

VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA PARA LA REALIZACIÓN DE
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN EN LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO

JUAN SEBASTIÁN GÓMEZ RAMÍREZ

HARLEY GONZALO RUEDA OSMA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2014

VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA PARA LA REALIZACIÓN DE
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN EN LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO

JUAN SEBASTIÁN GÓMEZ RAMÍREZ

HARLEY GONZALO RUEDA OSMA

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR:

Ing. ERIK GIOVANY MÓNTES PÁEZ

CODIRECTOR:

Ing. JOSÉ FERNANDO PORTELA SARMIENTO
EQUION ENERGÍA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2014

DEDICATORIA

Supongo que después de escribir estas más de ciento setenta páginas, del tiempo invertido, de los malestares por los trámites, de las dificultades, pero también de los buenos ratos y los éxitos, a quien debo agradecer por la oportunidad de desarrollar este proyecto es a mi compañero Harley Rueda.

A mi padre, que sin necesidad de pronunciar más que unas cuantas palabras siempre estuvo a mi lado aconsejándome, brindándome su sabiduría y su alegría.

A mi madre que siempre estuvo a mi lado para todo lo que necesité, procurando mi bienestar, dándome lo mejor de cada uno de sus días.

A Paula, que cada día que pasó desde el inicio de esta aventura fue mi novia, mejor amiga, mi consejera, mi aliada, los brazos más confortables, el cariño más sincero, y todo el amor.

A Pedro, mi viejo, que se fue antes de verme sostener este cartón, todos y cada uno de mis pasos están encomendados a ti.

A todos mis amigos y compañeros de carrera porque gracias a ellos estos cinco años fueron de locura, para recordar siempre.

Juan Sebastián Gómez Ramírez

DEDICATORIA

Lo he dicho públicamente y lo escribiré “Juan Sebastián un excelente compañero de tesis”, muchas gracias por sus aportes técnicos, personales y su compromiso durante el desarrollo de este proyecto, espero en pocos años podamos realizar importantes proyectos y negocios en la industria como ingenieros.

A mis padres y hermanos Idanis y Marlon por su incondicional apoyo, sabiduría y excelente energía en todos mis proyectos, siempre lo he dicho: de mi padre la tranquilidad y el carisma, de mi madre el carácter.

A mis otros padres Judith y Alirio, a Andreita, Nico, Leidy y el Mono muchas gracias por todo su incondicional apoyo y bendiciones, sus sabios consejos, calidez y alegría en todo momento que he compartido con ellos.

Puedo dividir en dos etapas importantes mi paso por la universidad: antes y después de mi práctica en la compañía EQUION ENERGIA LIMITED. A mis grandes AMIGOS Iván vecino, Daniel Carvajal, Vane Thomas, Mafe, Jorge Osuna y Luis k esos días de estudio realmente fueron muy agradables por sus valores y la actitud con que ven la vida, al legendario GREMIO “Carva, Tame, Georgi, Nafis, Jef y todo el que celebró con nosotros”. Después de la práctica conocí a grandes personas que hoy puedo decir son mis AMIGOS Juan Jo Martínez, Daniel Reyes, Nathi, Aleja Plata, Daniel, Alvarito, Laura Vargas, Quiceno, Londoño, Anny, Renato y Juanita, también se pasó bueno con ustedes.

Harley Gonzalo Rueda Osma

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este proyecto de grado agradecen sinceramente a:

A la **Universidad Industrial de Santander** y a la **Escuela de Ingeniería de Petróleos** por cobijarnos todos estos años y permitir nuestro desarrollo personal y profesional.

A **EQUIÓN ENERGÍA LIMITED** por facilitarnos el desarrollo de este proyecto dentro de sus instalaciones y por cada uno de los servicios que puso a nuestra disposición para conseguir materializarlo.

A nuestro director **Erik G. Montes** por su apoyo y colaboración durante este tiempo y porque siempre encontró una forma particularmente adecuada de brindarnos sus consejos y experiencia.

A nuestro co-director **José Fernando Portela** por el conocimiento, el tiempo dedicado y la colaboración brindados para el correcto desarrollo del proyecto.

A **Eugenia** por la ayuda que nos brindó cuando las fechas y los trámites de entrega eran nuestros peores detractores.

A **Nathalia A. Ardila** por ser nuestro mejor contacto en la U. de Oklahoma, por el apoyo incondicional, el tiempo dedicado y la enorme ayuda en las consultas que requerimos a la hora del desarrollo del proyecto.

A **Iván, Magda** y a todos los ingenieros de los Equipos de Intervenciones y Subsuelo de EQUIÓN ENERGÍA LIMITED por su tiempo y dedicación en la resolución de nuestras dudas y por toda la asistencia brindada.

TABLA DE CONTENIDO

	Página
INTRODUCCIÓN	21
1. YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	23
1.1. DEFINICIÓN DE GVF (FRACCIÓN VOLUMÉTRICA DE GAS).	26
1.1.1. CLASIFICACIÓN DE FLUJO MULTIFASICO SEGÚN EL GVF	28
1.2. INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR) PARA POZOS UBICADOS EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.	30
1.2.1. Distribución de los Fluidos en el Yacimiento.	30
1.2.2. Coexistencia de las Regiones de Flujo.....	32
1.2.3. Revisión del Modelo de Permeabilidad Relativa.....	33
1.2.4. Función Pseudopresión.....	35
1.3. PRUEBAS DE POZO - WELL TESTING.....	41
1.3.1. Consideraciones generales de seguridad.....	42
1.3.2. Procedimiento Previo.	42
1.3.3. Requerimientos de los Equipos.	44
1.3.4. Procedimiento operativo	47
1.4. PRUEBAS DE POZO (WELL TESTING) CON SEPARADORES TRIFÁSICOS CONVENCIONALES.....	50
1.4.1. Procedimiento de cálculo manual del caudal de gas:.....	54
1.4.2 Procedimiento de cálculo manual del caudal de aceite:	60
1.5. PRUEBAS DE POZO (WELL TESTING) CON TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.	63
1.5.1. Tecnología de Medición Multifásica tipo Venturi/Energía Dual.....	65

1.5.2. Solución Gráfica de Fracciones de los Componentes.	70
1.5.3. Caracterización del fluido e influencia de las propiedades PVT en las mediciones.	72
1.5.4. Rango de Operación de un Medidor Multifásico.	75
2. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.	76
2.1. METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ANÁLISIS.	76
2.1.1. Recopilación y análisis de información.	77
2.2. DESARROLLO DEL MODELO TEÓRICO DE IPR PARA YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	83
2.2.1. Tratamiento Matemático.	84
2.2.2. Establecimiento del Modelo IPR.	86
3. EVALUACIÓN TÉCNICA: COMPARACIÓN DE PRUEBAS	100
3.1 RESULTADOS DE LA PRUEBA OBTENIDOS POR CADA COMPAÑÍA... ..	101
3.1.1. Pruebas para el pozo UIS-1.	101
3.1.2. Pruebas para el pozo UIS-2.	103
3.1.3. Pruebas para el pozo UIS-4.	104
3.2. COMPARATIVO: MEDICION COMPAÑÍA AUDITORA vs. COMPAÑÍA DE SERVICIO TECNOLOGÍA CONVENCIONAL.....	107
3.2.1. Pruebas para el pozo UIS-1.	107
3.2.2. Pruebas para el pozo UIS-2.	107
3.2.3. Pruebas para el pozo UIS-4.	108
3.3. COMPARATIVO MEDICIÓN COMPAÑÍA AUDITORA vs. COMPAÑÍA DE SERVICIO MEDIDOR MULTIFÁSICO.....	108
3.3.1. Pruebas para el Pozo UIS-1	108
3.3.2. Pruebas para el Pozo UIS-2.....	109

3.3.3. Pruebas para el Pozo UIS-4.....	109
3.4. COMPARATIVO MEDICIÓN COMPAÑÍA CONVENCIONAL vs. COMPAÑÍA DE SERVICIO MEDIDOR MULTIFÁSICO.....	110
3.4.1. Pruebas para el Pozo UIS-1.....	110
3.5. RESULTADOS OBTENIDOS.	111
4. ANÁLISIS FINANCIERO.....	116
4.1 INDICADORES ECONÓMICOS.....	117
4.2 DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	122
4.2.1. Modelo de Declinación del Campo Floreña:.....	123
4.2.2. Modelo de Declinación del Campo Pauto.....	125
4.3. ESTUDIO ESTADÍSTICO PARA LA SELECCIÓN DE LOS ESCENARIOS POSIBLES DEL ANÁLISIS FINANCIERO.....	126
4.4. ESCENARIO UNO: PRUEBAS DE POZO USANDO LA TECNOLOGÍA DE SEPARADORES TRIFÁSICOS CONVENCIONALES.....	133
4.5. ESCENARIO DOS: PRUEBAS DE POZO USANDO LA TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.	138
CONCLUSIONES.....	147
RECOMENDACIONES.....	150
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	152
ANEXOS	156

LISTA DE FIGURAS

	Página
FIGURA 1: ENVOLVENTE DE FASES PARA LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO ...	23
FIGURA 2: ENVOLVENTE YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO.	25
FIGURA 3: FRACCIÓN DE GAS VACÍO	27
FIGURA 4: RELACIÓN DE DESLIZAMIENTO.	28
FIGURA 5: COEXISTENCIA DE LAS TRES REGIONES DE FLUJO EN UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO.....	33
FIGURA 6: TABLA DE FACTOR DE ORIFICIO.....	56
FIGURA 7: VALOR DE LA CONSTANTE B PARA EL CÁLCULO DEL FR.	57
FIGURA 8: DETERMINACIÓN DEL FACTOR FG.....	58
FIGURA 9: FACTOR DE REDUCCIÓN DE VOLUMEN POR TEMPERATURA.	62
FIGURA 10: MEDIDOR MULTIFÁSICO TIPO VENTURI/ENERGÍA DUAL.	66
FIGURA 11: NIVELES DE ENERGÍA DEL MEDIDOR DE ENERGÍA. ECUACIONES PARA DETERMINACIÓN DE LAS FRACCIONES MÁNICAS DE LA MEZCLA.	69
FIGURA 12: SOLUCIÓN GRÁFICA DE FRACCIONES DE LOS COMPONENTES.	72
FIGURA 13: METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO.....	77
FIGURA 14: DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A UN AÑO PARA EL CAMPO FLOREÑA. (ACEITE Y GAS).....	124
FIGURA 15: DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A UN AÑO PARA EL CAMPO FLOREÑA. (ACEITE Y GAS).....	126
FIGURA 16: DISTRIBUCIÓN LOG-NORMAL 3 PARÁMETROS PARA GVF.	129
FIGURA 17: FLUJO DE CAJA LIBRE PARA EL PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA EN FLOREÑA Y PAUTO.	143

LISTA DE TABLAS

	Página
TABLA 1. BASE DE DATOS DE LOS POZOS DE LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO	79
TABLA 2. FLUIDOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO	80
TABLA 3. PROPIEDADES DEL GAS DE LA FORMACIÓN I.....	80
TABLA 4. PROPIEDADES DEL GAS DE LA FORMACIÓN II.....	81
TABLA 5. HISTORIAL DE WELL TESTING POZOS DE LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO	82
TABLA 6. CORRELACIÓN FACTOR Z MÉTODO GOPAL.....	89
TABLA 7. PRESIÓN – PROPIEDADES PVT CON DATOS PBU	93
TABLA 8. PRESIÓN – PSEUDOPRESIÓN- INTEGRAL PVT CON DATOS PBU...	94
TABLA 9. PRESIÓN – PROPIEDADES PVT CON DATOS PBU.....	96
TABLA 10. PRESIÓN – PSEUDOPRESIÓN- INTEGRAL PVT CON DATOS IPR. .	97
TABLA 11. RESULTADOS COMPAÑÍA AUDITORA. POZO UIS-1.....	101
TABLA 12. RESULTADOS COMPAÑÍA T. CONVENCIONAL. POZO UIS-1	102
TABLA 13. RESULTADOS COMPAÑÍA M. MULTIFÁSICO. POZO UIS-1.....	102
TABLA 14. RESULTADOS COMPAÑÍA AUDITORA. POZO UIS-2.....	103
TABLA 15. RESULTADOS COMPAÑÍA T. CONVENCIONAL. POZO UIS-2.....	103
TABLA 16. RESULTADOS COMPAÑÍA M. MULTIFÁSICO. POZO UIS-2.....	104
TABLA 17. RESULTADOS COMPAÑÍA AUDITORA. POZO UIS- 4	104
TABLA 18. RESULTADOS COMPAÑÍA T. CONVENCIONAL. POZO UIS-4.....	105
TABLA 19. RESULTADOS COMPAÑÍA M. MULTIFÁSICO. POZO UIS-4.....	105
TABLA 20. COMPAÑÍA AUDITORA VS. TECNOLOGÍA CONVENCIONAL. POZO UIS-1	107

TABLA 21. COMPAÑÍA AUDITORA VS. TECNOLOGÍA CONVENCIONAL. POZO UIS-2	107
TABLA 22. COMPAÑÍA AUDITORA VS. TECNOLOGÍA CONVENCIONAL. POZO UIS-4	108
TABLA 23. COMPAÑÍA AUDITORA VS. MEDIDOR MULTIFÁSICO. POZO UIS-1	108
TABLA 24. COMPAÑÍA AUDITORA VS. MEDIDOR MULTIFÁSICO. POZO UIS-2	109
TABLA 25. COMPAÑÍA AUDITORA VS. MEDIDOR MULTIFÁSICO. POZO UIS-4	109
TABLA 26. TECNOLOGÍA CONVENCIONAL VS. MEDIDOR MULTIFÁSICO. POZO UIS-1	110
TABLA 27. TECNOLOGÍA CONVENCIONAL VS. MEDIDOR MULTIFÁSICO. POZO UIS-2	110
TABLA 28. TECNOLOGÍA CONVENCIONAL VS. MEDIDOR MULTIFÁSICO. POZO UIS- 4	111
TABLA 29. TABLA DE RESULTADOS 1	112
TABLA 30. TABLA DE RESULTADOS 2	112
TABLA 31. TABLA DE RESULTADOS 3	113
TABLA 32. DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A UN AÑO PARA EL CAMPO FLOREÑA.	123
TABLA 33. DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A UN AÑO PARA EL CAMPO PAUTO.	125
TABLA 34. PARÁMETROS DESCRIPTIVOS DE LA DISTRIBUCIÓN PARA GVF.	129
TABLA 35. PARÁMETROS DESCRIPTIVOS DE LA DISTRIBUCIÓN PARA GVF.	130
TABLA 36. ESCENARIOS Y COSTOS PARA LA OPERACIÓN DE WELL TESTING.	131

TABLA 37. ESCENARIOS Y COSTOS PARA LA OPERACIÓN DE WELL TESTING.....	133
TABLA 38. DESCRIPCIÓN TÉCNICA CAMPO FLOREÑA.	135
TABLA 39. DESCRIPCIÓN TÉCNICA CAMPO PAUTO.....	135
TABLA 40. DIFERENCIAL DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN CAMPO FLOREÑA.	136
TABLA 41. DIFERENCIAL DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN CAMPO PAUTO.	137
TABLA 42. COSTOS IMPLEMENTACIÓN TECNOLOGÍA CONVENCIONAL.	137
TABLA 43. PRODUCCIÓN INCREMENTAL Y GANANCIAS POR LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MULTIFÁSICA.....	140
TABLA 44. COSTOS IMPLEMENTACIÓN TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.....	141
TABLA 45. FLUJO DE CAJA LIBRE PARA EL PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.	142
TABLA 46. FLUJO DE CAJA PARA EL PROYECTO DE WELL TESTING	145

LISTA DE ANEXOS

	Página
ANEXO A: INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS (IPR) PARA LOS POZOS DE LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO USANDO SOFTWARE COMERCIAL	156
ANEXO B. NOMENCLATURA Y SUBÍNDICES.....	165
ANEXO C: INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS (IPR) PARA LOS POZOS DE LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO USANDO MÉTODO TEÓRICO.....	167

RESUMEN

TÍTULO: VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN EN LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO¹

AUTORES: JUAN SEBASTIÁN GÓMEZ RAMÍREZ
HARLEY GONZALO RUEDA OSMA²

PALABRAS CLAVE: Medición Multifásica, Well Testing, Campo Floreña, Campo Pauto, Separación Trifásica Convencional.

DESCRIPCIÓN:

Las pruebas de pozo son operaciones realizadas con el fin de determinar básicamente los caudales de producción de aceite, gas y agua (rendimiento), el comportamiento y vida productiva del pozo. Las mismas se ejecutan principalmente para determinar las operaciones a implementar en búsqueda de mantener o mejorar la producción de los mismos y para cumplir con las obligaciones adquiridas ante el Gobierno Colombiano (Ministerio de Minas y Energía).

Actualmente, en los campos Floreña y Pauto, las pruebas de producción se realizan mediante la implementación de la tecnología de Medición Trifásica Convencional. Debido al impacto financiero generado por la reducción de la producción diaria durante la ejecución de las pruebas, surge la necesidad de estudiar la implementación de la Tecnología de Medición Multifásica. Ésta alternativa, brinda la posibilidad de desarrollar pruebas de pozo sin generar restricción operativa del caudal diario de producción durante el desarrollo de la prueba.

Para el desarrollo del presente estudio, se recopiló la información inherente al comportamiento productivo de los pozos candidatos pertenecientes a los campos Floreña y Pauto. Se establecieron dos modelos de productividad, uno teórico y otro construido por medio de una herramienta software. Logrando por medio de ellos establecer predicciones de las condiciones de producción de los pozos bajo el escenario actual de prueba y las condiciones ideales esperadas al implementar la alternativa de medición propuesta.

El análisis de los resultados obtenidos a través del estudio, estuvo complementado por una evaluación financiera que permitió verificar los impactos de la selección de la alternativa propuesta y evidenciar así su rentabilidad y por tanto la viabilidad de su uso.

¹ Proyecto de Grado.

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Erik Giovany Montes Páez. Codirector: José Fernando Portela Sarmiento (EQUIÓN ENERGÍA).

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL VIABILITY OF THE IMPLEMENTATION OF MULTIPHASE FLOW METERING TECHNOLOGY FOR WELL TESTING PERFORMANCE IN FLOREÑA AND PAUTO FIELDS³.

AUTHORS: JUAN SEBASTIÁN GÓMEZ RAMÍREZ
HARLEY GONZALO RUEDA OSMA⁴

KEY WORDS: Multiphase Flow Measuring, Well Testing, Floreña Field, Pauto Field, Conventional Triphase Separators.

DESCRIPTION

Well Testings are operations performed to basically measure production flow of oil, gas and water from a specific well, and determine its behavior during its productive life. Those tests are also performed to establish workover operations conducted to maintain or improve well's productivity and to meet legal obligations with Colombian Government.

Actually, in Floreña and Pauto's fields, Well Testings are developed by implementation of a Conventional Triphase Separator. Because of negative financial impact generated by diary production's decrease during test's development time, it's necessary to study Multiphase Flow Metering Technology implementation. This alternative brings up the possibility to develop Well Testings without making up choke restriction at wellhead.

For this project's development, it was collected Floreña and Pauto's candidate wells production development information. There were two models established, a theoretical one and software made IPR Model, those models allow authors' to predict pressure and hydrocarbon flow at actual Well Testing conditions and full open conditions, in case that Multiphase Flow Meter is implemented.

The results' analysis were complemented with an financial evaluation of technology implementation that allowed authors' to verify operation's impacts to operating company; and finally define its profitability and for that reason it's using viability.

³Draft Grade.

⁴ Physicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School, Director: Erik Giovany Montes Páez. Codirector: José Fernando Portela Sarmiento (EQUIÓN ENERGÍA).

INTRODUCCIÓN

En la industria de los hidrocarburos, es de suma importancia la realización de pruebas de pozo ejecutadas con fines de medición y control de los fluidos producidos diariamente en un campo petrolero. Dichas pruebas de desempeño son llevadas a cabo con el fin de conocer la producción diaria acumulada. Son esenciales para la fiscalización del caudal de producción obtenido y actualmente, en los Campos Floreña y Pauto son realizadas utilizando separadores de prueba trifásicos tradicionales.

Debido al alto potencial de producción de gas en los pozos de PIEDEMONTE, el sistema estándar convencional con medición dinámica de la fase gaseosa y de la fase líquida (agua y aceite) de los pozos mediante separadores trifásicos genera impactos cuando se ha de probar un pozo. Las características de flujo de producción implican el uso de un número mayor de separadores y por disposiciones logísticas o financieras generalmente sólo se dispone de una unidad.

Lo anterior implica una restricción en superficie del caudal de producción por medio de la válvula de choke durante la realización de esta prueba. De ello, se desprenden a su vez implicaciones financieramente negativas para el proyecto, referentes a la pérdida de producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos que tiene lugar durante el tiempo de ejecución de esta operación.

Por tales motivos, el desarrollo de este proyecto, se basa esencialmente en la determinación de la viabilidad técnica y financiera de la realización de las pruebas de pozo, Well Testing. EQUION ENERGÍA LIMITED designó una serie de pozos

candidatos pertenecientes a los campos Floreña y Pauto en el área del Piedemonte Llanero, cuyas condiciones de producción justifican el estudio de la implementación de la tecnología de Medición Multifásica como alternativa de prueba.

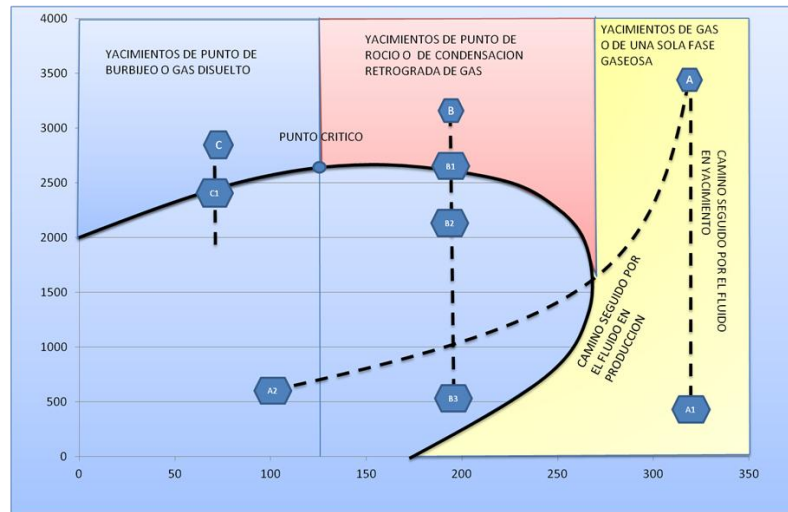
La viabilidad técnica de la implementación de la tecnología de medición previamente nombrada, se realizó mediante el estudio del cumplimiento de las variables estadísticas especificadas por la compañía operadora. Se realizó una comparación entre los resultados obtenidos con la tecnología de Medidores Multifásicos respecto a aquellos obtenidos mediante la tecnología de Separación Trifásica convencional. Los valores tomados como teóricos para efectos de cálculos posteriores fueron los arrojados por el separador.

En cuanto a la viabilidad financiera del proyecto, el estudio se centra en la comparación del flujo de caja libre para la ejecución de los Well Testings usando las tecnologías mencionadas. Ésta sección brinda un apoyo mayormente teórico para la toma de decisiones al momento de la evaluación final de la implementación del proyecto

1. YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Los reservorios de gas condensado retrógrado son denominados “Yacimientos de puntos de rocío o de condensación retrógrada”. Sus condiciones originales de presión y temperatura se ubican a la derecha del punto crítico y a la izquierda de la temperatura Cricondentérmica, donde el fluido se encuentra en estado gaseoso. Región “B” de la **Figura 1**, presentada a continuación.

Figura 1: Envoltorio de Fases para los Fluidos de Yacimiento



A. YACIMIENTOS DE GAS O DE UNA SOLA FASE GASEOSA

La temperatura de yacimiento es mayor que la temperatura Cricondentérmica de la mezcla de hidrocarburos.

El punto A de la **Figura 1**, ubicado por fuera de la región de dos fases a una temperatura mayor que la temperatura Cricondentérmica, indica que el fluido se

encuentra en estado gaseoso existiendo como gas seco o gas húmedo a cualquier presión en yacimiento. A condiciones de superficie el gas húmedo presenta fase líquida y fase gaseosa, como se observa en el punto A2 y el gas seco continúa en estado gaseoso, punto A1.

B. YACIMIENTOS DE PUNTOS DE ROCÍO O DE CONDENSADO RETRÓGRADO.

La temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica y menor que la temperatura Cricondentérmica. En la **Figura 1**, se ubica un punto B a la derecha del punto crítico y a la izquierda del punto Cricondentérmico, donde el fluido se encuentra en estado gaseoso.

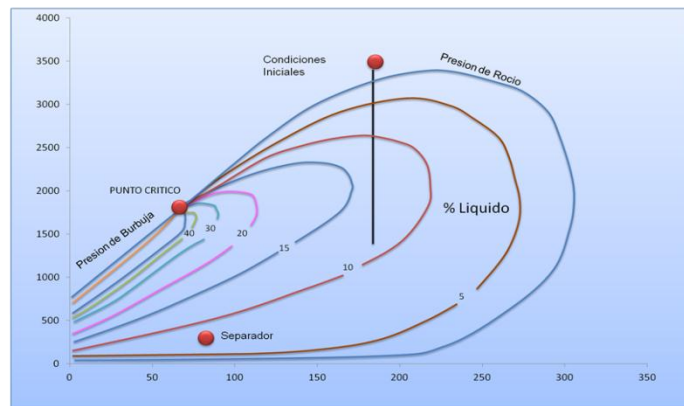
Cuando la presión disminuye debido a la producción, ocurre el proceso de condensación retrógrada: “En un sistema multi-componente cualquier decremento en la presión causa un cambio de fase de líquido a gas, a temperaturas menores del punto crítico. No obstante, el gas se re-evapora a medida que la presión cae notoriamente debajo de dicho punto”⁵. El comportamiento puede observarse trazando el cambio en volumen de líquido a lo largo de una línea isotérmica, comenzando en el punto de rocío. Esta revaporización ocurre dentro de la envolvente de dos fases (**Figura 2**).

⁵ PRODUCTION PERFORMANCE OF HORIZONTAL WELLS IN GAS-CONDENSATE RESERVOIRS. AHMED JOKHIO Sarfraz. Norman, Oklahoma. 2002.

C. YACIMIENTOS DE PUNTO DE BURBUJEO, SUBSATURADOS O DE GAS DISUELTO.

La temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos. El punto C se ubica el fluido a la izquierda de la temperatura crítica y por encima de la curva del punto de burbuja. Con el aumento de la producción la presión va disminuyendo, donde en el punto de burbuja C1 se inicia la formación de vapor, por debajo de este punto aparecen burbujas como fase de gas libre y al continuar la disminución de presión se generara la vaporización del líquido, aumentando así la cantidad de vapor y disminuyendo la cantidad de fase líquida.

Figura 2: Envoltente Yacimiento de Gas Condensado.



D. YACIMIENTOS CON CAPA DE GAS O YACIMIENTOS SATURADOS.

La mezcla de hidrocarburos se encuentra dentro de la envolvente en la región de dos fases. Al ubicarse dentro de dicha zona, existen definitivamente una zona de

líquido y una capa de gas en la parte superior, al disminuir la presión debido a la producción de dicha mezcla, la razón gas-líquido aumenta.

En campo, los fluidos condensados se identifican a partir del GOR inicial de producción, cuyos valores oscilan entre 3300 SCF/STB y 150000 SCF/STB. La gravedad específica y por tanto la gravedad API del líquido de tanque oscila de entre 40° y 60° y el color de los líquidos producidos, caracterizado por ser claro, café, naranja, verdoso o simplemente incoloro⁶.

1.1. DEFINICIÓN DE GVF (FRACCIÓN VOLUMÉTRICA DE GAS).

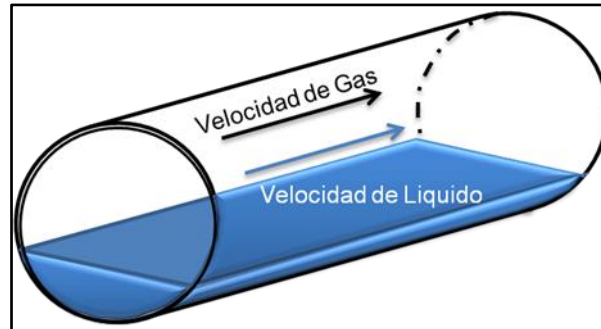
La relación volumétrica de Gas GVF se define por razón entre el volumen de gas a condiciones de yacimiento y el volumen de gas a condiciones estándar. Es utilizado para convertir volúmenes de gas medidos en superficie a condiciones de yacimiento.

La relación volumétrica de gas (GVF) y la caída de presión a través del medidor determinan el rango de operación de flujo de líquido y gas. La caída de presión es afectada por la cantidad de flujo y por la densidad de la mezcla de crudo, agua y gas. El GVF está directamente relacionado con el flujo de gas y la presión de la línea.

Los mínimos flujos que se pueden medir (para un determinado diámetro de garganta) están limitados por la mínima caída de presión que puede ser medida

⁶ THE PROPERTIES OF PETROLEUM FLUIDS. McCAIN William D. Tulsa, Oklahoma. 1990.

Figura 4: Relación de Deslizamiento.



La Fracción Volumétrica de Gas, GVF se define por la siguiente expresión:

$$GVF = \frac{Egk}{1-Eg+Egk} \quad \text{Ecuación 2.}$$

1.1.1. CLASIFICACIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO SEGÚN EL GVF

1.1.1.1. GVF Bajo (0-25) %.

Un medidor común tipo monofásico es útil y eficiente para un flujo Multifásico con bajo valor GVF dado que a medida que aumenta el valor GVF aumenta la incertidumbre de la medición en medidores monofásicos.

1.1.1.2. GVF Moderado (25-85) %.

Se considera el rango de valores de GVF ideal para la implementación de un Medidor Multifásico. En este rango se presenta la menor probabilidad de desviación en las mediciones y por tanto la mayor confiabilidad de las lecturas obtenidas.

1.1.1.3. GVF Alto (85-95) %.

La incertidumbre de los valores obtenidos al implementar un medidor Multifásico aumenta a al incrementar el valor de GVF, por lo cual se considera este como el rango límite de aplicación de un medidor Multifásico

1.1.1.4. GVF Muy alto (95-100) %.

Para la medición de flujos con valores de GVF en este rango se recomienda implementar un medidor de gas húmedo, dado que un medidor Multifásico aplicado a este tipo de flujo presentaría una alta incertidumbre en la medición obtenida.

De acuerdo a los estudios realizados con base en la información de los campos Floreña y Pauto, se puede establecer que la relación volumétrica de gas que predomina es de un valor alto (85% – 95%)

1.2. INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR) PARA POZOS UBICADOS EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.

1.2.1. Distribución de los Fluidos en el Yacimiento.

Con el objetivo de establecer la productividad de un pozo ubicado en un yacimiento de gas condensado con un alto grado de precisión, el reservorio puede ser visualizado inicialmente como un yacimiento de gas. A medida que la presión disminuye debido a la producción y alcanza valores por debajo del punto de rocío, los hidrocarburos más pesados de la mezcla comienzan a condensarse. Este fluido condensado no es móvil hasta que el valor de saturación crítica sea alcanzado en el medio poroso.

Sin embargo, este fluido ocupa un espacio en los poros de la roca y actúa como un “daño por condensado”. La productividad del pozo se reduce debido al decremento en la permeabilidad relativa de la fase gaseosa. Para efectos prácticos, “la presión en este punto se puede denominar presión crítica (P^*)”⁷. Una vez es alcanzado el valor de P^* , el flujo es bifásico en su naturaleza y cubre la totalidad del área de flujo alrededor del pozo. Dicho flujo, puede ser vislumbrado de la siguiente forma:

A. Región 1: Ubicada en una zona cercana al wellbore, en ella tanto el gas como el aceite fluyen simultáneamente. El líquido puede sufrir revaporización a causa del comportamiento retrógrado si las condiciones de presión alcanzan el valor del punto de rocío más bajo de la envolvente de dos fases. La composición del fluido

⁷ PRODUCTION PERFORMANCE OF HORIZONTAL WELLS IN GAS-CONDENSATE RESERVOIRS. JOKHIO Sarfraz Ahmed. Norman, Oklahoma. 2002

en esta región es la misma (GOR) que la mezcla que se produce y es conducida por la sarta de producción hasta superficie.

La Región 1 es la principal fuente pérdida de productividad en un yacimiento de gas condensado debido al “ascenso” de condensados. Su tamaño aumenta proporcionalmente con la depleción del yacimiento. En condiciones estáticas, la saturación de condensado en esta región se encuentra en función del radio específicamente para asegurar que todo el líquido que se condensa del gas que ingresa a esta porción del yacimiento tenga la suficiente movilidad a través de la misma sin acumulación.⁸

B. Región 2: Es una zona de acumulación neta de condensado donde solamente el gas fluye pues la movilidad del aceite es cero (la saturación de líquidos es menor que la saturación crítica y por ello el condensado es inmóvil). El tamaño de la Región 2 es mayor en tiempos tempranos justo después de que la presión del yacimiento cae por debajo del punto de rocío, sin embargo, éste decrece con el tiempo debido a la expansión de la Región 1.

La principal consecuencia de la existencia de ésta región es que la composición del fluido de producción (GOR) es más sencilla que la calculada por simple balance de materia en los experimentos CVD. Un uso incorrecto de dicha composición en el balance de materiales para el cálculo de las Pseudo-Presiones sobreestima significativamente las pérdidas de productividad en la Región 1, especialmente en tiempos tempranos de la depleción.

⁸ PRODUCTION PERFORMANCE OF HORIZONTAL WELLS IN GAS-CONDENSATE RESERVOIRS. JOKHIO Sarfraz Ahmed. Norman, Oklahoma. 2002

C. Región 3: Esta región siempre (y solamente) existirá en un yacimiento de gas condensado que se encuentra sub-saturado. El tratamiento estándar para un flujo monofásico de gas es el mismo usado para el cálculo de la contribución de la Región 3 a la productividad de un pozo. La composición del gas de yacimiento es constante y es la misma que la del gas original.

Para una condición de producción dada, una, dos o tres regiones pueden coexistir en el espacio poroso que comprende el yacimiento en estudio. Estas tres regiones definen las condiciones de flujo en estado Pseudo-estable; por tanto, representan las condiciones en estado estable para un punto dado en el tiempo, sin embargo dichas condiciones varían gradualmente con la depleción.

1.2.2. Coexistencia de las Regiones de Flujo.

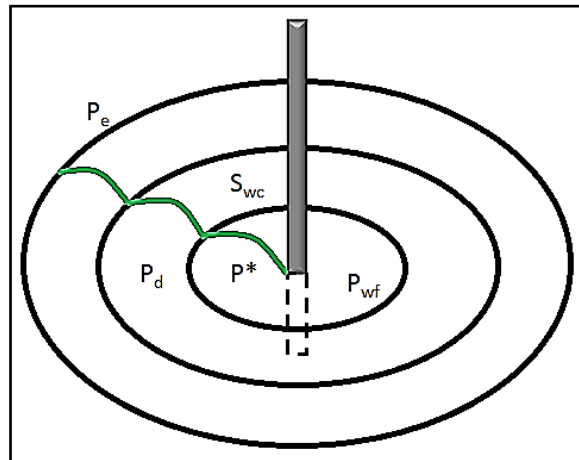
Si la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de rocío, la Región 1 siempre existirá, de lo contrario, no sucederá.

La Región 2 siempre existirá junto con la Región 1 después de que la presión de reservorio ha caído bajo el punto de rocío. En este caso la Región 3 no existe. Todas las regiones existirán en yacimientos que están ligeramente sub-saturados y la presión de fondo fluyendo es menor que la presión P^* (Presión de Rocío de la corriente de flujo). La Región 2 puede “desaparecer” o tener un efecto despreciable en caso de que el yacimiento se encuentre “altamente” sub-saturado (**figura 5**).

Es imposible que tanto la Región 2 como la Región 3 existan en ausencia de la Región 1 después de que las condiciones se han alcanzado. Para yacimientos de gas muy rico (cerca del punto crítico), la Región 1 puede existir a lo largo del área de drenaje en ausencia de las otras dos, después de que la presión ha caído por debajo del punto de rocío.

Las consideraciones generales para la existencia de las tres regiones de flujo se muestran a continuación.

Figura 5: Coexistencia de las tres regiones de Flujo en un yacimiento de Gas Condensado.



1.2.3. Revisión del Modelo de Permeabilidad Relativa.

El papel más importante de los modelos de permeabilidad relativa se aprecia en el diseño, optimización y análisis de los procesos de desplazamiento en el medio poroso. Dicha propiedad desempeña un rol esencial en los procesos de drenado

del yacimiento. Numerosos estudios de laboratorio han indicado que la permeabilidad relativa de una fase en el medio es función de su saturación, número capilar, historial de saturación, mojabilidad y estructura del medio poroso.

Experimentalmente, se ha llegado a correlacionar la permeabilidad relativa del gas y del condensado a las propiedades previamente mencionadas. Los análisis indican que la permeabilidad relativa y la saturación crítica de condensado son altamente sensibles a la tasa de producción y al IFT (Tensión Interfacial).

Dichos estudios también indicaron que la pérdida de productividad de un pozo ocasionada por la formación de condensados puede ser de algún modo restaurada incrementando la tasa de flujo. Altos IFT finalmente causarán la disminución de la permeabilidad relativa al aceite cuando se incrementa su saturación. A su vez, la permeabilidad relativa al gas tiene poca histéresis entre drenaje e imbibición⁹.

Para efectos prácticos de este proyecto, no se realizará la descripción profunda y detallada de los modelos de permeabilidad relativa, puesto que el análisis requerido para la comprensión de dichos conceptos excede los objetivos planteados desde la planeación del mismo.

Sin embargo, ha de acotarse pertinentemente que el desarrollo teórico de la temática concerniente a esta sección se realizó para obtener el impacto en la productividad de los pozos de fenómenos y condiciones propias de este tipo de

⁹ PRODUCTION PERFORMANCE OF HORIZONTAL WELLS IN GAS-CONDENSATE RESERVOIRS. JOKHIO Sarfraz Ahmed. Norman, Oklahoma. 2002

reservorios tales como el Número Capilar (N_c), el Gas atrapado en la sección de saturación crítica de condensado y umbral de Tensión Interfacial y los efectos del Flujo No-Darcy; así como para la presentación de modelos de Permeabilidad Relativa para Yacimientos de gas condensado (flujo bifásico y trifásico), ecuaciones de flujo No-Darcy y correlaciones para el Coeficiente de Flujo No-Darcy.

1.2.4. Función Pseudopresión.

Cuando la presión de fondo fluyendo en un yacimiento de gas condensado cae debajo del punto de rocío, se puede esperar un decremento significativo en la productividad de un pozo. Esta reducción es atribuible al decremento de la permeabilidad relativa del gas causado por la acumulación de condensado y su inmovilidad en el gradiente de presión establecido en yacimiento. En el análisis de la Transiente de Presión, este fenómeno de disminución aparente de permeabilidad se describe como factor de Pseudo-daño. El valor de dicho parámetro depende del tamaño de la zona de dos fases.

En estado estable el influjo se ve afectado por el comportamiento composicional de los fluidos, y el fenómeno de permeabilidad relativa tiene un rol muy importante.

1.2.4.1. Pseudopresión monofásica:

Definida por Al-Hussainy de manera convencional como (**Ecuación 3**):

$$P_p(P) = \int_{P_s}^P \frac{\rho_g}{\mu_g} dP \quad \text{Ecuación. 3}$$

La Pseudopresión para una sola fase existente en el yacimiento toma ventaja de la característica única de los sistemas de gas condensado de que el aceite es inmóvil a través de una porción sustancial del yacimiento. Por tanto, si la variación en la permeabilidad relativa de la fase gas es mínima en la zona donde el líquido es inmóvil, la ecuación presentada en esta sección es aplicable y debería ser usada.

1.2.4.2. Pseudopresión bifásica:

Para incorporar tanto la variación de las propiedades de los fluidos y la influencia de los gradientes de saturación, la función de Pseudopresión (Referida como “de dos fases”) está definida como:

$$P_p(P) = \int_{P_s}^P \left(\rho_o \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \rho_g \frac{k_{rg}}{\mu_g} \right) dp \quad \text{Ecuación. 4.}$$

Donde ρ es la densidad molar, μ es la viscosidad y k_r es la permeabilidad relativa de la fase correspondiente.

Toda la información correspondiente al comportamiento de fase, propiedades físicas y permeabilidad relativa está implícita en la función de Pseudopresión, lo

cual permite tratar el flujo bifásico por los mismos métodos aplicables al flujo monofásico. El concepto de Pseudopresión bifásica permite que los resultados de la función para una sola fase de fluido sean usados directamente en el caso de dos fases. Una de las limitantes del estado estable en la función de Pseudopresión de dos fases para pozos de gas condensado es que no aplica para regiones de líquido inmóvil o bajo los valores de saturación crítica (Modelados por la Región 2) y puede tender a sobreestimar el efecto de la generación de líquido.

El modelo basado en la función de Pseudopresión es tan preciso como lo sean los datos usados para su posterior uso. El ítem más importante en la data utilizada para la caracterización de un fluido de un yacimiento de gas condensado es la curva de “drop out” de líquido- una gráfica de saturación de líquido vs. Presión, que puede ser medida en un laboratorio PVT. El punto de rocío y la saturación máxima de aceite son los elementos claves en la caracterización de un fluido de un sistema condensado.

Con el fin de examinar el comportamiento del influjo de un sistema bifásico composicional es de utilidad considerar un fluido típico de un yacimiento de gas condensado y construir la función de Pseudopresión, la cual requiere del conocimiento de:

- ✓ Curvas de Permeabilidad Relativa.
- ✓ Curvas de Densidad de gas y aceite.
- ✓ Curvas de Viscosidad de gas y aceite.
- ✓ Curva de formación de líquido.

Una limitante para la comprensión del comportamiento de estos sistemas es la precisión de las mediciones (particularmente la permeabilidad relativa) las cuales no son suficientemente precisas para analizar los cambios rápidos en la presión que ocurren en cortos períodos de tiempo; siendo esta la principal dificultad que posee la aproximación por la función de Pseudopresión.

1.2.4.3. Cálculo del IPR (Inflow Performance Relationship) para pozos de Gas Condensado.

Dependiendo de las condiciones de presión del yacimiento, la productividad de un pozo de gas condensado puede ser evaluada de varias maneras.

A. Primer Caso: La presión de yacimiento es mayor que la presión del punto de rocío ($P > P_{wf} > P_d$)

La respuesta del pozo puede ser escrita como:

$$q_g = \frac{\Delta mP}{\frac{141.2}{L} \left[\ln \left(\frac{A^{0.5}}{r_w} \right) + \ln C_H + (S + Dq) \right]} \quad \text{Ecuación 5.}$$

De una forma más precisa:

$$q_g = C_1 (mP_1 - mP_{wf})^n \quad \text{Ecuación 6.}$$

Donde, idealmente, el valor de n es tomado como 1.

$$C_1 = \frac{141,2}{L} \left[\ln \left(\frac{A^{0,5}}{r_w} \right) + \ln C_H + (S + Dq) \right] \quad \text{Ecuación 7.}$$

La ecuación presentada tiene la forma de una línea recta. Por tanto, solamente se necesita un punto para graficar las parejas ΔmP vs. q_g y establecer el IPR por sobre la presión de rocío proveída de las condiciones conocidas.

B. Segundo Caso: La presión de fondo es menor que la presión del punto de rocío (no hay flujo de aceite.)

La ecuación de Forchheimer:

$$mP - mP_{wf} = aq_g - bq_g^2 \quad \text{Ecuación 8.}$$

$$a = \frac{141,2}{L} \left[\ln \left(\frac{A^{0,5}}{r_w} \right) + \ln C_H + (S + S_d) \right] \quad \text{Ecuación 9.}$$

$$b = \frac{141,2}{L} D \quad \text{Ecuación 10.}$$

Para un valor de presión comprendido entre el punto de rocío y la presión de fondo fluyente, la ecuación puede ser escrita como:

$$mP - mP_{wf} = C_2 q_{g2} \quad \text{Ecuación 11.}$$

Donde el factor C_2 presentado en la ecuación puede ser calculado de la forma:

$$C_2 = \frac{141,2}{L} \left[\ln \left(\frac{A^{0,5}}{r_w} \right) + \ln C_H + (S + S_{lc} + Dq_{g2}) \right] \quad \text{Ecuación 12.}$$

La ecuación anterior es válida a medida que la presión de fondo fluyente está sobre la P*.

C. Tercer Caso: Las tres regiones existen ($q_o \neq 0$)

En caso de flujo bifásico, dos IPR separados, para cada una de las fases pueden ser establecidos, si las permeabilidades relativas son estimadas de un Well test.

Para presiones de fondo menores a P*, se puede escribir:

$$mP^* - mP_{wf} = C_1 q_{gl,free} \quad \text{Ecuación 13.}$$

$$C_1 = \frac{141,2}{Lk} \left[\ln \left(\frac{A^{0,5}}{r_w} \right) + \ln C_H + (S + S_{lc} + Dq_{g1}) \right] \quad \text{Ecuación 14.}$$

El flujo de aceite puede ser modelado como:

$$mP^* - mP_{wf} = C_o q_o \quad \text{Ecuación 15.}$$

$$C_o = \frac{141,2}{L} \left[\ln \left(\frac{A^{0,5}}{r_w} \right) + \ln C_H + (S + S_{lc}) \right] \quad \text{Ecuación 16.}$$

1.3. PRUEBAS DE POZO - WELL TESTING.

Durante las etapas de exploración y producción de la vida de un pozo se implementan pruebas de pozo, las cuales son procedimientos fundamentales en el entendimiento del rendimiento y monitoreo del pozo, así como las variaciones o cambios de los modelos predictivos.

Las pruebas de pozo con fines de exploración son decisivas al momento de tomar la decisión de continuar desarrollando un campo. Este tipo de pruebas implican un alto costo económico, sin embargo el interés primordial de estos procedimientos radica en la calidad de los datos obtenidos y la integridad de la prueba implementada. Según los resultados extraídos a partir de esta prueba, la compañía operadora del campo decide si este es comercialmente y explotable, y a su vez establece nuevos pozos a perforar continuando con el desarrollo del campo.

Las pruebas de pozo aplicadas con el fin de determinar la producción buscan a nivel general llevar a cabo las siguientes consideraciones:

- ✓ Monitorear en forma constante el comportamiento y vida de la producción del pozo, con el fin de determinar así las operaciones a implementar para mantener o mejorar la misma.
- ✓ Establecer requerimientos propios para cada pozo según la aplicación mensual de una prueba. La frecuencia de implementación de éstas puede cambiar según diversos factores previstos del comportamiento futuro del pozo o eventos que puedan generar impactos en la producción.

- ✓ Al ejecutarse una intervención, las pruebas de pozos son factores vitales que permiten describir y evaluar la respuesta del pozo antes y después de la ejecución de la misma. La implementación en forma paralela o simultánea a la prueba de pozo de una prueba PLT (Production Logging Test) permite validar los resultados obtenidos.

1.3.1. Consideraciones generales de seguridad.

Las pruebas de pozo deben estar supervisadas, reguladas y vigiladas durante todo el desarrollo de esta por la autoridad, normas y consideraciones de la compañía operadora y agencias gubernamentales. Todos los equipos que contengan líquidos a excepción de los que contienen agua dulce deben tener su respectivo polo a tierra (aterrizar equipo). Los equipos móviles como generadores, compresores y equipos de contingencia no necesitan ser aterrizados. Antes de armar cualquier equipo se debe realizar una reunión y discusión con la autoridad ambiental. Todo el sistema debe estar protegido contra sobrepresiones por medio de un sistema de válvulas PSV y discos de ruptura. La tubería que conduce al área de quemas de gas debe estar asegurada ya que estará expuesta a liberaciones de presión (despresurización) según el desarrollo de la operación.

1.3.2. Procedimiento Previo.

- ✓ **Preparación del trabajo.**

Todo el personal a involucrarse en la operación debe estar completamente seguro de sus roles responsabilidades y acciones durante el desarrollo de la operación. El

objetivo de la operación debe ser claro para todos los participantes de esta así como la distribución de la toma de decisiones y procedimientos operativos.

Establecer valores preliminares a la operación de caudales de Gas, Aceite, Agua, GOR, Presión en cabeza fluyendo, Temperatura en cabeza fluyendo, Presión en fondo (si se cuenta con el sensor respectivo). A su vez, determinar posible producción de H₂S, CO₂ y problemas asociados con la formación y fluidos de ésta, según la historia y posibles datos anticipados del comportamiento del pozo.

La empresa prestadora del servicio de Prueba de pozo, debe entregar a la compañía a operadora el plan de desarrollo a seguir durante la operación. Lo anterior se debe realizar cumpliendo los estándares exigidos para el cumplimiento total del objetivo de la operación.

La compañía operadora debe establecer un nivel de seguridad según el análisis previo de la realización de la prueba de producción y comunicarlo a todo el personal presente en la locación.

Si durante el desarrollo de la operación se necesita usar la zona de quema de gas debe gestionarse ante el Ministerio de Minas y Energía el permiso para quemas, estableciendo los días de realización de quemas y la cantidad en MMSCFD de gas a quemar.

Antes de movilizar cualquier equipo, se debe realizar una visita a la locación y verificar que cumpla con las óptimas condiciones de seguridad para el desarrollo

del trabajo. De acuerdo a dicha visita, preparar el equipo especializado para el control de arenas, basuras y escombros si dentro del análisis pre-operacional de las condiciones del pozo se presume la presencia de estos.

1.3.3. Requerimientos de los Equipos.

A continuación se especifica los requerimientos mínimos para el eficiente desarrollo de una prueba de pozo con fines de producción ya sea una prueba de pozo de circuito cerrado o de instalaciones temporales.

Generalmente el separador de prueba es conectado al Manifold de prueba instalado en el Pad del pozo a medir su producción. El control de la rata de flujo es controlado por la válvula CHOKE y la presión de cierre en cabeza permite establecer control en cuanto a sobrepresiones en la tubería de producción. Mientras el separador este en prueba este debe estar alineado a la válvula WING.

El separador puede estar conectado alternativamente al árbol de producción por medio de un WELL TEST CHOKE MANIFOLD y una tubería temporal, para este caso como control de emergencia se requiere una válvula de cierre inmediato del pozo.

El siguiente procedimiento incluye operaciones y procedimientos los cuales son implementados según el tipo y las condiciones de operación de una prueba de pozo con fines de producción.

1.3.3.1 Choke Manifold.

Para requerimientos en operaciones sin cabezal de datos e inyección de químicos, el Choke Manifold debe estar compuesto básicamente tener un Choke variable, un segundo Choke fijo (o variable) y un sistema de válvulas con BYPASS.

1.3.3.2 Separador.

Los tamaños más comunes son de 10ft o 12ft de largo con diámetros de 42 o 48 pulgadas. En cuanto a denominación de separadores los más usados son ANSI 600 o ANSI 900. Una mayor longitud permite un mejor tiempo de retención de fluidos y por tanto una mejor separación de las fases.

La capacidad del separador se denomina en tasas de gas / aceite por ejemplo: 64 MMSCFD / 10000 BPD, lo anterior no significa que los valores máximos de tasa de gas y aceite se den en un mismo período de tiempo, en el que mientras la rata de gas se incrementa la tasa de aceite disminuye y viceversa.

La capacidad operativa del separador depende también de condiciones específicas de operación, separación y presión según el objetivo de la prueba. Los medidores de flujo más usados son de tipo turbina, los PD (Desplazamiento Positivo), estos últimos, a pesar de tener una menor precisión que otros implementos, son ideales para grandes caudales debido a su capacidad operativa.

1.3.3.3 Tanque medidor.

Se utiliza durante el proceso de calibración del medidor, la calibración del medidor se establece de acuerdo a la curva de calibración suministrada por la compañía de servicios, la desviación máxima de este valor de calibración es +/- 2%.

1.3.3.4 Quemadero.

El área destinada debe estar a una distancia considerable con la cual no exista ningún riesgo de explosión o incendio por operaciones cercanas al área de trabajo.

En algunas ocasiones para mantener las condiciones ideales que protejan el ambiente es necesario implementar un Gas Scrubber. Este es un dispositivo que se coloca entre el separador y el quemadero con el fin de remover fluidos remanentes del gas en producción y evitar que estos fluidos lleguen al quemadero, este sistema requiere la instalación de un pequeño separador vertical. Se debe implementar un sistema informático de adquisición de datos.

1.3.3.5 Generador.

Solo un generador debe estar en línea con los equipos de la operación, pero es necesario que en locación se encuentre un generador de reserva para cualquier falla o emergencia. Dependiendo las exigencias de carga eléctrica se selecciona el

generador. Un generador de 100 KW es bastante ventajoso para cubrir los equipos críticos de la operación como lo son los ordenadores del sistema de adquisición de datos, además de su facilidad para sustituirlo en caso de alguna emergencia o daño en el generador.

1.3.3.6 Sistema de cierre de emergencia (ESD).

Se encarga de cerrar la válvula Wing del árbol de producción en caso de una contingencia. Está ubicado cerca al separador para ser activado como sistema de control de pozo. El suministro de energía al sistema ESD se realiza mediante un bomba hidráulica, puede ser también una bomba Enerpack o Eléctrica.

La presencia del Sistema de cierre de Emergencia es de vital importancia para el desarrollo de una operación de prueba de producción, debido a que se constituye en una de las barreras de seguridad esenciales para la protección del personal a cargo de la misma y el entorno donde se realiza.

1.3.4. Procedimiento operativo

1.3.4.1. Etapa uno: Realización de la reunión de seguridad, donde se deben establecer responsabilidades y establecer una zona segura primaria y secundaria en caso de una emergencia. Posteriormente se realiza el registro de las condiciones iniciales fluyendo: WHP, DCP, CHOKE, WHT, FLP, condiciones de línea, Medidores de flujo y sistema de adquisición de datos.

Ajuste de Choke a las condiciones requeridas para cumplir el objetivo de la prueba de pozo. Posteriormente se realiza la verificación de la existencia de formación de espumas o emulsiones en el pozo antes de conectar en línea y exista flujo en el separador. La formación de espumas puede causar lecturas erróneas de los niveles de fluido. Si existe formación de espumas o emulsiones, se debe inyectar un antiespumante o desemmulsificante sea el caso a las concentraciones recomendadas.

El exceso de agentes químicos puede ser contraproducente para la prueba, en el caso de altos valores de GOR o alta producción de Gas y según los precedentes del comportamiento del pozo se debe inyectar inicialmente metanol para evitar la posible formación de hidratos de gas.

El separador y la líneas en superficie deben ser probadas por presión, una vez se realice este procedimiento se informa al operador de la sala de control y a todo personal involucrado en la prueba de pozo que esta operación está por iniciarse.

Se realiza un chequeo final del alineamiento de los componentes según el procedimiento a seguir y se prepara el flujo del pozo para que empiece a fluir a través del separador para la ejecución de la prueba.

1.3.4.2. Etapa dos: Abrir la válvula ecualizadora de presión y abrir las válvulas de salida y entrada al Manifold de producción, posteriormente se cierra la válvula ecualizadora. Acto seguido, abrir la válvula de la línea de prueba y cerrar lentamente la línea general al Manifold de producción para desviar el flujo del pozo al separador de prueba, monitoreando la presión aguas abajo del Choque del pozo comparando con los valores establecidos para presiones altas permitidas en esta zona.

Se realiza la búsqueda de las condiciones estables en el separador usando válvulas de control neumático, controladores de flujo y monitoreo de los visores-lectores. Los sistemas de protección contra altas presiones están presentes en la operación con el fin de brindar protección al personal, equipos e instalaciones, estos sistemas no deben ser retirarse ni alterarse.

Si se requiere de algún cambio previamente se debe realizar un análisis de riesgos y exponer la situación al líder de pozo para su revisión, aprobación e implementación. Durante cada prueba se mide un factor de merma y este es comparado con el factor de merma previamente calculado.

1.3.4.3. Etapa tres: El líder de sitio y operación confirma el inicio de la prueba de pozo cuando las condiciones de flujo a través del separador sean estables y todos los equipos, parámetros y procedimientos este bajo estricto control.

Durante el desarrollo de la prueba de pozo se continuarán monitoreando todos los parámetros, se toman muestras de fluido para determinar el corte de agua, gravedad API y salinidad, además se toman muestras de gas para determinar la gravedad específica del gas, si es posible operar el separador en modo trifásico se debe validar los datos con el corte de agua medido de las muestras.

El corte de agua medido depende en gran medida de las muestras tomadas, por lo cual se recomienda establecer puntos de toma de muestras y si se conocen los anteriores puntos de prueba usados en otras pruebas usar estos mismos puntos para así tener parámetros de comparación.

La prueba de pozo se ejecuta hasta el momento que el líder de pozo y operación indica que se detenga la prueba, generalmente esta orden se da al cumplirse el objetivo de la prueba o por algún problema operativo.

1.3.4.4. Etapa cuatro: Al finalizar la prueba de pozo se retiran las platinas de medición y se drenan los líquidos del separador de prueba. Abrir la válvula general y se cierra la válvula de la línea de prueba en el Manifold de producción. Cerrar las válvulas de entrada y salida al Manifold de producción.

Posteriormente se procede a despresurizar el circuito de prueba de pozo. Con un camión de vacío se despresuriza y drena el separador de prueba y las líneas de superficie antes de desarmar el equipo de prueba de pozo.

Finalmente, se reportan los datos obtenidos en la prueba al líder del equipo para ser chequeados antes de ser reportados como oficiales.

1.4. PRUEBAS DE POZO (WELL TESTING) CON SEPARADORES TRIFÁSICOS CONVENCIONALES.

Un separador es un recipiente metálico cerrado que se usa, como indica su nombre, para separar las tres diferentes fases del fluido de yacimiento (aceite, gas y agua) producido y en ocasiones incluso algunos sólidos suspendidos en la corriente. Éste equipo es empleado en los procesos de producción, procesamiento y tratamiento de fluidos hidrocarburos, con el fin de optimizar dichas operaciones y facilitar la comercialización de los productos (aceite y gas).

En la industria de los hidrocarburos, los separadores son diseñados específicamente para el tratamiento de mezclas complejas de líquidos y gas con diferencias composicionales y de densidad. Su dimensionamiento adecuado es de gran importancia debido a que la separación física de las fases involucradas es una de las operaciones más importantes en el proceso productivo y de recepción de fluidos de un pozo petrolero y para su posterior proceso de refinación y venta.

Los separadores convencionales se clasifican como “bifásicos” si el gas es separado de una corriente total de líquido y “trifásicos” si también están en la capacidad de separar la corriente de líquido en su petróleo crudo y fracción de agua.

Para una separación efectiva de las fases de un fluido se requieren dos condiciones esenciales: la inmiscibilidad entre las mismas y diferencia en sus densidades. Adicionalmente, existen mecanismos básicos dentro del fenómeno físico de separación de fluidos: El cambio de momento, la segregación gravitacional y la coalescencia., que permiten que éste ocurra. Además los separadores cuentan con dispositivos mecánicos, la posibilidad de realizar cambios en la presión y temperatura de separación y la alteración de la interfaz gas-líquido, que permiten optimizar y facilitar el proceso.

El cambio de momento ocurre en la sección primaria del separador y es el responsable de la separación de cerca del 75% del total del caudal tratado. Físicamente, todo cuerpo necesita de una acumulación de energía cinética para moverse, sin embargo, al cambiársele su dirección experimenta un cambio de energía que se traduce en movimiento, a lo cual se le denomina momento. A medida que un cuerpo es más pesado, el cambio de momento que experimenta

es mayor y por tanto mayor es la energía que requiere para recuperar su cantidad de movimiento previa. El cambio de dirección referido se obtiene mediante dispositivos mecánicos como placas deflectoras.

Con base en lo anterior, y teniendo en cuenta la mezcla gas-líquido que se trata en la industria petrolera, las partículas de líquido más pesadas caen rápidamente al fondo sin opción de recuperar su cantidad de movimiento cuando llegan a esta sección del separador. Las partículas de gas más livianas, recuperan fácilmente su cantidad de movimiento inicial y ocurre la separación.

Una vez ocurre el mecanismo anterior, las moléculas que no se separaron quedan suspendidas en la segunda sección del separador, en ella, las partículas se exponen a las fuerzas de arrastre del fluido de acuerdo a la velocidad que experimentan y por otro lado a su propia fuerza de gravedad. En el momento en que dichas fuerzas se equilibran y que la fuerza gravitacional es ligeramente mayor que la de arrastre, la partícula cae hasta almacenarse en la parte baja del separador. A esta sección se le denomina de “separación secundaria” y cerca del 12% del caudal total es tratado allí.

Finalmente, en la tercera sección de separación se encuentran las partículas de hidrocarburo de menor peso que no pudieron ser separadas por gravedad. En esta parte se instalan sistemas tipo mallas, filtros, platos y en algunos casos materiales fibrosos que hacen que el gas y las gotas de hidrocarburo tengan un camino tortuoso que resulta en la acumulación de estas últimas en los dispositivos, juntándose hasta alcanzar un tamaño tal que la fuerza de gravedad es capaz de vencer la fuerza de arrastre y permitir su separación. A esta sección se le denomina “sección de coalescencia”.

Las aproximaciones tradicionales en la industria del petróleo a la estimación de la productividad de un pozo de gas condensado (operación conocida como Well Test) utilizan separadores trifásicos convencionales para segregar el flujo combinado de aceite, gas y agua en tres distintos flujos, cada uno de una sola fase, que son medidos usando tecnologías convencionales. Éstos separadores han sido utilizados durante los últimos ciento cincuenta años.

Éstos equipos tienden a ser voluminosos, asociados a gran cantidad de partes móviles utilizadas para el control del proceso de separación y su largo cuerpo debe ser protegido por válvulas de alivio de presión para evadir el riesgo de la sobre-presurización del mismo¹⁰.

Las operaciones de Well Testing son esenciales en la determinación de la productividad de los pozos, en el diagnóstico de los problemas asociados con el reservorio, detección de los problemas mecánicos relacionados con el sistema de producción (o completamiento) y la determinación de la eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial, entre otras variables¹¹.

Como se mencionaba anteriormente, uno de los objetivos básicos de una operación de Well Testing es el cálculo de los caudales de producción diaria de gas y de aceite. Para la realización de los mismos, se utilizan procedimientos manuales o herramientas computarizadas que permiten facilitar la tarea. A

¹⁰⁻¹¹ MULTIPHASE METERING IN SIBERIAN GAS AND CONDENSATE WELLS- LESSONS LEARNT IN MULTI'HASE WELL TESTING OPERATIONS SINCE 2006. THEUVENY Bertrand, ROSMASHKIN Sergey, SHAKO Valery, RYMARENKO Konstantin, AFANASYEV Vitaliy, NUKHAEV Marat, SULTANGAREEV Rustem. IPTC 14068. Doha, Qatar, 2009.

continuación se presentará una metodología sencilla de cálculo manual de dichos parámetros sobre la cual se basan los programas computarizados utilizados en la compañía, con el fin de conocer los diferentes parámetros involucrados en la misma y por tanto el proceso llevado a cabo en las instalaciones de campo.

1.4.1. Procedimiento de cálculo manual del caudal de gas:

El cálculo del caudal diario de gas se obtiene mediante la expresión descrita por la **Ecuación 17**:

$$Q_g = C' * \sqrt{(h_w * P_{fa})} * 24 \quad \textbf{Ecuación 17.}$$

Dónde:

- ✓ Q_g : Caudal de gas (MMSFCD).
- ✓ C' : Constante de Flujo de Orificio.
- ✓ h_w : Presión diferencial (Pulgadas de Agua).
- ✓ P_{fa} : Presión estática absoluta del Separador (Psia).

Se realizan inicialmente una serie de cálculos preliminares para lectura de gráficas:

- ✓ $\sqrt{\frac{h_w}{P_{fa}}}$: Raíz cuadrada de la razón de la Presión diferencial (Pulgadas de agua) y la presión estática (Psia). Usada para encontrar Fr y volumen de gas.

- ✓ $\frac{d}{D}$: Relación del diámetro de orificio (d) en pulgadas y diámetro interno de la tubería (D) en pulgadas. Usada para encontrar el factor de expansión (Y_2).
- ✓ $\frac{h_w}{P_{fa}}$: Presión diferencial (Pulgadas de agua) sobre la presión estática (P_{sia}).
Relación usada para encontrar el factor de expansión (Y_2).

Posteriormente se procede a calcular la constante C' del flujo de orificio utilizado, por medio de la **Ecuación 18**:

$$C' = F_b * F_r * F_g * F_{tf} * F_{pb} * F_{tb} * Y_2 * F_{pv} \quad \textbf{Ecuación 18.}$$

Dónde:

- ✓ F_b : Factor de flujo de orificio.
- ✓ F_r : Factor de Número de Reynolds.
- ✓ F_g : Factor de Gravedad Específica.
- ✓ F_{tf} : Factor de Temperatura de Flujo.
- ✓ F_{pb} y F_{tb} : Factores de Presión Base y temperatura Base.
- ✓ Y_2 : Factor de Expansión.
- ✓ F_{pv} : Factor de Compresibilidad.

Posteriormente se desarrolla la ecuación mediante la obtención de cada una de las variables implicadas en su cálculo, de la siguiente forma:

1.4.1.1 Factor F_b .: Factor de Flujo de Orificio: Se lee directamente de la tabla (figura 6)

1.4.1.2 Factor Fr.: Factor de Número de Reynolds: Para encontrar el valor de este factor se utiliza la **Ecuación 19**:

$$F_r = \frac{1}{b \cdot \sqrt{(h_w \cdot P_{fa})}} \quad \text{Ecuación 19.}$$

El valor de la constante “b”, expresada en la ecuación anterior del cálculo de “Fr”, se encuentra en la tabla adjunta (**figura 7**) con el uso del diámetro interno de la tubería y el diámetro del orificio. Una vez leído el valor de dicha constante, se reemplaza su valor en la ecuación y se obtiene el Fr.

Figura 6: Tabla de Factor de Orificio

TABLA No 1 Fb (FACTOR DE ORIFICIO) Cálculos Manuales de Gas			
ORIFICE DIAMETE R Inches	DIAMETRO INTERNO (Inches)		
	5.761	6.065	7.981
0.250			
0.375			
0.500	50.182	50.178	
0.625	76.296	76.287	
0.750	112.75	112.72	
0.875	153.53	153.56	153.31
1.000	200.96	200.85	200.4
1.125	254.72	254.55	253.89
1.250	314.95	314.72	313.78
1.375	381.7	381.37	380.06
1.500	455.03	454.57	452.78
1.625	535.03	534.38	531.95
1.750	621.79	620.89	617.60
1.875	715.44	714.18	709.77
2.000	816.13	814.41	808.50
2.125	924.07	921.71	913.85
2.250	1039.5	1036.3	1025.9
2.375	1162.6	1158.3	1144.7
2.500	1293.8	1288.2	1270.3
2.625	1433.5	1426	1402.9
2.750	1582	1572.3	1542.5
2.875	1740	1727.5	1689.3
3.000	1907.8	1891.9	1843.5
3.125	2086.4	2066.1	2005.2
3.250	2276.5	2250.8	2174.6
3.375	2479.1	2446.8	2352
3.500	2695.1	2654.9	2537.7
3.625	2925.7	2876	2731.8
3.750	3172.1	3111.2	2934.8
3.875	3435.8	3361.5	3146.9
4.000	3718.2	3628.2	3368.5
4.250	4354.8	4216.5	3842.3
4.500		4900.9	4360.5
4.750			4928.1
5.000			5551.1
5.250			6236.4
5.500			6992.0
5.750			7830.0
6.000			

Se recomiendan valores entre 0.15 y 0.7 la relación entre el diámetro del orificio y el diámetro de la tubería (d/D), se obtienen mejores medidas para valores entre 0.3 y 0.65 de esta relación

Fuente: Manual de Separación Compañía de Servicios.

Figura 7: Valor de la Constante b para el cálculo del Fr.

Orifice Diameter	4		6				
Inches	3.826	4.026	4.897	5.189	5.761	6.065	7.625
0.250	0.1047	0.1054					
0.375	0.0894	0.0907					
0.500	0.0763	0.0779	0.0836	0.0852	0.0880	0.0892	
0.625	0.0653	0.0670	0.0734	0.0753	0.0785	0.0801	
0.750	0.0561	0.0578	0.0645	0.0665	0.0701	0.0718	
0.875	0.0487	0.0502	0.0567	0.0587	0.0625	0.0643	0.0723
1.000	0.0430	0.0442	0.0500	0.0520	0.0557	0.0576	0.0660
1.125	0.0388	0.0396	0.0444	0.0462	0.0498	0.0517	0.0602
1.250	0.0361	0.0364	0.0399	0.0414	0.0447	0.0464	0.0549
1.375	0.0347	0.0344	0.0363	0.0375	0.0403	0.0419	0.0501
1.500	0.0345	0.0336	0.0336	0.0344	0.0367	0.0381	0.0457
1.625	0.0354	0.0338	0.0318	0.0322	0.0337	0.0348	0.0418
1.750	0.0372	0.0350	0.0307	0.0306	0.0314	0.0322	0.0383
1.875	0.0398	0.0370	0.0305	0.0298	0.0298	0.0303	0.0353
2.000	0.0430	0.0395	0.0308	0.0296	0.0287	0.0288	0.0327
2.125	0.0467	0.0427	0.0318	0.0300	0.0281	0.0278	0.0304
2.250	0.0507	0.0462	0.0334	0.0310	0.0281	0.0274	0.0286
2.375	0.0548	0.0501	0.0354	0.0324	0.0286	0.0274	0.0271
2.500	0.0589	0.0540	0.0378	0.0342	0.0295	0.0279	0.0259

Fuente: Manual de Separación Compañía de Servicios.

1.4.1.3 Factor Fg: Factor de Gravedad Específica: Se puede obtener mediante el cálculo indicado por la **Ecuación 20**:

$$F_g = \frac{1}{GE} \quad \text{Ecuación 20}$$

O mediante su lectura directa en la tabla en función de las milésimas del valor de la Gravedad Específica, expuesta en la **figura 8**.

Figura 8: Determinación del Factor Fg.

TABLA No. 2
Fg (FACTOR DE GRAVEDAD ESPECIFICA)
Cálculos Manuales de Gas

$$F_g = \sqrt{(1 / G.E.)}$$

Sp. Gravity	0.000	0.002	0.004	0.006	0.008
0.55	1.3484	1.3460	1.3435	1.3411	1.3387
0.56	1.3363	1.3339	1.3316	1.3292	1.3269
0.57	1.3245	1.3222	1.3199	1.3176	1.3153
0.58	1.3131	1.3108	1.3086	1.3063	1.3041
0.59	1.3019	1.2997	1.2975	1.2953	1.2932
0.6	1.2910	1.2888	1.2867	1.2846	1.2825
0.61	1.2804	1.2783	1.2762	1.2741	1.2721
0.62	1.2700	1.2680	1.2659	1.2639	1.2619
0.63	1.2599	1.2579	1.2559	1.2539	1.2520
0.64	1.2500	1.2481	1.2461	1.2442	1.2423
0.65	1.2403	1.2384	1.2365	1.2347	1.2328
0.66	1.2309	1.2291	1.2272	1.2254	1.2236
0.67	1.2217	1.2199	1.2181	1.2163	1.2145
0.68	1.2127	1.2109	1.2091	1.2074	1.2056
0.69	1.2039	1.2021	1.2004	1.1987	1.1969
0.7	1.1952	1.1935	1.1918	1.1901	1.1885
0.71	1.1868	1.1851	1.1835	1.1818	1.1802
0.72	1.1785	1.1769	1.1753	1.1736	1.1720
0.73	1.1704	1.1688	1.1672	1.1656	1.1641
0.74	1.1625	1.1609	1.1593	1.1578	1.1562
0.75	1.1547	1.1532	1.1516	1.1501	1.1486
0.76	1.1471	1.1456	1.1441	1.1426	1.1411
0.77	1.1396	1.1381	1.1367	1.1352	1.1337
0.78	1.1323	1.1308	1.1294	1.1279	1.1265
0.79	1.1251	1.1237	1.1223	1.1208	1.1194
0.8	1.1180	1.1166	1.1152	1.1139	1.1125
0.81	1.1111	1.1097	1.1084	1.1070	1.1057
0.82	1.1043	1.1030	1.1016	1.1003	1.0990
0.83	1.0976	1.0963	1.0950	1.0937	1.0924
0.84	1.0911	1.0898	1.0885	1.0872	1.0859
0.85	1.0847	1.0834	1.0821	1.0808	1.0796
0.86	1.0783	1.0771	1.0758	1.0746	1.0733
0.87	1.0721	1.0709	1.0697	1.0684	1.0672
0.88	1.0660	1.0648	1.0636	1.0624	1.0612
0.89	1.0600	1.0588	1.0576	1.0564	1.0553
0.9	1.0541	1.0529	1.0518	1.0506	1.0494
0.91	1.0483	1.0471	1.0460	1.0448	1.0437
0.92	1.0426	1.0414	1.0403	1.0392	1.0381
0.93	1.0370	1.0358	1.0347	1.0336	1.0325
0.94	1.0314	1.0303	1.0292	1.0281	1.0271
0.95	1.0260	1.0249	1.0238	1.0228	1.0217
0.96	1.0206	1.0196	1.0185	1.0174	1.0164
0.97	1.0153	1.0143	1.0133	1.0122	1.0112
0.98	1.0102	1.0091	1.0081	1.0071	1.0061
0.99	1.0050	1.0040	1.0030	1.0020	1.0010
1	1.0000	0.9990	0.9980	0.9970	0.9960

Fuente: Manual de Separación Compañía de Servicios.

1.4.1.4 Factor F_{tf}: Factor de Temperatura de Flujo: Este factor está basado en la temperatura de flujo de gas. Se obtiene directamente en la decena o centena correspondiente y se busca en las columnas de la derecha el último dígito de del valor de la temperatura. Puede ser calculado mediante la **Ecuación 21**:

$$F_{tf} = \sqrt{\frac{520}{460 + \text{Temp.Sep.}(^{\circ}F)}} \quad \text{Ecuación 21}$$

1.4.1.5. Factores Fpb y Ftb: Factores de Presión Base y Temperatura Base: Estos factores relacionan la presión y temperatura de la locación en la cual se está llevando a cabo el Well Testing con la presión y temperatura estándar en unidades absolutas (460°R y 14,73 Psia.). Para efectos de cálculo, se considera que Fpb=1,00136 y Ftb=1,00000, datos bases tomados por el software de campo utilizado actualmente por la compañía. Ambos factores se calculan mediante el uso de la **Ecuación 22** y **Ecuación 23** respectivamente:

$$F_{pb} = \frac{14,73}{\text{Presión Base (Psia)}} \quad \text{Ecuación 22}$$

$$F_{tb} = \frac{\text{Temperatura Base } (^{\circ}F) + 460}{520} \quad \text{Ecuación 23}$$

1.4.1.6. Y₂: Factor de Expansión: Existen dos tipos de tablas para su cálculo, una para valores “aguas arriba” y otra para valores “aguas abajo”, respecto del punto donde se mide el valor de la presión estática. En este punto, la relación hw/Pfa y d/D son índices utilizados para el cálculo del Factor de Expansión.

1.4.1.7 Factor Fpv: Factor de Compresibilidad: Éste factor está en función de la presión de flujo y de la temperatura. Es particularmente apreciable a valores de presión altos. Se determina por tabla establecida por la compañía de servicios .

Finalmente, habiendo obtenido todos los valores anteriormente calculados, se puede encontrar a su vez el valor de la Constante de Flujo de Orificio, con la cual, reemplazando en la **Ecuación 18**, se obtiene el valor de caudal de gas diario producido en MMSCFD.

1.4.2 Procedimiento de cálculo manual del caudal de aceite:

El cálculo del caudal de aceite diario producido se realiza mediante la aplicación de la **Ecuación 24**:

$$Q_o = (CUM_1 - CUM_2) * \left(1 - \left(\frac{SHR}{100}\right)\right) * K * \left(1 - \left(\frac{BSW}{100}\right)\right) * OMCF * \left(\frac{1440}{\Delta Tiempo}\right) \quad \textbf{Ecuación 24.}$$

Dónde:

- ✓ Qo: Caudal de aceite Neto (BOPD).
- ✓ CUM-1: Valor acumulado Inicial medido (Bbl).
- ✓ CUM-2: Valor acumulado medido en un delta de tiempo (Bbl).
- ✓ Shr: Factor de merma por presencia de gas en solución(Fracción).
- ✓ K: Factor de reducción de volumen por temperatura.
- ✓ %BSW: Porcentaje de agua en la salida del caudal de Aceite (Fracción).
- ✓ OMCF: Factor de Corrección de la Turbina.
- ✓ Delta de Tiempo: Diferencia de tiempo entre las lecturas CUM 1 y CUM 2 (minutos).

1.4.2.1. CUM-1, CUM-2: Se procede entonces a realizar la determinación de las muestras CUM-1 y CUM-2, de la siguiente manera:

A. Muestra CUM-1: Para la determinación de este parámetro se debe tomar el valor registrado por el Medidor justo en el momento en que se desee inicial el procedimiento de cálculo. Por ejemplo, si se desea determinar manualmente el volumen de aceite entre las 15:30 horas y las 16:00 horas de una prueba que inició a las 14:00 horas y cuyo tiempo de duración es de cuatro (4) horas, el valor de CUM-1 debe ser el arrojado por el Medidor durante la toma de datos manuales a las 15:30 horas.

B. Muestra CUM-2: Para la determinación de este parámetro se debe tomar el valor registrado por el Medidor justo en el momento en que se cumpla el Delta de tiempo fijado para la realización del procedimiento de cálculo.

De acuerdo a lo anterior, se puede establecer el ejemplo, si se desea determinar manualmente el volumen de aceite entre las 15:30 horas y las 16:00 (Delta de tiempo de treinta minutos) horas de una prueba que inició a las 14:00 horas y cuyo tiempo de duración es de cuatro (4) horas, el valor de CUM-2 es el valor arrojado por el Medidor durante la toma de datos manuales a las 16:00 horas.

1.4.2.2. Factor SHR: Se determina el factor SHR (Shrinkage) mediante el dispositivo especializado para la realización del “Shrinkage Test”, con el que cuentan los separadores de prueba.

1.4.2.3. Factor K: Factor de Reducción de Volumen por Temperatura: Se calcula mediante la observación de la tabla apoyada, evidentemente, en la temperatura de operación y la Gravedad Específica del fluido a condiciones estándar, 60°F. Ver **Figura 9.**

Figura 9: Factor de Reducción de Volumen por Temperatura.

Factor K: Reducción de Volumen por temperatura		TABLA No. 5 FACTOR K REDUCCION DE VOLUMEN DE ACEITE A 60 °F GRAVEDAD ESPECIFICA @ 60 ° F									
Temp OIL (°F)	0.7	0.72	0.74	0.76	0.78	0.8	0.82	0.84	0.86	0.88	
60	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	
65	0.996	0.997	0.997	0.997	0.997	0.997	0.998	0.998	0.998	0.998	
70	0.993	0.993	0.994	0.994	0.995	0.995	0.995	0.995	0.996	0.996	
75	0.989	0.990	0.991	0.991	0.992	0.992	0.993	0.993	0.994	0.994	
80	0.986	0.987	0.988	0.988	0.989	0.990	0.990	0.991	0.991	0.992	
85	0.982	0.983	0.984	0.985	0.986	0.987	0.988	0.989	0.989	0.990	
90	0.979	0.980	0.981	0.983	0.984	0.985	0.986	0.986	0.987	0.987	
95	0.975	0.977	0.978	0.980	0.981	0.982	0.983	0.984	0.985	0.985	
100	0.972	0.974	0.975	0.977	0.978	0.980	0.981	0.982	0.983	0.983	
105	0.968	0.970	0.972	0.974	0.976	0.977	0.978	0.980	0.981	0.981	
110	0.965	0.967	0.969	0.971	0.973	0.975	0.976	0.977	0.978	0.979	
115	0.961	0.964	0.966	0.968	0.970	0.972	0.974	0.975	0.976	0.977	
120	0.958	0.960	0.963	0.965	0.967	0.969	0.971	0.973	0.974	0.975	
125	0.954	0.957	0.960	0.962	0.965	0.967	0.969	0.970	0.972	0.973	
130	0.951	0.954	0.956	0.959	0.962	0.964	0.967	0.968	0.970	0.971	
135	0.947	0.950	0.953	0.956	0.959	0.962	0.964	0.966	0.968	0.969	
140	0.944	0.947	0.950	0.954	0.957	0.959	0.962	0.964	0.965	0.967	
145	0.940	0.944	0.947	0.951	0.954	0.957	0.959	0.961	0.963	0.965	
150	0.936	0.941	0.944	0.948	0.951	0.954	0.957	0.959	0.961	0.962	
155	0.933	0.937	0.941	0.945	0.949	0.952	0.955	0.957	0.959	0.960	
160	0.929	0.934	0.938	0.942	0.946	0.949	0.952	0.954	0.957	0.958	
165	0.926	0.931	0.935	0.939	0.943	0.947	0.950	0.952	0.955	0.956	
170	0.922	0.927	0.932	0.936	0.940	0.944	0.947	0.950	0.952	0.954	
175	0.919	0.924	0.928	0.933	0.938	0.941	0.945	0.948	0.950	0.952	
180	0.915	0.921	0.925	0.930	0.935	0.939	0.943	0.945	0.948	0.950	
185	0.912	0.917	0.922	0.927	0.932	0.936	0.940	0.943	0.946	0.948	
190	0.908	0.914	0.919	0.924	0.930	0.934	0.938	0.941	0.944	0.946	
195	0.905	0.911	0.916	0.922	0.927	0.931	0.935	0.939	0.942	0.944	
200	0.901	0.907	0.913	0.919	0.924	0.929	0.933	0.936	0.939	0.942	

Fuente: Manual de Separación Compañía de Servicios.

1.4.2.4. Factor BSW: Porcentaje de agua en la salida del caudal de Aceite: Este valor corresponde al BSW tomado normalmente durante una prueba estándar para su determinación o un promedio entre los valores de BSW de los parámetros CUM-1 y CUM-2 respectivamente.

1.4.2.5. Factor OMCF: Factor de Corrección de la Turbina: Éste valor corresponde al factor calculado durante la calibración de los medidores, realizada

periódicamente en los separadores de prueba utilizados para las operaciones descritas.

Finalmente, habiendo obtenido todos los valores anteriormente calculados, se puede encontrar, reemplazando los mismos en la **Ecuación 24**, el valor de caudal de aceite diario producido en BOPD.

1.5. PRUEBAS DE POZO (WELL TESTING) CON TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.

La tecnología de Medidores Multifásicos ha surgido como una alternativa importante en la realización de las pruebas de producción de pozos alrededor del mundo respecto a la tradicional medición mediante separadores trifásicos.

Desde sus inicios, cuando los equipos se basaban en una tecnología de Microondas y Capacitancia, hasta el presente, su desarrollo ha sido constante gracias a las intensas investigaciones que se llevan a cabo con el fin de obtener resultados más acertados y detallados acerca de los caudales y los complejos regímenes de flujo en los que fluyen los fluidos de yacimiento.

La tecnología de medición multifásica se ha convertido en una solución atractiva para la disminución de la incertidumbre en los resultados de las pruebas de pozo realizadas con el fin de monitorear la rata de producción de petróleo, gas y agua del subsuelo. Lo anterior debido a que contrario a los procedimientos tradicionales, la medición no se realiza mediante la separación y posterior cuantificación de los

mismos. Este elemento se constituye punto importante debido a que en ocasiones las condiciones de separación no facilitan la división óptima de cada caudal.

Los equipos de medición multifásica son usados para realizar las llamadas pruebas de pozo, "Well Testing". Su uso permite obtener información acerca de la productividad de los pozos, realización de diagnósticos de problemas asociados con el aceite o gas del reservorio, detección de problemas mecánicos relacionados con el sistema de producción o el completamiento del pozo y también la determinación de la eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial en caso de estar presentes¹².

Además de ello, la implementación de la tecnología multifásica para llevar a cabo las operaciones anteriormente mencionadas en un campo, permite a su vez la simplificación de las facilidades de superficie determinadas a la medición y al tratamiento de los fluidos producidos en cada uno de los pozos.

Los Medidores Multifásicos son equipos diseñados para la medición total de caudales volumétricos de aceite, agua y gas a condiciones de la línea de transporte. Estas tasas de flujo son convertidas a condiciones estándar mediante un paquete de pruebas PVT, proveídas mediante Ecuaciones de Estado (EOS), modelos por defecto o modelos específicos, derivados de los datos entregados por la compañía operadora¹³. A su vez, estas propiedades son utilizadas para la

¹² BERTRAND Theuveny, ROSMASHKIN Serge, SHAKO Valery, RYMARENKO Konstantin, AFANASYEV Vitaliy, NUKHAEV Marat, SULTANGAREEV Rustem. Multifphase Metering in Siberian Gas and Condensate Wells- Lessons Learnt in Multiphase Well testing Operations since 2006. Qatar, Doha. IPTC 14068. 2006.

¹³ MOHAMMED N. Al-Khamis, ABDULAZIZ F. Al-Bassam. Saudi Aramco, ZAKI Bakhteyar, MUHAMMAD N. Aftab. Schlumberger. Evaluation of PhaseWatcher Multiphase Flow Meter (MPFM) Performance in Sour Environments. Texas, U.S.A. OTC 19152. 2008.

corrección automática de las propiedades PVT, las cuales son los parámetros de entrada para la configuración de las mediciones arrojadas por el equipo.

1.5.1. Tecnología de Medición Multifásica tipo Venturi/Energía Dual.

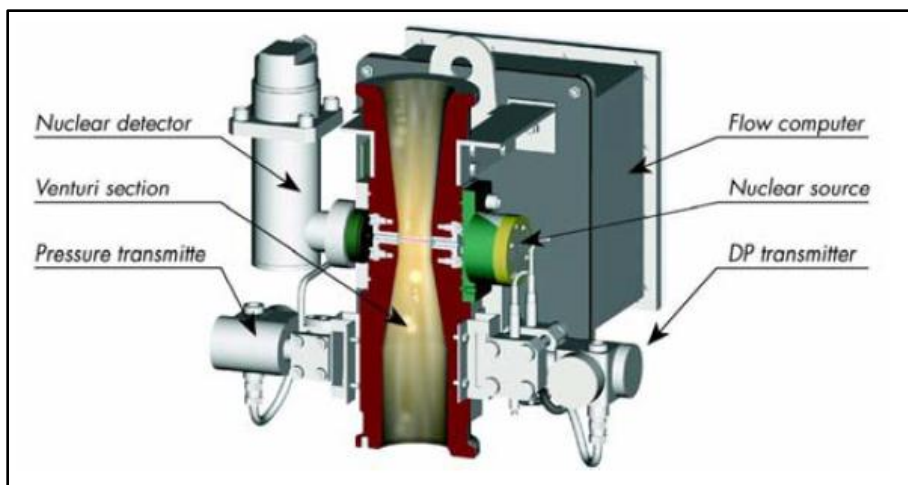
Los equipos de este tipo cuentan con una sección de medición compuesta por un Medidor Venturi encargado de la determinación del flujo másico total en la tubería de transporte mediante el uso de unos sensores de presión diferencial y un “Medidor Dual De Energía consistente en una fuente y un receptor total de fotones que está capacitado para detectar y cuantificar la energía de cada uno, con el fin de calcular las fracciones de petróleo, agua y gas en la línea”¹⁴ (**Figura 10**).

1.5.1.1. Especificaciones del Medidor Venturi

El medidor Venturi es un equipo que permite la determinación de un caudal requerido mediante la cuantificación de una caída de presión ocasionada por el flujo del fluido a través de una “garganta” (reducción de la sección de paso) de la que consta el mismo. Dicha sección reducida genera un aumento de la velocidad del fluido y por consiguiente de su energía cinética; lo que a su vez produce una disminución de la presión equivalente, de acuerdo al principio de conservación de la energía, creando un diferencial dinámico entre las secciones aguas arriba y aguas abajo del equipo. El caudal de flujo está dicho que es equivalente al cuadrado de la raíz de dicha caída de presión¹⁵.

¹⁴ PROTOCOLO DE PRUEBAS-TECNOLOGÍA MPFM. EQUION ENERGÍA LIMITED. Colombia. Junio 15 de 2012. Página 5. (Modificado por los autores)

Figura 10: Medidor Multifásico tipo Venturi/Energía Dual.



Fuente: Evaluation of Phase Watcher Multiphase Flow Meter (MPFM) Performance in Sour Environments.

Este medidor es el encargado de determinar la velocidad del fluido, en combinación con un medidor de fracciones De Energía. Para medir la velocidad, la mezcla en flujo turbulento puede ser tratada como un fluido en una sola fase de propiedades equivalentes y se puede aplicar las relaciones estándar del Venturi¹⁷. La ecuación para uso práctico es:

$$Q_{total} = K * \varepsilon * C_d * C_{mp} * \sqrt{2 * \rho_{mezcla} * \Delta P_{dinámico}} \quad \text{Ecuación. 25.}$$

¹⁵PIPELINE RULES OF THUMB HANDBOOK. E.W. McAllister, Editor. Gulf Professional Publishing. Inglaterra. 2002. Página 275. (Modificado por los autores)

¹⁶ MOHAMMED N. Al-Khamis, ABDULAZIZ F. Al-Bassam. Saudi Aramco, ZAKI Bakhteyar, MUHAMMAD N. Aftab. Evaluation of PhaseWatcher Multiphase Flow Meter (MPFM) Performance in Sour Environments. Texas, U.S.A. OTC 19152. 2008.

¹⁷PROTOCOLO DE PRUEBAS-TECNOLOGÍA MPFM. EQUION ENERGÍA LIMITED. Colombia. Junio 15 de 2012. Página 13.

Dónde:

Q_{total} : Flujo total másico (de la mezcla).

$\Delta P_{dinámico}$: Diferencial de presión en el Venturi.

ρ_{mezcla} : Densidad de la Mezcla.

$C_d * C_{mp}$: Coeficiente del Venturi y Coeficiente multifásico.

La densidad de la mezcla puede ser encontrada fácilmente debido a que las fracciones volumétricas de aceite (OVF), agua (WVF) y gas (GVF) están dadas por el medidor De Energía:

$$\rho_{mezcla} = \rho_{aceite} * OVF + \rho_{agua} * WVF + \rho_{gas} * GVF \quad \textbf{Ecuación. 26.}$$

Debido al mezclador, el crudo, gas y agua viajan a la misma velocidad en una mezcla homogénea, los flujos individuales pueden ser calculados como:

$$Q_{aceite} = Q_{total} * OVF \quad \textbf{Ecuación 27.}$$

$$Q_{agua} = Q_{total} * WVF \quad \textbf{Ecuación 28.}$$

$$Q_{gas} = Q_{total} * GVF \quad \textbf{Ecuación 29.}$$

1.5.1.2. Especificaciones del Medidor de Energía.

El medidor de Energía Dual se utiliza para calcular la densidad de la mezcla (aceite, agua y gas) y la fracción másica de cada una de estas fases en el caudal estudiado.

Los cálculos de crudo, agua y gas se basan en la atenuación de dos diferentes niveles de energía de Energía de un isótopo radioactivo. El nivel mayor de energía está asociado con la densidad de la mezcla, expresada en función de la temperatura y presión; mientras el menor a la composición del fluido (fracciones másicas)¹⁸. Esta atenuación puede ser expresada mediante ecuaciones físicas que se encuentran en función de la fracción de volumen de cada uno de los componentes.

El detector de energía trabaja con el principio de múltiple energía, por tanto está en la capacidad no sólo de receptar el total de fotones que llegan al sensor sino de cuantificar además la energía de cada uno de ellos.

Dicha atenuación de los rayos de energía es dependiente de la densidad y del coeficiente de atenuación másica del material penetrado y la relación física es (**Ecuación 30**):

$$N = N_o * e^{-x\rho\mu} \quad \text{Ecuación 30.}$$

Dónde:

- ✓ N: Número de cuentas del detector de energía
- ✓ No: Cuentas en vacío
- ✓ x: Energy Path Length
- ✓ μ : Coeficiente de atenuación del material penetrado
- ✓ ρ : Densidad del material penetrado.

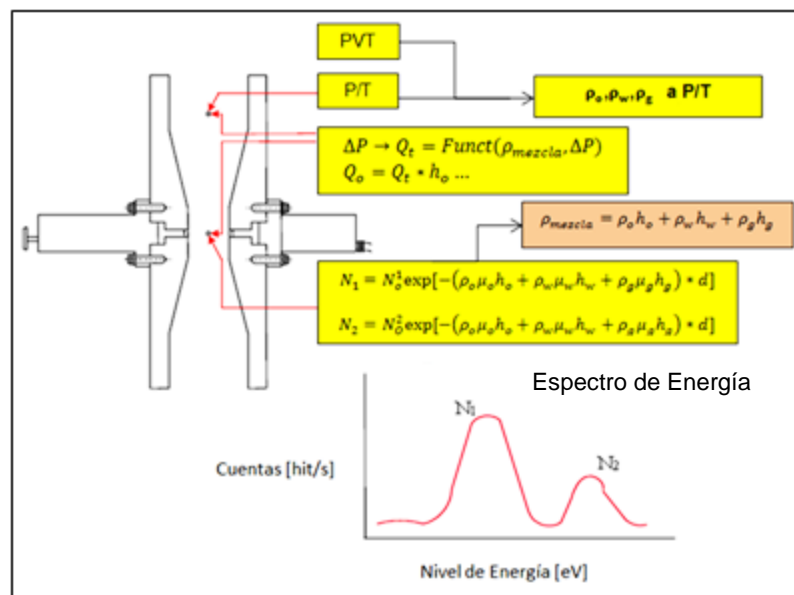
¹⁸ MOHAMMED N. Al-Khamis, ABDULAZIZ F. Al-Bassam. Saudi Aramco, ZAKI Bakhteyar, MUHAMMAD N. Aftab. Schlumberger. Evaluation of PhaseWatcher Multiphase Flow Meter (MPFM) Performance in Sour Environments. Texas, U.S.A. OTC 19152. 2008.

En el caso de que múltiples componentes sean penetrados, como en el caso de la mezcla de crudo, agua y gas, la ecuación se expresa de la siguiente manera (**Ecuación 31**):

$$N = N_o * e^{-x[(\mu_o\rho_oOVF)+(\mu_w\rho_wWVF)+(\mu_g\rho_gGVF)]} \quad \text{Ecuación 31.}$$

Los sufijos o, w y g corresponden a las propiedades del crudo, agua y gas respectivamente, mientras que los términos OVF, WVF y GVF simbolizan las fracciones de cada uno de los componentes de la mezcla. Para la resolución del sistema se requieren dos ecuaciones adicionales debido a que OVF, WVF y GVF no son conocidos. Es aquí donde la fuente de energía dual utiliza el hecho de que las fuentes radioactivas emiten radiación a diferentes niveles de energía:

Figura 11: Niveles de Energía del Medidor de Energía. Ecuaciones para determinación de las fracciones másicas de la mezcla.



Fuente: Protocolo de Servicios Medidor Multifásico.

El Medidor de Energía Dual utiliza dos niveles de energía de una fuente radiactiva para las mediciones de fracciones en un flujo multifásico.

Las ecuaciones similares a la del coeficiente de atenuación para múltiples componentes se establecen para cada uno de los niveles de energía referidos. La tercera ecuación que permite la solución del sistema se deriva directamente del volumen ocupado en el espacio por cada componente de dicha mezcla, así:

$$OVF + WVF + GVF = 1(100\%) \quad \textbf{Ecuación 32.}$$

Entretanto, las atenuaciones másicas son constantes dadas por la composición química de cada material o fluido. Las atenuaciones del crudo y del gas no son afectadas por las variaciones de presión y temperatura y en la mayoría de los casos se mantienen en toda la vida del pozo. Sin embargo, las propiedades del agua (viscosidad y densidad) son dependientes del contenido de sal y por consiguiente presentan variaciones en el tiempo o de pozo a pozo.

1.5.2. Solución Gráfica de Fracciones de los Componentes.

Por otra parte, existe una forma gráfica de determinar las tres fracciones 100% crudo, 100% agua y 100% gas, las cuales son graficadas como las esquinas de un triángulo solución (figura). Los ejes X y Y representan los dos niveles de energía radioactiva manejados por el medidor, bajo y alto respectivamente. Cualquier combinación de los tres componentes previamente nombrados arrojará un punto dentro del área del triángulo.

A este gráfico se le denomina “Solución Gráfica”. Si en algún caso, el punto de operación arrojado por las coordenadas tomadas cae fuera del área del triángulo solución, las propiedades PVT del fluido deben ser reconfiguradas para reflejar la situación actual del mismo en la tubería.

Como se puede inferir, la Solución Gráfica representa la atenuación lineal de las fases individuales de la mezcla y es un parámetro clave para asegurar la exactitud de las mediciones realizadas por el equipo.

El GVF se puede determinar directamente de la Solución Gráfica, mientras que el WLR se define como (**Ecuación 33**):

$$WLR = \frac{WVF}{(1-GVF)} \quad \text{Ecuación 33.}$$

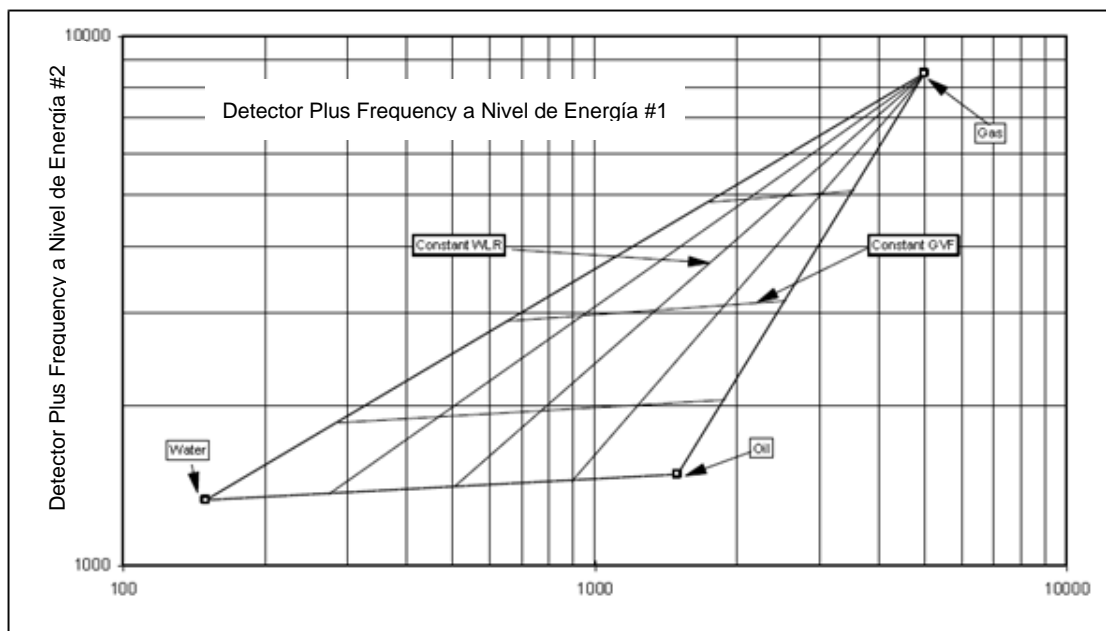
La fracción de volumen de agua, basada en lo anterior está definida como:

$$WVF = WLR(1 - GVF) \quad \text{Ecuación 34.}$$

Y la fracción volumétrica del crudo está definida mediante:

$$OVF = 1 - (WVF + GVF) \quad \text{Ecuación 35.}$$

Figura 12: Solución Gráfica de Fracciones de los Componentes.



Fuente: Protocolo de Servicios Medidor Multifásico

Es importante enfatizar que el Medidor de Energía Dual se basa en la atenuación de los rayos de Energía de la fuente. Dicho fenómeno es completamente independiente de la distribución de fases de la mezcla: en un estado continuo de crudo (WLR 0-40%), un estado continuo de agua (WLR 70-100%) o en la zona de transición donde se forman normalmente las emulsiones.

1.5.3. Caracterización del fluido e influencia de las propiedades PVT en las mediciones.

Con el objetivo de tener mediciones confiables en términos de masa y volumen, el Medidor Multifásico necesita información de densidades del crudo y gas, salinidad del agua y la atenuación másica de los fluidos. Esta información es requerida para

convertir los flujos medidos de condiciones de línea por el Equipo a condiciones estándar. El método para obtener estas propiedades es el muestreo y el análisis en el sitio.

Debido a que las mediciones de fracción se basan en la atenuación de energía, la sensibilidad a variaciones en la composición de los fluidos es relativamente baja. Esto significa que los análisis de composición se pueden realizar relativamente con una baja frecuencia. Del mismo modo, la frecuencia de los análisis dependerá de la rapidez con la que las propiedades de los fluidos cambien.

Si no es posible obtener muestras de fluidos y su análisis en el lugar de operación u obtener datos representativos de otras fuentes, existen dos métodos a seguir: Mediciones de una fase In-Situ y Muestreo Multifásico.

- ✓ Mediciones de una fase In-Situ: Para algunas aplicaciones, el medidor utilizado está en la capacidad de determinar directamente las propiedades del fluido.
- ✓ Muestreo Multifásico: Para algunas aplicaciones, el medidor permite recolectar muestras de líquido y gas para realizar recombinación.

Considerando la escasa cantidad de literatura disponible acerca de la influencia cuantitativa de los parámetros PVT en la exactitud de las mediciones de los Medidores Multifásicos, se han desarrollado un gran número de posibles situaciones para la realización de análisis. Algunas de los escenarios más destacables en una operación de producción se presentan a continuación.

En una situación donde el GVF sea extremadamente alto (cercano al 98%) la fase gas no se ve afectada apreciablemente por los errores en las propiedades PVT. Adicionalmente, la densidad del gas presenta cambios pequeños durante la vida del proyecto.

Por el contrario, la fase aceite parece tomar una influencia apreciable en los errores relativos presentados en los procesos, es por ello que se requiere de una gran exactitud en los valores de densidad del crudo para evitar desviaciones de gran porcentaje.

El efecto de la salinidad del agua no ha sido analizado a fondo, sin embargo, considerando el enunciado presentado anteriormente, la respuesta será aún más sensible que la generada por el aceite (el agua posee una densidad y coeficiente de atenuación másicos más altos, lo matemáticamente se traduce en un coeficiente mucho más alto en el producto de las ecuaciones del cálculo de N).

Por todo lo anterior, dependiendo de los márgenes de error tolerables por la compañía interesada en el servicio, un calendario apropiado de calibración puede ser establecido con el fin de satisfacer los requerimientos del escenario que se esté analizando. Aplicaciones recientes han demostrado que para situaciones en las que la densidad del agua presente una variación despreciable a lo largo del tiempo, las calibraciones de los medidores con las propiedades PVT correctas pueden realizarse cada seis meses (6 meses)¹⁹.

¹⁹CORREA FERIA C., Repsol. An In-house Experiment About PVT Impacting Multiphase Metering Accuracy SPE 138495. Lima, Perú, Diciembre de 2010.

1.5.4. Rango de Operación de un Medidor Multifásico.

La relación volumétrica de Gas GVF se define por el volumen de gas a condiciones de yacimiento sobre el volumen de gas a condiciones estándar, es utilizado para convertir volúmenes de gas medidos en superficie a condiciones de yacimiento. El GVF y la caída de presión a través del medidor determinan el rango de operación de flujo de líquido y gas. La caída de presión es afectada por la cantidad de flujo y por la densidad de la mezcla de crudo, agua y gas.

El GVF está directamente relacionado con el flujo de gas y la presión de la línea. Los mínimos flujos que se pueden medir (para un determinado diámetro de garganta) están limitados por la mínima caída de presión que puede ser medida con precisión con el transmisor de presión diferencial. La máxima caída de presión normalmente determina los máximos flujos que pueden ser aceptados por el operador.

2. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.

Para la realización de las pruebas de producción en los pozos de los campos Floreña y Pauto se decidió implementar la tecnología de Medidores Multifásicos. Lo anterior con el fin de minimizar las pérdidas de producción ocasionadas por las restricciones de presión de entrada de los equipos de separación trifásica, con los cuales se realiza actualmente la operación mencionada. De esta manera se pretende lograr un menor impacto económico para el equipo de intervenciones la compañía.

Es de vital importancia identificar las condiciones operativas (restricción por choque de la línea de producción) del sistema de separadores trifásicos. Lo anterior con el fin de establecer la diferencia resultante, traducida en caudal de producción. Con ello se establecerá la base técnica que permitirá decidir acerca de la factibilidad en la aplicación de la tecnología de medición.

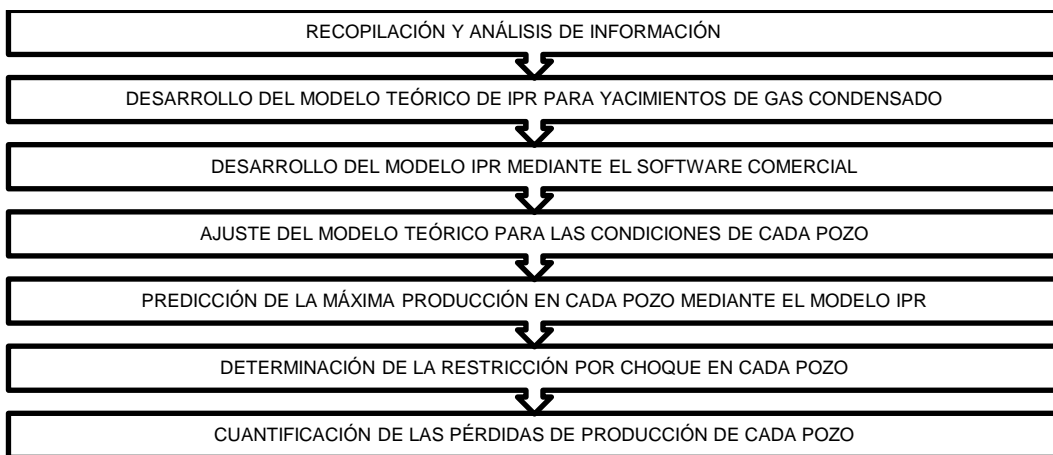
Teniendo en cuenta lo mencionado previamente, la evaluación técnica de la implementación de la tecnología de medición multifásica se constituirá en una de las bases para la futura aprobación del proyecto.

2.1. METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ANÁLISIS.

Para la determinación de la factibilidad técnica de la aplicación de la tecnología de medición multifásica y el cumplimiento del objetivo establecido para el presente

capítulo del proyecto, se determinó seguir la siguiente metodología, con el fin de tomar en consideración todos los aspectos necesarios y relevantes inmiscuidos en dicha evaluación.

Figura 13: Metodología de Desarrollo del Estudio



2.1.1. Recopilación y análisis de información.

Para la realización de la evaluación de factibilidad propuesta es necesario contar con información de la mejor calidad y en la mayor cantidad posible, con el fin de obtener resultados representativos y con el menor nivel de incertidumbre.

Haciendo referencia al objeto de estudio del presente capítulo, en el que es imperativo contemplar los aspectos técnicos para la implementación o no de la tecnología de medición multifásica, se debe conocer el comportamiento actual de cada pozo a estudiar de manera precisa, así como sus condiciones operativas. De

esta manera se logra generar un aporte para el futuro mejoramiento de las operaciones de Well Testing.

La información que requerida, en líneas generales es la siguiente:

2.1.1.1. INFORMACIÓN GENERAL.

- ✓ Base de Datos de cada pozo
- ✓ Caracterización de fluidos de producción
- ✓ Historiales de Producción
- ✓ Historial de Operaciones de Well Testing
- ✓ Estado Mecánico de cada pozo
- ✓ Registros de pozos

En los datos proporcionados por EQUION ENERGÍA LIMITED se obtuvo una base de datos extensa y suficiente para el desarrollo de la evaluación de factibilidad técnica.

- ✓ **Base de Datos de cada pozo.**

Para el correcto desarrollo del modelo teórico de IPR y su posterior ajuste a las condiciones reales para cada uno de los pozos en estudio, se requirió de la recolección de datos relacionados con: el completamiento del pozo, diámetro de la broca utilizada, la presión estática de yacimiento corregida al dátum correspondiente al TVD de cada pozo, la formación que aporta a la producción y

por tanto su espesor neto productor, la temperatura de la formación, datos de petrofísica como la permeabilidad y porosidad de la formación, datos de producción actualizada de gas y crudo, GOR de producción e información PVT como la gravedad específica del gas producido. Los datos obtenidos de las investigaciones son organizados en la siguiente tabla para facilitar su observación y análisis. (Tabla 1)

Tabla 1. Base de Datos de los pozos de los Campos Floreña y Pauto

POZOS	DIAM. POZO (in)	P. @ Dátum (psi)	H net (ft)	T (°F)	Φ (%)	Qo (BOP D)	Qg (MMSCFD)	GOR (SCF/STB)	SG gas
UIS 1	6,5	6190	360	250	4	3526	48798	13839	0,74
UIS 2	6,5	5020,13	397	250	5	8848	57743	6526	0,74
UIS 3	6,5	6646,5	570	250	4	6517	58137	8921	0,72
UIS 4	6,5	7027,7	243	250	4	1694	16528	9757	0,72
UIS 5	6,5	6733,13	246	250	4	1341	12353	9212	0,71
UIS 6	4,25	6715,8	360	250	4	3389	40139	11844	0,72

Fuente: EQUION ENERGÍA LIMITED.

✓ **Caracterización de fluidos de producción.**

Para el caso de los campos Floreña y Pauto fue necesario remitirse a los estudios PVT realizados por la compañía EQUION ENERGÍA LIMITED, dependiendo de la formación productora en la cual se encontraran ubicados. La importancia de dichos estudios radica esencialmente en el correcto ajuste que se obtendrá en las correlaciones utilizadas para el cálculo de las Pseudopresiones de gas para el modelamiento del Comportamiento IPR de cada pozo. A continuación se realiza

una referencia a los principales datos recolectados de las pruebas de campo y laboratorio avalados por la compañía. (Tablas 2, 3 y 4).

Tabla 2. Fluidos de producción de los pozos de los Campos Floreña y Pauto

POZOS	Z	B _g (Bbl/SCF)	μ (cP)	API	R _{so} (SCF/Bbl)	R _o (Bbl/SCF)
UIS 1	0,9964	0,0006	0,0365	46	2026,33	9,96E-05
UIS 2	0,9800	0,0006	0,0365	46	2026,33	9,96E-05
UIS 3	0,9833	0,0006	0,0365	45,5	1995,54	9,73E-05
UIS 4	0,9940	0,0006	0,0365	47	2089,33	1,05E-04
UIS 5	0,9840	0,0006	0,0359	44	1885,26	8,93E-05
UIS 6	0,9833	0,0006	0,0365	46,6	2063,9	1,03E-05

Fuente: EQUION ENERGÍA LIMITED.

Tabla 3. Propiedades del gas de la Formación I

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad Específica @P y T Std.	0,7487
Peso Molecular lb/mol	21,55
Densidad (lb/ft ³)	0,06
Poder Calorífico Bruto (BTU/ft ³)	1210,4
Poder Calorífico Neto (BTU/ft ³)	1098
Factor de Compresibilidad	0,9963

Fuente: EQUION ENERGÍA LIMITED.

Tabla 4. Propiedades del gas de la Formación II

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad Específica @P y T Std.	0,7223
Peso Molecular lb/mol	20,81
Densidad (lb/ft³)	0,05
Poder Calorífico Bruto (BTU/ft³)	1158,6
Poder Calorífico Neto (BTU/ft³)	1049,8
Factor de Compresibilidad	0,9967

Fuente: EQUION ENERGÍA LIMITED.

✓ **Historial de operaciones de Well Testing.**

Se utilizan para la determinación clara del impacto en la producción que genera la realización de las pruebas de producción mediante el uso de la tecnología de medición trifásica convencional. En cada uno de los informes, se destacan parámetros claves como el Choke operativo al cual fueron corridos los Tests, la presión en cabeza de pozo (WHP), temperatura en cabeza (WHT), Presión de Línea (FLP), Presión de Separador (SP), la producción registrada de aceite, gas y agua y el GOR de producción.

En esta sección, se hace necesaria una evaluación minuciosa del historial de pruebas para cada uno de los pozos, debido a que es vital fijar el valor correcto de Choke aplicado para lograr las condiciones operacionales correctas. De este modo, es posible ajustar de manera acertada los modelos para evitar inconsistencias y asemejarlos con la realidad operacional.

A continuación se realiza una referencia a los principales datos recolectados de las pruebas de campo, avalados por la compañía, con los parámetros previamente citados. (Tabla 5).

Tabla 5. Historial de Well Testing pozos de los Campos Floreña y Pauto

POZOS	CHOQUE (1/64")	WHP (psi)	Qo (BOPD)	Qg (MMSCFD)	GOR (SCF/STB)
UIS 1	67	2681	3526	48,798	13839
UIS 2	40	1705	2995	20,708	7962
UIS 3	235	1237	6517	58,137	8921
UIS 4	75	776	1694	16,530	10580
UIS 5	240	724	1451	12,990	9212
UIS 6	160	1578	2812	32,160	11844

Fuente: EQUION ENERGÍA LIMITED.

✓ **Estado Mecánico de cada Pozo.**

Se usa para la determinación del esquema general del pozo que se estaba analizando y cada uno de los trabajos de completamiento o modificación de la estructura del mismo. Adicionalmente mediante el conocimiento de dicha información se puede determinar con claridad el intervalo perforado del cual produce cada pozo en el estudio y con ello las formaciones productoras. Finalmente, basado en todo lo anterior se correlaciona con mayor precisión la presión de fondo presente en cada uno de los candidatos.

✓ **Registros de Pozo.**

Se usa como apoyo a la información extraída previamente de los registros de Completamiento de los pozos candidatos en el estudio. Se identifica y correlaciona con claridad la formación que aporta la producción en cada pozo estudiado.

2.1.1.2. INFORMACIÓN ESPECÍFICA.

- ✓ Pruebas de Producción y Columnas Litológicas, Pruebas PLT para el ajuste de los modelos IPR de cada pozo.
- ✓ PVT de Fluidos para el ajuste de las ecuaciones para la determinación de las Pseudopresiones en el modelo IPR de cada pozo en estudio.
- ✓ Registros de los Well Tests realizados a cada pozo con el respectivo Choque utilizado en cada uno para la cuantificación de las pérdidas de producción durante la actividad.

2.2. DESARROLLO DEL MODELO TEÓRICO DE IPR PARA YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Los yacimientos de Gas Condensado Retrógrado no han sido tratados tan ampliamente como aquellos que contienen gas en solución, y la razón principal es el comportamiento de los hidrocarburos livianos contenidos en los fluidos presentes en éstos (C₁-C₁₀).

Las pérdidas en la productividad de los pozos perforados en un yacimiento de Gas Condensado, en las condiciones previamente descritas en la primera sección del proyecto, se deben esencialmente a dos factores: 1. La condensación del gas

debida a la disminución de presión. 2. La disminución de la permeabilidad debido a la presencia del líquido.

Para el correcto desarrollo de un modelo de productividad para un pozo ubicado en un yacimiento de Gas Condensado y por tanto la determinación de un modelo IPR que se adecúe a las condiciones de producción presentes en el mismo, es necesario tener en cuenta y manejar matemáticamente los dos fenómenos nombrados en el párrafo anterior.

2.2.1. Tratamiento Matemático.

El flujo de gases reales a través del medio poroso y en presencia de más de un fase puede ser expresado usando la ley de Darcy. En estado Pseudo-estable y adecuando la expresión a unidades de campo, la producción acumulada total de gas puede ser expresada como (**Ecuaciones 36 y 37**):

$$q_{gt} = C \Delta m P_{gt} \quad \textbf{Ecuación 36.}$$

$$q_{gt} = q_{g \text{ free}} + q_o R_s \quad \textbf{Ecuación 37.}$$

Donde los valores de C son expresiones establecidas dependiendo del tipo de pozo en cuestión, si es vertical u horizontal.

El término $\Delta m P_g$, conocido como Pseudopresión para la fase gaseosa, puede ser escrito de la siguiente forma:

$$mP_{gt} = \int_{P_{wf}}^{P_r} \left(\frac{kk_{ro}}{B_o\mu_o} R_s + \frac{kk_{rg}}{B_{gd}\mu_{gd}} \right) dP \quad \text{Ecuación 38.}$$

Sin embargo, para conveniencia del análisis requerido para el desarrollo del modelo, en este punto la expresión previamente presentada será dividida en las tres regiones presentes en un yacimiento de Gas Condensado a lo largo de su vida productiva, y que fueron descritas en el primer capítulo: Región 1, Región 2 y Región 3.

Región 1: Región cercana al wellbore.

$$\Delta mP_{g1} = \int_{P_{wf}}^{P^*} \left(\frac{kk_{ro}}{B_o\mu_o} R_s + \frac{kk_{rg}}{B_{gd}\mu_{gd}} \right) dP \quad \text{Ecuación 39.}$$

Región 2: Región donde el líquido (condensado) se desarrolla.

$$\Delta mP_{g2} = \int_{P_{wf}}^{P_d} \left(\frac{kk_{rg}}{B_{gd}\mu_{gd}} \right) dP \quad \text{Ecuación 40.}$$

Región 3. Región de gas.

$$\Delta mP_{g3} = kk_{rg}(S_{wi}) \int_{P_d}^{P_r} \left(\frac{1}{B_{gd}\mu_{gd}} \right) dP \quad \text{Ecuación 41.}$$

No es probable que las tres regiones previamente mencionadas estén presentes al mismo tiempo en el yacimiento, sin embargo, al menos dos de las tres existirán a un momento dado.

2.2.2. Establecimiento del Modelo IPR.

El procedimiento que fue utilizado para el desarrollo del modelo teórico para la descripción de la productividad de los pozos de los campos Floreña y Pauto que se encuentran en estudio, estuvo basado en las investigaciones realizadas por el **Dr. Djebbar Tiab y Sarfraz A. Jokhio de la Universidad de Oklahoma**, publicados en el documento técnico de la SPE número 75503 y titulado “Establishing Inflow Performance Relationship (IPR) for Gas Condensate Wells”, publicado en 2002.

Después de haber desarrollado la función Pseudopresión tanto para el gas como para el aceite producido, la Ecuación de Rawlins y Schellhard puede ser utilizada para describir la productividad del pozo.

$$\text{Fase gas: } q_g = C(\Delta mP_g)^n \quad \text{Ecuación 42}$$

$$\text{Fase aceite: } q_o = C(\Delta mP_o)^n \quad \text{Ecuación 43}$$

2.2.2.1. Rango de Presiones.

Se deben escoger los datos de presión disponibles de tal forma que su variación esté comprendida en lo posible desde el cero manométrico (0 psig) hasta la presión de yacimiento (P_r , psig).

En el caso del modelo establecido para esta investigación llevada a cabo en la evaluación técnica, el rango de presiones requerido fue determinado mediante la revisión detallada de pruebas PBU para cada uno de los pozos en estudio y análisis de presión para las formaciones productoras con el fin de determinar la presión estática de yacimiento.

2.2.2.2. Cálculo de Propiedades PVT del modelo.

Para la determinación de la función Pseudopresión se hace necesario contar con las propiedades PVT del fluido de producción para cada uno de los valores de presión establecidos en el paso anterior.

De este modo, se deben escoger las correlaciones específicas que permitan calcular cada una de las propiedades, o en su defecto, establecer ecuaciones para su cálculo.

En el caso del modelo establecido para esta investigación, las propiedades PVT fueron determinadas a partir de correlaciones empíricas consignadas en la literatura y corregidas utilizando la información aportada por la compañía EQUION ENERGÍA LIMITED de pruebas de Expansión a Composición Constante (CCE) y caracterizaciones composicionales de fluidos.

Las propiedades PVT requeridas para el cálculo de la función Pseudopresión son: Temperatura y Presión pseudocríticas y pseudoreducidas, temperatura reducida, factor de compresibilidad, Factor volumétrico del gas, Viscosidad del gas, R_s , y R_{so} .

A. Propiedades Pseudocríticas: Definidas para una mezcla de gases como (Ecuaciones 44 y 45),

$$T_{pc} = \sum_j y_j T_{cj} \quad \text{Ecuación 44.}$$

$$P_{pc} = \sum_j y_j P_{cj} \quad \text{Ecuación 45.}$$

B. Propiedades Pseudoreducidas: Definidas para una mezcla de gases como, (Ecuaciones 46 y 47):

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad \text{Ecuación 46.}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \text{Ecuación 47.}$$

C. Factor de Compresibilidad (Z): Conocido como factor de desviación del gas, es la relación entre el volumen ocupado por un gas a unas condiciones específicas de presión y temperatura y el volumen que este mismo gas ocuparía (a las mismas condiciones) si su comportamiento fuera el de un gas ideal. (Ecuación 48).

$$Z = \frac{v_{\text{actual de gas}}}{v_{\text{ideal de gas}}} \quad \text{Ecuación 48.}$$

Para la determinación del Factor de Compresibilidad del gas producido en los campos Floreña y Pauto se utilizó una correlación en función de las propiedades pseudoreducidas de la mezcla gaseosa (Tabla 6), ordenadas en rangos determinados, de la siguiente forma:

Tabla 6. Correlación Factor Z método Gopal.

Rango de P_{sr}	Rango de T_{sr}	Factor Z
0.2 y 1.2	1.05 y 1.2	$P_{sr} * (1.6643T_{sr} - 2.21114) - 0.3647 T_{sr} + 1.4385$
	1.2 Y 1.4	$P_{sr} * (0.0522T_{sr} - 0.8511) - 0.0364 T_{sr} + 1.0490$
	1.4 Y 2.0	$P_{sr} * (0.1391T_{sr} - 0.2988) + 0.0007 T_{sr} + 0.9969$
	2.0 Y 3.0	$P_{sr} * (0.0295T_{sr} - 0.0825) + 0.0009 T_{sr} + 0.9967$
1.2 y 2.8	1.05 y 1.2	$P_{sr} * (-1.3570T_{sr} + 1.4942) + 4.6315 T_{sr} - 4.7009$
	1.2 Y 1.4	$P_{sr} * (0.1717T_{sr} - 0.3232) + 0.5869 T_{sr} + 0.1229$
	1.4 Y 2.0	$P_{sr} * (0.0984T_{sr} - 0.2053) + 0.0621 T_{sr} + 0.8580$
	2.0 Y 3.0	$P_{sr} * (0.0211T_{sr} - 0.0527) + 0.0127 T_{sr} + 0.9549$
2.8 y 5.4	1.05 y 1.2	$P_{sr} * (-0.3278T_{sr} + 0.4752) + 1.8223 T_{sr} - 1.9036$
	1.2 Y 1.4	$P_{sr} * (-0.2521T_{sr} + 0.3871) + 1.6087 T_{sr} - 1.6635$
	1.4 Y 2.0	$P_{sr} * (-0.0284T_{sr} + 0.0625) + 0.4714 T_{sr} - 0.0011$
	2.0 Y 3.0	$P_{sr} * (0.0041T_{sr} + 0.0039) + 0.0607 T_{sr} + 0.7927$
5.4 y 15	1.05 Y 3.0	$P_{sr} * (3.66T_{sr} + 0.711)^{-1.4667} - \frac{1.637}{0.319T_{sr} + 0.522} + 2.071$

Fuente: Correlaciones Numéricas PVT Carlos Banzer. 1996

D. Factor Volumétrico del gas: El factor volumétrico del gas es usado para relacionar el volumen de gas, medido a condiciones de yacimiento, con el volumen de gas medido a condiciones estándar, por ejemplo, 60°F y 14,7 Psia. (Ecuaciones 49 y 50).

$$B_g = \frac{v_{p,t}}{v_{s.cond.}} \quad \text{Ecuación 49.}$$

$$B_g = 0.00504 * \frac{zT}{P} \quad \text{Ecuación 50.}$$

E. Viscosidad del gas: La viscosidad de un fluido es la medida de la fricción interna del mismo y por tanto su resistencia a fluir. Para efectos de cálculo de dicha propiedad, se procede inicialmente a calcular la densidad de la mezcla gaseosa: (**Ecuación 51**).

$$\rho_g = 1.601846 * 10^{-2} * \frac{MWP}{RT} \quad \text{Ecuación 51.}$$

Posteriormente, siguiendo el siguiente procedimiento matemático se obtiene el valor de la viscosidad.

$$X_1 = \frac{(9.4+0.02M)*T^{1.5}}{209+19m+T} \quad \text{Ecuación 52.}$$

$$X_2 = 3.5 + \frac{986}{354} + 0.01M \quad \text{Ecuación 53.}$$

$$X_3 = 2.4 - 0.2X_2 \quad \text{Ecuación 54.}$$

$$\mu_g = 10^{-4} X_1 \exp(X_2 \rho^{X_3}) \quad \text{Ecuación 55.}$$

F. Factores Rs y Rso. La determinación de dichas propiedades del gas se realiza a partir de dos modelos en función de las propiedades de la mezcla gaseosa. Se determinan mediante la solución de las expresiones presentadas a continuación (**Ecuaciones 56, 57**).

$$R_{so} = (P^{1.1535}) \left(\frac{SG}{37.966} \right) 10^{\left(\frac{9.441API}{T} \right)} \quad \text{Ecuación 56.}$$

$$R_o = -11.66 + 4.706 * 10^{-9} R_s^3 + 1.623 \sqrt{R_s} - \frac{42.3815}{\sqrt{R_s}} \quad \text{Ecuación 57.}$$

2.2.2.3. Conversión a Pseudopresiones.

Una vez se han obtenido los valores de las propiedades PVT del paso anterior, se puede proceder a la conversión de los datos de presión a valores de Pseudopresión.

Para la realización de este procedimiento es de entera necesidad contar con datos reales provenientes de una prueba de presión realizada en cada uno de los pozos de estudio. Esto con el fin de contar con valores de presión y tiempo. La razón de lo anterior radica en que la solución de la integral que modela los valores de la función Pseudopresión se establece para cada una de las presiones comprendidas en el rango usado.

Específicamente, la evaluación de la función Pseudopresión presentada previamente se realiza mediante la solución de la ecuación diferencial del delta de Pseudopresión (Derivada de la Pseudopresión) respecto a al delta de tiempo en el cual ocurre.

Utilizando la ecuación de Pseudopresión correcta, aplicando la misma al rango de presión en el que se encuentra el pozo y habiendo definido la influencia de la permeabilidad relativa al gas despreciable (término $k * k_{rg}$), se obtiene, (**Ecuación 58**).

$$\Delta m P_{g1} = \int_{P_{wf}}^{P^*} \left(\frac{1}{B_g \mu_g} \left(\frac{R_p (1 - R_o R_s)}{R_p - R_s} \right) P \right) dP \quad \text{Ecuación 58.}$$

Donde, el término mP se determina, (**Ecuación 59, 60**)

$$X = R_p(1 - R_o R_s)/(R_p - R_{so})(B_g \mu_g) mP = \frac{X_{i-1} + X_i}{2} (X_i - X_{i-1}) \Delta mP = mP - mP_{(t=0)} \quad \text{Ecuación 59.}$$

$$\left(\frac{d\Delta mP}{d\ln(t)} \right)_i = \frac{\left(\frac{d\Delta mP_{i-1}}{d\ln(t)_{i-1}} \right) \Delta \ln(t)_{i+1} + \left(\frac{d\Delta mP_{i+1}}{d\ln(t)_{i+1}} \right) \Delta \ln(t)_{i-1}}{[\Delta \ln(t)_{i+1} + \Delta \ln(t)_{i-1}]} \quad \text{Ecuación 60.}$$

El procedimiento de cálculo completo comprende cada uno de los valores presentados en la tabla referida a continuación (**Tabla 7**). Partiendo de la base de tiempo (horas) y presión (Psi) obtenidos de las pruebas PBU del pozo en cuestión, se procede a calcular inicialmente el valor de todas las propiedades PVT exigidas por el modelo. El valor de mP para todo el rango determinado es calculado. Posteriormente se determina el delta de mP (Pseudopresión de gas o aceite según sea el caso del cálculo), de acuerdo a la definición del mismo.²⁰

Finalmente se utiliza la ecuación Diferencial de Pseudopresión (**Ecuación 60**) en el intervalo de tiempo escogido, para calcular el parámetro que se usará para el cálculo del valor de la integral de la función Pseudopresión. Un modelo del resumen de resultados obtenidos durante el desarrollo del procedimiento se encuentra consignado en la siguiente tabla. (**Tabla 8**).

²⁰ ESTABLISHING INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR) FOR GAS CONDENSATE WELLS. JOKHIO Sarfraz A., TIAB Djebbar, University of Oklahoma, SPE MEMBERS. Society of Petroleum Engineers. SPE 75503. Calgary, Alberta, Canadá. 2002.

Tabla 7. Presión – Propiedades PVT con datos PBU

t [hrs]	P [psi]	P _{pr}	Z	B _g [Bbl/SCF]	μ [cP]	R _{so} [SCF(Bbl)]	R _o [Bbl/SCF]	$X = (R_p(1 - R_o R_s)) / ((R_p - R_{so})(B_g U_g))$
0	1083.1	1.6396	0.914	0.0035	0.0163	297.9457	1.402E-05	18215.486
1	1490.6	2.2565	0.894	0.0025	0.0171	430.6447	2.035E-05	24693.007
2	1751.6	2.6516	0.882	0.0021	0.0177	518.7394	2.410E-05	28649.382
3	2046	3.0973	0.867	0.0017	0.0184	620.5498	2.819E-05	32919.676
4	2279.4	3.4506	0.871	0.0016	0.0190	702.8991	3.141E-05	35462.622
6	2759.4	4.1773	0.880	0.0013	0.0204	876.2474	3.812E-05	39841.511
8	3246.5	4.9147	0.890	0.0011	0.0221	1056.974	4.536E-05	43122.418
12	4210	6.3732	0.915	0.0009	0.0262	1426.4495	6.217E-05	45874.591
16	5162	7.8144	0.996	0.0008	0.0315	1804.6068	8.395E-05	41987.577
22	6161	9.3267	1.080	0.0007	0.0389	2213.1441	1.148E-04	34791.314
28	6336.5	9.5924	1.095	0.0007	0.0404	2286.0217	1.213E-04	33250.766
34	6406.1	9.6978	1.101	0.0007	0.0410	2315.0100	1.239E-04	32619.115
42	6452.5	9.7680	1.105	0.0007	0.0414	2334.3624	1.257E-04	32191.630
50	6487.3	9.8207	1.108	0.0007	0.0418	2348.8908	1.271E-04	31867.703
58	6507.6	9.8514	1.109	0.0007	0.0420	2357.3712	1.279E-04	31677.446
68	6526.5	9.8800	1.111	0.0007	0.0421	2365.2704	1.287E-04	31499.452
82	6556.9	9.9261	1.114	0.0007	0.0424	2377.9833	1.299E-04	31211.433
97	6574.3	9.9524	1.115	0.0007	0.0426	2385.2639	1.306E-04	31045.628
112	6587.3	9.9721	1.116	0.0007	0.0427	2390.7053	1.311E-04	30921.301
141	6601.8	9.9940	1.117	0.0007	0.0428	2396.7766	1.317E-04	30782.176
Pr	6750	10.2184	1.130	0.0007	0.0443	2458.9456	1.379E-04	29333.233

Tabla 8. Presión – Pseudopresión- Integral PVT con datos PBU.

mP/Mg [psi ² /cP]	mP/Mg [MMpsi ² /cP]	ΔmP	$d \Delta mP$	$d \ln(t)$	$d \Delta mP/d \ln(t)$	Integral (Keg)
9864596.412	9.8646	0.0000	0.0000			
18617115.637	18.6171	8.7525	4.3435	0.6931	6.234450838	
25578297.499	25.5783	15.7137	6.9612	0.6931	16.41530018	
34641262.969	34.6413	24.7767	9.0630	0.4055	22.54912949	
42621477.137	42.6215	32.7569	7.9802	0.2877	33.46275269	
60694468.941	60.6945	50.8299	18.0730	0.4055	48.98824383	
80900333.794	80.9003	71.0357	20.2059	0.2877	75.15726946	
123774642.762	123.7746	113.9100	42.8743	0.4055	107.8069555	
165597034.658	165.5970	155.7324	41.8224	0.2877	113.9677218	
203948090.652	203.9481	194.0835	38.3511	0.3185	79.76240838	
209918783.181	209.9188	200.0542	5.9707	0.2412	52.94823731	Start of SSL
212211055.029	212.2111	202.3465	2.2923	0.1942	15.35484895	0.00368798
213714664.294	213.7147	203.8501	1.5036	0.2113	8.954194601	0.00632423
214829296.688	214.8293	204.9647	1.1146	0.1744	5.488541948	0.01031756
215474279.951	215.4743	205.6097	0.6450	0.1484	5.012618643	0.01129716
216071301.638	216.0713	206.2067	0.5970	0.1591	4.675522446	0.01211166
217024507.094	217.0245	207.1599	0.9532	0.1872	3.495977108	0.01619815
217566143.522	217.5661	207.7015	0.5416	0.1680	3.796184998	0.01491718
217968928.559	217.9689	208.1043	0.4028	0.1438	2.68366712	0.02110111
218416278.762	218.4163	208.5517	0.4474	0.2303		
222870830.544	222.8708	213.0062	4.4546			

El cálculo de la integral de la función Pseudopresión es válido para los valores correspondientes a sección “SSL, Semi-log straight line” del gráfico de Presión vs. Tiempo. Una vez obtenido dicho rango, se calcula el valor de la integral para cada una de las fases presentes en el fluido de producción.

Integral [Keg] para la fase gaseosa (**Ecuación 61**):

$$\int_{P_{wf}}^P (kk_{rg}(P)) dp = 162,6 \left(\frac{q_{gmeasured}}{h} \right) \left(\frac{dmP}{d \ln(t)} \right)^{-1} \quad \text{Ecuación 61.}$$

Integral [Keo] para la fase líquida (**Ecuación 62**):

$$\int_{P_{wf}}^P (kk_{ro}(P)) dp = 162,6 \left(\frac{q_{gmeasured}}{h} \right) \left(\frac{1}{dmPr} \right) \quad \text{Ecuación 62.}$$

Acto seguido se construye un gráfico de los valores obtenidos de la Integral para cada una de las fases (Keg y Keo) vs. la Presión utilizado en el cálculo de la misma (SSL, straight line section). Lo anterior con el fin de obtener una correlación entre los datos que permita determinar el valor de la Integral (Keg o Keo) para el total de datos contenidos en el rango de presiones del PVT.

Obtenida la correlación entre los valores de la Integral para los caudales de gas y aceite, se traslada el modelo resultante hacia el rango de presiones aplicable al pozo en estudio.

Así, se cuenta finalmente con el valor de la integral de permeabilidad relativa, parámetro crítico de transformación de las presiones de fondo de pozo en valor de Pseudopresión para cada fluido presente en el yacimiento.

Tabla 9. Presión – Propiedades PVT con datos PBU.

P [psi]	P _{pr}	Z	B _g [Bbl/SCF]	μ [cP]	R _{so} [SCF(Bbl)]	R _o [Bbl/SCF]
0	0.00					
200	0.3028	0.9721	0.0174	0.0132	45.6711	-6.96E-06
600	0.9083	0.9205	0.0055	0.0138	162.1813	5.70E-06
1000	1.5138	0.8712	0.0031	0.0145	292.3502	1.37E-05
1400	2.1194	0.8383	0.0021	0.0154	430.9850	2.04E-05
1800	2.7249	0.8054	0.0016	0.0165	575.9175	2.64E-05
2200	3.3304	0.7854	0.0013	0.0177	725.9187	3.23E-05
2600	3.9360	0.7969	0.0011	0.0192	880.1875	3.83E-05
3000	4.5415	0.8083	0.0010	0.0208	1038.1564	4.46E-05
3400	5.1470	0.8198	0.0009	0.0227	1199.4009	5.14E-05
3800	5.7526	0.8370	0.0008	0.0249	1363.5900	5.91E-05
4200	6.3581	0.8775	0.0007	0.0273	1530.4583	6.76E-05
4600	6.9636	0.9179	0.0007	0.0301	1699.7873	7.73E-05
5000	7.5692	0.9584	0.0007	0.0333	1871.3944	8.84E-05
5400	8.1747	0.9988	0.0007	0.0369	2045.1240	1.01E-04
5800	8.7802	1.0393	0.0006	0.0410	2220.8418	1.15E-04
6200	9.3858	1.0797	0.0006	0.0458	2398.4311	1.32E-04
6750	10.218	1.1353	0.0006	0.0534	2645.4852	1.58E-04

Como referencia necesaria para la construcción de éstas tablas no está de sobra aclarar que el rango de presiones escogido es aquel que abarca desde la presión de yacimiento hasta la condición ideal del cero manométrico. Sin embargo, los modelos teóricos presentados en los anexos inician desde las presiones operativamente alcanzables en la realidad.

Tabla 10. Presión – Pseudopresión- Integral PVT con datos IPR.

$X = (R_p(1 - R_o R_s) / ((R_p - R_{so})(B_g U_g)))$	mP/Mg [psi ² /cP]	mP/Mg [MMpsi ² /cP]	Integral Keg (Mg)	mP[MMpsi ² /Cp]
4361.574	436157.410	0.4362	4.91095E-07	2.14195E-07
13428.218	3994115.774	3.9941	1.19836E-05	4.78637E-05
22700.604	11219880.129	11.2199	5.29298E-05	0.000593866
31420.224	22044045.744	22.0440	0.000140807	0.003103966
39700.092	36268108.873	36.2681	0.00029242	0.010605517
46666.107	53541348.539	53.5413	0.00052412	0.028062103
50652.994	73005168.599	73.0052	0.000851924	0.062194876
53349.525	93805672.403	93.8057	0.001291579	0.121157415
54839.771	115443531.703	115.4435	0.001858607	0.214564143
54827.681	137377022.202	137.3770	0.002568341	0.352831068
52385.795	158819717.499	158.8197	0.003687979	0.585723781
49258.957	179148667.840	179.1487	0.006324227	1.132976862
45570.992	198114657.586	198.1147	0.01031756	2.044059846
41425.325	215513921.084	215.5139	0.011297161	2.434695483
36909.002	231180786.494	231.1808	0.012111665	2.799984177
32096.073	244981801.345	244.9818	0.01619815	3.968251873
25109.824	260713422.829	260.7134	0.014917176	3.889108051

Habiendo obtenido los valores de la Integral (Keg y Keo) para el rango de presiones del pozo, se procede a calcular el valor de la función Pseudopresión (mP) para cada una de las presiones del rango inicial (**Tablas 9 y 10**). Los resultados del procedimiento se obtienen después de usar las ecuaciones de Caudal de aceite y gas y obtener de ese modo la “entregabilidad” del pozo para cada valor de presión en fondo. (**Ecuaciones 63 y 65**)

Para obtener, finalmente, los valores de caudal de gas y aceite, se utilizan las siguientes ecuaciones, independientes para cada fase:

El flujo de gas puede ser modelado como:

$$mP^* - mP_{wf} = C_1 q_{gl,free} \quad \textbf{Ecuación 63.}$$

$$C_1 = \frac{141,2}{Lk} \left[\ln \left(\frac{A^{0,5}}{r_w} \right) + \ln C_H + (S + S_{lc} + Dq_{g1}) \right] \quad \textbf{Ecuación 64.}$$

El flujo de aceite puede ser modelado como:

$$mP^* - mP_{wf} = C_o q_o \quad \textbf{Ecuación 65.}$$

$$C_o = \frac{141,2}{L} \left[\ln \left(\frac{A^{0,5}}{r_w} \right) + \ln C_H + (S + S_{lc}) \right] \quad \textbf{Ecuación 66.}$$

Las expresiones anteriores fueron desarrolladas para pozos horizontales, en el caso de requerir su aplicación en pozos verticales, debe tenerse en cuenta las siguientes modificaciones:

La longitud L , se reemplaza por el espesor neto (h), el término del área de drenaje $(A)^{0,5}$, se reemplaza por el radio de drenaje r_e , y el término $\ln C_H$ toma el valor de cero (0).

Los modelos de Inflow Performance Relationship para cada uno de los pozos incluidos en el estudio fueron a su vez desarrollados mediante el uso de un

software comercial usado por la compañía, EQUION ENERGÍA LIMITED, y los resultados obtenidos se encuentran en el **ANEXO 1**.

Entretanto, los modelos teóricos de Inflow Performance Relationship para cada uno de los pozos incluidos en el estudio, se encuentran en el **ANEXO 3**.

3. EVALUACIÓN TÉCNICA: COMPARACIÓN DE PRUEBAS

En esta etapa se efectuará la comparación numérica entre los resultados arrojados por las pruebas de producción realizadas tanto con la tecnología de medición multifásica como la de medición trifásica convencional, con el fin de establecer si éstos se encuentran entre los rangos de aceptación determinados por EQUION ENERGÍA LIMITED, los cuales son:

Error Relativo: Entre el Medidor Multifásico y el Separador trifásico convencional debe ser de $\pm 5\%$ (cinco por ciento) tanto en el caudal de líquido como de gas.

Error Absoluto: Para la medición del caudal de agua, comparando el Medidor Multifásico y el Separador trifásico convencional debe ser de $\pm 5\%$ (cinco por ciento)

Repetibilidad: Se realizarán mediciones del flujo de los pozos en análisis usando el Medidor Multifásico y serán repetidas tres veces (3 veces) en cada pozo. La prueba de repetibilidad será exitosa si su valor está entre el $\pm 5\%$ para todas las pruebas de pozo realizadas y para caudales de líquido y gas.

Cumpliendo con el esquema establecido por la compañía EQUION ENERGIA LIMITED se ejecutaron dos pruebas en dos pozos representativos para el estudio y análisis de la implementación de tecnología multifásica durante pruebas de pozos en los campos Floreña y Pauto, siguiendo los respectivos procedimientos establecidos entre la compañía prestadora del servicio y la compañía operadora,

donde una tercera empresa estará auditando y certificando el proceso ante el Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MNE).

3.1 RESULTADOS DE LA PRUEBA OBTENIDOS POR CADA COMPAÑÍA

Cada una de las compañías involucradas en el desarrollo de las pruebas de pozo, presentó los resultados de las corridas realizadas. Los mismos son presentados en tablas resumen para facilitar su comprensión y posterior análisis.

3.1.1. Pruebas para el pozo UIS-1.

3.1.1.1. Compañía Auditora (Externa).

Tabla 11. Resultados Compañía Auditora. POZO UIS-1.

Fecha Inicio	Fecha Final	POZO EN PRUEBA	FACILIDADES CONVENCIONALES			
			Medición Dinámica Compañía Auditora			
			Aceite (Bls)	Agua (Bls)	BSW (%)	GAS (MMSCFD)
			A	B	D	E
2012/06/27 08:00	2012/06/27 12:00	UIS-1	5901,92	22,51	0,38	67,768

3.1.1.2. Compañía de Servicio Tecnología Convencional.

Tabla 12. Resultados Compañía T. Convencional. POZO UIS-1

Fecha Inicio	Fecha Final	POZO EN PRUEBA	FACILIDADES CONVENCIONALES			
			Medición dinámica Compañía Convencional			
			Aceite (Bls)	Agua (Bls)	BSW (%)	GAS (MMSCFD)
			A	B	D	E
2012/06/27 08:00	2012/06/27 12:00	UIS-1	5371,0	23	0,39	67,768

3.1.1.3. Compañía de Servicio Medidor Multifásico.

Tabla 13. Resultados Compañía M. Multifásico. POZO UIS-1

Fecha Inicio	Fecha Final	POZO EN PRUEBA	FACILIDADES CONVENCIONALES			
			MEDIDOR MULTIFÁSICO			
			Aceite (Bls)	Agua (Bls)	BSW (%)	GAS (MMSCFD)
			A	B	D	E
2012/06/27	2012/06/27	UIS-1	7569,00	28,10	0,37	66,669

3.1.2. Pruebas para el pozo UIS-2.

3.1.2.1. Compañía Auditora (Externa).

Tabla 14. Resultados Compañía Auditora. POZO UIS-2.

Fecha Inicio	Fecha Final	POZO EN PRUEBA	FACILIDADES CONVENCIONALES			
			Medición dinámica Compañía Auditora			
			Aceite (Bls)	Agua (Bls)	BSW (%)	GAS (MMSCFD)
			A	B	D	E
2012/06/27 08:00	2012/06/27 12:00	UIS-2	7098,48	5,41	0.08	42,887

3.1.2.2. Compañía de Servicio Tecnología Convencional.

Tabla 15. Resultados Compañía T. Convencional. POZO UIS-2

Fecha Inicio	Fecha Final	POZO EN PRUEBA	FACILIDADES CONVENCIONALES			
			Medición dinámica Compañía T. Convencional			
			Aceite (Bls)	Agua (Bls)	BSW (%)	GAS (MMSCFD)
			A	B	D	E
2012/06/27 08:00	2012/06/27 12:00	B	7288,0	3,00	0,05	42,887

3.1.2.3. Compañía de Servicio Medidor Multifásico.

Tabla 16. Resultados Compañía M. Multifásico. POZO UIS-2

Fecha Inicio	Fecha Final	POZO EN PRUEBA	FACILIDADES CONVENCIONALES			
			MEDIDOR MULTIFÁSICO			
			Aceite (Bls)	Agua (Bls)	BSW (%)	GAS (MMSCFD)
			A	B	D	E
2012/06/27 08:00	2012/06/27 12:00	B	7461,35	20,99	0,28	43,938

3.1.3. Pruebas para el pozo UIS-4.

3.1.3.1. Compañía Auditora (Externa).

Tabla 17. Resultados Compañía Auditora. POZO UIS- 4

Fecha Inicio	Fecha Final	POZO EN PRUEBA	FACILIDADES CONVENCIONALES			
			Medición dinámica Compañía Auditora			
			Aceite (Bls)	Agua (Bls)	BSW (%)	GAS (MMSCFD)
			F	I	K	L
2012/06/27 08:00	2012/06/27 12:00	C	7110,83	0,49	0,01	42,834

3.1.3.2. Compañía de Servicio Tecnología Convencional

Tabla 18. Resultados Compañía T. Convencional. POZO UIS-4

Fecha Inicio	Fecha Final	POZO EN PRUEBA	FACILIDADES CONVENCIONALES			
			Medición dinámica Compañía Convencional			
			Aceite (Bls)	Agua (Bls)	BSW (%)	GAS (MMSCFD)
			F	I	K	L
2012/06/27 08:00	2012/06/27 12:00	C	7311.00	1	0.01	42,834

3.1.3.3. Compañía de Servicio Medidor Multifásico.

Tabla 19. Resultados Compañía M. Multifásico. POZO UIS-4

Fecha Inicio	Fecha Final	POZO EN PRUEBA	FACILIDADES CONVENCIONALES			
			MEDIDOR MULTIFÁSICO			
			Aceite (Bls)	Agua (Bls)	BSW (%)	GAS (MMSCFSD)
			F	I	K	L
2012/06/27 08:00	2012/06/27 12:00	C	7488.28	21.05	0.28	43,942

El medidor multifásico será considerado exitoso y útil para EQUION ENERGÍA LIMITED, si se logran las siguientes condiciones, cada una y todas ellas para todas las pruebas de pozo realizadas durante el período de prueba:

A. Error relativo comparando el M. Multifásico y el Separador, debe ser $\pm 5\%$; este error se calculará para Caudal de líquido; Caudal de gas y será calculado así (**Ecuación 63**):

$$\text{Error Relativo}(Q \text{ líquido, gas}) = \left(\frac{\text{Lectura M.M} - \text{Lectura SEP}}{\text{Lectura SEP}} \right) * 100 \quad \textbf{Ecuación 67.}$$

B. Error absoluto para la medición de Caudal de agua, comparando el M. Multifásico y el Separador, debe ser $\pm 5\%$

$$\text{Error Absoluto}(Agua) = [\% \text{ Medición M. M} - \% \text{ Medición SEP}] \quad \textbf{Ecuación 68.}$$

C. Pruebas de repetibilidad, serán hechas con el M. Multifásico una vez la prueba de pozo termine. Para calcular el error relativo, el Separador será puesto fuera de línea y el medidor medirá el flujo del pozo. Este procedimiento será repetido tres veces para cada pozo.

$$\text{Repetibilidad}(Q \text{ líquido, gas}) = \left(\frac{\text{Error Máximo} - \text{Error Mínimo}}{\sqrt{\text{Número de Pruebas}}} \right) * 100 \quad \textbf{Ecuación 69.}$$

La prueba de repetibilidad será exitosa si su valor está entre $\pm 5\%$ para todas las pruebas de pozo realizadas y para Caudal Líquido y Caudal Gas

3.2. COMPARATIVO: MEDICION COMPAÑÍA AUDITORA vs. COMPAÑÍA DE SERVICIO TECNOLOGÍA CONVENCIONAL

3.2.1. Pruebas para el pozo UIS-1.

Tabla 20. Compañía Auditora vs. Tecnología Convencional. POZO UIS-1

COMPARATIVO COMPAÑÍA AUDITORA VS T. CONVENCIONAL				
% Aceite, ((A-F)/A)*100	Agua Abs (B-I)	% GAS ((E-L)/E)*100	REPETIBILIDAD % LIQUIDO	REPETIBILIDAD % GAS
9.00	0.01	0.00	4.45	0

3.2.2. Pruebas para el pozo UIS-2.

Tabla 21. Compañía Auditora vs. Tecnología Convencional. POZO UIS-2

COMPARATIVO COMPAÑÍA AUDITORA VS CONVENCIONAL				
% Aceite, ((A-F)/A)*100	Agua Abs (B-I)	% GAS ((E-L)/E)*100	REPETIBILIDAD % LIQUIDO	REPETIBILIDAD % GAS
-2.67	-0.21	0.00	4.04	0

3.2.3. Pruebas para el pozo UIS-4.

Tabla 22. Compañía Auditora vs. Tecnología Convencional. POZO UIS-4

COMPARATIVO COMPAÑÍA AUDITORA VS CONVENCIONAL				
% Aceite, ((A-F)/A)*100	Agua Abs (B-I)	% GAS ((E-L)/E)*100	REPETIBILIDAD % LIQUIDO	REPETIBILIDAD % GAS
-2.82	-0.27	0.00	2.31	0

3.3. COMPARATIVO MEDICIÓN COMPAÑÍA AUDITORA vs. COMPAÑÍA DE SERVICIO MEDIDOR MULTIFÁSICO

3.3.1. Pruebas para el Pozo UIS-1

Tabla 23. Compañía Auditora vs. Medidor Multifásico. POZO UIS-1

COMPARATIVO COMPAÑÍA AUDITORA VS MEDIDOR MULTIFASICO				
% Aceite, ((A-F)/A)*100	Agua Abs (B-I)	% GAS ((E-L)/E)*100	REPETIBILIDAD % LIQUIDO	REPETIBILIDAD % GAS
-28.25	0.01	1.62	3.46	2.41

3.3.2. Pruebas para el Pozo UIS-2

Tabla 24. Compañía Auditora vs. Medidor Multifásico. POZO UIS-2

COMPARATIVO COMPAÑÍA AUDITORA VS MEDIDOR MULTIFASICO				
% Aceite, ((A-F)/A)*100	Agua Abs (B-I)	% GAS ((E-L)/E)*100	REPETIBILIDAD % LIQUIDO	REPETIBILIDAD % GAS
-5.11	-0.21	-2.45	14.34	9.9

3.3.3. Pruebas para el Pozo UIS-4

Tabla 25. Compañía Auditora vs. Medidor Multifásico. POZO UIS-4

COMPARATIVO COMPAÑÍA AUDITORA VS MEDIDOR MULTIFASICO				
% Aceite, ((A-F)/A)*100	Agua Abs (B-I)	% GAS ((E-L)/E)*100	REPETIBILIDAD % LIQUIDO	REPETIBILIDAD % GAS
-5.31	-0.27	-2.59	18.38	8.5

3.4. COMPARATIVO MEDICIÓN COMPAÑÍA CONVENCIONAL vs. COMPAÑÍA DE SERVICIO MEDIDOR MULTIFÁSICO

3.4.1. Pruebas para el Pozo UIS-1

Tabla 26. Tecnología Convencional vs. Medidor Multifásico. POZO UIS-1

COMPARATIVO TECNOLOGÍA CONVENCIONAL VS MEDIDOR MULTIFÁSICO				
% Aceite, ((A-F)/A)*100	Agua Abs (B-I)	% GAS ((E-L)/E)*100	REPETIBILIDAD % LIQUIDO	REPETIBILIDAD % GAS
-40.92	0.02	1.62	12.7	5.87

3.4.2. Pruebas para el Pozo UIS-2

Tabla 27. Tecnología Convencional vs. Medidor Multifásico. POZO UIS-2

COMPARATIVO TECNOLOGÍA CONEENCIONAL VS MEDIDOR MULTIFÁSICO				
% Aceite, ((A-F)/A)*100	Agua Abs (B-I)	% GAS ((E-L)/E)*100	REPETIBILIDAD % LIQUIDO	REPETIBILIDAD % GAS
-2.38	-0.23	-2.45	4.62	9.9

3.4.3. Pruebas para el Pozo UIS-4

Tabla 28. Tecnología Convencional vs. Medidor Multifásico. POZO UIS- 4

COMPARATIVO TECNOLOGÍA CONVENCIONAL VS MEDIDOR MULTIFASICO				
% Aceite, ((A-F)/A)*100	Agua Abs (B-I)	% GAS ((E-L)/E)*100	REPETIBILIDAD % LIQUIDO	REPETIBILIDAD % GAS
-2.42	-0.27	-2.59	5.26	9.2

3.5. RESULTADOS OBTENIDOS.

Según los requerimientos técnicos establecidos por EQUION ENERGIA LIMITED como compañía operadora, la aplicación exitosa del Medidor Multifásico fue evaluada por medio de los parámetros previamente expuestos. Error Relativo para los caudales de Líquido y Gas, Error relativo para los caudales de agua y Repetibilidad de las pruebas de producción (Caudal de líquido y caudal de Gas), se obtuvieron los siguientes resultados:

Los resultados de las comparaciones entre las compañías involucradas en el aval de la ejecución de las pruebas son presentadas en resumen en tres tablas (**Tabla 29, 30, 31**), evidenciando en ellas los parámetros cumplidos y aquellos donde se evidenció error.

Tabla 29. Tabla de Resultados 1

COMPARACION COMPAÑÍA AUDITORA- SEPARADOR TRIFÁSICO					
	% Qo	%Qg	EQW	Repetibilidad del Liquido	Repetibilidad del Gas
POZO UIS-1	FUERA DE RANGO	ÓPTIMO	ÓPTIMO	ÓPTIMO	ÓPTIMO
POZO UIS-2	ÓPTIMO	ÓPTIMO	ÓPTIMO	ÓPTIMO	ÓPTIMO
POZO UIS-4	ÓPTIMO	ÓPTIMO	ÓPTIMO	ÓPTIMO	ÓPTIMO

Tabla 30. Tabla de Resultados 2

COMPARACION COMPAÑÍA AUDITORA- MEDIDOR MULTIFÁSICO					
	% Qo	%Qg	EQW	Repetibilidad del Liquido	Repetibilidad del Gas
POZO UIS-1	FUERA DE RANGO	ÓPTIMO	ÓPTIMO	ÓPTIMO	ÓPTIMO
POZO UIS-2	FUERA DE RANGO	ÓPTIMO	ÓPTIMO	FUERA DE RANGO	FUERA DE RANGO
POZO UIS-4	FUERA DE RANGO	ÓPTIMO	ÓPTIMO	FUERA DE RANGO	FUERA DE RANGO

Tabla 31. Tabla de Resultados 3

COMPARACION COMPAÑÍA CONVENCIONAL- MEDIDIOR MULTIFÁSICO					
	% Qo	%Qg	EQW	Repetibilidad del Liquido	Repetibilidad del Gas
POZO UIS-1	FUERA DE RANGO	ÓPTIMO	ÓPTIMO	ÓPTIMO	ÓPTIMO
POZO UIS-2	FUERA DE RANGO	ÓPTIMO	ÓPTIMO	FUERA DE RANGO	FUERA DE RANGO
POZO UIS-4	FUERA DE RANGO	ÓPTIMO	ÓPTIMO	FUERA DE RANGO	FUERA DE RANGO

La implementación del medidor multifásico a nivel técnico se considera exitosa y útil para la compañía EQUION ENERGIA LIMITED si el error, se encuentra en un rango $\pm 5\%$ al igual que la prueba de repetibilidad será exitosa si su valor está entre $\pm 5\%$ para todas las pruebas de pozo realizadas para caudal de líquido y gas.

Al analizar los valores obtenidos y tabulados en la **(Tabla 31: Tabla de Resultados 3)** donde se compara la medición del medidor multifásico con la medición de la compañía convencional (separador trifásico), se evidencia que técnicamente la implementación del medidor multifásico presenta fallas en la confiabilidad de los resultados medidos. El incumplimiento se establece debido a que no se cumplieron los siguientes requerimientos técnicos:

- ✓ El error relativo de caudal de aceite calculado para las tres pruebas realizadas a los pozos UIS 1, UIS 2 y UIS 3 no cumplió los requerimientos mínimos al estar fuera del rango de tolerancia necesario para que el proyecto sea técnicamente exitoso y útil.

- ✓ Las pruebas de repetibilidad no cumplieron los requerimientos mínimos en los pozos UIS 2 y UIS 3 tanto en la medida correspondiente al caudal de líquido como el caudal de gas.

- ✓ Solo la prueba de repetibilidad fue exitosa en el pozo UIS 1 para caudal de líquido y gas.

- ✓ Los parámetros error absoluto calculado al agua y error relativo calculado al gas, fueron los únicos parámetros que cumplieron en forma óptima los requerimientos.

- ✓ El caudal de gas, a nivel práctico, es una medida relevante dentro de los resultados a obtener en una prueba de producción. Sin embargo, el caudal de aceite, que es la variable más importante en términos financieros, presenta grandes errores de medición. Esto se ve reflejado en los resultados mostrados previamente en la comparación entre la medición del separador trifásico y el medidor multifásico.

- ✓ Los errores en la medición de los caudales de producción determinados con el Medidor Multifásico, se pueden explicar por la dependencia existente entre el

equipo y el comportamiento PVT de los fluidos de yacimiento en el tiempo de la prueba. Estas características, variables en el tiempo, se ven afectadas por las condiciones de producción acumulada de los diferentes intervalos productores, las condiciones PVT iniciales de yacimiento y por los procesos de recirculación de gas al reservorio.

4. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero de un proyecto de inversión, constituye en una técnica matemático-financiera que permite determinar los beneficios o pérdidas en los cuales se pueden incurrir al realizar una actividad económica determinada. Este tipo de análisis, implica un estudio minucioso de los costos requeridos para la inicialización del proyecto, así como aquellos relacionados con el mantenimiento del mismo para su correcto desempeño y operación. A su vez permite determinar con exactitud las ganancias a obtenerse al final de un período de tiempo determinado y por tanto la rentabilidad del mismo y si es conveniente o no su ejecución.

En la industria petrolera, existen dos consideraciones financieras que engloban el desarrollo de un análisis financiero de un proyecto de inversión y se constituyen en un apoyo importante para su realización: el CAPEX y el OPEX.

El CAPEX o “Capital Expenditures” son las inversiones de capital que permiten crear beneficios. Un CAPEX se ejecuta en el momento en que en un negocio se invierte en la compra de un activo fijo o adición de valor a un activo existente. Entre los gastos capitales que existen en la industria del petróleo se encuentran aquellos asociados con exploración, perforación de pozos, completamiento de los mismos, instalación de facilidades de superficie y sistemas de levantamiento artificial, construcción de infraestructura e instalaciones adicionales relacionadas con manejo de producción de agua y residuos líquidos, entre otros.

El OPEX u “Operating Expense” es un costo permanente para el aseguramiento del correcto funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Puede traducirse como gastos operativos u operacionales. En los negocios, un gasto de operación es uno realizado día a día, en la industria del petróleo comprende elementos como costos de energía, inyección de químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal de operativo y de mantenimiento, gestiones ambientales y acciones remediales, entre otros.

En adición a los términos presentados anteriormente, existen varios indicadores económicos que complementan los resultados a obtener al momento de la realización de un análisis financiero a un proyecto de inversión y facilitan, por tanto, su evaluación y la posterior toma de decisiones acerca de su viabilidad. Algunos de ellos son:

4.1 INDICADORES ECONÓMICOS.

4.1.1. Valor Presente Neto (VPN)

Se define el Valor Presente Neto de un proyecto de inversión (VPN) como el valor en el presente de todos los flujos de caja, tanto positivo como negativo, a una determinada tasa de interés llamada “Tasa de Oportunidad” o “Tasa atractiva mínima del Inversionista (TO)”. El valor presente recibe el nombre de “neto” porque es necesario siempre sustraer el valor de la inversión.²¹

²¹ MATEMÁTICAS FINANCIERAS- JOSÉ E. GIRALDO PACHECO. Colombia, 2007.

El Valor Presente Neto de un proyecto también puede ser definido como el Valor presente de los Ingresos del proyecto menos el Valor presente de los Egresos del mismo, entendiendo que la inversión realizada para llevar a cabo el mismo ha de tomarse como un Egreso.

De acuerdo a lo anterior, matemáticamente, el VPN, está definido como (**Ecuación 70 y 71** respectivamente):

$$VPN = -Inversión + \frac{VFlujo_1}{(1+T_0)^1} + \frac{VFlujo_2}{(1+T_0)^2} + \dots + \frac{VFlujo_n}{(1+T_0)^n} \quad \textbf{Ecuación 70.}$$

$$VPN = VP(Ingresos) - VP(Egresos) \quad \textbf{Ecuación 71.}$$

4.1.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se puede definir la Tasa Interna de Retorno (TIR) de un proyecto de inversión como aquella tasa desconocida a la cual el Valor Presente Neto del proyecto es igual a cero.

La Tasa Interna de Retorno tiene otro tipo de connotación, íntimamente relacionada con el flujo de caja del proyecto, es por ello que puede ser vista también como aquella tasa de descuento, que hace que la suma de los flujos Futuros, llevados a tiempo presente, se hacen exactamente iguales a la inversión realizada al inicio del período analizado.

De acuerdo a lo anterior, matemáticamente la TIR, está definida como una interpolación sencilla entre dos tasas para las cuales el VPN de un proyecto posee valor positivo en una y negativo en la otra (**Ecuación 72**):

$$TIR = Tasa Menor + Diferencia entre Tasas * \left[\frac{VPN Tasa Menor}{VPN Tasa Menor + VPN Tasa Mayor} \right] \quad \text{Ecuación 72.}$$

Para el desarrollo de la ecuación anterior, es recomendable que la diferencia entre las tasas no supere un 5%.

4.1.3. Pay-Back

También denominado período medio de maduración del proyecto de inversión, el Pay-back es un método de selección estático utilizado por las empresas para estimar el tiempo aproximado que se tardará en recuperar el desembolso o inversión inicial para el desarrollo del proyecto. Generalmente se expresa en meses y matemáticamente se puede definir como (**Ecuación 73**):

$$Pay Back = \frac{Inversión Requerida}{Flujo de Caja acumulado} \quad \text{Ecuación 73.}$$

4.1.4. Relación Beneficio-Costo (RBC)

La Relación Beneficio-Costo es una herramienta de análisis de gran importancia en la toma de decisiones relacionadas con la viabilidad de un proyecto de

inversión. Pretende determinar la conveniencia del proyecto mediante la enumeración y valoración posterior en términos monetarios de las inversiones y ganancias derivadas directa o indirectamente de la actividad económica en cuestión.

Matemáticamente el RBC es un indicador adimensional que relaciona el Valor Presente Neto de los ingresos con el de los egresos, y se expresa como **(Ecuación 74)**:

$$RBC = \left| \frac{VPN \text{ Ingresos}}{VPN \text{ Egresos}} \right| \quad \text{Ecuación 74.}$$

Para el desarrollo del Análisis Financiero de la implementación de la tecnología de Medición Multifásica para la realización de las pruebas de producción en los campos Floreña y Pauto se desarrollarán las siguientes proyecciones:

- ✓ Análisis Financiero a los doce meses a partir del inicio del proyecto.
- ✓ Análisis Financiero al treinta y uno de Diciembre del presente año (31 de Diciembre de 2013).
- ✓ Análisis Financiero al final del Contrato establecido según la Licencia de Piedemonte para la prestación del servicio en el 2017.

Para llevar a cabo la elaboración de las proyecciones económicas planteadas, es necesario contar con la siguiente información:

✓ **Precio por Barril producido en los campos Floreña y Pauto**

En los campos Floreña y Pauto, el valor del precio del barril producido durante el período de realización del proyecto fue en promedio de 104 USD/Bbl. El valor de venta del producto está regido por el crudo de referencia tipo Brent.

El crudo de referencia tipo Brent (Brent Blend), es una mezcla liviana (LCO) con un contenido de azufre aproximado de 0,37%, por lo cual es considerado dulce, y con una gravedad API de alrededor de 38,06°, lo cual representa una gravedad específica de alrededor de 0,835.

✓ **Precio por Barril producido en los campos Floreña y Pauto**

En los campos Floreña y Pauto, el valor del precio del pie cúbico de gas producido durante el período de realización del proyecto fue en promedio de X USD/Bbl. El valor de venta del producto está regido por las especificaciones técnicas para la comercialización de gas en Colombia, materializadas en el Reglamento Único de Transporte (RUT), a partir del cual de acuerdo al Poder Calorífico del gas que se ofrece se establece el valor del mismo, entre otras propiedades de dicho hidrocarburo.

✓ **Inversión mensual y Costos Operativos**

La inversión requerida a lo largo de la vida del proyecto se realiza de forma

mensual y corresponde específicamente al costo por día pagado por el servicio de alquiler del medidor multifásico o el separador trifásico convencional, según sea el caso, para la ejecución de las pruebas de pozo en cada uno de los candidatos incluidos en éste análisis.

Dentro del valor monetario especificado por la compañía prestadora del servicio se encuentran implícitas todas las variables de contrato requeridas para garantizar el normal desarrollo y seguridad del personal durante la operación de Well Testing, en ambos casos mencionados.

4.2 DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

Para los campos Floreña y Pauto, se elaboraron dos correlaciones independientes para la descripción del comportamiento de la declinación de la producción de cada pozo. Durante el desarrollo de éstas, se tomaron en cuenta los datos de producción reportados en los Well Testing ejecutados en cada pozo involucrado en el análisis del proyecto, de acuerdo al campo al cual pertenecen los mismos.

De esta forma, fue posible realizar la estimación del caudal de aceite en barriles y el caudal de gas en millones pies cúbicos, a ser producidos por cada uno de los pozos en cuestión y realizar las proyecciones anuales para los períodos requeridos por EQUION ENERGÍA LIMITED para el desarrollo del análisis financiero de la operación.

Entretanto, la producción mensual de cada tipo de fluido, presentada a continuación, se obtuvo de la adición de los respectivos datos de producción de gas y aceite, reportados en dichos períodos de tiempo, de cada pozo incluido en el proyecto, desde la fecha donde se pretende iniciar el análisis financiero del mismo hasta el día en donde concluye. Dicho procedimiento se realizó haciendo discriminación del campo al cual pertenecen los pozos (valga la reiteración).

4.2.1. Modelo de Declinación del Campo Floreña:

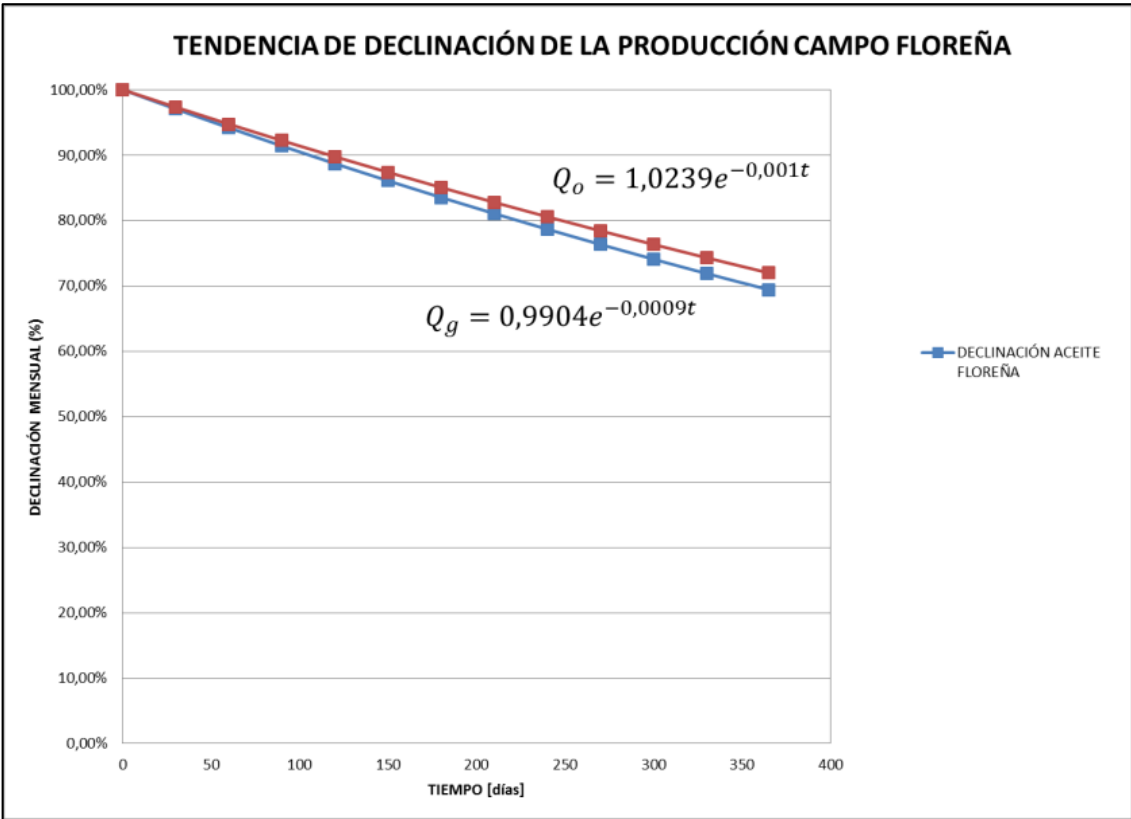
Tabla 32. Declinación de la Producción a un año para el Campo Floreña.

FLOREÑA		
DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN		
TIEMPO (Días)	Q aceite [BBL] (%)	Q gas [MMSCFD] (%)
0	100,00	100,00
30	97,04	97,34
60	94,18	94,74
90	91,39	92,22
120	88,69	89,76
150	86,07	87,37
180	83,53	85,04
210	81,06	82,78
240	78,66	80,57
270	76,34	78,43
300	74,08	76,34
330	71,89	74,30
365	69,42	72,00

Estimación de la declinación mensual de la producción con base en las pruebas de producción realizadas a partir del mes donde se propone iniciar el análisis financiero y durante los meses correspondientes al primer año de ejecución del proyecto (**Tabla 32**).

Se establece entonces la estimación de la declinación de la producción del Campo Floreña proyectada a un año (**Figura 14**).

Figura 14: Declinación de la Producción a un año para el campo Floreña. (Aceite y Gas).



4.2.2. Modelo de Declinación del Campo Pauto.

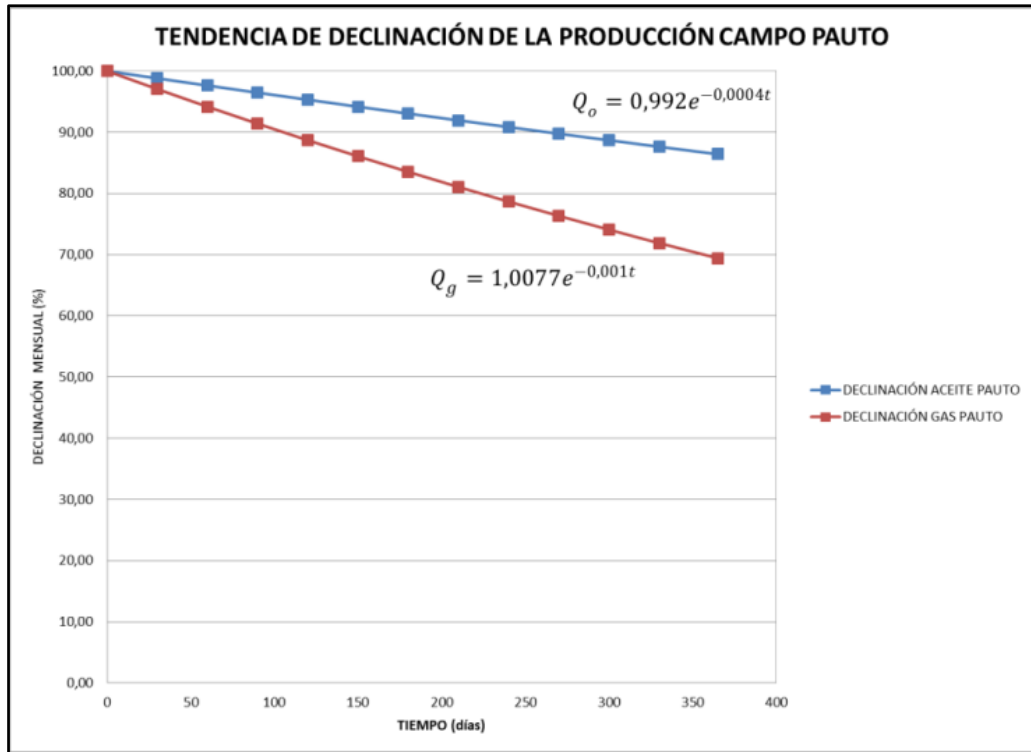
Estimación de la declinación mensual de la producción con base en las pruebas de producción realizadas a partir del mes donde se propone iniciar el análisis financiero y durante los meses correspondientes al primer año de ejecución del proyecto.

Tabla 33. Declinación de la Producción a un año para el Campo Pauto.

PAUTO	DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN		
	TIEMPO (Días)	Q aceite [BBL] (%)	Q gas [MMSCFD] (%)
0		100,00	100,00
30		98,81	97,04
60		97,63	94,18
90		96,46	91,39
120		95,31	88,69
150		94,18	86,07
180		93,05	83,53
210		91,94	81,06
240		90,85	78,66
270		89,76	76,34
300		88,69	74,08
330		87,63	71,89
365		86,42	69,42

Se establece entonces la estimación de la declinación de la producción del Campo Pauto proyectada a un año (**Figura 15**)

Figura 15: Declinación de la Producción a un año para el campo Floreña. (Aceite y Gas).



4.3. ESTUDIO ESTADÍSTICO PARA LA SELECCIÓN DE LOS ESCENARIOS POSIBLES DEL ANÁLISIS FINANCIERO.

El objetivo principal del desarrollo del estudio estadístico a presentarse a continuación es valorar de forma numérica y precisa la viabilidad o no de la implementación de la Tecnología de Medición Multifásica en los pozos incluidos en el presente estudio, como complemento al análisis de las variables de aceptación técnica establecidas por EQUION ENERGÍA LIMITED en el protocolo aprobado para la realización de la operación.

De forma general, el estudio se centra en la creación de un modelo que permita precisar y predecir el comportamiento, con claridad, de las propiedades de la distribución escogida, en este caso de la variable crítica de la operación “GVF”, y a partir de la misma establecer un escenario más claro que permita la visualización de los posibles inconvenientes o no de la implementación de la tecnología de medición multifásica en las zonas determinadas. El modelo escogido para este fin se denomina “Distribución Log-Normal de tres Parámetros”.

✓ **Distribución Log-normal de tres Parámetros.**

La distribución log-normal de 3 parámetros es una distribución asimétrica que es útil para la modelación de datos continuos, con un conjunto soporte $[\gamma, \infty)$ para algún $\gamma \geq 0$. Limpert, Stabel y Abbt (2001) ilustraron diferentes aplicaciones de la distribución log-normal en las ciencias. En su artículo presentaron tablas que resumen distintos campos de aplicación del modelo, por ejemplo, en Geología fue bastante útil en el ajuste de concentración de elementos radioactivos y no-radioactivos, en las Ciencias Ambientales, para ajustar datos relativos a la contaminación del aire, en Ecología, en abundancia de especies, en las Ciencias Sociales, en el ajuste de variables socio-demográficas, entre otras²².

Ahora, mediante el presente análisis, se incorporó en la Ingeniería de Producción en el ajuste del GVF del caudal de producción de los pozos de los campos Floreña y Pauto.

²²LIMPERT, E., W STAHEL y M ABBT, Log-Normal Distribution across the sciences. Keys and Clues, BioSciences 52 (5), 2001. 341-352.

Adicionalmente encontramos un modelo denominado la función densidad de probabilidad, establecida para la distribución log-normal de 3 parámetros, y que se describe mediante el siguiente modelo (**Ecuación 75**²³):

$$f(x, \mu, \sigma, \gamma) = \frac{1}{(x - \gamma)\sigma\sqrt{2\pi}} \text{EXP} \left\{ -\frac{[\ln(x - \gamma) - \mu]^2}{2\sigma^2} \right\}$$

donde $0 \leq \gamma < x, -\infty < \mu < \infty, \sigma > 0$ **Ecuación 75.**

Donde μ, σ, γ son los parámetros de esta distribución y representan la media, la desviación y el umbral del modelo.

Con los parámetros estimados previamente y con la función densidad calculada con el modelo, se puede obtener un conjunto de probabilidades asociadas a los puntos de interés operativos para la investigación, en este caso particular, la influencia de la fracción volumétrica de gas (GVF) en el caudal de producción.

La tabla y el gráfico que se presentan a continuación muestran las probabilidades de que la variable GVF sea superior a un conjunto de valores, entre los cuales se destaca el $X=0,95$, el cual, corresponde al punto operacional crítico por encima del que, para un caudal de producción multifásico con presencia considerable (en volumen) de la fase agua, las mediciones de la Tecnología de Medición Multifásica a implementar en los pozos estudiados, disminuyen su confiabilidad y por tanto se

²³LIMPERT, E., W STAHEL y M ABBT, Log-Normal Distribution across the sciences. Keys and Clues, BioSciences 52 (5), 2001. 341-352.

hace necesaria una repetición de la prueba o en su defecto la implementación de la tecnología de separadores trifásicos convencionales. A continuación se presentan los Parámetros de la distribución log-normal para la muestra del GVF histórico de los pozos estudiados en los Campos Floreña y Pauto:

Tabla 34. Parámetros Descriptivos de la Distribución para GVF.

Distribución Log-normal (3 Parámetros)
Media = 0,894242
Desviación Estándar = 0,0275349
Umbral inferior= 0,762529

Figura 16: Distribución Log-Normal 3 Parámetros para GVF.

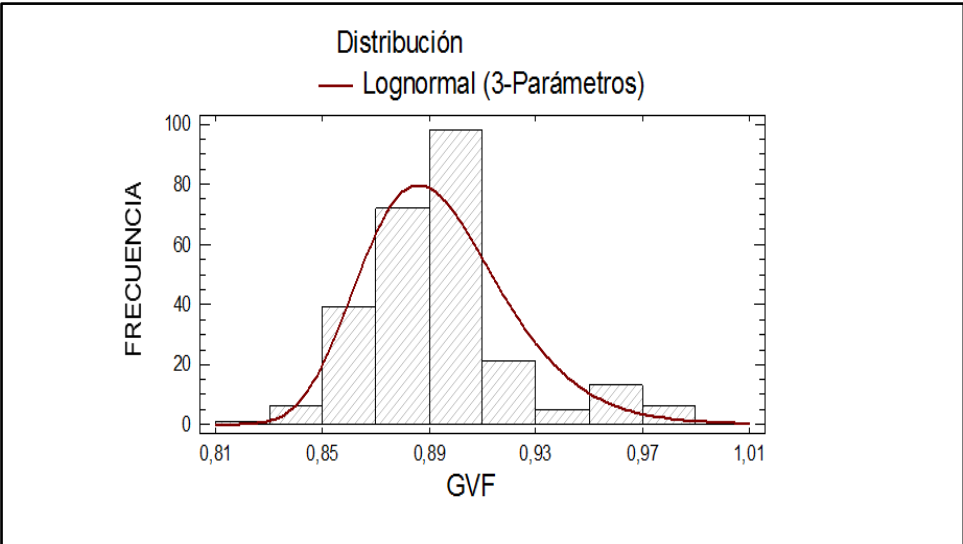


Tabla 35. Parámetros Descriptivos de la Distribución para GVF.

GVF	PROBABILIDAD
0,900	0,378167
0,920	0,166762
0,930	0,102984
0,940	0,0611546
0,950	0,0351325
0,960	0,0196292
0,970	0,010715
0,980	0,00573693
0,990	0,00302283

En la tabla anterior, se resalta el valor de GVF en 0,95, es decir $x=0,95$, de modo que la probabilidad de obtener un GVF mayor o igual a dicho valor es aproximadamente 0,0351325 (3,51325%). Lo anterior implica que de 100 pruebas aproximadamente 4 pueden arrojar resultados insatisfactorios de la medición de la producción de los pozos en cuestión, con la exactitud deseada al realizar la implementación de la Tecnología de Medición Multifásica.

Reiterando, los resultados obtenidos en el estudio indican que existe una probabilidad muy baja (4% aproximadamente) para la cual desde el punto de vista técnico, la utilización de la tecnología de Medición Multifásica no funcionaría del modo correcto, ni arrojaría los resultados esperados para la compañía. Es decir,

se avala con un gran porcentaje la implementación del Medidor propuesto para el desarrollo de las pruebas de pozo (Well Testing) en los pozos estudiados.

Por otra parte, el escenario anterior referente al número de pruebas para las cuales la tecnología de Medición Multifásica no tendría una validez suficiente implica un costo adicional para la operación de Well Testing. Esto en la medida que para la obtención de pruebas válidas desde el aspecto técnico, se haga necesario la implementación de la tecnología convencional o la repetición de la operación (implicando un valor mayor de tiempos no productivos (NPT's) de la operación).

Basados en lo anteriormente expuesto, ésta estimación probabilística permite presentar un posible escenario más realista desde la práctica en lo que respecta a los costos totales de la ejecución de la operación para las diferentes posibilidades reales que pueden presentarse al momento de la ejecución del frente de trabajo. La siguiente tabla muestra los diferentes escenarios.

Tabla 36. Escenarios y Costos para la Operación de Well Testing.

ESCENARIO	COSTOS
Tecnología de Medición Convencional	US\$15.000
Tecnología de Medición Multifásica	US\$11.000
Escenario Combinado	US\$11.140

El escenario que pudiera ser más realista es el denominado con el nombre de “Combinado”, pues como muestra el ajuste distribucional, existe una pequeña probabilidad de que el valor de GVF del caudal de producción de los pozos en estudio supere el valor técnicamente adecuado de $GVF=0.95$ y se requiera el uso los dos sistemas o la repetición de las pruebas.

Sin embargo, el valor comercial de las operaciones que se realicen dependerá expresamente de las condiciones de producción y las propiedades PVT del caudal de fluidos de los pozos en estudio, y más allá de la estadística, no se puede prever con exactitud el comportamiento de un yacimiento como los que existen en el Piedemonte Llanero.

Numéricamente, el escenario “Combinado” supera en 1,27% al escenario asociado a la tecnología multifásica y está 25,7% por debajo del costo del sistema de medición convencional, el cual evidencia desde esta perspectiva una desventaja apreciable.

Adicionalmente, para presentar de una forma más objetiva el estudio, se presentan las estadísticas resumen de la variable GVF en la muestra estudiada.

La cual, contaba con un total de 261 pruebas que constituían los datos históricos aportados por EQUION ENERGÍA LIMITED acerca de los reportes de Well Testing, a partir de las pruebas practicadas en los años anteriores en los pozos estudiados, como se había especificado inicialmente.

Tabla 37. Escenarios y Costos para la Operación de Well Testing.

VARIABLE	VALOR
Recuento total	261
Promedio	0,894266
Mediana	0,89272
Desviación Estándar	0,028091
Valor Mínimo	0,824285
Valor Máximo	0,98304
Rango de Valores	0,158755

Finalmente, la anterior tabla muestra los estadísticos de resumen para GVF. Incluye medidas de tendencia central, medidas de variabilidad y medidas de forma. Los datos resultan bastante homogéneos pues el coeficiente de variación es de 3,65947% (Inferior al 4%, valor teóricamente aceptado), con lo que la media y desviación del GVF son muy representativas para la muestra de datos.

4.4. ESCENARIO UNO: PRUEBAS DE POZO USANDO LA TECNOLOGÍA DE SEPARADORES TRIFÁSICOS CONVENCIONALES.

Para la realización de las pruebas de pozo en los campos Floreña y Pauto se cuenta con una serie de separadores trifásicos convencionales dispuestos para dicho objetivo. Al momento del desarrollo de la misma, los fluidos transportados por las líneas de producción, y provenientes de los pozos en estudio, han de ser re-direccionados hacia dichos equipos para iniciar el proceso. Lo anterior se

realiza aprovechando el Manifold de Producción dispuesto en cada uno de los pozos y mediante el cual la línea proveniente de los mismos se conecta para permitir el flujo del caudal a través del equipo y realizar la medición.

Sin embargo, por cuestiones de diseño y seguridad del sistema (Los separadores de prueba al servicio de la compañía EQUION ENERGÍA LIMITED. son equipos fabricados bajo la norma ANSI 600, los cuales soportan una presión máxima de alrededor de 1400 psi.).

Para el cumplimiento del objetivo trazado es necesario aplicar una restricción de flujo a los pozos para disminuir la presión con la cual el caudal mencionado ingresa al sistema de separadores (presión de entrada de separador).

Las especificaciones de la restricción generada por el choke, previamente mencionada, para cada uno de los pozos en estudio están relacionadas en las siguientes tablas para los campos Floreña y Pauto respectivamente.

La operación de restricción genera como consecuencia directa una disminución en el caudal de producción que normalmente manejaría el pozo de mantenerse en condiciones “full-open” y por tanto una reducción del valor de las ganancias por la venta de crudo y gas para el período de tiempo en el cual se realiza la prueba.

En este caso (**Tabla 38, 39**), la diferencia entre el valor en dólares de las ganancias obtenidas por la venta de la producción de cada uno de los pozos incluidos en el estudio a condiciones “full open” y a las condiciones adecuadas para la realización del Well Testing, panorama al que se llamará por conveniencia,

“condiciones de prueba”, se constituye en una de las principales desventajas desde el ámbito financiero de la tecnología de los separadores trifásicos convencionales.

Tabla 38. Descripción Técnica Campo Floreña.

CAMPO	POZO	CHOKE (1/64")	PRODUCCIÓN ACTUAL		PRODUCCIÓN A “FULL-OPEN”	
			Q _o [BOPD]	Q _g [MMSCF]	Q _o [BOPD]	Q _g [MMSCF]
Floreña	UIS-1	67	3526	48,80	7222,3	95,76
Floreña	UIS-2	40	2995	20,70	9783,7	73,19

Tabla 39. Descripción Técnica Campo Pauto.

CAMPO	POZO	CHOKE (1/64")	PRODUCCIÓN ACTUAL		PRODUCCIÓN A “FULL-OPEN”	
			Q _o [BOPD]	Q _g [MMSCF]	Q _o [BOPD]	Q _g [MMSCF]
Pauto	UIS-3	235	6517	58,14	6876,1	62,34
Pauto	UIS-4	75	1693,9	16,53	1995	18,17
Pauto	UIS-5	240	1451	12,99	1767,5	14,56
Pauto	UIS-6	165	2812	32,16	3695	37,46

Para una descripción más detallada del impacto económico de la utilización de la tecnología de separadores trifásicos convencionales, en la realización de las pruebas de pozo en los campos en estudio, se presenta una relación entre la restricción generada por la acción del choke, la pérdida de presión disponible en cabeza (WHP) y la reducción en el caudal de producción de gas y aceite proveniente de cada uno de los mismos. Lo anterior finalmente se traducirá en el flujo incremental a tener en cuenta en la realización de las proyecciones financieras del proyecto.

Adicionalmente, para la realización del análisis financiero de la aplicación de la tecnología de separadores trifásicos convencionales se requirió de la determinación de los costos de capital y operativos que se desprenden de la misma.

Tabla 40. Diferencial de Presión y Producción Campo Floreña.

CAMPO	POZO	CHOKE (1/64")	DIFERENCIAL DE PRESIÓN (WHP)	DIFERENCIAL DE PRODUCCIÓN	
				Q _o [BOPD]	Q _g [MMSCF]
Floreña	UIS-1	265	-1435 psi	-3696,3	-46,96
Floreña	UIS-2	52	-967 psi	-6788,7	-52,49

Como se observa, los pozos del campo Floreña incluidos en el estudio presentan un alto impacto en su producción debido a la acción del choke.

Tabla 41. Diferencial de Presión y Producción Campo Pauto.

CAMPO	POZO	CHOKE (1/64")	DIFERENCIAL DE PRESIÓN (WHP)	DIFERENCIAL DE PRODUCCIÓN	
				Q _o [BOPD]	Q _g [MMSCF]
Pauto	UIS-3	235	-277 psi	-359,1	-4,20
Pauto	UIS-4	75	-409 psi	-514	-6,41
Pauto	UIS-5	120	-27 psi	-316,5	-1,57
Pauto	UIS-6	210	-711 psi	-883	-5,30

La realización de las pruebas de pozo con fines de fiscalización y reporte de producción para cada uno de los pozos candidatos en el estudio se realiza durante un día al mes, por tanto los costos pagados a la compañía prestadora del servicio son fijos y se realizan en un período de tiempo equivalente, dentro de los mismos se encuentra el pago del alquiler del equipo y demás especificaciones para el correcto y seguro desarrollo del procedimiento (**Tabla 42**).

Tabla 42. Costos Implementación Tecnología Convencional.

CONCEPTO	VALOR (USD)
Alquiler del Equipo de Separadores Trifásicos convencionales.	\$15.000
TOTAL	\$15.000

Teniendo en cuenta la inversión que debe ser realizada para la utilización de esta tecnología en los campos Floreña y Pauto, es posible analizar cada uno de los indicadores económicos y determinar la viabilidad de la operación y su beneficio con miras a una posterior comparación con la tecnología de medición multifásica.

La tecnología de Separadores Trifásicos convencionales será considerada entonces como el escenario base para realizar el paralelo que permita establecer el beneficio o no que pueda arrojar la implementación del Medidor Multifásico en los pozos candidatos para el estudio. La producción incremental que resulta de la diferencia entre la ejecución de las pruebas con un equipo u otro se observará en el desarrollo del Escenario Dos.

Entretanto, el flujo de caja resultante de la implementación de la presente tecnología de relaciona en la siguiente tabla:

4.5. ESCENARIO DOS: PRUEBAS DE POZO USANDO LA TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.

Se han presentado las restricciones operativas de presión y caudal de producción exigidas por el uso de un separador trifásico convencional al momento de la realización de un Well Testing. Lo anterior se convierte en la principal razón para la búsqueda de una solución ingenieril a las mismas. Se procede a presentar entonces la viabilidad financiera del segundo escenario posible en el presente proyecto: la implementación de la tecnología de Medición Multifásica en la realización de las pruebas de pozo en los campos Floreña y Pauto.

Los Medidores Multifásicos a implementar como alternativa en el presente proyecto, están diseñados para condiciones “HPHT”, altas presiones y temperaturas. Además, las restricciones operativas referentes a los caudales de fluido de prueba no representan un factor de sensibilidad para la seguridad y correcto desarrollo de la operación.

Por las razones anteriormente mencionadas, las restricciones de presión en cabeza de pozo y caudal de producción no representan un inconveniente para esta tecnología de medición. Consecuentemente, la prevención de las caídas de producción generadas por dichas “condiciones de prueba”, se erige como la mayor ventaja financiera a obtener para la compañía operadora (EQUION ENERGÍA LIMITED), de cara a la implementación de esta opción.

Para tener una visión más clara de lo mencionado previamente, se hace prioritario conocer los históricos de pruebas de pozo practicadas a cada uno de los seleccionados en el proyecto. La comparación entre las mediciones de caudal de producción con los separadores convencionales y las proyecciones resultantes de los modelos de productividad (caudal máximo según restricción de presión) de cada pozo en estudio, se constituye en el fundamento numérico del presente escenario.

De este modo, se presenta a continuación una comparación entre los caudales de producción obtenidos durante las pruebas de pozo realizadas a los pozos seleccionados utilizando la tecnología de separadores convencionales y los caudales a obtener a condiciones “full open”. Dicho comportamiento se obtuvo a partir de las proyecciones basadas en las curvas de productividad, Inflow Performance Relationship, para cada uno de los pozos en cuestión (**Tabla 43**).

Tabla 43. Producción Incremental y Ganancias por la Implementación de la tecnología Multifásica.

CAMPO	POZO	DIFERENCIAL DE PRODUCCIÓN		GANANCIAS POR VENTA DE CRUDO (US\$)	GANANCIAS POR VENTA DE GAS (US\$)
		Q _o [BOPD]	Q _g [MMSCF]		
Floreña	UIS-1	3696,3	46,96	384.415	189
Floreña	UIS-2	6788,7	52,49	706.024	211
Pauto	UIS-3	359,1	4,20	37.346	17
Pauto	UIS-4	514	6,41	53.456	22,5
Pauto	UIS-5	316,5	1,57	32.916	6,3
Pauto	UIS-6	883	5,30	91.832	22

La tabla presentada está íntimamente relacionada con la expuesta previamente en el primer escenario de análisis, sin embargo, en este punto se adiciona la cuantificación del dinero que se obtendría como ventaja económica principal de aprobarse la implementación de la tecnología de medición multifásica. Como puede apreciarse, en algunos pozos el impacto positivo de la implementación del Medidor Multifásico en la realización de las pruebas de pozo es mucho mayor que en otros. Por ejemplo, en el campo Floreña se presenta el mayor beneficio pues la restricción que debe ser aplicada en cada pozo es de un valor elevado en cuanto al choke, resultando en una caída de producción considerablemente más alta que en otros pozos del campo Pauto.

La realización de las pruebas de pozo con fines de fiscalización y reporte de producción para cada uno de los candidatos en el estudio se realiza una vez por mes, por tanto los costos pagados a la compañía prestadora del servicio son fijos y corresponden a los días de ejecución de cada prueba.

Dentro de los mismos se encuentra el pago del alquiler del equipo y demás especificaciones para el correcto y seguro desarrollo del procedimiento.

En la siguiente tabla (**Tabla 44**) se presenta la inversión inicial a realizarse para el concepto correspondiente a la implementación de la tecnología de Medición Multifásica, estableciéndose un costo básico por día de operación. Éstos valores fueron fijados en el contrato de prestación del servicio por parte de la compañía titular del mismo.

Tabla 44. Costos Implementación Tecnología de Medición Multifásica.

CONCEPTO	VALOR (USD)
Alquiler del Equipo de Medición Multifásica.	\$11.000
TOTAL	\$11.000

Teniendo en cuenta la inversión que debe ser realizada para la implementación de esta tecnología en los campos Floreña y Pauto, es posible analizar cada uno de los indicadores económicos y determinar la viabilidad de la operación y su

beneficio con miras a una posterior comparación con la tecnología de medición multifásica.

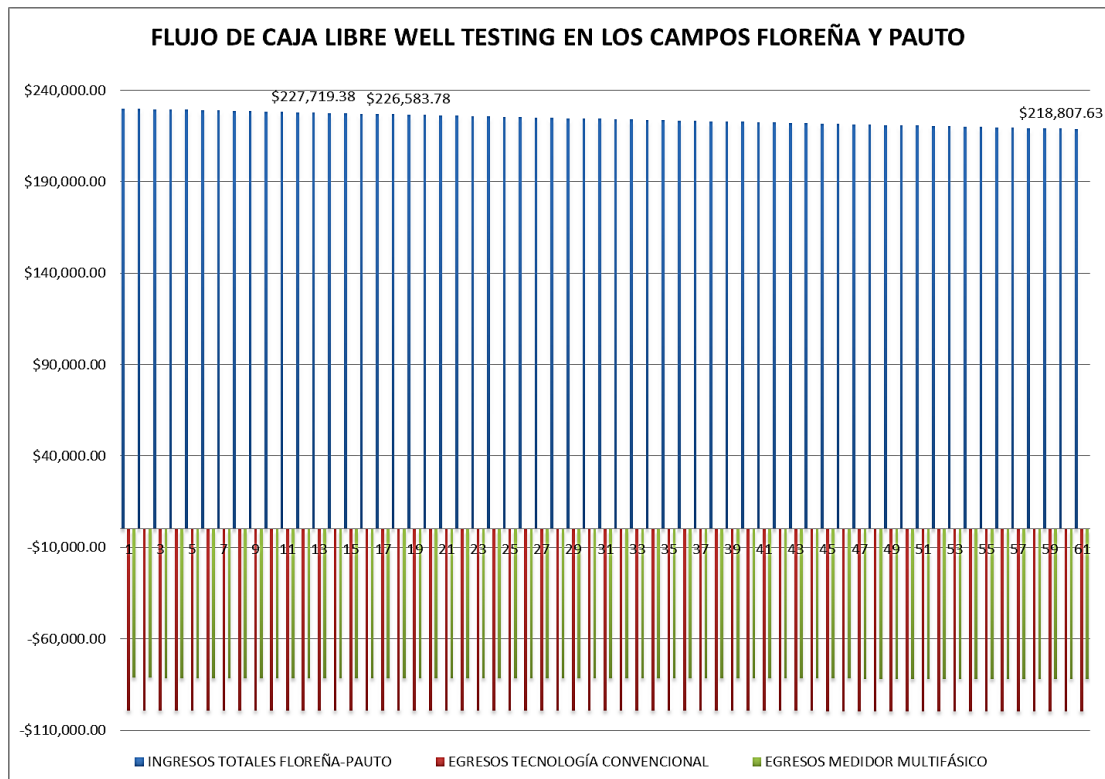
Tabla 45. Flujo de Caja Libre para el Proyecto de Implementación de la Tecnología de Medición Multifásica.

TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA			
MES	DESCRIPCIÓN	EGRESOS (US\$)	INGRESOS (US\$)
CAMPO FLOREÑA			
13	Doce meses a partir del inicio del proyecto	37.457,59	164.511,41
19	Treinta y uno de Diciembre del presente año	37.513,34	163.527,26
61	Final del Contrato establecido según la Licencia	37.909,25	156,801,10
CAMPO PAUTO			
13	Doce meses a partir del inicio del proyecto	59.457,59	63.207,96
19	Treinta y uno de Diciembre del presente año	59.513,34	63.056,52
61	Final del Contrato establecido según la Licencia	59.909,25	62.006,52

Tabla 46. Indicadores Económicos para el Proyecto de Implementación de la Tecnología de Medición Multifásica.

INDICADOR ECONÓMICO	VALOR PARA ESCENARIO UNO	VALOR PARA ESCENARIO DOS
Valor Presente Neto (USD)	228.229.100	273.613.100
Pay-Back (Meses)	0	0
Relación Beneficio-Costo	2,12	2,75

Figura 17: Flujo de Caja Libre para el proyecto de Implementación de la tecnología de Medición Multifásica en Floreña y Pauto.



La **Tabla 45** presenta los ingresos y egresos mensuales proyectados en cada uno de los tres escenarios planteados para la determinación de la viabilidad financiera del proyecto. En ella se resalta únicamente los resultados obtenidos en dichos puntos críticos para la evaluación del proyecto de inversión. Los egresos mensuales en cada campo resultan del cálculo de los días de prueba de cada pozo seleccionado y el tratamiento de fluidos adicionales producidos. Entretanto, los ingresos están representados por las ganancias obtenidas de la venta de los hidrocarburos producidos. Posteriormente mediante el gráfico (**Figura 17**) de flujo de caja libre, se evidencian cada uno de los movimientos mensuales, en éste se podrá apreciar de forma más global el comportamiento de las variables inmiscuidas en el estudio a lo largo del tiempo.

Como se puede evidenciar en el gráfico de la figura anterior (**Figura 17**), la declinación de cada uno de los pozos comprendidos en el estudio influye para que la tendencia de la curva de ingresos mensuales del proyecto sea descendente. Todo esto en el escenario teórico en el cual durante el tiempo de evaluación del proyecto de inversión no existen trabajos que estén orientados a mejorar la productividad de los mismos. Sin embargo, lo más importante es notar que sin importar la diferencia entre la magnitud de las ganancias y los gastos operacionales de estos frentes, el beneficio financiero es más notorio si se usa la tecnología de Medición Multifásica.

Adicionalmente, analizando los resultados obtenidos del cálculo de los indicadores económicos para el proyecto, como podía esperarse, los valores denotan una alta rentabilidad del mismo, puesto que no es una inversión de criticidad alta. Entretanto, el medidor multifásico mostró una rentabilidad levemente mayor que la tecnología de separación trifásica, por tal razón, su implementación sería financieramente beneficiosa al reducir costos a la compañía.

Lo anterior permite notar entonces, que las ventajas financieras de la tecnología propuesta superan las pruebas teóricas planteadas a lo largo de este capítulo. Su implementación resultaría en una reducción de los egresos por prueba en comparación con el uso de Separadores Trifásicos. Es por esto, que la alternativa de medición propuesta se convierte en una solución atractiva para la ejecución de los Well Testing de rutina en los pozos de los campos Floreña y Pauto.

Tabla 46. Flujo de Caja para el Proyecto de Well Testing

MES	INGRESOS FLOREÑA	INGRESOS PAUTO	INGRESOS TOTALES	EGRESOS MEDIDOR	EGRESOS SEPARADOR
MES 1	\$166,497.52	\$63,511.94	\$230,009.46	\$81,346.70	\$99,245.00
MES 2	\$166,331.10	\$63,486.55	\$229,817.65	\$81,355.91	\$99,250.55
MES 3	\$166,164.84	\$63,461.18	\$229,626.02	\$81,365.13	\$99,256.10
MES 4	\$165,998.76	\$63,435.81	\$229,434.56	\$81,374.35	\$99,261.66
MES 5	\$165,832.83	\$63,410.45	\$229,243.29	\$81,383.58	\$99,267.21
MES 6	\$165,667.08	\$63,385.11	\$229,052.18	\$81,392.81	\$99,272.78
MES 7	\$165,501.49	\$63,359.77	\$228,861.26	\$81,402.05	\$99,278.34
MES 8	\$165,336.06	\$63,334.44	\$228,670.50	\$81,411.29	\$99,283.91
MES 9	\$165,170.80	\$63,309.13	\$228,479.93	\$81,420.54	\$99,289.48
MES 10	\$165,005.71	\$63,283.82	\$228,289.53	\$81,429.80	\$99,295.06
MES 11	\$164,840.78	\$63,258.52	\$228,099.30	\$81,439.06	\$99,300.64
MES 12	\$164,676.01	\$63,233.24	\$227,909.25	\$81,448.32	\$99,306.22
MES 13	\$164,511.41	\$63,207.96	\$227,719.38	\$81,457.59	\$99,311.80
MES 14	\$164,346.98	\$63,182.70	\$227,529.68	\$81,466.87	\$99,317.39
MES 15	\$164,182.71	\$63,157.44	\$227,340.15	\$81,476.16	\$99,322.99
MES 16	\$164,018.60	\$63,132.20	\$227,150.80	\$81,485.44	\$99,328.58
MES 17	\$163,854.66	\$63,106.96	\$226,961.62	\$81,494.74	\$99,334.18
MES 18	\$163,690.88	\$63,081.73	\$226,772.61	\$81,504.04	\$99,339.78
MES 19	\$163,527.26	\$63,056.52	\$226,583.78	\$81,513.34	\$99,345.39
MES 61	\$156,801.10	\$62,006.52	\$218,807.63	\$81,909.25	\$99,583.88

Sin embargo, una evaluación lo suficientemente exhaustiva se hace prioritario al momento de tomar las decisiones finales sobre la aprobación del escenario.

Adicional a los alcances abordados en el estudio, distintas variables relacionadas con los ámbitos geográficos y sociales de las locaciones, y que van de la mano con la industria petrolera en Colombia, son relevantes. La multiplicidad de los equipos evaluadores y la experticia de sus integrantes se convierten en un valor que no puede omitirse en el contenido de las líneas de este proyecto, donde su aporte es vital para alcanzar un desempeño positivo.

Finalmente se establece un flujo de caja libre (**Tabla 46**), tanto para implementación actual del Separador Trifásico como para la del Medidor Multifásico, para la ejecución de los Well Testing en los campos Floreña y Pauto. Los valores presentados corresponden a los períodos críticos de análisis financiero, determinado para este proyecto.

Numéricamente, se observan a simple vista las ventajas financieras en la reducción de costos mensuales, que brinda la implementación de la Tecnología de Medición Multifásica.

CONCLUSIONES

- ✓ La tecnología de Medición Multifásica (Venturi- Energía Dual) está en capacidad de discriminar y cuantificar los flujos másicos de cada uno de los componentes del caudal de producción de los pozos estudiados. Sin embargo, debido a la variabilidad de las condiciones PVT propias de dicha corriente, se generan desviaciones en los resultados finales de prueba. Demostrándose así, que la aplicabilidad de esta alternativa es limitada, y requiere de una posterior optimización.

- ✓ Por medio de un proceso de consulta, análisis e interpretación de datos se estableció un modelo teórico IPR adecuado para las condiciones propias de un pozo ubicado en un yacimiento de Gas Condensado (Campos Floreña y Pauto). Las curvas de comportamiento desarrolladas teóricamente, fueron corroboradas exitosamente con los modelos IPR desarrollados por medio de un software comercial. En ellos, se evidencia un patrón de ajuste común que describe correctamente la entregabilidad propia de cada pozo.

- ✓ En primera instancia, la determinación de la viabilidad técnica de la implementación de la Tecnología Multifásica para la realización de pruebas de producción, se fundamentó en la construcción de dos modelos, uno teórico y otro por medio de una herramienta software. Todo ello con el fin de determinar el beneficio económico de la eliminación de la restricción por Choke generada a partir de las condiciones operativas del Separador Trifásico Convencional. Con base en ello, se evaluó la capacidad operativa del Medidor Multifásico para funcionar adecuadamente dicho escenario real.

✓ Los históricos de producción registrados en los pozos de los campos Floreña y Pauto, evaluados en el presente estudio, dan cuenta de que el GVF de la corriente de fluidos de yacimiento es predominantemente alto (85%-95%). Estas condiciones operativas, se encuentran en el límite de la restricción técnica del equipo de Medición Multifásica. Teóricamente (variables estadísticas de aceptación de las mediciones) se puede asegurar que la implementación de los Medidores Multifásicos presentaría inconvenientes durante la realización de futuras pruebas de pozo en los Campos Floreña y Pauto.

✓ Las pruebas técnicas desarrolladas en el presente proyecto, determinaron que la implementación de Tecnología de Medición Multifásica en la realización de pruebas de producción en los campos Floreña y Pauto, no es factible. Lo anterior, debido a que los parámetros resultantes de la comparación de la tecnología convencional con la alternativa propuesta, no cumplieron a cabalidad con los requerimientos técnicos (Error relativo del caudal de líquido y gas, Error absoluto del caudal de agua y Repetibilidad de las pruebas).

✓ Los pozos seleccionados para el estudio desarrollado presentan una producción en superficie conformada por el aporte de más de una formación. Esta condición particular y el efecto de procesos de recirculación de gas en yacimiento, se ven reflejados en la variabilidad con el tiempo de las condiciones PVT de los fluidos de producción. Dicha particularidad representa un problema operacional debido al principio de funcionamiento de la tecnología multifásica. Las ecuaciones que la herramienta usa para la determinación de caudal de flujo estáticas y dependen de las condiciones PVT; y al existir una variación en estas expresiones se obtendrán resultados erróneos.

✓ El desarrollo de las operaciones de Well Testing en los pozos de los campos Floreña y Pauto mediante la implementación de la tecnología de Separación Trifásica Convencional genera un impacto económico negativo. El cual se hace notorio para los días en los cuales se ejecutan las mismas. Lo anterior se evidencia claramente en la magnitud de los diferenciales de producción tanto de aceite como de gas, originados por las restricciones de presión impuestas por el choke en superficie.

✓ De acuerdo a los estudios desarrollados a lo largo del proyecto, se pudo evidenciar claramente el beneficio económico de la implementación de la tecnología de Medición Multifásica. El mismo está sustentado en la reducción la inversión requerida para el desarrollo de las pruebas de pozo. Lo anterior puede explicarse esencialmente por el hecho de que los escenarios propuestos para cada equipo a utilizar manejaban la misma magnitud de gastos complementarios, y su diferencia principal estaba basada en el costo del servicio prestado para el alquiler de equipos; donde el medidor resultaba ser más económico.

RECOMENDACIONES

Culminado el proceso de la implementación de tecnología de medición multifásica donde se ejecutaron 3 pruebas se determinaron las siguientes variables o problemas operacionales a solucionar para futuros proyectos o pruebas de tecnología multifásica:

- ✓ Las operaciones en pozos deben estar diseñadas según las condiciones específicas de manejo del yacimiento dado que la tecnología de medición multifásica fue diseñada inicialmente para yacimientos de Crudo Black Oil y no de yacimientos de gas condensado.

- ✓ Es necesario eliminar o disminuir la dependencia de las condiciones PVT del caudal de producción, pues estas son variables con el tiempo debido a procesos de recirculación de gas y al aporte múltiple de formaciones diferentes. Para este problema operacional los autores junto con el equipo técnico de EQUION ENERGIA LIMITED recomiendan la implementación de un Cromatógrafo de gases en tiempo real. Lo anterior dado que dicha herramienta permitiría medir y modificar los cambios de las condiciones PVT en constantemente y establecer un margen de variación en porcentaje de la producción y aporte de cada formación, para de esta forma obtener una gran confiabilidad en los resultados obtenidos por el medidor multifásico.

- ✓ Es importante desarrollar un modelo teórico que incluya modelos de las propiedades PVT especialmente desarrollados para los fluidos de

producción del campo donde se espera implementar el mismo, en el caso del presente estudio el Piedemonte Llanero, de este modo el ajuste de la correlación final va a ser más adecuado y los resultados y predicciones serán fieles al comportamiento de los datos históricos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDULAZIZ F. Al-Bassam. Saudi Aramco, ZAKI Bakhteyar, MUHAMMAD N. Aftab. Schlumberger. Offshore Technology Conference. OTC 19152. Houston, Texas, 2008.

ADVANCED INTERPRETATION OF VENTURI METER MEASUREMENTS IN MULTIPHASE FLOW. LINDSAY I., NEL, University of Stratchclyde, STIMPSON B., University of Stratchclyde, CORLETT A., NEL. Society of Petroleum Engineers. SPE 71535. New Orleans, Louisiana, 2001.

AN IN-HOUSE EXPERIMENT ABOUT PVT IMPACT ON MULTIPHASE METERING ACCURACY. CORREA FERIA C. Repsol. Society of Petroleum Engineers. SPE 138495. Lima, Perú, 2010.

COMBINATION OF DUAL-ENERGY GAMMA RAY/VENTURI MULTIPHASE FLOWMETER AND PHASE SPLITTER FOR APPLICATION IN VERY HIGH GAS VOLUME FRACTION ENVIRONMENT. DELVAUX E., GERMOND B., JHA N.K., SPE, Schlumberger. Society of Petroleum Engineers. SPE 88745. Abu Dhabi, 2004.

ESTABLISHING INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR) FOR GAS CONDENSATE WELLS. JOKHIO Sarfraz A., TIAB Djebbar, University of Oklahoma, SPE MEMBERS. Society of Petroleum Engineers. SPE 75503. Calgary, Alberta, Canadá. 2002.

EVALUATION OF PHASEWATCHER MULTIPHASE FLOW METER (MPFM) PERFORMANCE IN SOUR ENVIRONMENTS. MOHAMMED N. Al-Khamis,

EXPLORATION WELL TESTING WITH A VENTURI/DUAL ENERGY GAMMA RAY MULTIPHASE FLOWMETER- A CASE STUDY FROM OMAN. AL ARAIMI N.M, SPE, Petroleum Development Oman, JHA N.K., SPE, Schlumberger, AL ZAKWANI, SPE, Petroleum Development Oman. Society of Petroleum Engineers. SPE 93288. Jakarta, Indonesia. 2005.

FIELD EXPERIENCE IN MULTIPHASE GAS-WELL TESTING: THE BENEFIT OF THE COMBINATION OF VENTURI AND GAMMA RAY FRACTION METER. PINGUET B.G., ROUX, G., HOPMAN N., Schlumberger. Society of Petroleum Engineers. SPE 103223. San Antonio, Texas, 2006.

INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS FOR GAS CONDENSATES. GUEHRIA Fawzi M., SPE, Schlumberger Integrated Project Management. Society of Petroleum Engineers. SPE 63158. Dallas, Texas. 2000.

MATEMÁTICAS FINANCIERAS. GIRALDO PACHECO José E. Editorial Proyecto Cultural de Sistemas y Computadores S.A. Colombia, 2005. 191 páginas.

MULTIPHASE FLOWMETERS PRINCIPLES AND APPLICATIONS: A REVIEW. TENIOU Samir, MERIBOUT Mahmoud. Canadian Journal on Scientific and Industrial Research Vol. 2. 2011.

NEW PERSPECTIVES ON VOGEL TYPE IPR MODELS FOR GAS CONDENSATE AND SOLUTION-GAS DRIVE SYSTEMS. ARCHER R.A., University of Auckland, DEL CASTILLO Y., BLASINGAME T.A., Texas A&M University. Society of Petroleum Engineers. SPE 80907. Oklahoma, 2003.

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL. MSc. MAGGIOLO Ricardo. Instalaciones del Hotel El Condado. Lima, Perú. 07-11 de Julio de 2008.

PRODUCTION OPTIMIZATION USING NODAL™ ANALYSIS. BEGGS H. Dale. OCGI and Petroskills Publications. Tulsa, Oklahoma. 2002.

PRODUCTION PERFORMANCE OF HORIZONTAL WELLS IN GAS-CONDENSATE RESERVOIRS. AHMED JOKHIO Sarfraz. Norman, Oklahoma. 2002.

REAL-TIME PRODUCTION- A VIRTUAL DREAM OR REALITY? THE CASE OF REMOTE SURVEILLANCE OF ESP AND MULTIPHASE FLOWMETERS. THEUVENY B., KOSMALA A., MAIZERET P.D., SAGAR K, Schlumberger Oilfield Services. Society of Petroleum Engineers. SPE 102351. San Antonio, Texas. 2006.

THE NEXT STAGE FOR MULTIPHASE METERS- GENERATING MORE DETAILED FLOW RATE KNOWLEDGE AND WIDENING THE OPERATING

ENVELOPE. TOL Martijn, BRANDT Morten, Roxar Flow Measurement. Society of Petroleum Engineers. SPE 132563. Rusia, 2010.

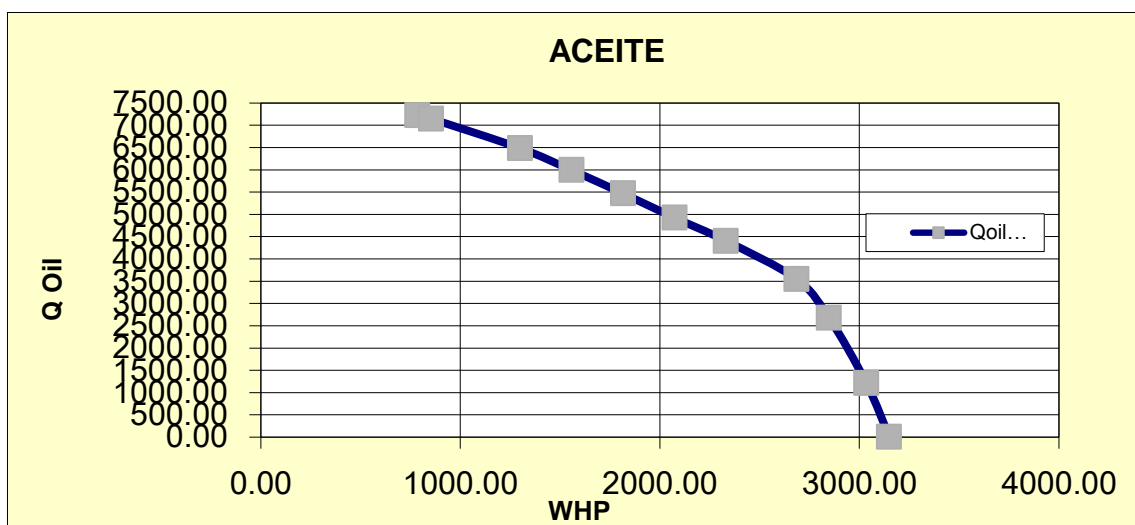
ANEXOS

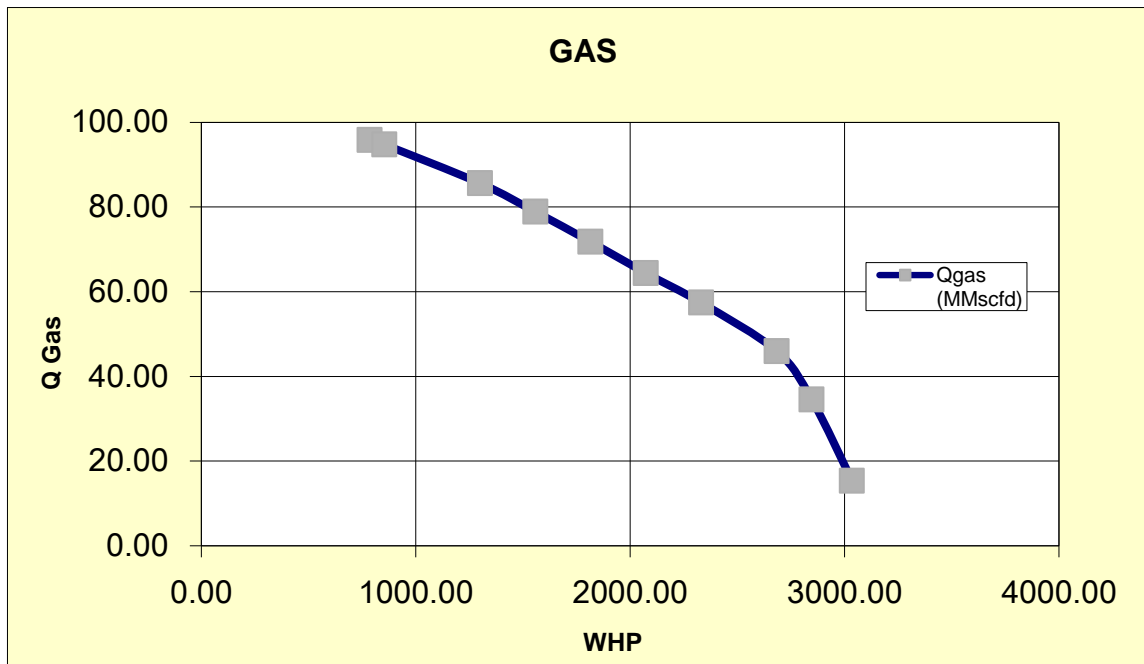
ANEXO A: INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS (IPR) PARA LOS POZOS DE LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO USANDO SOFTWARE COMERCIAL

IPR POZO UIS 1

CAMPO FLOREÑA- POZO1

IPR POZO UIS 1						
WHFP (psig)	Qoil (bopd)	GOR (scf/bls)	BS&W (%)	BHFP (psig)	Qgas (MMscfd)	Q water (bwpd)
785.30	7222.27	13259.12	0.84%	2457.70	95.76	61.48
855.00	7144.31	13253.62	0.84%	2493.84	94.69	60.81
1300.86	6483.28	13202.27	0.84%	2794.09	85.59	55.08
1558.63	5990.63	13161.22	0.84%	3019.33	78.84	50.83
1816.41	5466.63	13123.98	0.84%	3281.69	71.74	46.36
2074.19	4922.67	13072.57	0.84%	3571.98	64.35	41.67
2331.97	4402.75	13030.04	0.84%	3885.12	57.37	37.21
2685.00	3546.97	12946.83	0.84%	4325.77	45.92	29.99
2847.52	2678.18	12882.61	0.84%	4536.28	34.50	22.60
3035.30	1209.38	12675.07	0.83%	4882.80	15.33	10.10

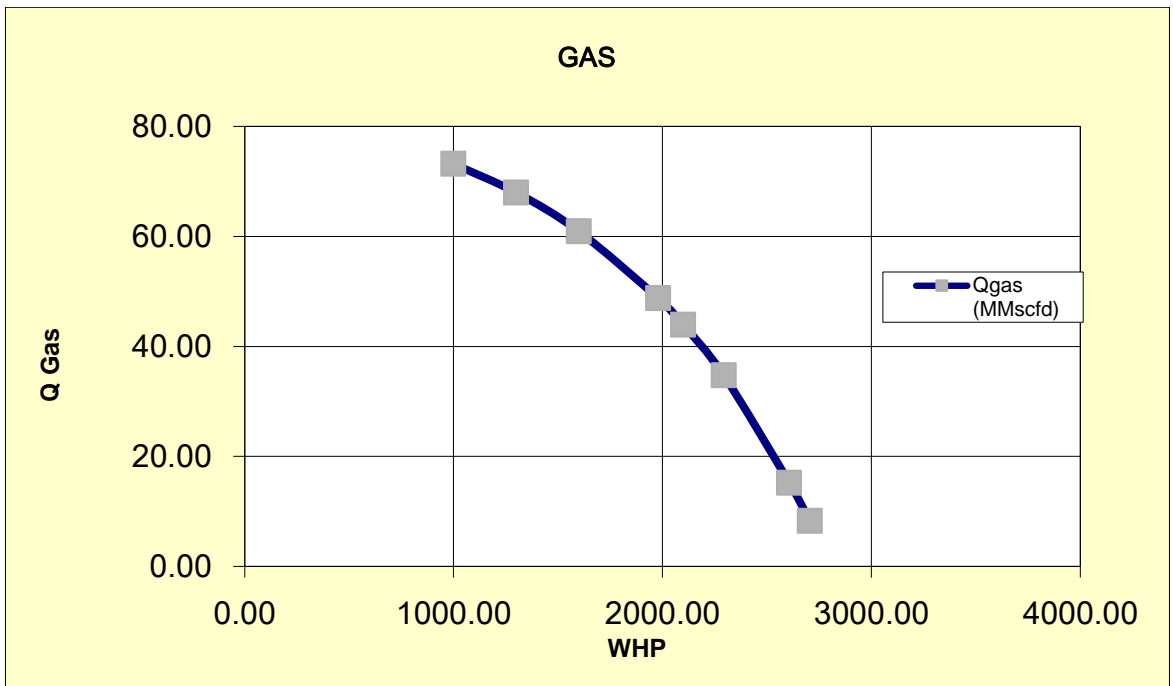
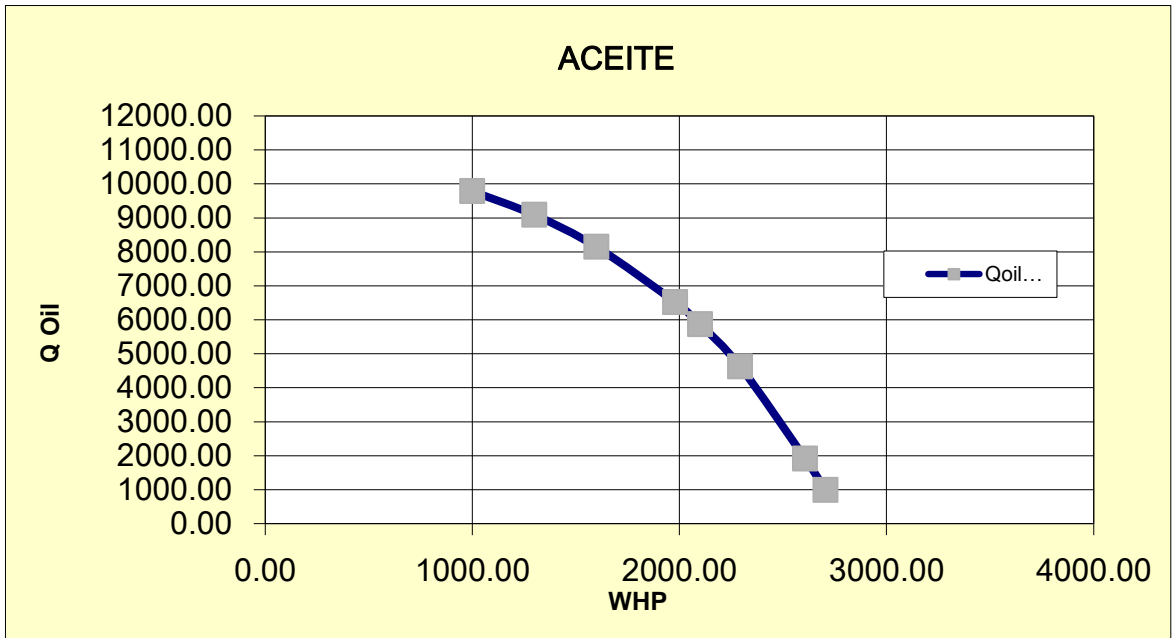




IPR POZO UIS 2

CAMPO FLOREÑA- POZO 2

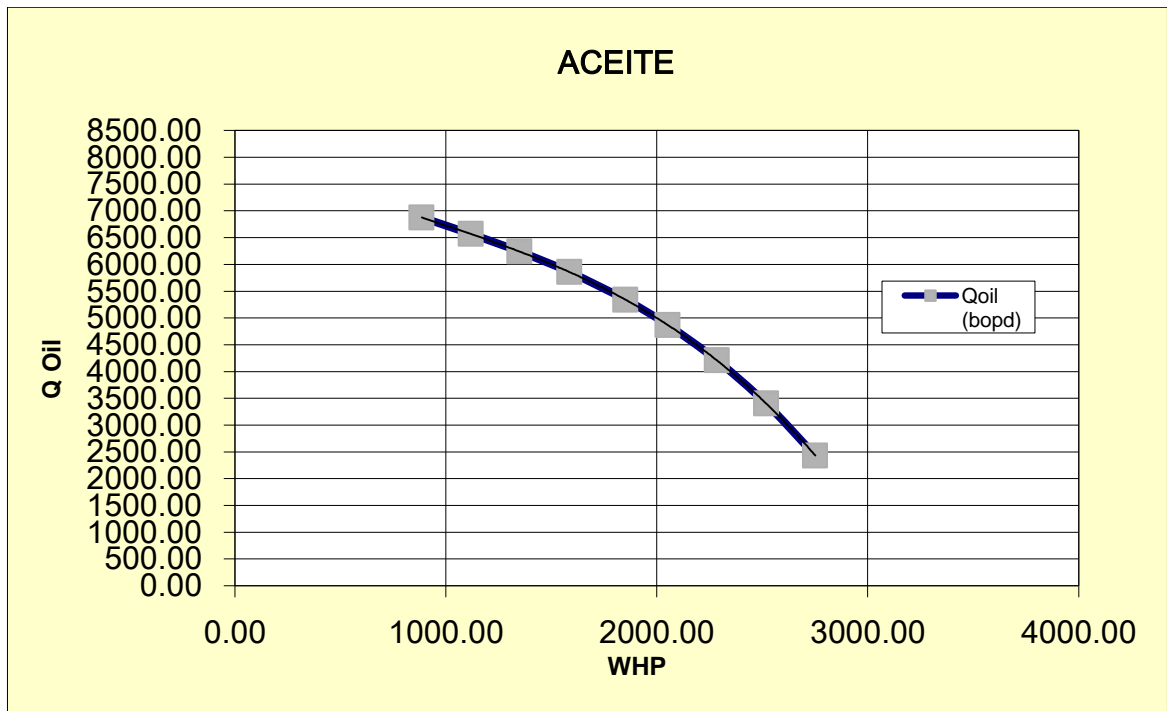
IPR POZO UIS 2						
WHFP (psig)	Qoil (bopd)	GOR (scf/bls)	BS&W (%)	BHFP (psig)	Qgas (MMscfd)	Q water (bwpd)
1000.00	9783.70	7481.12	10.97%	3549.73	73.19	1205.92
1300.00	9085.24	7481.14	11.01%	3608.16	67.97	1123.91
1600.00	8143.11	7481.05	11.08%	3686.99	60.92	1014.64
1980.00	6514.03	7481.08	11.19%	3823.28	48.73	820.82
2100.00	5867.14	7481.16	10.36%	3877.40	43.89	678.22
2294.00	4617.64	7514.45	9.46%	3980.53	34.70	482.59
2607.00	1911.54	7937.60	7.91%	4204.83	15.17	164.26
2706.00	987.65	8100.00	6.00%	4400.00	8.20	63.00

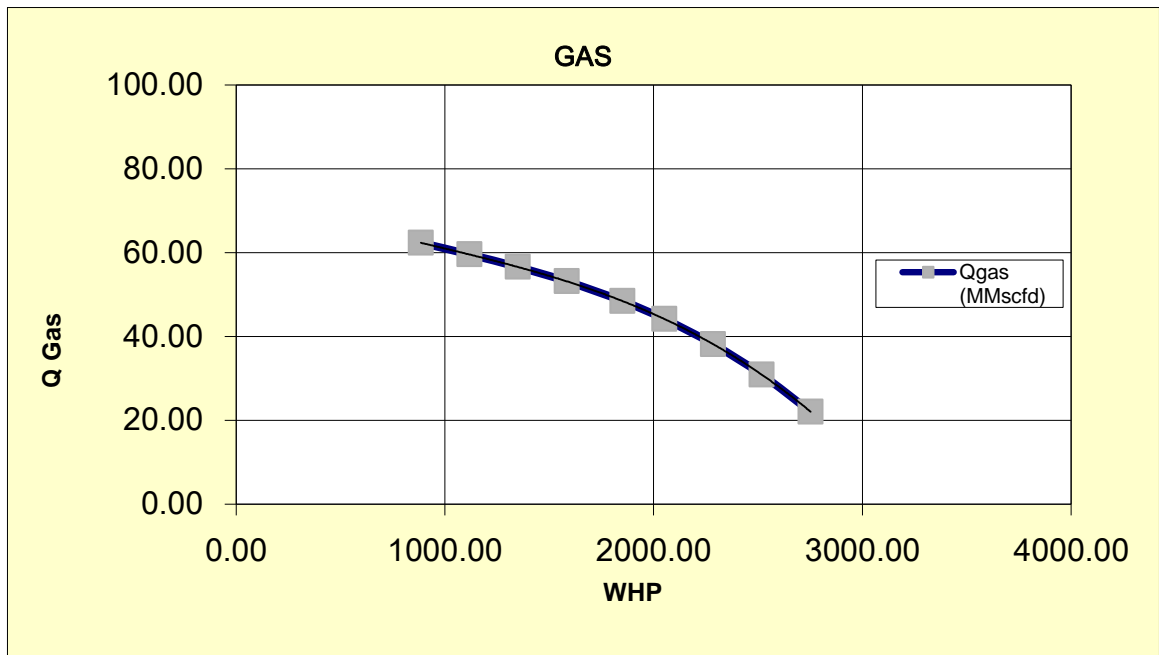


IPR POZO UIS 3

CAMPO PAUTO- POZO 1

IPR POZO UIS 3						
WHFP (psig)	Qoil (bopd)	GOR (scf/bls)	BS&W (%)	BHFP (psig)	Qgas (MMscfd)	Q water (bwpd)
885.30	6876.08	9066.18	1.22%	3283.73	62.34	84.65
1118.63	6567.07	9066.25	1.22%	3351.20	59.54	81.34
1350.00	6239.08	9066.32	1.23%	3435.51	56.57	77.39
1585.30	5858.96	9066.40	1.22%	3539.81	53.12	72.55
1852.00	5340.07	9066.50	1.22%	3681.82	48.42	65.87
2051.97	4868.76	9066.60	1.22%	3806.08	44.14	59.91
2285.30	4207.13	9066.76	1.22%	3972.58	38.15	51.81
2518.63	3402.08	9067.02	1.23%	4166.60	30.85	42.35
2751.97	2429.31	9067.55	1.28%	4399.54	22.03	31.38
2985.30	1264.53	9069.19	1.46%	4725.86	11.47	18.76

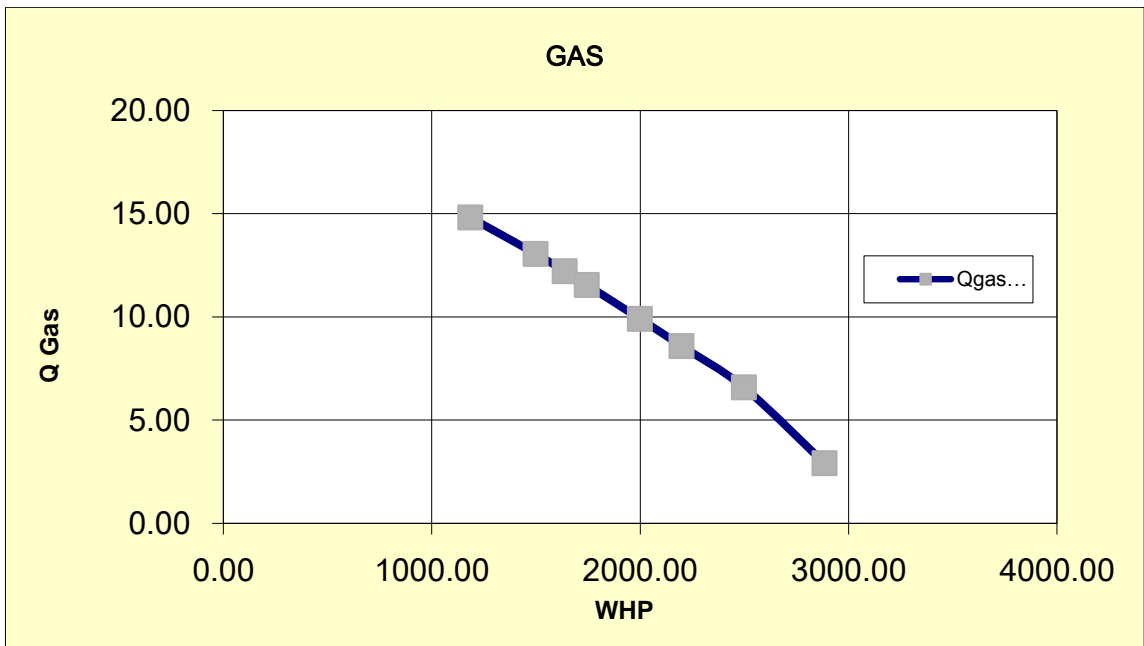
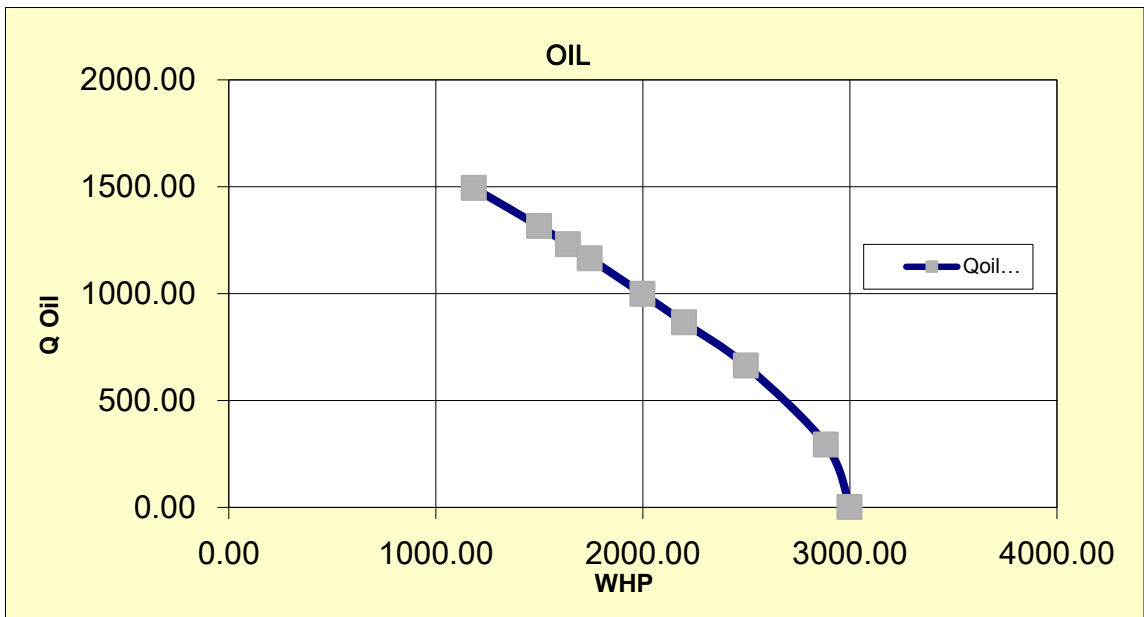




IPR POZO UIS 4

CAMPO PAUTO- POZO 2

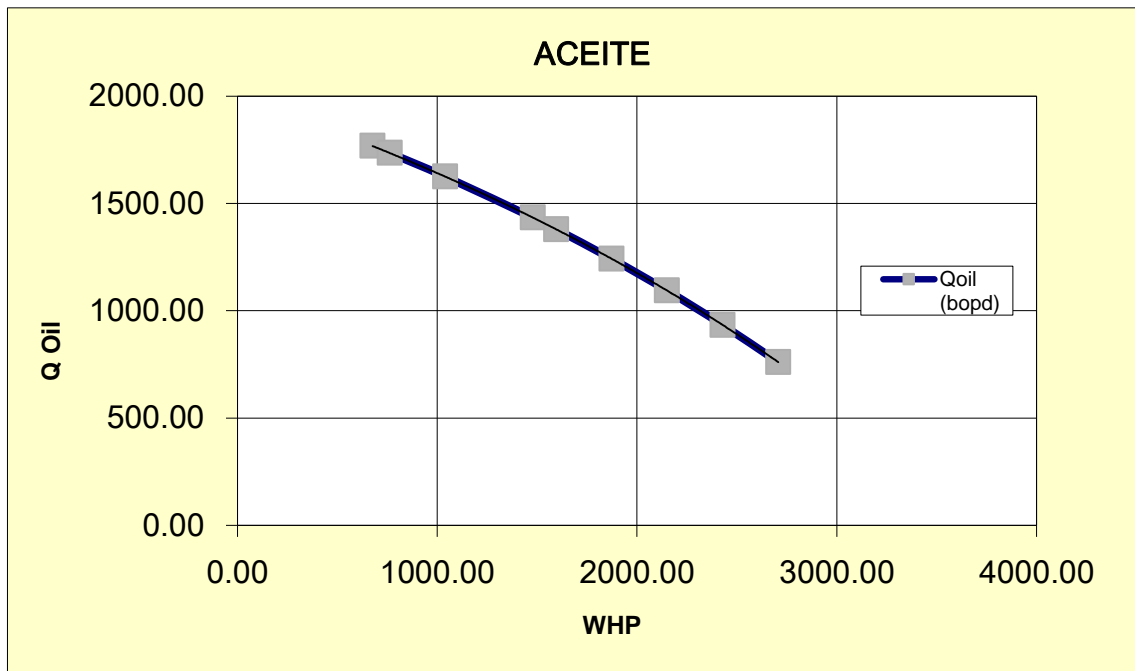
IPR POZO UIS 4						
WHFP (psig)	Qoil (bopd)	GOR (scf/bls)	BS&W (%)	BHFP (psig)	Qgas (MMscfd)	Q water (bwpd)
1185.30	1492.62	9919.47	1.28%	2317.56	14.81	19.28
1500.00	1315.03	9919.20	1.28%	2809.94	13.04	16.98
1639.00	1230.11	9919.41	1.28%	3035.71	12.20	15.89
1745.00	1163.39	9919.33	1.28%	3210.18	11.54	15.03
2000.00	998.07	9919.18	1.28%	3635.11	9.90	12.89
2200.00	864.63	9919.90	1.28%	3971.14	8.58	11.17
2499.30	662.43	9919.60	1.27%	4474.63	6.57	8.56
2885.30	292.27	9918.84	1.28%	5197.82	2.90	3.78

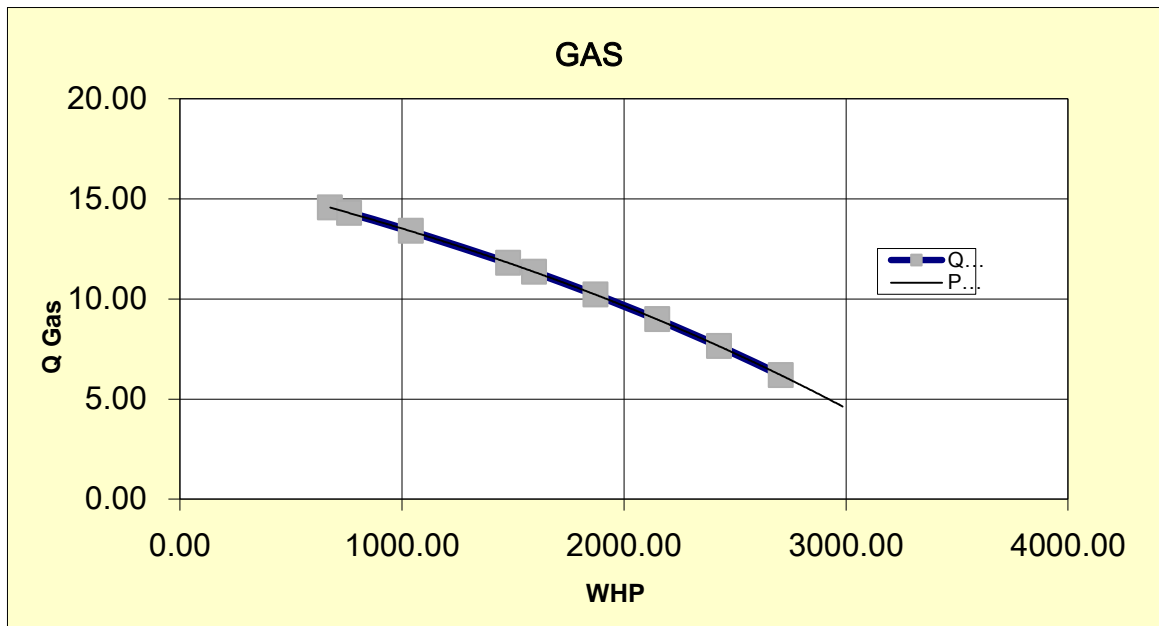


IPR POZO UIS 5

CAMPO PAUTO- POZO 3

IPR POZO UIS 5						
WHFP (psig)	Qoil (bopd)	GOR (scf/bls)	BS&W (%)	BHFP (psig)	Qgas (MMscfd)	Q water (bwpd)
677.00	1767.49	8239.23	0.21%	1595.28	14.56	3.64
763.30	1734.84	8238.95	0.21%	1718.39	14.29	3.58
1040.86	1624.86	8237.34	0.21%	2148.71	13.38	3.35
1480.00	1433.67	8231.47	0.21%	2884.24	11.80	2.97
1596.30	1379.14	8228.89	0.21%	3083.62	11.35	2.86
1873.30	1242.08	8220.10	0.21%	3559.24	10.21	2.59
2151.30	1093.63	8205.80	0.21%	4029.10	8.97	2.30
2429.30	933.38	8182.35	0.21%	4488.52	7.64	1.99
2707.30	760.47	8142.17	0.22%	4945.74	6.19	1.66

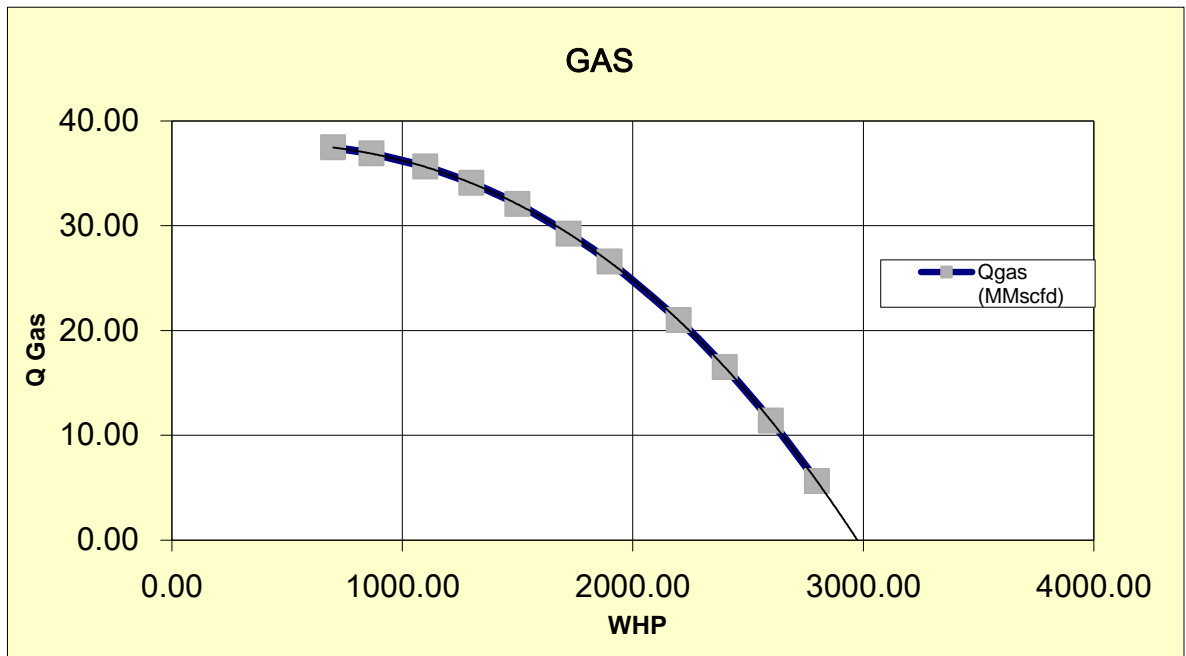
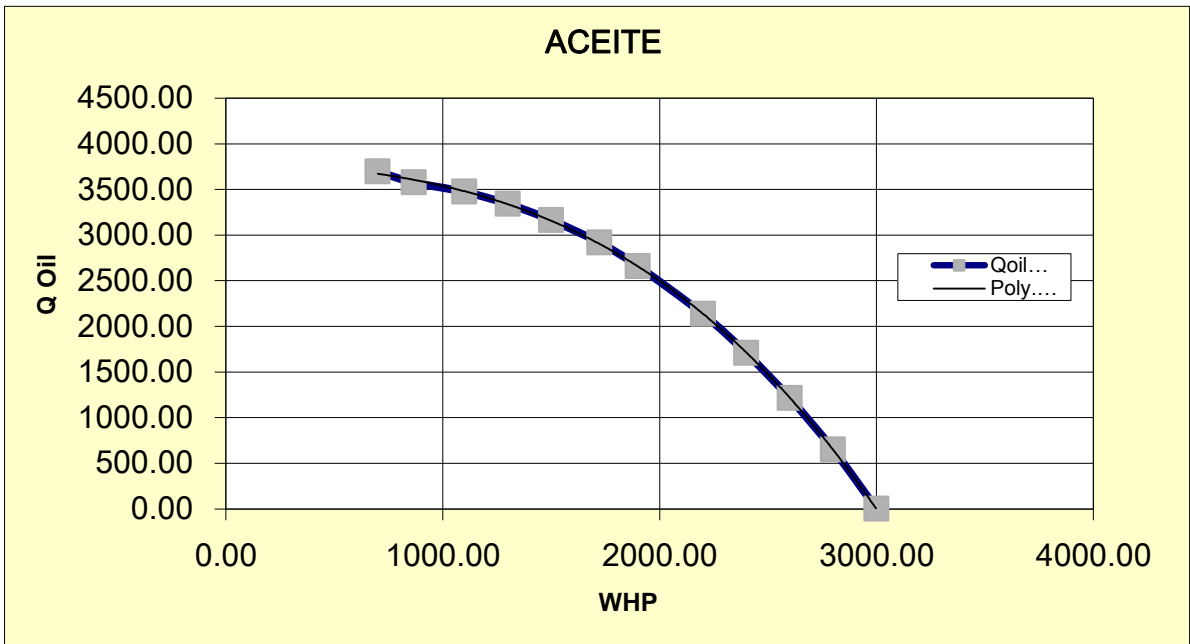




IPR POZO UIS 6

CAMPO PAUTO- POZO 4

IPR POZO UIS 6						
WHFP (psig)	Qoil (bopd)	GOR (scf/bls)	BS&W (%)	BHFP (psig)	Qgas (MMscfd)	Q water (bwpd)
700.00	3694.99	10137.56	16.23%	2247.66	37.46	716.05
867.00	3575.72	10313.58	15.84%	2407.63	36.88	672.81
1100.00	3473.42	10252.56	14.96%	2647.01	35.61	611.15
1300.00	3341.20	10194.85	14.28%	2867.53	34.06	556.44
1500.00	3163.94	10131.40	13.64%	3101.93	32.06	499.57
1723.00	2916.00	10018.18	12.93%	3379.67	29.21	433.01
1900.00	2659.00	9978.20	12.43%	3612.42	26.53	377.40
2200.00	2133.63	9816.20	11.47%	4031.75	20.94	276.47
2400.00	1706.39	9652.15	10.67%	4328.68	16.47	203.84
2600.00	1213.09	9364.56	9.43%	4639.49	11.36	126.36
2800.00	649.91	8587.60	6.28%	4964.20	5.58	43.54



ANEXO B. NOMENCLATURA Y SUBÍNDICES

B_o = Aceite FVF, RB/STB

B_{gd} = Gas Seco FVF cf/scf

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

k_{rg} = Permeabilidad relativa al gas

q_g = Caudal de gas, scf/D

R_s = GOR en solución, SCF/STB

R_{sgw} = Razón agua gas en solución, scf/STB

R_p = GOR producción, scf/STB (q_g / q_o)

R_{pgw} = Relación agua gas de producción, scf/STB

R_{pow} = Relación agua aceite de producción, STB/STB

S = Daño

SSL = Línea recta semilogarítmica

SOC = Saturación de aceite crítico

X_e = a = Amplitud del yacimiento, ft

m_P = Función Pseudopresión, $MMpsia^2/cp$

μ_o = Viscosidad del aceite, cp

μ_g = Viscosidad del gas, cp

Subíndices

g = Gas

o = Aceite

w = Agua

r = Relativa

e = Efectivo

z = Dirección z

x = Dirección x

y = Dirección y

Meas = Medición

w = Cara de pozo (En ecuaciones de pruebas de pozo)

cor = Corregido

b = Burbuja

d = Rocío

trans = Transiente

sp = Fase única

wf = Fluyendo en cara de pozo

s = Cierre

t = total

g1,o = Fase de gas usando la permeabilidad efectiva del aceite

g1,g = Fase de gas usando la permeabilidad efectiva del gas

o1,o = Fase de aceite usando la permeabilidad efectiva del aceite

o1,g = Fase de aceite usando la permeabilidad efectiva del gas

**ANEXO C: INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS (IPR) PARA LOS
POZOS DE LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO USANDO MÉTODO TEÓRICO.**

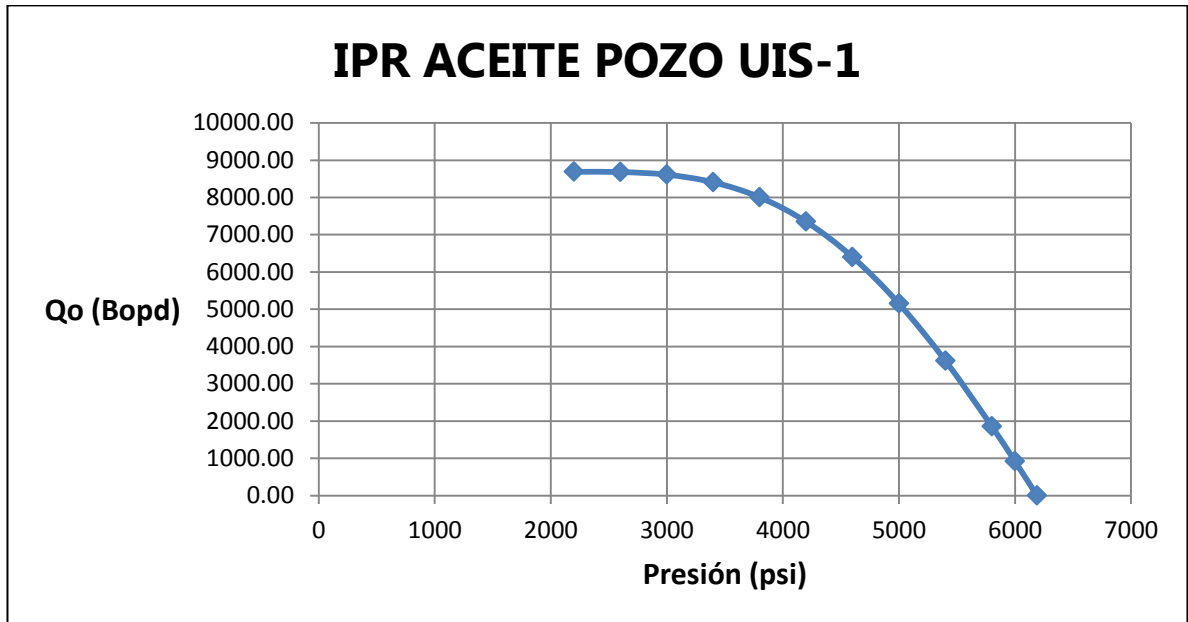
IPR MODELO TEÓRICO POZO UIS 1.

CAMPO FLOREÑA - POZO 1.

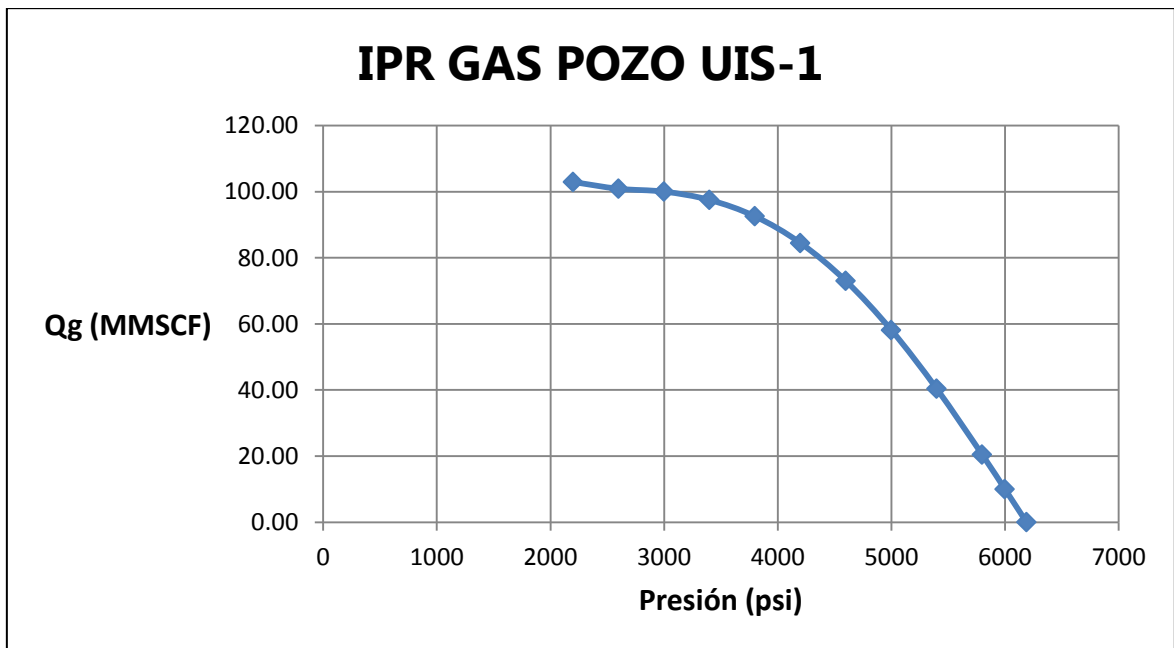
PRESIÓN-CAUDAL MODELO TEÓRICO IPR.

P [psi]	Qg (MMSCF)	Qo (Bopd)
2200	102.92	8687.15
2600	100.89	8682.65
3000	100.02	8611.03
3400	97.51	8407.26
3800	92.54	8005.33
4200	84.47	7348.80
4600	72.99	6400.52
5000	58.14	5150.06
5400	40.36	3618.23
5800	20.43	1857.97
6000	10.00	916.76
6190	0.00	0.00

IPR ACEITE POZO UIS 1.



IPR GAS POZO UIS 1.



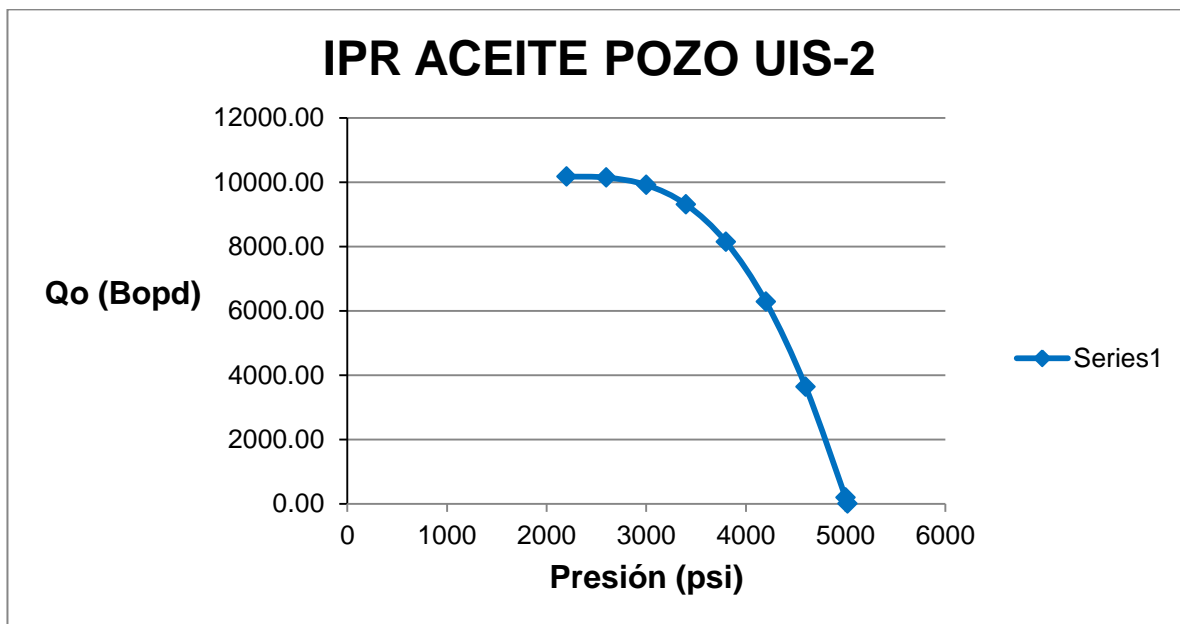
IPR MODELO TEÓRICO POZO UIS 2.

CAMPO FLOREÑA - POZO 2.

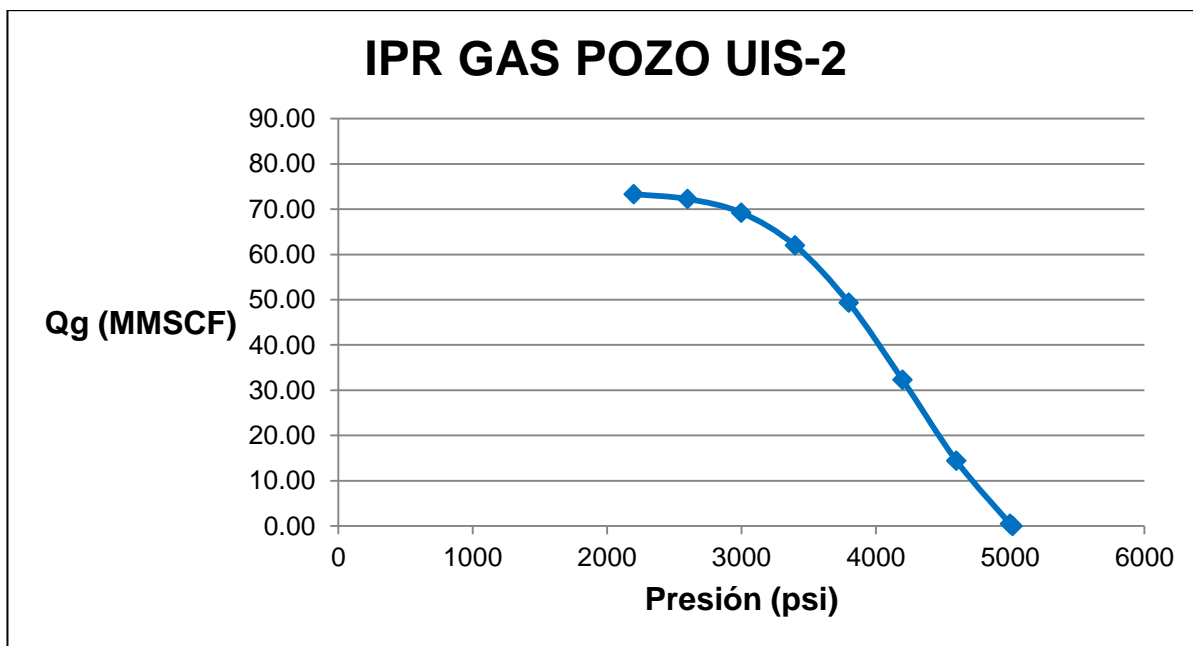
PRESIÓN-CAUDAL MODELO TEÓRICO IPR.

P [psi]	Qg (MMSCF)	Qo (Bopd)
2200	73.32	10180.08
2600	72.24	10147.66
3000	69.22	9916.68
3400	61.97	9308.42
3800	49.30	8145.61
4200	32.26	6282.98
4600	14.43	3634.40
5000	0.51	193.08
5020.13	0.00	0.00

IPR ACEITE POZO UIS 2.



IPR GAS POZO UIS 2.



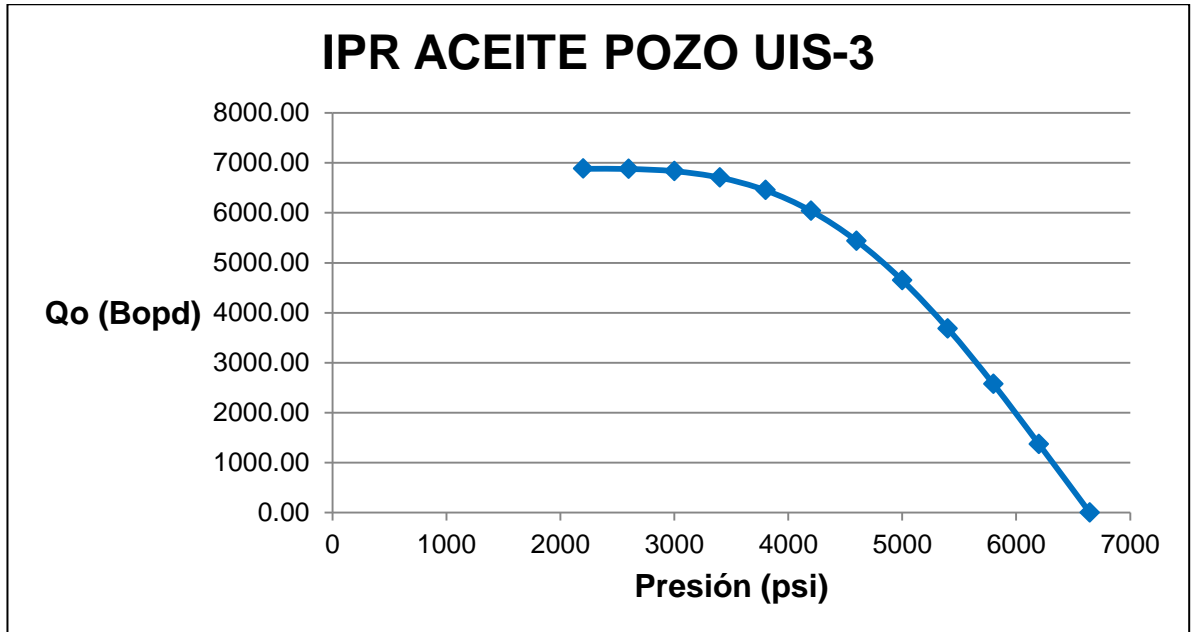
IPR MODELO TEÓRICO POZO UIS 3.

CAMPO PAUTO - POZO 1.

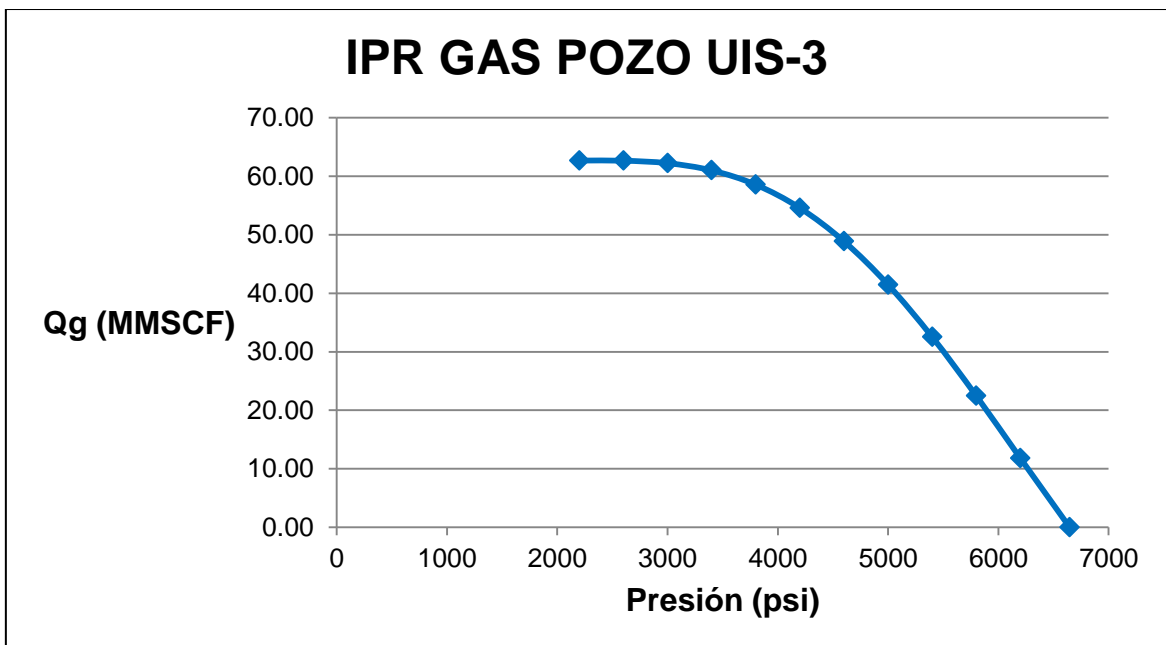
PRESIÓN-CAUDAL MODELO TEÓRICO IPR.

P [psi]	Qg (MMSCF)	Qo (Bopd)
2200	62.67	6881.10
2600	62.65	6878.25
3000	62.23	6833.08
3400	61.00	6704.58
3800	58.56	6451.08
4200	54.57	6036.94
4600	48.86	5438.67
5000	41.45	4649.63
5400	32.52	3682.90
5800	22.45	2571.83
6200	11.78	1368.40
6646	0.00	0.00

IPR ACEITE POZO UIS 3.



IPR GAS POZO UIS 3.



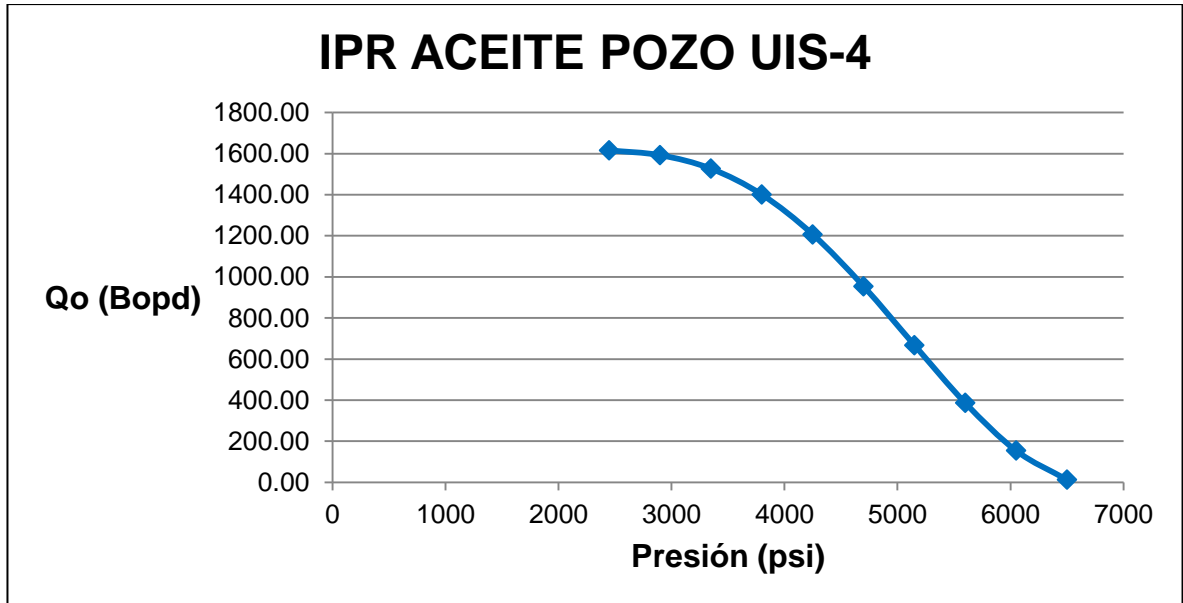
IPR MODELO TEÓRICO POZO UIS 4.

CAMPO PAUTO - POZO 2.

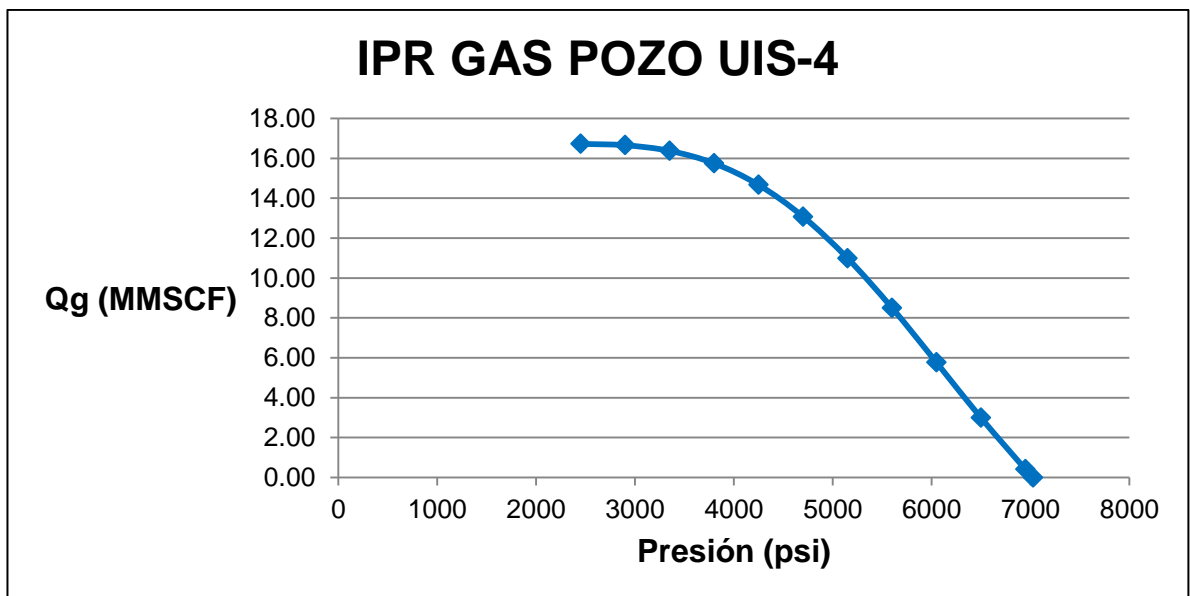
PRESIÓN-CAUDAL MODELO TEÓRICO IPR.

P [psi]	Qg (MMSCF)	Qo (Bopd)
2450	16.73	1615.81
2900	16.66	1592.35
3350	16.38	1526.60
3800	15.75	1400.45
4250	14.67	1206.75
4700	13.08	954.09
5150	10.99	667.72
5600	8.50	386.17
6050	5.76	154.06
6500	2.99	12.77
6950	0.40	9.15
7027	0.00	0.00

IPR ACEITE POZO UIS 4.



IPR GAS POZO UIS 4.



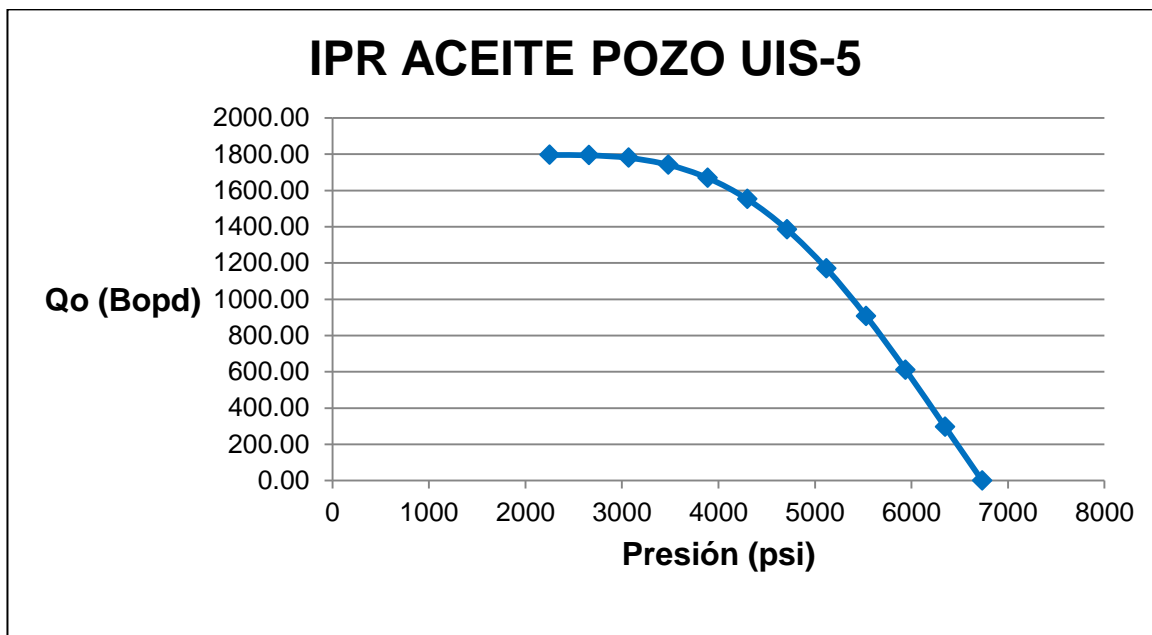
IPR MODELO TEÓRICO POZO UIS 5.

CAMPO PAUTO - POZO 3.

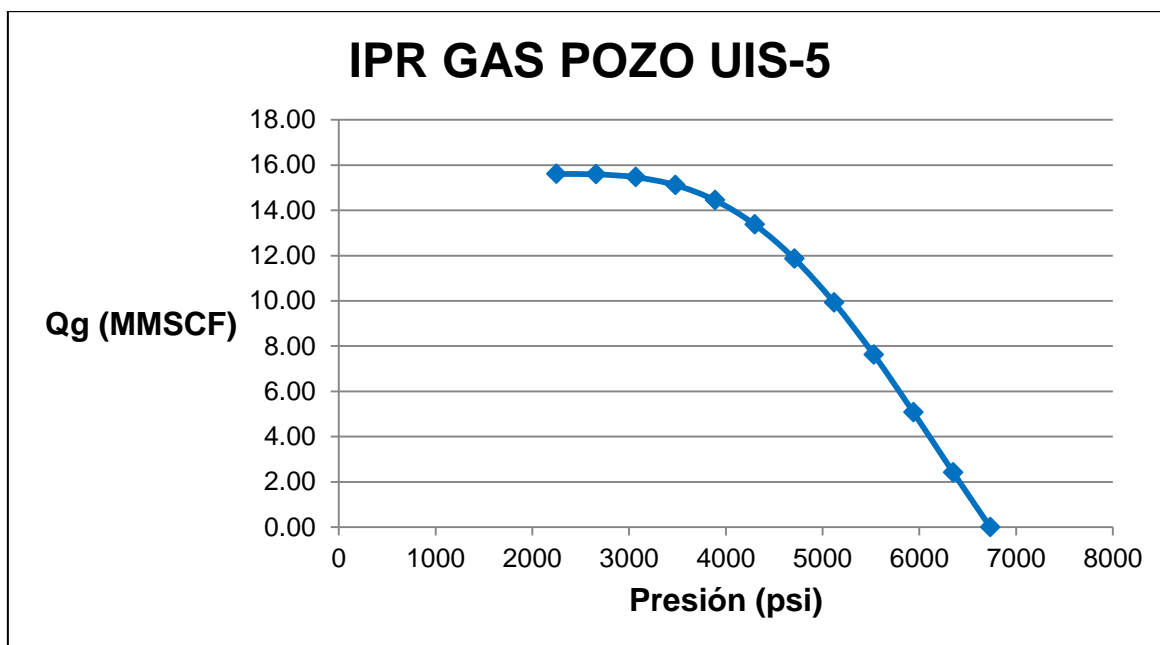
PRESIÓN-CAUDAL MODELO TEÓRICO IPR.

P [psi]	Qg (MMSCF)	Qo (Bopd)
2250	15.60	1795.92
2660	15.59	1794.23
3070	15.46	1779.94
3480	15.11	1741.88
3890	14.44	1668.95
4300	13.37	1552.01
4710	11.85	1385.58
5120	9.92	1169.04
5530	7.62	907.32
5940	5.07	610.93
6350	2.42	295.32
6733	0.00	0.00

IPR ACEITE POZO UIS 5.



IPR GAS POZO UIS 5.



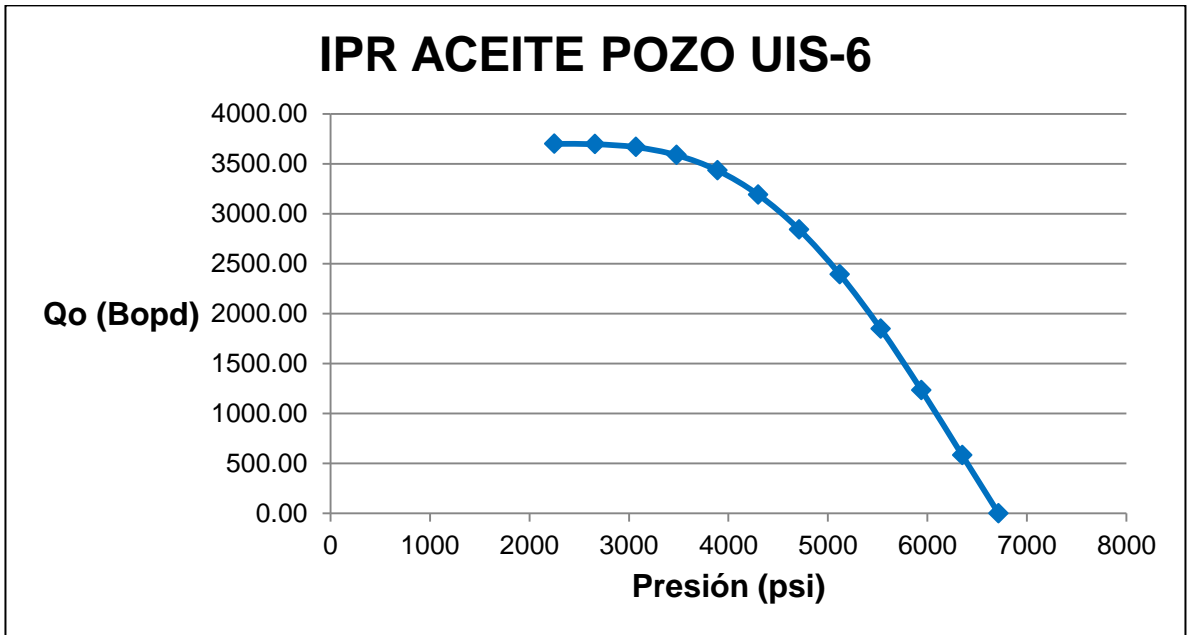
IPR MODELO TEÓRICO POZO UIS 6.

CAMPO PAUTO - POZO 3.

PRESIÓN-CAUDAL MODELO TEÓRICO IPR.

P [psi]	Qg (MMSCF)	Qo (Bopd)
2250	43.60	3701.01
2660	43.56	3697.54
3070	43.19	3667.57
3480	42.18	3587.73
3890	40.25	3434.98
4300	37.16	3190.52
4710	32.85	2843.26
5120	27.35	2392.36
5530	20.87	1848.53
5940	13.72	1234.02
6350	6.34	581.20
6715	0.00	0.00

IPR ACEITE POZO UIS 6.



IPR GAS POZO UIS 6.

