(Ec 2.32)}$$

De esta manera para calcular el volumen de agua acumulada que entra al yacimiento, We durante el tiempo t (correspondiente al final del intervalo n) se aplica el principio de superposición en la forma siguiente:

$$We = C \sum_{j=0}^{n-1} \Delta P_j Q_{(t-d_n - t-d_j)} \quad \text{(Ec 2.33)}$$

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 Herramientas Utilizadas

Para llevar a cabo este trabajo fueron utilizadas las siguientes aplicaciones: Sistema de Manejo de Documentos Electrónicos (SIMDE), Oil Field Manager (OFM), Balance de Materiales (MBAL), SIGEMAP, GEOFRAME, programa maestro CENTINELA y PIPESIM 2000; como bien se sabe también fue necesario el uso de las aplicaciones de Microsoft Office (Excel, Word y Power Point).

3.1.1 CARPETA DE POZO (SIMDE_WEB) Y CARPETA FISICA

3.1.1.1 Carpeta SIMDE_WEB

Este programa perteneciente a PDVSA se encarga de recopilar toda la información, de reportes análisis y todos aquellos documentos que poseen información referente a pozos de determinadas zonas del país. El paquete ofrece una tabla de secciones para documentos de diferentes ramas, tales como:

Correspondencia oficial

Operaciones

Geología Perforación

Producción

Análisis.

3.1.1.2 Carpeta Física

En esta carpeta se encuentran archivados todos los trabajos y operaciones de perforación y producción que se le hicieron al pozo, comenzando desde su perforación hasta el momento del cierre del pozo.

3.1.2 OIL FIELD MANAGER (OFM)

Es un software de aplicación que ofrece un método eficiente para visualizar, relacionar, analizar e interpretar datos de producción y de yacimientos. OFM facilita todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea. Como un sistema integrado, esta aplicación provee un conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Se puede usar OFM para análisis de pozos y campos; programas y operación de optimización del campo; gerencia de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento y administración del flujo de caja.

OFM permite también trabajar con una amplia variedad de tipos de datos para identificar tendencias, identificar anomalías, y pronosticar producción. Estos tipos de datos son los siguientes:

Datos dependientes del tiempo (mensual, diario y esporádico).

- Datos dependientes de la profundidad (registros de los pozos y diagramas de completación o pruebas especiales como el caso de pruebas de presiones)

- Datos estadísticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, datos de propiedades geológicas).
- Datos financieros (ganancias y costos de operaciones).
- Para la utilización de esta información, OFM trabaja con un grupo de tablas que contienen los datos correspondientes. Cada tabla es identificada por un nombre y cada elemento de la tabla para ser accedido por OFM es identificado de la siguiente forma: TABLA.CAMPO. Debemos tomar en consideración esta regla para introducir los datos dentro de los módulos del OFM. Dentro de las tablas más importantes se encuentran:
 - La tabla maestra de tipo estático y que contiene toda la información básica de los pozos incluyendo sus coordenadas.
 - La tabla **sort** de tipo estático que contiene la información que permitirá seleccionar y agrupar información por diferentes categorías.
 - La tabla de producción de tipo mensual y con la información de producción mensual de los pozos.
 - La tabla de pruebas y muestras de tipo esporádico con información de los resultados de las pruebas y muestras realizadas a cada pozo.

OFM se constituye en un manejador de base de datos de rápida ayuda visual para determinar el comportamiento del campo y poder realizar la toma de decisiones para optimizar su explotación sin ser ésta una herramienta de simulación. De igual manera, los resultados obtenidos de las diferentes aplicaciones del OFM pueden constituirse en parte de la base de datos del simulador Eclipse.

El programa puede manejar la data de las siguientes maneras:

Convirtiendo la base de datos en un formato de Production Analyst (PA), constituyéndose en el formato convencional para la base de datos del OFM. Este formato puede realizarse en una hoja de cálculo.

Al cargar formatos predefinidos, los cuales provienen de un proyecto ya creado.

Definiendo la data directamente en un archivo ASCII, en el que es necesario definir las variables a utilizar en el proyecto. El OFM fue desarrollado y es propiedad de Schlumberger Geoquest, diseñado para correr en PC's, trabajando en plataformas Windows y UNIX.

3.1.2.1 Acceso a la Aplicación

Para acceder a la aplicación del OFM, se le debe dar doble click encima del icono que lo representa. Seguidamente aparecerá la pantalla que permite seleccionar el proyecto con el cual se desea trabajar. Mediante la opción **FILE/NEW** se pueden crear nuevos proyectos para los cuales se deben cargar los datos; y la opción **FILE /OPEN**, donde se pueden seleccionar los proyectos que hayan sido realizados. (Figura 3.1). Una vez hecha la selección, aparecerá el mapa base y se podrá comenzar a trabajar en OFM.

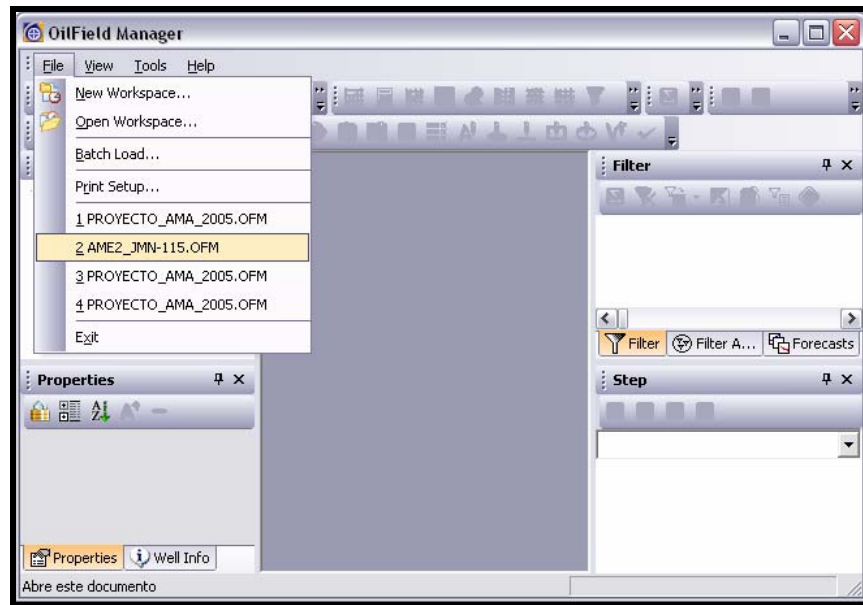


Figura 3. 1 Ventana de ingreso al proyecto.

3.1.2.2 Aplicaciones del OFM

A continuación se presentan diferentes opciones y funciones del Oil Field Manager:

3.1.2.2.1 Mapa Base

Es la ventana inicial que se presenta en todo nuevo proyecto, permitiendo de esta manera acceso a todos los componentes principales del OFM (Figura 3.2).

Es posible realizar lo siguiente luego de tener el mapa base activado:

Cambio o asignación de asociaciones en el mapa base, los cuales son parámetros que se reflejan en el mismo, tales como: coordenadas de fondo y superficie, profundidad total del pozo, áreas, arenas, completaciones.

Cambio del símbolo, color y tamaño de los pozos.

Añadir anotaciones (fallas, ríos, carretera, etc.)

Ajuste del tamaño del mapa.

Cálculo de distancia entre pozos y áreas de cada uno de ellos

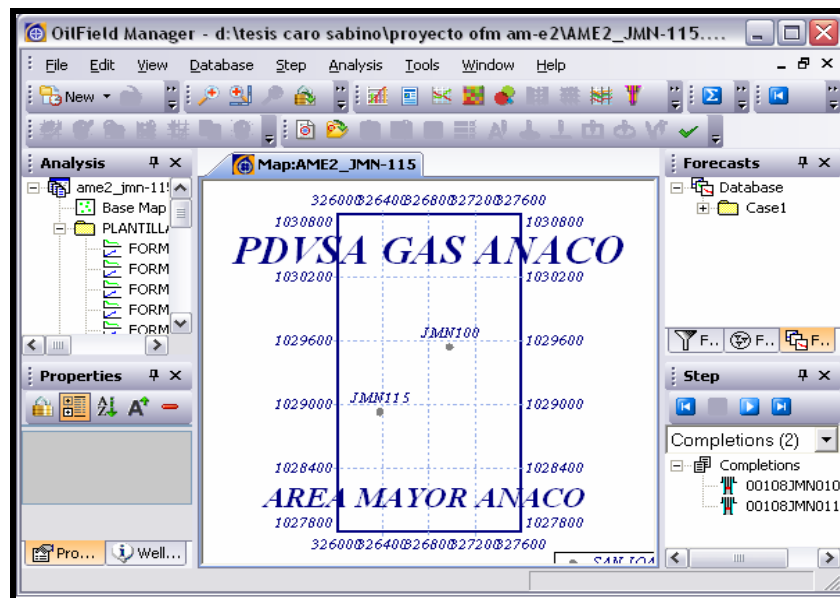


Figura 3. 2 Mapa Base mostrado por la Aplicación OFM.

3.1.2.2.2 Gráficos

Estos permiten efectuar el monitoreo y seguimiento del yacimiento o el campo (Figura 3.3), esta opción ofrece diversidad para el trabajo con un pozo

o con un conjunto de ellos debido a que el gráfico se presenta sobre una planilla que sirve de base para todos los pozos. Posee las siguientes opciones para realizarlos y presentarlo:

Posibilidad de creación de un número ilimitado de ventanas de gráficos, mostrando hasta seis gráficos por cada ventana.

Cada gráfico logra poseer hasta dos ejes y con seis curvas.

Posibilidad de personalizar las leyendas, gráficos, curvas y ejes.

Para poder acceder al módulo de gráficos se activa la opción **Analisis/Plot**.

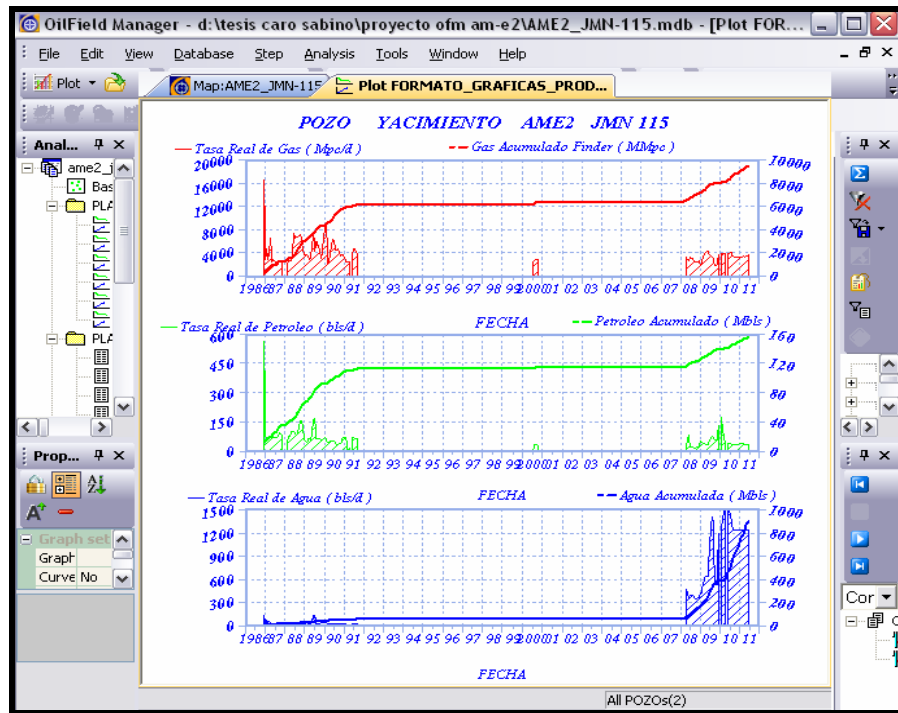


Figura 3. 3 Gráficos de producción presentados por OFM.

3.1.2.2.3 Reportes

Para ingresar al módulo de reportes se debe hacer click en **REPORT** (Figura 3.4). Se debe seleccionar las variables que necesitan que aparezcan en el reporte. En el reporte también es posible darle instrucciones al programa para que realice operaciones de suma o promedios, o simplemente separaciones de las variables, al final del reporte, éstas pueden ser anuales, semestral o semanalmente, además el programa posee el comando **FILE/AUTO PRINT** que permite imprimir automáticamente el reporte realizado.

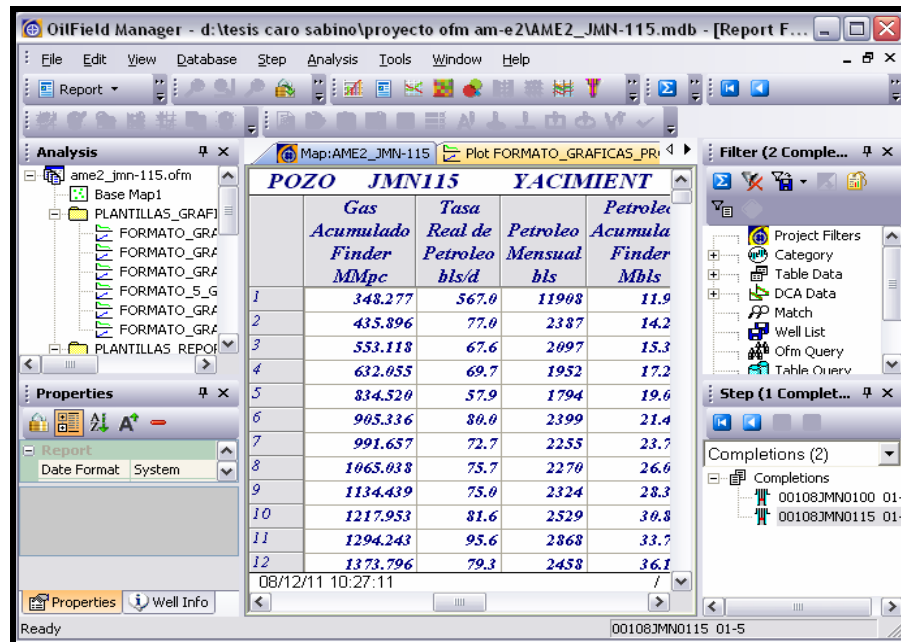


Figura 3. 4 Reportes presentados por OFM.

3.1.3 MBAL

MBAL es un software diseñado bajo ambiente Windows por la compañía Petróleo Experts, Ediburg-Scotlang. Este programa contiene una variedad de herramientas de gran utilidad para el análisis dinámico de los yacimientos, entre estas herramientas tenemos:

Balance de Materiales:

Es la herramienta primaria para evaluar la historia del yacimiento y la predicción de la producción. Las técnicas tradicionales de ploteo y regresión

multivariable están disponibles para determinar hidrocarburos en sitio y estimar el tipo y tamaño de los acuíferos. Una vez construido el modelo del tanque y cotejada su historia, este puede ser usado para predicciones futuras. Una buena comprensión de los flujos de entrada, salida y de las facilidades de completación de los pozos permite precisar los modelajes de producción.

Método Volumétrico de Monte-Carlo:

Es una simple herramienta estadística provista para estimar hidrocarburo originalmente en sitio, dada la distribución de las propiedades del yacimiento tales como: ϕ , Sw, dimensiones del yacimiento y propiedades PVT del fluido. Este modelo puede ser usado para casos de predicción posterior o para hacer un primer estimado del cotejo histórico.

Análisis de Curvas de Declinación:

La regresión puede ser usada para ajustar curvas exponenciales, hiperbólicas o armónicas de los datos de tasa de producción. La tasa puede ser dividida en períodos que permiten cambios en las condiciones de los pozos, Ejemplo: trabajos en superficie, reemplazo de bomba, etc.

Modelo Unidimensional (1D):

Por medio de análisis PVT y propiedades del yacimiento el flujo fraccional se puede calcular tanto para gas como para agua desplazando el

petróleo. El efecto del ángulo de declinación, tasas de inyección y permeabilidades relativas pueden ser evaluadas con este modelo.

Multi-Capas:

El propósito de esta herramienta es obtener una pseudo permeabilidad relativa para un pozo completado en un yacimiento de múltiples capas. Cada capa tiene diferentes datos de permeabilidad y porosidad.

3.1.3.1 Acceso a la Aplicación:

Para acceder a la aplicación del programa Balance de materiales (MBAL) se le da doble click encima del icono de la aplicación, el programa rápidamente abre el archivo que se usó anteriormente, si ese no es el archivo bajo el cual se desea trabajar, se puede crear uno fácilmente en cualquier momento durante el transcurso de la sesión de trabajo. Selecciona **Archivo/Nuevo**, o presiona **control + N**. El programa automáticamente limpia la pantalla de la aplicación, la barra de título y reinicia el programa; seguidamente se procede a introducir los nuevos datos a cargar.

3.1.3.2 Datos a cargar en el MBAL

Al tener acceso a la aplicación inmediatamente se activa el menú Options, para señalar el tipo de fluido presente en el yacimiento, la manera como se va a cargar la información (datos de producción) por tanque o por pozo, el nombre del campo en estudio así como también los datos personales del empleado que está realizando el análisis (Figura 3.5).

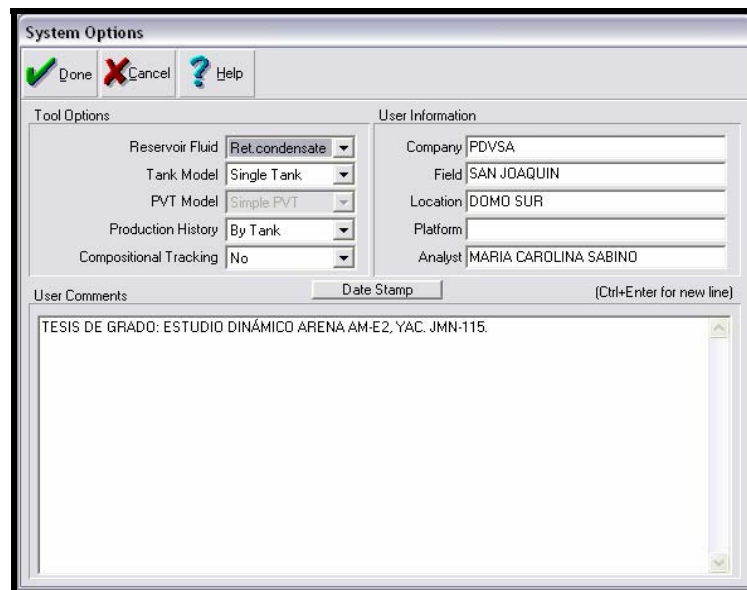


Figura 3. 5 Ventana que Visualiza el Menú de Opciones en Pantalla.

Luego se activa el menú **PVT/Fluid Properties**, donde se indica el RGP de formación, la gravedad del gas, la salinidad del agua, entre otros (Figura 3.6).

Figura 3. 6 Ventana donde se cargan las variables requeridas para el cálculo PVT.

Una vez cumplida la etapa anterior se activa el menú **Input/Tank Data**; donde se procede a cargar los parámetros restantes: Características del acuífero sí existiese, propiedades de la roca, permeabilidades relativas y los históricos de producción, entre otros (Figura 3.7).

Figura 3. 7 Ventana donde se carga la información del yacimiento

Una vez cargada toda esta información se procede a utilizar el menú History Matching en la Figura 3.8 se observa la ventana,(Cotejo Histórico), donde se puede utilizar lo siguiente:

Graphical Method (Método Gráfico): En el cual es recomendable utilizar el método de p/z en función de fluidos acumulados ya que permite determinar el valor de GCOES.

Analytical Method (Método Analítico): Este método se usa para observar el comportamiento energético del yacimiento.

Energy plot: donde se puede observar mediante el grafico el mecanismo de producción predominante en el yacimiento. Seleccionando la opción “**All**” se generan los tres gráficos al mismo tiempo.

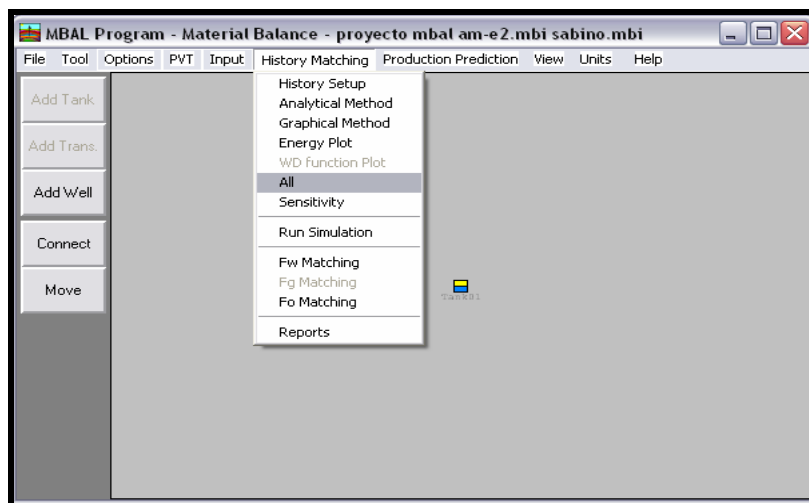


Figura 3. 8 Ventana de selección history matching.

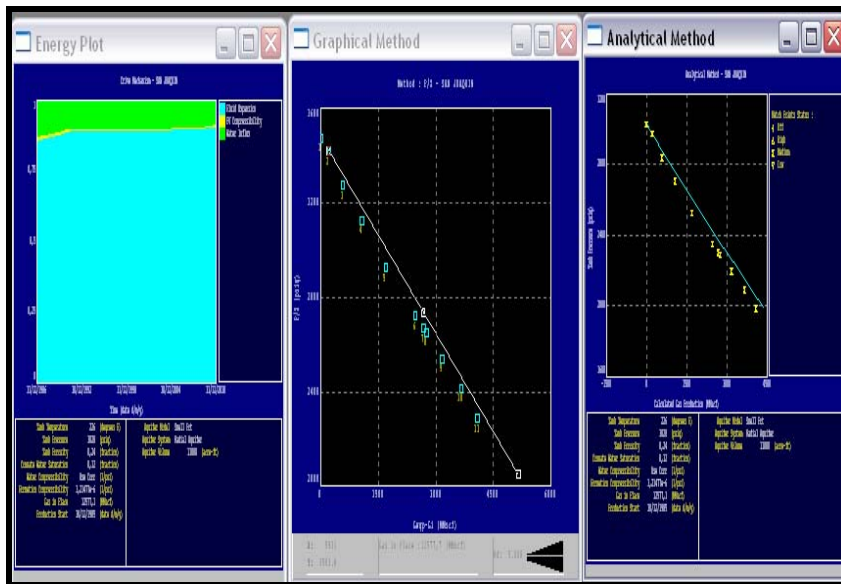


Figura 3. 9 Ventana de selección All.

3.1.4 CENTINELA

Es una herramienta sistematizada cuyo objetivo principal es actualizar la información manejada desde el pozo hasta las estaciones de flujo, la cual permite el control de las operaciones mediante el almacenamiento y uso de los parámetros referentes al comportamiento de los pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización de crudos y productos; manteniendo información actualizada de las instalaciones y equipos de las Divisiones de Oriente y Occidente. Una vez abierta la aplicación, se requiere una clave de acceso particular de cada usuario que labora en la empresa.

Luego se abre la ventana que muestra la barra de menú, a partir de la cual se puede elegir la función de trabajo deseada, haciendo click sobre la consulta a realizar (Figura 3.10).

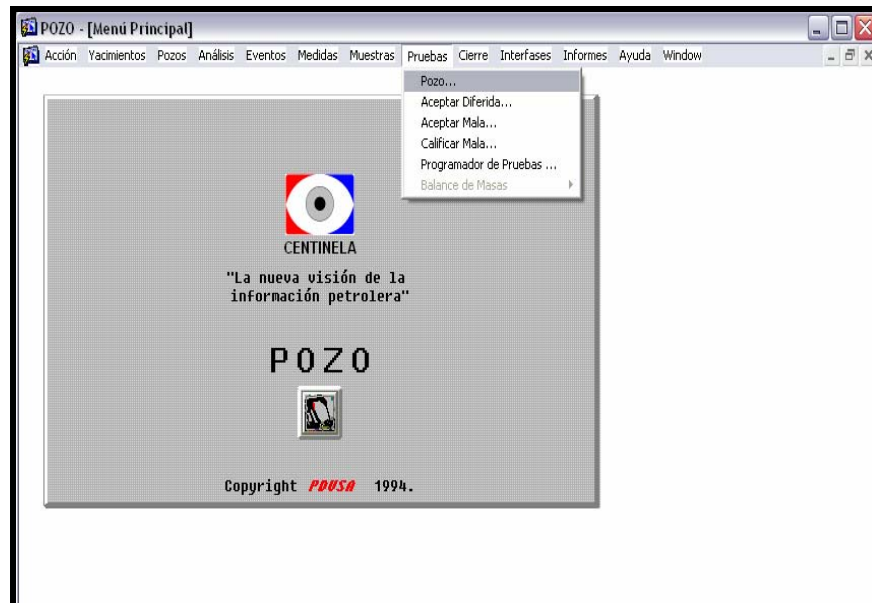


Figura 3. 10 Ventana de Selección de consulta.

3.1.5 PIPESIM

La aplicación PIPESIM de la empresa Schlumberger cuenta con varios módulos que le permiten al usuario optimizar sistemas de producciones esos módulos son: **Pipeline and Facilities**, **Well Performance Analysis**, **Network Analysis**, entre otros.

Sin embargo el único módulo al que se hará referencia es el **Well Performance Analysis** por ser el principal modulo utilizado (Figura 3,11). Este módulo es fundamental para los ingenieros de petróleo en el diseño y optimización de sistemas de producción. Está diseñado para completar el flujo de trabajo de los ingenieros dando un análisis eficiente y rápido de flujo

multifásico desde el yacimiento hasta su destino final. Incluye a su vez un modelo de completaciones detalladas, perfiles de tuberías, reductores en el cabezal y puede ser extendido hasta las tuberías de superficie.

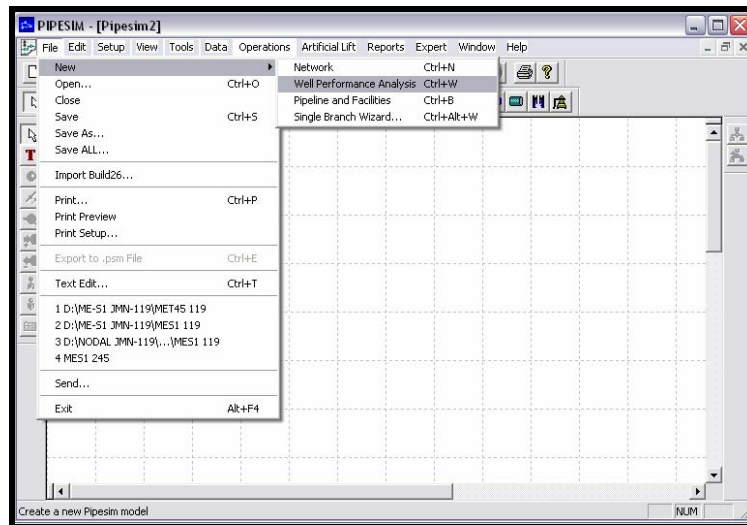


Figura 3. 11 Menú File PIPESIM

Se define el diagrama de completación del pozo a analizar, como se observa en la Figura 3.12, para definir esta completación se utiliza la barra de herramientas que se encuentra encima del área de trabajo, esta barra nos permite colocar los diferentes elementos del pozo, tales como: tubería de producción, línea de flujo, reductor, entre otros.

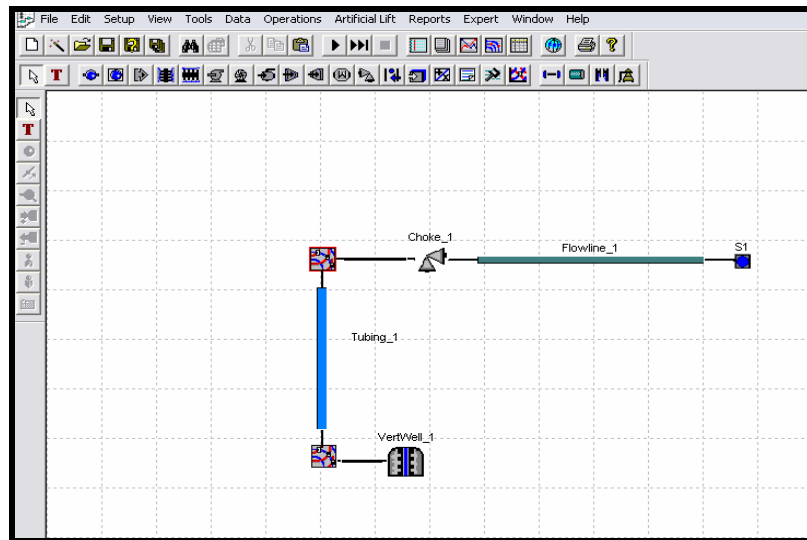


Figura 3. 12 Área de trabajo y barra de herramientas de PIPESIM

Luego de definir los elementos que conforman el pozo es necesario proporcionarle al esquema las características de cada uno de los elementos haciendo doble clic sobre el elemento en cuestión, luego de haber completado la definición de cada elemento el programa dará la opción **Nodal Analysis** del menú **Operations**. Al ingresar a esta opción se pueden sensibilizar dos variables: aguas arriba del nodo seleccionado y aguas abajo del mismo nodo, en este caso se sensibilizaran los factores de daño en la cara de la arena y el diámetro del reductor.

3.1.6 SIGEMAP

Es un sistema computarizado para la generación, actualización, validación y disponibilidad de una base de datos de mapas automatizados. Consta de un ambiente de inicio de datos donde se revisa, prepara y carga la data del cuadrángulo a incorporar en el sistema.

Este sistema permite la visualización de cada uno de los yacimientos, partiendo de la generación del modelo estático, donde se pueden apreciar los pozos pertenecientes al mismo, así como la ubicación de los contactos y los pozos respectivamente; con información de la profundidad Subsea y los espesores.

La información geológica y el posicionamiento de los pozos son procesados bajo el sistema SIGEO y los datos adicionales como el límite de roca, los contactos agua gas condensado original, los límites arbitrarios, etc., pueden ser capturados de manera puntual y digitalizarlos directamente en los mapas existentes.

Haciendo clic en la opción **Abrir Local** del menú **Mapas** (Figura 3.13) podemos seleccionar un archivo específico que vayamos a editar o un mapa base sobre el cual se pretenda digitalizar curvas estratigráficas, estructurales, fallas, contactos, entre otros. En la Figura 3.14 se muestra el elemento seleccionado.

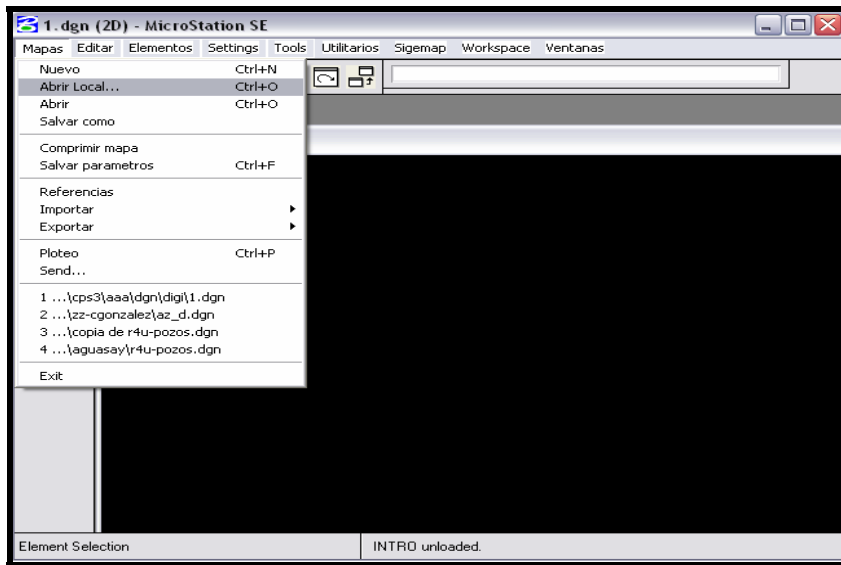


Figura 3. 13 Menú Abrir Local para seleccionar archivo específico.

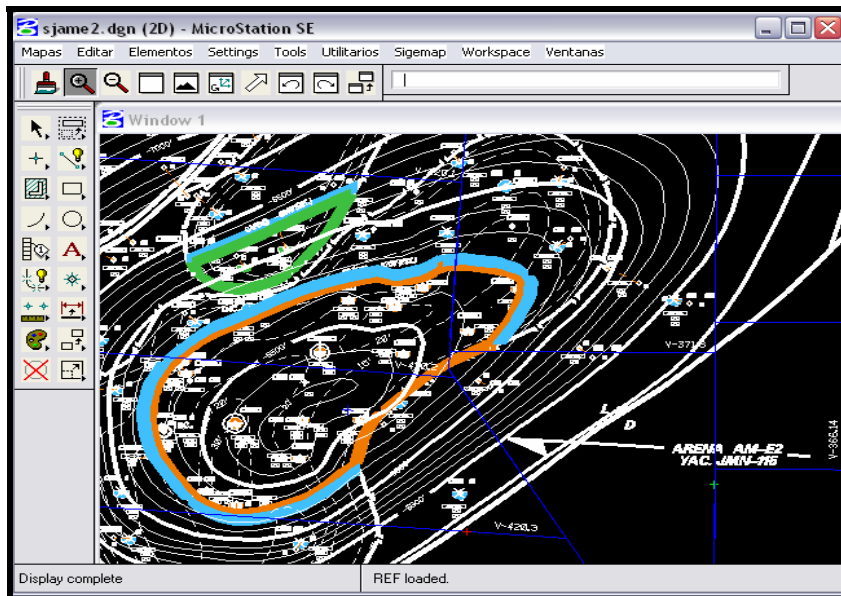


Figura 3. 14 Archivo seleccionado sigemap

3.1.7 GEOFRAME

Al inicializar el programa se abrirá la ventana Project Management, esta ventana que puede ser observada en la Figura 3.15 nos permite seleccionar, crear, borrar, respaldar y definir la estructura y los archivos de un proyecto, al seleccionar el proyecto que se desea trabajar se debe presionar **connect** y luego se deberá hacer click sobre el botón **Application Manager** para tener acceso al gran número de posibilidades que ofrece la plataforma GeoFrame, esta ventana puede apreciarse en la figura 3.16.

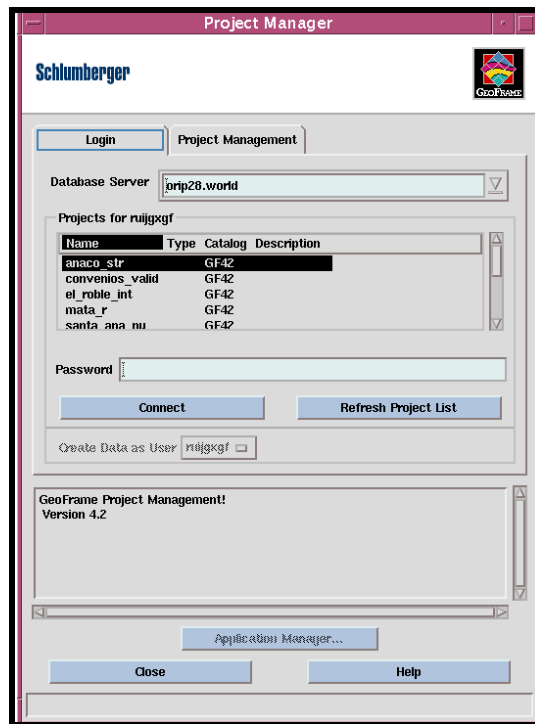


Figura 3. 15 Conexión a la plataforma GeoFrame.

La **Application Manager** es el manejador de los principales módulos disponibles en la plataforma GeoFrame. Los módulos **Geología**, **Petrofísica**,

Reservorio, Visualización, Sísmica, Uso práctico, y Datos están disponibles con un click.



Figura 3. 16 Application Manager

Haciendo clic sobre el icono con la etiqueta Geology se puede acceder a una herramienta de aplicación integrada para el manejo de proyectos, análisis de registros, interpretación geológica. Se puede acceder de esta manera a Wellpix el cual es un software cuya función principal es la obtención de secciones geológicas estructurales y/o estratigráficas, lo cual es posible con la carga de la información relativa a los pozos perforados en áreas de interés. El catálogo de aplicaciones bajo este modulo se observa en la Figura 3.17.

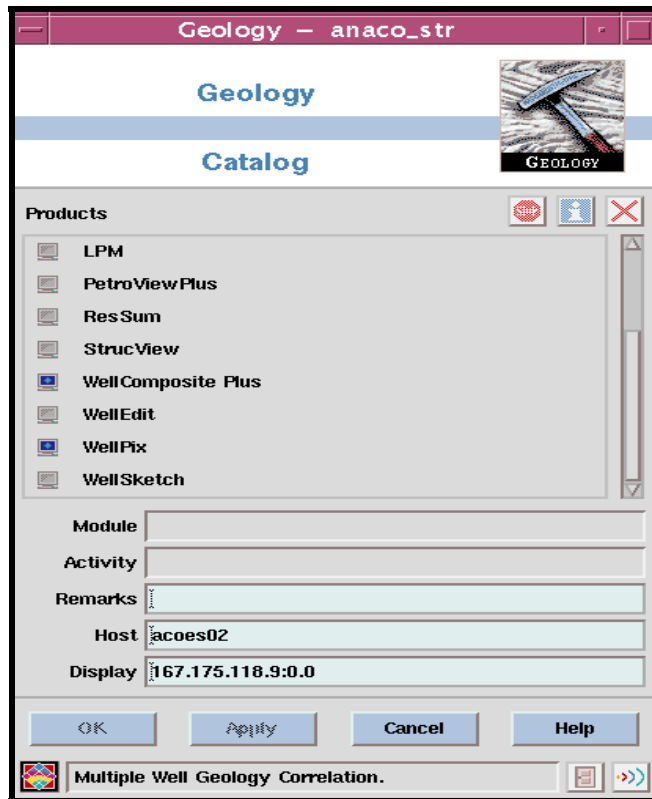


Figura 3. 17 Catálogo Geology.

*Una vez seleccionada la opción **Wellpix**, se despliega una ventana como la que se aprecia en la Figura 3.18. En esta ventana seleccionando la opción **Add Boreholes**, se adjuntan cada uno de los registros pertenecientes a la sección estratigráfica o estructural a realizar. Seleccionando para cada uno el registro que se desee visualizar. Luego de esto se ubican los marcadores y se procede a analizar la sección generada.*

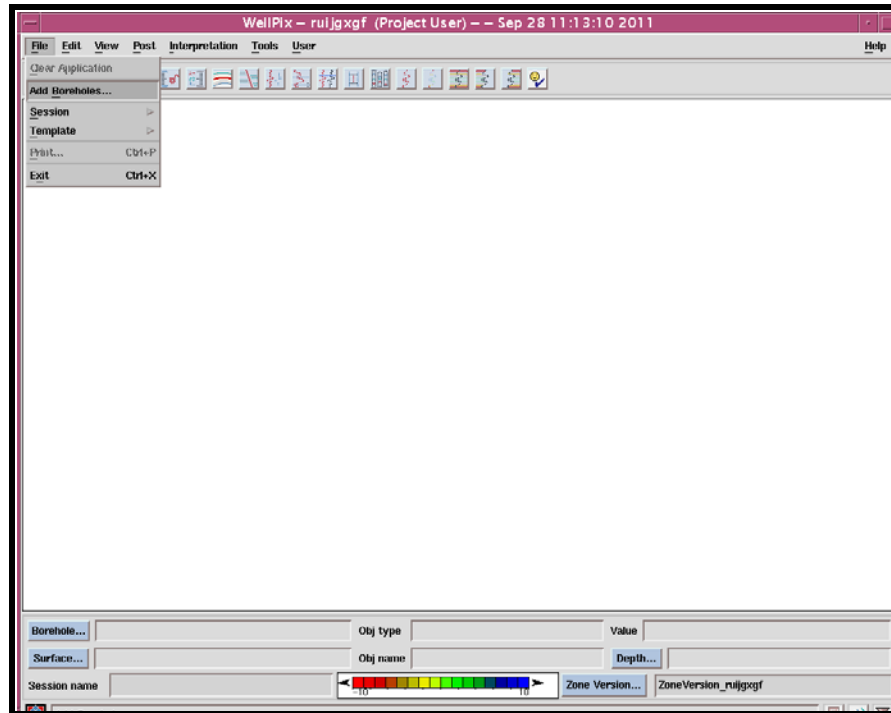


Figura 3. 18 Ventana para realizar la sección.

3.2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

La consulta bibliográfica consistió en la revisión de todo el material referente al tema de estudio, tales como textos, revistas, libros, entre otros con la finalidad de recopilar bases teóricas que sustenten los procedimientos utilizados en este trabajo de grado. Esta se llevó a cabo de manera simultánea con todas las etapas subsiguientes. Para tener una idea más amplia de la literatura utilizada el lector puede referirse a la bibliografía consultada.

3.3 Describir el modelo estático existente para el yacimiento jmn-115 arena AM-E2, mediante un análisis petrofísico

3.3.1. Ubicación del contacto agua-gas condensado original

Es de gran importancia validar el contacto agua gas condensado original (CAGCO) mostrado en el mapa oficial del yacimiento. Esto se lleva a cabo mediante la revisión de los registros de resistividad del conjunto de pozos que se encuentran tanto en la parte externa e interna del contacto, con la finalidad de observar los valores resistivos y así verificar si la interpretación del pozo es la correcta.

Una vez evaluado en conjunto de pozos, desde el punto de vista resistivo se verifica si el contacto agua gas condensado que muestra el mapa oficial es el correcto, si es así tanto el área como su volumen bruto pueden tomarse como referencia para compararlos con los resultados obtenidos a

través del estudio, si este es incorrecto es necesario ubicar el nuevo contacto a través de la herramienta SIGEMAP.

3.3.2 Construcción de secciones estratigráficas y estructurales

Se construyeron secciones estratigráficas y estructurales mediante el software **Wellpix** del modulo Geology de GeoFrame. Estas secciones se hacen con la finalidad de observar la continuidad lateral de la arena, descartar posibles comunicaciones verticales con otras arenas, y observar la estructura del yacimiento. En la sección 3.1.7 de las herramientas utilizadas, se explica el procedimiento a seguir.

3.3.3 Evaluación petrofísica

En vista de que los datos petrofísicos, principalmente porosidad permeabilidad y saturación de agua inicial tienen una fuerte influencia en la determinación volumétrica de los fluidos originales en sitio es de gran importancia su revisión. Para ello se realizaron cálculos los cuales se muestran en el **Apéndice A**

3.3.3.1 Porosidad

El cálculo de la porosidad se obtuvo mediante la ecuación 2.4, las magnitudes de la porosidad densidad corregida (\emptyset_{DC}) y la porosidad neutrón corregida (\emptyset_{NC}) se obtienen mediante las ecuaciones 2.1 y 2.2. En estas

ecuaciones las porosidades densidad y neutrón son leídas directamente en los perfiles corridos a los pozos, mientras que el volumen de arcilla (Vsh) se calcula utilizando la ecuación 2.3.

El valor de GR corresponde a la lectura del perfil de rayos gamma en la arena de interés, mientras que el GRmin corresponde a la lectura del mismo perfil en un cuello lutítico cercano a la zona de interés; el GRmax corresponde a la zona de arena más limpia en la zona de interés.

El Rsh es el utilizado en el distrito para las evaluaciones petrofísicas en la arena AM-E2 y corresponde a la resistividad de las arcillas en ese horizonte; similarmente, las porosidades densidad y neutrón de la arcilla (ϕ_{Dsh} y ϕ_{Nsh}) corresponden a los valores de porosidad en estas mismas arcillas y han sido proporcionadas también por PDVSA GAS Distrito Anaco, aun así estos valores fueron confirmados en los perfiles. Para obtener la porosidad del yacimiento se efectuó un promedio ponderado por espesor a través de la ecuación 3.1.

$$\phi = \frac{\sum \phi_i * h_i}{\sum h_i} \quad (\text{Ec 3.1})$$

3.3.3.2 Saturación de agua

La revisión de la saturación de agua se llevo a cabo utilizando el modelo de Simandoux, el cual se describe en el marco teórico y en la

ecuación 2.8, para un exponente de cementación m de 1,8 correspondiente a arenas consolidadas queda expresada como muestra la ecuación 3.2:

$$S_w = \left[\left(\frac{a * R_w}{\theta^2 * R_t} \right) + \left(\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \theta^2 * R_{sh}} \right)^2 \right]^{1.8} - \left[\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \theta^2 * R_{sh}} \right] \quad (Ec 3.2)$$

R_t corresponde a los valores leídos en los perfiles de inducción, la porosidad ha sido previamente calculada, a tiene un valor de 1 para arenisca y la resistividad del agua fue proporcionada por el departamento de yacimiento y tiene un valor de 0,13 ohm-m para Amarillo E2. Similarmente como es el caso de la porosidad se realizó un promedio ponderado por espesor utilizando la ecuación 3.3.

$$S_w = \frac{\sum S_{wi} * h_i}{\sum h_i} \quad (Ec 3.3)$$

3.3.3.3 Permeabilidad

La permeabilidad absoluta se calculó utilizando el modelo de Timur, el cual se observa en el marco teórico, utilizando la ecuación 2.6. La porosidad sustituida ya ha sido calculada y la saturación de agua irreducible se fijó en 5% al graficar las resistividades leídas en función de la saturación de agua, en dicha gráfica de tendencia exponencial, la asíntota vertical corresponde a la saturación de agua irreducible. El promedio ponderado para la

permeabilidad se calculo de manera similar al de las dos variables anteriores, utilizando la ecuación 3.4.

$$K = \frac{\sum ki * hi}{\sum hi} \quad (Ec 3.4)$$

Los parámetros de corte utilizados para dicha interpretación son los utilizados por la gerencia de yacimientos de PDVSA GAS para la arena en estudio.

3.3.3.4 Espesor

Esta etapa consistió en revisar los registros de resistividad, porosidad y densidad neutrón para ubicar topes y bases y así obtener un espesor de arena neta. Esta actividad se llevo a cabo con cada uno de los pozos del área en estudio con la finalidad de contar con datos estáticos confiables.

3.4 Interpretar el histórico de producción, presión y datos PVT del yacimiento JMN-115 arena AM-E2.

3.4.1 Datos de producción

La revisión de los datos de producción consistió en comparar pozo por pozo la información extraída de las diversas bases de datos consultadas,

localizando diferencias entre los valores de estas fuentes y revisando la consistencia de las producciones mensuales con respecto a las acumuladas, la intención de esto es unificar los históricos y contar con data confiable de la vida productiva del yacimiento. Se realizaron graficas de tasas y producciones acumuladas de condensado, agua y gas vs tiempo para identificar puntos anómalos.

Al realizar estas graficas se pueden visualizar comportamientos anormales; estos son puntos que se alejan de la tendencia lógica y que a menos que estén causados por algún agente externo como cambio de reductor, estimulaciones, fracturas, ampliaciones en el intervalo de cañoneo entre otros, podría tratarse de una prueba de producción no representativa, por lo tanto este punto debe ser corregido.

Para corregir un punto que se considera errado, fue necesario calcular en caso de que se tratase de gas o agua la RGC o RAC promedio de los puntos inmediatamente anterior y posterior al punto en cuestión, y luego a partir de este nuevo valor de RGC o RAC y la tasa de condensado se calcularon las tasas de gas o agua. El caso del gas es ilustrado en la Figura 3.19:

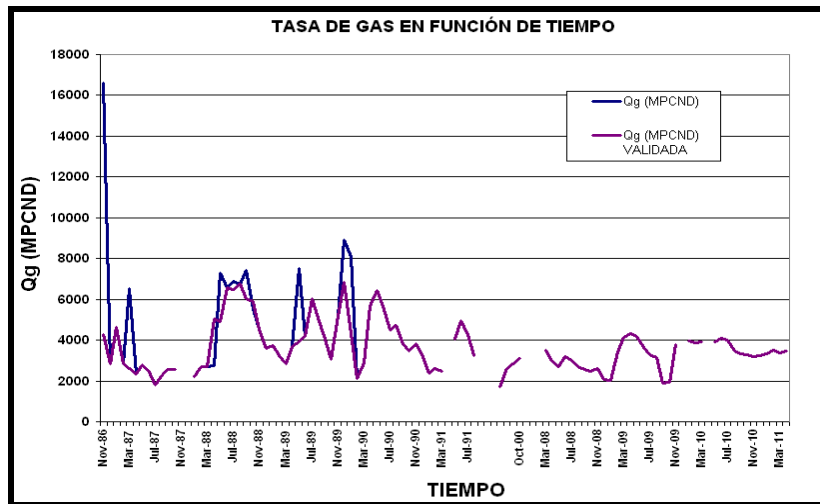


Figura 3. 19 Tasa de gas oficial y validada en función de tiempo.

Se observa la línea azul la cual corresponde a la data de producción de gas oficial, y la línea color púrpura la cual corresponde a la data de producción validada. En esta figura se puede apreciar una primera tasa de aproximadamente 16,5 MMPCND correspondiente a la data oficial, comparando esta primera tasa con el comportamiento restante, este valor no es representativo, puesto que al inicio de la producción las tasas son relativamente constantes, y con el tiempo tienden a disminuir. Al validar este punto la tasa resultante es 4,2 MMPCND, cuyo valor es más representativo que el anterior. Así sucesivamente se validaron el resto de los puntos anómalos.

La RGC_i puede ser calculada a través de la ecuación 3.5:

$$RGC_i = \frac{RGC_{i-1} + RGC_{i+1}}{2} \quad (Ec 3.5)$$

La tasa de condensado utilizando la ecuación 3.6:

$$q_{oi} = RGC_i * q_{ci} \quad (Ec 3.6)$$

Y luego el promedio de este utilizando la ecuación 3.7:

$$q_{oi} = \frac{q_{oi-1} + q_{oi+1}}{2} \quad (Ec 3.7)$$

De una forma similar fueron corregidas las tasas de agua, simplemente sustituyendo RGC por RAC (relación agua condensado).

3.4.2 Datos de presión

Estos datos fueron obtenidos de pruebas estáticas de presión localizadas en las carpetas que contienen la historia de los pozos completados en el yacimiento en cuestión, o de pruebas tomadas con la herramienta RFT (Repeat Formation Tester).

En el primero de los casos, el reporte de la prueba indica el horizonte probado; sin embargo, en vista de la posibilidad de errores en los nombres de las arenas reportadas en las pruebas, es necesario confirmar que la prueba haya sido tomada en la arena de interés. Para ello, fue necesario confirmar en la historia del pozo cual horizonte estaba completado para la fecha en que la prueba fue tomada, además se ratificó que el intervalo perforado de la arena probada coincidiera con el intervalo de dicha arena en los perfiles correlacionados de rayos gamma y resistividad.

Con respecto a las presiones tomadas con la herramienta RFT similarmente se confirmó que los intervalos probados coincidieran con los intervalos interpretados en los perfiles del horizonte en cuestión.

3.4.2.1 Establecimiento del modelo de presiones del yacimiento

Al recopilar los datos de presión, bien sea de pruebas estáticas de fondo como pruebas MDT. Estos puntos de presión permiten inferir el comportamiento de presión del yacimiento. Los puntos de presión tomados de pruebas estáticas de fondo son leídos, lógicamente a la profundidad a la cual fue colocado el sensor, es por ello que fue necesario llevar esta presión a la profundidad de la cara de la arena utilizando el gradiente del pozo reportado en la prueba. La ecuación 3.8 para permite llevar esta presión medida a la profundidad de la cara de la arena.

(Ec 3.8)

$$P_{CA} = P_{MED} + (Pr\ of_{CA} - Pr\ of_{MED}) * Grad_{POZO}$$

Donde:

P_{CA} : presión a la profundidad de la cara de la arena [Lpc].

P_{MED} : presión medida por el sensor [Lpc].

$Prof_{CA}$: profundidad de la cara de la arena [pie].

$Prof_{MED}$: profundidad de medición del sensor [pie].

$Grad_{POZO}$: gradiente de presión del pozo. [Lpc/pie].

Al tomar en cuenta que debido al buzamiento de la formación encontramos la arena a profundidades diferentes en cada pozo, y conociendo el efecto de la profundidad en la presión, es necesario, para modelar el comportamiento de presión del yacimiento, referir todos los datos de presión a una misma profundidad, esta profundidad se encuentra cercana a la profundidad del centro de gravedad del yacimiento es 5.380 pies, y se conoce como profundidad al datum. La ecuación 3.9 fue utilizada para llevar las presiones medidas en la cara de la arena a la profundidad del datum.

(Ec 3.9)

$$P_{DAT} = P_{CA} + [(Prof_{CA} + EMR) - Prof_{DAT}] * Grad_{YAC}$$

Donde:

P_{DAT} : presión a la profundidad del datum [Lpc].

EMR: elevación de la mesa rotaria [pie].

$Prof_{DAT}$: profundidad del datum [pie].

Grad_{YAC}: gradiente de presión del yacimiento. [Lpc/pie].

Es importante mencionar que en esta ecuación está incluido el término EMR, debido a que el datum es una profundidad medida a partir del nivel del mar mientras que el resto de las profundidades son medidas a partir de la mesa rotaria.

El gradiente del yacimiento es función de las propiedades del fluido que se encuentra en el yacimiento, el cálculo de esta variable se hizo con las ecuaciones que siguen, y esta ejemplificado en el **Apéndice A**

$$M_c = \frac{6084}{API - 5.9} \quad (Ec\ 3.10)$$

$$\gamma_c = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (Ec\ 3.11)$$

$$\gamma_{GC} = \frac{4584 * \gamma_c + RGC_i * \gamma_G}{RGC_i + 132800 * \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (Ec\ 3.12)$$

$$\rho_{GC} = \frac{28.93 * P_i * \gamma_{GC}}{Z_{GC} * R * T} \quad (Ec\ 3.13)$$

$$Grad_{YAC} = \frac{\rho_{GC}}{144} \quad (Ec 3.14)$$

Donde:

M_C : peso molecular del condensado [lb/lbmol].

γ_C : gravedad específica del condensado [adim].

API: gravedad del condensado [adim].

R_{GCI} : relación gas condensado inicial del yacimiento [PCN].

γ_G : gravedad específica del gas de separador [adim].

P_i : presión inicial del yacimiento [Lpc].

γ_{GC} : gravedad específica del gas condensado [adim].

La gravedad API se fija graficando en función del tiempo las gravedades API reportadas por las pruebas de producción efectuadas a los pozos JMN-100 y JMN-115, dicho gráfico es discutido en el siguiente capítulo.

3.4.3 Datos PVT

Para este estudio no se contó con ningún análisis PVT, por lo cual se procedió a generar uno sintético, basado en correlaciones matemáticas y tomando las pruebas iniciales del pozo más antiguo. En este caso se determinó el factor volumétrico del gas inicial como se explica en la sección

3.4 1. Por su parte el factor de compresibilidad bifásico se determinó a través de la correlación de Uricare y Rojas, la cual se aprecia en la ecuación 3.15.

$$Z_{2f} = A_0 + A_1(\text{Pr}) + A_2\left(\frac{1}{Tr}\right) + A_3(\text{Pr})^2 + A_4\left(\frac{1}{Tr}\right)^2 + A_5\left(\frac{\text{Pr}}{Tr}\right) \quad (\text{Ec } 3.15)$$

$$A_0 = 0.210686$$

$$A_1 = -0.0729995$$

$$A_2 = 2.71982$$

$$A_3 = 0.00324328$$

$$A_4 = -3.0005$$

$$A_5 = 0.136053$$

3.5 OBTENER LOS VOLÚMENES ORIGINALES EN SITIO (GCOES, GOES, COES) MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO VOLUMÉTRICO Y BALANCE DE MATERIALES.

3.5.1 Método volumétrico

El Gas Condensado Original en Sitio (GCOES) se calculo utilizando la ecuación 2.9 tomando en cuenta los valores calculados previamente como porosidad, saturación de agua inicial y espesor promedio de todo el yacimiento; a su vez el valor del área el cual se obtuvo a través del programa que genera mapas (SIGEMAP 3) y se comparo con el obtenido por medio del planímetro. El Bgi se obtuvo de la siguiente ecuación 3.16.

$$B_{gi} = \frac{0.00504 * Z_i * P_i}{T_i} \quad (Ec 3.16)$$

Donde:

B_{gi}: factor volumétrico del gas a condiciones iniciales [BY/PCN].

Z_i: factor de compresibilidad del gas a presión inicial [adim].

P_i: presión inicial [Lpc].

T_i: temperatura inicial [°R].

Cabe destacar que la presión inicial utilizada para este cálculo de factor de compresibilidad del gas se obtiene de la extrapolación de los puntos establecidos en el modelo de presiones construido.

Luego se calcula por medio de las ecuaciones 2.10 y 2.12, el Gas Original en Sitio (GOES), y el Condensado Original en Sitio (COES) respectivamente.

3.5.2 Balance de materiales

Con la finalidad de validar el modelo estático construido, se utilizó el método de declinación energética. Sin embargo también serán mostrados el cotejo de los datos de producción y presión con el programa MBAL.

3.5.2.1 Declinación energética

Este método consistió en graficar (P/Z^2f) en función de G_{pTT} , las presiones utilizadas corresponde a las obtenidas por la ecuación ajustada en el modelo de presión establecido previamente. En vista de que estamos en presencia de un gas condensado bastante pobre cuyo porcentaje de C_7+ es menor a 4% se utilizó la correlación de Uricare y Rojas para determinar el factor de compresibilidad bifásico. El cálculo del G_{pTT} fue realizado a través de la ecuación 2.16 y el G_{pT} se calculó utilizando la ecuación 2.17. Un ejemplo del cálculo del G_{pTT} se ilustra en el **Apéndice A**. Para el cálculo de la intrusión de agua (W_e) se utilizó el método de Van Everdingen y Hurst. Los datos necesarios para calcular la intrusión de agua por este método se presentan en la Tabla 3.1.

Tabla 3. 1 Datos necesarios para calcular W_e

Permeabilidad del Acuífero (md)	288,4
Porosidad (%)	10%
Compresibilidad del Agua (l_{pc-1})	$3,321 \cdot 10^{-6}$
Compresibilidad de la Formación (l_{pc-1})	$3,213 \cdot 10^{-6}$
Radio del Yacimiento (pies)	2296,5
Radio del Acuífero (pies)	9186,7
Espesor del Acuífero (pies)	12
Fracción del perímetro del yac. En contacto c/acuíf	360/360

La permeabilidad utilizada corresponde a un promedio de las permeabilidades de los pozos pertenecientes al acuífero, la porosidad es la porosidad promedio, las compresibilidades han sido calculadas, el radio del yacimiento al igual que el radio del acuífero, fueron medidos sobre el mapa de AM-E2, adicionalmente, el espesor del acuífero se tomó según el mapa y la fracción se consideró 360/360 puesto que el acuífero se encuentra

bordeando todo el yacimiento; la viscosidad del agua fue calculada con la correlación de Mc Cain cuyas ecuaciones se muestran a continuación.

$$\mu_{w1} = AT^B \quad (\text{Ec 3.17})$$

$$A = 109,574 - 8,40564S + 0,313315S^2 + 8,72213 * 10^{-3} S^3 \quad (\text{Ec 3.18})$$

$$B = -1,12166 + 2,63951 * 10^{-2} S - 6,79461 * 10^{-4} S^2 - 5,47119 * 10^{-3} S^3 + 1,55586 * 10^{-6} S^4 \quad (\text{Ec 3.19})$$

Donde:

T: temperatura [°F]

S: salinidad, tomada de la figura 3.19 [%]

La ecuación 3.17 da como resultado una viscosidad a la temperatura especificada y a presión atmosférica, por lo tanto, fue necesario hacer la corrección a la presión de la formación utilizando la ecuación 3.20.

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0,9994 + 4,0295 * 10^{-5} P + 3,1062 * 10^{-9} P^2 \quad (\text{Ec 3.20})$$

La salinidad de acuerdo a la Figura 3.20 puede fijarse en 15.000 ppm, para ingresar a la figura es necesario conocer la resistividad del agua de formación (R_w) y la temperatura del yacimiento (T), ambos parámetros conocidos.

Simplemente con ingresar al gráfico con la temperatura del yacimiento, y cortando la recta de resistividad se obtiene la salinidad del agua. De no encontrarse el valor de la resistividad del agua se dibuja la línea correspondiente a ese valor con la cual, siguiendo la misma dirección de esta se obtiene la salinidad

Posteriormente utilizando la ecuación 2.21 se calculó la constante de Van Everdingen y Hurst para el acuífero (C), luego se obtuvo el radio adimensional (rd). La caída de presión mensual (Δp_j) se calculó con la ecuación 2.30 y el tiempo adimensional se obtuvo utilizando la ecuación 2.22 y lo sustituimos en las ecuaciones 2.25 y 2.26 para obtener Y_1 y Y_2 . Posteriormente, se calculó el influjo adimensional (Q_{td}) con la ecuación 2.24 y utilizando la ecuación 2.20 calculamos la intrusión de agua para el intervalo en cuestión (W_e).

Finalmente aplicando el mismo procedimiento a toda la historia de producción y utilizando la ecuación 2.33 obtenemos la intrusión de agua para

un intervalo de tiempo, este procedimiento es repetido para todos los intervalos obteniéndose la intrusión de agua anual acumulada.

Luego se calculo el factor volumétrico del agua utilizando la correlación de Numbere, Brigham y Standing. Ecuación 3.21.

$$B_w = (A + BP + CP^2)C_{SAL} \quad (\text{Ec 3.21})$$

(Ec 3.22)

$$A = 0,9911 + 6,35 * 10^{-5} T + 8,5 * 10^{-7} T^2$$

$$B = -1,093 * 10^{-6} - 3,497 * 10^{-9} T + 4,57 * 10^{-12} T^2 \quad (\text{Ec 3.23})$$

(Ec 3.24)

$$C = -5 * 10^{-11} + 6,429 * 10^{-13} T + 1,43 * 10^{-15} T^2$$

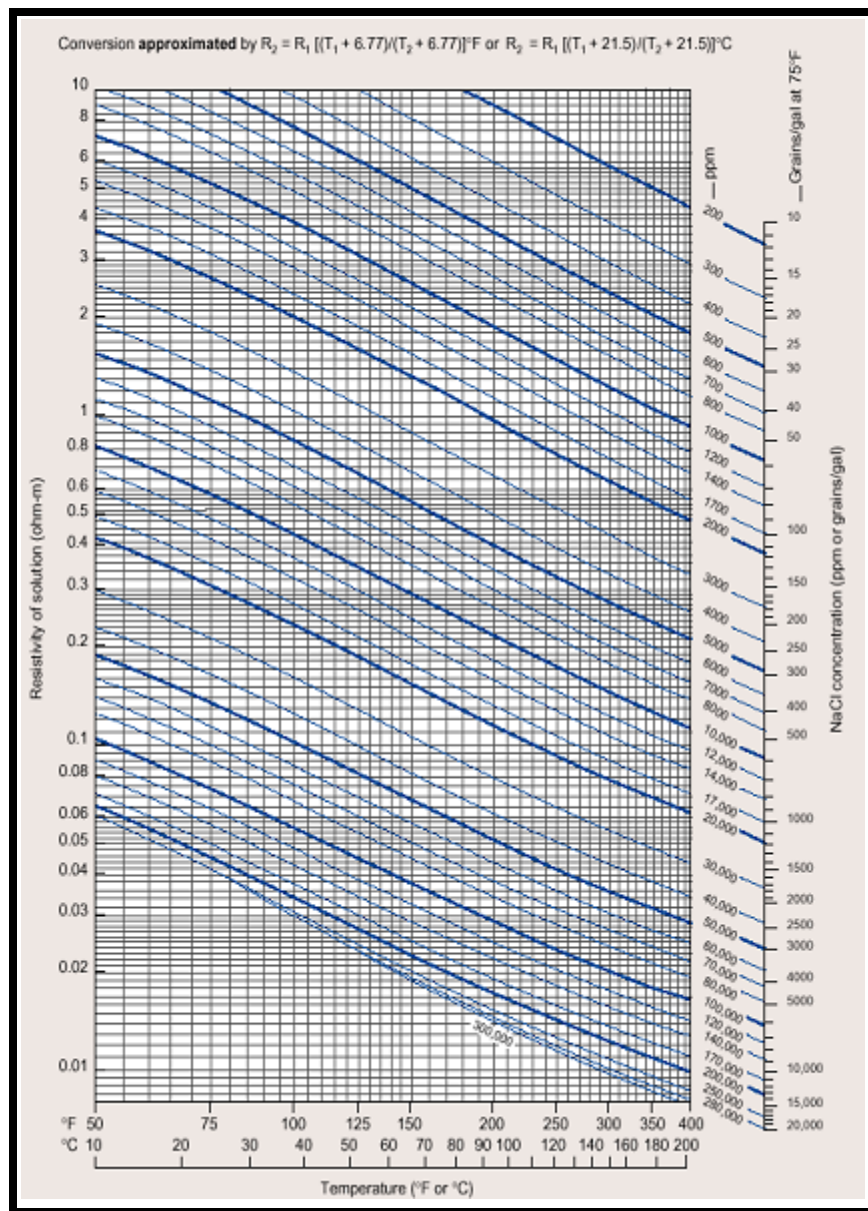


Figura 3. 20 Gráfico con el cual se determina la salinidad (S)

La presión (P), temperatura (T) y la salinidad (S) son conocidas.

3.5.2.2 Cálculo de reservas

Este método consiste en utilizar la presión de abandono para entrar a la curva de declinación energética y obtener un G_{ptt} de abandono, el cual con el uso de ciertas ecuaciones y curvas nos permitirá obtener reservas de gas y condensado.

En el método de declinación energética, la presión de abandono utilizada es el 10% de la profundidad al datum, para el yacimiento JMN-115 AM-E2 el datum se encuentra a 5.380 pies, por esta razón se selecciono una presión de abandono de 538 lpc.

Realizando gráficos como G_p/N_c, W_p/N_c, We/N_c en función de los fluidos acumulados, extrapolando el comportamiento de los datos, e ingresando con el G_{ptt} de abandono obtenido mediante el gráfico de declinación energética se obtienen los valores que se necesitan para determinar la reservas de condensado y gas a una condición de abandono utilizando la ecuación 2.18 y 2.19 respectivamente.

3.5.2.3 Simulación MBAL

Los datos de entrada más importantes en este programa son: El histórico de presión, producción e información completa del yacimiento, la

mayoría de estos datos son conocidos y se han manejado, de lo contrario, se irán presentando al describir el procedimiento de balance de materiales realizado en forma manual, aun así hay algunos datos como las curvas de permeabilidades relativas, que no son necesarios para los cálculos manuales pero que forman parte de los requerimientos de este programa. Las curvas de permeabilidad relativa y la historia de producción cargada en MBAL están disponible en el **Apéndice B** (Figura B1-B2).

Una de las ventajas que proporciona el MBAL es la posibilidad de simular el comportamiento de presión del yacimiento basándose en los datos de producción cargados. Esto se lleva a cabo en la opción **Run Simulation** del menú **HistoryMatching**, esta opción simula la declinación de presión que debería tener el yacimiento de acuerdo al vaciamiento introducido al programa a través de la historia de producción, permitiendo establecer el cotejo entre los datos de producción y los datos de presión del yacimiento en estudio. El procedimiento para llevar a cabo esta simulación se explica en la sección 3.1.3 de herramientas utilizadas de este mismo capítulo.

3.6 Proponer un plan de explotación para el recobro de las reservas remanentes del yacimiento.

Para llevar a cabo la propuesta del plan de explotación, principalmente se seleccionan los pozos prospectos para posibles trabajos RA/RC, estimulaciones, cambio de zonas, entre otros. Como el yacimiento en pequeño se seleccionaron todos los pozos pertenecientes al mismo, seguidamente se reviso toda su columna estratigráfica para verificar si estos pozos pueden formar parte del yacimiento en estudio o tienen oportunidades

en otras arenas. Una vez seleccionado sus respectivas arenas, se realizó el análisis nodal, con el cual se obtuvo el potencial esperado tanto para gas y crudo, de realizarse algún trabajo a estos pozos y se realizó su respectivo diagrama mecánico.

Para realizar el análisis nodal se ubicaron las últimas pruebas de producción de pozos vecinos, pruebas que sirven de referencia para tener una idea de la producción que tendrá el pozo seleccionado para la propuesta. El procedimiento para realizar esta simulación se explica en la sección 3.1.5 de este mismo capítulo.

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Describir el modelo estático existente para el yacimiento jmn-115 arena am-e2 mediante un análisis petrofísico

4.1.1 Validación del contacto agua- gas condensado original (CAGCO):

Como se indicó en la metodología se revisaron los registros de resistividad con el fin de validar la profundidad a la cual se ubica el contacto oficial, y a su vez certificar si la interpretación de cada uno de los pozos que se encuentran dentro y fuera de este contacto es la correcta, es decir si están interpretados como agua con valores resistivos bajos, o si están interpretados como condensado con buenos valores resistivos. Los pozos interpretados como agua que bordean el yacimiento presentaron resistividades de aproximadamente 5 a 7 Ω -m, entre ellos el pozo JMN-22 el cual probó agua el 30 de Abril de 1985. Por su parte el resto de los pozos como por ejemplo JMN-165, JMN-124, JMN-82, JMN-152 presentaron características resistivas similares al pozo que probó agua.

Seguidamente se realizó el mismo procedimiento para los pozos que se encuentran dentro del contacto. Algo que llamó la atención en este estudio fue que estos pozos presentaron igualmente características resistivas similares a los pozos mencionados anteriormente, es decir pozos como el JMN-23, JMN-110, JMN-113, JMN-117, poseen resistividades de de 5 a 7 Ω -m, y aunado a esto el inicio de la perforación de estos pozos, fue en el año

1983, cuando el yacimiento en estudio aún no estaba en producción. Esto significa que los fluidos de estos pozos deberían ser interpretados como agua y no como gas condensado, y por consiguiente que el mapa oficial no cuenta con la simbología correcta, por lo que fue necesario rehacer el área del yacimiento y ubicar nuevamente el contacto agua gas condensado original, en la Figura 4.1 y en el Anexo 1 se puede observar el mapa oficial de este yacimiento.

Es importante mencionar que los únicos pozos con interpretación de gas condensado correcta fueron los siguientes: JMN-100, JMN-115, JMN-119, JMN-216 y JMN-245. El pozo JMN-121 presento una saturación de agua (S_w) de aproximadamente 60%, lo que permite definir perfectamente un nuevo contacto de agua gas condensado justo a su nivel estructural a una profundidad de -5.460 pies.

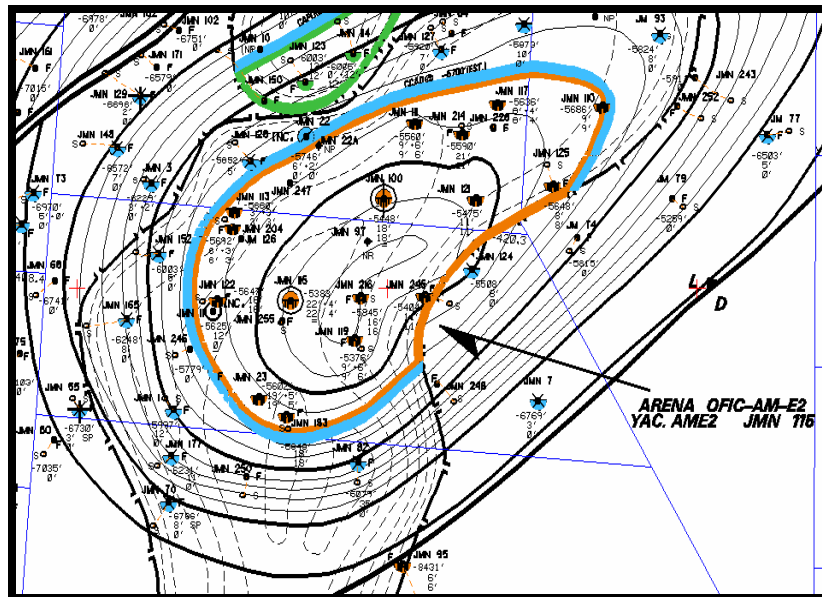
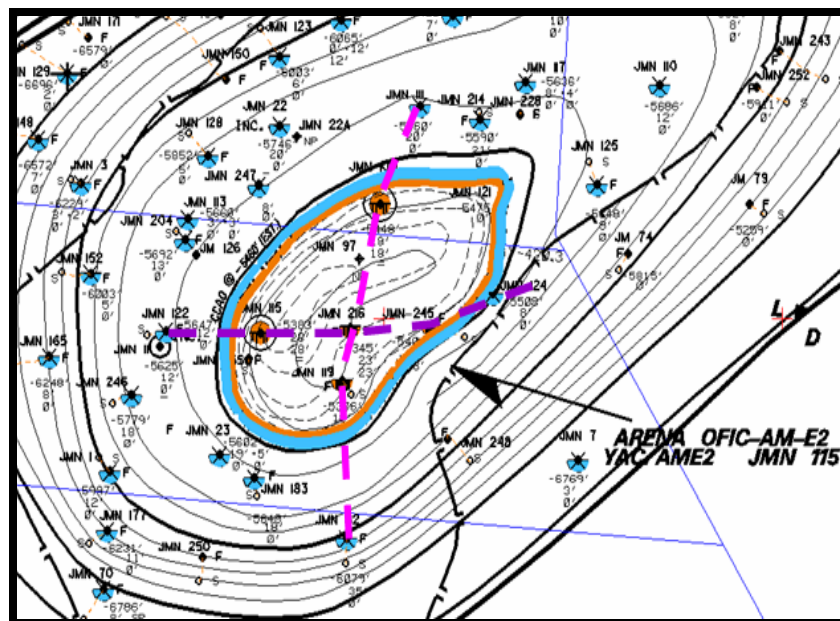


Figura 4. 1 Mapa oficial del yacimiento JMN-115 arena AM-E2

aproximadamente un 60%. Por su parte disminuyeron los volúmenes originales en sitio (GCOES, GOES, COES) y sus respectivas reservas.

4.1.2 Secciones estructurales y estratigráficas

Como se indicó en el capítulo anterior la ubicación de secciones responde principalmente a la necesidad de observar la continuidad lateral de la arena, descartar cualquier comunicación vertical o coalescencia junto con otras arenas y observar la estructura de la misma. Se construyeron un total de 4 (cuatro) secciones; 2 (dos) estratigráficas y 2 (dos) estructurales. Una idea de la ubicación de las secciones construidas y los pozos correspondientes a cada una de ellas se proporciona en la Figura 4.3.



4.1.2.1 Secciones estratigráficas

La Figura 4.4 se muestra la sección estratigráfica A-A' con una dirección preferencial Este-Oeste, ubicando el Datum en AM-E2. Esta imagen se puede apreciar en mayor proporción en el Anexo 3 , esta permite observar una buena definición de la arena AM-E2 por medio de los pozos JMN-122, JMN-115, JMN-216, JMN-245 y JMN-124, esta arena no presenta intercalaciones lutíticas, muestra espesores promedios de 18' a 21', descartando coalescencia vertical con otras arenas. Cabe destacar que para realizar esta sección se tomaron en cuenta los pozos JMN-122 y JMN-124, simplemente para observar que a pesar de que en la curva de GR la arena se muestra bien definida existe un descenso de sus resistividades en comparación con el resto de los pozos.

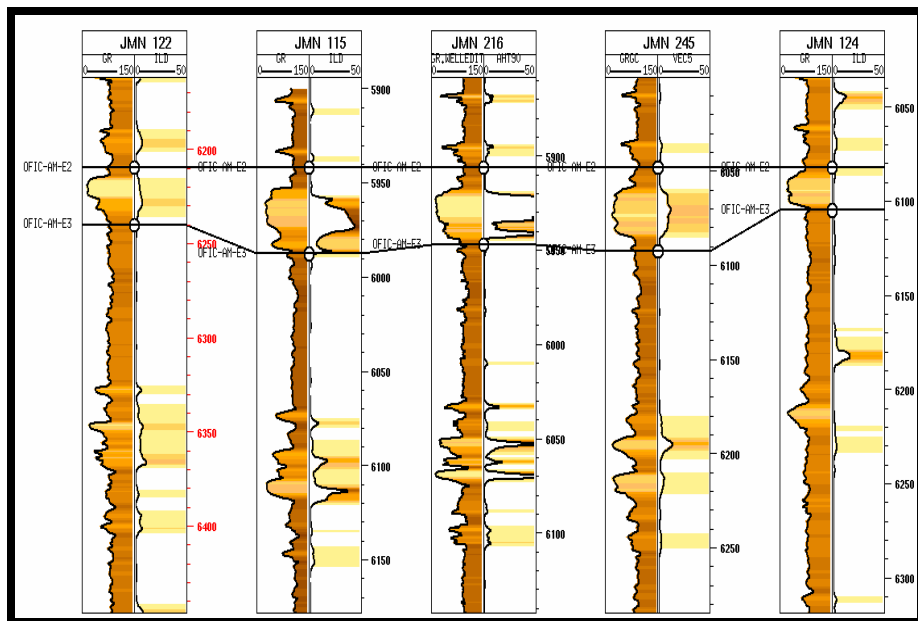


Figura 4. 4 Sección estratigráfica A-A'

La sección estratigráfica B-B' con una dirección preferencial Norte-Sur (Figura 4.5, Anexo 4) muestra la arena AM-E2 por medio de los pozos JMN-82, JMN-119, JMN-216, JMN-115 y JMN-111, la cual presenta básicamente las mismas características de la sección anterior. Igualmente se tomo en cuenta el pozo JMN-82 y el JMN-111, con la necesidad de mostrar la disminución de las resistividades.

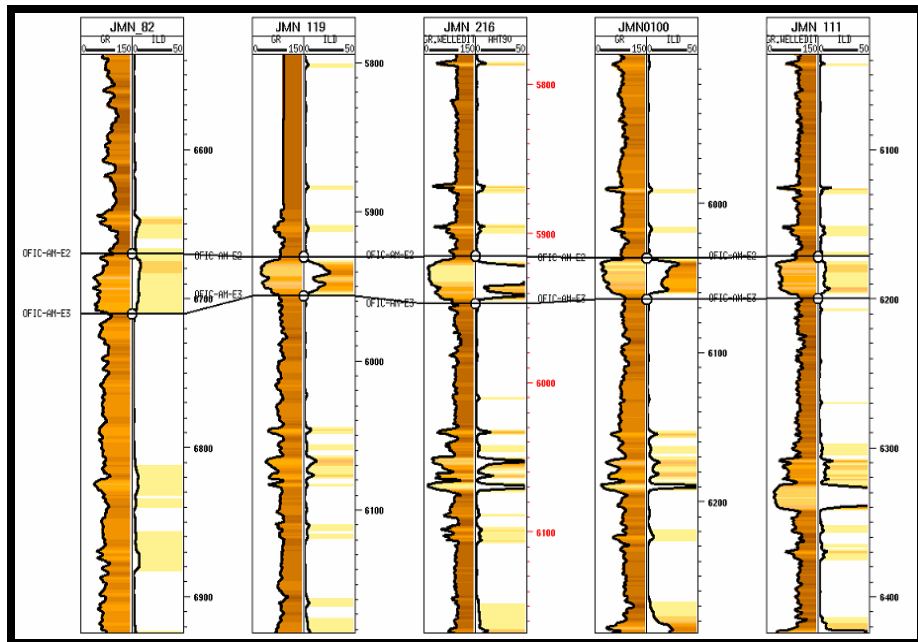


Figura 4. 5 Sección estratigráfica B-B'

4.1.2.2 Secciones estructurales

En la figura 4.6- Anexo 5 se observa la sección C-C' con una dirección preferencial Este-Oeste ubicando el Datum a -5.200 pies, la cual es proyectada a través de los pozos tomados en cuenta para la realización de la

sección A-A', en esta fácilmente se puede confirmar una estructura dómica del yacimiento y a su vez se puede apreciar que existe un buzamiento más pronunciado en el flanco izquierdo.

Es de gran importancia acotar que la separación entre cada pozo no es la real, simplemente el programa utilizado las muestra de manera equidistante. Sin embargo existen otros programas los cuales pueden reflejar la distancia real entre pozo y pozo.

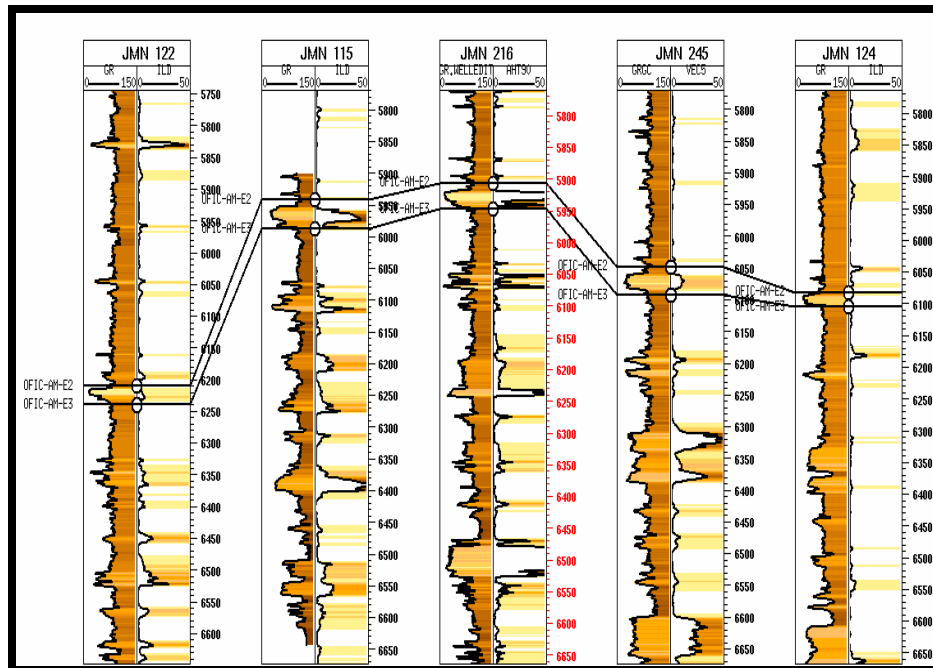


Figura 4. 6 Sección estructural C-C'

De la misma manera se realizó la sección D-D' con una dirección preferencial Norte-Sur ubicando el Datum a -5.300 pies. Esta imagen se aprecia en la figura 4.7- Anexo 6. Fue construida tomando en cuenta los

pozos utilizados en la sección estratigráfica A-A'. En esta sección se aprecia también la estructura dómica del yacimiento. Y a su vez que en el flanco izquierdo de la estructura el buzamiento es mas pronunciado.

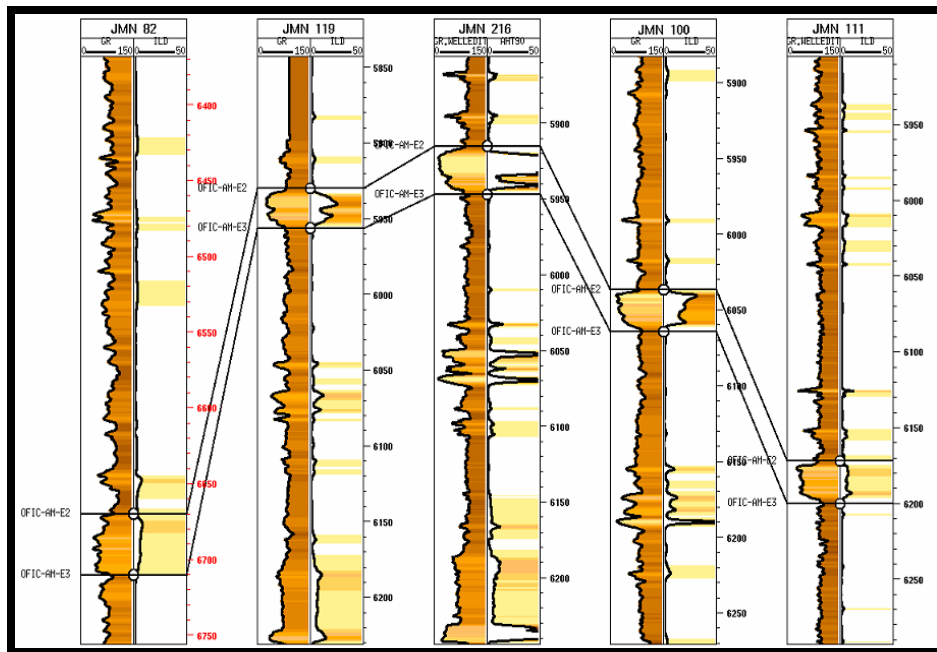


Figura 4. 7 Sección estructural D-D'

4.1.3 Estudio petrofísico

4.1.3.1 Espesor

Luego de revisar los perfiles de densidad-neutrón y de resistividad se determinaron los espesores de la arena en cuestión y fueron comparados con los espesores mostrados en el mapa oficial. Aun cuando algunos

espesores presentan diferencias, estas no son tan considerables, ya que solo obedecen a criterios de interpretación.

Se realizó un promedio ponderado por espesor involucrando todos los pozos que pertenecen al yacimiento y se obtuvo un espesor promedio general para todo el yacimiento de 21'. En la Tabla A.1 del Apéndice A, se muestra el espesor de la arena en cada pozo.

4.1.3.2 Porosidad

La porosidad promedio para el yacimiento JMN-115 AM-E2 es de 24% la cual es 8% mayor a la suministrada por los datos oficiales, esta porosidad es producto de un promedio ponderado por espesor, mediante el cual se puede comprobar que los pozos del yacimiento que poseen buenos espesores también poseen buenos valores de porosidad. En la Tabla A.1 del Apéndice A, se muestra la porosidad de la arena en cada pozo.

4.1.3.3 Saturación de agua

Utilizando el modelo de Simandoux se obtuvo una saturación promedio de 15%. Sin embargo es necesario resaltar el hecho de que el contacto agua gas condensado en este yacimiento es transicional y no se presenta de manera abrupta, el único pozo que se encuentra en la parte alta de la estructura es el JMN-216, mientras que el resto de los pozos se encuentran en la parte baja del yacimiento, motivo por el cual aun cuando la interpretación del fluido es gas condensado estos presentan altas

saturaciones de agua. Sin embargo en este caso en particular se decide tomar como saturación promedio (7%), perteneciente al pozo JMN-216 ya que resulta poco lógico realizar un promedio ponderado incluyendo pozos cuyas saturaciones no son representativas del yacimiento en cuestión, y por encontrarse cerca del contacto transicional incrementen la saturación promedio del yacimiento. En la Tabla A.1 del Apéndice A, se muestra la saturación de agua de la arena en cada pozo.

4.1.3.4 Permeabilidad absoluta:

Utilizando el modelo de Timur se determinó una permeabilidad absoluta para cada uno de los pozos, y realizando el promedio ponderado por espesor se obtuvo una permeabilidad absoluta de 942 md, esta permeabilidad es 87% mayor a la permeabilidad oficial del yacimiento. La ecuación de Timur para el cálculo de la permeabilidad absoluta depende solo de dos variables, la saturación de agua irreductible (S_{wir}) la cual se fijó en 5% y la porosidad (\emptyset), la primera es constante en el yacimiento, por ende la variación de la permeabilidad estará condicionada de manera exclusiva a los cambios de porosidad.

Las Tablas 4.1 y 4.2 se muestran las propiedades petrofísicas calculadas por pozo y las propiedades petrofísicas promedio del yacimiento JMN-115 arena AM-E2. Los parámetros de corte son los utilizados para el miembro Amarillo del campo San Joaquín. Estos parámetros no fueron determinados debido a la extensión areal del yacimiento y la poca cantidad de pozos asociados al mismo.

Tabla 4. 1 Petrofísica realizada por pozo

POZO	VSH (%)	PORO (%)	SW (%)	K(md)	INTERPRETACION	POROSIDAD
JMN-23	8	16	70	190	AGUA	POROSO
JMN-100	1	21	25	584	GASCOND	POROSO
JMN-110	5	17	80	193	AGUA	POROSO
JMN-111	12	17	66	189	AGUA	POROSO
JMN-113	5	16	70	200	AGUA	POROSO
JMN-115	6	26	17	1341	GASCOND	POROSO
JMN-117	8	17	62	370	AGUA	POROSO
JMN-119	8	21	25	531	GASCOND	POROSO
JMN-121	7	19	62	450	AGUA	POROSO
JMN-122	6	19	65	327	AGUA	POROSO
JMN-125	5	18	75	258	AGUA	POROSO
JMN-204	2	19	75	327	AGUA	POROSO
JMN-214	8	17	75	327	AGUA	POROSO
JMN-216	2	23	7	857	GASCOND	POROSO
JMN-245	7	25	33	1201	GASCOND	POROSO
JMN-246	3	21	66	547	AGUA	POROSO
JMN-247	13	18	60	274	AGUA	POROSO
JMN-267	5	21	41	532	GASCOND	POROSO

Tabla 4. 2 Petrofísica promedio del yacimiento

POROSIDAD	24%
PERMEABILIDAD	942 md
SATURACION	7%

4.2 INTERPRETAR EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN, PRESIÓN Y DATOS PVT DEL YACIMIENTO JMN-115 ARENA AM-E2

4.2.1 Datos de producción

Los datos de producción obtenidos de diversas fuentes fueron comparados y corregidos como se indica en la metodología. Aun así, luego de llevar a cabo la revisión de estos datos se cuenta con históricos de producción que si bien no necesariamente son fieles a la producción real del yacimiento por lo menos son consistentes y han sido depurados de incongruencias.

La afirmación de que los datos de producción recopilados no necesariamente son fieles a la producción real se debe al hecho de que PDVSA GAS ANACO tiene un largo historial de producción y hace solo escasos años se trataba de un distrito cuyo norte era la producción de petróleo, aun cuando abundan los yacimientos de gas condensado; anteriormente debido a que la producción de gas no parecía tener gran importancia y se consideraba un producto secundario, no se prestaba atención y cuidado a la medición de sus tasas de producción y era común reportar tasas que no correspondían con la verdadera producción.

La Figura 4.8 muestra la historia de producción del yacimiento en estudio. En esta figura se aprecian las tasas de gas, condensado y agua, así como sus acumulados desde el inicio de la producción del yacimiento, el cual inicia en el año 85. Se observan 5 periodos de producción que van distribuidos de la siguiente manera: (nov/85-nov/87), (ene/88-mar/91), (may/91-sep-91), los cuales corresponden a la producción del pozo JMN-115, es importante destacar que estos cierres se deben a trabajos realizados en el pozo, como RP (Reacondicionamiento Permanente), trabajos menores, etc.

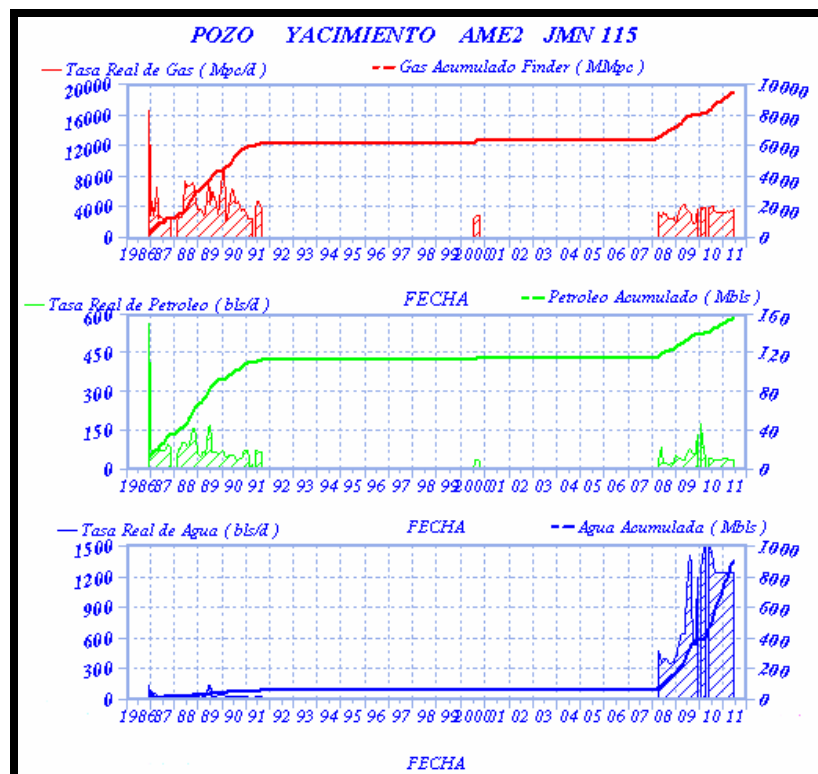


Figura 4. 8 Historias de producción de gas, condensado y agua del yacimiento JMN-115 arena AM-E2.

Para julio de 2000 inició producción en este yacimiento el pozo JMN-100, el cual estuvo activo en un periodo de 4 meses, decidiendo dejar en

categoría EZN (Aislada) en este horizonte y dejando activo la arena ME-M1, la cual era más prospectiva para ese momento. Para febrero de 2008, luego de varias reparaciones de zonas dañadas, recuperación de pedazo de guaya dentro del tubing, se reinicia la producción el pozo JMN-115, el cual se encuentra actualmente activo en el yacimiento. En la Figura 4.9 se aprecia las tasas oficiales y las tasas validadas.

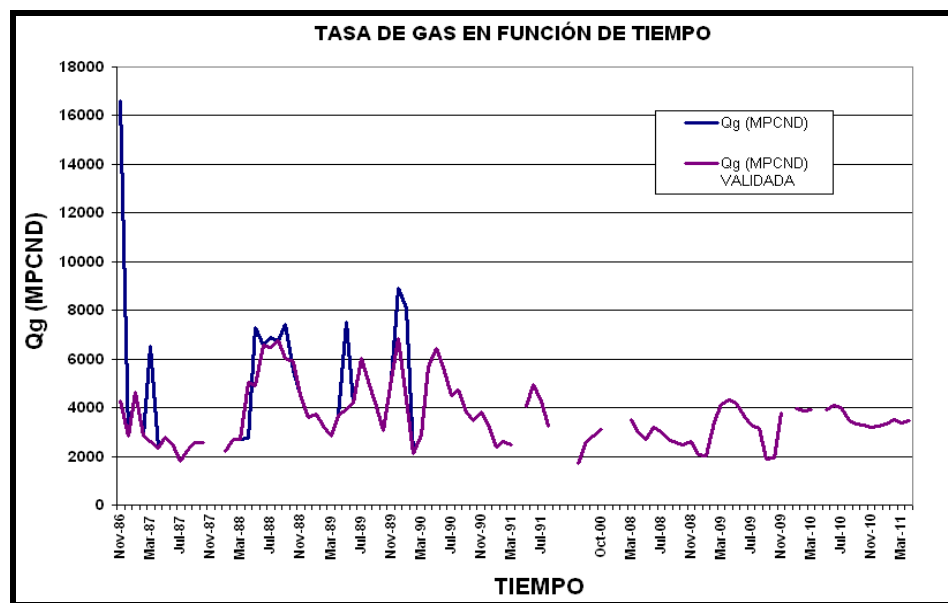


Figura 4. 9 Tasa de gas oficial y validada en función del tiempo.

En este caso la línea azul corresponde a la data oficial y la línea morada corresponde a la data validada. Al inicio de la producción se observa una tasa de 16 MMPCN, tasa que fue corregida puesto que no es representativa en cuanto al comportamiento de producción de ese periodo. Así sucesivamente con cada uno de los puntos no representativos. Una vez corregidos todos los valores de tasas, calculado nuevamente el gas mensual y el acumulado se tiene como resultado un nuevo acumulado, el cual difiere del oficial. En la Figura 4.10, se aprecia el comportamiento de producción,

donde de igual manera la línea azul corresponde a la data oficial y la línea morada a la data validada.

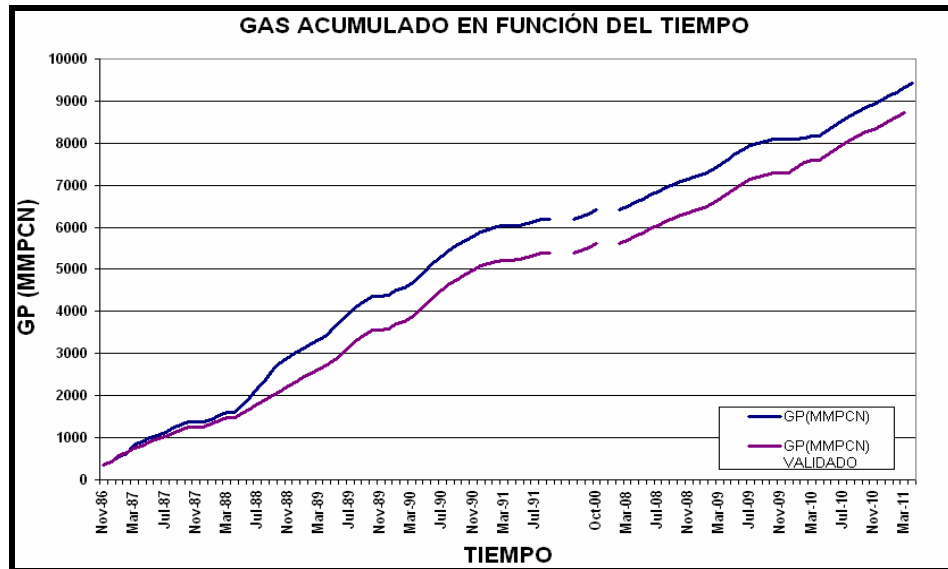


Figura 4. 10 Gas acumulado oficial y validado en función del tiempo.

4.2.2 Datos de presión

Luego de haber hecho una revisión en las carpetas de los pozos que fueron completados en el yacimiento se cuenta con la siguiente información, dos pruebas BHP del pozo JMN-115, una del año 2006 y otra del año 2008, de estas solo fue representativa la última. También fueron halladas pruebas de formación de las cuales solo fueron representativas 2, un MDT del pozo JMN-216 del 2004 y un MDT del pozo JMN-268 del 2011. Con estas pruebas se generó un modelo de presiones en función de los fluidos acumulados, el cual permite visualizar el comportamiento energético del yacimiento, este se muestra la Figura 4.11. Estos puntos se ajustan a una línea de tipo

exponencial con un buen ajuste de 0.98 con la cual mediante una extrapolación se obtiene la presión inicial de 3.028 lpc, también se observa que el comportamiento gráfico coteja perfectamente con la presión actual obtenida a través del MDT del pozo JMN-268.

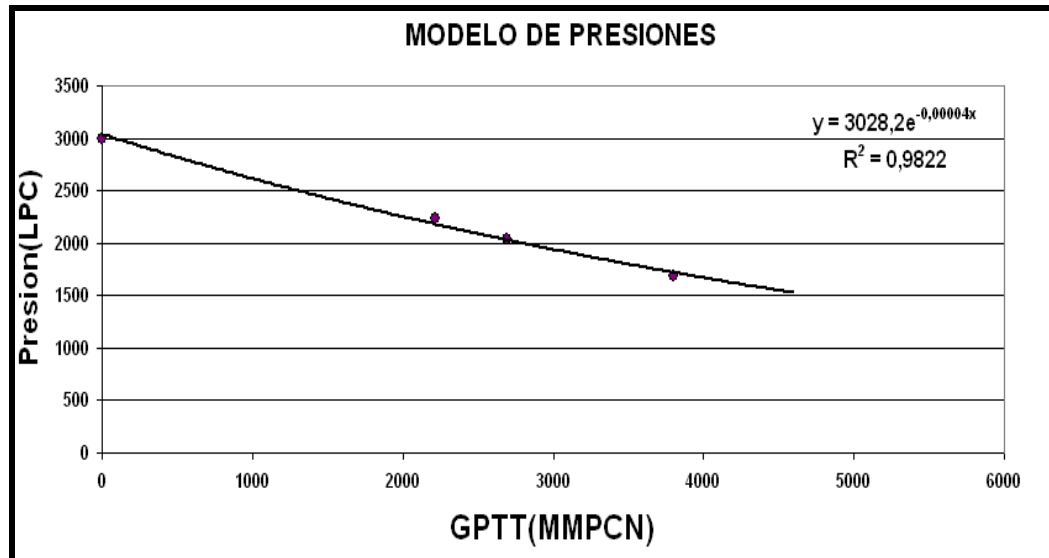


Figura 4. 11 Comportamiento energético del yacimiento en función de los fluidos acumulados.

4.2.3 Datos PVT

Debido a que no se contó con ningún PVT de la arena en estudio, se generó un PVT sintético por medio de correlaciones y a través del simulador MBAL. Realizando el gráfico de relación gas condensado mostrado en la Figura 4.12 se observa que desde el inicio de su producción la RGC es bastante variable, la cual permite caracterizar al yacimiento de tipo saturado,

puesto que no se observa una tendencia constante que permita como definirlo como subsaturado. El RGCi resultante es 34.355 PCN/BN.

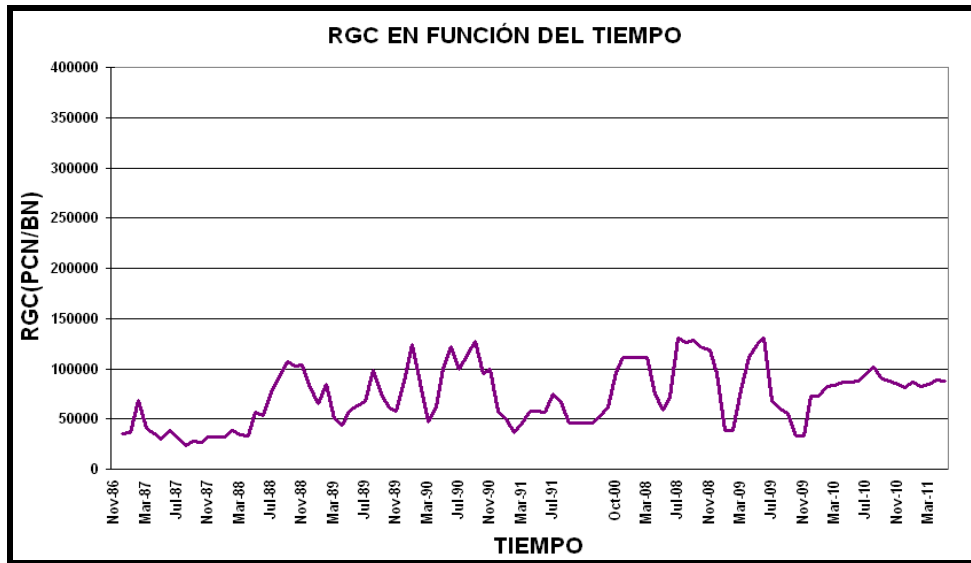


Figura 4. 12 Comportamiento del RGC en función del tiempo.

Adicionalmente se graficó la gravedad API en función del tiempo (Figura 4.13), donde observando los valores tanto para el pozo JMN-100 y JMN-115 se puede definir una gravedad API de 45°.

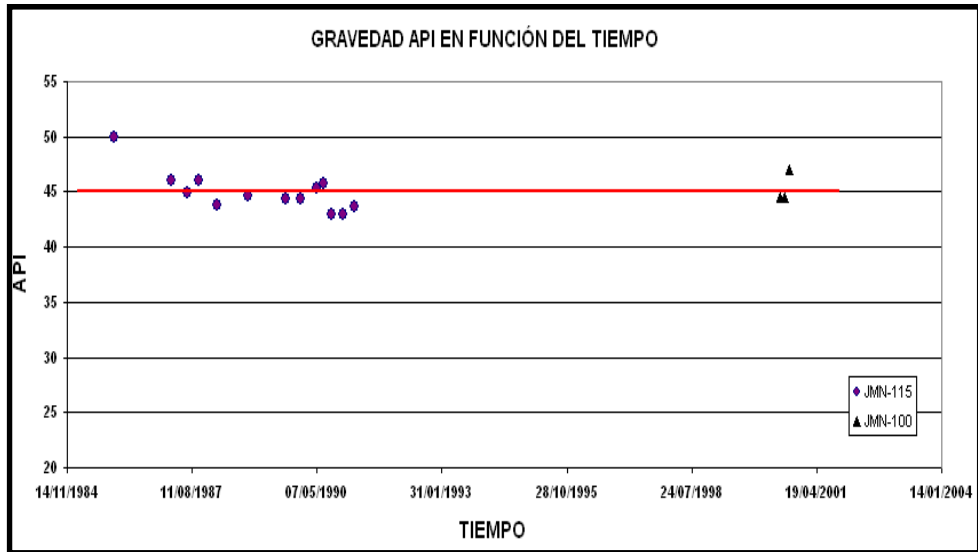


Figura 4. 13 Gravedades API del condensado producido por los pozos JMN-100 y JMN-115.

Rojas, en su literatura muestra una manera de caracterizar el fluido del yacimiento debido a parámetros como RGP, °API, C7+, C1. Valores de RGP mayor que 3200, ° API mayor que 40, C7+ menor que 12,5%, C1 mayor que 60 son característicos de un yacimiento de gas condensado. Tomando en cuenta el RGCi 34.355 PCN/BN, una gravedad API de 45, un C7+ de 1,47% y un C1 de 85% tomado del libro de reservas se puede definir perfectamente este yacimiento como yacimiento de gas condensado.

En la Figura 4.14 se muestra el comportamiento del factor de compresibilidad bifásico el cual muestra un Z_2^f de 0,861 determinado a través de la correlación de Uricare y Rojas.

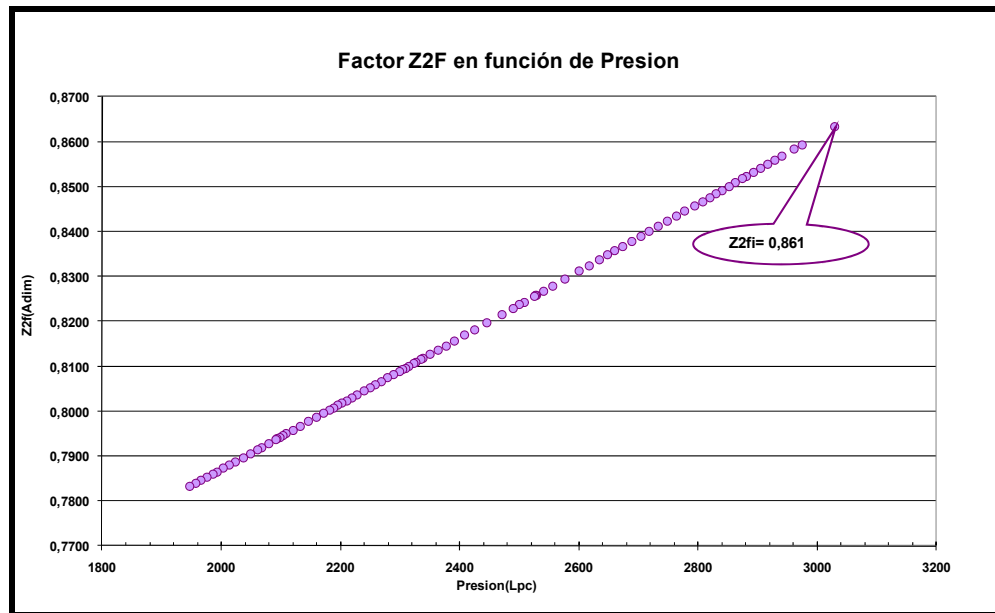


Figura 4. 14 Factor de compresibilidad bifásico mediante correlación.

De igual manera se determinó el factor volumétrico del gas inicial mediante la ecuación ya mencionada, el comportamiento del Bg se observa en la Figura 4.15, mostrando un valor de 0,005 PCY/PCN. En el Apéndice B(Tabla B5) se muestra el pvt generado por la herramienta MBAL, los cuales son bastantes similares a los obtenidos mediante correlaciones.

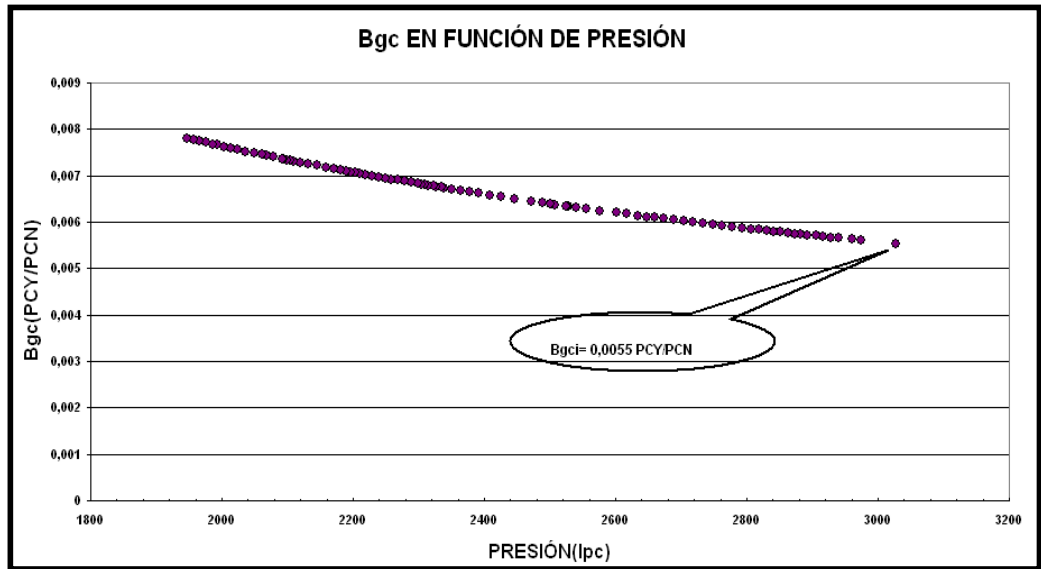


Figura 4. 15 Factor volumétrico del gas mediante correlación.

4.3 obtener los volúmenes originales en sitio (gcoes, goes, coes) mediante el método volumétrico, balance de materiales.

4.3.1 Método volumétrico

El gas condensado original en sitio (GCOES), se calculo utilizando la ecuación 2.9, el valor obtenido fue de 12.557,1 MMPCN, a partir de este valor se calculo un gas original en sitio (GOES) de 12.323,6 MMPCN.

El condensado original en sitio (COES) resulto ser 330.234 BN, un valor bastante bajo que guarda consistencia con el nuevo tamaño del yacimiento. La Tabla 4.3 muestra un resumen de los resultados obtenidos por el método volumétrico.

Tabla 4. 3 Resultados del método volumétrico

GCOES (MMPCN)	12,5
GOES (MMPCN)	12,3
COES (MBN)	3,3

4.3.2 Balance de materiales

El balance de materiales se llevo a cabo realizando el grafico de P/Z2f en función de Gp_{tt} y mediante el simulador MBAL.

4.3.2.1 Método de declinación energética

La Figura 4.16 muestra el método de declinación energética para el cálculo de GCOES. De acuerdo con el método los puntos presentan una buena alineación; la extrapolación de este comportamiento hasta P/Z2f igual a cero (0) resulta un GCOES de 11,8 MMPCN. Este GCOES presenta un porcentaje de desviación con respecto al método volumétrico de 5,9%, bastante aceptable para validar el método volumétrico.

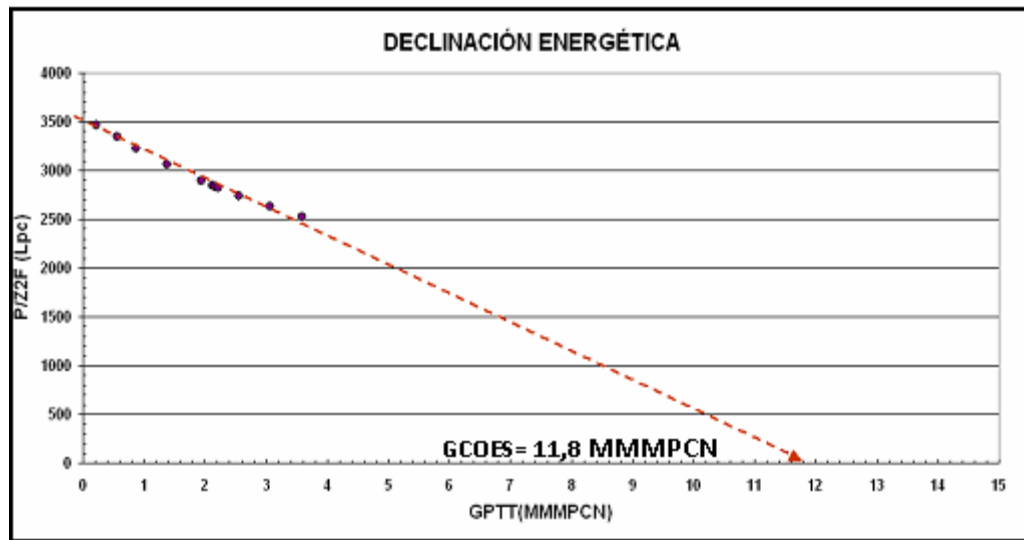


Figura 4. 16 Cálculo del GCOES por el método de declinación energética.

Con este mismo gráfico pero simplemente ingresando con las condiciones de abandono ($P/Z2fab = 705$ lpc) se pueden determinar las reservas. En la Figura 4,17 se obtiene un $G_{ptt}ab$ de 9,4MMMPCN.

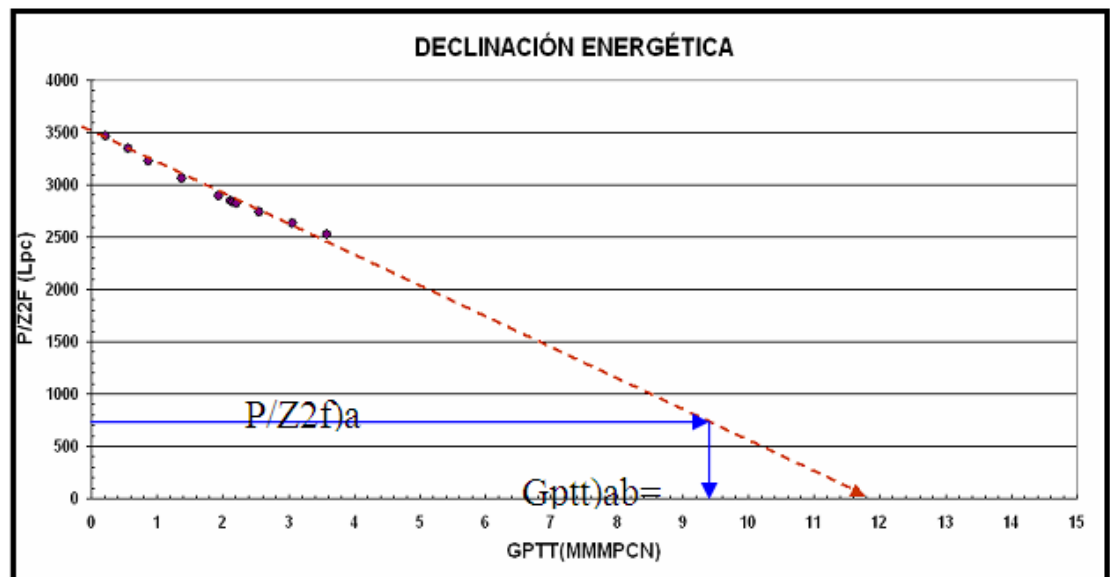


Figura 4. 17 Cálculo del $G_{ptt}ab$ para el cálculo de reservas.

Las reservas también se pueden calcular, a partir de los resultados obtenidos de un conjunto de gráficos, estos son: G_p/N_c , W_p/N_c y We/N_c en función de los fluidos acumulados. La Figura 4.18 muestra una gráfica de G_p/N_c en función de G_{ptt} , a través de ella también se determina el estado saturado del yacimiento, ya que no presenta ninguna tendencia constante, siempre esta se manifiesta en forma ascendente.

El comportamiento observado indica que la relación de gas condensado va aumentando con el tiempo, ya que la condensación retrograda del yacimiento comenzó a ocurrir desde el inicio de su producción. Ingresando a este gráfico con el G_{ptt} se obtiene un G_p/N_c de 68.000 PCN/BN.

Las Figuras 4.19 y 4.20 muestran un W_p/N_c de 6,8 BY/BN y un We/N_c de 6,4 BY/BN. Con estos resultados se determinaron unas reservas recuperables de gas de 11,2 MMMPCN y unas reservas recuperables de condensado de 165.260 BN.

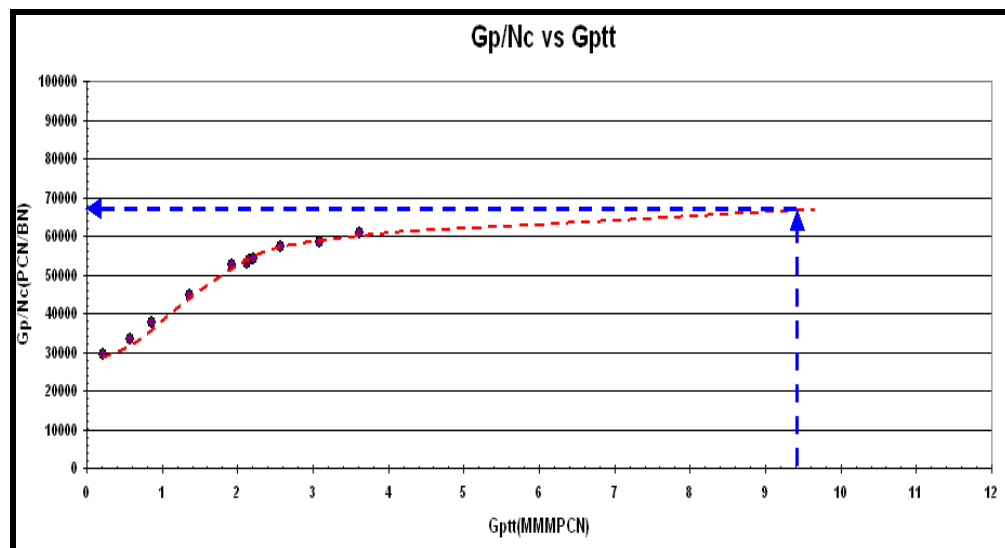


Figura 4. 18 G_p/N_c para el cálculo de reservas por el método de declinación energética.

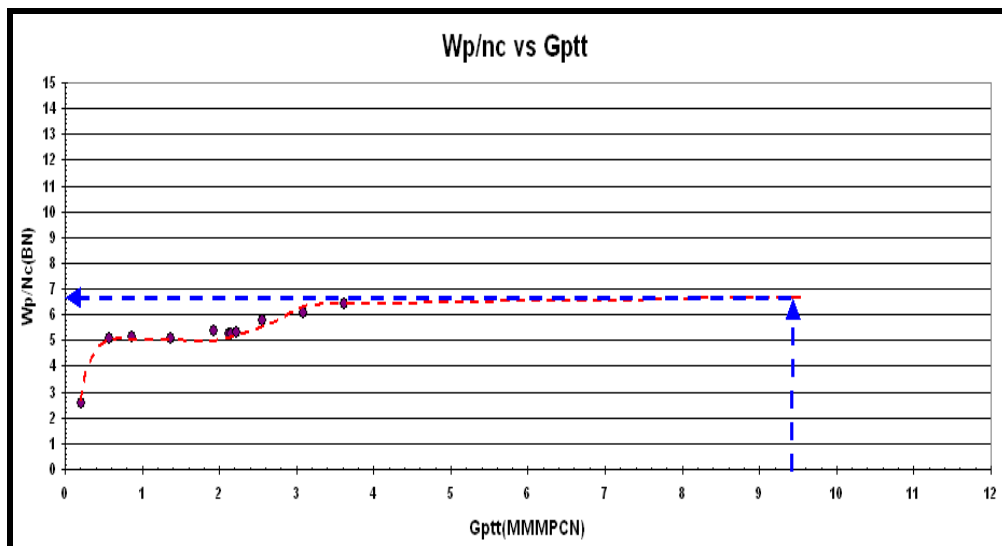


Figura 4. 19 Wp/Nc para el cálculo de reservas por el método de declinación energética.

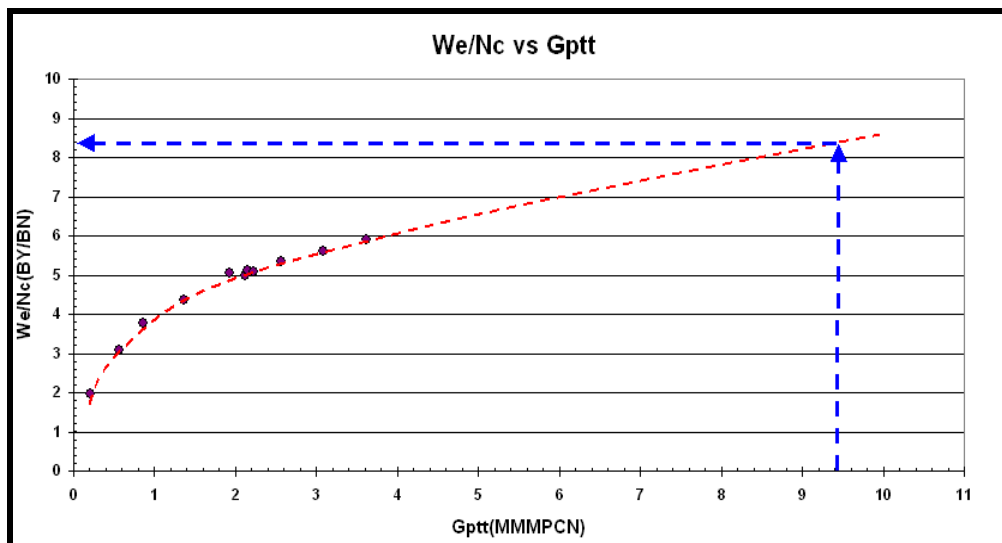


Figura 4. 20 We/Nc para el cálculo de reservas por el método de declinación energética.

Determinando así reservas remanentes de gas de 2,5 MMPCN y 23.570 BN para condensado.

4.3.2.2 Simulación con MBAL

Haciendo uso del método analítico generado por el simulador MBAL se observa en la Figura 4.21 el comportamiento energético del yacimiento. Los puntos amarillos corresponden a la información cargada en las tablas de datos disponibles en el simulador, procedimiento que se explica en la sección 3.1.3.2 de las herramientas utilizadas; mientras que la línea azul corresponde al comportamiento simulado. Con este resultado podemos notar que este gráfico y el gráfico del modelo de presiones (Figura 4.10) presentan tendencias bastantes similares las cuales cotejan muy bien con la declinación de energética que ha presentado el yacimiento durante toda su vida productiva.

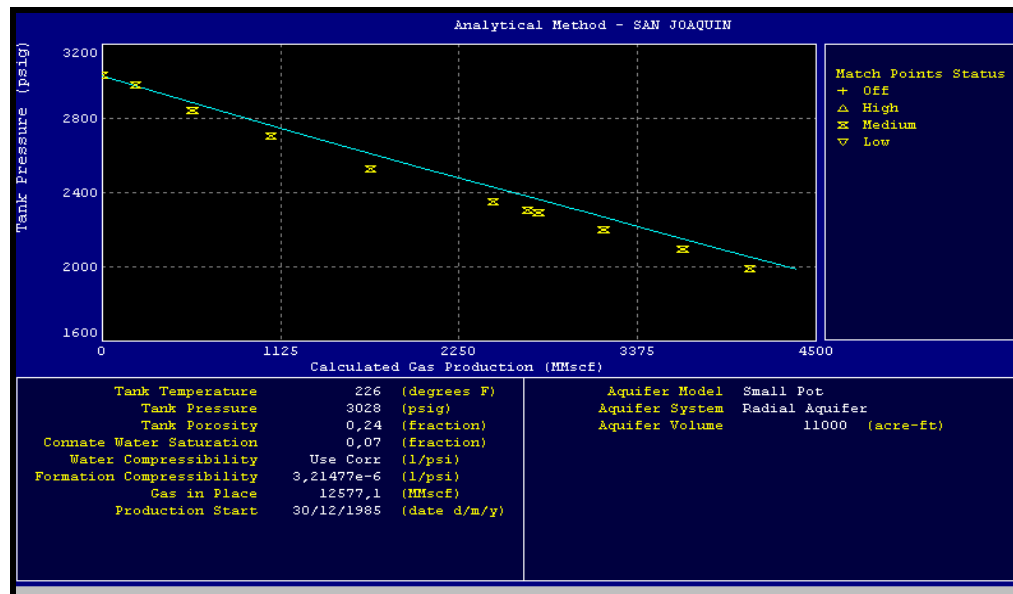


Figura 4. 21 Método analítico generado por el simulador MBAL.

Generando el método gráfico (Figura 4.22) se obtiene un GCOES de 12,06 MMMPCN, valor que presenta un porcentaje de desviación de 3,9% en comparación con el método volumétrico.

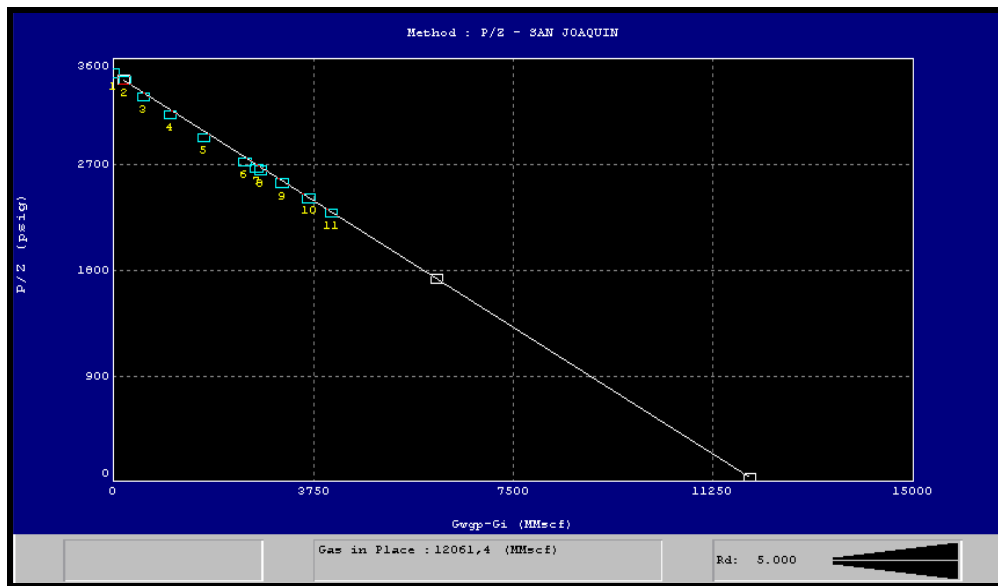


Figura 4. 22 Método gráfico generado por el simulador MBAL.

A través de este simulador también se genera un gráfico llamado Energy Plot, el cual permite determinar el mecanismo de producción predominante en el yacimiento (Figura 4.23).

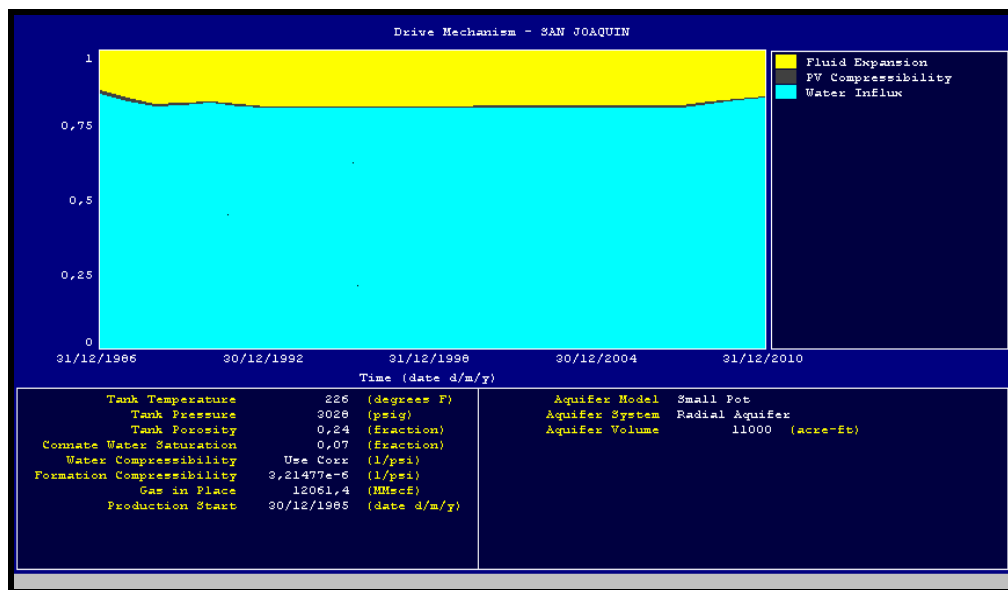


Figura 4. 23 Grafico energy plot para observar el mecanismo de producción predominante en el yacimiento.

El color amarillo corresponde a un 12% para la expansión de roca y fluidos, 2% para la compresibilidad de la roca, mientras que el color azul muestra un 86% para el empuje hidráulico, este alto valor se obtiene debido a la alta producción de agua de este yacimiento. Finalmente la Tabla 4,4 muestra un resumen de los resultados obtenidos a través de los métodos para el cálculo de GCOES, así como también un porcentaje de desviación entre los métodos dinámicos y el método volumétrico.

Tabla 4. 4 Porcentaje de desviación fijando el método volumétrico.

MÉTODO	VOLUMÉTRICO	DECLINACIÓN ENERGÉTICA	MBAL
GCOES (MMMPCN)	12,5	11,8	12,06
% DESVIACIÓN		5,9	3,9

Adicionalmente se realizó el grafico de Cole con la finalidad de visualizar la influencia del acuífero en este yacimiento (Figura 4.24).

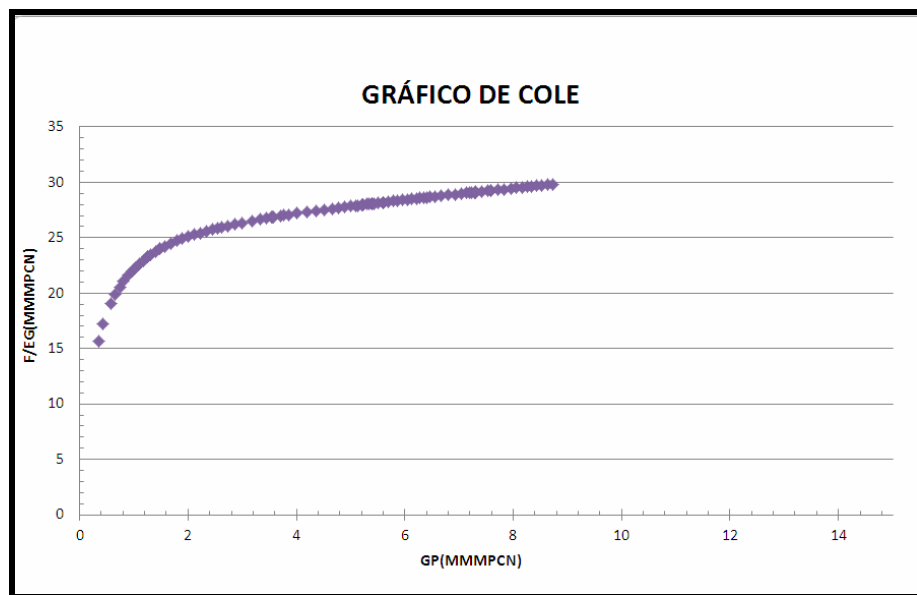


Figura 4. 24 Gráfico de Cole para determinar de la influencia del acuífero.

En esta imagen se muestra que el acuífero asociado se comporta como un acuífero activo, ya que su comportamiento es ascendente. Esto

corresponde correctamente con la alta producción de agua, el mantenimiento de presión y el mecanismo de producción predominante.

4.4 Proponer un plan de explotación para el recobro de las reservas remanentes del yacimiento

En vista de que el yacimiento es pequeño, y observando la ubicación de cada uno de los pozos interpretados y completados en el mismo, se escoge el conjunto de pozos pertenecientes al yacimiento; el pozo JMN-216 destinado como punto de drenaje para el yacimiento en estudio y el pozo JMN-100, JMN-115, JMN-119, y JMN-245 destinados a otros horizontes pero a largo o mediano plazo.

JMN-216: Este pozo se encuentra completado doble sarta en las arenas ME-L/JMN-114, ME-M2/JMN-121C y ME-Q/JMN-100C, y actualmente activo en la arena ME-Q/JMN-100C (SL). En esta última se encuentra con un bajo potencial, y el resto de sus arenas completadas cuentan con bajo nivel energético. Este es el único pozo dirigido al yacimiento en estudio en corto y/o mediano plazo, pues como se sabe este yacimiento posee buenas propiedades electrográficas y un alto nivel energético, además posee excelente ubicación encontrándose en la parte alta de la estructura. En la Figura 4.25 se puede apreciar el registro de esta arena. Es importante mencionar que para esta arena se seleccionaron los primeros 7 pies como intervalo de cañoneo, para evitar a futuro problemas de conificación debido al acuífero asociado a este yacimiento.

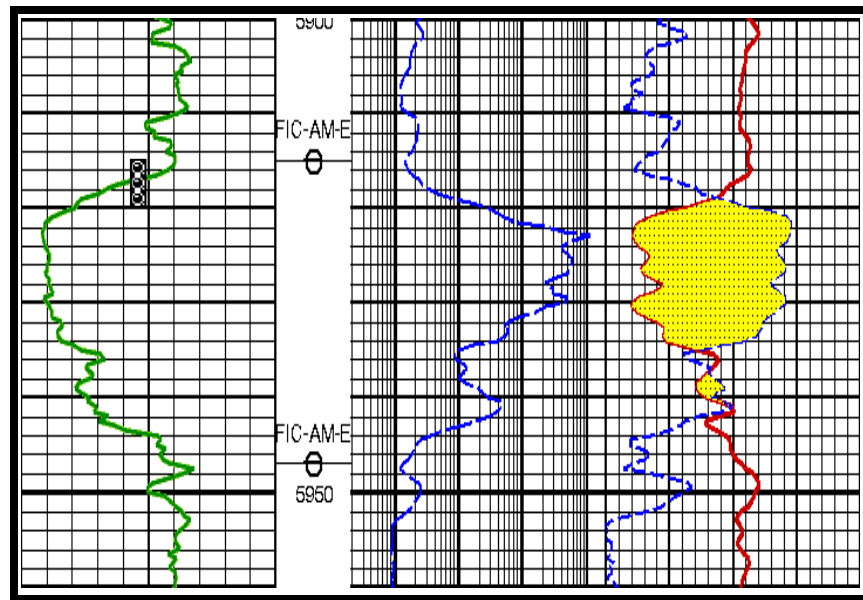


Figura 4. 25 Registro del pozo JMN-216. Arena AM-E2/JMN-115.

También es importante señalar que para realizar una propuesta es necesario ubicar otra arena, ya que proponer una sola arena no es rentable, por tal motivo se revisó la columna estratigráfica, buscando arenas prospectivas al nivel de la Formación Oficina, puesto que en el domo sur de San Joaquín esta formación presenta buenas propiedades petrofísicas y buen nivel energético en la mayoría de sus miembros. Se selecciono la arena VE-I yacimiento JMN-1; este yacimiento presenta buenas propiedades petrofísicas y una presión actual de 1.278 lpc, obtenida a través de un MDT del pozo JMN-268 en el 2011. En la Figura 4.26 se puede apreciar el registro de esta arena.

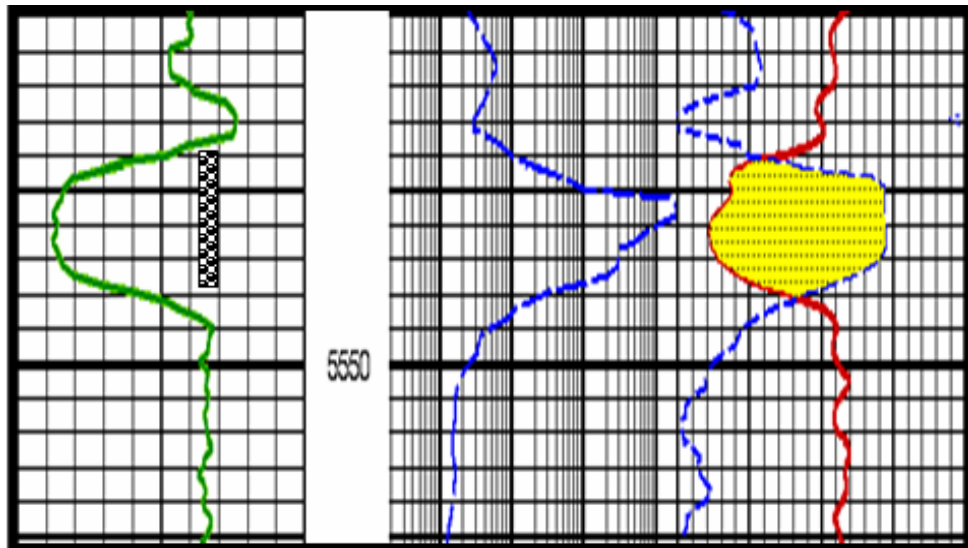


Figura 4. 26 Registro del pozo JMN-216. Arena VE-I/JMN-1.

Al realizar el respectivo análisis nodal para generar un potencial de producción de esta propuesta se obtuvieron los siguientes resultados. En las Figuras 4.27 y 4.28 se observa el potencial de gas y condensado esperado para la arena AM-E2 yacimiento JMN-115 y en las Figuras 4.29 y 4.30 el potencial de la arena VE-I yacimiento JMN-1 respectivamente. Como objetivos remanentes para este pozo se seleccionaron las arenas AM-H/JMN-11 y AM-K1/JMN-11 ambas con buenas propiedades petrofísicas y buen nivel energético. El diagrama propuesto para este pozo se muestra en el **Apéndice C**.

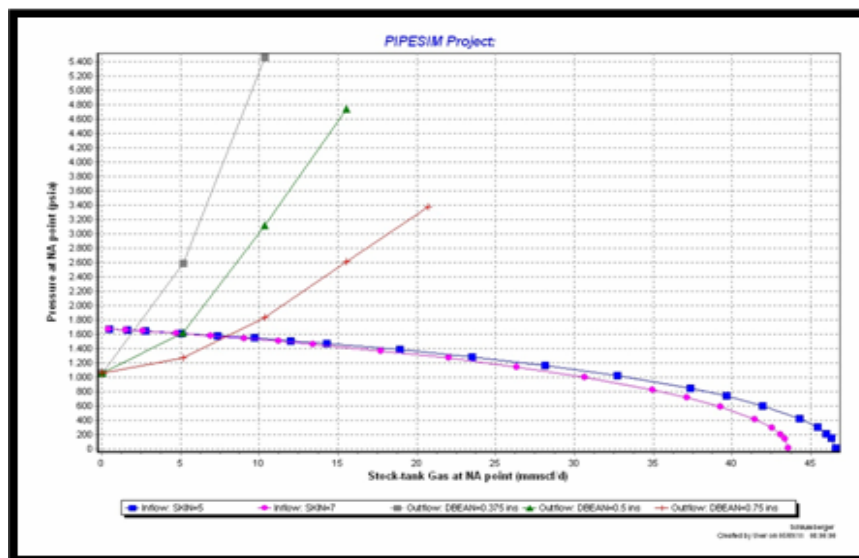


Figura 4. 27 Análisis nodal pozo JMN-216. Arena AM-E2/JMN-115. Gas.

Seleccionando un reductor de 3/8" se generaría un potencial de gas de 2.1 MMPCD y 21 BN de condensado, con una presión de fondo fluvente de 1.594 lpc y una presión en cabezal de 680 lpc para un nivel de separación de 450 lpc.

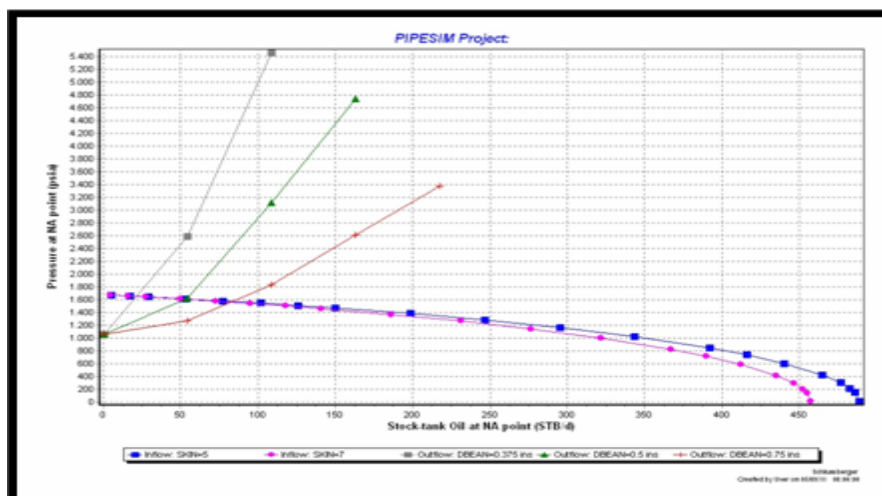


Figura 4. 28 Análisis nodal/pozo JMN-216. Arena AM-E2/JMN-115. Condensado.

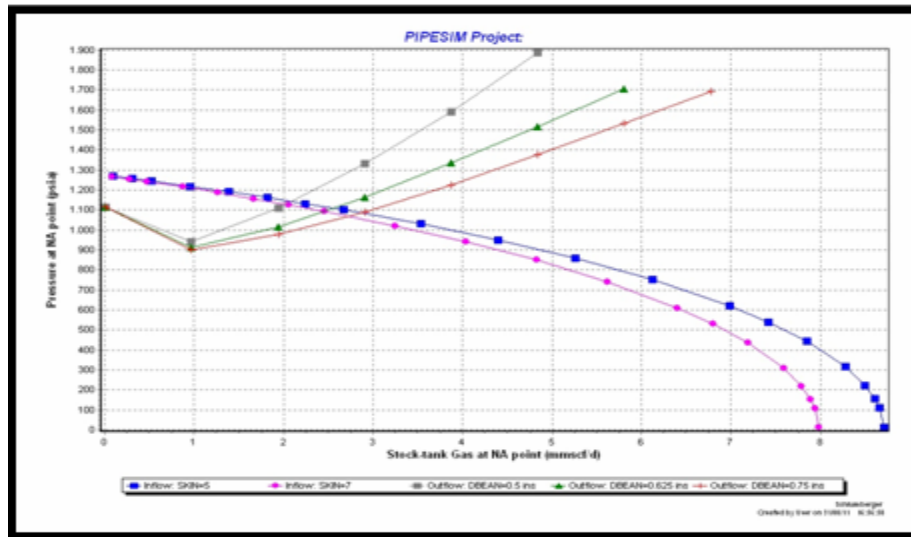


Figura 4. 29 Análisis nodal/pozo JMN-216. Arena VE-I/JMN-1. Gas.

Seleccionando un reductor de 3/8" se generaría un potencial de gas de 1.3 MMPCD y 29 BN de condensado, con una presión de fondo fluyente de 1.131 lpc y una presión en cabezal de 682 lpc para un nivel de separación de 450 lpc.

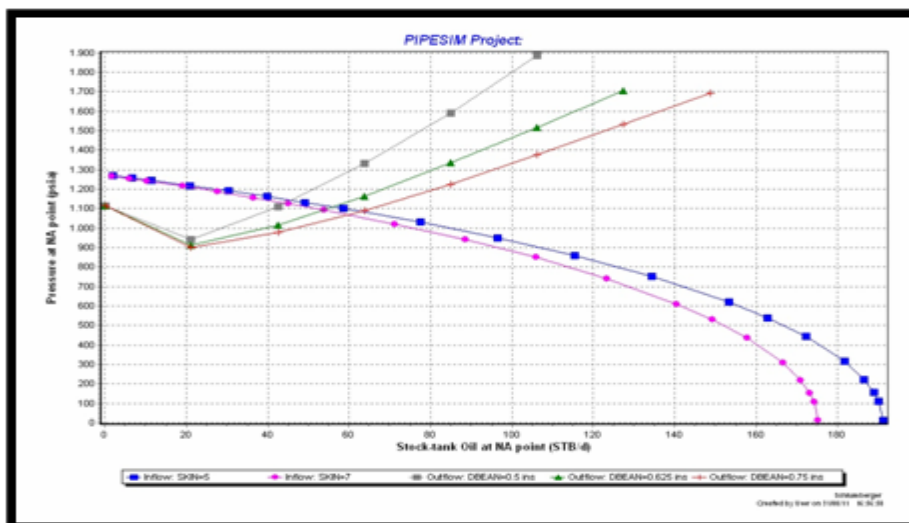


Figura 4. 30 Análisis nodal pozo JMN-216. Arena VE-I/JMN-1. Condensado.

Pozo JMN-100: se encuentra completado sencillo selectivo en las arenas ME-T3/JMN-100C y ME-M2/JMN-121C, encontrándose activo en la arena ME-T3/JMN-100C con un buen potencial de gas. Motivo por el cual esta propuesta es a largo plazo. Observando que este pozo ha sido completado en muchas arenas, que la arena ME-M2/JMN-121C posee bajo nivel energético y a su vez tomando en cuenta que en este pozo estuvo completada la arena VE-E3/JMN-22 y que en su momento fue cementada por no ser prospectiva, se decide estudiar un poco más a fondo. Al observar la última prueba cargada correspondiente a esta (21 BN, 2.6 MMMPCN, y 1060 lpc en cabezal), la cual se muestra bastante atractiva tanto a nivel productivo como electrográfico, se decide incluirla en las propuestas, con la idea de recañonear la misma ampliando su intervalo de cañoneo de 12 pies a 20 pies. En la Figura 4.31 se muestra el registro de esta arena.

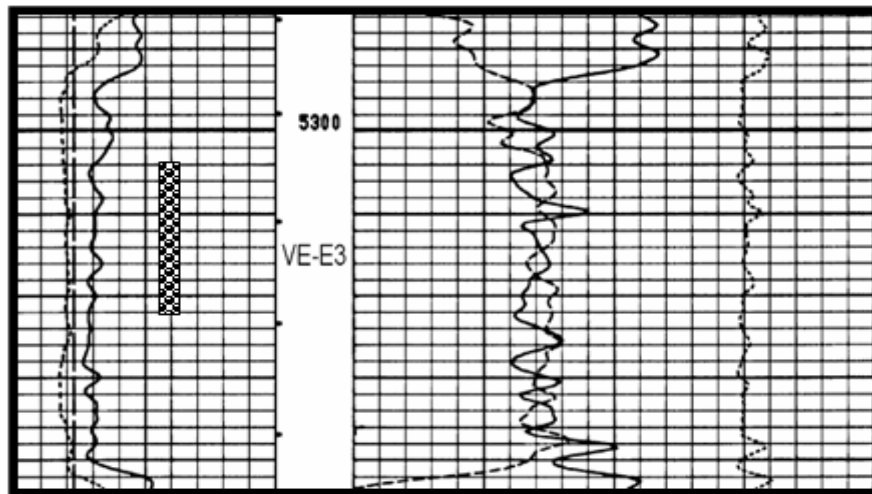


Figura 4. 31 Registro del pozo JMN-100. Arena VE-E3/JMN-22.

Por su parte en las Figuras 4.32 y 4.32 se muestran los potenciales esperados de gas y condensado obtenido a través del análisis nodal. A su vez en el Apéndice C se muestran el diagrama actual y el propuesto para este pozo.

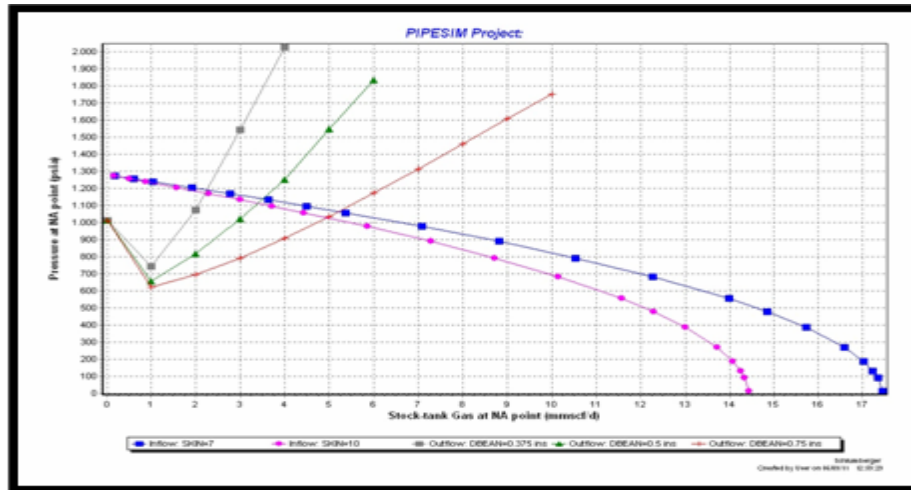


Figura 4. 32 Análisis nodal/pozo JMN-100. Arena VE-E3/JMN-22. Gas.

Seleccionando un reductor de 1/2" se generaría un potencial de gas de 3,4 MMPCD y 34 BN de condensado, con una presión de fondo fluuyente de 1.176 lpc y una presión en cabezal de 924 lpc para un nivel de separación de 450 lpc.

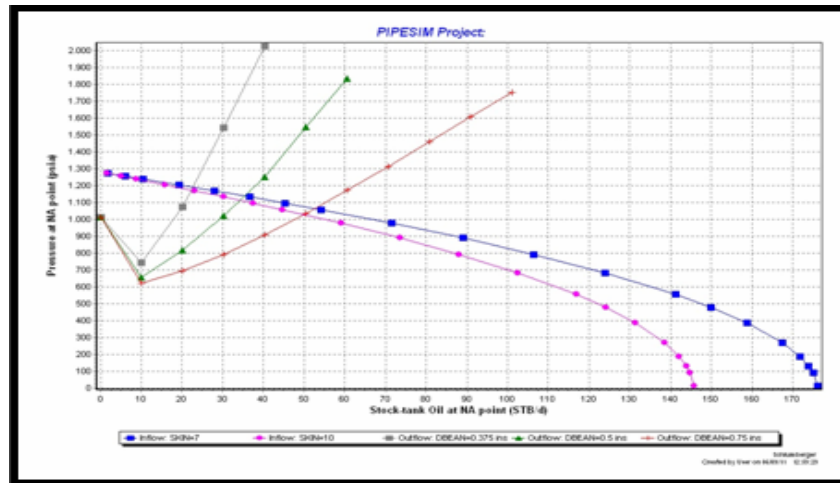


Figura 4. 33 Análisis nodal/pozo JMN-100. Arena VE-E3/JMN-22. Condensado.

Pozo JMN-115: único pozo activo en el yacimiento en estudio con un buen potencial de gas. En este caso se decidió que este pozo siga drenando las reservas del mismo y que una vez que su producción de gas decline, se realice un cambio de zona para la arena CO-A2/JMN-82, una vez evaluada dicha arena.

Pozo JMN-119: se encuentra completado doble sarta en las arenas ME-T45/JMN-122 (SC), CO-C/JMN-1 (SC) y SJ-A/JMN-110 (SL). El mismo se encuentra activo en CO-C y SJ-A con un buen potencial en ambas arenas, motivo por el cual esta propuesta es a largo plazo. Se propone para este caso la arena MO-J/JMN-11 el cual es un yacimiento original y probado con una presión de 1.351 lpc, obtenido a través de un MDT del pozo JMN-216 en el 2004 y con excelentes propiedades petrofísicas. En la Figura 4.34 se muestra el registro de esta arena.

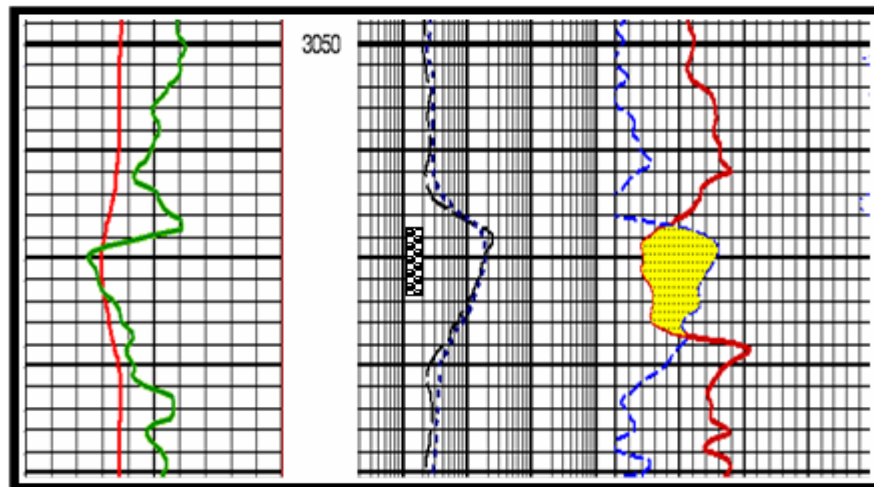


Figura 4. 34 Registro del pozo JMN-119. Arena MO-J/JMN-11.

En vista de que para realizar un análisis nodal es necesario contar con pruebas de producción de pozos vecinos, y este es un yacimiento original no se puede realizar dicho análisis. Como segundo objetivo se propone la arena ME-S1/JMN-111 la cual cuenta con una presión actual de 1.292 lpc y buenas propiedades petrofísicas, las cuales se pueden apreciar en la Figura 4.35.

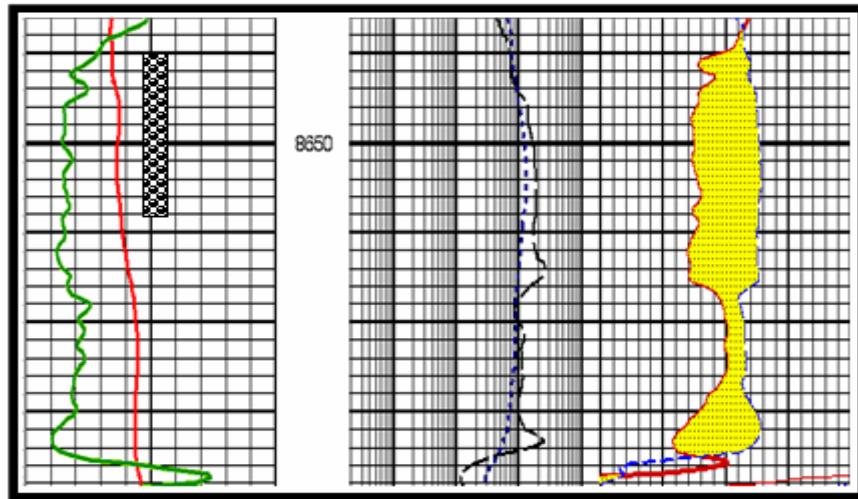


Figura 4. 35 Registro del pozo JMN-119. Arena ME-S1/JMN-111.

En la Figura 4.36 se tiene el potencial esperado para gas en la arena MO-J/JMN-11. Donde seleccionando un reductor de 3/8 se obtienen 3,2 MMPCD , con una presión de fondo fluyente de 1.311 lpc y una presión de cabezal de 1.212 lpc, para un nivel de 450 lpc.

En las Figuras 4.37 y 4.38 se muestra el potencial esperado tanto para gas y condensado en la arena ME-S1/JMN-111.

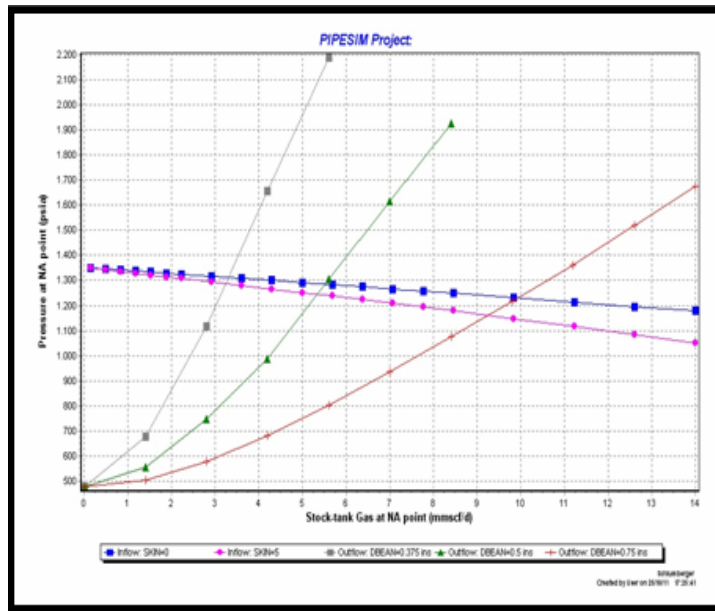


Figura 4. 36 Análisis nodal pozo JMN-119. Arena MO-J/JMN-11. Gas.

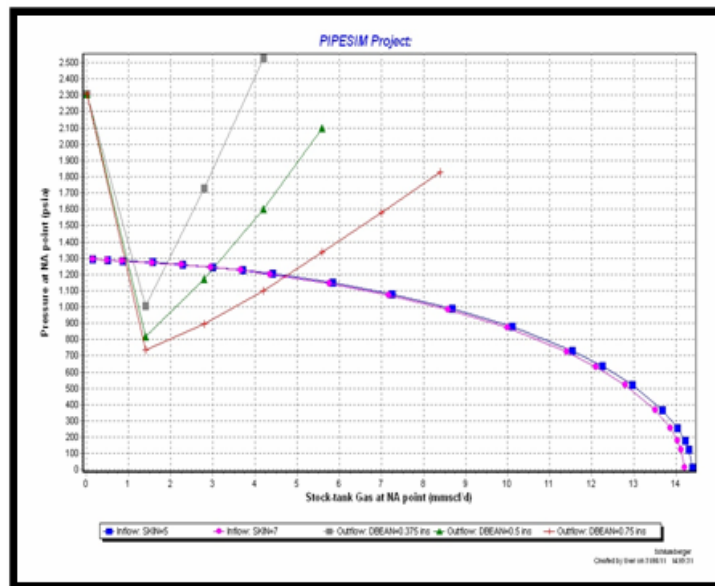


Figura 4. 37 Análisis nodal pozo JMN-119. Arena ME-S1/JMN-111. Gas.

Seleccionando también un reductor de 3/8" se generaría un potencial de gas de 1.9 MMPCD y 20 BN de condensado, con una presión de fondo fluyente de 1.200 lpc y una presión en cabezal de 877 lpc para un nivel de separación de 450 lpc.

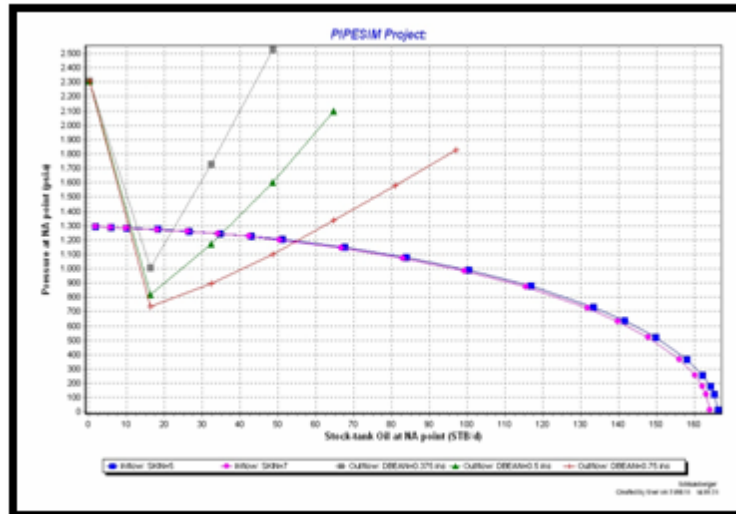


Figura 4. 38 Análisis nodal pozo JMN-119. Arena ME-S1/JMN-111. Condensado.

Pozo JMN-245: se encuentra completado doble sarta y activo en las arenas ME-P/JMN-117 (SC) y SJ-A/JMN-110 (SL) con buen potencial. Para este pozo se proponen a futuro las siguientes arenas: ME-A/JMN-115 yacimiento original con una presión de 3.353lpc y buenas propiedades petrofísicas cuyo registro se puede apreciar en la figura 4.39. Observando que este es un yacimiento original el análisis nodal no puede ser realizado.

Como segunda propuesta para este mismo pozo se tiene la arena ME-S1/JMN-111, la misma arena propuesta para el pozo JMN-119, ambos pozos

entre si cuentan con una distancia aceptable para que puedan ser completados en la misma arena. Se toma esta decisión puesto que este yacimiento posee buenas características petrofísicas y buen nivel energético. En la Figura 4.40 se muestra el registro de esta arena.

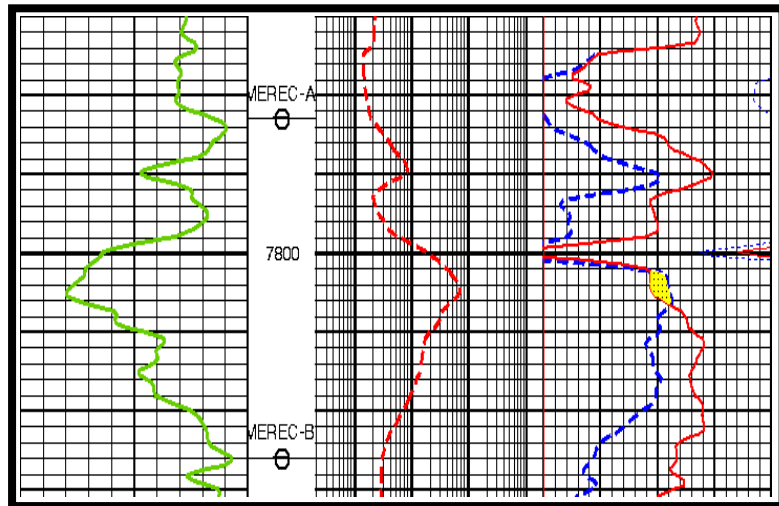


Figura 4. 39 Registro del pozo JMN-245. Arena ME-A/JMN-115.

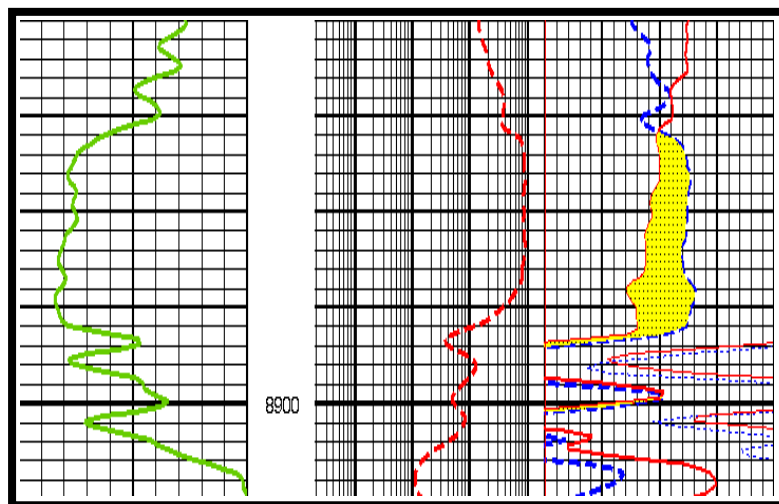


Figura 4. 40 Registro del pozo JMN-245. Arena ME-S1/JMN-111.

Realizando el análisis para ambas arenas se tienen los siguientes resultados: En las Figuras 4.42 y 4.43 se muestran los potenciales esperados tanto para gas como para condensado para la arena ME-A/JMN-115.

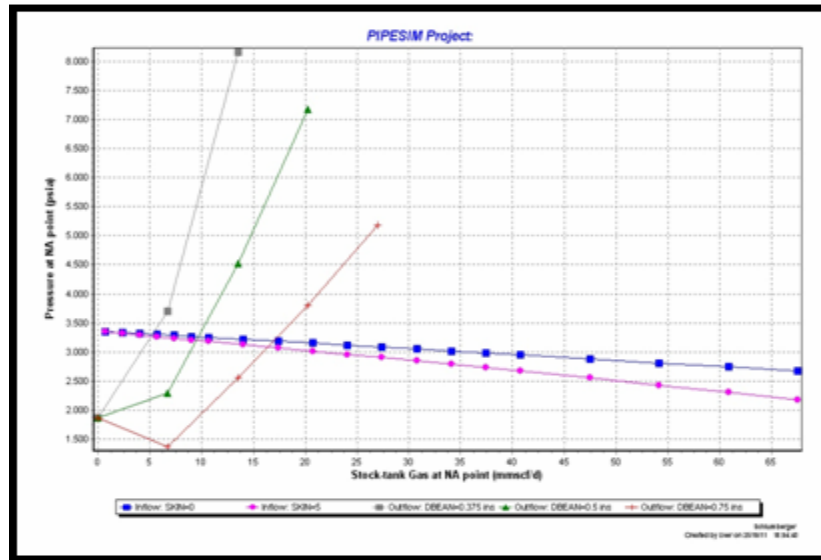


Figura 4. 41 Análisis nodal/pozo JMN-245. Arena ME-A/JMN-115. Gas.

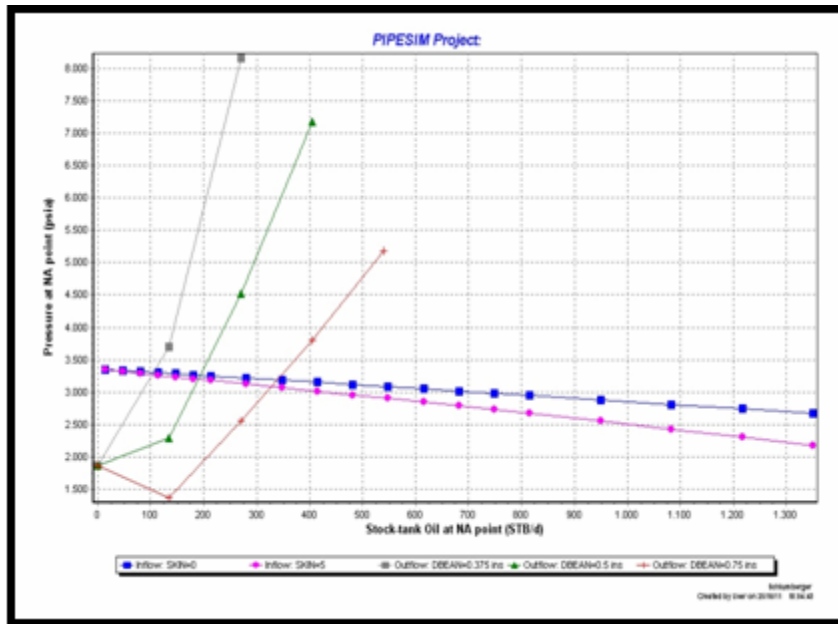


Figura 4. 42 Análisis nodal/pozo JMN-245. Arena ME-A/JMN-115. Condensado

Seleccionando un reductor de 3/8” se obtiene un potencial de gas de 5,11 MMPCD y 103 BND de condensado. Con una presión de fondo fluuyente de 3.271 lpc y una presión de cabezal de 2.481 lpc, para un nivel de 450 lpc.

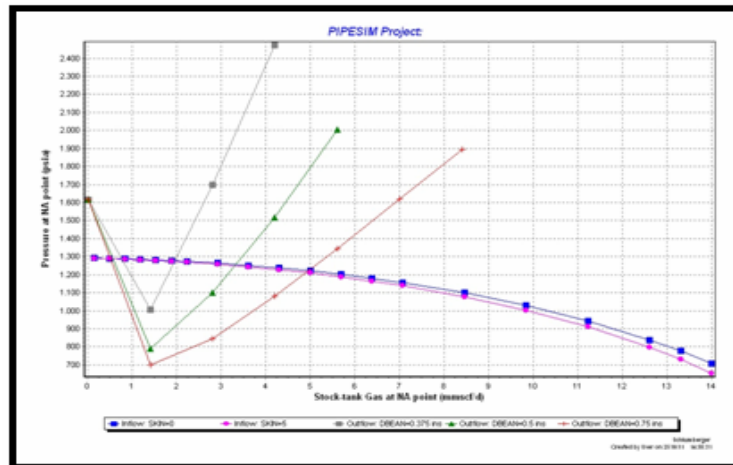


Figura 4. 43 Análisis nodal/pozo JMN-245. Arena ME-S1/JMN-111. Gas.

En las Figuras 4.44 y 4.45 se muestran los potenciales esperados tanto para gas como para condensado en la arena ME-S1/JMN-111

Seleccionando también un reductor de 3/8" se generaría un potencial de gas de 2 MMPCD y 20 BND de condensado, con una presión de fondo fluuyente de 1200 lpc y una presión en cabezal de 877 lpc para un nivel de separación de 450 lpc.

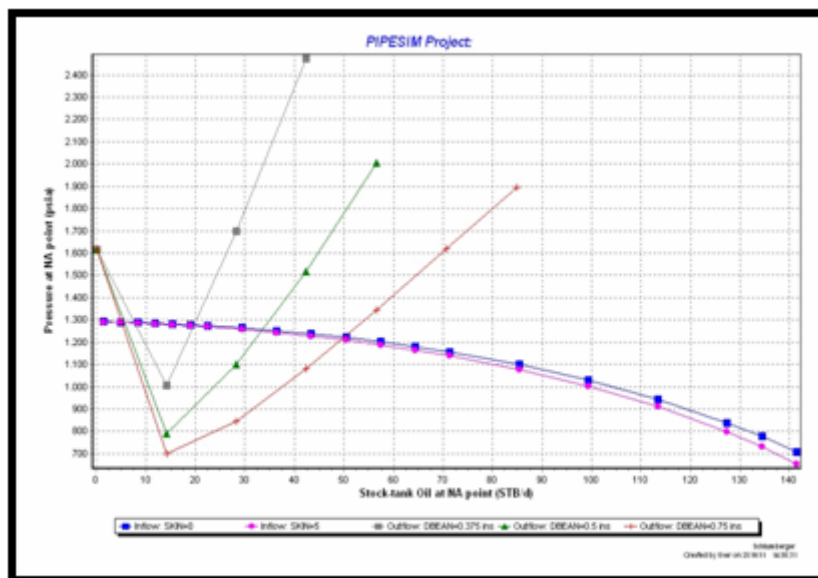


Figura 4. 44 Análisis nodal/pozo JMN-245. Arena ME-S1/JMN-111. Condensado.

De la misma manera el diagrama actual y propuesto de este pozo se encuentra en el **Apéndice C**.

4.5 CONCLUSIONES

1. El contacto agua gas condensado real se encuentra a -5.460 pie, reduciendo la extensión areal del yacimiento de 758 a 308 acres.
2. Las secciones estratigráficas muestran continuidad lateral descartando comunicación vertical, y las secciones estructurales esquemáticas permiten visualizar la forma cómica del yacimiento.
3. El yacimiento presenta una porosidad de 24%, saturación de agua inicial de 7%, permeabilidad absoluta de 942 md y un espesor promedio de 21 pies.
4. De acuerdo a la Relación Gas Condensado (RGCi) 34.355 PCN/BN y su gravedad API 45, se caracteriza el fluido en el yacimiento JMN-115 arena AM-E2 como gas condensado.
5. La presión inicial del yacimiento es de 3.028 Lpc, encontrándose saturado a condiciones iniciales.
6. El yacimiento cuenta con un GCOES de 12,5 MMMPCN, un GOES de 12,3 MMMPCN y un COES de 358.959 BN.
7. El yacimiento cuenta con reservas remanentes de 2,5 MMMPCN de gas de separador y con 23.570 BN de hidrocarburos líquidos para condiciones de abandono de 705 Lpc.
8. Los mecanismos de producción predominantes son: la expansión de los fluidos 12%, empuje hidráulico 86% y compresibilidad de la formación 2%.
9. El yacimiento se ve influenciado por acuífero activo.

10. De llevarse a cabo las propuestas antes mencionadas se sumara a la producción del campo San Joaquín, un total de 17,71 MMPCD y 214 BND.

4.6 RECOMENDACIONES

1. Agotar las reservas remanentes de condensado y gas del yacimiento en estudio a través del pozo activo JMN-115, y con la incorporación a corto y/o mediano plazo del pozo JMN-216.
2. Preparar un programa de toma de presiones, para monitorear el comportamiento del yacimiento.
3. Realizar una nueva interpretación geológica de la extensión de la arena ME-A yacimiento JMN-115 para poder llevar a cabo la propuesta a futuro en el pozo JMN-245.
4. Tomar en cuenta los trabajos propuestos a futuro en los pozos JMN-100, JMN-115, JMN-119, JMN-216, JMN-245 previa revisión de los mismos en las prospectividades de su columna estratigráfica.
5. Someter las nuevas reservas resultantes en este estudio, para tener una mejor referencia en la óptima explotación del yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. Andrade, K. **“Caracterización dinámica del yacimiento AG-1 arena MEHI”**. Tesis de Grado Núcleo Anzoátegui (2009).
2. Rodríguez, M. **“Determinación de la Estrategia de Explotación Optima para la arena J1U, Yacimiento ZM-414, de los Campos Aguasay y Zulus, Área Mayor de Oficina”**. Tesis de Grado Núcleo Anzoátegui (2006).
3. Arena, J. **“Estudio de las Alternativas de explotación para arena M3A, Yacimiento AG-40, Campo Aguasay Área Mayor de Oficina, mediante la validación del Modelo Dinámico”**. Tesis de Grado Núcleo Anzoátegui (2006).
4. González de J, **“Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas”**. Ediciones FONINVES, Caracas (1980).
5. Mendoza, A y Armas, M. **“Caracterización del Modelo Estático y Dinámico de las Arenas CO-R1, CO-R2 y CO-S de la Formación Oficina del Campo El Toco, estado Anzoátegui”**. Tesis de Grado, Universidad de Oriente de Bolívar y Monagas, PDVSA Distrito Anaco (2001).
6. Silva, J. **“Estudio Petrofísico de Evaluaciones de Formaciones”**. Puerto La Cruz (1991).
7. Serra, O. **“Estudios Estratigráficos y Tectónicos Mediante Perfiles de Pozos”**. Impresos Edipubli. S.A, Schlumberger (1986).

8. Manucci, J. "**Caracterización Física De Los Yacimiento**". PDVSA CIED, Puerto La Cruz (1997).
9. Rojas, G. "**Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado**". PDVSA CIED (1992).
10. Manucci, J. "**Caracterización Física De Los Yacimiento**". PDVSA CIED, Puerto La Cruz (1997).
11. CEPET. "**Curso Básico de Ingeniería de Yacimientos**". Centro de Información y Documentación de Oriente, Barcelona (1989).
12. Essenfeld, M. "**Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos**". Editorial Foninves, Caracas (1979).
13. Craft, B y Hawkins, M. "**Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos**". Editorial Tecnos, Madrid, Espena (1968).
14. Rojas, G. "**Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado**". Puerto La Cruz (2003).

APENDICE A

A.1 GRADIENTE DE YACIMIENTO

Fijada la gravedad API en 45 de acuerdo a la figura 4.12, esta se sustituye en las ecuaciones 3.10 y 3.11 obteniéndose:

$$M_c = \frac{6084}{API - 5.9} = \frac{6084}{45 - 5.9} = 155.60 \frac{lb}{lbmol}$$

$$\gamma_c = \frac{141.5}{131.5 + API} = \frac{141.5}{131.5 + 45} = 0.8016$$

Para el cálculo de la gravedad específica del gas condensado (γ_c) se utilizo la ecuación 3.12, la RGC_i se determino con la figura 4.11; la gravedad específica del gas de separador (γ_g) y el resto de las variables han sido calculadas. Sustituyendo en la ecuación 3.12 obtenemos:

$$\gamma_{GC} = \frac{4584 * \gamma_c + RGC_i * \gamma_g}{RGC_i + 132800 * \frac{\gamma_c}{M_c}} = \frac{4584 * 0.8016 + 34355 * 0.78}{34355 + 132800 * \frac{0.8016}{155.60}} = 0.8696$$

Leyendo la presión inicial obtenida a través del modelo de presiones que se muestra en la figura 4.10, el factor de compresibilidad bifásico a través de la ecuación 3.15 y sustituyendo en la ecuación 3.13 se obtiene:

$$\rho_{GC} = \frac{28.93 * P_i * \gamma_{GC}}{Z_{GC} * R * T} = \frac{28.93 * 3028 * 0.8696}{086.96 * 10.73 * 686} = 11.90 \frac{lb}{pies^3}$$

Luego sustituyendo la densidad del gas condensado (ρ_{GC}) en la ecuación 3.14 para obtener el gradiente de presión del fluido del yacimiento.

$$Grad_{YAC} = \frac{\rho_{GC}}{144} = \frac{11.90}{144} = 0.083 \frac{lb/pulg^2}{pies}$$

A.2 POROSIDAD

Utilizando las ecuaciones mencionadas en la metodología, se ejemplifica el cálculo de la porosidad de la arena AM-E2 en el pozo JMN-115. De la ecuación 2.3 obtenemos el volumen de arcilla

$$V_{sh} = \frac{(GR - GR \min)}{(GR \max - GR \min)} = \frac{(23 - 15)}{(145 - 15)} = 0.06$$

Luego substituyendo en las ecuaciones 2.1 y 2.2 para corregir las porosidades leídas

$$\phi_{DC} = \phi_D - \phi_{Dsh} * V_{sh} = 0.36 - 0.03 * 0.06 = 0.36$$

$$\phi_{NC} = \phi_N - \phi_{Nsh} * V_{sh} = 0.1 - 0.33 * 0.06 = 0.08$$

A continuación, sustituimos en la ecuación 2.4 y obtenemos la porosidad.

$$\phi = \left[\frac{\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2}{2} \right]^{\frac{1}{2}} = \left[\frac{0.36^2 + 0.08^2}{2} \right]^{\frac{1}{2}} = 0.26 \approx 26\%$$

De manera similar se obtuvieron las porosidades para el resto de los pozos que conforman el yacimiento JMN-115 arena AM-E2, y para obtener la porosidad promedio del yacimiento, se efectuó un promedio ponderado por espesor a través de la ecuación 3.1. En la tabla A.1 se muestran los resultados obtenidos de la petrofísica realizada a cada uno de los pozos.

A.3 SATURACION DE AGUA

De la misma manera tomando en cuenta el pozo JMN-115 para ejemplificar el procedimiento utilizando la ecuación 3.2 se tiene:

$$S_w = \left[\left(\frac{a * R_w}{\phi^2 * R_t} \right) + \left(\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi^2 * R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{1.8}} - \left[\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi^2 * R_{sh}} \right]$$

$$S_w = \left[\left(\frac{1 * 0.13}{0.26^2 * 40} \right) + \left(\frac{1 * 0.13 * 0.06}{2 * 0.26^2 * 2.5} \right)^2 \right]^{\frac{1}{1.8}} - \left[\frac{1 * 0.13 * 0.06}{2 * 0.26^2 * 2.5} \right]$$

$$S_w = 0.17 \approx 17\%$$

Similarmente se revisaron el resto de los pozos; en la tabla A.1 se muestran los resultados obtenidos.

A.4 PERMEABILIDAD ABSOLUTA

Utilizando la ecuación 2.6 de la misma manera para el pozo JMN-115 se obtiene el siguiente resultado:

$$K = \left[\frac{93 * \phi^{2.2}}{S_{wir}} \right]^2 = 1341 md$$

Tabla A. 1 Petrofísica realizada a cada uno de los pozos pertenecientes al yacimiento JMN-115 arena AM-E2

POZO	TOPE	BASE	ANP	Rt	Rw	GRmin	GRmax	GRleido	Vsh	ØD	ØDsh	ØDc	ØN	ØNsh	ØNc	Øe	SW	INT. PETROFISICA	(Øe*100)^4.4	(swi*100)^2	K
JMN-115	5952	5980	28	40	0,13	15	145	23	0,06	0,36	0,03	0,36	0,1	0,33	0,08	0,26	0,17	HIDROCARBURO.	1666521	169	1341
JMN-247	6266	6274	8	6	0,13	15	145	32	0,13	0,22	0,03	0,22	0,18	0,33	0,14	0,18	0,60	Agua	340597	169	274
JMN-216	5919	5942	23	400	0,13	15	145	17	0,02	0,33	0,03	0,33	0,04	0,33	0,03	0,23	0,07	HIDROCARBURO.	1064613	169	857
JMN-245	6062	6080	18	12	0,13	15	145	24	0,07	0,27	0,03	0,27	0,26	0,33	0,24	0,25	0,33	HIDROCARBURO.	1492040	169	1201
JMN-214	6213	6234	21	5	0,13	15	145	25	0,08	0,2	0,03	0,20	0,17	0,33	0,14	0,17	0,75	Agua	281579	169	227
JMN-246	6356	6374	18	5	0,13	15	145	19	0,03	0,26	0,03	0,26	0,16	0,33	0,15	0,21	0,66	Agua	680052	169	547
JMN-119	5932	5950	18	26	0,13	15	145	25	0,08	0,29	0,03	0,29	0,1	0,33	0,07	0,21	0,25	HIDROCARBURO.	659506	169	531
JMN-100	6040	6058	18	34	0,13	15	145	16	0,01	0,26	0,03	0,26	0,16	0,33	0,16	0,21	0,25	HIDROCARBURO.	725956	169	584
JMN-111	6175	6195	20	6	0,13	15	145	30	0,12	0,21	0,03	0,21	0,15	0,33	0,11	0,17	0,66	Agua	234282	169	189
JMN-125	6214	6222	8	5	0,13	15	145	22	0,05	0,21	0,03	0,21	0,16	0,33	0,14	0,18	0,75	Agua	320735	169	258
JMN-123	6666	6672	6	7	0,13	15	145	32	0,13	0,2	0,03	0,20	0,15	0,33	0,11	0,16	0,61	Agua	187427	169	151
JMN-110	6284	6296	12	5	0,13	15	145	22	0,05	0,19	0,03	0,19	0,16	0,33	0,14	0,17	0,80	Agua	239293	169	193
JMN-122	6214	6226	12	7	0,13	15	145	15	0,00	0,22	0,03	0,22	0,15	0,33	0,15	0,19	0,65	Agua	406589	169	327
JMN-204	6278	6291	13	5	0,13	15	145	17	0,02	0,23	0,03	0,23	0,14	0,33	0,13	0,19	0,75	Agua	406490	169	327

A.5 METODO VOLUMÉTRICO

Sustituyendo valores en la ecuación 3.15 se obtiene el factor volumétrico del gas inicial

$$B_{gi} = \frac{0.00504 * Z_i * T_i}{P_i} = \frac{0.00504 * 0.86 * 686}{3028} = 0.00098 \frac{By}{PCN}$$

El área del yacimiento es de 308 acres y su espesor promedio es 21 pies; sustituyendo en la ecuación 2.9 nos queda:

$$GCOES = \frac{43560 * \phi * h_g * A * (1 - S_{wi})}{B_{gci}}$$

$$GCOES = \frac{43560 * 0.26 * 21 * 308 * (0.93)}{0.005} = 12.57 \text{MMMPCN}$$

Utilizando ecuaciones como 2.11, 2.10 y 2.12 se obtienen los resultados de fg, GOES y COES respectivamente:

$$fg = \frac{RG_{ci}}{RG_{ci} + 132.800 * \frac{\gamma_c}{M_c}} = \frac{34355}{34355 + 132800 * \frac{0.8016}{155.60}} = 0.98$$

$$GOES = GCOES * fg = 12.57 * 0.98 = 12.33MMPCN$$

$$COES = \frac{GOES}{RGC} = \frac{12332055909}{34355} = 358959.56BN$$

A.6 CALCULO DE LA INTRUSION DE AGUA POR EL METODO DE VAN EVERDINGEN Y HURST

Al sustituir el contenido de sal (15000 ppm que equivalen a 1.5%), la presión y la temperatura inicial en las ecuaciones 3.16, 3.17, 3.18 obtenemos los siguientes resultados:

$$A = 109,574 - 8,40564 S + 0,313315 S^2 + 8,72213 * 10^{-3} S^3$$

$$A = 109,574 - 8,40564 * 1.5 + 0,313315 * 1.5^2 + 8,72213 * 10^{-3} * 1.5^3 = 97.69$$

$$B = -1,12166 + 2,63951 * 10^{-2} S - 6,79461 * 10^{-4} S^2 - 5,47119 * 10^{-3} S^3 + 1,55586 * 10^{-6} S^4$$

$$B = -1,12166 + 2,63951 * 10^{-2} * 1.5 - 6,79461 * 10^{-4} * 1.5^2 - 5,47119 * 10^{-3} * 1.5^3 + 1,55586 * 10^{-6} * 1.5^4 = -1.083$$

$$\mu_{w1} = AT^B = 97.69 * 226^{1.083} = 0.274$$

Luego combinando las ecuaciones 3.16 y 3.19 obtenemos la viscosidad del agua de formación:

$$\mu_w = (0,9994 + 4,0295 * 10^{-5} * 3028 + 3,1062 * 10^{-9} * 3028^2) * \mu_{w1} = 0.315 \text{ cps}$$

Posteriormente, utilizando la ecuación 2.21 calculamos la constante de Van Everdingen y Hurst para el acuífero:

$$C = 1.119 * \phi * Ce * r_R^2 * h * f$$

$$C = 1.119 * \phi * Ce * r_R^2 * h * f = 1.119 * 0.24 * 6.53 * 2296^2 * 11 * 1 = 97.58$$

Luego se calcula el radio adimensional y las constantes necesarias para el ajuste de Bird y Cols con las ecuaciones 2.23, 2.27, 2.28, 2.29:

$$rd = \frac{r_A}{r_R} = \frac{9186.7 \text{ pies}}{2296.5 \text{ pies}} \approx 4.00$$

$$\sigma_1 = 0.53226(r_D - 1)^{2.33849} = 0.53226 * (4 - 1)^{2.33849} = 6.94$$

$$\sigma_2 = 2.72055 + 0.00401826 * r_D = 2.72055 + 0.00401826 * 4 = 2.73$$

$$\sigma_3 = 0.5(r_D^2 - 1) = 0.5 * (4^2 - 1) = 7.50$$

La caída de presión mensual se calcula con la ecuación 2.31 tal y como se indica:

$$\Delta P = \frac{P_1 + P_2}{2} - \overline{P_3} = \frac{3028.2 + 2840.4}{2} - 2779.4 = 154.81 \text{Lpc}$$

Posteriormente, se calculo el tiempo adimensional correspondiente al intervalo en cuestión, es decir 1 año o 365 días, utilizando la ecuación 2.22

$$td = 6.323 * 10^{-3} \frac{k * t}{\phi * \mu_w * C_e * r_R^2}$$

$$td = 6.323 * 10^{-3} \frac{288.4 * 365}{0.24 * 0.31 * 0.00000653 * 2296.5^2} = 236.62$$

Luego calculamos $td_n - t_{di} = 2129.6 - 236.62 = 1892.99$ y los sustituimos en las ecuaciones 2.25 y 2.26

$$Y_1 = 1.07054 * td^{0.5} + 0.500712 * td^{0.90484}$$

$$Y_1 = 1.07054 * 1892.9^{0.5} + 0.500712 * 1892.9^{0.90484} = 508.8$$

$$Y_2 = \left(\frac{td}{\sigma_1} \right)^{\sigma_2} = \left(\frac{1892.9}{6.94} \right)^{2.73} = 4614932.3$$

Ahora calculamos el flujo adimensional con la ecuación 2.24

$$Qtd = Y1 \left(\frac{1}{1+Y_2} \right)^{1.6179} + \sigma_3 \left(\frac{Y_2}{1+Y_2} \right)^{1.21257}$$

$$Qtd = 508.8 \left(\frac{1}{1+4614932.3} \right)^{1.6179} + 7.50 \left(\frac{4614932.3}{1+4614932.3} \right)^{1.21257} = 7.5012$$

Utilizando la ecuación 2.20, calculamos la intrusión de agua para el intervalo de tiempo en cuestión.

$$We = C * \Delta p * Qtd = 97.58 * 154.81 * 7.5012 = 113315.18BY$$

En la tabla A.2 se aprecia el cálculo del We aplicando el método de Van Everdingen y Hurst hasta la fecha.

Tabla A. 2 Cálculo de intrusión de agua hasta diciembre de 2010

tiempo	Pdatum	Pprom	Δp	t(DIAS)	t(años)	td	tdn-td	Y1	Y2	Qtd	$C^*(\Delta p*Qtd)$	Weacum(BN)	WE acum(MMBN)
30/11/1986	3028,2		93,92	0	0	0,00	2129,61	563,6	6370161,04	7,501218	68747,84	19947,00	0,020
30/11/1987	2840,4	2934,28	154,81	365	1	236,62	1892,99	508,8	4614932,32	7,501217	113315,18	133262,18	0,133
30/11/1988	2718,6	2779,47	155,98	730	2	473,25	1656,36	453,2	3202310,00	7,501216	114169,32	247431,50	0,247
30/11/1989	2528,4	2623,49	177,22	1095	3	709,87	1419,74	396,7	2100174,76	7,501215	129720,62	377152,12	0,377
30/11/1990	2364,1	2446,27	112,34	1460	4	946,49	1183,12	338,9	1275165,34	7,501212	82231,01	459383,13	0,459
30/11/1991	2303,7	2333,93	32,41	1825	5	1183,12	946,49	279,8	692405,93	7,501206	23721,63	483104,76	0,483
30/11/2000	2299,3	2301,52	50,42	2190	6	1419,74	709,87	218,8	315102,14	7,501191	36904,46	520009,22	0,520
30/11/2008	2202,9	2251,10	102,56	2555	7	1656,36	473,25	155,1	103886,15	7,501133	75073,31	595082,53	0,595
30/11/2009	2094,2	2148,54	105,01	2920	8	1892,98	236,63	86,9	15586,82	7,500649	76859,93	671942,46	0,672
30/11/2010	1992,9	2043,53		3285	9	2129,61	0,00	0,0	0,00	0,000000	0,00	671942,46	0,672

A.7 CALCULO DEL GPTT

El Gptt fue calculado el utilizando la ecuación 2.16

$$G_{ptt} = G_{pt} - \frac{132800 * (W_e - W_p * B_w)}{M_w}$$

$$G_{ptt} = G_{pt} - \frac{132800 * (0.13 - 0.019 * 1.05)}{18} = 569.9 \text{ MMPCN}$$

En este caso el Gpt se calculo utilizando la ecuación 2.17

$$G_{pt} = G_p + \frac{132800 * (N_c * \gamma_c)}{M_c}$$

$$G_{pt} = G_p + \frac{132800 * (N_c * \gamma_c)}{M_c} = 1252.4 + \frac{132800 * (0.0377 * 0.8016)}{155.6} = 1280.8 \text{ MMPCN}$$

A.8 RESERVAS POR DECLINACION DE PRESION

Conocidas todas las variables de la ecuación 2.18, se sustituyen para obtener las reservas de condensado a condiciones de abandono y el gas de separador con la ecuación 2.19.:

$$N_{cab} = \frac{G_{ptt}(ab)}{\left(\frac{G_p}{N_c}\right)(ab) + 132800 * \left(\frac{\gamma_c}{M_c} - \frac{1}{M_w} \left(\frac{W_e - W_p * B_w}{N_c}\right)(ab)\right)}$$

$$N_{cab} = \frac{94000000000}{68000 + 132800 * \left(\frac{0.8016}{155.6} - \frac{1}{18} (8.4 - 6.8 * 1.05)(ab)\right)} = 165260 BN$$

$$G_{p_{SEPab}} = \left(\frac{G_{p_{SEP}}}{N_c}\right)_{ab} * N_{cab} = (68000 * 165260) = 11.2 MMMPCN$$

Finalmente, al restar a estas reservas las producciones acumuladas hasta la fecha de estudio se obtienen las reservas remanentes de gas y condensado.

Reservas remanentes de gas= $G_{pab} - G_p = 2.5$ MMMPCN

Reservas remanentes de condensado= $N_{cab} - N_c = 23570$ BN

APÉNDICE B

Tabla B. 1 Información inicial de los pozos del yacimiento JMN-115 arena AM-E2

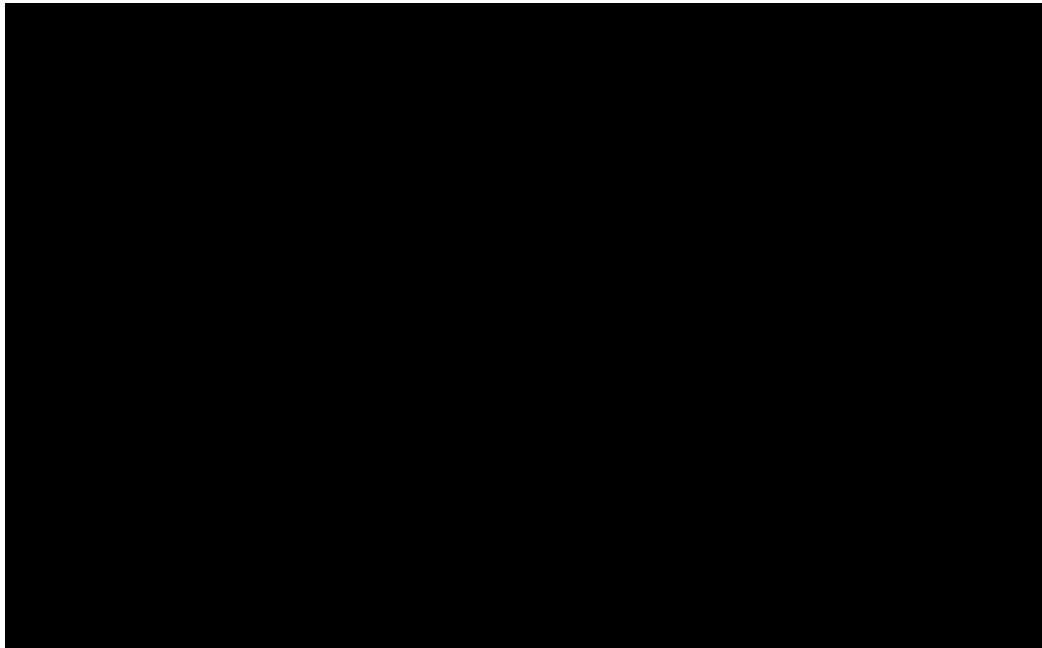


Tabla B. 2 Información actual de los pozos del yacimiento JMN-115 arena AM-E2

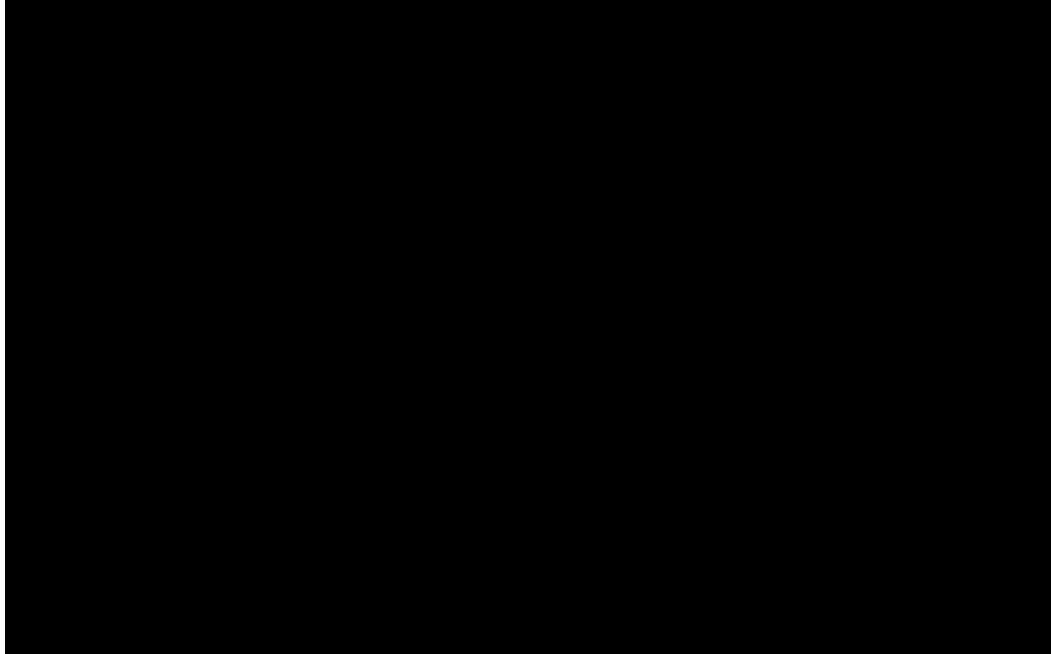
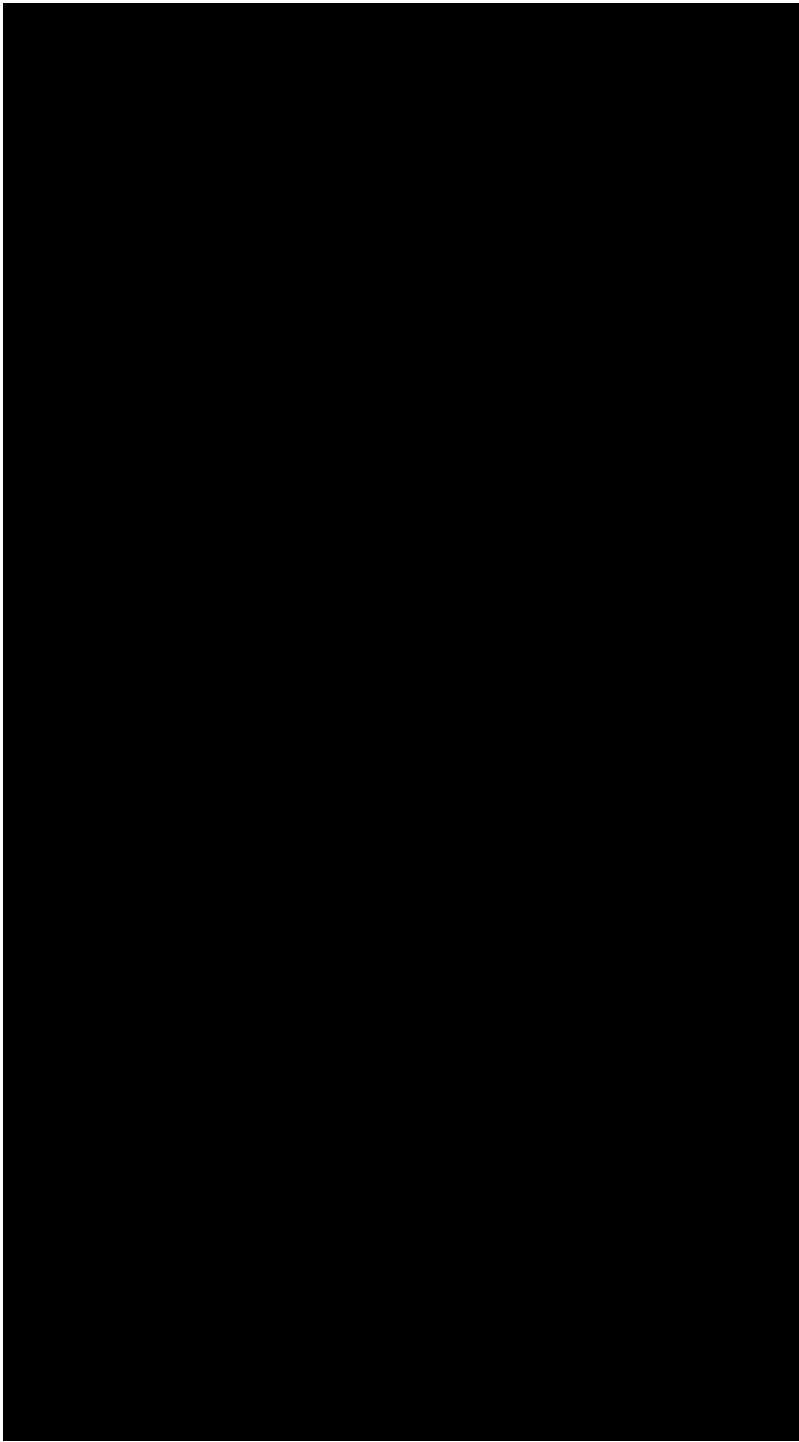
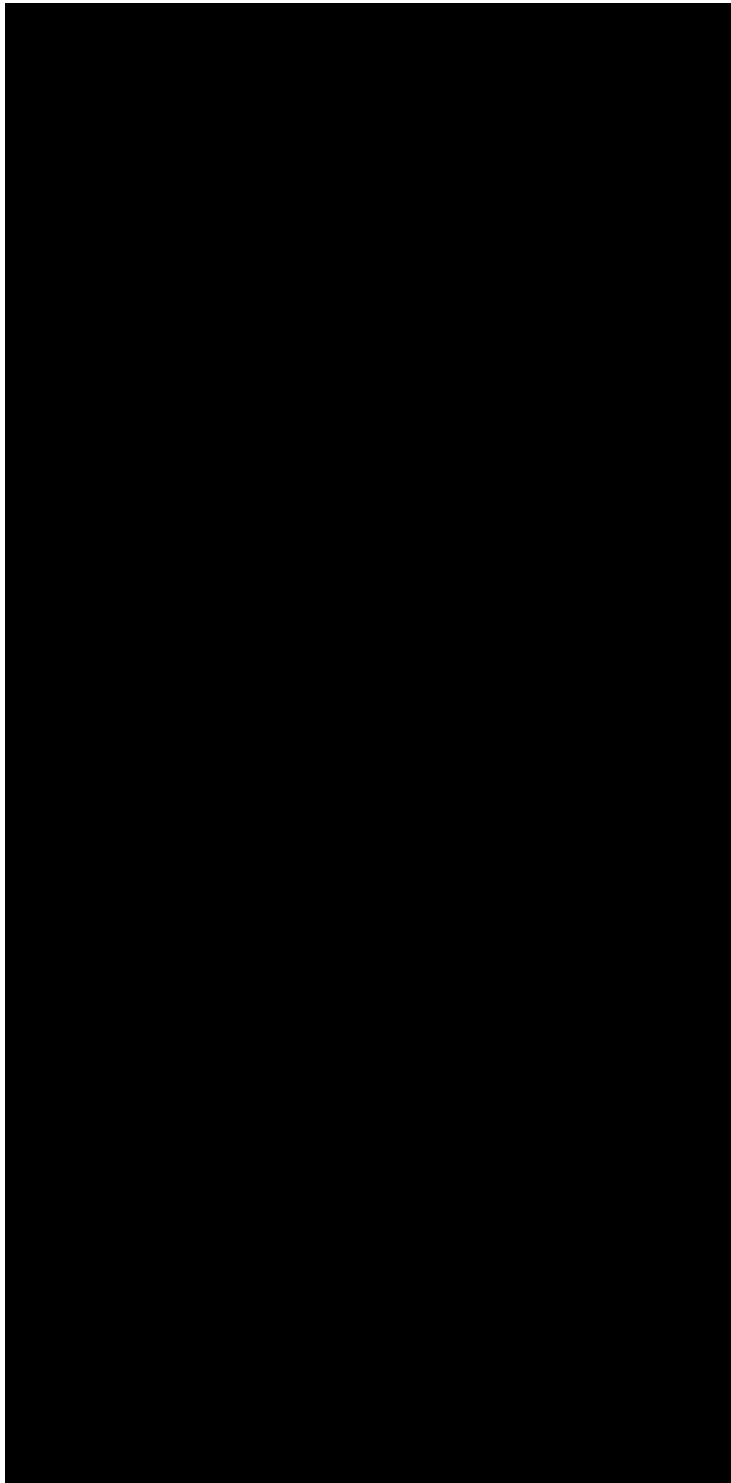


Tabla B. 3 Histórico de producción del yacimiento JMN-115 arena AM-E2

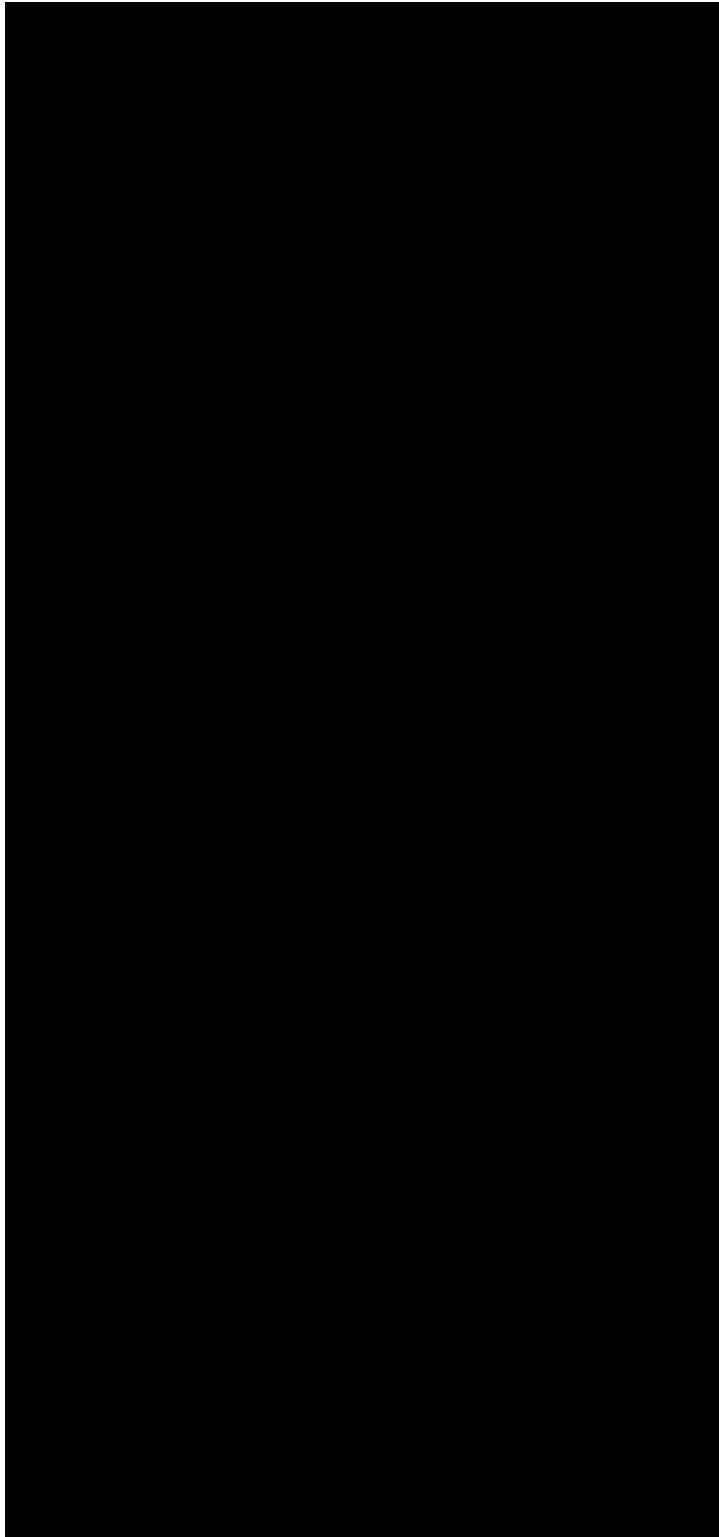












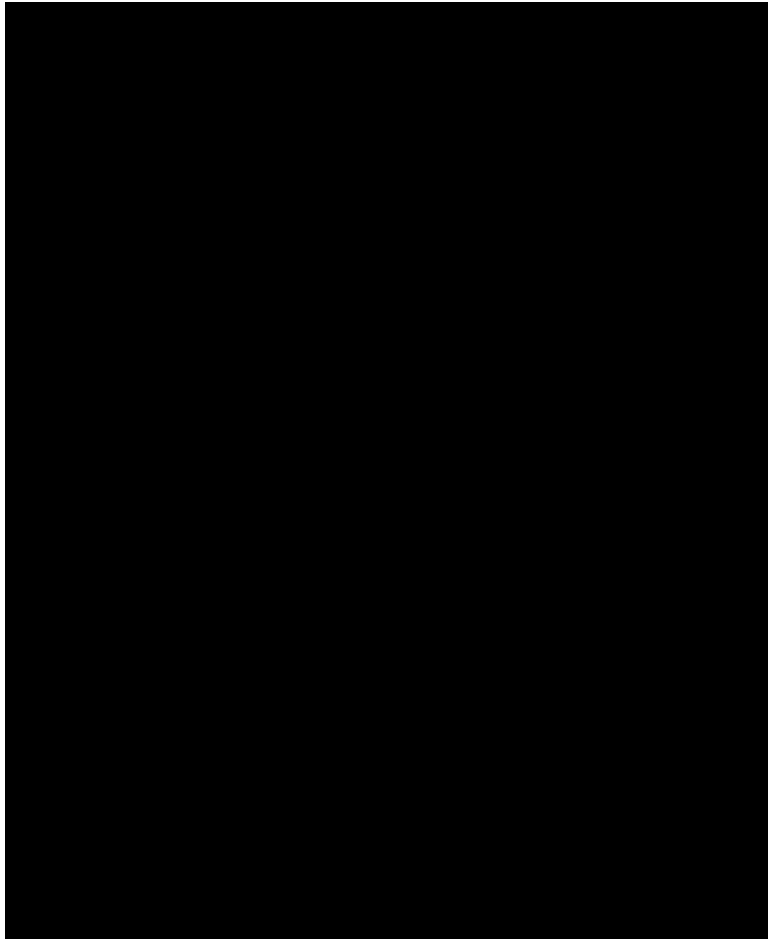
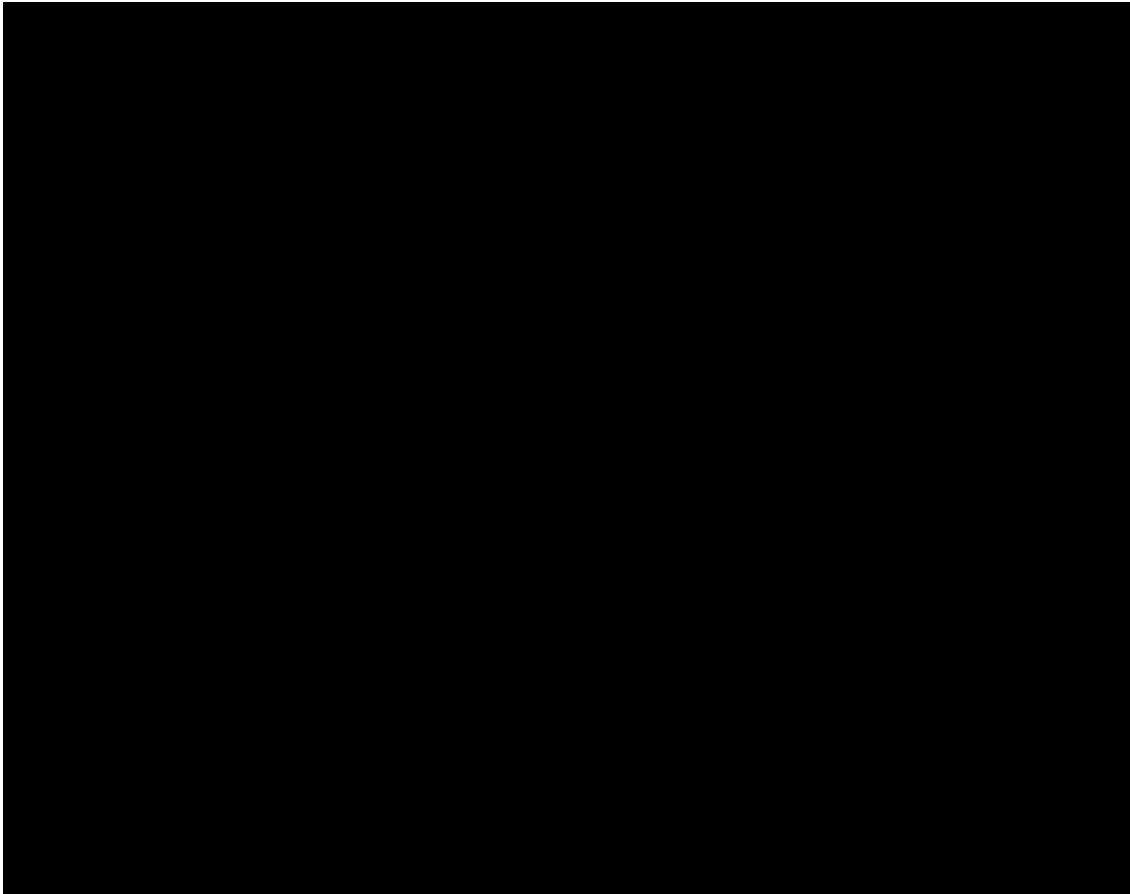


Tabla B. 4 Histórico de producción para el cálculo de declinación energética.



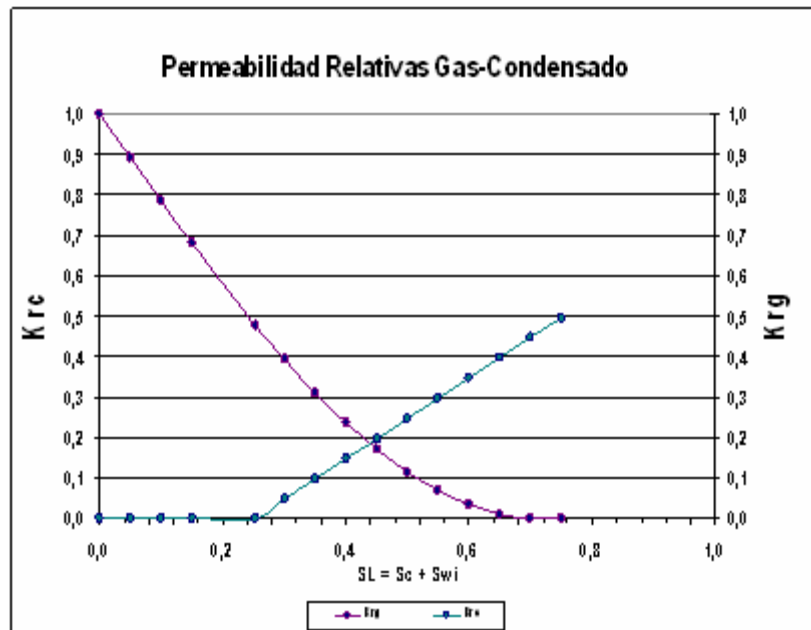


Figura B. 1 Permeabilidad relativa gas-condensado

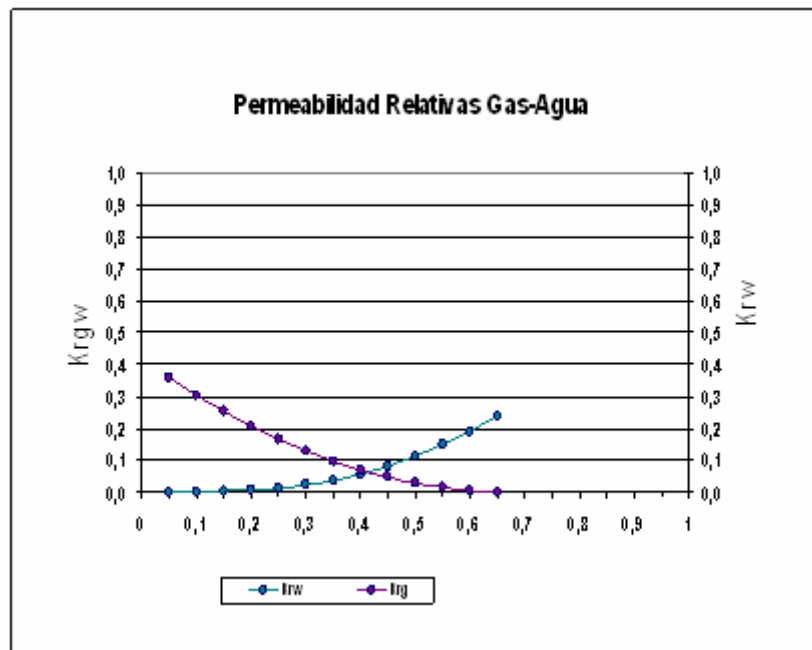


Figura B. 2 Permeabilidad relativa gas-agua

Tabla B. 5 PVT generado por la herramienta MBAL.

PVT Calculations								
Pressure	Z Factor	Gas FVF	Gas Viscosity	Gas Density	Water FVF	Water Viscosity	Water Density	Water Compress.
psig		ft3/scf	cp	lb/ft3	RB/STB	cp	lb/ft3	1/psi
2269,6	0,863699	0,00734068	0,0177568	8,21222	1,04047	0,310062	60,622	3,25858e-6
2396	0,863074	0,00695075	0,0182343	8,70655	1,04004	0,311977	60,647	3,25992e-6
2522,4	0,863222	0,00660559	0,0187227	9,20001	1,03961	0,313919	60,672	3,26126e-6
2648,8	0,86412	0,00629865	0,0192238	9,69199	1,03918	0,315887	60,697	3,26261e-6
2775,2	0,865742	0,00602457	0,0197626	10,182	1,03875	0,317882	60,7221	3,26395e-6
2901,6	0,86806	0,00577889	0,0203144	10,6695	1,03832	0,319905	60,7471	3,2653e-6
3028	0,871046	0,00555787	0,0208805	11,1542	1,0379	0,321954	60,7722	3,26665e-6

APENDICE C

DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN

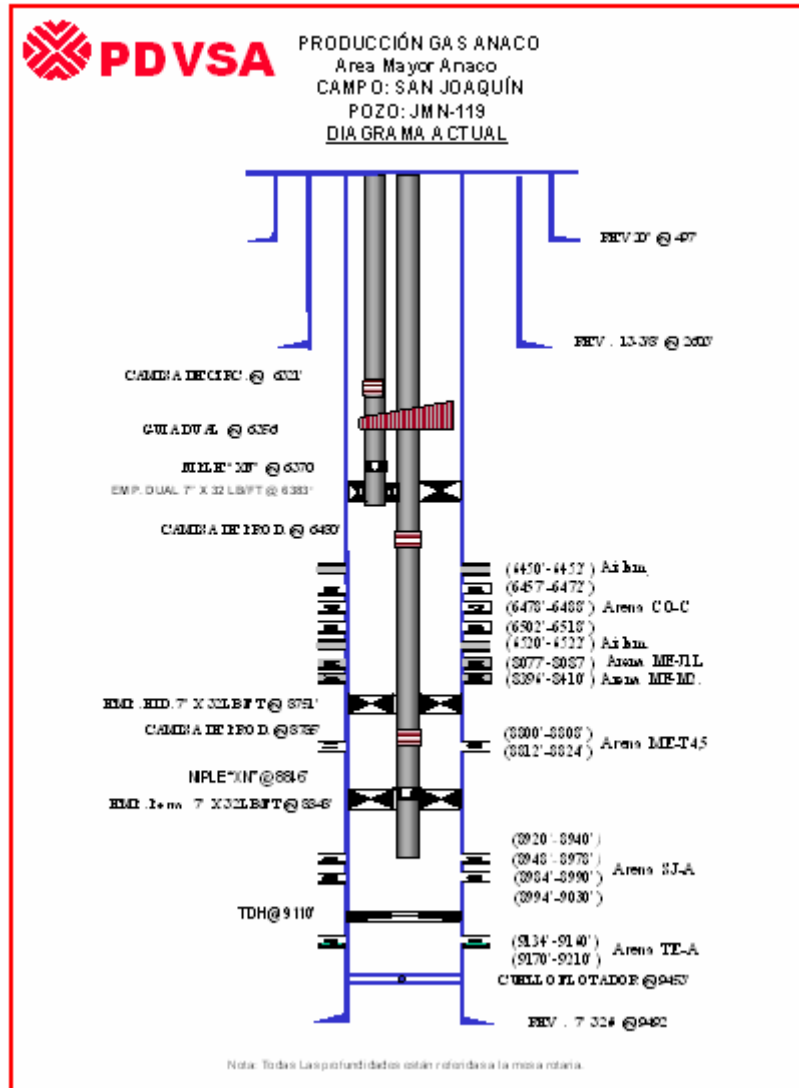


Figura C. 1 Diagrama Mecánico Actual/Pozo JM N-119

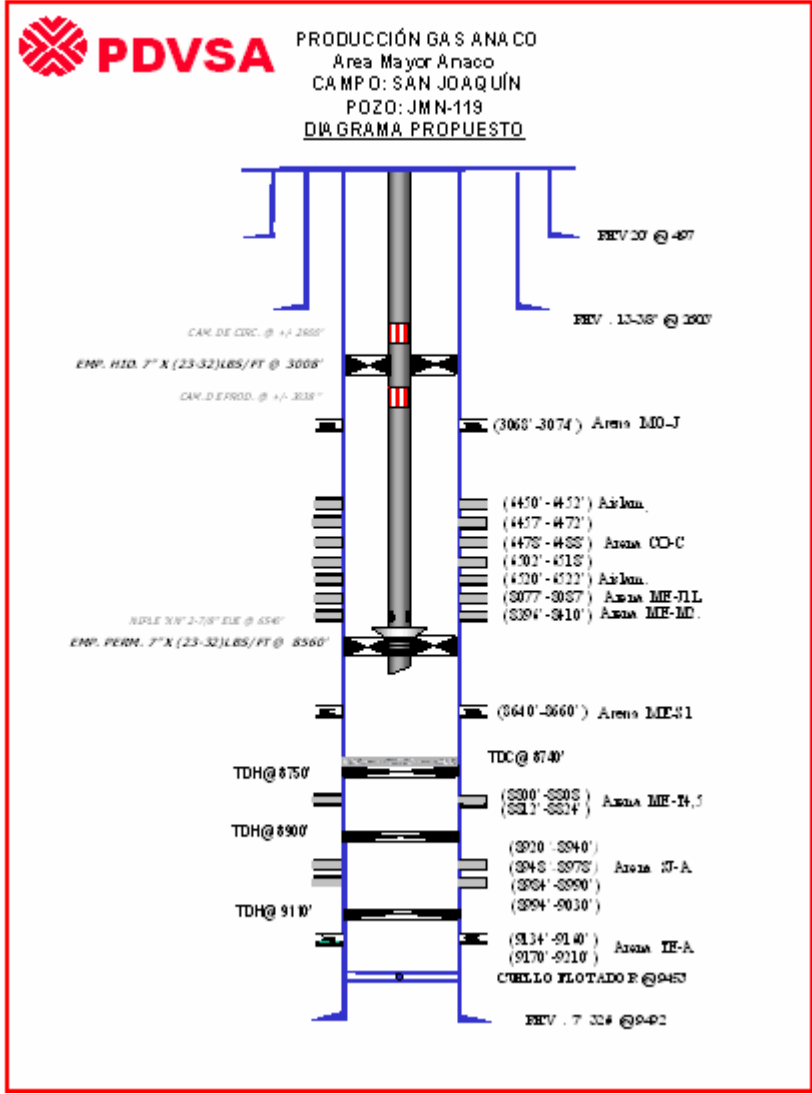


Figura C. 2 Diagrama Mecánico Propuesto/Pozo JMN-119

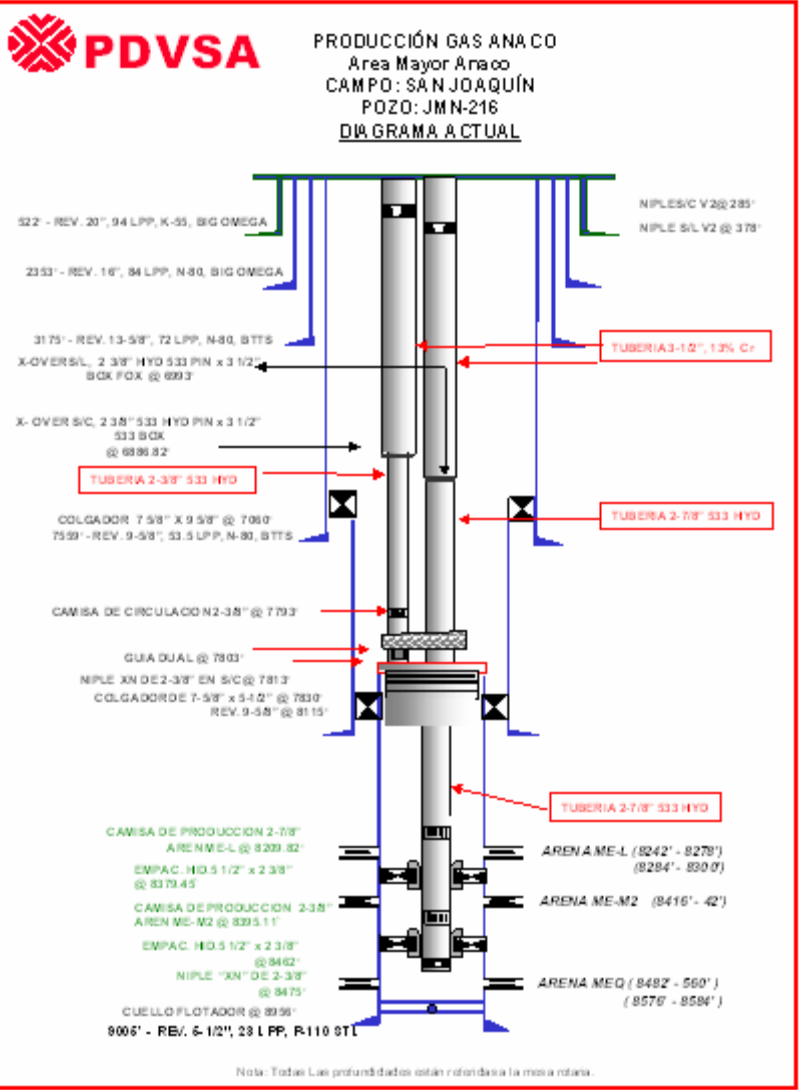


Figura C. 3 Diagrama Mecánico Actual/Pozo JMN-216

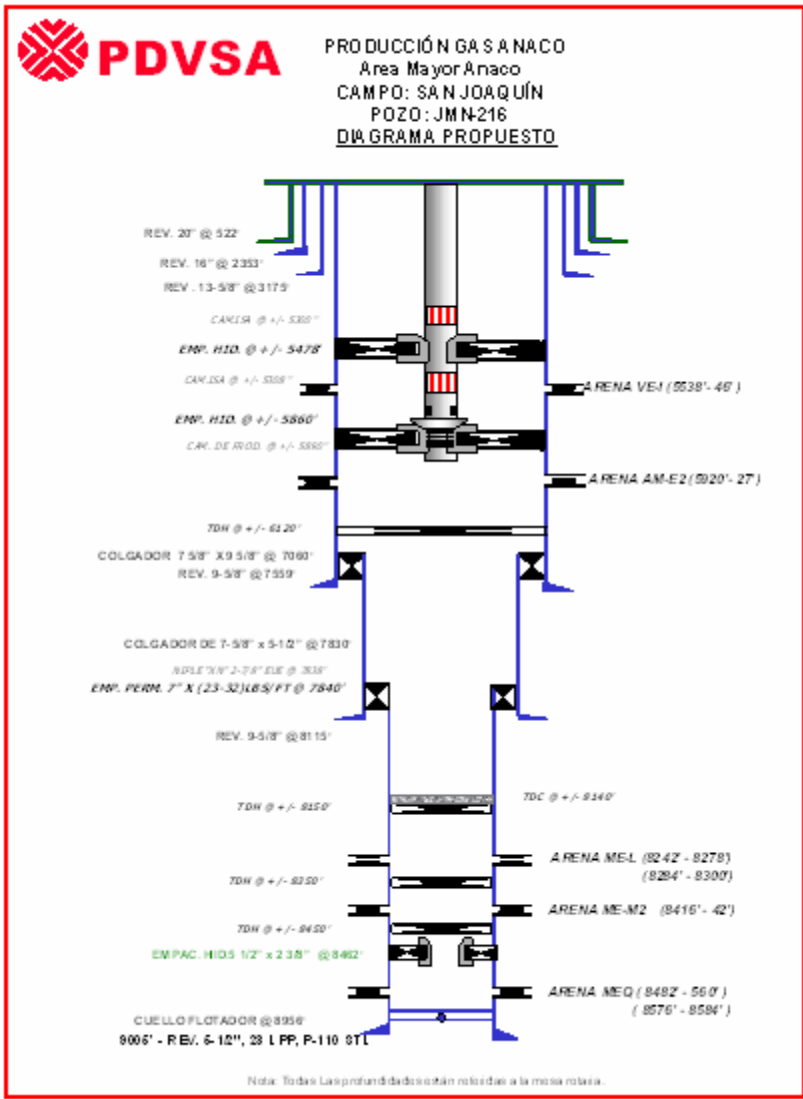


Figura C. 4 Diagrama Mecánico Propuesto/Pozo JMN-216

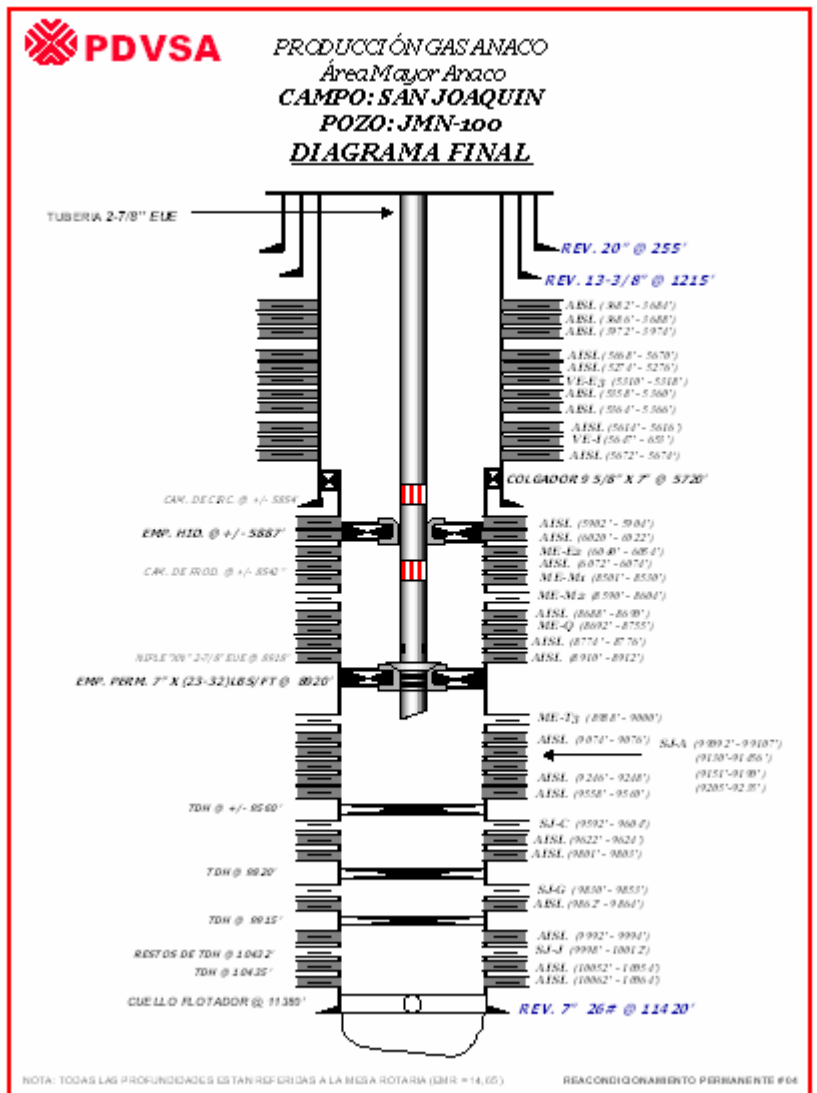


Figura C. 5 Diagrama Mecánico Actual/Pozo JMN-100.

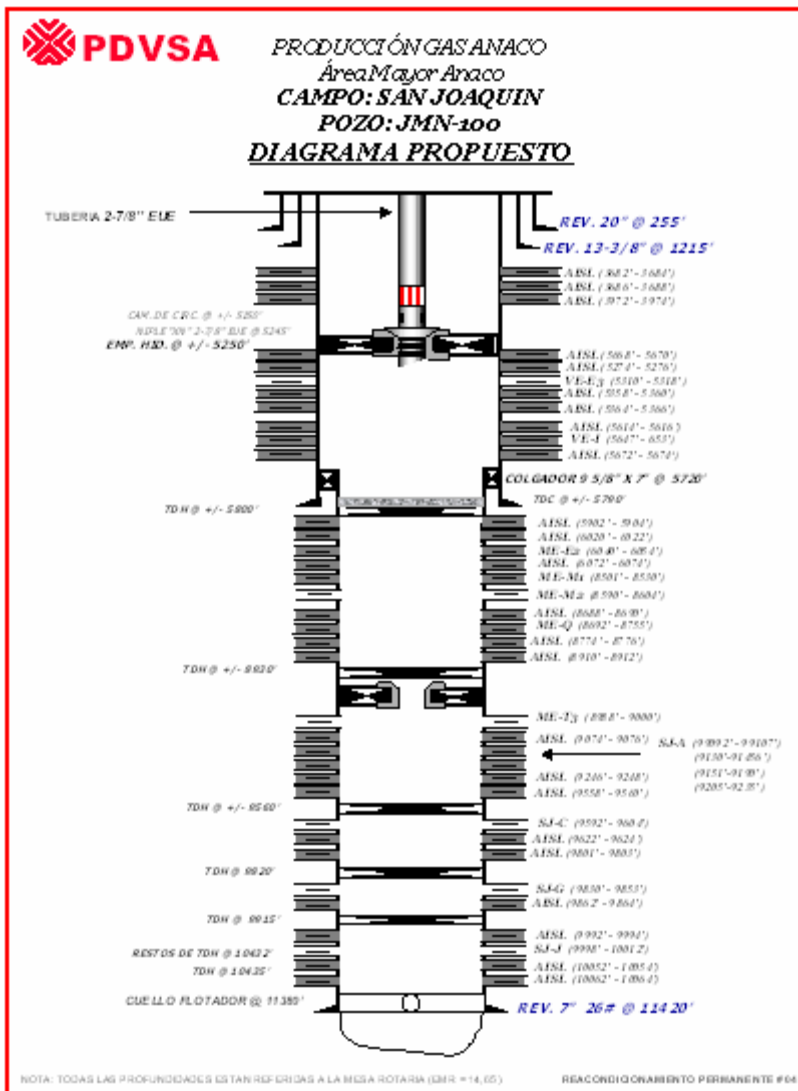


Figura C. 6 Diagrama Mecánico Propuesto/Pozo JMN-100.

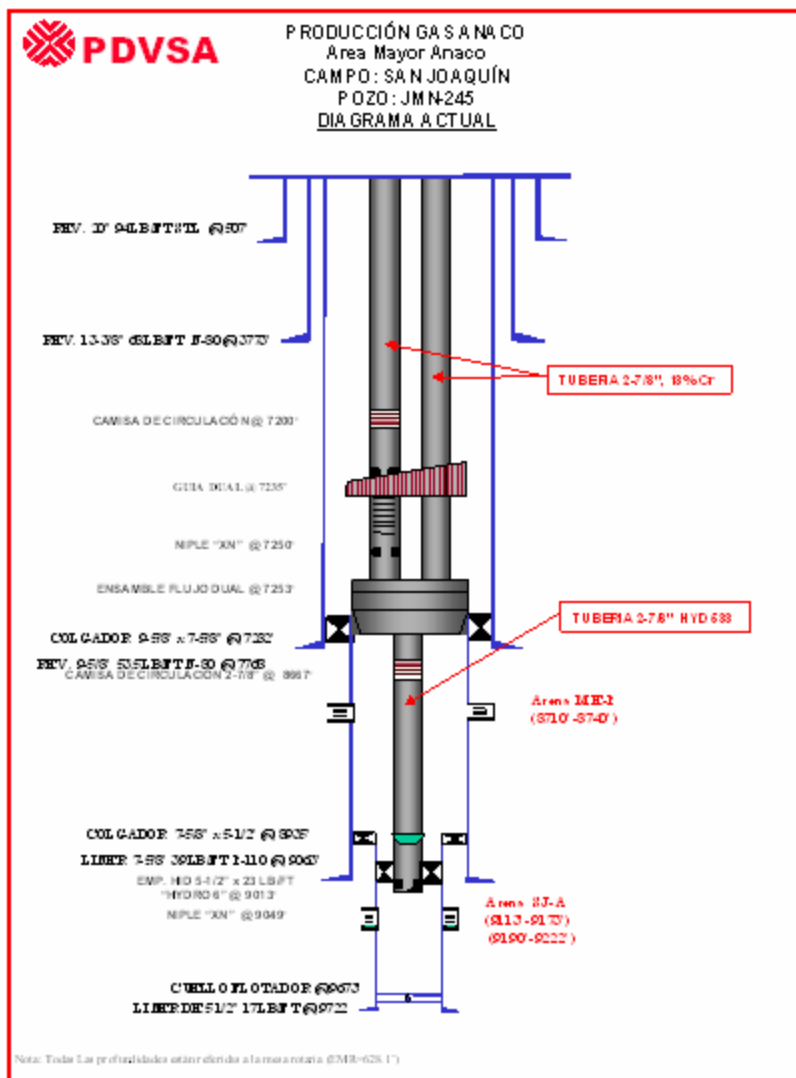
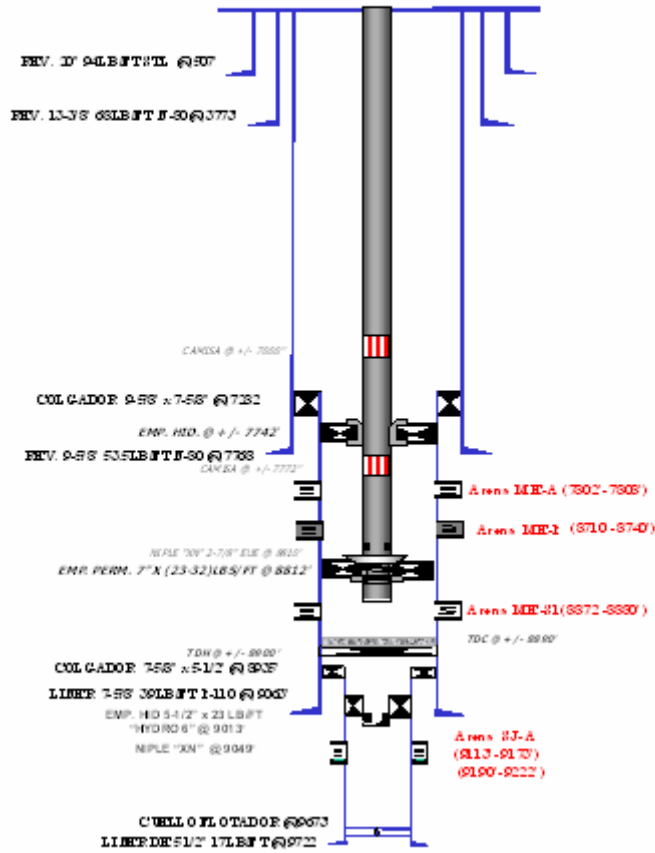


Figura C. 7 Diagrama Mecánico Actual/Pozo JMN-245.



PRODUCCIÓN GAS A NA CO
Area Mayor Anaco
CAMPO: SAN JOAQUÍN
POZO: JMN-245
DIAGRAMA PROPUESTO



Nota: Todas las profundidades están dadas a la mesa rotaria (EMR-628.1')

Figura C. 8 Diagrama Mecánico Propuesto/Pozo JMN-245.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPLOTACIÓN PARA EL YACIMIENTO JMN-115 ARENA AM-E2 PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA DOMO SUR DEL CAMPO SAN JOAQUÍN, BASADO EN LA REVISIÓN DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Sabino Marín María Carolina	CVLAC: V- 20.104.822 E MAIL: caro_roxy19@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

MODELO ESTÁTICO

MODELO DINÁMICO

MÉTODO VOLUMÉTRICO

BALANCE DE MATERIALES

DECLINACIÓN ENERGÉTICA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CS. APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

El objetivo general de este proyecto, fue realizar una propuesta de un plan de explotación para el yacimiento JMN-115 arena AM-E2, perteneciente al miembro Amarillo de la formación Oficina, ubicado en el domo sur del campo San Joaquín, Área Mayor de Anaco. Este yacimiento de gas condensado, con acuífero asociado, tiene un GCOES oficial de 17,8 MMMPCN, con una producción acumulada para la fecha de inicio de este estudio, de 9.2 MMMPCN. La metodología utilizada en este proyecto consistió, en la recopilación y validación de la información disponible, comenzando con la revisión del modelo estático del yacimiento, validando el contacto agua gas condensado original (CAGCO) mediante la revisión de registros de resistividad, a su vez elaborando secciones stratigráficas y estructurales, conjuntamente con un estudio petrofísico. Posteriormente, se generó el modelo de presiones; se estudió y validó la historia de producción y eventos de pozos. Se generó un PVT sintético, con el cual pudieron determinarse propiedades iniciales de los fluidos. En este estudio fue necesario reducir el área del yacimiento debido al comportamiento resistivo que mostraron los pozos que integran el mismo, lo que ocasiono una reducción de sus reservas permitiendo calcular nuevamente los volúmenes originales en sitio, a través del método volumétrico, validándose mediante el balance de materiales, a través del programa MBAL, obteniéndose un valor de 12,7 MMMPCN. Una vez estimado el GCOES, se calcularon las reservas recuperables y remanentes de gas y condensado del yacimiento, las cuales están en el orden de 11,2 MMMPCN- 165 MBN y 2,5 MMMPCN-23.560 BN, respectivamente. Finalmente se realizó la propuesta del plan de explotación, cuyo objetivo fue el incremento de la producción. De los cinco pozos pertenecientes al yacimiento, solo uno es prospecto para el yacimiento en estudio, mientras que el resto por encontrarse buzamiento abajo del mismo son orientados a otros yacimientos.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
RODRÍGUEZ, JOSÉ		CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
ARDITI, LORENZO		CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
BARRUETA, RAFAEL		CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
LOZANO, HUGO		CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	11	04
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Propuesta de un Plan de Explotación para el Yacimiento JMN-115 Arena AM-E2 perteneciente a la Formación Oficina Domo Sur del Campo San Joaquín.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4
5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la universidad de oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”

AUTOR

María Carolina Sabino Marín

ASESOR

Prof. José Rodríguez

JURADO

Prof. Lorenzo Arditi

JURADO

Prof. Rafael Barrueta

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño