

**EVALUACIÓN A TRAVÉS DE EQUIPOS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA DE LA
EFECTIVIDAD DEL PROYECTO (EOR), EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO
CBE EN CAMPO CASABE.**

**ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS
OSCAR MANUEL ROJAS MURCIA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

**EVALUACIÓN A TRAVÉS DE EQUIPOS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA DE LA
EFECTIVIDAD DEL PROYECTO (EOR), EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO
CBE EN CAMPO CASABE.**

**ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS
OSCAR MANUEL ROJAS MURCIA**

**Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director:
M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por brindarme la vida y proporcionarme sabiduría y fortaleza para superar satisfactoriamente esta etapa de mi vida.

A mis padres, Angel Guillermo Castillo Perea y María Eugenia Cubillos Flórez, por su inigualable respaldo que hoy refleja sus frutos y en honor a ellos les obsequio este título.

A mis hermanos, Jesica Blanco Cubillos, María Angélica Castillo Cubillos y German Enrique Blanco Cubillos porque gracias a su continuo apoyo este objetivo hoy es una realidad.

A mi novia Sonia Luz Castellanos García por su permanente compañía e incondicional respaldo en cada uno de mis proyectos, retos y logros.

Angel Mauricio Castillo Cubillos

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por brindarme la vida y proporcionarme sabiduría y fortaleza, para superar satisfactoriamente esta etapa de mi vida.

A mis padres Carlos Rojas y Denis Murcia por ser los héroes y gran ejemplo de mi vida, gracias por su incondicional apoyo, este es un nuevo fruto de ustedes.

A mi Esposa Vanessa Ruiz por su paciencia, motivación y apoyo, que me brinda día a día para alcanzar nuevas metas, gracias por unir tu vida a la mía para acompañarme en mis derrotas y disfrutar de mis triunfos, este es un nuevo triunfo para nosotros.

Al Ing. William Becerra por sus aportes y orientaciones desinteresadas para explotar de la mejor manera mis competencias y conocimientos en los equipos EOR de SNF.

Oscar Manuel Rojas Murcia

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	16
OBJETIVOS.....	17
1. GENERALIDADES DE LOS MECANISMOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS APLICADOS A UN CAMPO COLOMBIANO.....	18
1.1. RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO CASABE.....	18
1.2. DEFINICIÓN DE LOS MECANISMOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS.	19
1.3. DEFINICIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECOBROS SECUNDARIO EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.	21
1.4. DEFINICIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO DE HIDROCARBUROS.	26
2. FLUJO MULTIFÁSICO.....	29
2.1. CLASIFICACIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO.	29
2.2. PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO.	30
3. MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO	35
3.1. PARÁMETROS DE MEDICIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO.	36
3.2. ANÁLISIS ELEMENTAL.	36
3.3. CONVERSIÓN DE CONDICIONES DE OPERACIÓN A CONDICIONES ESTÁNDAR.	37
4. RECUPERACION MEJORADA POR INYECCION DE POLIMEROS	40
5. OPERACIÓN PLANTA INYECCION DE POLIMERO – CASABE	42
5.1. DESCRIPCION GENERAL DE LA UNIDAD	43
5.2. RESUMEN FILOSOFIA OPERATIVA.....	46
5.3. PARAMETROS DE ARRANQUE Y OPERACIÓN	52
5.4. DESCRIPCIÓN POLÍMERO UTILIZADO	53
6. OPERACIÓN DEL EQUIPO MPFM EMPLEADO EN LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	54
6.1. FUENTE GAMMA.....	59
6.2. DETECTOR GAMMA.	60
6.3. SECCIÓN VENTURI.....	61
6.4. TRANSMISOR DE PRESIÓN.....	61
6.5. TRANSMISOR DE DP.....	61
6.6. COMPUTADORA DE FLUJO.	62
7. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO CBE.....	63

7.1.	PROCEDIMIENTO DE CALIBRACIÓN DE LOS FLUIDOS DEL POZO CBE.....	65
7.2.	PROCEDIMIENTO DE ACOPLA DEL EQUIPO DE MEDICIÓN MULTIFÁSICO AL CABEZAL DEL POZO E INICIO DE LA PRUEBA DE PRODUCCIÓN.....	67
7.3.	INCONVENIENTES OPERACIONALES DURANTE LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.....	67
8.	INYECCION DE POLIMEROS Y PRUEBAS DE CALIDAD	71
8.1.	DETERMINACIÓN DE AFECTACIÓN DE INYECCIÓN A POZO PRODUCTOR DE INTERÉS.....	71
8.2.	DETERMINACIÓN DE VISCOSIDAD.....	73
8.3.	PRUEBA DE FILTRABILIDAD (FR).....	74
8.4.	INCONVENIENTES OPERACIONALES DURANTE OPERACIÓN DE LA PLANTA EOR.....	75
9.	RESULTADOS.....	79
9.1.	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PERIODO EVALUADO.....	85
10.	CONCLUSIONES	86
	BIBLIOGRAFÍA.....	88

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS.	20
FIGURA 2. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN PRIMARIA DE HIDROCARBUROS Y SU RELACIÓN CON EL FACTOR DE <i>RECOBRO</i>	21
FIGURA 3. PATRÓN DE INYECCIÓN A TRAVÉS DE LÍNEA DE POZOS ESCALONADOS.	22
FIGURA 4. PATRÓN DE INYECCIÓN A TRAVÉS DE LÍNEA DE POZOS DIRECTA.	23
FIGURA 5. PATRÓN DE INYECCIÓN A TRAVÉS DE UN PATRÓN DE CINCO POZOS.	23
FIGURA 6. ESQUEMA DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASABE.	24
FIGURA 7. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO E INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CASABE.	25
FIGURA 8. FASES MÁS IMPORTANTES EN EL PLAN DE DESARROLLO DE UN CAMPO.	26
FIGURA 9. FLUJO BURBUJA EN LÍNEAS VERTICALES.	30
FIGURA 10. FLUJO TAPÓN.	31
FIGURA 11. FLUJO TURBULENTO.	31
FIGURA 12. FLUJO ANULAR.	31
FIGURA 13. FLUJO BURBUJA EN LÍNEAS HORIZONTALES.	32
FIGURA 14. FLUJO ESTRATIFICADO.	32
FIGURA 15. FLUJO ONDULADO.	33
FIGURA 16. FLUJO TAPÓN.	33
FIGURA 17. FLUJO SLUG.	33
FIGURA 18. FLUJO ANULAR.	33
FIGURA 19. RELACIÓN ENTRE EL GVF Y LOS PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA LÍNEAS VERTICALES.	34
FIGURA 20. RELACIÓN ENTRE EL GVF Y LOS PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA LÍNEAS HORIZONTALES.	34
FIGURA 21. HOLD – UP, PARA EL FLUJO MULTIFÁSICO DE GAS, ACEITE Y AGUA.	35
FIGURA 22. FLUJO NO - HOMOGÉNEO.	37
FIGURA 23. ESTANDARIZACIÓN DE LOS CAUDALES DE PRODUCCIÓN A CONDICIONES DE FISCALIZACIÓN EMPLEANDO INFORMACIÓN DE PRUEBAS PVT	39
FIGURA 24. PERFIL DE INYECCIÓN DE AGUA.	41
FIGURA 25. PERFIL DE INYECCIÓN DE POLÍMERO	41
FIGURA 26. PLANTA DE INYECCIÓN DE POLÍMERO	42
FIGURA 27. CONTENEDOR DE UNIDAD DE DILUCIÓN DE POLÍMERO	44

FIGURA 28. UNIDAD LAMINADORA DE POLÍMEROS PSU 100.....	45
FIGURA 29. PATÍN DE FILTRACIÓN FINAL.....	45
FIGURA 30. PATÍN DE BOMBAS DE INYECCIÓN.	46
FIGURA 31. REPRESENTACIÓN REAL SILO Y TOLVA DOSIFICADORA	47
FIGURA 32. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA SILO Y TOLVA DOSIFICADORA.....	47
FIGURA 33. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA FILTROS DE AGUA.	48
FIGURA 34. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA TANQUES DE MADURACIÓN	49
FIGURA 35. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA PATÍN DE INYECCIÓN.....	50
FIGURA 36. VENTANA OPERATIVA DE ALARMAS SCADA.....	50
FIGURA 37. IMAGEN EJEMPLO DE GRAFICAS DE TENDENCIA E HISTÓRICOS DE OPERACIÓN.....	51
FIGURA 38. CURVA VISCOSIDAD VS CONCENTRACIÓN POLÍMERO FLOPAAM.....	53
FIGURA 39. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO A TRAVÉS DEL VENTURI.....	55
FIGURA 40. COEFICIENTE DE DESCARGA VS NÚMERO DE REYNOLDS.	57
FIGURA 41. ENVOLVENTE DE OPERACIÓN DE CAUDALES DE FLUJO Y RELACIONES LÍQUIDO-GAS PARA UNA MEDICIÓN ADECUADA DE ACUERDO AL DIÁMETRO DEL VENTURI.	57
FIGURA 42. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA CON TECNOLOGÍA GAMMA RAY.	58
FIGURA 43. CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA CON LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN FÍSICO DE CAUDAL Y MEDICIÓN COMPOSICIONAL RADIATIVA.....	58
FIGURA 44. ESQUEMA DE LAS CUENTAS REGISTRADAS EN EL DETECTOR, DE ACUERDO A LA FASE Y COMPONENTE IRRADIADO POR LA FUENTE.	59
FIGURA 45. IMAGEN DE LA CÁPSULA QUE CONTIENE EL ISÓTOPO RADIATIVO DE AM241.....	60
FIGURA 46. IMAGEN DEL DISPOSITIVO DE CONVERSIÓN DE RADIACIÓN ELECTROMAGNÉTICA A PULSOS ELÉCTRICOS.	60
FIGURA 47. IMAGEN DEL TRANSMISOR DE DIFERENCIAL DE PRESIÓN.	61
FIGURA 48. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE FLUJO Y TRANSMISOR DE PRESIÓN EN EL EQUIPO DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.	62
FIGURA 49. DISPOSICIÓN DE LA COMPUTADORA DE FLUJO EN EL EQUIPO DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.	62
FIGURA 50. LAYOUT DEL EQUIPO DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA DURANTE LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN REALIZADAS AL POZO CBE.	63
FIGURA 51. LOCALIZACIÓN DEL POZO CBE SITUADO EN CAMPO CASABE.....	64

FIGURA 52. POZO CBE LOCALIZADO EN CAMPO CASABE, INTERVENIDO BAJO EL PROYECTO DE RECOBRO MEJORADO DE ACEITE Y EVALUADO BAJO PRUEBAS DE PRODUCCIÓN A TRAVÉS DE EQUIPOS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.	65
FIGURA 53. CALIBRACIÓN DE LOS FUIDOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO CBE.....	66
FIGURA 54. IMAGEN DEL EQUIPO DE MEDICIÓN MULTIFÁSICO ACOPLADO AL POZO CBE DURANTE UNA PRUEBA DE PRODUCCIÓN.	67
FIGURA 55. IMAGEN DEL INCREMENTO Y POSTERIOR DISMINUCIÓN EN LOS SEDIMENTOS DURANTE UNA PRUEBA DE PRODUCCIÓN AL POZO CBE.....	68
FIGURA 56. IMAGEN DE LA PRUEBA DE PRODUCCIÓN REALIZADA AL POZO DONDE SE PRESENTÓ LA OBSTRUCCIÓN DEL DISPOSITIVO DE MEDICIÓN DE FLUJO.	69
FIGURA 57. OBSTRUCCIÓN EN EL MEDIDOR DE FLUJO OCASIONADO POR UN ELEMENTO EXTRAÑO.	70
FIGURA 58. IMAGEN DE OPERACIÓN DE SISTEMA ESTABILIZADO.	71
FIGURA 59. FACILIDAD PARA TOMA DE MUESTRA EN CAMPO.	73
FIGURA 60. IMAGEN DE VISCOSÍMETRO Y BAÑO MARÍA USADO EN LABORATORIO PARA MEDICIÓN DE VISCOSIDAD.....	74
FIGURA 61. ESQUEMA DE MONTAJE PRUEBA DE FILTRABILIDAD.....	74
FIGURA 62. MONTAJE DE PRUEBA DE FILTRABILIDAD EN CAMPO.....	75
FIGURA 63. MUESTRA CON CORROSIÓN EN RECIPIENTE.....	76
FIGURA 64. MUESTRA CON CORROSIÓN EN TOALLA.....	76
FIGURA 65. RETIRO DE ELEMENTOS FILTRANTES DEL FILTRO PRINCIPAL DE AGUA.....	77
FIGURA 66. ELEMENTOS FILTRANTES DE FILTROS DE AGUA.....	78
FIGURA 67. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN REALIZADAS AL POZO CBE A TRAVÉS DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA CON TECNOLOGÍA GR.....	81
FIGURA 68. RESULTADOS DEL ACUMULADO DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN 8 MESES EN POZO INYECTOR1	82
FIGURA 69. RESULTADOS DE CONTINUIDAD DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN POZO INYECTOR1	83
FIGURA 70. GRAFICA DE VISCOSIDAD, CONCENTRACIÓN [PPM] Y TEMPERATURA.	83

LISTA DE DIAGRAMAS Y TABLAS

DIAGRAMA 1. MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO DE HIDROCARBUROS.....	27
TABLA 1. FACTORES DE RECOBRO EN ALGUNOS PAÍSES Y EN EL MUNDO.....	28
TABLA 2. PARÁMETROS DE OPERACIÓN PIU.	43
TABLA 3. PARÁMETROS DE ARRANQUE DE OPERACIÓN PIU.....	52
TABLA 4. PARÁMETROS DE OPERACIÓN PARA EQUIPOS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.....	54
TABLA 5. CRONOGRAMA DE MUESTREO PARA SEGUIMIENTO A QUÍMICO FBA.....	72
TABLA 6. REGISTRO DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO CBE.	79
TABLA 7. RESUMEN INYECCIÓN DE POLÍMERO MENSUAL EN POZO INYECTOR1.	84
TABLA 8. ANÁLISIS FINANCIERO PRELIMINAR A LA FINALIZACIÓN DEL PILOTO EOR.....	85

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN A TRAVÉS DE EQUIPOS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA DE LA EFECTIVIDAD DEL PROYECTO (EOR), EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO CBE EN CAMPO CASABE*.

AUTORES: ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS, OSCAR MANUEL ROJAS MURCIA**.

PALABRAS CLAVE: Recobro, Planta de inyección de polímero, Movilidad Agua – Petróleo, Flujo multifásico, producción, ventajas, SCADA.

DESCRIPCION

Los sistemas de medición de flujo multifásico no convencional han provisto una tecnología versátil gracias a su amplio rango de medición de crudo y gas, al igual que permite ejecutar pruebas de producción de forma ágil al facilitar los desplazamientos y acoples a los pozos de interés a un menor costo y en un menor tiempo con relación a la tecnología convencional, proveyendo información confiable que permite realizar seguimiento y control a una condición crítica en la industria petrolera correspondiente a la producción de hidrocarburos. Con base en las ventajas operacionales que proporcionan dichos equipos, la tecnología será empleada para evaluar la productividad del pozo asociado al proyecto piloto de inyección de polímeros, proporcionando información valiosa para analizar el impacto de la implementación del método de recobro químico y estudiar la viabilidad técnica como proyecto de extensión con el fin de aumentar la producción de aceite e incrementar el factor de recobro.

La inyección de polímeros consiste en agregar polímero sintético tipo Poliacrilamida al agua de inyección con el objetivo de incrementar la viscosidad de la solución inyectada, para garantizar la máxima eficiencia de recuperación. El objetivo principal es mejorar la relación de movilidad agua-petróleo y permitir un barrido más eficiente respecto a la inyección de agua convencional. La poliacrilamida usada es sensible a la degradación térmica, química y mecánica.

La planta de inyección de polímeros, está compuesta por una planta de dilución y un patín de inyección con bombas TRIPLEX. Utiliza equipos e instrumentación de última generación, agrupando todo en un sistema automatizado, monitoreado y controlado desde un SCADA.

Se realizó el respectivo análisis de los resultados del proyecto piloto, verificando los datos de producción e inyección y según los resultados preliminares se evidencia un primer beneficio en la reducción del corte de agua, manteniendo la producción de aceite.

* Monografía de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF EOR PROYECT EFFECTIVENNES THROUGH MULTIPHASE MEASURING EQUIPMENT IN THE CBE WELL AT CASABE FIELD*.

AUTHORS: ANGEL MAURICIO CASTILLO CUBILLOS, OSCAR MANUEL ROJAS MURCIA**.

KEY WORDS: Recovery, Polymer injection unit, Mobility water – Oil, Multiphase flow, production, advantage, SCADA.

DESCRIPTION

Unconventional measurement systems multiphase flow have provided a versatile technology thanks to its wide measuring range of oil and gas, as well as it allows you to run production tests quickly to facilitate travel and connections to the wells of interest at a lower cost and in less time compared to conventional technology, providing reliable information that allows monitoring and control critical condition in the oil industry such as the production of hydrocarbons. Based on the operational advantages that supplies this equipment, the technology will be used to evaluate well productivity associated with polymer's injection pilot, affording valuable information to analyze the impact of the implementation of the method of chemical recovery and study the technical feasibility like extension project in order to increase production and increase oil recovery factor.

The polymer injection consists of adding a synthetic polymer type polyacrylamide to the injection water in order to increase the viscosity of the injected solution, to ensure maximum recovery efficiency. The main objective is to improve the mobility ratio water-oil and allow more efficient sweep respect to conventional water injection. The polyacrylamide used is sensitive to mechanical, thermal and chemical degradation.

The polymer injection Unit, consists of a plant dilution and injection skid with triplex pumps using last generation equipment and instrumentation, the unit is automated, monitored and controlled from a SCADA system.

The pilot project results analysis was developed verifying the production and injection data, according to preliminary results showing benefits in reducing water cut, keeping oil production.

* Degree Monograph

** Physic - Chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering school. Director: M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

INTRODUCCIÓN

La evaluación del potencial de producción en un área determinada se estudia desde la fase de exploración y continuamente durante la producción de un yacimiento. Cuando se establece un pozo productor, a lo largo de su periodo de explotación se evalúan permanentemente parámetros para establecer el estado de las zonas productivas y se realizan pruebas a través de registros y otros procedimientos para conocer el comportamiento de la formación y fijar correctivos para lograr la mayor productividad.

En la actualidad gracias al desarrollo de tecnologías que permiten reducir los tiempos y costos de intervención en las pruebas convencionales de producción y que permitan realizarlas con regularidad sin alterar los cronogramas de prueba fijados por las estaciones de prueba en el campo, es como los equipos de medición de flujo multifásico han suplido esta necesidad respaldada por un amplio rango de trabajo y excelente precisión en los resultados, siendo una solución efectiva para realizar estudios de productividad y evaluar los mecanismos de optimización a implementar en un campo (AMAYA, CASTAÑO, LOZANO, & RUEDA, 2010).

En la línea de Well Testing, a través de equipos de medición multifásica en superficie, se pueden conocer algunas variables de producción que podrían proporcionar información del comportamiento del reservorio en términos de su capacidad de producir hidrocarburos. Una variación en dicho comportamiento puede alertar de una obstrucción en la línea de producción por precipitación de orgánicos, principalmente de parafinas y/o asfaltenos, Cross Flow, daños en la formación, así como caídas en la presión del sistema, que requeriría la implementación de un sistema de levantamiento y/o un proceso de inyección para incrementar el recobro. En fin, las pruebas de pozo mediante equipos de medición de flujo multifásico son valiosas para evaluar el aporte de una formación y de acuerdo a la proyección estimada y a la información obtenida, implementar estrategias para maximizar la producción de hidrocarburos.

OBJETIVOS

Objetivo general

- Realizar una evaluación de la efectividad en la producción de un pozo localizado en campo casabe, intervenido bajo el proyecto de recobro mejorado de aceite (EOR), mediante pruebas de producción a través de equipos de medición multifásica con tecnología Gamma Ray.

Objetivos específicos

- Evaluar la aplicación de la tecnología gamma-ray como principio para la medición en la producción de hidrocarburos.
- Proponer un procedimiento para los procesos de medición de producción en cabeza de pozo y las tasas de inyección de polímeros a la formación.
- Analizar en un periodo de tiempo determinado la incidencia de la inyección sobre la producción del pozo productor objetivo.
- Evaluar la relación costo – beneficio de la implementación de la inyección de polímeros respecto a la inyección de agua convencional.

1. GENERALIDADES DE LOS MECANISMOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS APLICADOS A UN CAMPO COLOMBIANO

Durante la etapa inicial de explotación de un yacimiento de petróleo se presentan diferentes mecanismos de producción primarios asociados a la expansión de la roca y los fluidos, al drenaje de los mismos por efecto del buzamiento de la formación, entre otros que favorecen el desplazamiento de los fluidos desde el yacimiento hasta las facilidades en superficie de forma natural, sin embargo la disminución en la presión asociada a la extracción de los fluidos ocasiona un declive en la producción de aceite que conlleva a establecer metodologías que restablezcan los índices de productividad e incrementen el factor de recobro de los hidrocarburos.

1.1. RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO CASABE

El Campo Casabe se encuentra situado en la jurisdicción del municipio de Yondó en el departamento de Antioquia, sobre la cuenca del Valle Medio del Magdalena a 350 Km al norte de la ciudad de Bogotá.

En el año de 1936 la compañía Shell, inicia los trabajos de exploración en la cuenca del valle medio del Magdalena comandados por el geólogo suizo Daniel Trumpy. Los trabajos exploratorios conllevan con éxito a la perforación del pozo CASABE 1, con el que en el año de 1941 se realiza el descubrimiento de hidrocarburos y el que marca el inicio del desarrollo del campo hoy conocido como Casabe. Cuatro años más tarde, en el año de 1945, iniciaría la explotación oficial del campo que en el año de 1956 alcanza los niveles más altos de producción con alrededor de 46.000 BOPD pero tan solo una década más tarde la producción declinaría a tan solo 4.500 BOPD.

En el año de 1974 Shell realiza la entrega anticipada del campo, desarrollado bajo un contrato de concesión, a la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPEPETROL, la cual inicia realizando importantes inversiones con el fin de revertir la continua declinación en la producción, comenzando por un estudio a fondo del yacimiento y posteriormente con la implementación del sistema de recobro secundario mediante la inyección de agua con el objetivo de recuperar la vitalidad de los primeros años de producción del Campo Casabe.

Es así como en el año de 1985 se da inicio al proyecto de inyección de agua en el campo y se logran hacia comienzos de los 90's tasas de producción cercanas a los 15.000 BOPS, pero fue cuestión de dos años para que nuevamente iniciara un descenso progresivo hasta los 5.000 BOPD. Fue así como en el año 2004 Ecopetrol

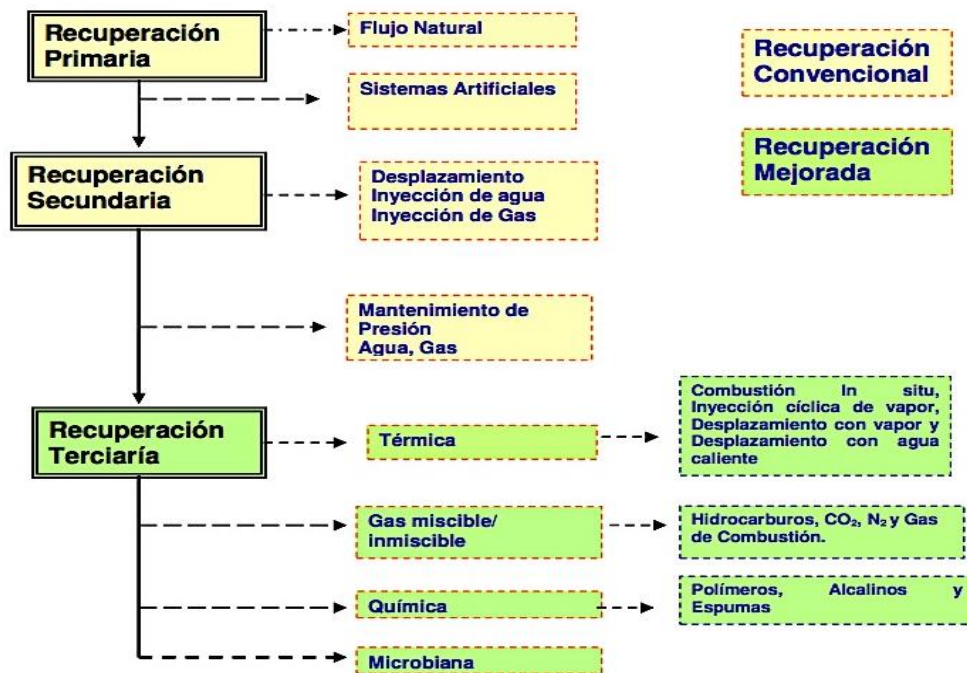
establece un acuerdo con la compañía de servicios Schlumberger para incrementar el factor de recobro, que para el campo era de un 16% y en la actualidad es cercano al 24%, y a través de nuevas tecnologías y métodos de evaluación de yacimientos se logra revertir la declinación llevándola hoy en día a los 20.000 BOPD.

El Campo Casabe es considerado hoy en día un campo maduro, que requiere de la implementación de métodos de recobro mejorado para garantizar la sostenibilidad en la producción y la rentabilidad operativa, es por esto que en la actualidad se encuentra en etapa piloto la primera planta de inyección de polímeros con el propósito de continuar el compromiso de implementar nuevos mecanismos que permitan mantener a Casabe como uno de los campos petroleros insignia en la región y en el país.

1.2. DEFINICIÓN DE LOS MECANISMOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS.

Posterior al descubrimiento de hidrocarburos a través de la evidencia de aceite y/o gas al llevar a cabo la perforación de un pozo exploratorio, se proceden a realizar estudios en campo como pruebas extensas de producción, análisis de presiones e índices de productividad y pruebas en laboratorio como análisis PVT de los fluidos, el comportamiento termodinámico de las fases y el análisis de los parámetros petrofísicos de la roca. Con la perforación de nuevos pozos que permitan determinar la extensión del yacimiento, el volumen original del aceite contenido en la formación y los contactos que pudiesen existir entre el aceite y la capa de gas o el contacto aceite-agua, se pueden identificar los mecanismos de recuperación natural o primaria de hidrocarburos al igual que permiten prever para el futuro los mecanismos de recuperación adecuados para optimizar el recobro de hidrocarburos en el yacimiento. En la figura 1, se presenta un esquema que representa los mecanismos de explotación que se pueden emplear a lo largo de la vida productiva de un campo.

Figura 1. Esquema de explotación de los yacimientos de petróleo y gas.



Fuente: Tomado de (RAMÍREZ, 2008).

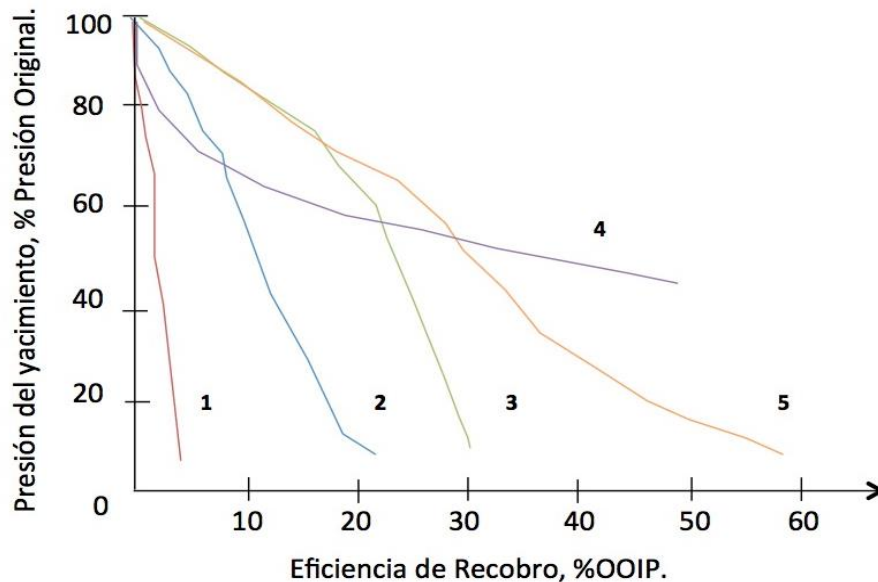
Se relacionan a continuación los mecanismos de producción primaria que se presentan en la etapa inicial de explotación de un campo bajo condiciones en la cual la presión de formación es suficiente para transportar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie y la producción se realiza por flujo natural.

1. Expansión de roca y fluidos.
2. Empuje por gas disuelto.
3. Empuje por capa de gas.
4. Empuje hidráulico.
5. Drenaje gravitacional.

En la figura 2 se presentan los mecanismos de empuje natural y su comportamiento en relación a la eficiencia de recobro y la caída de presión del yacimiento a medida que se producen los fluidos; enumerándose en orden ascendente desde aquel con menor factor de recobro, empuje por expansión de roca y fluidos, hasta el mecanismo que proporciona mayor porcentaje de recuperación de hidrocarburos correspondiente al drenaje gravitacional.

En busca de establecer correlaciones que permitan determinar el factor de recobro de un yacimiento a partir de parámetros medibles tanto en campo como en laboratorio, instituciones como American Petroleum Institute y Petroleum Society of Canadá han trabajado en busca de determinar relaciones que hasta el momento debido a la heterogeneidad de los yacimientos no ha sido posible, tan solo estadísticamente se lograron plantear algunos criterios que proponen que los mayores factores de recobro, superiores al 40%, son posible cuando se producen crudos medianos, cuando se tienen formaciones de gran espesor, permeabilidades mayores a 300md y porosidades superiores al 10% (COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, 2010).

Figura 2. Mecanismos de recuperación primaria de hidrocarburos y su relación con el factor de *recobro*.



Fuente: Tomado de (ESCOBAR MACUALO, 2004).

1.3. DEFINICIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECOBROS SECUNDARIO EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.

En los años 20, en el campo Bradford en Pennsylvania Estados Unidos, se implementó por primera vez la inyección de agua como un método de recobro efectivo para incrementar la producción y recuperación de aceite. En principio la inyección de estos fluidos a la formación genera un barrido o empuje de los hidrocarburos situados en el medio poroso de la roca y también pueden ser

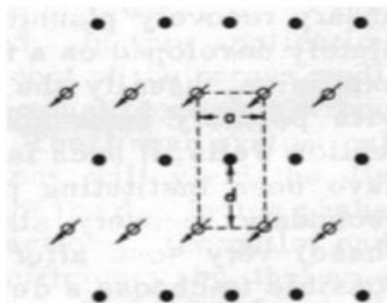
empleados para conservar la presión al sustituir los fluidos producidos o reducir el depletamiento a causa de la producción continua de los hidrocarburos.

Con el avance de los estudios entorno a estos mecanismos de recobro, se han desarrollado dos metodologías de inyección correspondientes a la inyección periférica y el uso de patrones de inyección.

- **Inyección periférica de agua.** La inyección de agua prevista para este método se puede implementar realizando la inyección cerca del contacto agua-aceite, en el límite del contacto o directamente en el acuífero, este último con el fin de generar un crecimiento gradual de la capa de agua bajo el aceite y empujarlo hacia la parte superior de la formación donde se localizan los pozos productores.
- **Inyección a través de patrones.** En busca de reducir las tasas de inyección y los costos asociados a la misma, se desarrollaron patrones de inyección que presentan diferentes configuraciones que relacionan los pozos de inyección junto a los pozos de producción. Las configuraciones más comunes en la industria son:

→ Empuje por línea de pozos escalonados: Esta configuración no define un espaciamiento equidistante, por el contrario, establece un desfase entre inyectores de $\frac{1}{2}$ de la distancia entre los pozos de producción con el fin de incidir en el barrido de dos pozos productores tal como se observa en la figura 3.

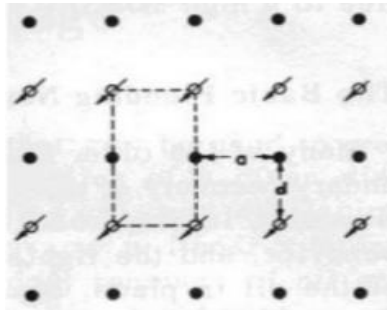
Figura 3. Patrón de inyección a través de línea de pozos escalonados.



Fuente: Tomado de (COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, 2010).

→ Empuje por línea de pozos directa: Esta configuración establece un alineamiento entre los pozos de inyección y producción tal como se observa en la figura 4.

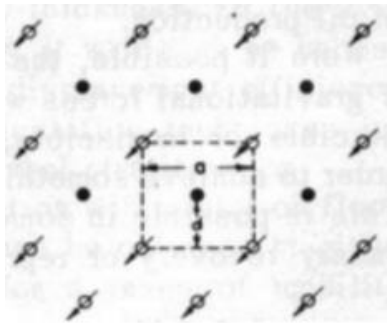
Figura 4. Patrón de inyección a través de línea de pozos directa.



Fuente: Tomado de (COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, 2010).

→ Empuje a través de un patrón de cinco pozos: Esta configuración establece cuatro pozos de inyección rodeando un pozo productor tal como se observa en la figura 5.

Figura 5. Patrón de inyección a través de un patrón de cinco pozos.

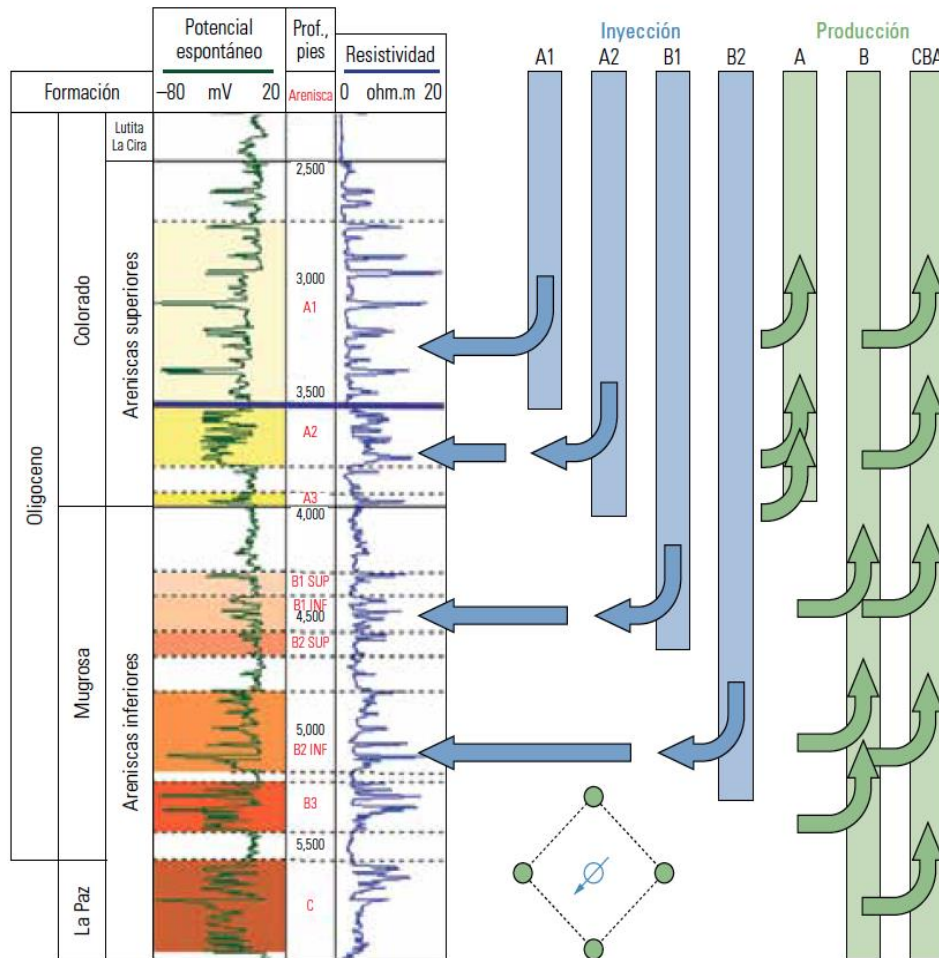


Fuente: Tomado de (COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, 2010).

En el caso del campo Casabe se implementó el sistema de recobro secundario mediante inyección de agua hacia finales de la década de los 70's con un patrón de cinco pozos. Los pozos inyectoros se perforaron para incrementar el barrido de las zonas superiores e inferiores de las arenas A y B pertenecientes a las formaciones

La Paz, Mugrosa y Colorado. A continuación, se presenta el esquema de inyección y producción del campo Casabe.

Figura 6. Esquema de inyección y producción del campo Casabe.



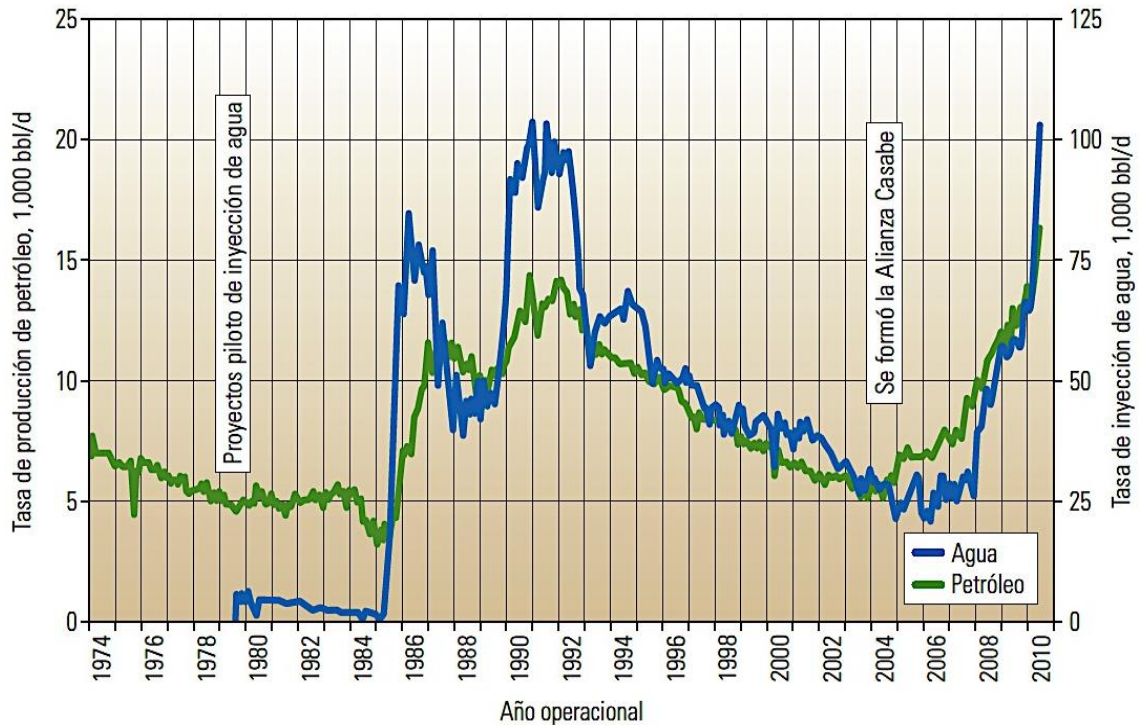
Fuente:

Tomado de (AMAYA, CASTAÑO, LOZANO, & RUEDA, 2010)

Los pilotos de inyección de agua en el campo se iniciaron en los años de 1978 y 1979, pero fue hasta el año de 1985 cuando se ejecutó el primer programa de inyección que logró muy buenos resultados en términos de producción llevándola de 4.000 barriles de aceite por día a 12.000 barriles de aceite diario, esto en un periodo de tiempo de tres años pero la contraprestación para este incremento fueron tasas de inyección diaria de 17.000 y hasta 20.000 barriles de agua en los años de 1986 y los primeros años de la década de los 90's.

A continuación, se presenta la figura 7 que relaciona la producción de aceite e inyección de agua en un periodo comprendido entre los años de 1974 y 2010.

Figura 7. Producción de petróleo e inyección de agua en el campo Casabe.



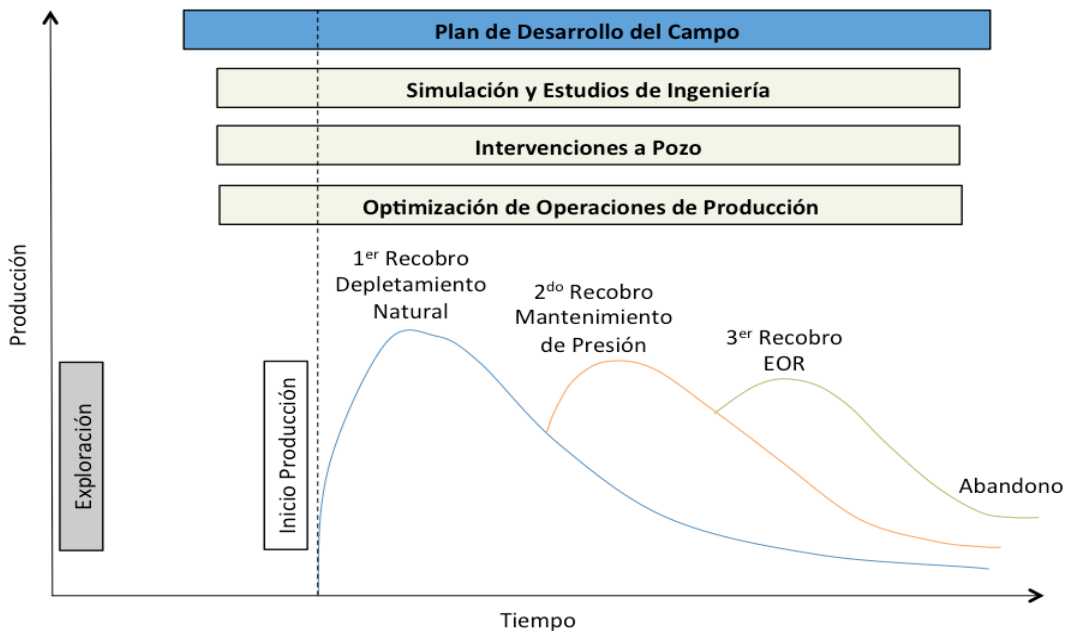
Fuente: Tomado de (AMAYA, CASTAÑO, LOZANO, & RUEDA, 2010)

Estos volúmenes de inyección conllevaron a una serie de problemas tales como irrupción prematura de agua a los pozos de producción y colapsos en los pozos debido al hinchamiento de las arcillas reactivas de formación presentes en las zonas circundantes a los pozos de producción y adicionalmente dificultando las labores de perforación de nuevos pozos debido a la fragilidad por las arenas no consolidadas de la formación afectadas por la humectación excesiva a causa de la inyección.

1.4. DEFINICIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECObRO MEJORADO DE HIDROCARBUROS.

Los procesos de recobro mejorado son definidos como aquellos métodos que permiten incrementar el flujo de hidrocarburos desde el yacimiento a la cara del pozo o como la recuperación de aceite adicional después de los métodos de recobro primario y secundario. (VLADIMIR ALVARADO, 2010).

Figura 8. Fases más importantes en el plan de desarrollo de un campo.



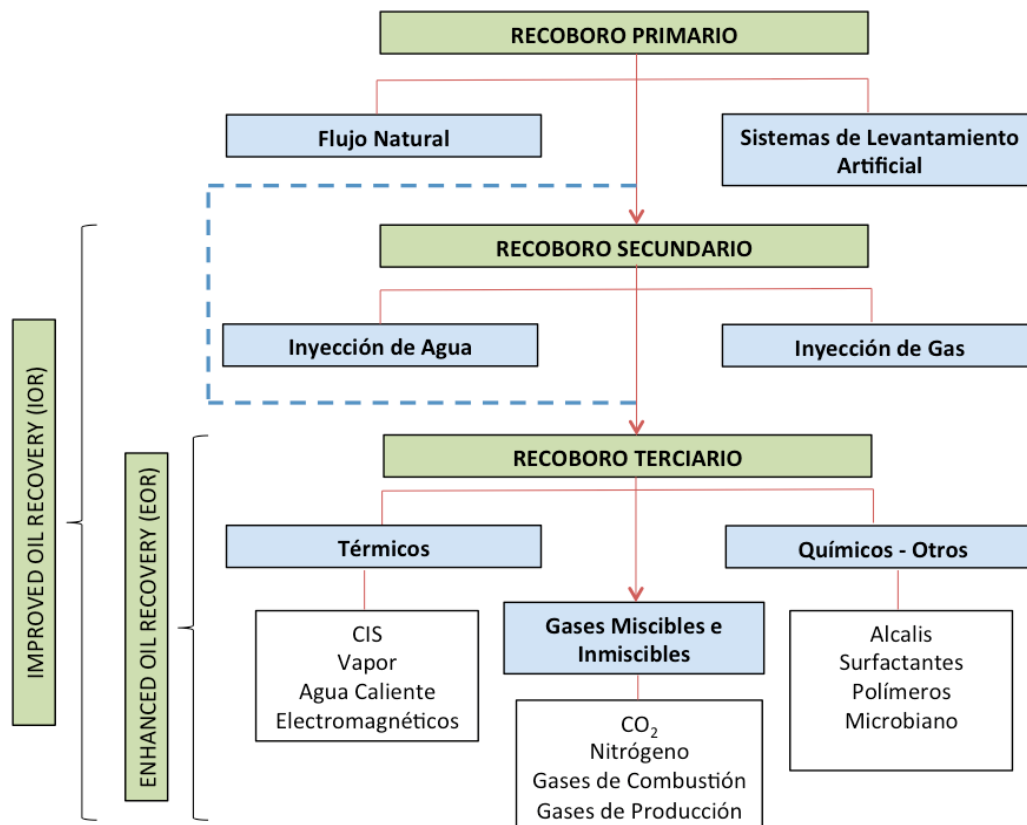
Fuente: Tomado de (VLADIMIR ALVARADO, 2010).

Dos conceptos empleados para referirse a los procesos y mecanismos empleados para incrementar el factor de recobro en un yacimiento son:

- IOR: Improved Oil Recovery. Este término hace referencia a cualquier actividad relacionada a incrementar la recuperación de hidrocarburos.
- EOR: Enhanced Oil Recovery. Implica la modificación de parámetros petrofísicos de la roca con el fin de reducir la saturación de aceite residual (SOR).

En el diagrama 1 se puede observar la diferencia planteada anteriormente.

Diagrama 1. Métodos de Recobro Mejorado de Hidrocarburos.



Fuente: Tomado de (SECEN J, 2005).

Una de los mayores intereses en la industria corresponde en evaluar y desarrollar tecnologías que permitan hacer más efectivos los procesos de recuperación de hidrocarburos incrementando el factor de recobro en los campos maduros, desde optimizar los métodos de recobro secundario y la inyección de fluidos a la formación, hasta modificar las propiedades de las rocas y los fluidos en el yacimiento para favorecer su movilidad hacia los pozos productores.

A continuación, se presenta una tabla que relaciona el promedio del porcentaje de hidrocarburo recuperable en la actualidad, con relación al hidrocarburo total estimado en el yacimiento.

Tabla 1. Factores de recobro en algunos países y en el mundo.

PAIS	Factor de recuperación en el año 2003 [%].	Factor de recuperación final esperado [%].
Angola	38	42
Brasil	31	38
Canadá	36	38
México	20	28
Noruega	45	50
Inglaterra	38	40
Estados unidos	39	40
Irán	26	42
Venezuela	12	22
PROMEDIO MUNDIAL	29	38

Fuente: Tomado de la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México, Factores de recuperación de aceite y gas en México, 2010.

Es con este fin que los estudios en el área de recuperación mejorada de hidrocarburos son una prioridad para la industria y su objetivo es continuar en la búsqueda de nuevas alternativas y desarrollo de nuevas tecnologías que contribuyan a incrementar el factor de recobro en los campos petroleros a nivel mundial, que en la actualidad ronda en el 38%. (COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, 2010).

2. FLUJO MULTIFÁSICO

La extracción de petróleo trae consigo fluidos asociados como el agua y el gas que son determinantes para diseñar y dimensionar las facilidades de superficie. La presencia de estos tres fluidos (agua, aceite y gas) en 2 fases (líquida y gaseosa) en la corriente de producción se denomina flujo multifásico y representa un desafío para la cuantificación continua y en tiempo real de la producción en condiciones dinámicas.

2.1. CLASIFICACIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO.

El flujo multifásico corresponde a un sistema conformado por corrientes de dos o más fases. Las clases más comunes de flujos multifásicos son:

- **Flujo Líquido - Gas:** Esta clase de flujo es uno de los más encontrados a nivel industrial.
- **Flujo líquido - Líquido:** Esta clase de flujo incluye las emulsiones y todo tipo de estratificaciones y contacto líquido – líquido.
- **Flujo Líquido - Sólido:** Este tipo de flujo, donde se encuentran suspensiones de sólidos en líquidos, ocurre en sistemas de cristalización y en transporte hidráulico de sólidos.
- **Flujo Gas - Sólido:** En este caso, las partículas se encuentran suspendidas en el gas. Este flujo es obtenido cuando se efectúan combustiones incompletas de combustibles sólidos.

Cuando se ven involucradas tres fases, se presentan los siguientes regímenes:

- **Flujo Gas - Líquido - Líquido:** Durante los procesos extractivos del petróleo, este siempre viene acompañado por varios componentes, pero en mayor proporción, dos elementos que son normalmente agua y gas. Este tipo de flujo centrará nuestro interés pues es muy común en la industria petrolera, de acuerdo al tipo de hidrocarburo explotado (aceite negro, aceite volátil, gas condensado, gas húmedo, gas seco), se obtienen diferentes relaciones gas - líquido - líquido.
- **Flujo Gas - Líquido - Sólido:** Este tipo de flujo se observa en los procesos de flotación y extracción de minerales, debido a las reacciones líquido - gas en presencia de catalizadores sólidos.

- **Flujo Sólido - Líquido - Líquido:** Este ocurre en la industria normalmente cuando se realizan mezclas de químicos con arena y agua en procesos de fracturamiento hidráulico.

2.2. PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO.

Durante el transporte de los hidrocarburos a través de las líneas, se presentan una variedad de patrones de flujo debido al diámetro, forma, rugosidad y posicionamiento de la tubería, propiedades, relaciones y velocidades de las fases involucradas, condiciones de presión y temperatura, presencia de accesorios a lo largo del sistema de facilidades, etc. Es por estas razones que, dependiendo las circunstancias de operación, cuando las fases de interacción son Gas – Líquido, se pueden obtener los patrones de flujo presentados a continuación (FALCONE, HEWITT, & ALIMONTI, 2009).

2.2.1. Patrones de Flujo Multifásico en líneas verticales. Los regímenes en flujos verticales en presencia de las fases líquido - gas, son las ilustradas a continuación.

2.2.1.1. Flujo Burbuja. Este régimen se caracteriza por la presencia de burbujas distribuidas dentro de la fase continua líquida.

Figura 9. Flujo Burbuja en líneas verticales.



Fuente: Tomado de (FALCONE, HEWITT, & ALIMONTI, 2009).

2.2.1.2. Flujo Tapón. Este patrón se distingue por la aglomeración y formación de burbujas a lo ancho de la línea de flujo, las cuales toman la apariencia de un proyectil.

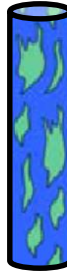
Figura 10. Flujo Tapón.



Fuente: Tomado de (FALCONE, HEWITT, & ALIMONTI, 2009).

2.2.1.3. Flujo Turbulento. Este régimen de flujo se observa cuando se presentan altas tasas de flujo, en este caso las burbujas se desintegran, generándose un régimen inestable de flujo.

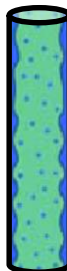
Figura 11. Flujo Turbulento.



Fuente: Tomado de (FALCONE, HEWITT, & ALIMONTI, 2009).

2.2.1.4. Flujo Anular. Este fenómeno se observa cuando se forma una película de la fase líquida en los bordes de la línea y la fase gaseosa se desplaza a través del centro de la tubería.

Figura 12. Flujo Anular.

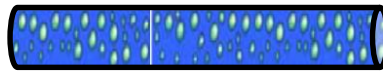


Fuente: Tomado de (FALCONE, HEWITT, & ALIMONTI, 2009).

2.2.2. Patrones de Flujo Multifásico en líneas horizontales. Los regímenes en flujos horizontales en presencia de las fases líquido - gas, son las ilustradas a continuación.

2.2.2.1. Flujo Burbuja. Este régimen al igual que en condiciones de desplazamientos verticales, las burbujas se encuentran disueltas en la fase líquida, pero por efecto de la diferencia de densidades entre los dos fluidos, las burbujas de gas se desplazan a la parte superior de la línea de flujo.

Figura 13. Flujo Burbuja en líneas horizontales.



Fuente: Tomado de (FALCONE, HEWITT, & ALIMONTI, 2009).

2.2.2.2. Flujo Estratificado. La característica de este patrón de flujo horizontal es la notable separación entre las dos fases presentes, en la parte inferior de la tubería se ubicará la fase líquida y en la parte superior la fase gaseosa.

Figura 14. Flujo Estratificado.



Fuente: Tomado de (FALCONE, HEWITT, & ALIMONTI, 2009).

2.2.2.3. Flujo Ondulado. Presenta un comportamiento similar al patrón de flujo estratificado a diferencia que la intermitencia o irregularidad en el flujo de producción o mayores velocidades de la fase gaseosa con relación a la fase líquida generan ondulaciones en la superficie de contacto líquido-gas.

Figura 15. Flujo Ondulado.



Fuente: Tomado de (FALCONE, HEWITT, & ALIMONTI, 2009).

2.2.2.4. Flujo Tapón. La característica de este patrón de flujo horizontal es la notable separación entre las dos fases presentes, en la parte inferior de la tubería se ubicará la fase líquida y en la parte superior la fase gaseosa.

Figura 16. Flujo Tapón.



Fuente: Tomado de (FALCONE, HEWITT, & ALIMONTI, 2009).

2.2.2.5. Flujo Slug. La característica de este patrón de flujo es un frente de líquido puntual en una sección de la fase líquida que se extiende hasta el tope superior de la línea de flujo.

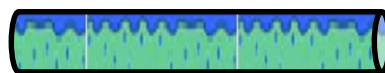
Figura 17. Flujo Slug.



Fuente: Tomado de (FALCONE, HEWITT, & ALIMONTI, 2009).

2.2.2.6. Flujo Anular. Esta condición es caracterizada por la formación de una película de la fase líquida que recubre la superficie interna de la línea y la fase gaseosa se desplaza a través del centro de la tubería.

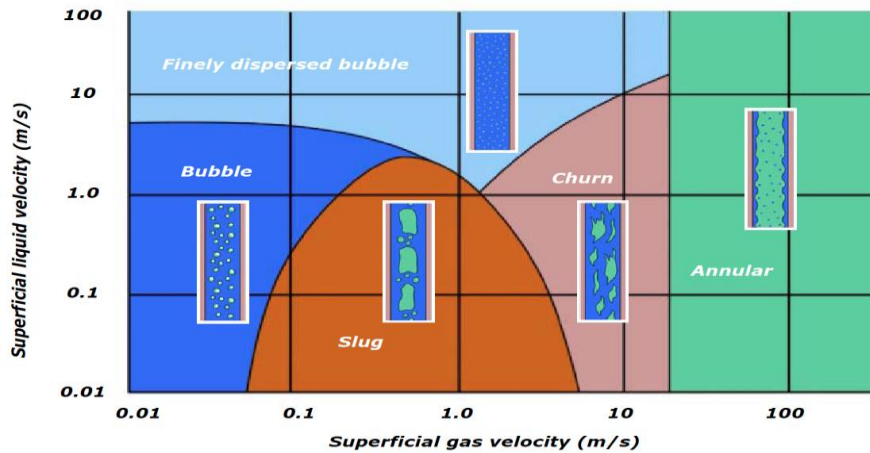
Figura 18. Flujo Anular.



Fuente: Tomado de (FALCONE, HEWITT, & ALIMONTI, 2009).

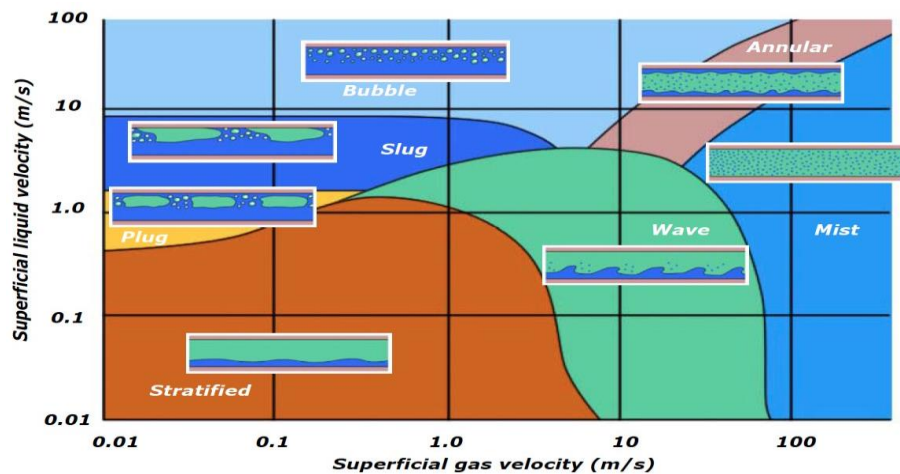
En las figuras 19 y 20 se presentan la compilación de estudios desarrollados en el campo del flujo multifásico con el fin de determinar las relaciones presentes entre las velocidades de los fluidos involucrados en un proceso de transporte al interior de líneas de flujo y los patrones de flujo asociados a las velocidades de cada una de las fases.

Figura 19. Relación entre el GVF y los patrones de flujo multifásico para líneas verticales.



Fuente: Tomado de (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

Figura 20. Relación entre el GVF y los patrones de flujo multifásico para líneas horizontales.



Fuente: Tomado de (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005).

3. MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO

El objetivo de la medición de flujo multifásico es determinar las tasas de flujo individuales de cada uno de los componentes presentes a lo largo de una línea de flujo (FALCONE, HEWITT, & ALIMONTI, 2009). Para este fin se requiere de una variedad de instrumentación empleados para evaluar diferentes parámetros que de acuerdo a las condiciones y patrones de flujo multifásico presentes en la línea, me permitirán calcular las fracciones y volúmenes correspondientes a cada uno de los fluidos presentes.

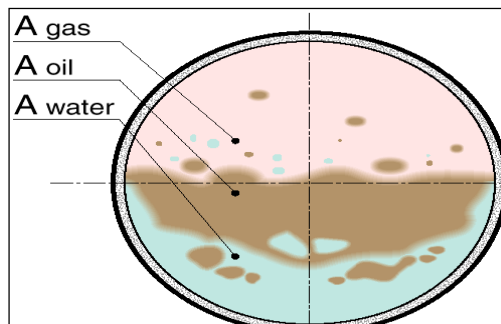
Para el cálculo del flujo másico de un conjunto de fluidos se requieren tres variables esenciales correspondientes al área, la densidad y la velocidad.

$$\text{Flujo másico} = \text{Área [L}^2\text{]} * \text{Densidad [ML}^{-3}\text{]} * \text{Velocidad [L}\theta^{-1}\text{]} = [\text{M}\theta^{-1}]$$

$$\text{Flujo volumétrico} = \text{Flujo másico [M}\theta^{-1}\text{]} / \text{Densidad [ML}^{-3}\text{]} = [\text{L}^3\theta^{-1}]$$

Para determinar el flujo másico de un componente puro es posible calcular la densidad, la velocidad a la cual se desplaza y el área transversal de flujo a través de una línea de geometría conocida, pero para calcular el flujo másico para un flujo multifásico, para el caso de los hidrocarburos correspondería a gas, aceite y agua, es necesario conocer el hold-up o fracción de área transversal ocupada por cada una de los fluidos.

Figura 21. Hold – Up, para el flujo multifásico de gas, aceite y agua.



Fuente: Tomado de (HAIMO, 2012).

3.1. PARÁMETROS DE MEDICIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO.

Los parámetros determinantes para poder realizar las pruebas de producción que permitan conocer la relación entre fluidos, agua, crudo y gas, son los siguientes:

3.1.1. Densidad. Los dispositivos empleados para la medición de este parámetro permiten determinar la densidad del fluido que se desplaza a través de la línea o también parámetros muy relacionados como lo son la absorción de rayos gamma que es un factor proporcional, no lineal, a la densidad del fluido.

3.1.2. Velocidad. Para calcular este parámetro se emplean instrumentación que miden la velocidad directamente a través de correlaciones o de forma indirecta relacionando el flujo volumétrico en un medidor de turbina.

3.1.3. Momento. Este parámetro corresponde al producto de la densidad por la velocidad al cuadrado, obtenido por el principio de conservación de la energía a lo largo de una tubería y es medido evaluando la caída de presión mediante equipos como medidores Venturi o de orificios.

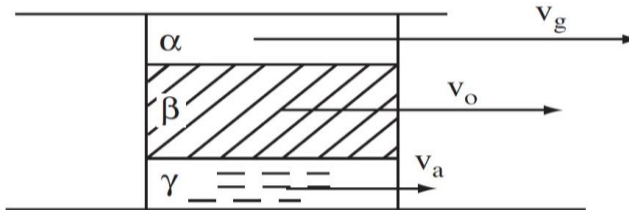
3.2. ANÁLISIS ELEMENTAL.

Una variedad de principios son empleados para discretizar la concentración de elementos presentes en el flujo como son el carbono, hidrógeno y oxígeno; entre las metodologías empleadas se encuentran principios mecánicos, hidráulicos, acústicos, eléctricos y nucleares como la tecnología Gamma Ray, que corresponde al principio de medición multifásico empleado en las pruebas de producción realizadas al pozo en estudio. Este elemento de análisis se basa en la atenuación que realiza el fluido sobre la radiación que incide en el flujo y brinda como ventaja en comparación con los demás principios de análisis elemental que no requiere homogenización previa de los fluidos presentes y se pueden medir directamente bajo condiciones de línea posterior a la salida del cabezal del pozo.

En el caso de que la medición se registre para muestras de flujo no homogéneo, como es el caso de las pruebas realizadas al pozo CBE, los tres componentes se mueven de forma relativa con respecto al otro y se calcularán las velocidades junto a la composición volumétrica, de esta manera se estiman la fracción de cada fase y

al combinar junto a la velocidad se logra determinar el flujo correspondiente a cada fase (FALCONE, HEWITT, & ALIMONTI, 2009).

Figura 22. Flujo no - homogéneo.



Fuente: Tomado de (FALCONE, HEWITT, & ALIMONTI, 2009).

3.3. CONVERSIÓN DE CONDICIONES DE OPERACIÓN A CONDICIONES ESTÁNDAR.

En primera instancia la información obtenida por el equipo de medición multifásica se genera en condiciones de línea, al ingresar previamente la información correspondiente a las pruebas PVT del fluido, el equipo realiza la conversión de la información a condiciones estándar o de fiscalización del hidrocarburo.

El proceso de conversión de las condiciones de línea a condiciones estándar se puede describir a través del siguiente procedimiento matemático donde:

$$\text{Flujo másico líquido} = M_l ; \text{Flujo másico gas} = M_g ; \text{Flujo másico total} = M_t$$

- Condiciones de línea.

$$M_g = Q_g * \rho_g \longrightarrow M_g = x_g * M_t \quad (1)$$

$$M_l = Q_l * \rho_l \longrightarrow M_l = (1 - x_g) * M_t \quad (2)$$

$$M_t = M_l + M_g \quad (3)$$

- Condiciones estándar.

$$M_{scg} = M_t * x_{sc} = \frac{x_{sc}}{x_g} * Q_g * \rho_g \quad (4)$$

$$M_{scl} = M_t * (1 - x_{sc}) = \frac{(1-x_{sc})}{(1-x_g)} * Q_l * \rho_l \quad (5)$$

A partir de las ecuaciones de flujo másico para la fase líquida y gaseosa a condiciones estándar, es posible obtener una relación que permita expresar la producción en términos del flujo volumétrico:

$$M_{scg} = Q_{scg} * \rho_{scg} = \frac{x_{sc}}{x_g} * \frac{\rho_g}{\rho_{scg}} * Q_g \quad (6)$$

$$M_{scl} = Q_{scl} * \rho_{scl} = \frac{(1-x_{sc})}{(1-x_g)} * \frac{\rho_l}{\rho_{scl}} * Q_l \quad (7)$$

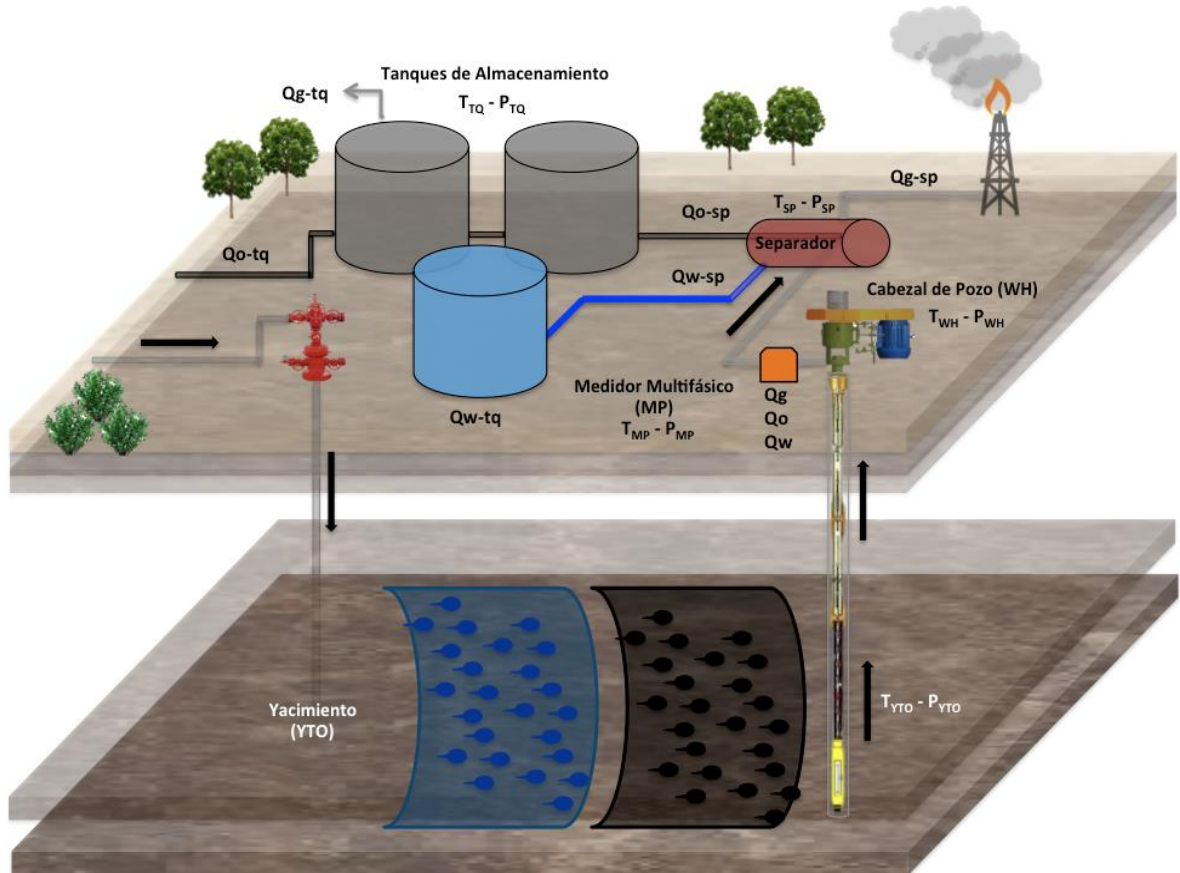
Es relevante mencionar que el cálculo de los volúmenes para las fases líquida y gaseosa en condiciones estándar, asumiendo un modelo de aceite negro, son función para el caso de los líquidos del factor volumétrico de formación para el aceite y para el caso del gas es función del factor volumétrico de formación para el gas y del factor de gas en solución.

$$Q_{osc} = \frac{Q_o(p,T)}{B_o(p,T)} \quad (8)$$

$$Q_{gsc} = \frac{Q_g(p,T)}{B_g(p,T)} + R_s(p,T) * Q_{osc} \quad (9)$$

A continuación, se presenta la figura 23, donde se relaciona la conversión de las unidades de flujo a lo largo del sistema desde el cabezal de pozo hasta las condiciones estándar en tanque.

Figura 23. Estandarización de los caudales de producción a condiciones de fiscalización empleando información de pruebas PVT.



4. RECUPERACION MEJORADA POR INYECCION DE POLIMEROS

La inyección de polímeros en Campo Casabe consiste en agregar polímero sintético tipo Poliacrilamida (PAAM) al agua de inyección con el objetivo de incrementar la viscosidad de la solución inyectada, para garantizar la máxima eficiencia de recuperación. La solución de polímero debe ser inyectada con la viscosidad requerida y que esta no sea afectada en su proceso de inyección por degradación que puede causarse principalmente por la presencia de Oxígeno disuelto en el agua. La poliacrilamida usada en la inyección de Casabe es de alto peso molecular y son sensibles a la degradación térmica, química y mecánica es necesario diseñar con precaución los equipos la dilución de polímero y el sistema de inyección.

El objetivo principal es mejorar la relación de movilidad agua-petróleo y permitir un desplazamiento y barrido más eficiente respecto a la inyección de agua convencional.

Modificar la Relación Movilidad Agua – Petróleo

$$M = \frac{K_{rw} \mu_o}{\mu_w K_{ro}}$$

- Aumentar la viscosidad del agua, Mejora la eficiencia del barrido.
- Valor deseado: $M \cong 1$

A continuación, las diferencias en el tipo de inyección, en la figura 24 se muestra el perfil de inyección convencional con agua y en la figura 25 se muestra el perfil de inyección de Polímeros, detallando el barrido de la zona de interés.

Figura 24. Perfil de Inyección de agua.



Fuente: Tomado de SNF-OIL

Figura 25. Perfil de Inyección de polímero



Fuente: Tomado de SNF-OIL.

5. OPERACIÓN PLANTA INYECCION DE POLIMERO – CASABE

La unidad o Planta de dilución de polímero y el patín de bombas TRIPLEX usado para la inyección de polímero, será llamado como un conjunto denominado PIU o (*Polymer injection unit o Planta de inyección de polímero*) cuyo fabricante y representante en Colombia es SNF.

Figura 26. Planta de inyección de polímero



Fuente: Tomado de Ecopetrol S.A.

La PIU ha sido diseñada para la mezcla y dilución de polímero seco (poliacrilamida) en agua e inyección de la solución final de polímero en agua al pozo, para el proyecto EOR con química dimensionado, escogido y usado en la actualidad en el campo CASABE, designando a la compañía SNF – FLOERGER como aliada en la implementación y desarrollo del proyecto PILOTO EOR con química.

Los equipos utilizados y en general toda la instrumentación asociada al funcionamiento de la PIU es de última generación, agrupando finalmente todo en un sistema Automatizado, monitoreado y controlado desde un software y SCADA desarrollado y diseñado por SNF según las necesidades y condiciones del campo CASABE.

Las plantas de inyección de polímero se pueden diseñar y ajustar su alcance según las necesidades del cliente y el porcentaje de recobro que se quiere obtener, a continuación, se detallan los rangos de operación para dar cumplimiento a las especificaciones de calidad de inyección de polímeros en la tabla 2.

Tabla 2. Parámetros de operación PIU.

Parámetro	Rangos de medición
Caudal de inyección disponible en cada pozo	400 - 750 [BPD]
Presión de Bombeo Disponible	1500 - 3000 [Psi]
Concentración Solución final Máxima	1000ppm

Fuente: Tomado de SNF-INC, especificaciones de calidad de inyección.

5.1. DESCRIPCION GENERAL DE LA UNIDAD

La unidad de dilución de polímero, está instalada dentro de un contenedor alto de 16m de longitud (Figura 27), a continuación, se listan los equipos principales para su funcionamiento en Campo CASABE:

- Una-(1) tolva de polímero seco equipada con un tornillo sin fin de transporte, la cual se usa para alimentar la tolva dosificadora de la FLOQUIP unidad laminadora de polímeros (PSU).
- Una-(1) FLOQUIP Unidad Laminadora de Polímeros PSU 100 (Figura 28), la cual se usa para la disolución de polímero y para la alimentación del tanque de maduración.
- Un-(1) tanque de maduración con cuatro cámaras y flujo de rebalse para asegurar que la disolución del polímero sea completa.
- Una-(1) bomba centrífuga, la cual se utiliza para la transferencia de agua y para la alimentación del FLOQUIP PSU 100.

- Dos-(2) filtros, las cuales se utilizan para filtrar el agua para la unidad de dilución de polímero.
- Dos-(2) líneas de alimentación de agua, las cuales se utilizan para regular el caudal de agua que alimenta el FLOQUIP PSU 100.
- Una-(1) línea de alimentación de agua, la cual se usa para regular el caudal de agua necesaria para la dilución posterior de la solución madre de polímero antes de la entrada al mezclador estático.
- Una-(1) bomba de cavidad progresiva, la cual se utiliza para la transferencia de solución madre de polímero desde la última cámara del tanque de maduración a través del mezclador estático y los filtros finales y hasta las bombas de inyección.
- Un-(1) generador de nitrógeno con tres líneas de alimentación de nitrógeno, las cuales se usan para inertización del tanque de maduración, de la FLOQUIP PSU 100 y para inertización externa (tanques de agua, etc.).
- Una-(1) compresor de aire, el cual se utiliza para la alimentación de aire de instrumentación.
- Un-(1) panel de control y potencia.

Figura 27. Contenedor de unidad de dilución de polímero



Fuente: Tomado de SNF-INC.

Figura 28. Unidad Laminadora de Polímeros PSU 100



Fuente: Tomado de SNF-OIL.

El sistema de filtración final, montado sobre un patín de 2,5 m x 1,9 m, contiene los siguientes equipos (Figura 29):

- Dos-(2) filtros finales valorados a 150 psig con cartuchos de filtración a 5 micrones.
- Una-(1) válvula automática para permitir flujo al filtro secundario en caso de alta diferencia de presión entre la entrada y salida del filtro principal.
- Un-(1) sumidero integral al patín y una bomba de sumidero.

Figura 29. Patín de filtración final.



Fuente: Tomado de SNF-INC.

El sistema de inyección, montada sobre un patín de 2,5 m x 13 m, contiene los siguientes equipos (figura 30):

- Cuatro-(4) bombas de alta presión, las cuales se utilizan para inyectar solución de polímero en los pozos de inyección.

Figura 30. Patín de Bombas de Inyección.



Fuente: Tomado de SNF-INC.

5.2. RESUMEN FILOSOFIA OPERATIVA

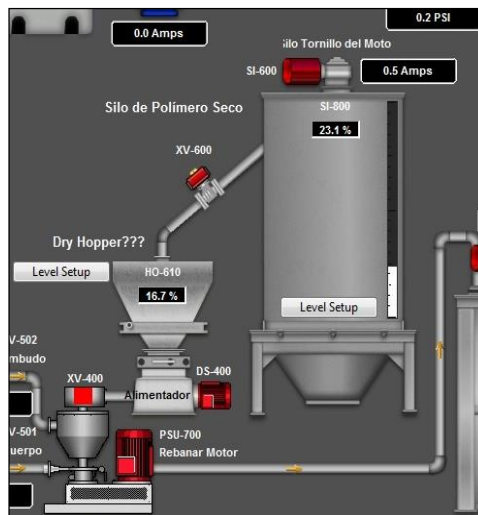
- Las bolsas de polímero seco de 25KG se cargan de forma manual al silo, este silo tiene un tornillo sin fin vertical de carga el cual alimenta a la tolva dosificadora de la FLOQUIP PSU. Debido al consumo diario se establecido una vez la planta se estabilizo, las cargas diarias de bolsas de 25KG según el promedio de inyección diario (Figura 31 y Figura 32).

Figura 31. Representación real Silo y tolva dosificadora



Fuente: Tomado de SNF-INC.

Figura 32. Representación esquemática Silo y tolva dosificadora

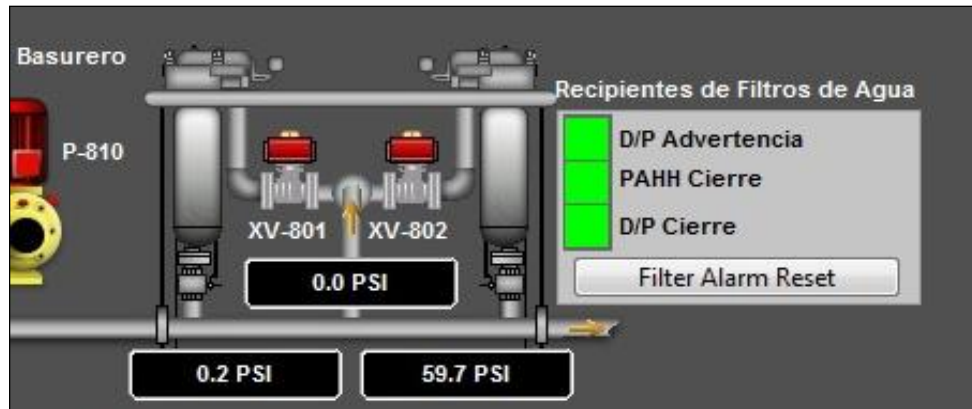


Fuente: Tomado de SNF-INC.

- El llenado de la tolva dosificadora de la FLOQUIP PSU se controla por un sensor de radar, el cual está enlazado con una válvula de cierre y el tornillo sin fin vertical de carga mencionado anteriormente. El polímero seco entra al cono de humectación de la PSU con la utilización de un tornillo sin fin dosificador.

- Una bomba centrífuga transporta el agua suministrada por los tanques de almacenamiento de 400bls a la unidad de la filtración de agua (Figura 33).

Figura 33. Representación Esquemática Filtros de Agua.



Fuente: Tomado de SNF-INC.

- Al salir de la unidad de filtración, el flujo de agua se divide en tres. Se utilizan dos de las tres corrientes para alimentar la FLOQUIP PSU (una corriente se utiliza para pre-humectar el polímero y el otro se utiliza para diluir más al polímero con fin de producir una solución madre) y la tercera se utiliza para dilución posterior de la solución madre y se introduce entre la salida del tanque de maduración y la entrada del mezclador estático. El caudal de cada corriente está regulado por una válvula de control que está enlazada con un caudalímetro electromagnético.
- El polímero seco y el agua de pre-humectación se combinan en la FLOQUIP PSU. La solución que resulta combinada con más agua, para llegar a la concentración definida para la solución de madre, se transfiere a la primera cámara del tanque de maduración (Figura 34), el cual está diseñado para mejorar la disolución de la solución madre. La solución mueve de una cámara a la otra por flujo de rebalse. Se mide el nivel de la solución madre en la última cámara del tanque utilizando un transmisor de nivel por presión diferencial el cual controla la puesta en marcha y paro del FLOQUIP PSU.

Figura 34. Representación esquemática Tanques de Maduración

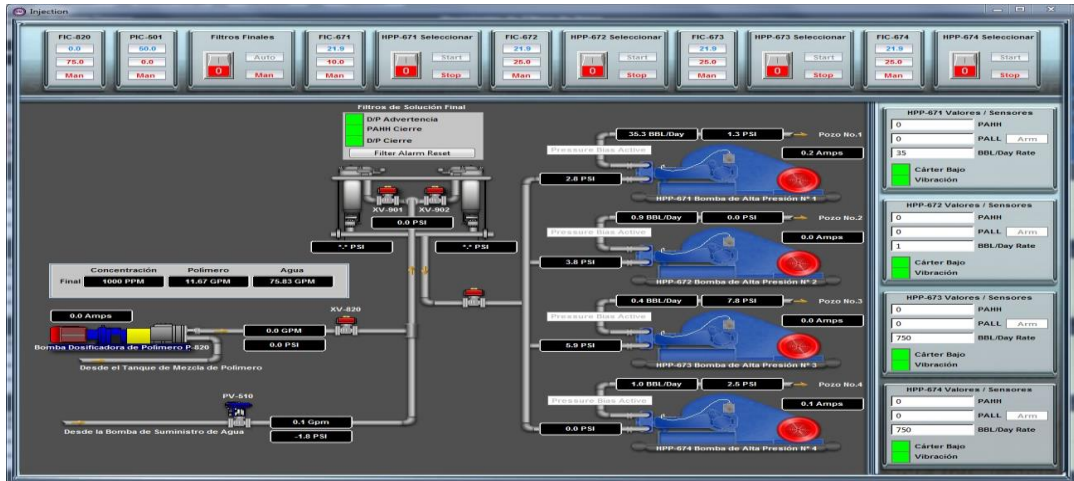


Fuente: Tomado de SNF-INC.

- Protección con atmósfera de nitrógeno a presión de 2 – 3 oz/in² está disponible. Existen cuatro líneas de suministro de nitrógeno: dos (2) líneas para el suministro a la FLOQUIP PSU (80 mbar) y al tanque de maduración (50 mbar), una línea para mantener equilibrio entre la FLOQUIP PSU y el tanque de maduración y una línea para suministro externo de nitrógeno para inertización. Un regulador se utiliza para regular la presión de nitrógeno.
- Una bomba de cavidad progresiva transfiere la solución madre desde la última cámara del tanque de maduración hasta el mezclador estático. Un sensor de nivel muy bajo en la última cámara del tanque protege la bomba contra la ausencia de solución.
- La solución madre saliendo de esta bomba y el agua de dilución posterior se mezclan por medio de una te en la tubería y los dos corrientes entran juntas al mezclador estático. Esta mezcla se transfiere hasta la entrada del patín de los filtros finales. Una vez se filtra, la solución se transfiere continuamente a la entrada del patín de inyección la cual contiene las cuatro bombas de alta presión (Figura 35). La velocidad de cada bomba está controlada por un variador de frecuencia que esta enlazado con un caudalímetro en la tubería de succión.
- El caudal del flujo de la solución madre está controlado por un variador de frecuencia y un cálculo entre el flujo total medido en la tubería de succión de cada bomba de inyección y la proporción entre la concentración final deseada y la concentración de solución madre especificada.

El caudal del agua de dilución posterior está controlado por una válvula de control y un sensor de presión ubicada en la tubería de succión de cada bomba de inyección.

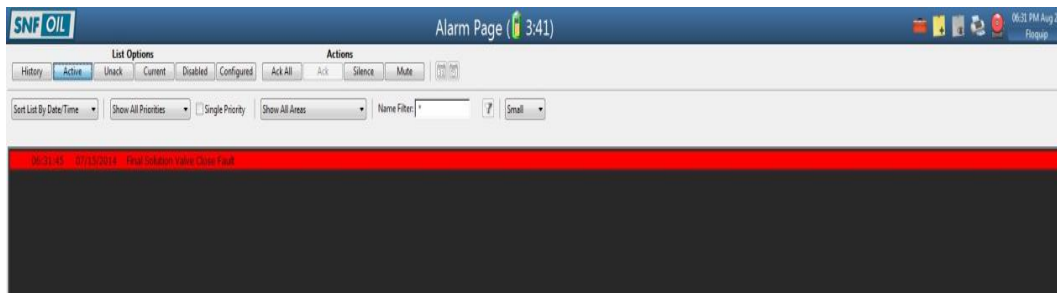
Figura 35. Representación esquemática Patín de Inyección



Fuente: Tomado de SNF-FLOQUIP.

- El sistema SCADA para monitoreo y control de la PIU tiene tres tipos de alarmas: alarmas del sistema de dilución, alarmas del sistema de inyección, y alarmas de detección de gas (Figura 36). Esta herramienta es de gran utilidad para dar un primer diagnóstico de la falla o los problemas que este presentando la unidad.

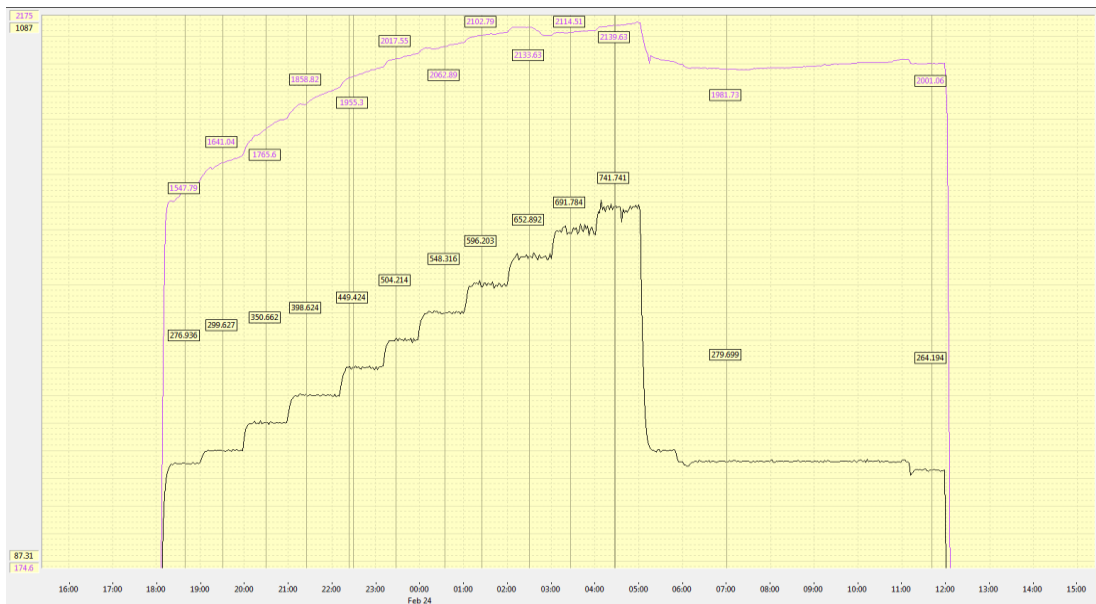
Figura 36. Ventana operativa de alarmas SCADA.



Fuente: Tomado de SNF-INC.

- El sistema ofrece la posibilidad de verificar tendencias e históricos de las variables de funcionamiento. En la Figura 37 se muestra los resultados para una prueba SRT, donde la curva de color negro hace referencia al caudal asignado en el SCADA y la curva purpura corresponde a los valores de presión en descarga y su respectivo incremento una vez se aumenta cada hora el caudal de descarga. Esta herramienta ha sido de gran ayuda para caracterizar el proceso y ajustarlo a las condiciones del campo, de igual forma ante cualquier requerimiento adicional de ECOPETROL S.A. es posible obtener el histórico detallando la fecha exacta para analizar cualquier cambio de comportamiento.

Figura 37. Imagen ejemplo de graficas de tendencia e históricos de operación.



Fuente: Tomado de SNF-INC.

5.2.1. Control y protecciones del sistema en la Inyección. El sistema realiza el control de la inyección en base a la máxima presión permitida según el caudal deseado. Se conoce previamente que el límite máximo de presión en cabeza es de 2000 [psi] para evitar una fractura en la formación, este valor es ingresado al SCADA, sin embargo, el sistema como seguridad adicional solo permite una ventana operacional para la presión del 98% esto quiere decir que el sistema automatizado permitirá mantener la inyección hasta cuando

se registre en la descarga una presión de 1960psi, una vez se llegue a esta frontera el sistema automáticamente iniciara a perder caudal de inyección manteniendo la presión máxima de 1960psi.

Según especificaciones y hoja de datos de los equipos, las bombas triplex dimensionadas para el proyecto pueden inyectar un caudal máximo de 750BPD pero según las condiciones de la formación en CASABE, se puede inyectar ese caudal siempre y cuando no se supere la presión de fractura. En cuanto a las protecciones adicionales del equipo se cuentan con las siguientes:

- Alarma con sensor de vibración en cada bomba.
- Damper con su respectiva re-circulación.
- Alarma por bajo nivel de aceite en los engranajes y rodamientos.
- Alarma por presurización del sistema.

5.3. PARAMETROS DE ARRANQUE Y OPERACIÓN

Para el inicio de la operación se establecieron los siguientes valores:

Tabla 3. Parámetros de Arranque de operación PIU.

Parámetro	Valor
Caudal de inyección para cada pozo	300 [BPD]
Viscosidad	19,6cp +/- 10%
Concentración Solución	500ppm

Fuente: SNF-INC, Tomado de protocolo de arranque PLANTA EOR.

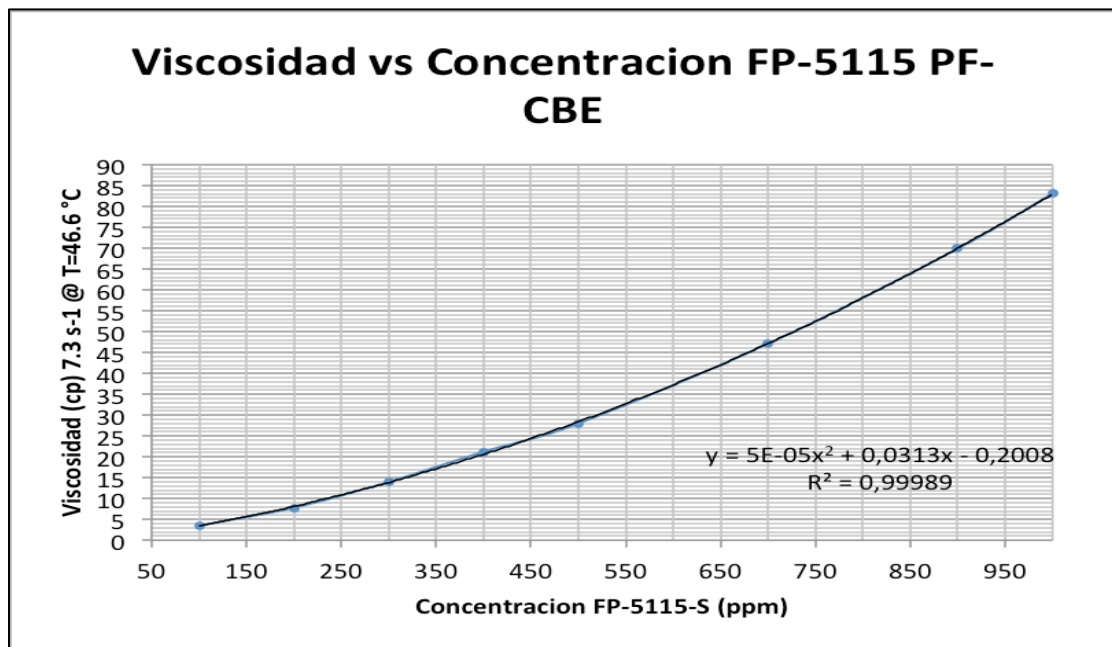
Una vez se inicia la inyección, pasando los meses se evidencia una serie de restricciones e inconvenientes en la admisión de inyección donde finalmente la estrategia y protocolo implementado inicialmente no se puede cumplir con rigurosidad y es necesario establecer un nuevo protocolo según las máximas condiciones que permita cada pozo inyector.

5.4. DESCRIPCIÓN POLÍMERO UTILIZADO

El polímero que se usa en Campo CASABE es **POLIACRILAMIDA (PAAM)** este es un polímero biodegradable de alto peso molecular, su composición es patentada por SNF y se ajusta según los requerimientos planeados para el campo CASABE en los estudios de PREFACTIBILIDAD, una de sus principales características es su alto poder viscosificante.

Garantizando las condiciones mínimas de calidad del agua usada para la mezcla y preparación de solución de inyección, el comportamiento de la viscosidad Vs Concentración se describe en la figura 38.

Figura 38. Curva Viscosidad Vs Concentración Polímero Flopaam.



Fuente: SNF-INC, pruebas de laboratorio de polímero FLOPAAM – CASABE

6. OPERACIÓN DEL EQUIPO MPFM EMPLEADO EN LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

La selección de la tecnología de medición multifásica para realizar las pruebas de seguimiento al proyecto EOR previsto para el campo, se evaluó teniendo en cuenta las ventajas que ofrecen estos equipos con relación a la tecnología de medición convencional.

Los equipos de medición convencional se caracterizan por su robustez y gran tamaño debido a que se establecían sistemas de separación para cada una de las fases involucradas en el flujo, para medirlas posteriormente de forma independiente con un margen de error considerable ya que las separaciones no eran cien por ciento efectivas. Los equipos modernos de medición multifásica van más adelante y buscan realizar esta misma medición evitando la separación individual de cada fase y atenuando el margen de error propio de los primeros equipos de medición. Los actuales equipos de medición permiten realizar mediciones con alta precisión bajo una gran variedad de condiciones en diversos campos de petróleo y gas. Los rangos en los parámetros de producción bajo los cuales pueden operar los equipos que cuentan con esta tecnología se presentan en la tabla 4.

Tabla 4. Parámetros de operación para equipos de medición multifásica.

Parámetro	Rangos de medición
Caudal	50 – 35.000 [BFPD]
GOR	100 – 12.000 [scf/STB]
Water Cut	0 – 95 [%]
Presión	14,7 – 10.000 [psia]
Temperatura	65 - 150 [°C]

Fuente: Tomado del foro de lineamientos de medición México 2012.

El objetivo fundamental de los medidores de flujo multifásico es determinar los caudales de cada uno de los componentes presentes en la línea de flujo, para ello es necesario hacer uso de varias tecnologías de forma simultánea en un mismo equipo que permita calcular el caudal de cada una de las fases y fluidos presentes.

El equipo de medición de flujo multifásico, MPFM por sus siglas en inglés, empleado para las pruebas de producción previstas para evaluar la inyección de agentes poliméricos como método de recobro mejorado de aceite en el campo Casabe, es un equipo que emplea principalmente dos equipos con tecnologías que buscan determinar en primera instancia el flujo de producción total y consecutivamente discretizar de ese volumen total de fluidos que fracción corresponde a gas y líquido para posteriormente determinar que fracción de líquidos corresponde a aceite y que fracción corresponde a agua.

La medición del caudal registrado por el equipo se realiza a través de un principio físico que establece que un fluido a una velocidad y presión determinada sufre una alteración de estos parámetros al ser sometido a una variación en la sección de flujo. Este principio se conoce como efecto Venturi y se basa en el principio de conservación de la energía mecánica y permite relacionar dos variables involucradas en el fenómeno de forma directa: presión y velocidad. Estos dos parámetros se pueden relacionar a través de la ecuación de Bernoulli, y es gracias a este principio y ecuación hidráulica, que podemos traducir los valores de presiones se obtienen a la entrada y salida de la sección de menor diámetro del Venturi, de área conocida, que podemos calcular en primera instancia la velocidad y posteriormente el caudal de fluido de aporte del pozo.

Figura 39. Representación esquemática del flujo a través del Venturi.



Fuente: Tomado de (HAIMO, 2012).

La ecuación de Bernoulli presentada a continuación en la ecuación 10, es una herramienta matemática que, entre diversas aplicaciones, permite relacionar las variables de presión y caudal (Velocidad/Área), pero cuenta con limitaciones ya que asume fluidos no compresibles, flujo laminar y no relaciona efectos de deslizamiento entre fases.

$$\frac{1}{2}\rho V_1^2 + \rho g h_1 + P_1 = \frac{1}{2}\rho V_2^2 + \rho g h_2 + P_2 \quad (10)$$

Es por esta razón que se acude a realizar modificaciones a la misma con el fin de incluir los efectos presentados cuando existe más de una fase y estas son ligeramente compresibles, perdidas a causas de la turbulencia del flujo y la geometría del Venturi.

$$Q_m = KCEd^2\sqrt{\Delta P\rho_{mix}} \quad (11)$$

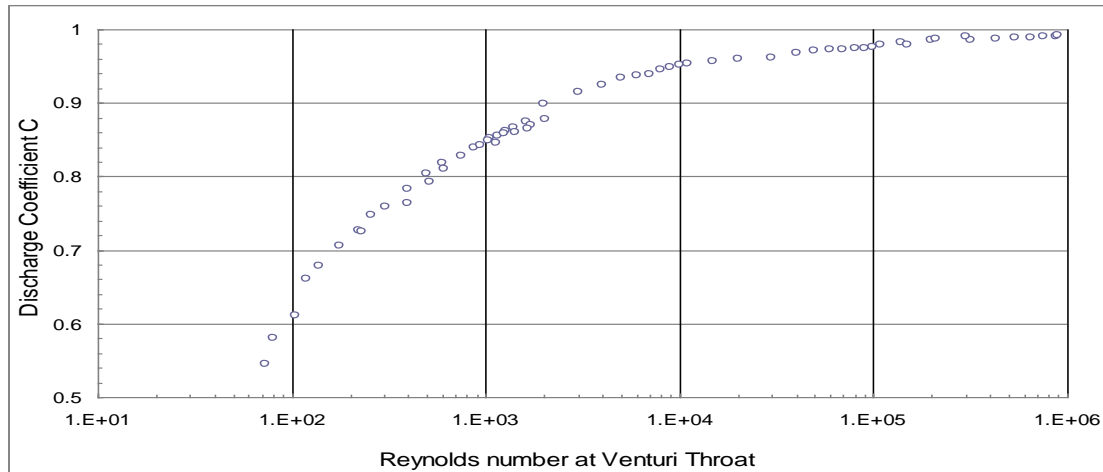
$$Q_v = KCEd^2\sqrt{\frac{\Delta P}{\rho_{mix}}} \quad (12)$$

Las ecuaciones 11 y 12 relacionan el flujo másico y volumétrico con la caída de presión presentada a través del Venturi.

- **Qm:** Caudal másico @ condiciones de línea [kg/h].
- **Qv:** Caudal volumétrico @ condiciones de línea [m³/h].
- **K:** Coeficiente unitario, 0.004.
- **C:** Coeficiente de descarga, dependiente del Número de Reynolds.
- **E:** Coeficiente de velocidad avanzada.
- **d:** Diámetro interno de la garganta del Venturi, [mm].
- **DeltaP:** Presión diferencial en el Venturi [Pa].
- **Pmix:** Densidad de la mezcla @ condiciones de línea [kg/m³].

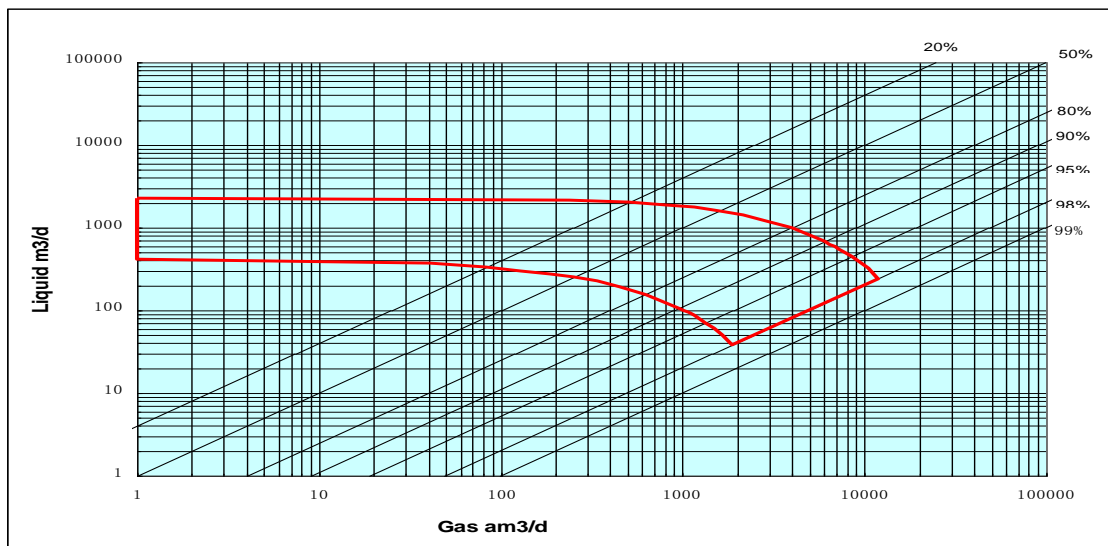
Empíricamente se desprecia el fenómeno de deslizamiento cuando las presiones de operación son superiores a 1.5 Mpa. En la figura 40, se relaciona el coeficiente de descarga y el número de Reynolds. De acuerdo al diámetro del Venturi empleado, se establece la envolvente de operación que relaciona el volumen de líquido y el volumen de gas así como la relación líquido-gas que puede medir de forma adecuada el equipo.

Figura 40. Coeficiente de descarga vs Número de Reynolds.



Fuente: Tomado de (HAIMO, 2012).

Figura 41. Envoltorio de operación de caudales de flujo y relaciones líquido-gas para una medición adecuada de acuerdo al diámetro del Venturi.

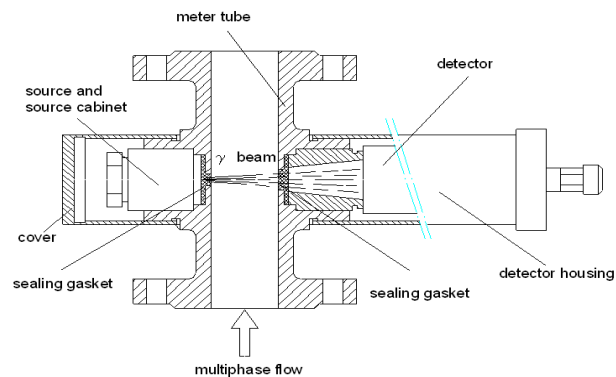


Fuente: Tomado de (HAIMO, 2012).

Los medidores multifásicos con tecnología Gamma Ray emplean como principio de operación la absorción de la radiación electromagnética emitida por una fuente y la atenuación que dicho elemento genera al paso de la radiación.

Es de esta manera que se puede determinar la composición del fluido, pero adicionalmente a la composición, es necesario conocer el volumen de flujo total que ingresa al equipo para poder determinar junto a la fracción, el caudal de los fluidos de crudo, agua y gas aportados por la formación al pozo.

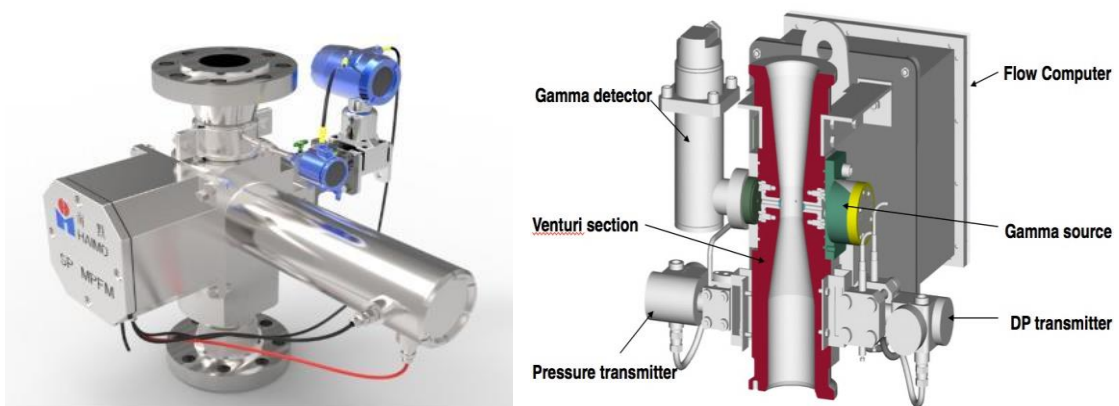
Figura 42. Representación esquemática del principio de operación de los equipos de medición multifásica con tecnología Gamma Ray.



Fuente: Tomado de (HAIMO, 2012).

La figura 43 presenta la configuración del equipo base de medición de flujo multifásico y sus componentes principales.

Figura 43. Configuración del equipo de medición multifásica con los sistemas de medición físico de caudal y medición composicional radiactiva.



Fuente: Tomado de (HAIMO, 2012), www.haimo.com.cn

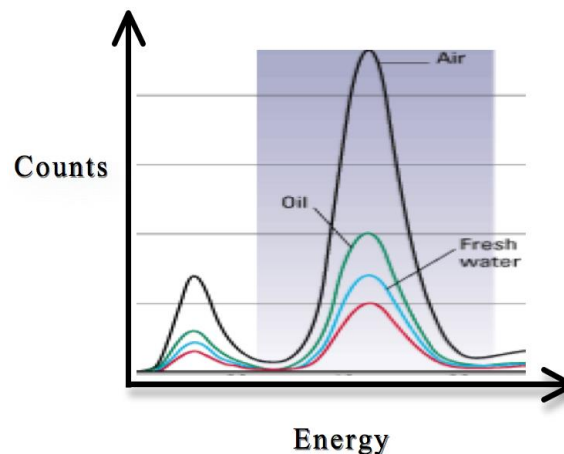
6.1. FUENTE GAMMA.

Los rayos gamma tienen la habilidad de atravesar la materia, a causa de este efecto se genera una pérdida de energía debido a las colisiones de estos con otras partículas. La atenuación másica es diferente de acuerdo al tipo de elemento o fase que entra en contacto con la radiación electromagnética, en el caso de la medición de hidrocarburos, la pérdida de energía detectada en el DGT, digital gamma transmitter, difiere de la densidad y de la fase del elemento en contacto con la radiación.

Con el fin de proporcionar un valor cuantitativo a la radiación detectada y poder cuantificar la radiación residual en el DGT, se establece un parámetro adimensional que se denominará **cuentas**, y el número de cuentas registradas en el detector es inversamente proporcional a la radiación absorbida; si las cuentas detectadas son altas es a causa de la baja atenuación másica del elemento irradiado. Por esta razón la fase gaseosa registrará en el detector un mayor número de cuentas debido a la baja atenuación a causa de la alta dispersión de las partículas gaseosas; de lo contrario la fase líquida al ser más densa, genera una mayor atenuación de la radiación y las cuentas percibidas en el detector serán más bajas con relación a la fase gaseosa.

En la figura 44 se presenta un esquema que representa las cuentas absorbidas de acuerdo a la fase y a la densidad del fluido.

Figura 44. Esquema de las cuentas registradas en el detector, de acuerdo a la fase y componente irradiado por la fuente.



Fuente: Tomado de (HAIMO, 2012).

La fuente utilizada, en el equipo de medición multifásica empleado en las pruebas de producción del pozo, corresponde a Am241.

El Americio 241 es un isótopo que tiene una vida media de 433 años. La cápsula de la fuente se compone de una zona conocida como ventana, a través de la cual la fuente emite directamente la radiación sobre el objetivo.

En la figura 45 se presenta la cápsula que contiene el isótopo radiactivo de Am241.

Figura 45. Imagen de la cápsula que contiene el isótopo radiactivo de Am241.



Fuente: Tomado de (HAIMO, 2012).

6.2. DETECTOR GAMMA.

El detector de rayos gamma, como su nombre lo indica, es un dispositivo que permite cuantificar a través de las cuentas, la radiación residual después de la atenuación causada por el fluido. El Digital Gamma Transmitter, como también es conocido, realiza una conversión de los fotones absorbidos a pulsos eléctricos que son transformados en señales electrónicas que permiten cuantificar la radiación a cuentas, que son un parámetro cuantitativo de la radiación.

Figura 46. Imagen del dispositivo de conversión de radiación electromagnética a pulsos eléctricos.



Fuente: Tomado de (HAIMO, 2012).

6.3. SECCIÓN VENTURI.

En esta sección se dispone el instrumento destinado a la medición de los volúmenes de fluido que produce el pozo, empleando como principio la caída de presión generada cuando los estos fluyen desde una sección de mayor área transversal a una de menor área transversal.

6.4. TRANSMISOR DE PRESIÓN.

El transmisor de presión es un sensor que convierte en señales eléctricas las variaciones en la presión que se presentan en el equipo, permitiendo visualizar la presión de descarga del fluido del pozo hacia las facilidades de superficie en información digital legible en el software de medición.

6.5. TRANSMISOR DE DP.

El transmisor de diferencial de presión como su nombre lo indica, permite transmitir la caída de presión presentada en la sección de menor área transversal del Venturi mientras el fluido se mueve a lo largo del dispositivo, esta información es indispensable para calcular el volumen de fluido que se desplaza a través de la tubería y por consiguiente establecer la producción del pozo.

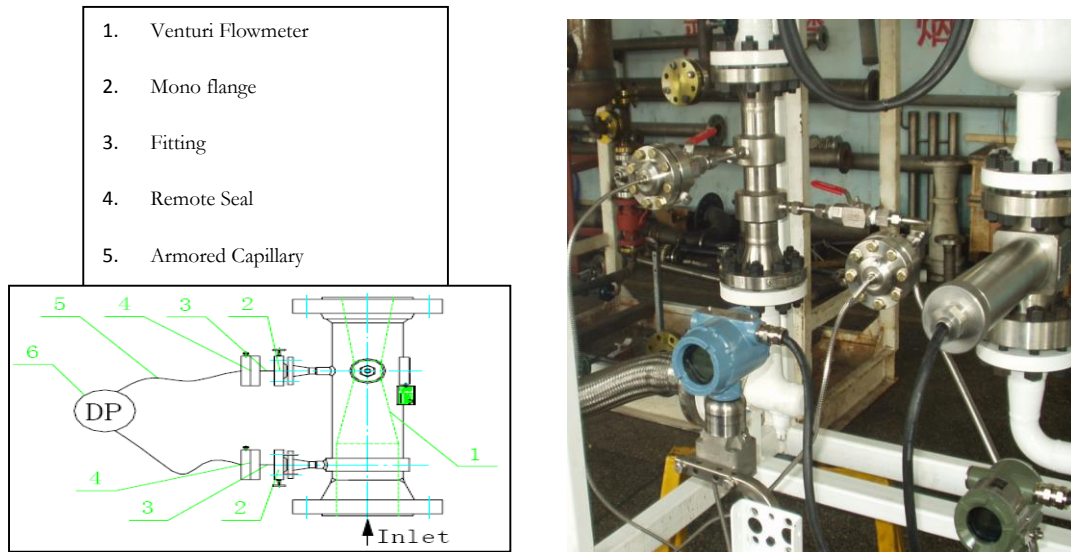
Figura 47. Imagen del transmisor de diferencial de presión.



Fuente: Tomado de <http://iamechatronics.com>.

En la figura 48, se presenta la disposición de los equipos de medición de flujo y de presión para el equipo de medición multifásica.

Figura 48. Configuración del sistema de medición de flujo y transmisor de presión en el equipo de medición multifásica.



Fuente: Tomado de (HAIMO, 2012).

6.6. COMPUTADORA DE FLUJO.

El computador de flujo es el “cerebro” del equipo de medición y permite procesar, guardar información y realizar los cálculos requeridos, compilando la información prevista por los diferentes sensores que hacen parte del equipo, para determinar los volúmenes por unidad de tiempo de cada uno de los fluidos presentes en la línea de producción del pozo.

Figura 49. Disposición de la computadora de flujo en el equipo de medición multifásica.



Fuente: Tomado de www.haimo.com.cn

7. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO CBE

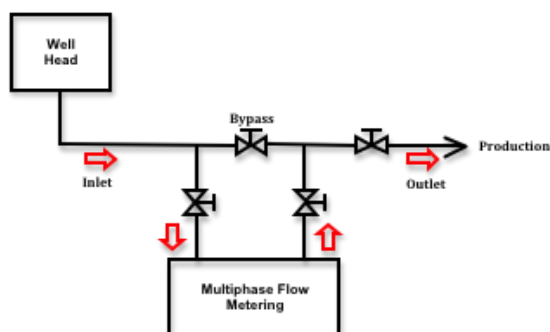
Previamente al acople del equipo de medición multifásica empleado para realizar las pruebas de producción al pozo de interés, es necesario adelantar de forma conjunta con el cliente, un análisis tanto HSE para evaluar las condiciones de la locación como técnico para revisar las estadísticas de los trabajos previos o próximos a desarrollar con el fin de que la prueba de producción sea representativa y se desarrolle bajo condiciones normales de operación.

Previo a la autorización y al aseguramiento de las condiciones para desarrollar de manera adecuada el trabajo, se procede a realizar los acoples de las líneas de entrada y salida del equipo con las líneas de prueba que se encuentran reguladas por un juego de válvulas que permitan desviar el flujo hacia las líneas de producción o hacia las líneas de prueba; estas se acoplan al equipo para la evaluación del fluido y este posteriormente es dirigido a la salida del equipo y finalmente a la línea de producción.

Esta tecnología brinda esta ventaja operativa al permitir desarrollar pruebas de producción a los pozos sin hacer uso de las facilidades en el campo previstas para desarrollar este tipo de pruebas, adicionalmente no genera alteraciones en la producción del pozo garantizando plena normalidad operativa, permite una instalación rápida y segura, así como adquisición de información en tiempo real.

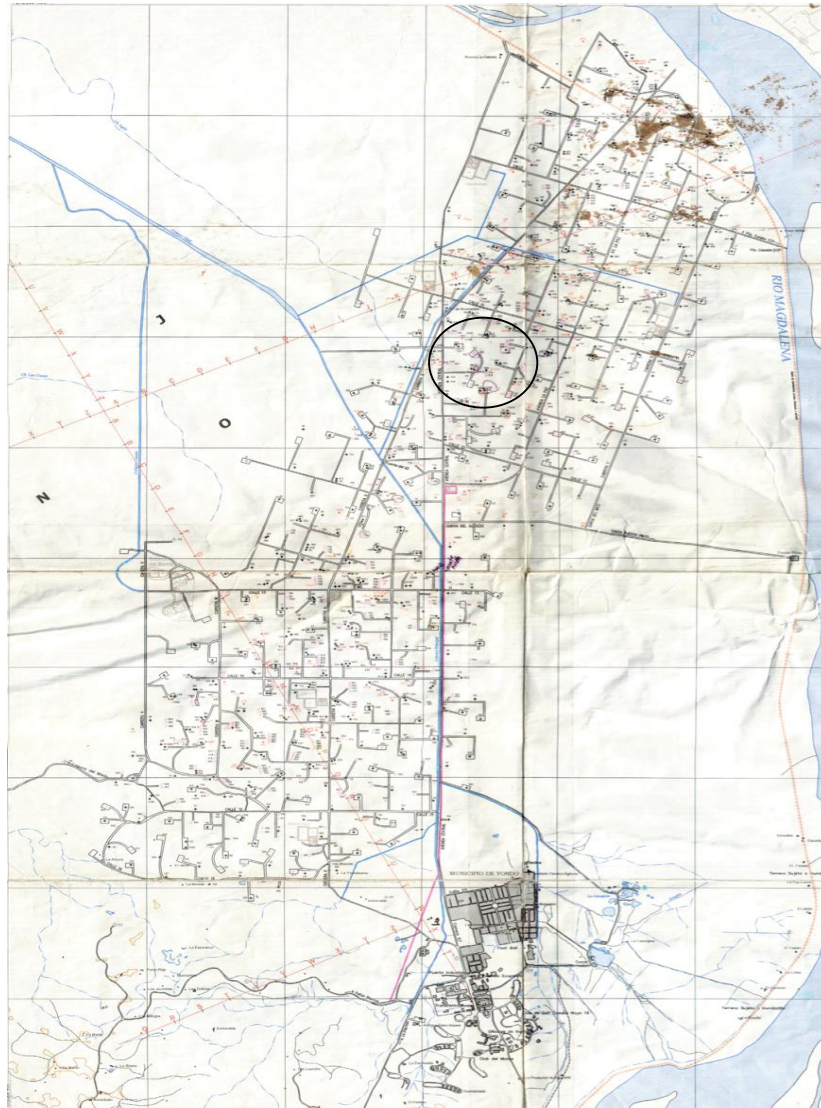
En la figura 50 se representa el layout o arreglo previsto para el acople del equipo de medición multifásica a las facilidades del cabezal del pozo CBE, para la ejecución de la prueba de producción.

Figura 50. Layout del equipo de medición multifásica durante las pruebas de producción realizadas al pozo CBE.



A continuación, se presenta la localización geográfica del pozo CBE situado en el campo Casabe.

Figura 51. Localización del pozo CBE situado en campo Casabe.



Fuente: Tomado de ECOPETROL S.A.

En la figura 52 se presentan las imágenes correspondientes al pozo de interés localizado en el campo Casabe, intervenido dentro del proyecto EOR y evaluado a través de pruebas de producción mediante equipos de medición multifásica.

Figura 52. Pozo CBE localizado en campo casabe, intervenido bajo el proyecto de recobro mejorado de aceite y evaluado bajo pruebas de producción a través de equipos de medición multifásica.



Fuente: Tomado de ECOPETROL S.A.

7.1. PROCEDIMIENTO DE CALIBRACIÓN DE LOS FLUIDOS DEL POZO CBE.

Es necesario para realizar una medición apropiada, calibrar los fluidos de producción extraídos por el pozo de interés, esto con el fin de determinar los coeficientes de atenuación másica que los fluidos realizan a la radiación emitida por la fuente de Am 241. Es por esto que se realiza un procedimiento que establece medir este parámetro para dos de los tres fluidos presentes en la producción del pozo: aceite y agua.

Este procedimiento se lleva a cabo tomando muestras del fluido de producción del pozo, posteriormente se realiza una separación adecuada del aceite y del agua y finalmente estos se depositan en la sección de influencia directa de la radiación electromagnética, primero se deposita y realiza la calibración del agua y después la calibración del aceite. Desde el equipo de cómputo que contiene el software de medición multifásica se da inicio a la calibración de un fluido para obtener el coeficiente de atenuación másica, este permitirá al equipo correlacionar cuando inicie la prueba de producción y la radiación incida sobre el flujo, reconocer el fluido con características similares al patrón o referencia de atenuación másica fijado en la calibración inicial y discretizar la fracción correspondiente al aceite y al agua.

Este procedimiento es definitivo para garantizar datos de medición apropiados, por esta razón la importancia de realizar una separación adecuada de los fluidos de producción para asegurar una buena calibración que se traducirá en resultados confiables que se corroboraran durante la prueba con análisis de laboratorio periódicos de los fluidos de producción.

Figura 53. Calibración de los fluidos de producción del pozo CBE.

The screenshot shows a software interface for calibrating production fluids. It features a table of calibration data, a 'Calibration Condition' section, and a 'Reference Parameter' section.

NO	HighEnergy	LowEnergy
1	468411	674309
2	467725	675569
3	468520	675262
4	468316	673065
5	466386	674834
6	467976	674021
7	468139	676136
8	468197	673254
9	468833	674365
10	466993	673356
11	467346	674922
12	467096	676580
13	466356	675543
14	467888	675630
15	469265	674397
16	466864	677758
17	467714	675586
18	466530	675371
19	466726	676660
20	467702	675191
21	467551	674842
22	467617	675522
23	466821	675952

Calibration Condition

	Density(kg/m3)	Temperature(Deg. C)	Pressure(kPa)
<input type="checkbox"/> AutoCal Water	1000.186	Water 29.46	Water 99.567
<input type="checkbox"/> AutoCal Oil	924.341	Oil 30.34	Oil 99.593
<input checked="" type="checkbox"/> AutoCal Gas	1.2040000	Gas 37.30	Gas 98.463

Reference Parameter

Dual Sensor D(mm) [13.63] Dual Reference Temp(Deg C) [27.01]

Air Count

High Energy [467581] Low Energy [675266]

Water Count

High Energy [407473] Low Energy [353034] Cal

Water Mass Absorption Coefficient

High Energy (cm2/g) [0.1036846563] Low Energy (cm2/g) [0.5255512595]

Oil Count

High Energy [412960] Low Energy [448328] Cal

Oil Mass Absorption Coefficient

High Energy (cm2/g) [0.0963892043] Low Energy (cm2/g) [0.3389562964]

Gas Count

High Energy [468822] Low Energy [679568] Cal

Gas Mass Absorption Coefficient

High Energy (cm2/g) [0.0963892043] Low Energy (cm2/g) [0.3389562964]

Buttons: Start, Stop, Delete, Export, Calculate, Save, Import, Close

Last Calibrated Date: 2014-10-05

Fuente: Tomado de ECOPETROL S.A.

Cabe mencionar que es importante realizar con una periodicidad establecida por la compañía fabricante de los equipos de medición multifásica una calibración en aire para revisar el decaimiento natural de la fuente radioactiva y garantizar su adecuada operación.

7.2. PROCEDIMIENTO DE ACOPLE DEL EQUIPO DE MEDICIÓN MULTIFÁSICO AL CABEZAL DEL POZO E INICIO DE LA PRUEBA DE PRODUCCIÓN.

Para realizar el acople del equipo de medición multifásica a la línea de producción localizada al costado del cabezal del pozo, se deben retirar los sellos ciegos de las bridas situadas en las línea de prueba de entrada y descarga, paralela a la línea de producción. Posteriormente se realiza la conexión de las dos tuberías de 2" del equipo correspondiente a la entrada y salida del fluido de producción a las líneas de prueba correspondientes para finalmente realizar la manipulación de las válvulas presentes en las líneas y desviar el flujo de la línea de producción a la línea de prueba.

Finalmente se da comienzo desde el equipo de cómputo asociado al medidor de flujo multifásico el inicio de la prueba de producción y se evalúan parámetros de operación como presión y temperatura así como la hermeticidad en el sello de las líneas de conexión del equipo con las facilidades del pozo para verificar el estado de la operación y garantizar que esta se desarrolle de forma segura.

Figura 54. Imagen del equipo de medición multifásico acoplado al pozo CBE durante una prueba de producción.



Fuente: Tomado de ECOPETROL S.A.

7.3. INCONVENIENTES OPERACIONALES DURANTE LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.

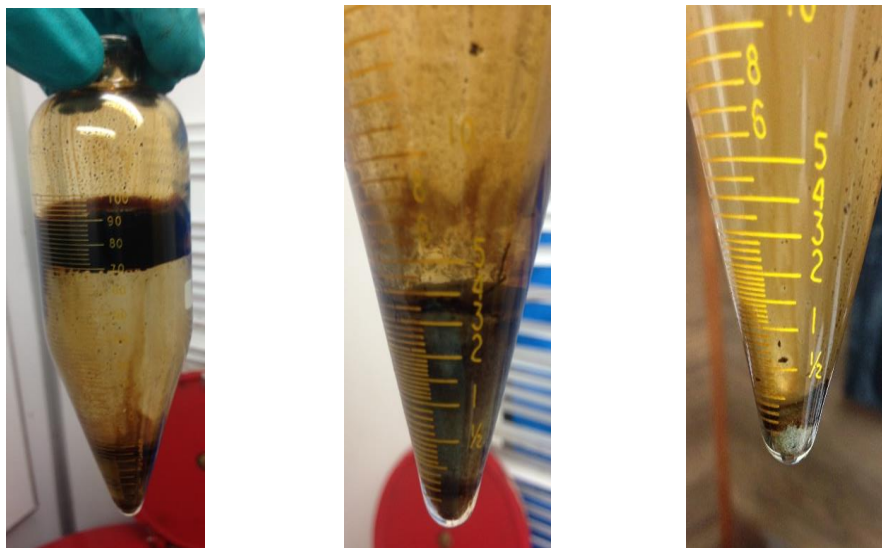
Para las pruebas desarrolladas al pozo de interés solo en una oportunidad se presentó un suceso de incremento anormal en los sedimentos, que se percibe inicialmente en el equipo por una medición errática en el corte de agua al indiciar súbitamente un incremento en este parámetro de un 100%, es decir indicando como si el fluido de producción correspondiera completamente a agua. Esto se debe a

que el agua al ser un componente más pesado que el aceite presente un coeficiente de atenuación másica superior que el del aceite, al existir presencia de arena que es más pesada que el agua, el equipo relaciona que este componente nuevo y más pesado que los calibrados inicialmente en el equipo presenta una mayor similitud a la referencia del parámetro de atenuación mayor registrado en la calibración que corresponde al agua.

El desarrollador del equipo de medición establece dentro de las especificaciones de operación que el mayor porcentaje de sedimentos que tolera el equipo es del 1.5%, valores superiores a este límite generan un riesgo en la integridad del equipo, en esta ocasión el porcentaje de sedimentos superó esta cota por lo que el procedimiento establecido para este caso es la desalineación del equipo y la alineación del pozo directamente a la línea de producción.

Adicionalmente durante la presencia de sedimentos en el flujo de producción, estudiado a través de la facilidad de toma muestras dispuesta a un costado del cabezal del pozo, la prueba de medición se suspende hasta garantizar una reducción en la cota límite de seguridad del medidor así como hasta tanto no se logre evidenciar normalidad y congruencia en los valores de corte de agua registrados por el equipo.

Figura 55. Imagen del incremento y posterior disminución en los sedimentos durante una prueba de producción al pozo CBE.



Fuente: Tomado de ECOPEPETROL S.A.

Un problema adicional que puede presentarse durante las pruebas de producción a los pozos de interés es la obstrucción en la garganta del Venturi, encargado de permitir gracias a su diseño, la caída de presión del fluido de producción para determinar el caudal de flujo. Además de los sedimentos asociados a la producción que pueden presentarse por diversos factores como la reducción en la presión de fondo fluyente para incrementar la tasa de producción, la naturaleza de un subsuelo poco consolidado y en menor proporción también por la incorporación de material particulado a causa de trabajos de intervención que pueden incorporar sólidos a las líneas de flujo.

Cuando se presenta una obstrucción en el Venturi se percibe en el software una medición errática en la presión y en las tasas de producción normal registradas a lo largo de la prueba; si la anomalía en estos parámetros persiste es necesario suspender la prueba y proceder a revisar el equipo en detalle para verificar si existe

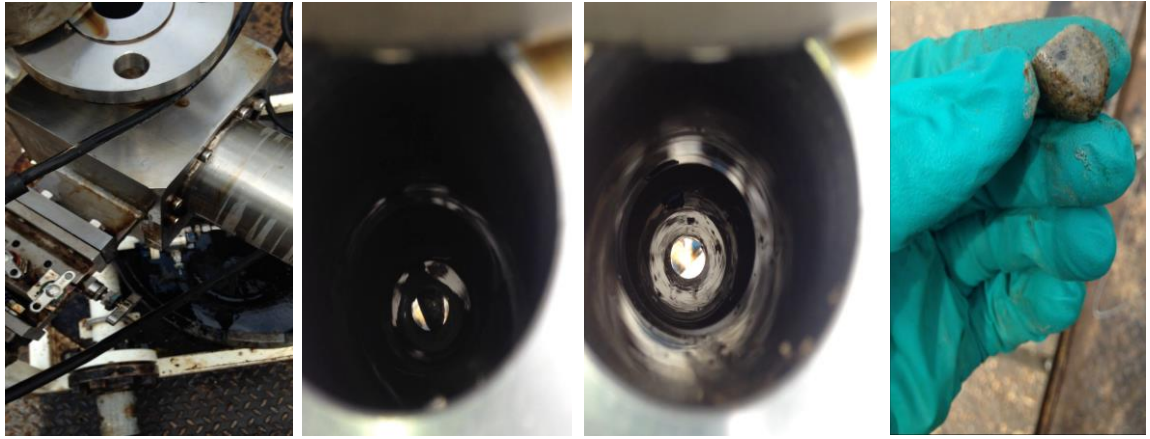
Figura 56. Imagen de la prueba de producción realizada al pozo donde se presentó la obstrucción del dispositivo de medición de flujo.



Fuente: Tomado de ECOPETROL S.A.

Al inspeccionar el equipo en detalle se observó un elemento extraño que obstruía el medidor de flujo; se procedió a realizar la remoción y se determinó que este elemento se depositó en la tubería a causa de unas labores de inspección realizadas previamente a las líneas de flujo y que durante los trabajos fue incorporada de manera accidental.

Figura 57. Obstrucción en el medidor de flujo ocasionado por un elemento extraño.



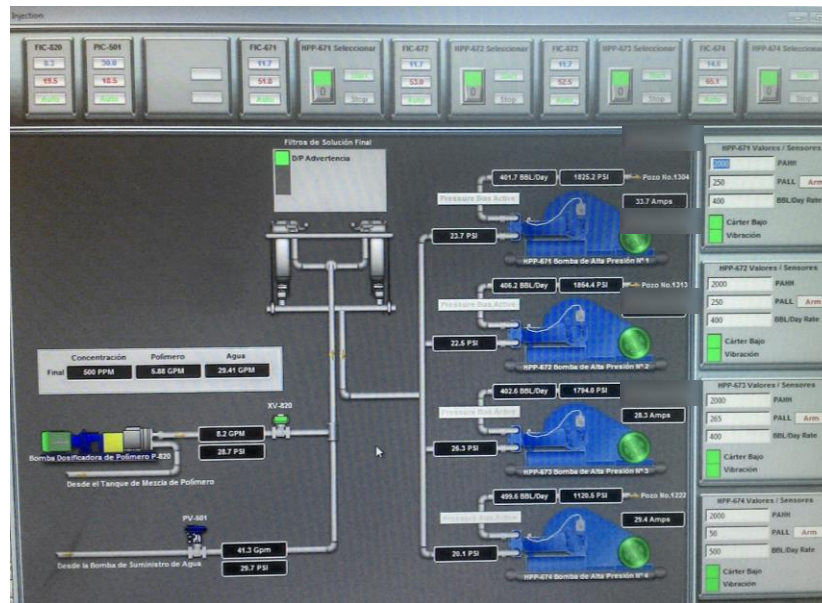
Fuente: Tomado de ECOPETROL S.A.

8. INYECCION DE POLIMEROS Y PRUEBAS DE CALIDAD

Una vez se estabiliza la operación bajo óptimas condiciones se establece un cronograma de actividades para la verificación de los parámetros y valores esperados para garantizar la calidad del polímero en solución final inyectado.

A continuación, un registro del sistema estable y ajustado para una inyección paralela en cuatro pozos con una concentración final de 500ppm (Figura 58).

Figura 58. Imagen de operación de sistema estabilizado.



Fuente: Tomado de SNF-INC; Imagen de SCADA para patín de inyección

8.1. DETERMINACIÓN DE AFECTACIÓN DE INYECCIÓN A POZO PRODUCTOR DE INTERÉS.

Para la determinación y conclusión de la relación directa entre el pozo inyector1 y el pozo productor CBE, antes de iniciar la recuperación mejorada con inyección de polímero se implementó el procedimiento de trazador interwell con la finalidad de evaluar la conectividad entre los pozos inyectores y el pozo productor.

El proceso se inició inyectando un ácido flurobenzoico FBA de diferente cadena ramificada, para que el proyecto EOR se inyectaron 8 FBA diferentes, entendiendo

que son 4 pozos inyectoros y se requerían 2 FBA por pozo para evaluar las arenas A2 y A2i.

- Se instaló sello en las arenas A2, dejando libre la inyección en A2i y se inyectó el bache de químico por pozo individual, esto se realizó directamente en el múltiple de inyección.
- Se realiza baja con unidad de Slickline para cambiar sello y ubicarlo en las arenas A2i, dejando libre la inyección en A2 y se inyectó químico distinto, de igual forma esto también se realizó directamente en el múltiple de inyección.
- Se deja inyección simultánea en las dos arenas y se inicia etapa de muestreo y monitoreo.

El muestreo se realizó en los pozos productores del área de interés donde se ubicó la planta EOR, se muestreo la salida del químico que se encuentra en el agua de inyección.

Tabla 5. Cronograma de muestreo para seguimiento a químico FBA.

Mes	Muestreo en Cabeza CBE	Total, Muestras
1	Día siguiente a inyección	5
	Cada 8 días después de Inyección	
2	Cada 15 días	2
3-6	Cada 3 semanas	4
7-8	Cada mes	2

Fuente: Tomado de Ecopetrol S.A: protocolo estándar de Trazadores.

Una vez finalizado el seguimiento y el análisis a las muestras se concluye que el pozo CBE es afectado directamente por el pozo inyector1, siendo los datos de la inyección de polímero de este los que analizaremos.

8.2. DETERMINACIÓN DE VISCOSIDAD.

Al aumentar la viscosidad de la solución inyectada para el recobro se reduce la permeabilidad efectiva en el agua, esto permite un frente de fluido desplazante lo cual genera un barrido más completo del yacimiento aportando un mayor desplazamiento de petróleo.

Las medidas de viscosidad se realizan con un viscosímetro con distintas velocidades con sus respectivos adaptadores “UL” para la medición de distintas concentraciones y se debe realizar a las condiciones de temperatura en formación. Las mediciones indican información acerca del posible cizallamiento o degradación de la solución final siendo este un primer indicador de la calidad del producto inyectado.

La viscosidad de la solución de la muestra tomada en campo se mide a 6rpm que es la escala que se ajusta a los rangos de viscosidad manejados en el proyecto EOR de CASABE, la determinación de la viscosidad involucra de forma indirecta el valor de la Concentración.

Figura 59. Facilidad para toma de muestra en campo.



Fuente: Tomado de SNF-INC; Imagen de Toma muestras.

Figura 60. Imagen de Viscosímetro y baño maría usado en laboratorio para medición de viscosidad.

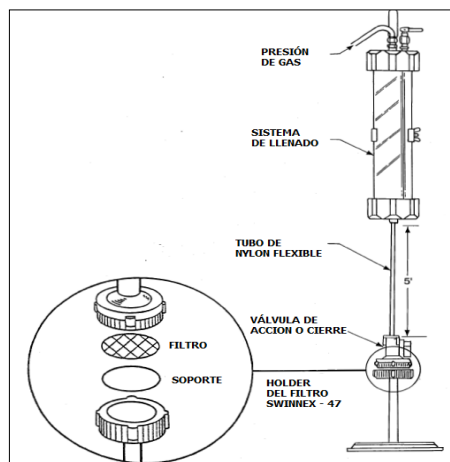


Fuente: Tomado de SNF-INC; Imagen de Viscosímetro y Baño María.

8.3. PRUEBA DE FILTRABILIDAD (FR)

Una vez se obtiene la muestra de 500ml de solución final en campo, se realiza montaje (Figura 61 y 62) para la realización de la prueba de filtrabilidad, La finalidad de la prueba es evaluar si la solución final de inyección contiene agregados de alto peso molecular o flóculos mal hidratados que pudieran generar problemas de inyectividad en el yacimiento.

Figura 61. Esquema de montaje prueba de filtrabilidad.



Fuente: Tomado de (API-RP63, 1990)

Figura 62. Montaje de prueba de filtrabilidad en campo



Fuente: Tomado de SNF-INC.

8.4. INCONVENIENTES OPERACIONALES DURANTE OPERACIÓN DE LA PLANTA EOR.

A continuación, se detallarán algunos de los problemas más relevantes que se presentaron en la operación de la PLANTA EOR y afectan directamente en la admisión de inyección, la presencia de trazas de corrosión y la gran humectación de CASABE evidentemente influye en la capacidad de taponarse rápidamente la formación a causa de la presencia de área que se desprende con facilidad probablemente una vez se realizan paradas de bombeo para actividades de intervención en fondo o paradas de planta para corrección o mantenimiento de equipos.

8.4.1. Presencia de corrosión en líneas antiguas de inyección. Se realizaron distintos tipos de pruebas y actividades en las tuberías de superficie, entre estas se realizó una toma de muestra en cabeza de pozo para correlacionar los datos de viscosidad con el dato de viscosidad tomado en la facilidad a la salida de la descarga de la bomba del respectivo pozo, se aclara nuevamente que la PLANTA EOR su diseño interno es completamente en Acero inoxidable y se cuenta con una unidad generadora de nitrógeno gaseoso usada para inyectar nitrógeno en las distintas secciones del proceso para de esta manera realizar el desplazamiento de oxígeno que puede estar en el ambiente.

La muestra se tomó para evaluar una posible variación desde la descarga de la bomba hasta el cabezal de pozo inyector1, esta muestra se mantuvo en laboratorio decantando los sólidos suspendidos en la misma, al momento de limpiar el recipiente se identificó con mayor claridad la posible existencia de corrosión presente en el tramo “Descarga bomba – cabezal de inyector1” correspondiente a aproximadamente 1 Kilómetro de distancia.

Figura 63. Muestra con Corrosión en recipiente.



Fuente: Tomado de SNF-INC.

Figura 64. Muestra con Corrosión en toalla



Fuente: Tomado de SNF-INC.

8.4.2. Contaminación rápida de filtros de agua. La planta EOR cuenta con un sistema completamente automatizado y una de las características del sistema es el monitoreo, alarma y ejecución de cambio de filtros para cambio y renovación de elementos filtrantes, esto básicamente consiste en un sensor de presión diferencial que una vez se llega al límite establecido manualmente en el SCADA, el sistema hará automáticamente el cambio de filtros con el cambio de estado de dos válvulas electro neumáticas.

A continuación, se muestra un registro fotográfico de un cambio típico de elementos filtrantes, el resultado es una posible contaminación que puede llegar a contener cualquier tipo de sedimento o compuesto que genere el taponamiento rápido del filtro y una posible degradación del polímero al momento de la preparación de polímero por la presencia de contaminantes en el agua.

Figura 65. Retiro de elementos filtrantes del filtro principal de agua



Fuente: Tomado de SNF-INC.

Figura 66. Elementos filtrantes de Filtros de agua.



Fuente: Tomado de SNF-INC.

9. RESULTADOS

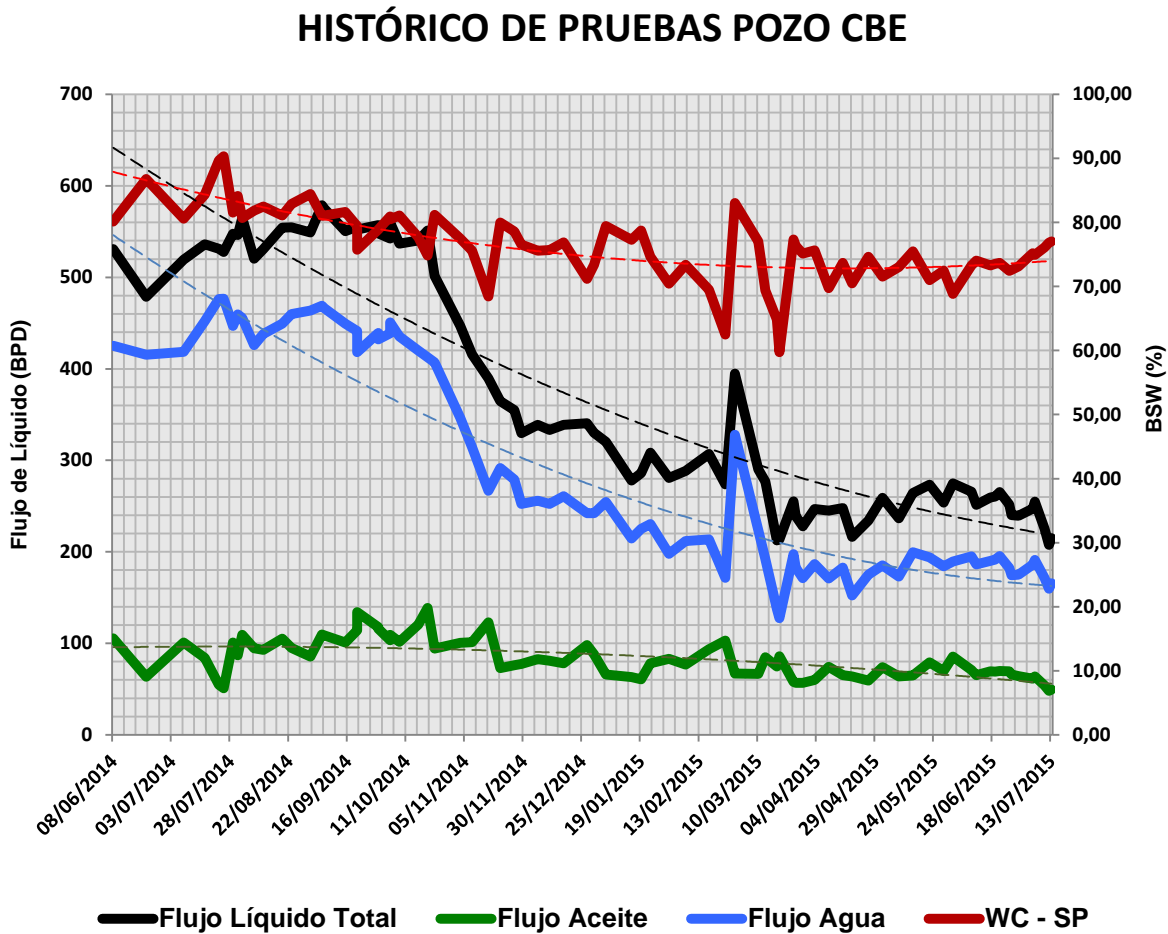
Tabla 6. Registro de pruebas de producción del pozo CBE.

POZO CBE							
Fecha de prueba	Total líquido SBPD	Crudo SBOPD	Agua SBPD	WC MPFM %	Presión (Psi)	Temperatura (°F)	Laboratorio
							WC Centrifuga (%)
8-jun-14	530,7	105,5	425,3	80,13	92,75	111,5	81,0
22-jun-14	478,7	63,3	415,4	86,77	126,80	111,7	86,6
8-jul-14	519,4	100,7	418,7	80,61	91,03	112,0	80,4
17-jul-14	536,1	84,0	452,1	84,33	51,3	112,5	83,8
23-jul-14	531,2	54,8	476,4	89,68	89,5	112,6	89,8
29-jul-14	547,8	101,0	446,8	81,56	88,5	112,0	80,8
31-jul-14	546,4	86,7	459,6	84,12	89,1	113,0	81,7
2-ago-14	564,6	109,1	455,5	80,67	89,6	112,0	80,0
7-ago-14	520,4	94,6	425,8	81,82	77,6	112,3	80,3
11-ago-14	531,0	92,9	438,1	82,51	68,7	112,5	81,3
19-ago-14	554,3	104,9	449,4	81,07	96,0	112,3	80,9
23-ago-14	554,8	94,8	460,0	82,91	99,3	112,3	83,1
31-ago-14	549,1	85,4	463,7	84,45	95,4	112,9	84,7
5-sep-14	578,7	109,6	469,1	81,06	101,1	112,1	80,8
6-sep-14	574,9	108,7	466,2	81,09	95,1	112,6	81,3
15-sep-14	550,3	100,9	449,4	81,66	98,3	113,6	80,3
20-sep-14	555,5	114,3	441,3	79,43	79,2	112,1	77,3
29-sep-14	557,0	117,7	439,3	78,9	95,3	113,0	77,3
4-oct-14	542,4	103,4	439,0	80,9	100,8	111,0	79,0
8-oct-14	536,9	101,5	435,4	81,1	99,1	108,0	79,7
16-oct-14	540,3	120,5	419,9	77,7	98,7	112,3	76,7
20-oct-14	551,2	138,7	412,5	74,8	96,9	115,2	75,6
23-oct-14	501,4	94,4	407,0	81,2	90,7	111,0	78,4
3-nov-14	446,9	100,6	346,3	77,5	98,8	112,7	76,9
8-nov-14	415,7	101,4	314,3	75,6	81,0	113,2	74,7
15-nov-14	389,6	122,9	266,7	68,5	96,8	115,0	65,1
20-nov-14	364,5	72,9	291,6	80,0	97,7	106,0	81,1
26-nov-14	354,9	76,1	278,8	78,6	94,1	109,0	77,1
29-nov-14	329,9	77,5	252,4	76,5	96,0	107,5	77,5
6-dic-14	338,6	82,6	256,0	75,6	98,1	110,7	74,6
11-dic-14	333,4	81,1	252,3	75,7	95,3	108,9	75,9
17-dic-14	338,9	78,3	260,7	76,9	98,2	107,6	75,7
27-dic-14	340,6	98,2	242,4	71,2	96,1	106,0	73,1
30-dic-14	330,1	87,9	242,3	73,4	100,4	111,0	72,3

Fecha de prueba	Total líquido SBPD	Crudo SBOPD	Agua SBPD	WC MPFM %	Presión (Psi)	Temperatura (°F)	Laboratorio
							WC Centrifuga (%)
4-ene-15	320,4	65,9	254,5	79,4	99,8	111,0	77,3
15-ene-15	277,9	63,2	214,7	77,3	94,4	103,5	76,1
19-ene-15	285,9	60,8	225,1	78,7	95,9	102,2	75,2
23-ene-15	308,3	78,1	230,2	74,7	97,7	101,5	74,1
31-ene-15	280,8	83,0	197,7	70,4	97,8	102,3	70,6
7-feb-15	288,3	76,7	211,7	73,4	101,4	103,0	71,9
17-feb-15	307,1	93,7	213,5	69,5	100,6	104,0	67,2
24-feb-15	273,8	103,1	171,7	62,5	89,1	104,0	65,0
28-feb-15	394,87	66,94	327,93	83,05	100,80	105,00	81,00
10-mar-15	290,22	66,57	223,65	77,06	107,49	102,65	75,00
13-mar-15	277,04	84,86	192,18	69,37	104,96	103,08	69,57
18-mar-15	212,50	74,72	137,78	64,84	92,09	100,87	66,50
19-mar-15	213,47	85,88	127,59	59,77	102,94	101,24	61,25
25-mar-15	255,18	57,85	197,33	77,33	105,02	105,94	77,43
26-mar-15	239,17	56,75	182,62	76,36	105,46	101,95	77,71
29-mar-15	227,87	56,68	171,19	75,13	98,16	101,42	78,00
3-abr-15	246,84	60,07	186,77	75,66	97,13	102,17	77,14
9-abr-15	245,19	74,20	170,99	69,74	94,64	103,83	70,44
15-abr-15	247,85	65,23	182,62	73,68	96,46	105,62	73,50
19-abr-15	216,31	63,87	152,44	70,47	96,05	103,30	71,44
26-abr-15	234,27	59,35	174,92	74,66	100,39	103,88	74,44
2-may-15	259,14	73,81	185,33	71,52	98,08	107,60	72,38
9-may-15	236,70	63,84	172,86	73,03	98,61	104,11	73,55
15-may-15	264,42	64,75	199,67	75,51	99,88	100,72	76,00
22-may-15	273,25	79,25	194,01	71,00	97,32	106,62	71,33
28-may-15	253,95	69,91	184,04	72,47	96,95	105,98	72,50
1-jun-15	274,89	85,60	189,29	68,86	99,89	103,25	70,00
9-jun-15	265,80	70,93	194,87	73,31	108,31	93,73	74,20
11-jun-15	251,47	65,33	186,15	74,02	105,45	87,82	74,70
17-jun-15	259,23	69,27	189,96	73,28	107,77	84,46	71,20
19-jun-15	260,35	68,93	191,42	73,53	106,72	87,89	74,69
21-jun-15	265,23	69,80	195,43	73,68	100,75	96,53	74,83
25-jun-15	251,67	69,40	182,27	72,42	107,07	84,69	70,67
26-jun-15	240,25	65,86	174,39	72,59	104,85	83,49	71,44
29-jun-15	239,48	64,28	175,20	73,16	105,92	84,53	75,73
5-jul-15	247,09	61,35	185,74	75,17	103,25	93,77	76,43
6-jul-15	254,92	63,84	191,08	74,96	104,81	91,62	76,00
10-jul-15	225,43	53,92	171,51	76,08	103,63	83,56	75,67
13-jul-15	215,07	49,43	165,64	77,01	100,17	82,79	77,88

En la figura 67 se presenta el consolidado de los resultados obtenidos en las pruebas de producción realizadas al pozo CBE.

Figura 67. Resultados de las pruebas de producción realizadas al pozo CBE a través de los equipos de medición multifásica con tecnología GR.



En la gráfica superior se puede observar el comportamiento en la producción del pozo CBE a lo largo de un periodo de trece (13) meses, comprendido entre junio de 2014 y julio de 2015. Durante los meses de junio y julio la medición tenía como propósito registrar una base de referencia en la producción del pozo previo al inicio de la inyección.

En octubre de 2015 se puede evidenciar una reducción en la producción de agua ocasionada por la puesta en marcha de la planta de inyección de polímeros y la intervención de los pozos inyectoras incidentes sobre el pozo productor CBE. La producción total de fluidos en el periodo de estudio presenta un descenso cercano al 50% a causa de la reducción en la producción de agua que pasó de un promedio de 455 BWPD en julio de 2014 a 176 BWPD en marzo de 2015 lo que representa una reducción del 61%; por otra parte, la extracción de aceite presenta una caída del 15% con relación a la base de referencia registrada previa al inicio de la inyección de polímeros al yacimiento.

En conclusión, el parámetro generalizado en términos de producción más relevante para evaluar la eficacia en la inyección polimérica como método de recobro mejorado de hidrocarburos, corresponde al corte de agua, que presento una disminución del 80% al 75% en un periodo de trece meses adicionalmente de la reducción en los costos de tratamiento asociados a las aguas de producción que disminuyeron en el mismo periodo de tiempo alrededor del 60%.

Figura 68. Resultados del acumulado de la inyección de polímeros en 8 meses en pozo inyector1.

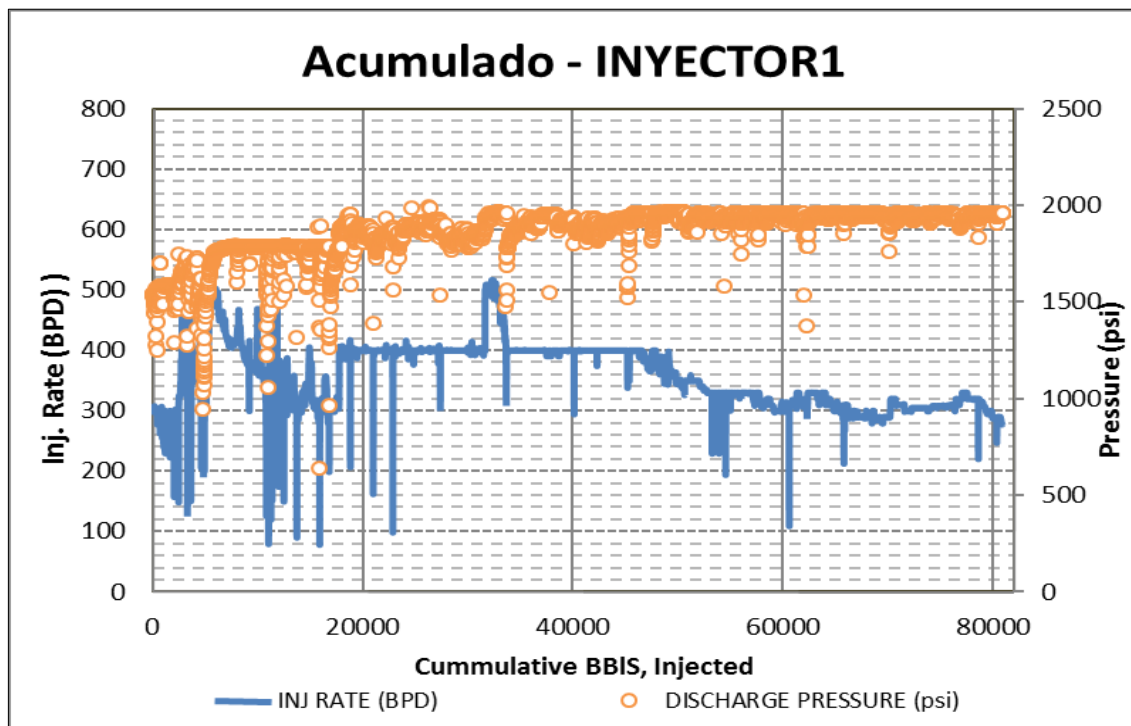


Figura 69. Resultados de continuidad de inyección de polímeros en pozo inyector 1.

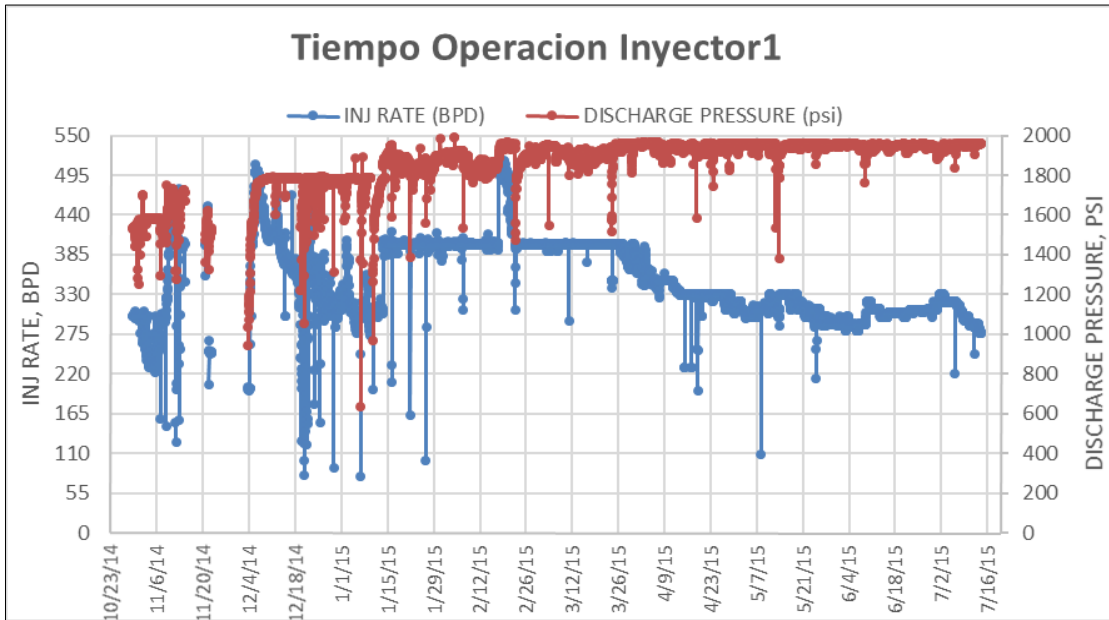
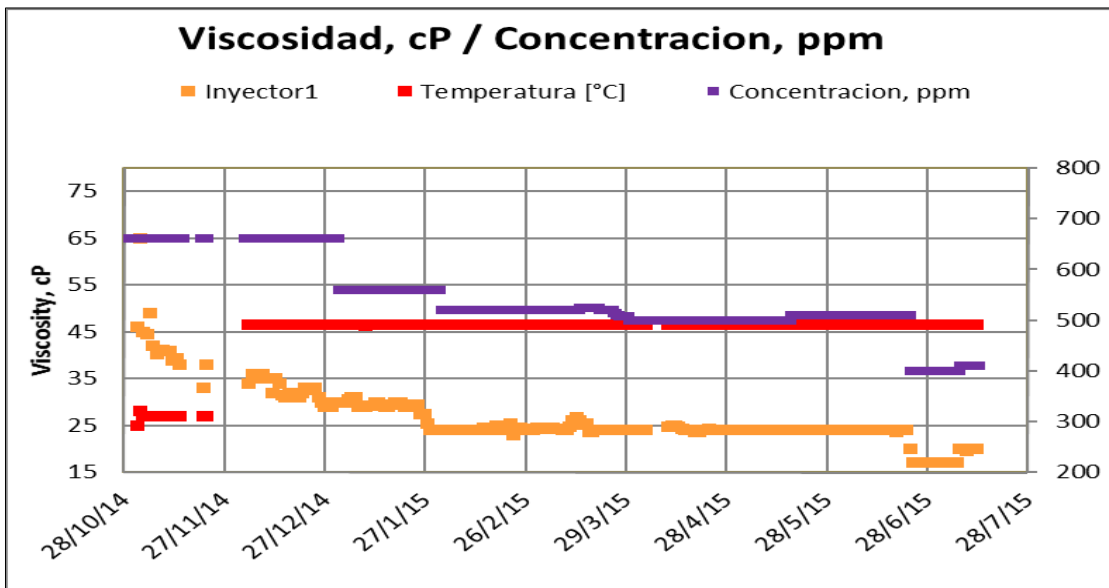


Figura70. Grafica de viscosidad, concentración [ppm] y temperatura.



En las gráficas 69 y 70 se observa el comportamiento de la inyección de polímero del pozo inyector1, finalizando la toma de datos en el mismo día en que finalizo la prueba con el medidor multifásico.

Tabla 7. Resumen inyección de polímero mensual en pozo inyector1.

Mes	BBL Mensual	KG Mensual	PPM
Octubre	487	51,1	660
Noviembre	4328	454,2	660
Diciembre	9660	1013,6	660
Enero	10510	935,8	560
Febrero	11127	919,8	520
Marzo	12222	1006,7	520
Abril	10019	796,5	500
Mayo	9515	763,1	505
Junio	9056	691,4	480
13-Julio	3986	256,2	404

Las variaciones y picos cercanos a cero, hacen referencia a paradas de bombeo para realizar intervenciones típicas en las operaciones, ahora bien, se evidencia una gran disminución de caudal, manteniendo una presión constante cercana a los 2000PSI, esto se debe a la presurización del pozo y posibles afectaciones o restricciones en fondo de pozo, por tal razón el sistema automatizado de inmediato inicia la pérdida de caudal con el ánimo de mantener la presión máxima permitida en la inyección, esto con el fin de no superar el umbral de presión de fractura.

Finalizando diciembre se inicia la disminución de concentración de solución final, entendiéndolo como un posible taponamiento por una alta concentración, sin embargo, los valores de concentración fueron los exigidos por la operadora el cual hacía parte de su plan de recuperación mejorada. A pesar que una vez se baja la concentración, la inyección solo se pudo mantener estable durante 3 meses evidenciando nuevamente una presurización del pozo, generando nuevamente la necesidad por parte de la operadora de disminuir la concentración de la solución final.

El parámetro de mayor afectación en la admisión de la inyección es la alta concentración el cual pudo haber generado inicialmente un bache de mayor viscosidad que pudo haber ocasionado un gran impacto en la formación causando posibles taponamientos y restricciones de inyección, se aclara que se desconoce los mantenimientos y completamientos realizados al pozo inyector1 y que probablemente al ser un terreno no consolidado por la alta humectación, se desconoce si existió algún desprendimiento de arena que al encontrarse con el polímero causó estas restricciones.

9.1. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PERIODO EVALUADO

Tabla 8. Análisis financiero preliminar a la finalización del piloto EOR.

Consumo DIARIO planeado			Costo Servicio EOR	
BBL	PPM	KG	KG-Inyectado	28,00 USD
400	500	31,752		
Mes	KG Planeado	KG Ejecutado	PPM Planeado	PPM
Octubre	222	51,1	400	660
Noviembre	953	454,2	400	660
Diciembre	984	1013,6	400	660
Enero	984	935,8	400	560
Febrero	889	919,8	400	520
Marzo	984	1006,7	400	520
Abril	953	796,5	400	500
Mayo	984	763,1	400	505
Junio	953	691,4	400	480
13-Julio	413	256,2	400	404
Total	8319	6888		
Costo Esperado		232.932,67 USD		Costo total de un pozo inyector de polimero
Costo Ejecutado		192.875,20 USD		
Diferencia		40.057,47 USD		
Ahorro tratamiento de agua, tomando el valor registrado base de 476BWPD			Disminucion BWPD	20% 0,90 USD
Mes	Agua reducida	Costo tratar Agua		
Octubre	666	599,76 USD		
Noviembre	2856	2.570,40 USD		
Diciembre	2951	2.656,08 USD		
Enero	2951	2.656,08 USD		
Febrero	2666	2.399,04 USD		
Marzo	2951	2.656,08 USD		
Abril	2856	2.570,40 USD		
Mayo	2951	2.656,08 USD		
Junio	2856	2.570,40 USD		
13-Julio	1238	1.113,84 USD		
Total	24942	22.448,16 USD	Valor ahorrado en tratamiento de agua, durante EOR	

10. CONCLUSIONES

- La implementación de los equipos de medición multifásica con tecnología Gamma Ray para las pruebas de producción, proporcionaron información ágil y confiable al permitir realizar movilizaciones y acoples a los pozos de prueba en menor tiempo a la tecnología convencional y su diseño logró información confiable gracias a su amplio rango de medición para pozos con variedades en las tasas de producción de crudo y gas.
- Durante los meses de prueba del pozo CBE para evaluar el proyecto piloto de recobro mejorado de aceite a través de la inyección de polímeros en el campo Casabe, se evidenció una reducción significativa en la producción de agua del pozo de prueba del 60% y una disminución en el corte de agua del 20%.
- En los meses registrados desde la puesta en marcha del proyecto piloto de recobro mejorado a través de la inyección de polímero se evidenciaron problemas asociados a la variación de la calidad del agua utilizada para solubilizar el agente polimérico.
- Los resultados preliminares del proyecto piloto, permitirán evaluar los beneficios económicos que pueden ser logrados masificando la inyección de polímeros en el Campo CASABE.
- La evaluación de la relación costo – beneficio del proyecto de recobro teniendo en cuenta el análisis de los resultados obtenidos en el pozo de interés en un periodo de diez meses, indica una compensación del 11,64% del valor total ejecutado por concepto del recobro ocasionado por la reducción en la producción de agua en el pozo CBE, que corresponde a una cuantía mínima para cubrir la inversión de los trabajos asociados al proyecto EOR. Se espera que al finalizar el piloto se puedan relacionar los costos de disminución en los consumos de energía en el sistema de levantamiento artificial debido a la reducción en el

volumen total producido, de igual manera se prevé un incremento considerable en el Run life de la bomba de cavidades progresivas y una reducción en los costos asociados a los mantenimientos.

- Un análisis integral de la efectividad y rentabilidad del proyecto piloto, requerido para estudiar la implementación integral del tratamiento a otras áreas del campo, se deberá realizar con la información proveniente de los demás pozos de inyección y producción relacionados con el proyecto de recobro mejorado.

BIBLIOGRAFÍA

AMAYA, M., CASTAÑO, H., LOZANO, E., & RUEDA, C. (2010). *Revitalización de un campo maduro*. Bogotá: Schlumberger.

API RP 63. (Junio 1, 1990) *Recomendaciones prácticas para la Evaluación de Polímeros usados en Operaciones de Recobro Mejorado*. (Primera edición).

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. (2010). *FACTORES DE RECUPERACIÓN DE ACEITE Y GAS EN MÉXICO*. México D.F.

ESCOBAR MACUALO, F. H. (2004). *FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS* (Primera Edición. ed.). Colombia: Universidad Surcolombiana.

FALCONE, G., HEWITT, G., & ALIMONTI, C. (2009). *MULTIPHASE FLOW METERING Principles and Applications*. Amsterdam: ELSEVIER, primera edición.

FETTKE, C.R. 1938. *The Bradford oil field, Pennsylvania and New York. Mineral Resources Report M21, Pennsylvania Geological Survey, Harrisburg, Pennsylvania, 298–301.*

HAIMO. *Haimo Ventury Measurement*. China, 2012.

MILLEN, B. *OPERATING AND MAINTENANCE INSTRUCTIONS, Floquip injection EOR Trailers, Version 1, 2014.*

RAMÍREZ, J. (2008). *PRUEBAS DE TRAZADORES EN LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS*. México, D. F., México.

SECEN, J. *IOR - EOR, chances for increase of oil production and recoveries in existing, mature reservoirs. University of Zagreb, Croatia, 2005.*

SNF FLOERGER, *Enhanced oil recovery and services. Noviembre 2014.*

SNF-INC, *Colombia Branch, Documentos contractuales y especificaciones minimas de operacion. 2014.*

SNF-OIL, *Pagina Web: SNF-Fabricante de polímeros para EOR. Disponible en: www.snf-oil.com/es. Consultado: 02 de Febrero 2016.*

SUN, X. J. (2004). *PRINCIPLE AND APPLICATION OF GAMMA SENSOR. CHINA.*

THE NORWEGIAN SOCIETY FOR OIL AND GAS MEASUREMENT. *Handbook of Multiphase Flow Metering. 2005.*

VLADIMIR ALVARADO, E. M. (2010). *ENHANCED OIL RECOVERY, Field Planning and Development Strategies. ELSEVIER.*