

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL MÉTODO DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS, EN EL CAMPO ONADO,
MUNICIPIO AGUASAY, ESTADO MONAGAS**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Luis Eduardo Gomes Borges
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Mayo, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL MÉTODO DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS, EN EL CAMPO ONADO,
MUNICIPIO AGUASAY, ESTADO MONAGAS**

Tutor Académico: Profa. Evelyn Azuaje

Tutor Industrial: Roger Martínez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Luis Eduardo Gomes Borges
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Mayo, 2012

Caracas, Mayo 2012.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Luis E. Gomes B., titulado:

“PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS, EN EL CAMPO ONADO, MUNICIPIO AGUASAY, ESTADO MONAGAS”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.

Jurado

Prof. Carlos Gil

Jurado

Profa. Lisbeth Miranda

Profa. Evelyn Azuaje

Tutor Académico

Ing. Roger Martínez

Tutor Industrial

Dedicatoria

A Dios, por enseñarme que el camino de un ser humano debe estar lleno de Fe, Amor y Esperanza, esas son las herramientas mas importantes en toda la vida y con ellas, es que seguimos adelante en él vía del Éxito...

A mi Mamá Miriam, eres la mujer perfecta y en ti siempre he tenido un ejemplo a seguir, gracias a ti soy hoy, lo que soy.

A mi Papá Luis, que con su estilo tan particular me enseñó que la vida se construye con esfuerzo y trabajo para lograr nuestras metas... Papá esto te lo mereces!!

A mis familiares que nunca dudaron de mi potencial y siempre me apoyaron, ustedes son la base de una vida de amor y cariño...

A mi Tío-Padrino y Mi Tía Marilyn que para mi han sido unos segundos padres y nunca dejaré de recordar que en su casa me dieron un Hogar...

A todas mis tías Judith, Irene y mi Madrina Zoraida que han querido a su sobrino como otro hijo más.

A mis primos y primas que siempre estuvieron conmigo Emmanuel (eres mi hermano), Mariana, Diego, Irene (eres mi hermanita mayor), Rudymar, Rodolfo y Alfonso...

A mi Abuelo Juan, que Dios lo tiene en la gloria y en el cielo, porque mí abuelo siempre fue un ejemplo de dedicación y tranquilidad...

Agradecimientos

A ti Dios por permitirme vivir en este mundo, amar a mi familia y darme salud para seguir adelante, porque sólo tú puedes darme las oportunidades de buenos amigos, excelente profesores y de crecer como un ser humano que Ama... GRACIAS DIOS!!!

A la Casa que vence las sombras, la Universidad Central de Venezuela la mejor de Venezuela, que dentro de su universo me permitió desarrollarme, descubrir que el límite es el cielo y que nuestro trabajo debe ser para mejorar nuestro País. GRACIAS UCV.

A la mujer mas linda de este mundo, quien siempre me dio y enseñó lo que es el amor, este camino que he tomado ha sido gracias a tu apoyo y comprensión.... GRACIAS MAMÁ.

A el hombre que al llegar a Venezuela tomó la decisión de formar una familia y creer en esta tierra, tu eres un ejemplo para mi de compromiso con nuestras metas y sin importar cuantas veces nos tenemos que levantar, aquí seguiremos...GRACIAS PAPÁ!.

El conjunto de personas que nunca dudó de mi potencial y que sin importar los momentos que hemos pasado juntos, siempre me apoyaron.. GRACIAS MI FAMILIA!!

A mi segundo hogar que tanto Amo: Tía, Padrino, Emma, Mariana y Diego los cuales me otorgaron un espacio en sus vidas y me hicieron sentir parte de su casa. GRACIAS ustedes han sido parte de todos mis logros.

A mi amiga Rachel y su familia quien me aconsejó en los momentos difíciles y me enseñó lo que es una amistad sincera con respeto y admiración, Gracias.

A mi compañero de estudio, consejero, pero sobre todo un amigo y hasta hermano de verdad que siempre me apoyó en mis decisiones. Gracias Carlos Cárdenas.

A mis amigos incomparables Ana Karina, Atilio y José Alfredo quienes siempre me guiaron, escucharon, comprendieron y estuvieron cuando más los necesité. Gracias...

Esos estudiantes de petróleo amigos que siempre estuvieron allí para estudiar, hacer parrillas, reír, vivir, ir a nuestro primer taladro y madurar juntos, Astrid, Javier, Sira, Paola, Hector, Juan José, Daniel, Eulynel, Moises. Son lo Máximo Gracias...

A todos mis profesores que sin ellos este camino no tendría este valor, en especial a Orlando Méndez, Francisco Barrios y Sandro Gasbarri que con sus estilos tan diferentes me dieron un camino lleno de conocimiento y amor por mi Universidad y Venezuela.

A la profesora más emblemática de mi formación como estudiante que desde el inicio me demostró que debemos ser cada día mejores, exitosos y tener criterio... Gracias Profesora Evelyn Azuaje.

A la familia Romero que siempre me apoyó en todo mi camino Luis Alejandro, Jesús, Karina, Alejandra, Alexis, Maira, Luis Padre, Jorge y Doris... Gracias por Todo.

A la Empresa Petronado S.A. por permitirme desarrollar este trabajo y mi potencial dentro de un entorno único.

A mi tutor Roger Martínez quien me apoyó en todas las decisiones y me enseñó que la humildad, comprensión y tranquilidad deben existir en nuestra vida profesional.

A todos aquellos que me guiaron en la Empresa David Muñoz, Ramón, Larry, Laura, María, Maribe, Rivas, Guzmán, Omar, Marisol, Luisana, María José, Marilyn, Jonathan, Luis R., José H., Ángel, Yotsi, Jose Gregorio y a todos en el Campo Onado...GRACIAS

A la Familia Santeliz Osuna por brindarme la oportunidad de estar en su vida, sentirme en familia y ser parte de ustedes... Gracias

A mi Novia María Auxiliadora por escucharme, comprenderme, respetarme, quererme y nunca dudar de mi potencial... gracias por ser parte de mi vida...

Al Padre José Agustín Andarcia un papá, por otorgarme la posibilidad de vivir en un hogar durante la culminación de mi carrera, mejorar como hombre, acercarme a Dios y sobre todo sentirme como un hijo en su Hogar... GRACIAS PADRE...

Luis E. Gomes B.

**PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL MÉTODO DEL
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS, EN EL CAMPO ONADO,
MUNICIPIO AGUASAY, ESTADO MONAGAS**

Tutor Académico: Profa. Evelyn Azuaje. Tutor Industrial: Ing. Roger Martínez.

Trabajo Especial de Grado. Caracas, Universidad Central de Venezuela.

Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2012. 218 Pág.

Palabras Clave: Levantamiento artificial por gas, Optimización de producción, Campo Onado, Municipio Aguasay, Estado Monagas, Simulador PIPESIM 2008.

Resumen. El presente estudio tiene como objetivo proponer un esquema óptimo de producción para el levantamiento artificial por gas para el Campo Onado. El Campo Onado se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, delimitada entre el Mar Caribe y el cauce del Río Orinoco, específicamente al Suroeste del Estado Monagas, a 150 Km. de la Ciudad de Maturín, localizado a 110 Km al Este de Anaco. En la primera etapa se evaluaron las condiciones actuales de los pozos del campo, luego se seleccionaron los pozos para el estudio. Se procedió evaluando los análisis PVT existentes en los yacimientos completados por los pozos y a su vez se generaron propiedades PVT sintéticas para el Campo. En una segunda etapa se construyeron los modelos de simulación en el simulador PIPESIM, abarcando modelo de fluidos, curvas IPR, correlaciones verticales (VLP) y configuraciones mecánicas, consecutivamente se validaron los modelos para flujo natural en dos intervalos de tiempo y para flujo por levantamiento artificial por gas (L.A.G.). Por último se realizó una propuesta de levantamiento artificial para el campo, como consecuencia de este paso se crearon dos herramientas de optimización en una hoja de Excel nombradas “Estimación de Profundidad Máxima de Inyección de Gas con Tubería Continua, Campo Onado” y “Optimizador de Producción con LAG, Campo Onado”. Después de los estudios realizados se determinó que la optimización del método del levantamiento artificial por gas, en el campo Onado, es factible mediante la simulación numérica, pero solo en los pozos donde se tenga información reciente y validada con pruebas de producción consecutivas, lo que garantiza modelos de simulación de menor error. En ese sentido, se logró optimizar tres pozos obteniéndose como resultado los dos casos generados, tanto el pesimista y el optimista que estiman 1064 y 1162 BN/D de petróleo respectivamente para un sistema con cinco pozos, lo que es considerable respecto a los 773 BN/D de petróleo que se producen con el sistema actual de tres pozos y el mismo consumo de gas comprimido.

INDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	2
FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	2
1.1 Planteamiento del Problema	2
1.2 Objetivos.....	4
1.2.1 Objetivo general	4
1.2.2 Objetivos específicos.....	4
1.3 Justificación.....	5
1.4 Alcances.....	6
1.5 Limitaciones	6
CAPITULO II	7
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA.....	7
2.1 Ubicación Geográfica y Geología	7
2.2 Historia y Desarrollo del Campo.....	8
2.3 Fundamentos Geológicos.....	11
2.3.1 Estratigrafía del área	11
2.3.2 Modelos estructurales de la zona	13
2.4 Descripción de los Yacimientos	15
2.5 Mecanismos y Comportamiento de Producción	15
2.6 Distribución Actual de los Fluidos	16
CAPITULO III	19
MARCO TEÓRICO	19
3.1 Antecedentes.....	19
3.2 Flujo Natural	21
3.3 Índice de Productividad	22
3.3.1 Curva de comportamiento de influjo (IPR)	24
3.3.1.1 IPR según Vogel	26
3.3.1.2 IPR según Fetkovich.....	26
3.3.2 Curva de comportamiento de eflujo (VLP)	27
3.4 Flujo Multifásico	29
3.4.1 Ecuación general del gradiente de presión.....	30
3.4.2 Propiedades de los fluidos	31
3.4.3 Patrones de flujo.....	38
3.4.3.1 Patrones de flujo multifásico vertical.....	38
3.4.3.2 Patrones de flujo multifásico horizontal	40
3.4.3.3 Correlación de flujo multifásico vertical.....	42

3.4.3.4	Correlaciones de flujo multifásico horizontal	46
3.4.3.5	Variables que afectan las curvas de gradiente vertical y horizontal	47
3.5	Análisis Nodal.....	49
3.6	Sistemas de Levantamiento Artificial	52
3.7	Levantamiento Artificial por Gas	53
3.7.1	Levantamiento artificial por gas (flujo continuo)	54
3.7.1.1	Requerimientos volumétricos del levantamiento artificial por gas	55
3.7.1.2	Requerimientos de presión para la inyección de gas	58
3.7.2	Ventajas y limitaciones del LAG.....	61
3.8	Componentes de un Sistema de LAG.....	62
3.8.1	Equipos de subsuelo	63
3.8.2	Equipos de superficie	68

CAPITULO IV 76

METODOLOGÍA DE TRABAJO..... 76

4.1	Tipo de Investigación	76
4.2	Diseño de la Investigación	76
4.3	Población y Muestra.....	77
4.4	Diseño de Ejecución.....	77
4.5	Revisión de Información	78
4.5.1	Información bibliográfica	79
4.5.2	Condiciones actuales de los pozos del Campo Onado	79
4.6	Selección de pozos en estudio para la propuesta de optimización	80
4.7	Validación de los Parámetros PVT	84
4.7.1	Representatividad y consistencia de los estudios PVT	85
4.7.2	Generación de las propiedades PVT	89
4.8	Construcción de Curvas para el Influjó IPR	91
4.8.1	Modelo de fluido	92
4.8.2	Curvas IPR.....	94
4.9	Construcción Mecánica de los Pozos en el Simulador	100
4.10	Construcción de las Curvas para el Eflujo (VPL)	103
4.11	Coeficiente de transferencia de calor (U).....	104
4.12	Simulaciones	105
4.12.1	Simulaciones de Flujo Natural.....	105
4.12.2	Simulaciones de LAG.....	108
4.13	Evaluación de LAG por Tubería Continua	110
4.13.1	Premisas en las simulaciones.....	110
4.13.2	Tasa de inyección óptima	111
4.13.3	Profundidad de inyección óptima	112
4.14	Comparación de Resultados.....	115
4.15	Propuesta Óptima de Producción	116

CAPITULO V 117

ANÁLISIS DE RESULTADOS..... 117

5.1	Revisión de Información	117
5.2	Validación de los Parámetros PVT	117
5.2.1	Representabilidad y consistencias de los estudios PVT	118
5.2.2	Generación de las propiedades PVT	126
5.3	Construcción de Curvas para el Influj o (IPR).....	127
5.3.1	Estimación del Índice de Productividad	127
5.4	Validación de Curvas para el Eflujo (VPL)	133
5.5	Selección del Coeficiente de Calor	135
5.6	Simulaciones	136
5.6.1	Flujo Natural	137
5.6.2	Levantamiento Artificial por Gas	142
5.6.3	Resumen de Validaciones.....	158
5.7	Comparación de Resultados.....	158
5.8	Esquema de explotación óptimo.....	163
CONCLUSIONES		164
RECOMENDACIONES.....		166
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		167
ABREVIATURAS Y SIMBOLOS		170
GLOSARIO DE TÉRMINOS		173
APÉNDICE		175
APÉNDICES I		176
APÉNDICE II		190
APÉNDICE III		201
APÉNDICE IV		210
APÉNDICE V		215

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1.- Características Principales Campo Onado.....	10
Tabla 3.1.- Escala típica de Valores del Índice de Productividad.....	23
Tabla 3.2.- Clasificación de las Válvulas de LAG.....	66
Tabla 4.1.- Estado Actual de los Pozos Productores en Onado (Gomes, 2012).....	79
Tabla 4.2.- Estado Actual de los Pozos Inactivos y Abandonados en Onado.....	80
Tabla 4.3.- Pozos Seleccionados para la Propuesta (Gomes, 2012).....	81
Tabla 4.4.- Datos Generales y Características de los Pozos en Estudio.....	82
Tabla 4.5.- Sumario de Presiones y Temperatura de los Yacimientos.....	83
Tabla 4.6.- Reservas de Petróleo en los Yacimientos.....	83
Tabla 4.7.- Resumen de Pruebas PVT Analizadas del Campo Onado.....	84
Tabla 4.8.- Datos para la Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.....	90
Tabla 4.9.- Clasificación de los Pozos según su Estado Actual.....	92
Tabla 4.10.- Valores para los Modelos de Fluido.....	93
Tabla 4.11.- Calibración de Viscosidades por Temperatura en el Campo Onado.....	94
Tabla 4.12.- Grupo 1 con Flujo Pseudo-estable.....	96
Tabla 4.13.- Grupo 2 con Índice de Productividad.....	97
Tabla 4.14.- Grupo 3 con Índice de Productividad.....	99
Tabla 4.15.- Información de Pruebas PLT de los Pozos.....	103
Tabla 4.16.- Correlaciones de Flujo Multifásico Vertical para la Evaluación.....	104
Tabla 4.17.- Base de Datos para los Modelos de Flujo Natural.....	106
Tabla 4.18.- Tabla de Datos de Flujo Natural Actualización de Modelos.....	107
Tabla 4.19.- Presiones de los Yacimientos para el Tiempo 2.....	107
Tabla 4.20.- Tabla de Datos para los Modelos de LAG.....	108
Tabla 4.21.- Presiones Actuales de los Yacimientos.....	109
Tabla 4.22.- Tasas de Producción para los Pozos de LAG.....	109
Tabla 4.23.- Premisas para los Pozos ONV-73 y ONV-102 con LAG.....	111
Tabla 4.24.- Condiciones Actuales en la Completación de los Pozos.....	112
Tabla 5.1.- Temperatura y Presión en el Momento del Muestreo ONV-79.....	118
Tabla 5.2.- Diferencia Porcentual entre RGP Experimental y en el Muestreo.....	119
Tabla 5.3.- Valores de la Función Y Pozo ONV-79.....	119
Tabla 5.4.- Prueba de Balance de Materiales, PVT Pozo ONV-79.....	121
Tabla 5.5.- Resultados de la Prueba de Densidad, PVT Pozo ONV-79.....	122
Tabla 5.6.- Resultados de la Prueba de Desigualdad, PVT Pozo ONV-79.....	123
Tabla 5.7.- Resultados de las Validaciones en la Pruebas PVT.....	125
Tabla 5.8.- Resumen de Propiedades PVT Sintéticas del Campo Onado.....	126
Tabla 5.9.- Valores de Índice de Productividad por Pozo.....	127
Tabla 5.11.- Evaluación de las Correlaciones Verticales del Pozo ONV-67.....	134
Tabla 5.12.- Evaluación de las Correlaciones Verticales del Pozo ONV-70.....	135
Tabla 5.13.- Evaluación de las Correlaciones Verticales del Pozo ONV-73.....	135

Tabla 5.14.- Comparación de Tasas de Producción Inicial.....	138
Tabla 5.15.- Resumen de los Análisis Nodales en los Pozos T2.....	140
Tabla 5.16.- Resultados del Análisis Nodal LAG Pozo ONV-63.....	143
Tabla 5.17.- Resultados del Análisis Nodal LAG Pozo ONV-67.....	144
Tabla 5.18.- Comparación de la Simulación versus Producción Real del Pozo ONV-67..	146
Tabla 5.19.- Resultados del Análisis Nodal LAG Pozo ONV-70.....	148
Tabla 5.20.- Resultados del Análisis Nodal LAG Pozo ONV-106.....	150
Tabla 5.21.- Comparación de la Simulación versus Producción Real.....	151
Tabla 5.22.- Tasas de Inyección y Producción para el Sistema de LAG ONV-73.....	155
Tabla 5.23.- Tasas de Inyección y Producción para el Sistema de LAG ONV-102.....	157
Tabla 5.24.- Resumen de Validación de las Smulaciones.....	158
Tabla 5.25.- Matriz de Sensibilidad Optimista para LAG ONV-73 y ONV-102.....	159
Tabla 5.26.- Matriz de Sensibilidad Pesimista para LAG ONV-73 y ONV-102.....	160
Tabla 5.27.- Resultado para el Sistema de LAG	162

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación Geográfica del Campo Onado.....	7
Figura 2.2 Columna Estratigráfica Tipo de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	13
Figura 2.3 Plano General de los Bloques en el Campo Onado.....	14
Figura 3.1 Curva de Comportamiento de Afluencia IPR.....	24
Figura 3.2 Curva IPR con Rango de Presiones del Yacimiento.....	25
Figura 3.3 Comportamiento IPR y VLP.....	29
Figura 3.4 Patrones de Flujo Vertical.....	40
Figura 3.5 Patrones de Flujo Horizontal.....	42
Figura 3.6 Curva de IPR y VLP por Análisis Nodal.....	51
Figura 3.7 Efecto del Gradiente de Presión por la Inyección de Gas.....	55
Figura 3.8 Estimación de la Tasa Óptima de Levantamiento por Gas.....	56
Figura 3.9 Curva de Rendimiento del Pozo con LAG.....	57
Figura 3.10 Requerimientos para la Presión de Inyección de Gas.....	59
Figura 3.11 Mandril Convencional.....	64
Figura 3.12 Elementos de un Regulador de Presión y una Válvula.....	65
Figura 4.1 Flujograma de Trabajo (Gomes, 2012)	78
Figura 4.2 Survey del Pozo ONV-67.....	101
Figura 4.3 Representación del Pozo ONV-67.....	102
Figura 4.4 Pantalla Principal Prof. Máx. Iny.de Gas con CT Campo Onado.....	114
Figura 5.1 Linealidad de la Función “Y” vs Presión, PVT Pozo ONV-79.....	120
Figura 5.2 Comparación entre Rs Calculado y de Prueba, PVT Pozo ONV-79.....	122
Figura 5.3 Curva IPR del Pozo ONV-63.....	129
Figura 5.4 Curva IPR del Pozo ONV-67.....	130
Figura 5.5 Curva IPR del Pozo ONV-70.....	130
Figura 5.6 Curva IPR del Pozo ONV-73.....	131
Figura 5.7 Curva IPR del Pozo ONV-79.....	131
Figura 5.8 Curva IPR del Pozo ONV-102.....	132
Figura 5.9 Curva IPR del Pozo ONV-106.....	132
Figura 5.10 Cotejo de Correlaciones de Flujo Vertical en el Pozo ONV-67.....	134
Figura 5.11 Cotejo de Coeficiente de Trasferencia de Calor (U).....	136
Figura 5.12 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-102 (T1).....	137
Figura 5.13 Sensibilidades de la Presión Estática en el Pozo ONV-73 (T2).....	139
Figura 5.14 Sensibilidades de Daño en el Pozo ONV-79 (T2).....	141
Figura 5.15 Análisis Nodal del LAG Pozo ONV-63.....	142
Figura 5.16 Análisis Nodal del LAG Pozo ONV-67.....	143
Figura 5.17 Curva de Rendimiento del Pozo ONV-67 con LAG.....	145
Figura 5.18 Comparación de la Curva de Rendimiento del Pozo ONV-67.....	145
Figura 5.19 Análisis Nodal II del LAG Pozo ONV-67.....	147
Figura 5.20 Análisis Nodal del LAG Pozo ONV-70.....	148

Figura 5.21 Análisis Nodal del LAG Pozo ONV-106.....	149
Figura 5.22 Curva de Rendimiento del Pozo ONV-106 con LAG.....	150
Figura 5.23 Comparación de la Curva de Rendimiento del Pozo ONV-106.....	151
Figura 5.24 Sensibilidad Optimista de la Curva de Rendimiento del pozo ONV-73.....	152
Figura 5.25 Sensibilidad Pesimista de la Curva de Rendimiento del pozo ONV-73.....	153
Figura 5.26 Profundidad Máxima de Inyección de Gas en el Pozo ONV-73.....	154
Figura 5.27 Sensibilidad Optimista de la Curva de Rendimiento del pozo ONV-102.....	155
Figura 5.28 Sensibilidad Pesimista de la Curva de Rendimiento del pozo ONV-102.....	156
Figura 5.29 Profundidad Máxima de Inyección de Gas en el Pozo ONV-102.....	157
Figura 5.30 Optimizador de Producción con LAG. Caso Optimista.....	161
Figura 5.31 Optimizador de Producción con LAG. Caso Pesimista.....	161

INTRODUCCIÓN

La optimización es una de las actividades de mayor importancia para la industria petrolera actual, ya que, gracias a ésta es posible mejorar cualitativa y cuantitativamente la eficiencia de los proyectos y operaciones de producción, logrando de esta manera mejorar las tasas de retorno de las inversiones realizadas, así como también, minimizar los cuellos de botellas y restricciones, presentes en la mayoría de los procesos productivos que se llevan a cabo en la industria petrolera nacional e internacional, como consecuencia de la falta de conocimientos y/o malas prácticas operacionales.

Precisamente, debido a la importancia de los procesos de optimización, es que se desarrolla el presente Trabajo Especial de Grado con la finalidad de realizar una serie de consideraciones y análisis de las condiciones actuales de las operaciones de producción de crudo de la Empresa Mixta Petronado, en el campo Onado, Municipio Aguasay del estado Monagas. Dichas consideraciones y análisis permitirán generar y evaluar diferentes esquemas de producción mediante la técnica de “Levantamiento artificial por gas”, el cual, en conjunto con el flujo natural, constituye los principales mecanismos de producción en el campo.

Mediante el estudio de estos diferentes esquemas de aplicación del levantamiento artificial por gas, se pretende dar a conocer la mejor propuesta de optimización de esta técnica aplicada a los pozos que actualmente están en producción, así como también en aquellos pozos candidatos a ser reactivados mediante la utilización de ésta.

Es por este motivo, y por la necesidad de garantizar un mejor y eficiente aprovechamiento del gas disponible que se plantea un estudio detallado de las condiciones actuales de operación en el sistema artificial y sus variantes aplicadas.

CAPITULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Planteamiento del Problema

Los campos petroleros en estado de madurez se encuentran en una etapa donde la energía de los yacimientos ha disminuido ampliamente y los mismos no disponen de energía suficiente como para producir, es decir, el agotamiento en un tiempo próximo es inevitable. No obstante, implementar nuevas tecnologías, gerenciar los recursos apropiadamente, proponer otros sistemas de levantamiento u optimizar los existentes aporta mas tiempo de vida útil, aumenta el factor de recobro y por consiguiente la rentabilidad económica de los campos.

En su gran mayoría los pozos de petróleo inician su etapa de producción mediante el flujo natural, debido al diferencial de presión existente entre el yacimiento y las instalaciones de superficie que permite desplazar los fluidos almacenados en el subsuelo hacia la tubería de producción, como también hacia las líneas de flujo y posteriormente a las estaciones de recolección. Con el paso del tiempo la producción declina al igual que el diferencial de presión que aporta esa fuerza de ascenso, es por ello que es necesario implementar métodos de levantamiento artificial. Entre los más usados bombeo mecánico, inyección de gas y bombeo electro sumergible.

El método levantamiento artificial por gas (LAG), es un proceso donde el objetivo es aumentar la relación gas-líquido por encima del punto de inyección de gas en la tubería, lo que genera, una disminución en la densidad del fluido y por consiguiente el peso de la columna hidrostática del pozo es menor, al igual que la presión de fondo fluyente, efecto que aumenta las tasas de producción.

Existen dos modalidades del método: Levantamiento Artificial por Gas con un flujo continuo y a través del flujo intermitente, el uso de cualquiera de ellos dependerá de la productividad del pozo, por lo tanto, de las condiciones mecánicas del pozo, profundidades y de las condiciones del yacimiento.

El campo Onado se encuentra en etapa de madurez siendo la mayoría de su producción de petróleo obtenida por levantamiento artificial por gas, el método es aplicado inyectando el gas a través de tubería continua, la cual, constituye una limitante en cuanto a las tasas de producción por pozo.

Actualmente, la producción del campo Onado operado por la Empresa Mixta Petronado S.A., filial de PDVSA se encuentra limitada por un sólo motocompresor, el cual, determina los volúmenes de gas comprimido a inyectar en los sistemas de levantamiento artificial por gas; la empresa dispone de ocho pozos con la configuración mecánica y facilidades de superficie para implementar el método antes mencionado, pero solo tres de ellos son los que reciben gas.

Los estudios realizados en la gerencia técnica y en operaciones de producción, han demostrado que los pozos productores actualmente por el método levantamiento artificial por gas tienen la capacidad de aumentar sus tasas de producción; por otra parte, los pozos que se encuentran sin LAG también tienen un potencial significativo, pero la empresa no posee un trabajo previo que relacione la simulación numérica con lo que actualmente sucede en cada uno de los pozos y con el mecanismo de levantamiento.

Con la finalidad de mejorar la situación, dentro de las posibilidades del Trabajo Especial de Grado se han generado las siguientes interrogantes: ¿Se puede optimizar

el método de levantamiento artificial por gas en el campo Onado? ¿Puede la generación de modelos de simulación de los pozos y la red actual de inyección tener diferentes horizontes para la extracción de los hidrocarburos con la premisa aumentar la productividad?

1.2 Objetivos

Los objetivos establecidos para la pasantía a realizarse durante un período de seis (6) meses en la empresa Mixta Petronado S.A., filial de PDVSA, se mencionan seguidamente.

1.2.1 Objetivo general

Optimizar mediante la aplicación de simulación numérica el método de levantamiento artificial por gas, en el campo Onado, del Municipio Aguasay, Estado Monagas.

1.2.2 Objetivos específicos

- Recopilar la información referente a los pozos productores y las arenas petrolíferas del campo.
- Validar los análisis PVT disponibles de los fluidos producidos por los yacimientos.
- Revisar las pruebas de producción de los pozos en estudio para la construcción de las curvas IPR.
- Detallar las correlaciones de VLP.
- Construir los modelos de los pozos.

- Simular mediante la herramienta computacional PIPESIM los pozos en estudio.
- Realizar un estudio de sensibilidades de los parámetros operacionales, a fin de determinar el mejor esquema.
- Comparar los diferentes esquemas de producción obtenidos en el simulador.
- Proponer el esquema de explotación óptimo.

1.3 Justificación

En Venezuela, aproximadamente la mitad de la producción proviene de campos petroleros en estado de agotamiento; la productividad de esos campos depende del éxito de los esquemas de explotación, es por ello, que las gerencias se enfocan en la reingeniería de los proyectos y operaciones en búsqueda de recuperar la mayor cantidad de reservas remanentes, entre esos proyectos están la implementación de sistemas de levantamiento artificial y el estudio de sus parámetros operacionales.

La optimización de la producción en campos maduros obedece a una gran cantidad de factores en análisis, que abarcan las reservas remanentes del yacimiento, propiedades de los fluidos, facilidades de superficie existentes, limitantes económicas y ambientales, entre otras, por tal motivo el uso de la simulación numérica para el diseño óptimo y eficaz de los métodos de levantamiento artificial es de gran importancia. En el caso del levantamiento artificial por gas, todas las variables que implica su uso, desde modelos de afluencia, terminaciones de los pozos, tasas de petróleo y gas, estado de agotamiento de los yacimientos y la disponibilidad de gas comprimido para la inyección, hacen que la simulación numérica cobre especial importancia.

En el Campo Onado los trabajos y proyectos propuestos no tienen otro fin que el de incrementar la producción de crudo, es por ello, que para el año (2012) la empresa Petronado S.A., adelanta un proyecto de instalación de una nueva unidad motocompresora, el cual, se encuentra bien adelantado, y tiene como objetivo principal incrementar la capacidad de compresión y por ende incrementar los volúmenes de gas comprimido disponible para LAG.

No obstante, la empresa debe disponer antes de su llegada a instalación y puesta en marcha, un trabajo que simule las condiciones actuales del campo, permitiendo realizar estimaciones más concretas y precisas de las variables operacionales dentro del sistema de levantamiento artificial, con la finalidad de minimizar la incertidumbre al momento de la utilización del nuevo motocompresor, y por consiguiente, la premisa de generar una rentabilidad a los recursos tanto energéticos y económicos de la empresa.

1.4 Alcances

El estudio contemplará sensibilidades enfocadas en mejorar la producción y minimizar la incertidumbre en las operaciones del campo, con la premisa de proponer un esquema de producción óptimo. No se tomará en cuenta para este esquema las mejoras previstas en equipos por la empresa. La evaluación se realizará con el equipamiento disponible para la fecha de elaboración de este Trabajo Especial de Grado (T.E.G.).

1.5 Limitaciones

Para el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado, se proveen ciertas limitaciones, las cuales, vendrán impuestas por la disponibilidad de datos e información necesaria en la generación de los modelos de simulación.

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

2.1 Ubicación Geográfica y Geología ^[1]

El Campo Onado se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, delimitada entre el Mar Caribe y el cauce del Río Orinoco, específicamente al Suroeste del Estado Monagas, a 150 Km. de la Ciudad de Maturín, localizado a 110 Km al Este de Anaco. Limita al Norte con el Municipio Santa Bárbara, al Sur con los Campos Casma, Anaco y Acema, al este con el Municipio Maturín, por último al Oeste con la población de Aribí (Ver figura 2.1).



Figura 2.1 Ubicación Geográfica del Campo Onado ^[1]

Las unidades productoras de hidrocarburos se localizan en las Formaciones Merecure, de edad Oligoceno, y Oficina, de edad Mioceno Inferior. Estructuralmente está

definido como un homoclinal el cual buza hacia el norte. El campo cuenta con un área de 159 Km².

2.2 Historia y Desarrollo del Campo

La actividad petrolera en el área de Onado se inició en diciembre de 1959, con el descubrimiento, por parte de la concesionaria Mobil, del pozo ONV-1, perteneciente al campo inicial Onado M. En febrero de 1971, la compañía Mobil comienza la producción del campo Onado G con la perforación del pozo ONV-51; posteriormente en Abril de 1986, CORPOVEN S.A. perfora el pozo ONV-105, dando inicio al desarrollo del Bloque Onado P, pero la política de apertura petrolera es iniciada en el año de 1995, en la que PDVSA a través de una serie de asociaciones estratégicas y convenios operativos adjudica campos como Onado llamados “Campos Marginales” a empresas transnacionales, para de ésta manera lograr la reactivación de éstos campos.

Es así como en la tercera ronda de negociaciones, es asignado el campo Onado a una empresa con capital mixto, agrupado bajo el nombre de “Compañía General de Combustibles S.A.”, la cual, es un consorcio originalmente formado por: Compañía General de Combustibles, de origen argentino y Carmanah, canadiense.

La concesión otorgada a éste consorcio tenía una duración de 20 años contados a partir de 1997; período en el cual el consorcio sería responsable de todas las actividades, pero no es sino hasta 2006 que con las nuevas políticas gubernamentales las concesiones con esa modalidad pasan a Empresa Mixtas con una mayoría sobre las acciones para PDVSA.

En la actualidad la explotación del campo Onado, es responsabilidad de la Empresa Mixta Petronado S.A., la cual esta constituida por la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP) con un 60%, Compañía General de Combustible (C.G.C.) con 28%, y Corea del Sur/PetroEcuador con 12% ^[1].

De acuerdo a los datos de Reservas Oficiales (2010) el Campo Onado cuenta con características principales que se muestran a continuación en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1.- Características Principales Campo Onado ^[1]

Tabla Resumen	
POES	453,6 MMBN
Reservas Recuperables	80,673 MMBN
Petróleo Acumulado	32 MMBN
Reservas Remanentes	48,673 MMBN
Factor de Recobro	19% Crudo mediano
GOES	526,2 MMMPCN
Reservas Recuperables de Gas	366 MMMPCN
Gas Acumulado	91,3 MMMPCN
Reservas Remanentes	274,7 MMMPCN
Factor de Recobro	22% Gas condensado
°API	Formación Merecure entre 22-27° Formación Oficina entre 27-40 °
Número total de pozos	42
Número pozos activos	7
Actividades de RA/RC para el 2011	20
Número de yacimientos	36 de petróleo y 2 de gas condensado
Número yacimientos Activos	8 de petróleo
Producción Promedio al 01/11/2011	1343 BNPD
Producción Promedio por día (2011)	3000 BNPD
Profundidad Promedio (TVD)	Formación Oficina 14000 pie Formación Merecure 15500 pie
Presión Actual	Formación Oficina Superior 3200 lpc Formación Oficina medio 5500 lpc Formación Merecure 6000 lpc

2.3 Fundamentos Geológicos

2.3.1 Estratigrafía del área ^[2]

El Campo Onado se encuentra dentro de la clasificación de los Campos del Área Mayor de Oficina. Durante la perforación de los pozos se atraviesan las siguientes formaciones (Figura 2.2): Aluviones Recientes, Formación Mesa (Pleistoceno), Formación Las Piedras (Plioceno), Formación La Pica (Mioceno Superior), Formación Freitas (Mioceno Medio), Formación Oficina (Mioceno Inferior) y Formación Merecure (Oligoceno). En estas dos últimas se ubica la zona productiva del Campo la cual tiene un espesor promedio de 2000 pies y va desde la Arena F8 (Complejo Superior de la Formación Oficina) hasta la arena U4 (Formación Merecure), siendo importante destacar que hay pozos que han sido perforados hasta niveles más profundos (U5, U6, U7, etc.). A continuación se muestra una descripción detallada de cada una de estas formaciones:

- Formación Mesa-Las Piedras (Pleistoceno-Plioceno): Constituida por niveles masivos de arenas con intercalaciones menores de limonitas y lutitas, levemente consolidadas. Presenta acuíferos lateralmente extensos.
- Formación La Pica Superior-Inferior (Mioceno Superior): Compuesta por espesores lutíticos grises y limolitas con desarrollos de areniscas de grano fino, disminuyendo hacia la zona basal. El espesor de la formación es variable, alcanzando en algunos casos hasta 5000 pies.

- Formación Freites (Mioceno Medio): Se describe como una columna de lutitas verdes a gris verdosas con muy delgados niveles de limolitas. Presenta un espesor de 2500 pies aproximadamente. Se encuentra sobrepresurizada y constituye el sello regional del Complejo Superior de la Formación Oficina.
- Formación Oficina (Mioceno Inferior): Caracterizada por la alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso, presenta capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, el material carbonoso es común. En general las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base. El espesor de la formación varía entre 2500 y 3000 pies.
- Formación Merecure (Oligoceno): Caracterizada por cuerpos masivos de areniscas de color gris claro a oscuro, de grano fino a grueso, con muy delgados niveles lutíticos; permitiendo la coalescencia o amalgamiento de los cuerpos de arenas, lo que facilita la comunicación vertical de los fluidos. En el Campo Onado esta formación se encuentra naturalmente fracturada.

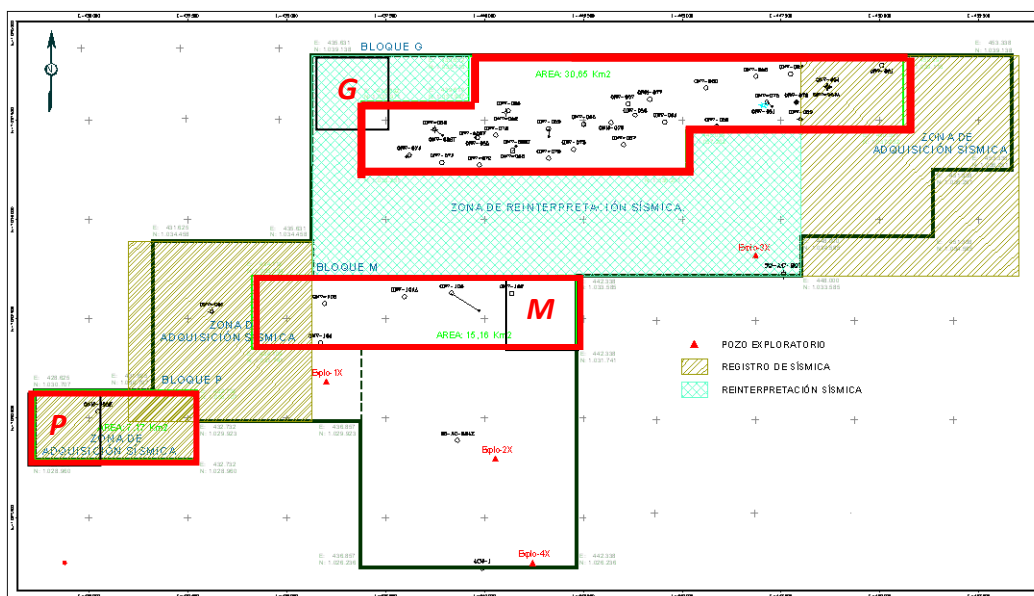


Figura 2.3 Plano General de los Bloques en el Campo Onado ^[2]

Bloque G, tiene la mayor cantidad de pozos perforados, se hace presente una gran falla normal de dirección Oeste-Este y buzamiento al Sur, que actúa como principal sello de las acumulaciones del Campo y sobre todo en este bloque. En algunos pozos que atraviesan esta falla se han medido saltos verticales de más de 500 pie.

Bloque M, este bloque situado al centro del Campo Onado posee solo cinco pozos, en general las arenas de los complejos Intermedio e Inferior poseen buenos desarrollos y continuidad lateral. El bloque M tiene una falla normal que lo divide en dos separando los pozos ONV-102 y ONV-106 del resto.

Bloque P, tiene un solo pozo perforado y solo dos líneas de sísmica 2D, es por ello que para dicho bloque no se han realizado estudios detallados sobre la estructura para dicha área, todo esto por los resultados obtenidos en los estudios petrofísicos en el pozo ONM-105E, los cuales han indicado que las saturaciones de hidrocarburos en dicho bloque son muy bajas.

2.4 Descripción de los Yacimientos ^[2]

La producción del Campo Onado depende ampliamente de las condiciones tanto de sus pozos existentes y la geología de sus arenas, aunque sus yacimientos están en estado de agotamiento aún presentan buenos potenciales, pero las actividades de rehabilitación y reacondicionamiento son pilares en el objetivo de mantener las metas de producción. Los yacimientos presentan espesores bajos y muchos de ellos son lenticulares en el Campo Onado, además con unos cortes de agua que aumentan progresivamente los cuales afectan significativamente la producción de crudo.

Los acuíferos se hacen presentes en algunas arenas y se puede apreciar como los contactos de agua han ido moviéndose generando irrupción en varios pozos. Los valores promedio de calidad de roca no han sufrido mayores cambios desde los primeros estudios petrofísicos. Las porosidades se encuentran en un rango entre 10 y 13%. Igualmente, las permeabilidades varían entre 20 y 50 mD.

El prolongado drenaje de los yacimientos así como la desactualización de los datos del Campo han propiciado la presencia de áreas con incertidumbres desde el punto de vista de tipos de fluido y potencialidad.

2.5 Mecanismos y Comportamiento de Producción ^[1]

La producción promedio diaria para el año 2011 es de 3000 BN, el 60% de la producción es generada por flujo natural y un 40% por levantamiento artificial. La producción es frecuentemente afectada por problemas de canalización de agua (alto corte de agua) y malas cementaciones primarias. Los mecanismos de producción que

prevalecen en los yacimientos son gas en solución y empuje hidráulico, se tiene presencia de yacimientos que están saturados.

El Campo Onado no tiene actualmente implantado procesos de recuperación mejorada, pero con la producción de gas, se ha implementado el Levantamiento Artificial por Gas (LAG) en algunos pozos para mantener la producción general del área.

Actualmente, se maneja una producción de petróleo en el último trimestre Julio, Agosto y Septiembre del 2011 de 1300 BPD, producción de gas de 7510 MPCND, 49 % AyS y un RGP de 5775 PCN/BN.

2.6 Distribución Actual de los Fluidos^{[1], [2]}

Realizando una revisión particularmente en los reportes Oficiales emitidos PDVSA CVP en el Bloque Onado G, donde la Arena U1 esta conformada por tres yacimientos se tiene un POES de 48299 MBN, reservas recuperables totales de 8965 MBN y reservas remanentes de 7578 MBN y un GOES asociado a estos yacimientos de 84376 MMPCN con reservas recuperables de 63130 MMPCN, y un remanente total de 60478 MMPCN.

La Arena U2 se presenta en el Bloque Onado G y cuatro yacimientos con un POES total de 54361 MBN. Sus reservas recuperables totales son 11021 MBN y sus reservas remanentes de 2953 MBN y un GOES asociado a estos yacimientos es de

50107 MMPCN con reservas recuperables de 36394 MMPCN, y un remanente total de 12539 MMPCN.

La Arena U3, tiene en el Bloque Onado G se dispone de un POES de 46072 MBN, reservas recuperables totales de 8754 MBN y reservas remanentes de 6497 MBN. El GOES es de 60016 MMPCN con reservas recuperables de 44226 MMPCN, con un remanente total de 35670 MMPCN.

Por otra parte, la Arena U4 tiene en el Bloque Onado G, un POES de 59744 MBN y unas reservas recuperables de 11787 MBN con reservas remanentes de 3543 MBN. Con respecto al GOES resultó 53707 MMPCN distribuidos en cinco yacimientos y unas reservas recuperables de gas de 39452 MMPCN y remanentes de 21095 MMPCN.

La Arena F8, en general atravesada y producida por el pozo ONV-63 actualmente posee un POES de 17651 MBN con reservas recuperables de 1721 MBN. El GOES es de 18534 MMPCN con reservas recuperables de 14827 MMPCN.

El Bloque M, con sus arenas inferiores de la Formación Merecure, U4, U5 y U6, presentan cualitativamente 100% saturación de agua; mientras que U3, U2, y U1, S4,5M, R4U presentan buen potencial de hidrocarburos, con sus respectivos contactos de agua.

Bloque P, este Bloque sólo posee un pozo perforado (ONM-105E), el cual mostró solo una arena prospectiva a nivel de la Formación Oficina (R1), la cual fue

CAPITULO II: DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

explotada. El resto de las arenas de Oficina y Merecure se observan altamente saturadas de agua en los registros eléctricos.

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes

El uso adecuado de recursos energéticos de cualquier campo petrolero dependerá en algún instante de los métodos de levantamiento artificial, la industria petrolera desde hace más de 70 años ha utilizado estos métodos para darle rentabilidad y mayor tiempo de producción a los campos, es por esa razón que las propuestas en el momento de implementar los métodos son muy bien recibidas, no solo para mantener las metas de producción sino también para darle un desarrollo óptimo a las reservas de hidrocarburos.

En Noviembre de 1992, la empresa BP Exploration (Alaska) realizó una completación en un pozo en el Campo Prudhoe Bay con una configuración mecánica que permitió el uso del levantamiento artificial por gas en tubería continua, pero con mandriles muy similar al sistema de tubería con conexiones, dando como resultado un aumento en la producción en aquel pozo con una menor tasa de inyección de gas.

En 1997, *Texaco Exploration and Production, Inc.* (TEPI), aplicó un diseño no convencional de levantamiento artificial por gas con tubería continua en pozos, pero con un solo punto de inyección, en el campo Brookeland donde la declinación de la producción era ya inevitable, los resultados con ese proyecto se reflejaron en el aumento de la producción y a un bajo costo de inversión, ideal para campos marginales.

Inicialmente en los años 1959 en el Campo Onado, la empresa Mobil evaluó la posibilidad de implementar levantamiento artificial por gas, posteriormente se realizaron diseños para las completaciones de los pozos con la capacidad de colocarles válvulas y mandriles. Pero, el colapso en los pozos se hizo presente, esto fue causado a nivel del revestidor intermedio por efecto de una sobrepresión en el área de Oficina a 12000 pies aproximadamente, en aquel momento, la estrategia de levantamiento no fue muy eficaz en todos los pozos.

CORPOVEN filial de PDVSA operadora después de la nacionalización petrolera en Venezuela a mediados de 1976, inició una etapa más profunda de desarrollo del Campo Onado, realizando proyectos de LAG, pero no se cumplieron las metas propuestas inicialmente, el desarrollo de dichos proyectos se vieron afectados por nuevos descubrimientos de reservas en el País dejando atrás campos como Onado que producían tasas muy bajas.

En Junio 2008, Bouza José realizó en la Universidad de Oriente Núcleo de Monagas, la presentación del Trabajo Especial de Grado titulado “Evaluación del Proyecto Piloto de Levantamiento Artificial por Gas con Tubería Continua para el Campo Onado. Aguasay – estado Monagas”, el cual evaluó la factibilidad del método ya usado por la empresa Petronado S.A. operadora actual del Campo Onado, destacando los factores más resaltantes en el uso de esta estrategia, no obstante se dio solución a la problemática presentada en las formaciones con sobrepresión a las limitaciones económicas para implementar otros mecanismos en el Campo.

En Diciembre 2009, Franklin Castañeda realizó en la Universidad de Oriente Núcleo de Monagas, la presentación del Trabajo Especial de Grado titulado “Propuesta Técnico-Económica de Producción en Conjunto de las Arenas Pertenecientes a las

Formaciones Oficina y Merecure en el Campo Onado”, el cual determinó las características petrofísicas de las rocas y evaluó la correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z. determinando que esta correlación es la que más se ajusta a las propiedades PVT de los fluidos en el Campo Onado.

3.2 Flujo Natural ^[3]

Los pozos que fluyen por flujo natural, son pozos que tiene la capacidad de desplazar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie con la energía interna que aporta el yacimiento. Esa energía en las acumulaciones de hidrocarburos proviene de la expansión del petróleo y gas en solución, expansión de la capa de gas, expansión del agua connata, reducción del volumen poroso y por último, si es que existe, del influjo de agua proveniente de un acuífero. Es importante entender cada uno de estos mecanismos de producción en los yacimientos, a fin de aprovechar al máximo esta energía.

En yacimientos con presencia de empuje por agua las tasas de producción no presentan mayor inconveniente, pero la producción con el tiempo tendrá un corte de agua mayor, la presión en el yacimiento se mantendrá relativamente constante, por lo general esto ocurre cuando el agua sustituye ese espacio poroso que el petróleo deja libre.

En yacimientos donde la expansión del gas es quien aporta mayor energía de producción, presentan a largo plazo problemas en las tasas de flujo, ya que la energía procedente del gas en solución o la capa de gas no es constante sino que disminuye en el tiempo.

Existe una gran cantidad de factores que disminuyen la capacidad de producción de un pozo, pero primordialmente es el potencial quien delimita si el pozo fluye o no

naturalmente. Es decir, debe presentarse un diferencial de presión tal que permita que esos fluidos se movilen.

Los pozos con flujo natural deben tener una buena caracterización tanto de su regímenes de flujo y su aporte energético, sin duda alguna mientras más prolongada sea la producción por flujo natural mayor será la rentabilidad del pozo, no es solo cuestión de tener una tasa máxima de petróleo, sino de usar la energía de la mejor forma posible, minimizando el daño, sin sobrepasar velocidades críticas de flujo en el espacio poroso, evitando la entrada abrupta del agua, empleando estrangulares de flujo y terminaciones adecuadas en los pozos.

3.3 Índice de Productividad ^{[4], [5]}

El índice de productividad (IP) es la medida cuantitativa para determinar la capacidad de producción de un pozo, paralelamente es una propiedad que relaciona la tasa de producción de líquido y la caída de presión entre la formación y el fondo del pozo. Se puede describir con la siguiente ecuación ^[3]:

$$IP = J = \frac{Q}{P_e - P_{wf}}$$

Ec. 3.1

Donde:

J: Índice de productividad, BN/Lpc*D

Q: Tasa de producción del pozo, BN/D

Pe: Presión estática del yacimiento o promedio del área de drenaje del pozo, Lpc

Pwf: Presión de fondo fluyente, Lpc

El comportamiento del índice de productividad es inversamente proporcional a la presión diferencial que se genera en el fondo de pozo (Pe-Pwf), pero no siempre se

mantiene constante, al pasar el tiempo disminuye por algunos factores que se señalan a continuación^[3]:

- Disminución de la presión, lo cual genera la liberación del gas libre, por lo tanto la permeabilidad del petróleo también disminuye.
- La generación de turbulencia por las altas velocidades en las proximidades del hoyo.
- Aumento del daño por la precipitación de asfáltenos.
- Reducción de la permeabilidad de la roca por efecto de la compresibilidad, este último efecto es muy importante en yacimientos con sobrepresión.
- Aumento de la viscosidad del petróleo al bajar la presión por debajo de la presión de burbuja.

Los valores del IP en la práctica varían, ellos dependen de las características del pozo, profundidad y del país donde se evalúa dicho parámetro. A continuación se presenta en la tabla 3.1 los valores típicos de productividad y su clasificación.

Tabla 3.1.- Escala Típica de Valores del Índice de Productividad^[5]

Baja productividad	$J < 0,5$
Mediana productividad	$0.5 < J < 1$
Alta productividad	$1 < J < 2$
Excelente productividad	$J > 2$

Los valores de la IP describen de una forma cuantitativa el potencial del pozo y es un factor importante en el momento de tomar decisiones sobre el tipo de levantamiento artificial a proponer, posible tratamiento al pozo y su jerarquía de producción con respecto a otros pozos en el mismo campo^[4].

3.3.1 Curva de comportamiento de influjo (IPR) ^[3]

Relación de Comportamiento de Afluencia mejor conocido como IPR (*Inflow Performance Relation*, por sus siglas en inglés) describe la relación existente entre la tasa de producción de líquido en superficie y la presión de fondo fluyente del pozo en el medio de las perforaciones, esta curva IPR representa que tanta contribución de líquido puede tener un yacimiento en un determinado pozo. Gráficamente la curva de IPR (ver Figura 3.1) está representada por la presión de fondo fluyente versus tasa de producción ^[3].

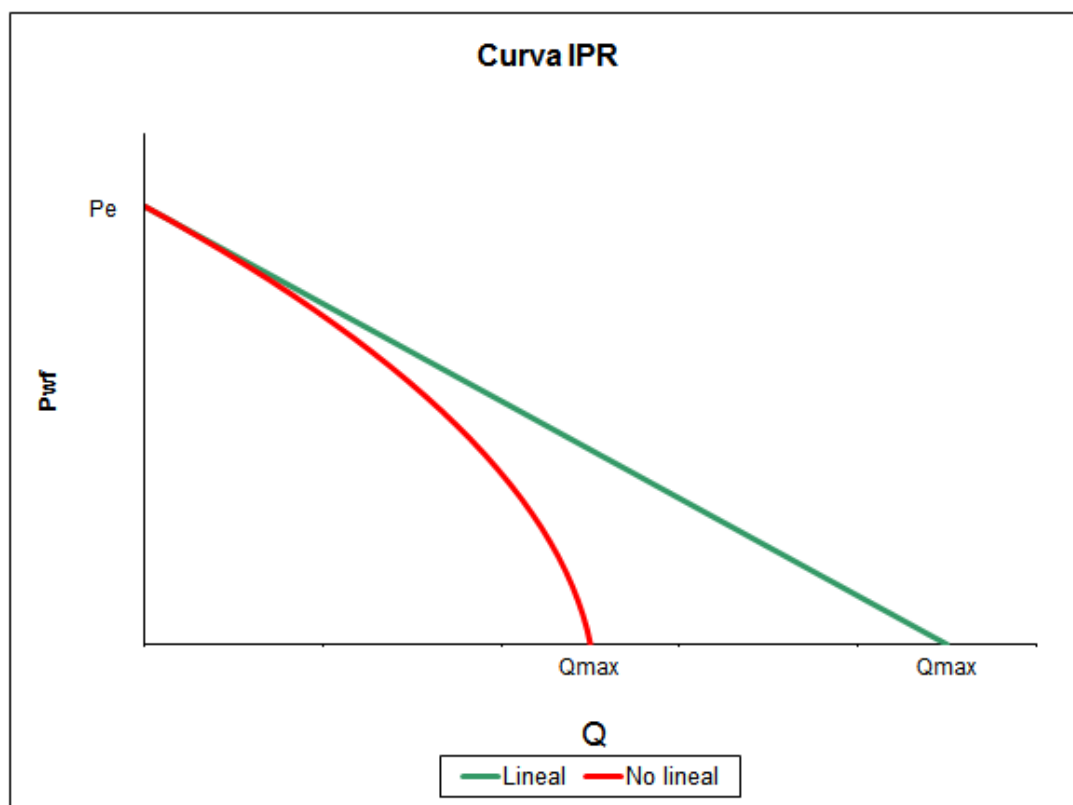


Figura 3.1 Curva de comportamiento de afluencia IPR

El comportamiento puede ser lineal, como ya se mencionó anteriormente cuando describimos el índice de productividad (IP) ^[3], este caso aplica solo al tener la presión de fondo fluyente mayor a la presión de burbujeo en el yacimiento. No

obstante, se pueden presentar casos donde ocurren cambios en el yacimiento, entonces la curva de IPR sufre una modificación, es decir se mantiene paralela a la inicial, pero con un potencial menor por efecto de la presión estática o promedio del pozo que disminuyó, como se muestra en la figura 3.2.

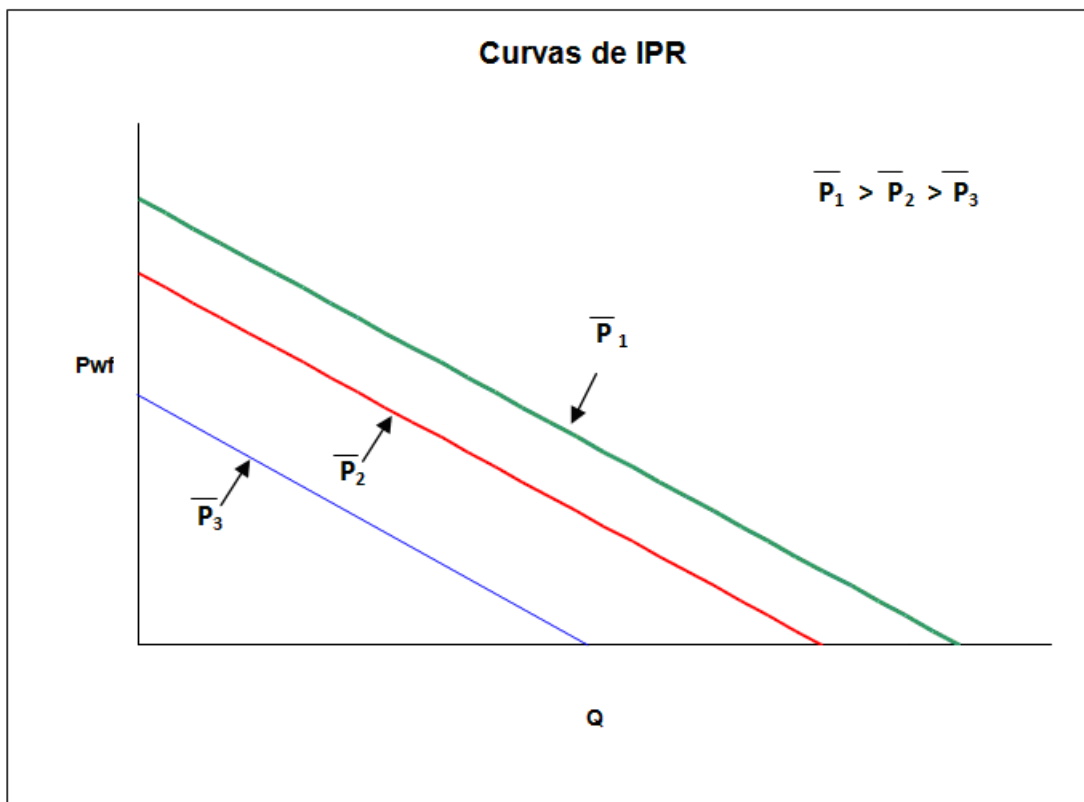


Figura 3.2 Curva IPR con Rango de Presiones del Yacimiento

En los casos donde la curva de IPR no es lineal (Figura 3.1), se han presentado diferentes propuestas en búsqueda de modelar dicho comportamiento de la forma más simple, entre las ecuaciones más usadas tenemos Vogel^[6] y Fetkovich^[7] las cuales se describen a continuación.

3.3.1.1 IPR según Vogel ^[6]

Basado en simulaciones numéricas Vogel en el año 1968 introdujo una solución para la relación empírica de la tasa de producción de líquido y el diferencial de presión. Las consideraciones de Vogel para desarrollar el modelo fueron las siguientes:

- Yacimiento con empuje por gas en solución y sin segregación gravitacional.
- Saturación de agua constante.
- Flujo bifásico.
- Flujo radial y uniforme en el pozo.

La ecuación que desarrollo Vogel es la siguiente:

$$\frac{Q}{Q_{\max}} = 1 - 0.2 * \frac{P_{wf}}{P_e} - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

Q: Tasa de producción del pozo, BN/D

Q_{max}: Tasa máxima de producción, BN/D

P_e: Presión estática del yacimiento o promedio del área de drenaje del pozo, Lpc

P_{wf}: Presión de fondo fluyente, Lpc

3.3.1.2 IPR según Fetkovich ^[7]

En los campos la correlación de Vogel normalizada, es frecuentemente no adaptable a los datos de producción de los pozos. Por esa razón Fetkovich (1973) sugirió normalizar la ecuación, pero de una forma distinta, en su hipótesis, el propone que los pozos de petróleo por debajo de la presión de burbuja son mas similares a los que

producen gas. Fetkovich propone que $Q_{o \text{ (máx)}} = C * (P)^{2n}$, reflejando la ecuación de afluencia IPR de esta forma:

$$Q = C * (P_e^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ec. 3.3}$$

La relación final es:

$$\frac{Q}{Q_{max}} = \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \right]^n \quad \text{Ec. 3.4}$$

Donde:

Q: Tasa de producción del pozo, BN/D

Qmax: Tasa máxima de producción, BN /D

Pe: Presión estática del yacimiento o promedio del área de drenaje del pozo, Lpc

Pwf: Presión del fondo fluyente, Lpc

C: Constante determinada por pruebas de presión.

n: Constante determinada por pruebas de presión.

Los valores de C y n son característicos de cada pozo y los mismos son determinados al aplicar por lo menos dos pruebas de presión, donde se evalúan diferentes velocidades de flujo correspondientes, a su vez a un valor diferente de presión de fondo fluyente^[7].

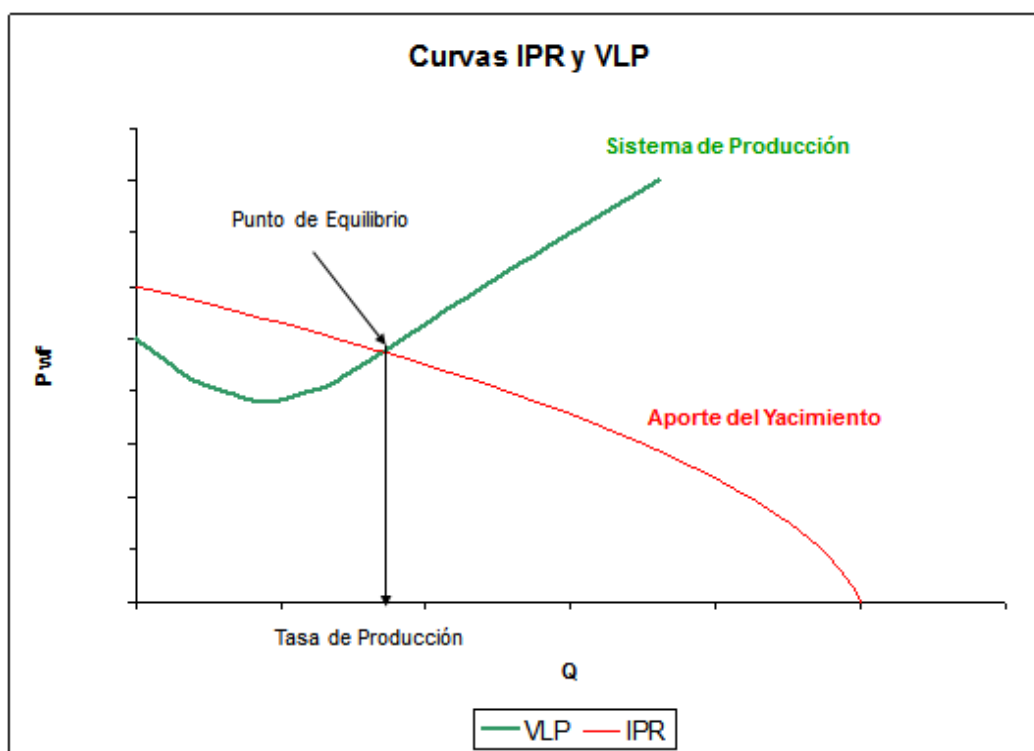
3.3.2 Curva de comportamiento de eflujo (VLP)^[3]

Relación de comportamiento de eflujo mejor conocida como VLP (*Vertical Lift Performance*, por sus siglas en inglés) describe la demanda de fluidos de los pozos, dicha curva es totalmente independiente de la curva IPR, ya que no relaciona

presiones de yacimientos y fondo de pozo, sino el diferencial de presión necesario desde el fondo del pozo hasta el separador para transportar los fluidos. Mientras que la curva de IPR necesita que la presión de fondo fluyente (P_{wf}) sea menor para poder movilizar los fluidos, la curva de VLP requiere que la P_{wf} sea cada vez mayor generando un diferencial de potencial tal que los fluidos se muevan desde el fondo hasta la superficie ^[8].

La construcción de la curva VLP implica las presiones en todo el sistema de producción y sus cambios energéticos. Las pérdidas de energía provienen por efectos gravitacionales, cambio de la energía cinética y por supuesto la fricción generada por los fluidos y su interacción con las paredes de las tuberías. El cálculo de estas pérdidas implica dividir las líneas de flujo en secciones y aplicar las correlaciones de flujo multifásico en tuberías, entonces de esa forma calcular el gradiente de presión dinámico para el pozo o las caídas de presión en las tuberías superficiales ^[3].

La combinación de la curva afluencia (IPR) y demanda (VLP) determinan el punto de equilibrio operacional, que se traduce en el aporte que puede generar el yacimiento y el sistema de producción instalado (Figura 3.3).

**Figura 3.3** Comportamiento IPR y VLP

3.4 Flujo Multifásico

El término flujo multifásico considera que existen dos o tres fases fluyendo, líquido y gas dentro de una tubería, el flujo puede ser homogéneo y es muy común en pozos de producción, donde se pueden encontrar petróleo, agua y gas libre que fluyen como una mezcla. Este tipo de flujo complica los cálculos de presión en los puntos de interés de cualquier sistema de producción, los factores como la temperatura y velocidad del fluido generan deslizamiento entre las superficies de las fases, cambios en los volúmenes y por lo tanto en la densidad de la mezcla.

Las propiedades de los fluidos y los patrones de flujo son esenciales para la caracterización de la producción en cualquier campo petrolero, es por ello que al

pasar de los años se han generado una gran cantidad de ecuaciones que reflejan dichos cambios en las propiedades ^[4].

3.4.1 Ecuación general del gradiente de presión

Partiendo originalmente de la teoría sobre conservación de la energía, se puede derivar la ecuación general del gradiente de presión, aplicada a todo tipo de fluido que se desplaza dentro de una tubería a diferentes ángulos de inclinación ^[5].

$$\frac{dP}{dz} = \frac{g}{g_c} \rho_m L(\sin \theta) + \frac{f_m \rho_m v_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m v_m}{g_c} \frac{dv_m}{dz} \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

dP/dz : Gradiente de presión, Lpc/pie

ρ_m : Densidad de la mezcla, lbm/pie³

g : Aceleración de gravedad, pie/s²

g_c : Factor de conversión de unidades, 1Kgf*m/N*s² o 32,1740 Lbm*pie/Lbf*s²

θ : Angulo de inclinación con respecto a la horizontal, grados (°)

f_m : Factor de fricción de Moody, adimensional

d : Diámetro de la tubería, plg.

v_m : Velocidad de la mezcla, pie/s

dv : Componente de aceleración, pie/s²/pie/s=1/s

Teniendo las siguientes componentes:

$$\frac{g}{g_c} \rho_m L(\sin \theta) \quad \text{Gradiente de presión por gravedad.}$$

$$\frac{f_m \rho_m v_m^2}{2 g_c d} \quad \text{Gradiente de presión por fricción.}$$

$$\frac{\rho_m v_m}{g_c} \frac{dv_m}{dz}$$

Gradiente de presión por cambio de energía cinética (aceleración).

De los tres componentes el de mayor relevancia es el gradiente de presión por gravedad, con una contribución entre el 80-90 %, la fricción del 10-20% y la aceleración 0-10%. Es importante resaltar que para pozos de producción de gas la fricción tiene una contribución mayor entre 30-60 % ^[8].

3.4.2 Propiedades de los fluidos

Las propiedades de la mezcla como densidad, velocidad y viscosidad son requeridas para los cálculos de gradientes de presión en flujos bifásicos, pero cuando se habla de flujo de multifásico no solo debe analizar esas tres propiedades, sino otras de gran importancia, en el cálculo de gradiente de presión que se ven influenciadas por las variaciones de ellas, como es el caso de la relación gas-líquido y factor volumétrico de la formación. Por esa razón se analiza cada una de las propiedades y la forma en que se expresan ^[8].

- **Densidad**

La densidad de la mezcla en flujo multifásico esta relacionada a la densidad de las fases que las componen y sin olvidar la presencia de una fracción de gas, pero para el cálculo de la misma se debe conocer el factor **Holdup** con o sin deslizamiento de líquido ^[8].

La densidad bifásica sin deslizamiento (ρ_{mns}) se expresa de la siguiente forma:

$$\rho_{mns} = \rho_l \alpha_l + \rho_g \alpha_g \quad \text{Ec. 3.6}$$

Donde:

ρ_{mns} : Densidad de la mezcla, lbm/pie³

α_g : Holdup de gas sin deslizamiento, adimensional

ρ_g : Densidad de la fase gaseosa, lbm/pie³

ρ_l : Densidad de la fase líquida que a su vez puede estar compuesta por agua y petróleo, lbm/pie³

α_l : Holdup de líquido sin deslizamiento.

La densidad bifásica con deslizamiento (ρ_{ms}) se expresa de la siguiente forma:

$$\rho_{ms} = \rho_l H_l + \rho_g H_g \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde:

ρ_{ms} : Densidad de la mezcla, lbm/pie³

H_l : Holdup de líquido con deslizamiento, adimensional

H_g : Holdup de gas con deslizamiento, adimensional

ρ_g : Densidad de la fase gaseosa, lbm/pie³

ρ_l : Densidad de la fase líquida que a su vez puede estar compuesta por agua y petróleo, lbm/pie³

- **Holdup de Líquido**

El uso del Holdup con y sin deslizamiento nace de la necesidad de distribuir espacialmente las fases dentro de la tubería con un parámetro adimensional. Todo esto por la diversidad de patrones o regímenes de flujo, cuando las velocidades de las fases son diferentes se toma en cuenta el uso del Holdup con deslizamiento, pero en el momento que viajan las fases a la misma velocidad donde las fracciones de líquido se consideran homogéneas se usa el Holdup sin deslizamiento ^[8].

- **Holdup de Líquido sin Deslizamiento**

Se define como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido entre el volumen total del corte transversal de dicha tubería, con la consideración que el gas y el líquido viajan a la misma velocidad.

Se expresa de la siguiente ecuación ^[8]:

$$\alpha_l = \frac{Q_l}{Q_l + Q_g} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Donde:

Q_l : tasa flujo de líquido, BN/D

Q_g : tasa de flujo de gas, BN/D

También se tiene que el Holdup de gas sin deslizamiento se define como:

$$\alpha_g = 1 - \alpha_l = \frac{Q_g}{Q_l + Q_g} \quad \text{Ec. 3.9}$$

- **Holdup de Líquido con Deslizamiento**

La fracción de líquido es la razón del volumen ocupado por líquido en un segmento de tubería, entre el volumen total del segmento de la misma tubería ^[8].

$$H_l = \frac{V_l}{V_{seg.tub}} \quad \text{Ec. 3.10}$$

Donde:

V_l : Volumen de líquido en el segmento de la tubería, unidad de volumen

$V_{seg.tub}$: Volumen del segmento de la tubería, unidad de volumen

Es importante mencionar que la diferencia entre el Houll-up con y sin deslizamiento determinan cuantitativamente el nivel de deslizamiento de los fluido.

El volumen de la tubería no ocupado por el líquido es ocupado por gas, por lo tanto la fracción de gas (**H_g**) es definido como:

$$H_g = 1 - H_l \quad \text{Ec. 3.11}$$

- **Velocidad de la Mezcla**

El estudio de la velocidad de la mezcla se ha reforzado en el tiempo con la variable velocidad superficial, esta última es la que ha permitido generar una gran cantidad de correlaciones. La velocidad superficial de una fase que fluye esta definida como la velocidad que dicha fase presentaría solo ella a través de toda la sección transversal de una tubería ^[5].

La velocidad real del líquido viene dada por:

$$V_l = \frac{Q_l}{A * H_l} \quad \text{Ec. 3.12}$$

Donde:

Q_l: Tasa flujo del líquido, BN/D

H_l: Holdup del líquido, adimensional

A: Área transversal de la tubería, plg²

La velocidad superficial del líquido se expresa como:

$$V_{sl} = \frac{Q_l}{A} \quad \text{Ec. 3.13}$$

Donde:

Q_l : Tasa flujo del líquido, BN/D

A : Área transversal de la tubería, plg^2

La velocidad real del gas viene dada por:

$$V_g = \frac{Q_g}{A * H_g} \quad \text{Ec. 3.14}$$

Donde:

Q_g : Tasa flujo del gas, BN/D

H_g : Holdup del gas, adimensional

A : Área transversal de la tubería, plg^2

La velocidad superficial del gas se expresa como:

$$V_{sg} = \frac{Q_g}{A} \quad \text{Ec. 3.15}$$

Donde:

Q_g : Tasa flujo del gas, BN/D

A : Área transversal de la tubería, plg^2

Por lo tanto la velocidad superficial bifásica de la mezcla esta dada por:

$$V_m = V_{sl} + V_{sg} \quad \text{Ec. 3.16}$$

- **Factor de Fricción de la Mezcla**

El Factor de fricción de la mezcla busca reflejar las interacciones de las moléculas, las cuales están presentes en los fluidos con diferentes fases, con un medio de flujo (tubería) el cual presenta una rugosidad. Este término está definido como coeficiente adimensional que expresa la dificultad que brinda cada fase a desplazarse una sobre la otra ^[8].

$$f_m = f \left[\frac{v_m d_i \rho_m}{\mu_m}, \frac{\varepsilon}{d_i} \right] \quad \text{Ec. 3.17}$$

Donde:

μ_m : Viscosidad dinámica de la mezcla, cP

d_i : Diámetro interno de la tubería, plg

ε : Rugosidad absoluta de la tubería, plg

- **Viscosidad de la Mezcla**

La viscosidad de un fluido es una propiedad que mide la resistencia a fluir que tienen las moléculas internas de la mezcla. Esta relacionada con el gradiente de velocidad y su proporcionalidad al esfuerzo cortante que se genera ^[8].

$$\mu_m = \mu_l H_l + \mu_g (1 - H_l) \quad \text{Ec. 3.18}$$

Donde:

μ_l : Viscosidad dinámica del líquido, cP

μ_g : Viscosidad dinámica del gas, cP

Normalmente los crudos sin gas en solución exhiben comportamiento newtoniano, aunque existen excepciones. Crudos con gas en solución implican un determinado nivel de presión a una temperatura determinada, también exhibe comportamiento newtoniano, salvo algunas excepciones. Es por ello, que la propiedad Relación Gas disuelto en Petróleo (R_s) determina la cantidad de gas que está disuelto en el petróleo a una establecida presión y temperatura, es vital en el momento de generar modelos matemáticos que ayuden a obtener los valores de viscosidades en una tubería ^[8].

3.4.3 Patrones de flujo

La distribución de los fluidos y sus fases son los causantes de las variaciones en los gradientes de presión de cualquier tubería. Los cambios de velocidad y el deslizamiento entre las superficies de los fluidos generan patrones de flujo o regímenes de flujo. Dichos patrones son distintos dependiendo de varios factores, pero inicialmente se puede clasificar en dos: Flujo multifásico vertical y flujo multifásico horizontal.

3.4.3.1 Patrones de flujo multifásico vertical ^{[3], [5]}

En el caso de flujo multifásico vertical ascendente con dos fases líquido y gas, se pueden generar cuatro patrones de flujo, pero otros investigadores definen un quinto y último patrón de flujo. Estos patrones incluyendo este último se describen seguidamente:

- **Flujo Burbuja:** Este tipo de patrón ocurre con una disminución de la presión en la tubería de producción, eso genera que las moléculas de gas contenidas en el petróleo cambien de fase y se formen pequeñas burbujas. En la fase continua de líquido las burbujas de gas se observarán dispersas, por esa razón la densidad del fluido sufre una ligera disminución en el momento en que la velocidad de las burbujas de gas aumenta.
- **Flujo Tapón:** Este tipo de flujo comienza cuando las burbujas de gas aumentan su tamaño y cada vez son mayores, de esa forma las burbujas más grandes viajan a velocidades mayores que las pequeñas lo que les permite deslizarse hacia arriba. Estas burbujas no pueden ocupar toda la sección transversal ya que una pequeña capa entre el gas y la tubería es ocupada por el líquido, como el líquido viaja a una velocidad menor la fricción se hace presente entre las dos fases provocando pérdidas de presión.

- **Flujo Anular:** En el momento que las burbujas de gas se propagan y pueden expandirse tienen la capacidad de atravesar los tapones de líquidos más viscosos, originando que el gas forme una fase continua prácticamente en el centro de la tubería, llevando gotas de líquido provocando en la longitud de la tubería un película de líquido que se desplaza ascendentemente.
- **Flujo Espuma:** Este tipo régimen ocurre cuando el líquido tiene una tensión interfacial alta, como las burbujas no se pueden unir el líquido y el gas forman una espuma estable. Al ocurrir este tipo de patrón la densidad del fluido es muy baja, ya que las velocidades de las fases son similares. La espuma causa problemas en la producción y sobre todo en la medición de los flujos.
- **Flujo Neblina:** Por último, la velocidad del gas es muy alta y la fase continua deja de ser líquido para convertirse en gas. El líquido ahora fluye en forma de burbujas muy pequeñas que viajan suspendidas en el gas, para este tipo de flujo no se toma en cuenta el deslizamiento entre las fases ni la fricción. Es por ello que la fracción de líquido prácticamente se omite en los cálculos de presión, ya que el gas es quien domina el medio de flujo.
- **El flujo monofásico:** es donde se tiene una sola fase ya sea líquido o gas dentro de la tubería, este tipo de flujo implica que todas las moléculas de ese fluido viajan a la misma velocidad dentro de la tubería.

Los patrones de flujo vertical descritos anteriormente se pueden visualizar en la siguiente Figura:

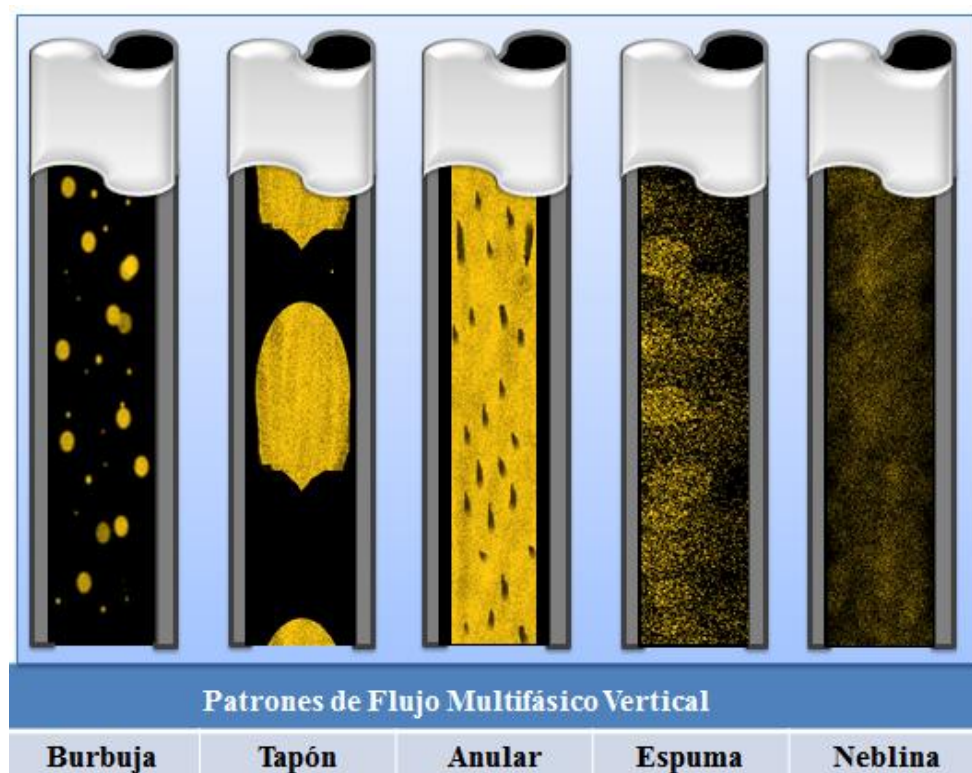


Figura 3.4 Patrones de Flujo Vertical

3.4.3.2 Patrones de flujo multifásico horizontal ^{[3] , [5]}

Al igual que en la tubería vertical las estimaciones de las pérdidas de presión en tuberías horizontales son muy importantes, sobre todo en largas extensiones. La presencia de dos fases dificulta los cálculos y las variaciones de la presión depende de muchos factores, pero el más resaltante es el diámetro de la tubería y por consiguiente la fricción que se genera en esas longitudes.

Los patrones de flujo o regímenes más generalizados en flujo horizontales se mencionan a continuación:

- **Flujo Burbuja:** Este flujo ocurre cuando se tienen velocidades de flujo para el gas bajas en comparación a las del líquido, donde el líquido forma la fase continua y las burbujas de gas son la fase dispersa. Las burbujas de gas normalmente están suspendidas en el tope de la tubería.
- **Flujo Tapón de Gas y Tapón de Líquido:** Es un patrón que se caracteriza por el flujo alternado entre el líquido y el gas, y ocupan el área transversal de la tubería. El flujo tiene un rápido movimiento ya sea del tapón de líquido o gas en la parte inferior de la tubería, aunque en la parte superior se tiene un movimiento lento de la otra fase. No existe diferencia entre un patrón y el otro mecánicamente, es por ello que generalmente no existe distinción entre ellos.
- **Flujo Estratificado:** Generalmente ocurre cuando las tasas de flujo son relativamente bajas entre el líquido y el gas, las fases son separadas por la gravedad, pero el líquido fluye en la parte inferior de la tubería y el gas en la parte superior en forma de superficie interfacial.
- **Flujo Ondulante:** Este tipo de régimen es muy parecido al estratigráfico antes mencionado, pero en la interfase entre el líquido y el gas las velocidades son mayores para el gas, ocasionalmente se forman crestas u olas que conllevan a la turbulencia en el flujo .
- **Flujo Anular:** El patrón se genera cuando la tasa de flujo de gas es muy alta. El gas fluye por el centro de la tubería mientras que el líquido se distribuye como película por las paredes de la tubería.
- **Flujo Neblina:** Muy similar al flujo burbuja, pero con las fases intercambiadas, es decir el gas es la fase continua y el líquido en forma de gotas se encuentra distribuido en la tubería.

Los patrones de flujo horizontal descritos anteriormente se pueden visualizar en la siguiente Figura 3.5.

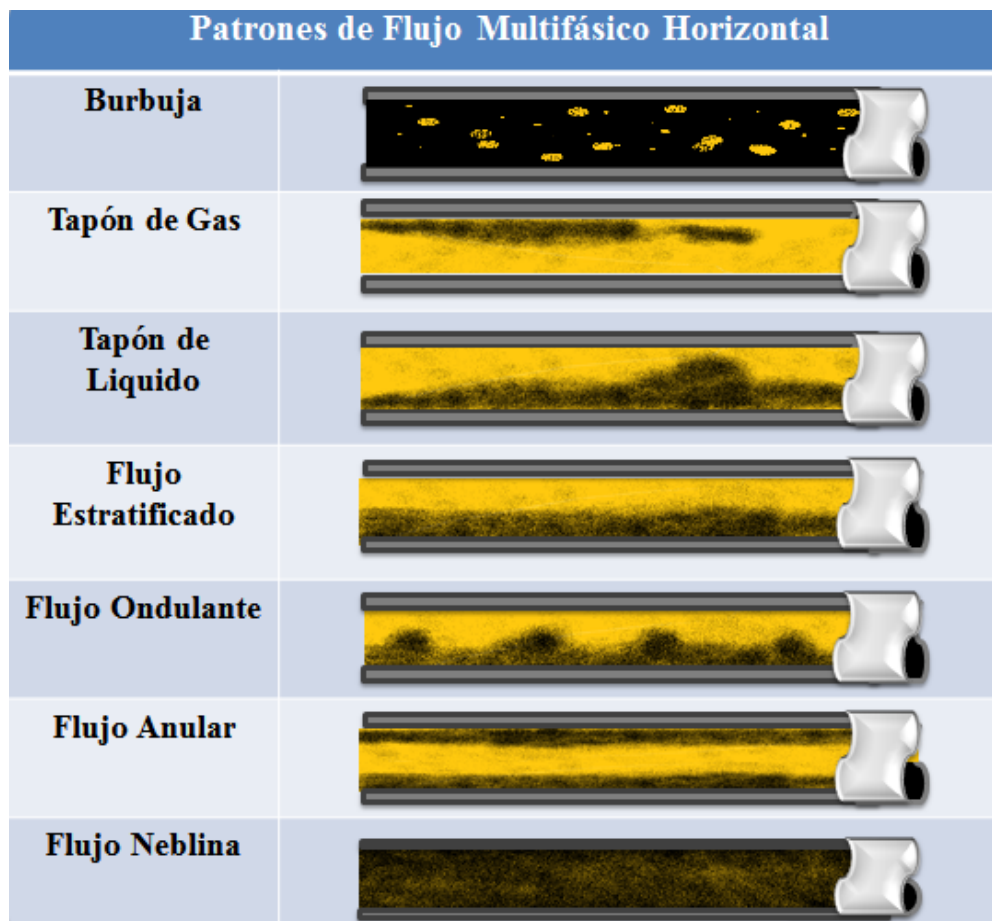


Figura 3.5 Patrones de Flujo Horizontal

3.4.3.3 Correlación de flujo multifásico vertical ^{[3], [5]}

Los estudios realizados para modelar las pérdidas de presión en tuberías se enfocan básicamente en la densidad de la mezcla que fluye, es decir, el valor de Holdup toma gran importancia ya que el mismo proporciona una relación entre el gas y el líquido, de allí, las estimaciones de la fricción para flujo multifásico se hacen más sencillas ^[3].

Es importante resaltar que las correlaciones para estimar la caída de presión en flujo multifásico a través de los años se han clasificado en tres categorías que se mencionan a continuación:

- **Categoría Tipo A:** Integra las correlaciones que consideran un flujo homogéneo y no el patrón de flujo. Por lo tanto, la densidad es calculada como si las fases viajaran a la misma velocidad y lo que se requiere es el factor de fricción. Se pueden mencionar algunos ejemplos como: Poettmann & Carpenter, Baxendell & Thomas, y Fancher & Brown.
- **Categoría Tipo B:** En ellas se asume que las velocidades entre las fases son diferentes, pero no toman en cuenta el patrón de flujo. La más conocida y usada en esta categoría es la de Hagedorn & Brown.
- **Categoría Tipo C:** Son correlaciones en donde se tiene la hipótesis que las fases viajan a diferentes velocidades y el patrón de flujo se considera, es por ello que se requiere el factor de fricción y la fracción de líquido. Ejemplos de esta categoría: Duns & Ros, Orkiszewski, Aziz Govier & Fogarasi, Chierici, Ciucci & Sclocehi, y Beggs & Brill.

A continuación se mencionarán las correlaciones más usadas para el cálculo de la presión en flujo multifásico vertical:

- **Hagedorn y Brown ^[11]:**

En su trabajo investigativo Hagedorn y Brown (1965) evaluaron el efecto de la viscosidad en diferentes tamaños de tuberías tanto 1, 1 ¼ y 1 ½ pulgadas, dicho estudio se realizó utilizando 1500 pies de longitud en las tuberías y variando la relación gas-líquido. Las pruebas se realizaron con cuatro fluidos y arrojaron resultados significativos considerando los instrumentos electrónicos utilizados tanto

para medir tasa de producción de líquido, tasa de inyección de aire, temperaturas y presiones de la superficie.

A partir de los datos que obtuvieron se generó una metodología para calcular una correcta presión de fondo transversal en los tres tamaños de tubería. Los resultados de este estudio permitieron el cálculo de gradientes de presión para tuberías de mayor diámetro incorporando el factor de entrapamiento de líquido.

- **Beggs y Brill**^[12]:

En Mayo de 1973, Beggs y Brill publicaron los resultados del estudio que realizaron con la premisa de calcular la presión y sus pérdidas en tuberías horizontales o inclinadas de diferentes ángulos, por las cuales fluye un fluido multifásico, ellos realizaron 584 pruebas con diferentes diámetros de tuberías similares a los de Hagedorn y Brown, pero con una longitud de 90 pies. El esquema que presentaron en su investigación permitió determinar el factor de entrapamiento de líquido para diferentes patrones flujo, como también un factor de fricción bifásico que no depende del patrón de flujo que tenga el fluido.

- **Duns y Ros**^{[8], [13]}:

Esta correlación fue desarrollada en 1963, para uno de los regimenes de flujo “El flujo Neblina”, es decir se puede aplicar para el estudio de pozos productores de gas con altos cortes de agua, siempre que no exista o se cree una emulsión. Los resultados de laboratorio arrojaron un gran avance a la industria, puesto que el cálculo del gradiente total viene integrado por los gradientes de presión estática, fricción y aceleración. Es importante señalar que el deslizamiento entre las fases se considera en el gradiente estático.

Este estudio se puede aplicar a toda la gama de condiciones de operación de campo, flujo en las tuberías y espacios anulares, y a una amplia gama de mezclas de petróleo y gas, con cortes de agua diferentes.

- **Orkiszewski** ^[14]:

El estudio de Orkiszewski se enfocó en presentar un método que pudiera predecir con precisión la presión con un error del 10%, para flujo multifásico, levantamiento artificial por gas y pozos de producción con una amplia gama de condiciones. La investigación combinó los estudios de Griffith & Wallis y Duns & Ros para flujo tapón y neblina respectivamente, lo cual le permitió desarrollar un coeficiente de distribución de líquido que relaciona velocidad superficial, diámetro de la tubería y viscosidad líquida. Este estudio ofrece una buena similitud de lo que ocurre realmente en la tubería.

- **Ansari** ^[16]:

El modelo de Ansari fue desarrollado en el proceso de investigación de la Universidad de Tulsa. El modelo fue creado para predecir los patrones de flujo y las características más resaltantes en patrones de flujo bifásicos. El modelo es mecanístico y está conformado por un modelo de predicción de patrones y varios modelos para estimar el Holdup, caídas de presión para regímenes tanto slug, anular y burbuja.

- **Govier, Aziz y Fogarasi** ^[16]:

Govier, Aziz y Fogarasi generaron un modelo que permite determinar el régimen de flujo del fluido en la tubería, dependiendo de dos factores adimensionales, los cuales obedecen a la velocidad superficial del gas y del líquido. Por lo tanto se considera el deslizamiento entre las fases.

3.4.3.4 Correlaciones de flujo multifásico horizontal

Entre las correlaciones más utilizadas para flujo multifásico horizontal se tienen las siguientes:

- **Dukler^[8]:**

En este estudio desarrollado en 1964, básicamente se tomaron en cuenta tuberías horizontales y flujo multifásico, fue presentado en dos etapas donde inicialmente se hizo una evaluación y comparación de las correlaciones presentadas por Baker, Bankoff, Lockhart & Martinelli, Chenoweth & Martin y Yagi. Resaltando que los trabajos de Bankoff y Yagi son inexactos. La etapa final consistió en un análisis detallado de las correlaciones que permitió una creación eficiente de otra correlación que describe el flujo sin importar que a medida que aumente el diámetro de la tubería se incrementaba el error en los anteriores estudios.

- **Beggs y Brill^[12]:**

En el estudio que realizaron para 1973, se tomaron en cuenta los mismos aspectos y condiciones del flujo multifásico vertical, pero para el flujo horizontal se hizo mucho énfasis en un análisis que trabajos anteriores como el de Flanigan no consideró, la recuperación de presión en el descenso del flujo de dos fases. La investigación trato de indicar que para algunos casos, bajo unas condiciones de flujo dadas la recuperación de la presión es considerable y debe ser tomado en cuenta en el diseño de tuberías.

- **Eaton^[8]:**

En 1964, un extenso estudio de campo por Eaton donde se analizaron tasas de líquido y gas en largas tuberías de diferentes diámetros, se pudo generar una correlación que

considera el balance de energía, factor de entrampamiento de líquido y fricción. No obstante las propiedades de los fluidos se toman como promedios, omitiendo las interacciones entre las fases y considerando el flujo de una mezcla homogénea. El gran aporte de esta correlación es el cálculo del Holdup con propiedades de los fluidos básicas, tasa de flujo y condiciones de la tubería, pero todo congruente a los cambios de energía cinética.

3.4.3.5 Variables que afectan las curvas de gradiente vertical y horizontal ^[4]

Los gradientes tanto verticales como horizontales se ven influenciados por las siguientes variables:

- **Tasa de flujo:** Tanto para el gradiente vertical y horizontal a mayores tasas de flujo, las pérdidas serán cada vez mayores. No obstante para flujo vertical si la tasa es baja se genera un aumento del gradiente por deslizamiento.
- **Relación Gas-Líquido:** Mientras el valor de la RGL aumenta las pérdidas de presión serán mayores, como se aumenta la velocidad de la mezcla por el flujo de gas generando una mayor fricción. Es por ello que para el diseño de LAG se debe buscar de generar el flujo óptimo de gas que no perjudique la producción del pozo.
- **Relación Agua-Petróleo:** El aumento en el peso de la columna de fluido por el incremento de esta relación genera un inconveniente para la producción de pozos verticales, ya que, se requiere una mayor presión de fondo fluyente, aunque esta variable es menos representativa que otras de mayor importancia, por lo tanto, para flujo horizontal solo tiene repercusión para fluidos viscosos.

- **Viscosidad:** Si para la fase líquida esta variable aumenta, el fluido como mezcla tendrá mayor dificultad a fluir.
- **Diámetro de Tubería:** A diámetros grandes, menores serán las pérdidas, siempre y cuando no se genere un deslizamiento del flujo que ocasione un aumento del gradiente.
- **Energía cinética:** Es una variable que se toma en cuenta con presiones menores a 150 lpc; cuando el flujo es vertical y a altas velocidades, se eleva la densidad, pero si el flujo es horizontal y la velocidad aumenta precipitadamente la densidad debería bajar.
- **Deslizamiento:** Cuando esto ocurre entre las fases las pérdidas son mayores.

3.4.3.6 Flujo en Espacios Anulares

Las correlaciones presentadas anteriormente no fueron desarrolladas para predecir la caída de presión en espacios anulares. Sin embargo, algunos autores usan estas correlaciones introduciendo el concepto de radio hidráulico, el cual se define como el cociente de la sección transversal de flujo sobre el perímetro mojado. Para flujo en espacios anulares se tiene que:

$$R_H = \frac{\pi(d_o^2 - d_i^2)/4}{\pi(d_o + d_i)} = \frac{d_o - d_i}{4} \quad \text{Ec. 3.19}$$

Donde:

R_H : Radio Hidráulico, plg

d_o : Diámetro interno de la tubería más externa, plg

d_i : Diámetro externo de la tubería más interno, plg

3.5 Análisis Nodal ^{[4] , [15]}.

El análisis nodal se define como un método que tiene la posibilidad de relacionar las pérdidas de presión en los sistemas de producción de petróleo y gas. El enfoque es de optimizar la productividad en cada uno de los componentes de la producción con la finalidad de lograr un objetivo económico.

Este análisis es aplicable a varios componentes empezando por la presión estática del yacimiento o promedio del pozo dependiendo del radio de drenaje, las perforaciones por el cañoneo, el tipo de completación implementada, tubería de producción, las restricciones en el fondo o alguna válvula de seguridad, cabezal del pozo, estranguladores (si existen), líneas de flujo horizontal y por último instalaciones de separación.

Entre los objetivos del análisis nodal para sistemas de hidrocarburos se pueden mencionar los siguientes:

- Estimación de tasas de flujo natural de petróleo y gas teniendo en cuenta la geometría del pozo y limitaciones de la terminación.
- Determinar bajo condiciones de flujo si el pozo puede o no seguir fluyendo relacionándolo con el tiempo.
- Selección del momento económico para la implementación de un sistema de levantamiento artificial y a su vez cual de los métodos es el más factible.
- Optimización del sistema de levantamiento artificial instalado con el fin de tener un caudal que tiene un objetivo económico.
- Comprobación de restricciones en un sistema de producción.

- Generación de decisiones de forma factible y rápida para la dirección de las operaciones de producción e ingeniería.

El uso del Análisis Nodal consiste básicamente en la ubicación del nodo o punto de interés para realizar un estudio entre la curva de comportamiento de afluencia (IPR) y la de comportamiento de eflujo (VLP), con esas curvas bien caracterizadas se pueden graficar y obtener un punto de operación, como se mencionó en el punto 3.2.2 de este capítulo y se representó en la Figura 3.3.

No obstante, se dan casos donde las curvas de IPR y VLP no se intersectan, es decir el pozo no fluye naturalmente. De allí un gran aporte de análisis nodal que permite estimar cuales serán las condiciones para que un pozo fluya en el momento de implementar un sistema de levantamiento artificial y mejorar la curva VLP conocida como demanda del pozo. Ver figura 3.6.

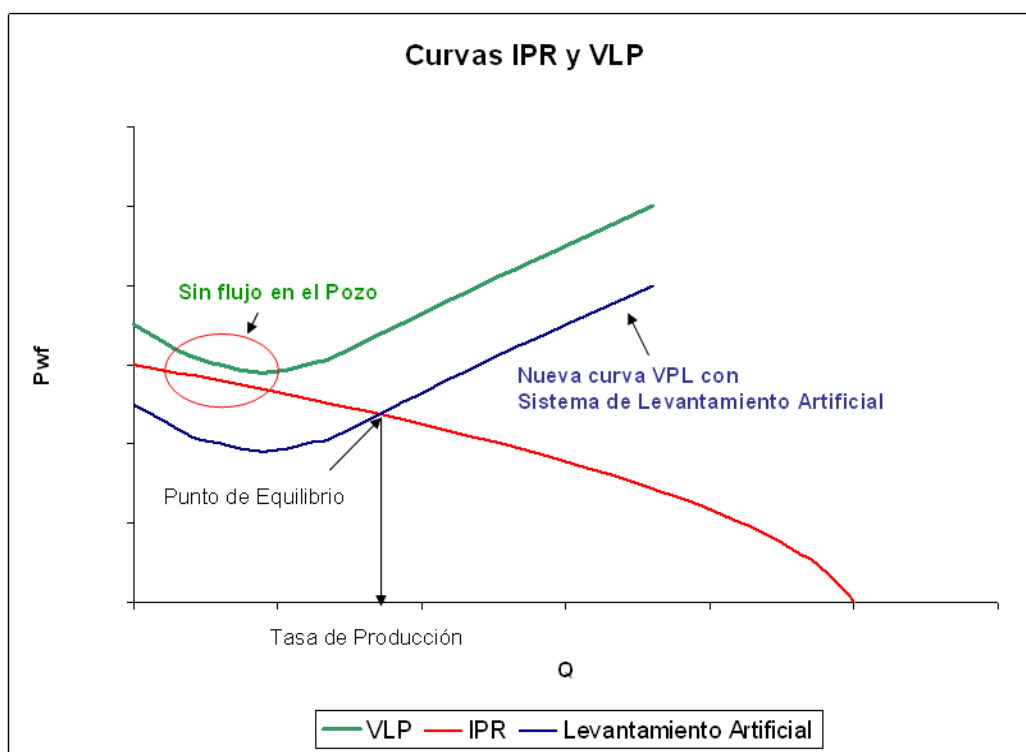


Figura 3.6 Curva de IPR y VLP por Análisis Nodal

La optimización de la producción por este método, en pozos de petróleo o gas, ha contribuido a que muchos campos petroleros en el mundo mejoren sus tasas. Inicialmente Gilbert en 1954 propuso en Estados Unidos aplicar análisis nodales, pero en la actualidad ya su uso es global y con las herramientas computacionales que son parte del desarrollo tecnológico han permitido calcular los algoritmos complejos y proporcionar datos más rápido y factibles de comprender.

El uso de este método implica una comprensión de los modelos matemáticos, para de esa forma poder describir los diferentes componentes del sistema de la forma más eficiente. Los ingenieros deben ser capaces de entender las correlaciones, visualizar un error presente y tener un juicio que debe estar relacionado con las distintas áreas operativas, a fin de generar un buen análisis nodal que arroje resultados satisfactorios.

3.6 Sistemas de Levantamiento Artificial ^[16]

En todo campo petrolero el desarrollo de las reservas de crudo garantiza una vida económicamente rentable de las operaciones de producción, es por ello que es necesario implementar los sistemas de levantamiento artificial y el uso de los mismos puede ser por dos razones primordiales: Mantener o aumentar la tasa de producción de crudo.

Estos métodos se utilizan básicamente cuando la energía del yacimiento ya no es suficiente para transportar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie, o las tasas de producción son muy bajas y es necesario implementar las técnicas para aprovechar el potencial productivo de los pozos. El aporte de energía se suministra artificialmente a los pozos por varios métodos y la selección de ellos depende de las condiciones tanto del yacimiento, económicas y facilidades de superficie.

Dentro de los sistemas de levantamiento más usados en la industria petrolera después de varios años de desarrollo se pueden mencionar los siguientes:

- Levantamiento Artificial por Gas Continuo (**LAG**).
- Levantamiento Artificial por Gas Intermitente (**LAGI**).
- Bombeo Mecánico Convencional (**BMC**).
- Bombeo Electro Sumergible (**BES**).
- Bombeo de Cavidad Progresiva (**BCP**).
- Bombeo con acción Hidráulica (**BH**).
- Pistón Metálico (**PM**).

En el Campo Onado donde se realiza este Trabajo Especial de Grado se utiliza Levantamiento Artificial por Gas (continuo), por lo tanto la propuesta de mejora de la productividad esta fundamentada en este sistema, el cual se explica con más detalle a continuación.

3.7 Levantamiento Artificial por Gas ^[16]

Es un método de levantamiento artificial que utiliza una fuente externa de gas a alta presión, la cual, se utiliza para levantar los fluidos desde el fondo del pozo. La principal consideración en la selección de un sistema LAG, es que para implementarlo en un grupo de pozos o en todo un campo se debe tener disponibilidad y asumir el costo que implica una planta de compresión de gas.

El levantamiento artificial por gas es particularmente aplicable para producir los fluidos en los pozos donde se dispone de gas a alta presión. La presión transmitida por el gas puede provenir de compresores instalados o de pozos que producen gas de alta presión proveniente de los yacimientos. Es importante resaltar que los mayores costos de inversión de este método provienen de la compresión del gas, por lo tanto, siempre se debe tener en cuenta que el volumen inyectado en un pozo obtenga mayores beneficios.

La mayoría de los sistemas de alta presión en el sistema de levantamiento artificial por gas están diseñados para la recirculación del gas de levantamiento. El gas de baja presión del separador proveniente de la producción se comprime y se reinyecta en los pozos.

La mayoría de los pozos pueden ser agotados por levantamiento artificial por gas, pero llegará un instante donde el gas inyectado ya no compensará la producción tan baja de petróleo.

Existen dos modalidades de LAG: Continuo e intermitente, el uso de uno u otro depende de la productividad del pozo y la capacidad de compresión en superficie además de condiciones mecánicas del pozo que permiten el uso de alguno de ellos.

Para este Trabajo Especial de Grado se optimizara el sistema de LAG continuo, de esa forma se describen sus características más resaltantes.

3.7.1 Levantamiento artificial por gas (flujo continuo) ^[16]

El levantamiento artificial por gas continuo es el único método de levantamiento artificial que utiliza al máximo la energía que aporta el yacimiento, ya que el mismo combina el gas de formación que se produce y el inyectado, con la finalidad de generar esa presión tal que permite el flujo de líquido. El gas se inyecta continuamente en la tubería de producción a una profundidad máxima en función de la presión de inyección de gas disponible en superficie. La inyección de gas se mezcla con los fluidos producidos y disminuye el gradiente de presión de la mezcla desde el punto de inyección de gas hasta la superficie.

Es decir, un aumento de RGL disminuye el peso de la columna de líquido dentro del pozo, eso genera como resultado una mayor velocidad de fluido como también se incrementa la componente de fricción. El aumento en el componente de fricción siempre es proporcional a la longitud de la tubería (de importancia en pozos desviados), mientras que la reducción del peso de columna es una función de la distancia vertical. Ver Figura (3.7)

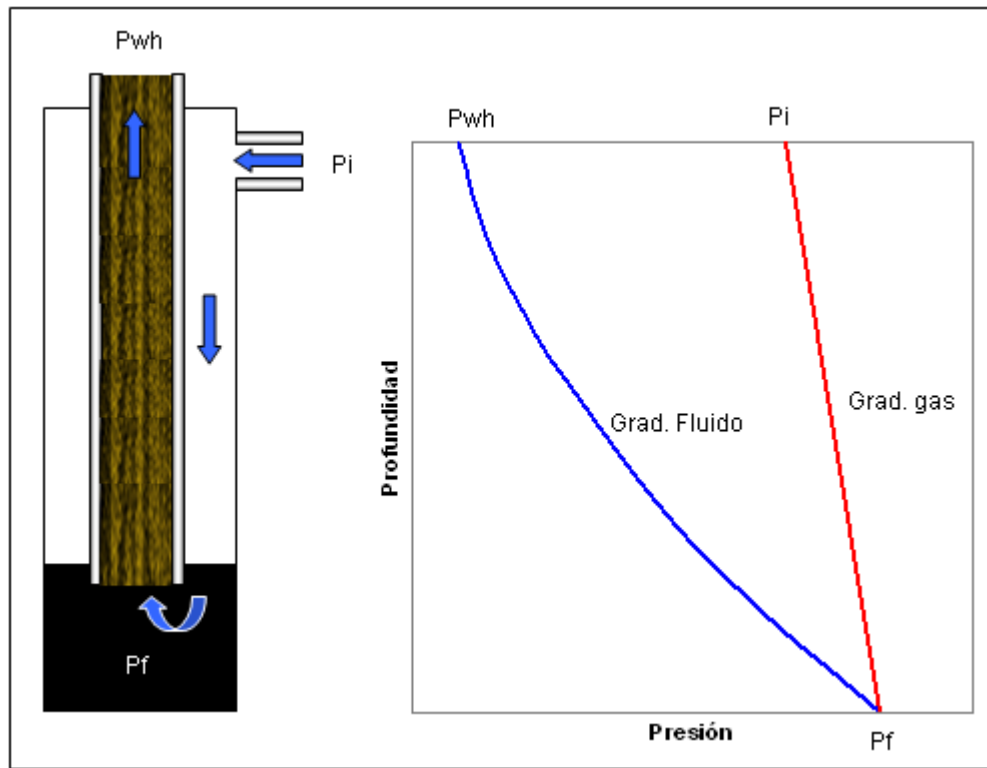


Figura 3.7 Efecto del Gradiente de Presión por la Inyección de Gas

Para determinar la posible tasa de flujo obtenida por la inyección de gas continuo, es necesario determinar la "la curva de afluencia" (IPR) del pozo - y compararlo con la curva de presión mínima que se puede generar con el sistema de levantamiento artificial.

3.7.1.1 Requerimientos volumétricos del levantamiento artificial por gas ^[16]

El volumen inyectado por el levantamiento artificial es mayor que el de la formación, llegará un punto en el que la columna de fluido será menos densa y los efectos de la fricción estarán presentes en la tubería y en las diferentes líneas de flujo. Un aumento de las tasas de inyección de gas no tendrá mucha ventaja sobre la producción de líquido, es decir, si la tasa de inyección se incrementa demasiado, entonces el pozo comenzará a producir menor cantidad de líquido.

Esto puede apreciarse mediante una comparación entre la curva de afluencia del pozo (IPR) y las curvas de comportamiento de eflujo respecto a las presiones de entrada del gas pero a diferentes velocidades de inyección de gas (IPC), como se muestra en la Figura 3.8.

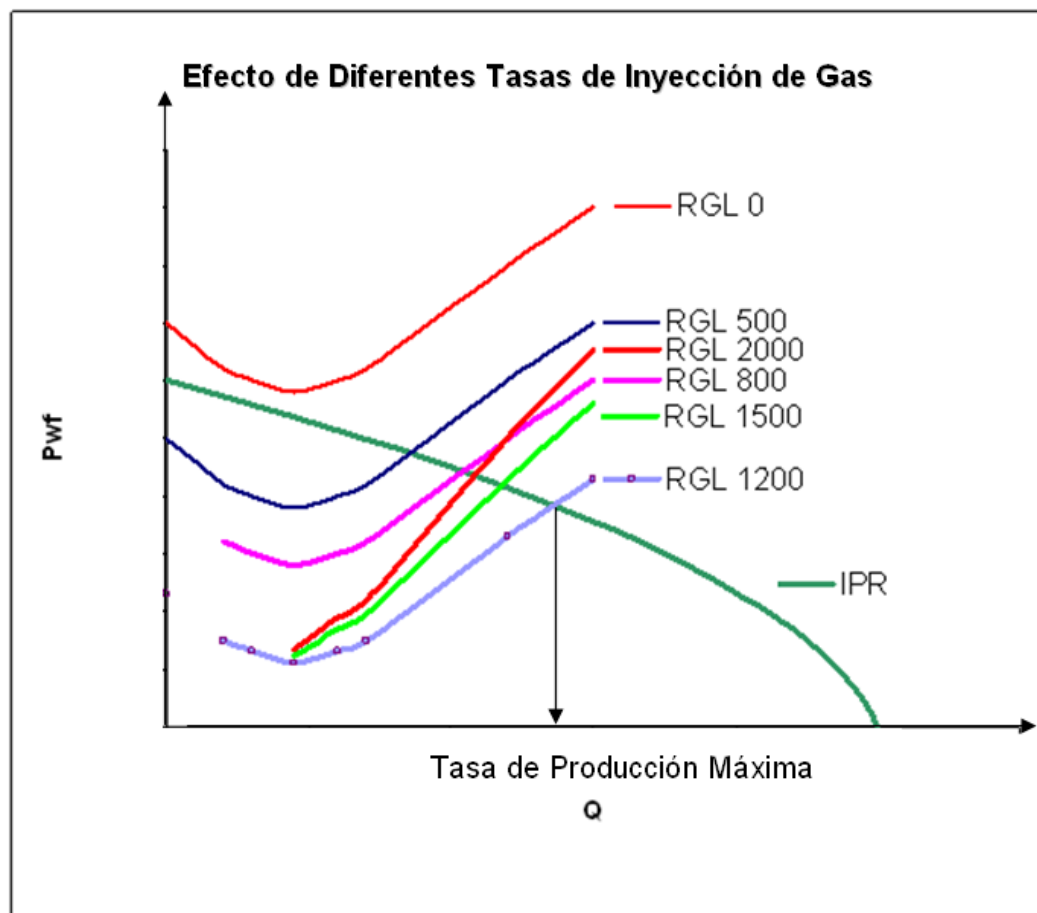


Figura 3.8 Estimación de la Tasa Óptima de Levantamiento por Gas

Aunque la forma más simple de visualizar este efecto de las curvas IPC es graficando las tasas de producción de líquido (Q_L) proveniente de la afluencia del pozo (IPR) versus las tasa de inyección de gas (Q_{iny}), es con un gráfico mejor conocido como “**Curva de Rendimiento del Pozo con LAG**” como se muestra en la figura 3.9.

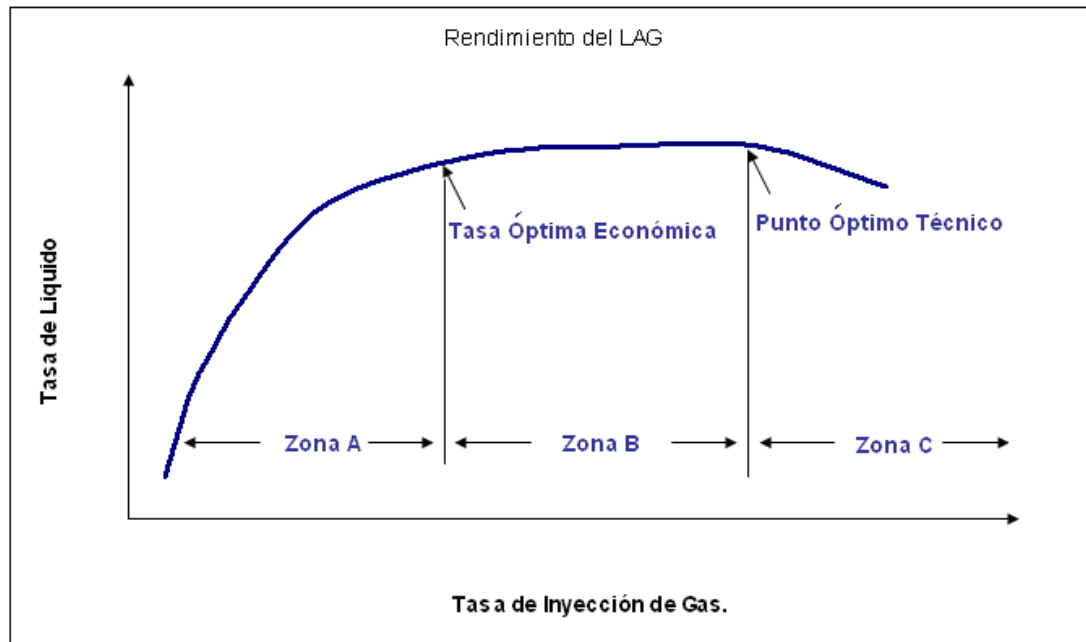


Figura 3.9 Curva de Rendimiento del Pozo con LAG

La curva anterior tiene una forma muy característica donde se reflejan tres zonas importantes y las consecuencias de inyectar gas en un pozo:

Zona A: Inicialmente a mayor tasa de inyección de gas, mayor será la producción de líquido.

Zona B: Posteriormente si se sigue aumentando la inyección de gas, será necesario aumentar los volúmenes de forma considerable para poder producir más líquido.

Zona C: Finalmente, un caso extremo es donde a una mayor tasa de inyección es imposible levantar la productividad, incluso la producción del pozo se ve reducida.

Lo ideal es inyectar hasta el punto óptimo económico que es el límite de la **Zona A** de la figura 3.9 donde los ingresos obtenidos por las tasas compensan las inversiones de compresión. En muchos casos ya no es económicamente rentable aumentar las tasas de inyección, ejemplo palpable en la **Zona B**, donde los volúmenes de líquido

prácticamente no aumentan. Si el campo petrolero dispone de otros pozos para la inyección se recomienda utilizar esos volúmenes de gas en ellos, a fin de aprovechar al máximo los pozos existentes.

3.7.1.2 Requerimientos de presión para la inyección de gas ^[16]

La presión requerida para la inyección de gas en la boca del pozo se puede calcular a partir de la presión mínima de admisión en la tubería en la figura 3.10 y aplicando lo siguiente:

- Restar la componente de peso de la columna de gas.
- Adicionar la pérdida de presión debido a la fricción en el conducto de gas, (generalmente son pequeñas).
- Adicionar la caída de presión en la válvula de funcionamiento u orificio.

La presión necesaria en la tubería se estima utilizando la curva IPR, es importante resalta que la inyección de gas en la parte inferior se realiza normalmente a través de un orificio, es por ello que se debe tomar en cuenta un diferencial de presión necesario para llegar a la presión objetivo (Por lo general esta en el orden de 100 lpc).

La presión superficial en el cabezal del pozo requerida para lograr la arrancada en el proceso de inyección de gas, es mejor conocida como *Kick-off*, y la misma depende del fluido que se desea levantar. El pozo puede estar lleno de líquido o puede estar fluyendo a una velocidad menor que la tasa que se pudiera obtener con el levantamiento por gas. (Figura 3.10).

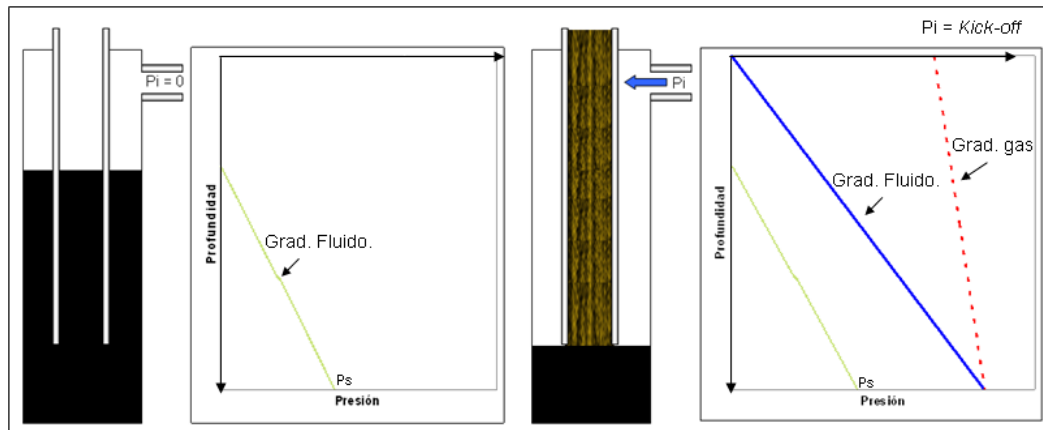


Figura 3.10 Requerimientos para la Presión de Inyección de Gas

Después que la presión de gas de inyección se ha estabilizado y a su vez la presión de fondo fluyente en el pozo, ocurre que la presión de inyección de superficie requerida se reducirá hasta llegar a la presión mínima correspondiente a la tasa de inyección de levantamiento por gas.

El nivel de gas y líquido en el anular solo puede ser desplazado hacia abajo a la profundidad donde la presión en la tubería de producción sea igual a la presión en el anular. Esta profundidad se encuentra en la intersección del gradiente de inyección de gas con el gradiente de líquido correspondiente. (Figura 3.10).

Si al gas se le permite entrar en la tubería de producción justo por encima de este nivel donde se igualan las presiones, la RGL en la tubería se incrementará a un valor determinado por la tasa de inyección de gas. La presión del fluido en el punto de inyección se reducirá y el nivel del gas-líquido en el anular se desplazará hacia abajo, hasta que un nuevo equilibrio de la presión se establezca, entonces será posible inyectar gas en una nueva profundidad. Lo ideal es generar una comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción. Esta es la función de los mandriles y válvulas de LAG.

Una válvula de levantamiento artificial por gas es un instrumento que se introduce en la tubería para permitir la comunicación con el espacio anular, cuando sea necesario, la apertura o clausura serán pre-establecidas.

En pozos donde se aplican las válvulas de LAG en varios puntos de la tubería, antes del fondo del pozo, se requiere una menor presión *Kick-off* que si se utilizará una sola válvula para lo cual se necesitaría una presión mayor en superficie que pueda desplazar los fluidos en el anular.

Durante el diseño de una tubería de producción donde se implementará LAG las profundidades de las válvulas, y sus parámetros de presión, son específicamente seleccionados para asegurar que descarguen cuando es necesario. En otras palabras, el nivel de fluido en el conducto de inyección puede ser reducido progresivamente para permitir la inyección de gas a través de la válvula operadora a máxima profundidad de inyección posible o a la profundidad seleccionada por el diseñador. Esto determina la presión mínima para el sistema de LAG, tanto para el *Kick-off*, y la presión de operación.

Es posible diseñar el *Kick-off* tal que no se requieran válvulas superiores y llegar a la profundidad objetivo. Sin embargo, si este tipo de diseño se contempla, la diferencia entre la presión inicial y la presión de operación significan condiciones casi perfectas en la tubería, sistema totalmente presurizado y orificios de flujo de alto rendimiento lo que dificulta ese tipo de diseños. Esto dará lugar a una falla muy prematura en el cabezal del pozo donde se inyecta el gas y en el orificio de fondo de pozo. Además, este sistema de inyección es muy ineficiente energéticamente debido a las altas caídas de presión.

3.7.2 Ventajas y limitaciones del LAG ^[16]

Las principales ventajas del levantamiento artificial por gas se resumen a continuación:

- El LAG puede operar en un amplio rango de condiciones de producción, es decir cantidades significativas de otros materiales se pueden manejar con seguridad (Por ejemplo, la arena).
- Levantamiento artificial por gas tiene la capacidad de ser aplicable en pozos con alta RGP, lo cual, es un inconveniente grave en otros sistemas de levantamiento donde el gas afecta la eficiencia de los mecanismos.
- Las actividades de intervención y accesibilidad son excelentes a la hora de supervisión y trabajos de reparación.
- El levantamiento artificial por gas se puede aplicar a cualquier configuración de hoyo bien sea vertical o desviado.
- Un sistema de levantamiento artificial por gas tiene su fuente de energía en la superficie y los componentes del subsuelo son de fácil y económico reemplazo con cable (excepción de los pozos submarinos).
- Los costos de operación son bajos.

A pesar de las claras ventajas del levantamiento artificial por gas en términos de flexibilidad, y en el momento de compararlo con otras formas de levantamiento artificial, se tiene una serie de limitaciones claras que se manifiestan a continuación:

- La inversión puede ser cuantiosa en capital, debido a la instalación de una planta compresora, pero se puede reducir al colocar una planta de distribución central.
- Capacidad limitada en muchos pozos profundos donde no se puede levantar el líquido.
- La inyección de gas no está siempre disponible.
- Levantamiento artificial por gas puede causar emulsiones en crudo viscosos.
- Las precauciones de seguridad se deben tomar para líneas de alta presión y las de distribución del gas.
- Levantamiento artificial por gas puede agravar la formación de hidratos, y por lo tanto generar problemas de congelamiento.
- El sistema puede ser muy ineficiente, sin prácticas de una buena vigilancia y por lo tanto requiere una estrecha vigilancia para operar eficientemente.
- Una fuente adecuada y fiable de gas es necesaria durante toda la vida de uso del sistema.

3.8 Componentes de un Sistema de LAG ^{[16], [17]}

En un sistema de levantamiento artificial por gas se tiene una gran cantidad de componentes que lo integran y son necesarios para un uso eficiente del mismo, los mismos se clasifican en equipos de subsuelo y superficie los cuales se describen a continuación con mayor énfasis según el tipo de LAG utilizado en el Campo Onado.

3.8.1 Equipos de subsuelo

A. Mandriles: Estos constituyen una parte de la tubería de producción, pero en ellos es donde se sitúan las válvulas para el levantamiento artificial. No obstante como se mencionó en la **Sección 3.6.1.2** la cantidad de mandriles y ubicación en la sarta a usar depende del diseño que se realice, el mismo obedece a las necesidades de la presión de inyección que puede otorgar el sistema.

- **Mandril Convencional:** En la industria petrolera fue el primer tipo utilizado, básicamente la válvula se enrosca fuera del mandril, este mandril dispone de un tubo externo acoplado que permite ese enrosque de la válvula, el diseño contempla dos protecciones para la válvula tanto superior como inferior. La mayor limitante de este tipo de mandril es que para cambiar una válvula hay que retirar la tubería lo que limita su rentabilidad. (Figura 3.11)

El campo en estudio tiene un tipo de levantamiento artificial con tubería continua que limita la posibilidad de implementar mandriles durante la longitud de la sarta, de allí que solo se tiene una sola profundidad de inyección. Por lo tanto no se mencionarán los otros tipos de mandriles ya que no se contemplan en el estudio de este T.E.G.

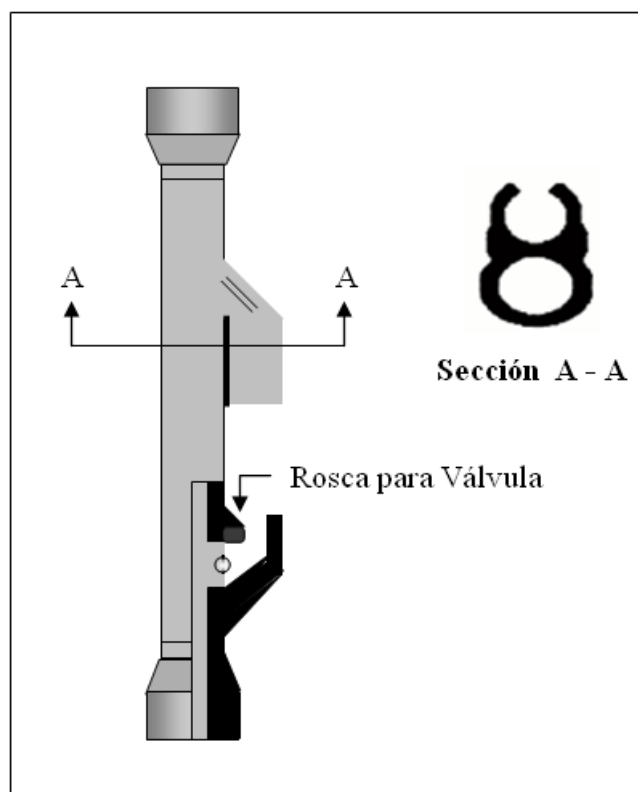


Figura 3.11 Mandril Convencional

B. Válvulas de LAG: Las válvulas de inyección de gas son herramientas que se han desarrollado para tal fin, y son esencialmente diseñadas para abrir o cerrar dependiendo de la magnitud de la presión en el tubería de inyección de gas, la presión en el tubería de la producción, o una combinación de ambos valores. El uso de una válvula u otra dependerá del diferencial de presión estimado y los elementos funcionales muy similares entre un regulador de presión y una válvula de levantamiento por gas. (Figura 3.12)

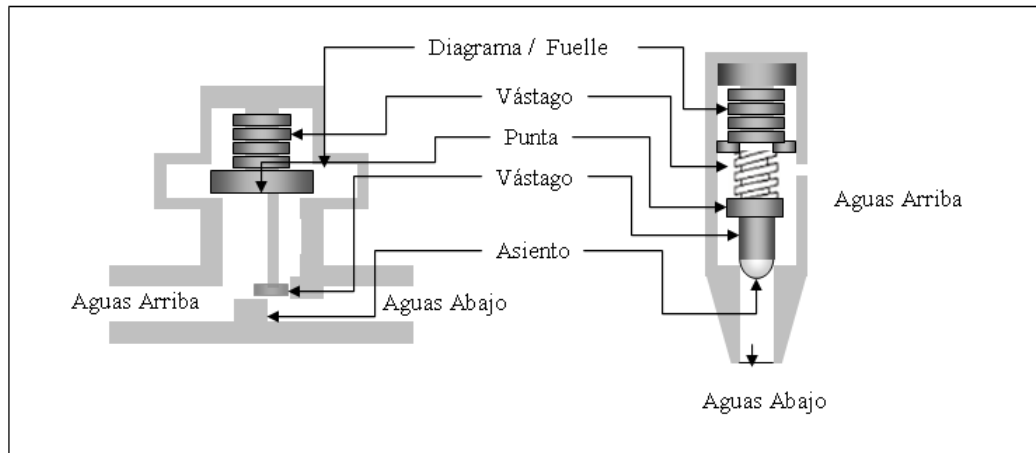


Figura 3.12 Elementos de un Regulador de Presión y una Válvula de LAG

Las válvulas de LAG para accionar su funcionamiento requieren que las presiones actúen sobre ellas en un área determinada ya sea en el fuelle, punta del vástago, etc. (Figura 3.12)

- **Componentes de una Válvula de LAG** ^[17]

Solorzano, J. (2001) afirma:

Universalmente una válvula para LAG tiene los siguientes componentes:

- Un fuelle o resorte.
- Una cámara o domo: formado por el tope del fuelle y las paredes internas y el tope de la válvula, cargada con un gas a presión.
- Un orificio o asiento: es cerrado o abierto por un elemento de sello ubicado en la punta de un vástago.
- Elementos de sello: mayor que el asiento, que se encuentra conectado a la sección inferior del fuelle o resorte mediante un vástago.

- Conductos para inyectar gas.
- Mecanismos para permitir su recobro, pesca o asentamiento en el interior del mandril.

C. Clasificación de las Válvulas: Hay muchos tipos de válvulas de levantamiento por gas en el mercado. Algunas están diseñadas para su uso en el levantamiento continuo de gas, algunas de levantamiento intermitente. Ambos tipos se fabrican para el flujo ya sea de la tubería o flujo en el anular.

En términos generales, las válvulas de levantamiento artificial por gas se pueden clasificar de la siguiente manera:

- En función de la presión que proporciona la fuerza de apertura principal, mejor conocidas utilizando la nomenclatura API:

Tabla 3.2.- Clasificación de las Válvulas de LAG

Tipo de Válvula	Presión Operativa de Inyección de Gas	Presión Operativa del Fluido
Nomenclatura API	IPO - <i>Injection Pressure Operated</i>	PPO – <i>Production Pressure Operated</i>

- Dependiendo de la dirección del flujo de gas para el cual fue desarrollada, las válvulas pueden ser para flujo por tubería o por el anular.
- Considerando el tipo de mandril para el cual las válvulas están diseñadas puedan ser de bolsillo o concéntrica.

- También dependiendo del tipo de mandril, es decir, si la válvula esta destinada a ser bajada o recuperada por guaya o en algunos casos con tubería.

D. Tipos de Válvulas ^[17]

Solorzano, J. (2001) afirma:

A continuación se describen los tipos de válvulas existentes para el levantamiento artificial por gas:

- **Válvulas operadoras por presión de gas en el anular:** Llamadas usualmente “Válvulas de Presión”. Estas válvulas son de un 50 a un 100 % sensitivas a la presión que hay en el anular, cuando están en posición cerrada; y 100 %, cuando están en posición abierta. Requieren de una restauración de presión en el anular para abrir y de una reducción de presión en el anular para cerrar.
- **Válvulas de Estrangulamiento:** También se conocen como “Válvulas de Flujo Continuo o Proporcionales”. Su comportamiento es igual a las de las válvulas de presión cuando están en posición cerrada; pero cuando se encuentran abiertas, son sensitivas a la presión en el eductor. Requieren de un aumento de presión en el anular para abrir y una reducción de presión en el eductor para cerrar.
- **Válvulas operadas por fluido:** Las válvulas de fluido son de un 50 a un 100 % sensitivas a la presión en la tubería, en posición cerrada; y 100 % a la misma presión en posición abierta. Requieren de un aumento de la presión en la tubería, para abrir, y una disminución, para cerrar.

- **Válvulas combinadas:** Estas válvulas para abrir requieren de un aumento de la presión que ejerce el fluido, y para cerrar una reducción de la presión en el anular o en la tubería.

3.8.2 Equipos de superficie

La selección de los equipos de superficie está muy ligada al uso de un compresor adecuado y el diseño de la red de inyección de gas, la eficiencia de muchos de los sistemas actuales de levantamiento artificial por gas provienen de un desarrollo en el tiempo que lleva la industria usando este método.

En los primeros días del levantamiento artificial por gas, era muy común comprimir el aire para el levantamiento de los pozos, pero el aire siempre presenta problemas de corrosión, así como el peligro de mezclas explosivas. Por lo tanto, la tendencia moderna es implementar gas comprimido en lugar de aire comprimido.

A. Clasificación de los sistemas de compresión^[16]

Sistemas de compresores se pueden clasificar de la siguiente manera:

- **Sistemas Abiertos:** Este tipo de sistema no recircula el gas en el sistema. Normalmente se usa en sistemas de baja presión donde se comprime a una presión objetivo y luego de cumplir la meta, ya sea levantamiento u otra actividad, no se realiza.
- **Sistemas Semi-cerrados:** El gas que proveniente de los pozos es circulado para luego ser comprimido pero no todo es circulado sino lo necesario.

- **Sistema cerrado rotativo:** Este sistema tiene la particularidad que no necesita de más volumen de gas. Es decir, el gas pasa por el sistema completo desde el separador, línea de flujo, compresor y luego es inyectado a los pozos, y así consecutivamente. Este sistema anteriormente era iniciado con aire pero por problemas de seguridad no se es lo más recomendable.

B. Diseño del sistema de compresión ^[16]

Al diseñar el sistema de levantamiento artificial es importante analizar, toda la presión del gas, volúmenes, tamaños de líneas de flujo, la presión de succión, la presión de descarga y la posible generación de hidratos.

Los compresores funcionan satisfactoriamente para diferentes rango de presiones, aunque si es posible, el sistema debe ser diseñado con baja presión adecuada al almacenamiento que se disponga para evitar la presión de succión varíe en un rango amplio.

C. Tipos de Compresores ^[16]

Los principales tipos de compresores están en dos grandes grupos: dinámicos y los de desplazamiento positivo. Los compresores dinámicos son máquinas rotatorias de flujo continuo en la cual el cabezal de velocidad del gas es convertido en presión. Los compresores dinámicos se clasifican de acuerdo al flujo que manejan en centrífugos (flujo radial), axial (flujo axial) y flujo mezclado.

Los compresores de desplazamiento positivo son unidades de flujo intermitente, donde sucesivos volúmenes de gas son confinados en un espacio y elevado a una alta presión. Se dividen en dos grandes grupos: reciprocantes y rotatorios. Los primeros son máquinas en las cuales la compresión y el elemento desplazado es

un pistón con un cilindro. Los compresores rotatorios son máquinas en la cual la compresión y el desplazamiento es afectado por la acción positiva de los elementos que rotan. En este trabajo se mencionarán los tipos de compresores más comunes usados a nivel industrial, tales como centrífugos y reciprocantes este último utilizado en el campo Onado.

- **Compresores Centrífugos:** Este tipo de equipo comprime el gas aplicándole tres fuerzas principales aceleración, desaceleración y rotación. Es un compresor que produce un potencial mayor y el mismo opera sin vibración, aunque los compresores centrífugos ocasionalmente compiten con los compresores axiales y rotatorios, como también con los reciprocantes, los incentivos para la selección de este tipo de compresor puede ser usualmente menos importantes si se compara con uno reciprocante.
- **Compresores Reciprocantes:** Los compresores reciprocantes son máquinas de “desplazamiento positivo” los cuales operan mediante una reducción positiva de un cierto volumen de gas atrapado dentro del cilindro mediante un movimiento reciprocante del pistón. La reducción en volumen origina un alza en la presión hasta que la misma alcanza la presión de descarga; y ocasiona el desplazamiento del fluido a través de la válvula de descarga del cilindro.

El cilindro está provisto de válvulas las cuales operan automáticamente por diferenciales de presión, al igual que válvulas de retención (*check valves*), para admitir y descargar gas. La válvula de admisión abre cuando el movimiento del pistón ha reducido la presión por debajo de la presión de entrada en la línea. La válvula de descarga se cierra cuando la presión acumulada en el cilindro deja de exceder la presión en la línea de descarga luego de completar el golpe de descarga, previniendo de esta manera el flujo en sentido reverso.

Sus principales ventajas y desventajas son las siguientes:

- **Ventajas**

- Disponible para capacidades por debajo del rango de flujo económico de los compresores centrífugos.
- Son económicos para altos cabezales típicos de gases de servicio de bajo peso molecular.
- Disponibles para altas presiones; casi siempre son usados para presiones de descarga por encima de 25000 KPa. (3500 lpc).
- Son mucho menos sensitivos a la composición de los gases y a sus propiedades cambiantes que los compresores dinámicos.
- Apropiado para cambios escalonados de flujo de 0 a 100%, a través del espacio muerto y las válvulas de descarga con un mínimo desgaste de potencia a bajos flujos.
- La intensidad del flujo cambia para los diferentes niveles de presión de descarga.
- Presentan una temperatura de descarga menor que los compresores centrífugos debido a su alta eficiencia y a su sistema encamisado de enfriamiento.

- **Desventajas**

- Fundaciones mucho más grande para eliminar las altas vibraciones debido a las fuerzas reciprocantes.
- En servicios continuos, se requieren múltiples unidades para impedir paradas de planta debido al mantenimiento de compresores.
- Los costos de mantenimiento son de 2 a 3 veces mayores que los costos para compresores centrífugos.
- El potencial de funcionamiento continuo es mucho más corto que el de los compresores centrífugos, la frecuencia de paradas es mucho mayor, debido a fallas en las válvulas.
- Los compresores reciprocantes son sensitivos al arrastre de sólidos, debido a la fricción presente de las diferentes partes del equipo.
- Las máquinas lubricadas son sensitivas al arrastre de líquido, debido a la destrucción de la película lubricante.
- Es necesario un área de ubicación mayor que la utilizada por los compresores de tipo rotatorio y centrífugo.
- Las máquinas lubricadas inyectan aceite de lubricación en la corriente de gas; mientras que las máquinas no lubricadas requieren el cambio frecuente de partes desgastadas.

- Comparado con otros tipos de compresores se requiere una inspección más continua, debido a la susceptibilidad a fallar en las válvulas y en el sistema de lubricación.

D. Equipos de medición y control ^[17]

Los equipos de medición son los utilizados por la industria petrolera para determinar la cantidad de volumen que se maneja, produce, usa y vende en cualquier sistema productivo.

- **Medición de Gas:** El gas tiene una particularidad sobre los otros fluidos ya sea petróleo u otro líquido, ya que el mismo no es posible medirlo en su volumen si es almacenado, sino es cuantificado cuando pasa a través de alguna tubería. Entonces los volúmenes de gas se acumulan por diferentes tasas de producción y se mide utilizando un principio físico de pérdida de presión de un fluido a través de un orificio que se traduce en una restricción por su línea de flujo.

La medición por orificio se divide en dos partes: Una sección inicial que genera la caída de presión y un dispositivo posterior que registra el diferencial de presión generado.

- **Medición de Petróleo:** Para este tipo de fluido existen varios métodos de medición ya sean automáticos o dependientes de un operador, las mediciones pueden ser volumétricas, por desplazamiento positivo o turbina. El más usado es el volumétrico que abarca separadores, tanques o cualquier espacio volumétrico con herramientas de medición. No obstante el método volumétrico es poco a poco remplazado por otros más automáticos.

- **Control de Flujo:** Los fluidos son controlados en las tuberías ya sea regulando sus tasas o eliminando el flujo, los equipos que se encargan de esa función son mejores conocidos como válvulas de flujo.
- **Válvula:** Es un mecanismo por el cual se puede controlar el flujo ya sea de líquido o gas, ya sea abriendo completamente, abriéndose parcialmente u obstruyendo totalmente el flujo. Ella es capaz de regular el flujo o preveer un flujo reverso. A continuación se mencionarán los tipos de válvulas mas usadas.

Tipos de Válvulas

- **Válvulas de Compuerta:** Son utilizadas para tener una apertura total o cierre, las mismas ofrecen la posibilidad de flujo recto lo que minimiza la resistencia y las pérdidas de presión por fricción.
- **Válvulas Check:** Mejor conocidas como válvulas de no retorno, solo admiten un sentido de flujo.
- **Válvula de Tapón:** De fácil manejo y usadas en tuberías que tienen flujo de gas con un diseño orientando hacia ese tipo de fluido, las mismas son usadas entre la presión de vacío hasta 10000 lpc.
- **Válvula de Bola:** Son similares a las válvulas de tapón, pero se cierran o apertura con un cuarto de vuelta, este tipo de equipo no requiere lubricantes.

- **Válvulas de Mariposa:** Utilizadas para flujos de baja presión en la tubería, su funcionamiento radica en un disco central que gira en un eje que permite el paso o no del fluido.

CAPITULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

En este capítulo se describen los métodos utilizados en el T.E.G. para el desarrollo y cumplimiento de los objetivos propuestos en la investigación.

4.1 Tipo de Investigación ^[22]

Existen tres tipos de investigación: Explorativa, explicativa y descriptiva. Estos tipos buscan un objetivo distinto durante la investigación. Los estudios exploratorios nos permiten generar aproximaciones a fenómenos desconocidos, con el fin de disminuir la incertidumbre. Los estudios descriptivos buscan desarrollar una imagen o descripción certera del fenómeno estudiado a partir de sus características y por último los estudios explicativos pretender medir el grado de relación y la manera como interactúan dos o más variables entre sí.

Para cumplir los objetivos de este Trabajo Especial de Grado primero se seleccionó un tipo de investigación acorde a los objetivos y el alcance en el cual se ejecutará lo propuesto anteriormente, así que la investigación planteada es de tipo descriptiva, esto corresponde primordialmente, a que se realizará una caracterización en los pozos en estudio sobre la producción, afluencia y del método de levantamiento artificial por gas si el mismo existe en alguno de ellos.

4.2 Diseño de la Investigación

El diseño de la investigación según la estrategia realizada durante el desarrollo de este trabajo es de tipo documental, y experimental.

Es de tipo documental ya que la información que se suministró procede de diferentes documentos técnicos e informes. Es de tipo experimental basado en que se someterán a variaciones los parámetros y condiciones de los pozos, así como también, las correlaciones de los fluidos en flujo vertical, sus propiedades en las tuberías, tasas y profundidad adecuada para los puntos de inyección de gas, con el fin de poder realizar los diseños óptimos en el sistema de levantamiento artificial.

4.3 Población y Muestra

En el siguiente trabajo la población donde se ejecutará la investigación estará constituida por 42 pozos que se encuentran perforados en el Campo Onado, pero la muestra a seleccionar para los objetivos propuestos será de 8 pozos, estos últimos con una configuración mecánica e historial de producción que los ubican dentro de los candidatos principales para el estudio.

4.4 Diseño de Ejecución

La metodología ejecutada en el desarrollo de este trabajo se puede representar en la Figura 4.1 donde se observan las tareas primordiales realizadas con la finalidad de cumplir los objetivos planteados.



Figura 4.1 Flujograma de Trabajo

4.5 Revisión de Información

En esta etapa se realizó una revisión bibliográfica referente a los aspectos teóricos que son necesarios para el desarrollo del T.E.G., además una revisión de informes técnicos y carpetas de pozos para conocer el estado actual del Campo Onado.

4.5.1 Información bibliográfica

El inicio de este trabajo se fundamentó en la búsqueda de información y análisis de documentos afines al tema, de esa forma se garantizó una comprensión de todas las variables en estudio. La empresa Mixta Petronado S.A., filial de PDVSA y su Biblioteca Técnica aportó las herramientas necesarias para cumplir esta fase, no obstante se usaron la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela (UCV) y los artículos técnicos de la *Society of Petroleum Engineers* (SPE por sus siglas en inglés).

4.5.2 Condiciones actuales de los pozos del Campo Onado ^[1]

En el último informe emitido por la empresa E.M. Petronado S.A. y en coordinación con la Superintendencia de Producción, se analizó el informe del estado actual del campo, los pozos productores y los pozos inactivos que presentan condiciones de flujo no favorable. Esto con el fin de determinar el grupo de pozos con información suficiente para la propuesta de optimización en el Campo Onado. En las tablas 4.1 y 4.2 se mencionan los pozos del Campo Onado y su estado actual.

Tabla 4.1.- Estado Actual de los Pozos Productores en Onado

Pozos	Tipo de Levantamiento		
	F.N.	L.A.G.T.C.	L.A.G. T.P.
Productores	ONV-53 ONV-54AD ONV-74 ONV-76	ONV-63 ONV-67	ONV-106
Sub.-Total	4	2	1
Total	7		

F.N: Flujo Natural.

L.A.G.T.C.: Levantamiento Artificial por Gas con Tubería Continua.

L.A.G.T.P.: Levantamiento Artificial por Gas con Inyección por la Tubería de Producción y la producción por el espacio anular.

Tabla 4.2.- Estado Actual de los Pozos Inactivos y
Abandonados en Onado

	Pozos					
	Inactivos					Abandonados
	Alto Porcentaje de Agua	Esperando Trabajos	Esperando Instalaciones de Producción	Esperando Investigación	Otras causas	
	ONV-65 ONV-78	ONV-55 ONV-61 ONV-62 ONV-68 ONV-70 ONV-75 ONV-79	ONV-102	ONV-73 ONV-104 ONM- 105E ONV-107X	ONV-57 ONV-59 ONV-60 ONV-64 ONV-66 ONV-71 ONV-72 ONV-77 ONV- 101A ONV-51	33-AC 30AE ACM-1 ONV-1 ONV-52 ONV-54 ONV-56 ONV-58 ONV-69 ONV-101 ONV-103
	2	7	1	4	10	11
Total	35					

4.6 Selección de pozos en estudio para la propuesta de optimización

El estudio se enfocó en ocho (8) pozos, divididos en tres grupos: El Grupo A incluye los pozos activos que tienen implementado L.A.G., el Grupo B los pozos inactivos que tuvieron implementado L.A.G y el Grupo C abarca los pozos inactivos que se consideran candidatos por la empresa para un estudio de implementación de L.A.G. La clasificación se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.3.- Pozos Seleccionados para la Propuesta

Grupo A	Pozo	Grupo B	Pozo	Grupo C	Pozo
L.A.G. Actual	ONV-63	L.A.G. Anteriormente	ONV-70	Posible L.A.G.	ONV-73
	ONV-67		ONV-75		ONV-79
	ONV-106				ONV-102

Luego de la selección de los pozos para el estudio de este Trabajo, se generaron diferentes tablas con las condiciones mecánicas de los pozos, profundidad total del hoyo, tope y base de la arena productora, última presión medida, tipo de prueba estática o dinámica que se empleó y temperatura del yacimiento productor.

Inicialmente se indican los aspectos generales del pozo tales como: Nombre, tipo, arena productora o abierta actualmente, profundidad total, tubería de producción, revestimiento y sus respectivos diámetros, longitudes y grados. En base al estado mecánico de los pozos se menciona: Diseño del pozo, geometría (vertical u horizontal), el tipo de completación, profundidad de asentamiento del revestidor como también el diámetro y su grado. Todo esto se muestra en la **Tabla 4.4**. El formato para la tabla fue extraído del T.E.G. de García Andriuska D y Quintero Evelyn (2005), con algunas modificaciones.

La segunda tabla corresponde a la información de las arenas productoras de cada uno de los pozos en estudio, resaltando el nombre, presión original del yacimiento, presión de burbuja, presión de abandono, presión actual, POES, factor de recobro primario, reservas recuperables, producción acumulada, reservas remanentes de petróleo. Esta información fue recolectada en base a los informes Oficiales de C.V.P, base de datos en *Oil Field Manager* (OFM) y las pruebas a pozos tales como: BUILD UP, BHT, BHP y PLT. Se muestra lo antes mencionado en las **Tablas 4.5. y 4.6**.

Tabla 4.4.- Datos Generales y Características de los Pozos en Estudio

Grupo	Pozo	Tipo	Prof. Total (Pie)	Yacimiento	Intervalo Abierto (Pie)	Profundidad de la Ventana (Pie)	Prof. Tubería de producción (Pie)	Revestimiento	Diámetro del Revestimiento (Pulgadas)	Grado del Revestimiento	Profundidad de Asentamiento
A	ONV-63	Vertical con Reentrada	14600	F8S-ONV55	14032	11946	13551	Superficial	9 - 5/8	P-110	13380
					14042			Producción	7	P-110	14590
	ONV-67	Vertical con Reentrada	16280	U2-ONV51	16046	11253	14187	Superficial	13 - 3/8	K-55	8193
					16056			Producción	7 - 5/8	P-110	16280
	ONV-106	Vertical	15830	R4U ONV102	15136	NA	15281	Superficial	9 - 5/8	P-110	13495
					15146			Producción	7 - 5/8	P-110	15329
B	ONV-70	Vertical con reentrada	16250	H2-ONV65	14646	9446	14375	Superficial	9 - 5/8	P-110	13850
					14656			Producción	5 - 1/2	P-110	16117
	ONV-75	Vertical con Reentrada	15930	S4-5SM-ONV102	15524	14470	14700	Superficial	9 - 5/8	P-110	13862
					15529			Producción	4 - 1/2	P-110	15863
C	ONV-73	Vertical con Reentrada	16090	U1-ONV51	16018	10260	14156	Superficial	9 - 5/8	P-110	13764
					16032			Producción	5	P-110	14156
	ONV-79	Vertical	15902	S4-5I-ONV102	15552	NA	15447	Superficial	9 - 5/8	P-110	14027
					15562			Producción	7 - 5/8	P-110	15647
	ONV-102	Vertical	15485	R4U ONV102	14798-14806	NA	14690	Superficial	9 - 5/8	P-110	13513
					14812-14828			Producción	7	P-110	15448

Tabla 4.5.- Sumario de Presiones y Temperatura de los Yacimientos

Yacimiento	Presión Original (Lpc)	Presión de Burbuja (Lpc)	Presión Actual (Lpc)	Presión de Abandono (Lpc)	Temp. del Yac. (°F)
F8S-ONV55	5100	5100	4110	1400	280,00
H1,2-ONV65	6020	6020	4398	1200	279,56
R4U ONV102	5915	5915	3481	1500	291,95
U1-ONV51	6600	6600	4491	1300	291,17
U2-ONV51	6700	6700	4330	1300	290,24
S4,5I-ONV102	6200	6200	5800	1200	299,70
S4,5SM-ONV102	6600	6600	5315	1300	296,56
R4U ONV102 (Pozo ONV-102)	5915	5915	4613	1500	288,55

Tabla 4.6.- Reservas de Petróleo en los Yacimientos

Yacimiento	POES (MBN)	FR Primario (%)	Reservas Recuperables (MBN)	Np (MBN)	Reservas remanentes Recuperables de Petróleo (MBN)	API
F8S-ONV55	10029	35	3510,15	2510	1000,15	34,70
H1,2-ONV65	4134	22	909,48	761	148,48	23,40
R4U ONV102	8376	30	2512,80	801	1711,80	28,00
U1-ONV51	63224	15	9483,60	4770	4713,60	24,00
U2-ONV51	55232	17	9389,44	4867	4522,44	24,00
S4,5I-ONV102	19392	21	4072,32	26	4046,32	27,60
S4,5SM-ONV102	56005	15	8,40	3,27	5,13	23,30

4.7 Validación de los Parámetros PVT

La Empresa Mixta Petronado S.A. y el Departamento de Gerencia Técnica donde está incluida la administración y caracterización de los yacimientos, dispone de varios informes PVT que eran anteriormente utilizados por la empresa operadora Compañía General de Combustible, es por ello que se realizó una validación y análisis de dichos informes. Estos estudios PVT fueron elaborados para las arenas U2, F8 y S4,5I con muestreos realizados en los separadores de prueba.

Los análisis PVT han aportado a la empresa las propiedades de los fluidos de las arenas U2, F8 y S4,5I. Es por ello, que para un modelaje adecuado de los pozos y las propiedades de los fluidos en los yacimientos en estudio, se realizó una validación del material utilizado por la empresa.

A continuación se muestra en la Tabla 4.7 las pruebas PVT analizadas, el pozo en que fue ejecutada, arena, fecha de muestreo y el respectivo yacimiento.

Tabla 4.7.- Resumen de Pruebas PVT Analizadas del Campo Onado

PVT	Arena	Fecha	Yacimiento
ONV-75	U2	Julio – 2005	U2-ONV51
ONV-78	F8	Abril – 2003	F8S-ONV55
ONV-79	S4,5I	Noviembre - 2007	S4,5I-ONV102

4.7.1 Representatividad y consistencia de los estudios PVT

A continuación se detalla la metodología para la validación de los parámetros PVT tanto la representatividad como la consistencia de las pruebas para yacimientos de petróleo negro.

- A. **La representatividad:** Se comprobó que las muestras de líquido y gas fueron tomadas a las mismas condiciones de temperatura y presión del separador. También se garantizó que la temperatura a la que se efectuó el análisis correspondiera a la temperatura del yacimiento. Por último se verificó que el valor de la relación gas-petróleo medida en el laboratorio no excediera el 10 % del valor durante la toma de muestras.
- B. **Consistencia del análisis:** En esta etapa se evaluaron cuatro pruebas; linealidad de la Función Y, balance de materiales, densidad y desigualdad.
- **Linealidad de la Función Y:** Se comprobó inicialmente si se cumple la linealidad de la Función Y versus presión, posteriormente se determinó la existencia de anomalías al analizar el comportamiento de la Función “Y” versus la presión cerca del punto de burbujeo, lo que permitió conocer si la presión de burbujeo en el laboratorio.

Se utilizó la siguiente ecuación para la comprobación de la Función Y.

$$Función"Y" = \frac{P_b - P}{P|V_r - 1|} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Donde:

Pb: Presión de Burbujeo, lpca

P: Presión del Yacimiento, lpca

Vr: Volumen Relativo, adimensional

Sabiendo que el volumen relativo (Vr) es la relación entre el volumen medido a presiones inferiores a la presión de burbuja y el volumen medido a la presión de burbuja. En el Apéndice I.1, se muestran los valores y cálculos para la validación de la linealidad de la Función Y.

- **Prueba de Balance de Materiales:** Esta prueba consistió en realizar un balance de materiales utilizando los parámetros reportados en la prueba de liberación diferencial para determinar la solubilidad del gas a diferentes presiones y compararla con el valor de Rs experimental reportado en la misma prueba. Para este análisis se necesitó como base la siguiente información: °API del crudo residual, Rs, factor volumétrico de formación del petróleo y densidad a diferentes presiones y gravedad específica del gas en cada etapa de la liberación. Estos valores se pueden visualizar en el Apéndice I.1.

Se utilizaron las siguientes ecuaciones para realizar el balance de materiales y la comprobación del Rs, iniciando con el cálculo de la masa de petróleo.

$$m_{o_{pi}} = \rho_{o_{pi}} B_{o_{pi}} * 1000g \quad \text{Ec. 4.2}$$

Donde:

M_{o_{pi}}: Masa de Petróleo a la presión de interés, gr

ρ_{o_{pi}}: Gravedad Específica del Petróleo, adimensional

B_{o_{pi}}: Factor Volumétrico de Formación del Petróleo, BY/BN

p_i: Presión de interés en la prueba de liberación diferencial

Posteriormente, con el volumen de gas en solución correspondiente a una masa de gas determinada:

$$Vg_{pi} = 0.02881 * \frac{mg_{pi}}{\gamma_{gdi}} PCN \quad \text{Ec. 4.3}$$

Donde:

mg_{pi} : Masa de Gas, gr

γ_{gpi} : Gravedad Especifica del gas

pi : Presión de interés en la prueba de liberación diferencial

Finalmente, para el cálculo del Rs se utilizó la siguiente ecuación para cada paso de presión incluyendo la presión de burbujeo.

$$Rs_{pi} = Rs_{pi-1} + 159Vg_{pi} (PCN / BN) \quad \text{Ec. 4.4}$$

Donde:

Rs_{pi} : solubilidad del gas a la presión de interés, PCN/BN

Rs_{pi-1} : solubilidad del gas determinado a la presión anterior, PCN/BN

Vg_{pi} : Volumen de gas en solución, PCN

Mg_{pi} : Masa de Gas, gr

pi : Presión de interés en la prueba de liberación diferencial

- **Prueba de Densidad:** Se compararon las densidades del crudo, a la presión de burbujeo, temperatura de yacimiento medidas en la prueba de liberación diferencial y la prueba de separadores, haciendo uso de la siguiente expresión matemática:

$$\rho_{fb} = \frac{(Masa.de.Petróleo + Masa.del.Gas.del.Separador + Masa.del.gas.en.el.Tanque)}{Volumen.de.Petrólea.a.Pb.y.T} \quad \text{Ec. 4.5}$$

Al desarrollar la expresión se pueda expresar de la siguiente forma

$$\rho_{or} = \frac{\gamma_o \rho_w}{B_o} + \frac{0.0763277}{B_o} * ((\gamma_g R_s)_{Sep} + (\gamma_g R_s)_{Tan}) \quad \text{Ec. 4.6}$$

Donde:

ρ_{or} : Densidad del petróleo, a la presión de burbujeo y temperatura de yacimiento, recombinada a partir de las pruebas de separadores, lb/BY

γ_o : Gravedad específica del crudo de tanque, adimensional

γ_g : Gravedad específica del gas separado, adimensional

B_o : Factor Volumétrico de formación del Petróleo, BY/BN

ρ_w : Densidad del agua, lb/BN

R_s : Relación gas-petróleo en solución, PCN/BN

- **Prueba de Desigualdad:** Esta prueba consistió en evaluar que el diferencial del factor volumétrico de formación del petróleo respecto a la presión, es menor que el producto del factor volumétrico de formación del gas por el diferencial de la relación de gas disuelto en petróleo respecto a la presión. Destacando que todos estos valores son obtenidos de la prueba de liberación diferencial.

$$\frac{\partial Bo_d}{\partial P} < Bg \frac{\partial R_{s_d}}{\partial P} \quad \text{Ec. 4.7}$$

Donde:

Bo_d : Factor Volumétrico de Formación del Petróleo de la prueba de liberación diferencial, BY/BN

R_{s_d} : Relación Gas Petróleo, PCN/BN

Bg : Factor Volumétrico de Formación del Gas, PCY/PCN

P: Presión de interés en el Yacimiento, lpca

La validación para las pruebas PVT se realizó con la misma metodología para los pozos ONV-75, ONV-78 y ONV-79.

4.7.2 Generación de las propiedades PVT

Las propiedades sintéticas fueron obtenidas para los yacimientos cuyos estudios PVT de los fluidos no resultaran válidos, por razones de representatividad o consistencia. Además, en el Campo Onado no todas las arenas tienen estudios PVT, es por ello que la Gerencia Técnica donde está incorporada la explotación y caracterización de los yacimientos, elaboró un trabajo previo para evaluar cuales de las correlaciones existentes en la bibliografía se ajustaba a las propiedades de los fluidos del Campo.

Para la generación sintética de algunas propiedades en este trabajo se tomaron datos suministrados por la Gerencia Técnica que son respaldados por los Informes Oficiales de C.V.P., dentro de los datos se encuentran las presiones estáticas actuales, temperatura de los yacimientos, gravedad específica de los hidrocarburos y permeabilidades de las arenas.

Para la generación de las siguiente propiedades: Factor volumétrico de formación, la relación gas disuelto petróleo a la presión de burbuja y viscosidad del petróleo, se utilizó la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt ^[20], ya que la misma, según infirió el Ingeniero Castañeda Franklin ^[19] en su Trabajo Especial de Grado, es la más representativa para los fluidos del campo Onado.

Referente a la gravedad específica corregida del gas se utilizó la ecuación de Vasquez y Beggs la misma utilizada por Kartoatmodjo y Schmidt ^[20] para su estudio de correlaciones.

Por lo tanto se creó una base de datos de todas las variables a usar para la generación de las propiedades, esa base de datos contempló presión de burbuja, presión al momento de la última prueba producción, temperatura del yacimiento, gravedad específica del gas y gravedad API del petróleo.

La presión de burbuja para las arenas en estudio según la Gerencia Técnica de Petronado se ha supuesto como la presión inicial del yacimiento, esto por su condición de campo maduro al momento de reactivar su producción con la operadora C.G.C., la cual desconocía dicho valor. Se tomó esa suposición para el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado.

Para la estimación de la gravedad del gas corregida se recibió de parte de la Superintendencia de Producción los valores de presión y temperatura de separación 100 lpc y 87 °F respectivamente.

A continuación se presentan en la Tabla 4.8 datos para generar las propiedades sintéticas:

Tabla 4.8.- Datos para la Correlación de Kartootmodjo, T. y Schmidt, Z.

Yacimiento	Pb (lpc)	Presión (lpc)	Tyac (°F)	γ_g	° API
F8S-ONV55	5100	4100	280,00	0,730	34,70
H1,2-ONV65	6020	4581	279,56	0,720	23,40
R4U ONV102	5915	3852	291,95	0,710	28,00
U1-ONV51	6600	4807	291,17	0.733	24,00
U2-ONV51	6700	5049	290,24	0,710	24,00
S4,5I-ONV102	6200	6010	299,70	0,700	27,6
S4,5SM-ONV42	6600	5599	296.56	0,710	23,30

Los cálculos referentes a la generación de las propiedades se encuentran detallados en el Apéndice I.3.

4.8 Construcción de Curvas para el Influjo IPR

Las curvas IPR para los pozos en estudio, se generaron dependiendo de la información disponible después de revisar las pruebas de producción de cada uno de los prospectos, es decir, se seleccionó la última prueba disponible por la empresa, por lo tanto, se utilizó la siguiente clasificación para los modelos de simulación:

- Grupo 1: Abarca los pozos que tienen pruebas de presión de restauración (*Build Up*) recientes, donde se estimó índice de productividad (IP), permeabilidad, daño en la formación, eficiencia de flujo, radio de drenaje, presión de fondo fluyente, presión estática del yacimiento y se disponía en el momento de la prueba de los valores de viscosidad y factor volumétrico de la formación del petróleo.
- Grupo 2: Incluye los pozos que disponen de registros recientes de producción PLT, (por su siglas en inglés *Production Logging Tool*) en los cuales se estiman las presiones de fondo fluyente y la tasa de producción en la cara de la arena.
- Grupo 3: Contiene los pozos que no cumplen con las condiciones de los grupos anteriores, por lo tanto se estimó un índice de productividad, según aproximaciones las cuales se mostrarán más adelante.

Las pruebas Build Up y PLT suministradas por la empresa para la elaboración de este TEG, tienen un tiempo máximo válido de 4 y 3 años respectivamente garantizando un modelaje efectivo de los pozos.

A continuación se muestra en la Tabla 4.9 una combinación entre la distribución de los pozos por grupos, según la propuesta a realizar y la clasificación implementada para la generación de las curvas IPR.

Tabla 4.9.- Clasificación de los Pozos según su Estado Actual y Datos para la Generación de Curvas IPR

Grupo	1 Build Up	2 PLT	3 IP aproximado
A L.A.G. Actual	ONV-106	ONV-67	ONV-63
B L.A.G. Anteriormente		ONV-70	ONV-75
C Posible L.A.G.	ONV-79 ONV-102	ONV-73	

Posteriormente, se inicio el proceso de elaboración de cada uno de los modelos en el simulador, de la siguiente manera:

4.8.1 Modelo de fluido

Los valores correspondientes a las propiedades de los fluidos fueron introducidos en el simulador con un modelo de petróleo negro (*Black Oil*) empleando el simulador PIPESIM ^[21], dichos valores fueron: Producción bruta, corte de agua, RGP (PCN/BN), gravedad API del crudo muerto a condiciones estándar, gravedad específica del gas y el agua, relación gas-petróleo en solución (Rs) a la presión de burbuja, presión de burbuja, presión estática del yacimiento al momento de la prueba de producción y temperatura del yacimiento. Toda esta información fue sustraída del

programa computacional OFM de manejo de campos petroleros utilizado por la empresa para almacenar los datos de producción.

Para una mayor comprensión del simulador empleado y diferentes módulos ver el Apéndice IV.

A continuación se muestran en la Tabla 4.10 los valores suministrados al simulador, correspondientes al modelo de fluido de petróleo negro, para cada uno de los pozos en el momento de sus pruebas de producción.

Tabla 4.10.- Valores para los Modelos de Fluido

Pozo	Corte de Agua (%)	RGP (PCN/BN)	G.E Gas	°API	Pb (Lpca)	Temp. (°F)	Rsb (PCN/BN)
ONV 63	1	685	0,710	28	5915	280	978
ONV 67	36	1307	0,710	24	6700	290,24	802,24
ONV 70	48	1092	0,720	23,4	6020	279,56	721,20
ONV 73	4	701	0,733	24	6600	291,17	809,62
ONV 79	0	847	0,700	27,6	6200	299,7	836,48
ONV 102	2	1537	0,710	28	5915	291,95	829,45
ONV 106	2	854	0,710	28	5915	291,95	829,45

La gravedad específica del agua para los modelos se consideró con la premisa de un valor único de uno (1) para todos los pozos, por disposición de la empresa.

Respecto a la correlación de gas en solución, crudo vivo y crudo bajo saturado se utilizó la correlación de Kartootmodjo y Schmidt ^[20], según se explicó en la sección 4.6.2 de este Capítulo. Es importante resaltar que la empresa tiene análisis de las viscosidades de algunos yacimientos, por lo tanto se utilizó ese reporte (Octubre

2008) para la calibración de las viscosidades de crudo muerto en los modelos donde se dispone del análisis. Los valores se pueden observar en la tabla 4.11 para los pozos de interés.

Tabla 4.11.- Calibración de Viscosidades por Temperatura en el Campo Onado ^[23]

Pozo	Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)
ONV – 67	270	7,2
	80	105,5
ONV – 73	270	9,5
	80	166
ONV – 79	270	9,8
	80	179,1
ONV – 106	270	4,7
	80	70,5

Por lo tanto, en los modelos de los pozos ONV–79 y ONV–106 (Grupo 1) y ONV–67 y ONV–73 (Grupo 2) se utilizaron los valores para la calibración de la viscosidad de crudo muerto.

4.8.2 Curvas IPR

- **Grupo 1**

Para este grupo se utilizó la Ley de Darcy ^[3] como modelo flujo suponiendo que el fluido es de una sola fase, existe flujo laminar y el flujo es esencialmente incompresible. Además, se dispuso de suficiente información para la selección de ese tipo de flujo. No obstante, se utilizó la corrección de Vogel ^[6] disponible para flujo de líquido en el simulador para presiones por debajo de la presión de burbujeo.

La ecuación de Darcy para flujo pseudo-estable utilizada en el simulador se describe a continuación:

$$Q_l = \frac{0.00708 * K * h * (P_e - P_{wf})}{\mu * B_l * [\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + S - C_a]} \quad \text{Ec. 4.8}$$

Donde:

Q_l : Tasa de producción del pozo, BN/D

K: Permeabilidad de la formación, mD

h: Espesor de la Arena, pie

P_e : Presión estática del yacimiento, Lpc

P_{wf} : Presión del fondo fluyente, Lpc

μ : Viscosidad del fluido, cP

B_l : Factor volumétrico de formación, BY/BN

r_e : Radio de drenaje, pie

R_w : Radio del pozo, pie

S: Daño a la formación

C_a : Factor de forma

Inicialmente, para este grupo se recopiló la siguiente información contenida en las pruebas *Build Up*: tasa de producción, presión estática, permeabilidad, skin, radio de drenaje, espesor de la arena, radio del pozo y se supone un factor de forma radial (30,62), según los informes emitidos por las empresas de servicio. La tabla resumen con la información se muestra a continuación:

Tabla 4.12.- Grupo 1 con Flujo Pseudo-estable

Pozo y Arena	Q_i (BNP/D)	Pe (Lpc)	K (mD)	Skin	r_e (pie)	r_w (pulgadas)	h (pie)
ONV-79 Arena S4,5I	1120	5976	406	19,5	3320	2,138	10
ONV-102 Arena R4U	579	5838	9,61	12,6	366	2,138	22
ONV-106 Arena R4U	1680	4802	5,68	5,8	1080	2,138	10

- **Grupo 2**

Para este grupo solo se disponía de pozos con registros de producción, por lo tanto se le calculó el índice de productividad (IP) derivado de la ecuación de Darcy ^[3]. El valor estimado del IP fue introducido en el simulador como modelo de flujo simple el cual determina la tasa de producción de líquido dependiendo sólo del diferencial de presión existente entre la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyente, en el simulador PIPESIM es mejor conocido este tipo de flujo como “Well PI”. Al igual que en el grupo anterior se seleccionó la corrección de Vogel ^[6] para presiones por debajo de la presión de burbuja.

El cálculo del valor de IP en cada pozo se realizó con la ecuación 3.1 mostrada en el Capítulo III, después de extraer de las pruebas PLT los valores de presión de fondo fluyente y tasas de líquido producidas. El valor de la presión estática de los yacimientos al momento de la prueba fue extraído del historial de presiones de la empresa. Los valores antes mencionados se pueden visualizar en la siguiente tabla.

Tabla 4.13.- Grupo 2 con Índice de Productividad

Pozo	Q_l (BN/D)	Pwf (Lpc)	Pe (Lpc)
ONV-67	584	4454	5113
ONV-70	770	4166	4696
ONV-73	275	4220	4807

El respaldo de los cálculos de IP se encuentra en el Apéndice II.1.

- **Grupo 3**

A este grupo de pozos se le realizaron aproximaciones para el cálculo del índice de productividad. Respecto al tipo de flujo en el simulador se utilizó “Well PI”, también con la corrección para las presiones por debajo de la presión de burbuja.

Las aproximaciones que se utilizaron en el proceso de generación de los IP se describen a continuación. La ecuación de Darcy para petróleo y agua respectivamente, se denotan de la siguiente forma:

$$Q_o = \frac{0.00708 * K_o * h_o * (P_e - P_{wf})}{\mu_o * B_o * [\ln(\frac{r_e}{r_w}) + S]} \quad \text{Ec. 4.9}$$

$$Q_w = \frac{0.00708 * K_w * h_w * (P_e - P_{wf})}{\mu_w * B_w * [\ln(\frac{r_e}{r_w}) + S]} \quad \text{Ec. 4.10}$$

Teniendo en cuenta que el IP para la tasa total está expresado como se muestra seguidamente:

$$IP = \frac{Q_o + Q_w}{P_e - P_{wf}} \quad \text{Ec. 4.11}$$

Al sustituir las ecuaciones 4.9 y 4.10 en la ecuación 4.11, resulta:

$$IP = \frac{Q_o + Q_w}{P_e - P_{wf}} = \frac{0.00708 * h}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s \right]} \left[\frac{K_o}{\mu_o * B_o} + \frac{K_w}{\mu_w * B_w} \right] \quad \text{Ec. 4.12}$$

Donde:

Q_o : Tasa de producción de petróleo, BN/D

Q_w : Tasa de producción de agua, BN/D

P_e : Presión estática del yacimiento, Lpc

P_{wf} : Presión del fondo fluyente, Lpc

h : Espesor de la Arena, pie

r_e : Radio de drenaje, pie

R_w : Radio del pozo, pie

S : Daño a la formación

K_o : Permeabilidad relativa del petróleo, mD

K_w : Permeabilidad relativa del agua, mD

μ_o : Viscosidad del petróleo, cP

μ_w : Viscosidad del agua, cP

B_o : Factor volumétrico de formación del petróleo, BY/BN

B_w : Factor volumétrico de formación del agua, BY/BN

C_a : Factor de forma

Como no se disponen de datos de permeabilidad efectiva tanto del petróleo como del agua, tampoco el área de drenaje de los pozos en esta clasificación. Se toman las siguientes suposiciones:

1. El valor de $\ln(r_e/r_w)$ es igual a 7.08.
2. Se supone daño igual a cero.
3. El pozo fluye con un corte de agua menor al 3% por lo tanto se supuso que no existe movilidad del agua, por lo tanto K_w se considera igual a cero y $K = K_o$.

Así, el IP aproximado se define como:

$$IP = \frac{h * K}{B_o * \mu_o} * 10^{-3} \quad \text{Ec. 4.13}$$

Entonces, con la ecuación 4.13 se calculó un IP aproximado. Aunado a todo esto se utilizaron las propiedades PVT que se estimaron anteriormente.

En cuánto a la información necesaria tanto de espesor de la arena y permeabilidad de la formación para los pozos del grupo, en la tabla siguiente se muestran los datos.

Tabla 4.14.- Grupo 3 con Índice de Productividad

Pozo	K (mD)	h (pie)
ONV-63	75	10
ONV-75	37	5

Los cálculos referentes al IP para este grupo de pozos se muestran en el Apéndice II.1.

4.9 Construcción Mecánica de los Pozos en el Simulador

La construcción de los pozos se inició con la generación del modelo de fluido realizado en la sección 4.6.2 de este capítulo, posteriormente se introdujo un modelo que se ajusta a las configuraciones mecánicas de los pozos, compuesta con los siguientes componentes dentro del simulador: Terminación vertical, punto de análisis nodal, configuración de la tubería y un estrangulador.

- Terminación Vertical: Se introdujeron los valores referentes a los modelos de flujo ya sea Darcy pseudo-estable o Índice de Productividad (IP).
- Estrangulador: Se seleccionó para el flujo subcrítico la correlación API,14B ^[5] al ser muy similar a la *Mechanistic* ^[3], pero con las suposiciones de que el flujo subcrítico a través del estrangulador es adiabático y compresible con un coeficiente de descarga de (0.9). Respecto a la correlación de flujo crítico se seleccionó *Gilbert* ^[3] por ser una de la más usadas en la industria, además se que no se dispone en el Campo Onado de un estudio previo que evalúe cual de las correlaciones existentes en la bibliografía se ajusta a las condiciones de flujo en los pozos en estudio, aunado a eso es la correlación por defecto en el simulador, la cual se describe a continuación:

$$Q_l = 10 * P_1 * (RGP)^{-0.546} * d_c^{1.89} \quad \text{Ec. 4.14}$$

Donde:

Q_l : Producción de líquido, BN/D

P_1 : Presión corriente arriba, Lpc

RGP: Relación Gas de líquido producidos, PCN/BN

d_c : Diámetro del estrangulador, 1/64 pulgadas

- Configuración de la Tubería: En este componente se colocaron las longitudes de las tuberías, diámetros internos y profundidad de los disparos, pero con un modelo detallado puesto que varios pozos tienen reentradas y no son totalmente verticales, es decir, se suministró el perfil de desviación con sus valores de profundidad medida (MD) por sus siglas en inglés *Measured Depth* y profundidad vertical verdadera (TVD) por sus siglas en inglés *True Vertical Depth* (Ver figura 4.2). Además se incorporó el perfil geotérmico obtenido por la prueba PLT.

A continuación se muestra el perfil del pozo ONV-67 en la figura 4.2, los *survey* de los demás pozos se encuentran en el Apéndice II.3.

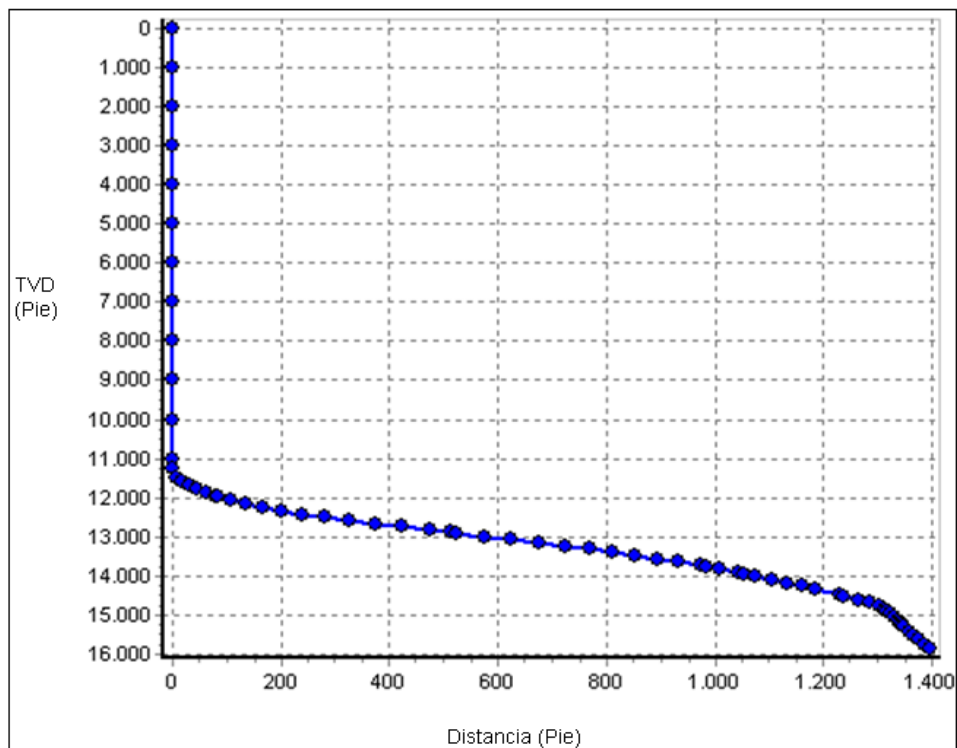


Figura 4.2 *Survey* del Pozo ONV-67

- Punto de análisis nodal: Este componente tiene como función principal generar diferentes curvas tanto de IPR como VLP, para posteriormente realizar la sensibilidad referente a la presión estática del yacimiento con un rango de ± 50 lpca.

Seguidamente se puede visualizar la imagen (Figura 4.3) de un modelo estándar representado por el pozo ONV-67 en la pantalla del simulador.

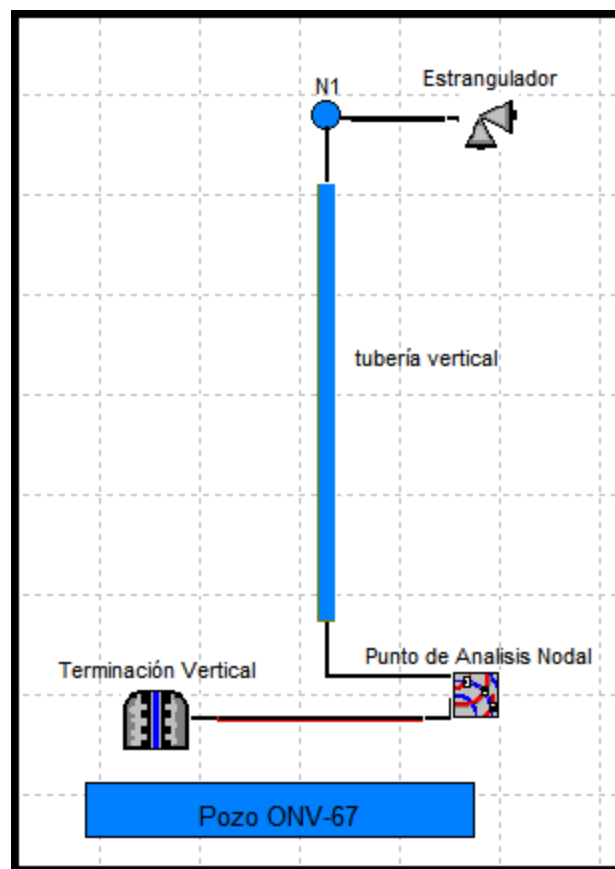


Figura 4.3 Representación del Pozo ONV-67

4.10 Construcción de las Curvas para el Eflujo (VPL)

Después de construir en el simulador las condiciones mecánicas y las completaciones de los pozos actuales. Se procedió a seleccionar las VPL de los pozos.

- **Selección de curvas para el Eflujo VPL**

Para determinar las correlaciones verticales se utilizaron las últimas pruebas PLT del campo en los pozos ONV-67, ONV-70 y ONV-73, las cuales, determinaron las presiones de fondo fluyente en la cara de la arena, además de tasas de producción y temperatura del pozo.

Según lo antes mencionado se creó una tabla resumen con los resultados de las pruebas, estos valores fueron utilizadas en la función de Ajuste de Correlaciones Multifásico del Simulador PIPESIM, los cuales se muestra a continuación:

Tabla 4.15.- Información de Pruebas PLT de los Pozos

Pozo	Q_l (BN/D)	Presión de fondo fluyente (Lpc)	Presión de salida (Lpc)
ONV-67	584	4454	440
ONV-70	770	4166	220
ONV-73	275	4220	40

Luego de introducir la información necesaria, se procedió a simular la caída de presión en los pozos y se comparó el resultado de presión de fondo fluyente real medida con la presión calculada por el simulador. El estudio se realizó con la selección de las siguientes correlaciones:

Tabla 4.16.- Correlaciones de Flujo Multifásico Vertical para la Evaluación

Correlaciones Verticales	Abreviatura
Ansari	ANSARI
Beggs & Brill Revised	BBR
Duns & Ros	DR
Govier, Aziz & Fogarasi	GA
Orkiszewski	ORK
Beggs & Brill	TBB
Hagedorn & Brown (Original)	THB

Considerando que las fases viajan a diferentes velocidades se seleccionaron para el estudio seis (6) correlaciones que toman en cuenta el efecto.

A los pozos que no disponen de pruebas PLT se les eligió la correlación vertical que arrojó menor error entre las evaluaciones anteriores, con la premisa de que los pozos tienen básicamente las mismas configuraciones y características similares tanto mecánicas como de tasas de flujo.

4.11 Coeficiente de transferencia de calor (U)

La selección del coeficiente de transferencia del calor en el simulador se realizó con el perfil geotérmico disponible en la prueba PLT del pozo ONV-67. Se elaboró un cotejo con la curva generada para la temperatura, por el simulador con la correlación Hagedorn & Brown (Original)^[11], respecto a los resultados de la prueba PLT.

La unidad de conductancia total, coeficiente total de transferencia de calor o transmitancia total se denota como U. Los valores dependen de que tan aislada o desnuda dentro de un medio se encuentre una tubería, es por ello que tiene los siguientes valores:

- Tubería aislada $0,2 \text{ BTU/h}\cdot\text{pie}^2\cdot^\circ\text{F}$
- Tubería recubierta $2 \text{ BTU/h}\cdot\text{pie}^2\cdot^\circ\text{F}$
- Tubería desnuda en aire $20 \text{ BTU/h}\cdot\text{pie}^2\cdot^\circ\text{F}$
- Tubería desnuda en agua $200 \text{ BTU/h}\cdot\text{pie}^2\cdot^\circ\text{F}$

El valor de U estudiado fue de 1 y 2 $\text{BTU/h}\cdot\text{pie}^2\cdot^\circ\text{F}$ en el simulador, ya que las tuberías están dentro del hoyo con diferentes fluidos de completación y aisladas parcialmente.

4.12 Simulaciones

En las secciones anteriores se introdujeron en el Simulador PIPESIM los modelos de los fluidos, las configuraciones mecánicas de los pozos y la correlación vertical característica del campo. El proceso de simulación se dividió en dos fases producción de los pozos con flujo natural (FN) y pozos con LAG.

4.12.1 Simulaciones de Flujo Natural

La secuencia utilizada inició con la comprobación de los modelos por flujo natural en dos instantes de tiempo, es decir, se realizó una simulación de los nodales generando las curvas IPR y VLP, luego se comparó el punto de equilibrio con la producción real medida para la fecha de interés inicial (T1) donde se ejecutaron las pruebas de producción tanto Build Up como PLT.

Posteriormente, se realizaron sensibilidades de las curvas IPR futuras, tomando como variable las presiones estáticas de los yacimientos al momento de culminar el flujo natural, calculadas por la empresa antes de ser implementado el sistema de LAG en los pozos para un tiempo dos (T2). Consecutivamente se evaluaron las tasas de producción reales con las simuladas. La empresa dispone de una base de datos de las presiones estáticas de las arenas, por lo tanto se utilizó el dato de presión suministrado para realizar sensibilidades de las presiones con un rango de ± 50 lpca esto con la finalidad de validar el modelo de los pozos y sus tasas de producción.

Los valores de las pruebas de producción que se compararon fueron extraídos de la base de datos disponible en OFM. Se muestra a continuación un resumen de los valores para los dos instantes de tiempo con flujo natural.

Tabla 4.17.- Base de Datos para los Modelos de Flujo Natural

Pozo	Q _i (BN/D)		Q _o (BN/D)		Q _w (BN/D)		Presión de cabezal (Lpca)		Diámetro del Estrangulador (1/64 pulg)	
	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2
ONV-73	290	156	287	140	2,9	15	180	60	0,500	0,500
ONV-70	613	620	330	223	283	397	150	60	0,500	0,625
ONV-67	604	501	384	336	220	165	420	15	0,375	0,500
ONV-79	1130	315	1128	126	2	189	500	300	0,375	0,375
ONV-102	460	121	449	108	11	13	300	135	0,313	0,313
ONV-106	860	350	850	343	10	7	220	160	0,563	0,563
ONV-63	890	540	877	324	13	216	260	105	0,563	0,563

Para el instante de tiempo dos se actualizaron los modelos de fluidos con las condiciones actualizadas de los pozos, respecto a su RGP y Corte de Agua. En la Tabla 4.18 se pueden visualizar los datos suministrados.

Tabla 4.18.- Tabla de Datos de Flujo Natural Actualización de Modelos

Pozo	RGP (PCN/BN)	Corte de Agua (%)
ONV-73	1259	10
ONV-70	512	64
ONV-67	1150	33
ONV-79	1091	60
ONV-102	2205	11
ONV-106	750	2
ONV-63	1605	40

Las presiones estimadas por la Compañía para los yacimientos en el tiempo dos se observan a continuación:

Tabla 4.19.- Presiones de los Yacimientos para el Tiempo 2

Yacimiento	Pozo	Presión en el Tiempo 2 (Lpca)
F8S-ONV55	ONV-63	4112
H1,2-ONV65	ONV-70	4398
R4U ONV102	ONV-106	3720
U1-ONV51	ONV-73	4491
U2-ONV51	ONV-67	4699
S4,5I-ONV102	ONV-79	5800
S4,5SM-ONV102	ONV-75	5315
R4U ONV102 (Pozo ONV-102)	ONV-102	4613

Se comprobaron las tasas de producción con las nuevas IPR, luego se procedió a modelar los pozos con LAG implementado. Entre esos pozos tenemos: ONV-63, ONV-67, ONV-70 y ONV-106.

4.12.2 Simulaciones de LAG

Esta etapa consistió en modelar el flujo con LAG de los pozos que actualmente tiene el sistema en uso: ONV-63, ONV-67 y ONV-106, como también el pozo ONV-70, el cual fluyó hasta Junio del 2011. Se actualizaron los modelos de simulación respecto a sus presiones de cabezal, diámetro del estrangulador, corte de agua, RGP y se incorporó en la configuración de la sarta la profundidad de la tubería flexible colgada (CT por sus siglas en inglés *Coiled Tubing*), diámetro externo e interno de la tubería de inyección, gravedad específica del gas, presión de inyección superficial y la tasa de inyección. Los datos incorporados en los modelos de simulación se muestran en resumen en la siguiente tabla.

Tabla 4.20.- Tabla de Datos para los Modelos de LAG

Pozo	Pwh (Lpca)	Corte de Agua (%)	RGP $\left(\frac{PCN}{BN}\right)$	CT Prof. (Pie)	CT Diámetro Externo (pulg.)	CT Diámetro Interno (pulg.)
ONV-63	150	80	1805	8000	1,50	1,25
ONV-67	170	53	1920	7000	1,50	1,25
ONV-70	150	85	7000	6000	1,50	1,25
ONV-106	240	10	500	8000	Camisa Abierta	
Pozo	Presión de Inyección (Lpc)	Tasa de Inyección (MPCN/D)	Gravedad especifica del Gas	ONV-106 Configuración del LAG		
ONV-63	1300	750	0,696	La inyección de gas se realiza por tubería de producción con una Camisa abierta hacia el espacio anular Modelo CD 6000 de Baker Hughes de 3-1/2 pulgadas.		
ONV-67	1350	980	Diámetro del Estrangulador en los pozos (pulg)			
ONV-70	1300	900				
ONV-106	650	1200				

Se introdujo las presiones actuales de los yacimientos suministradas por la Compañía (Ver tabla 4.21) y al realizar el análisis nodal se compararon las tasas de producción actuales en el Campo Onado con las obtenidas por el simulador (Ver tabla 4.22).

Tabla 4.21.- Presiones Actuales de los Yacimientos

Yacimiento	Pozo	Presión Actual (Lpca)
F8S-ONV55	ONV-63	4110
U2-ONV51	ONV-67	4330
H1,2-ONV65	ONV-70	4398
R4U ONV102	ONV-106	3481

Tabla 4.22.- Tasas de Producción para los Pozos de LAG.

Pozo	Ql (BN/D)	Qo (BN/D)	Qw (BN/D)
ONV-63	565	113	452
ONV-67	221	105	116
ONV-70	510	51	459
ONV-106	450	419	31

La tasa de producción promedio del pozo ONV-70, corresponde al mes de abril del 2011, antes de ser cancelado el proceso de inyección. Las otras tasas son valores promedios del mes de septiembre del 2011.

Para validar los modelos no solo se usó la tasa de producción actual y la tasa de inyección, sino que se simularon las curvas de rendimiento de los pozos con LAG y se compararon con la respuesta real que se obtiene en el proceso de inyección del campo para cada pozo. Los valores reales del campo utilizados fueron todas las

pruebas de producción del año 2011 hasta el mes septiembre. Los datos de inyección diaria y su producción de líquido se extrajeron de OFM, posteriormente utilizando una hoja de cálculo se tomaron los valores promedio de cada tasa de inyección con su respectiva producción de líquido y se construyó una curva de rendimiento de los pozos en base a las respuestas reales.

4.13 Evaluación de LAG por Tubería Continua

El diseño de LAG con la configuración de tubería continua para los pozos ONV-73 y ONV-102, se fundamentó en determinar la tasa de inyección de gas y la profundidad óptima de inyección.

Al no disponer de las propiedades PVT del gas como temperatura y presión crítica que es utilizado en el sistema de compresión de Onado, no se pudo crear un modelo de fluido composicional, aunado a eso la empresa no dispone de la licencia del Simulador PIPESIM 2008.1 con el paquete SIS Flash, el cual, es ideal para caracterizar el gas en el simulador. Este último argumento limitó el determinar la caída de presión horizontal del gas y estimar la caída de presión en las localizaciones de los pozos en estudio y por consiguiente tampoco la generación de una red de inyección.

4.13.1 Premisas en las simulaciones

Las premisas utilizadas fueron impuestas por la E.M. Petronado S.A. basadas en las experiencias operacionales en el Campo, disponibilidad de tubería continua, presión de descarga en el compresor, presión superficial de arranque para el proceso de inyección (*Kick-Off*), volumen disponible de gas, presión de cabezal de pozo mínima para el flujo de líquido y temperatura superficial. A continuación se muestran los valores de las premisas asumidas.

Tabla 4.23.- Premisas para los Pozos ONV-73 y ONV-102 con LAG

Premisas	ONV-73	ONV-102
Longitud de Tubería continua disponible (Pie)	12000	
Presión Kick-Off (Lpca)	1540	1500
Volumen estimado de Gas para Inyección (MPCND)	1500	800
Presión fijada en el Cabezal de los pozos (Lpca)	150	200
Temperatura Superficial (°F)	86	

Se tomó en cuenta un rango para las profundidades del punto de inyección entre 6.000 a 12.000 pies por disponibilidad de tubería en la empresa, considerando las experiencias previas en la empresa y la disponibilidad del gas en superficie para la inyección.

4.13.2 Tasa de inyección óptima

A los modelos de los pozos se les incorporaron las configuraciones de la tubería continua a diferentes profundidades, diámetro interno (1,25 pulgadas), espesor (0,25 pulgadas) y los parámetros operacionales impuestos por la empresa ya antes mencionados en la tabla 4.23.

Posteriormente, se realizaron simulaciones para las diferentes profundidades de inyección entre 6.000 y 12.000 pies, por lo tanto a cada configuración se le realizó una curva de rendimiento de LAG. Luego se ejecutó el proceso ya antes mencionado, pero cambiando la correlación vertical de los pozos a Govier, Aziz & Fogarasi ^[16], la cual, arrojó el resultado más deficiente de las correlaciones verticales evaluadas. Esto con la finalidad de evaluar dos posibles eventos uno optimista y otro pesimista.

4.13.3 Profundidad de inyección óptima

El valor de la profundidad óptima se estimó interceptando dos curvas de profundidad versus presión, la primera de esas curvas es la correspondiente al gradiente generado en el espacio anular entre la tubería continua y la tubería de producción, el segundo es el formado por el gas de inyección dentro de la tubería continua, ambos se suponen estáticos al no existir flujo.

- **Gradiente de presión en el espacio anular**

Para su elaboración se utilizaron los resultados de la prueba SONOLOG realizada en cada uno de los pozos, la prueba consiste básicamente en detectar el nivel de líquido por medio de una onda sonora, la cual, genera un eco, este efecto es producido a través de disparos creados por la herramienta especial cargada con CO₂. Los niveles de líquido resultantes en cada pozo y los gradientes de los fluidos de completación, estimados con la gravedad API, se muestran a continuación para los dos pozos en estudio.

Tabla 4.24.- Condiciones Actuales en la Completación de los Pozos
ONV-73 y ONV-102 con LAG

Datos	Pozo	
	ONV-73	ONV-102
Profundidad del Nivel de Líquido (Pie)	2062	2530
Gravedad API	24	28
Gradiente del Fluido (Lpc/Pie)	0,394	0,384

- **Gradiente de presión en la tubería continua** ^[24]

La estimación del gradiente estático del gas fue elaborada utilizando la ecuación 4.15, la derivación de la ecuación se muestra con detalle en Apéndice V.1.

$$P_2 = P_1 * e^{\left(\frac{0,01875 * \gamma_g}{z * T} h \right)} \quad \text{Ec. 4.15}$$

Donde:

P₁: Presión en superficie, Lpca

P₂: Presión de fondo, Lpca

γ_g: Gravedad Específica del Gas, Adimensional

Z: Factor de compresibilidad del Gas, Adimensional

T: Temperatura superficial, °R

h: Profundidad de interés, Pie

Consecutivamente se creó una herramienta de cálculo en una hoja de Excel llamada **“Estimación de Profundidad Máxima de Inyección de Gas con Tubería Continua, Campo Onado”**, como su mismo nombre describe la función principal es estimar de forma rápida y sistemática la profundidad óptima de inyección del gas, que no es más que el punto de interacción de los dos gradientes tomando en cuenta consideraciones que se describen a continuación:

- El valor de intersección entre las curvas tiene una tolerancia mínima de 10 Lpc, pero puede ser suministrada por el usuario.
- Al no conocer la pérdida de presión generada por la punta de inyección de la tubería continua, se tomó como valor pesimista para la pérdida 100 Lpc, aunque el usuario puede modificar el valor, si se hace una prueba antes de bajar la tubería continua en el pozo.

- No se tomó en cuenta el cambio de nivel de líquido, al introducir la tubería continua en el pozo.
- La profundidad máxima de inyección es de 12.000 pie.
- El punto de intersección obtenido por la hoja de cálculo garantiza el flujo, ya que, la presión estimada de fondo para el gas es 150 Lpc mayor que la del fluido en el espacio anular.

La pantalla principal de la hoja de cálculo y los datos del pozo se muestra a continuación:

Estimación de Profundidad Máxima de Inyección de Gas con Tubería Continua, Campo Onado.	
Trabajo Especial de Grado, Luis Gomes 2012	
Pozo: POZO-1	
Datos de Inyección del GAS	
Presión Máxima en Cabezal Permitida:	 Lpc
Presión de Superficie:	 Lpc
Gravedad Específica de Gas:	 Adimensional
Z del Gas:	 Adimensional
Temp. Superficial de Iny. Del Gas:	 °R
Datos del Fluido de Completación	
Profundidad del Tope de Líquido:	 Pie
Gradiente del Fluido:	 Lpc/Pie
Diseño	
Tolerancia de Presiones	 Lpc
Pérdida de Presión en la Punta del CT	 Lpc
Resultado Optimo	
Presión de inyección en fondo:	#DIV/0! Lpc
Profundidad de inyección:	#DIV/0! Pie Longitud de la tubería continua

Esquema de Inyección del pozo

POZO-1

Valores para ser introducidos por los Usuarios

En las celdas de color AMARILLO

Figura 4.4 Pantalla Principal de la Hoja de Cálculo, Estimación de Profundidad Máxima de Inyección de Gas con Tubería Continua, Campo Onado

En la hoja se suministraron los valores correspondientes a los datos de inyección del gas, utilizados en la ecuación 4.15 y los correspondientes a la Tabla 4.24. Posteriormente se obtuvo la presión de inyección de fondo y profundidad máxima,

además de cada gráfica de los gradientes generados, según la condiciones de los pozos. En el Apendice V.2 se pueden observar las pantallas correspondientes a la hoja de cálculo de los pozos ONV-73 y ONV-102.

4.14 Comparación de Resultados

En esta etapa de la investigación se ejecutaron comparaciones de los resultados obtenidos por la simulación de las curvas de rendimiento del sistema LAG en el campo Onado, además se elaboraron dos horizontes para el proceso de inyección. Eso se logró utilizando los resultados de las simulaciones y sus diversas tasas posibles de producción con el proceso de LAG, por lo tanto se creó una hoja de cálculo llamada **“Optimizador de Producción con LAG, Campo Onado.”** la misma consistió en estimar la producción óptima para cada tasa de inyección de gas dependiendo de la profundidad donde se realice la inyección en el pozo, como se explicó en las secciones 4.13.2 y 4.13.3 de este capítulo.

Además se incorporaron en la hoja de cálculo los valores actuales de inyección y producción de los pozos con LAG que no pudieron ser modelados. Esto con la finalidad de combinar las soluciones estimadas con el simulador y la producción real, de esa forma se logró limitar las tasas inyección de gas con la disponibilidad total de la empresa de 3,9 MMPCN/D y para la optimización 2,1 MMPCN/D, ya que, el resto es usado en los pozos no modelados.

Los valores suministrados en el “Optimizador de Producción con LAG, Campo Onado” son los siguientes:

- El limite en volumen de gas disponible para la inyección.
- Tasa de inyección de gas de cada pozo.

- Profundidad de inyección en los pozos donde se realizó la propuesta de inyectar por CT.

Posteriormente, se utilizó la hoja de cálculo para evaluar diferentes esquemas de inyección en los pozos propuestos, es decir, se evaluaron varias combinaciones de inyección de gas entre los pozos a fin de determinar la producción óptima y de menor consumo. Esto se representó en una matriz de soluciones tanto para las simulaciones optimistas como las pesimistas.

4.15 Propuesta Óptima de Producción

En esta fase final se realizó una propuesta óptima para el sistema de levantamiento por gas en Onado, según los resultados obtenidos por el simulador PIPESIM, hoja de cálculo “Estimación de Profundidad Máxima de Inyección de Gas con Tubería Continua, Campo Onado”, y en base a las comparaciones elaboradas de los diferentes horizontes obtenidos por el “Optimizador de Producción con LAG, Campo Onado.”

CAPITULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación en el presente capítulo se muestran los resultados obtenidos en cada uno de los pasos metodológicos y los análisis realizados.

5.1 Revisión de Información

Esta etapa comprendió una recopilación de la información útil del campo Onado, inicialmente estudios previos, análisis PVT, pruebas de pozos, informes técnicos, registros eléctricos, base de datos, producción de los pozos, entre otros. Consecuencia directa de esta etapa fue la comprensión del estado de los pozos, datos existentes y de forma global el campo en estudio.

Se organizó lo necesario con respecto a la teoría para la generación del Trabajo Especial de Grado, bibliografía, artículos técnicos, estudios previos, análisis PVT de los yacimientos, diagramas mecánicos de los pozos, producción de los pozos en estudio. Esta etapa fue fundamental para la generación de los modelos de los pozos y un entendimiento más certero de los pasos a seguir para la elaboración del trabajo.

Finalizada la revisión de la información, se procedió a caracterizar las propiedades de los yacimientos productores y completados en los pozos en estudio.

5.2 Validación de los Parámetros PVT

La selección de los pozos productores y sus respectivos yacimientos con el sistema de L.A.G., fue por disposición de la E.M. Petronado S.A., es por ello, que se realizó una validación de los análisis PVT disponibles y pertenecientes a las arenas, luego se

determinó la representabilidad y consistencia de las pruebas mencionadas en la Sección 4.6 Tabla 4.7

5.2.1 Representabilidad y consistencias de los estudios PVT

Inicialmente se evaluó la representatividad y la consistencia del estudio PVT efectuado con la muestra de crudo del pozo ONV-79 perteneciente al yacimiento S4,5I-ONV102.

- **Representatividad del estudio PVT en el pozo ONV-79**

Se verificó si las muestras fueron tomadas a las mismas condiciones tanto de presión como de temperatura, las cuales se muestran a continuación:

Tabla 5.1.- Temperatura y Presión en el Momento del Muestreo ONV-79

Muestra	Estado en el Separador	Presión(lpca)	T(°F)
5829-MA	Líquido	105	87
A2617	Gas	105	87
4615-EA	Líquido	105	87
A0485	Gas	105	87

Se comprobó si la temperatura a la cual se efectuó el análisis correspondía a la temperatura del yacimiento. Las dos temperaturas tenían un valor de **299.70 °F**. Respecto a la RGP se comprobó que dicha medida experimentalmente no sea mayor o menor a un 10% que la medida al momento del muestreo (Ver Tabla 5.2).

Tabla 5.2.- Diferencia Porcentual entre RGP Experimental y en el Instante del Muestreo

Condición	Experimental	Muestreo	Diferencia %
RGP (PCN/BN)	779,74	795,3	-1,996

De la información recolectada se observa que el estudio PVT de la arena S4,5I es representativo, ya que cumple con los requerimientos mínimos necesarios para el estudio de consistencia, el cual se muestra a continuación.

- **Consistencia del estudio PVT en el pozo ONV-79**

En esta fase se evaluaron las pruebas necesarias para considerar que el estudio PVT es totalmente válido y característico del fluido en estudio. Por lo tanto se muestran los resultados de las siguientes pruebas:

a. Linealidad de la Función Y: A continuación se muestran en la Tabla 5.3 los valores obtenidos para el gráfico de la Función “Y”. Valores iniciales y sus cálculos correspondientes se pueden visualizar en el Apéndice I.2.

Tabla 5.3.- Valores de la Función Y Pozo ONV-79

Presión (lpca)	$V_r = V/V_b$	Y
6028	1,0000	
5905	1,0046	4,5282
5818	1,0080	4,5119
5713	1,0123	4,4827
5658	1,0146	4,4791
5370	1,0277	4,4236
5183	1,0372	4,3826
4734	1,0636	4,2978
4080	1,1145	4,1699
3179	1,2244	3,9937
2284	1,4283	3,8273
1725	1,6697	3,7248
1367	1,9338	3,6514
1231	2,0767	3,6192

Posteriormente los valores de la Función “Y” obtenidos se graficaron versus la presión. Ver Figura 5.1.

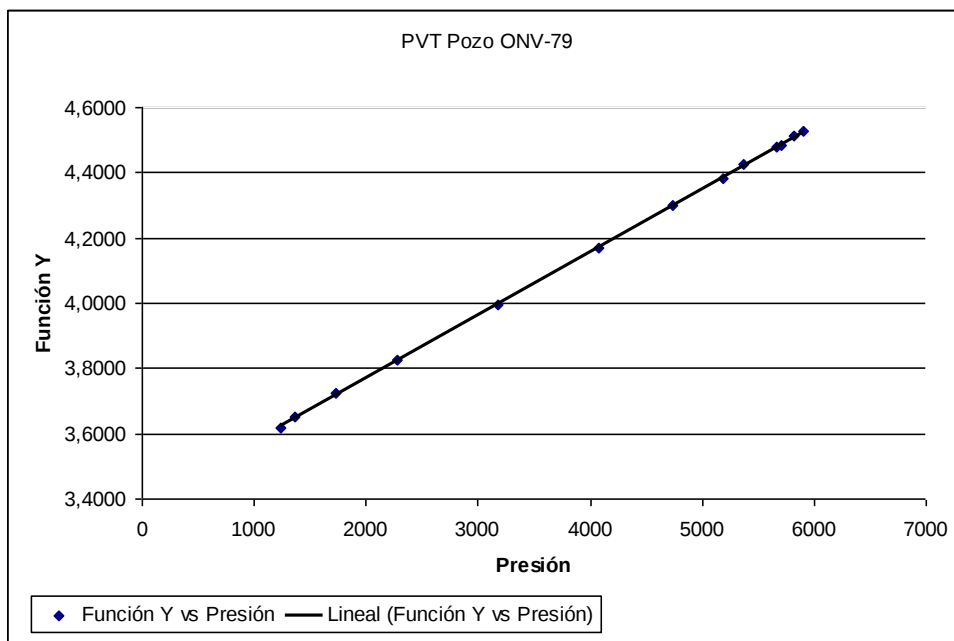


Figura 5.1 Linealidad de la Función “Y” vs Presión, PVT Pozo ONV-79

Al obtener la regresión lineal de los valores graficados en la figura 5.1 se obtuvo un R^2 de 0,9999 y una ecuación correspondiente a la linealidad, la cual se muestra a continuación.

$$\text{Función "Y"} = 0,0002 (P) + 3,3856 \quad \text{Ec. 5.1}$$

Lo que implica que la presión de burbujeo estimada en la prueba por el laboratorio de 6028 lpca es válida.

- b. **Prueba de Balance de Materiales:** Se utilizó consecutivamente para evaluar la confiabilidad del valor arrojado por el laboratorio sobre la variable Rs a la presión de burbujeo, que para este caso fue de 952.5 PCN /BN. En la siguiente Tabla 5.4 se muestra en resumen el resultado de la prueba destacando el Rs calculado con el procedimiento y el error asociado al mismo. Los cálculos detallados se muestran en el Apéndice I.2.

Tabla 5.4.- Prueba de Balance de Materiales, PVT Pozo ONV-79

Presión (lpca)	Bod (BY/BN)	ρ_o (g/cc)	γ_g	mo (g)	
14,7	1,000	0.920		920,317	
14,7	1,097	0,847	0,974	920,317	
409	1,129	0,837	0,756	944,973	
1113	1,167	0,824	0,722	961,608	
2116	1,217	0,808	0,692	983,336	
3119	1,270	0,794	0,678	1008,380	
4121	1,331	0,777	0,667	1034,187	
5113	1,398	0,756	0,661	1056,888	
6028	1,470	0,734	0,700	1078,980	
Presión (lpca)	mg (g)	Vg (PCN)	Rscalc (PCN/BN)	Rs (PCN/BN)	%E
14,7	0	0	0	0	0,00
14,7	0	0	0	0	0,00
409	24,656	0,93962	149,40	71,8	108,08
1113	16,635	0,66379	254,94	177,7	43,47
2116	21,728	0,90460	398,77	318,8	25,09
3119	25,044	1,06419	567,98	483,8	17,40
4121	25,807	1,11469	745,21	652,9	14,14
5113	22,701	0,98943	902,53	812,9	11,03
6028	22,092	0.91	1047.10	952,5	9.93

Este resultado y el error asociado se puede visualizar gráficamente en la Figura 5.2 comparación entre la Rs calculada y la Rs de la prueba diferencial versus presión.

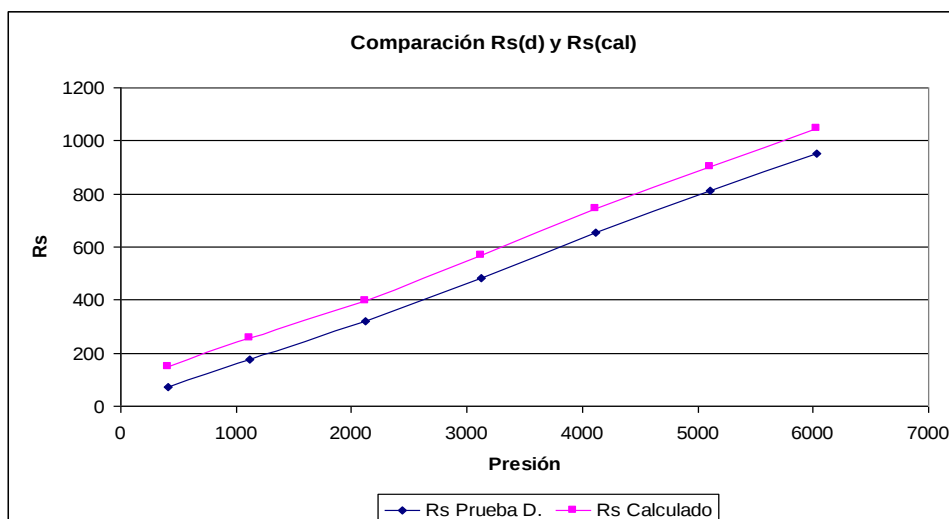


Figura 5.2 Comparación entre Rs Calculado y de Prueba, PVT Pozo ONV-79

Según los resultados obtenidos en el cálculo del error por los valores Rs de la prueba diferencial en la Tabla 5.4 estos superan el 5% (máximo error permitido). También en la Figura 5.2 se visualiza la diferencia entre valores de las dos curvas que no cotejan.

- c. Prueba de Densidad:** En esta etapa se comparó la diferencia entre la densidad medida en la prueba diferencial a la presión de burbuja respecto a la obtenida elaborada con los datos del separador. El error se puede observar en la Tabla 5.5. Los cálculos detallados se muestran en el Apéndice I.2.

Tabla 5.5.- Resultados de la Prueba de Densidad a la presión de burbujeo, PVT Pozo ONV-79

Densidad		E%
Prueba Diferencial (g/cc)	Densidad Recombinada en la prueba del separador (g/cc)	
0.734	0,710	3,57

La prueba resultó tener un error menor al 5%, por lo tanto la prueba de liberación diferencial y separador tienen consistencia interna.

d. Prueba de Desigualdad: Se utilizó la Ecuación 4.7 para los valores de presión suministrados en el estudio PVT. El resultado de este análisis se puede visualizar en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6.- Resultados de la Prueba de Desigualdad, PVT Pozo ONV-79

Presión (lpc)	$\Theta_{Bod}/\Delta P$ (BY/BN*lpc)	$B_g^*(\Theta_{Rs}/\Delta P)$ (BY/BN*lpc)	$(\Theta_{Bod}/\Delta P)$ $-(B_g\Theta_{Rs}/\Delta P) < 0$	Estado De Validez
6028	0,000079	0,000120	-0,000041	Válido
5113	0,000068	0,000149	-0,000082	Válido
4121	0,000061	0,000198	-0,000137	Válido
3119	0,000053	0,000277	-0,000225	Válido
2113	0,000050	0,000460	-0,000410	Válido
1113	0,000054	0,001374	-0,001320	Válido
409	0,000081	0,047303	-0,047221	Válido

La desigualdad fue válida para todos los intervalos evaluados manteniendo una consistencia numérica.

Los resultados de cada una de las otras validaciones se describen a continuación:

- **Prueba PVT, Pozo ONV-75:** Al analizar el informe emitido por la empresa de servicio se pudo determinar que al momento del muestreo la prueba fue representativa, no obstante arrojó inconsistencia en la prueba de balance de materia con un error del 9.07 % en el cálculo de R_s , la densidad por

recombinación tuvo un error del 13,45 % y por último la evaluación de desigualdad no se cumplió en 5 de 7 pasos de presión evaluados.

- **Prueba PVT, Pozo ONV-78:** Esta prueba no fue representativa ya que la RGP en el momento del muestreo fue diferente que la resultante en el laboratorio donde se hizo el estudio, por lo tanto no se realizó un estudio de consistencia.
- **Prueba PVT, Pozo ONV-79:** El estudio PVT completo más reciente efectuado en el campo Onado fue éste, el mismo fue representativo ya que cumplió con todos los requerimientos, pero la evaluación de consistencia no superó la prueba de balance de materiales dando como resultado un error de 11.10 % con respecto al valor R_s estimado por el estudio en el laboratorio, lo que implica que este estudio PVT tampoco es válido.

En la Tabla 5.7 se presenta un resumen de los resultados arrojados por las pruebas realizadas a los estudios PVT, los cuales corresponden a los pozos ONV-75, ONV-78 y ONV-79. Destacando los resultados en cada una de las fases y si los estudios PVT son válidos para las propiedades de los yacimientos.

Tabla 5.7.- Resultados de las Validaciones en la Pruebas PVT

Pruebas PVT	Yacimiento	Representatividad de la Muestra			Consistencia de la Muestra			
		Presión y Temp. en el separador en el muestreo	Temperatura del yacimiento y el análisis	RGP % de Error	Linealidad Función Y R ²	Balance de Materiales % de Error	Desigualdad	Densidad del Separador y el Análisis % de Error
Pozo ONV-75	U2-ONV51	Iguales	Iguales	4.277	0.9991	9.07	No Válido	13.45
Pozo ONV-78	F8S-ONV55	Iguales	Iguales	12.11	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Pozo ONV-79	S4-5L-ONV102	Iguales	Iguales	1.996	0.9999	11.10	Valido	3.57
Pruebas PVT		Representativo			Consistencia			
Pozo ONV-75		Si			No			
Pozo ONV-78		No			No			
Pozo ONV-79		Si			No			
					No Válido			
					No Válido			
					No Válido			

5.2.2 Generación de las propiedades PVT

En consecuencia de los resultados de las pruebas PVT y sus validaciones, se generó las propiedades a todos los fluidos de este estudio, para posteriormente ser utilizadas en los modelos de simulación.

A continuación se muestra en la tabla 5.8 el resumen de todas las propiedades PVT, las cuales fueron obtenidas mediante las correlaciones de Kartootmodjo, T y Schmidt, Z. ^[20].

Tabla 5.8.- Resumen de Propiedades PVT Sintéticas del Campo Onado

Yacimiento	γ_{gc}	R_{sb} (PCN/BN)	$R_{s,actual}$ (PCN/BN)	B_{ob} (BY/BN)	$B_{o,actual}$ (BY/BN)	μ_{od} (cp)	μ_{ol} (cp)
F8S- ONV55	0,720	943,28	517,37	1,1277	1,1272	0,776	0,358
H1,2- ONV65	0,712	721,20	548,60	1,1280	1,1277	3,552	0,960
R4U- ONV102	0,701	829,45	535,77	1,1372	1,1368	1,602	0,586
U1- ONV51	0,725	809,62	589,41	1,1371	1,1366	2,952	0,814
U2- ONV51	0,702	802,24	611,99	1,1363	1,1359	2,971	0,789
S4,5I- ONV102	0,691	836,49	749,76	1,1433	1,1432	1,611	0,439
S4,5SM- ONV42	0,702	762,33	646,56	1,1412	1,1410	3,205	0,785

No se presentaron variaciones altas entre las propiedades PVT, puesto que los fluidos están relativamente a las mismas condiciones tanto de presión como de temperatura en el campo Onado, solo se presentan pequeños cambios referentes a las presiones actuales de cada una de las acumulaciones.

5.3 Construcción de Curvas para el Influjo (IPR)

5.3.1 Estimación del Índice de Productividad

Los valores del índice de productividad para los pozos del Grupo 1 fueron extraídos de los informes de las pruebas “Build Up”, respecto al Grupo 2 se estimó el valor con la ecuación 3.1 (Capítulo III, Sección 3.3) y los cálculos del Grupo 3 se realizaron con la ecuación 4.13 (Capítulo IV, Sección 4.7.4).

A continuación se muestra en la tabla 5.9 los índices de productividad extraídos y calculados.

Tabla 5.9.- Valores de Índice de Productividad por Pozo

Grupo	Pozo	Yacimiento	IP (BN/Lpc*D)
1	ONV-79	S4,5I-ONV102	3,098
	ONV-102	R4U ONV102	0,404
	ONV-106	R4U ONV102	1,307
2	ONV-67	U2-ONV51	0,886
	ONV-70	H1,2-ONV65	1,453
	ONV-73	U1-ONV51	0,468
3	ONV-63	F8S-ONV55	1,859
	ONV-75	S4,5SM-ONV102	No se estimó

Realizando un análisis de los resultados anteriores se puede observar que los pozos ONV-102 y ONV-73 poseen una baja productividad, el primer pozo por su baja permeabilidad de 9,61 mD y el segundo en investigación según la tabla 4.2 del Capítulo IV, por lo tanto se desconoce la razón certera del IP por debajo de 0,5.

El pozo ONV-67 tiene un IP que refleja una mediana productividad, actualmente produce por LAG en el campo y es probable que tenga alguna reducción de la permeabilidad por algún daño.

Respecto a los pozos ONV-106, ONV-70 y ONV-63 muestran una alta productividad.

El pozo ONV-63 tiene una estimación aproximada del IP y esta relativamente fuera del rango de valores para los pozos del Campo con las mismas características.

Se puede destacar que el pozo ONV-106 presenta un IP mucho mayor que el determinado para el pozo ONV-102 que esta completado en la misma arena, pero esto es debido a que el ONV-106 tiene una mayor permeabilidad y el daño (S) posee un valor de 5,68. Este valor es menor a la mitad del daño en el pozo ONV-102 con un valor de 12,6.

Por último, se presentan dos casos importantes para el análisis, el primero es que el pozo ONV-79 en el yacimiento S4,5I-ONV102 presenta un valor de excelente productividad, esto es debido a su bajo daño, alta permeabilidad y lo mas resaltante que dentro de todos los yacimientos del campo es el mas nuevo con respecto a su explotación, lo que indica que es un buen prospecto para la implementación de LAG considerando a su vez el estado actual, en espera de trabajos de RA/RC por parte de la empresa.

Al pozo ONV-75 no se le pudo estimar un valor de IP, porque el pozo no dispone de pruebas de presión o de producción actualizadas, aunado a ese inconveniente que ya lo ubicaba en el Grupo 3 donde se le estimaría un IP aproximado, no cumple con una de las suposiciones en el arreglo matemático de la ecuación 4.13 de Darcy, donde se tiene la premisa que estos pozos no tienen movilidad de agua o su corte de agua que está por debajo del 3%. El Pozo ONV-75 presenta desde los inicios de su producción

un corte de agua de 80% lo que limita dentro de este Trabajo Especial de Grado que se realice un modelaje.

5.3.2 Representación de la curva IPR y potencial máximo en los pozos

Al suministrar los valores del modelo Black Oil en el Simulador PIPESIM tanto los parámetros de producción como los valores de las propiedades PVT, se pudo generar las curvas IPR y al estimar una presión de fondo fluyente igual a cero se obtuvo el potencial máximo de producción de cada uno de los pozos.

A continuación se pueden observar las curvas de influjo IPR de los pozos de Onado desde la Figura 5.3 hasta la Figura 5.9:

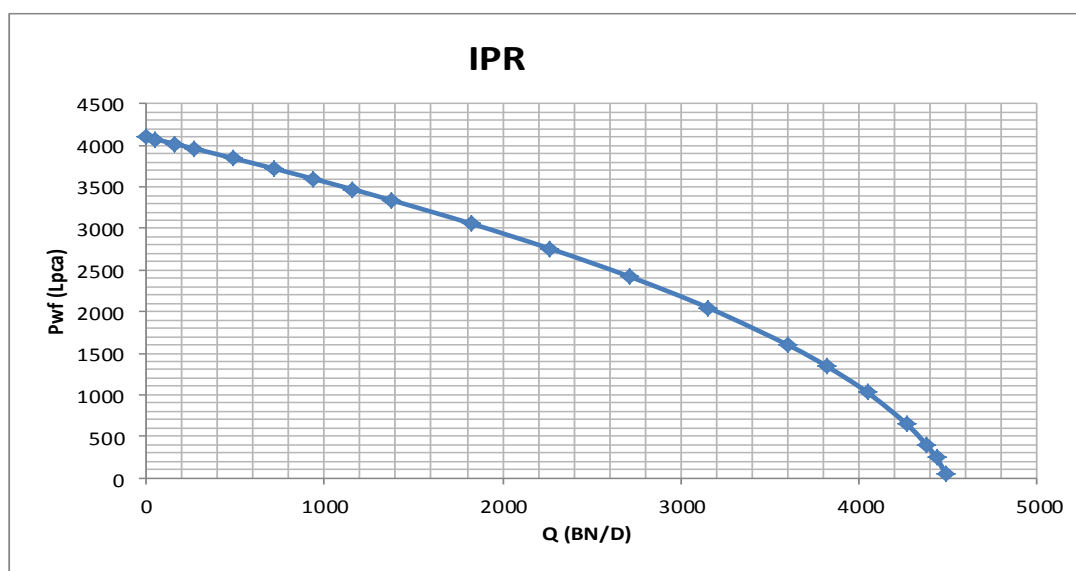


Figura 5.3 Curva IPR del Pozo ONV-63

Este pozo resultó tener el potencial más alto, esto es consecuencia de las aproximaciones asumidas en el cálculo del IP, por lo tanto es la curva de mayor incertidumbre.

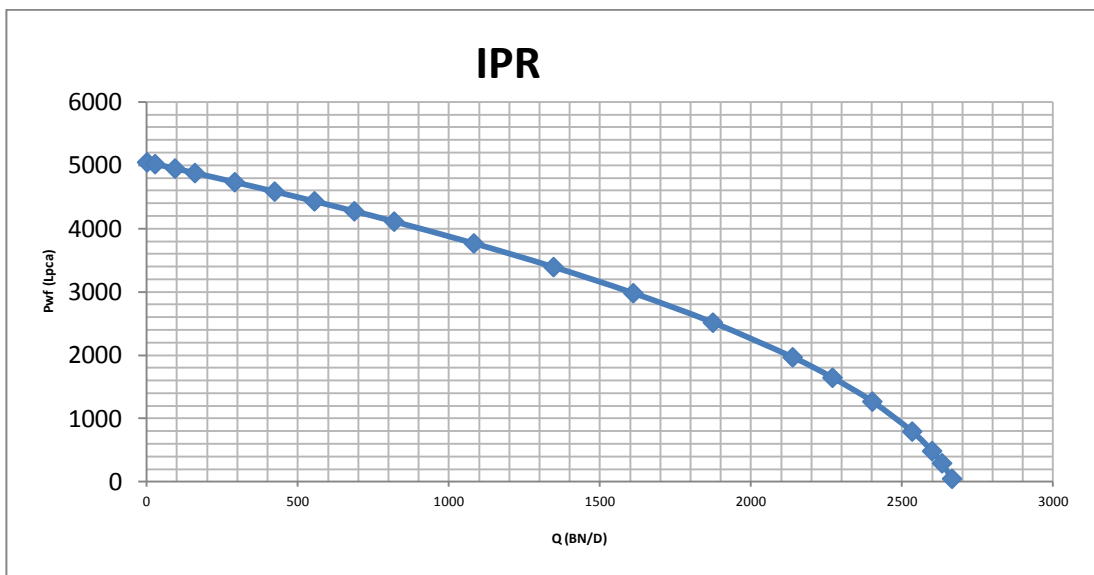


Figura 5.4 Curva IPR del Pozo ONV-67

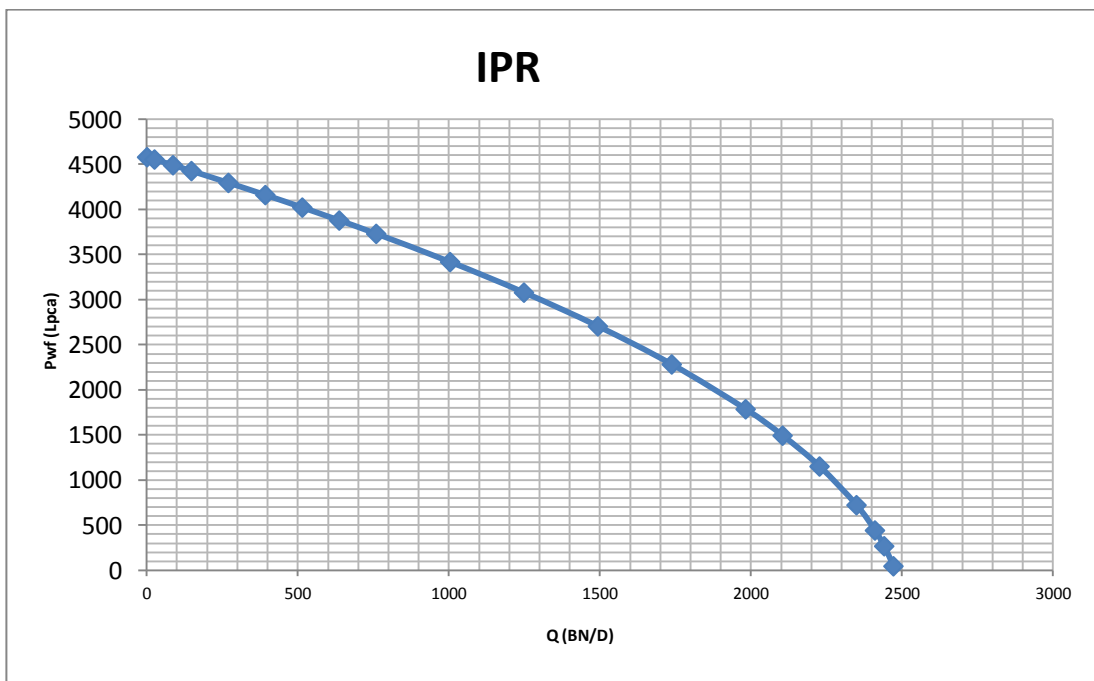


Figura 5.5 Curva IPR del Pozo ONV-70

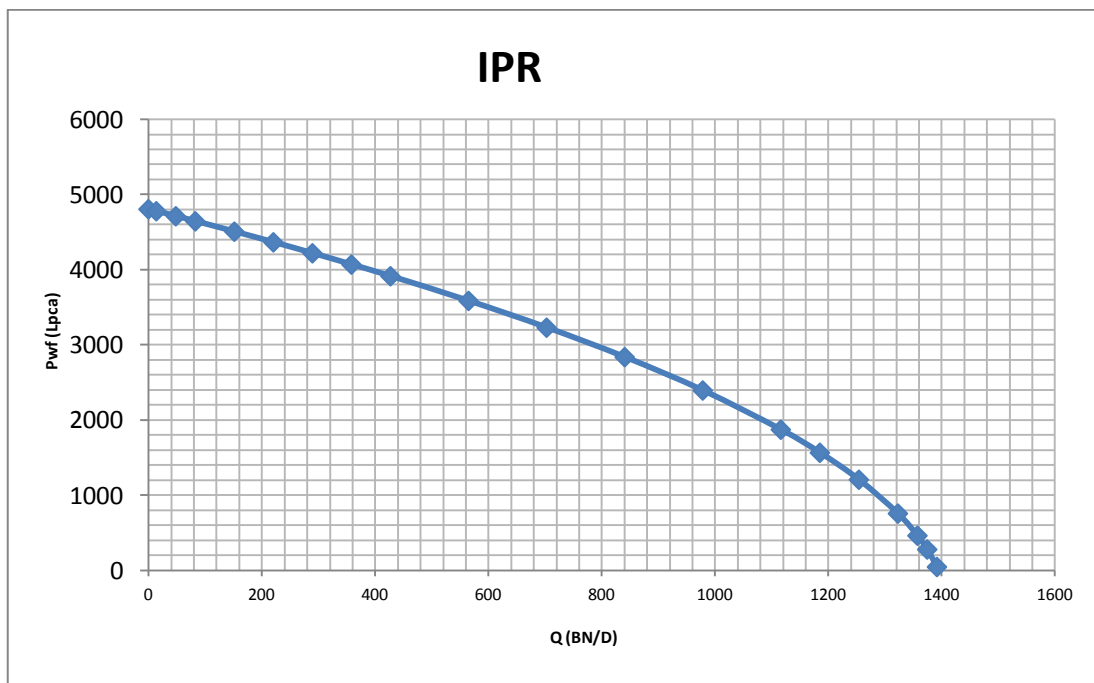


Figura 5.6 Curva IPR del Pozo ONV-73

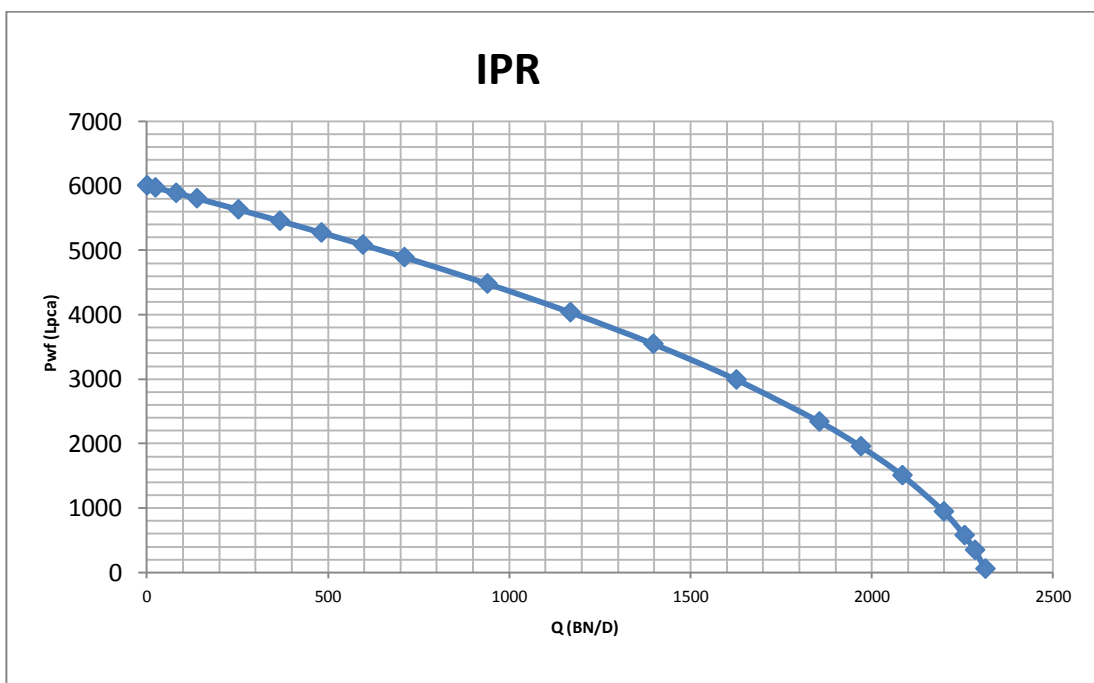


Figura 5.7 Curva IPR del Pozo ONV-79

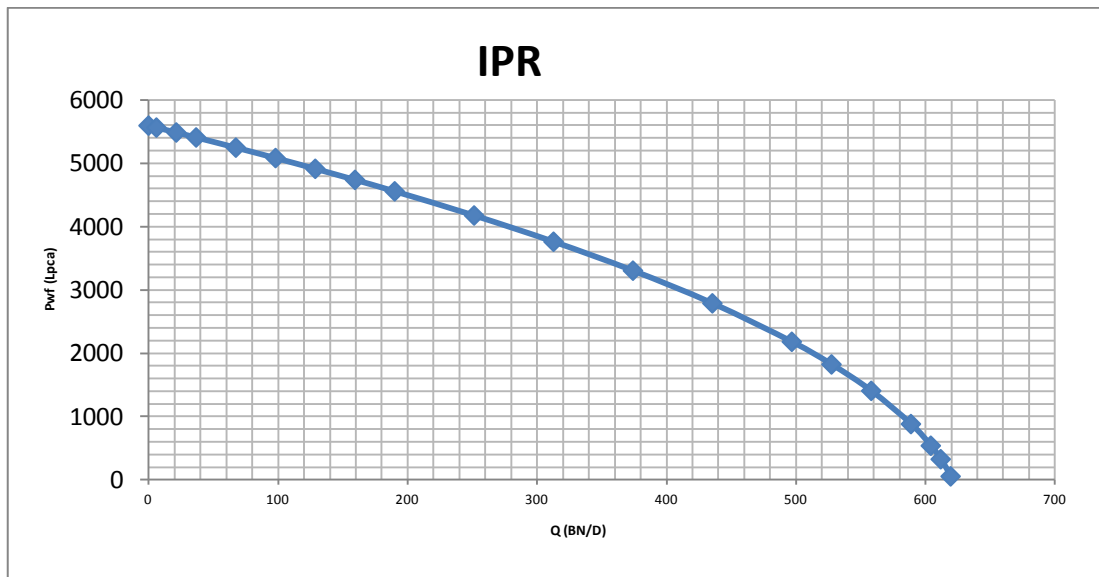


Figura 5.8 Curva IPR del Pozo ONV-102

El potencial más bajo lo reflejó el pozo ONV-102, esto por sus bajos valores de permeabilidad y radio de drenaje.

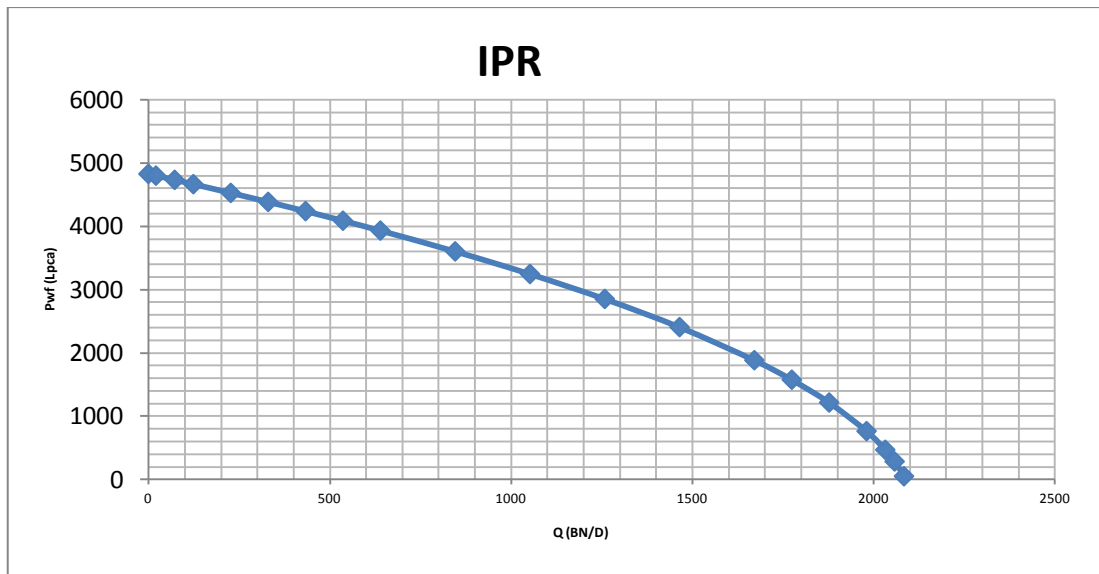


Figura 5.9 Curva IPR del Pozo ONV-106

Referente al potencial máximo de cada pozo se puede visualizar el resumen en la siguiente tabla:

Tabla 5.10.- Potencial Máximo Productivo de los Pozos

Grupo	Pozo	Q máx. (BN/D)
1	ONV-79	2312
	ONV-102	620
	ONV-106	2084
2	ONV-67	2665
	ONV-70	2471
	ONV-73	1392
3	ONV-63	4491

A diferencia de los pozos ONV-63 y ONV-102, todos los pozos tienen un potencial próximo a 2000BN/D de líquido.

5.4 Validación de Curvas para el Eflujo (VPL)

Luego de realizar la evaluación de los registros PLT en los pozos ONV-67, ONV-70 y ONV-73, se pudo determinar cuál es la correlación de flujo vertical que más se ajusta a cada uno de los pozos.

Los resultados de las simulaciones en el pozo ONV-67 se muestran en la figura 5.10 y para los pozos restantes en el apéndice II.2.

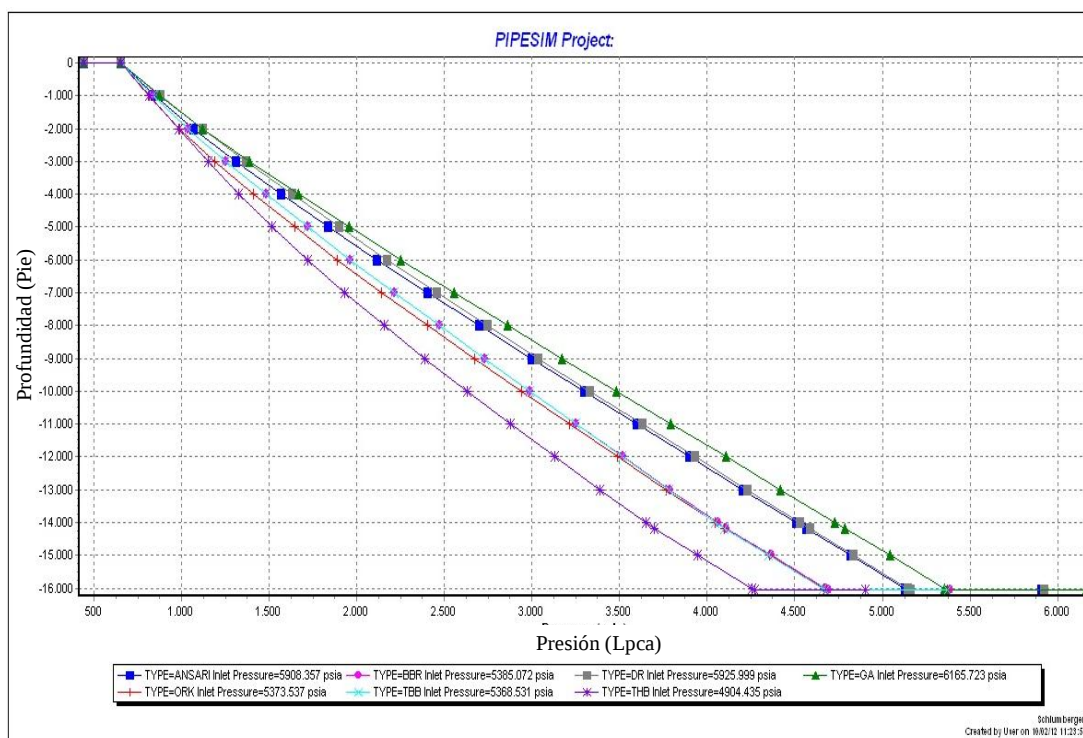


Figura 5.10 Cotejo de Correlaciones de Flujo Vertical en el Pozo ONV-67

En las tablas 5.11, 5.12 y 5.13, se muestra el detalle de la evaluación de las correlaciones en cada pozo. De esto se puede observar que la correlación de Hagedorn & Brown (Original) ^[11] exhibe mejor ajuste para los tres casos, por lo tanto se empleó para todos los pozos del Campo Onado. El ajuste más deficiente se obtuvo con la correlación de Govier, Aziz & Fogarasi ^[16].

Tabla 5.11.- Evaluación de las Correlaciones Verticales del Pozo ONV-67

Pozo ONV-67	Pwf (lpca)	4454
Correlación	Pwf (Lpca)	Error (%)
Ansari	5908	32,65
Beggs & Brill Revised	5385	20,90
Duns & Ros	5926	33,05
Govier, Aziz & Fogarasi	6166	38,43
Orkiszewski	5374	20,65
Beggs & Brill	5369	20,53
Hagedorn & Brown (Original)	4904	10,11

Tabla 5.12.- Evaluación de las Correlaciones Verticales del Pozo ONV-70

Pozo ONV-70	Pwf (lpca)	4166
Correlación	Pwf (Lpca)	Error (%)
Ansari	5008	20,22
Beggs & Brill Revised	4621	10,93
Duns & Ros	5032	20,78
Govier, Aziz & Fogarasi	5352	28,47
Orkiszewski	4194	0,66
Beggs & Brill	4555	9,34
Hagedorn & Brown (Original)	4164	0,04

Tabla 5.13.- Evaluación de las Correlaciones Verticales del Pozo ONV-73

Pozo ONV-73	Pwf (lpca)	4220
Correlación	Pwf (Lpca)	Error (%)
Ansari	4897	16,04
Beggs & Brill Revised	5415	28,31
Duns & Ros	5497	30,25
Govier, Aziz & Fogarasi	5410	28,21
Orkiszewski	5119	21,30
Beggs & Brill	5412	28,26
Hagedorn & Brown (Original)	4629	9,68

En el caso de la evaluación del pozo ONV-70 donde se obtuvo un error del 0.04%, se puede deducir que las fases viajan a diferentes velocidades y no se considera el deslizamiento según el tipo de patrón de flujo. Es por ello que en los pozos ONV-67 y ONV-73 si debe existir un deslizamiento entre las fases ya que el error aumenta cerca del 10%.

5.5 Selección del Coeficiente de Calor (U)

Luego de simular los gradiente de temperatura en el simulador con la correlación de Hagedorn & Brown (Original) ^[11], respectivamente para los valores de U de 1 y 2

[BTU/h*pie²*°F]. Se comparó con el gradiente arrojado por la prueba PLT del pozo ONV-67.

El resultado de las simulaciones se ve reflejado en la figura 5.11 como se puede apreciar el valor de U que más se ajusta es de 1, teniendo en cuenta que es más preciso entre 0 a 8000 pies a pesar de las desviaciones a mayores profundidades. Por lo tanto, se seleccionó el valor de 1 BTU/h*pie²*°F para todos los pozos.

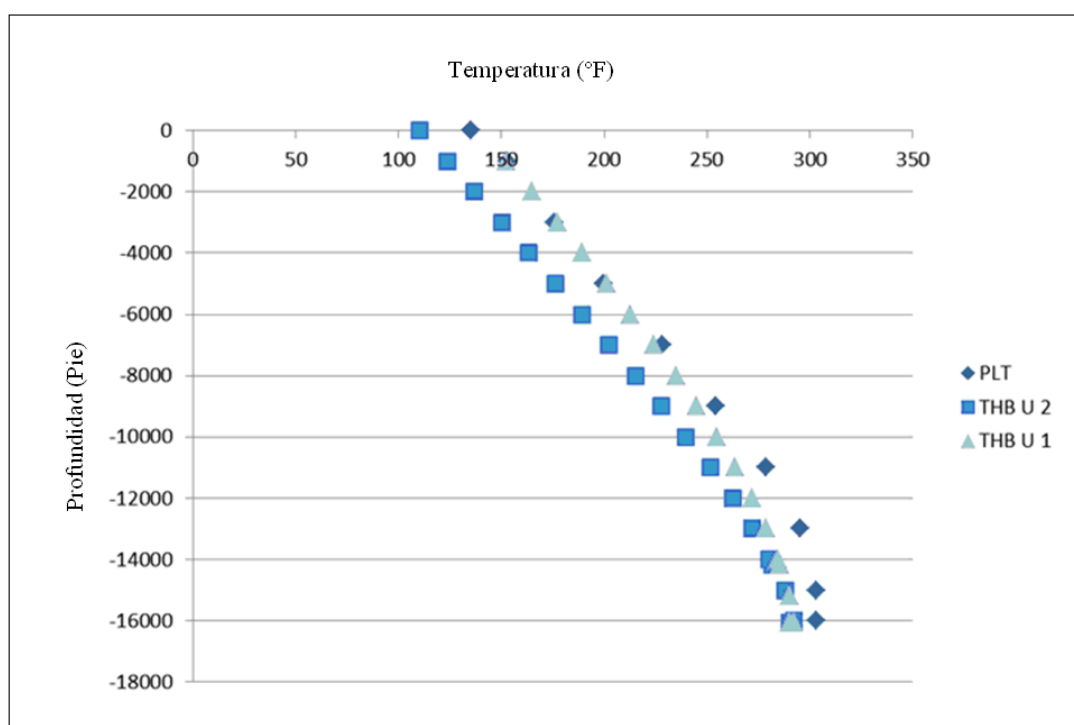


Figura 5.11 Cotejo de Coeficiente de Trasferencia de Calor (U)

5.6 Simulaciones

En esta etapa se evaluaron los modelos de simulación construidos respecto a la producción de Onado, tanto para el flujo natural en dos instantes de tiempo como para el flujo por LAG.

5.6.1 Flujo Natural

- Tiempo uno (T1)

Los análisis nodales con las curvas IPR y VLP obtenidas para el instante inicial de producción (T1) se pueden visualizar en el Apéndice III, no obstante se muestra en la figura 5.12 el resultado de la simulación en el pozo ONV-102.

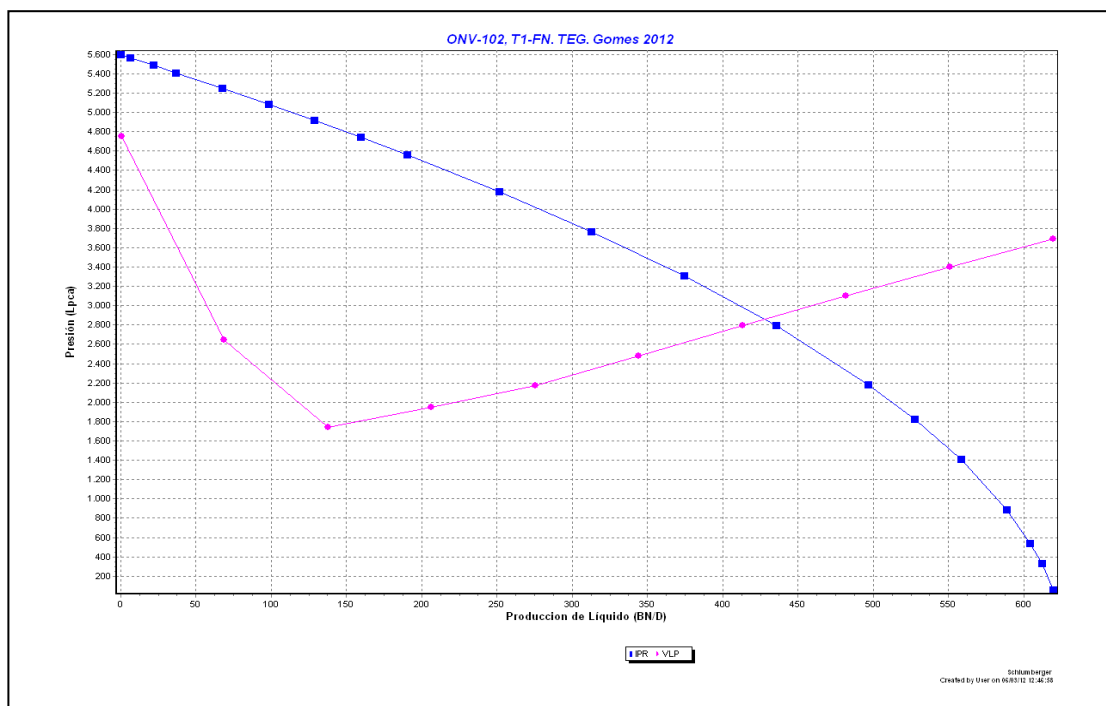


Figura 5.12 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-102 (T1)

Se obtuvo en los análisis nodales las tasas de producción y se compararon con las reales. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 5.14.- Comparación de Tasas de Producción Inicial

Pozo	QI (BN/D)		Error (%)
	Real	Análisis Nodal	
ONV-63	890	796	10,56
ONV-67	604	669	10,76
ONV-70	613	672	9,62
ONV-73	290	308	6,21
ONV-79	1130	917	18,85
ONV-102	460	427	7,17
ONV-106	860	830	3,49

Los menores errores se obtuvieron para los pozos ONV-70, ONV-73, ONV-102 y ONV-106 con valores por debajo del 10%, pero el mayor error lo arrojó el análisis realizado en el pozo ONV-79 y teniendo en cuenta que este pozo se modeló con los resultados de la última prueba Build Up no es satisfactorio el error obtenido de 18,85%.

Para los pozos ONV-63, ONV-67, ONV-70, ONV-73 y ONV-106 se obtuvieron dos puntos de intersección en las gráficas generadas (Ver Apéndice III), el primer punto donde ambas curvas tienen pendiente negativa, físicamente para un flujo multifásico conlleva fluctuaciones, por lo tanto no se considera un punto de equilibrio siendo probable que el pozo deje de fluir. En cambio para el segundo punto, donde las curvas tienen pendientes diferentes no se generan fluctuaciones y se alcanza a un punto de equilibrio. Por lo tanto el segundo punto fue el seleccionado para la validación de los modelos.

En los pozos ONV-79 y ONV-102 se obtuvo un solo punto de intersección muy característico de la producción de los pozos, la cual, se mantuvo constante durante su fase inicial de producción, contrario a los pozos que no tuvieron un solo punto donde su producción se mantuvo en el rango de las dos intersecciones.

- **Tiempo dos (T2)**

Se validaron los modelos con las condiciones de los pozos para el tiempo dos (T2) realizando sensibilidades de las presiones estáticas con un rango ± 50 lpca. El punto medio de intersección simulado fue el seleccionado para la comparación con la tasa de producción real.

A continuación se muestra el análisis de sensibilidad realizado en el pozo ONV-73, los análisis de los demás pozos se pueden visualizar en el Apéndice III.

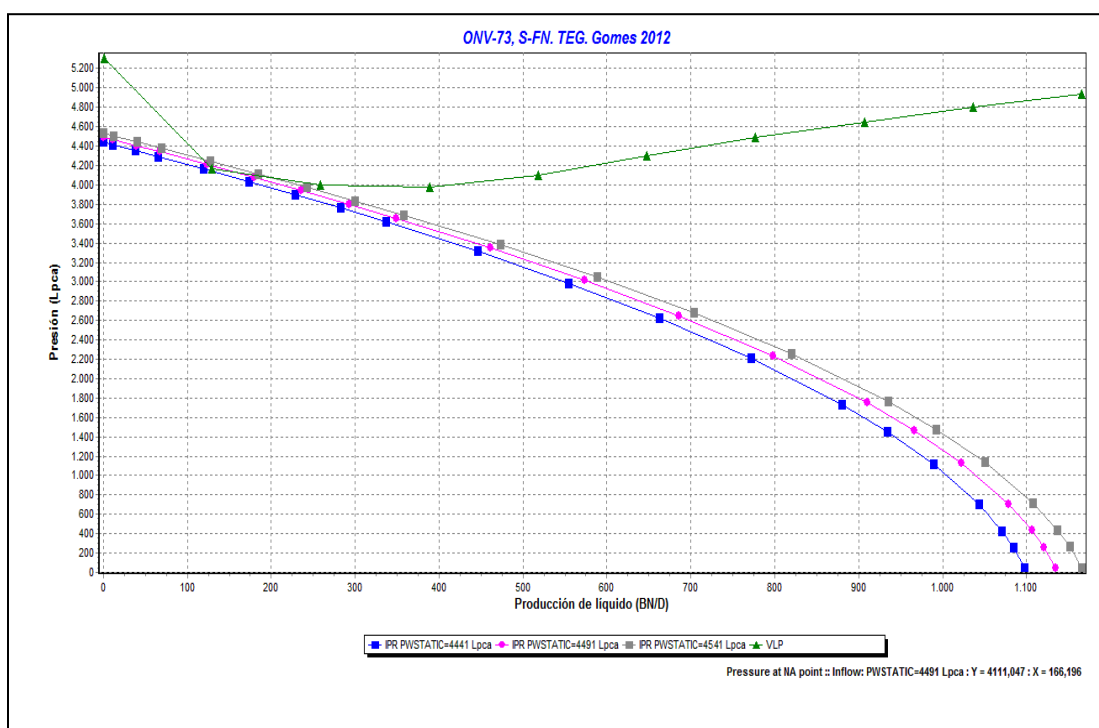


Figura 5.13 Sensibilidades de la Presión Estática en el pozo ONV-73 (T2)

En la tabla 5.15 se muestra el resumen de las simulaciones realizadas en cada pozo tanto la tasa de producción y su respectiva presión de fondo fluyente en el tiempo T2.

Tabla 5.15.- Resumen de los Análisis Nodales en los Pozos a T2

Yac.	Pozo	Ql Real en T2 (BN/D)	Ql Análisis Nodal (BN/D)	Error de Ql (%)	Presión De fondo fluyente (Lpca)
F8S- ONV55	ONV-63	540	513	5,00	3810
H1,2- ONV65	ONV-70	620	579	6,61	3698
R4U- ONV102	ONV-106	350	387	10,57	3040
U1- ONV51	ONV-73	156	166	6,41	4111
U2- ONV51	ONV-67	501	573	14,37	4289
R4U- ONV102*	ONV-102	121	129	6,61	3547

Las estimaciones de las tasas de producción con las curvas de afluencia y demanda para los pozos ONV-63, ONV-70, ONV-73 y ONV-102 son la de mejor ajuste y ciertamente válidas. Sin embargo, para el pozo ONV-106 con un valor del 10,57% es considerado aun válido, pero para el pozo ONV-67 un error del 14,37% es un resultado no válido, lo cual, no describe la producción del pozo.

Respecto al análisis elaborado para el pozo ONV-79, según los informes emitidos en la carpeta del pozo el Departamento de RA/RC, se le han elaborado trabajos de limpieza en dos oportunidades donde se ha buscado limpiar el hoyo de la producción de arena que se acumula en el fondo. Por lo tanto, se realizó un análisis de sensibilidad respecto al aumento del daño en la formación. El análisis se puede visualizar en la figura 5.14.

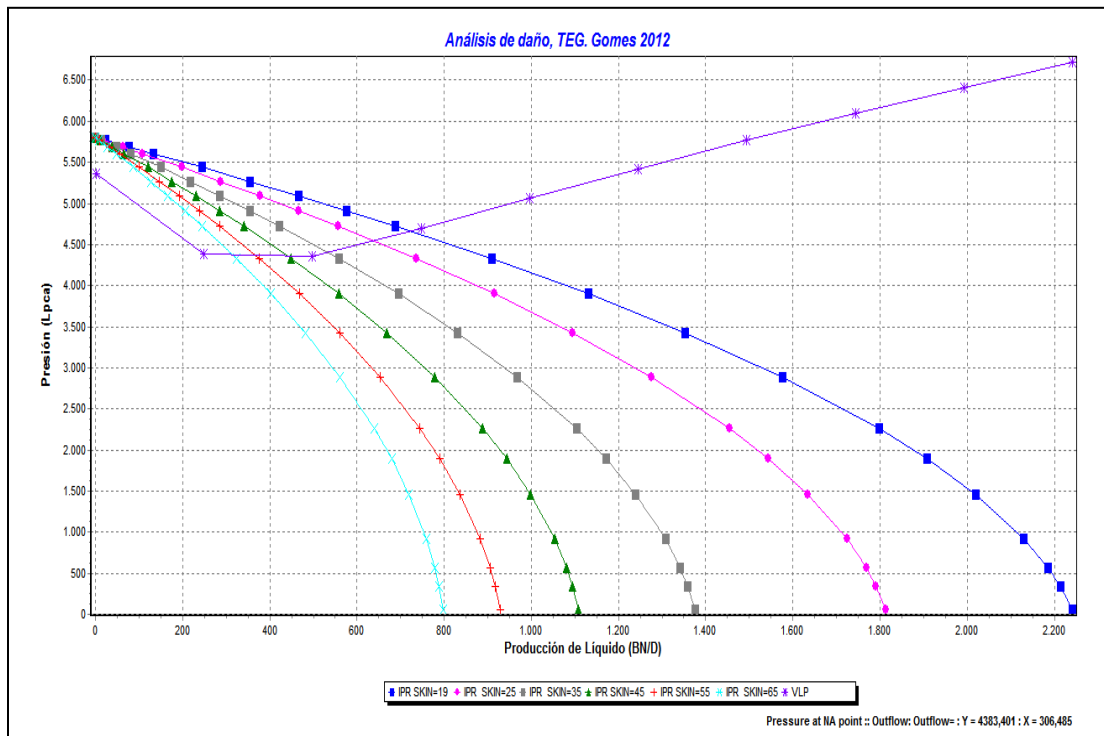


Figura 5. 14 Sensibilidades de Daño en el Pozo ONV-79 (T2)

Aumentando el daño desde un valor de 19.5 original hasta un máximo de 65 se obtuvo una tasa de producción de 306 BN/D que en comparación con la producción real de 315 BN/D arroja un error del 2,86 %. Como la causa del daño aún no se conoce con certeza y aunado a una actividad de tratamiento con ácido aprobada por la empresa, la cual, modificará las condiciones de la curva IPR, el modelo de simulación se consideró no válido para la siguiente etapa de la investigación.

En la sección 5.6.3 de este capítulo se realizará un resumen de las simulaciones tanto del flujo natural como del flujo con LAG.

5.6.2 Levantamiento Artificial por Gas

La simulación del proceso de inyección de cada pozo se comenta a continuación, destacando el punto de intersección del análisis nodal y la curva de rendimiento del pozo con el LAG.

- **Pozo ONV-63**

El resultado de la simulación del pozo con el sistema de levantamiento para las condiciones actuales se puede visualizar en la siguiente figura:

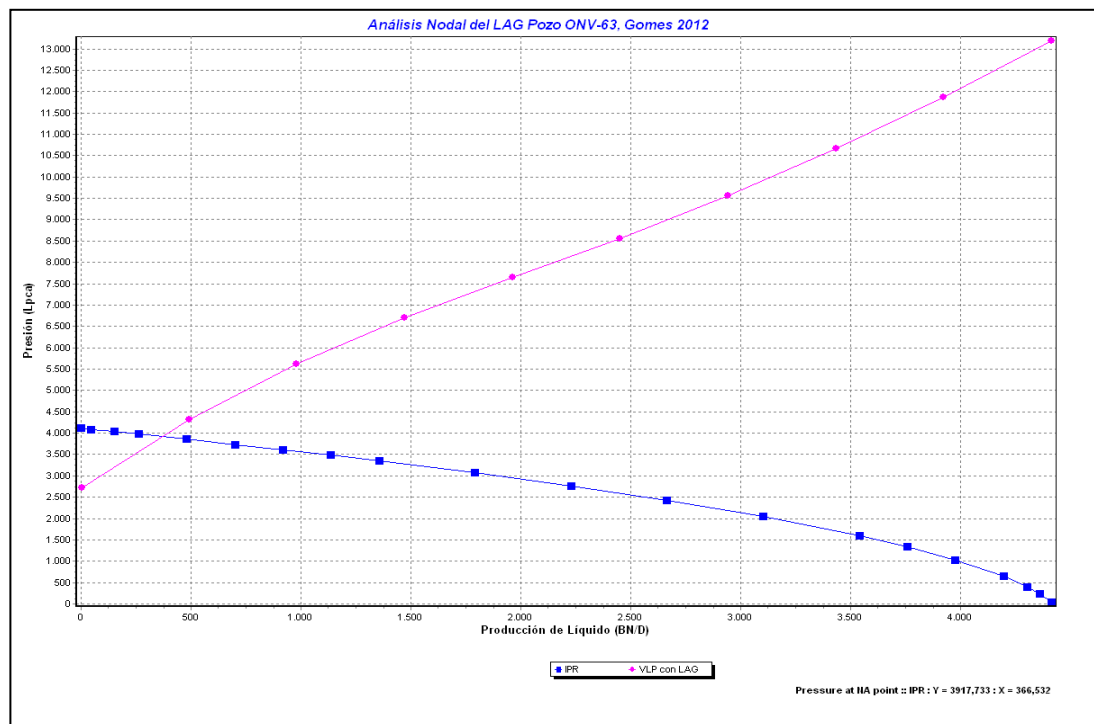


Figura 5. 15 Análisis Nodal del LAG Pozo ONV-63

Se puede observar en la tabla 5.16 el resumen del análisis nodal elaborado en el pozo.

Tabla 5.16.- Resultados del Análisis Nodal LAG Pozo ONV-63

Fuente	Ql (BN/D)	Qo (BN/D)	Qw (BN/D)
Real	565	113	452
Simulado	374	73	301
Error (%)	33,81	35,40	33,41

El error del análisis nodal anterior esta entre 33 al 35 %, estos valores implican que el análisis no es representativo para el proceso de inyección del gas, por lo tanto, no se procedió a realizar otro tipo de validación con este estudio.

- **Pozo ONV-67**

El resultado de la simulación del pozo con el sistema de levantamiento para las condiciones actuales se puede visualizar en la siguiente figura:

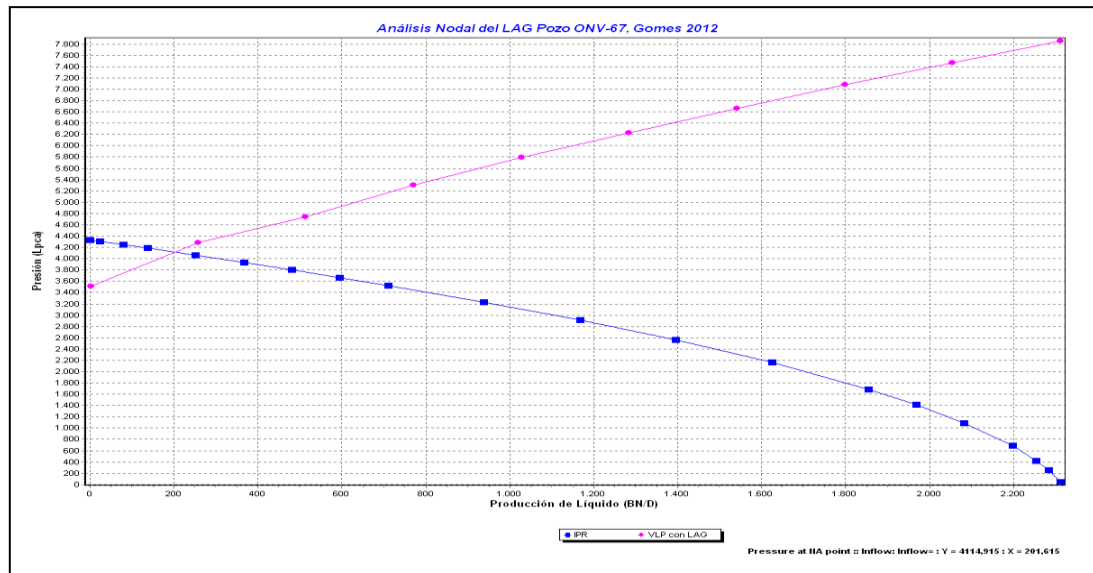


Figura 5. 16 Análisis Nodal del LAG Pozo ONV-67

Se puede visualizar el resumen de la simulación en la siguiente tabla con su respectivo error en la estimación.

Tabla 5.17.- Resultados del Análisis Nodal LAG Pozo ONV-67

Fuente	Ql (BN/D)	Qo (BN/D)	Qw (BN/D)
Real	221	105	116
Simulado	201	120	81
Error (%)	9,05	14,29	30,17

Los resultados reflejan que la producción de agua no coteja con la producción real, y aunque la producción de petróleo tiene un error del 14.29 % este valor no se considera suficientemente satisfactorio.

Posteriormente, se realizó la validación del modelo con la respuesta del proceso de inyección de gas y las tasas de producción de petróleo en el simulador como se muestra en la figura 5.17.

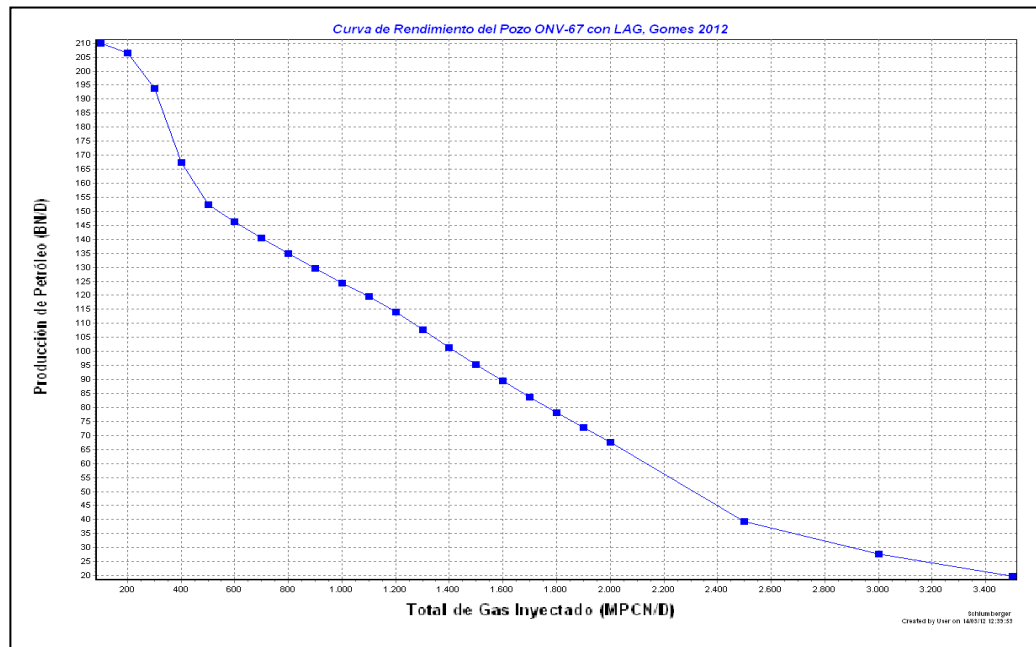


Figura 5. 17 Curva de Rendimiento del Pozo ONV-67 con LAG

Los resultados mostrados en la figura anterior se compararon con los valores obtenidos en campo por la superintendencia de producción. La curva real y la simulada se pueden visualizar en la figura 5.18 y observar los resultados en la tabla 5.18.

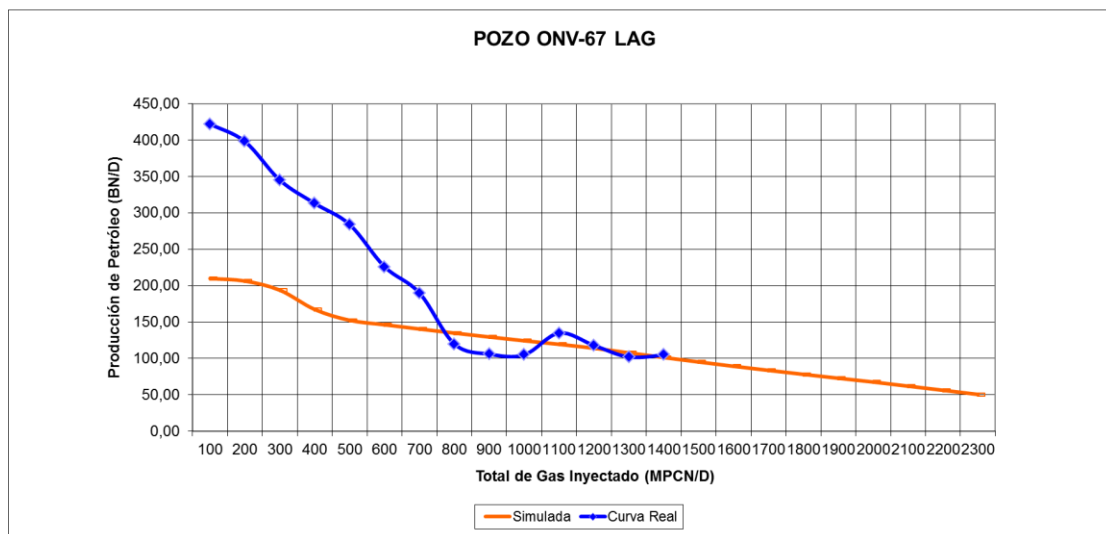


Figura 5. 18 Comparación de la Curva de Rendimiento del Pozo ONV-67

Tabla 5.18.- Comparación de la Simulación versus Producción Real en la Curva de Rendimiento del pozo ONV-67

Qg, Inyectado (MPCN/D)	Qo Real (BN/D)	Qo Simulada (BN/D)	Error (%)	Qg, Inyectado (MPCN/D)	Qo Real (BN/D)	Qo Simulada (BN/D)	Error (%)
100	422	209,92	50,26	1000	105	124,43	18,50
200	398	206,40	48,14	1100	135	119,51	11,48
300	345	193,83	43,82	1200	118	114,15	3,27
400	313	167,35	46,53	1300	102	107,77	5,65
500	284	152,48	46,31	1400	105	101,35	3,47
600	226	146,38	35,23	$\text{Error Total} = \frac{\sum_{iny100}^{iny1400} \%Error}{n}$ = 26,67 %			
700	190	140,53	26,03				
800	120	134,92	12,44				
900	10	129,56	22,22				

La figura 5.18 y el error total de 26,67 % demuestran que el comportamiento simulado no se asemeja al real. Aunque el comportamiento no se ajusta a la realidad se aprecia que la inyección no aumenta la producción de petróleo sino que la mantiene o la disminuye, este efecto es muy probable por una disminución en el IP, además que el comportamiento es característico en pozos donde se mantiene la producción con el gas inyectado, no obstante la disminución del flujo es inevitable.

Es importante resaltar que el fenómeno ocurrido anteriormente denota una baja de productividad en el pozo, es decir ya el método de levantamiento artificial por gas continuo no es un método factible, no existe un aumento en la producción con el sistema de inyección solo se genera una tasa constante de producción.

Para comprender un poco mejor lo ocurrido en el pozo ONV-67 se puede visualizar el flujo con inyección de gas, con 100 MPCN/D y 1500 MPCN/D inyectados, en la siguiente figura 5.19 se puede visualizar que el pozo sin flujo de gas no produce, pero una tasa mínima de inyección, en esta caso 100 MPCN/D de gas puede producir más líquido que una tasa mayor como 1500 MPCN/D.

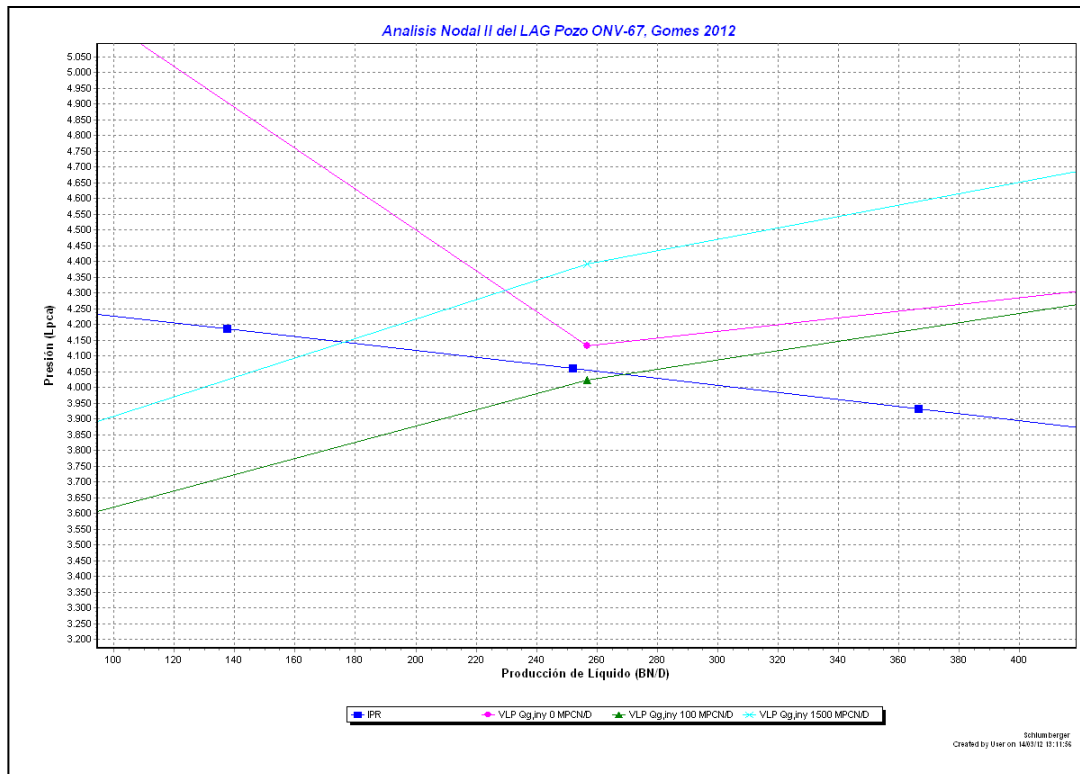


Figura 5. 19 Análisis Nodal II del LAG Pozo ONV-67

• Pozo ONV-70

El resultado de la simulación del pozo con el sistema de levantamiento para las condiciones actuales se puede visualizar en la figura 5.20.

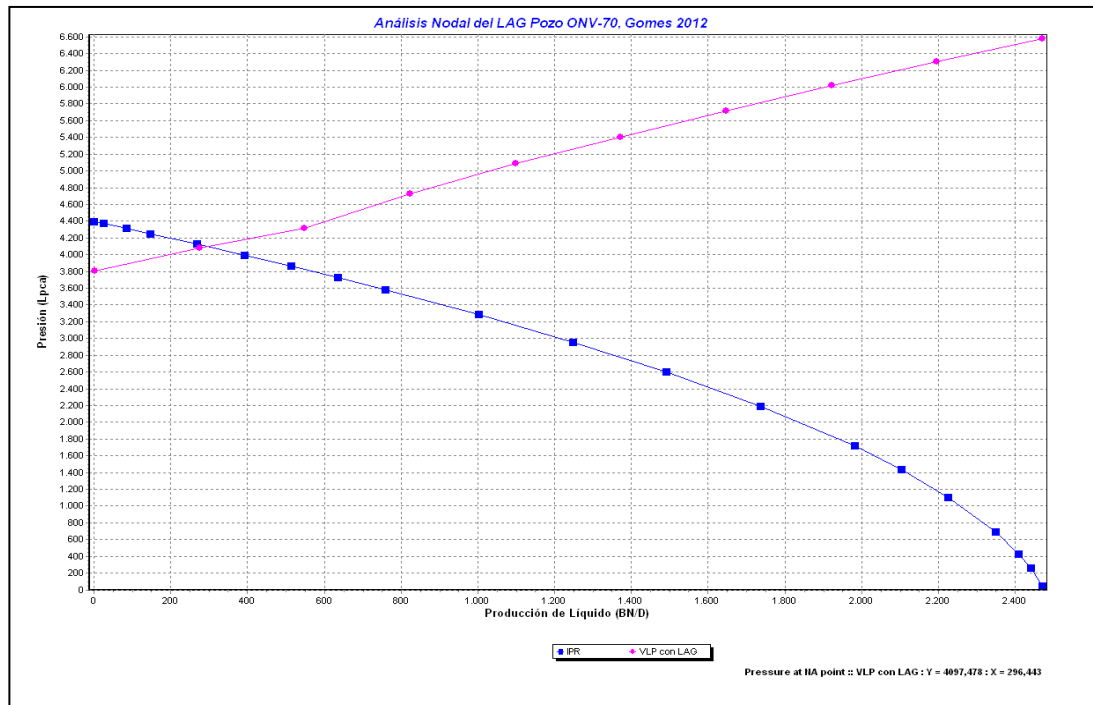


Figura 5. 20 Análisis Nodal del LAG Pozo ONV-70

Se puede visualizar el resumen de la simulación en la siguiente tabla con su respectivo error en la estimación.

Tabla 5.19.- Resultados del Análisis Nodal LAG Pozo ONV-70

Fuente	Q _I (BN/D)	Q _o (BN/D)	Q _w (BN/D)
Real	510	51	459
Simulado	295	35	260
Error (%)	42,16	31,37	43,36

El estudio en el pozo ONV-70 arrojó un error entre el 31 al 43 %, por lo tanto no se realizó el otro proceso de validación al igual que el pozo ONV-63.

- **Pozo ONV-106**

El resultado de la simulación del pozo con el sistema de levantamiento para las condiciones actuales se puede visualizar en la figura 5.21.

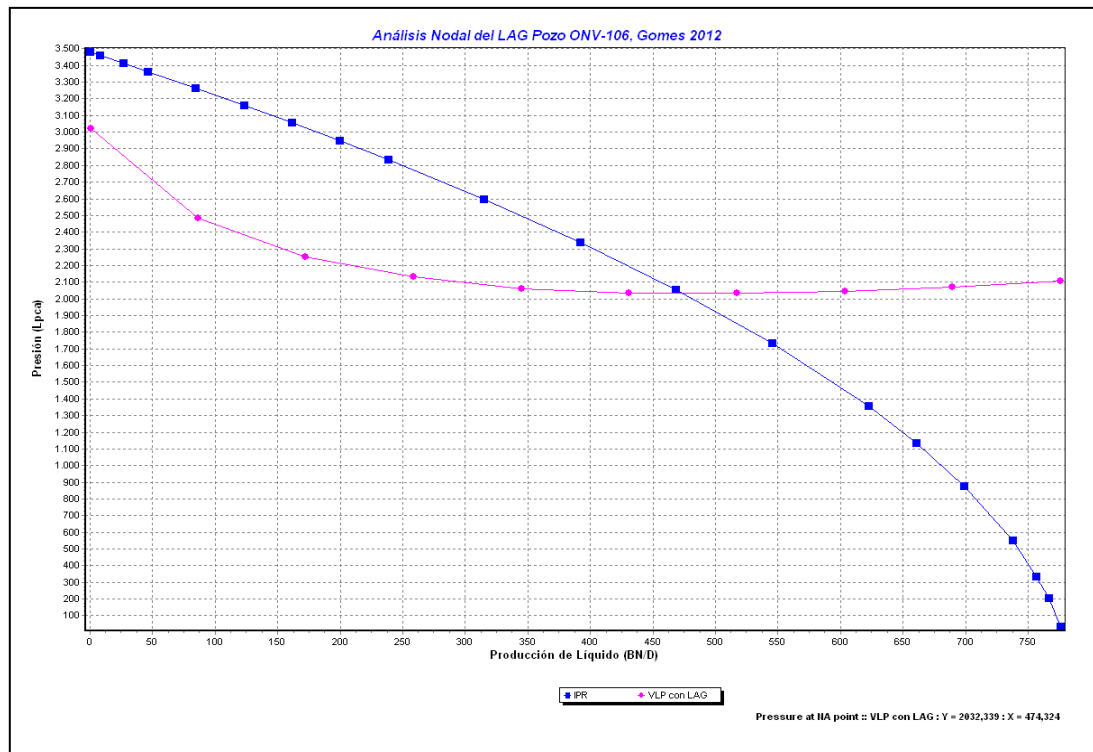


Figura 5. 21 Análisis Nodal del LAG Pozo ONV-106

Se muestra el resumen de la simulación en la tabla 5.20 con su respectivo error en la estimación.

Tabla 5.20.- Resultados del Análisis Nodal LAG Pozo ONV-106

Fuente	Ql (BN/D)	Qo (BN/D)	Qw (BN/D)
Real	450	419	31
Simulado	474	440	34
Error (%)	5,33	5,01	9,68

En este caso, los resultados se encuentran por debajo del 10%, lo que implica que el modelo se acerca al comportamiento real del pozo.

Posteriormente se evaluó la respuesta del proceso de inyección de gas y las tasas de producción de petróleo en el simulador como se muestra en la figura 5.22

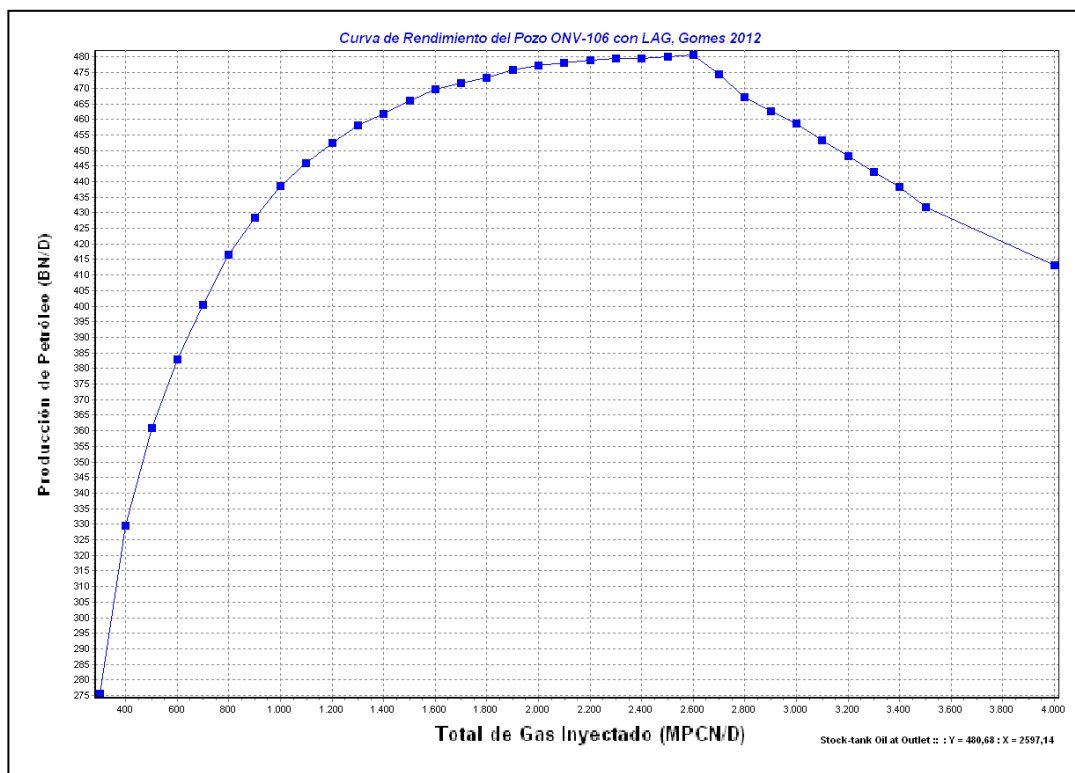


Figura 5. 22 Curva de Rendimiento del Pozo ONV-106 con LAG

Los resultados de la figura anterior se compararon con los valores obtenidos en Campo por la Superintendencia de Producción, con la finalidad de validar el modelo a diferentes tasas de inyección. La curva real y la simulada se pueden visualizar en la figura 5.23 y observar los resultados en la tabla 5.21.

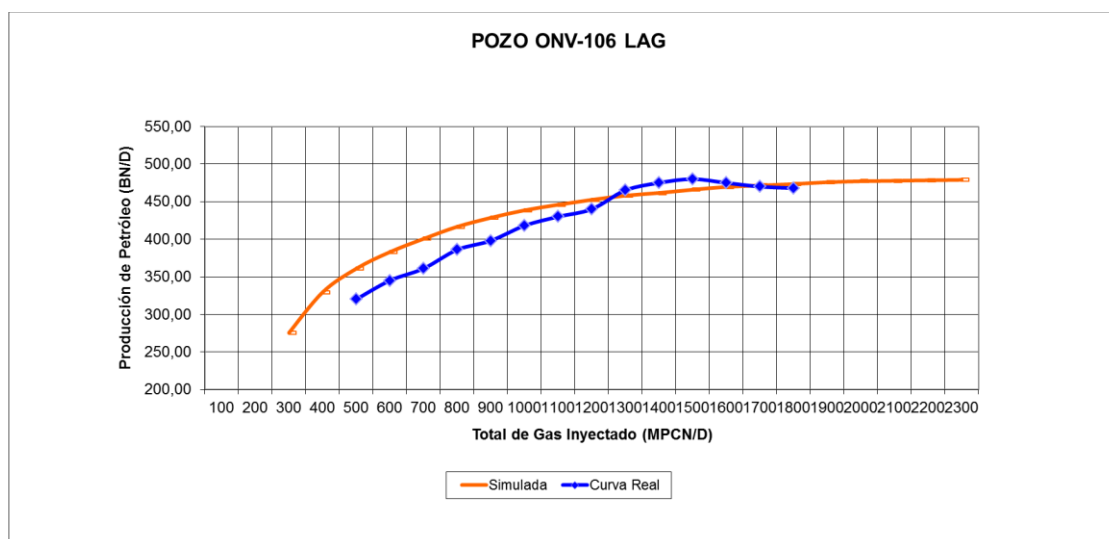


Figura 5.23 Comparación de la Curva de Rendimiento del Pozo ONV-106

Tabla 5.21.- Comparación de la Simulación versus Producción Real en la Curva de Rendimiento del Pozo ONV-106

Qg, Inyectado (MPCN/D)	Qo Real (BN/D)	Qo Simulada (BN/D)	Error (%)	Qg, Inyectado (MPCN/D)	Qo Real (BN/D)	Qo Simulada (BN/D)	Error (%)
300	-	276	-	1200	440	452	2,84
400	-	329	-	1300	465	458	1,50
500	320	361	12,77	1400	475	462	2,82
600	345	383	11,02	1500	480	466	2,94
700	361	401	10,96	1600	475	470	1,13
800	386	417	7,94	1700	470	472	0,33
900	398	429	7,67	1800	468	473	1,16
1000	418	438	4,90	$\text{Error Total} = \frac{\sum_{iny300}^{iny1800} \%Error}{n}$ = 5.12 %			
1100	430	446	3,70				

La figura 5.23 y el error total de 5.12 % demuestran que el comportamiento simulado se asemeja al real. Es importante resaltar que en el pozo no se han inyectado 2.6 MMPCN/D de gas aunque la simulación manifiesta que es el punto técnico óptimo con una producción de petróleo de 480 BN/D y su punto óptimo teórico es de 1.3 MMPCN/D de inyección de gas para 458 BN/D de petróleo.

- **Diseño del LAG pozo ONV-73**

Las curvas de rendimiento del pozo para diferentes profundidades de inyección generadas por el simulador se pueden ver a continuación para la correlación de flujo vertical de mejor ajuste (ver Figura 5.24) y de ajuste más deficiente (ver Figura 5.25).

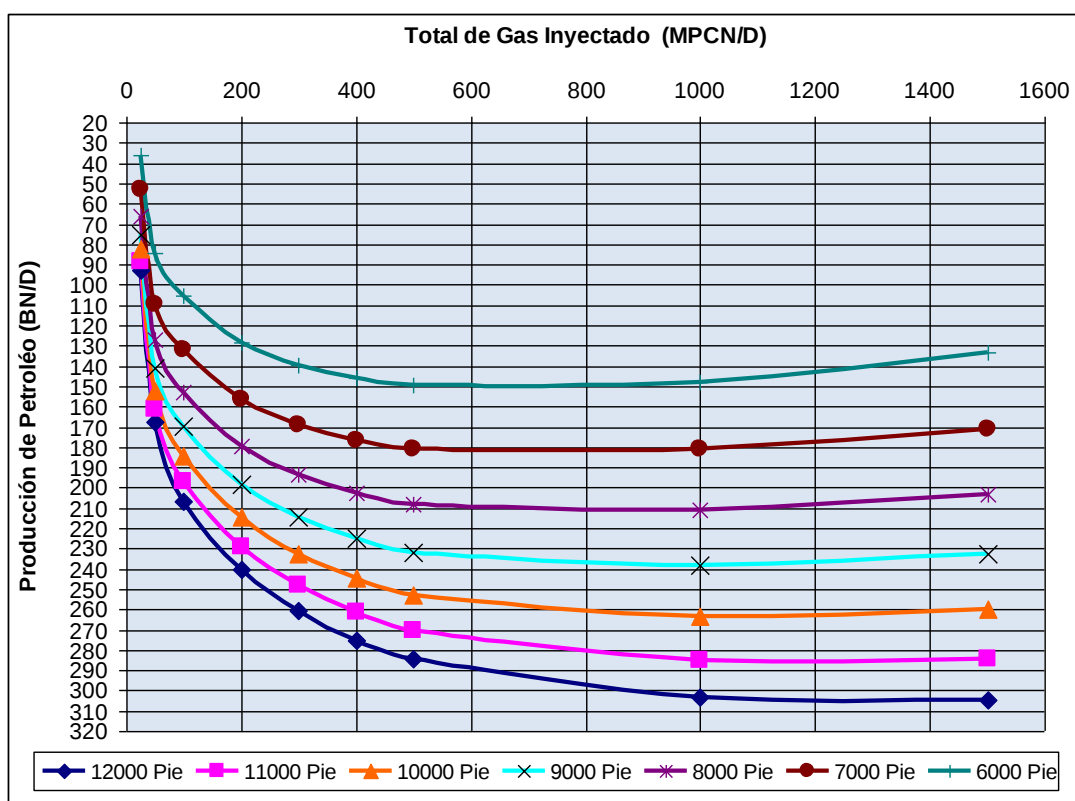


Figura 5.24 Sensibilidad Optimista de la Curva de Rendimiento del Pozo ONV-73 con LAG

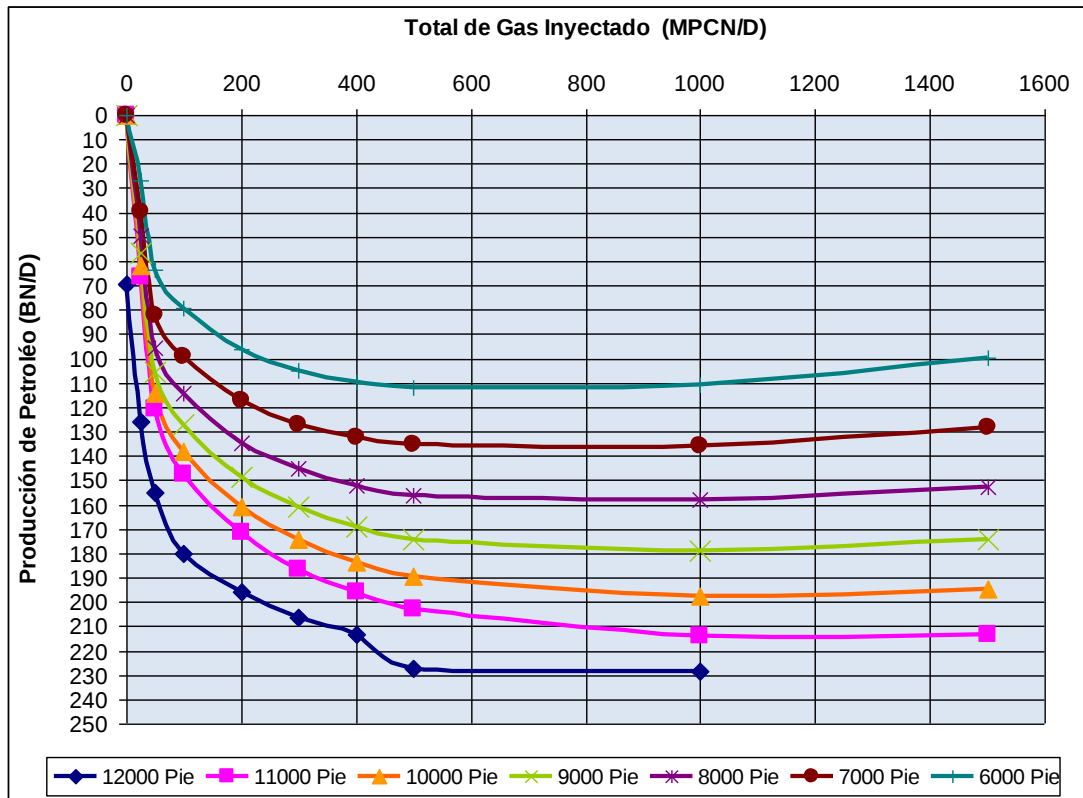


Figura 5.25 Sensibilidad Pesimista de la Curva de Rendimiento del Pozo ONV-73 con LAG

Según los resultados obtenidos en las figuras 5.24 y 5.25, se puede observar que inyectar gas después de una profundidad de 10000 pies ya no es considerable de ser posible, ya que no se generará un aumento en la producción de petróleo. Este aspecto es importante si en el futuro se decide implementar LAG con válvulas con la finalidad de descender la profundidad de inyección dentro del pozo.

A continuación se puede observar en la figura 5.26 la profundidad máxima de inyección para el pozo ONV-73, obtenida a través de la hoja de cálculo.

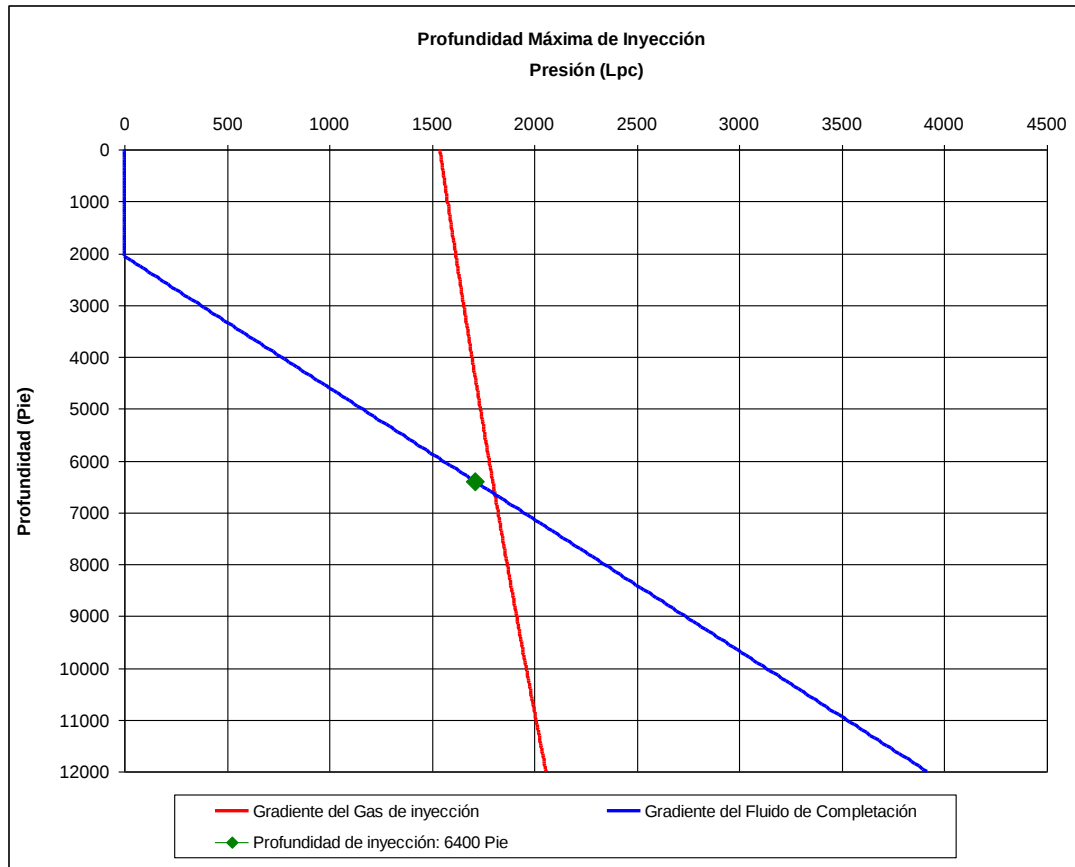


Figura 5.26 Profundidad Máxima de Inyección de Gas en el Pozo ONV-73

Según los resultados obtenidos y teniendo una profundidad de **6400 pies** de inyección por tubería continua, se estimaron las siguientes tasas de inyección y producción óptimas para el pozo, como se pueden ver a continuación en la tabla 5.22.

Tabla 5.22.- Tasas Estimadas de Inyección y Producción para el Sistema de LAG del Pozo ONV-73

Pozo ONV-73	Q,gas iny (MPCN/D)	Q,Petróleo (BN/D)	Profundidad Del CT (Pie)
Optimista	500	160	6400
Pesimista	500	117	

- Diseño del LAG pozo ONV-102

Al igual que el pozo anterior se generaron las curvas de rendimiento para diferentes profundidades de inyección en el simulador las cuales se pueden ver a continuación para la correlación VLP de mejor ajuste (ver Figura 5.27) y el ajuste más deficiente (ver Figura 5.28).

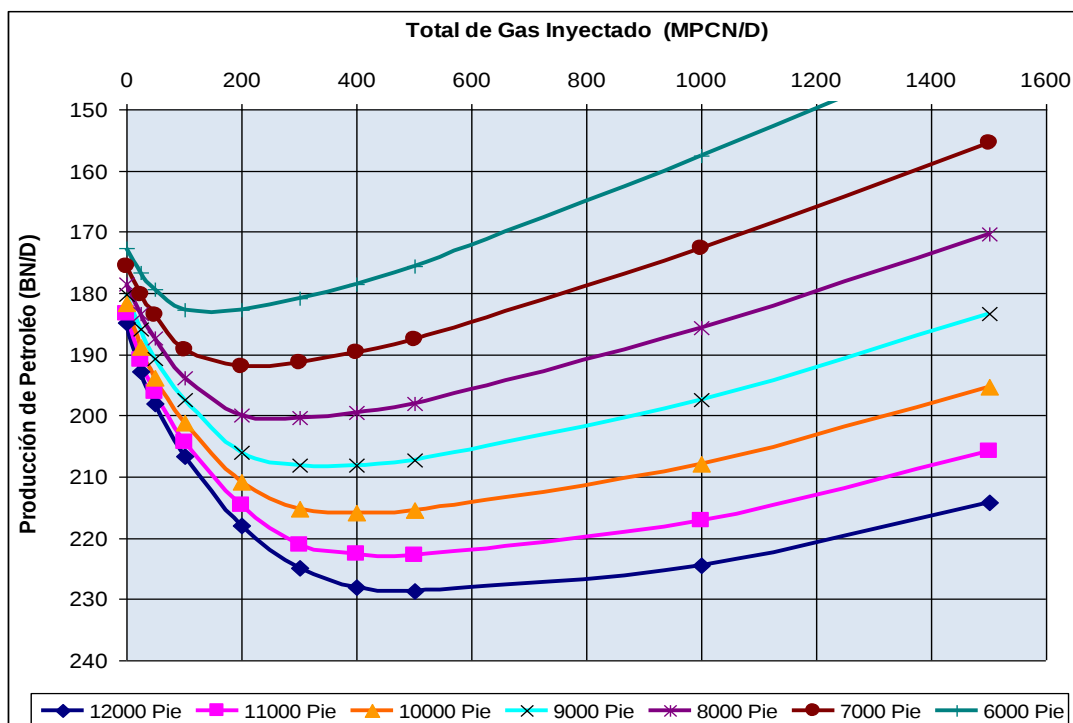


Figura 5.27 Sensibilidad Optimista de la Curva de Rendimiento del Pozo ONV-102 con LAG

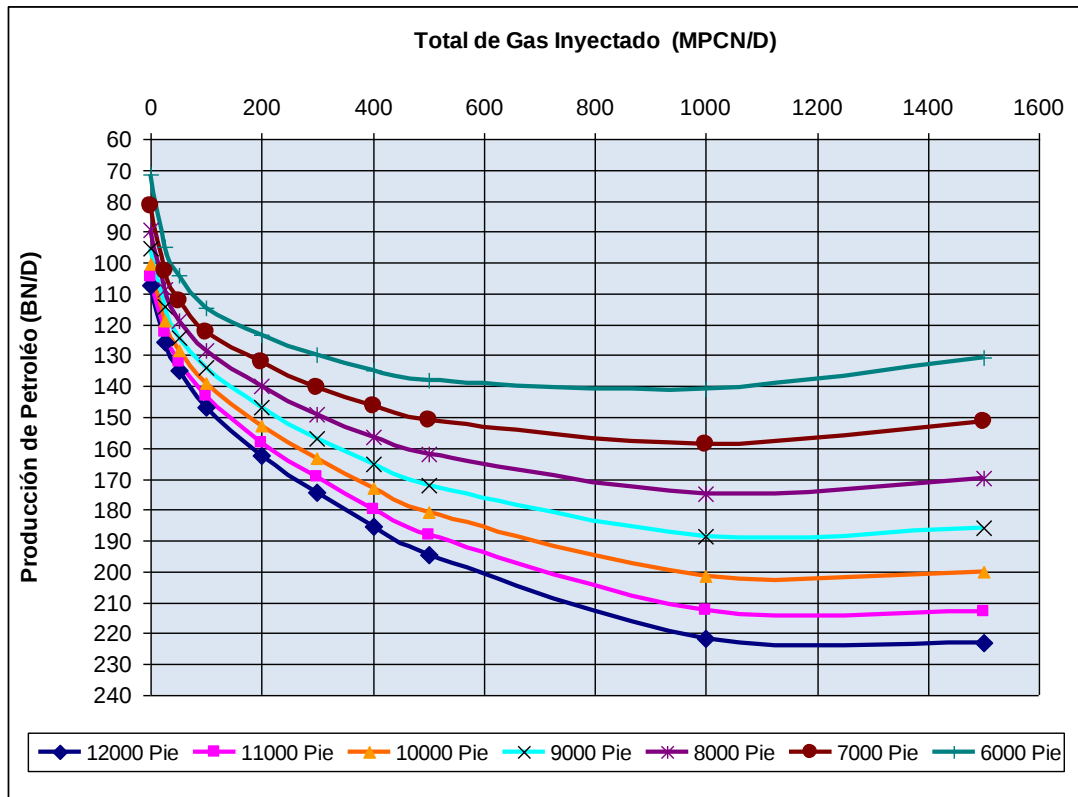


Figura 5.28 Sensibilidad Pesimista de la Curva de Rendimiento del Pozo ONV-102 con LAG

Según los resultados obtenidos en las figuras 5.27 y 5.28, se puede realizar un análisis e inferir que inyectar gas después de una profundidad de 8500 pies ya no es considerable de ser posible, ya que no se generara un aumento en la producción de petróleo.

A continuación se puede observar en la figura 5.29 la profundidad máxima de inyección para el pozo ONV-102, obtenida empleando la hoja de cálculo.

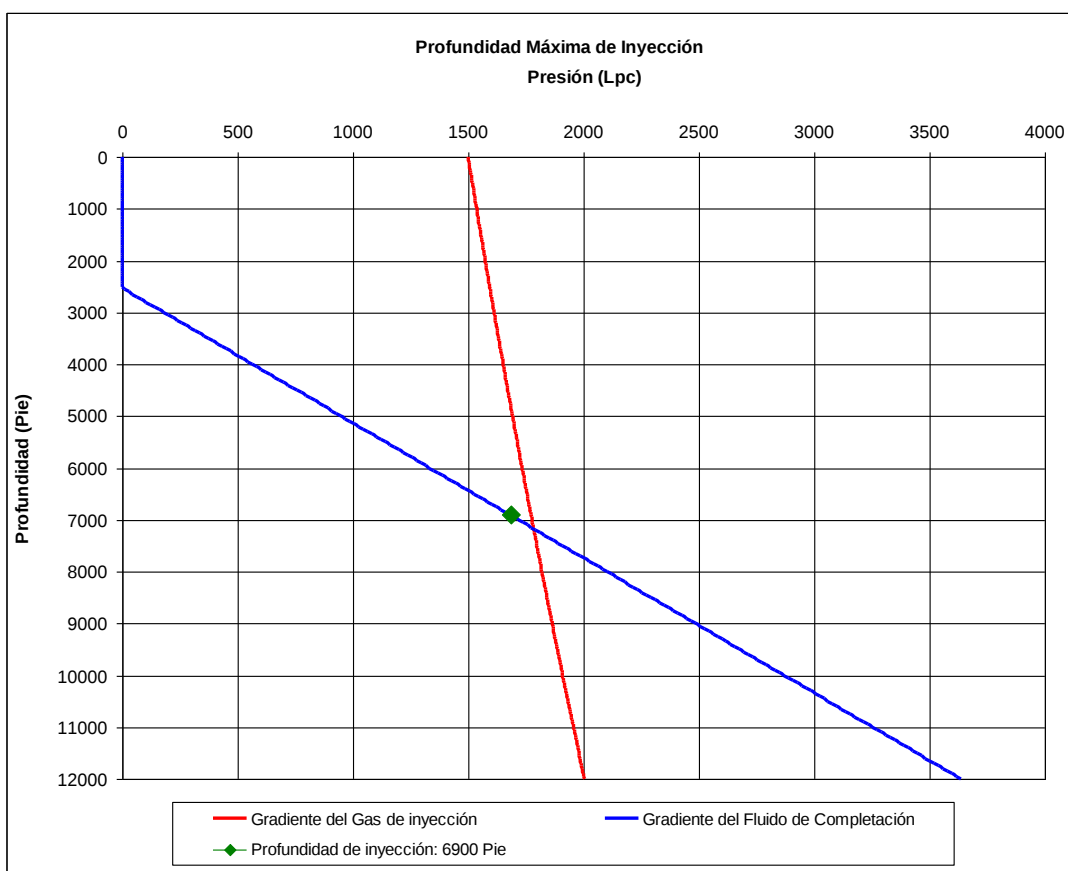


Figura 5.29 Profundidad Máxima de Inyección de Gas en el Pozo ONV-102

Según los resultados obtenidos y teniendo una profundidad de **6900 pies** de inyección por tubería continua, se estimaron al igual que el pozo anterior las tasas de inyección y producción óptimas, las cuales se pueden visualizar en la tabla 5.23

.

Tabla 5.23.- Tasas Estimadas de Inyección y Producción para el Sistema de LAG del
Pozo ONV-102

Pozo	Q,gas iny (MPCN/D)	Q,Petróleo (BN/D)	Profundidad Del CT (Pie)
ONV-102			
Optimista	200	190	6900
Pesimista	500	150	

5.6.3 Resumen de Validaciones

A continuación se muestra una tabla resumen del proceso de simulación, reflejando los tres pasos de validación de las tasas de producción de cada modelo.

Tabla 5.24.- Resumen de Validación de las Simulaciones

Pozo	Validación			Modelo Válido
	T1 Flujo Natural	T2 Flujo Natural	LAG Actual	
ONV-63	Válido	Válido	No Válido	No
ONV-67	Válido	No Válido	No Válido	No
ONV-70	Válido	Válido	No Válido	No
ONV-73	Válido	Válido	Propuesta	Si
ONV-75	No se realizó	No se realizó	No se realizó	No
ONV-79	No Válido	No Válido	No se realizó	No
ONV-102	Válido	Válido	Propuesta	Si
ONV-106	Válido	Válido	Válido	Si

Como se puede apreciar en la tabla 5.24, solo el modelo del pozo ONV-106 de los que fluye actualmente con LAG resultó válido y los modelos de los pozos ONV-73 y ONV-102 son válidos para la propuesta de inyección por gas en el Campo.

Respecto a los modelos de los pozos ONV-63, ONV-67 y ONV-70 no resultaron válidos en la última etapa de validación con el sistema de LAG, por lo tanto la propuesta de optimización no se pudo realizar con este grupo.

5.7 Comparación de Resultados

En esta etapa utilizando la hoja de cálculo “Optimizador de Producción con LAG, Campo Onado.” Se generó un estudio de sensibilidades sobre las diferentes tasas de

inyección de gas y su producción de petróleo en los pozos ONV-73 y ONV-102, esto con la finalidad de determinar las tasas de inyección óptimas entre los dos pozos. A continuación en la tabla 5.25 y 5.26 se presentan las diferentes combinaciones de inyección entre los pozos tanto para el caso optimista como el pesimista respectivamente.

Tabla 5.25.- Matriz de Sensibilidad Optimista para LAG en los Pozos ONV-73 y ONV-102

Pozo		ONV-73 Q_{iny} (MPCN/D)							
		100	200	300	400	500	600	700	800
ONV-102 Q_{iny} (MPCN/D)	100	284	313	331	338	343	346	348	348
	200	291	320	338	345	350	354	355	355
	300	291	320	337	345	350	353	355	355
	400	290	319	336	344	349	352	354	354
	500	288	318	335	342	347	351	352	352
	600	286	315	332	340	345	348	350	350
	700	283	312	330	337	342	345	347	347
	800	280	309	326	334	339	342	344	344
Producción Óptima		Tasas de Producción de Petróleo (BN/D)							
		280-315		315-344		344-358			

Región 1: Baja productividad.
 Región 2: Mediana productividad.
 Región 3: Alta productividad.

Se puede concluir de la Tabla 5.25 lo siguiente:

- La tasa máxima de producción de petróleo entre los dos pozos es 355 BN/D, se obtiene al inyectar 700 MPCN/D en el pozo ONV-73 y 200 MPCN/D en el pozo ONV-102, para un consumo total de 900 MPCN/D.
- La tasa óptima de producción se obtiene en el límite entre la región 2 y 3 con los valores mínimos de inyección para el pozo ONV-73 de 400 MPCN/D y 200 MPCN/D en el pozo ONV-102 para una producción estimada de 345 BN/D de petróleo.

Tabla 5.26.- Matriz de Sensibilidad Pesimista para LAG en los Pozos ONV-73 y
ONV-102

Inyección de gas en el Pozo		ONV-73 Q_{inv} (MPCN/D)							
		150	300	450	600	750	900	1050	1200
ONV-102 Q_{inv} (MPCN/D)	150	212	233	241	245	246	245	244	242
	300	224	246	253	257	258	258	256	255
	450	233	254	262	266	267	266	265	263
	600	238	259	267	271	272	272	270	269
	750	241	262	270	273	275	274	273	271
	900	241	262	270	273	275	274	273	271
	1050	239	260	267	271	273	272	270	269
	1200	235	256	264	268	269	268	267	265
Producción Óptima		Tasas de Producción de Petróleo (BN/D)							
		212-240		240-259		259-275			

Región 1: Baja productividad.
 Región 2: Mediana productividad.
 Región 3: Alta productividad.

De igual forma con la información de la Tabla 5.26 se puede concluir lo siguiente:

- La tasa máxima de producción de petróleo entre los dos pozos es 275 BN/D, se obtiene al inyectar 750 MPCN/D en cada pozos, para un consumo total de 1500 MPCN/D.
- La tasa óptima de producción se obtiene en el límite entre la región 2 y 3 con una producción estimada de 262 BN/D de petróleo, al inyectar 450MPCN/D en cada uno de los pozos, por lo tanto se necesitaría un consumo total de 900 MPCN/D.

Al seleccionar los valores óptimos de inyección para ambos casos en la hoja de cálculo “Optimizador de Producción con LAG, Campo Onado” se obtuvieron los resultados sobre la producción total estimada de los pozos con LAG. A continuación se pueden observar las pantallas principales en la Figura 5.30 y 5.31 para el caso optimista y pesimista respectivamente.

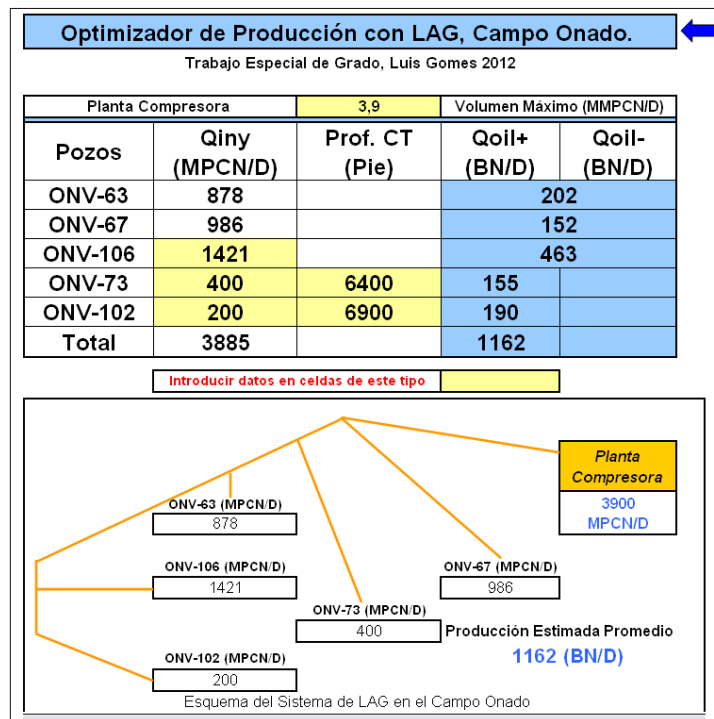


Figura 5.30 Optimizador de Producción con LAG. Caso Optimista

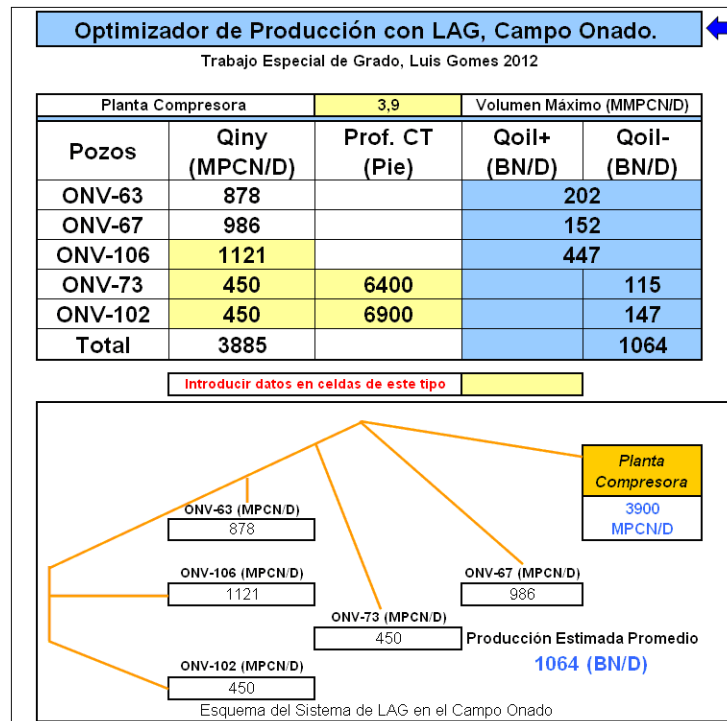


Figura 5.31 Optimizador de Producción con LAG. Caso Pesimista

Según los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 5.27 los dos casos de producción para el sistema de LAG en el campo Onado.

Tabla 5.27.- Resultado para el Sistema de LAG

Caso	Optimista		Pesimista	
Pozo	Q_{iny} (MPCN/D)	Q_o (BN/D)	Q_{iny} (MPCN/D)	Q_o (BN/D)
ONV-63	878	202	878	202
ONV-67	986	152	986	152
ONV-106	1421	463	1121	447
ONV-73	400	155	450	115
ONV-102	200	190	450	147
Total	3885	1162	3885	1064

Se pueden concluir lo siguiente de los resultados anteriores:

- La diferencia entre un caso y el otro es de 98 BN/D de petróleo, lo que implica que los dos pozos para la propuesta tiene un excelente potencial dentro del sistema de levantamiento por gas en Onado, donde la producción estimada esta entre 1064 y 1162 BN/D respectivamente.
- En el pozo ONV-106, un aumento de 1121 MPCN/D a 1421 MPCN/D aumentan la producción de petróleo en 16 BN/D, es por ello que inyectar gas después de 1121 MPCN/D no es recomendable en el pozo, donde ese consumo de gas puede ser distribuido a otros candidatos.
- El pozo ONV-73 presenta un menor potencial que el pozo ONV-102 para una inyección entre 200 MPCN/D a 450 MPCN/D de gas se estima que el pozo

ONV-102 produciría entre 32 a 35 BN/D más de petróleo que el pozo ONV-73 que si se le inyectara el mismo consumo de gas.

5.8 Esquema de explotación óptimo

En el campo Onado, según los resultados obtenidos y parámetros operacionales existentes, se plantea el siguiente esquema de explotación óptimo:

- **Pozo ONV-106:** Cambiar su tasa inyección a 1350 MCPN/D de gas, para una producción estimada entre 458 a 463 BN/D de petróleo.
Actualmente: Q_{iny} 1200 MPCN/D y Q_o 419 BN/D.
- **Propuesta del Pozo ONV-73:** Inyectar gas a 6400 pies de profundidad con tubería continua en el pozo a una tasa entre 400 a 450 MCPN/D, para una producción estimada entre 115 a 155 BN/D de petróleo.
- **Propuesta del Pozo ONV-102:** Inyectar gas a 6900 pies de profundidad con CT en el pozo a una tasa de gas de 200 MCPN/D se obtiene una producción de 190 BN/D de petróleo y en base a la propuesta pesimista inyectar 450 MCPN/D producirían 147 BN/D de petróleo.
- **Pozos:** ONV-63, ONV-67, ONV-70, ONV-75 y ONV-79 no se realizó propuesta óptima de producción por presentar modelos simulación no válidos, durante la investigación.

CONCLUSIONES

1. La optimización del método del levantamiento artificial por gas, en el campo Onado, es factible mediante la simulación numérica, pero solo en los pozos donde se tenga información reciente y validada con pruebas de producción consecutivas, lo que garantiza modelos de simulación de menor error. En ese sentido, se logró optimizar tres pozos obteniéndose como resultado los dos casos generados, tanto el pesimista y el optimista que estiman 1064 y 1162 BN/D de petróleo respectivamente para un sistema con cinco pozos, lo que es considerable respecto a los 773 BN/D de petróleo que se producen con el sistema actual de tres pozos y el mismo consumo de gas comprimido.
2. Los estudios PVT analizados resultaron ser consistentes pero no representativos de los yacimientos, por lo tanto, se utilizó la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt para la generación sintética de las propiedades de los fluidos del campo Onado.
3. Los pozos de menor índice de productividad (IP) fueron ONV-73 y ONV-102, los de mayor potencial son el ONV-79 y ONV-63. En todos los modelos se utilizó la corrección de Vogel para las curvas IPR por debajo de la presión de burbujeo.
4. Al pozo ONV-75 no se le pudo estimar el IP al no disponer de información pertinente y no cubrir las suposiciones asumidas durante la investigación.
5. La correlación vertical que se ajusta a las condiciones de los pozos en base a las tres pruebas evaluadas, es la de Hagedorn & Brown (Original), la cual, no considera la pérdida de presión dependiendo del patrón o patrones de flujo existentes en el pozo.

6. La construcción de los modelos se realizó en siete (7) de ocho (8) pozos estudiados, abarcando los modelos de los fluidos, configuraciones mecánicas, coeficiente de calor en la tubería y la correlación vertical.
7. El estudio de sensibilidades demostró que el pozo ONV-106 puede ser optimizado al aumentar la tasa de inyección de gas. Los pozos ONV-73 y ONV-102 son excelentes candidatos para el sistema de L.A.G.
8. Un aumento en la inyección de gas de 150 MPCN/D en el pozo ONV-106, estiman un crecimiento en la producción entre 27 a 33 BN/D de petróleo, lo cual se recomienda aplicar en el pozo para optimizar el sistema de levantamiento.
9. En el pozo ONV-73 se propone una inyección de gas entre 400 a 450 MPCN/D a 6400 pies de profundidad para una producción estimada de 155 a 115 BN/D.
10. El pozo ONV-102 presenta un mayor potencial que el pozo ONV-73, al tener una producción estimada optimista de 190 BN/D con una inyección de gas de 200 MPCN/D a una profundidad de 6900 pies y en base a la propuesta pesimista inyectar 450 MPCN/D se estima producir 147 BN/D.

RECOMENDACIONES

1. Evaluar con esta metodología la factibilidad del L.A.G. en otros pozos inactivos dentro del campo Onado, después de realizar las actividades RA/RC estipuladas para el año 2012.
2. Realizar estudios PVT con muestras de fondo o ejecutar mantenimiento a los separadores utilizados para las pruebas superficiales PVT. A su vez, realizar un estudio de los coeficientes de la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt para ajustarlos a la gravedad API del campo.
3. Ejecutar pruebas de producción y de presión de fondo frecuentemente en los pozos, para garantizar unas estimaciones precisas respecto a pérdida de presión y la productividad de los pozos.
4. Efectuar un estudio cromatográfico del gas producido en el Campo Onado con la finalidad de modelar la inyección de gas a nivel de superficie.
5. Evaluar al poner en marcha el sistema de L.A.G. en los pozos propuestos, si el modelo se ajusta a las condiciones de flujo, teniendo en cuenta que dos de tres modelos actuales no pudieron ser validados.
6. Elaborar un estudio económico de la factibilidad de implementar el sistema de L.A.G. en los pozos propuestos, tomando en cuenta los dos horizontes productores.
7. Realizar en los pozos ONV-70 y ONV-79 un análisis integral de su productividad, ya que los mismos presentan potenciales excelentes de producción en las acumulaciones de crudo de los yacimientos evaluados.
8. Determinar la factibilidad del levantamiento artificial por gas continuo e intermitente en los pozos del Campo, como también de otros sistemas de levantamiento, como por ejemplo bomba electro sumergible o pistón metálico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PDVSA Diagnóstico de los Estudios Integrados Empresa Mixta Liviano-Mediano Petronado, Maturín, Marzo 2011.
- [2] Baker Hughes INTEQ, E&P Solutions Características del Campo Onado, Maturin, 1999.
- [3] Economides, Michael J., Hill, A. D., and Ehlig-Economides, C. "Petroleum Productions Systems". Prentice Hall Petroleum Engineering Series. 1994. Páginas 611.
- [4] CIED, Declinación de la tasa de Producción. Gas en Solución, Levantamiento Artificial por Gas para Ingenieros. Curso, 1997.
- [5] Maggiolo, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. Manual. ESP Oil Engineering Consultants. Perú, 2006.
- [6] Vogel, J. V., "*Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells*" Artículo Técnico SPE N° 1476-PA, 1968.
- [7] Fetkovich, M. J., "*The Isochronal Testing of Oil Wells*," Artículo Técnico SPE N° 4529, 1973.
- [8] Brown, K y Beggs "*The Technology of Artificial Lift Methods*". PennWell Books Publishing Company. 1977. Páginas 487.
- [9] Carlos Bánzer S., "*Correlaciones Numericas P.V.T.*" La Universidad del Zulia, Maracaibo, 1996.
- [10] Beggs, H. D. y Robinson, J. R. "*Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems*". Artículo Técnico SPE N° 5434. JPT Forum. Journal of Petroleum Technology. 1975.
- [11] Hagedorn A. y Brown K. "*Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits*". Artículo Técnico SPE N° 940. JPT. Journal of Petroleum Technology. 1965.

- [12] Beggs H. y Brill J. “*A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes*”. Artículo Técnico SPE N° 4007. JPT. Journal of Petroleum Technology. 1973.
- [13] H. Duns Jr y N.C.J. Ros “*Vertical Flow of Gas Liquid Mixtures in Wells*”. Artículo Técnico SPE N° 10132. WPC Conference. 1963.
- [14] J. Orkiszewski “*Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe*”. Artículo Técnico SPE N° 1546. JPT. Journal of Petroleum Technology. 1967.
- [15] Kermit E. Brown y James F. Lea “*Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells*”. Artículo Técnico SPE N° 14714. JPT. Journal of Petroleum Technology. 1985.
- [16] G. Forero y R. Turner, “Artificial Lift Shell ”. Management of Artificial Lift Sysmts. 1993.
- [17] Solorzano, J. “Optimización del Sistema de Levantamiento Artificial por Gas del Campo Chimire R.”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, junio 2001.
- [18] Garcia C. Andriuska D y Quintero L. Evelyn “Planificación de la aplicación del levantamiento artificial por gas en el campo Socororo noreste”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, junio 2005.
- [19] Castañeda Franklin “Propuesta técnico-económica de producción en conjunto de las arenas pertenecientes a las formaciones Oficina y Merecure en el Campo Onado”. Trabajo Especial de Grado. Universidad De Oriente. Monagas, Diciembre 2009.
- [20] Kartoatmodjo, T. y Schmidt, U. “*New Correlations for Crude Oil Physical Properties*”. Artículo Técnico SPE N° 23556. JPT. Journal of Petroleum Technology. 1991.

- [21] Manual de PIPESIM 2008.1 Production System Análisis Software, Copyright 1985-07 Schlumberger. All right reserved.
- [22] Arias, F. “El Proyecto de Investigación. Introducción a la Metodología Científica” 5ta Edición. Editorial Epistame. Caracas. Venezuela. 2005.
- [23] Schlumberger Venezuela, S.A. Laboratorios de Análisis de Fluidos Oilphase-DBR, Reporte de Análisis de Líquido de Tanque, Campo Onado. Anaco, Octubre 2008.
- [24] Gasbarri Sandro “Manual de diseño y diagnóstico de levantamiento artificial por gas”. Trabajo de Ascenso para la Categoría de Profesor Agregado. Universidad Central de Venezuela. 2010.

ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

ABREVIATURA	SIGNIFICADO
% AyS	Porcentaje de Agua y Sedimentos.
β_o	Factor Volumétrico del petróleo.
°F	Grados Fahrenheit.
μ_o	Viscosidad del petróleo.
API	American Petroleum Institute.
Bbl	Barriles.
BN	Barriles Normales.
BNPD	Barriles Normales de petróleo por día.
BPD	Barriles por día.
C.A	Compañía Anónima.
C.G.C	Compañía General de Combustibles.
C.V.P	Corporación Venezolana de Petróleo.
Cp	Centipoise.
CT	Tubería Continua (<i>Coiled Tubing</i>)
DE	Diámetro externo.
DI	Diámetro interno.
EI	Eficiencia de Inversión.
Emp	Empacadura.
E.M	Empresa Mixta
FR	Factor de recobro.
GOES	Gas Original en Sitio.
Gp	Gas producido.
H	Espesor del Yacimiento.

IP	Índice de productividad.
Ko	Permeabilidad del petróleo.
LAG	Levantamiento Artificial por Gas.
MBN	1×10^3 Barriles Normales.
MD	1×10^{-3} Darcy.
MMBN	1×10^6 Barriles Normales.
MMMPCN	1×10^9 Pie Cúbicos Normales.
Np	Petróleo producido.
P	Presión.
Pbnm	Pie bajo el nivel del mar.
PCN	Pie Cúbicos Normales.
PDVSA	Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima.
Pe	Presión Estática.
POES	Petróleo Original en Sitio.
PLT	<i>Production Logging Tool</i>
Pulg	Pulgadas.
Pwf	Presión de Fondo Fluyente.
Qo	Tasa de petróleo.
OFM	Oil Field Manager.
Ra / Rc	Rehabilitación / Reacondicionamiento.
Re	Radio efectivo de Drenaje
RGP	Relación Gas – Petróleo.
Rw	Radio del Pozo.
S.A.	Sociedad Anónima.
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers.</i>

ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

T	Temperatura.
T1	Tiempo uno.
T2	Tiempo dos.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Arenas: Roca sedimentaria, tornada para granos principalmente de cuarzo, consolidada en areniscas, en las cuales se encuentran la mayoría de los yacimientos de petróleo.

Black-oil: Hidrocarburo líquido (petróleo) con una relación gas/petróleo inicial menor que 0.31 m³/Lt y una gravedad API menor de 45°.

Cabezal del pozo: Equipo colocado en la superficie cuya principal función es garantizar la rapidez y seguridad de las operaciones de perforación, producción y reacondicionamiento del pozo. También controla el flujo y las presiones existentes en la parte superior del pozo y soporta los esfuerzos ocasionados por las operaciones.

Corte de Agua y Sedimentos (%AyS): Porcentaje volumétrico indicativo de la cantidad de impurezas, materiales y sustancias que se producen junto con el petróleo.

Correlaciones: Relaciones matemáticas de variables reales que tratan de representar un comportamiento.

Estrangulador de Superficie (Choke): Es una restricción en una línea (usualmente de 1/64 a 1 pulgadas de diámetro) usado para restringir y controlar la tasa de flujo durante un test o durante producción.

Factor volumétrico de formación del petróleo: Volumen de liquido a condiciones de yacimiento requerido para producir un volumen unitario de petróleo.

Gravedad API: Es una escala que refleja la densidad de un fluido como por ejemplo crudo líquido, agua, o gas natural.

Gradiente geotérmico: Razón de incremento de la temperatura con respecto a la profundidad.

Nivel dinámico: Es el nivel estable del líquido que produce la misma presión de fondo fluyente que la columna hidrostática bajo una tasa de producción estabilizada con el anular abierto a la atmosfera.

Nivel estático: Nivel de liquido que produce columna de liquido sin moviendo entre la presión de fondo fluyente y la presión atmosférica si el anular se encuentra abierto.

Permeabilidad: Es una medida de la facilidad con que una roca permite que los fluidos se muevan dentro del volumen poroso interconectado. Así como la porosidad es la forma de medir la capacidad de almacenar fluidos en la roca, la permeabilidad regula la tasa a la cual los fluidos pueden ser producidos o desplazados de este medio poroso.

Yacimiento: Es una roca sedimentaria porosa, permeable que contiene cantidades comerciales de petróleo y/o gas. Un yacimiento tiene un solo sistema de presiones y no se comunica con otros yacimientos.

APÉNDICE

I

APÉNDICES I

I.1 Datos recopilados de los informes PVT

Tabla I.1.- Resumen Prueba PVT Pozo ONV-75

PVT – Pozo		ONV-75	
Muestra Recombinada Físicamente 818395 y A-2797			
Presión (psia)		Vr = V/Vb	
6300		1	
6226		1,0023	
6185		1,0036	
6152		1,0047	
6128		1,0055	
5757		1,0189	
5256		1,0412	
3550		1,1833	
2560		1,3786	
1685		1,7797	
988		2,6699	
843		3,0503	
737		3,4257	
Resumen General		Volumen de la Muestra (cc)	1000
		°API residual en el Tanque	21,3
		G.E. del Petróleo	0,925
		Densidad del Agua (gr/cc)	0,999

Parámetros PVT de la prueba de liberación diferencial					
Presión(psig)	Rs(PCN/BN)	Bod(BY/BN)	po(g/cc)	γg	Bg(BY/BN)
14,7	0				
14,7	0	1,108	0,8346	1,751	
260	49	1,151	0,8201	0,899	1,151
1000	149	1,188	0,811	0,766	1,188
2000	271	1,236	0,7961	0,731	1,236
3000	398	1,284	0,7818	0,725	1,284
4000	532	1,343	0,7632	0,729	1,343
5200	716	1,42	0,7423	0,736	1,42
6300	911	1,495	0,7263		1,495
Resultados Separador de Prueba y Tanque.					
pobd(g/cc)	0,7263	°API	21,3		
ρw(g/cc)	350	γo	0,92604712		
Bobf(BY/BN)	1,495	γtan	0,811		
Rssep	76	Rstan	76		
γgsep	0,02048				

Tabla I.2.- Resumen Prueba PVT Pozo ONV-78

PVT - Pozo		ONV-78	
Muestra Recombinada Físicamente 405 y 88A26			
Presión (psia)		Vr = V/Vb	
2114		1	
2109		1,0012	
2103		1,0026	
2097		1,004	
2088		1,0062	
2058		1,0136	
1989		1,032	
1674		1,1449	
1460		1,2613	
1261		1,4167	
1032		1,6892	
827		2,0858	
653		2,6424	
Resumen General		Volumen de la Muestra (cc)	1000
		°API residual en el Tanque	35,7
		G.E. del Petróleo	0,8455
		Densidad del Agua (gr/cc)	0,999

Parámetros PVT de la prueba de liberación diferencial					
Presión(psig)	Rs(PCN/BN)	Bod(BY/BN)	po(g/cc)	γg	Bg(BY/BN)
14,7	0	1,123	0,753	2,806	-
130	263	1,431	0,7035	1,728	0,02469282
200	334	1,496	0,6907	1,608	0,01645897
300	402	1,546	0,6836	1,487	0,01104353
500	509	1,616	0,6755	1,326	0,00662192
900	698	1,742	0,658	1,136	0,00360995
1300	882	1,857	0,6418	1,022	0,00245786
1700	1087	1,979	0,6251	0,944	0,0018547
2114	1321	2,124	0,6052	-	
Resultados Separador de Prueba y Tanque.					
pobd(g/cc)	0,6052	°API	42,1		
pw(g/cc)	350	γo	0,81509		
Bobf(By/BN)	2,124	γtan	0,8102		
Rssep	462	Rstan	128		
γgsep	0,896				

Tabla I.3.- Resumen Prueba PVT Pozo ONV-79

PVT - Pozo		ONV-79			
Muestra Recombinada Físicamente 5829-MA y A2617					
Presión (psia)		Vr = V/Vb			
6028		1,0000			
5905		1,0046			
5818		1,0080			
5713		1,0123			
5658		1,0146			
5370		1,0277			
5183		1,0372			
4734		1,0636			
4080		1,1145			
3179		1,2244			
2284		1,4283			
1725		1,6697			
1367		1,9338			
Resumen General		Volumen de la Muestra (cc)		1000	
		°API residual en el Tanque		22,1	
		G.E. del Petróleo		0,9212	
		Densidad del Agua (gr/cc)		0,9990	
Parámetros PVT de la prueba de liberación diferencial					
Presión(psig)	Rs(PCN/BN)	Bod(BY/BN)	po(g/cc)	γg	Bg(BY/BN)
14,7	0	1,000			0,0000
14,7	0	1,097	0,847	0,974	1,4590
409	71,8	1,129	0,837	0,756	0,0513
1113	177,7	1,167	0,824	0,722	0,0183
2116	318,8	1,217	0,808	0,692	0,0095
3119	483,8	1,270	0,794	0,678	0,0066
4121	652,9	1,331	0,777	0,667	0,0050
5113	812,9	1,398	0,756	0,661	0,0044
6028	952,5	1,47	0,734		
Resultados Separador de Prueba y Tanque.					
pobd(g/cc)	0,734	°API	22,1		
pw(g/cc)	350	γo	0,921		
Bobf(By/BN)	1,470	γtan	0,9212		
Rssep	761,7	Rstan	14,9		
γgsep	0,70				

I.2 Validación de los parámetros PVT

Validación de los parámetros PVT en el estudio a la Arena S4-5I, Yacimiento S4,5I-ONV102, Pozo ONV-79 (Cálculos Tipo).

- **Función “Y”:**

Utilizando la ecuación de la Función Y con los valores tanto de presión de burbuja y las presiones con sus respectivos volumen relativos (Ver Apéndice I, PVT Pozo ONV-79). Se realizó el cálculo de la variable Y de la siguiente forma.

Usando como referencia la presión 5905 lpca, Vr de 1.0046 y Pb 6028.

$$\text{Función "Y"} = \frac{P_b - P}{P|V_r - 1|} = \frac{6028 \text{ lpca} - 5905 \text{ lpca}}{5905 \text{ lpca} |1.0046 - 1|} = 4.5282$$

De esa forma para todos los valores de Y, posteriormente se graficó en la hoja de cálculo versus presión y se obtuvo el valor de $R^2=0.9999$.

- **Prueba de Balance de Materiales:**

Utilizando las Ecuaciones I.1, I.2 y I.3 mostradas en el capítulo IV se estimaron los valores de Rs partiendo desde la presión atmosférica hasta la presión de burbuja.

Realizando los cálculos para la presión 409 lpca, se estimó la Rs, sabiendo que a 14.7 lpca y 409 lpca se tienen los siguientes valores:

Tabla I.4.- Resumen Prueba PVT Diferencial ONV-79

Presión (lpca)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	ρo (g/cc)	γg	mo (gr)
14,7	0	1,097	0,847	0,974	920,32
409	71,8	1,129	0,837	0,756	

Inicialmente se calculó la masa de petróleo a 409 lpca.

$$mo_{pi} = \rho_{pi} Bo_{pi} * 1000g \quad \text{Ec. I.1}$$

$$mo_{409} = 0.837 * 1.129 * 1000 = 944.973gr$$

Posteriormente, se estimó el volumen de gas en solución correspondiente a una masa de gas.

$$Vg_{pi} = 0.02881 * \frac{mg_{pi}}{\gamma_{gpi}} PCN \quad \text{Ec. I.2}$$

$$Vg_{409} = 0.02881 * \frac{944.973 - 920.32}{0.756} = 0.939 PCN$$

Finalmente, para el cálculo del Rs, se utilizó la ecuación 4.4 hasta la presión de burbuja.

$$Rs_{409} = Rs_{14.7} + 159 Vg_{pi} (PCN / BN) \quad \text{Ec. I.3}$$

$$Rs_{409} = 0 + 159 * 0.939 = 149.40 (PCN / BN)$$

En comparación al Rs del informe con un valor de 71.8 PCN/BN se aprecia un error del 108.08 %, el cual disminuyo en los siguientes cálculos de Rs con la misma secuencia hasta la presión de burbuja.

El Rs calculado a la presión de burbuja fue de 1058.23 PCN/BN contra 952.5 del estudio PVT, lo que implica un error del 11.10%.

• **Prueba de Densidad:**

Para la comparación de la densidad de crudo obtenida por la prueba diferencial y la densidad por recombinación se muestran seguidamente.

Los valores fueron extraídos de los estudios PVT, los cuales se muestran a continuación

Tabla I.5.- Resultados PVT de la Prueba del Separador y Tanque de Prueba ONV-79

Propiedad	Valor
$\rho_w(\text{g/cc})$	350
$B_o(\text{BY/BN})$	1,470
$R_{ssep}(\text{PCN/BN})$	761,7
γ_{gsep}	0,70
$^{\circ}\text{API}$	22,1
γ_o	0,921
γ_{tan}	0,9212
$R_{stan}(\text{PCN/BN})$	14,9

Utilizando la ecuación I.4, los cálculos realizados son los siguientes:

$$\rho_{or} = \frac{\gamma_o \rho_w}{B_o} + \frac{0.0763277}{B_o} * ((\gamma_g R_s)_{Sep} + (\gamma_g R_s)_{Tan}) \left(\frac{Lb}{By} \right) \quad \text{Ec. I.4}$$

$$\rho_{or} = \frac{0.921 * 350}{1.470} + \frac{0.0763277}{1.470} * ((0.70 * 761.7)_{Sep} + (0.9212 * 14.9)_{Tan}) \left(\frac{Lb}{By} \right)$$

$$\rho_{or} = 247.7369 \frac{Lb}{By} = 247.7369 \frac{Lb}{By} * \frac{1 \frac{g}{cc}}{350 \frac{Lb}{By}} = 0.7078 \frac{g}{cc}$$

La densidad del crudo obtenida por la prueba diferencial con un valor de 0.734 g/cc en comparación de la densidad recombinada de 0,7078 g/cc presentó un error del 3.57%.

- **Prueba de la Desigualdad:**

Utilizando la ecuación 4.7 y los valores de factor volumétrico de formación del petróleo y gas, relación gas disuelto en petróleo y las presiones correspondientes a esas propiedades, se comprobó si el estudio PVT cumple dicha desigualdad.

Realizando los cálculos para el intervalo de presión 5113 lpc a 6028 lpc se incorporaron en la ecuación los siguientes valores:

Tabla I.6.- Resumen de la Prueba de Densidad PVT Pozo ONV-79

Presión (lpca)	Bo (BY/BN)	Bg (BY/BN)	Rs (PCN/BN)
6028	1,47		952,5
5113	1,398	0,0044	812,9

Manejando la ecuación I.5 se demuestran los cálculos a continuación.

$$\frac{\partial Bo_d}{\partial P} < Bg \frac{\partial Rs_d}{\partial P} \quad \text{Ec. I.5}$$

$$\frac{1,470 \frac{BY}{BN} - 1,398 \frac{BY}{BN}}{6028_{lpc} - 5113_{lpc}} < \frac{0,0044 \frac{BY}{BN}}{5,615 \frac{PCN}{BN}} * \frac{952,5 \frac{PCN}{BN} - 812,9 \frac{PCN}{BN}}{6028_{lpc} - 5113_{lpc}}$$

$$0.000079 < 0.000120$$

Se cumple la desigualdad, por lo tanto este procedimiento se siguió consecutivamente para todos los diferenciales de presión.

I.3 Cálculo de las Propiedades PVT

Cálculo tipos de las propiedades PVT en la Arena F8, Yacimiento F8S-ONV55, Pozo ONV-63.

Inicialmente se cálculo la gravedad especifica corregida con la siguiente ecuación de Vasquez y Beggs ^[20].

$$\gamma_{gc} = \gamma_g * (1,00 + 0,1595 * \gamma_o^{0,4078} * T_{sep}^{-0,2466} * \log(\frac{P_{sep}}{114,7})) \quad \text{Ec. I.6}$$

Donde:

γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpca, [Aire= 1]

γ_g : Gravedad específica del gas

γ_o : Gravedad del petróleo, ° API

T_{sep} : Temperatura del Separador, °F

P_{sep} : Presión del Separador, °F

Conociendo los siguientes valores que fueron extraídas la Tabla 4.8.

$$\gamma_g = 0,730$$

$$\gamma_o (^\circ \text{API}) = 34.70$$

$$P_{sep} = 100 \text{ lpc}$$

$$T_{sep} = 87 \text{ }^\circ \text{F}$$

Y sustituyendo los valores en la ecuación I.6 resulta:

$$\gamma_{gc} = 0.730 * (1,00 + 0,1595 * 34.70^{0,4078} * 87^{-0,2466} * \log(\frac{100}{114,7})) = 0.720$$

Posteriormente, al tener el valor de gravedad específica del gas y usando la correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z. ^[20] representada en la ecuación I.7 se obtuvo el valor de Relación Gas disuelto en Petróleo (Rs) a la presión de burbuja y la presión actual del yacimiento.

$$R_s = C_1 * \gamma_{gc}^{C_2} * P_{C_4}^{\frac{1}{C_4}} * 10^{\left(\frac{C_3 * \gamma_o}{T+460}\right)} \quad \text{Ec. I.7}$$

Donde:

R_s : Relación de Gas Disuelto en Petróleo, PCN/BN

γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpc, [Aire= 1]

P : Presión de interés, Lpc

γ_o : Gravedad del petróleo, ° API

T : Temperatura del Yacimiento, °F

C_1, C_2, C_3 y C_4 , Constantes que dependen de la gravedad API, se pueden observar en la siguiente tabla.

Tabla I.7.- Constantes C_1, C_2, C_3 y C_4 , Correlación para el Rs de Kartoatmodjo, T y Schmidt, Z.

° API	C_1	C_2	C_3	C_4
° API ≤ 30	0.05958	0.7972	13.1405	0.9986
°API > 30	0.03150	0.7587	11.2895	0.9143

El desarrollo de la correlación contempló un total de 661 muestras de diferentes crudos, teniendo un error promedio de -13.158% con el rango de aplicación siguiente.

- ✓ 14,4 < Grados, API < 58.9.
- ✓ 75 < Temperatura de Yacimiento, °F < 320.
- ✓ 0.5 < Viscosidad del Crudo, cP < 682

Según los datos recolectados en Onado se tiene que:

$$\begin{aligned} \gamma_{gc} &= 0.720 & P &= 5100 \text{ lpc} & T_{yac} &= 280 \text{ }^{\circ}\text{F} & \gamma_o (\text{ }^{\circ}\text{API}) &= 34.70 \\ C_1 &= 0.03150 & C_2 &= 0.7587 & C_3 &= 11.2895 & C_4 &= 0.9143 \end{aligned}$$

Sustituyendo los valores en la ecuación I.2 da como resultado:

$$R_{sb} = 0.03150 * 0.720^{0.7587} * 5100^{\frac{1}{0.9143}} * 10^{\left(\frac{11.2895 * 34.70}{280 + 460}\right)} = 943.28 \frac{\text{PCN}}{\text{BN}}$$

Después con la ecuación I.2 se calculó el valor de Rs con la presión de la prueba de 4100 lpc.

$$R_{sb} = 0.03150 * 0.720^{0.7587} * 4100^{\frac{1}{0.9143}} * 10^{\left(\frac{11.2895 * 34.70}{280 + 460}\right)} = 742.97 \frac{\text{PCN}}{\text{BN}}$$

Consecutivamente utilizando la correlación de Kartoatmodjo, T y Schmidt, Z. ^[20] se calculó el factor volumétrico de formación del petróleo para la presión de interés con las ecuaciones I.8 y I.9.

$$B_{of} = 0,98496 + 0,0001 * F^{1,50} \quad \text{Ec. I.8}$$

Donde:

$$F = R_s^{0,755} * \gamma_{gc}^{0,25} * \gamma_o^{-1,50} + 0,45 * T \quad \text{Ec. I.9}$$

R_s : Relación de Gas Disuelto en Petróleo, PCN/BN

γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpc, [Aire= 1]

γ_o : Gravedad del petróleo, ° API

T : Temperatura del Yacimiento, °F

Según los datos recolectados del yacimiento se tiene que:

$$\begin{aligned}\gamma_{gc} &= 0.720 & \gamma_o (^{\circ}\text{API}) &= 34.70 & T_{yac} &= 280 ^{\circ}\text{F} \\ Pb &= 5100\text{lpc} & P_{prueba} &= 4100\text{lpc} \\ Rsb &= 943.28 \text{ PCN/BN} & R_s \text{ actual} &= 742.97 \text{ PCN/BN}\end{aligned}$$

Por lo tanto, al sustituir en la ecuación I.9 para la presión de burbuja, da como resultado:

$$F = 943.28^{0.755} * 0.720^{0.25} * 34.70^{-1.50} + 0.45 * 280 = 126.793824$$

Aplicando la ecuación I.8.

$$B_{ob} = 0.98496 + 0.0001 * (126.793824)^{1.50} = 1.1277 \frac{BY}{BN}$$

De forma similar se aplicó para la presión actual de 2945 lpc, sustituyendo en las ecuaciones I.8 y I.9 se tiene que:

$$F = 517.37^{0.755} * 0.720^{0.25} * 34.70^{-1.50} + 0.45 * 280 = 126.504418$$

$$B_{ob} = 0.98496 + 0.0001 * (126.504418)^{1.50} = 1.1272 \frac{BY}{BN}$$

Subsiguientemente se calculó la viscosidad del petróleo sin gas en solución con la correlación generada por los mismos autores, la cual se describe a continuación:

$$\mu_{od} = 16.0 * 10^8 * T^{-2.8177} * \log(\gamma)^{5.7526 * \log(T) - 26.9718} \quad \text{Ec. I.10}$$

Donde:

μ_{od} : Viscosidad del petróleo libre de agua a 1atm. y T, cP

T: Temperatura del yacimiento, °F

γ : Gravedad específica del petróleo ° API.

Sabiendo que el fluido tiene 34.7 grados API y una temperatura de yacimiento de 280 °F se sustituyeron los valores en la ecuación I.10.

$$\mu_{od} = 16.0 * 10^8 * 280^{-2.8177} * \log(34.70)^{5.7526 * \log(280) - 26.9718} = 0.776 \text{cp}$$

Finalmente se estimó la viscosidad del petróleo con gas en solución a la presión actual con las ecuaciones siguientes:

$$\mu_{ol} = -0,06821 + 0,9824 * f + 0.0004034 * f^2 \quad \text{Ec. I.11}$$

Donde:

$$f = (0,2001 + 0.8428 * 10^{-0.000845 * R_s}) * \mu_{od}^{(0.43 + 0.5165 * Y)} \quad \text{Ec. I.12}$$

Y

$$Y = 10^{-0.00081 * R_s} \quad \text{Ec. I.13}$$

μ_{ol} : Viscosidad del petróleo con gas en solución a la presión actual y T, cP

μ_{od} : Viscosidad del petróleo libre de agua a 1atm. y T, cP

R_s : Relación de Gas Disuelto en Petróleo, PCN/BN

Los valores estimados anteriormente de R_s actual = 517.26 PCN/BN y μ_{od} = 0.776cp son sustituidos en la ecuación I.12 y I.13.

$$Y = 10^{-0.000810517.26} = 0.38100392$$

$$f = (0.2001 + 0.8428 * 10^{-0.000845 * 517.26}) * 0.776^{(0.43 + 0.5165 * 0.38108)}$$

$$f = 0.43327305$$

Posteriormente con la ecuación I.11 se determinó el valor de la propiedad.

$$\mu_{ol} = -0.06821 + 0.9824 * 0.43327305 + 0.0004034 * 0.43327305^2 = 0.358cp$$

APÉNDICE

II

APÉNDICE II

II.1 Cálculo de IP Grupo 2 y Grupo 3

Cálculos tipo para determinación de índice de productividad (IP), Pozo ONV-67 del Grupo 2.

Utilizando la ecuación II.1 se dispuso a calcular el valor del IP para el pozo ONV-67 y los valores introducidos son los recopilados de las pruebas PLT mostrados en la tabla 4.13.

La ecuación II.1.

$$IP = J = \frac{Q}{Pe - Pwf} \quad \text{Ec. II.1}$$

Donde:

Q: 584 BN/D, Pe: 5113 Lpc, Pwf: 4454 Lpc

Sustituyendo los valores, nos queda la expresión de la siguiente forma:

$$IP = J = \frac{Q}{Pe - Pwf} = \frac{584BN / D}{5113lpc - 4454lpc} = 0.886BN / Lpc * D$$

De igual forma para el pozo ONV-70 con un valor de 1,45283 BN/Lpc*D y el pozo ONV-73 con 0,46848 BN/Lpc*D,

Cálculos tipo para determinación de índice de productividad (IP), Pozo ONV-63 del Grupo 3.

Utilizando la ecuación II.2 se dispuso a calcular el valor del IP aproximado para el pozo ONV-63 y los valores introducidos son los obtenidos por la generación de los parámetros PVT en la tabla 5.8 y referente a la permeabilidad y espesor de la arena se obtuvieron de la tabla 4.14.

La ecuación II.2 para el IP:

$$IP = \frac{h * K}{B_o * \mu_o} * 10^{-3} \quad \text{Ec. II.2}$$

Donde:

h: 10 pie, K: 75mD

B_o: 1.1272 BY/BN, μ_o : 0.358 cP

Sustituyendo los valores, queda la expresión de la siguiente forma:

$$IP = \frac{h * K}{B_o * \mu_o} * 10^{-3} = \frac{10 * 75}{1.1272 * 0.358} * 10^{-3} = 1.859 BN / Lpc * D$$

II.2 Correlaciones Verticales

Cotejo de Correlaciones Verticales en los pozos ONV-67, ONV-70 y ONV-73

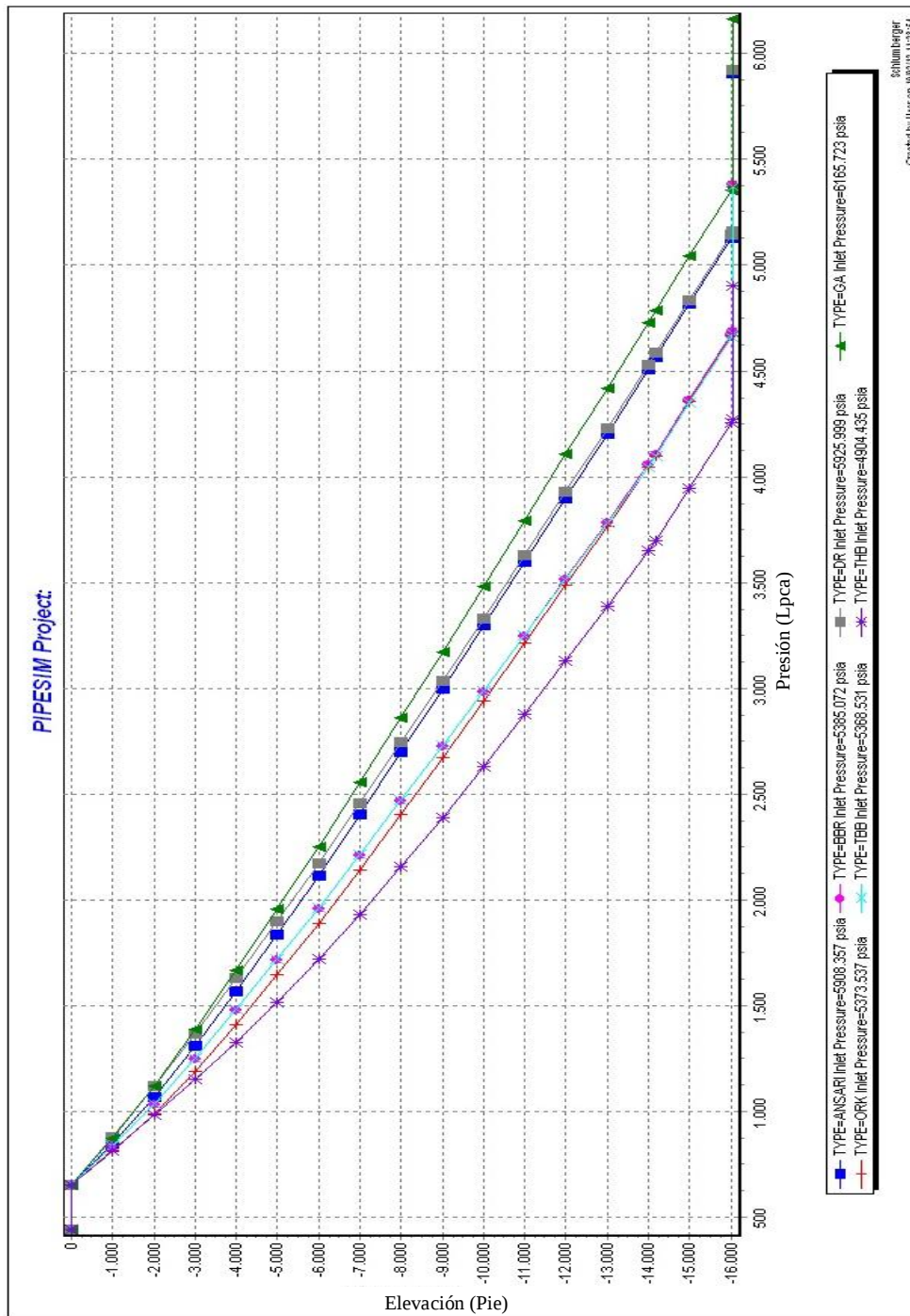


Figura II.1 Cotejo de Correlaciones de Flujo Vertical en el Pozo ONV-67

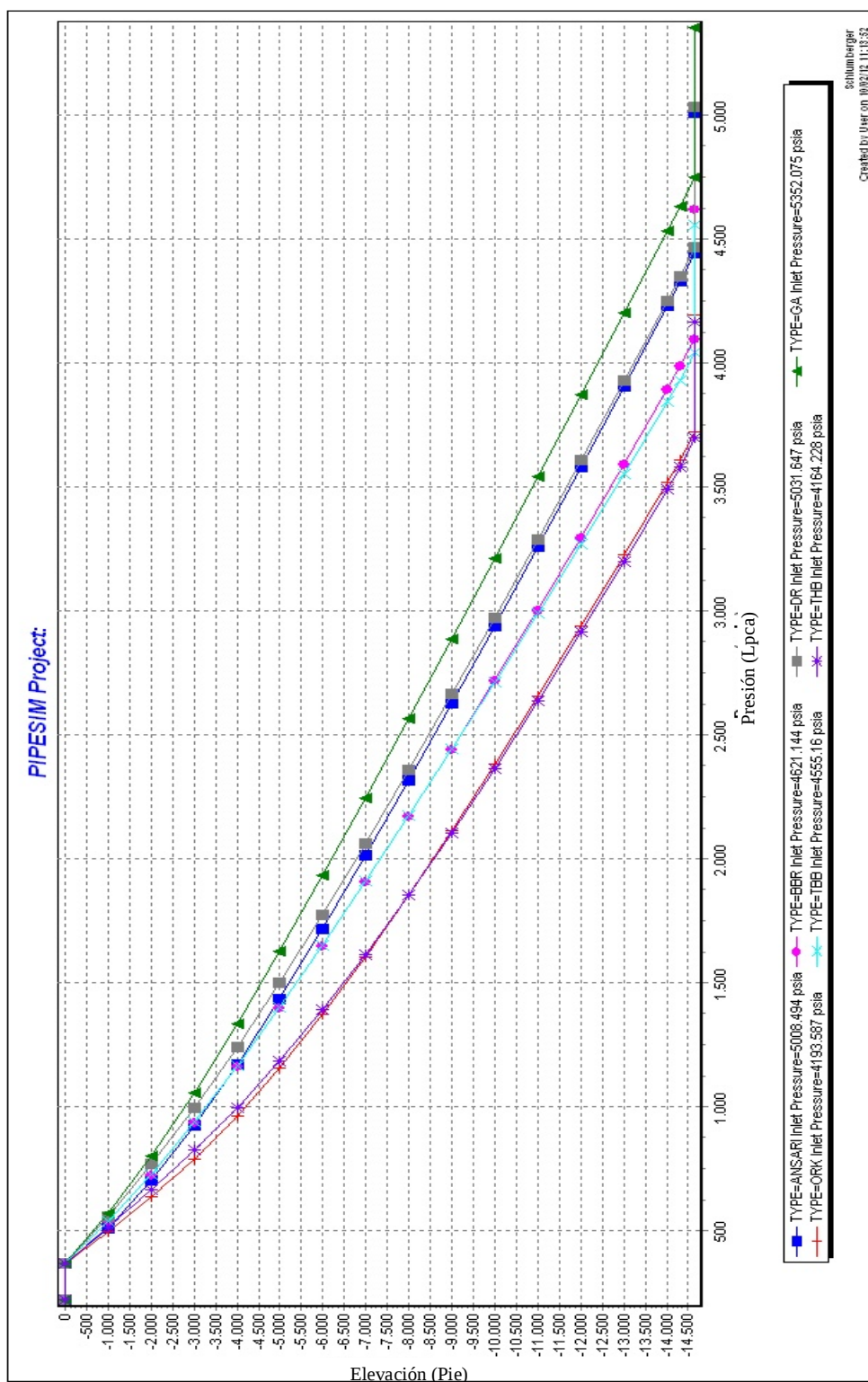


Figura II.2 Cotejo de Correlaciones de Flujo Vertical en el Pozo ONV-70

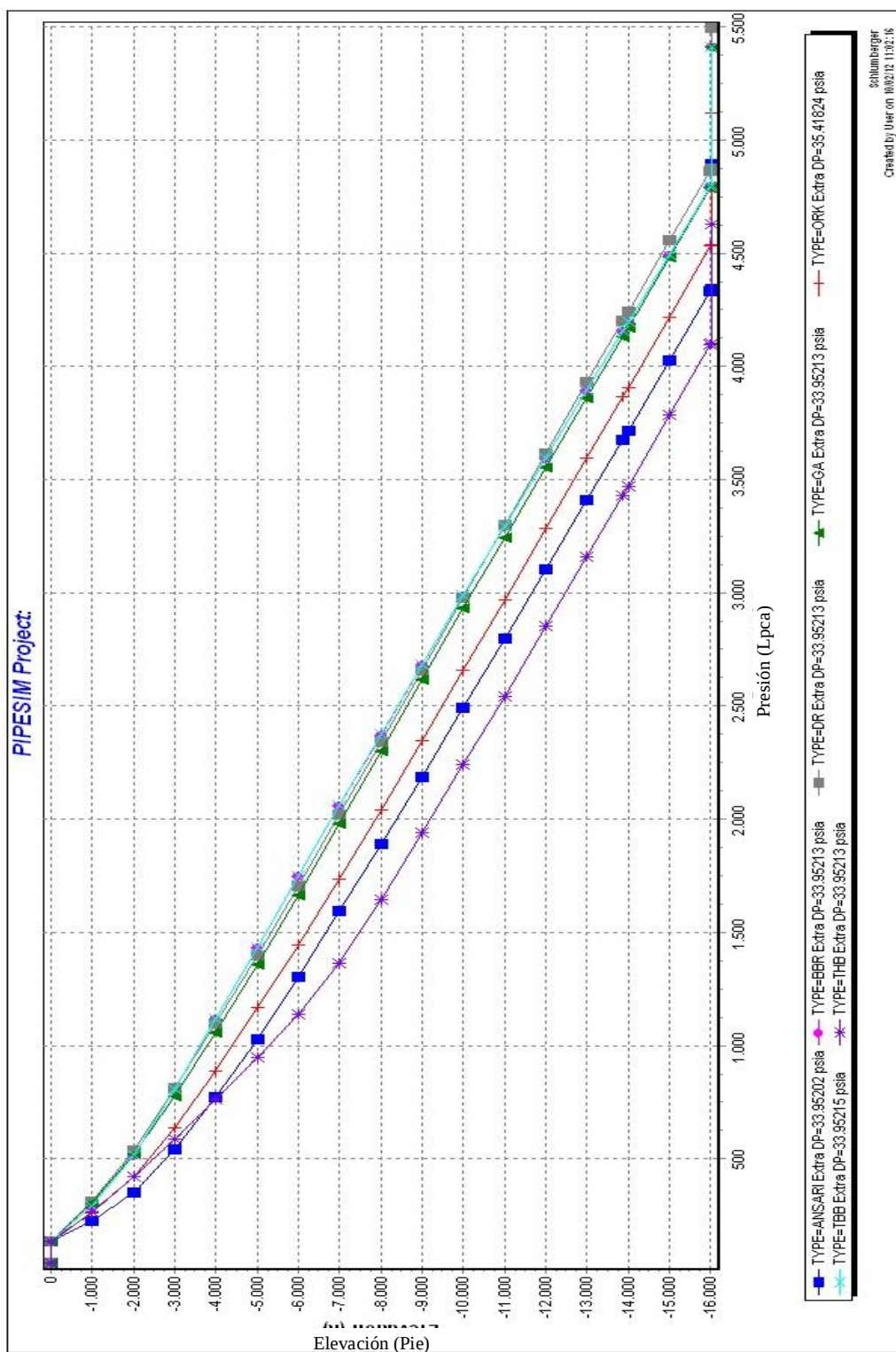
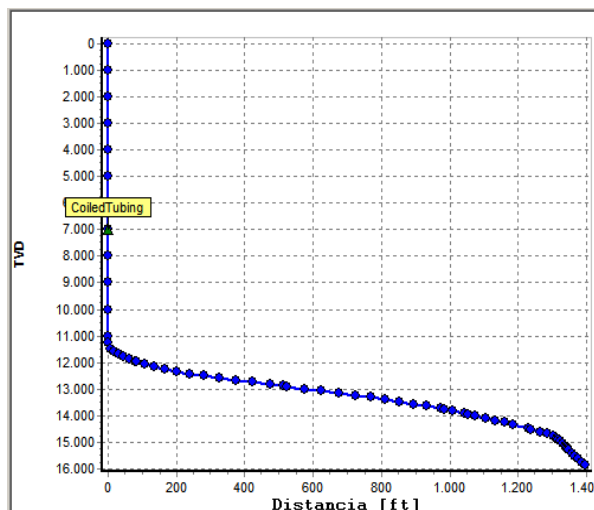
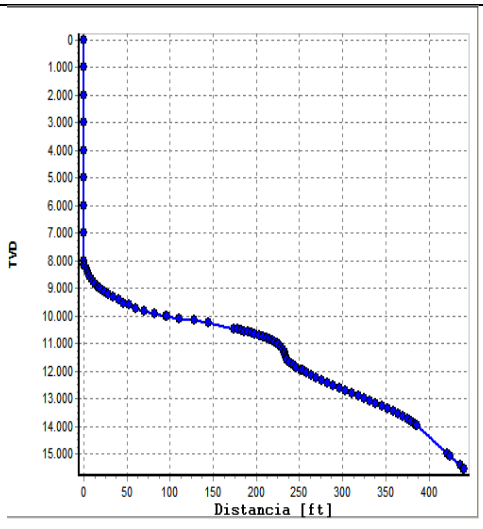


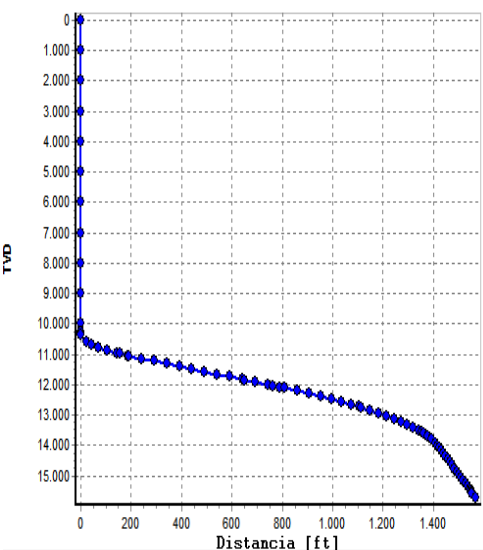
Figura II.3 Cotejo de Correlaciones de Flujo Vertical en el Pozo ONV-73

II.3 Survey de los Pozos

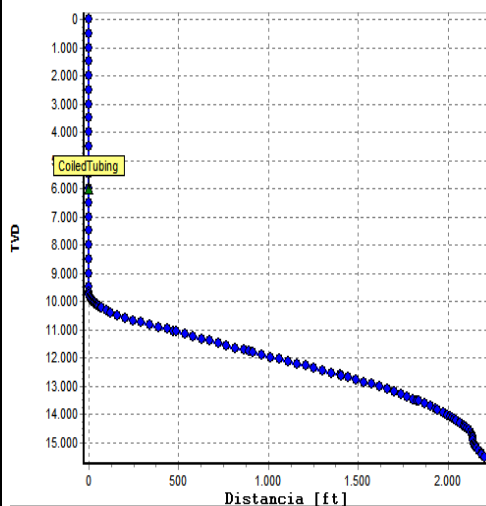
ONV-67					
MD (Pie)	TVD (Pie)	Ángulo (Deg)	MD (Pie)	TVD (Pie)	Ángulo (Deg)
0	0	0	14760	14490	16,7
11000	11000	0	14788	14517	16,5
11267	11267	1,67	14882	14607	13,8
11515	11515	6,9	14974	14696	10,4
11609	11608	7,9	15065	14786	7,2
11703	11701	8,1	15159	14879	5,2
11800	11797	9,9	15252	14972	4
11892	11888	12,2	15346	15065	4
11986	11980	15	15440	15159	4,2
12083	12074	17,6	15489	15208	4,2
12177	12163	19,9	15533	15252	4,4
12268	12249	22,1	15598	15317	4,4
12363	12337	24	15741	15459	4,62
12460	12425	26,6	15836	15554	5,01
12552	12508	28,8	15930	15648	5,75
12646	12590	30,4	16032	15749	5,62
12740	12671	31,1	16212	15928	5,85
12834	12752	32,2	16263	15979	5,98
12929	12832	32,3	16285	16001	
13023	12911	32,4			
13118	12992	32,5			
13212	13071	32,4			
13307	13151	30,5			
13401	13232	28,9			
13495	13314	26,8			
13589	13398	25,7			
13686	13486	25,5			
13778	13569	25			
13872	13654	24,5			
13966	13739	22,9			
14060	13826	20,9			
14154	13914	19,8			
14249	14003	18,9			
14342	14091	18,1			
14436	14181	17,2			
14530	14270	17,25			

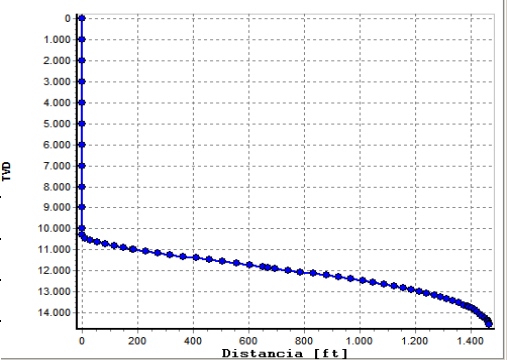


ONV-79					
MD (Pie)	TVD (Pie)	Ángulo (Deg)	MD (Pie)	TVD (Pie)	Ángulo (Deg)
0	0	0	10890	10877	3,2
8145	8145	1	10936	10923	2,6
8205	8205	1,2	11029	11016	1,7
8299	8299	0,62	11122	11109	1,7
8393	8393	0,82	11216	11203	1
8486	8486	1,03	11309	11296	0,4
8581	8580,9	1,19	11403	11390	0,4
8675	8674,9	1,3	11497	11484	0,6
8769	8768,9	1,39	11563	11550	1,4
8863	8862,9	1,77	11591	11578	1,6
8958	8957,8	2,08	11685	11672	2,6
9053	9052,8	2,51	11779	11766	2,6
9148	9147,7	2,93	11873	11860	3,1
9242	9241,5	3,29	11967	11953	3,9
9336	9335,4	3,89	12060	12046	3,6
9430	9429,2	3,6	12154	12140	3,3
9524	9523	3,88	12248	12234	3,6
9617	9615,8	4,65	12342	12328	4
9711	9709,5	5,81	12435	12421	4,1
9806	9804	7,11	12529	12514	4,5
9900	9897,3	8,35	12624	12609	4,3
9994	9990,3	9,64	12718	12703	4,5
10088	10083	10,48			
10180	10173	10,06			
10274	10266	8,88			
10465	10455	8,2			
10500	10489	7,7			
10531	10520	7,4			
10560	10549	7,3			
10594	10583	7			
10626	10614	6,6			
10654	10642	6,2			
10703	10691	5,8			
10748	10736	5,2			
10800	10787	4,4			
10843	10830	3,8			

ONV-73					
MD (Pie)	TVD (Pie)	Ángulo (Deg)	MD (Pie)	TVD (Pie)	Ángulo (Deg)
0	0	0	13923	13620	10
10274	10274	1	14023	13718	9
10374	10374	6	14123	13817	8
10574	10573	12	14223	13916	6
10674	10671	16	14323	14015	5
10774	10767	19	14375	14067	5
10874	10861	23	14475	14167	5
10974	10953	26	14575	14266	5
11074	11043	30	14675	14366	5
11084	11052	30	14775	14465	5
11184	11139	30	14875	14565	5
11284	11225	30	14975	14665	5
11384	11312	30	15075	14764	5
11484	11398	30	15175	14864	5
11584	11485	30	15275	14964	5
11684	11572	30	15375	15063	5
11784	11658	30	15475	15163	5
11884	11745	30	15575	15262	5
11984	11831	30	15675	15362	5
12084	11918	30	15775	15462	5
12184	12005	30	15810	15497	5
12223	12038	30	15850	15537	5
12284	12091	30	16042	15728	
12323	12125	29			
12423	12212	28			
12523	12301	27			
12623	12390	26			
12723	12480	24			
12823	12571	23			
12923	12663	22			
13023	12756	21			
13123	12849	20			
13223	12943	18			
13423	13134	16			
13523	13230	15			
13623	13327	14			
13723	13424	12			

ONV-70					
MD (Pie)	TVD (Pie)	Ángulo (Deg)	MD (Pie)	TVD (Pie)	Ángulo (Deg)
0	0	0	10418	10405	20,8
500	500	0	10531	10510	25,1
1000	1000	0	10908	10840	31,6
1500	1500	0	11000	10919	31,4
2000	2000	0	11094	10999	31,6
2500	2500	0	11159	11054	30,5
3000	3000	0	11189	11080	30
3500	3500	0	11283	11162	29,1
4000	4000	0	11378	11245	28,9
4500	4500	0	11472	11327	28,7
5000	5000	0	11567	11410	30
5500	5500	0	11661	11492	29,8
6000	6000	0	11755	11573	30,8
6500	6500	0	11849	11654	31
7000	7000	0	11943	11734	30,8
7500	7500	0	12037	11815	31,7
8000	8000	0	12132	11896	31,6
8500	8500	0	12226	11976	31,5
9000	9000	0	12321	12057	31,1
9500	9500	0	12415	12138	31,5
9692	9692	0	12509	12218	31,4
9782	9782	3,69	12602	12297	31,2
9845	9844,9	6,1	12696	12378	30,7
9858	9857,8	6,6			
9885	9884,6	6,79			
9924	9923,3	7,1			
9956	9955,1	7,9			
10030	10028	8,8			
10059	10057	9,3			
10093	10091	10,4			
10125	10122	11,6			
10154	10150	12,6			
10188	10184	13,7			
10220	10215	14,6			
10248	10242	15,5			
10342	10332	18			



ONV-102					
MD (Pie)	TVD (Pie)	Ángulo (Deg)	MD (Pie)	TVD (Pie)	Ángulo (Deg)
0	0	0	13924	13622	10,9
10000	10000	0	14018	13715	8,6
10285	10285	3,49	14097	13793	6,5
10286	10286	3,49	14178	13873	5,8
10449	10449	12,4	14462	14156	5,5
10544	10541	15	14556	14249	4,9
10639	10633	18,5	14650	14343	3,3
10732	10721	20,5	14744	14437	0,6
10826	10809	20,6	14838	14531	2,6
10920	10897	22,7	14933	14626	4,7
11108	11069	27,6	15028	14720	5,2
11202	11152	29,7	15077	14769	4,2
11296	11234	29,1	15121	14813	4,2
11390	11316	30,6	15170	14862	4,2
11579	11479	30,5	14556	14249	4,9
11673	11560	30,1	15215	14907	3,1
11768	11642	29,9	15261	14953	2,7
11862	11724	29,8	15310	15002	2
11957	11806	29,3	15359	15051	1,5
12333	12135	29,7	15407	15099	1,2
12428	12218	28,3	15453	15145	1,3
12522	12300	28	15486	15178	1,7
12617	12384	26,3	15564	15256	2,1
12711	12469	24,7	15595	15287	2,1
12804	12553	24,1	15632	15324	2,2
12899	12640	22	15764	15455	2,6
12993	12727	20,3	15867	15558	
13088	12816	18,9			
13182	12905	18			
13273	12992	17			
13367	13081	16,1			
13462	13173	14,5			
13559	13267	14			
13643	13348	14			
13736	13438	12,7			
13830	13530	11,1			

Respecto a los demás pozos por razones de confiabilidad de la empresa no se suministraron los survey en el TEG.

APÉNDICE
III

APÉNDICE III

III.1 Curvas IPR y VLP de los pozos en el instante inicial de producción (T1)

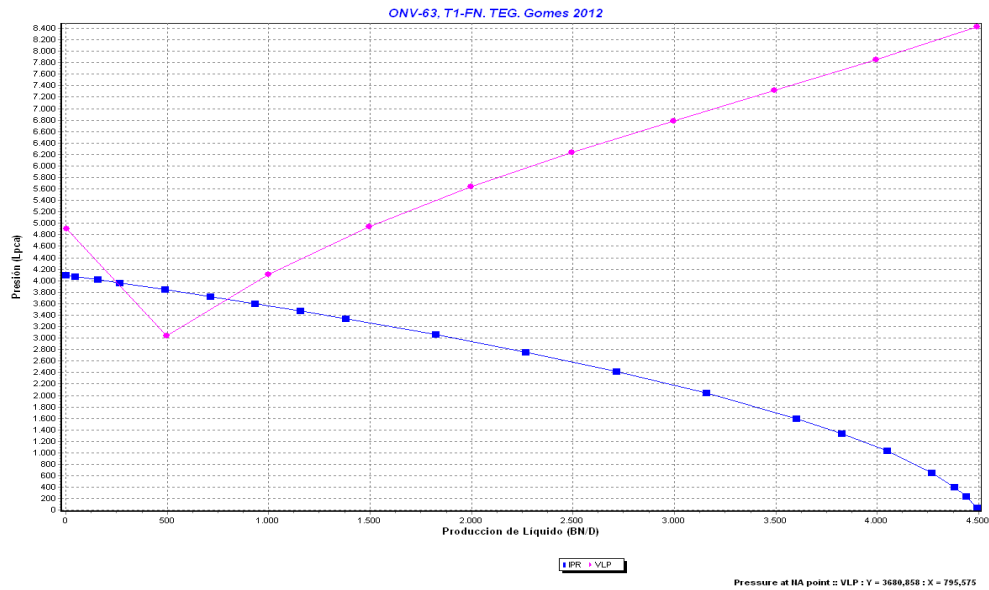


Figura III.1 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-63 (T1)

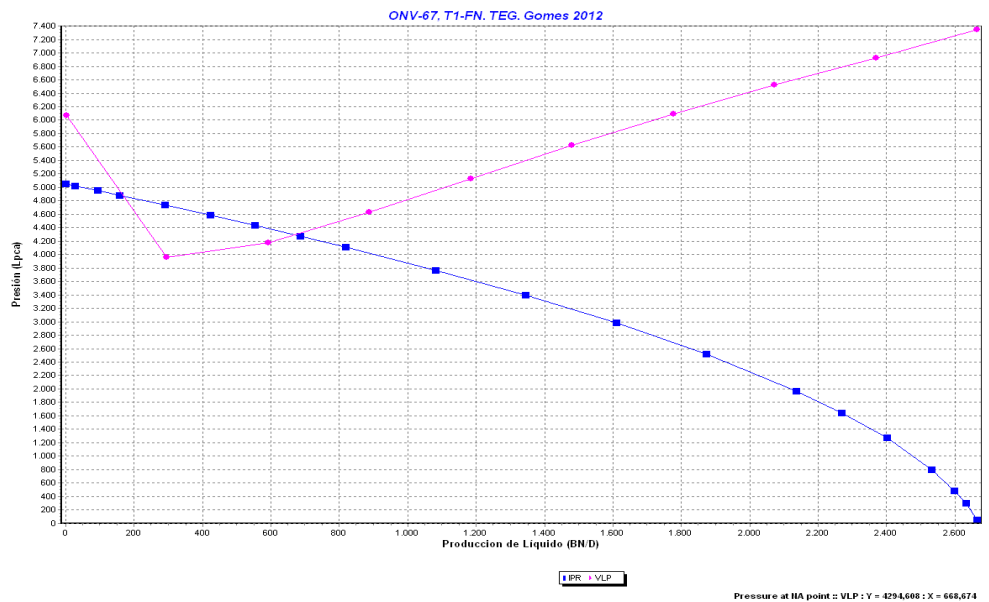


Figura III.2 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-67 (T1)

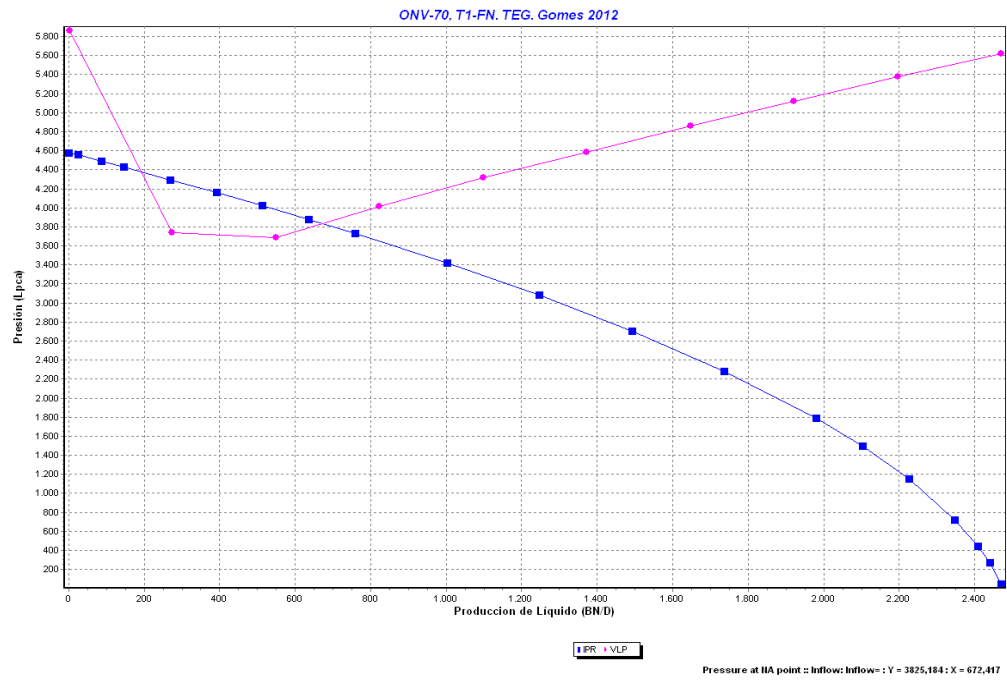


Figura III.3 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-70 (T1)

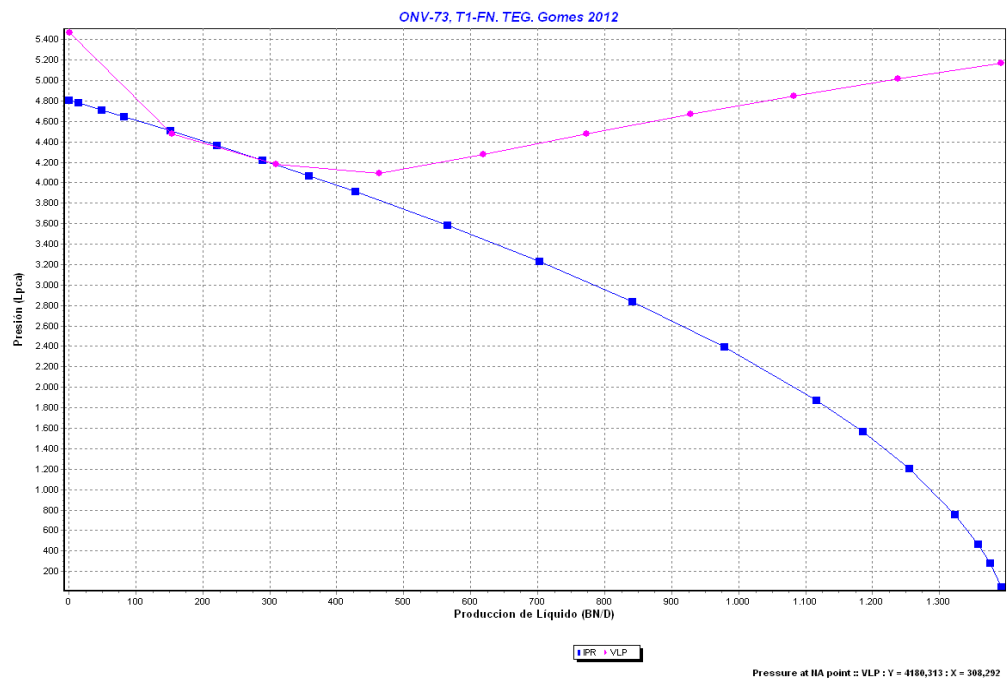


Figura III.4 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-73 (T1)

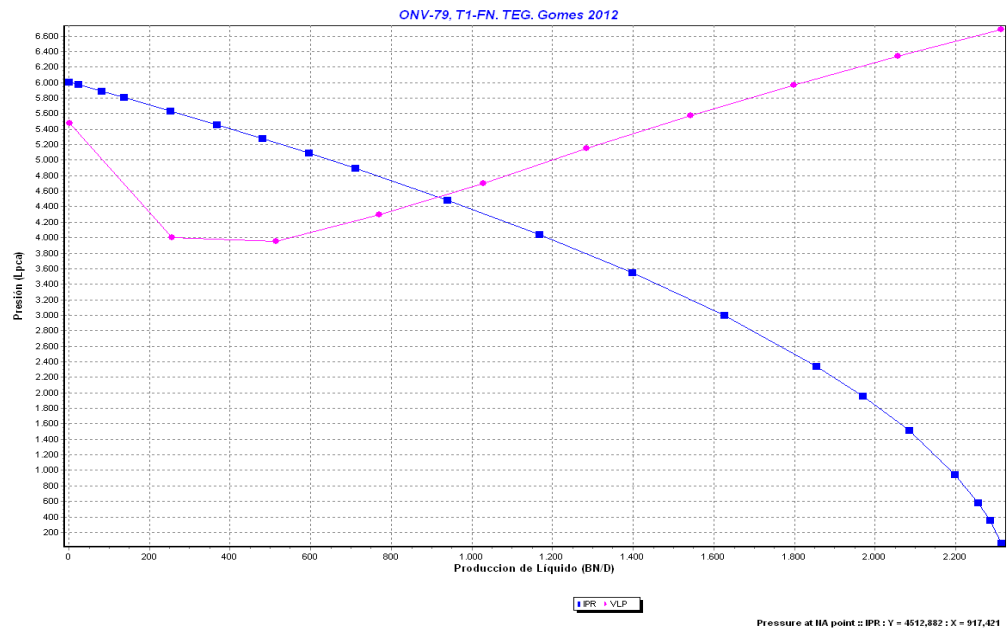


Figura III.5 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-79 (T1)

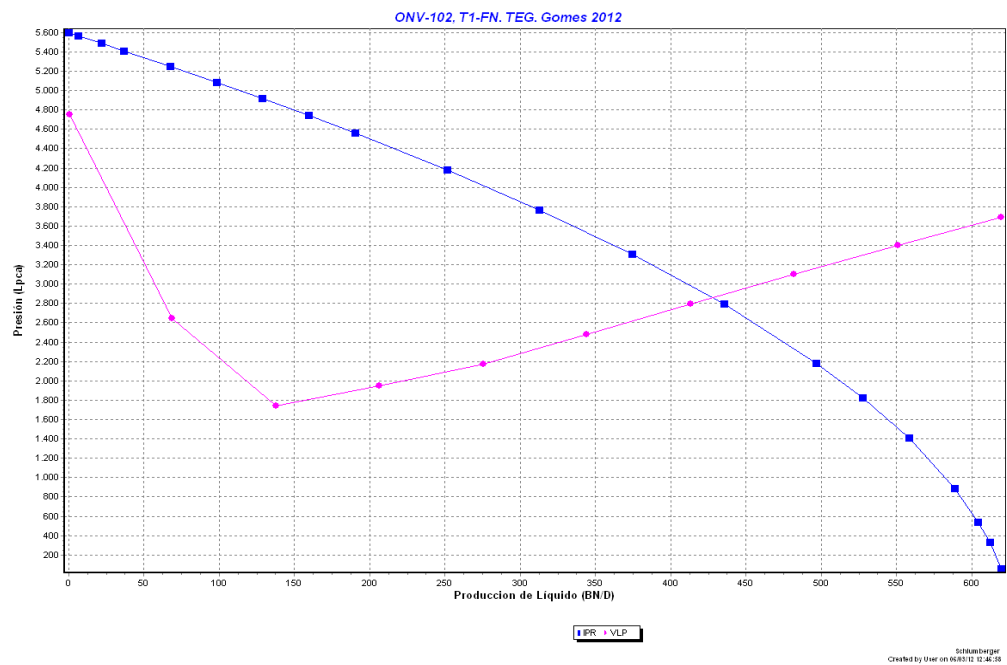


Figura III.6 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-102 (T1)

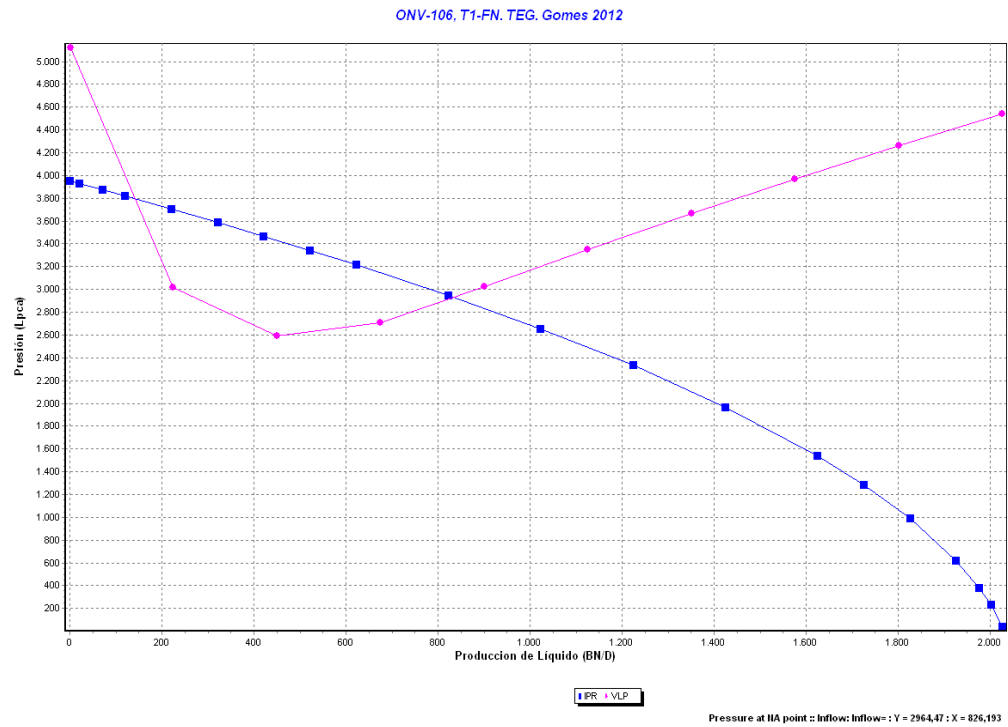


Figura III.7 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-106 (T1)

III.2 Análisis Nodal de las curvas IPR y VLP de los pozos en el instante de tiempo dos (T2)

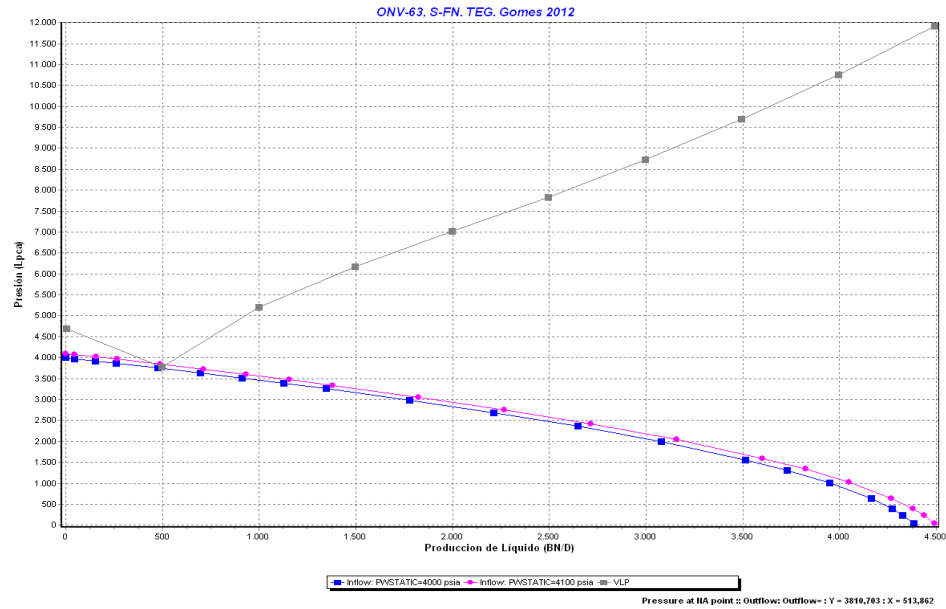


Figura III.8 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-63 (T2)

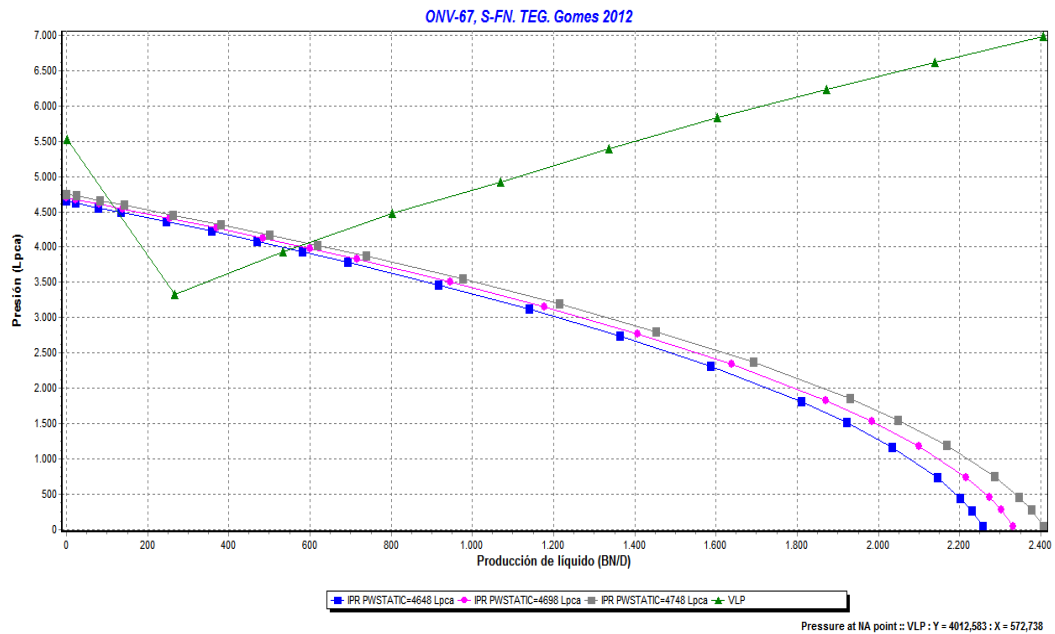


Figura III.9 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-67 (T2)

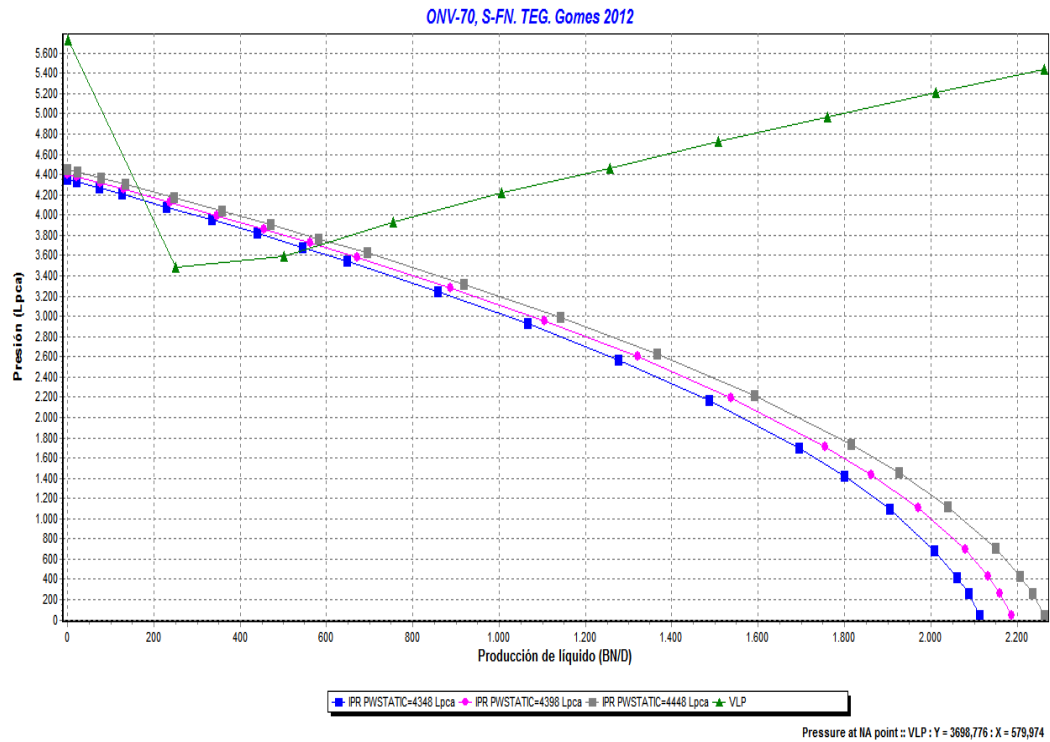


Figura III.10 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-70 (T2)

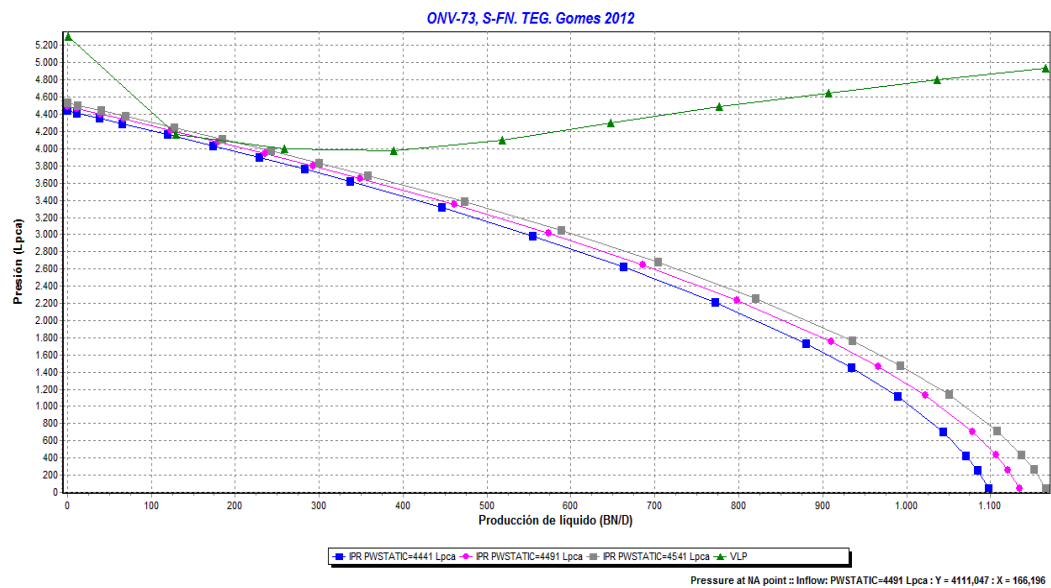


Figura III.11 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-73 (T2)

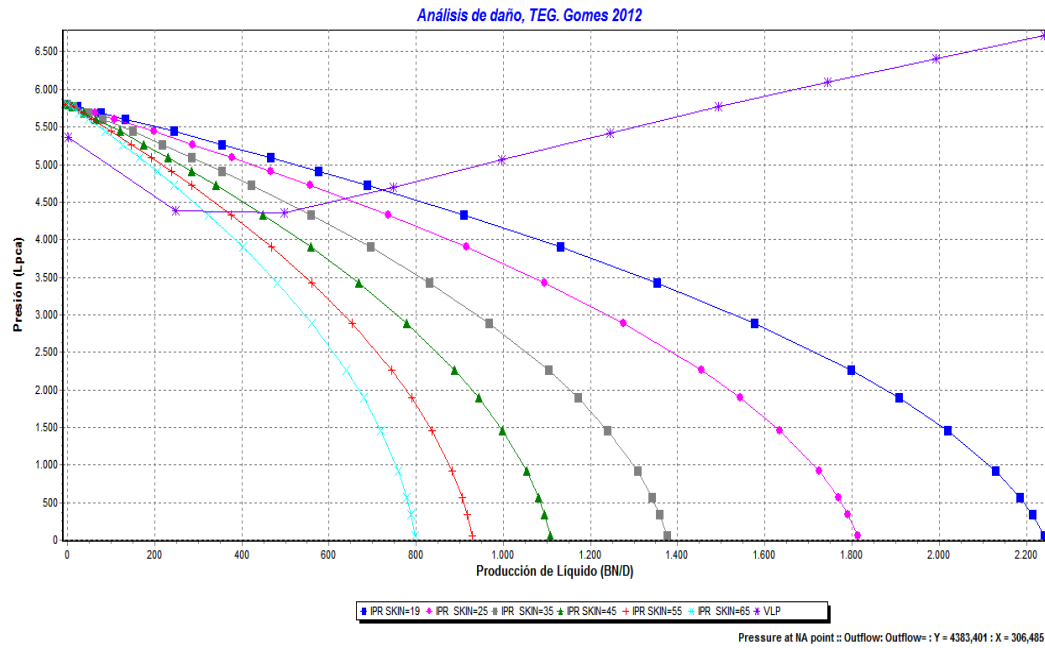


Figura III.12 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-79 (T2)

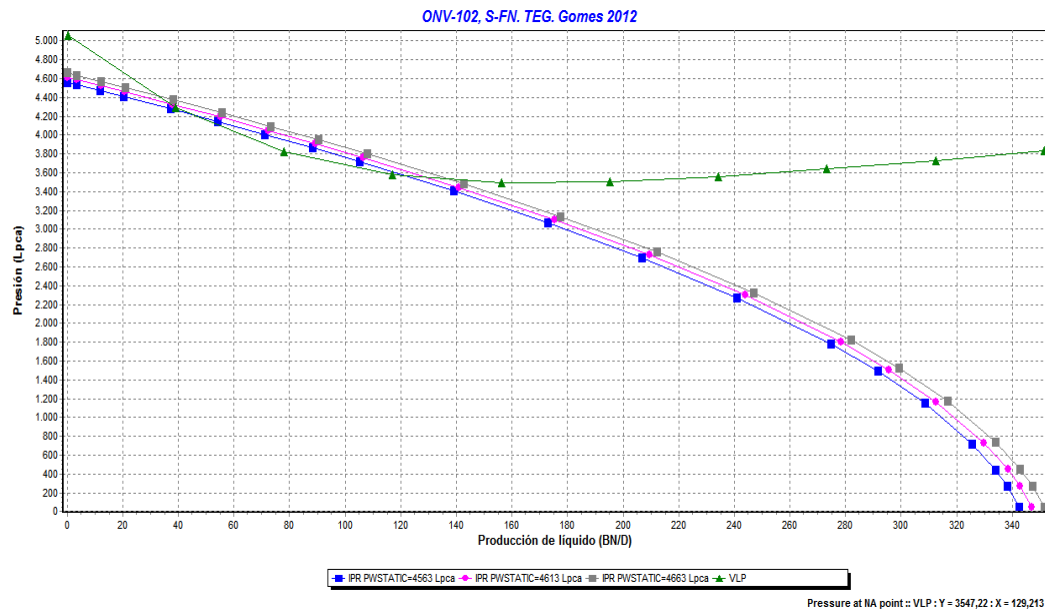


Figura III.13 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-102 (T2)

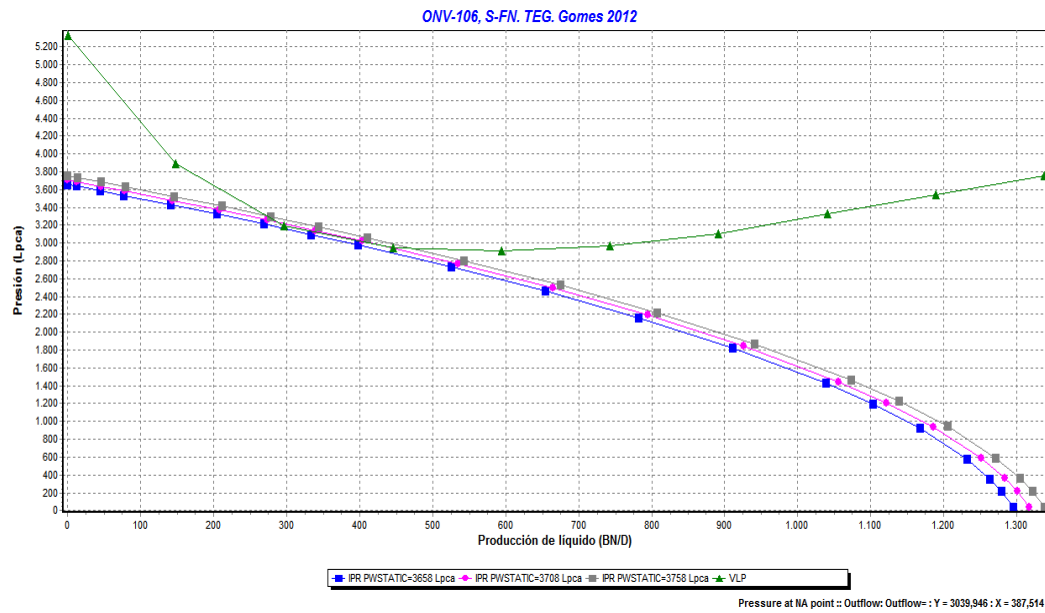


Figura III.14 Curvas de IPR y VLP del Pozo ONV-106 (T2)

APÉNDICE

IV

APÉNDICE IV

Simulador PIPESIM 2008.1

Schlumberger

PIPESIM

DISEÑO DE POZOS Y ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LA PRODUCCIÓN. Diagnostique el desempeño de la producción a través del modelado integral de los sistemas de pozos y levantamiento artificial.

¿Se encuentra usted ante el desafío de tener que mejorar la producción y diseñar terminaciones de pozos óptimas? El programa de análisis del sistema de producción PIPESIM® constituye una forma minuciosa, rápida y eficiente de ayudarlo a incrementar la producción y conocer el potencial de su yacimiento.

PIPESIM no sólo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, sino que además tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

ANÁLISIS DE DESEMPEÑO

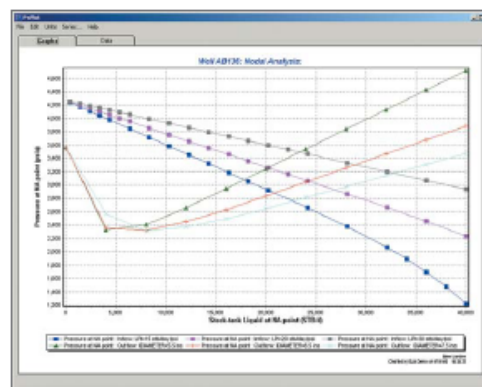
El análisis nodal ha sido por mucho tiempo el método establecido para evaluar el desempeño de los pozos y es crucial para comprender el comportamiento y la sensibilidad de su sistema. PIPESIM permite que usted efectúe análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y que represente gráficamente el flujo de entrada/flujo de salida en cualquier nodo del sistema, proporcionándole una manera de entender dónde pueden residir sus oportunidades de mejoramiento de la producción.

Además del análisis nodal, PIPESIM incluye operaciones específicas para la generación de tablas de desempeño para los simuladores de yacimientos y perfiles de presión/temperatura estándar.

La aplicación PIPESIM incluye todos los tipos de modelos de terminación estándar para pozos verticales, horizontales y fracturados, y posibilita el modelado de terminaciones complejas de varias capas, utilizando diferentes parámetros de desempeño de yacimientos y descripciones de fluidos.

PIPESIM incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales, tanto empíricas como mecánicas que constituyen el estándar industrial de hoy en día. Usted puede ajustar los datos de pozos medidos a estas correlaciones con el fin de identificar la correlación más apropiada para su análisis.

El modelado preciso del fluido producido también es crucial para comprender el comportamiento del sistema; por lo tanto, PIPESIM ofrece la posibilidad de elegir entre correlaciones de modelos de petróleo negro o un rango de ecuaciones de estado (EOS) para modelos composicionales.



PIPESIM permite que usted efectúe un análisis nodal integral en cualquier punto de su sistema hidráulico, utilizando múltiples parámetros de sensibilidad.

En un esfuerzo para mejorar continuamente la aplicación PIPESIM, Schlumberger participa activamente en consorcios de investigación líderes en la industria que promueven avances en el área de modelado del flujo multifásico.

DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La aplicación PIPESIM permite que usted determine el método de levantamiento artificial más adecuado y que luego desarrolle el diseño detallado del sistema de levantamiento artificial por gas o del sistema ESP. Las sofisticadas herramientas de sensibilidad posibilitan el análisis de los parámetros de levantamiento artificial (gas de inyección/ etapas ESP) de manera de optimizar la producción.



PIPESIM

CON PIPESIM USTED PUEDE

- efectuar un análisis nodal integral en cualquier punto de su sistema hidráulico utilizando múltiples parámetros de sensibilidad
- diseñar pozos nuevos y analizar los pozos verticales, horizontales y multilaterales existentes
- diseñar sistemas de levantamiento artificial y ESP con el programa sustentado por los servicios de expertos en sistemas de levantamiento artificial de SLB
- conectarse a OFM para identificar los candidatos de un campo para estudios adicionales o tratamientos con fines de remediación
- generar tablas VFP como datos de entrada para los modelos de sistemas de simulación de yacimientos ECLIPSE*

Para el levantamiento artificial por gas, PIPESIM incluye una nueva funcionalidad de espaciado de mandriles y diseño de selección de válvulas para ayudarle a determinar la mejor profundidad donde instalar las válvulas, utilizando los métodos industriales estándar para el diseño del sistema de levantamiento artificial por gas. PIPESIM incluye además una base de datos de válvulas del fabricante que le proporciona la información más exacta posible para tomar las mejores decisiones. A los fines de la optimización, usted puede rediseñar la profundidad de colocación de su válvula con los mandriles en su lugar.

La base de datos PIPESIM de curvas de desempeño de bombas, motores y cables de los fabricantes de sistemas ESP provee la información exacta que usted necesita en su proceso de selección. La base de datos de curvas de desempeño de las bombas es fácil de actualizar para que las bombas especiales que usted está utilizando se ajusten al desempeño real de las bombas o para agregar nuevas bombas.

La funcionalidad de diseño del sistema de levantamiento artificial PIPESIM cuenta con el soporte del grupo de Terminaciones y Productividad de Pozos y Sistemas de Levantamiento Artificial de Schlumberger, un recurso con más de 75 años de experiencia en los sistemas líder en la industria de levantamiento artificial por gas Camco y los sistemas de bombeo REDA.

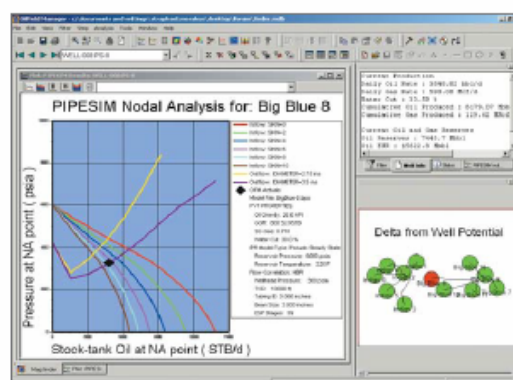
INTEGRACIÓN CON OFM

PIPESIM ahora se vincula con el programa de análisis de pozos y yacimientos OFM* para asistir al usuario en la identificación de candidatos de un campo, para la ejecución de estudios adicionales

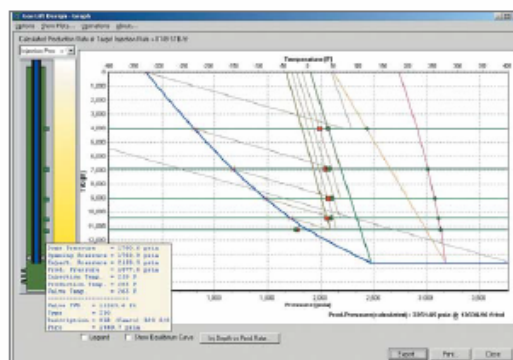
sobre la base de la clasificación de los pozos según su desviación con respecto a su capacidad de producción teórica individual. Esto permite que los usuarios de OFM comparen la capacidad nominal teórica de un pozo con su régimen de producción real. PIPESIM calculará y devolverá a OFM los indicadores de desempeño para su visualización y análisis.

MÓDULOS PIPESIM DE AVANZADA

Para un proceso de planeación y análisis de avanzada, actualice la aplicación PIPESIM a fin de incluir los modelos de desempeño mejorado de pozos y de diseño de líneas de conducción de flujo multifásico para el análisis integral de redes de campo, la planeación de campos petroleros y la optimización de la producción. Esto lo ayuda a mejorar su producción, tomar mejores decisiones y maximizar el valor de sus activos.



Con un enlace dinámico con OFM, su punto de operación actual se representa gráficamente en la gráfica de análisis nodal, posibilitando una comparación efectiva del desempeño del pozo con respecto a su capacidad teórica.



La herramienta de diagnóstico de pozos que producen mediante levantamiento artificial por gas aprovecha el modelo avanzado de levantamiento artificial por gas PIPESIM.

Análisis de redes

Para un análisis integral del sistema, la aplicación PIPESIM puede mejorarse con el fin de modelar redes complejas que pueden incluir enlaces, líneas paralelas y reducciones. El robusto algoritmo de solución puede modelar redes de recolección, distribución e inyección.

Esto le proporciona el conocimiento detallado de los componentes termo-hidráulicos del sistema, que resulta crucial para el diseño de la línea de flujo y las cuestiones relacionadas con el aseguramiento del flujo, particularmente en el caso de sistemas multifásicos complejos.

Este mejoramiento del programa le proveerá las herramientas para efectuar el análisis de redes típico, incluyendo:

- la identificación de cuellos de botella y restricciones en la producción
- la evaluación de los beneficios de contar con pozos nuevos, líneas de conducción adicionales, compresión, y demás
- el cálculo de la productividad de los sistemas de recolección de campo
- la predicción de los perfiles de presión y temperatura a través de trayectos de flujo complejos
- la planeación del desarrollo de campos petroleros
- la resolución de las redes de fondo de pozo presentes en los pozos multilaterales.

Una vez construida su red de producción, usted puede introducir los elementos de tiempo para analizar el impacto del comportamiento del yacimiento sobre la estrategia de desarrollo de campos petroleros.

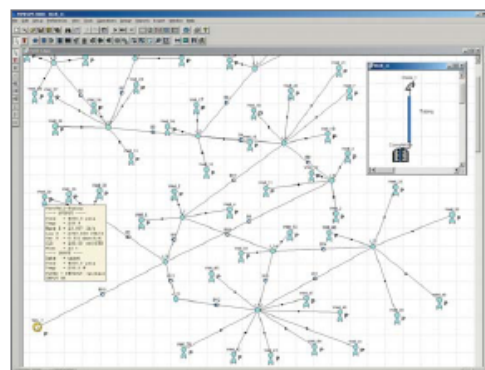
Planeación de campos petroleros

Para proveer un plan integrado de desarrollo de campos petroleros, la aplicación PIPESIM puede perfeccionarse con el fin de ayudarle a usted a mejorar su proceso de planeación. Para ello, el programa cuenta con una interfaz para simular los cambios producidos en las operaciones a través del tiempo como consecuencia del desarrollo de eventos. Se presentan gráficamente informes detallados de la vida productiva del campo para las variables calculadas relacionadas con la producción, ya sea en su propio formato especial o a través de un proceso de exportación a un programa de hojas de cálculo externo.

El sistema contiene un módulo que controla el modelo combinado de producción y yacimientos. Este módulo permite que usted configure la activación de la compleja lógica de eventos condicionales y temporales, representando operaciones de desarrollo de campos petroleros habituales.

Estas operaciones incluyen entre otras:

- la perforación de pozos de desarrollo nuevos
- la instalación de centros de procesamiento adicionales en función del tiempo
- la reducción de la producción de los pozos para satisfacer la producción y los límites operativos
- el cierre de los pozos en proceso de agotamiento a medida que declinan las condiciones de yacimiento.

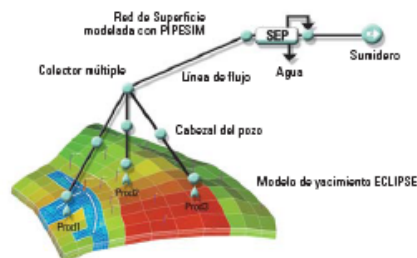


La capacidad de PIPESIM puede ampliarse para modelar sistemas complejos desde el yacimiento hasta las instalaciones de superficie con el módulo Network Analysis.

Mejore la precisión de los resultados generados a partir de sus modelos de desarrollo y planeación de campos petroleros mediante la utilización de uno de los siguientes métodos de modelado del desempeño de yacimientos:

- tablas de consulta (generadas habitualmente por una simulación previa)
- modelos incorporados de balance de materiales
- enlace dinámico totalmente acoplado con los modelos basados en los programas de simulación de yacimientos ECLIPSE Blackoil* y ECLIPSE Compositional*
- enlaces con herramientas de otros proveedores de predicción del desempeño de yacimientos.

Utilizando el módulo Field Planning pueden calcularse las nominaciones de producción de gas para un período contractual. Una vez que usted especifica el factor de oscilación periódico y los perfiles históricos del esquema de toma de gas, el programa calcula la nominación de la cantidad diaria contratada (DCQ) óptima que permitiría satisfacer los requerimientos contractuales para el período especificado con la productividad prevista del campo.



Mejore la precisión del proceso de simulación de su yacimiento con el modelado integrado de campo completo que vincula el programa ECLIPSE con el módulo Field Planning de PIPESIM.

PIPESIM



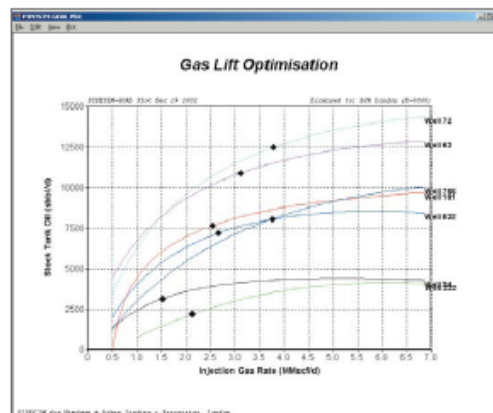
Optimización del sistema de levantamiento artificial por gas

El simulador de optimización PIPESIM provee soluciones de campo utilizando un algoritmo con el fin de identificar la mejor distribución del gas de inyección, para el proceso de levantamiento artificial por gas en todo su sistema de producción. Las restricciones complejas, tales como la capacidad de tratamiento del agua y el gas pueden incluirse en el modelo en cualquier etapa. El algoritmo de optimización está diseñado para ser utilizado en las operaciones diarias y para determinar las tasas de flujo óptimas del gas de inyección de varios pozos productores en cuestión de segundos.

Usted puede integrar su modelo de sistema con bases de datos de producción y sistemas SCADA para optimizar la producción en tiempo real, utilizando los últimos datos enviados a través del sistema de diagnóstico de pozos e instalaciones en tiempo real ProdMan*.

SCHLUMBERGER INFORMATION SOLUTIONS

Schlumberger Information Solutions (SIS) es una unidad operativa de Schlumberger que provee servicios de software, manejo de la información, infraestructura de TI y consultoría. SIS permite que las compañías de petróleo y gas logren un desempeño de equipo sin precedentes, descubriendo el potencial de los equipos de E&P para producir un cambio radical de su eficacia y su productividad. A través de nuestras tecnologías y servicios, las compañías de petróleo y gas pueden controlar su desempeño comercial y obtener el potencial del campo petrolero digital.



El módulo Gas Lift Optimisation vincula los pozos que producen mediante levantamiento artificial por gas en un modelo hidráulico para determinar la tasa de flujo óptima del gas de inyección con el objetivo de maximizar la producción.

Para obtener mayor información, por favor llame a su oficina SIS local o comuníquese por correo electrónico a sisinfo@slb.com.

www.slb.com/sis

Schlumberger

*Marca de Schlumberger.
Los nombres de otras compañías, productos y servicios son propiedad de sus respectivos dueños.
Copyright © 2007 Schlumberger. Todos los derechos reservados. 27-05-311

APÉNDICE

V

APÉNDICE V

V.1 Derivación de la ecuación de gradiente estático del gas ^[24]

Utilizando la ecuación del gas real $PV = znRT$

Donde $n = \frac{M}{PM}$

Sustituyendo se tiene $PV = z \frac{M}{PM} RT$

La densidad del gas puede determinarse entonces como: $\rho_g = \frac{PM_a \cdot \gamma_g \cdot P}{zRT}$

El peso molecular del aire es $PM_a = 28.96g / mol$

Entonces la ecuación del gas queda: $\rho_g = \frac{29 \cdot \gamma_g \cdot P}{zRT}$

Por otro lado, el gradiente de gas es: $\frac{dp}{dh} = \rho_g \cdot g / gc = \frac{\rho_g}{144 \text{ pul}^2 / \text{pie}^2}$

Mientras que: $R = 10.73 \cdot \frac{\text{pie}^3 \cdot \text{lpc} \cdot \text{lbm}}{\text{°R} \cdot \text{mol}}$

Entonces, el gradiente de presión es $\frac{dp}{dh} = \frac{0.01875 \cdot \gamma_g \cdot P}{zT} \left(\frac{\text{lpc}}{\text{pie}} \right)$

Separando las variables se obtiene $\frac{dp}{P} = \frac{0.01875 \cdot \gamma_g \cdot dh}{zT}$

Integrando ambos lados desde una presión P1 a una altura de referencia cero, hasta

una presión P2 a una altura h, se obtiene $\int_{P1}^{P2} \frac{dp}{P} = \int_0^h \frac{0.01875 \cdot \gamma_g \cdot dh}{zT}$

Resolviendo las integrales se obtiene $(LnP)_{P1}^{P2} = \frac{0.01875\gamma_g}{zT} \int_0^h dh$

$$LnP2 - LnP1 = \frac{0.01875\gamma_g}{zT} h, \text{ simplificando, } Ln \frac{P2}{P1} = \frac{0.01875\gamma_g}{zT} h$$

Resolviendo la exponencial en ambos lados, $e^{Ln \frac{P2}{P1}} = e^{\frac{0.01875\gamma_g}{zT} h}$

Y resolviendo se tiene, $\frac{P2}{P1} = e^{(\frac{0.01875\gamma_g}{zT} h)}$

Para obtener la ecuación de presión de fondo, $P2 = P1 * e^{(\frac{0.01875\gamma_g}{zT} h)}$

V.2 Pantalla principal de la hoja de cálculo “Estimación de Profundidad Máxima de Inyección de Gas con Tubería Continua, Campo Onado (E.P.M.I.C.O.)”

Figura V.1 E.P.M.I.C.O. Pozo ONV-73

Estimación de Profundidad Máxima de Inyección de Gas con Tubería Continua, Campo Onado.			
Trabajo Especial de Grado, Luis Gomes 2012			
Pozo:	ONV-73		
Datos de Inyección del GAS			
Presión Máxima en Cabezal Permitida:	2500	Lpc	
Presión de Superficie:	1540	Lpc	
Gravedad Específica de Gas:	0.696	Adimensional	
Z del Gas:	0.989	Adimensional	
Temp. Superficial de Iny. Del Gas:	546	°R	
Datos del Fluido de Completación			
Profundidad del Tope de Líquido:	2062	Pie	
Gradiente del Fluido:	0.394	Lpc/Pie	
Diseño			
Tolerancia de Presiones	50	Lpc	
Perdida de Presión en la Punta del CT	100	Lpc	
Resultado Optimo			
Presión de inyección en fondo:	1708	Lpc	
Profundidad de inyección:	6400	Pie	
	Longitud de la tubería continua		

Esquema de Inyección del pozo

ONV-73

Profundidad (Pie) 0 P. de inyección 1540 Lpc

Nivel de Líquido 2062

Tubería Continua Prof. Máx. CT 6400 pie

12000

Valores para ser introducidos por los Usuarios
En las celdas de color AMARILLO

Figura V.2 E.P.M.I.C.O. Pozo ONV-102

Estimación de Profundidad Máxima de Inyección de Gas con Tubería Continua, Campo Onado.			
Trabajo Especial de Grado, Luis Gomes 2012			
Pozo:	ONV-102		
Datos de Inyección del GAS			
Presión Máxima en Cabezal Permitida:	2500	Lpc	
Presión de Superficie:	1500	Lpc	
Gravedad Específica de Gas:	0.696	Adimensional	
Z del Gas:	0.989	Adimensional	
Temp. Superficial de Iny. Del Gas:	546	°R	
Datos del Fluido de Completación			
Profundidad del Tope de Líquido:	2530	Pie	
Gradiente del Fluido:	0.384	Lpc/Pie	
Diseño			
Tolerancia de Presiones	50	Lpc	
Perdida de Presión en la Punta del CT	100	Lpc	
Resultado Optimo			
Presión de inyección en fondo:	1684	Lpc	
Profundidad de inyección:	6900	Pie	
	Longitud de la tubería continua		

Esquema de Inyección del pozo

ONV-102

Profundidad (Pie) 0 P. de inyección 1500 Lpc

Nivel de Líquido 2530

Tubería Continua Prof. Máx. CT 6900 pie

12000

Valores para ser introducidos por los Usuarios
En las celdas de color AMARILLO

V.3 Pantalla principal de la hoja de cálculo “Optimizador de Producción con LAG, Campo Onado”

Figura V.3 Optimizador de Producción con LAG, Campo Onado.”

