



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Aspectos Fundamentales de la
Asignación y Distribución de
Hidrocarburos

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Adriel Garces Figueroa

DIRECTOR DE TESIS

M.C. Ulises Neri Flores



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

Primeramente, a Dios por permitirme terminar una etapa más en mi vida.

A mis padres Emilia y Edilberto por haberme ayudado en todas las circunstancias y haberme guiado para alcanzar mis metas, gracias por todo su amor, comprensión y esfuerzo que en todo momento me brindaron y a mi hermana Madian por ayudarme a concluir esta etapa.

A toda mi familia en general por sus buenos y sabios consejos en los momentos cuando más lo necesite y que, a pesar de la distancia, siempre estuvieron conmigo de corazón.

A mis amigos universitarios, Juan, Karen, Jacqueline, Bruno, Diego, Christian, Ahmed, Alberto, Elischeva, Daniel, Alexis, Christian, Javier, Mauricio, Jorge, Lucero, Luz, Giovanni, Julio, Fabián, Luis, Elvis, Gelacio, y a todos aquellos que me han acompañado en esta vida.

A mis profesores por todo el tiempo que dedicaron a mi formación personal y laboral y especialmente a mis sinodales M.C. Ulises Neri Flores, Ing. Juan Ignacio Ramírez García, Ing. Oswaldo David López Hernández, M.C. José Ángel Gómez Cabrera e Ing. María Guadalupe Manzo Martínez por sus sabios consejos para la elaboración de este trabajo.

A aquellas personas que me ofrecieron su ayuda para la realización de esta tesis, Roger, Miguel, Álvaro, por los conocimientos que me transmitieron.

Contenido

Agradecimientos.....	i
Contenido.....	ii
Índice de Tablas.....	iv
Índice de Figuras.....	vi
Objetivo.....	vii
Justificación.....	viii
Resumen.....	ix
Introducción.....	1
Capítulo 1. Conceptos Generales.....	11
1.1 Yacimiento.....	12
1.2 Pozo.....	16
1.3 Tubería de descarga.....	17
1.4 Estranguladores.....	18
1.5 Separadores.....	19
1.6 Tanques de almacenamiento.....	22
1.7 Medidores de flujo.....	23
1.8 Puntos de Medición.....	27
Capítulo 2. Relación de las corrientes monofásicas y la asignación de hidrocarburos.....	31
2.1 Separadores de prueba.....	32
2.2 Medición de líquido.....	34
2.3 Medidores de desplazamiento positivo.....	38
2.4 Medidores tipo turbina.....	39
2.5 Medidores de presión diferencial.....	40
2.6 Medidor tipo coriolis.....	40
2.7 Medidores ultrasónicos.....	42
2.7 Calibración de los medidores.....	43
2.8 Calidad de líquidos.....	44
Capítulo 3. Relación de las corrientes multifásicas y la asignación de hidrocarburos.....	47
3.1 Selección del medidor multifásico.....	48
3.2 Aplicaciones de los medidores multifásicos.....	49
3.3 Técnicas de los sistemas de medición de flujo multifásico.....	53

3.4 Categoría de los medidores	54
3.5 Calibración de los medidores multifásicos	55
3.6 Caracterización de los fluidos multifásicos.....	57
3.7 Incertidumbre en la medición multifásica	59
Capítulo 4. Asignación y distribución de hidrocarburos	63
4.1 Visualización del proceso de asignación.....	64
4.2 Necesidades del proceso de asignación	67
4.3 Tipo de balances.....	68
4.4 Inferencia del caudal	69
4.5 Factores que impactan en la medición.....	75
4.6 Factor de asignación.....	76
4.7 Niveles de asignación	77
4.8 Métodos de asignación	78
Capítulo 5. Ejemplo práctico de asignación y distribución de hidrocarburos	92
5.1 Datos de producción	94
5.2 Pruebas de pozo	96
5.3 Análisis y asignación de la producción.....	98
5.4 Comparativa de resultados	106
Conclusiones y Recomendaciones	109
Conclusiones	110
Recomendaciones	111
Anexos	112
Anexo A	113
Anexo B	124
Anexo C	130
Anexo D	136
Anexo E	137
Nomenclatura	138
Bibliografía	141

Índice de Tablas

Tabla 1. Incertidumbre en los puntos de medición	29
Tabla 2. Elementos del esquema típico de medición para un sistema de flujo	35
Tabla 3. Técnicas empleadas para inferir los parámetros	54
Tabla 4. Efecto de las influencias en la medición	62
Tabla 5. Ventajas y desventajas de los tipos de balance	69
Tabla 6. Patrones de flujo en tuberías horizontales y verticales	73
Tabla 7. Correlaciones para tuberías horizontales y verticales	73
Tabla 8. Factores que afectan a los medidores	76
Tabla 9. Valor comercial total del ejemplo COVA	90
Tabla 10. Compensación monetaria del ejemplo COVA	91
Tabla 11. Compensación por producto del ejemplo COVA	91
Tabla 12. Producción registrada por los sistemas de medición	96
Tabla 13. Datos de pruebas de pozo del campo A	97
Tabla 14. Datos de pruebas de pozo del campo B	97
Tabla 15. Datos de pruebas de pozo del campo C	98
Tabla 16. Datos de pruebas de pozo del campo D.	98
Tabla 17. Producción estimada de los campos	99
Tabla 18. Producción estimada diaria por campo	100
Tabla 19. Producción diaria total de los sistemas de medición	100
Tabla 20. Producción asignada por pozo	100
Tabla 21. Diferencia entre la producción estimada y asignada	100
Tabla 22. Comparativa económica del caso 1	101
Tabla 23. Producción diaria total de los sistemas de medición	101
Tabla 24. Producción asignada por pozo del caso 2	102
Tabla 25. Diferencia entre la producción estimada y asignada del caso 2	102
Tabla 26. Comparativa económica del caso 2	103
Tabla 27. Incertidumbre asociada a los sistemas de medición	104
Tabla 28. Producción asignada por pozo del caso 3	106
Tabla 29. Diferencia entre la producción estimada y asignada del caso 3	106
Tabla 30. Comparativa económica del caso 3	106
Tabla 31. Comparativa entre los diferentes casos	108
Tabla 32. Desglose de la producción estimada del campo A	113
Tabla 33. Desglose de la producción asignada del campo A	114
Tabla 34. Desglose de la producción estimada del campo B	115
Tabla 35. Desglose de la producción estimada del campo B (continuación)	116
Tabla 36. Desglose de la producción asignada del campo B	117
Tabla 37. Desglose de la producción asignada del campo B (continuación)	118
Tabla 38. Desglose de la producción estimada del campo C	119

Tabla 39. Desglose de la producción estimada del campo C (continuación).....	120
Tabla 40. Desglose de la producción asignada del campo C.....	121
Tabla 41. Desglose de la producción asignada del campo C (continuación).....	122
Tabla 42. Desglose de la producción del campo D.....	123
Tabla 43. Desglose de la producción asignada del campo D.....	123
Tabla 44. Desglose de la producción medida del campo E.....	123
Tabla 45. Desglose de la producción estimada del campo E.....	123
Tabla 46. Desglose de la producción asignada del campo A.....	124
Tabla 47. Desglose de la producción asignada del campo B.....	125
Tabla 48. Desglose de la producción asignada del campo B (continuación).....	126
Tabla 49. Desglose de la producción asignada del campo C.....	127
Tabla 50. Desglose de la producción asignada del campo C (continuación).....	128
Tabla 51. Desglose de la producción asignada del campo E.....	129
Tabla 52. Desglose de la producción asignada del campo D.....	129
Tabla 53. Desglose de la producción asignada del campo A.....	130
Tabla 54. Desglose de la producción asignada del campo B.....	131
Tabla 55. Desglose de la producción asignada del campo B (continuación).....	132
Tabla 56. Desglose de la producción asignada del campo C.....	133
Tabla 57. Desglose de la producción asignada del campo C (continuación).....	134
Tabla 58. Desglose de la producción asignada del campo D.....	135
Tabla 59. Desglose de la producción asignada del campo E.....	135
Tabla 60. Factor de asignación de los campos A, B, C, D y E.....	136
Tabla 61. Diferencias de medición de los diferentes casos.....	137

Índice de Figuras

Figura 1. Clasificación de la industria petrolera.....	2
Figura 2. Etapas de la producción.....	2
Figura 3. La medición y la producción.....	3
Figura 4. Tipos de mediciones.....	4
Figura 5. Proceso general de asignación.....	5
Figura 6. Valores en el proceso de asignación.....	6
Figura 7. Ejemplo de limitantes de instalaciones.....	7
Figura 8. Aspectos que dan origen a la asignación.....	7
Figura 9. Puntos de medición y comportamiento de fases.....	9
Figura 10. Determinación de la producción y punto de mezcla de corrientes.....	10
Figura 11. Sistema integral de producción.....	12
Figura 12. Yacimiento de acuerdo al tipo de trampa.....	15
Figura 13. Distribución de los accesorios del pozo.....	17
Figura 14. Diseño típico del separador trifásico horizontal.....	21
Figura 15. Etapas de separación.....	22
Figura 16. Disposición de los medidores en la primera ruta.....	26
Figura 17. Rutas para diseñar un medidor multifásico.....	26
Figura 18. Disposición de los medidores en la segunda ruta.....	27
Figura 19. Diferencia de velocidades entre las fases.....	27
Figura 19. Esquema típico de medición para un sistema de flujo.....	35
Figura 20. Condiciones de operación.....	36
Figura 21. Efecto de la viscosidad en los medidores de desplazamiento positivo.....	37
Figura 22. Medición de crudo LACT.....	41
Figura 23. Medidores multifásicos y las etapas de separación.....	51
Figura 24. Reemplazo del separador de prueba por medidores multifásicos.....	52
Figura 25. Incremento de las pruebas de pozo mediante separadores de prueba y medidores multifásicos.....	52
Figura 26. Uso de medidores multifásicos con separación parcial.....	55
Figura 27. Panorama general de incertidumbre del sistema de medición.....	60
Figura 28. Puntos clave del proceso de asignación.....	65
Figura 29. Pasos para desarrollar el proceso de asignación.....	66
Figura 30. Curvas de demanda (Vertical Lift Performance).....	74
Figura 31. Curva IPR / VLP.....	74
Figura 32. Esquema de asignación por diferencia.....	80
Figura 33. Diagrama de distribución de los campos y sus pozos.....	94

Objetivo

Conocer el proceso de asignación de hidrocarburos como aplicación directa a la medición, la relación que tiene con los fluidos producidos en volumen y calidad, el desempeño de los medidores para poder asignar los hidrocarburos a los diferentes niveles (pozos, yacimientos, campos, áreas), así como los principales métodos de asignación.

Justificación

La medición de hidrocarburos permite cuantificar los volúmenes extraídos del yacimiento, no obstante, el proceso se torna complicado cuando en un mismo proyecto se involucran dos o más usuarios para extraer los fluidos y se requiere determinar el volumen que le corresponde a cada parte (asignación) según los diferentes criterios empleados para asignar la producción entre los usuarios, considerando la cantidad y calidad de los mismos.

Recientemente en México se ha empezado a implementar el proceso de asignación, sin embargo, el acceso a este tipo de información es difícil, considerando lo anterior, esta tesis pretende recopilar la información más relevante en el proceso de asignación de hidrocarburos a los diferentes niveles propuestos.

Resumen

A lo largo del Sistema Integral de Producción ocurren diferentes procesos que están a bajo la supervisión de diferentes áreas especializadas, las cuales se encargan entre otras cosas, de maximizar y hacer el proceso más eficiente evitando pérdidas.

Una de las áreas especializadas en el desarrollo de un campo, es la medición de hidrocarburos. Esta se encarga de cuantificar los volúmenes extraídos del yacimiento a partir de diferentes métodos, medidores o en su defecto al inferir tales cantidades. Lo ideal sería que cada pozo tuviera una manera directa de medir su producción, sin embargo, esto no siempre es posible debido a los altos costos de los instrumentos de medida y su entorno operacional.

El costo de los instrumentos de medición no es la única limitante que se encuentra en las instalaciones, la configuración de las redes de transporte y recolección se basan en compartir infraestructura que permita conjuntar la producción de diferentes pozos en una sola corriente para facilitar su transporte hasta los puntos de procesamiento y después a los puntos de venta.

Considerando que las corrientes se mezclan y que la mayoría de los pozos no tienen medición directa, debe de existir algún proceso que permita conocer los volúmenes producidos, si bien a nivel de pozo individual no se puede, que sea a un conjunto de pozos, a nivel de yacimiento o de campo. La cuantificación se realiza mediante medidores (monofásicos o multifásicos) que estiman los volúmenes manejados, estos a su vez deberían ser soportados mediante pruebas con separadores de prueba, aforos, análisis nodal o cualquier otra herramienta o método que permita validar la producción de los pozos.

La comparación entre los datos del medidor y la inferencia del caudal, permitirán realizar un ajuste a la producción de los mismos pozos, para tener un control más riguroso de la producción a nivel de pozo, siendo este último el caso ideal. Estos

ajustes abarcan métodos muy sencillos como asignar la producción mediante diferencias o hasta métodos que conllevan la simulación del proceso mediante software comercial.

Esta comparación o ajuste permite conocer el origen de los fluidos producidos, como rastreo de tales volúmenes, este control de la producción permitirá incrementar las reservas y los factores de recuperación del yacimiento o campo o proyecto, por lo tanto, la medición de los hidrocarburos es una de las áreas más críticas de la Industria Petrolera.

La asignación de hidrocarburos debería ser un proceso sencillo, no obstante se vuelve complicado cuando no se tiene el control adecuado de los equipos, personal y procedimientos, por esto, la asignación de hidrocarburos se ha convertido en tema de estudio a nivel mundial, como resultado se han creado guías que permiten tener un acercamiento a este proceso, considerando que se basen en datos confiables de medición tanto en cantidad como en calidad y en principios morales como justo, equitativo y transparente.

Introducción

La industria petrolera se divide en procesos con la finalidad de que cada uno sea lo más eficiente posible, de manera general se puede clasificar de la siguiente manera:

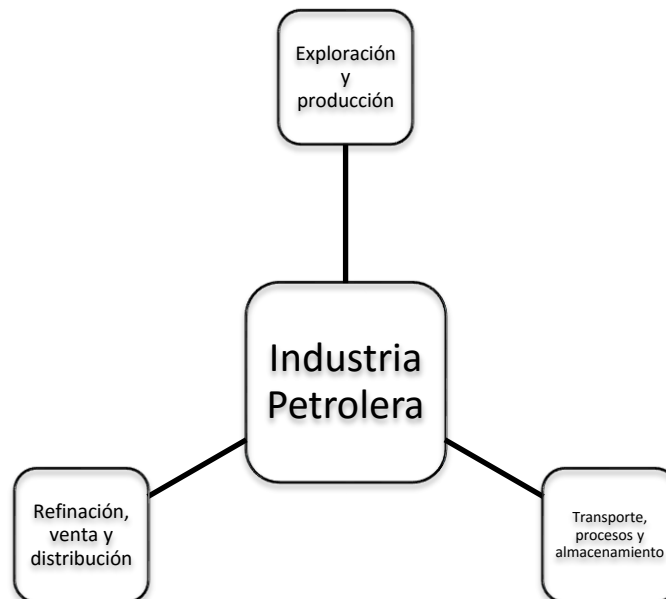


Figura 1. Clasificación de la industria petrolera

Cada una de las ramas tiene a su vez diferentes sub clasificaciones las cuales se dividen según las actividades que se desarrollen. La parte de exploración y producción se conoce como “upstream” y abarca la exploración, perforación y extracción de hidrocarburos.

La producción de hidrocarburos son todas aquellas técnicas, procesos o métodos que permiten llevar los hidrocarburos desde el subsuelo hasta la superficie. La producción de hidrocarburos se puede dividir en:

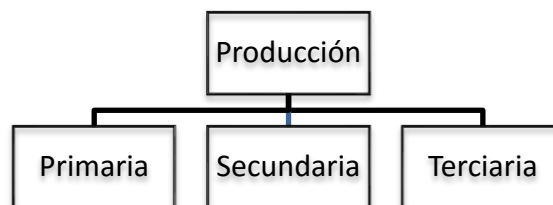


Figura 2. Etapas de producción

La parte de producción busca extraer la mayor cantidad de hidrocarburo posible evitando pérdidas de presión extra a las que se dan de manera natural en el yacimiento al desalojar los hidrocarburos del medio poroso y con la menor inversión posible. Se debe manejar la producción de manera eficiente, cuantificando los

Introducción

volúmenes que se extraen de cada pozo, yacimiento, campo, área o región. Gráficamente se puede observar el proceso de la siguiente manera:

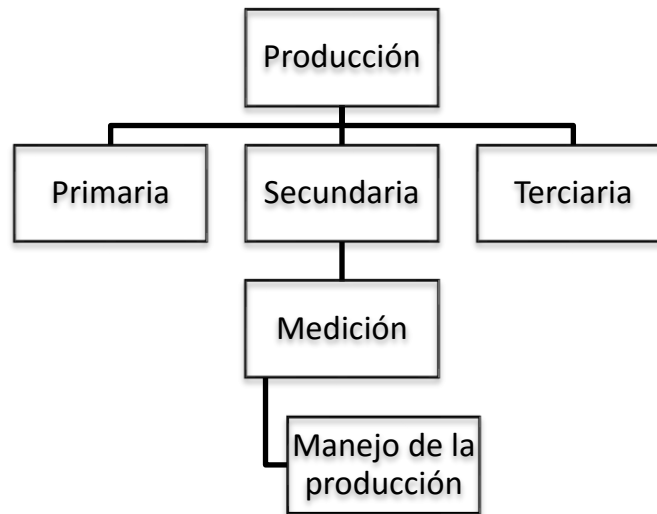


Figura 3. La medición y la producción

El manejo de la producción abarca los procesos para llevar los hidrocarburos desde la cabeza del pozo hasta las estaciones o instalaciones donde se puedan separar y medir los hidrocarburos, mientras que la medición permite cuantificar los volúmenes manejados en superficie a las condiciones de operación y, en caso de almacenamiento a condiciones atmosféricas.

En el proceso de medición existen variables que dificultan el mismo debido a las condiciones de presión y temperatura a las que están sujetos los hidrocarburos producidos. El manejo de las variables conlleva la aplicación de técnicas en conjunto con tecnología que permita inferir mediante otros datos de entrada los volúmenes extraídos de los pozos.

Hablar de medición es discutir sobre instrumentos, técnicas, computadores, comportamiento, propiedades de los fluidos y, personal entre otras cosas sin embargo, el principal objetivo de la medición es conocer la cantidad y calidad de los fluidos extraídos con la menor incertidumbre posible evitando errores tanto mecánicos como humanos.

Existen diferentes tipos de mediciones, algunas de ellas son las siguientes:

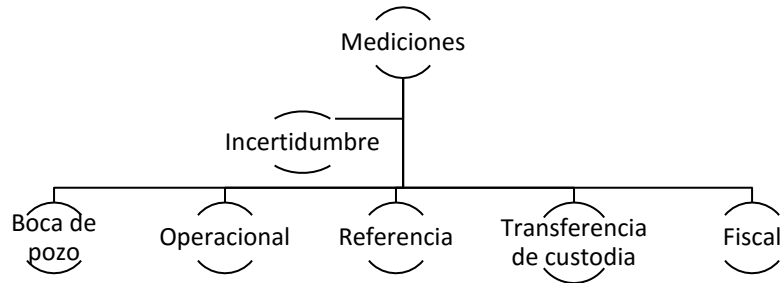


Figura 4. Tipos de mediciones

La medición tiene muchas aplicaciones en la industria debido a que en todos los procesos se requiere conocer las cantidades que se manejan; en todas y cada una de estas se considera la incertidumbre que se puede presentar debido al tipo de medidor y a los fluidos. Una de las aplicaciones que tiene la medición es la asignación y distribución de hidrocarburos, mediante técnicas, métodos y cálculos se busca asignar la producción a las partes correspondientes. De la Figura 4, la asignación de hidrocarburos puede considerarse en los puntos fiscales, de transferencia de custodia, sin embargo, se toman en consideración los demás puntos de medición para poder ajustar los datos provenientes de los medidores.

Uno de los fundamentos que tiene la asignación es rastrear el origen de la producción desde que sale del pozo hasta que llega al punto de transferencia de custodia, punto de venta o punto fiscal, determinando los ingresos e impuestos aplicables, no obstante, la medición tiene limitaciones, una de ellas es el costo de los medidores y de las instalaciones necesarias para poder cuantificar los volúmenes, estas limitaciones conllevan a que no todos los pozos tengan su propio medidor sino que, cierto número de pozos comparten algún medidor o separador para poder cuantificar el volumen extraído, considerando lo anterior, uno de los retos de la asignación es poder inferir de manera adecuada los volúmenes que aportan los pozos que no tienen un medidor propio o en su defecto alguna manera de conocer la calidad y cantidad de los fluidos producidos.

La incertidumbre en la medición está dada por muchos factores, desde el tipo de medidor, el tipo del fluido, el tipo de aplicación, el operador de medición, etc., sin embargo, como se mencionó anteriormente las condiciones de presión y

Introducción

temperatura van a regir el comportamiento del medidor, de los fluidos y de la capacidad de las instalaciones.

Presión y temperatura son las dos variables que tienen la mayor importancia a través de todo el sistema de producción, por ejemplo, las condiciones de presión y temperatura dictan el comportamiento de:

- Fluidos. Presión y temperatura permiten la liberación del gas, así como los cambios en las propiedades (viscosidad, densidad, etc.).
- Medidor. Todos tienen un intervalo de operación donde su desempeño es óptimo.
- Instalaciones. Las instalaciones de los trenes de medición deben ser capaces de soportar las condiciones de operación y sobre todo seguir las normas para la instalación adecuada del medidor.

Cuando se mide en volumen, se tienen que realizar correcciones debido a la presión y temperatura, estas se realizan en los medidores, comúnmente denominados factores de corrección.

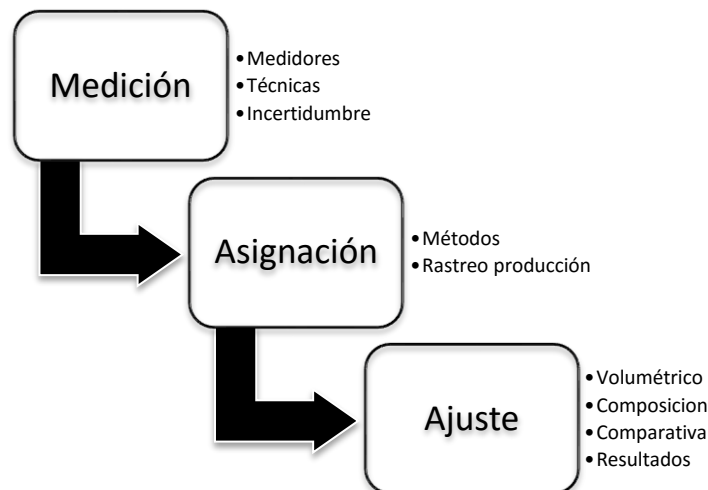
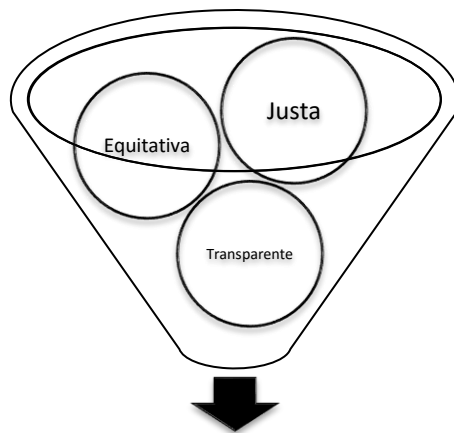


Figura 5. Proceso general de asignación

Como se muestra en la Figura 5, la asignación de hidrocarburos es una aplicación directa de la medición, a través de los diferentes puntos de medición se pueden realizar balances entre los datos de entrada y los datos de salida, comparando la información de ciertos puntos, se puede rastrear de donde proviene la producción, posteriormente distribuir los fluidos producidos a cada una de las partes

involucradas en la explotación del campo por otra parte, los medidores serán los encargados de proporcionar la información de los volúmenes manejados, a través de toda la red de producción (tuberías, separadores, tanques de almacenamiento, boyas de exportación, etc.); la asignación va a distribuir estos volúmenes mediante balances o ajustes en base a tres principios fundamentales:



Asignación y distribución de hidrocarburos

Figura 6. Valores en el proceso de asignación

Los valores anteriores permiten a cada una de las partes involucradas en la explotación del campo o los campos, recibir los volúmenes que les corresponden.

Como se mencionó anteriormente, la asignación al ser una aplicación directa de la medición, depende del proceso de medición, esto es, la calidad y cantidad de los volúmenes reportados, así como del tratamiento que reciben y de la infraestructura disponible, en el mejor de los casos por campo. La Figura 7, muestra los principales aspectos que dan origen a la asignación de hidrocarburos involucrados en el proceso de medición.

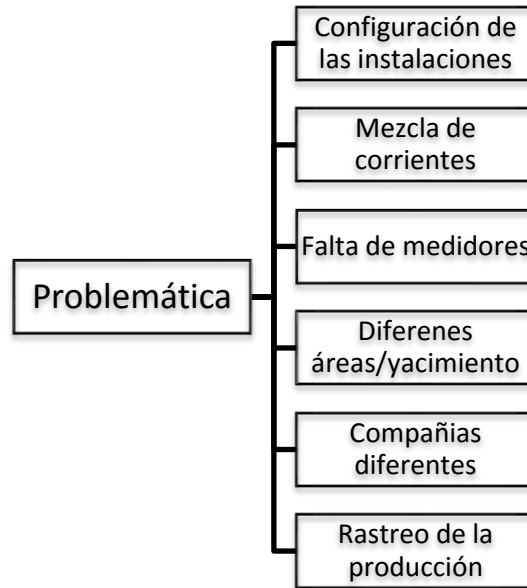


Figura 7. Aspectos que dan origen a la asignación

En la Figura 8 se esquematiza uno de los aspectos que da origen a la asignación, para este caso se considera que el bloque es un área contractual que abarca dos yacimientos diferentes, cada yacimiento tiene su infraestructura, sin embargo, ambas producciones llegan a una misma instalación de separación y procesamiento, esto indica que debe existir control sobre los fluidos contabilizando las cantidades que a su vez permitan distribuir los volúmenes correspondientes asignados a cada parte.

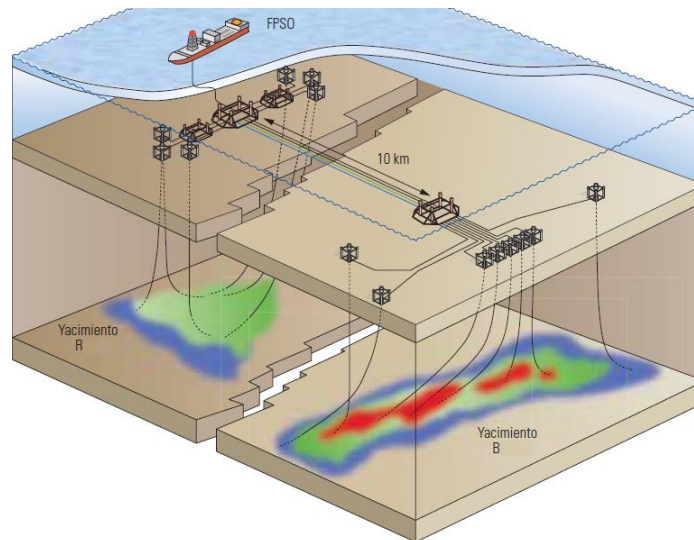


Figura 8. Ejemplo de configuración de las instalaciones

Tomando en cuenta las mejores prácticas internacionales, se han desarrollado metodologías que sirvan como ayuda o guía para poder distribuir los hidrocarburos de manera adecuada, considerando los puntos operacionales, de referencia, transferencia de custodia, pero sobre todo los puntos de venta o fiscales.

Lo anterior permite describir al proceso de asignación como un proceso integral que abarca desde las mediciones a boca de pozo hasta las mediciones realizadas en los puntos de venta, y de los procesos como el comportamiento de fases, la determinación de la producción, mediciones multifásicas y/o monofásicas y por último la asignación o ajuste realizado.

Cada uno de los procesos permite aportar datos de calidad que permitan realizar el ajuste necesario a las producciones reportadas y estas a su vez se vean reflejadas en el dato ajustado o balanceado.

El comportamiento de las fases varía conforme el fluido avanza al punto de venta, a boca de pozo presenta flujo inestable debido a las condiciones de presión y temperatura y de la cantidad de fluidos presentes en la corriente, por ello se necesitan de separadores que permitan separar las fases para estabilizarlas, además tratamientos físicos y químicos que permitan eliminar las impurezas en los fluidos para poder alcanzar las especificaciones de calidad necesarias, como se muestra en la Figura 9, las propiedades físico-químicas del fluido serán más estables conforme sólo exista una fase y entre más cercano se encuentre a un punto de venta o de almacenamiento. En casos donde lo amerite se podrán realizar mediciones multifásicas, considerando el costo/beneficio, mientras que las mediciones monofásicas serán donde sólo exista la presencia de un solo fluido.

La determinación de la producción son técnicas, ecuaciones, datos que permiten identificar la fracción del volumen total que aporta cada yacimiento, pozo, campo o área, esto también representa un reto porque no se realizan los estudios adecuados a todos los pozos periódicamente sino que se extrapolan los valores a partir de ciertos pozos seleccionados, la Figura 10 lo esquematiza considerando el punto en

Introducción

donde se mezclan las corrientes, uno de los aspectos fundamentales para realizar la asignación de hidrocarburos.

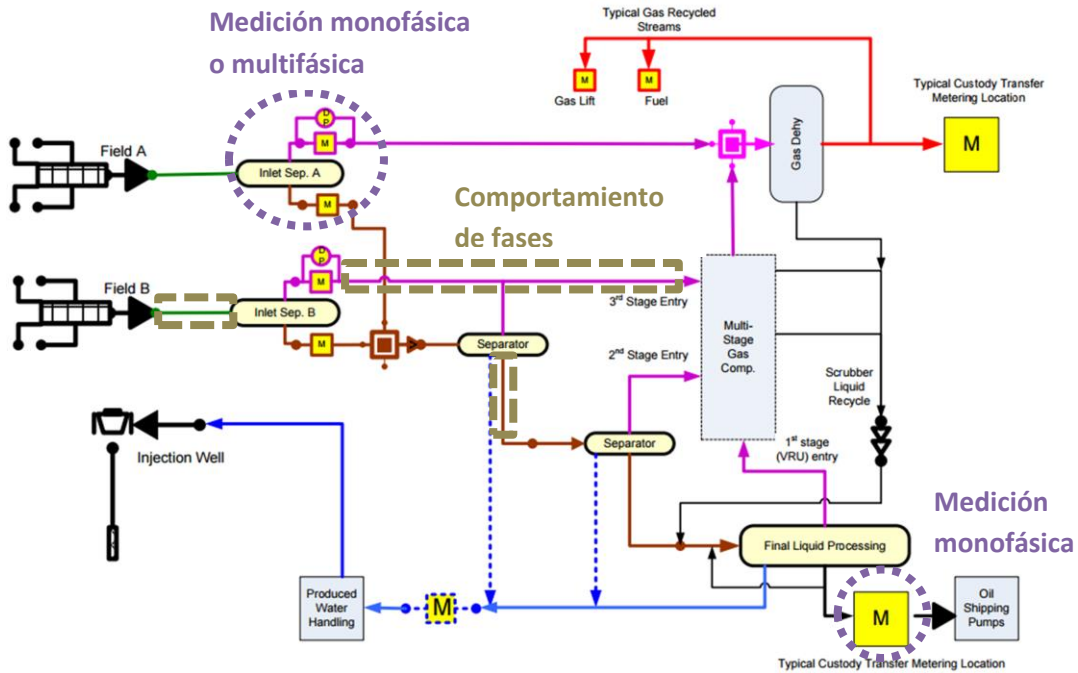


Figura 9. Puntos de medición y comportamiento de fases

Uno de los puntos clave para la asignación y que se muestra en la figura anterior, es que los hidrocarburos provenientes de cada pozo, en algún punto de las instalaciones se mezclan, dando lugar, a las técnicas que permitan conocer la calidad y cantidad de hidrocarburos que se obtiene de cada pozo, de cada conjunto de pozos o del nivel de asignación que se requiera. Las mediciones realizadas en las instalaciones en conjunto con el sistema de asignación se conjuntan en un balance o ajuste, en este se realiza la comparativa entre los datos de entrada y los datos de salida, en este caso los datos serían las mediciones realizadas o inferidas, pudiendo asignar los fluidos a sus fuentes (pozos) de origen a partir de toda la producción mezclada.

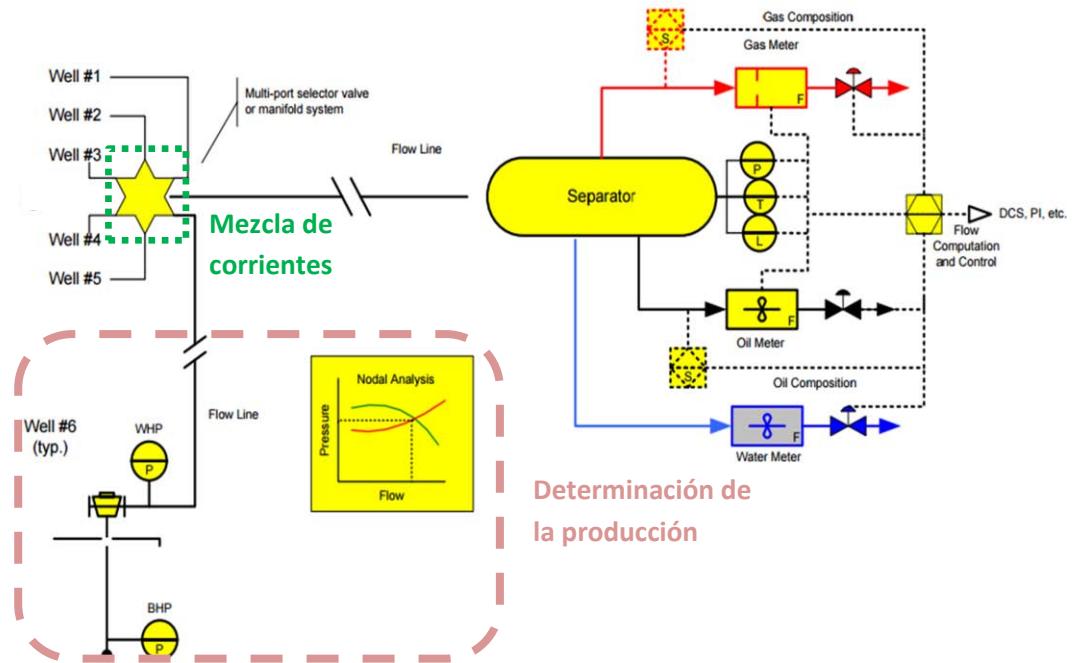


Figura 10. Determinación de la producción y punto de mezcla de corrientes

Capítulo 1. Conceptos Generales

El principal objetivo en la explotación de hidrocarburos es maximizar la producción de crudo y gas minimizando los costos, para ello se necesita entender cuáles son los elementos que integran el Sistema Integral de Producción (SIP), su funcionamiento e importancia. Como se muestra en la Figura 11, el SIP está constituido por:

- ✓ Yacimiento
- ✓ Pozos
- ✓ Tubería
- ✓ Separadores
- ✓ Ductos

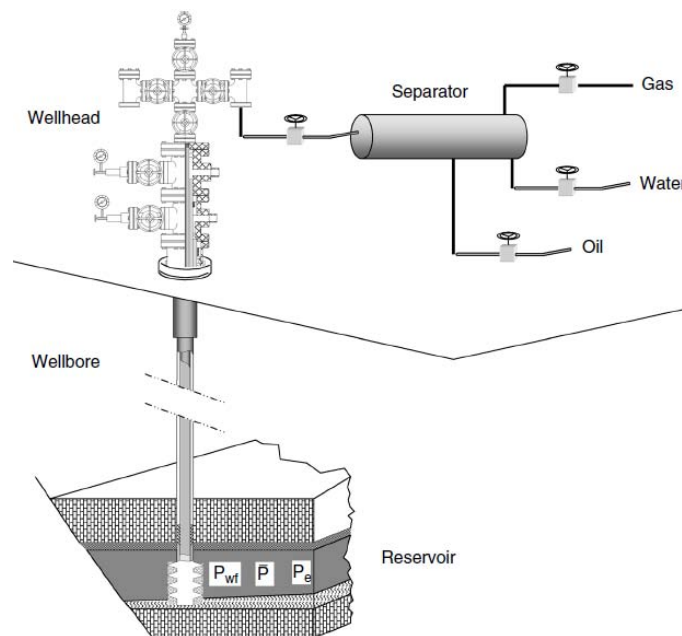


Figura 11. Sistema integral de producción

A continuación se describen las principales características del SIP.

1.1 Yacimiento

Un yacimiento es un cuerpo rocoso subterráneo que presenta porosidad y permeabilidad suficiente que permite almacenar fluidos confinados por rocas impermeables o entradas de agua. Los yacimientos se pueden clasificar de acuerdo al tipo de roca, tipo de trampa, tipo de fluidos almacenados, de acuerdo a la presión inicial, de acuerdo al tipo de empuje predominante y de acuerdo al diagrama de fase.

1.1.1 Yacimiento de acuerdo al tipo de roca

Como se mencionó antes, los yacimientos son rocas que según su función en el proceso de creación y migración de los hidrocarburos, se pueden clasificar como: i) roca generadora, ii) roca almacenadora, iii) roca sello; la roca generadora presenta un gran contenido de materia orgánica, que al descomponerse la materia orgánica durante miles de años aunado a la presión y temperatura a la que están confinados, pueden formar hidrocarburos; la roca almacenadora presenta suficiente porosidad y permeabilidad para almacenar los hidrocarburos que hayan migrado de la roca generadora; las rocas sello son un tipo de roca impermeable que no permiten el paso de fluidos a través de ella e impide que los hidrocarburos se escapen de forma natural hacia la superficie.

1.1.2 Yacimiento de acuerdo al tipo de trampa

Las trampas son configuraciones geométricas de las rocas en la que pueden quedar atrapados los hidrocarburos, las trampas pueden ser muy variadas, pero se pueden clasificar a grandes rasgos en: trampas estructurales, trampas estratigráficas y trampas mixtas.

Las trampas estructurales son originadas por procesos tectónicos, gravitacionales y de compactación, las principales trampas estructurales o las más conocidas son las trampas anticlinales, las fallas y los domos salinos. Las trampas estratigráficas se caracterizan cambios en el tipo de roca a lo largo del estrato o formación; la geometría de este tipo de trampas está relacionado con el ambiente sedimentario, algunos ejemplos son las discordancias, trampas diagenéticas, lentes de arena, entre otros. Las trampas combinadas como su nombre lo indica son combinaciones de las anteriores, por lo general son más complejas y difíciles de entender.

1.1.3 Yacimientos de acuerdo al tipo de fluidos almacenados

Los hidrocarburos presentes en las rocas se clasifican de acuerdo al tipo de fluido en conjunto con su estado, y pueden ser:

- Yacimientos de aceite y gas disuelto. Para que exista este tipo de yacimiento la presión inicial del yacimiento debe de ser mayor a la presión de burbuja.

- Yacimientos de aceite, gas disuelto y gas libre. El gas libre presente en este yacimiento se debe a que la presión inicial del yacimiento es menor a la presión de burbuja por lo que parte del gas disuelto ha sido liberado formando casquetes de gas.
- Yacimientos de gas seco. Este tipo de yacimientos solo presenta hidrocarburos en estado gaseoso.
- Yacimientos de gas húmedo. A las condiciones originales de presión, temperatura y composición se encuentra en estado gaseoso sin embargo, en la superficie se recuperan dos fases.
- Yacimientos de gas y condensado, a ciertas condiciones de presión y temperatura se van a presentar dos fases, por lo general este fenómeno ocurre en las tuberías de explotación, el fenómeno que ocurre se conoce como condensación retrógrada.

1.1.4 Yacimiento de acuerdo a la presión inicial

De acuerdo a la presión inicial del yacimiento, los yacimientos se clasifican en saturados y bajo saturados. Se llama bajo saturado si la presión inicial del yacimiento es mayor a la presión de burbuja. Los fluidos de estos yacimientos se encuentran por lo tanto en una sola fase (gas disuelto en el aceite). Se llama saturados a aquellos yacimientos los cuales su presión inicial está por debajo (o igual) a la presión de burbuja, por lo que los fluidos en el yacimiento se encuentran en dos fases.

1.1.5 Yacimiento de acuerdo al mecanismo de empuje

- Empuje por la expansión del sistema roca fluidos. Los yacimientos cuyo empuje principal es la expansión del aceite son aquellos con una presión mayor a la del punto de burbuja, ya que la presencia de gas libre en sistemas cerrados de aceite aún en pequeñas cantidades, incrementa considerablemente la energía disponible para la expulsión de los hidrocarburos. El empuje por la expansión del gas puede provenir de las siguientes dos fuentes: 1) del gas libre inicial, 2) del gas disuelto liberado.

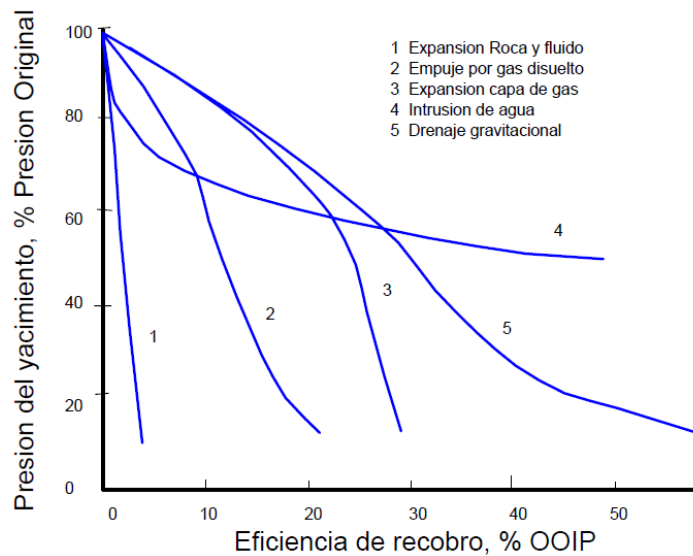


Figura 12. Yacimiento de acuerdo al tipo de trampa

- Empuje por expansión del gas disuelto liberado. Los yacimientos con empuje por expansión del gas disuelto liberado no poseen casquete de gas primario, pero durante la producción se libera parte del gas disuelto, que se expande en pequeñas burbujas en el medio poroso. La producción de los sistemas de gas se debe principalmente a la expansión de esta fase.
- Empuje por expansión del gas. Consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañado por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre hacia los pozos productores, para que ocurra lo anterior, se debe contar con una alta saturación de gas en la parte superior del yacimiento y un crecimiento continuo de la zona del casquete de gas. Por otra parte, el casquete de gas puede existir al inicio de la etapa de explotación, se puede formar por la acumulación del gas liberado por el aceite o se puede crear de manera artificial al inyectar gas en el yacimiento.
- Empuje por entrada de agua. Un yacimiento con empuje por entrada de agua es un sistema comunicado con uno o más acuíferos contiguos, por lo que cuando los efectos de la producción se extienden al nivel del contacto agua-hidrocarburos, parte del agua del acuífero invade el volumen poroso del yacimiento a un ritmo proporcional a la cantidad de fluidos que son extraídos. Este mecanismo permite mantener o aumentar la presión del yacimiento.

- Empuje por segregación gravitacional. Es la tendencia del gas, aceite y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades, utilizando a favor la gravedad para extraer hidrocarburos.

1.1.6 Yacimiento de acuerdo al tipo de fase

De acuerdo al tipo de fase se clasifican en:

➤ Aceite negro. También se le conoce como aceite crudo de bajo encogimiento y están formados por una variedad de moléculas largas, pesadas y no volátiles.

➤ Aceite volátil. Contienen pocas moléculas pesadas y mayor cantidad de moléculas intermedias, también conocidos como aceites crudos de alto encogimiento o aceites cercanos al punto crítico.

➤ Gas y condensado. El hidrocarburo originalmente se encuentra en estado gaseoso y presenta un comportamiento retrógrado, al líquido producido a condiciones del tanque de almacenamiento se le denomina condensado.

➤ Gas húmedo. La palabra húmedo en gases húmedos no significa que el gas esté húmedo con agua, esto se refiere al líquido hidrocarburo que se condensa a condiciones de superficie.

➤ Gas seco. Está formado principalmente por metano con algunos componentes intermedios, en algunas ocasiones se condensa algo de agua en la superficie.

1.2 Pozo

El pozo es el conducto que se encarga de comunicar los fluidos presentes en el yacimiento con la superficie. Existen diferentes tipos de pozos, en general se clasifican en verticales y horizontales, ambos tipos de pozos se conforman de tuberías de producción y tuberías de revestimiento, estas últimas son: conductora, superficial, intermedia, corta (liner). El asentamiento de cada una de las tuberías de revestimiento se basa en el estudio de presiones normales, anormales, presión de formación y presión de fractura, estas últimas dos conocidas como ventana operativa.

Las tuberías de revestimiento son cementadas para el final correr la tubería de producción que se va a encargar de elevar los fluidos a la superficie. Los pozos cuentan con diferentes tipos de herramientas y accesorios que permiten y facilitan el manejo seguro de los fluidos, entre ellos podemos destacar: empacadores, válvulas, mandriles, camisas deslizables, árbol de producción, entre otros, como se muestra en la Figura 13.

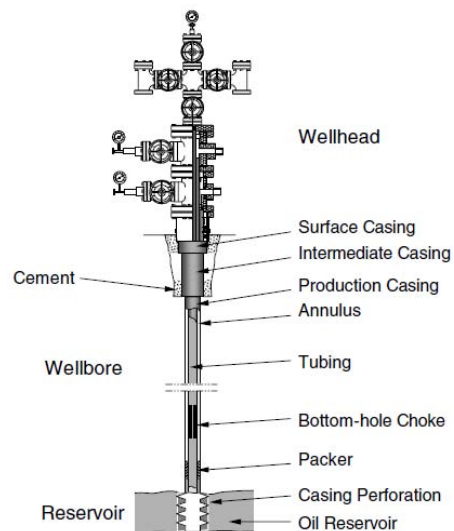


Figura 13. Distribución de los accesorios del pozo

Las tuberías utilizadas en los pozos deben de cumplir clasificaciones API, normas y estándares, como el diámetro nominal, el tamaño de cada tubería, las bridas y roscas para conectarlas, el tipo de acero y las fuerzas que soporta, entre otros.

Una parte importante de los pozos son los cabezales, definido como el equipo de superficie que se encuentra debajo de la válvula maestra, los cuales se conectan a las tuberías por lo que el peso de todas y cada una de las tuberías de revestimiento está centrado en el cabezal. En la parte superior de la válvula maestra se encuentra el árbol de producción, su principal función es controlar los fluidos que vienen del pozo, este cuenta con válvulas que permiten cerrar el pozo en caso de que se descontrola o arranque, previniendo desastres e imprevistos.

1.3 Tubería de descarga

La línea de descarga es la tubería que se conecta desde el cabezal de un pozo hasta los recolectores de producción de su correspondiente estación de flujo, estas

líneas son aquellos sistemas de manejo que transportan el flujo hasta un punto de convergencia.

1.4 Estranguladores

Los pozos productores cuentan con algún tipo de restricción en la superficie, estas restricciones se llaman estranguladores superficiales instalados cerca de la cabeza del pozo para controlar los gastos de producción. El estrangulador se define como un dispositivo previsto de un orificio utilizado para controlar los gastos o la presión del sistema aguas abajo, los estranguladores pueden ser para operaciones fijas como ajustables mientras que los ajustables permiten modificar los parámetros de presión y flujo de fluidos para adecuarlos a los requerimientos de producción mientras que los fijos no son tan flexibles como los ajustables pero son más resistentes a la erosión.¹

Se deben colocar estranguladores en los pozos por las siguientes razones:

- Conservan la energía del yacimiento, por lo tanto, ayuda a que la declinación sea más lenta.
- Mantiene gastos constantes.
- Previene conificaciones de agua y gas.
- Mantiene la contrapresión para prevenir la entrada de arena.

A través de los estranguladores pueden ocurrir diferentes tipos de flujo que están ligados con la relación entre las presiones antes y después del estrangulador lo cual impactara en la velocidad del flujo. La presión corriente abajo es la presión medida después del estrangulador y la presión corriente arriba usualmente se considera la presión en la cabeza de la tubería de producción.

Gilbert observó que el flujo que pasa a través del estrangulador debe cumplir con la siguiente relación para alcanzar el flujo sónico:

¹ Definición de estranguladores de Schlumberger

$$\frac{P_2}{P_1} \leq 0.5283 \quad Ec. 1$$

Existen diferentes correlaciones para calcular el diámetro requerido para controlar la producción del pozo de acuerdo a las condiciones de operación del sistema (Gilbert, Ros, Ashfor, etc.), sin embargo, cualquier correlación que se utilice es únicamente válida cuando se tienen condiciones de flujo sónico, de ahí la importancia de conocer la relación entre las presiones.

1.5 Separadores

Los hidrocarburos extraídos del yacimiento se separan en fases: aceite, gas y agua. Los equipos de separación como su nombre lo indica se utilizan para separar primero en fase líquida y gas, posteriormente, la fase líquida en aceite y agua, en caso de que exista agua. Es importante separar las fases por las siguientes razones:

- ✓ La separación correcta de las fases va a eliminar la posibilidad de arrastrar aceite ligero en la corriente de gas.
- ✓ El gas causa problemas en las bombas.
- ✓ El líquido puede causar problemas en los compresores sino se elimina de manera correcta, como corrosiones, abrasiones o cavitaciones.
- ✓ Se realizan mediciones incorrectas.

Los separadores son recipientes que separan los fluidos provenientes del pozo, pueden ser bifásicos o trifásicos según los fluidos a separar y estos a su vez pueden ser horizontales, verticales o esféricos. El propósito de todos los separadores es liberar la fase deseada de las otras fases en la mayor cantidad posible, por ello se debe de seleccionar el proceso físico adecuado. De manera general se dividen en separadores bifásicos y trifásicos, aunque existen varias clasificaciones.

1.5.1 Separadores bifásicos

El proceso de separación consta a grandes rasgos de la siguiente manera: la mezcla entra al separador y choca contra una placa que cambia el *momentum* de la mezcla por lo que el líquido es separado del gas, la gravedad hace efecto y ayuda a separar

las fases, la fase más ligera (gas) se posiciona en la parte superior del separador, las fases líquidas se asientan en el mismo para después descargar cada una de las fases por diferentes tuberías.

Las etapas de separación son las siguientes:

a. Sección de separación primaria. La primera separación que sufren los fluidos es el cambio de *momentum* cuando la mezcla choca contra la placa desviadora o al realizar un cambio de dirección tangencial de la mezcla, con lo que es posible separar la mayor cantidad del líquido.

b. Sección de separación secundaria. La decantación del líquido por gravedad es el mecanismo más importante en esta sección, se busca separar la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas, esto depende también de las propiedades de las fases al igual que de la gravedad; la longitud del separador es un factor importante en esta etapa; además se instalan veletas para reducir la turbulencia reduciéndola al mínimo, las veletas o desviadores también pueden actuar como recolectores de gotas.

c. Sección de extracción de niebla. Los mecanismos de separación principales son el efecto de choque y la fuerza centrífuga logrando que las pequeñas gotas de líquido se acumulen (coalescencia) para que luego caigan a la zona de líquido.

d. Sección de almacenamiento de líquido. Como su nombre lo indica, se almacena el líquido para que después sea descargado, al igual que en la etapa secundaria, la longitud y capacidad de almacenamiento de líquido es primordial; además debe contar con la instrumentación (indicador de nivel, control de nivel, válvula de presión, válvula de temperatura, flotador, válvula de alivio, válvula de seguridad, etc.) necesaria para poder descargar los fluidos almacenados evitando la formación de espumas. Un punto importante es evitar el fenómeno de re-arrastre.

Es importante hacer notar que la capacidad de los separadores depende del diámetro y largo del equipo, diseño y arreglo del interior, número de etapas, características de los fluidos, presión y temperatura de operación.

1.5.2 Separadores trifásicos

Los separadores trifásicos además de separar las fases líquidas y gaseosa, separan el líquido en aceite y agua, se lleva a cabo por la diferencia de densidades entre ambos líquidos, para ello se debe de proporcionar suficiente tiempo de residencia y depositándose en un lugar donde no exista turbulencia, al igual que los separadores bifásicos, los separadores trifásicos pueden ser horizontales, verticales y esféricos. Además de las secciones y dispositivos con lo que cuentan los separadores de líquido y gas, el separador de tres fases tiene las siguientes características y accesorios especiales:

- Una capacidad de líquidos suficiente para proporcionar el tiempo de retención necesario para separar las fases líquidas.
- Un sistema de control para la interfase agua-aceite.
- Dispositivos de descarga independientes para el aceite y para el agua.

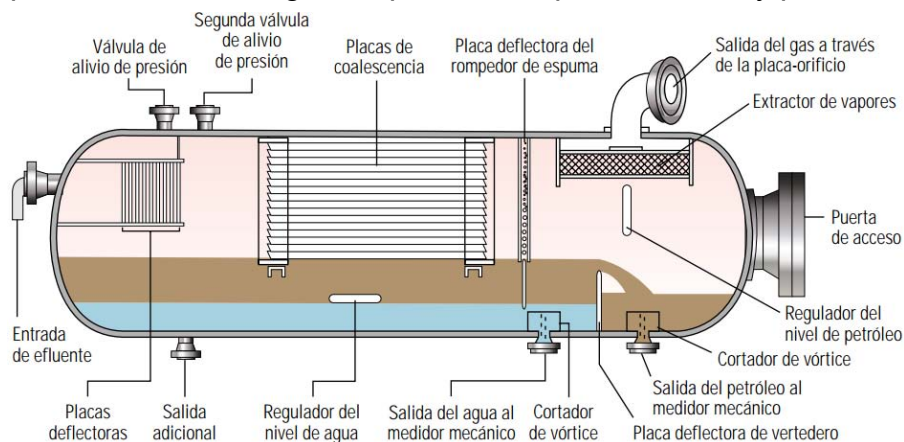


Figura 14. Diseño típico del separador trifásico horizontal

Los separadores horizontales y verticales tienen el mismo principio de funcionamiento, sin embargo los separadores horizontales tienen mayor capacidad para manejar el gas debido a su longitud, esta oscila entre 4.6 y 9.1 metros con alturas entre 2.4 y 4 metros pudiendo llegar a pesar hasta 10 toneladas.

1.5.3 Etapas de separación

En las instalaciones petroleras no basta con una etapa de separación sino que pueden existir otras etapas para evitar que gotas de líquidos continúen por toda la línea de gas (slug cácher) o en su defecto que gotas de agua sean arrastradas en

la corriente del crudo, teniendo un mejor control de la calidad de los hidrocarburos, las otras etapas de separación son las siguientes:

Segunda etapa de separación. La segunda etapa de separación es similar a la primera etapa de separación, la presión por lo general ronda en 1 MPa y la temperatura se encuentra por debajo de los 100 °C. El contenido de agua se reduce por debajo del 2%. En esta etapa de separación se puede recibir producción de otros pozos conectados a un manifold de baja presión.

Tercera etapa de separación. La etapa final de separación consta de un separador de dos fases, ahora la presión es reducida a la presión atmosférica, por lo que los componentes más ligeros del gas se pueden evaporar. En algunos casos es necesario calentar el crudo mediante un intercambiador de calor antes de que entre al separador de dos fases para lograr una buena separación de los componentes más pesados.

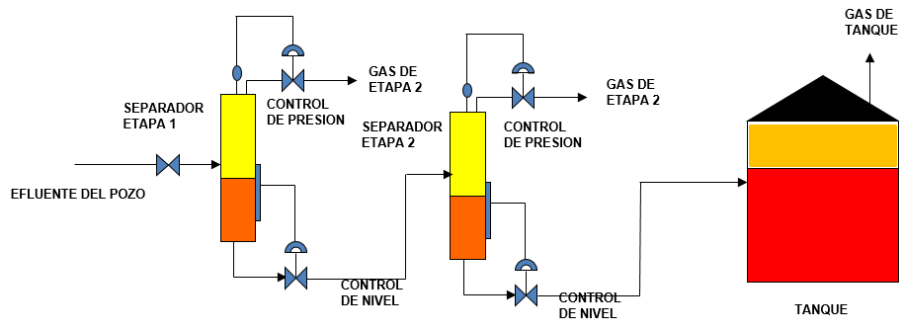


Figura 15. Etapas de separación

1.6 Tanques de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento son estructuras de acero que permiten almacenar los hidrocarburos. Los tanques de almacenamiento se pueden realizar en tres tipos de instalaciones como superficiales, subterráneas o en buques tanque así mismo pueden ser horizontales, verticales o esféricos. Los tanques pueden ser armados en el lugar donde se vaya a colocar o transportarse ya fabricados, en cualquier situación cumple con las normas API, normas ASTM, y las normas NFPA. Dentro de estas normas se establecen las condiciones de operación como presión y temperatura tomando en cuenta la liberación de vapores debido a los cambios de presión y temperatura a lo largo de las tuberías y de almacenamiento. A continuación se describen los tipos de tanque más comunes:

1.6.1 Tanque vertical con techo cónico

Como su nombre lo indica, el techo está fijo debido a la construcción del tanque el cual está sostenido por un soporte que llega al fondo del tanque, también se puede apoyar en las paredes del tanque, debido al soporte con el que cuenta, no se puede instalar un techo flotante por las restricciones que generan las columnas. Debe contar con válvulas de presión y vacío.

1.6.2 Tanque vertical con techo flotante

Se llaman de techo flotante porque el techo flota sobre la superficie del producto, esto ayuda a evitar que se formen vapores. Son los más utilizados en la actualidad ya que reducen la pérdida de los elementos más ligeros (evaporación).

1.6.3 Tanque vertical con techo geodésico

El techo se encuentra fijo y tiene forma de una cúpula geodésica. El techo es auto portante por lo tanto no es necesario perforar la membrana para el que techo se sostenga mediante columnas con los demás.

1.6.4 Tanques horizontales

Se emplean principal para almacenar productos presurizados debido a que el producto se puede vaporizar.

1.6.5 Tanques esféricos

Están soportados por columnas externas por lo que todo el tanque se encuentra sobre el suelo, al igual que los horizontales se ocupan cuando se tienen productos con altas presiones (vaporización), este tipo de tanques soportan mayor presión que los otro tipo de tanques.

1.7 Medidores de flujo

Medir los hidrocarburos permite cuantificar la cantidad de líquido y gas que se ha producido, debido a esta necesidad, existen muchos tipos de medidores, cada uno tiene objetivos y aplicaciones diferentes dependiendo de las necesidades del proyecto y en la mayoría de las ocasiones, de las entradas de efectivo que vaya a generar el plan de explotación que pueda respaldar el costo y uso de algún tipo de medidor en específico.

Existen varias tecnologías para medir flujo, sin embargo, no todos ellos son empleados directamente en la industria petrolera, por lo que en el capítulo 2 se explicaran con mayor detalle los que son mayormente utilizados dentro de la industria como son desplazamiento positivo, turbina, coriolis, ultrasónicos y presión diferencial.

Una de las clasificaciones más básicas de los medidores es de acuerdo a la manera en como miden los hidrocarburos esto es, volumétricamente o másica. Los medidores volumétricos como su nombre lo indica determinan el gasto en volumen siendo su principal función la medición general del caudal, por otro lado, los medidores másicos determinan el gasto en masa, se emplean principalmente cuando se requiere que la exactitud de la medición sea primordial. Todos los medidores tienen la misma finalidad, medir, sin embargo los límites de aplicación de cada uno se debe a las características de funcionamiento, por ello se debe seleccionar adecuadamente el medidor que más se ajuste a las condiciones de operación como la cantidad mínima por medir, presión máxima y mínima de trabajo, alcance de la medición, temperatura máxima y mínima de operación, propiedades de los fluidos y los niveles de seguridad.

Por otro lado existen los medidores multifásicos, el uso de medidores multifásicos en la industria petrolera ha ido aumentando con el tiempo debido a las diferentes necesidades y retos que cada día se enfrentan en temas de medición, se han desarrollado nuevas tecnologías y mejorado otras para poder contar con instrumentos que puedan cuantificar de manera más exacta los hidrocarburos producidos. Los medidores multifásicos han ido desplazando a los separadores de prueba convencionales, debido al principio de funcionamiento de los mismos y, por otros factores como el tiempo y la estabilidad de los instrumentos.

Existen diferentes tipos de medidores en el mercado que emplean una gran diversidad de principios de medición y soluciones; la selección del medidor se basa en los alcances del plan de explotación, pero sobre todo considera la certeza en la medición de los hidrocarburos (incertidumbre). Hablando sobre las incertidumbres que pueden llegar a generar los medidores multifásicos, en general no se

recomienda sustituir un medidor de alta fidelidad (una sola fase) como los que se usan en los puntos de venta o de transferencia de custodia por algún medidor multifásico.

Los medidores de flujo multifásico se pueden clasificar de acuerdo a los parámetros que van a medir, existen cuatro parámetros que los medidores de flujo multifásico pueden emplear.

1. Densidad (ρ). Se mide la densidad por medio de la absorción de rayos gamma o impedancia eléctrica; los dispositivos de este tipo se basan en la masa presente en un volumen dado en la tubería, sin embargo este tipo de dispositivos no son capaces de dar información con respecto a la velocidad de los fluidos.

2. Velocidad (v). En esta categoría se incluyen los dispositivos que miden las velocidades del flujo de manera directa (correlaciones) o de manera indirecta (medidores volumétricos). Existen dos principios básicos en esta categoría:

- En flujo homogéneo. La velocidad es la medición común de la mezcla.
- En flujo no homogéneo, la interpretación de las señales es mucho más complejo.

3. Momento (ρv^2). El momento se define como el producto del flujo másico (ρv) y la velocidad (v). Este tipo de dispositivos incluyen instrumentos capaces de registrar caídas de presión como los medidores tipo venturi o los de orificio.

4. Flujo másico (ρv). El flujo másico de cada componente no se puede medir directamente, pero el flujo másico total si, utilizando dispositivos como el medidor tipo Coriolis. Existen diferentes combinaciones de los instrumentos para poder medir cada una de las fases de la mezcla de hidrocarburos, la configuración depende del principio de medición, en otras palabras, del alcance. La Figura 16 muestra las cuatro rutas posibles para combinar los instrumentos de medición.

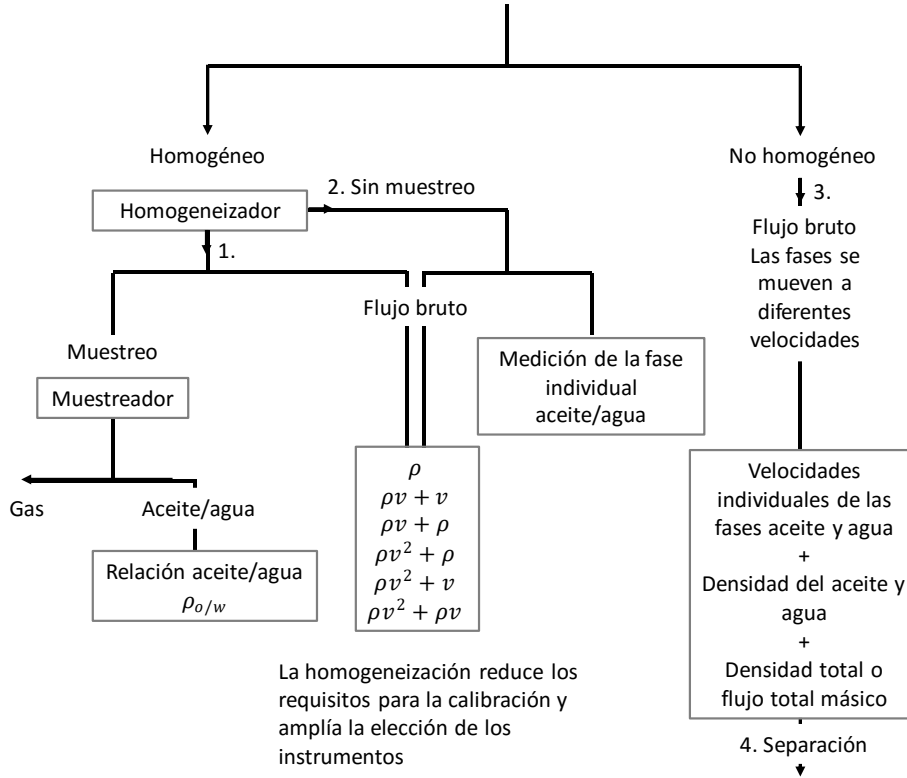


Figura 16. Rutas para diseñar un medidor multifásico

La descripción de las cuatro rutas es la siguiente:

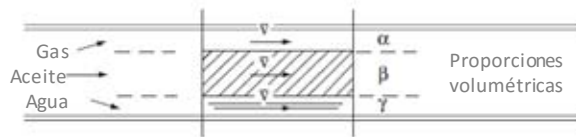
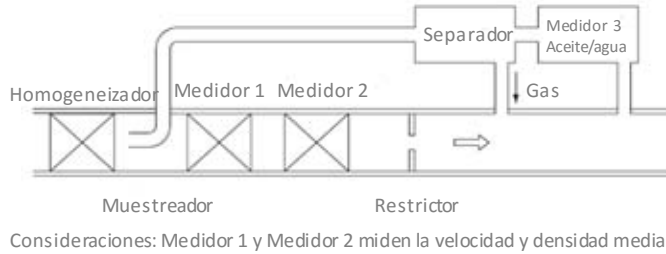


Figura 17. Disposición de los medidores en la primera ruta

- Primera ruta. Toma en cuenta el muestreo y homogeneización, se necesitan tres instrumentos, dos de ellos en la parte posterior del homogeneizador y el restante en la línea de muestreo como se muestra en la Figura 17. La medición de la relación agua-aceite es medida con el medidor número tres en conjunto con los medidores uno y dos que miden la velocidad promedio y la densidad promedio. Por ejemplo, el medidor tipo venturi puede medir el momento y el densitómetro tipo

gamma medir la densidad promedio, al interpretar las mediciones se puede obtener la velocidad promedio.

- Segunda ruta. Toma en consideración un homogeneizador sin la toma de muestras, se requieren tres instrumentos en la parte posterior del homogeneizador y otro aparte que pueda medir las fases líquidas por separado como se muestra en la Figura 18.

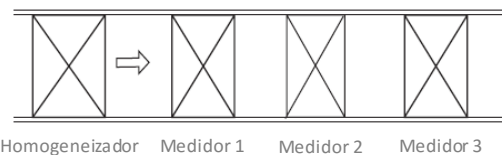


Figura 18. Disposición de los medidores en la segunda ruta

- Tercera ruta. Considera flujo no homogéneo por lo tanto se requieren cinco instrumentos de medición, tomando en cuenta que, en el flujo no homogéneo se considera que las velocidades son distintas para cada una de las fases, también se considera el colgamiento, por ello la configuración es más sofisticada, como se muestra en la Figura 19.

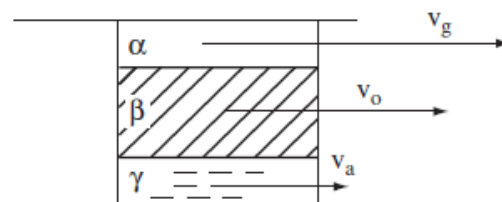


Figura 19. Diferencia de velocidades entre las fases

- Cuarta ruta. Para esta ruta se considera que la eficiencia de separación es del 100% entonces no se requiere de ningún medidor multifásico, la medición se realizara con medidores monofásicos.

En la actualidad existen varios medidores multifásicos comerciales, el uso de ellos depende en gran manera del capital disponible y de los requerimientos de medición que se deseen alcanzar, considerando principalmente el elevado costo de los mismos.

1.8 Puntos de Medición

Se han mencionado los principios de operación de los instrumentos (monofásico o multifásicos) comúnmente empleados en la industria petrolera. Estos medidores se

colocan en puntos y tienen diferentes clasificaciones dependiendo del tipo de medición requerida. Los puntos de medición se clasifican en:

1.8.1 Medición operacional

Son todas aquellas mediciones realizadas en las operaciones de campo mediante instrumentos calificados que permiten cuantificar los hidrocarburos como control en las operaciones del área en cuestión sin la necesidad de vender, fiscalizar o transferir la custodia de dichos hidrocarburos.

1.8.2 Medición fiscal

Mediciones realizadas en puntos estratégicos que permiten conocer los volúmenes producidos a los cuales se les van a realizar los cargos correspondientes por extracción, en estos puntos se tiene la menor incertidumbre porque sólo se mide una sola fase.

1.8.3 Transferencia de custodia

Son puntos de medición establecidos donde se traspasa la custodia (responsabilidad) de los hidrocarburos a terceros.

1.8.4 Puntos de venta

Son los puntos de medición acordados entre las partes involucradas en los contratos donde se realiza la venta de crudo o gas, en algunos casos el punto fiscal puede ser considerado el punto de venta o viceversa.

1.8.5 Punto de medición de referencia

Son los puntos donde se compara la cantidad de hidrocarburo medido con respecto de otros puntos de medición con menor incertidumbre, cuya finalidad es establecer los principios de cómo determinar los valores producidos.

1.8.6 Incertidumbre en los puntos de medición

En el caso de la medición (como en otras áreas) se deben de evaluar las herramientas o medidores que se van a emplear en puntos estratégicos, el alcance de los medidores depende tanto de las condiciones del pozo hasta condiciones económicas, por ejemplo, los medidores que se utilizan a boca de pozo presentan mayor incertidumbre debido a las condiciones de flujo, la relación gas-aceite (RGA), las fases de la corriente, entre otros aspectos, donde quizá no sea importante

seleccionar algún medidor costoso y sofisticado puesto que los resultados serían parecidos a medidores de menor calidad debido a las condiciones y restricciones que se encuentran en esos puntos; por otro lado, existen puntos en los cuales es necesario mantener un control más riguroso sobre las cantidades que operamos, por lo cual la incertidumbre de los medidores debe de ser menor, en México y en el mundo se tienen valores de incertidumbre establecidos para cada tipo de medición como se muestra en la Tabla 1.

Tipo de medición	Aceite	Gas
Volúmenes extraídos en pozos y baterías de separación	8.0 %	10.0 %
Asignación y distribución	5.0 %	5.0 %
Punto de venta o fiscal	0.3 %	1.0 %

Tabla 1. Incertidumbre en los puntos de medición

Esta Tabla considera valores estándar internacionales, así como nacionales, sin embargo, es importante destacar que en algunos puntos de medición, la capacidad de medición expresada en términos de incertidumbre será establecida dependiendo de las condiciones del proceso de producción, de las características y del volumen de los fluidos extraídos. Reducir la incertidumbre no es tarea fácil, de ello depende que el medidor seleccionado sea el adecuado y que esté bien calibrado, así como de las propiedades de los fluidos y, de las condiciones de flujo. En puntos de venta o puntos fiscales, se miden corrientes monofásicas para asegurar que la producción que se vende y por la cual se van a pagar impuestos sea la adecuada.

A lo largo de todo el Sistema Integral de Producción, existen diferentes tipos de medidores, según la necesidad de medición que se requiera. Sin embargo, existen puntos clave en los que se busca que la medición tenga la menor incertidumbre posible debido a:

- ◆ Importancia del punto.
- ◆ Se considera que las fases ya están separadas.
- ◆ De estos puntos se obtienen los ingresos, regalías e impuestos aplicados.

Hablar de puntos de medición, se pueden generar diversas confusiones, como se explicó anteriormente, un punto de medición puede tener varias funciones, dependiendo del nivel de incertidumbre que se requiera, esto es, que un punto de

medición funja como otro tipo de punto de medición, considerados así por restricciones de las instalaciones o para efectos de simplicidad.

En la actualidad, en México, se requiere que estos puntos de medición estén bien establecidos y que cumplan los parámetros requeridos en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, considerando el tipo de yacimiento, el tipo de fluido, las condiciones de operación y la ubicación del mismo.

Capítulo 2. Relación de las corrientes monofásicas y la asignación de hidrocarburos

La asignación de hidrocarburos es un tema sencillo y a la vez complejo porque toma en cuenta diferentes aspectos para distribuir de manera adecuada los hidrocarburos, considerando a los diferentes usuarios involucrados.

Se debe destacar un punto importante y que es una de las bases para poder aplicar el proceso de asignación, los fluidos producidos en ciertos puntos se mezclan para facilitar su transporte, debido a que cuando se explotan varias áreas o campos, no es factible que cada una de las compañías construya sus oleoductos o gaseoductos para transportar los hidrocarburos hasta sus puntos de venta o transferencia de custodia debido a los costos que generarían, por lo tanto los fluidos producidos se mezclan en cierto punto, esto conlleva a tener un control riguroso de la producción de cada uno de los usuarios que permita validar los hidrocarburos producidos; para tener ese control se emplean diferentes técnicas que permiten conocer, estimar o medir la cantidad de fluidos que se producen.

En este capítulo se trata de introducir los principales medidores utilizados en el proceso de asignación de hidrocarburos, considerando que, la medición monofásica se basa en los procesos de separación.

En campo existen dos tipos de mediciones, las cuales van a determinar la cantidad y calidad de los datos que se puedan usar como base para distribuir los hidrocarburos. Esos tipos de mediciones son mediciones continuas y mediciones periódicas. En la medición continua, como su nombre lo indica, se realizan mediciones todo el tiempo, en otras palabras, se tiene un registro continuo de los fluidos por separado, por otro lado, en las mediciones periódicas, se toman mediciones cada cierto tiempo, principalmente con separadores de prueba, obteniendo datos para inferir el gasto, hasta que se vuelva a realizar otra medición.

2.1 Separadores de prueba

Los separadores son de gran utilidad, permiten separar y medir los caudales producidos del pozo, este tipo de separadores son el método convencional para realizar las pruebas de producción; esto se lleva a cabo mediante un múltiple de producción (manifold) con el cual se puede desviar la producción del pozo a probar

hacia una línea de prueba que conduce esa parte de la producción de manera aislada del resto de la producción al separador de prueba. Al ingresar la corriente en el separador de prueba, ésta es separada, saliendo dos fases, líquido y gaseoso; la fase líquida es medida por un medidor tipo turbina y el gas mediante una placa de orificio, pudiendo cuantificar los volúmenes que aporta el pozo que se encuentra a prueba. Estas pruebas duran entre 4 y 24 horas.

Una de las características más importantes de los separadores de prueba es la amplia variedad de gastos que pueden manejar, por lo mismo los medidores de flujo monofásico deben de estar bien calibrados para obtener mediciones confiables aunque no existan condiciones relativamente estables dentro del separador sin embargo, debido a diferentes limitaciones como el tiempo, se producen lecturas con cierto error, porque la eficiencia de separación nunca es perfecta, arrastrando partículas de fases no deseadas en la fase continua.

2.1.1 Procedimiento en pruebas de pozo

Realizar pruebas de pozos no es tarea sencilla, la principal restricción es el tiempo que toma realizar estas pruebas. Entre otras cosas, existen varios pasos a seguir para llevar a cabo las pruebas, a continuación se describen de manera breve el procedimiento:

- i. Revisar los parámetros como los niveles de crudo e interfase.
- ii. Revisar las válvulas de carga y descarga para cada fase.
- iii. Revisar la seguridad de cada instrumento.
- iv. Revisar los lectores de nivel.
- v. Revisar las válvulas de bloque antes y después de la válvula de alivio y sellos de ruptura.
- vi. Revisar la válvula maestra.
- vii. Direccionar el pozo a probar.
- viii. Abrir la válvula del pozo que lleva la producción al separador.
- ix. Se realiza la separación dentro del separador de prueba y se mide cada fase
- x. Verificar la operación general del separador con el pozo seleccionado.
- xi. Esperar de 15 a 20 minutos para alcanzar las operaciones de prueba.

- xii. Tomar muestra del fluido antes y durante la prueba; registrar los parámetros y resultados obtenidos.

Los separadores de prueba pueden ayudar a conocer el potencial de cada uno de los pozos, por otro lado se debe recordar y hacer énfasis en la calidad de los datos para poder predecir el comportamiento futuro de los pozos y de la producción. Después de que la corriente de hidrocarburos sale del pozo, a menos de que exista un medidor a boca de pozo o algún medidor multifásico, la primera medición que se le realiza a los hidrocarburos es inmediatamente después del proceso de separación mediante medidores monofásicos.

La asignación como aplicación directa de la medición fue desarrollada para reducir los costos sin tener que sacrificar el objetivo principal de tratar a todas las partes involucradas de manera justa y equitativa, para ello los medidores utilizados determinan las fracciones que le corresponden a cada parte del total producido, en general todos los procesos de producción son los mismos donde los fluidos del cabezal de producción viajan a las instalaciones de separación.

2.2 Medición de líquido

Esta sección solo se aplica para la medición de líquido, no importa si tiene el gas disuelto, en caso de que el gas esté disuelto en el aceite se deben de tomar en cuenta las siguientes consideraciones de diseño recordando que si el gas se libera del aceite este puede ocasionar errores en la medición:

- El gas puede ocasionar mediciones erróneas, se debe evitar que este se libere del aceite por lo que se debe realizar un esfuerzo para evitar caídas adicionales de presión que ocasionen la liberación del gas, por lo que se debe de seleccionar el tamaño del medidor, instalar el medidor aguas arriba de la válvula de control, minimizar la distancia entre la salida del separador y el medidor, por último se debe poner el medidor por debajo del nivel de líquido en el separador de prueba.
- Seleccionar el medidor para minimizar los efectos de erosión en caso de que existieran elementos abrasivos en la corriente.

- Para el diseño y selección de los materiales del medidor se consideran la presión, temperatura, composición de la mezcla, para evitar y minimizar los efectos de corrosión debido a la presencia de cloruro y ácido sulfhídrico en el agua producida.
- Aislar el medidor en caso que se vea afectado por las condiciones ambientales.

El esquema típico de medición para un sistema de flujo se ejemplifica en la Figura 20, que muestra los principales elementos en el sistema, resaltando las mediciones monofásicas que se realizan en los puntos 5, 11 y 15, para crudo, agua y gas respectivamente.

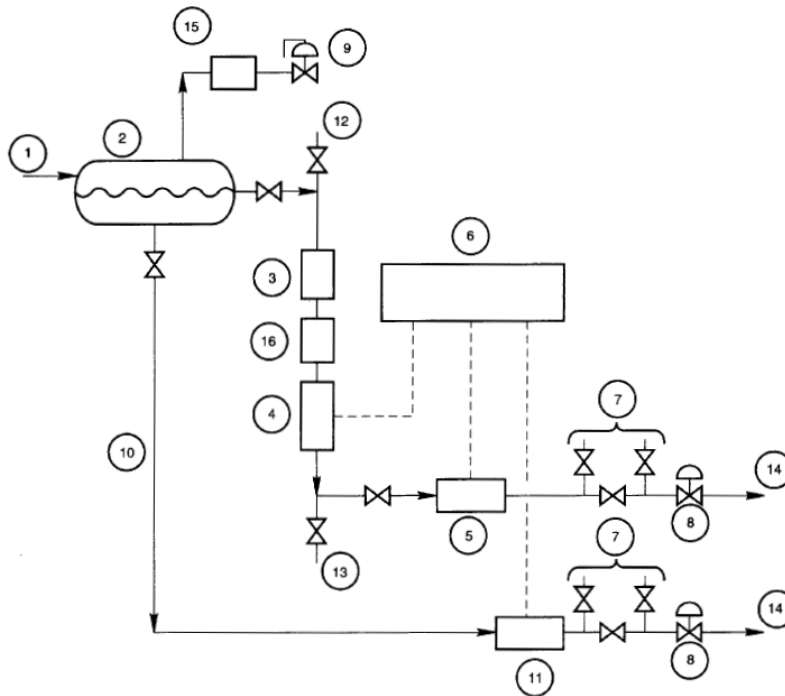


Figura 20. Esquema típico de medición para un sistema de flujo

No.	Elemento	No.	Elemento
1	Entrada del fluido en producción	9	Válvula de presión
2	Separador de prueba	10	Línea de flujo de agua libre
3	Mezclador estático	11	Medidor de flujo de agua
4	Analizador de corte de agua	12	Puerto del fluido de calibración
5	Medidor de flujo de aceite	13	Válvula de drenado
6	Computador de flujo	14	Hacia instalaciones de procesamiento
7	Conexiones de entrada/salida del probador	15	Medidor de gas
8	Válvula de control / descarga	16	Muestreador

Tabla 2. Elementos del esquema típico de medición para un sistema de flujo

2.2.1 Consideraciones sobre los equipos de medición

Los medidores monofásicos permiten medir el hidrocarburo producido, con la única condición de que la fase líquida debe estar separada de la fase gaseosa por ello, el sistema de separación debe tener una eficiencia alta o en caso contrario debe de existir varios procesos de separación, de esta manera se puede asegurar que el medidor monofásico sólo mida líquido o gas, dependiendo de la corriente.

Como se ha visto, existen diferentes tipos de medidores de una sola fase, aunque algunos de ellos se pueden emplear para medir diferentes fases por separado, ya sea gas o aceite, por ejemplo, los medidores ultrasónicos pueden medir crudo y gas sin embargo, la medición de ambas fases como una sola corriente multifásica o en este caso bifásica atraería errores en la medición, arrojando datos incorrectos de los volúmenes de crudo que pasan a través del mismo, o de gas si hablamos de campos de gas y condensados donde predomina el gas. Por lo anterior, el proceso de separación permite reducir la incertidumbre de medición de los medidores monofásicos asegurando que hasta cierto punto, predomina una fase en el medidor; cuando existen rastros de fases no deseadas en la fase continua se lo conoce como fenómeno de acarreo de líquido o acarreo de gas, estos fenómenos de acarreo llevan consigo problemas al medidor y por lo tanto a la medición aumentando así la incertidumbre de medición, no obstante, estos fenómenos no se pueden evitar al cien por ciento ya que ninguna herramienta trabaja con eficiencia perfecta.

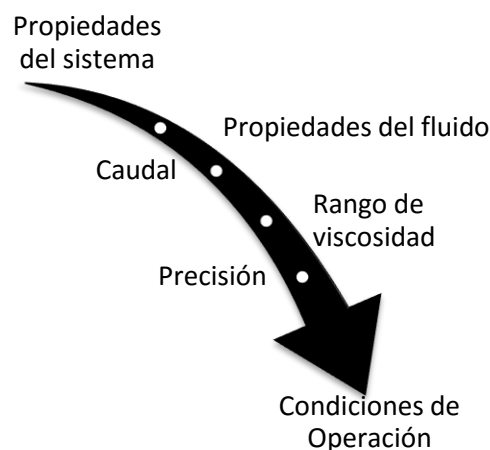


Figura 21. Condiciones de operación

La eficiencia del medidor depende de muchos factores, sin embargo, las aplicaciones que tengan los diferentes medidores, dependiendo de lo que se desee

medir, va a dictar el tipo de medidor que se emplee, para seleccionar el medidor correcto además se deben de considerar las condiciones de operación.

Dentro de las propiedades del sistema se encuentran las condiciones de presión y temperatura, dependiendo de cada tipo de medidor se pueden especificar otras variables como el flujo pulsante para el caso de los medidores de desplazamiento positivo al igual, se puede especificar la localización del medidor para evitar errores en la medición.

Las propiedades del fluido van a dictar el comportamiento de los fluidos a través de todo el Sistema Integral de Producción; el intervalo de caudales se considerara para no sobre pasar los límites del medidor en los cuales puede operar de manera óptima o en su defecto no alcanzar los niveles mínimos a los cuales asegura el fabricante que funcionará con la incertidumbre establecida; el intervalo de viscosidad, aunque es uno de las variables dentro de las propiedades de los fluidos petroleros, la viscosidad representa un desafío debido a los cambios de temperatura, este tipo de condiciones afecta más a los medidores de desplazamiento positivo como se muestra en la Figura 22 donde a mayor viscosidad menor será el escurrimiento, esto quiere decir, que mayor viscosidad menor será la capacidad de fluir. Por último, la precisión del medidor depende primordialmente de los intervalos del caudal y viscosidad a los cuales opera, además en esta última condición se considera el propósito por el cual está siendo utilizado el medidor, ya sea como medidor después de la primera etapa de separación, en algún punto de venta o punto de transferencia de custodia entre otros.

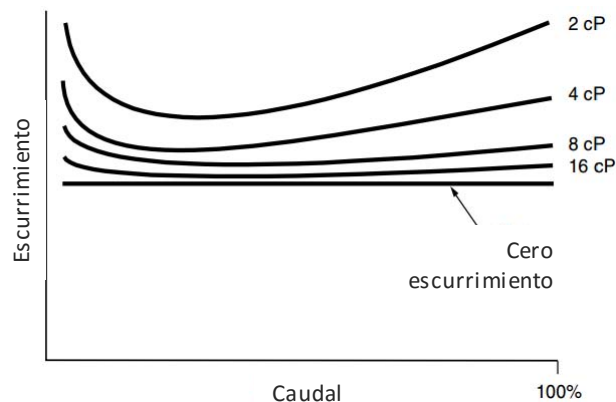


Figura 22. Efecto de la viscosidad en los medidores de desplazamiento positivo

2.3 Medidores de desplazamiento positivo

Miden directamente el flujo volumétrico al separar de manera continua el flujo en segmentos con un volumen conocido. Este tipo de medidores son excelentes medidores maestros debido a que no son afectados por los perfiles de flujo y las condiciones de instalación; entre otras cosas este tipo de medidores presentan factores de medición muy estables debido a que conforme la viscosidad aumenta, el escurrimiento disminuye lo que lleva a que el medidor presenta comportamiento lineal como se muestra en la Figura 22. En los medidores de desplazamiento positivo, la propiedad de los fluidos que tiene mayor impacto es la viscosidad, esta puede afectar el desempeño del medidor. Las variaciones en la viscosidad se deben al corte de agua, temperatura y la gravedad del crudo.

Los principales factores que afectan la exactitud o precisión de la medición de este tipo de medidores son:

- ◆ Volumen de desplazamiento de la cámara de medición
- ◆ Deslizamiento a través de los sellos capilares

La exactitud de la cámara de medición se ve afectada a su vez por la temperatura y los depósitos; el coeficiente de expansión térmica es el causante de tal efecto afectando el desplazamiento del medidor debido a la expansión o contracción de los fluidos; los depósitos pueden reducir el espacio con volumen definido destinado a medir el fluido desplazado, no obstante, el mismo diseño de este tipo de medidores puede ayudar a remover esos depósitos.

Las aplicaciones de este tipo de medidor son:

- Mediciones por volúmenes discretizados.
- Líquidos con viscosidades de medias a altas.
- Transferencias de custodia.
- Control de inventario.

2.4 Medidores tipo turbina

Las turbinas infieren el caudal si se conoce la velocidad del rotor, considerando que la velocidad de rotación del rotor es proporcional a la velocidad del fluido, por lo tanto el flujo volumétrico está dado por la velocidad de la corriente y el área de flujo. Así cada vez que un aspa de la hélice pasa por el sensor, se genera un pulso que corresponde a un volumen fijo del fluido, de tal manera que el número de pulsos y la frecuencia, dan el volumen que ha circulado en un intervalo de tiempo determinado.

Para este tipo de medidores se considera que la exactitud se basa en los siguientes principios:

- El área de flujo permanece constante
- La velocidad del rotor representa la velocidad del fluido

Las aplicaciones de medidor han sido variadas, desde la década de los 60's, se reconoció el potencial que tiene este medidor debido a la alta precisión. Las principales aplicaciones fueron en productos refinados y para oleoductos de crudo ligero. Debido al avance de la tecnología, las turbinas aumentaron el rango de aplicación para otro tipo de crudos como los pesados y para la medición en la carga y descarga de barcos así como en puntos de transferencia de custodia y de asignación de hidrocarburos.

El uso de turbinas también aplica a fases líquido-líquido como sería el caso de crudo-agua.

La siguiente ecuación proporciona el caudal volumétrico a partir de la rotación resultante.

$$Q_V = (v_m)(A) = (2\pi)(n)(r_m)(\cot\beta)(A) \quad Ec. 2$$

La medición con las correcciones indicadas es:

$$Q = Q_V(MF)(CPL)(CTL) \quad Ec. 3$$

2.5 Medidores de presión diferencial

El medidor de presión diferencial más común usado para efectos de medición en la asignación es la placa de orificio tipo concéntrico con tomas bridadas, en el cual, los dispositivos de medición de presión diferencial se deben de instalar debajo del orificio de la brida en las líneas de toma de presión manométrica con pendiente de una pulgada por cada pie hacia el elemento secundario.

Se procura que las líneas manométricas sean lo más cortas posibles para prevenir trampas de vapor. Las conexiones de la brida se deben de localizar a lado del tubo del medidor a 90° a partir de la vertical.

En algunas ocasiones, considerando las condiciones ambientales y el líquido a medir se puede instalar algún sistema de sello para prevenir problemas en las líneas manométricas y en los elementos secundarios.

La ecuación que permite calcular el caudal másico y volumétrico es:

$$Q_m = (C_d)(E)(\varepsilon) \left(\frac{\pi}{4}\right) (d^2) \sqrt{2(\Delta p)(\rho)} \quad Ec. 4$$

$$Q_v = (C_d)(E)(\varepsilon) \left(\frac{\pi}{4}\right) (d^2) \sqrt{2(\Delta p) \left(\frac{1}{\rho}\right)} \quad Ec. 5$$

$$E = \sqrt{\frac{1}{1 - \beta^4}} \quad Ec. 6$$

2.6 Medidor tipo coriolis

Como su nombre lo indica se basa en el efecto coriolis, un medidor de masa tipo coriolis determina el flujo del fluido mediante su masa. El principio de funcionamiento se basa en dos fenómenos, el primero la rotación y el segundo es el movimiento. La rotación del fluido se crea a través de la vibración y el movimiento es el paso del fluido a través de los tubos del medidor.

El medidor más común es un tubo metálico a través del cual pasa el fluido, para poder inferir la masa, el tubo debe de vibrar a su frecuencia natural por medio de

unos mecanismos de accionamiento electromagnético, de esta manera se crea una fuerza que es directamente proporcional al flujo másico, la fuerza generada puede ser detectada por varios medios.

Una de las ventajas principales de este tipo de medidores es la medición directa del flujo másico sin la necesidad de compensar la medición debido a la temperatura y la presión.

Las principales aplicaciones de los medidores tipo coriolis son:

- Medición de crudo para transferencia de custodia automático (LACT).
- Medición en transporte y de mercado para gas licuado de petróleo (LPG), gas natural licuado (LNG) y líquidos de gas natural (NGL).
- Transporte y carga de productos con partículas.

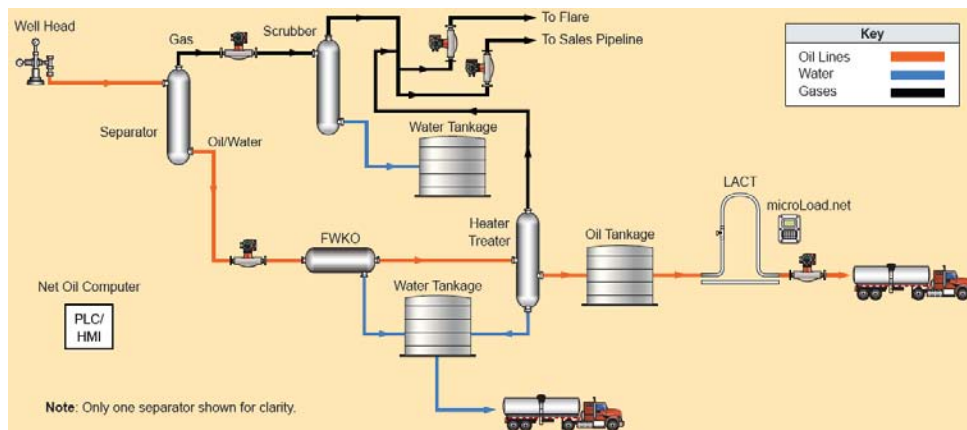


Figura 23. Medición de crudo LACT

Como medidor utilizado en la asignación de hidrocarburos por lo general es instalado a la salida del equipo de separación como parte de la medición operacional, debido a la ventaja que del medidor, que no necesita las correcciones por presión y temperatura; para el caso LACT, esos últimos puntos de medición serán los puntos para realizar la comparativa, ajuste o balance, considerando que la incertidumbre es la mínima posible.

La ecuación que describe la fuerza coriolis es:

$$F_c = 2(\dot{m})(\omega)(v_r) \quad Ec. 7$$

El gasto obtenido por el medidor es:

$$Q = \frac{KL}{8r^2}(\Delta t) \quad Ec. 8$$

2.7 Medidores ultrasónicos

Este tipo de medidores infiere el caudal si se conoce la velocidad del fluido mediante ondas ultrasónicas que viajan a través de la tubería. El principio de funcionamiento se basa en el efecto Doppler o por tiempo de tránsito.

En el efecto Doppler, los transmisores son colocados de tal manera que la onda enviada sea reflejada en la tubería con una frecuencia de pulso diferente debido a que el fluido en movimiento altera la frecuencia, dicha frecuencia será proporcional a la velocidad del fluido y recibida por otro transmisor. En el principio de funcionamiento por tiempo de tránsito, se infiere el caudal por la diferencia de velocidades del sonido al viajar la onda de un transmisor al otro con arreglos de ubicación en ángulos específicos.

Este tipo de medidores no tenían aplicación en mediciones de transferencia de custodia pero si en aplicaciones como:

- Detección de fugas.
- Medición para asignación.
- Verificación de la medición del medidor.

El avance de la tecnología ha permitido que este tipo de medidores puedan ser usados en puntos de transferencia de custodia. Al igual que las turbinas, los medidores ultrasónicos infieren el gasto a través de la medición de la velocidad de la corriente multiplicada por el área de flujo; para este medidor, la exactitud del área se determina mediante el diámetro interno de la tubería, por otro lado, la velocidad se determina al calcular la diferencia entre los pulsos que son enviados a través de la tubería.

El principal problema que se presenta es medir la diferencia de tiempo que existe entre el piezoeléctrico que envía la señal y el que la recibe, esta diferencia tiene un rango de 30 a 120 picosegundos, entonces la medición está en función de la diferencia entre las señales de los piezoeléctricos, además de contar con los

algoritmos de cálculos y arreglos de transductores necesarios para hacer que la medición sea más precisa.

Algunas de las principales ventajas que tienen los medidores ultrasónicos son:

- Bidireccionales.
- Medición no intrusiva.
- No existen pérdidas de presión.
- No tiene partes movibles.
- Proporciona información sobre otras propiedades del fluido.
- Puede operar remotamente.

La ecuación que determina el cálculo del caudal para el método Doppler es:

$$Q = K(\Delta f) \quad Ec. 9$$

La ecuación que determina el cálculo del caudal para el método del tiempo de tránsito es:

$$Q = K \left(\frac{t_1 - t_2}{t_1(t_2)} \right) \quad Ec. 10$$

2.7 Calibración de los medidores

Los medidores utilizados para la asignación de hidrocarburos así como cualquier otro tipo de medidor empleado para cualquier otro tipo de aplicación deben de estar calibrados para para cumplir con los requerimientos necesarios para su uso.

La calibración consiste en comparar las características metrológicas de cualquier instrumento de medida con algún patrón de medida, con la finalidad de igualar las características de medición del instrumento al patrón de medida, en otras palabras, los medidores son calibrados a partir de otros medidores maestro cuya función es ajustar a los medidores para que operen de acuerdo a las características de los fluidos, caudales presentados y condiciones de operación.

Debido a la variedad de instrumentos de medición, existen diferentes procedimientos y equipos de calibración, sin embargo, todos deben cumplir con las

normas y estándares establecidos en cada país o con las referencias internacionales correspondientes, para asegurar que los instrumentos de medida funcionan de manera adecuada bajo ciertas condiciones de operación y con un valor de incertidumbre establecido por instrumento de medición y en general sistema de medición.

Es importante que cualquier sistema de medición reciba el mantenimiento preventivo y correctivo, y sean calibrados cada determinado tiempo de acuerdo a las especificaciones del fabricante, con la finalidad de asegurar que se mantienen las características metrológicas y de que el desempeño del sistema de medición es conforme a las características del fluido y condiciones de operación.

2.8 Calidad de líquidos

A continuación se describen e ilustran los métodos empleados para determinar:

- ✓ Contenido de agua en la mezcla agua/aceite
- ✓ Factor de encogimiento
- ✓ Gravedad
- ✓ Volumen

2.8.1 Analizadores de corte de agua

Los analizadores de corte de agua (Figura 20 objeto 4) son aquellos dispositivos que permiten conocer y medir de manera continua la cantidad de agua a condiciones de flujo, los analizadores más comunes son:

➤ De capacitancia. El funcionamiento del analizador de corte de agua tipo capacitancia opera mediante el principio en la diferencia de las constantes dieléctricas entre el agua y el hidrocarburo, logrando medir la capacitancia que a su vez depende de la constante dieléctrica de la emulsión agua/hidrocarburo, se puede determinar el corte de agua en la emulsión. En cuanto a la calibración del instrumento, se debe de considerar que la relación entre la constante dieléctrica y el corte de agua varía con los diferentes tipos de hidrocarburos y el agua, por ello el analizador se debe de calibrar utilizando los fluidos que se vayan a emplear para desarrollar la curva de calibración.

➤ De densidad. El analizador de corte de agua tipo densidad se basa en la diferencia de densidades entre el agua y el hidrocarburo líquido, el corte de agua de la mezcla se puede obtener al medir la densidad de la mezcla agua/hidrocarburo sin embargo, es necesario primero obtener las densidades individuales de cada fluido (agua e hidrocarburo líquido). Para calibrar estos analizadores se utilizan fluidos con densidades conocidas como:

- ❖ Agua.
- ❖ Varsol.
- ❖ Diesel.
- ❖ Aire.

➤ De absorción de energía. El analizador de corte de agua tipo absorción de energía se basa en el principio de absorción de energía electromagnética. El contenido o corte de agua se mide a través de la diferencia entre la diferencia del ritmo de absorción de energía entre el agua y el crudo, a diferencia del analizador de densidad, este analizador no se ve afectado debido a los cambios de densidad entre las fases líquidas de la corriente así mismo, las impurezas presentes en la corriente tienen menor efecto en la precisión de la medición. El equipo debe de ser calibrado en la fábrica, sin embargo se debe de recalibrar y verificar cuando ya esté instalado con los fluidos que se vayan a emplear.

Para seleccionar el analizador más adecuado, se debe considerar el intervalo de operación, las variaciones en las propiedades de los fluidos, el desempeño, el material del que está hecho para conocer los efectos corrosivos y erosivos, la localización del equipo y de los elementos secundarios como el procesador electrónico, la compatibilidad de las salidas electrónicas con otros dispositivos, el tipo y clase de los ductos o tuberías, por último y no menos importante la frecuencia de calibración del equipo.

Cuando se instala, se deben evitar las caídas de presión, por eso el analizador se debe instalar aguas arriba de la válvula de descarga y lo más cercano posible al separador, las caídas de presión entre estos dos elementos no debe de superar dos libras por pulgada cuadrada.

2.8.2 Muestreador

Se pueden hacer mediciones indirectas, se llaman así porque involucran la multiplicación de las mediciones volumétricas y de densidad llevada a condiciones de flujo, existen diferentes normas API aplicables para obtener la densidad a condiciones de flujo con diferentes herramientas pero también se pueden emplear estudios de laboratorio mediante un densitómetro electrónico o con un cromatógrafo de gases.

En la Figura 20 el objeto 16, se utiliza para tomar muestras para conocer de manera cuantitativa y cualitativa los componentes de la corriente de líquido, los cuales se utilizan cuando:

- Se tienen gastos constantes
- Composición del líquido producido es estable

En la actualidad se manejan muestreadores automáticos, que de manera periódica toman muestras.

2.8.3 Computador de flujo

El computador (Figura 20 objeto 6) es una de los equipos más importantes dentro del sistema de medición ya que es el encargado de recibir todas las señales electrónicas de los diferentes instrumentos con la finalidad de interpretar las señales y convertirlos en datos que el ingeniero pueda interpretar.

El computador de flujo es capaz de almacenar y registrar el histórico de cada una de las señales que recibe, así como de los datos que genera y se encarga de realizar las correcciones por presión, temperatura y flujo. Los factores de corrección empleados para dichas correcciones se ingresan al computador de flujo de manera manual.

Capítulo 3. Relación de las corrientes multifásicas y la asignación de hidrocarburos

Para poder caracterizar los flujos de gas y aceite a través de las tuberías se debe de entender el flujo multifásico, así como identificar las propiedades físicas y químicas. El cálculo básico cuando se trata de flujo multifásico es determinar las fracciones de líquido y gas presentes a las condiciones de operación requeridas.

Por flujo multifásico se entiende el flujo de fluidos de diferentes fases, tales como agua, petróleo y gas. El flujo del fluido multifásico es un factor complejo, importante para comprender y optimizar la hidráulica de la producción tanto en los pozos de petróleo como en los pozos de gas. A la hora de describir el flujo en los pozos de petróleo y gas, se reconocen cuatro regímenes de flujo de fluido multifásico: flujo con burbuja, flujo tapón, flujo de transición y flujo en forma de bruma²

Por otro lado los medidores multifásicos son una combinación de varios medidores, sensores e instrumentación que permiten inferir el gasto de las fases presentes en la mezcla, por lo tanto la selección del medidor dependerá de las características de flujo durante la vida productiva del proyecto.

El desempeño de los medidores se ve afectado cuando las propiedades de los fluidos varían con el tiempo dependiendo de la tecnología que emplea, para evitar el mal desempeño, se toman muestras en campo para conocer la variación en las propiedades de los fluidos y el impacto en las condiciones de operación del medidor, las variaciones obligan a mantener y calibrar periódicamente el medidor.

Este tipo de medidores pueden reemplazar el uso de separadores convencionales o aún mejor, incrementar la capacidad de medición.

3.1 Selección del medidor multifásico

En el Capítulo 1, se estudiaron las configuraciones básicas de los medidores multifásicos, considerando las técnicas que permiten separar las fases para poder medirlas además, los principales factores que tienen mayor impacto en el desempeño de los medidores multifásicos son:

- Salinidad del agua

² Definición de flujo multifásico de Schlumberger.

- Metales pesados en los líquidos
- Contenido de ácido sulfhídrico
- Contenido de dióxido de carbono
- Densidad y viscosidad de las fases
- Comportamiento de las fases

Para seleccionar de manera correcta el medidor se deben considerar los siguientes parámetros:

- Caudal
- Presión
- Temperatura
- Composición
- Pronóstico de producción

La finalidad al tener control de estos parámetros es para determinar el tamaño y la configuración que más se adecue a las necesidades de flujo y medición requeridas.

Los diferentes medidores existentes en el mercado, emplean una gran diversidad de soluciones y principios de medición, esto quiere decir, que algunos medidores trabajan mejor que otros en ciertas aplicaciones específicas. También se consideran los niveles de incertidumbre permitidos en el proceso para tener la certeza que el medidor arroja datos representativos del volumen que pasa a través de él.

3.2 Aplicaciones de los medidores multifásicos

Debido a las condiciones y regímenes de flujo presentes a la boca del pozo o cercas a ésta, los medidores multifásicos deben alcanzar los niveles de incertidumbre permitidos, considerando que la incertidumbre disminuye entre más estables sean las propiedades físico-químicas de la fase, por ello no es recomendable sustituir cualquier medidor monofásico de alta precisión por algún multifásico y más, en puntos fiscales.

No obstante, los medidores multifásicos funcionan mejor en otras áreas o procesos, como por ejemplo:

- ✓ Monitoreo de pozos
- ✓ Pruebas de pozo
- ✓ Medición para asignación
- ✓ Medición de transferencia de custodia

3.2.1 Monitoreo de pozos

La medición multifásica puede ser una buena opción cuando se tienen corrientes de hidrocarburos sin procesar cerca del pozo, permitiendo el monitoreo continuo del desempeño del pozo, por otro lado, uno de los principales limitantes en este tipo de medidores es la incertidumbre, esta es mayor para corrientes multifásicas que para corrientes monofásicas.

Otra limitante ya mencionada, es la posibilidad para tomar muestras representativas, comparado con la medición convencional, es un reto llevar a cabo el muestreo. Este aspecto es crucial, ya que la selección del medidor necesita de información de las propiedades de los fluidos para la selección del medidor.

Al sustituir la medición convencional por medidores multifásicos, es necesario que periódicamente se realicen pruebas para conocer el desempeño del medidor, esto se logra al desviar la producción hacia algún separador de prueba o convencional para ratificar que el medidor aún está calibrado y cumple con la incertidumbre requerida; el uso de los medidores multifásicos permite reducir espacios e infraestructura, como se muestra en la Figura 24, donde el separador de prueba fue sustituido por el medidor multifásico, llevando la producción directamente a la primera etapa de separación.

Además permite monitorear la producción, considerando que el tiempo para obtener la información de la medición es menor que con los separadores de prueba. El monitoreo de la producción también aplica para sistemas artificiales de producción, en el caso del bombeo neumático que implica la inyección de gas al pozo o, la inyección directamente al yacimiento, permitiendo observar en un tiempo menor la respuesta al incremento de la producción que con algún separador de prueba, sin embargo, el incremento de la fase gaseosa puede ocasionar errores en la medición,

debido al cambio en las condiciones de operación y de las propiedades de los fluidos.

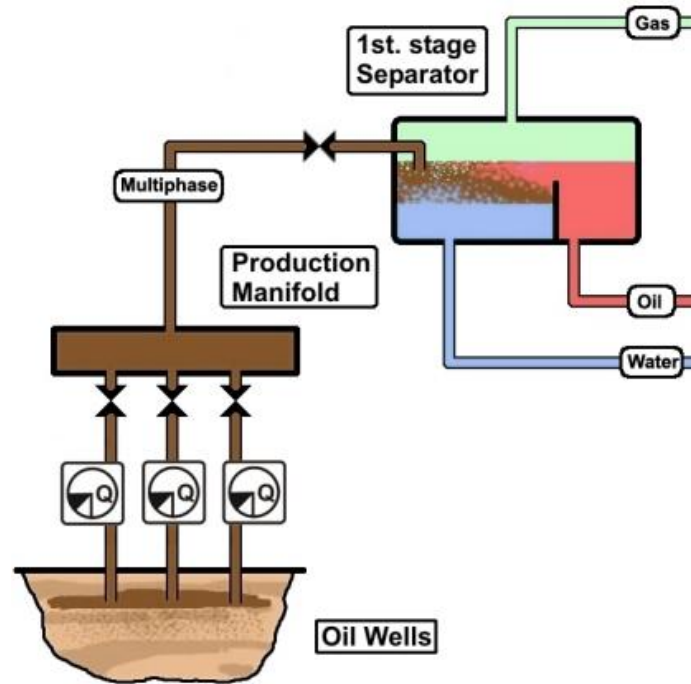


Figura 24. Medidores multifásicos y las etapas de separación

3.2.2 Pruebas de pozo

Uno de los principales objetivos es optimizar la producción, esto se logra monitoreando el desarrollo de cada pozo, como se ha mencionado, las pruebas de pozo permiten conocer el caudal de los pozos probados, esto mediante un separador convencional, sin embargo, en la práctica se ha observado que los medidores multifásicos pueden reemplazar a los separadores (Figura 24) o mejor aún, ayudar a incrementar la capacidad de pruebas en los pozos (Figura 26), como se muestra en la Figura 25.

El uso de estos medidores disminuye el tiempo de respuesta a minutos, en vez de las horas de prueba que lleva el método convencional. Dentro de las razones por las cuales los medidores multifásicos se reemplazan o usan como complemento en las pruebas de pozo son:

- El separador de prueba puede ser utilizado como un separador convencional.
- No es factible instalar el separador de prueba.
- Incremento en la capacidad de prueba.

Relación de las corrientes multifásicas y la asignación de hidrocarburos

- Tiempo de respuesta de las pruebas.
- Menor infraestructura

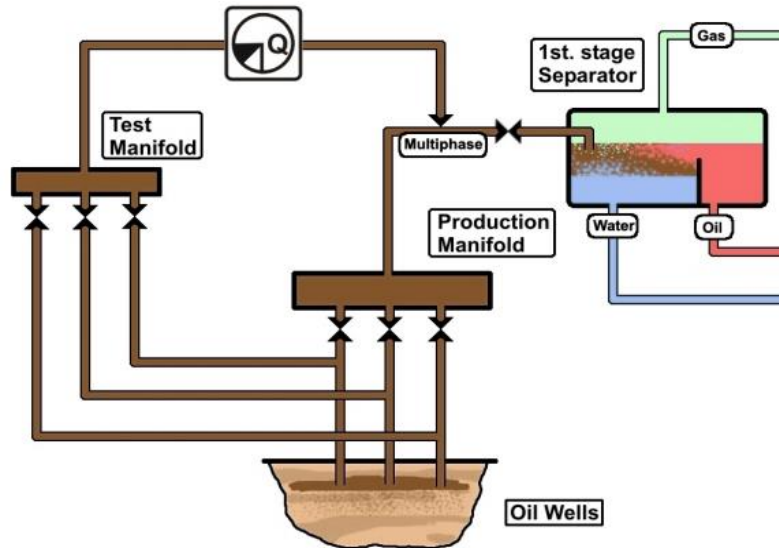


Figura 25. Reemplazo del separador de prueba por medidores multifásicos

Por otro lado, se debe considerar la incertidumbre del proceso; los separadores de prueba ofrecen menor incertidumbre debido a la configuración de construcción y a los amplios rangos de operación que abarcan, mientras que los medidores

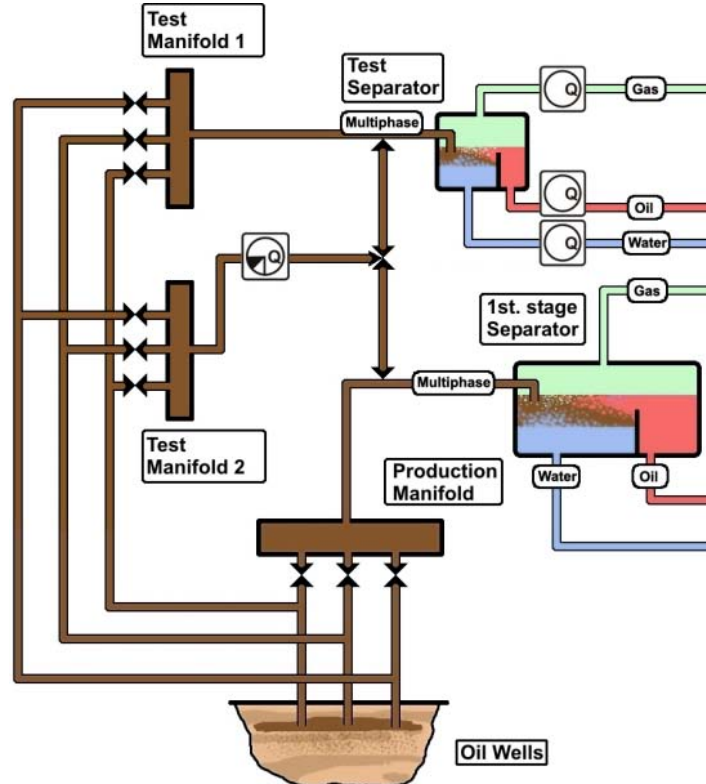


Figura 26. Incremento de las pruebas de pozo mediante separadores de prueba y medidores multifásicos

multifásicos presentan incertidumbres mayores. El uso de los medidores multifásicos depende de un estudio costo-beneficio y de las aplicaciones y alcances específicos del proyecto.

3.2.3 Medición para asignación

Los separadores de prueba y los aforos validados son los métodos más comunes para conocer el caudal por pozo o en su defecto por conjunto de pozos para posteriormente, realizar el ajuste entre los datos de entrada y los datos de salida; estos métodos llevan mucho tiempo, para casos prácticos y donde la incertidumbre lo permita, se pueden utilizar medidores multifásicos en las instalaciones ayudando a eliminar las líneas de prueba y el manifold para desviar la producción.

Como parte de la medición de transferencia de custodia, no es recomendable sustituir un medidor monofásico que brinda menor incertidumbre en la medición que por un medidor multifásico. El uso de estos últimos medidores dependerá de manera específica de los requerimientos de medición.

Uno de los principales errores presentes para interpretar los datos que se obtienen a partir de estos medidores es cuando se emplean para medir los caudales de varios pozos y, dependiendo de la tecnología que cada uno emplee, sino se tiene control de estos, los cambios en las propiedades de los fluidos entre los pozos se pueden mal interpretar en el flujo del fluido por el dispositivo.

3.3 Técnicas de los sistemas de medición de flujo multifásico

Las técnicas que permiten medir los caudales correspondientes de agua, gas y aceite son variadas dependiendo de su principio de funcionamiento, en algunos casos emplean elementos radioactivos que permiten inferir tales caudales.

Los medidores multifásicos emplean algún tipo de elemento radioactivo de baja energía, los cuales ayudan a inferir o conocer algunos de los parámetros requeridos para realizar las mediciones correctas, la siguiente Tabla 3 muestra las técnicas principales.

Técnica	Parámetro a inferir o conocer
Densitómetro de rayos gamma de baja energía	Densidad del fluido
Espectroscopia de rayos gamma de energía múltiple	Fracción de las fases
Espectro de absorción infrarroja	Concentración de los componentes del flujo
Permitividad de flujo	Estimado de la fase acuosa
Conductividad de la fase acuosa	Conductividad del fluido
Densidad a partir de un medidor de presión diferencial	Densidad del fluido. Estimación de la velocidad de flujo
Fuerza coriolis	Corte de agua
Presión y temperatura	Condiciones de flujo. Condiciones estándar
Dispositivos de presión diferencial	Velocidad de flujo
Correlaciones	Velocidad de flujo
Dispositivos de desplazamiento	Caudal total volumétrico
Acústicos	Velocidad. Fracción de las fases

Tabla 3. Técnicas empleadas para inferir los parámetros

3.4 Categoría de los medidores

Los medidores multifásicos se pueden dividir en:

- ◆ Medidores de línea. Este tipo de sistema se caracteriza por que no necesita separar las fases para poder medirlas completamente y se realiza en la línea multifásica; para conocer la medición se necesitan de seis parámetros, tres de ellos son la velocidad de las fases y los otros tres son las fracciones de las fases ya que el gasto se representa mediante la fracción del área multiplicada por la velocidad de cada una de las fases. Para resolver o inferir los parámetros no conocidos se utilizan cálculos, siendo los principales aquellos que consideran que la velocidad de las fases es la misma, de esta manera eliminan los tres parámetros referentes a la velocidad; para lograr esto se requiere de algún dispositivo externo como un mezclador o un medidor de desplazamiento positivo.

◆ Separación parcial. Se llama separación parcial o compacta por que no se realiza la separación tradicional (separadores convencionales), buscando separar

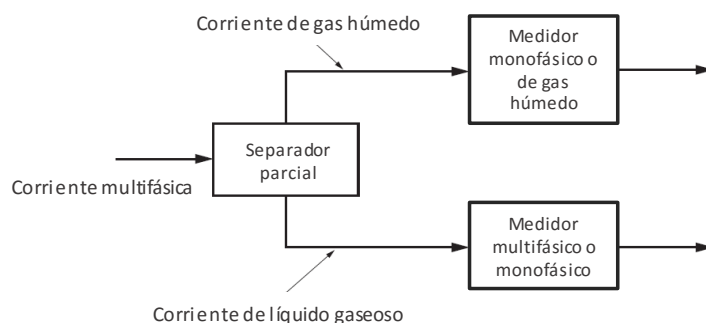


Figura 27. Uso de medidores multifásicos con separación parcial

el flujo multifásico en una corriente de gas húmedo y otra corriente líquida gaseosa como se ilustra en la Figura 27. Cada una de las corrientes que salgan del separador parcial deberá tener un medidor independiente para poder cuantificar cada una de las corrientes.

◆ Separación en la línea de muestra. La principal característica es que la separación no se realiza en la línea de flujo, sino mediante un bypass que permite separar la corriente en dos fases (líquida y gaseosa) y tomar una muestra para conocer la relación agua-líquido mediante un medidor de agua en línea. Además, la relación gas-líquido debe ser medida en la línea de flujo principal para que el medidor multifásico obtenga la medición correcta.

3.5 Calibración de los medidores multifásicos

Los principales sensores que poseen los medidores multifásicos son:

- Dispositivos de medición de presión y temperatura
- Instrumentos de rayos gamma
- Densitómetros
- Sensores de propiedades eléctricas (capacitancia, conductancia, etc.)
- Dispositivos de medición de desplazamiento positivo

Estos sensores deben ser calibrados de manera adecuada para que puedan ofrecer mediciones confiables, y que pueden influir directamente en la calidad general de las mediciones realizadas por los medidores multifásicos. No se puede generalizar la calibración de los sensores debido a la misma diversa tecnología de los

medidores y de las aplicaciones que estas pueden tener, sin embargo, si se deben realizar calibraciones periódicas según lo establezca el fabricante o la experiencia de los expertos en el tema para evitar daños posteriores como mediciones erróneas.

Así como se deben de calibrar los principales sensores que poseen los medidores, también se deben de realizar pruebas o verificaciones que permitan validar que el dispositivo es confiable, tales pruebas se pueden llevar a cabo en el laboratorio mediante el uso de fluido representativo, principalmente en la densidad y viscosidad o mediante otras sustancias que asemejen las características de los fluidos producidos, en la práctica también se emplean fluidos inertes para las pruebas tales como crudos estabilizados, keroseno, nitrógeno; mediante las pruebas se pueden obtener parámetros de revisión de:

- ❖ Funcionalidad de los instrumentos.
- ❖ Software.
- ❖ Algoritmos.
- ❖ Sistemas de control.
- ❖ Alarmas.

Obtenidos todos los parámetros y hechas todas las pruebas necesarias, los medidores deben de pasar la última prueba de aprobación para asegurar que el sistema funciona satisfactoriamente en todos los aspectos, esta última prueba se lleva a cabo con el medidor multifásico completamente ensamblado asegurando la funcionalidad de todo el sistema.

Una vez que el medidor ha pasado las pruebas de laboratorio, se debe de poner a prueba en el campo a las condiciones a las cuales operará durante su vida productiva. Las pruebas en el campo por lo general incluyen lo siguiente quedando registro de cada una de ellas:

- Revisión del sistema.
- Configuración del sistema.
- Prueba del sistema.
- Prueba de presión.

La revisión del sistema se emplea como herramienta principal para verificar que todos los sistemas del medidor completamente ensamblado funcionen en campo, principalmente se realizan balances con la finalidad de comparar la cantidad total con las cantidades teóricas, pudiendo así determinar los errores de medición definidos por las incertidumbres entre los medidores que se emplearan en el campo y los medidores de referencia o medidores maestros.

Los medidores multifásicos por lo general son sometidos a calibraciones estáticas y los resultados de tales pruebas se utilizan por lo general como parte del programa de mantenimiento, mientras que calibraciones dinámicas como el fluido continuo son opcional y sirven para realizar la comparación de los caudales obtenidos de las pruebas de cada una de las fases con patrones de flujo de referencia; estas calibraciones sirven para verificar la trazabilidad. El elemento primario de medición del medidor es calibrado de acuerdo a procedimientos estándar similares a las realizadas a instrumentos monofásicos.

3.6 Caracterización de los fluidos multifásicos

En ocasiones se presentan errores de medición, y no porque el medidor no funcione de manera adecuada o este posicionado de manera incorrecta, sino por la mala caracterización de los fluidos que pasan a través del mismo.

Quizá decir mala caracterización no sea la palabra correcta; recordando que a esta altura de la producción se tiene caracterizado el fluido, sin embargo conforme avanza la vida productiva del campo y de los pozos, la composición cambia con el tiempo, puede existir mayor cantidad de gas, mayor cantidad de agua o inclusive químicos que hayan permitido incrementar el factor de recuperación entonces, se debe actualizar la información de los modelos PVT, y para poder actualizar tal información se tienen que tomar muestras de campo que permitan estudiar la composición de los fluidos que pasan a través del medidor.

Dentro del proceso de calibración de los medidores multifásicos se incluye la calibración con cada una de las fases que se van a manejar realizando mediciones de los parámetros más relevantes tales como, las constantes dieléctricas y los

coeficientes de atenuación de rayos gamma. Toda la información que pueda ser recabada va directamente a la configuración del software del medidor, dentro de la información más importante que pueda ser ingresada al computador del medidor son:

- Densidad.
- Viscosidad.
- Presión.
- Temperatura.

Ambos parámetros son importantes como datos de entrada en el software de cada una de las fases y que estén en función de la temperatura al menos, y en función de la presión para el caso de que se cuente con gas. Y los datos de salida que se obtienen del medidor son:

- Caudal en masa o volumen (agua, crudo y gas).
- Fracciones de las fases.

Es importante que el muestreo sea representativo de los fluidos que se están produciendo debido a que un muestro pobre, el análisis conllevará a un incremento de la incertidumbre de la medición. Sin embargo obtener una muestra representativa en las líneas de flujo multifásico es complicado, por ello se consideran los siguientes puntos:

- La mejor ubicación del punto de muestreo es aguas abajo y de manera vertical a la línea de flujo que hará que los fluidos se mezclen.
- El punto de muestreo deberá estar lo más cerca posible al medidor multifásico.
- Se deben tomar varias muestras posteriores para permitir que cada muestra se separe completamente antes de medir la relación agua-líquido.
- Se deben tomar nuevas muestras en caso de que la diferencia de la relación agua-líquido entre el valor más alto y más bajo sobrepase la incertidumbre aceptada para la toma de muestras.

o La incertidumbre promedio de la relación agua-líquido obtenida del medidor multifásico no puede ser dos veces mayor a la desviación estándar de las muestras. La relación promedio agua-líquido de las muestras puede ser comparada con la del medidor multifásico.

Otra manera de asegurar que los medidores operan de manera óptima es el uso de modelos PVT, ya que el cambio en la presión y temperatura ocasionan cambios en las propiedades de los fluidos y estos a su vez en el medidor. El uso de los modelos PVT depende de los fluidos, estos modelos pueden ser de gas y condensado, de crudo ligero o de crudo pesado. Además los modelos PVT permiten calcular los volúmenes a condiciones estándar a partir de los datos medidos a las condiciones de operación, sirviendo como referencia para conocer si el medidor funciona de manera adecuada.

Los medidores deben ser confiables, la confiabilidad se define como la habilidad de que el medidor sea probado; el nivel de confianza depende de las aplicaciones para las que sean usados, por ejemplo un medidor submarino en aguas profundas usado para distribución y asignación de hidrocarburos necesitará de mayor confiabilidad. Para mejorar la confiabilidad de la medición para medidores instalados en aguas profundas o en lugares de difícil acceso, se implementa sensores de respaldo según el tipo de medidor y los sensores que sean más sensibles y más importantes en el instrumento.

3.7 Incertidumbre en la medición multifásica

Como se ha revisado, la incertidumbre se considera desde la cabeza del pozo a través de las líneas de flujo hacia los separadores y hasta el punto de venta y/o transferencia de custodia.

En el caso de que el medidor tenga aplicaciones fiscales y regulatorias se debe tomar en cuenta la incertidumbre como primera consideración para seleccionar el medidor más adecuado para esas aplicaciones, esto a su vez lleva al estudio de los factores como el gasto, las propiedades de los fluidos, el régimen de flujo, la instrumentación y la calidad del modelo de medición; se debe recordar que este tipo

de medidores realizan mediciones simultáneas de ambas fases (líquido y gas) lo que incrementa la dificultad de las ecuaciones y modelos de medición; a su vez el modelo es sensible a las proporciones relativas de cada fase, a las propiedades de los fluidos y al régimen de flujo.

Para el caso de los medidores multifásicos la incertidumbre de medida se refleja principalmente como incertidumbre relativa en el cálculo de los caudales mientras que la incertidumbre absoluta se expresa en los cálculos para las fracciones de las fases.

Entonces la incertidumbre del sistema de medición completo es la combinación de los efectos de la incertidumbre de cada componente individual y estos se pueden agrupar en las categorías de la Figura 28.

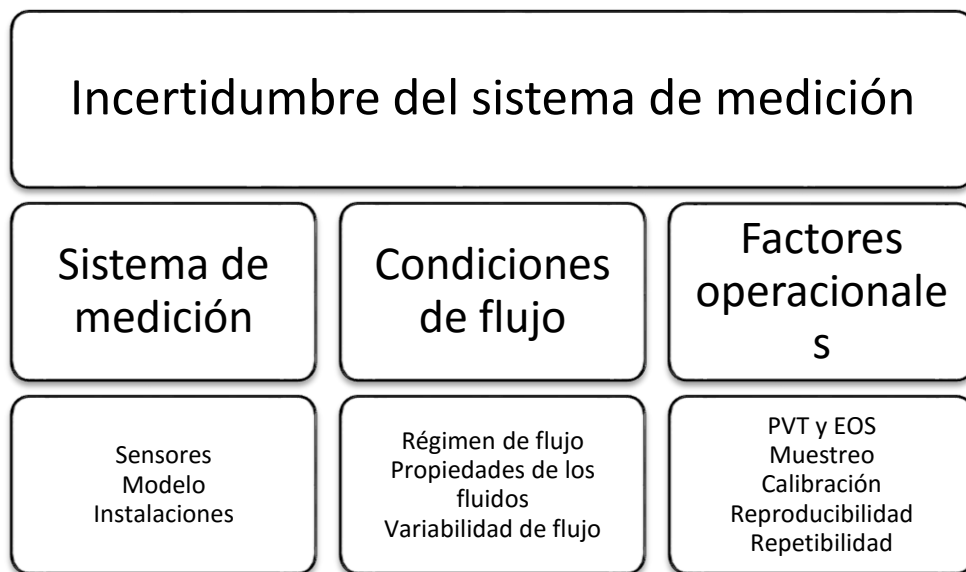


Figura 28. Panorama general de incertidumbre del sistema de medición

Cada uno de los factores que se involucran en el proceso de medición lleva una incertidumbre, esta se refleja en el resultado de la medición en cada punto, en otras ocasiones existen influencias que no son medidas pero que afectan la medición como tal, estas influencias no afectan al mensurando. Ejemplos de tales influencias cuantitativas son:

- ❖ Regímenes de flujo.
- ❖ Variaciones de la viscosidad.

- ❖ Variaciones de la salinidad.
- ❖ Propiedades de los fluidos.
- ❖ Aditivos.
- ❖ Cavitaciones.
- ❖ Variaciones en las condiciones ambientales.
- ❖ Deriva instrumental³.
- ❖ Hidratos.
- ❖ Arena.
- ❖ Pérdidas de presión.
- ❖ Vibraciones.
- ❖ Configuración de las instalaciones.

Estas influencias afectan desde los sensores hasta los resultados del modelo, algunas de los efectos que causan algunas de las influencias más comunes se muestran en la Tabla 4.

Cada uno de los elementos representa, como se mencionó anteriormente, una incertidumbre, que si bien no es posible cuantificar a la perfección desde la cabeza del pozo hasta las líneas de flujo pasando por los separadores y los medidores monofásicos, se puede conocer cuáles son los parámetros que permitan evaluar las expectativas en el desempeño de la medición, dentro de la evaluación se deben de considerar como mínimo los siguientes aspectos:

- ❖ Variabilidad en el régimen de flujo
- ❖ Variabilidad de la composición de flujo
- ❖ Variabilidad de la fracción de fases relativas.
- ❖ Calificación en la medición de flujo y verificación de la información.
- ❖ Sensibilidad de los sensores
- ❖ PVT.

³ Deriva instrumental: Variación continua o incremental de una indicación a lo largo del tiempo, debida a variaciones de las características metrológicas de un instrumento de medida.

❖ Sensibilidad y capacidad de las ecuaciones de predicción de los modelos

Naturaleza de la influencia	Influencia específica	Efecto de la medición
Deriva del sensor	Deriva de la presión diferencial, presión, temperatura, capacitancia, inductancia, microondas	Cálculo del caudal o fracción de las fases
	Resolución del detector de radiación	En los instrumentos de rayos gamma causa error al inferir las fracciones de las fases
	Índice de deriva	Provoca sesgo por modelo de flujo erróneo
Medio ambiente de operación	Régimen de flujo / orientación de la tubería	Provoca sesgo por modelo de flujo erróneo
	Presión	Límites de operación, daños del transductor y compensación debido a la presión estática
	Relación del desplazamiento	Corrección errónea del deslizamiento entre fases
	Temperatura	Límites de operación, daños al transductor, compensación de baja a elevada temperatura
Alteración geométrica del medidor	Erosión / corrosión	Provoca sesgo en el caudal calculado
	Incremento de depósitos	Provoca sesgo positivo en el caudal calculado o cambios en la respuesta del sensor
	Efectos de presión	Depende del instrumento
	Densidad	Provoca sesgo en el cálculo del caudal
	Salinidad	Afecta la fracción de las fases
	Viscosidad	Afecta la fracción de las fases
	Composición	Afecta la fracción de las fases
Aditivos	Afecta el flujo y los modelos PVT	

Tabla 4. Efecto de las influencias en la medición

Capítulo 4. Asignación y distribución de hidrocarburos

Se define como Asignación de la Producción al proceso de rastrear y determinar los volúmenes de aceite, gas y agua producidos desde el punto de producción hasta el punto de venta, pertenecientes a cada usuario. Este proceso reflejará de manera directa los impuestos y regalías que cada usuario deberá pagar por extraer los hidrocarburos, así como el pago correspondiente por los fluidos producidos.

Para tener un control sobre los hidrocarburos, visto desde el punto de asignación, se requieren de medidores, software, o métodos que permitan distribuir la producción de acuerdo a los valores en el proceso de asignación entre los diferentes usuarios, considerando el grado de participación que cada uno de ellos tenga en el proyecto.

El grado de participación de los usuarios se determina a partir del volumen producido, estos volúmenes a su vez son inferidos o validados por diferentes métodos desde el pozo, además existen otras técnicas que en conjunto con los métodos permiten hacer ajustes en nodos estratégicos para asignar la producción, algunas técnicas son tan simples como una distribución en partes iguales y otras son más complejas que toman en consideración la calidad de los hidrocarburos e inclusive se apoyan de tecnologías más sofisticadas para clarificar y distribuir de manera correcta los hidrocarburos.

En casos ideales, el proceso de asignación se debería planear antes del desarrollo del campo y de las instalaciones, para especificar los instrumentos, equipos e infraestructura necesarios para llevar a cabo el proceso, sin embargo, esto no ocurre, ya que en ocasiones no se tiene contemplado ni visualizado de manera correcta el proceso de medición correspondiente que permita el mayor control sobre los hidrocarburos producidos posible.

4.1 Visualización del proceso de asignación

Para llevar a cabo la asignación, es necesario considerar los objetivos, métodos, principios o mecanismos y la operación, que serán las causas o resultados que se obtendrán del proceso, como se muestra en la Figura 29, cada uno de los aspectos, resultará en preguntas que permitan comprender el proceso de manera integral.

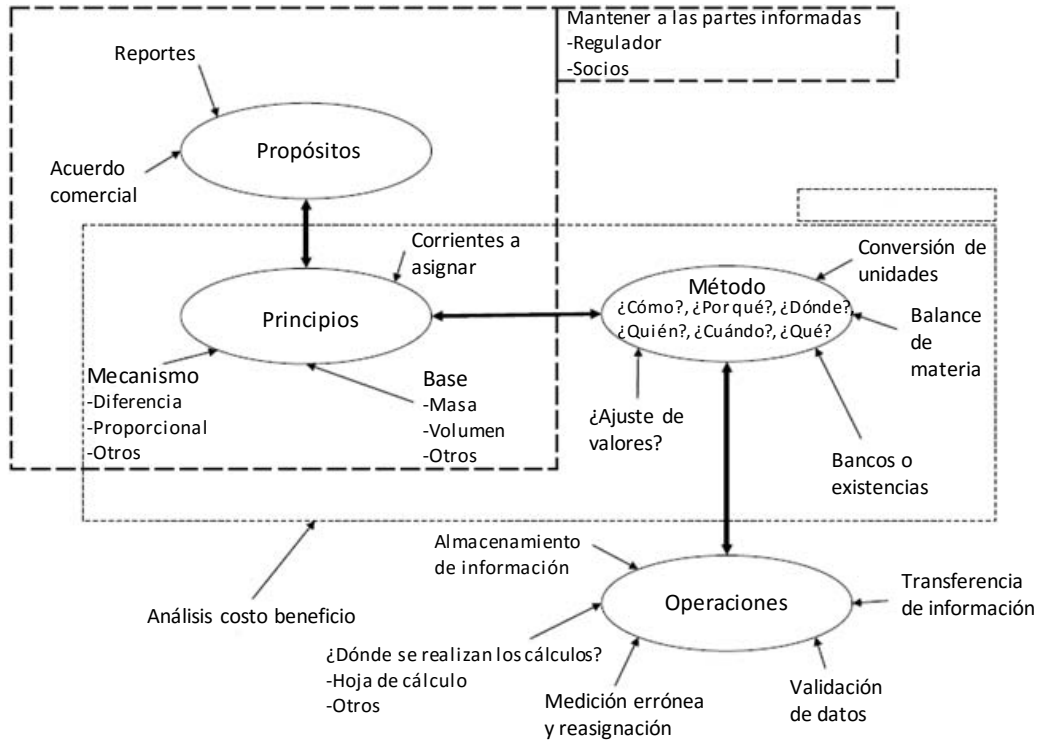


Figura 29. Puntos clave del proceso de asignación

El diagrama anterior permitirá conocer como mínimo los aspectos fundamentales para realizar la asignación, y estos a su vez darán origen a otros mecanismos que los soporten, este diagrama considera qué tipo de asignación se va realizar, las preguntas que indiquen por qué ese método es el más indicado, cuáles serán los alcances y problemas que se puedan resolver con este método, qué datos son necesarios para llevar a cabo el proceso y así mismo, permite realizar un análisis costo beneficio para conocer si es viable realizar el proceso con las condiciones y alcances propuestos.

La asignación puede llegar a ser tan compleja que, el sistema puede presentar dificultades para implementarlo, por otro lado si el sistema es sencillo puede llegar a no satisfacer las necesidades de asignación entre los usuarios involucradas. Por ello, se ha desarrollado un diagrama de flujo (Figura 30) que permite visualizar, los cuatro pasos clave identificados para desarrollar el proceso de asignación.

En el paso 1: Identificación de los objetivos del sistema, permite definir qué tipo de proceso de asignación se desea, considerando:

- ✓ Conocer los acuerdos contractuales.
- ✓ Datos importantes del sistema aguas arriba.
- ✓ Reconocer las mediciones erróneas.
- ✓ Conocer la incertidumbre de los instrumentos utilizados por parte de cada usuario y de los instrumentos comunes.
- ✓ Prever cambios futuros.

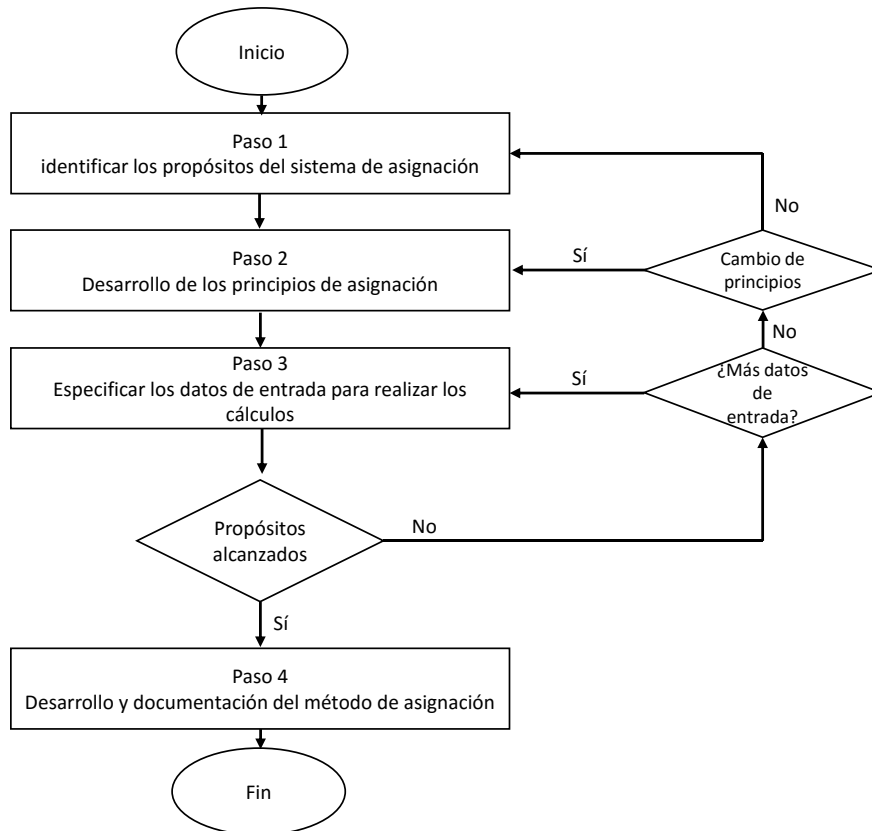


Figura 30. Pasos para desarrollar el proceso de asignación

En el paso 2: Desarrollo de los principios de asignación, considera lo siguiente:

- ✓ Las unidades a usar y el tipo de hidrocarburo
- ✓ El método de asignación que se va a implementar
- ✓ El nivel de asignación.
- ✓ Reportes del proceso (producción, ambientales, regulatorios, etc.)

En el paso 3: Datos de entrada, permite identificar y conocer los datos requeridos para poder llevar a cabo los cálculos pertinentes. En este punto, se puede conocer si se han alcanzado los objetivos propuestos, en caso contrario será necesario

revisar, replantear los objetivos o en su defecto obtener mayor información que permita cumplir con los objetivos.

En el paso 4: Desarrollo y documentación del método de asignación, en este punto, todas las partes involucradas deben de estar de acuerdo. Se debe tener registro de los cálculos y de los métodos usados, así como de las cantidades de aceite, gas y agua producidas y asignadas.

4.2 Necesidades del proceso de asignación

Anteriormente se mencionó que la asignación de hidrocarburos es un proceso, en el cual se determinan y rastrean los hidrocarburos producidos por diferentes usuarios, considerando que estos usuarios que explotan el mismo yacimiento, campo o área contractual tienen un acuerdo, para establecer las condiciones y necesidades de cada parte, seleccionando algún método para conocer la cantidad de hidrocarburo que están explotando, por otro lado, existen casos donde no es necesario llevar el proceso de distribución, porque el campo pertenece a un solo usuario por lo tanto, no es necesario rastrear los hidrocarburos para conocer el volumen de hidrocarburo que le corresponde a cada parte, a menos que se requiera conocer el potencial de cada pozo como información de control, entonces se debe llevar a cabo el proceso para conocer los caudales que aportan los pozos.

La distribución debe ser equitativa entre todos y cada uno de los usuarios, pudiendo demostrar que los hidrocarburos distribuidos entre cada uno de ellos es transparente, tanto los cálculos como la información resultante. Si no existieran métodos de asignación, considerando que la mayoría de los pozos no tienen medidor, el control de la producción entre los participantes sería deficiente atrayendo problemas para conocer los volúmenes que corresponden a cada usuario.

El usuario o usuarios deberán realizarse las siguientes preguntas que puedan ayudar a definir los alcances, objetivos y desarrollo del proceso de asignación considerando las siguientes preguntas:

- i. ¿Por qué necesitamos llevar a cabo el proceso de asignación o distribución?

- ii. ¿Quiénes son los usuarios?
- iii. ¿Qué fluidos vamos a trabajar?
- iv. ¿Qué fluidos van a ser asignados?
- v. ¿Dónde está el valor?
- vi. ¿En qué momento se requieren los datos y los reportes?
- vii. ¿Qué sistema de unidades se van a emplear?
- viii. ¿Existe la necesidad de llegar a conocer el potencial del yacimiento o pozos?
- ix. ¿Con qué tipo de mediciones cuento?
- x. ¿Qué otros aspectos necesito?
- xi. ¿Cómo puedo manejar las mediciones erróneas?
- xii. ¿Los datos de producción son válidos?

Lo anterior permitirá tener un sistema de gestión adecuado que implemente el proceso en los tiempos establecidos conforme los objetivos y alcances, y que resuelva los problemas que se presenten en el desarrollo e implementación del proceso.

4.3 Tipo de balances

Al momento de distribuir o asignar la producción a cada usuario, se efectúa un balance, en este balance se va a determinar la cantidad de hidrocarburos que les corresponde, los tipos de balances pueden ser:

- Balance másico.
- Balance volumétrico.
- Balance molar.
- Balance energético.

Los balances energético y volumétrico se emplean para todo tipo de corrientes, por otro lado los balances másico y molar se emplean cuando se requiere la composición de cada componente del sistema. Recordando que existen dos casos en todos los tipos de balances:

- ✓ Caso ideal
- ✓ Caso real

Para el caso ideal, se considera que los fluidos que entran a un sistema son los mismos fluidos que salen del sistema, tomando en cuenta que no existen pérdidas. Para el caso real, los fluidos que entran en un sistema no son iguales a los fluidos que salen del mismo, ya que se consideran las pérdidas que existen a través del mismo. Las pérdidas a través del sistema pueden tener un impacto significativo o por el contrario pueden ser insignificantes, éstas pueden ser ocasionadas por mermas, insumos, robos, desde el punto de vista del sistema de medición, por malas calibraciones o falta de mantenimiento, impactando directamente en los datos de medición y por ende en la asignación. El balance volumétrico es el más usado debido a que los medidores miden volumen en barriles de aceite o pies cúbicos de gas. La Tabla 5 muestra las principales ventajas y desventajas en los diferentes tipos de balances que se explicaron anteriormente.

Tipo de balance	Ventajas	Desventajas
Másico	Fácil de comprender	No es de uso común la medición másica
	Cambio de fase no afecta la masa	Se requieren datos de presión, temperatura y volumen para obtener la masa
Molar	Fácil de comprender	Puede que no se conozcan los pesos molares de componentes no estándares
	Cambio de fase no afecta el balance molar	
	El análisis de gas se presenta por lo general en moles	A menudo no se conoce el análisis molar
Volumétrico	Es fácil de entender	El volumen es sensible a cambios de presión, temperatura y de fase
	Es el método más común en la medición de aceite y gas	Se requieren de datos de presión y temperatura precisos para calcular los volúmenes a diferentes presiones
	Los reportes de producción y reservas emplean el volumen como característica de medición	Las diferentes condiciones pueden causar confusión, como condiciones estándar o condiciones de almacenamiento

Tabla 5. Ventajas y desventajas de los tipos de balance

4.4 Inferencia del caudal

Los datos que permitan realizar el ajuste en los nodos del sistema de asignación serán los datos obtenidos a partir de las mediciones realizadas mediante los medidores o mediante datos inferidas o estimados provenientes de pozos principalmente. Es una realidad física y económicamente imposible que todos los

pozos tengan un medidor propio, tan sólo en México, existen más de 5,000⁴ pozos productores, estos costos impactarían directamente en la rentabilidad de los proyectos, porque no sólo se considera el costo del medidor, sino de todos los procesos de acondicionamiento para que las mediciones realizadas por el medidor sean representativas de los volúmenes que pasan a través de él y de la incertidumbre propuesta en cada punto de medición. Debido a esta y otras limitantes, se desarrollaron diferentes métodos y tecnologías que permiten inferir los volúmenes producidos por pozo.

4.4.1 Aforos

Los aforos o pruebas de aforo son las mediciones del flujo realizadas a boca de pozo que permite optimizar la producción para mejorar el desempeño de los mismos, permitiendo conocer el caudal de gas, agua y aceite. En base a esta información se podrá entender el comportamiento del pozo y del flujo de fluidos para mantener estable la producción, de tal manera que se conozca el momento preciso de implementar algún proceso de recuperación secundaria o mejorada, o en su defecto de algún sistema artificial de producción.

Estas mediciones a boca de pozo son principalmente las realizadas con separadores de prueba, separadores convencionales y medidores multifásicos.

4.4.1.1 Separadores convencionales y de prueba

Los separadores convencionales permiten separar y medir las corrientes provenientes de los pozos, con una incertidumbre no mayor al $\pm 5\%$. Estos datos de medición servirán como referencia en el ajuste que se realice para asignar los hidrocarburos. Por otro lado los separadores de prueba permiten conocer el caudal que aporta el pozo bajo ciertas condiciones, para efectos prácticos y de campo se considera que la producción del pozo será el caudal que registra el separador hasta que se vuelva a realizar la prueba correspondiente.

Los datos de medición obtenidos de los separadores, en base a la incertidumbre que manejan, permitirán asignar la producción; los ajustes y balances realizados en

⁴ Estimación obtenida a partir de los datos estadísticos a febrero del 2016 de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Asignación y distribución de hidrocarburos

base a estas mediciones llevan por lo general abarcan cierta cantidad de pozos de un mismo campo o de varios campos, por lo que el control deberá ser preciso mínimo, para la producción de cada campo y por ende a los pozos.

4.4.1.2 Medidores multifásicos

Los medidores multifásicos como se ha explicado permiten extender la capacidad de prueba o en su defecto sustituir los separadores, no obstante, estos medidores son de gran utilidad en lugares donde no es posible instalar los separadores debido a la dificultad de la instalación, como en el fondo del mar.

A través de las mediciones que realicen los medidores y considerando la cantidad de instalaciones y pozos que abarque el medidor, se asignará la producción según los datos de medición que se tengan, considerando si es necesario realizar correcciones a los datos por presión, temperatura u operacionales del mismo medidor.

Es importante resaltar que para realizar una buena asignación es necesario contar con datos validados, esto es, que los aforos sean válidos, de tal manera que aseguren que los datos obtenidos a través de las pruebas o mediciones son confiables.

Como se ha mencionado, los medidores permiten conocer el volumen de fluidos que pasa a través de ellos, pero eso no asegura que los pozos mantengan la producción estable y peor aún que produzcan la misma cantidad de fluidos. Por esto se realizan las pruebas de aforo, pero aparte existen otros métodos matemáticos, que se basan en las propiedades de los fluidos y las características de las tuberías de producción, con las cuales es posible conocer el caudal que aportan, como las curvas IPR/VLP.

4.4.2 Curvas IPR/VLP

Para conocer y analizar el comportamiento del flujo en el pozo se necesita definir conocer el comportamiento de afluencia en el pozo y en las tuberías, tanto vertical como horizontal. Este análisis trata de predecir el caudal y presiones en puntos definidos del sistema integral de producción.

4.4.2.1 Índice de productividad

Para entender cómo se conjuntan la solución de estos nodos, se debe entender que es el índice de productividad, el cual se define como el método para determinar la capacidad de producción del pozo a través de curvas que relacionan la presión y el caudal. Básicamente se divide en dos casos, el primero de ellos cuando se tiene yacimientos bajo saturados (gas disuelto en el aceite) y el segundo cuando existe la liberación del gas, por lo que el comportamiento de afluencia será diferente.

El análisis parte de conocer la presión estática y presión de fondo fluyente, la ecuación que describe el comportamiento entre las presiones y el caudal, asumiendo que el caudal es directamente proporcional a la caída de presión entre el yacimiento y el pozo es la siguiente:

$$J = IP = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad Ec. 11$$

Esta ecuación permite conocer el gasto máximo cuando la presión de fondo fluyente sea cero (ideal) y cuando ambas presiones (estática y fluyente) se encuentren en equilibrio el gasto sería cero. Gráficamente el comportamiento de esta ecuación es una línea recta debido a las características del fluido y a la existencia de una sola fase, por otro lado, existen yacimientos saturados, que debido a la presencia del gas, el comportamiento será diferente.

La ecuación que describe el comportamiento de los pozos con empuje de gas es la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_o \text{ máx}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad Ec. 12$$

Gráficamente se representa en la Figura 32. Se puede observar que existe una parte recta, la cual representa el comportamiento del yacimiento bajo saturado, al momento que se empieza a liberar el gas de aceite debido a las caídas de presión se observa un comportamiento diferente (curva).

4.4.3 Flujo multifásico en tuberías

Debido a las caídas de presión en el yacimiento o por la baja presión inicial de mismo, se encuentra el gas liberado, por lo tanto se deben de manejar dos fases completamente diferentes, con propiedades y patrones de flujo diferentes. Para el estudio del flujo en tuberías, se divide en flujo en tuberías horizontales y verticales. La siguiente Tabla 6 muestra los diferentes patrones de flujo para los diferentes tipos de tuberías.

Patrones de flujo en tuberías horizontales	Patrones de flujo en tuberías verticales
Flujo burbuja	Flujo burbuja
Flujo anular	Flujo anular
Flujo bache	Flujo bache
Flujo niebla	Flujo de transición
Flujo ondulado	
Flujo estratificado	
Flujo tapón	

Tabla 6. Patrones de flujo en tuberías horizontales y verticales

Además para estudiar el comportamiento del fluido a través de las tuberías verticales y horizontales, diferentes autores han propuesto ecuaciones que permiten conocer las caídas de presión a lo largo de las tuberías en base a las características de las tuberías y de las propiedades de los fluidos. Los principales correlaciones (ecuaciones) que describen tal comportamiento fueron realizados por los siguientes autores, para los cuales los métodos llevan sus nombres.

Correlaciones para tuberías horizontales	Correlaciones para tuberías verticales
Bertuzzi, Tek y Poettmann	Poettmann y Carpenter
Eaton, Andrews, Knowels y Brown	Orkiszewski
Beggs y Brill	Beggs y Brill
Dukler	Baxendell y Thomas
Lockhart y Martinelli	Hagerdon y Brwon
	Duns y Ros

Tabla 7. Correlaciones para tuberías horizontales y verticales

Además existen gráficas de presión contra profundidad (método gráfico) que permiten conocer las caídas de presión a lo largo de la tubería en base a las presiones en la cabeza, presión estática, presión de fondo fluyente y la profundidad.

Las correlaciones repasadas anteriormente permitirán construir curvas de presión contra gasto, en base a las caídas de presión y la longitud de la tubería, considerando el diámetro de esta última, para predecir diferentes escenarios en

base al comportamiento del flujo en la tubería de producción. La Figura 31 muestra la gráfica de las curvas de presión contra gasto.

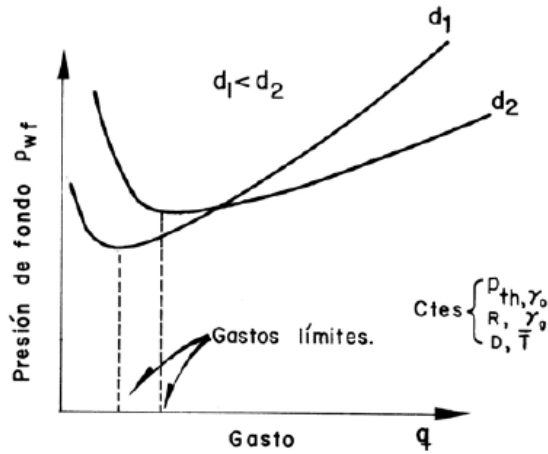


Figura 31. Curvas de demanda (Vertical Lift Performance)

Las curvas anteriores permiten conocer el gasto máximo a obtener en conjunto con las curvas IPR, que es el punto donde se intersectan ambas curvas, considerando las mismas propiedades de los fluidos y características de las tuberías para ambas curvas como se muestra en la Figura 32.

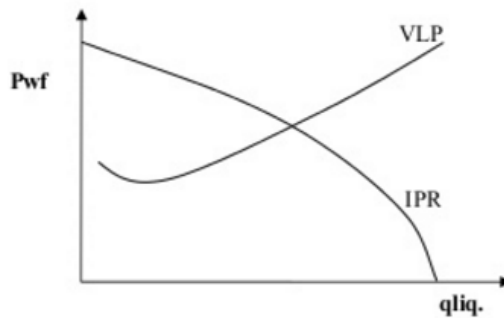


Figura 32. Curva IPR / VLP

4.4.4 Análisis nodal

El análisis nodal es una técnica que permite determinar el comportamiento del pozo, dividiendo el SIP en nodos solución para calcular las caídas de presión y el caudal en ese nodo. El análisis nodal se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectoros o con equipos artificiales de producción, para seleccionar el nodo solución de estudio dependerá del componente que se desee evaluar.

Las caídas de presión entre los diferentes elementos del sistema permitirán conocer el caudal que pasa a través de estos, los principales que pueden inferir el caudal en el pozo es el nodo solución en la cabeza del pozo, el nodo solución en el fondo del

pozo, principalmente permite observar el comportamiento del fluido a diferentes diámetros de tubería y los efectos de caídas de presión que causa.

Estos métodos permiten inferir el caudal a las condiciones requeridas, para ellos y como se ha mencionado, se necesitan de datos de presión y temperatura para obtener las propiedades de los fluidos petroleros mediante toma de muestras actualizadas conforme la vida productiva de los pozos y del yacimiento avanza.

4.5 Factores que impactan en la medición

La medición se vuelve más crítica conforme los hidrocarburos se alejan de la cabeza del pozo, por ejemplo en los puntos de venta, de transferencia de custodia o puntos de medición fiscal ya que de este tipo de medición se obtienen los datos fiscales. El final de todo el proceso de producción, se resume en los ingresos por los hidrocarburos producidos y en los impuestos que estos generan debido a la regulación que cada país tiene y a los cuales los usuarios están sujetos al explotar los recursos.

Los medidores empleados para poder asignar y distribuir los hidrocarburos producidos al igual que cualquier otro tipo de medidor con cualquier otra aplicación, deben de ser calibrados, probados, y verificados según las mejores prácticas internacionales con tal de alcanzar la exactitud necesaria para que el medidor pueda ser usado como medidor de asignación.

Las normas del Instituto Americano del Petróleo muestran una guía de todos los medidores considerando los factores que se puedan presentar en el laboratorio como la calibración hasta las pruebas en campo para cada uno de los elementos del tren de medición como lo son el elemento primario, secundario y terciario, estas normas muestran entre otras cosas los siguientes elementos que permiten el desempeño óptimo del medidor:

- Calibración y verificación en laboratorio y en campo.
- Prueba del medidor.
- Diagnósticos de verificación.
- Rangos de operación.

- Calibración y verificación de los elementos secundarios.
- Calibración y verificación de los elementos terciarios.
- Requerimientos de las instalaciones en campo.
- Inspecciones físicas.

Otros aspectos que impactan la medición son el cambio en las propiedades de los fluidos, la variación en los separadores y en el proceso y la variación de las condiciones de operación. Cambios y variaciones significantes resultan en mediciones inadecuadas y estas a su vez afectan la asignación para cada uno de los usuarios involucrados. La Tabla 8, muestra los factores que afectan la medición de los medidores empleados para el proceso de asignación de los hidrocarburos.

Aceite	Gas
Relación máxima/mínima	Relación máxima/mínima
Cambios dinámicos en el caudal	Cambios dinámicos en el caudal
Rango de operación (presión y temperatura)	Rango de operación (presión y temperatura)
Propiedades de los fluidos	Propiedades de los fluidos
Vibración	Vibración
Parafinas	Parafinas
Sedimentos	Arrastre de líquidos
Liberación del gas	Purgado de líquido
Pulsaciones	Pulsaciones
	Erosión
	Hidratos

Tabla 8. Factores que afectan a los medidores

4.6 Factor de asignación

El factor de asignación se define como la relación entre el volumen medido y el volumen total estimado. Cada pozo o batería se le puede proporcionar este factor, principalmente a los caudales de los pozos que se obtienen a partir de pruebas de pozo. Cuando se distribuye el caudal total, ya sea en el tanque de almacenamiento o en el separador, en los pozos se considera cuanto ha aportado el pozo en relación al volumen total de referencia. Matemáticamente se puede expresar de la siguiente manera:

$$AF = \frac{\text{Volumen medido}}{\text{Volumen total estimado}} \quad Ec. 13$$

El factor de asignación permite conocer la cantidad de hidrocarburo que producen los pozos, plataformas o las instalaciones a las cuales se aplique la asignación.

Asignación y distribución de hidrocarburos

Los volúmenes de crudo, gas y agua reales en las baterías se determinan por medio de la separación y para cada fluido, el volumen real total se divide entre el total de la producción estimada y de tal manera se puede obtener el factor de asignación. El factor de asignación se multiplica por la producción estimada del pozo para obtener la producción real del pozo, este factor se puede considerar como un factor de corrección.

Existen ocasiones en las que no es necesario obtener el factor de asignación debido a los bajos gastos que se presentan y que llegan a las baterías, los casos son los siguientes:

- Todos los pozos conectados a la batería producen menos de dos metros cúbicos de crudo por día.
- La mayoría de los pozos conectados a la batería producen menos de dos metros cúbicos de crudo por día y ningún pozo produce más de 6 metros cúbicos de crudo al día.

Para estos casos se tienen que realizar otras operaciones de campo para tratar de aumentar la producción tomando las acciones preventivas y correctivas necesarias. Los factores de asignación están ligados con las pruebas de pozos realizadas mediante separadores de prueba, como se mencionó el factor obtenido permite ajustar los volúmenes extraídos de los pozos.

4.7 Niveles de asignación

En los procesos de asignación existen diferentes niveles a los cuales se van a asignar los hidrocarburos producidos. No existe un número definido o máximo de niveles, ya que la asignación puede ser tan compleja como sea el sistema, los niveles más comunes son:

- Pozo.
- Yacimiento.
- Campo.
- Instalación.
- Usuario.

4.8 Métodos de asignación

En esta sección se presentan los métodos y cálculos empleados para asignar o distribuir la producción, para realizar el proceso correcto, los datos deben ser de calidad tanto de los medidores y de los caudales inferidos.

Como ya sabemos hay una gran variedad de medidores, sin embargo, los principales medidores empleados en el proceso de asignación son:

- i. Turbina
- ii. Desplazamiento positivo
- iii. Coriolis

Se emplean debido al uso que han tenido en la Industria a lo largo de los años, no sólo como medidores operacionales, sino en puntos más importantes como los puntos de venta y de transferencia de custodia.

En cuanto a los métodos de asignación, se consideran los siguientes:

1. De participación
2. Por diferencia
3. Proporcional
4. De incertidumbre (UBA)
5. Modelo de simulación del proceso
6. Ajuste del valor del crudo (COVA)

Los métodos anteriores se pueden aplicar para cualquier base de medición ya sea másico, volumétrico, molar y energético. Estos métodos tienen diferentes bases de asignación, por eso se va a realizar su estudio.

4.8.1 Método de participación

Este método es el más sencillo que existe, se basa principalmente en la participación que tiene cada usuario en el desarrollo del proyecto considerando las siguientes características:

- No considera la cantidad de hidrocarburos que haya aportado cada usuario.
- No considera la calidad de los hidrocarburos aportados.

- Es el más simple y sencillo.

La ecuación que describe este método es la siguiente:

$$Q_n = Q \left(\frac{\text{Participación}_n}{\sum_n \text{Participación}_n} \right) \quad \text{Ec. 14}$$

Este método sólo toma en consideración la participación que cada uno tiene por lo general de manera porcentual, esta participación por ejemplo se determina a partir del capital que cada usuario aporta al desarrollo del campo.

4.8.2 Método por diferencia

La principal característica que describe a este método es como su nombre lo indica, la diferencia. De todos los usuarios que participan en el desarrollo del proyecto, solo a uno no se le puede asignar la producción de manera directa, debido a que no cuenta con datos de medición. El ejemplo más claro se basa entre dos usuarios; donde se conocen los volúmenes totales producidos correspondiente a uno de los usuarios por lo tanto, el volumen de hidrocarburos que se le asigne al usuario sin medición será la diferencia entre el volumen total y el volumen medido por uno de los usuarios.

El método tiene las siguientes ventajas y desventajas:

- Puede reducir medidores adicionales.
- Se aplica en sistemas donde no se conoce el volumen que aporta una corriente.
- La incertidumbre puede crecer.
- La incertidumbre afecta a todos los usuarios.
- Puede ser sencillo para cierto tipo de casos.

La ecuación que describe este método es la siguiente:

$$Q_n = Q - Q_1 - Q_2 - \dots - Q_{n-1} \quad \text{Ec. 15}$$

La Figura 33 muestra dos corrientes provenientes de dos campos diferentes, para el campo A, se tienen datos de medición inferidos, mientras que para el campo B no tiene ningún método de medición. Ambas corrientes llegan a una plataforma con capacidad de procesamiento, en la cual se realizan las mediciones correspondientes para conocer el volumen producido y el hidrocarburo producido del campo B será la diferencia entre el total medido y el volumen estimado.

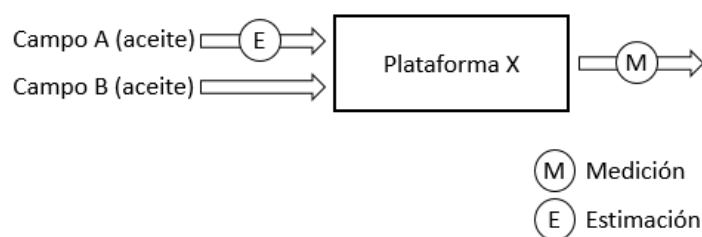


Figura 33. Esquema de asignación por diferencia

La validez del método consiste en medir o determinar los fluidos producidos de mayor volumen y calcular el volumen restante, sin embargo, al realizar los cálculos de esta manera se tiene mayor incertidumbre. Por lo tanto se recomienda realizar la medición o inferir el caudal del volumen que no sea predominante (menor).

4.8.3 Método proporcional

Este método es intuitivo, el volumen asignado se basa en los volúmenes conocidos o estimados; para conocer la producción de cada uno de los campos se hace uso de otras herramientas como modelados, pruebas de pozos, mediciones, entre otros.

La ecuación que emplea este método es la siguiente:

$$Q_n = Q \left(\frac{B_n}{\sum_n B_n} \right) \quad Ec. 16$$

Como se mencionó al principio, el método se basa en estimaciones realizadas, en conjunto con los datos de los fluidos producidos se hace un balance para poder corregir las cantidades que le corresponden a cada campo.

4.8.4 Método de incertidumbre (UBA)

Como el nombre lo indica, el método se basa en la incertidumbre presente en el proceso, esto quiere decir, en los errores de medición del sistema por ello, es necesario tener control sobre la incertidumbre. Este método puede arrojar resultados más equitativos que cualquiera de los métodos anteriormente expuestos.

El método UBA trata de minimizar el factor incertidumbre en la distribución, tomando los datos de incertidumbre como parte de la información necesaria para llevar a cabo los cálculos. Debido a que este método emplea datos de incertidumbre, se requiere de medidores que presenten rangos de incertidumbre bajos.

Las ecuaciones principales que se emplean en el método son las siguientes:

$$I = Q - B_1 - B_2 \quad Ec. 17$$

$$\beta = \frac{U_1^2}{U_1^2 + U_2^2} \quad Ec. 18$$

$$Q_1 = B_1 + (I\beta) \quad Ec. 19$$

$$Q_2 = B_2 + (I\beta) \quad Ec. 20$$

Las principales ventajas de este método son:

- ✓ Cuando la incertidumbre entre los medidores no es similar y los volúmenes medidos difieren entre ellos, maneja los desequilibrios de manera justa entre los campos debido a la varianza que se calcula mediante la relación β de las mediciones.

- ✓ Permite identificar errores en la medición importantes.
- ✓ Alienta al uso de mejores medidores.

4.8.5 Método de simulación del proceso

Es un método particular, considera los efectos de presión y temperatura para ofrecer información de los hidrocarburos cuando esos parámetros cambian a lo largo del sistema. La simulación se utiliza para estudiar y analizar el comportamiento del sistema, las ecuaciones que se emplean en la simulación ayudan a describir el sistema, la transferencia de calor, transferencia de masa, equilibrio entre el vapor y el líquido, y el comportamiento del equipo. La simulación se entiende como los software comerciales capaces de resolver ecuaciones lineales y no lineales. La confiabilidad del proceso de asignación no se ven afectados por un modelo de simulación, al contrario, estos modelos funcionan como las cajas negras de los aviones, registrando los datos y obteniendo resultados.

4.8.5.1 Construcción del modelo de simulación

Se deben de considerar los siguientes aspectos:

- ✓ Interface gráfica (diagrama de flujo) que permita representar el proceso
- ✓ Datos del equipo (curvas de eficiencia, etc.)
- ✓ Compuestos que se van a usar
- ✓ Ecuaciones termodinámicas
- ✓ Información de entrada del proceso, por ejemplo las condiciones de operación
- ✓ Especificaciones

Para propósitos de asignación de hidrocarburos se recomienda presentar los modelos de manera sencilla, que muestren todos los procesos pero que no estén saturados de equipos (compresores, bombas, etc.); así los simuladores se usan para determinar la cantidad de hidrocarburos que entran al sistema y como se distribuyen a través de los diferentes equipos que se tienen a lo largo del mismo.

Las pérdidas de presión a través del sistema de producción irán determinando la cantidad de gas que se libere del aceite. Tal cantidad de gas se calcula a partir de correlaciones que involucran las propiedades de los fluidos petroleros así como de los cambios de presión principalmente. Lo ideal sería evitar las pérdidas de presión.

Para describir el comportamiento de los fluidos a través del sistema, se emplean Ecuaciones de Estado, al variar las condiciones de presión y temperatura principalmente, estas ecuaciones toman en cuenta los efectos termodinámicos, por eso su importancia. Entre las ecuaciones más utilizados para hidrocarburos son:

- Peng Robinson (PR)
- Soave Redlich Kwong (SRK)

Sin perder el cometido principal, se desea que el modelo sea simple y que tenga los componentes necesarios para describir los principales procesos en las entradas y salidas de los equipos, entre los que se encuentran los siguientes:

4.8.5.1.1 Factor k

El factor k se define como la relación de las fracciones molares de la fase gaseosa y líquida, la ecuación que lo describe es la siguiente:

$$k_i = \frac{y_i}{x_i} \quad \text{Ec. 21}$$

Existen gráficas que ayudan a determinar este factor, las cuales solo dependen de la presión y la temperatura y son para cada componente (C_1 , C_2 , C_3 , etc.). Este factor permite conocer la composición de los fluidos empleados (ya que al ser fracciones molares, la suma de todos los componentes siempre debe de dar la unidad) en cualquier proceso de separación.

En casos de presión y temperatura que no se encuentren en el rango común, se emplea la siguiente ecuación (A, B y C son constantes):

$$\log(k_i) = \frac{A}{T} + B \log(P) + C \quad \text{Ec. 22}$$

4.8.5.1.2 Ecuación Rachford-Rice

La ecuación es la siguiente:

$$\sum_i \frac{z_i}{\left(1 + \frac{V}{F}\right)(k_i - 1)} = 1 \quad \text{Ec. 23}$$

La ecuación representa el equilibrio entre las fracciones molares de líquido y gas a las condiciones de presión y temperatura empleados en el cálculo del factor k.

4.8.5.1.3 Factor de encogimiento

Es un factor de corrección utilizado en volúmenes medidos a condiciones de operación, condiciones de almacenamiento o condiciones atmosféricas. Si la medición del hidrocarburo se realiza a presiones mayores a la atmosférica, todavía se tendrán hidrocarburos ligeros que se liberarán al momento de reducir la presión, por lo que el medidor registraría un mayor volumen que en el punto de venta. La siguiente ecuación permite conocer aproximadamente la cantidad de crudo después de liberarse el gas:

$$S_x = \frac{Q_2}{Q_1} \quad \text{Ec. 24}$$

Este fenómeno se presenta al reducir principalmente la presión a la que está sometida el hidrocarburo por lo que el gas que todavía estuviera disuelto en el aceite se libera. Para conocer la verdadera cantidad de líquido y para que la medición obtenida sea la correcta se debe de aplicar la corrección (factor de encogimiento).

Otra manera de conocer el factor de encogimiento es en el laboratorio, tomando muestras representativas de los fluidos producidos mediante un cilindro presurizado, este el cilindro es llevado a condiciones atmosféricas para poder medir el aceite muerto y el gas liberado obteniendo el factor de encogimiento.

Existen dos tipos de cilindros para tomar muestras:

- Cilindro de una cámara
- Cilindro de pistón

Para determinar el factor de encogimiento en campo se recomienda el uso del cilindro de una cámara y en laboratorio se recomienda el uso del cilindro de pistón, para ambos, el volumen del cilindro debe de ser al menos de 300 centímetros cúbicos.

Para obtener la muestra se debe de conectar el cilindro muestreador al manifold, el procedimiento que se lleva a cabo es muy cuidadoso y minucioso para evitar pérdidas de presión y temperatura con ello se puede asegurar que la muestra es representativa del hidrocarburo que se produce; un cilindro graduado permite medir el hidrocarburo libre de gas además, se deben de registrar las presiones y temperaturas antes y después de tomar la muestra; en laboratorio, el cilindro debe de ser presurizado a una presión mayor a la original (de la muestra) para asegurarse de que el gas esté disuelto en el aceite por lo que solo existe una sola fase para determinar el factor de encogimiento.

La ecuación que permite conocer el factor de encogimiento es la siguiente:

$$F_E = \frac{(V_f - V_f X_w)(CTL_f)}{(V_i - V_i X_w)(CTL_i)} \quad Ec. 25$$

Las ecuaciones permitirán conocer los cambios en las propiedades físico-químicas de la corriente.

4.8.5.1.4 Factores de corrección

Los factores de corrección permite corregir las lecturas emitidas por lo medidores en base a su operación y diseño, los principales factores de corrección se deben a cambios en la presión y temperatura, con la finalidad de compensar un error sistemático.

4.8.5.1.4.1 Factor de corrección del líquido por temperatura

La corrección al líquido se realiza debido al cambio de temperatura a las condiciones estándar, se expresa mediante CTL y la ecuación que lo describe es la siguiente:

$$CTL = \exp\{-\alpha_{60}(t - T)[1 + 0.8\alpha_{60}(t - T)]\} \quad Ec. 26$$

$$\alpha_{60} = \frac{K_0}{\rho_{60}^2} + \frac{K_1}{\rho_{60}} + K_2 \quad Ec. 27$$

Para el caso del crudo las constantes tienen el siguiente valor $K_0 = 341.0957$, $K_1 = 0.0$ y $K_2 = 0.0$. La Ec. 26 está diseñada para obtener el factor de corrección del líquido por temperatura a la temperatura base igual a 60 °F, por lo tanto el valor de la constante T es igual a la temperatura base.

4.8.5.1.4.2 Factor de corrección del líquido por presión

La corrección al líquido se realiza debido al cambio de presión a las condiciones estándar, se expresa mediante CPL y la ecuación que lo describe es la siguiente:

$$CPL = \frac{1}{1 - F(P - P_e)} \quad Ec. 28$$

$$F = \exp\left\{A + Bt + \frac{C + Dt}{\rho_{60}^2}\right\} \quad Ec. 29$$

Para el caso del crudo $A = -1.9947$, $B = 0.00013427$, $C = 793920$ y $D = 2326.0$

4.8.5.1.4.3 Factor K del medidor

El factor K, es un factor con aplicación directa en las mediciones mediante turbinas que representa los pulsos generados por el medidor por unidad de volumen a las condiciones de operación. La ecuación básica es la siguiente:

$$K_F = \frac{N_b}{GSV_p} \quad Ec. 30$$

La ecuación anterior describe los pulsos emitidos por el medidor entre una unidad de volumen, no obstante, este factor se corrige por efectos de presión y temperatura, considerando que las condiciones de operación en el medidor son diferentes a las condiciones estándar del probador, por lo tanto la ecuación queda:

$$K_F = \frac{N_{prom}(CTL_m)(CPL_m)}{BPV(CTS_p)(CPS_p)(CTL_p)(CPL_p)} \quad Ec. 31$$

4.8.5.1.4.4 Factor de medición

El factor de medición es un factor que sirve para corregir el volumen indicado del medidor a las condiciones de operación con el volumen bruto del medidor a las mismas condiciones, la ecuación más sencilla que describe a este factor es:

$$MF = \frac{GSV_p}{ISV_m} \quad Ec. 32$$

$$ISV_m = IV(CTL_m)(CPL_m) \quad Ec. 33$$

Considerando las correcciones por presión y temperatura, la ecuación queda:

$$IV_m = \frac{N_{prom}}{NK_F} \quad Ec. 34$$

$$MF = \frac{BPV(CTS_p)(CPS_p)(CTL_p)(CPL_p)}{IV_m(CTL_m)(CPL_m)} \quad Ec. 35$$

4.8.5.1.4.5 Corrección por agua y sedimentos

Para obtener el volumen neto, se debe de tomar en cuenta este factor, considerando que el agua y sedimentos no tienen valor e importancia alguna en la extracción de

Asignación y distribución de hidrocarburos

hidrocarburos pero estos están presentes en todas las corrientes de producción por lo tanto se debe de realizar la corrección necesaria, la ecuación es la siguiente:

$$CSW = 1 - \left(\frac{\%S\&W}{100} \right) \quad Ec. 36$$

Factor de corrección por efecto de la temperatura en el acero

Es un factor que permite corregir los cambios (dilatación) debido a la temperatura en la longitud, área y volumen del acero del probador o tanques. La ecuación que permite obtener el factor es la siguiente:

$$CTS = 1 + 3(GL)(T - T_b) + 3(GL)^2(T - T_b)^2 + (GL)^3(T - T_b)^3 \quad Ec. 37$$

Para obtener el factor de corrección considerando el área, la ecuación es:

$$CTS = [1 + GA(T - T_b)][1 + GLD(T_d - T_b)] \quad Ec. 38$$

4.8.5.1.4.6 Volumen estándar bruto

Es el volumen bruto corregido a las condiciones de presión y temperatura base, la ecuación que lo describe es la siguiente:

$$GSV = IV(MF)(CTL)(CPL) \quad Ec. 39$$

4.8.5.1.4.7 Volumen bruto

Es el volumen a las condiciones de presión y temperatura de operación, la ecuación que lo describe es la siguiente:

$$GV = IV(MF) \quad Ec. 40$$

4.8.5.1.4.8 Volumen estándar neto

Es el volumen estándar neto considerando las correcciones por agua y sedimentos, la ecuación que lo describe es la siguiente:

$$NSV = GSV(CSW) \quad Ec. 41$$

Este volumen es el dato que se debe de reportar y utilizarlo en el proceso de asignación para realizar los ajustes o balances necesarios para determinar el volumen correspondiente a cada usuario.

4.8.5.1.5 Calidad de la mezcla

La calidad del hidrocarburo depende entre otras cosas de las propiedades del fluido, existen varios métodos que permiten obtener tales propiedades como los análisis PVT, por otro lado de manera inmediata se puede conocer la condición de calidad del crudo en los puntos de monitoreo de las corrientes mediante las siguientes ecuaciones:

$$\rho_m = \frac{\sum v_i (\rho_i)}{\sum v_i} \quad Ec. 42$$

$$\rho = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad Ec. 43$$

4.8.5.1.5.1 Porcentaje de agua y sedimentos

El porcentaje de agua y sedimentos se obtiene a partir del análisis con muestreadores o con analizadores de corte de agua. La ecuación que dicta la cantidad de agua y sedimentos contenidos en el hidrocarburo es la siguiente:

$$\%S\&W = \frac{\sum v_i (\%S\&W_i)}{\sum v_i} \quad Ec. 44$$

Una manera fácil de calcular el corte de agua es mediante la relación de volúmenes como se muestra a continuación:

$$\%W = \frac{V_w}{V_T} (100) \quad Ec. 45$$

4.8.5.1.5.2 Salinidad de la mezcla

Todo el hidrocarburo que se vende debe cumplir con ciertos requisitos, uno de ellos es la salinidad, para obtener la cantidad de sal se emplea la siguiente ecuación:

$$S_m = \frac{\sum v_i (\%S\&W_i)(S_i)}{\sum v_i (\%S\&W_i)} \quad Ec. 46$$

4.8.5.2 Modelo completo

Como se mencionó al principio, se desea que el modelo de simulación sea lo más sencillo posible pero a la vez más representativo, no obstante en ocasiones el modelo debe ser muy robusto, para esos casos el modelo completo es representado

por el esquema, factores, cálculos y balance de materia, como hemos mencionado se requiere de los procesos y elementos más necesarios. Los modelos tienen ciertas ventajas sobre el software comercial, por ejemplo:

- Facilidad con el proceso de asignación
- No requiere actualizaciones de software
- Transparencia de cálculos
- Mejor velocidad
- Reducción de costos

Sin embargo los software comerciales son más precisos y pueden ser configurados para procesos más complejos y largos. El modelo permitirá conocer los volúmenes asignados correctos, a partir de datos de medición corregidos por sus factores correspondientes y calidades requeridas.

4.8.6 Método de ajuste de valor del crudo (COVA)

Al principio se mencionó que debido a las limitaciones de transporte, ya sea por las instalaciones o por la misma calidad del fluido se deben de mezclar las corrientes para que los fluidos producidos puedan llegar al destino requerido. Cuando las corrientes se mezclan adquieren calidad y propiedades diferentes de las originales de cada una.

Cuando las calidades son muy diferentes, se debe de cuidar que la asignación de los hidrocarburos sea la más justa, debido a que en el mercado el aceite de mejor calidad tiene mayor valor. En estos casos la asignación trata de hacer un balance entre la cantidad de los fluidos producidos por cada uno de los usuarios y el ajuste dependiendo del valor que estos fluidos tengan.

Para este tipo de asignación se pueden presentar demasiados casos de estudio, ya que la explotación de los campos no sigue un patrón en específico, se pueden mencionar los siguientes factores:

- ❖ No se puede tener control sobre qué calidad de fluidos se desea explotar.
- ❖ No se puede decidir la localización de los yacimientos.

❖ Los hidrocarburos de diferentes zonas o yacimientos pueden presentar características diferentes.

De lo que sí se puede tener un control es saber que corrientes es conveniente mezclar para facilitar el transporte de los hidrocarburos.

La asignación debe de ser hecha en base al valor de los hidrocarburos explotados, debido a que se mezclan y la corriente nueva obtiene propiedades diferentes y por lo tanto el valor comercial será distinto, se debe cuidar al momento de asignar, el valor que cada corriente aporta (calidad) y también la cantidad de cada una. Así podemos asegurar que se hayan asignado las cantidades correspondientes. Debido a la diferencia de calidad de la corriente, se realizan compensaciones, estas pueden ser en base al producto o económicas, esto dependerá del acuerdo que tengan los usuarios involucrados.

Para entender mejor este método, se presenta el siguiente ejemplo. A partir de la Figura 33 (método diferencia) se obtuvieron los siguientes datos:

Volumen	Campo A [bbl]	Campo B [bbl]	Valor comercial [\$/bbl]
Estimado	225	-	10,125
Total	1,857	1,857	64,995
En diferencia		1,632	54,868

Tabla 9. Valor comercial total del ejemplo COVA

El campo A produce crudo ligero con valor comercial de 45 [USD/bbl], el campo B produce crudo pesado con valor de 33.62 [USD/bbl]. Debido a las nuevas propiedades que adquirió la corriente se determinó que el valor de esa corriente es de 35 [USD/bbl], por lo tanto se debe de hacer la compensación correspondiente para el valor comercial del volumen estimado y el asignado por diferencia como sigue:

$$VC_e = 225 * 35 = 7875[USD]$$

$$VC_d = 1632 * 35 = 57120[USD]$$

$$VC = 7875 + 57120 = 64995 [USD]$$

Asignación y distribución de hidrocarburos

Por lo tanto el campo B deberá pagar 2,252 [USD] al campo A como compensación por el cambio en la calidad del hidrocarburo. Se necesitase saber el volumen ajustado debido al valor se debería considerar a partir de la Tabla 10.

Volumen	Campo A [bbl]	Campo B [bbl]	Precio [\$/bbl]	Valor comercial por campo [\$]	Valor comercial general [\$]	Compensación [\$]
Estimado	225	-	45	10,125	7,875	2,250
En diferencia	-	1632	33.62	54,868	57,120	-2,252

Tabla 10. Compensación monetaria del ejemplo COVA

Valores de ejemplo por ajuste del valor del crudo y con el precio establecido de la corriente (mezcla) los volúmenes correspondientes ajustados debido a la calidad, como se muestra en la Tabla 11.

$$V_{compA} = \frac{10,125 [USD]}{35 \left[\frac{\$}{bbl} \right]} = 289 [bbl]$$

$$V_{compB} = \frac{54,868 [USD]}{35 \left[\frac{\$}{bbl} \right]} = 1,567 [bbl]$$

Campo	Valor por campo	Valor por corriente	Volumen	Volumen compensado
A	10,125 [USD]	7,875 [USD]	225 [bbl]	289 [bbl]
B	54,868 [USD]	57,120 [USD]	1,632 [bbl]	1,567 [bbl]

Tabla 11. Compensación por producto del ejemplo COVA

Por lo tanto el campo A debería recibir 64 barriles más, provenientes del campo B para compensar el ajuste.

Capítulo 5. Ejemplo práctico de asignación y distribución de hidrocarburos

El ejemplo práctico de asignación y distribución de hidrocarburos pretende demostrar el principio básico para asignar hidrocarburos considerando las mediciones a boca de pozo o las estimaciones de las mismas que permitan conocer los caudales producidos a nivel de pozo en base a dos tipos de asignaciones. Se basa en tres casos principales, en el primero se considera la asignación del aceite mediante el método de asignación proporcional, para realizar el análisis se emplean las estimaciones de los campos, la medición del campo E y la medición final o total, esta última se encarga de realizar la medición de la producción de los cinco campos; el segundo caso emplea al igual que el primer caso, el método de asignación proporcional, no obstante, a parte de las estimaciones de cada campo, se emplea la información de medición del campo B, aparte de la medición del campo E y de la medición final o total; por último, el tercer caso se basa en el método de asignación mediante incertidumbre (UBA), para este caso se consideran los datos del segundo caso y aparte se asignan valores de incertidumbre a los sistemas de medición del campo B, del campo E, medición final o total, y se considera una medición virtual que conjunta las estimaciones de los campos restantes.

La finalidad de estos tres casos es comparar los datos y demostrar las ventajas, desventajas y diferencias en los resultados para realizar los ajustes de producción más adecuados y justos para cada uno de los participantes en los proyectos de explotación.

El ejemplo se basa en cinco campos principales, de los cuales cuatro son explotados por la compañía nacional petrolera y el quinto por un operador petrolero, como se muestra en la Figura 34. Para realizar los análisis pertinentes se cuenta con información de producción de los tres sistemas de medición instalados y los datos de las pruebas de pozo realizadas en determinados periodos.

Los tres sistemas de medición son empleados para medir la corriente resultante de los cinco campos productores, la corriente proveniente del campo B y la corriente proveniente del campo E. El sistema de medición que se encarga de medir la producción total de los cinco campos cuenta con cuatro patines de medición arreglados de manera lineal.

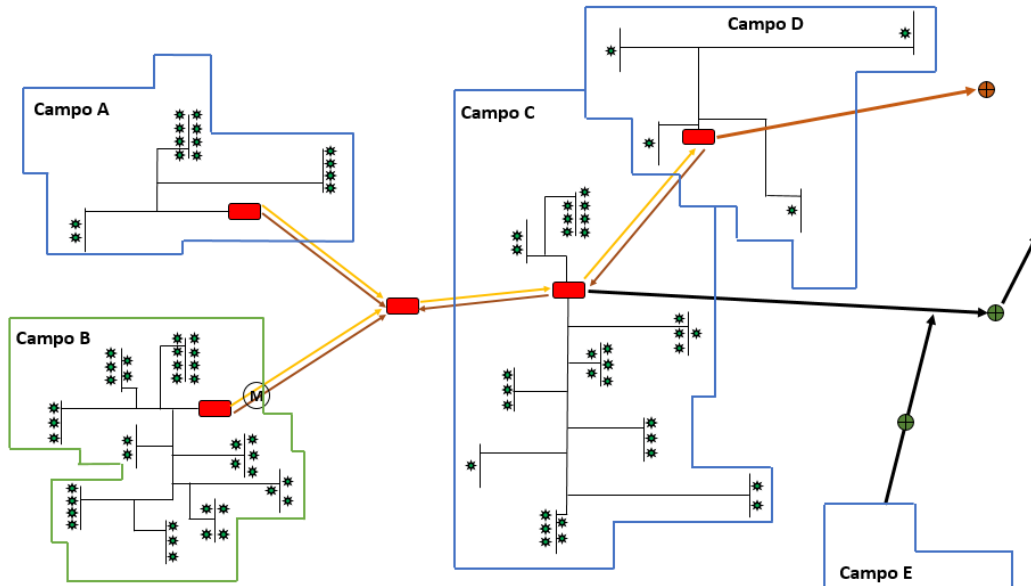


Figura 34. Diagrama de distribución de los campos y sus pozos

Cada uno de los patines cuenta con indicadores de presión, presión diferencial, temperatura y flujo, y el computador de flujo. Todos los elementos del patín de medición han recibido el mantenimiento preventivo y correctivo necesario para asegurar el correcto funcionamiento, las calibraciones periódicas necesarias, y sus procedimientos de confirmación metrológica necesarios para asegurar que los instrumentos de medida operan en los rangos establecidos por el fabricante, asegurando de esta manera el resultado de incertidumbre obtenido a partir de las calibraciones.

Contar con algún sistema de medición permite a los involucrados:

- ✓ Tener control de la producción
- ✓ Aportar datos de calidad que permitan realizar el ajuste apropiado
- ✓ Realizar ajustes por incertidumbre
- ✓ Realizar mediciones operativas, de referencia, de transferencia de custodia o fiscales

5.1 Datos de producción

Sistema de medición total

El sistema de medición total se encarga de medir la producción proveniente de los cinco campos, además debido a la ubicación del punto, este se considera como el

punto de medición de partida, debido a que los datos arrojados por el medidor serán tomados como buenos, por esto el análisis se realiza a partir de este punto y hacia atrás, de esta manera se realiza la asignación y distribución de hidrocarburos. La Tabla 12 muestra los datos de medición del sistema.

Sistema de medición campo B

El sistema de medición del campo B se encarga de medir la producción proveniente del campo B, este campo cuenta con su propio sistema de medición debido a que es explotado por un operador petrolero de inversión privada, además, debido a la ubicación del punto y al principio de operación, este se considera como punto de medición de transferencia de custodia. Los datos arrojados por el medidor serán tomados en cuenta para realizar el ajuste necesario a la producción del campo considerando los demás datos de producción. La Tabla 12 muestra los datos de medición del sistema.

Sistema de medición campo E

El campo E es una representación de otro conjunto de campos, por ello se cuenta con el sistema de medición encargado de medir la producción proveniente de dicho campo.

El conjunto de campos representados por el campo E son explotados por la compañía nacional petrolera, sin embargo el sistema de medición permite facilitar el análisis considerando que los datos arrojados por este sistema de medición serán tomados en cuenta para realizar el ajuste en la producción de todo el conjunto de campos, y que además, el análisis presentado es el mismo análisis que debió haber sido realizado para el conjunto de campos representados por el campo E. La Tabla 12 muestra los datos de medición del sistema.

La producción de los campos A, C y D será realizada mediante el método de diferencia considerando que estos campos no cuentan con medidor particular, pero si cuentan con datos de pruebas de pozo.

Ejemplo práctico de asignación y distribución de hidrocarburos

Día	Producción total [bbl]	Producción campo B [bbl]	Producción campo E [bbl]
1	23,340.98	5,246.01	9,955.52
2	23,228.16	5,161.37	10,000.20
3	23,275.00	5,248.11	10,007.35
4	23,346.46	5,248.91	10,006.02
5	23,336.12	5,279.08	10,008.67
6	23,261.79	5,291.38	10,017.95
7	23,315.67	5,222.62	9,952.91
8	23,319.15	5,183.29	9,978.60
9	23,327.07	5,283.60	10,019.95
10	22,403.29	4,420.00	10,016.66
11	22,411.48	4,486.59	9,950.05
12	22,406.18	4,472.60	10,049.12
13	23,292.37	5,189.60	9,979.79
14	23,322.98	5,187.05	9,966.09
15	22,735.45	4,928.53	9,960.93
16	22,673.15	4,908.33	9,987.24
17	23,407.83	4,921.82	9,970.20
18	22,772.43	4,941.67	10,019.43
19	23,220.01	4,901.65	10,040.79
20	22,926.84	4,918.47	9,994.49
21	22,779.67	4,917.53	10,024.67
22	23,471.51	4,919.79	10,027.76
23	23,112.27	4,910.63	10,036.60
24	22,737.20	4,353.54	10,047.19
25	22,870.39	4,393.49	10,013.49
26	22,661.47	4,381.51	9,953.89
27	22,513.55	4,374.26	9,977.32
28	22,558.41	4,418.52	9,957.59
29	22,809.87	4,607.12	9,962.80
30	22,522.29	4,601.16	10,002.08
31	22,788.68	4,603.15	10,042.09
Total	712,147.71	150,921.37	309,927.45

Tabla 12. Producción registrada por los sistemas de medición

5.2 Pruebas de pozo

Las pruebas de pozo permiten conocer el o los caudales que portan cierto conjunto de pozos o algún pozo de manera individual, estas pruebas tienen validez hasta que se vuelve a realizar otra prueba de pozo.

Este tipo de pruebas se pueden realizar en campo o mediante simulaciones con algún tipo de software especializado. La información obtenida para los campos A, B, C y D se obtuvo a partir de separadores de prueba, medidores multifásicos portátiles y análisis nodal. Las siguientes tablas muestran la fecha de realización de las pruebas, así como el valor del caudal esperado.

Campo A

El campo A cuenta con 14 pozos productores (Figura 34) de los cuales, el resumen de las pruebas de pozo realizadas al campo A se describen en la Tabla 13.

Pozo	Producción [bbl]	Fecha	Pozo	Producción [bbl]	Fecha
A-1	31.45	18/09/2015	A-8	18.87	31/07/2015
A-2	50.32	17/12/2015	A-9	106.93	18/09/2015
A-3	12.58	17/12/2015	A-10	75.48	18/09/2015
A-4	18.87	02/09/2015	A-11	44.03	18/09/2015
A-5	333.36	18/12/2015	A-12	69.19	15/12/2015
A-6	176.11	25/04/2015	A-13	18.87	27/10/2015
A-7	44.03	17/09/2015	A-14	226.43	15/12/2015

Tabla 13. Datos de pruebas de pozo del campo A

Campo B

El campo B cuenta con 37 pozos de los cuales, para el tiempo de análisis, 1 pozo se encontró completamente fuera de operación (Figura 34). El resumen de las pruebas de pozo realizadas al campo B se describen en la Tabla 14.

Pozo	Producción [bbl]	Fecha	Pozo	Producción [bbl]	Fecha
B-1	81.77	24/10/2015	B-20	125.80	04/03/2015
B-2	50.32	17/01/2016	B-21	446.58	10/11/2015
B-3	25.16	23/12/2015	B-22	18.87	02/12/2015
B-4	69.19	03/12/2015	B-23	150.96	03/12/2015
B-5	138.38	03/12/2015	B-24	132.09	31/07/2015
B-6	245.30	26/11/2015	B-25	239.01	05/01/2015
B-7	62.90	15/12/2015	B-26	119.51	17/12/2015
B-8	113.22	29/12/2015	B-27	31.45	03/12/2015
B-9	119.51	03/12/2015	B-28	37.74	12/12/2015
B-10	44.03	21/09/2015	B-29	169.82	17/12/2015
B-11	69.19	24/12/2015	B-30	81.77	01/12/2015
B-12	81.77	12/08/2015	B-31	100.64	21/07/2015
B-13	56.61	03/01/2016	B-32	31.45	01/12/2015
B-14	748.49	26/11/2015	B-33	25.16	23/11/2015
B-15	25.16	02/07/2015	B-34	FO	12/07/2015
B-16	25.16	27/10/2015	B-35	610.11	15/12/2015
B-17	50.32	25/01/2016	B-36	823.97	10/12/2015
B-18	69.19	24/12/2015	B-37	62.90	23/11/2015

Tabla 14. Datos de pruebas de pozo del campo B

Campo C

El campo C cuenta con 32 pozos de los cuales, para el tiempo de análisis, 3 pozos se encontraron completamente fuera de operación (Figura 34). El resumen de las pruebas de pozo realizadas al campo C se describen en la Tabla 15.

Ejemplo práctico de asignación y distribución de hidrocarburos

Pozo	Producción [bbl]	Fecha	Pozo	Producción [bbl]	Fecha
C-1	188.70	11/12/2015	C-17	75.48	21/12/2015
C-1	352.23	13/01/2016	C-18	100.64	21/12/2015
C-2	69.19	14/07/2015	C-19	100.64	22/12/2015
C-3	100.64	23/12/2015	C-20	182.40	29/12/2015
C-4	289.33	20/12/2015	C-21	FO	26/10/2014
C-5	496.90	29/12/2015	C-22	1754.85	28/12/2015
C-6	100.64	16/11/2015	C-22	1704.54	27/01/2016
C-7	75.48	29/12/2015	C-23	50.32	23/12/2015
C-8	75.48	29/12/2015	C-24	88.06	09/09/2015
C-9	239.01	17/12/2015	C-25	FO	27/05/2015
C-10	308.20	18/12/2015	C-26	62.90	01/06/2015
C-11	94.35	29/12/2015	C-27	138.38	18/11/2015
C-12	62.90	17/06/2015	C-28	FO	31/12/2016
C-12	100.64	16/01/2016	C-29	251.59	21/01/2016
C-13	31.45	22/12/2015	C-30	176.11	22/12/2015
C-14	245.30	10/11/2015	C-30	119.51	16/01/2016
C-15	132.09	21/12/2015	C-31	1176.19	23/12/2015
C-15	44.03	16/01/2016	C-32	201.27	26/12/2016
C-16	132.09	23/12/2015	C-32	232.72	28/01/2016

Tabla 15. Datos de pruebas de pozo del campo C

Campo D

El campo D cuenta con 4 pozos productores (Figura 34) de los cuales, el resumen de las pruebas de pozo realizadas al campo D se describen en la Tabla 16. Los datos obtenidos de las pruebas de pozo, en conjunto con los datos de medición y los datos de incertidumbre de medida de los sistemas de medición, permitirán realizar los ajustes de producción con la finalidad de asignar a cada pozo y por ende a cada campo la producción que les corresponde de manera justa y equitativa.

Pozo	Producción [bbl]	Fecha
D-1	69.19	09/09/2015
D-2	69.19	08/11/2015
D-3	25.16	09/09/2015
D-4	100.64	06/01/2016

Tabla 16. Datos de pruebas de pozo del campo D.

5.3 Análisis y asignación de la producción

La asignación de la producción se realiza a partir de un punto o conjunto de puntos de medición que son honrados al tomar los datos de producción que emiten como buenos, que permiten, realizar el ajuste con la mayor fiabilidad posible, esto es, que la incertidumbre en esos puntos de medición es la mínima posible.

Es ideal que el dato de medición a boca de pozo llegará intacto al punto de medición, de tal manera que existirá trazabilidad de los datos, sin embargo, la información sufre variaciones debido al tratamiento que se le da al crudo, al eliminar el gas disuelto, el contenido de partículas, el contenido de agua congénita, así como el azufre y la sal no obstante, el dato mantener cierta originalidad desde su punto de partida hasta el punto de llegada de tal manera, que pueda representar la producción del pozo.

Los datos de medición obtenidos por el computador de flujo, les aplicaron los factores de corrección correspondientes (presión, temperatura, agua y sedimentos, de calibración, de medición, por acero) para obtener el volumen estándar neto en esos puntos. El volumen estándar neto será comparado contra los volúmenes estimados o medidos mediante pruebas de pozo para determinar el ajuste correspondiente de producción, al aplicar el factor de asignación para cada pozo, según corresponda y la incertidumbre asociada al sistema de medición.

5.3.1 Caso 1

El primer análisis se basa en la comparación entre los datos estimados en los pozos y los datos del sistema de medición total por día. Considerando los datos, se realiza la asignación a todos y cada uno de los pozos, la producción asignada es la diferencia existente entre las estimaciones de cada campo, los datos de medición del sistema de medición del campo E y los datos del sistema de medición total.

A partir de la comparación se obtiene un factor de asignación con la finalidad de corregir la producción estimada de cada campo considerando la medición total. La asignación se realiza de manera directa para cada pozo como se muestra en el siguiente procedimiento.

1. Obtener los datos de las pruebas de pozo.

Campo	A	B	C	D
Pozo	A-1	B-1	C-1	D-1
Producción estimada [bb]	31.45	81.77	188.70	69.19

Tabla 17. Producción estimada de los campos

2. Obtener los datos diarios del sistema de medición total.

Ejemplo práctico de asignación y distribución de hidrocarburos

Campo	A	B	C	D
Producción estimada por día [bbl]	1,226.51	5,189.09	6,748.96	163.53

Tabla 18. Producción estimada diaria por campo

3. Obtener el total estimado de las pruebas de pozo por día.

Medidor	Total	Campo E
Producción registrada [bbl]	23,340.98	9,955.52

Tabla 19. Producción diaria total de los sistemas de medición

4. Obtener el factor de asignación con la Ec. 13.

$$AF = \frac{23,340.98}{1,226.51 + 5,189.09 + 6,748.96 + 163.52 + 9,955.52} = 1.0024638$$

5. Aplicar el factor de asignación para todos y cada uno de los pozos.

- a. Para obtener la producción asignada se tiene que multiplicar la producción estimada por el factor de asignación correspondiente.

Pozo	Producción estimada [bbl]	Factor de asignación	Producción asignada [bbl]
A-1	31.45	1.0024638	31.45
A-9	106.93		106.93
B-14	748.49		750.33
B-27	31.45		31.53
C-2	69.19		69.19
C-30	176.11		176.12
D-1	69.19		69.19
D-3	25.16		25.16
Campo E	9,955.52		9,980.05

Tabla 20. Producción asignada por pozo

6. Sumar la producción estimada y asignada de todos los pozos del mes.

Campo	Producción estimada [bbl]	Producción asignada [bbl]	Diferencia [bbl]	Diferencia [%]
A	36,279.57	36,412.95	133.38	0.37
B	151,219.39	151,757.07	537.68	0.35
C	204,412.21	205,170.34	758.13	0.37
D	7,686.14	7,716.91	30.77	0.40
E	309,927.45	311,090.45	1,163.00	0.37

Tabla 21. Diferencia entre la producción estimada y asignada

7. Realizar el análisis económico correspondiente mensual.

- a. Para realizar el análisis económico se considera el precio del barril de petróleo en 40 dólares.

Campo	Producción estimada [\$]	Producción asignada [\$]
A	1,451,182.66	1,456,517.86
B	6,048,775.63	6,070,282.79
C	8,176,488.41	8,206,813.42
D	307,445.42	308,676.31
E	12,397,098.07	12,443,618.13
Total	28,380,990.19	28,485,908.52

Tabla 22. Comparativa económica del caso 1

8. Para comprobar que la asignación se realizó de manera adecuada, se compara el dato del sistema de medición total con la producción asignada total mensual, ambas cifras deben coincidir.

5.3.2 Caso 2

El segundo análisis se basa en la comparación entre los datos de las pruebas de pozo y los datos de medición, sin considerar la incertidumbre de tales sistemas, la producción asignada es la diferencia existente entre las estimaciones de cada campo, los datos de medición del sistema de medición del campo B, E y los datos del sistema de medición total.

El procedimiento para llevar a cabo la asignación se muestra a continuación.

1. Obtener los datos de las pruebas de pozo (Tabla 17).
2. Obtener los datos diarios de los sistemas de medición.

Medidor	Total	Campo B	Campo E
Producción registrada [bbl]	23,340.98	5,246.01	9,955.52

Tabla 23. Producción diaria total de los sistemas de medición

3. Obtener el total estimado de las pruebas de pozo por día (Tabla 18).
4. Obtener el factor de asignación con la Ec. 13.
 - a. El factor de asignación del campo B relacionada la producción estimada con la producción medida.

$$AF_B = \frac{5,246.01}{5,189.09} = 1.0109696$$

- b. El factor de asignación del campo E se considera unitario, debido a que no se cuentan con los datos de pruebas de pozo.

Ejemplo práctico de asignación y distribución de hidrocarburos

$$AF_E = \frac{9,955.52}{9,955.52} = 1.0000000$$

- c. El factor de asignación de los campos A, C y D se obtiene considerando las estimaciones de cada campo y la diferencia entre el medidor total y los medidores de los campos B y E.

$$AF_{ACD} = \frac{23,340.98 - 5,246.01 - 9,955.52}{1,226.51 + 6,748.96 + 163.53} = 1.0000546$$

5. Aplicar el factor de asignación correspondiente para todos y cada uno de los pozos.

Pozo	Producción estimada [bbl]	Factor de asignación	Producción asignada [bbl]
A-1	31.45	1.0000546	31.45
A-9	106.93		106.93
B-14	748.49	1.0109696	756.70
B-27	31.45		31.79
C-2	69.19	1.0000546	69.19
C-30	176.11		176.12
D-1	69.19		69.19
D-3	25.16		25.16
Campo E	9,955.52	1.0000000	9,955.52

Tabla 24. Producción asignada por pozo del caso 2

6. Sumar la producción estimada, medida y asignada de todos los pozos del mes.

Campo	Producción estimada [bbl]	Producción medida [bbl]	Producción asignada [bbl]	Diferencia [bbl]	Diferencia [%]
A	36,279.57	-	36,702.49	422.92	1.15
B	151,219.39	150,921.37	150,921.37	-298.02	-0.20
C	204,412.21	-	206,812.73	2,400.52	1.16
D	7,686.14	-	7,783.67	97.53	1.25
E	-	309,927.45	309,927.45	0	0.00

Tabla 25. Diferencia entre la producción estimada y asignada del caso 2

7. Realizar el análisis económico correspondiente mensual.

- a. Para realizar el análisis económico se considera el precio del barril de petróleo en 40 dólares.

Campo	Producción estimada [\$]	Producción medida [\$]	Producción asignada [\$]
A	1,451,182.66		1,468,099.86
B	6,048,775.63	6,036,854.83	6,036,854.83
C	8,176,488.41		8,272,509.36
D	307,445.42		311,346.68
E		12,397,098.07	12,397,098.07
Total	15,983,892.12	18,433,952.89	28,485,908.52

Tabla 26. Comparativa económica del caso 2

8. Para comprobar que la asignación se realizó de manera adecuada, se compara el dato del sistema de medición total con la producción asignada total mensual, ambas cifras deben coincidir.

5.3.3 Caso 3

El segundo análisis se basa en la comparación entre los datos de las pruebas de pozo y los datos de medición, considerando la incertidumbre de dichos sistemas.

El valor de incertidumbre del sistema de medición del campo B es 5.00%, el valor de incertidumbre del campo E es 3.00%, aparte se considera la existencia de un sistema de medición virtual que respeta la producción estimada de los campos A, C y D, este sistema cuenta con un valor de incertidumbre de 10.00%.

La producción asignada es la diferencia existente entre las estimaciones de cada campo, los datos de medición del sistema de medición del campo B, E, virtual y los datos del sistema de medición total.

El procedimiento para llevar a cabo la asignación se muestra a continuación.

1. Obtener los datos de las pruebas de pozo (Tabla 17).
2. Obtener los datos diarios de los sistemas de medición.
3. Obtener el total estimado de las pruebas de pozo por día (Tabla 18).
4. Obtener el valor de incertidumbre de cada uno de los sistemas de medición.
5. Obtener la incertidumbre asociada a las mediciones diarias.

Ejemplo práctico de asignación y distribución de hidrocarburos

- a. La incertidumbre de medición se obtiene al multiplicar la producción medida y la incertidumbre asociada.

Sistema de medición	Producción medida [bbbl]	Incertidumbre [%]	Incertidumbre [bbbl]
Total	23,340.98	0.25	58.35
Campo B	5,246.01	5.00	262.30
Campo E	9,955.52	3.00	298.67
Virtual	8139.00	10.00	813.90

Tabla 27. Incertidumbre asociada a los sistemas de medición

6. Obtener la relación de incertidumbres entre los sistemas de medición con la Ec. 18.

- a. La relación de incertidumbre del sistema de medición del campo B con respecto a los demás sistemas de medición es:

$$\beta_B = \frac{262.30^2}{262.30^2 + 813.90^2 + 298.67^2} = 0.0838596$$

- b. La relación de incertidumbre del sistema de medición del campo E con respecto a los demás sistemas de medición es:

$$\beta_E = \frac{298.67^2}{262.30^2 + 813.90^2 + 298.67^2} = 0.1087242$$

- c. La relación de incertidumbre del sistema de medición virtual con respecto a los demás sistemas de medición es:

$$\beta_V = \frac{813.90^2}{262.30^2 + 813.90^2 + 298.67^2} = 0.8074162$$

7. Obtener la diferencia entre los datos de medición y estimados con la Ec. 17.

$$I = 23,340.98 - 5,246.01 - 9,955.52 - 8139.00 = 0.44$$

8. Distribuir la diferencia de medición entre los sistemas de medición considerando la incertidumbre de medición de cada sistema con la Ec. 19.

- a. La diferencia asignada para el campo B es la siguiente:

$$q_B = 0.44(0.0838596) = 0.04$$

- b. La diferencia asignada para el campo E es la siguiente:

$$q_E = 0.44(0.1087242) = 0.05$$

- c. La diferencia asignada para los campos A, C y D mediante la medición virtual es la siguiente:

$$q_V = 0.44(0.8074162) = 0.36$$

9. Obtener la producción diaria asignada a cada sistema de medición considerando la diferencia de medición distribuida.

- a. La producción asignada al sistema de medición del campo B es la siguiente:

$$Q_B = 5246.01 + 0.4 = 5,246.04$$

- b. La producción asignada al sistema de medición del campo E es la siguiente:

$$Q_E = 9955.52 + 0.5 = 9,955.57$$

- c. La producción asignada al sistema de medición virtual es la siguiente:

$$Q_V = 8139.00 + 0.36 = 8,139.36$$

10. Obtener el factor de asignación para cada sistema de medición con la Ec. 13.

- a. El factor de asignación del campo B se calcula como:

$$AF_B = \frac{5,246.04}{5,189.09} = 1.0109768$$

- b. El factor de asignación del campo E se calcula como:

$$AF_E = \frac{9,955.57}{9,955.52} = 1.0000049$$

- c. El factor de asignación de los campos A, C y D se calcula como:

$$AF_{ACD} = \frac{8,139.36}{1,226.51 + 6,748.96 + 163.53} = 1.0000441$$

11. Aplicar el factor de asignación correspondiente para todos y cada uno de los pozos.

Ejemplo práctico de asignación y distribución de hidrocarburos

Pozo	Producción estimada [bbl]	Factor de asignación	Producción asignada [bbl]
A-1	31.45	1.0000441	31.45
A-9	106.93		106.93
B-14	748.49	1.0109768	756.70
B-27	31.45		31.79
C-2	69.19	1.0000441	69.19
C-30	176.11		176.12
D-1	69.19		69.19
D-3	25.16		25.16
Campo E	9,955.52	1.0000049	9,955.57

Tabla 28. Producción asignada por pozo del caso 3

12. Sumar la producción estimada, medida y asignada de todos los pozos del mes.

Campo	Producción estimada [bbl]	Producción medida [bbl]	Producción asignada [bbl]	Diferencia [bbl]	Diferencia [%]
A	36,279.57	-	36,623.75	344.18	0.94
B	151,219.39	150,921.37	151,125.04	-94.35	-0.06
C	204,412.21	-	206,366.38	1,954.17	0.95
D	7,686.14	-	7,765.53	79.40	1.02
E		309,927.45	310,267.01	339.56	0.11

Tabla 29. Diferencia entre la producción estimada y asignada del caso 3

13. Realizar el análisis económico correspondiente mensual.

- a. Para realizar el análisis económico se considera el precio del barril de petróleo en 40 dólares.

Campo	Producción estimada [\$]	Producción medida [\$]	Producción asignada [\$]
A	1,451,182.66		1,464,949.83
B	6,048,775.63	6,036,854.83	6,045,001.72
C	8,176,488.41		8,254,655.11
D	307,445.42		310,621.27
E		12,397,098.07	12,410,680.59
Total	15,983,892.12	18,433,952.89	28,485,908.52

Tabla 30. Comparativa económica del caso 3

14. Para comprobar que la asignación se realizó de manera adecuada, se compara el dato del sistema de medición total con la producción asignada total mensual, ambas cifras deben coincidir.

5.4 Comparativa de resultados

El análisis presentado permite comparar dos métodos de asignación, cada uno con las consideraciones siguientes pertinentes:

1. En el primer caso se realiza la asignación a partir de los datos obtenidos por el sistema de medición total y las pruebas de pozo de los campos, con la excepción del campo E, donde se toman los datos de medición, debido a que no se cuentan las pruebas de pozo de dicho campo.

2. En el segundo caso se realiza la asignación a partir de los datos obtenidos por el sistema de medición total, tomando en cuenta los datos de medición de los campos B y E, y las pruebas de pozo de los campos restantes.

- a. Los factores de asignación del campo B tienen un valor diferente a la unidad porque ese factor corresponde a la corrección realizada al campo por sus mismos datos, sin embargo, el factor de asignación de dicho campo tiene un valor unitario con respecto a los factores de asignación de los demás campos, como lo indica la Tabla 25, la producción asignada del campo, es la misma que la producción medida.
- b. Los factores de asignación del campo E tienen valor unitario porque se considera que la producción medida por el sistema de medición del campo es la misma que se asignó, caso contrario al campo B. Debido a que el campo E no cuenta con pruebas de pozo, no existe la manera de comparar los datos de medición con las pruebas.

3. En el tercer caso se realiza la asignación a partir de los datos obtenidos por el sistema medición total, tomando en cuenta los datos de medición de los campos B y E, y las pruebas de pozo de los campos restantes. Además, se considera la incertidumbre de medida presente en dichos sistemas de medición.

- a. La relación β toma en cuenta los valores de incertidumbre de los sistemas de medición de los campos A, B, C, D y E. Esta relación permite conocer el impacto de la incertidumbre de la medición entre los sistemas de medición con respecto de los mismos sistemas.
- b. De los dos métodos de asignación presentados, éste es el más justo y equitativo, porque relaciona las incertidumbres y la asignación emplea el valor de incertidumbre para realizar el ajuste entre los campos.

Ejemplo práctico de asignación y distribución de hidrocarburos

4. La comparativa entre las diferencias porcentuales entre los diferentes casos muestra que, el caso 1 presenta diferencias equitativas entre los cinco campos, porque la asignación se realiza de manera directa y proporcional. Por otro lado, el segundo caso muestra diferencias equitativas entre los campos A, C y D, debido a que estos campos no cuentan con ningún sistema de medición, y por el contrario, el campo B muestra una diferencia negativa, indicando que la producción medida por el campo fue menor que la producción estimada y por ende, la producción asignada fue menor a la estimada. Por último, para el caso 3, las diferencias porcentuales para los campos B y E son más cercanas a cero, esto quiere decir que la producción estimada mediante las pruebas de pozo es constante durante el mes de estudio y a su vez estos datos son validados por el sistema de medición, sin embargo, para el resto de los campos (A, C y D) las diferencias porcentuales son mayores debido a la incertidumbre considerada para dichos campos.

5. El caso ideal considera que los datos estimados mediante cualquier prueba que permita inferir o conocer los caudales aportados por los pozos sean iguales a los datos obtenidos por los sistemas de medición. Sin embargo, es muy difícil que la producción siempre se mantenga en el mismo nivel, pero si es posible mediante los datos de medición entender el comportamiento de producción del campo, por el cual, el ingeniero sea capaz de detectar anomalías y tendencias de producción, con la finalidad de tratar de mantener estable la producción.

Campo	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Diferencia 1	Diferencia 2	Diferencia 3
A	36,412.95	36,702.49	36,623.75	0.37	1.15	0.94
B	151,757.07	150,921.37	151,125.04	0.35	-0.20	-0.06
C	205,170.34	206,812.73	206,366.38	0.37	1.16	0.95
D	7,716.91	7,783.67	7,765.53	0.40	1.25	1.02
E	311,090.45	309,927.45	310,267.01	0.37	0.00	0.11

Tabla 31. Comparativa entre los diferentes casos

Los resultados del caso 1, caso 2 y caso 3 se encuentran en el Anexo A, B y C, respectivamente. Los resultados del factor de asignación para cada uno de los casos se encuentran en el Anexo D. Las diferencias de medición de cada uno de los casos se encuentran en el Anexo E.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

En México el proceso de medición ha tomado gran valor en los últimos años, debido a la necesidad de conocer con mayor certidumbre los hidrocarburos producidos, sin embargo, debido a las costumbres y manejo que se ha llevado durante tanto tiempo, dificulta la concientización metrológica que debería existir con la finalidad de conocer, entender el proceso de medición.

Este proceso de medición no incluye solamente la instalación de algún sistema de medición, sino implica conocer los principios de operación, las condiciones de operación, las limitantes de las tecnologías, el tipo, características y propiedades de los fluidos, los procedimientos correspondientes y el conocimiento metrológico de los ingenieros de operación. Lo anterior permitiría que la medición realizada presente la incertidumbre menor posible y a su vez, los datos de medición registrados sean de calidad.

Como se mencionó anteriormente, la asignación de hidrocarburos toma en cuenta los datos de medición registrados por los medidores físicos, virtuales y/o cualquier procedimiento que permita estimar los volúmenes de aceite, gas y agua, con la finalidad, de tener control y comparar los datos de medición a lo largo de los diferentes procesos a los cuales son sometidos los hidrocarburos.

Estos procesos, con su adecuada medición, permiten conocer el volumen y calidad de los fluidos producidos y al ser comparados con el punto de medición con menor incertidumbre dan origen al proceso de asignación, para llevar un dato de medición hacia atrás a los puntos de medición con mayor incertidumbre; mediante diferentes métodos que permitan asignar la producción adecuada al campo con el sustento adecuado.

Los métodos de asignación consideran los volúmenes estimados mediante pruebas de pozo, análisis nodal, tecnologías que permitan inferir los caudales por pozo y/o cualquier otro procedimiento, y así mismo toman en cuenta las diferentes mediciones realizadas. Por otro lado, la selección del método de asignación dependerá del análisis realizado, considerando las ventajas y desventajas de cada

método y el acuerdo entre las partes involucradas, con el propósito, de que se realice el ajuste lo más adecuado posible.

A través de los diferentes capítulos se permitió conocer el alcance que tiene la medición, y a su vez el proceso de asignación, con la finalidad de que este proceso sea difundido y que tome la importancia que amerita asignar los fluidos producidos y las dificultades que se presentan.

Recomendaciones

1. Implementar y difundir la cultura metrológica.
2. Realizar mediciones a boca de pozo con frecuencia para tener conocer y tener control del comportamiento de los pozos.
3. Realizar de manera periódica el mantenimiento y calibración de los sistemas de medición.
4. Realizar en un trabajo posterior, el análisis composicional para demostrar el proceso de asignación considerando principalmente la calidad y volumen de los hidrocarburos.
5. Elegir el método de asignación de acuerdo a la información disponible y al presupuesto otorgado para el análisis.
6. Ahora que en México existen Operadores Petroleros privados, es necesario que cada uno de ellos instale al menos algún sistema de medición con la finalidad de aportar datos de medición que puedan ser tomados en cuenta para realizar la asignación.

Anexos

Anexo A

Día	A-1	A-2	A-3	A-4	A-5	A-6	A-7	A-8	A-9	A-10	A-11	A-12	A-13	A-14
1	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11	44.03	18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
2	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11	44.03	18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
3	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11	44.03	18.87	106.93	75.48		69.19		226.43
4	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11	44.03	18.87	106.93	75.48		69.19	18.87	226.43
5	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11	44.03	18.87	106.93	75.48		69.19	18.87	226.43
6	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11	44.03	18.87	106.93	75.48		69.19	18.87	226.43
7	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11	44.03	18.87	106.93	75.48		69.19	18.87	226.43
8	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11	44.03	18.87	106.93	75.48		69.19	18.87	226.43
9	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11	44.03	18.87	106.93	75.48		69.19	18.87	226.43
10	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11	44.03	18.87	106.93	75.48		69.19	18.87	226.43
11	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11	44.03	18.87	106.93	75.48		69.19	18.87	226.43
12	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48		69.19	18.87	226.43
13	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
14	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
15	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
16	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
17	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
18	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
19	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
20	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
21	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
22	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
23	31.45	50.32	12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
24	31.45		12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
25	31.45		12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
26	31.45		12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
27	31.45		12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
28	31.45		12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
29	31.45		12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
30	31.45		12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43
31	31.45		12.58	18.87	333.36	176.11		18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.43

Tabla 32. Desglose de la producción estimada del campo A

Anexo A

Día	A-1	A-2	A-3	A-4	A-5	A-6	A-7	A-8	A-9	A-10	A-11	A-12	A-13	A-14
1	31.53	50.44	12.61	18.92	334.18	176.55	44.14	18.92	107.19	75.66	44.14	69.36	18.92	226.99
2	31.31	50.10	12.53	18.79	331.93	175.36	43.84	18.79	106.47	75.15	43.84	68.89	18.79	225.46
3	31.38	50.20	12.55	18.83	332.59	175.71	43.93	18.83	106.68	75.30		69.03	0.00	225.91
4	31.49	50.39	12.60	18.89	333.81	176.35	44.09	18.89	107.07	75.58		69.28	18.89	226.74
5	31.53	50.45	12.61	18.92	334.25	176.59	44.15	18.92	107.21	75.68		69.37	18.92	227.04
6	31.28	50.06	12.51	18.77	331.62	175.20	43.80	18.77	106.37	75.08		68.83	18.77	225.25
7	31.53	50.45	12.61	18.92	334.22	176.57	44.14	18.92	107.20	75.67		69.37	18.92	227.02
8	31.53	50.45	12.61	18.92	334.26	176.59	44.15	18.92	107.22	75.68		69.37	18.92	227.04
9	31.60	50.56	12.64	18.96	334.96	176.96	44.24	18.96	107.44	75.84		69.52	18.96	227.52
10	31.36	50.18	12.55	18.82	332.46	175.64	43.91	18.82	106.64	75.27		69.00	18.82	225.82
11	31.47	50.35	12.59	18.88	333.57	176.22	44.06	18.88	106.99	75.52		69.23	18.88	226.57
12	31.38	50.21	12.55	18.83	332.67	175.75		18.83	106.71	75.32		69.04	18.83	225.96
13	31.49	50.38	12.60	18.89	333.77	176.33		18.89	107.06	75.57	44.08	69.27	18.89	226.71
14	31.55	50.48	12.62	18.93	334.40	176.67		18.93	107.26	75.71	44.17	69.40	18.93	227.14
15	31.09	49.74	12.44	18.65	329.53	174.09		18.65	105.70	74.61	43.52	68.39	18.65	223.83
16	31.11	49.78	12.44	18.67	329.78	174.22		18.67	105.78	74.67	43.56	68.45	18.67	224.00
17	32.25	51.60	12.90	19.35	341.85	180.60		19.35	109.65	77.40	45.15	70.95	19.35	232.20
18	31.31	50.09	12.52	18.78	331.85	175.32		18.78	106.44	75.14	43.83	68.88	18.78	225.41
19	31.93	51.08	12.77	19.16	338.43	178.79		19.16	108.55	76.63	44.70	70.24	19.16	229.88
20	31.63	50.61	12.65	18.98	335.30	177.14		18.98	107.55	75.92	44.28	69.59	18.98	227.75
21	31.05	49.67	12.42	18.63	329.08	173.85		18.63	105.55	74.51	43.46	68.30	18.63	223.52
22	31.98	51.17	12.79	19.19	339.03	179.11		19.19	108.74	76.76	44.78	70.36	19.19	230.28
23	31.48	50.37	12.59	18.89	333.71	176.30		18.89	107.04	75.56	44.07	69.26	18.89	226.67
24	31.57		12.63	18.94	334.61	176.78		18.94	107.33	75.76	44.19	69.45	18.94	227.28
25	32.06		12.82	19.23	339.82	179.53		19.23	109.00	76.94	44.88	70.53	19.23	230.82
26	31.95		12.78	19.17	338.66	178.91		19.17	108.63	76.68	44.73	70.29	19.17	230.03
27	31.83		12.73	19.10	337.42	178.26		19.10	108.23	76.40	44.57	70.03	19.10	229.19
28	31.88		12.75	19.13	337.92	178.52		19.13	108.39	76.51	44.63	70.13	19.13	229.53
29	31.88		12.75	19.13	337.88	178.50		19.13	108.38	76.50	44.63	70.13	19.13	229.50
30	31.42		12.57	18.85	333.04	175.95		18.85	106.82	75.41	43.99	69.12	18.85	226.22
31	31.73		12.69	19.04	336.38	177.71		19.04	107.90	76.16	44.43	69.81	19.04	228.49

Tabla 33. Desglose de la producción asignada del campo A

Día	B-1	B-2	B-3	B-4	B-5	B-6	B-7	B-8	B-9	B-10	B-11	B-12	B-13	B-14	B-15	B-16	B-17	B-18	B-19
1	81.77		25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77		748.49	25.16	25.16		69.19	62.90
2	81.77		25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77		748.49	25.16	25.16		69.19	62.90
3	81.77		25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16	25.16		69.19	62.90
4	81.77		25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16	25.16		69.19	62.90
5	81.77	50.32	25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16	25.16		69.19	62.90
6	81.77	50.32	25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16	25.16		69.19	62.90
7	81.77	50.32	25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16	25.16		69.19	62.90
8	81.77	50.32	25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16			69.19	62.90
9		50.32	25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16			69.19	62.90
10		50.32	25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61		25.16			69.19	62.90
11		50.32	25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61		25.16			69.19	62.90
12		50.32	25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61		25.16			69.19	62.90
13		50.32	25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16			69.19	62.90
14		50.32	25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16			69.19	62.90
15		50.32	25.16	69.19	138.38		62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16			69.19	62.90
16		50.32	25.16	69.19	138.38		62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16			69.19	62.90
17		50.32	25.16	69.19	138.38		62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16			69.19	62.90
18		50.32	25.16	69.19	138.38		62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16			69.19	62.90
19		50.32	25.16	69.19	138.38		62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16			69.19	62.90
20		50.32	25.16	69.19	138.38		62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16			69.19	62.90
21		50.32	25.16	69.19	138.38		62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16			69.19	62.90
22		50.32	25.16	69.19	138.38		62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16			69.19	62.90
23		50.32	25.16	69.19	138.38		62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16			69.19	62.90
24	81.77	50.32	25.16	69.19	138.38		62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16			69.19	62.90
25	81.77	50.32	25.16	69.19	138.38		62.90	113.22	119.51	44.03	69.19	81.77	56.61	748.49	25.16		50.32	69.19	62.90
26	81.77	50.32	25.16	69.19	138.38		62.90	113.22	119.51	44.03		81.77	56.61	748.49	25.16		50.32	69.19	62.90
27	81.77	50.32	25.16	69.19	138.38		62.90	113.22	119.51	44.03		81.77	56.61	748.49	25.16		50.32	69.19	62.90
28	81.77	50.32	25.16	69.19	138.38		62.90	113.22	119.51	44.03		81.77	56.61	748.49	25.16		50.32	69.19	62.90
29	81.77	50.32	25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03		81.77	56.61	748.49	25.16		50.32	69.19	62.90
30	81.77	50.32	25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03		81.77	56.61	748.49	25.16		50.32	69.19	62.90
31	81.77	50.32	25.16	69.19	138.38	245.30	62.90	113.22	119.51	44.03		81.77	56.61	748.49	25.16		50.32	69.19	62.90

Tabla 34. Desglose de la producción estimada del campo B

Día	B-1	B-2	B-3	B-4	B-5	B-6	B-7	B-8	B-9	B-10	B-11	B-12	B-13	B-14	B-15	B-16	B-17	B-18	B-19
1	81.97		25.22	69.36	138.72	245.91	63.05	113.50	119.80	44.14	69.36	81.97		750.33	25.22	25.22		69.36	63.05
2	81.42		25.05	68.89	137.78	244.25	62.63	112.73	118.99	43.84	68.89	81.42		745.27	25.05	25.05		68.89	62.63
3	81.58		25.10	69.03	138.05	244.73	62.75	112.95	119.23	43.93	69.03	81.58	56.48	746.75	25.10	25.10		69.03	62.75
4	81.88		25.19	69.28	138.56	245.63	62.98	113.37	119.67	44.09	69.28	81.88	56.68	749.49	25.19	25.19		69.28	62.98
5	81.99	50.45	25.23	69.37	138.75	245.96	63.07	113.52	119.83	44.15	69.37	81.99	56.76	750.49	25.23	25.23		69.37	63.07
6	81.34	50.06	25.03	68.83	137.65	244.02	62.57	112.63	118.88	43.80	68.83	81.34	56.31	744.58	25.03	25.03		68.83	62.57
7	81.98	50.45	25.22	69.37	138.73	245.93	63.06	113.51	119.81	44.14	69.37	81.98	56.75	750.41	25.22	25.22		69.37	63.06
8	81.99	50.46	25.23	69.37	138.75	245.96	63.07	113.52	119.83	44.15	69.37	81.99	56.76	750.51	25.23			69.37	63.07
9		50.56	25.28	69.52	139.04	246.48	63.20	113.76	120.08	44.24	69.52	82.16	56.88	752.07	25.28			69.52	63.20
10		50.18	25.09	69.00	138.00	244.64	62.73	112.91	119.18	43.91	69.00	81.55	56.45		25.09			69.00	62.73
11		50.35	25.17	69.23	138.46	245.45	62.94	113.29	119.58	44.06	69.23	81.82	56.64		25.17			69.23	62.94
12		50.22	25.11	69.04	138.09	244.79	62.77	112.98	119.26	43.94	69.04	81.60	56.49		25.11			69.04	62.77
13		50.38	25.19	69.27	138.55	245.60	62.98	113.36	119.65	44.08	69.27	81.87	56.68	749.40	25.19			69.27	62.98
14		50.48	25.24	69.40	138.81	246.07	63.10	113.57	119.88	44.17	69.40	82.02	56.79	750.83	25.24			69.40	63.10
15		49.74	24.87	68.39	136.79		62.18	111.92	118.13	43.52	68.39	80.83	55.96	739.89	24.87			68.39	62.18
16		49.78	24.89	68.45	136.89		62.22	112.00	118.22	43.56	68.45	80.89	56.00	740.45	24.89			68.45	62.22
17		51.60	25.80	70.95	141.90		64.50	116.10	122.55	45.15	70.95	83.85	58.05	767.55	25.80			70.95	64.50
18		50.09	25.05	68.88	137.75		62.61	112.70	118.97	43.83	68.88	81.40	56.35	745.10	25.05			68.88	62.61
19		51.08	25.54	70.24	140.48		63.86	114.94	121.32	44.70	70.24	83.01	57.47	759.88	25.54			70.24	63.86
20		50.61	25.31	69.59	139.18		63.26	113.88	120.20	44.28	69.59	82.24	56.94	752.84	25.31			69.59	63.26
21		49.67	24.84	68.30	136.60		62.09	111.76	117.97	43.46	68.30	80.72	55.88	738.87	24.84			68.30	62.09
22		51.17	25.59	70.36	140.73		63.97	115.14	121.54	44.78	70.36	83.16	57.57	761.21	25.59			70.36	63.97
23		50.37	25.19	69.26	138.52		62.96	113.34	119.63	44.07	69.26	81.85	56.67	749.27	25.19			69.26	62.96
24	82.08	50.51	25.25	69.45	138.90		63.13	113.64	119.96	44.19	69.45	82.08	56.82	751.30	25.25			69.45	63.13
25	83.35	51.29	25.65	70.53	141.06		64.12	115.41	121.82	44.88	70.53	83.35	57.70	762.98	25.65		51.29	70.53	64.12
26	83.07	51.12	25.56	70.29	140.57		63.90	115.02	121.40	44.73		83.07	57.51	760.38	25.56		51.12	70.29	63.90
27	82.76	50.93	25.47	70.03	140.06		63.66	114.60	120.96	44.57		82.76	57.30	757.61	25.47		50.93	70.03	63.66
28	82.89	51.01	25.50	70.13	140.27		63.76	114.76	121.14	44.63		82.89	57.38	758.72	25.50		51.01	70.13	63.76
29	82.88	51.00	25.50	70.13	140.25	248.63	63.75	114.75	121.13	44.63		82.88	57.38	758.64	25.50		51.00	70.13	63.75
30	81.69	50.27	25.14	69.12	138.24	245.07	62.84	113.11	119.39	43.99		81.69	56.55	747.77	25.14		50.27	69.12	62.84
31	82.51	50.77	25.39	69.81	139.63	247.53	63.47	114.24	120.59	44.43		82.51	57.12	755.27	25.39		50.77	69.81	63.47

Tabla 36. Desglose de la producción asignada del campo B

Anexo A

Día	B-20	B-21	B-22	B-23	B-24	B-25	B-26	B-27	B-28	B-29	B-30	B-31	B-32	B-33	B-34	B-35	B-36	B-37
1	126.11	447.68	18.92	151.33	132.41	239.60	119.80	31.53	37.83	170.24	81.97	100.88	31.53	25.22		611.61	825.99	63.05
2	125.26	444.66	18.79	150.31	131.52	237.99	118.99	31.31	37.58	169.10	81.42	100.20	31.31	25.05		607.49	820.43	62.63
3	125.50	445.54	18.83	150.60	131.78	238.46	119.23	31.38	37.65	169.43	81.58	100.40	31.38	25.10		608.69	822.05	62.75
4	125.96	447.17	18.89	151.16	132.26	239.33	119.67	31.49	37.79	170.05	81.88	100.77	31.49	25.19		610.93	825.07	62.98
5	126.13	447.77	18.92	151.36	132.44	239.65	119.83	31.53	37.84	170.28	81.99	100.91	31.53	25.23		611.74	826.17	63.07
6	125.14	444.25	18.77	150.17	131.40	237.77	118.88	31.28	37.54	168.94	81.34	100.11	31.28	25.03		606.93	819.67	62.57
7	126.12	447.72	18.92	151.34	132.43	239.63	119.81	31.53	37.84	170.26	81.98	100.90	31.53	25.22		611.68	826.08	63.06
8	126.14	447.78	18.92	151.36	132.44	239.66	119.83	31.53	37.84	170.28	81.99	100.91	31.53	25.23		611.76	826.19	63.07
9	126.40	448.71	18.96	151.68	132.72	240.16	120.08	31.60	37.92	170.64	82.16	101.12	31.60	25.28		613.03	827.91	63.20
10	125.46	445.37	18.82	150.55	131.73	238.36	119.18	31.36	37.64	169.36	81.55	100.36	31.36	25.09		608.46	821.73	62.73
11	125.87	446.85	18.88	151.05	132.17	239.16	119.58	31.47	37.76	169.93	81.82	100.70	31.47	25.17		610.49	824.48	62.94
12	125.54	445.65	18.83	150.64	131.81	238.52	119.26	31.38	37.66	169.47	81.60	100.43	31.38	25.11		608.85	822.26	62.77
13	125.95	447.12	18.89	151.14	132.25	239.31	119.65	31.49	37.79	170.03	81.87	100.76	31.49	25.19		610.86	824.97	62.98
14	126.19	447.97	18.93	151.43	132.50	239.76	119.88	31.55	37.86	170.36	82.02	100.95	31.55	25.24		612.02	826.54	63.10
15	124.35	441.45	18.65	149.22	130.57	236.27	118.13	31.09	37.31	167.87	80.83	99.48	31.09	24.87		603.10	814.50	62.18
16	124.45	441.78	18.67	149.34	130.67	236.45	118.22	31.11	37.33	168.00	80.89	99.56	31.11	24.89		603.56	815.12	62.22
17	129.00	457.95	19.35	154.80	135.45	245.10	122.55	32.25	38.70	174.15	83.85	103.20	32.25	25.80		625.65	844.95	64.50
18	125.23	444.56	18.78	150.27	131.49	237.93	118.97	31.31	37.57	169.06	81.40	100.18	31.31	25.05		607.35	820.24	62.61
19	127.71	453.37	19.16	153.25	134.10	242.65	121.32	31.93	38.31	172.41	83.01	102.17	31.93	25.54		619.39	836.50	63.86
20	126.53	449.17	18.98	151.83	132.85	240.40	120.20	31.63	37.96	170.81	82.24	101.22	31.63	25.31		613.66	828.76	63.26
21	124.18	440.84	18.63	149.02	130.39	235.94	117.97	31.05	37.25	167.64	80.72	99.34	31.05	24.84		602.28	813.38	62.09
22	127.93	454.17	19.19	153.52	134.33	243.08	121.54	31.98	38.38	172.71	83.16	102.35	31.98	25.59		620.48	837.97	63.97
23	125.93	447.05	18.89	151.11	132.22	239.26	119.63	31.48	37.78	170.00	81.85	100.74	31.48	25.19		610.75	824.83	62.96
24	126.27	448.26	18.94	151.52	132.58	239.91	119.96	31.57	37.88	170.46	82.08	101.02	31.57	25.25			827.06	63.13
25	128.23	455.23	19.23	153.88	134.64	243.64	121.82	32.06	38.47	173.11	83.35	102.59	32.06	25.65			839.92	64.12
26	127.79	453.67	19.17	153.35	134.18	242.81	121.40	31.95	38.34	172.52	83.07	102.24	31.95	25.56			837.06	63.90
27	127.33	452.02	19.10	152.80	133.70	241.93	120.96	31.83		171.89	82.76	101.86	31.83	25.47			834.01	63.66
28	127.52	452.68	19.13	153.02	133.89	242.28	121.14	31.88		172.15	82.89	102.01	31.88	25.50			835.23	63.76
29	127.50	452.63	19.13	153.00	133.88	242.25	121.13	31.88		172.13	82.88	102.00	31.88	25.50			835.14	63.75
30	125.68	446.15	18.85	150.81	131.96	238.78	119.39	31.42		169.66	81.69	100.54	31.42	25.14			823.17	62.84
31	126.94	450.62	19.04	152.32	133.28	241.18	120.59	31.73		171.36	82.51	101.55	31.73	25.39			831.43	63.47

Tabla 37. Desglose de la producción asignada del campo B (continuación)

Día	C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8	C-9	C-10	C-11	C-12	C-13	C-14	C-15	C-16
1	188.69	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48	75.48	239.01	308.20	94.35	62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
2	188.69	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48	75.48	239.01	308.20	94.35	62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
3	188.69	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48	75.48	239.01	308.20	94.35	62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
4	188.69	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48	75.48	239.01	308.20	94.35	62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
5	188.69	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48	75.48	239.01	308.20		62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
6	188.69	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48	75.48	239.01	308.20		62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
7	188.69	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48	75.48	239.01	308.20		62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
8	188.69	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48	75.48	239.01	308.20		62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
9	188.69	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48	75.48	239.01	308.20		62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
10	188.69	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48	75.48	239.01	308.20		62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
11	188.69	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48	75.48	239.01	308.20		62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
12	188.69	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48	75.48	239.01	308.20		62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
13	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48		239.01	308.20		62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
14	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48		239.01	308.20		62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
15	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48		239.01	308.20		62.90	31.45	245.30	132.09	132.09
16	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48		239.01	308.20		100.64	31.45	245.30	44.03	132.09
17	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64			239.01	308.20		100.64	31.45	245.30	44.03	132.09
18	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64			239.01	308.20		100.64	31.45	245.30	44.03	132.09
19	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48		239.01	308.20		100.64	31.45	245.30	44.03	132.09
20	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48		239.01	308.20		100.64		245.30	44.03	132.09
21	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48		239.01	308.20		100.64		245.30	44.03	132.09
22	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48		239.01	308.20		100.64		245.30	44.03	132.09
23	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48		239.01	308.20		100.64		245.30	44.03	132.09
24	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89	100.64	75.48		239.01	308.20		100.64	31.45	245.30	44.03	132.09
25	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89		75.48		239.01	308.20		100.64		245.30	44.03	132.09
26	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89		75.48		239.01	308.20		100.64		245.30	44.03	132.09
27	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89		75.48		239.01	308.20		100.64		245.30	44.03	132.09
28	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89		75.48		239.01	308.20		100.64		245.30	44.03	132.09
29	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89		75.48		239.01	308.20		100.64		245.30	44.03	132.09
30	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89		75.48		239.01	308.20		100.64		245.30	44.03	132.09
31	352.23	69.19	100.64	289.33	496.89		75.48		239.01	308.20		100.64		245.30	44.03	132.09

Tabla 38. Desglose de la producción estimada del campo C

Anexo A

Día	C-17	C-18	C-19	C-20	C-21	C-22	C-23	C-24	C-25	C-26	C-27	C-28	C-29	C-30	C-31	C-32
1	75.48	100.64	100.64	182.40		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
2	75.48	100.64	100.64	182.40		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
3	75.48	100.64	100.64	182.40		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
4	75.48	100.64	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
5	75.48	100.64	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
6	75.48	100.64	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
7	75.48	37.74	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
8	75.48	37.74	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
9	75.48	37.74	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
10	75.48	37.74	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
11	75.48	37.74	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
12	75.48	37.74	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
13	75.48	37.74	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
14	75.48	37.74	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
15	75.48	37.74	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			176.11	1176.19	201.27
16	75.48	37.74	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			119.51	1176.19	201.27
17	75.48	37.74	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			119.51	1176.19	201.27
18	75.48	37.74	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			119.51	1176.19	201.27
19	75.48	37.74		150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			119.51	1176.19	201.27
20	75.48	37.74		150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38			119.51	1176.19	201.27
21	75.48	37.74		150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38		251.59	119.51	1176.19	201.27
22	75.48	37.74		150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38		251.59	119.51	1176.19	201.27
23	75.48	37.74		150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38		251.59	119.51	1176.19	201.27
24	75.48	37.74	100.64	150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38		251.59	119.51	1176.19	201.27
25	75.48	37.74		150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38		251.59	119.51	1176.19	201.27
26	75.48	37.74		150.96		1754.85	50.32	88.06		62.90	138.38		251.59	119.51	1176.19	201.27
27	75.48	37.74		150.96		1704.54	50.32	88.06		62.90	138.38		251.59	119.51	1176.19	201.27
28	75.48	37.74		150.96		1704.54	50.32	88.06		62.90	138.38		251.59	119.51	1176.19	232.72
29	75.48	37.74		150.96		1704.54	50.32	88.06		62.90	138.38		251.59	119.51	1176.19	232.72
30	75.48	37.74		150.96		1704.54	50.32	88.06		62.90	138.38		251.59	119.51	1176.19	232.72
31	75.48	37.74		150.96		1704.54	50.32	88.06		62.90	138.38		251.59	119.51	1176.19	232.72

Tabla 39. Desglose de la producción estimada del campo C (continuación)

Día	C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8	C-9	C-10	C-11	C-12	C-13	C-14	C-15	C-16
1	189.16	69.36	100.88	290.04	498.12	100.88	75.66	75.66	239.60	308.96	94.58	63.05	31.53	245.91	132.41	132.41
2	187.88	68.89	100.20	288.09	494.76	100.20	75.15	75.15	237.99	306.88	93.94	62.63	31.31	244.25	131.52	131.52
3	188.26	69.03	100.40	288.66	495.74	100.40	75.30	75.30	238.46	307.48	94.13	62.75	31.38	244.73	131.78	131.78
4	188.95	69.28	100.77	289.72	497.56	100.77	75.58	75.58	239.33	308.61	94.47	62.98	31.49	245.63	132.26	132.26
5	189.20	69.37	100.91	290.10	498.22	100.91	75.68	75.68	239.65	309.02		63.07	31.53	245.96	132.44	132.44
6	187.71	68.83	100.11	287.82	494.30	100.11	75.08	75.08	237.77	306.59		62.57	31.28	244.02	131.40	131.40
7	189.18	69.37	100.90	290.08	498.17	100.90	75.67	75.67	239.63	308.99		63.06	31.53	245.93	132.43	132.43
8	189.20	69.37	100.91	290.11	498.24	100.91	75.68	75.68	239.66	309.03		63.07	31.53	245.96	132.44	132.44
9	189.60	69.52	101.12	290.72	499.27	101.12	75.84	75.84	240.16	309.68		63.20	31.60	246.48	132.72	132.72
10	188.18	69.00	100.36	288.55	495.55	100.36	75.27	75.27	238.36	307.36		62.73	31.36	244.64	131.73	131.73
11	188.81	69.23	100.70	289.51	497.20	100.70	75.52	75.52	239.16	308.39		62.94	31.47	245.45	132.17	132.17
12	188.30	69.04	100.43	288.73	495.87	100.43	75.32	75.32	238.52	307.56		62.77	31.38	244.79	131.81	131.81
13	352.66	69.27	100.76	289.69	497.50	100.76	75.57		239.31	308.58		62.98	31.49	245.60	132.25	132.25
14	353.33	69.40	100.95	290.24	498.45	100.95	75.71		239.76	309.17		63.10	31.55	246.07	132.50	132.50
15	348.18	68.39	99.48	286.01	491.19	99.48	74.61		236.27	304.66		62.18	31.09	242.48	130.57	130.57
16	348.45	68.45	99.56	286.23	491.56	99.56	74.67		236.45	304.89		99.56	31.11	242.67	43.56	130.67
17	361.20	70.95	103.20	296.70	509.55	103.20			245.10	316.05		103.20	32.25	251.55	45.15	135.45
18	350.64	68.88	100.18	288.02	494.65	100.18			237.93	306.81		100.18	31.31	244.19	43.83	131.49
19	357.59	70.24	102.17	293.73	504.46	102.17	76.63		242.65	312.89		102.17	31.93	249.03	44.70	134.10
20	354.28	69.59	101.22	291.01	499.78	101.22	75.92		240.40	309.99		101.22		246.73	44.28	132.85
21	347.71	68.30	99.34	285.62	490.51	99.34	74.51		235.94	304.24		99.34		242.15	43.46	130.39
22	358.22	70.36	102.35	294.25	505.34	102.35	76.76		243.08	313.44		102.35		249.47	44.78	134.33
23	352.60	69.26	100.74	289.64	497.42	100.74	75.56		239.26	308.52		100.74		245.56	44.07	132.22
24	353.55	69.45	101.02	290.42	498.76	101.02	75.76		239.91	309.36		101.02	31.57	246.23	44.19	132.58
25	359.05	70.53	102.59	294.93	506.52		76.94		243.64	314.17		102.59		250.05	44.88	134.64
26	357.83	70.29	102.24	293.93	504.79		76.68		242.81	313.10		102.24		249.20	44.73	134.18
27	356.52	70.03	101.86	292.86	502.95		76.40		241.93	311.96		101.86		248.29	44.57	133.70
28	357.04	70.13	102.01	293.29	503.69		76.51		242.28	312.41		102.01		248.66	44.63	133.89
29	357.01	70.13	102.00	293.25	503.63		76.50		242.25	312.38		102.00		248.63	44.63	133.88
30	351.89	69.12	100.54	289.05	496.42		75.41		238.78	307.90		100.54		245.07	43.99	131.96
31	355.42	69.81	101.55	291.95	501.40		76.16		241.18	310.99		101.55		247.53	44.43	133.28

Tabla 40. Desglose de la producción asignada del campo C

Día	C-17	C-18	C-19	C-20	C-21	C-22	C-23	C-24	C-25	C-26	C-27	C-28	C-29	C-30	C-31	C-32
1	75.66	100.88	100.88	182.85		1759.18	50.44	88.27		63.05	138.72			176.55	1179.09	201.77
2	75.15	100.20	100.20	181.62		1747.32	50.10	87.68		62.63	137.78			175.36	1171.14	200.41
3	75.30	100.40	100.40	181.98		1750.78	50.20	87.85		62.75	138.05			175.71	1173.46	200.81
4	75.58	100.77	100.77	151.16		1757.20	50.39	88.18		62.98	138.56			176.35	1177.77	201.54
5	75.68	100.91	100.91	151.36		1759.55	50.45	88.29		63.07	138.75			176.59	1179.34	201.81
6	75.08	100.11	100.11	150.17		1745.70	50.06	87.60		62.57	137.65			175.20	1170.06	200.22
7	75.67	37.84	100.90	151.34		1759.37	50.45	88.28		63.06	138.73			176.57	1179.22	201.79
8	75.68	37.84	100.91	151.36		1759.59	50.45	88.29		63.07	138.75			176.59	1179.37	201.82
9	75.84	37.92	101.12	151.68		1763.25	50.56	88.48		63.20	139.04			176.96	1181.82	202.24
10	75.27	37.64	100.36	150.55		1750.10	50.18	87.82		62.73	138.00			175.64	1173.00	200.73
11	75.52	37.76	100.70	151.05		1755.94	50.35	88.11		62.94	138.46			176.22	1176.92	201.40
12	75.32	37.66	100.43	150.64		1751.23	50.21	87.88		62.77	138.09			175.75	1173.76	200.86
13	75.57	37.79	100.76	151.14		1757.01	50.38	88.17		62.98	138.55			176.33	1177.63	201.52
14	75.71	37.86	100.95	151.43		1760.35	50.48	88.33		63.10	138.81			176.67	1179.88	201.90
15	74.61	37.31	99.48	149.22		1734.69	49.74	87.05		62.18	136.79			174.09	1162.68	198.96
16	74.67	37.33	99.56	149.34		1736.02	49.78	87.11		62.22	136.89			118.22	1163.57	199.11
17	77.40	38.70	103.20	154.80		1799.54	51.60	90.30		64.50	141.90			122.55	1206.14	206.40
18	75.14	37.57	100.18	150.27		1746.93	50.09	87.66		62.61	137.75			118.97	1170.88	200.36
19	76.63	38.31		153.25		1781.56	51.08	89.40		63.86	140.48			121.32	1194.09	204.34
20	75.92	37.96		151.83		1765.06	50.61	88.57		63.26	139.18			120.20	1183.04	202.44
21	74.51	37.25		149.02		1732.32	49.67	86.93		62.09	136.60		248.36	117.97	1161.09	198.69
22	76.76	38.38		153.52		1784.69	51.17	89.55		63.97	140.73		255.87	121.54	1196.19	204.70
23	75.56	37.78		151.11		1756.70	50.37	88.15		62.96	138.52		251.86	119.63	1177.43	201.49
24	75.76	37.88	101.02	151.52		1761.46	50.51	88.39		63.13	138.90		252.54	119.96	1180.62	202.03
25	76.94	38.47		153.88		1788.84	51.29	89.76		64.12	141.06		256.46	121.82	1198.97	205.17
26	76.68	38.34		153.35		1782.74	51.12	89.46		63.90	140.57		255.59	121.40	1194.88	204.47
27	76.40	38.20		152.80		1725.31	50.93	89.13		63.66	140.06		254.66	120.96	1190.53	203.73
28	76.51	38.25		153.02		1727.84	51.01	89.26		63.76	140.27		255.03	121.14	1192.27	235.90
29	76.50	38.25		153.00		1727.65	51.00	89.25		63.75	140.25		255.00	121.13	1192.14	235.88
30	75.41	37.70		150.81		1702.90	50.27	87.97		62.84	138.24		251.35	119.39	1175.06	232.50
31	76.16	38.08		152.32		1719.99	50.77	88.86		63.47	139.63		253.87	120.59	1186.85	234.83

Tabla 41. Desglose de la producción asignada del campo C (continuación)

Día	D-1	D-2	D-3	D-4
1	69.19	69.19	25.16	
2	69.19	69.19	25.16	
3	69.19	69.19	25.16	
4	69.19	69.19	25.16	
5	69.19	69.19	25.16	
6	69.19	69.19	25.16	100.64
7	69.19	69.19	25.16	100.64
8	69.19	69.19	25.16	100.64
9	69.19	69.19	25.16	100.64
10	69.19	69.19	25.16	100.64
11	69.19	69.19	25.16	100.64
12	69.19	69.19	25.16	100.64
13	69.19	69.19	25.16	100.64
14	69.19	69.19	25.16	100.64
15	69.19	69.19	25.16	100.64
16	69.19	69.19	25.16	100.64
17	69.19	69.19	25.16	100.64
18	69.19	69.19	25.16	100.64
19	69.19	69.19	25.16	100.64
20	69.19	69.19	25.16	100.64
21	69.19	69.19	25.16	100.64
22	69.19	69.19	25.16	100.64
23	69.19	69.19	25.16	100.64
24	69.19	69.19	25.16	100.64
25	69.19	69.19	25.16	100.64
26	69.19	69.19	25.16	100.64
27	69.19	69.19	25.16	100.64
28	69.19	69.19	25.16	100.64
29	69.19	69.19	25.16	100.64
30	69.19	69.19	25.16	100.64
31	69.19	69.19	25.16	100.64

Tabla 45. Desglose de la producción estimada del campo D

Día	D-1	D-2	D-3	D-4
1	69.36	69.36	25.22	
2	68.89	68.89	25.05	
3	69.03	69.03	25.10	
4	69.28	69.28	25.19	
5	69.37	69.37	25.23	
6	68.83	68.83	25.03	100.11
7	69.37	69.37	25.22	100.90
8	69.37	69.37	25.23	100.91
9	69.52	69.52	25.28	101.12
10	69.00	69.00	25.09	100.36
11	69.23	69.23	25.17	100.70
12	69.04	69.04	25.11	100.43
13	69.27	69.27	25.19	100.76
14	69.40	69.40	25.24	100.95
15	68.39	68.39	24.87	99.48
16	68.45	68.45	24.89	99.56
17	70.95	70.95	25.80	103.20
18	68.88	68.88	25.05	100.18
19	70.24	70.24	25.54	102.17
20	69.59	69.59	25.31	101.22
21	68.30	68.30	24.84	99.34
22	70.36	70.36	25.59	102.35
23	69.26	69.26	25.19	100.74
24	69.45	69.45	25.25	101.02
25	70.53	70.53	25.65	102.59
26	70.29	70.29	25.56	102.24
27	70.03	70.03	25.47	101.86
28	70.13	70.13	25.50	102.01
29	70.13	70.13	25.50	102.00
30	69.12	69.12	25.14	100.54
31	69.81	69.81	25.39	101.55

Tabla 42. Desglose de la producción asignada del campo D

Día	E
1	9955.52
2	10000.20
3	10007.35
4	10006.02
5	10008.67
6	10017.95
7	9952.91
8	9978.60
9	10019.95
10	10016.66
11	9950.05
12	10049.12
13	9979.79
14	9966.09
15	9960.93
16	9987.24
17	9970.20
18	10019.43
19	10040.79
20	9994.49
21	10024.67
22	10027.76
23	10036.60
24	10047.19
25	10013.49
26	9953.89
27	9977.32
28	9957.59
29	9962.80
30	10002.08
31	10042.09

Tabla 43. Desglose de la producción medida del campo E

Día	9980.05
1	9957.28
2	9984.12
3	10019.42
4	10035.44
5	9965.69
6	9978.51
7	10005.54
8	10067.91
9	9989.52
10	9956.23
11	10028.34
12	9992.02
13	9997.31
14	9846.49
15	9880.08
16	10224.09
17	9974.17
18	10193.58
19	10052.63
20	9895.94
21	10198.26
22	10047.18
23	10085.00
24	10207.44
25	10112.04
26	10098.94
27	10093.73
28	10097.92
29	9992.47
30	10133.12
31	9980.05

Tabla 44. Desglose de la producción asignada del campo E

Anexo B

Día	A-1	A-2	A-3	A-4	A-5	A-6	A-7	A-8	A-9	A-10	A-11	A-12	A-13	A-14
1	31.45	50.32	12.58	18.87	333.38	176.12	44.03	18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.45
2	31.17	49.87	12.47	18.70	330.39	174.55	43.64	18.70	105.98	74.81	43.64	68.57	18.70	224.42
3	31.23	49.97	12.49	18.74	331.02	174.88	43.72	18.74	106.18	74.95		68.70	0.00	224.85
4	31.56	50.49	12.62	18.93	334.52	176.73	44.18	18.93	107.30	75.74		69.43	18.93	227.22
5	31.76	50.82	12.70	19.06	336.67	177.86	44.47	19.06	107.99	76.23		69.88	19.06	228.68
6	30.99	49.59	12.40	18.59	328.51	173.55	43.39	18.59	105.37	74.38		68.18	18.59	223.14
7	31.97	51.16	12.79	19.18	338.91	179.04	44.76	19.18	108.71	76.73		70.34	19.18	230.20
8	32.04	51.26	12.82	19.22	339.62	179.42	44.86	19.22	108.93	76.89		70.49	19.22	230.68
9	31.51	50.42	12.61	18.91	334.05	176.48	44.12	18.91	107.15	75.63		69.33	18.91	226.90
10	31.29	50.07	12.52	18.77	331.68	175.23	43.81	18.77	106.39	75.10		68.84	18.77	225.29
11	31.32	50.12	12.53	18.79	332.02	175.41	43.85	18.79	106.50	75.18		68.91	18.79	225.53
12	31.14	49.82	12.46	18.68	330.08	174.38		18.68	105.87	74.73		68.51	18.68	224.20
13	31.56	50.49	12.62	18.93	334.51	176.72		18.93	107.30	75.74	44.18	69.43	18.93	227.22
14	31.74	50.78	12.70	19.04	336.44	177.74		19.04	107.92	76.18	44.44	69.83	19.04	228.53
15	30.48	48.77	12.19	18.29	323.11	170.70		18.29	103.64	73.16	42.67	67.06	18.29	219.47
16	30.62	48.99	12.25	18.37	324.58	171.47		18.37	104.11	73.49	42.87	67.36	18.37	220.47
17	33.85	54.15	13.54	20.31	358.77	189.54		20.31	115.08	81.23	47.39	74.46	20.31	243.70
18	31.05	49.67	12.42	18.63	329.09	173.86		18.63	105.56	74.51	43.47	68.30	18.63	223.54
19	33.00	52.81	13.20	19.80	349.85	184.83		19.80	112.22	79.21	46.21	72.61	19.80	237.63
20	32.08	51.33	12.83	19.25	340.06	179.65		19.25	109.08	76.99	44.91	70.58	19.25	230.98
21	30.40	48.64	12.16	18.24	322.25	170.25		18.24	103.36	72.96	42.56	66.88	18.24	218.89
22	33.06	52.90	13.23	19.84	350.48	185.16		19.84	112.42	79.35	46.29	72.74	19.84	238.06
23	31.67	50.68	12.67	19.00	335.72	177.36		19.00	107.68	76.01	44.34	69.68	19.00	228.04
24	32.01		12.81	19.21	339.35	179.28		19.21	108.85	76.83	44.82	70.43	19.21	230.50
25	33.45		13.38	20.07	354.59	187.33		20.07	113.74	80.29	46.83	73.59	20.07	240.86
26	32.91		13.16	19.75	348.84	184.29		19.75	111.89	78.98	46.07	72.40	19.75	236.95
27	32.47		12.99	19.48	344.14	181.81		19.48	110.38	77.92	45.45	71.43	19.48	233.76
28	32.42		12.97	19.45	343.63	181.54		19.45	110.22	77.80	45.39	71.32	19.45	233.41
29	32.65		13.06	19.59	346.05	182.82		19.59	111.00	78.35	45.70	71.82	19.59	235.05
30	31.38		12.55	18.83	332.58	175.70		18.83	106.68	75.30	43.93	69.03	18.83	225.90
31	32.26		12.91	19.36	342.00	180.68		19.36	109.70	77.43	45.17	70.98	19.36	232.30

Tabla 46. Desglose de la producción asignada del campo A

Día	B-1	B-2	B-3	B-4	B-5	B-6	B-7	B-8	B-9	B-10	B-11	B-12	B-13	B-14	B-15	B-16	B-17	B-18	B-19
1	82.66		25.44	69.95	139.89	247.99	63.59	114.46	120.82	44.51	69.95	82.66		756.70	25.44	25.44		69.95	63.59
2	81.33		25.02	68.82	137.64	243.99	62.56	112.61	118.87	43.79	68.82	81.33		744.49	25.02	25.02		68.82	62.56
3	81.81		25.17	69.22	138.44	245.42	62.93	113.27	119.56	44.05	69.22	81.81	56.63	748.83	25.17	25.17		69.22	62.93
4	81.82		25.17	69.23	138.46	245.45	62.94	113.29	119.58	44.06	69.23	81.82	56.64	748.95	25.17	25.17		69.23	62.94
5	81.51	50.16	25.08	68.97	137.93	244.52	62.70	112.85	119.12	43.89	68.97	81.51	56.43	746.09	25.08	25.08		68.97	62.70
6	81.70	50.28	25.14	69.13	138.25	245.09	62.84	113.12	119.40	43.99	69.13	81.70	56.56	747.83	25.14	25.14		69.13	62.84
7	80.63	49.62	24.81	68.23	136.46	241.90	62.03	111.65	117.85	43.42	68.23	80.63	55.82	738.11	24.81	24.81		68.23	62.03
8	80.41	49.48	24.74	68.04	136.08	241.23	61.85	111.34	117.52	43.30	68.04	80.41	55.67	736.05	24.74			68.04	61.85
9		51.24	25.62	70.45	140.90	249.77	64.04	115.28	121.68	44.83	70.45	83.26	57.64	762.12	25.62			70.45	64.04
10		50.09	25.04	68.87	137.73	244.16	62.61	112.69	118.95	43.82	68.87	81.39	56.35		25.04			68.87	62.61
11		50.84	25.42	69.90	139.81	247.84	63.55	114.39	120.74	44.48	69.90	82.61	57.19		25.42			69.90	63.55
12		50.68	25.34	69.69	139.37	247.07	63.35	114.03	120.37	44.35	69.69	82.36	57.02		25.34			69.69	63.35
13		50.32	25.16	69.19	138.39	245.33	62.90	113.23	119.52	44.03	69.19	81.78	56.61	748.56	25.16			69.19	62.90
14		50.30	25.15	69.16	138.32	245.21	62.87	113.17	119.46	44.01	69.16	81.74	56.59	748.19	25.15			69.16	62.87
15		50.16	25.08	68.97	137.95		62.70	112.87	119.14	43.89	68.97	81.52	56.43	746.18	25.08			68.97	62.70
16		49.96	24.98	68.69	137.38		62.45	112.40	118.65	43.71	68.69	81.18	56.20	743.12	24.98			68.69	62.45
17		50.09	25.05	68.88	137.76		62.62	112.71	118.98	43.83	68.88	81.40	56.36	745.16	25.05			68.88	62.62
18		50.30	25.15	69.16	138.32		62.87	113.17	119.46	44.01	69.16	81.73	56.58	748.17	25.15			69.16	62.87
19		49.89	24.94	68.60	137.20		62.36	112.25	118.49	43.65	68.60	81.07	56.13	742.11	24.94			68.60	62.36
20		50.06	25.03	68.83	137.67		62.58	112.64	118.89	43.80	68.83	81.35	56.32	744.65	25.03			68.83	62.58
21		50.05	25.03	68.82	137.64		62.56	112.62	118.87	43.79	68.82	81.33	56.31	744.51	25.03			68.82	62.56
22		50.07	25.04	68.85	137.70		62.59	112.67	118.93	43.81	68.85	81.37	56.33	744.85	25.04			68.85	62.59
23		49.98	24.99	68.72	137.45		62.48	112.46	118.70	43.73	68.72	81.22	56.23	743.47	24.99			68.72	62.48
24	80.62	49.61	24.81	68.22	136.44		62.02	111.63	117.83	43.41	68.22	80.62	55.81	737.99	24.81			68.22	62.02
25	80.44	49.50	24.75	68.07	136.14		61.88	111.38	117.57	43.32	68.07	80.44	55.69	736.37	24.75		49.50	68.07	61.88
26	81.49	50.15	25.07	68.95	137.90		62.68	112.83	119.10	43.88		81.49	56.41	745.92	25.07		50.15	68.95	62.68
27	82.06	50.50	25.25	69.43	138.87		63.12	113.62	119.93	44.18		82.06	56.81	751.13	25.25		50.50	69.43	63.12
28	82.89	51.01	25.50	70.14	140.27		63.76	114.77	121.14	44.63		82.89	57.38	758.74	25.50		51.01	70.14	63.76
29	81.82	50.35	25.18	69.23	138.47	245.46	62.94	113.29	119.58	44.06		81.82	56.64	748.97	25.18		50.35	69.23	62.94
30	81.71	50.29	25.14	69.14	138.29	245.14	62.86	113.14	119.43	44.00		81.71	56.57	748.00	25.14		50.29	69.14	62.86
31	81.75	50.31	25.15	69.17	138.35	245.25	62.88	113.19	119.48	44.02		81.75	56.60	748.33	25.15		50.31	69.17	62.88

Tabla 47. Desglose de la producción asignada del campo B

Anexo B

Día	B-20	B-21	B-22	B-23	B-24	B-25	B-26	B-27	B-28	B-29	B-30	B-31	B-32	B-33	B-34	B-35	B-36	B-37
1	127.18	451.47	19.08	152.61	133.53	241.63	120.82	31.79	38.15	171.69	82.66	101.74	31.79	25.44		616.80	833.00	63.59
2	125.12	444.19	18.77	150.15	131.38	237.74	118.87	31.28	37.54	168.92	81.33	100.10	31.28	25.02		606.85	819.56	62.56
3	125.85	446.78	18.88	151.02	132.15	239.12	119.56	31.46	37.76	169.90	81.81	100.68	31.46	25.17		610.39	824.34	62.93
4	125.87	446.85	18.88	151.05	132.17	239.16	119.58	31.47	37.76	169.93	81.82	100.70	31.47	25.17		610.49	824.47	62.94
5	125.39	445.15	18.81	150.47	131.66	238.25	119.12	31.35	37.62	169.28	81.51	100.32	31.35	25.08		608.16	821.33	62.70
6	125.69	446.19	18.85	150.82	131.97	238.80	119.40	31.42	37.71	169.68	81.70	100.55	31.42	25.14		609.58	823.24	62.84
7	124.05	440.39	18.61	148.86	130.26	235.70	117.85	31.01	37.22	167.47	80.63	99.24	31.01	24.81		601.66	812.54	62.03
8	123.71	439.16	18.56	148.45	129.89	235.04	117.52	30.93	37.11	167.00	80.41	98.96	30.93	24.74		599.98	810.28	61.85
9	128.09	454.71	19.21	153.70	134.49	243.37	121.68	32.02	38.43	172.92	83.26	102.47	32.02	25.62		621.22	838.97	64.04
10	125.21	444.50	18.78	150.25	131.47	237.90	118.95	31.30	37.56	169.04	81.39	100.17	31.30	25.04		607.28	820.14	62.61
11	127.10	451.20	19.06	152.52	133.45	241.49	120.74	31.77	38.13	171.58	82.61	101.68	31.77	25.42		616.43	832.50	63.55
12	126.70	449.79	19.01	152.04	133.04	240.73	120.37	31.68	38.01	171.05	82.36	101.36	31.68	25.34		614.51	829.90	63.35
13	125.81	446.62	18.87	150.97	132.10	239.04	119.52	31.45	37.74	169.84	81.78	100.65	31.45	25.16		610.17	824.05	62.90
14	125.75	446.40	18.86	150.90	132.03	238.92	119.46	31.44	37.72	169.76	81.74	100.60	31.44	25.15		609.87	823.64	62.87
15	125.41	445.20	18.81	150.49	131.68	238.27	119.14	31.35	37.62	169.30	81.52	100.33	31.35	25.08		608.23	821.42	62.70
16	124.89	443.37	18.73	149.87	131.14	237.30	118.65	31.22	37.47	168.61	81.18	99.92	31.22	24.98		605.73	818.05	62.45
17	125.24	444.59	18.79	150.28	131.50	237.95	118.98	31.31	37.57	169.07	81.40	100.19	31.31	25.05		607.40	820.30	62.62
18	125.74	446.38	18.86	150.89	132.03	238.91	119.46	31.44	37.72	169.75	81.73	100.59	31.44	25.15		609.85	823.61	62.87
19	124.72	442.77	18.71	149.67	130.96	236.98	118.49	31.18	37.42	168.38	81.07	99.78	31.18	24.94		604.91	816.94	62.36
20	125.15	444.29	18.77	150.18	131.41	237.79	118.89	31.29	37.55	168.95	81.35	100.12	31.29	25.03		606.99	819.74	62.58
21	125.13	444.20	18.77	150.15	131.38	237.74	118.87	31.28	37.54	168.92	81.33	100.10	31.28	25.03		606.87	819.59	62.56
22	125.19	444.41	18.78	150.22	131.44	237.85	118.93	31.30	37.56	169.00	81.37	100.15	31.30	25.04		607.15	819.96	62.59
23	124.95	443.58	18.74	149.94	131.20	237.41	118.70	31.24	37.49	168.69	81.22	99.96	31.24	24.99		606.02	818.44	62.48
24	124.03	440.32	18.60	148.84	130.23	235.66	117.83	31.01	37.21	167.44	80.62	99.23	31.01	24.81			812.41	62.02
25	123.76	439.35	18.56	148.51	129.95	235.14	117.57	30.94	37.13	167.08	80.44	99.01	30.94	24.75			810.63	61.88
26	125.37	445.05	18.80	150.44	131.63	238.19	119.10	31.34	37.61	169.24	81.49	100.29	31.34	25.07			821.14	62.68
27	126.24	448.16	18.94	151.49	132.55	239.86	119.93	31.56		170.43	82.06	100.99	31.56	25.25			826.88	63.12
28	127.52	452.69	19.13	153.02	133.89	242.29	121.14	31.88		172.15	82.89	102.01	31.88	25.50			835.25	63.76
29	125.88	446.87	18.88	151.05	132.17	239.17	119.58	31.47		169.93	81.82	100.70	31.47	25.18			824.50	62.94
30	125.71	446.29	18.86	150.86	132.00	238.86	119.43	31.43		169.71	81.71	100.57	31.43	25.14			823.43	62.86
31	125.77	446.48	18.87	150.92	132.06	238.96	119.48	31.44		169.79	81.75	100.62	31.44	25.15			823.79	62.88

Tabla 48. Desglose de la producción asignada del campo B (continuación)

Día	C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8	C-9	C-10	C-11	C-12	C-13	C-14	C-15	C-16
1	188.70	69.19	100.64	289.35	496.92	100.64	75.48	75.48	239.03	308.22	94.35	62.90	31.45	245.32	132.09	132.09
2	187.02	68.57	99.74	286.76	492.47	99.74	74.81	74.81	236.89	305.46	93.51	62.34	31.17	243.12	130.91	130.91
3	187.37	68.70	99.93	287.30	493.41	99.93	74.95	74.95	237.34	306.04	93.69	62.46	31.23	243.58	131.16	131.16
4	189.35	69.43	100.99	290.34	498.62	100.99	75.74	75.74	239.84	309.27	94.67	63.12	31.56	246.15	132.54	132.54
5	190.57	69.88	101.64	292.21	501.83	101.64	76.23	76.23	241.39	311.26		63.52	31.76	247.74	133.40	133.40
6	185.95	68.18	99.17	285.12	489.67	99.17	74.38	74.38	235.54	303.72		61.98	30.99	241.73	130.16	130.16
7	191.83	70.34	102.31	294.15	505.16	102.31	76.73	76.73	242.99	313.33		63.94	31.97	249.38	134.28	134.28
8	192.24	70.49	102.53	294.76	506.22	102.53	76.89	76.89	243.50	313.99		64.08	32.04	249.91	134.57	134.57
9	189.09	69.33	100.85	289.93	497.92	100.85	75.63	75.63	239.51	308.84		63.03	31.51	245.81	132.36	132.36
10	187.74	68.84	100.13	287.88	494.39	100.13	75.10	75.10	237.81	306.65		62.58	31.29	244.07	131.42	131.42
11	187.94	68.91	100.23	288.17	494.90	100.23	75.18	75.18	238.05	306.97		62.65	31.32	244.32	131.56	131.56
12	186.84	68.51	99.65	286.48	492.00	99.65	74.73	74.73	236.66	305.16		62.28	31.14	242.89	130.78	130.78
13	353.45	69.43	100.99	290.33	498.61	100.99	75.74		239.84	309.27		63.12	31.56	246.15	132.54	132.54
14	355.49	69.83	101.57	292.01	501.49	101.57	76.18		241.22	311.05		63.48	31.74	247.57	133.31	133.31
15	341.40	67.06	97.54	280.43	481.61	97.54	73.16		231.66	298.72		60.96	30.48	237.76	128.02	128.02
16	342.95	67.36	97.99	281.71	483.80	97.99	73.49		232.72	300.08		97.99	30.62	238.84	42.87	128.61
17	379.08	74.46	108.31	311.39	534.78	108.31	0.00		257.23	331.70		108.31	33.85	264.00	47.39	142.16
18	347.72	68.30	99.35	285.63	490.54	99.35	0.00		235.95	304.26		99.35	31.05	242.16	43.47	130.40
19	369.65	72.61	105.61	303.64	521.47	105.61	79.21		250.84	323.45		105.61	33.00	257.44	46.21	138.62
20	359.31	70.58	102.66	295.15	506.88	102.66	76.99		243.82	314.40		102.66		250.23	44.91	134.74
21	340.49	66.88	97.28	279.69	480.34	97.28	72.96		231.05	297.93		97.28		237.13	42.56	127.69
22	370.32	72.74	105.81	304.19	522.41	105.81	79.35		251.29	324.03		105.81		257.90	46.29	138.87
23	354.73	69.68	101.35	291.38	500.42	101.35	76.01		240.71	310.39		101.35		247.04	44.34	133.02
24	358.56	70.43	102.45	294.53	505.82	102.45	76.83		243.31	313.74		102.45	32.01	249.71	44.82	134.46
25	374.66	73.59	107.05	307.76	528.55		80.29		254.24	327.83		107.05		260.93	46.83	140.50
26	368.59	72.40	105.31	302.77	519.97		78.98		250.11	322.51		105.31		256.69	46.07	138.22
27	363.62	71.43	103.89	298.69	512.96		77.92		246.74	318.17		103.89		253.24	45.45	136.36
28	363.08	71.32	103.74	298.25	512.20		77.80		246.38	317.70		103.74		252.86	45.39	136.16
29	365.64	71.82	104.47	300.35	515.81		78.35		248.11	319.93		104.47		254.64	45.70	137.11
30	351.40	69.03	100.40	288.65	495.73		75.30		238.45	307.48		100.40		244.73	43.93	131.78
31	361.36	70.98	103.24	296.83	509.77		77.43		245.21	316.19		103.24		251.66	45.17	135.51

Tabla 49. Desglose de la producción asignada del campo C

Anexo B

Día	C-17	C-18	C-19	C-20	C-21	C-22	C-23	C-24	C-25	C-26	C-27	C-28	C-29	C-30	C-31	C-32
1	75.48	100.64	100.64	182.41		1754.95	50.32	88.06		62.90	138.38			176.12	1176.26	201.28
2	74.81	99.74	99.74	180.78		1739.24	49.87	87.27		62.34	137.14			174.55	1165.73	199.48
3	74.95	99.93	99.93	181.13		1742.56	49.97	87.44		62.46	137.41			174.88	1167.96	199.86
4	75.74	100.99	100.99	151.48		1760.95	50.49	88.36		63.12	138.86			176.73	1180.28	201.97
5	76.23	101.64	101.64	152.46		1772.29	50.82	88.93		63.52	139.75			177.86	1187.88	203.27
6	74.38	99.17	99.17	148.76		1729.33	49.59	86.78		61.98	136.36			173.55	1159.09	198.35
7	76.73	38.37	102.31	153.47		1784.05	51.16	89.52		63.94	140.68			179.04	1195.76	204.62
8	76.89	38.45	102.53	153.79		1787.80	51.26	89.71		64.08	140.97			179.42	1198.28	205.05
9	75.63	37.82	100.85	151.27		1758.49	50.42	88.24		63.03	138.66			176.48	1178.63	201.69
10	75.10	37.55	100.13	150.20		1746.03	50.07	87.61		62.58	137.68			175.23	1170.28	200.26
11	75.18	37.59	100.23	150.35		1747.82	50.12	87.70		62.65	137.82			175.41	1171.48	200.47
12	74.73	37.37	99.65	149.47		1737.57	49.82	87.19		62.28	137.01			174.38	1164.61	199.29
13	75.74	37.87	100.99	151.48		1760.93	50.49	88.36		63.12	138.85			176.72	1180.26	201.97
14	76.18	38.09	101.57	152.35		1771.09	50.78	88.87		63.48	139.66			177.74	1187.07	203.14
15	73.16	36.58	97.54	146.31		1700.88	48.77	85.35		60.96	134.12			170.70	1140.02	195.08
16	73.49	36.74	97.99	146.98		1708.62	48.99	85.74		61.24	134.73			116.36	1145.20	195.97
17	81.23	40.62	108.31	162.46		1888.64	54.15	94.77		67.69	148.93			128.62	1265.86	216.62
18	74.51	37.26	99.35	149.02		1732.40	49.67	86.93		62.09	136.61			117.98	1161.14	198.70
19	79.21	39.61		158.42		1841.66	52.81	92.41		66.01	145.22			125.42	1234.37	211.23
20	76.99	38.50		153.99		1790.13	51.33	89.83		64.16	141.16			121.91	1199.84	205.32
21	72.96	36.48		145.93		1696.39	48.64	85.12		60.80	133.77		243.21	115.52	1137.01	194.57
22	79.35	39.68		158.71		1844.98	52.90	92.58		66.13	145.48		264.51	125.64	1236.60	211.61
23	76.01	38.01		152.03		1767.30	50.68	88.68		63.34	139.36		253.38	120.35	1184.53	202.70
24	76.83	38.42	102.45	153.67		1786.39	51.22	89.64		64.03	140.86		256.11	121.65	1197.33	204.89
25	80.29	40.14		160.57		1866.63	53.52	93.67		66.90	147.19		267.62	127.12	1251.11	214.09
26	78.98	39.49		157.97		1836.34	52.66	92.15		65.82	144.80		263.28	125.06	1230.81	210.62
27	77.92	38.96		155.84		1759.66	51.95	90.91		64.93	142.85		259.73	123.37	1214.23	207.78
28	77.80	38.90		155.61		1757.05	51.87	90.77		64.84	142.64		259.34	123.19	1212.43	239.89
29	78.35	39.18		156.70		1769.43	52.23	91.41		65.29	143.64		261.17	124.06	1220.97	241.58
30	75.30	37.65		150.60		1700.53	50.20	87.85		62.75	138.05		251.00	119.23	1173.43	232.18
31	77.43	38.72		154.87		1748.71	51.62	90.34		64.53	141.96		258.11	122.60	1206.67	238.75

Tabla 50. Desglose de la producción asignada del campo C (continuación)

Día	Campo E
1	9955.52
2	10000.20
3	10007.35
4	10006.02
5	10008.67
6	10017.95
7	9952.91
8	9978.60
9	10019.95
10	10016.66
11	9950.05
12	10049.12
13	9979.79
14	9966.09
15	9960.93
16	9987.24
17	9970.20
18	10019.43
19	10040.79
20	9994.49
21	10024.67
22	10027.76
23	10036.60
24	10047.19
25	10013.49
26	9953.89
27	9977.32
28	9957.59
29	9962.80
30	10002.08
31	10042.09

Tabla 51. Desglose de la producción asignada del campo E

Día	D-1	D-2	D-3	D-4
1	69.19	69.19	25.16	0.00
2	68.57	68.57	24.94	0.00
3	68.70	68.70	24.98	0.00
4	69.43	69.43	25.25	0.00
5	69.88	69.88	25.41	0.00
6	68.18	68.18	24.79	99.17
7	70.34	70.34	25.58	102.31
8	70.49	70.49	25.63	102.53
9	69.33	69.33	25.21	100.85
10	68.84	68.84	25.03	100.13
11	68.91	68.91	25.06	100.23
12	68.51	68.51	24.91	99.65
13	69.43	69.43	25.25	100.99
14	69.83	69.83	25.39	101.57
15	67.06	67.06	24.39	97.54
16	67.36	67.36	24.50	97.99
17	74.46	74.46	27.08	108.31
18	68.30	68.30	24.84	99.35
19	72.61	72.61	26.40	105.61
20	70.58	70.58	25.66	102.66
21	66.88	66.88	24.32	97.28
22	72.74	72.74	26.45	105.81
23	69.68	69.68	25.34	101.35
24	70.43	70.43	25.61	102.45
25	73.59	73.59	26.76	107.05
26	72.40	72.40	26.33	105.31
27	71.43	71.43	25.97	103.89
28	71.32	71.32	25.93	103.74
29	71.82	71.82	26.12	104.47
30	69.03	69.03	25.10	100.40
31	70.98	70.98	25.81	103.24

Tabla 52. Desglose de la producción asignada del campo D

Anexo C

Día	A-1	A-2	A-3	A-4	A-5	A-6	A-7	A-8	A-9	A-10	A-11	A-12	A-13	A-14
1	31.45	50.32	12.58	18.87	333.37	176.12	44.03	18.87	106.93	75.48	44.03	69.19	18.87	226.44
2	31.22	49.96	12.49	18.73	330.96	174.85	43.71	18.73	106.16	74.93	43.71	68.69	18.73	224.80
3	31.27	50.04	12.51	18.76	331.48	175.12	43.78	18.76	106.32	75.05		68.80		225.16
4	31.54	50.46	12.61	18.92	334.29	176.61	44.15	18.92	107.22	75.69		69.38	18.92	227.06
5	31.70	50.72	12.68	19.02	336.01	177.51	44.38	19.02	107.78	76.08		69.74	19.02	228.23
6	31.08	49.73	12.43	18.65	329.47	174.06	43.51	18.65	105.68	74.60		68.38	18.65	223.79
7	31.87	50.99	12.75	19.12	337.81	178.47	44.62	19.12	108.36	76.49		70.11	19.12	229.46
8	31.92	51.08	12.77	19.15	338.39	178.77	44.69	19.15	108.54	76.62		70.23	19.15	229.85
9	31.50	50.40	12.60	18.90	333.91	176.41	44.10	18.90	107.10	75.60		69.30	18.90	226.81
10	31.32	50.11	12.53	18.79	331.98	175.39	43.85	18.79	106.48	75.17		68.90	18.79	225.50
11	31.35	50.15	12.54	18.81	332.26	175.53	43.88	18.81	106.57	75.23		68.96	18.81	225.69
12	31.20	49.91	12.48	18.72	330.67	174.70		18.72	106.06	74.87		68.63	18.72	224.61
13	31.54	50.46	12.61	18.92	334.29	176.61		18.92	107.23	75.69	44.15	69.38	18.92	227.06
14	31.68	50.69	12.67	19.01	335.85	177.43		19.01	107.72	76.04	44.36	69.70	19.01	228.12
15	30.66	49.06	12.26	18.40	325.02	171.71		18.40	104.25	73.59	42.93	67.46	18.40	220.77
16	30.78	49.24	12.31	18.47	326.25	172.36		18.47	104.65	73.87	43.09	67.71	18.47	221.60
17	33.38	53.41	13.35	20.03	353.86	186.95		20.03	113.50	80.12	46.74	73.44	20.03	240.36
18	31.12	49.80	12.45	18.67	329.92	174.30		18.67	105.82	74.70	43.57	68.47	18.67	224.10
19	32.70	52.32	13.08	19.62	346.63	183.13		19.62	111.18	78.48	45.78	71.94	19.62	235.45
20	31.96	51.13	12.78	19.17	338.75	178.96		19.17	108.65	76.70	44.74	70.31	19.17	230.09
21	30.60	48.96	12.24	18.36	324.33	171.34		18.36	104.03	73.43	42.84	67.31	18.36	220.30
22	32.76	52.42	13.10	19.66	347.28	183.47		19.66	111.39	78.63	45.87	72.08	19.66	235.89
23	31.63	50.61	12.65	18.98	335.28	177.13		18.98	107.54	75.91	44.28	69.59	18.98	227.74
24	31.92		12.77	19.15	338.33	178.74		19.15	108.52	76.60	44.68	70.22	19.15	229.81
25	33.09		13.24	19.86	350.78	185.32		19.86	112.51	79.42	46.33	72.80	19.86	238.27
26	32.65		13.06	19.59	346.08	182.84		19.59	111.01	78.36	45.71	71.83	19.59	235.08
27	32.28		12.91	19.37	342.20	180.78		19.37	109.76	77.48	45.20	71.02	19.37	232.44
28	32.24		12.90	19.35	341.78	180.57		19.35	109.63	77.39	45.14	70.94	19.35	232.16
29	32.43		12.97	19.46	343.71	181.58		19.46	110.25	77.82	45.40	71.34	19.46	233.46
30	31.39		12.56	18.83	332.72	175.78		18.83	106.72	75.33	43.94	69.06	18.83	226.00
31	32.11		12.85	19.27	340.39	179.83		19.27	109.18	77.07	44.96	70.65	19.27	231.21

Tabla 53. Desglose de la producción asignada del campo A

Día	B-1	B-2	B-3	B-4	B-5	B-6	B-7	B-8	B-9	B-10	B-11	B-12	B-13	B-14	B-15	B-16	B-17	B-18	B-19
1	82.66		25.44	69.95	139.89	247.99	63.59	114.46	120.82	44.51	69.95	82.66		756.70	25.44	25.44		69.95	63.59
2	81.24		25.00	68.74	137.48	243.71	62.49	112.48	118.73	43.74	68.74	81.24		743.64	25.00	25.00		68.74	62.49
3	81.73		25.15	69.16	138.31	245.19	62.87	113.16	119.45	44.01	69.16	81.73	56.58	748.15	25.15	25.15		69.16	62.87
4	81.85		25.19	69.26	138.52	245.56	62.97	113.34	119.63	44.08	69.26	81.85	56.67	749.29	25.19	25.19		69.26	62.97
5	81.61	50.23	25.11	69.06	138.11	244.84	62.78	113.00	119.28	43.95	69.06	81.61	56.50	747.07	25.11	25.11		69.06	62.78
6	81.54	50.18	25.09	69.00	137.99	244.62	62.72	112.90	119.17	43.91	69.00	81.54	56.45	746.40	25.09	25.09		69.00	62.72
7	80.81	49.73	24.86	68.38	136.76	242.43	62.16	111.89	118.11	43.51	68.38	80.81	55.95	739.72	24.86	24.86		68.38	62.16
8	80.61	49.60	24.80	68.20	136.41	241.82	62.00	111.61	117.81	43.40	68.20	80.61	55.80	737.85	24.80			68.20	62.00
9		51.25	25.62	70.47	140.93	249.84	64.06	115.31	121.72	44.84	70.47	83.28	57.66	762.33	25.62			70.47	64.06
10		50.06	25.03	68.83	137.65	244.02	62.57	112.63	118.88	43.80	68.83	81.34	56.31		25.03			68.83	62.57
11		50.82	25.41	69.87	139.74	247.73	63.52	114.34	120.69	44.46	69.87	82.58	57.17		25.41			69.87	63.52
12		50.63	25.31	69.61	139.22	246.79	63.28	113.90	120.23	44.30	69.61	82.26	56.95		25.31			69.61	63.28
13		50.35	25.17	69.23	138.45	245.44	62.93	113.28	119.57	44.05	69.23	81.81	56.64	748.89	25.17			69.23	62.93
14		50.36	25.18	69.24	138.49	245.50	62.95	113.31	119.60	44.06	69.24	81.83	56.65	749.09	25.18			69.24	62.95
15		49.97	24.99	68.71	137.42		62.47	112.44	118.68	43.73	68.71	81.20	56.22	743.33	24.99			68.71	62.47
16		49.80	24.90	68.47	136.93		62.24	112.04	118.26	43.57	68.47	80.91	56.02	740.68	24.90			68.47	62.24
17		50.57	25.29	69.54	139.08		63.22	113.79	120.11	44.25	69.54	82.18	56.90	752.29	25.29			69.54	63.22
18		50.22	25.11	69.05	138.09		62.77	112.99	119.26	43.94	69.05	81.60	56.49	746.96	25.11			69.05	62.77
19		50.20	25.10	69.02	138.05		62.75	112.95	119.22	43.92	69.02	81.57	56.47	746.70	25.10			69.02	62.75
20		50.19	25.09	69.01	138.02		62.73	112.92	119.20	43.91	69.01	81.55	56.46	746.54	25.09			69.01	62.73
21		49.85	24.92	68.54	137.08		62.31	112.15	118.38	43.61	68.54	81.00	56.08	741.45	24.92			68.54	62.31
22		50.39	25.20	69.29	138.58		62.99	113.38	119.68	44.09	69.29	81.89	56.69	749.57	25.20			69.29	62.99
23		50.02	25.01	68.78	137.57		62.53	112.56	118.81	43.77	68.78	81.29	56.28	744.12	25.01			68.78	62.53
24	80.78	49.71	24.86	68.35	136.71		62.14	111.85	118.06	43.50	68.35	80.78	55.93	739.45	24.86			68.35	62.14
25	81.02	49.86	24.93	68.56	137.12		62.33	112.19	118.42	43.63	68.56	81.02	56.09	741.69	24.93		49.86	68.56	62.33
26	81.92	50.41	25.20	69.31	138.63		63.01	113.42	119.72	44.11		81.92	56.71	749.84	25.20		50.41	69.31	63.01
27	82.36	50.68	25.34	69.69	139.37		63.35	114.03	120.37	44.35		82.36	57.02	753.89	25.34		50.68	69.69	63.35
28	83.18	51.19	25.59	70.38	140.76		63.98	115.17	121.57	44.79		83.18	57.59	761.40	25.59		51.19	70.38	63.98
29	82.19	50.58	25.29	69.54	139.09	246.57	63.22	113.80	120.12	44.26		82.19	56.90	752.35	25.29		50.58	69.54	63.22
30	81.69	50.27	25.14	69.12	138.25	245.08	62.84	113.11	119.40	43.99		81.69	56.56	747.79	25.14		50.27	69.12	62.84
31	82.00	50.46	25.23	69.38	138.77	246.00	63.08	113.54	119.85	44.15		82.00	56.77	750.62	25.23		50.46	69.38	63.08

Tabla 54. Desglose de la producción asignada del campo B

Anexo C

Día	B-20	B-21	B-22	B-23	B-24	B-25	B-26	B-27	B-28	B-29	B-30	B-31	B-32	B-33	B-34	B-35	B-36	B-37
1	127.18	451.48	19.08	152.61	133.54	241.64	120.82	31.79	38.15	171.69	82.66	101.74	31.79	25.44		616.81	833.01	63.59
2	124.98	443.68	18.75	149.98	131.23	237.46	118.73	31.25	37.49	168.72	81.24	99.99	31.25	25.00		606.16	818.63	62.49
3	125.74	446.37	18.86	150.89	132.03	238.90	119.45	31.43	37.72	169.75	81.73	100.59	31.43	25.15		609.83	823.59	62.87
4	125.93	447.05	18.89	151.12	132.23	239.27	119.63	31.48	37.78	170.01	81.85	100.74	31.48	25.19		610.76	824.84	62.97
5	125.56	445.73	18.83	150.67	131.84	238.56	119.28	31.39	37.67	169.50	81.61	100.45	31.39	25.11		608.96	822.41	62.78
6	125.45	445.33	18.82	150.53	131.72	238.35	119.17	31.36	37.63	169.35	81.54	100.36	31.36	25.09		608.41	821.67	62.72
7	124.32	441.35	18.65	149.19	130.54	236.21	118.11	31.08	37.30	167.84	80.81	99.46	31.08	24.86		602.97	814.31	62.16
8	124.01	440.23	18.60	148.81	130.21	235.62	117.81	31.00	37.20	167.41	80.61	99.21	31.00	24.80		601.44	812.25	62.00
9	128.12	454.83	19.22	153.75	134.53	243.43	121.72	32.03	38.44	172.97	83.28	102.50	32.03	25.62		621.39	839.20	64.06
10	125.14	444.25	18.77	150.17	131.40	237.77	118.88	31.29	37.54	168.94	81.34	100.11	31.29	25.03		606.93	819.67	62.57
11	127.04	450.99	19.06	152.45	133.39	241.38	120.69	31.76	38.11	171.50	82.58	101.63	31.76	25.41		616.15	832.11	63.52
12	126.56	449.28	18.98	151.87	132.89	240.46	120.23	31.64	37.97	170.85	82.26	101.25	31.64	25.31		613.81	828.96	63.28
13	125.86	446.82	18.88	151.04	132.16	239.14	119.57	31.47	37.76	169.92	81.81	100.69	31.47	25.17		610.44	824.41	62.93
14	125.90	446.93	18.88	151.08	132.19	239.20	119.60	31.47	37.77	169.96	81.83	100.72	31.47	25.18		610.60	824.62	62.95
15	124.93	443.50	18.74	149.92	131.18	237.37	118.68	31.23	37.48	168.66	81.20	99.94	31.23	24.99		605.91	818.29	62.47
16	124.48	441.92	18.67	149.38	130.71	236.52	118.26	31.12	37.35	168.05	80.91	99.59	31.12	24.90		603.75	815.37	62.24
17	126.43	448.84	18.97	151.72	132.76	240.23	120.11	31.61	37.93	170.69	82.18	101.15	31.61	25.29		613.21	828.15	63.22
18	125.54	445.67	18.83	150.65	131.82	238.53	119.26	31.38	37.66	169.48	81.60	100.43	31.38	25.11		608.87	822.29	62.77
19	125.50	445.51	18.82	150.59	131.77	238.44	119.22	31.37	37.65	169.42	81.57	100.40	31.37	25.10		608.65	822.00	62.75
20	125.47	445.41	18.82	150.56	131.74	238.39	119.20	31.37	37.64	169.38	81.55	100.37	31.37	25.09		608.52	821.82	62.73
21	124.61	442.38	18.69	149.54	130.84	236.77	118.38	31.15	37.38	168.23	81.00	99.69	31.15	24.92		604.38	816.22	62.31
22	125.98	447.22	18.90	151.17	132.28	239.36	119.68	31.49	37.79	170.07	81.89	100.78	31.49	25.20		611.00	825.16	62.99
23	125.06	443.97	18.76	150.07	131.31	237.62	118.81	31.27	37.52	168.83	81.29	100.05	31.27	25.01		606.55	819.15	62.53
24	124.28	441.19	18.64	149.13	130.49	236.13	118.06	31.07	37.28	167.78	80.78	99.42	31.07	24.86			814.02	62.14
25	124.65	442.52	18.70	149.58	130.89	236.84	118.42	31.16	37.40	168.28	81.02	99.72	31.16	24.93			816.48	62.33
26	126.02	447.38	18.90	151.23	132.32	239.45	119.72	31.51	37.81	170.13	81.92	100.82	31.51	25.20			825.46	63.01
27	126.70	449.80	19.01	152.04	133.04	240.74	120.37	31.68		171.05	82.36	101.36	31.68	25.34			829.91	63.35
28	127.97	454.28	19.20	153.56	134.37	243.14	121.57	31.99		172.76	83.18	102.37	31.99	25.59			838.18	63.98
29	126.44	448.88	18.97	151.73	132.77	240.25	120.12	31.61		170.70	82.19	101.16	31.61	25.29			828.21	63.22
30	125.68	446.16	18.85	150.82	131.96	238.79	119.40	31.42		169.67	81.69	100.54	31.42	25.14			823.20	62.84
31	126.15	447.85	18.92	151.38	132.46	239.69	119.85	31.54		170.31	82.00	100.92	31.54	25.23			826.31	63.08

Tabla 55. Desglose de la producción asignada del campo B (continuación)

Día	C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8	C-9	C-10	C-11	C-12	C-13	C-14	C-15	C-16
1	188.70	69.19	100.64	289.34	496.92	100.64	75.48	75.48	239.02	308.21	94.35	62.90	31.45	245.31	132.09	132.09
2	187.34	68.69	99.91	287.25	493.32	99.91	74.93	74.93	237.29	305.98	93.67	62.45	31.22	243.54	131.14	131.14
3	187.63	68.80	100.07	287.70	494.10	100.07	75.05	75.05	237.67	306.46	93.82	62.54	31.27	243.92	131.34	131.34
4	189.22	69.38	100.92	290.14	498.28	100.92	75.69	75.69	239.68	309.06	94.61	63.07	31.54	245.99	132.45	132.45
5	190.19	69.74	101.44	291.63	500.84	101.44	76.08	76.08	240.91	310.65		63.40	31.70	247.25	133.13	133.13
6	186.49	68.38	99.46	285.95	491.10	99.46	74.60	74.60	236.22	304.60		62.16	31.08	242.44	130.54	130.54
7	191.21	70.11	101.98	293.20	503.53	101.98	76.49	76.49	242.21	312.32		63.74	31.87	248.58	133.85	133.85
8	191.54	70.23	102.16	293.70	504.39	102.16	76.62	76.62	242.62	312.85		63.85	31.92	249.00	134.08	134.08
9	189.01	69.30	100.80	289.81	497.72	100.80	75.60	75.60	239.41	308.71		63.00	31.50	245.71	132.31	132.31
10	187.91	68.90	100.22	288.13	494.84	100.22	75.17	75.17	238.02	306.93		62.64	31.32	244.29	131.54	131.54
11	188.07	68.96	100.31	288.38	495.26	100.31	75.23	75.23	238.23	307.19		62.69	31.35	244.50	131.65	131.65
12	187.17	68.63	99.83	287.00	492.89	99.83	74.87	74.87	237.09	305.72		62.39	31.20	243.33	131.02	131.02
13	353.21	69.38	100.92	290.14	498.28	100.92	75.69		239.68	309.06		63.07	31.54	245.99	132.45	132.45
14	354.86	69.70	101.39	291.49	500.60	101.39	76.04		240.80	310.50		63.37	31.68	247.13	133.07	133.07
15	343.41	67.46	98.12	282.09	484.46	98.12	73.59		233.03	300.49		61.32	30.66	239.16	128.78	128.78
16	344.71	67.71	98.49	283.16	486.29	98.49	73.87		233.91	301.63		98.49	30.78	240.07	43.09	129.27
17	373.89	73.44	106.83	307.13	527.45	106.83	0.00		253.71	327.16		106.83	33.38	260.39	46.74	140.21
18	348.60	68.47	99.60	286.35	491.77	99.60	0.00		236.55	305.02		99.60	31.12	242.77	43.57	130.72
19	366.25	71.94	104.64	300.85	516.68	104.64	78.48		248.53	320.47		104.64	32.70	255.07	45.78	137.34
20	357.92	70.31	102.26	294.01	504.93	102.26	76.70		242.88	313.18		102.26		249.27	44.74	134.22
21	342.69	67.31	97.91	281.49	483.43	97.91	73.43		232.54	299.85		97.91		238.66	42.84	128.51
22	366.94	72.08	104.84	301.41	517.65	104.84	78.63		248.99	321.07		104.84		255.55	45.87	137.60
23	354.26	69.59	101.22	291.00	499.76	101.22	75.91		240.39	309.98		101.22		246.72	44.28	132.85
24	357.48	70.22	102.14	293.64	504.30	102.14	76.60		242.57	312.79		102.14	31.92	248.96	44.68	134.05
25	370.64	72.80	105.90	304.45	522.86		79.42		251.50	324.31		105.90		258.12	46.33	138.99
26	365.67	71.83	104.48	300.37	515.86		78.36		248.13	319.96		104.48		254.66	45.71	137.13
27	361.57	71.02	103.30	297.00	510.07		77.48		245.35	316.37		103.30		251.81	45.20	135.59
28	361.13	70.94	103.18	296.64	509.45		77.39		245.05	315.99		103.18		251.50	45.14	135.42
29	363.17	71.34	103.76	298.32	512.33		77.82		246.44	317.77		103.76		252.92	45.40	136.19
30	351.55	69.06	100.44	288.78	495.94		75.33		238.55	307.61		100.44		244.83	43.94	131.83
31	359.66	70.65	102.76	295.44	507.38		77.07		244.06	314.70		102.76		250.48	44.96	134.87

Tabla 56. Desglose de la producción asignada del campo C

Anexo C

Día	C-17	C-18	C-19	C-20	C-21	C-22	C-23	C-24	C-25	C-26	C-27	C-28	C-29	C-30	C-31	C-32
1	75.48	100.64	100.64	182.41		1754.93	50.32	88.06		62.90	138.38			176.12	1176.24	201.28
2	74.93	99.91	99.91	181.09		1742.23	49.96	87.42		62.45	137.38			174.85	1167.73	199.83
3	75.05	100.07	100.07	181.38		1744.97	50.04	87.56		62.54	137.60			175.12	1169.57	200.14
4	75.69	100.92	100.92	151.38		1759.75	50.46	88.30		63.07	138.76			176.61	1179.47	201.84
5	76.08	101.44	101.44	152.15		1768.79	50.72	88.76		63.40	139.47			177.51	1185.53	202.87
6	74.60	99.46	99.46	149.19		1734.38	49.73	87.03		62.16	136.76			174.06	1162.47	198.92
7	76.49	38.24	101.98	152.97		1778.30	50.99	89.23		63.74	140.22			178.47	1191.91	203.96
8	76.62	38.31	102.16	153.23		1781.33	51.08	89.39		63.85	140.46			178.77	1193.94	204.31
9	75.60	37.80	100.80	151.21		1757.77	50.40	88.20		63.00	138.61			176.41	1178.14	201.61
10	75.17	37.58	100.22	150.33		1747.60	50.11	87.69		62.64	137.80			175.39	1171.33	200.44
11	75.23	37.61	100.31	150.46		1749.08	50.15	87.77		62.69	137.92			175.53	1172.32	200.61
12	74.87	37.43	99.83	149.74		1740.71	49.91	87.35		62.39	137.26			174.70	1166.71	199.65
13	75.69	37.84	100.92	151.38		1759.75	50.46	88.30		63.07	138.76			176.61	1179.48	201.84
14	76.04	38.02	101.39	152.08		1767.95	50.69	88.71		63.37	139.41			177.43	1184.97	202.78
15	73.59	36.79	98.12	147.18		1710.93	49.06	85.85		61.32	134.91			171.71	1146.76	196.24
16	73.87	36.93	98.49	147.73		1717.42	49.24	86.18		61.56	135.42			116.96	1151.10	196.98
17	80.12	40.06	106.83	160.24		1862.78	53.41	93.47		66.77	146.89			126.86	1248.53	213.65
18	74.70	37.35	99.60	149.40		1736.77	49.80	87.15		62.25	136.95			118.27	1164.07	199.20
19	78.48	39.24		156.97		1824.72	52.32	91.56		65.40	143.88			124.26	1223.02	209.29
20	76.70	38.35		153.40		1783.22	51.13	89.48		63.91	140.61			121.44	1195.20	204.53
21	73.43	36.72		146.87		1707.31	48.96	85.67		61.19	134.63		244.78	116.27	1144.32	195.82
22	78.63	39.31		157.26		1828.15	52.42	91.73		65.52	144.15		262.10	124.50	1225.32	209.68
23	75.91	37.96		151.83		1764.97	50.61	88.56		63.26	139.17		253.04	120.20	1182.97	202.43
24	76.60	38.30	102.14	153.20		1781.00	51.07	89.37		63.84	140.44		255.34	121.29	1193.71	204.27
25	79.42	39.71		158.84		1846.57	52.95	92.66		66.19	145.61		264.74	125.75	1237.66	211.79
26	78.36	39.18		156.72		1821.83	52.24	91.42		65.30	143.66		261.19	124.07	1221.08	208.96
27	77.48	38.74		154.96		1749.73	51.65	90.39		64.57	142.04		258.26	122.67	1207.38	206.61
28	77.39	38.69		154.77		1747.62	51.59	90.28		64.49	141.87		257.95	122.53	1205.92	238.60
29	77.82	38.91		155.64		1757.47	51.88	90.79		64.85	142.67		259.41	123.22	1212.72	239.95
30	75.33	37.67		150.67		1701.27	50.22	87.89		62.78	138.11		251.11	119.28	1173.94	232.28
31	77.07	38.54		154.14		1740.50	51.38	89.92		64.23	141.30		256.90	122.03	1201.01	237.63

Tabla 57. Desglose de la producción asignada del campo C (continuación)

Día	D-1	D-2	D-3	D-4
1	69.19	69.19	25.16	
2	68.69	68.69	24.98	
3	68.80	68.80	25.02	
4	69.38	69.38	25.23	
5	69.74	69.74	25.36	
6	68.38	68.38	24.87	99.46
7	70.11	70.11	25.50	101.98
8	70.23	70.23	25.54	102.16
9	69.30	69.30	25.20	100.80
10	68.90	68.90	25.06	100.22
11	68.96	68.96	25.08	100.31
12	68.63	68.63	24.96	99.83
13	69.38	69.38	25.23	100.92
14	69.70	69.70	25.35	101.39
15	67.46	67.46	24.53	98.12
16	67.71	67.71	24.62	98.49
17	73.44	73.44	26.71	106.83
18	68.47	68.47	24.90	99.60
19	71.94	71.94	26.16	104.64
20	70.31	70.31	25.57	102.26
21	67.31	67.31	24.48	97.91
22	72.08	72.08	26.21	104.84
23	69.59	69.59	25.30	101.22
24	70.22	70.22	25.53	102.14
25	72.80	72.80	26.47	105.90
26	71.83	71.83	26.12	104.48
27	71.02	71.02	25.83	103.30
28	70.94	70.94	25.80	103.18
29	71.34	71.34	25.94	103.76
30	69.06	69.06	25.11	100.44
31	70.65	70.65	25.69	102.76

Tabla 58. Desglose de la producción asignada del campo D

Día	Campo E
1	9955.57
2	9992.25
3	10001.06
4	10009.14
5	10017.65
6	10004.89
7	9967.78
8	9995.49
9	10021.82
10	10012.00
11	9946.38
12	10039.92
13	9982.88
14	9974.33
15	9933.32
16	9963.27
17	10039.74
18	10007.67
19	10086.60
20	10012.98
21	9994.45
22	10074.38
23	10043.05
24	10063.72
25	10072.77
26	9996.66
27	10007.36
28	9986.00
29	9997.75
30	9999.90
31	10066.22

Tabla 59. Desglose de la producción asignada del campo E

Anexo D

Día	Caso 1	Caso 2			Caso 3		
	AF	AF_B	AF_E	AF_ACD	AF_B	AF_E	AF_ACD
1	1.0024638	1.0109696	1.0000000	1.0000546	1.0109768	1.0000049	1.0000441
2	0.9957079	0.9946587	1.0000000	0.9911032	0.9935240	0.9992043	0.9928043
3	0.9976791	1.0004609	1.0000000	0.9929965	0.9995457	0.9993720	0.9943691
4	1.0013392	1.0006142	1.0000000	1.0034728	1.0010686	1.0003116	1.0027905
5	1.0026750	0.9968033	1.0000000	1.0099368	0.9981138	1.0008974	1.0079389
6	0.9947833	0.9991254	1.0000000	0.9854575	0.9972141	0.9986962	0.9883304
7	1.0025727	0.9861409	1.0000000	1.0166392	0.9882893	1.0014947	1.0133603
8	1.0026992	0.9833876	1.0000000	1.0187756	0.9857886	1.0016921	1.0150863
9	1.0047865	1.0182139	1.0000000	1.0020744	1.0184927	1.0001869	1.0016597
10	0.9972897	0.9953601	1.0000000	0.9949692	0.9947922	0.9995346	0.9958663
11	1.0006214	1.0103574	1.0000000	0.9959939	1.0098917	0.9996320	0.9967095
12	0.9979322	1.0072062	1.0000000	0.9901510	1.0060665	0.9990847	0.9919416
13	1.0012260	1.0000987	1.0000000	1.0034600	1.0005461	1.0003097	1.0027914
14	1.0031326	0.9996068	1.0000000	1.0092493	1.0008022	1.0008271	1.0074647
15	0.9885113	0.9969145	1.0000000	0.9692424	0.9931168	0.9972283	0.9749723
16	0.9892700	0.9928278	1.0000000	0.9736526	0.9895743	0.9975996	0.9786674
17	1.0254652	0.9955569	1.0000000	1.0762392	1.0050783	1.0069746	1.0615019
18	0.9954821	0.9995727	1.0000000	0.9872055	0.9979647	0.9988258	0.9896970
19	1.0152164	0.9914783	1.0000000	1.0494660	0.9976114	1.0045616	1.0398148
20	1.0058176	0.9948792	1.0000000	1.0201023	0.9973962	1.0018507	1.0161638
21	0.9871579	0.9946906	1.0000000	0.9666860	0.9906040	0.9969849	0.9729059
22	1.0170027	0.9951464	1.0000000	1.0513599	1.0014516	1.0046491	1.0417650
23	1.0010538	0.9932941	1.0000000	1.0070898	0.9941613	1.0006424	1.0057658
24	1.0037633	0.9859809	1.0000000	1.0179680	0.9879330	1.0016449	1.0148974
25	1.0193686	0.9838175	1.0000000	1.0636977	0.9909156	1.0059197	1.0522638
26	1.0158882	0.9965739	1.0000000	1.0464371	1.0018104	1.0042974	1.0381675
27	1.0121892	1.0035386	1.0000000	1.0323405	1.0072186	1.0030111	1.0265119
28	1.0136719	1.0136941	1.0000000	1.0308106	1.0172594	1.0028534	1.0252734
29	1.0135621	1.0006492	1.0000000	1.0380740	1.0051584	1.0035081	1.0310555
30	0.9990398	0.9993539	1.0000000	0.9976477	0.9990763	0.9997826	0.9980827
31	1.0090651	0.9997858	1.0000000	1.0259158	1.0028445	1.0024027	1.0211020

Tabla 60. Factor de asignación de los campos A, B, C, D y E

Anexo E

Diferencias de medición		
Día	Caso 1	Caso 2 y 3
1	57.37	0.44
2	-100.13	-72.41
3	-54.14	-56.56
4	31.22	28.00
5	62.26	79.19
6	-121.99	-117.35
7	59.83	133.23
8	62.77	150.33
9	111.12	16.61
10	-60.89	-40.28
11	13.92	-32.08
12	-46.43	-78.43
13	28.52	28.01
14	72.83	74.87
15	-264.24	-248.98
16	-245.92	-210.46
17	581.28	603.25
18	-103.35	-101.24
19	348.03	390.16
20	132.61	157.92
21	-296.34	-270.10
22	392.41	416.40
23	24.33	57.48
24	85.25	147.15
25	434.55	506.82
26	354.42	369.48
27	271.12	255.69
28	304.26	244.57
29	305.21	302.22
30	-21.65	-18.67
31	204.73	205.71

Tabla 61. Diferencias de medición de los diferentes casos

Nomenclatura

Nomenclatura

Símbolo	Ec.	Definición	Símbolo	Ec.	Definición
α_{60}	26	Coefficiente de expansión térmica a 60 °F	CTL	26	Factor de corrección del líquido por temperatura
β	6	Relación de diámetros	CTL_i	25	Factor de corrección del líquido por temperatura inicial
β	2	Inclinación de las aspas	CTL_f	25	Factor de corrección del líquido por temperatura final
β	18	Relación de incertidumbres	CTL_m	31	Factor de corrección del líquido por temperatura en el medidor
Δf	9	Variación de la frecuencia	CTL_p	31	Factor de corrección del líquido por temperatura en el probador
Δp	3	Presión diferencial	CTS	37	Factor de corrección por efecto de la temperatura del acero
Δt	8	Diferencial de tiempo	CTS_p	31	Factor de corrección por efecto de la temperatura del acero en el probador
ε	3	Coefficiente de expansión	CSW	36	Factor de corrección del volumen por agua y sedimentos
ρ	3	Densidad	d	3	Diámetro interno
ρ_{60}	27	Densidad del fluido a 60 °F	E	6	Coefficiente de velocidad de aproximación
ρ_i	42	Densidad del componente i	F	23	Fracción molar
ρ_m	42	Densidad de la mezcla	F_c	7	Fuerza coriolis
Σv_i	42	Volumen del componente i	F_E	25	Factor de encogimiento
ω	7	Velocidad angular de rotación	F	28	Coefficiente de compresibilidad
$^{\circ}API$	43	Gravedad API	GA	38	Coefficiente de expansión del área del acero
%S&W	36	Porcentaje de agua y sedimentos	GL	37	Coefficiente de expansión lineal del acero
%W	45	Porcentaje de agua (corte de agua)	GLD	38	Coefficiente de expansión lineal del detector
A	1	Área de la sección transversal	GSV	39	Volumen estándar bruto
AF	13	Factor de asignación	GSV_p	30	Volumen estándar bruto en el probador
B_n	16	Volumen estimado del usuario n	GV	40	Volumen bruto
BPV	31	Volumen del probador	I	17	Desequilibrio del sistema
C_d	3	Coefficiente de descarga	ISV_m	32	Volumen estándar indicado
CPL	28	Factor de corrección del líquido por presión	IV	33	Volumen indicado
CPL_m	31	Factor de corrección del líquido por presión en el medidor	IV_m	34	Volumen indicado en el medidor
CPL_p	31	Factor de corrección del líquido por presión en el probador	$J (IP)$	11	Índice de productividad
CPS_p	31	Factor de corrección por efecto de la presión del acero en el probador	K	9	Constante

Símbolo	Ec.	Definición	Símbolo	Ec.	Definición
K	8	Constante	K_F	30	Factor K del medidor
k_i	21	Factor k	Q_V	2	Caudal volumétrico
L	8	Longitud del tubo	r	8	Radio
N_b	30	Pulsos corregidos las condiciones de presión y temperatura base	r_m	2	Radio del motor
NK_F	34	Factor K nominal	S_X	24	Factor de encogimiento
N_{prom}	31	Pulsos promedio del medidor	t	9	Tiempo de tránsito
\dot{m}	7	Masa en movimiento	T		Temperatura
MF	32	Factor de medición	T_b	37	Temperatura base
n	2	Número de revoluciones del motor	U_n	18	Incertidumbre absoluta
NSV	41	Volumen estándar neto	V	23	Fracción molar de la fase vapor
P		Presión	V_i	25	Volumen inicial de la muestra en el cilindro graduado
P_1	1	Presión corriente arriba	V_f	25	Volumen final de la muestra en el cilindro graduado
P_2	1	Presión corriente abajo	v_m	2	Velocidad media del caudal
P_e	28	Presión de equilibrio	v_r	7	Velocidad radial
P_{wf}	11	Presión de fondo fluyente	V_w	45	Volumen de agua
P_{ws}	11	Presión estática	V_T	45	Volumen total
q_o	12	Caudal de aceite	x_i	21	Fracción molar del crudo
$q_{o\text{ máx}}$	12	Caudal máximo de aceite	X_w	25	Corte de agua
Q_m	3	Caudal másico	y_i	21	Fracción molar del gas
Q_n	14	Caudal asignada al usuario n	z_i	23	Fracción molar del componente i

Bibliografía

Bibliografía

1. Alberta Energy Regulator. (2015) "Measurement Requirements for Oil and Gas Operations", Directive 17.
2. American Petroleum Institute. (1993) "Allocation Measurement", Manual of Petroleum Measurement Standard, Capítulo 20, Sección 1, primera edición.
3. American Petroleum Institute. (2007) "Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors", Manual of Petroleum Measurement Standard, Capítulo 12, Sección 2, primera edición.
4. American Petroleum Institute (2013) "Measurement of Multiphase Flow", Manual of Petroleum Measurement Standard, Capítulo 20, Sección 3, primera edición.
5. American Petroleum Institute. (2015) "Production Allocation Measurement Using Single-Phase Devices", Manual of Petroleum Measurement Standard, Capítulo 20, Sección 2, draft.
6. American Petroleum Institute. (2004) "Temperature and Pressure Volume Correction Factor for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricant Oils, Manual of Petroleum Measurement Standard, Capítulo 11, Sección 1, primera edición.
7. Apuntes de la clase "Conducción y Manejo de la Producción", Facultad de Ingeniería, UNAM.
8. Apuntes de la clase "Productividad de Pozos", Facultad de Ingeniería, UNAM.
9. Apuntes de la clase "Recuperación Secundaria y Mejorada", Facultad de Ingeniería, UNAM.

10. Atkinson, I.; B. Theuveny; M. Berard; G. Conort; T. Lowe. (2005) "Un nuevo horizonte en mediciones de flujo multifásico", Oilfield Review Spring 2005.

11. Bhatasana, Chandu. (2012) "Uncertainty Based Allocation of Oil and Gas Flow Measurement", paper PetroMin.

12. CENAM. "Términos Básicos de Metrología", presentación de Power Point, Taller de Flujo y Volumen.

13. Creus, Antonio. (2010) "Instrumentación Industrial", Ed. Alfaomega Grupo Editor, octava edición.

14. Del Angel, Ana K. (2012) "Gestión Integral de la Medición de Hidrocarburos", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

15. Department of Energy & Climate Change. (2015) "Issue 9.1 for Systems operating under the Petroleum (Production) Regulations", Guidance Notes for Petroleum Measurement".

16. ECOPETROL. (2007) "Medición estática", Manual de Medición de Hidrocarburos, versión 01.

17. Energy Institute. (2012) "Hydrocarbon management 96. Guidelines for the allocation of fluid streams in oil and gas production", primera edición.

18. Falcone, Gioia; F. Geoffrey, Hewitt; Alimonti, Claudio. (2009) "Multiphase Flow Metering", Ed. Elsevier, primera edición.

19. Guo, Boyun; Lyons, William C.; Ghalambor, Ali. (2007) "Petroleum Production Engineering A Computer-Assisted Approach, Ed. Elsevier Science & Technology Books, primera edición.

Bibliografía

20. Ing. Tony Petito. (2012) “Tecnologías de Medición para la Transferencia de Custodia”, presentación de Power Point, Foro de Lineamientos de Medición, Ciudad de México.

21. Jose E., Avilés; Edson A., Pérez. (2014) “Análisis de la Medición de Hidrocarburos en el Activo Integral de Producción Macuspana-Muspac”, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

22. Kalivoda, R.J. (2005) “A Comparison of Liquid Petroleum Meters for Custody Transfer Measurement”, Bulletin TP0A014, presentado en el NEL 4th South East Asia Hydrocarbon Flow measurement Workshop, Malasia, Marzo 9-11.

23. Mario, Calahorrano; Diego, Marquez. (2004) “Análisis Técnico – Comparativo entre el Separador de Prueba Convencional y el Medidor de Flujo Multifásico con Fuente Radioactiva”, Tesis de Grado, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Universidad Tecnológica Equinoccial.

24. Endress + Hauser. (2011) “Medición de caudal Guía práctica: Tecnologías de medición – Aplicaciones – Soluciones”, ed. Endress + Hauser Flowtec AG, segunda edición.

25. NFGOM; Tekna. (2005) “Handbook of Multiphase Flow Metering”, Revision 2.

26. Oil and Gas Commission. (2013) “Measurement Guidelines for Upstream Oil and Gas Operations”, primera edición.