

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 1

Neiva, 22 de abril de 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

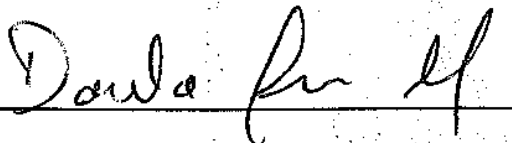
El (Los) suscrito(s): Daniela Losada Medina, con C.C. No. 1.077'872.058 expedida en Garzón (Huila), autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado Interpretación de patrones de inyección de agua en el campo Los Mangos-Yaguará presentado y aprobado en el año 2019 como requisito para optar al título de Ingeniero de petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Daniela Losada Medina

Firma: 

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Interpretación de patrones de inyección de agua en el campo Los Mangos-Yaguará.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Losada Medina	Daniela

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Salazar Vargas	Walter
Aranda Aranda	Ervin

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Galindo Sánchez	José Miguel
Martínez Pérez	Javier Andrés

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2019

NÚMERO DE PÁGINAS: 85

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X Grabados___
 Láminas___ Litografías___ Mapas X Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
 Tablas o Cuadro X

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: Ninguno

MATERIAL ANEXO: Ninguno

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Recuperación secundaria	Secondary recovery
2. Aplicación	Application
3. Supervisión	Surveillance
4. Balanceo por patrones	Balancing by patterns
5. Inyección de agua	Waterflooding

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

La inyección de agua es el método de recuperación secundaria de mayor implementación a nivel mundial para la producción de hidrocarburos, dada su importancia en la industria, es necesaria la realización de programas de monitoreo (surveillance) para el seguimiento y control de proceso. Los planes de seguimiento permiten identificar los diferentes factores que afectan el patrón de inyección y establecer las posibles acciones correctivas para garantizar la eficiencia de barrido e incrementar el factor de recobro.

Para el seguimiento del proceso de inyección en el campo Yaguará se recopiló la información existente del campo y se integró a través de una aplicación de Windows creada mediante Microsoft Visual Studio Community 2017 versión 15.8.9 usando lenguaje Visual Basic.Net que permitía la visualización de la información y la realización de un balance de los fluidos inyectados y producidos en el yacimiento, reduciendo los tiempos de consulta, costos asociados a las licencias de softwares comerciales y una toma de decisiones más acertadas en cuanto a la reactivación de pozos.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The injection of water is the method of secondary recovery of greater implementation worldwide for the production of hydrocarbons, given its importance in the industry, it is necessary to carry out monitoring programs (surveillance) for the monitoring and control of the process. The monitoring plans allow to identify the different factors that affect the

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3

injection pattern and establish the possible corrective actions to guarantee the sweeping efficiency and increase the recovery factor.

For the monitoring of the injection process in the Yaguará field, the existing field information was collected and integrated through a Windows application created using Microsoft Visual Studio Community 2017 version 15.8.9 using Visual Basic.Net language that allowed the visualization of the information and the realization of a balance of the fluids injected and produced in the deposit, reducing consultation times, costs associated with commercial software licenses and more accurate decision-making regarding the reactivation of wells.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Director: Envin Aranda Aranda

Firma:

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez

Firma:

Nombre Jurado: José Miguel Galindo

Firma:

**INTERPRETACIÓN DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO
LOS MANGOS-YAGUARÁ.**

DANIELA LOSADA MEDINA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2019**

**INTERPRETACIÓN DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO
LOS MANGOS-YAGUARÁ.**

DANIELA LOSADA MEDINA

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de

INGENIERO DE PETRÓLEOS

WALTER SALAZAR VARGAS

Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR

ERVIN ARANDA ARANDA

Ingeniero de Petróleos

CODIRECTOR

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2019

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Walter Salazar Vargas

Ing. José Miguel Galindo

Ing. Javier Andrés Martínez

AGRADECIMIENTOS

A Ecopetrol S.A. por su apoyo técnico y logístico indispensables para el desarrollo de este proyecto.

A mi familia por su apoyo incondicional.

A la Universidad Surcolombiana por todos los conocimientos proporcionados y experiencias adquiridas.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	7
ABSTRACT.....	8
INTRODUCCIÓN	9
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LOS MANGOS-YAGUARÁ.....	10
1.1. HISTORIA DEL CAMPO	10
1.2. LOCALIZACIÓN.....	11
1.3. GEOLOGÍA.....	12
1.4. HISTORIA DE PRODUCCIÓN.....	15
2. METODOLOGÍA PARA LA INTERPRETACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LOS MANGOS- YAGUARÁ	17
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	34
CONCLUSIONES	39
RECOMENDACIONES.....	40
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	41
ANEXOS	43
1. FUNDAMENTACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO	43
2. FUNDAMENTACIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA.....	45
3. RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN COLOMBIA	62
4. INTRODUCCIÓN A VISUAL BASIC	64
5. MANUAL DE LA APLICACIÓN GIIP	66

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.Distribución de pozos en cada bloque del Campo Yaguará.	28
Tabla 2.Relación de pozos inyectoros que influncian pozos productores de otros bloques.	29
Tabla 3.Relación pozos- bloque en Stand By a noviembre 2018.	32
Tabla 4.Producción e inyección de pozos en Stand By.	33
Tabla 5.Resultados caso A balance de fluidos de inyección y producción por bloques.....	34
Tabla 6.Resultados caso B balance de fluidos de inyección y producción por bloques.	34

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización geográfica del campo Los Mangos-Yaguará.	12
Figura 2. Columna estratigráfica general Campo Los Mangos-Yaguará.	14
Figura 3. Información centralizada en GIIP app.	18
Figura 4. Diagrama de flujo GIIP app.	20
Figura 5. Interfaz principal para la selección de opción de interés.	21
Figura 6. Vista de interfaz principal con selección de mapa superficial.	22
Figura 7. Ventana de visualización del mapa de superficie del Campo Yaguará.	22
Figura 8. Visualización de los patrones de inyección de cada pozo inyector.	23
Figura 9. Vista de interfaz principal con selección de pozo productor.	24
Figura 10. Ventana de selección de rango de fechas de interés.	24
Figura 11. Información del pozo seleccionado en GIIP.	25
Figura 12. Vista de interfaz principal con selección de capa o bloque.	26
Figura 13. Información del bloque o capa seleccionada en GIIP.	26
Figura 14. Distribución pozos Campo Yaguará en cada bloque.	27
Figura 15. Gráfica resultados balance de fluidos de inyección y producción CASO A.	35
Figura 16. Gráfica resultados balance de fluidos de inyección y producción CASO B.	37
Figura 17. Inyección de agua externa o periférica (según Latil)	45
Figura 18. Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos (según Craig y col)	47
Figura 19. Vista microscópica de un sistema roca-fluido.	50
Figura 20. Efectos de la humectabilidad en la saturación.	52
Figura 21. Presión capilar producto de las fuerzas interfaciales en un tubo capilar.	53

Figura 22. Ubicación del instalador de GIIP app.....	67
Figura 23. Ventana de autorización para la instalación de GIIP	67
Figura 24. Ventana de instalación de GIIP	68
Figura 25. Interfaz principal para la selección de opción de interés.....	69
Figura 26. Interfaz principal con la opción de mapa de superficie seleccionada.	70
Figura 27. Ventana para visualización del mapa de superficie.....	71
Figura 28. visualización de patrón de inyección del pozo.	71
Figura 29. Interfaz principal con la opción Pozos seleccionada.	72
Figura 30. Rangos de fechas de información para pozos productores.....	73
Figura 31. Pruebas de producción del pozo seleccionado en el rango de fechas escogido.	73
Figura 32. Reportes de niveles de sumergencia del pozo seleccionado.	74
Figura 33. Gráficas de datos de producción e información de niveles del pozo seleccionado.....	74
Figura 34. Pozos inyectoras que afectan al pozo seleccionado.	75
Figura 35. Resumen de los resultados de registros PLT del pozo seleccionado.....	75
Figura 36. Rangos de fechas de información para pozos inyectoras.	76
Figura 37. Data diaria de inyección del pozo seleccionado.....	76
Figura 38. Gráfica de datos diarios de inyección.....	77
Figura 39. Malla por capa del pozo seleccionado.....	77
Figura 40. Patrón de la inyección del pozo seleccionado.	78
Figura 41. Resumen de los resultados de registros ILT del pozo seleccionado.	78
Figura 42. Información del pozo abandonado.	79
Figura 43. Visualización de la placa del pozo abandonado.	79
Figura 44. Interfaz principal con la opción Capa seleccionada.	80

Figura 45. Visualización del mapa de electrofacies de la capa seleccionada.	80
Figura 46. Interfaz principal con la opción Bloque seleccionada.	81
Figura 47. Interfaz principal con la opción Bloque seleccionada.	81
Figura 48. Balance de fluidos de producción e inyección del bloque seleccionado.	82
Figura 49. Mapa del bloque seleccionado con sus pozos.	82

RESUMEN

Título: INTERPRETACIÓN DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LOS MANGOS-YAGUARÁ.

Contenido: La inyección de agua es el método de recuperación secundaria de mayor implementación a nivel mundial para la producción de hidrocarburos, dada su importancia en la industria, es necesaria la realización de programas de monitoreo (surveillance) para el seguimiento y control de proceso. Los planes de seguimiento permiten identificar los diferentes factores que afectan el patrón de inyección y establecer las posibles acciones correctivas para garantizar la eficiencia de barrido e incrementar el factor de recobro.

Para el seguimiento del proceso de inyección en el campo Yaguará se recopiló la información existente del campo y se integró a través de una aplicación de Windows creada mediante Microsoft Visual Studio Community 2017 versión 15.8.9 usando lenguaje Visual Basic.Net que permitía la visualización de la información y la realización de un balance de los fluidos inyectados y producidos en el yacimiento, reduciendo los tiempos de consulta, costos asociados a las licencias de softwares comerciales y una toma de decisiones más acertadas en cuanto a la reactivación de pozos.

Palabras clave: Recuperación secundaria; aplicación; surveillance; balanceo por patrones.

ABSTRACT

Title: INTERPRETATION OF THE WATER INJECTION PATTERNS IN THE LOS MANGOS-YAGUARÁ FIELD.

Content: The injection of water is the method of secondary recovery of greater implementation worldwide for the production of hydrocarbons, given its importance in the industry, it is necessary to carry out monitoring programs (surveillance) for the monitoring and control of the process. The monitoring plans allow to identify the different factors that affect the injection pattern and establish the possible corrective actions to guarantee the sweeping efficiency and increase the recovery factor.

For the monitoring of the injection process in the Yaguará field, the existing field information was collected and integrated through a Windows application created using Microsoft Visual Studio Community 2017 version 15.8.9 using Visual Basic.Net language that allowed the visualization of the information and the realization of a balance of the fluids injected and produced in the deposit, reducing consultation times, costs associated with commercial software licenses and more accurate decision-making regarding the reactivation of wells.

Keywords: Secondary recovery; application; surveillance; balancing by patterns.

INTRODUCCIÓN

Parte del éxito de un proyecto de Inyección de Agua corresponde a un programa de monitoreo y seguimiento adecuado que permita el análisis de la información existente con el objetivo de generar recomendaciones y acciones correctivas según sean necesarias, para evitar sobre costos de operación y reacondicionamiento de los pozos además de contribuir a la seguridad de los procesos llevados a cabo en dichas operaciones.

Este proyecto de grado se basó en la integración de las diferentes áreas encargadas con el fin de recopilar datos del yacimiento, condiciones de los pozos y facilidades del Campo Los Mangos-Yaguará traducido en la creación de una herramienta de visualización para el análisis de los parámetros involucrados en el proceso de inyección.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LOS MANGOS-YAGUARÁ

En este capítulo se presenta la historia, localización y geología del campo Los Mangos- Yaguará.

1.1. HISTORIA DEL CAMPO

El campo Los Mangos (Yaguará) es operado por ECOPETROL, S.A. a través de la Gerencia de desarrollo y producción Huila-Tolima (GDH) desde el 01 de enero de 2012, luego de la finalización del Contrato de Asociación HOBO suscrito con la compañía PETROBRAS en diciembre de 2011.

En la etapa exploratoria del campo (1987-1988) la compañía Exxon perforó cinco pozos (MG-001, 002, 003, 004 y 005), los tres primeros probaron la existencia de hidrocarburos en la formación Caballos, el siguiente quedó ubicado en la zona de transición petróleo-agua y el último de ellos no demostró presencia de hidrocarburos. Los hidrocarburos producidos tienen gravedades entre 22-24 °API con una profundidad promedio del yacimiento de 3000 pies (Vicepresidencia Regional Sur (VRS), Ecopetrol S.A., 2016).

La producción comercial del campo se inició en el año de 1992 junto con la primera campaña de perforación del campo. En agosto de 1993 se alcanzó el pico de producción primaria con 9.583 BOPD. En febrero de 1995 se inició el piloto de inyección de agua en las arenas B del pozo MG-004 con el propósito de restaurar la presión del yacimiento y maximizar el recobro de hidrocarburos, posteriormente se implementó la inyección hacia la periferia oeste del campo

mediante pozos inyectorios adicionales para lograr un patrón periférico de la inyección. Este esquema de inyección evidenció que los volúmenes de agua inyectados eran insuficientes además de la necesidad de una mejor distribución vertical y areal; con el fin de modificar el patrón de inyección existente a un esquema mixto periférico-InFill, entre los años 1997 y 1999 se perforaron nuevos pozos inyectorios también se realizó la conversión de algunos pozos productores a inyectorios de agua. En diciembre de 1999 el campo alcanzó el pico de producción secundaria con 8.717 BOPD (Vicepresidencia Regional Sur (VRS), Ecopetrol S.A., 2016).

Del año 2003 al 2006 se realizó una nueva campaña de perforación de pozos horizontales que generó un mantenimiento de la producción sin incrementos significativos de la misma, igualmente ocasionó un aumento de los volúmenes de inyección de agua de 30.000 a 55.000 BWPD. Desde 2009 se ha evidenciado un incremento en el BSW de varios pozos del campo y un aumento en la declinación de producción de petróleo (Vicepresidencia Regional Sur (VRS), Ecopetrol S.A., 2016).

1.2. LOCALIZACIÓN

El Campo Los Mangos comprende un área de 6 Km de longitud y 3 Km de ancho, se localiza en la porción sur de la cuenca del Valle Superior del Magdalena, ubicado en el municipio de Yaguará al costado occidental de la Represa de Betania, se encuentra a 40 km al suroeste de la ciudad de Neiva (Huila) como se observa en la Figura 1.

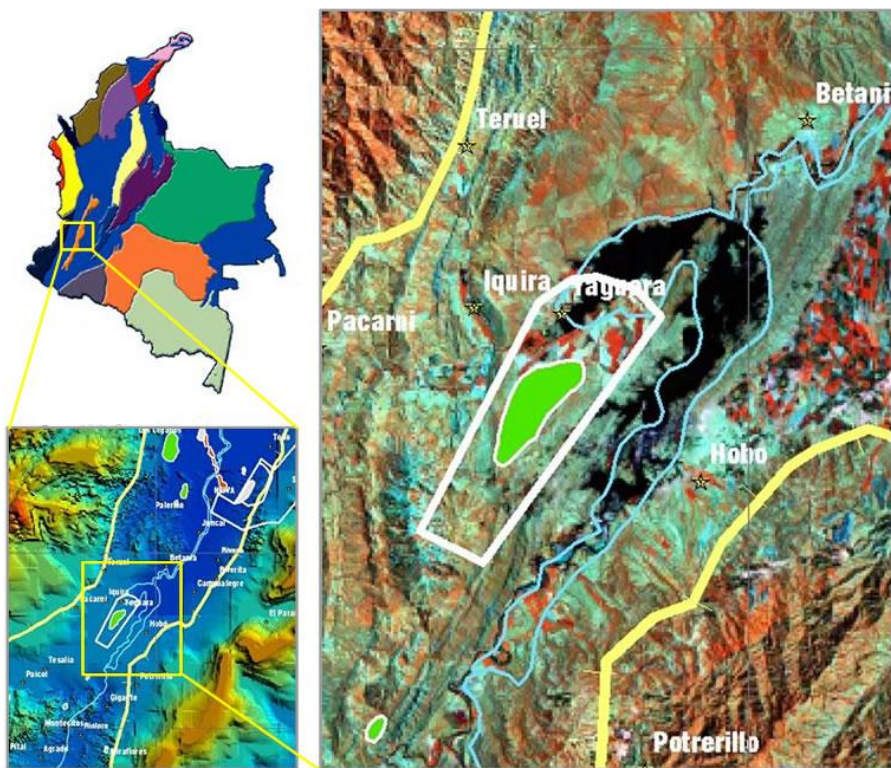


Figura 1. Localización geográfica del campo Los Mangos-Yaguará.

Fuente: (Grupo de estudio integrado del Campo Yaguará. Petrobras International B.V., 2004)

1.3. GEOLOGÍA

1.3.1. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Estructuralmente el campo Los Mangos está delimitado al oeste por el sistema de fallas de Upar-Buenavista y al este por el sistema de fallas de San Jacinto. La estructura corresponde a un anticlinal de doble cabecero afectado por una serie de fallas imbricadas pertenecientes al sistema de San Jacinto, ocasionando una compartimentalización del yacimiento hacia el oriente (Vicepresidencia Regional Sur (VRS), Ecopetrol S.A., 2016).

Este yacimiento es el producto de la interacción tectónica producida por el movimiento de las fallas de cabalgamiento de Pedernal y Buenavista contra la falla de San Jacinto. El movimiento de rumbo dextral de la falla de San Jacinto generó un alto estructural entre las fallas de Pedernal y de San Jacinto; a partir de este comportamiento el campo fue dividido en 5 zonas estructurales, la zona 1 relacionada con fallamiento normal identificado al sur del campo, la zona 2 donde predominan los bloques estructurales mayores asociado a fallamiento de tipo inverso, la zona 3 que es una delgada franja desarrollada a lo largo de la zona de influencia de la Falla de San Jacinto, la zona 4 corresponde a una serie de bloques estructurales controlados por la Falla de San Jacinto que constituyen estructuras en flor al norte del campo y la zona 5 al extremo norte del campo definido por fallas de cabalgamiento con diferentes comportamientos estructurales principalmente de orientación oeste noroeste (Vicepresidencia Regional Sur (VRS), Ecopetrol S.A., 2016).

1.3.2. ESTRATIGRAFÍA

La compañía Petrobras realizó un estudio integrado de Yacimientos que examinó de manera sistemática y detallada todos los intervalos arenosos que componen el campo Los Mangos permitiendo la elaboración de mapas al tope de las arenas más importantes.

Dicho estudio unificó la información disponible sobre la caracterización de la roca a partir de los corazones tomados en pozos representativos e información detallada de cada pozo, permitió la elaboración de correlaciones estratigráficas y la identificación de diferentes sub-ambientes de frente costero, zona lagunar, playa interna y abanicos de tormenta mediante los estudios realizados a los núcleos y la petrografía (Vicepresidencia Regional Sur (VRS), Ecopetrol S.A., 2016).

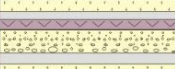
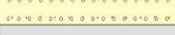
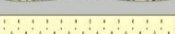
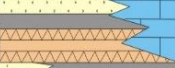
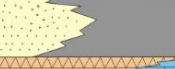
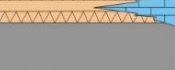
CHRONOSTRATIGRAPHY		LITHOSTRATIGRAPHY		LITHOLOGY	PETROLEUM SYSTEM	ENVIRONMENT	BASIN
SYSTEM	SERIES/STAGE						
TERTIARY	QUATERNARY	TERRACES, ALLUVIAL FANS				ALLUVIAL AND LAHARIC	ANDEAN DEFORMATION INTERMOUNTAIN COLLISION-RELATED
	PLIOCENE	GUACACALLO FM. , ALTAMIRA LAHAR AND OTHER UNITS					
		GIGANTE FORMATION (MESA)					
	MIOCENE	HONDA GROUP	VILLAVIEJA FM.		R S S	FLUVIAL (BRAIDED/ MEANDERING)	
			LA VICTORIA FM.				
	UPPER OLIGOCENE	BARZALOSA FORMATION (LA CIRA)				LACUSTRINE	
	MIDDLE TO UPPER EOCENE	GUALANDAY GROUP	DOIMA FM.		R	ALLUVIAL TO FLUVIAL	
POTRERILLO FM.							
PALEOCENE TO LOWER EOCENE?	GUADUALA (GUADUAS) FORMATION/GROUP	CHICORAL FM.		R	FLUVIAL TO COASTAL PLAIN	CENTRAL CORDILLERA UPLIFT PULSES RETRO-ARC PRE-ANDEAN FORELAND	
		TERUEL FM.					
		SAN FRANCISCO FM.		S	EARLY FORELAND?	ACCRETION WESTERN CORDILLERA	
CRETACEOUS	MAASTRICHTIAN	MONSERRATE/LA TABLA/TOBO			R	NEARSHORE	MARGINAL SAG BASIN (BACK-ARC?)
	"NIVEL DE LUTITA Y ARENA"						
	CAMPANIAN	OLINI GROUP	UPPER CHERT		R	OFFSHORE TO NEARSHORE	
			NIVEL DE LUTITA/ EL COBRE SANDSTONE				
			LOWER CHERT				
	SANTONIAN	VILLETA GROUP	LA LUNA		S S	NERITIC	
	BAMBUCA						
	CONIACIAN		TETUAN				
	TURONIAN						
	CENOMANIAN	CABALLOS FORMATION			R S	NEARSHORE	
LATE ALBIAN	YAVI FORMATION			R?	FLUVIAL TO ALLUVIAL		
MIDDLE? APTIAN-MIDDLE ALBIAN							
EARLY APTIAN (TO BARREMIAN?)							
	UP	SAL DAÑA	PRADO MEMBER	ECONOMIC BASEMENT	VOLCANI-CLASTIC		

Figura 2.Columna estratigráfica general Campo Los Mangos-Yaguará.

Fuente: (Grupo de estudio integrado del Campo Yaguará. Petrobras International B.V., 2004)

El modelo estratigráfico del campo Los Mangos se basa en la subdivisión de la formación Caballos en unidades operacionales (Caballos B a la base y Caballos A al tope) como se observa en la

Figura 2, donde la variación es producto de los cambios de ambientes sedimentarios debidos a la inundación marina que cubre las facies inicialmente de origen continental, con bajas relaciones arena-arcilla y menores índices de cementación por carbonato de calcio (Vicepresidencia Regional Sur (VRS), Ecopetrol S.A., 2016).

En dicha distribución de arenas se aprecian los depósitos vulcanoclásticos de Saldaña que dieron paso a la Formación Yaví, y la evolución que dio origen a la Formación Caballos en sus ambientes continentales, en sus facies más transicionales y marinas que terminan al tope con la cobertura total por parte de sedimentos de plataforma externa a mar abierto de la Formación Villeta que es el equivalente más profundo del mar cretácico en la cuenca del Valle Superior del Magdalena (Vicepresidencia Regional Sur (VRS), Ecopetrol S.A., 2016).

1.4. HISTORIA DE PRODUCCIÓN

1.4.1. MÉTODO DE PRODUCCIÓN

De acuerdo con el análisis del comportamiento de producción, presión, características de fluidos y rocas de la Formación Caballos (productora en el campo Yaguará), se estableció que el yacimiento presenta un mecanismo de producción por gas en solución, antes del inicio del proceso de inyección de agua. Se identificó presencia de un acuífero, pero con una actividad nula, sin efecto en el proceso de producción de la Formación Caballos (Vicepresidencia Regional Sur (VRS), Ecopetrol S.A., 2016).

En 1995 se inició el proyecto de inyección de agua en el Campo Yaguará mediante el pozo MG-004, con el propósito de restaurar la presión del yacimiento y maximizar el recobro de hidrocarburos en el yacimiento Caballos B y su posterior extensión hacia la periferia Oeste del campo mediante pozos inyectoras adicionales (Vicepresidencia Regional Sur (VRS), Ecopetrol S.A., 2016).

1.4.2. PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

La producción promedio del campo Yaguará a noviembre de 2018 es de 2023 BOPD, 730 KSCFD y 61917 BWPD; la tasa de inyección del campo es de 63605 BWPD. El BSW promedio de los pozos productores del campo es del 95%, evidenciando un alto grado de reciclo y canalización de agua de inyección.

1.4.3. NÚMERO DE POZOS

Actualmente existen 121 pozos, de los cuales 71 son productores con sistemas de levantamiento artificial entre bombeo electrosumergible y bombeo por cavidades progresivas, 34 son inyectoras con completamientos duales o selectivos y 16 son pozos abandonados.

2. METODOLOGÍA PARA LA INTERPRETACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LOS MANGOS- YAGUARÁ

En este capítulo se describirá el proceso de recolección de la información del campo y el desarrollo de la aplicación llamada GIIP, además del balance por bloques realizados a partir de la información existente a noviembre de 2018; cumpliendo con los objetivos del proyecto.

2.1. LISTADO DE POZOS A ANALIZAR

Todos los pozos del campo (productores, inyectoros y abandonados) independientemente de su completamiento.

2.2. PROCEDIMIENTO

1. Recopilación y validación de la información
2. Creación de aplicación para la integración de la información recopilada.
3. Interpretación de los patrones de inyección por medio de balance inyección-producción del campo Los Mangos Yaguará.

2.2.1. RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La recopilación de la información inició con la revisión de los archivos existentes en la red de Ecopetrol, los documentos disponibles contenían información de las condiciones actuales de los

pozos productores e inyectores (pruebas de pozos, datos de inyección diaria, estados mecánicos, históricos de pozos, consolidado de niveles de sumergencia, y reportes de registros ILT's y PLT's).

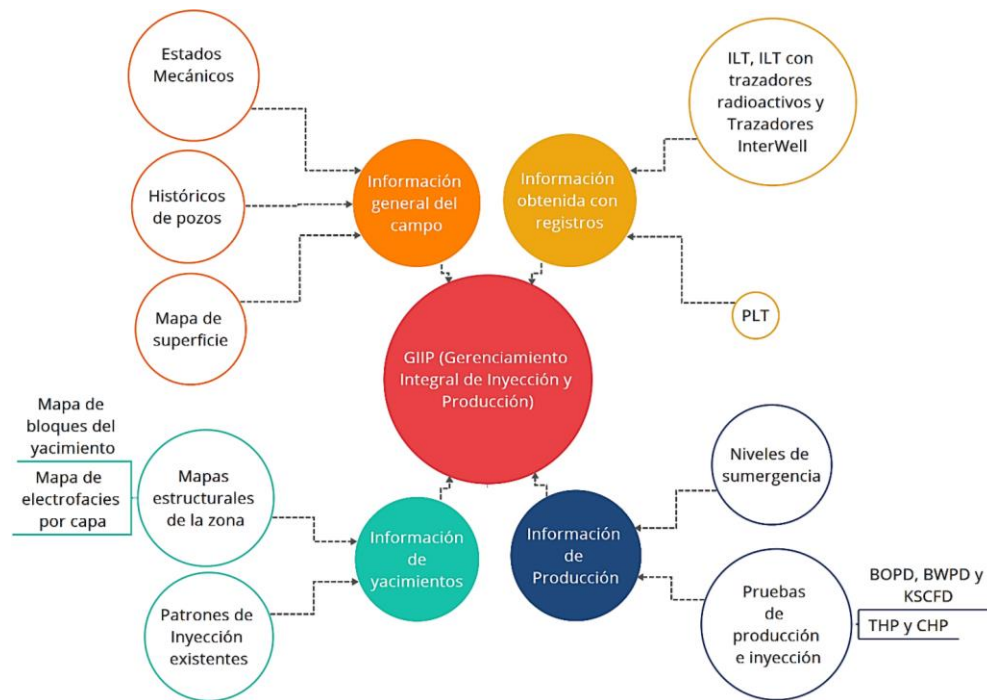


Figura 3. Información centralizada en GIIP app.

Fuente: Autora.

Seguidamente se procedió a la generación de un consolidado de todos los registros de cada pozo, y se solicitó información sobre el yacimiento (patrones de inyección y mapas de electrofacies de cada capa).

Debido a los pocos datos de los pozos abandonados se hizo necesario tomar un registro fotográfico de las placas de cada uno de ellos, así como la revisión del archivo físico del campo para la digitalización de las Formas ministeriales 10 ACR.

La información recolectada (Figura 3) fue organizada y clasificada para facilitar procesos de consulta posteriores, además quedó disponible para su actualización por parte de los funcionarios de Ecopetrol S.A. en la red corporativa.

2.2.2. CREACIÓN DE APLICACIÓN PARA LA INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA.

La información recopilada se integró a través de una aplicación de Windows creada mediante Microsoft Visual Studio Community 2017 versión 15.8.9 usando lenguaje Visual Basic.Net disponible para equipos de 32 y 64 bits, el único requisito para su uso es contar con acceso autorizado a las carpetas del Campo Los Mangos-Yaguará existentes en la red corporativa de Ecopetrol. El diagrama de flujo de la aplicación producto se presenta en la Figura 4.

Esta herramienta permite que el proceso de monitoreo de la inyección de agua sea más eficiente obedeciendo a una reducción de tiempo de consulta de la información produciendo una rápida toma de decisiones y acciones correctivas; además el diseño amigable de su interfaz de usuario hace que la aplicación sea de fácil de acceso y uso.

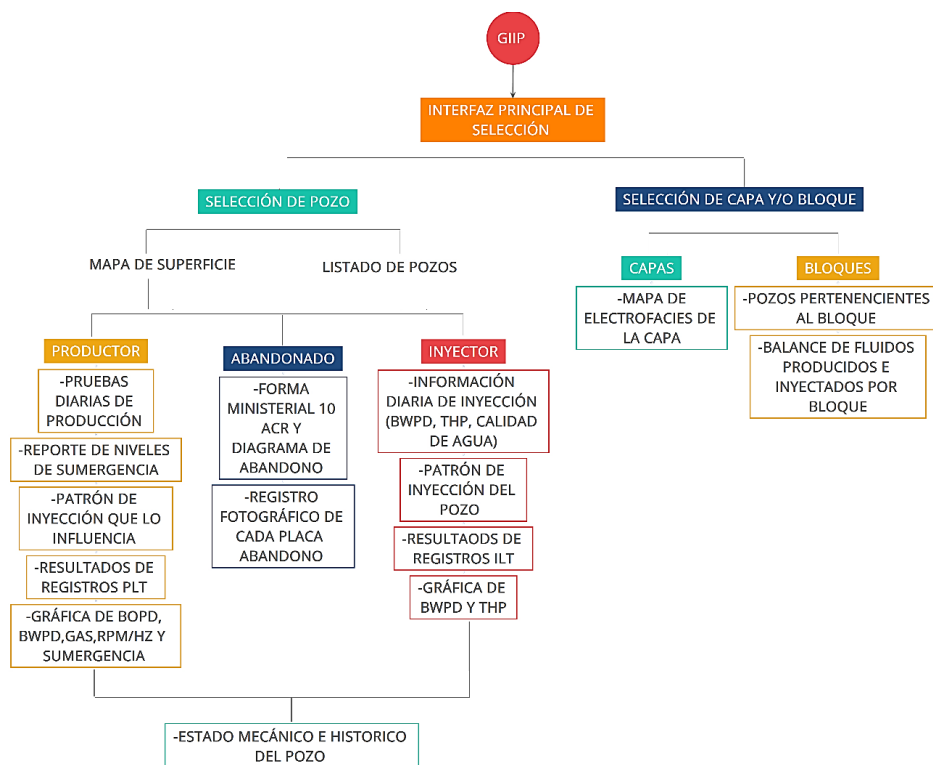


Figura 4. Diagrama de flujo GIIP app.

Fuente: Autora.

2.2.2.1. MANUAL DE LA APLICACIÓN *GIIP*

La aplicación GIIP (Gerenciamiento Integral de Inyección y Producción) cuenta con una interfaz principal (Figura 5) con dos opciones principales, una de ellas es seleccionar un pozo de interés, la otra seleccionar una capa (arena) o un bloque. Cualquiera sea la selección del usuario es necesario hacer clic en el botón ACEPTAR para que el programa habilite la interfaz siguiente.

Si el usuario selecciona el botón de Mapa Superficial ubicado en la interfaz principal, el programa abrirá una nueva ventana que contiene el mapa del campo permitiendo que desde allí se seleccione un pozo, en caso de seleccionar el segundo botón se habilita otra sección de la interfaz principal

para que el usuario seleccione un pozo desde un listado, en ambos casos el paso siguiente llevará a observar la información de dicho pozo.

BIENVENIDO

COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN YAGUARÁ CAMPO LOS MANGOS

Seleccione la opción que desea habilitar

☐ Mapa de superficie ☐ Pozos ☐ Capas y bloques

Selección de tipo de pozo

☐ Productores ☐ Inyectores ☐ Abandonados

Ningún pozo seleccionado

Selección de capa o bloque

☐ Información por capas ☐ Información por bloques

Ninguna capa/bloque seleccionada

Aceptar

Figura 5. Interfaz principal para la selección de opción de interés.

Fuente: Autora.

El tercer botón de la pantalla principal habilita la sección de escogencia de la capa y/o el bloque del cual se desea abrir la información.

2.2.2.1.1. MAPA DE SUPERFICIE

La selección del botón de mapa superficial no habilita ninguna sección en la interfaz principal, como muestra la Figura 6.

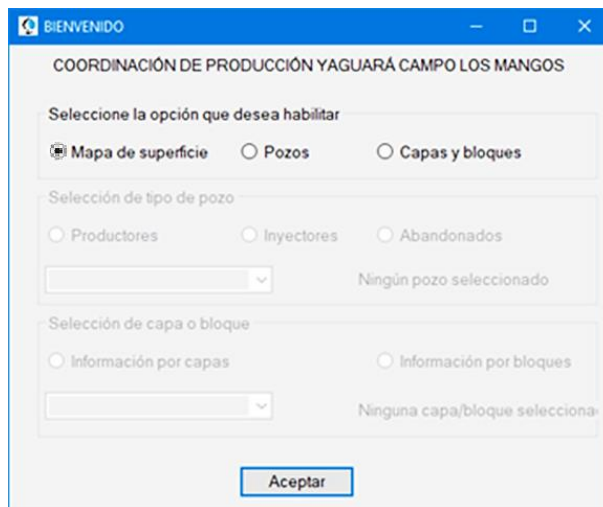


Figura 6. Vista de interfaz principal con selección de mapa superficial.

Fuente: Autora.

Sin embargo, una vez seleccionada mostrará la ventana de visualización del mapa de superficie, donde el usuario debe seleccionar el pozo que sea de su interés para así conocer su información (Figura 7).

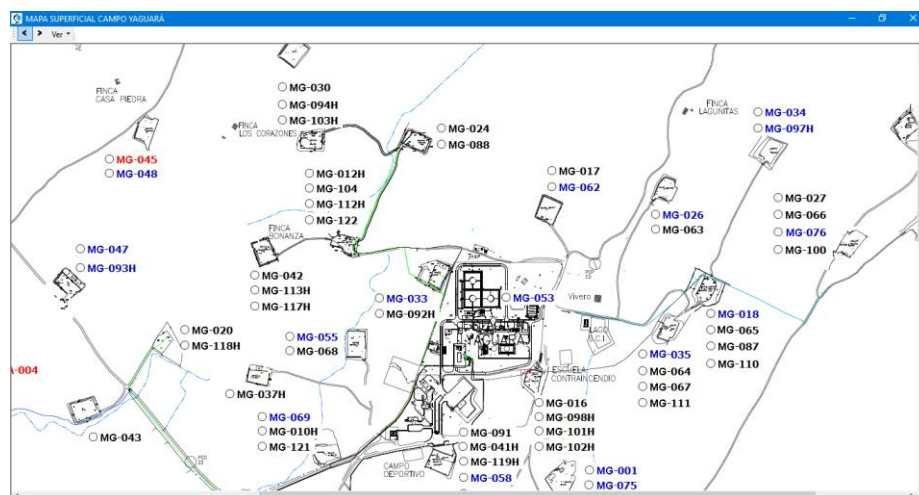


Figura 7. Ventana de visualización del mapa de superficie del Campo Yaguará.

Fuente: Autora.

Además, al pasar el mouse por encima de un pozo inyector se mostrará su patrón de inyección (Figura 8).

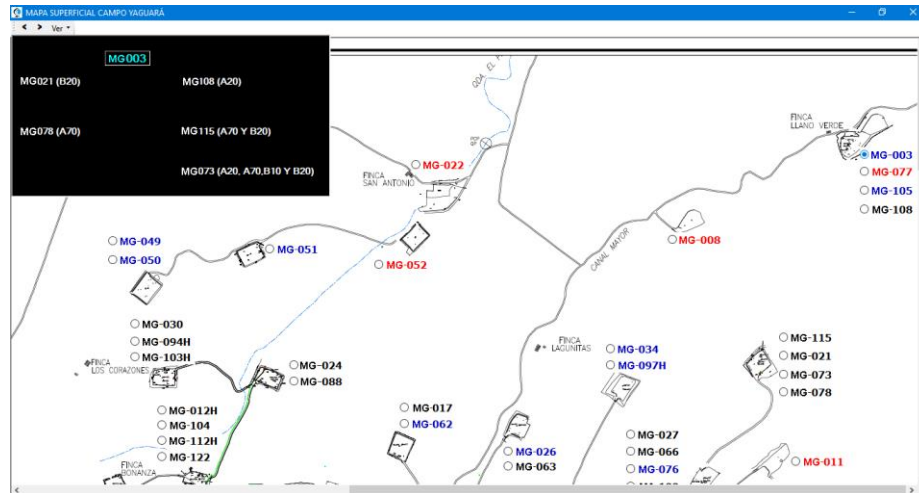


Figura 8. Visualización de los patrones de inyección de cada pozo inyector.

Fuente: Autora.

La aplicación también permite seleccionar un rango de fechas para determinar el año de la información a mostrar.

2.2.2.1.2. INFORMACIÓN DE POZOS

Cuando la opción seleccionada por el usuario es el listado de pozos en la interfaz principal se habilitarán tres opciones que permiten la escogencia del tipo de pozo a buscar, a medida que el tipo de pozo cambie, los listados de pozos también lo harán (Figura 9).

Figura 9. Vista de interfaz principal con selección de pozo productor.

Fuente: Autora.

Una vez escogido el tipo y el nombre del pozo se mostrará la ventana (Figura 10) que aparece a continuación donde se selecciona un rango de fechas de interés.

Figura 10. Ventana de selección de rango de fechas de interés.

Fuente: Autora.

La información cargada desde los archivos existentes en la red corporativa será visualizada por el usuario a través de una nueva interfaz (Figura 11), donde al explorar en cada una de las pestañas se mostrará cada uno de los datos disponibles del pozo.

INFORMACIÓN DE POZO PRODUCTOR MG-021

Ver

Reporte pruebas de producción (2012-Actual) | Reporte niveles de sumergencia | Gráfica de producción | Patrón de inyección | PLT'S

Seleccione el rango de fechas de su interés (dd/mm/yyyy)

Desde: 01/01/2012

Hasta: 01/01/2012

POZO	FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	BSW	MMSCFD	GOR	API	THP (psi)	CHP (psi)
MG-021	4/01/2012	153	1275	1428	89.3	31	203	22.2	110	62
MG-021	12/01/2012	154	1329	1483	89.59	29	188	22.2	110	57
MG-021	30/01/2012	159	1297	1456	89.079670329670336	32	1441	22.2	110	63
MG-021	15/02/2012	159	1277	1436	88.9275766016713	30	189	22.1	110	63
MG-021	29/02/2012	156	1298	1454	89.27	39	250	22.1	110	70
MG-021	13/03/2012	156	1235	1391	88.785046728971963	22	991	22.2	110	65
MG-021	2/04/2012	154	1183	1337	88.5	19	123	22	110	62
MG-021	23/04/2012	155	1193	1348	88.5	22	142	22.1	110	61
MG-021	5/05/2012	154	1208	1362	88.7	29	188	22.1	110	65
MG-021	14/05/2012	160	1211	1371	88.3	27	169	22.1	110	65
MG-021	29/05/2012	148	1196	1344	89	27	182	22.1	140	63
MG-021	3/07/2012	153	1235	1388	89	33	216	22.3	110	65
MG-021	5/08/2012	152	1205	1357	88.8	44	289	22.2	100	62

Figura 11. Información del pozo seleccionado en GIIP.

Fuente: Autora

Cada una de las ventanas para la visualización de la información de los pozos permite el acceso a los estados mecánicos, históricos, reportes y consolidados de resultados de registros de perfilajes, además de presentar la opción por medio del botón *Ver* de abrir los archivos de origen de los datos de producción e inyección mostrados en las interfaces.

2.2.2.1.3. INFORMACIÓN DE CAPAS Y/O BLOQUES

Si el usuario selecciona la opción de capas y/o bloques en la interfaz principal se habilitará una sección de la ventana que le permitirá escoger la capa o bloque a buscar; a medida que la selección cambie, los listados también lo harán (Figura 12).

BIENVENIDO

COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN YAGUARÁ CAMPO LOS MANGOS

Seleccione la opción que desea habilitar

☐ Mapa de superficie ☐ Pozos ☒ Capas y bloques

Selección de tipo de pozo

☐ Productores ☐ Inyectores ☐ Abandonados

MG-008 MG-008

Selección de capa o bloque

☐ Información por capas ☒ Información por bloques

1

Aceptar

Figura 12. Vista de interfaz principal con selección de capa o bloque.

Fuente: Autora.

En caso de seleccionar la opción de bloque se mostrará una ventana que contendrá la información correspondiente al bloque seleccionado (Figura 13).

INFORMACIÓN DE BLOQUE 1

Ver

Información de bloque Balance de agua por bloque

POZO	BLOQUE	TIPO	COMPLETAMIENTO	COMENTARIOS
MG-003	1	Inyector	T	
MG-008	1	Abandonado	NA	
MG-021	1	Productor	BES	
MG-073	1	Productor	PCP	
MG-077	1	Abandonado	NA	
MG-078	1	Productor	PCP	
MG-105	1	Inyector	T	
MG-108	1	Productor	PCP	
MG-115	1	Productor	RFS	

Figura 13. Información del bloque o capa seleccionada en GIIP.

Fuente: Autora.

2.2.3. INTERPRETACIÓN DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN POR MEDIO DEL BALANCE DE LOS FLUIDOS DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO LOS MANGOS-YAGUARÁ.

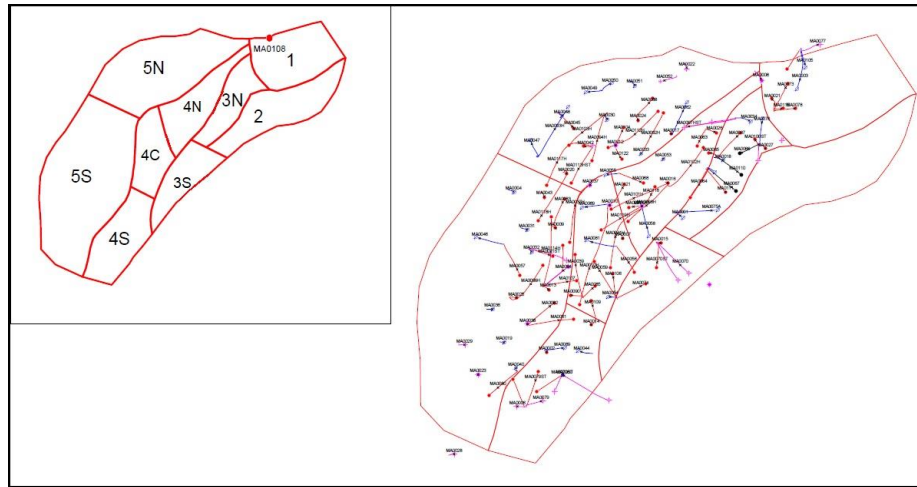


Figura 14. Distribución pozos Campo Yaguará en cada bloque.

Fuente: Ecopetrol S.A. 2018

El yacimiento del campo Yaguará está subdividido por bloques como ya se mencionó en el capítulo Generalidades del campo, cada bloque contiene pozos productores, inyectoros y abandonados (Figura 14). Para este balance los pozos abandonados no se tomaron en cuenta porque no representan influencia alguna en cuanto a aporte o producción de fluidos. El balance de fluidos se llevó a cabo de la siguiente manera:

1. Una vez revisada la información recolectada se identificó la ubicación de cada pozo, con el fin de conocer los pozos que componían cada bloque (Tabla 1).

Tabla 1.

Distribución de pozos en cada bloque del Campo Yaguará.

BLOQUE	INYECTORES	PRODUCTORES
1	MG-003T, 105T	MG-021, 073, 078, 108, 115
3 Norte	MG-001A, 001SC, 001SL, 018SC, 018SL, 034A, 034SC, 034SL, 035SC, 035SL, 075T, 076T	MG-027, 066, 067, 087, 100, 110, 111
3 Sur	MG-054T, 070T	MG-056, 074, 106
4 Norte	MG-026T, 053SC, 053SL, 058SC, 058SL, 097H	MG-015, 016, 041H, 063, 064, 065, 068, 091, 098H, 101H, 102H, 116, 121
4 Centro	MG-069T, 081SC, 081SL	MG-007, 010H, 039, 059, 085, 090, 109, 119H
4 Sur	MG-044SC, 044SL, 089SC, 089SL	MG-002, 014, 072, 079, 095
5 Norte	MG-033SC, 033SL, 047T, 048T, 049SC, 049SL, 050T, 051SC, 051SL, 055SL, 062SC, 062SL, 093SC, 093SL	MG-012H, 017, 020, 024, 030, 037H, 042, 088, 092H, 094H, 103H, 104, 112H, 113H, 117H, 122
5 Sur	MG-009T, 019T, 031A, 031T, 032T, 036T, 040SC, 040SL, 046A, 046SC, 046SL	MG-013, 025, 043, 057, 061, 071, 080, 082, 083, 084H, 099H, 107, 114H, 118H

Fuente: Ecopetrol S.A. 2018

2. Para la obtención de resultados representativos de las condiciones del campo fue necesaria la determinación de la influencia de pozos inyectoros pertenecientes a bloques diferentes

al estudiado, se procedió a realizar el cotejo de los pozos de cada bloque y los patrones de inyección establecidos y/o identificados por yacimientos (Tabla 2).

Tabla 2.

Relación de pozos inyectoros que influyen a pozos productores de otros bloques.

BLOQUE	POZOS DE OTRO BLOQUE	
	INYECTOR	BLOQUE
1	MG-034A, 034SC, 034SL, 076T	3 Norte
3 Norte	MG-053SL, 097H	4 Norte
3 Sur	MG-058SC, 058SL	4 Norte
	MG-081SC, 081SL	4 Centro
4 Norte	MG-001A, 001SC, 001SL, 018SC, 018SL	3 Norte
	MG-081SC, 081SL	4 Centro
	MG-055SL	5 Norte
4 Centro	MG-054T	3 Sur
	MG-058SC, 058SL	4 Norte
	MG-055SL	5 Norte
	MG-032T	5 Sur
4 Sur	MG-054T	3 sur
	MG-019T, 040SC, 040SL	5 Sur
5 Norte	MG-081SC	4 Centro
	MG-009T, 031A, 031T	5 Sur
5 Sur	MG-047T	5 Norte

Fuente: Ecopetrol S.A. 2018

3. Los cálculos necesarios para el balance de los fluidos se realizaron de la siguiente manera:
 - a. Con el objetivo de analizar de manera comparativa los resultados obtenidos se tuvieron en cuenta dos escenarios diferentes: en el primer escenario se tomaron las condiciones actuales del campo (solo pozos operativos) donde los valores de inyección y producción de cada pozo se obtuvieron por medio del promedio aritmético de los valores reportados del mes de noviembre de 2018. Para el segundo escenario los pozos que no presentaban caudales en el caso anterior debido a su inactividad fueron incluidos en el cálculo del balance donde sus valores de inyección y producción eran los promedios del mes inmediatamente anterior a su fecha de parada (se asumieron operativos). Los pozos no operativos y sus caudales se especifican en la Tabla 4.
 - b. La distribución de los caudales de inyección de cada pozo se elaboró a partir de los porcentajes de los caudales admitidos por cada capa del yacimiento obtenidos en los registros ILT, en casos donde el pozo inyector no contaba con registros ILT o este no había discretizado el caudal admitido por cada capa, la distribución se realizó a partir de la capacidad de flujo de cada arena calculada por medio de la petrofísica existente (KH).
 - c. Por medio de los patrones de inyección establecidos por yacimientos, el porcentaje de flujo de cada capa se dividió en partes iguales entre el número de pozos productores que fueran influenciados por cada inyector en cada de ellas. Con el fin de obtener el caudal inyectado a través de cada inyector en sus diferentes capas el porcentaje fue multiplicado por el caudal de inyección promedio mes de noviembre del pozo inyector y luego multiplicado por el

número de pozos productores que no pertenecieran al bloque estudiado para calcular el caudal total inyectado en dicho bloque mediante la diferencia entre el caudal inyectado en cabeza y la suma del caudal que admiten los pozos productores de otros bloques.

- d. Como existen pozos inyectoros que no tienen patrón de inyección determinado y/o identificado por el área de yacimientos, el caudal inyectado por estos pozos se distribuyó de la siguiente manera: 50% del caudal permanece en el bloque en el que se encuentra el pozo y el 50% restante es tomado por los demás bloques del campo.

4. Caben resaltar las siguientes situaciones:

- Para este balance se tomó el último registro ILT tomado, existen registros desde el año 1997 hasta el 2018 dependiendo del pozo; por ejemplo, el pozo MG-050 sólo cuenta con un registro ILT el cual fue tomado en el año 1997 contrario al caso del pozo MG-105 que cuenta con nueve registros ILT, siendo el más reciente del año 2012.
- Para la distribución de los caudales por capa de los pozos MG-075T y MG-076T se dividió en partes iguales el porcentaje de flujo obtenido en el registro ILT entre el número de capas afectadas, esto debido a que en dichos resultados existían flujos no discretizados y su petrofísica tampoco permitió discretizar dichos porcentajes.

Tabla 3.
Relación pozos- bloque en Stand By a noviembre 2018.

BLOQUE	PRODUCTOR	CAUSA NO OPERATIVIDAD	INYECTOR	CAUSA NO OPERATIVIDAD
4 Norte	MG-063	Falla por varilla partida (Desde junio 2018)	-	-
4 Centro	MG-119H	Pozo aterrizado (Desde septiembre 2018)	-	-
4 Sur	MG-072	Falla de fondo (pozo candidato para conversión a inyector fallado desde julio 2017).	MG-044SC MG-089SC, 089SL	Falta de accesorios (válvulas desde 2012) Pozo taponado (no recibe inyección desde 2013)
5 Norte	MG-042	Pozo aterrizado (Desde diciembre 2017)	MG-033SC, 049SC, 051SC, 093SC	Falta de accesorios (válvulas desde 2012, 2013, y los últimos dos no hay registro)
5 Sur	MG-118H	Pozo para monitoreo de presión (Desde noviembre 2017)	MG-040SC	Cerrado por orden de ingeniería (desde el 2013)

Fuente: Autora.

Tabla 4.
Producción e inyección de pozos en Stand By.

BLOQUE	POZO	FECHA ULTIMO DATO	PROMEDIO MES	
			BOPD	BWPD
4 Norte	MG-063	29-jun-18	1	66
4 Centro	MG-119H	5-sep-18	27	1196
	MG-072	17-jul-17	8	152
4 Sur	MG-044SC	11-nov-2013	-	672
	MG-089SC	6-may-2013	-	432
	MG-089SL	21-may-2013	-	357
	MG-042	14-dic-17	20	746
	MG-033SC	NO HAY REGISTRO		
5 Norte	MG-049SC	NO HAY REGISTRO		
	MG-051SC	NO HAY REGISTRO		
	MG-093SC	NO HAY REGISTRO		
5 Sur	MG-118H	8-nov-17	1	58
	MG-040SC	25-jul-2013	-	244

Fuente: Autora.

- Para los cálculos de los pozos MG-040SC y MG-018SC que no cuentan con un patrón de inyección determinado, petrofísica, ni registros ILT's, se realizó la distribución como se mencionó en el numeral d.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los cálculos realizados para determinar los caudales de inyección y producción de cada bloque se basaron en las aclaraciones y consideraciones mencionadas anteriormente. En la Tabla 5 se presentan los resultados obtenidos para el caso A que representa las condiciones actuales del campo y en la Tabla 6 los resultados del caso B que representa el escenario hipotético en el cual todos los pozos se encuentran operativos.

Tabla 5.
Resultados CASO A balance de fluidos de inyección y producción por bloques.

Bloque	1	3 N	3 S	4 N	4 C	4 S	5 N	5 S
Inyectores	2	12	2	6	3	1	10	10
Productores	5	7	3	12	7	4	15	13
BWPD	4164	13239	2332	9537	4661	2024	17746	8121
BOPD	268	248	138	406	121	103	421	367
BFPD	4432	13486	2470	9943	4782	2126	18168	8488
BWPDi	6264	10763	2924	10364	5785	1463	11610	8844
BWPDi	6264	10763	2924	10364	5785	1463	11610	8844
Qwi-Qo	1832	-2723	454	421	1003	-663	-6558	356
Llenado del bloque % BWPDi/BFPD	141	80	118	104	121	69	64	104
Eficiencia de llenado BWPDi/BOPD	23	43	21	26	48	14	28	24

Fuente: Autora.

El punto de partida para el análisis de los resultados es la relación de llenado óptima para el campo Los Mangos establecida por el área de yacimientos, según dicha área la relación de llenado para este yacimiento debe ser uno a uno, es decir, un barril de agua inyectado por cada barril de fluido producido.

De los datos obtenidos para el caso A se observó que tres de los ocho bloques existentes en el campo son pobremente llenados por el proceso de inyección con eficiencias menores al 80 % que

evidencian insuficiencias de más de 600 BWPD de los caudales de inyección. De la misma manera se identificaron tres bloques que están siendo sobrellenados con caudales excedentes de más de 500 BWPD.

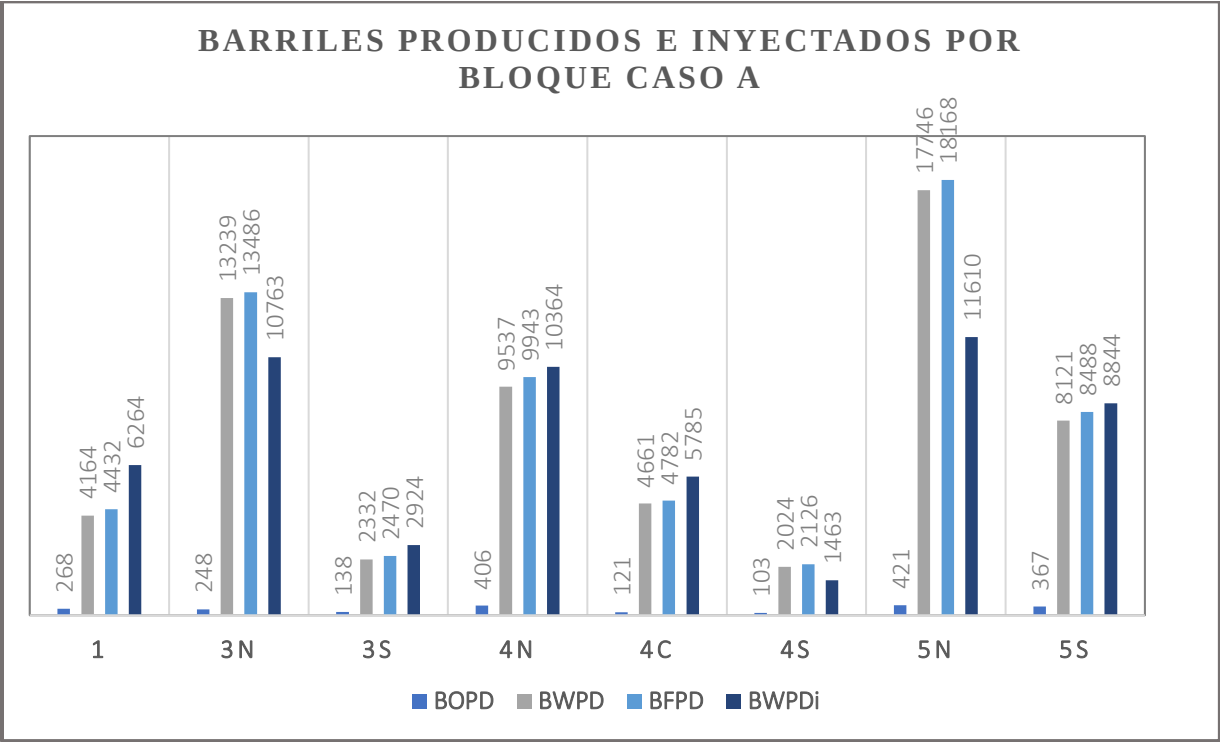


Figura 15. Gráfica resultados balance de fluidos de inyección y producción CASO A.

Fuente: Autora.

Como se observa en la Figura 15, en el bloque 3 Norte se producen 13.486 BFPD y sólo se le inyectan 10.763, existiendo un déficit de 2723 BWPDi, evidenciando una insuficiencia del caudal de inyección. Lo mismo ocurre con los bloques 4 Sur y 5 Sur donde la alta producción de fluidos ocasiona un desbalanceo en los caudales inyectados produciendo que el llenado del yacimiento sea deficiente.

En el caso B los bloques 1, 3 Norte y 3 Sur no pudieron ser analizados de manera comparativa puesto que estos bloques no tienen pozos fuera de servicio, mientras el bloque 5 Norte demostró un faltante mayor a los 7000 BWPD y el bloque 4 Sur estaba sobrellenado por 500 BWPD.

Tabla 6.

Resultados CASO B balance de fluidos de inyección y producción por bloques.

Bloque	4 N	4 C	4 S	5 N	5 S
Inyectores	6	3	4	14	11
Productores	13	8	5	16	14
BWPD	9603	5857	2176	18492	8179
BOPD	407	149	111	441	368
BFPD	10011	6005	2286	18933	8547
BWPD _i	10364	5785	2832	11610	9088
BWPD _i	10364	5785	2832	11610	9088
Q _{wi} -Q _o	353	-220	546	-7323	541
Llenado del bloque % BWPD _i /BFPD	104	96	124	61	106
Eficiencia de llenado BWPD _i /BOPD	25	39	26	26	25

Fuente: Autora.

Al realizar el análisis comparativo de los dos escenarios considerados se identificó lo siguiente:

- Si el pozo inactivo del bloque 4 Norte entrara en producción, no representaría un aumento significativo en la producción de crudo, además su producción de agua no generaría efectos en el llenado/vaciado del bloque puesto que su eficiencia no cambiaría de manera significativa.
- Para balancear el bloque 4 Centro bastaría con reactivar el pozo productor que se encuentra en Stand by, al mismo tiempo la producción de hidrocarburos sufriría un aumento significativo gracias a dicho pozo.

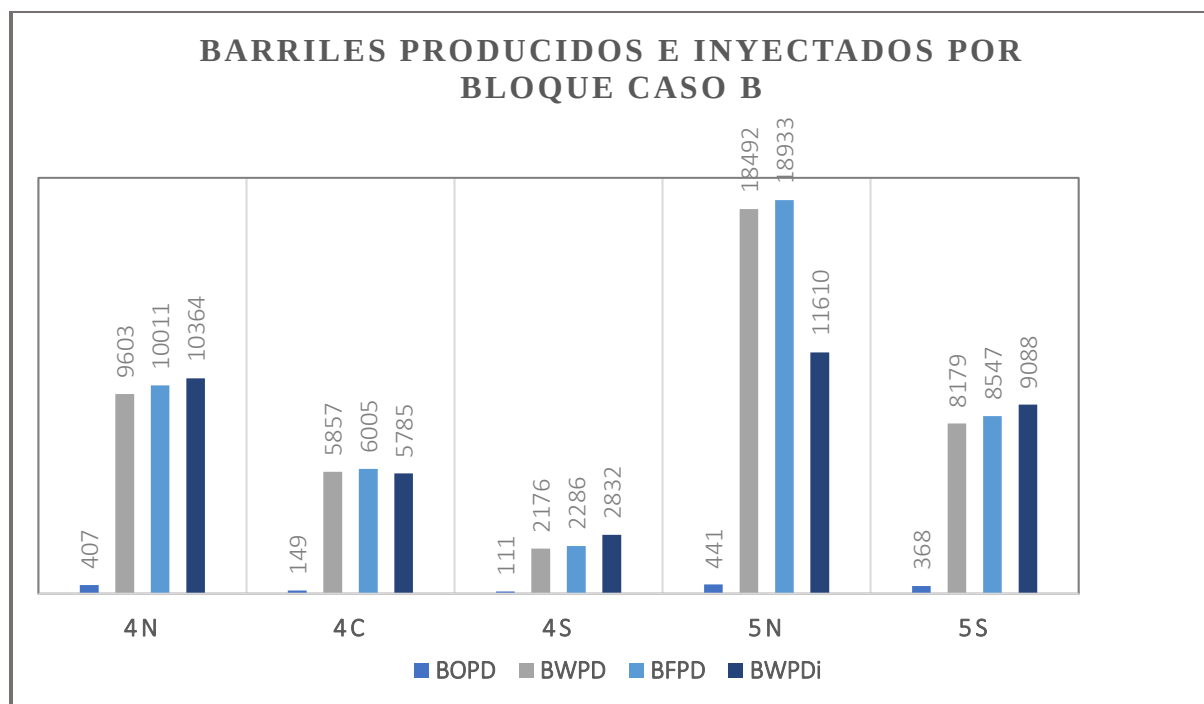


Figura 16. Gráfica resultados balance de fluidos de inyección y producción CASO B.

Fuente: Autora.

- Si bien la reactivación del pozo productor del bloque 4 Sur no representa un gran aumento de la producción de crudo, la reactivación de sus tres pozos inyectoros, actualmente fuera de servicio generaría un efecto importante en el balanceo del bloque. Sin embargo, el bloque comenzaría a ser sobrellenado.
- Para el bloque 5 Sur la inactividad de dos de sus pozos, uno inyector y uno productor, no representa cambios significativos en la producción de crudo ni en el proceso de inyección de agua.
- La reactivación del pozo no operativo del bloque 5 Norte, generaría un aumento considerable de la producción de crudo en dicho bloque, aunque es necesario tener en

cuenta que los resultados del bloque 5 Norte para el caso B no permiten realizar análisis comparativo en el balance de inyección respecto a los resultados del caso A debido a la falta de información referente a sus pozos inyectoros que se encuentran inactivos.

CONCLUSIONES

- Con el fin de aumentar la producción de hidrocarburos es necesaria no solamente la reactivación de los pozos productores que tienen gran potencial, sino también la realización de un análisis conjunto entre las áreas de ingeniería, yacimientos y producción para establecer un plan de acción del proceso de inyección de modo que sean identificados y verificados todos los patrones de inyección.
- Para lograr un balance entre los fluidos producidos e inyectados en el yacimiento del campo Los Mangos-Yaguará es necesario realizar el estudio de factibilidad para el posterior reacondicionamiento y reactivación de los pozos inyectoros.
- La aplicación creada es útil para el monitoreo y seguimiento del proceso de inyección de agua por parte del ingeniero de producción, también le permite al ingeniero de yacimientos una mejor comprensión del yacimiento y el comportamiento de los fluidos dentro de él.
- El uso de la herramienta disminuirá los costos para la coordinación, ocasionados por la utilización de licencias de diferentes softwares comerciales.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda el estudio del índice de inyektividad y la tasa de inyección ideal de cada pozo para generar diseños ajustados a las condiciones actuales e identificar pozos que necesiten intervención.
- Con el objetivo de disminuir la incertidumbre de los resultados del balance de agua (inyección-producción) y lograr una mejor caracterización del yacimiento, se recomienda tomar registros de inyección, trazadores interwell y trazadores radioactivos.
- Para lograr una toma de decisiones basadas en información correcta, se recomienda mantener actualizada la información referente a los resultados de registros ILT y de patrones de inyección del campo.
- Con el fin de aumentar la productividad del campo, se recomienda la realización de un estudio integral pozo a pozo para identificar y evaluar posibles oportunidades de incrementar los volúmenes de aceite.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Vicepresidencia Regional Sur (VRS), Ecopetrol S.A. (2016). *DOCUMENTO COMPLEMENTARIO DE SOPORTE PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY 1753 Art.28 DE 2015 AL PROYECTO DE PRODUCCION INCREMENTAL CAMPO YAGUARA*. Bogotá.
- Blanco Simbaqueba, J., & Delgadillo Aya, C. L. (2006). *METODOLOGÍA INTEGRADA PARA EL DISEÑO DE UN MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA DESARROLLANDO EN UN CAMPO PETROLERO*. Bucaramanga. Recuperado el 25 de Diciembre de 2018, de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2006/120882.pdf>
- Cabrera Mármol, J. N., Cabrera Ochoa, F. E., & Delgado Chancay, J. P. (2012). *ANÁLISIS Y PROPUESTAS DE MEJORA DE PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA EJECUTADOS EN RESERVORIOS DE DIVERSAS CARACTERÍSTICAS*. Guayaquil, Ecuador. Recuperado el 28 de Diciembre de 2018
- DOC PLAYER. (s.f.). Recuperado el 02 de Enero de 2019, de DOC PLAYER: http://docplayer.es/16579701-Parte-1-introduccion-al-desarrollo-de-aplicaciones-con-visual-basic.html#show_full_text
- Ecopetrol S.A. (s.f.). *ESTATUS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN COLOMBIA*. *ESTATUS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN COLOMBIA*. Colombia. Recuperado el 30 de Diciembre de 2018, de http://oilproduction.net/files/eor_ecopetrol.pdf
- Ferrer, M. P. (2001). *INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS* (Segunda ed.). Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.

Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery* (Vol. 6). Richardson, Texas, USA: SPE Textbook Series.

Grupo de estudio integrado del Campo Yaguará. Petrobras International B.V. (2004). *ESTUDIO INTEGRADO DE CAMPO YAGUARÁ*. Bogotá.

Losada Medina, D. (2019). *MANUAL GIIP app PRODUCTO DE LA TESIS DE GRADO: INTERPRETACIÓN DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LOS MANGOS-YAGUARÁ*. Manual, Huila, Neiva.

T. Smith, J., & M. Cobb, W. (1997). *WATERFLOODING*. Recuperado el 03 de Enero de 2019, de [http://www.prrc.nmt.edu/publications/media/pdf/workshop/95-99/Waterflooding%20\(1997\).pdf](http://www.prrc.nmt.edu/publications/media/pdf/workshop/95-99/Waterflooding%20(1997).pdf)

W. Talash, A.;SPE, Mobil E&P Services Inc. (Diciembre de 1988). AN OVERVIEW OF WATERFLOOD SURVEILLANCE AND MONITORING. *Journal of Petroleum Technology*, 5. Recuperado el 03 de Enero de 2019, de [http://www.prrc.nmt.edu/publications/media/pdf/workshop/95-99/Waterflooding%20\(1997\).pdf](http://www.prrc.nmt.edu/publications/media/pdf/workshop/95-99/Waterflooding%20(1997).pdf)

ANEXOS

1. FUNDAMENTACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

Para la explotación y producción de hidrocarburos se han descrito tres fases según la energía que manifiesta el yacimiento. La primera fase conocida como *recuperación primaria*, es la producción que se obtiene como resultado de la energía propia del yacimiento, la *recuperación secundaria* es aquella en la que se deben realizar operaciones y/o procesos para suplir la energía del yacimiento que se ha ido agotando, dichos procesos represurizan el yacimiento mediante la inyección de un fluido que puede ser agua o gas. Cuando es necesario modificar las propiedades petrofísicas de las rocas y de los fluidos que esta almacena, ya sea por inyección de gases miscibles, sustancias químicas o energía térmica, se conoce como *recuperación terciaria*. Esta última hace parte del conjunto de tecnologías poco comunes en Colombia.

1.1. HISTORIA SOBRE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Los métodos de recuperación secundaria son considerados métodos convencionales debido a la amplia aplicación en la industria a nivel mundial. Según Ferrer (2001):

La inyección de agua tuvo sus comienzos en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, en el año 1865. Como sucede frecuentemente en el desarrollo de nuevas tecnologías, la primera inyección ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones

petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1890, cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.

Para 1907, la práctica de la inyección de agua tuvo un apreciable impacto en la producción de petróleo del Campo Bradford. El primer patrón de flujo, denominado invasión circular, consistió en inyectar agua en un solo pozo; a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua, estos se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente más amplio. Este método se expandió lentamente en otras provincias productoras de petróleo debido a varios factores, especialmente a que se entendía muy poco y a que muchos operadores estuvieron en contra de la inyección de agua dentro de la arena. Además, al mismo tiempo que la inyección de agua, se desarrolló la inyección de gas, generándose en algunos yacimientos un proceso competitivo entre ambos métodos. (p.11)

En 1921, la invasión circular cambio por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectores. Para 1928, el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de 5 pozos. Después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección-producción. En la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose en el proceso que más ha contribuido al recobro del petróleo extra. Hoy en día, más de la mitad de la producción mundial de petróleo se debe a la inyección de agua. (p.12)

2. FUNDAMENTACIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA

Para iniciar un proceso de inyección de agua o de gas como método de recobro para aumentar la presión (energía) del yacimiento y así la recuperación de petróleo, se deben realizar un diseño y definición de los patrones de inyección, caracterizar los fluidos de yacimiento en conjunto con el fluido a aplicar, analizar las reacciones de estos al entrar en contacto no sólo entre ellos sino con la formación y al exponerse a las condiciones de subsuelo, además del diseño de las facilidades para la inyección del fluido a las condiciones óptimas. Existen dos maneras de realizar la inyección, como lo indica Ferrer (2001):

Inyección periférica o externa: Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, como se observa en la Figura 3, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-petróleo.

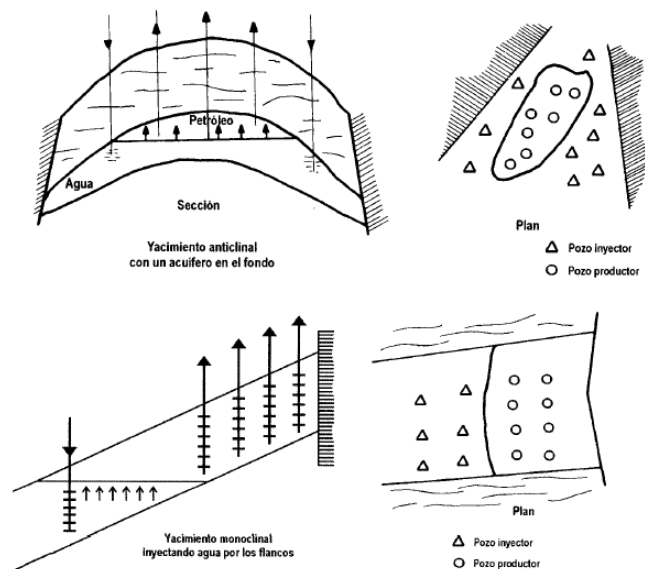


Figura 17. Inyección de agua externa o periférica (según Latil)

Fuente: (Ferrer, 2001)

Características:

1. Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura de este favorece la inyección de agua.
2. Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.

Ventajas:

1. Se utilizan pocos pozos.
2. No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectoras. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento entre pozos es muy grande. (p.12)
3. No es indispensable una buena descripción del yacimiento para iniciar el proceso de invasión con agua por flancos.
4. Rinde un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua. En este tipo de proyecto, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores. Esto disminuye los costos de las instalaciones de producción de superficie para la separación agua-petróleo.

Desventajas:

1. Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo
2. No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como si es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos. (p.13)
3. En algunos yacimientos, no es capaz de mantener la presión de la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de los yacimientos.

4. Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el yacimiento.
5. El proceso de invasión y desplazamiento es lento y, por lo tanto, la recuperación de la inversión es a largo plazo.

Inyección en arreglos o dispersa: Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo/gas) del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores, como se observa en la Figura 4.

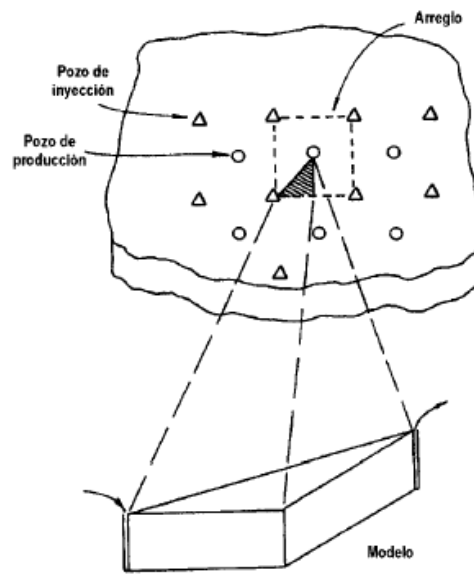


Figura 18. Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos (según Craig y col)

Fuente: (Ferrer, 2001)

Características:

1. La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad (k), de la porosidad (ϕ) y del número y posición de los pozos existentes.

2. Se emplea, particularmente, en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión areal.
3. A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectores, o se perforan pozos inyectores interespaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recobro.

Ventajas:

1. Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos, debido a que la distancia inyector-productor es pequeña. Esto es muy importante en yacimientos de baja permeabilidad. (p.14)
2. Rápida respuesta del yacimiento.
3. Elevada eficiencia de barrido areal.
4. Permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo.
5. Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro.
6. Rápida respuesta en presiones.
7. El volumen de la zona de petróleo es grande en un periodo corto.

Desventajas:

1. En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectores.
2. Requiere mejor descripción del yacimiento.
3. Exige un mayor seguimiento y control y, por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos. Es más riesgosa.

Es importante señalar que la práctica de arreglos geométricos regulares para ubicar los pozos inyector es algo que cada día se usa menos, ya que, con los avances en descripción de yacimientos, al tener una buena idea de las características de flujo y la descripción sedimentológica, es posible ubicar productores e inyectores en forma irregular, pero aprovechando al máximo el conocimiento de las características del yacimiento y optimizando el número de pozos. (p.15)

Después de la caracterización y definición del tipo de fluido a inyectar, se debe asegurar que mantenga características que no generen efectos adversos a la formación (skin, taponamiento, precipitación de sustancias químicas, etc.), que se traducirá en sobre costos de reacondicionamiento y operación, así como reducción de la eficiencia del proceso. Ferrer (2001) lo explica de la siguiente manera:

Las operaciones de campo dependen de los sistemas de inyección, de la compatibilidad y tratamiento de los fluidos, de los pozos de inyección y del uso de pozos viejos o la perforación de pozos nuevos. Una calidad pobre del agua de inyección genera graves problemas en los pozos, los cuales requerirán constantemente trabajos costosos de reacondicionamiento tales como: achicamiento, limpieza, acidificación y fracturamiento para mantener un nivel aceptable de inyectividad. Hasta los pozos inyectores de buena calidad requieren algunas veces trabajos de reacondicionamiento para ese mismo fin.

Los problemas que origina la inyección de un fluido de baja calidad son:

1. Elevadas presiones de inyección
2. Reducción de la eficiencia de barrido y, por lo tanto, del recobro de petróleo
3. Corrosión en los pozos de inyección
4. Taponamiento de la formación y reducción de la inyectividad.

5. Incremento de los trabajos de reacondicionamiento de los pozos de inyección (p.285)

Las propiedades petrofísicas del yacimiento influyen también en el proceso, Green & Willhite (1998) las describen a continuación.

FUERZAS CAPILARES

Tensión superficial e interfacial (IFT)

Es la energía de superficie relacionada con las interfaces cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en un medio poroso. Esta energía influye en su saturación, distribución y desplazamiento. Tal como se muestra en la Figura 3, el agua y el petróleo coexisten en el yacimiento a pesar de que este no haya sido invadido con agua. Incluso el agua puede ser inmóvil en este caso, las fuerzas interfaciales pueden influenciar el comportamiento del flujo de procesos posteriores. Si un yacimiento ha tenido procesos de inyección de agua o cuenta con empuje de agua, entonces la saturación de agua puede ser mayor y la fase agua ser móvil. La mayoría de los procesos de EOR usan fluidos que no son completamente miscibles con la fase aceite o con la fase agua. Las fuerzas interfaciales deben ser examinadas entonces para determinar su impacto en el recobro.

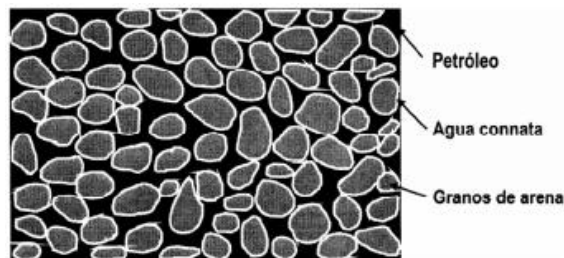


Figura 19. Vista microscópica de un sistema roca-fluido

Fuente: (Green & Willhite, 1998)

El término “*Tensión superficial*” es usualmente utilizado en el caso en que la superficie esta entre un líquido y vapor o aire. Si la superficie es entre dos líquidos diferentes o entre un líquido y un sólido se utiliza el término “*Tensión interfacial*”. Una de las maneras más fáciles de medir la tensión superficial de un líquido es utilizando un tubo capilar. Cuando un tubo capilar de radio r es ubicado en un beaker con agua, el agua se levantará en el tubo capilar hasta cierta altura h , como resultado de la diferencia creada entre las fuerzas se formará una curvatura “*menisco*” (El nivel del agua se elevará si el tubo es mojado por el agua).

Humectabilidad

En los sistemas porosos la distribución de fluidos no solo es afectadas por la fuerza interfacial solido/fluido. La humectabilidad es la tendencia de un fluido de esparcirse o adherirse a la superficie sólida en presencia de otro fluido. Cuando dos fases inmiscibles son puestos en contacto con la superficie sólida, una fase es atraída a la superficie solida con más fuerza respecto a la otra. La fase mayor atraída es llamada *fase mojante*.

La humectabilidad de la roca afecta las características del sistema roca-fluido como la saturación de fluido y la permeabilidad relativa. Un ejemplo simple de los efectos sobre las saturaciones residuales de crudo en un sistema mojado por agua y uno mojado por aceite son mostradas en la Figura 20.

La ubicación de la fase sin la estructura del poro depende de la mojabilidad de la fase. Considerando el efecto de la mojabilidad en la distribución de los fluidos, es deducible que las curvas de permeabilidad relativa son función de la mojabilidad. Las rocas tienen mojabilidad mixta o intermedia, dependiendo de las propiedades petrofísicas de la roca y de la composición de la fase aceite. La mojabilidad intermedia ocurre cuando ambas fases tienden a mojar el sólido, pero una fase es ligeramente más atraída que la otra. La mojabilidad mixta resulta de una variación o heterogeneidad en la composición química

de las superficies expuestas de la roca o por los materiales cementantes en los poros. Gracias a esta exposición química mixta, la mojabilidad puede variar de un punto a otro. De hecho, en ocasiones el agua moja el sólido en cierta parte de la roca y la otra parte es mojada por aceite.

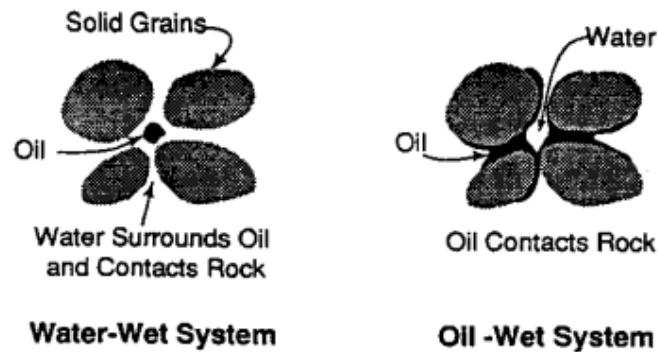


Figura 20. Efectos de la humectabilidad en la saturación.

Fuente: (Green & Willhite, 1998)

La mojabilidad puede ser cuantitativamente determinada mediante el examen de las fuerzas interfaciales que existen entre dos fases inmiscibles que están en contacto con un sólido.

Presión Capilar

Debido a que las interfaces están en tensión en los sistemas descritos, una presión diferencial existe en a través de la interface. Esta presión, llamada *presión capilar*, se puede ilustrar con la elevación del fluido en un tubo capilar. El fluido por encima del agua es un aceite, debido a que el vidrio del capilar es preferencialmente mojado por agua, se da una elevación capilar.

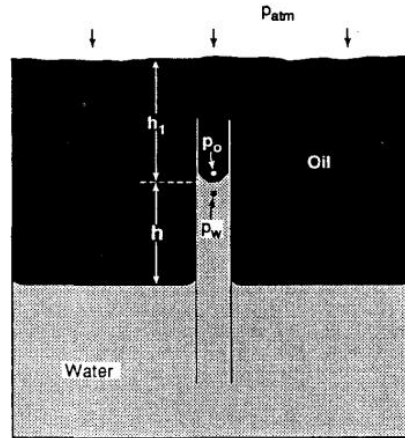


Figura 21. Presión capilar producto de las fuerzas interfaciales en un tubo capilar.

Fuente: (Green & Willhite, 1998)

FUERZAS VISCOSAS

Las fuerzas viscosas en un medio poroso son reflejo de la magnitud de la presión de burbuja que se da como resultado del flujo de un fluido a través del medio. Una de las formas más sencillas de calcular la fuerza de viscosidad es considerando un medio poroso como varios tubos capilares.

ENTRAMPAMIENTO DE FASE

El atrapamiento del crudo o de otros fluidos en un medio poroso tal como un reservorio es un fenómeno que aún está en estudio por lo cual no se puede describir matemáticamente por completo. Los mecanismos de atrapamiento, sin embargo, dependen de la estructura de los poros en el medio poroso.

2.1.TÉCNICAS DE SEGUIMIENTO Y MONITOREO

El agua de inyección debe contener una concentración máxima de sólidos suspendidos y disueltos, trazas de aceite, oxígeno, hierros, cuyos rangos permitidos deben ser establecidos en el diseño del proyecto.

Además de adicionar productos químicos para obtener propiedades características para cada yacimiento que beneficiaran el proceso, tales como biocidas, inhibidor de scale, secuestrante de H₂S, entre otros. Estos métodos son descritos por Blanco Simbaqueba & Delgadillo Aya (2006):

Herramientas de monitoreo en superficie

Las herramientas de monitoreo de la inyección de agua son capaces de adquirir información del proceso, esto se realiza por medio de pruebas, muestreos y operaciones técnicas, en superficie, la adquisición de información gira en torno a la calidad del agua, su valoración y tratamiento garantizan el éxito del proceso, la información adquirida durante el proceso debe ser consistente y debe obtenerse en todos los puntos, abarcando desde el agua que se va a inyectar, el avance de ella a través de la formación y el tratamiento necesario luego de su producción.

EL monitoreo en superficie implica la vigilancia de las facilidades de inyección, tratamiento y almacenamiento, además del muestreo del agua de inyección y producción en diferentes puntos del proceso, el conjunto de facilidades de superficie agrupa todos los equipos necesarios para manejar el agua y los demás fluidos producidos o de inyección. El agua circula por todo el sistema junto con las sustancias que puedan ser dañinas, por esta razón, las pruebas que se realizan dependen del

punto de muestreo, del estado del equipo y del agua que circule por allí, ya sea de inyección, de producción o para vertimiento.

A continuación, se van a describir una serie de herramientas, denominadas de monitoreo, aplicables en superficie e indispensables en el proceso de monitoreo, seguimiento y control de la inyección de agua. (p.71)

Pruebas de calidad del agua

La calidad del agua se refiere a aquellas propiedades del agua que pueden causar efectos en el yacimiento, en los pozos, y facilidades de superficie, no existe una guía definida o generalizada sobre los indicadores aceptables de calidad del agua para un proceso de inyección, esto varía con las características propias del yacimiento. Por medio de pruebas, se deben establecer los índices mínimos de calidad aceptable para ese campo, los cuales permitan evaluar la calidad del agua durante el desarrollo del proceso. La calidad del agua de inyección y producción se evalúa por medio de muestreo y pruebas en todo el sistema de inyección, los tratamientos aplicados varían dependiendo de la composición del agua y de las características de la formación a la cual se va a inyectar, generalmente no se realizan todos los análisis, sin embargo, mantener la calidad del agua en los toques más altos optimizará el proceso. (p.72)

El monitoreo de la calidad del agua se ha convertido a través del tiempo en el punto más importante, se invierten dinero, tecnología, infraestructura y recursos humanos en estos procesos de tratamiento. Los factores responsables de la disminución de la calidad del agua son los siguientes:

- Sólidos totales
- Contenido de iones y minerales
- Incompatibilidad del agua

- Población bacterial
- Contenido de aceite

Los análisis de agua son rutinarios y deben llevarse a cabo en el sitio de la muestra o en laboratorio, la calidad del agua deber ser monitoreada con métodos de muestreo discretos, individuales o continuos, os datos recolectados usualmente incluyen análisis químico del agua (iones disueltos como sodio, calcio, magnesio, bario, hierro, cloruros, bicarbonatos y sulfatos), distribución de tamaño de solidos suspendidos, cantidad total y tipo de sólidos, concentración de grasas y aceite, corrosividad, medidas de gravedad específica, resistividad, pH, contenido de oxígeno y gases disueltos.

Cada sistema de inyección requerirá un programa de monitoreo para determinar la calidad del agua, el mejor procedimiento para un proyecto individual dependerá de las características del agua, yacimiento y facilidades de producción e inyección. La selección del sistema de monitoreo más eficiente y económico puede determinarse por medio de un estudio integrado de las necesidades y de los diferentes equipos, teniendo en cuenta los puntos de muestreo a través de todo el sistema de inyección de tal manera que permitan observar cambios periódicos en la calidad del agua. A continuación, se describirán todas las pruebas realizadas al agua para determinar su estado con relación a un mínimo denominado calidad del agua y cambios en su composición que puedan afectar el proceso de inyección de agua.

- Temperatura
- Gravedad especifica
- Carácter acido-pH
- Contenido de aceite

- Contenido de gases
- Contenido de O₂
- Contenido de H₂S
- Contenido de solidos
- Solidos disueltos
- Solidos suspendidos
- Contenido bacterial

Durante el proceso de inyección es necesaria la adquisición de datos que permitan un análisis de este y su posterior optimización. Algunas técnicas de subsuelo que facilitan la determinación del avance del frente de inyección, así como la eficiencia de la inyección en cada pozo son las pruebas de presión, registros de producción, perfilajes a pozos (ILT's y PLT's), trazadores interwell, así como en superficie las variaciones inesperadas de las condiciones de inyección y producción permiten deducir cambios en subsuelo, generando alertas para el ingeniero de producción del campo. Algunas de estas técnicas son mencionadas por Blanco Simbaqueba & Delgadillo Aya (2006):

Herramientas de monitoreo en subsuelo

EL ciclo de monitoreo requiere la adquisición de datos confiables del avance del proyecto, y para esto, se emplean herramientas técnicas, encargadas de obtener información que posteriormente servirá para implementar diversos tratamientos, ya sea en los elementos de subsuelo o de superficie; se aplican procesos de monitoreo sobre todos los puntos para lograr su optimización, y se emplean procedimientos

en sitios estratégicos de vigilancia a través del uso de un conjunto de herramientas que permite realizar la evaluación del avance del proyecto.

Usando las herramientas de subsuelo se busca determinar el buen estado de los pozos y de la formación que existe entre inyectores y productores; además, se pueden determinar las zonas que están siendo invadidas por el agua inyectada y con esto vigilar la eficiencia del proceso de inyección; las herramientas de subsuelo se pueden clasificar en pruebas de presión, registros de producción, perfiles de flujo (Perfiles de inyección y producción) y trazadores entre pozos.

Cada una de las herramientas utilizadas tiene un objetivo específico que en general afecta el proceso de inyección y son parte vital del programa de monitoreo, seguimiento y control, por esto, se hace necesario el conocimiento de su funcionamiento, aplicaciones y ventajas de su aplicación.

- Pruebas de presión
 - Ascenso de presión, PBU
 - Prueba de falloff
 - Prueba step-rate
 - Pruebas pulso
 - Pruebas de interferencia
 - Evaluación de presiones de fondo
 - Evaluación de temperatura de fondo
 - Registros de cementación
 - Registros de rayos gamma
- Registros de producción
 - Registro de temperatura
 - Registro de densidad

- Spinner flowmeter
- Trazadores radioactivos
- Perfiles de inyección
 - Perfiles de inyección
 - Perfiles de producción
- Trazadores entre pozos (p.147)

Los procesos de inyección de agua requieren un seguimiento de los datos operativos no sólo de los pozos inyectoros sino también de los productores para lograr así un monitoreo eficiente del proceso que facilite y permita una toma de decisiones rápida para la solución de cualquier situación que se presente en el campo, además de alcanzar así las metas de producción establecidas e identificar pozos con bajo rendimiento. Blanco Simbaqueba & Delgadillo Aya (2006) mencionan las técnicas de seguimiento:

Técnicas de seguimiento

Las técnicas de seguimiento del proceso de inyección de agua son un conjunto de sistemas matemáticos disponibles para realizar un estudio detallado del desarrollo de la inyección de agua en el yacimiento, por medio de ellas se puede establecer la eficiencia de la inyección, comprobar su avance y tomar decisiones acerca de los posibles cambios que se deben realizar en el proceso.

Cada técnica aplicada para analizar la inyección de agua arroja resultados específicos de algún punto de la inyección, por esta razón, es recomendable realizarlas todas y analizar los resultados para tener una mejor visión del avance de la inyección

.

Para garantizar el éxito de un proyecto de recuperación de hidrocarburos es completamente crítico entender el desempeño del yacimiento, en el caso de la inyección de agua, es necesario estudiar y analizar el movimiento de fluidos, interpretar y optimizar el modelo geológico por medio de técnicas gráficas y analíticas de simulación. Las técnicas de seguimiento pueden brindar una vista más detallada del desarrollo del proceso de inyección y, por lo tanto, son necesarias en todo el transcurso del monitoreo de inyección de agua. (p.151)

- Curvas de declinación
- Curvas de producción
- Método de hall
- Método de hearn
- Mapas burbuja
- Balance de patrones
- Curvas de diagnostico

Para el caso del campo Los Mangos, se realizó un balance de fluidos de producción e inyección por bloques del yacimiento. Sobre el balance Blanco Simbaqueba & Delgadillo Aya (2006) nos describen el balance de la siguiente manera:

Al minimizar la migración de aceite a través de los límites del yacimiento, se logra aumentar la cantidad de petróleo desplazado y se reduce el volumen de agua empleado para moverlo; el uso de modelos equivalentes incrementa la eficiencia de barrido, además, la alineación de modelos de flujo junto con modelos equivalentes provee mayores oportunidades para incrementar el recobro de aceite. Por un estudio detallado del modelo, es posible identificar las áreas que aún no han sido barridas dando de esta manera un esquema que permita mejorar el desplazamiento de aceite,

cambiando la configuración de pozos productores e inyectores para optimizar el barrido de las zonas. (p.171)

En resumen, es muy difícil predecir la forma exacta del modelo de flujo, muchos factores determinan la forma final, incluyendo ubicación de pozos (intervalos completados), tasas de inyección y producción, heterogeneidades del yacimiento y ubicación de sus límites; debido a estas complejidades, se puede optar por subdividir el yacimiento en varios segmentos areales (los cuales pueden contener varios patrones) y balancear simplemente la tasa de inyección total y el vaciado total del yacimiento dentro de cada segmento areal. (p.174)

De la misma manera T. Smith & M. Cobb (1997) mencionan el balance de la siguiente forma:

Balanceo de patrones

Al disponer de una gran cantidad de patrones múltiples de inyección de agua, se pueden alcanzar mejoras significantes en la eficiencia en el proceso de inyección mediante un gerenciamiento de las tasas de inyección en cada patrón de la inyección de agua. El balanceo de las tasas de inyección-producción dentro y entre patrones puede reducir significativamente el manejo de agua producida, mejorando las tasas de producción a largo plazo, e incrementar el recobro final. (p. 8-30)

3. RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETROLEO EN COLOMBIA

La técnica de recobro secundario más común en Colombia es la inyección de agua. Según Ecopetrol S.A.:

Las diferentes técnicas de recobro mejorado no han sido una práctica extendida en Colombia. Han existido en el país 23 proyectos comerciales de recobro secundario (inyección de agua o gases hidrocarburos livianos), y el recobro terciario ha tenido un desarrollo incipiente.

El factor de recobro promedio de Colombia es aproximadamente de 19% y alrededor del 90% de los campos petrolíferos del país se encuentran todavía produciendo en su etapa primaria (aproximadamente el 88% de la producción proviene de producción primaria y el 11% de la producción secundaria y menos del 1% EOR) y muchos de ellos con alto grado de agotamiento de la energía del yacimiento.

En el país se aplica o ha aplicado el proceso de inyección de agua a escala comercial en 19 campos petrolíferos, 5 en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM): La Cira, Galán, Casabe, Yariguí e Infantas, 1 en la cuenca del Catatumbo: Tibú, 10 en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM): Palogrande-Cebú, Andalucía Sur, Yaguará, Tello, Río Ceibas, San Francisco, Balcón, Dina Cretáceo, Guando y Matachín Norte y 3 en la Cuenca de los Llanos Orientales: Cusiana, Río Chitamera y Matanegra. (p.1)

En 4 campos de la Cuenca de los Llanos Orientales se implementan procesos de inyección de gas: Cusiana, Cupiagua, Cupiagua Sur y Área Pauto. Han existido 4 procesos de inyección cíclica de vapor en los campos de crudo pesado Teca, Jazmín, Nare y Concorná (VMM). Adicionalmente se han realizado pilotos de inyección continua en Teca, Cocorná y Palagua (VMM). (p.2)

En conclusión, en Colombia se ha investigado por más de 20 años el área de recuperación mejorada de petróleo, sin embargo, el uso de estas tecnologías en campo no se ha convertido en una práctica común. La producción de petróleo incremental por recuperación secundaria y terciaria está por debajo de los niveles internacionales y existen pocos proyectos EOR en comparación con el número de campos.

Muchos proyectos en Colombia han tenido resultados prometedores a niveles experimentales y de simulación numérica, el siguiente paso es la ejecución en campo. En este momento se está adquiriendo experiencia en la aplicación de métodos EOR en campo, por lo que es importante contar con técnicas adecuadas de gestión de proyectos a fin de asegurar resultados positivos.

En la actualidad los precios del petróleo presentan una gran oportunidad para la masificación de procesos EOR en el país. Existe una meta importante de producción para el año 2020 que se puede cumplir con los estudios adecuados y estrategias de desarrollo de proyectos EOR. (p.4)

4. INTRODUCCIÓN A VISUAL BASIC

El lenguaje Visual Basic se caracteriza por ser amigable con el usuario y permitirle realizar diferentes acciones de manera fácil y rápida, el manual FUNDAMENTOS DE PROGRAMACIÓN EN VISUAL BASIC nos dice que:

¿Qué es Visual Basic?

Visual Basic es un ambiente gráfico de desarrollo de aplicaciones para el sistema operativo Microsoft Windows. Las aplicaciones creadas con Visual Basic están basadas en objetos y son manejadas por eventos. **Visual Basic** se deriva del lenguaje Basic, el cual es un lenguaje de programación estructurado. Sin embargo, **Visual Basic** emplea un modelo de programación manejada por eventos.

Las Aplicaciones Procedurales

En las aplicaciones tradicionales o procedurales, es la aplicación quien controla que porciones de código se ejecuta, y la secuencia en que este se ejecuta. La ejecución de la aplicación se inicia con la primera línea de código, y sigue una ruta predefinida a través de la aplicación, llamando procedimientos según sea necesario.

Las Aplicaciones Manejadas por Eventos

En las aplicaciones manejadas por eventos, la ejecución no sigue una ruta predefinida. En vez de esto, se ejecutan diferentes secciones de código en respuesta a eventos. Los eventos se desencadenan por acciones del usuario, por mensajes del sistema o de otras aplicaciones. La secuencia de eventos

determina la secuencia en que el código se ejecuta. Es por esto por lo que la ruta que sigue el código de la aplicación es diferente cada vez que se ejecuta el programa.

Una parte esencial de la programación manejada por eventos es el escribir código que responda a los posibles eventos que pueden ocurrir en una aplicación. Visual Basic facilita la implementación del modelo de programación manejada por eventos. (p.1)

5. MANUAL DE LA APLICACIÓN GIIP

El documento MANUAL GIIP app PRODUCTO DE LA TESIS DE GRADO: INTERPRETACIÓN DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LOS MANGOS-YAGUARÁ, contiene instrucciones detalladas para el uso de la aplicación de Windows, como se observa a continuación:

GIIP (Gerenciamiento Integral de Inyección y Producción) es una aplicación de Windows creada mediante Microsoft Visual Studio Community 2017 versión 15.8.9 usando lenguaje Visual Basic.Net. (disponible para 32 y 64 bits), que utiliza información disponible en la red corporativa de Ecopetrol S.A.

INSTALACIÓN

Para hacer uso de GIIP app es necesario contar con autorización para su instalación en computadores corporativos de dominio de Ecopetrol S.A. y acceso a las carpetas con la información que toma la app. Las rutas del instalador de la aplicación y de las carpetas necesarias se encuentran en la última página de este manual.

En la carpeta GIIP app de la ubicación mencionada, encontrará un archivo “**SETUP.EXE**”, este es el instalador de la aplicación por lo que es necesario hacer clic en él. Una vez abierto el archivo su equipo le solicitará la confirmación para la instalación.

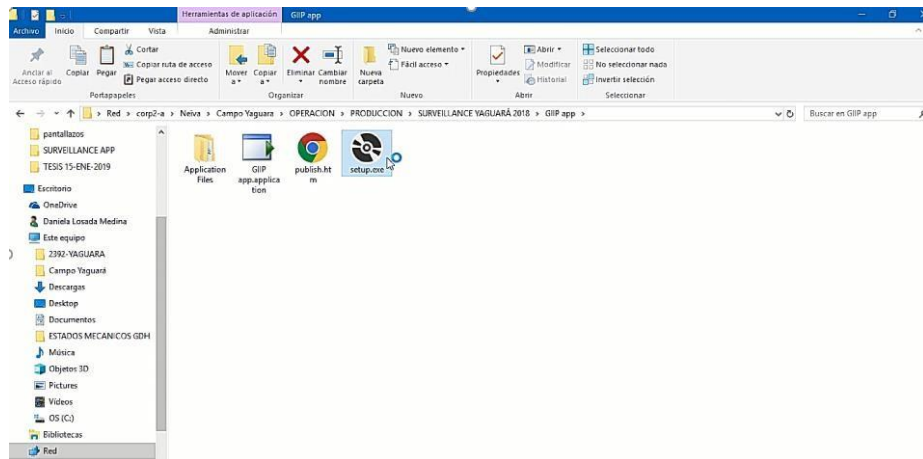


Figura 22. Ubicación del instalador de GIIP app

Fuente: (Losada Medina, 2019)

Al darle clic en el botón “**INSTALAR**” el equipo buscará la autorización para instalación de aplicaciones y posteriormente instalará la aplicación en su computador.

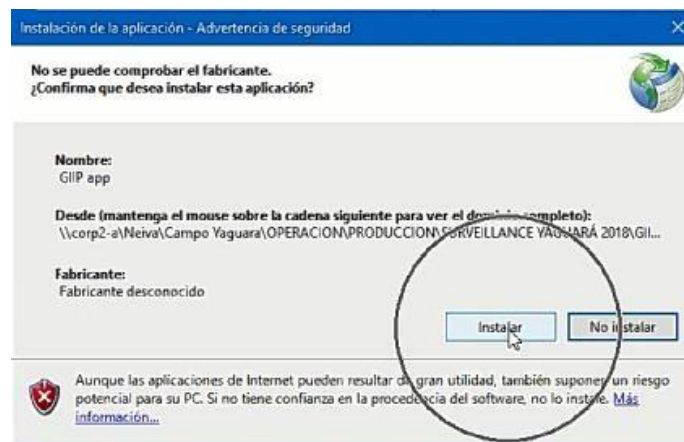


Figura 23. Ventana de autorización para la instalación de GIIP

Fuente: (Losada Medina, 2019)

Los equipos que se encuentran bajo el dominio de Ecopetrol S.A. cuentan con un sistema de protección ante instalaciones de cualquier tipo de programas y aplicaciones, por lo que es necesario que antes de realizar estos procedimientos cuente con la autorización del área de sistemas de

Ecopetrol S.A., si no cuenta con ella la instalación no podrá llevarse a cabo. Una vez instalada la aplicación creará un acceso directo desde su escritorio, por lo que la próxima vez que desee ejecutarla lo podrá hacer dándole clic en el icono.



Figura 24. Ventana de instalación de GIIP

Fuente: (Losada Medina, 2019)

USO DE LA APP

La aplicación tiene una interfaz amigable con el usuario ocasionado que su manejo sea fácil. En la Figura que se muestra a continuación se presenta la interfaz principal de la aplicación, donde el usuario podrá seleccionar el tipo de acción que desea que el programa desarrolle.

Existen dos opciones principales: seleccionar un pozo de interés y seleccionar una capa (arena) o un bloque. Cualquiera sea la selección es necesario que el usuario haga clic en el botón **ACEPTAR**, de esta forma el programa habilitara la interfaz siguiente según la opción seleccionada en la ventana principal.

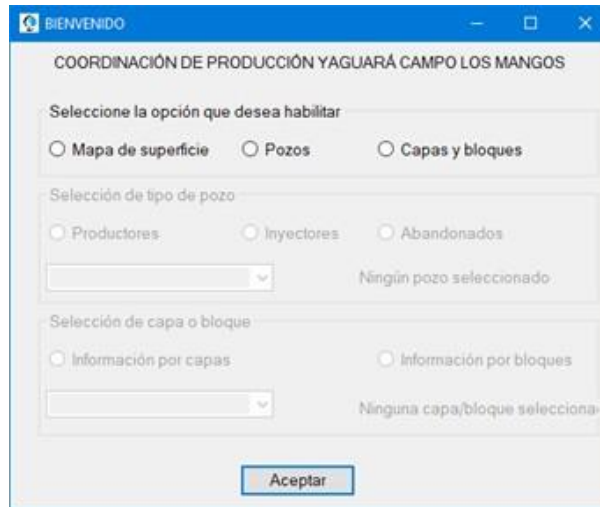


Figura 25. Interfaz principal para la selección de opción de interés.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

INFORMACIÓN DE LOS POZOS

Para acceder a la información de los pozos la aplicación ofrece dos posibilidades: seleccionar el pozo de interés desde el botón de **MAPA DE SUPERFICIE** ubicado en la interfaz principal o seleccionando el botón **POZOS**, en el primer caso el programa abrirá una nueva ventana que contiene el mapa del campo permitiendo que desde allí se seleccione un pozo, en el segundo se habilitará otra sección de la interfaz principal para que el usuario seleccione un pozo desde un listado.

Cabe resaltar que, en ambos casos, una vez seleccionado el pozo como dato de entrada, esta aplicación abrirá una nueva ventana donde permite al usuario seleccionar un rango de fechas de los datos a mostrar. Además, cada ventana de información de los diferentes tipos de pozos (productores, inyectores o abandonados) cuenta con un menú desplegable disponible a través del botón **VER** que permiten abrir los archivos de históricos, estados mecánicos, reportes y

consolidados de resultados de registros de perfilajes, y los archivos origen de los datos de producción e inyección mostrados en las ventanas.

SELECCIÓN DE POZO DE INTERES

SELECCIÓN DE POZOS DESDE EL MAPA DE SUPERFICIE

La selección del botón de mapa superficial no habilita ninguna sección en la interfaz principal.

BIENVENIDO

COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN YAGUARÁ CAMPO LOS MANGOS

Seleccione la opción que desea habilitar

☒ Mapa de superficie ☐ Pozos ☐ Capas y bloques

Selección de tipo de pozo

☐ Productores ☐ Inyectores ☐ Abandonados

Ningún pozo seleccionado

Selección de capa o bloque

☐ Información por capas ☐ Información por bloques

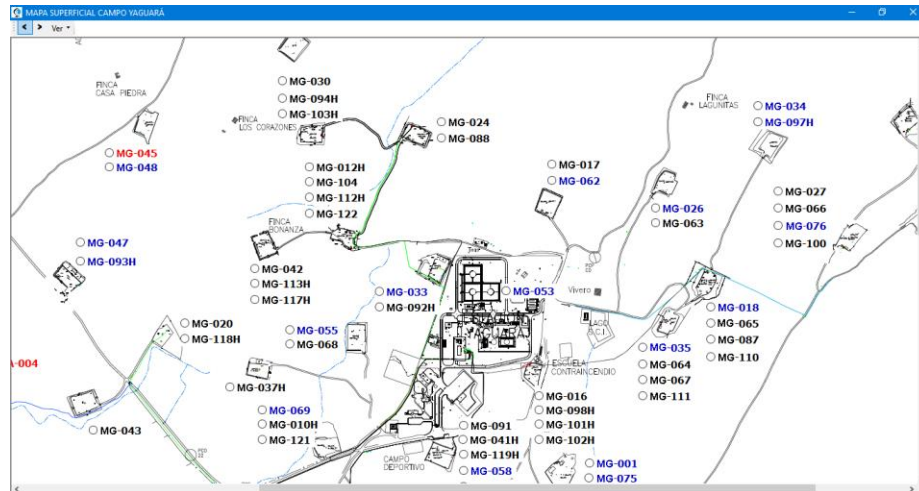
Ninguna capa/bloque seleccionada

Aceptar

Figura 26. Interfaz principal con la opción de mapa de superficie seleccionada.

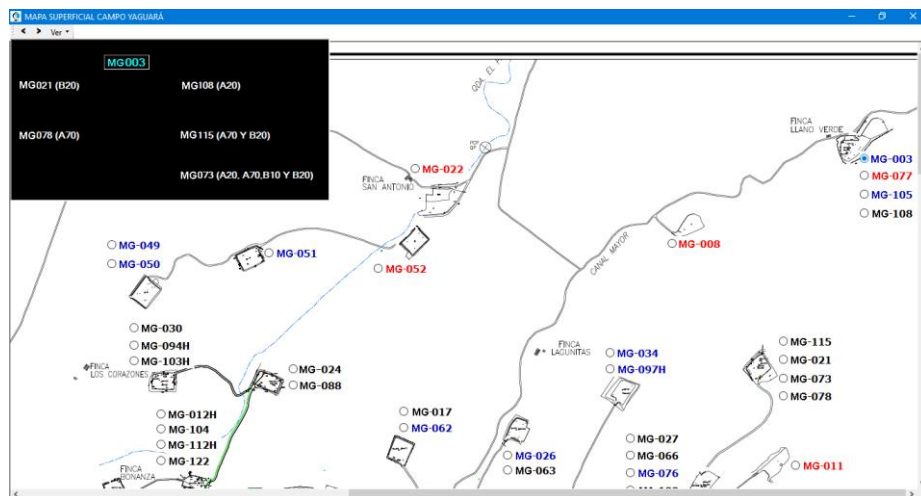
Fuente: (Losada Medina, 2019)

Sin embargo, una vez seleccionada mostrará la ventana de visualización del mapa de superficie, donde el usuario debe seleccionar el pozo que sea de su interés para así conocer su información.



Fuente: (Losada Medina, 2019)

Además, al pasar el mouse por encima de los pozos inyectoros se muestran los patrones de inyección que pertenecen a cada uno.



Fuente: (Losada Medina, 2019)

SELECCIÓN DE POZOS DESDE EL LISTADO DE POZOS

Cuando la opción seleccionada por el usuario es el listado de pozos en la interfaz principal se habilitarán tres opciones que permiten la escogencia del tipo de pozo a buscar, a medida que el tipo de pozo cambie, los listados de pozos también lo harán.

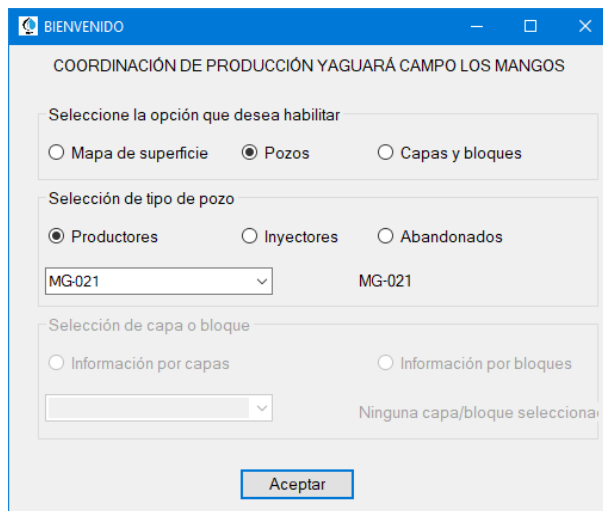


Figura 29. Interfaz principal con la opción Pozos seleccionada.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

INFORMACIÓN DE POZOS PRODUCTORES

En este punto la aplicación le solicitará un nuevo dato de entrada, para el caso de los pozos productores solo existen dos opciones.

SELECCIÓN DE AÑO DE INFORMACIÓN

Seleccione el año en que se realizó la prueba de producción

- ☐ 1991-2011
☒ 2012-Actual

Regresar

Aceptar

Figura 30. Rangos de fechas de información para pozos productores.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

Ahora la aplicación comenzará la carga de la información del pozo, este proceso puede tardar de 1-2 minutos, recuerde que esta información es cargada desde los archivos existentes en la red corporativa. La información se mostrará en diferentes pestañas de la ventana, como se observa a continuación. Para comodidad del usuario cada pestaña permite realizar filtros de fechas más exactas.

INFORMACIÓN DE POZO PRODUCTOR MG-021											
Ver											
Reporte pruebas de producción (2012-Actual) Reporte niveles de sumergencia Gráfica de producción Patrón de inyección PLT'S											
Seleccione el rango de fechas de su interés (dd/mm/yyyy)											
Desde	01/01/2012	Filtrar									
Hasta	01/01/2012	Borrar filtro									
POZO	FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	BSW	MMSCFD	GOR	API	THP (psi)	CHP (psi)	
MG-021	4/01/2012	153	1275	1428	89.3	31	203	22.2	110	62	
MG-021	12/01/2012	154	1329	1483	89.59	29	188	22.2	110	57	
MG-021	30/01/2012	159	1297	1456	89.079670329670336	32	1441	22.2	110	63	
MG-021	15/02/2012	159	1277	1436	88.9275766016713	30	189	22.1	110	63	
MG-021	29/02/2012	156	1298	1454	89.27	39	250	22.1	110	70	
MG-021	13/03/2012	156	1235	1391	88.785046728971963	22	991	22.2	110	65	
MG-021	2/04/2012	154	1183	1337	88.5	19	123	22	110	62	
MG-021	23/04/2012	155	1193	1348	88.5	22	142	22.1	110	61	
MG-021	5/05/2012	154	1208	1362	88.7	29	188	22.1	110	65	
MG-021	14/05/2012	160	1211	1371	88.3	27	169	22.1	110	65	
MG-021	29/05/2012	148	1196	1344	89	27	182	22.1	140	63	
MG-021	3/07/2012	153	1235	1388	89	33	216	22.3	110	65	
MG-021	5/08/2012	152	1205	1357	88.8	44	289	22.2	100	62	

Figura 31. Pruebas de producción del pozo seleccionado en el rango de fechas escogido.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

INFORMACIÓN DE POZO PRODUCTOR MG-021							
Ver							
Reporte pruebas de producción (2012-Actual) Reporte niveles de sumergencia Gráfica de producción Patrón de inyección PLT'S							
Seleccione el rango de fechas de su interés (dd/mm/yyyy)							
Desde	01/01/2018	Filtrar					
Hasta	01/01/2018	Borrar filtro					
POZO	FECHA (dd/mm/aaaa)	SLA	VELOCIDAD SISTEMA (HZ/RPM)	THP (PSI)	CHP (PSI)	Sumergencia Efectiva (FT)	PWF (PSI)
MG-021	24/12/2018	PCP	230	100	51	1852	766
MG-021	3/12/2018	PCP	230	100	53	1900	787
MG-021	20/11/2018	PCP	230	85	40	2102	851
MG-021	16/11/2018	PCP	230	85	39	1936	786
MG-021	13/11/2018	PCP	225	85	47	2018	860
MG-021	9/11/2018	PCP	225	85	57	2082	860
MG-021	6/11/2018	PCP	220	80	52	2532	1021
MG-021	1/11/2018	PCP	220	85	49	2112	863
MG-021	29/10/2018	PCP	220	85	52	2109	865
MG-021	25/10/2018	PCP	220	85	53	2020	832
MG-021	22/10/2018	PCP	210	70	55	2154	886
MG-021	19/10/2018	PCP	200	105	50	2188	894

Figura 32.Reportes de niveles de sumergencia del pozo seleccionado.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

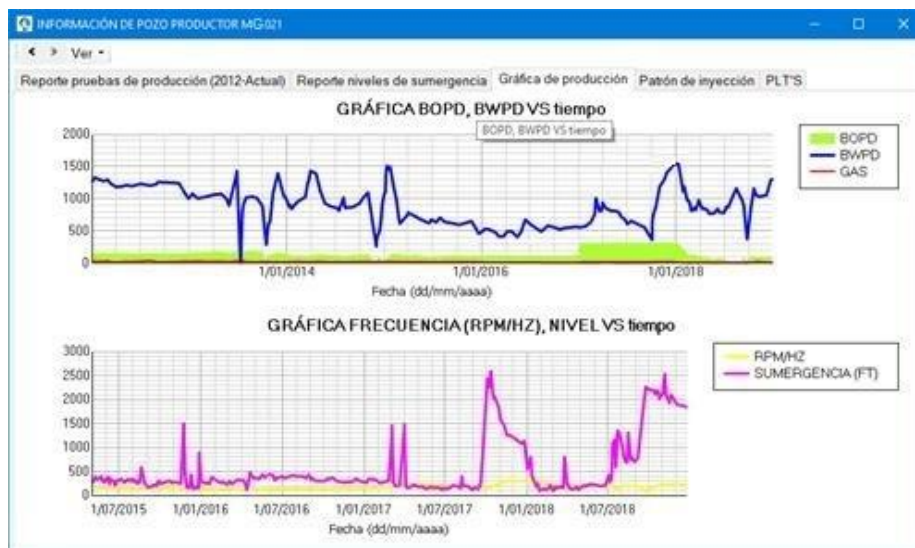


Figura 33.Gráficas de datos de producción e información de niveles del pozo seleccionado.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

POZO PRODUCTOR	BLOQUE PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO PRODUCTOR	CAPA	POZO INYECTOR	BLOQUE INYECTOR
MG-021	1	PCP	B20	MG-003T	1
MG-021	1	PCP	A65	MG-034A	3 NORTE
MG-021	1	PCP	A70	MG-034A	3 NORTE
MG-021	1	PCP	B10	MG-034SC	3 NORTE
MG-021	1	PCP	B20	MG-034SL	3 NORTE
MG-021	1	PCP	A55	MG-076T	3 NORTE
MG-021	1	PCP	B20	MG-076T	3 NORTE

Figura 34. Pozos inyectoros que afectan al pozo seleccionado.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

BLOQUE		3 NORTE
TRABAJO		PLT
FECHA DEL REGISTRO		14/08/1995
BOPD		383.0
BWPD		0.0
KSCFD		1053.0
INTERVALO	UNIDAD	% BOPD
2915-2929	A65	1.6
2929-2946	A70	54.4
2952-2960	A70	2.0
3107-3126	B10	5.0
3130-3142	B10	1.0
3146-3162	B20	2.0
3167-3190	B20	20.0
3255-3298.95	B20_2	15.0
3298.5-3304	B30_2	
3304-3314	B30_2	0.0
3326-3337	B30_2	0.0
3342-3352	B40	0.0

Figura 35. Resumen de los resultados de registros PLT del pozo seleccionado.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

INFORMACIÓN DE POZOS INYECTORES

Para el caso de los pozos inyectoros existen datos disponibles desde el año 2012.

SELECCIÓN DE AÑO DE INFORMACIÓN

Seleccione el año en que se tomó la data de inyección

- ☐ 2012
 ☐ 2016
☒ 2013
 ☐ 2017
☐ 2014
 ☐ 2018
☐ 2015

Regresar

Aceptar

Figura 36. Rangos de fechas de información para pozos inyectoros.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

Mientras el proceso de carga de información desde la red corporativa finaliza pueden trascurrir 1- 2 minutos. La información se mostrará en diferentes pestañas de la ventana, como se observa a continuación. Para comodidad del usuario cada pestaña permite realizar filtros de fechas más exactas.

INFORMACIÓN DE POZO INYECTOR MG-003							
Ver							
Reporte de inyección (2013) Gráfica de inyección Patrón de inyección ILT'S							
Seleccione el rango de fechas de su interés (dd/mm/aaaa)							
Desde	01/01/2013	Filtrar					
Hasta	01/01/2013	Borrar filtro					
POZO	FECHA	BWPD	THP (psi)	TSS Millipore (ppm)	TSS HACH (ppm)	OIL/W (ppm)	CLORUROS (ppm)
MG-003T	28/06/2013	1335	250	3.2	119	5.4	5505
MG-003T	29/06/2013	2021	300	3.3	103	4.9	5205
MG-003T	30/06/2013	2025	290	3.4	105	5	5305
MG-003T	1/07/2013	2005	270	3.3	102	8.2	5405
MG-003T	2/07/2013	1986	300	3.5	98	9.5	5505
MG-003T	3/07/2013	1975	300	3.7	90	10.3	5405
MG-003T	4/07/2013	1965	300	3.8	110	9.25	5506
MG-003T	5/07/2013	1950	310	3.6	102	8.62	5606
MG-003T	6/07/2013	1940	320	3.8	98	9.05	5506
MG-003T	7/07/2013	1951	320	3.5	100	7.56	5606
MG-003T	8/07/2013	1945	320	3.6	102	9.2	5405
MG-003T	9/07/2013	1941	320	3.6	102	9.2	5405
MG-003T	10/07/2013	1860	320	3.9	120	11.74	5405

Figura 37. Data diaria de inyección del pozo seleccionado.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

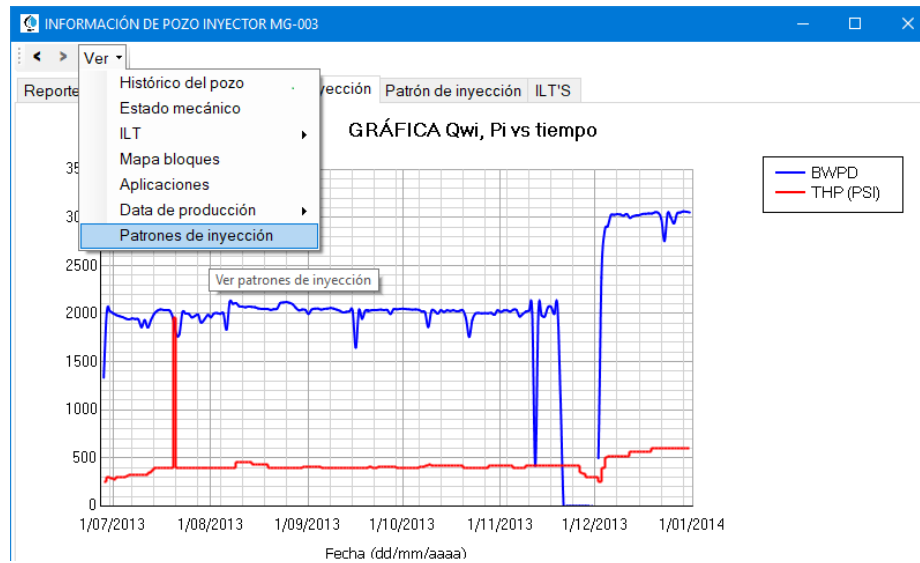


Figura 38. Gráfica de datos diarios de inyección.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

Algunos pozos inyectoros cuentan con mallas por arena de su patrón de inyección, como se muestra a continuación.

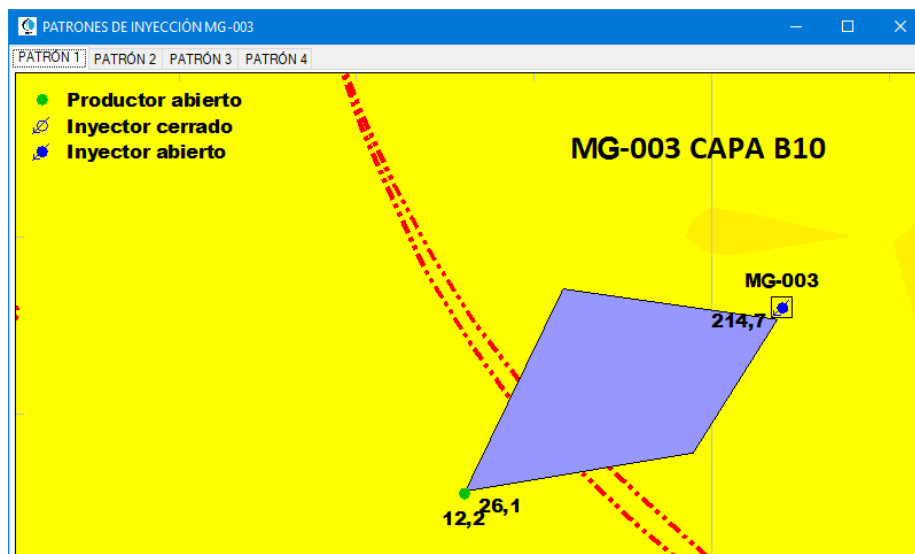


Figura 39. Malla por capa del pozo seleccionado.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

INFORMACIÓN DE POZO INYECTOR MG-003						
Reporte de inyección (2013) Gráfica de inyección Patrón de inyección ILT'S						
POZO INYECTOR	BLOQUE INYECTOR	CAPA	POZOS PRODUCTORES	BLOQUE PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO PRODUCTOR	COMENTARIOS
MG-003T	1	B20	MG-021	1	PCP	
MG-003T	1	A20	MG-073	1	PCP	
MG-003T	1	A70	MG-073	1	PCP	
MG-003T	1	B10	MG-073	1	PCP	
MG-003T	1	B20	MG-073	1	PCP	
MG-003T	1	A70	MG-078	1	PCP	
MG-003T	1	A20	MG-108	1	PCP	
MG-003T	1	A70	MG-115	1	BES	
MG-003T	1	B20	MG-115	1	BES	

Figura 40. Patrón de la inyección del pozo seleccionado.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

INFORMACIÓN DE POZO INYECTOR MG-003

Ver

Reporte de inyección (2013)

Gráfica de inyección

Patrón de inyección

ILT'S

BLOQUE	1	1	1
TRABAJO			
FECHA DEL REGISTRO			
BWPD	1643	2954	2254.6
INTERVALO	UNIDAD		
2966-2994	A20	4.626	76.00518000000001
3000-3009	A20	16.19	266.0017
3022-3038	A20	0	0
	A50	0	0
	A55	0	0
3210-3236	A70	46.44	763.0092
3332-3360	B10	6.695	109.99885
3382-3445	B20	5.782	94.998260000000016
3456-3496	B30	6.452	106.00636
3510-3534	B40	13.816	226.99688000000003
TOTAL		100.00099999999999	1643.0164300000001
FUENTE			
COMENTARIOS			

Figura 41. Resumen de los resultados de registros ILT del pozo seleccionado.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

INFORMACIÓN DE POZOS ABANDONADOS

Para el caso de los pozos abandonados, la aplicación no pedirá rango de fechas para la información. Sencillamente mostrará la información de abandono.

POZO	BLOQUE	TVD (ft)	MD (ft)	FECHA DE COMPLETAMIENTO (dd/mm/aaaa)	FECHA DE ABANDONO (dd/mm/aaaa)	NORTE (m)	ESTE (m)	NORTE (m)	ESTE (m)
MG-008	1	3800	3800	16/02/1989 12:00:00 a.m.	2/12/2010	783270.04	840475.68	783177.4	840548

Figura 42. Información del pozo abandonado.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

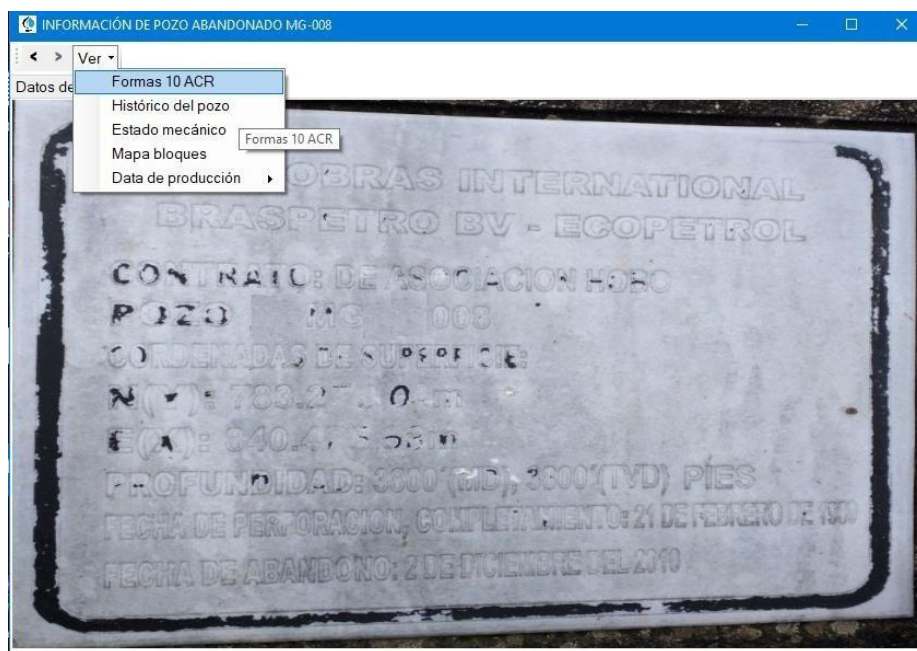


Figura 43. Visualización de la placa del pozo abandonado.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

Para este tipo de pozos se encuentra disponible la forma ministerial 10 ACR digitalizada.

INFORMACIÓN POR CAPA Y/O BLOQUE

Si el usuario selecciona la opción de capas y/o bloques en la interfaz principal se habilitará una sección de la interfaz que le permitirá escoger la capa o bloque a buscar; a medida que la selección cambie, los listados también lo harán.

INFORMACIÓN POR CAPA O ARENA DEL YACIMIENTO

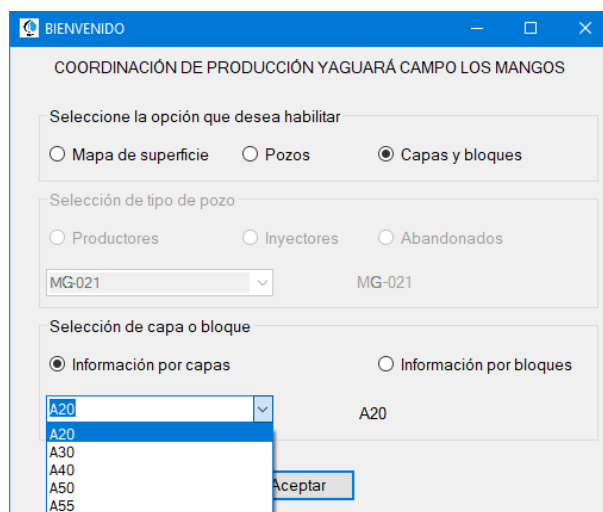
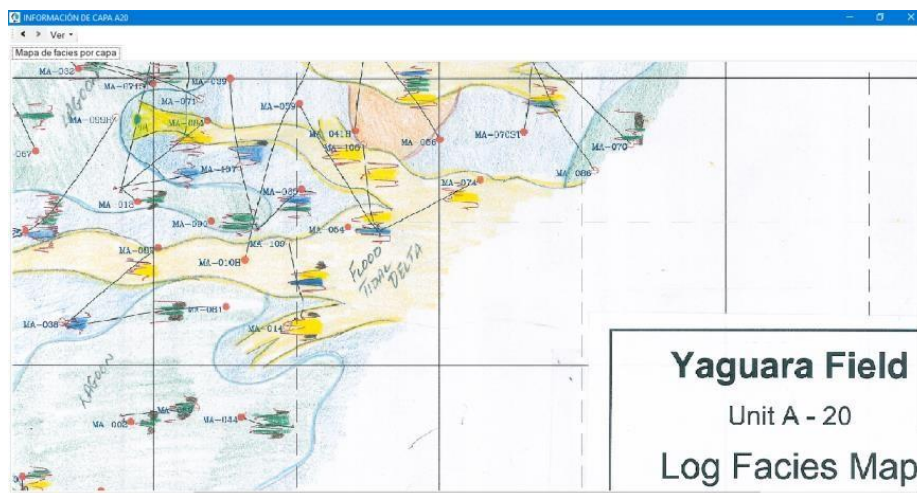


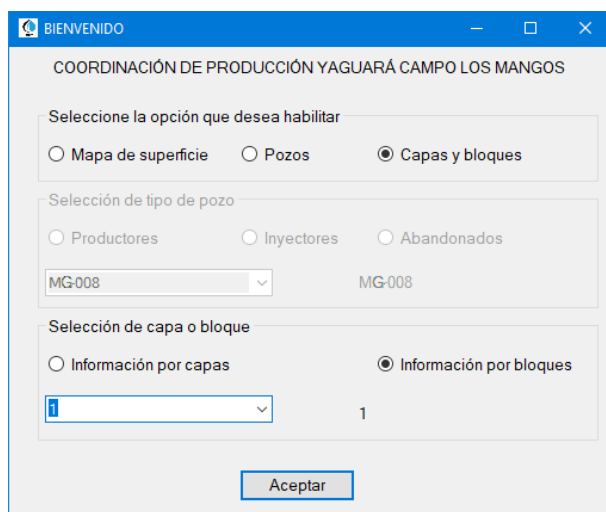
Figura 44. Interfaz principal con la opción Capa seleccionada.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

Una vez oprimido el botón **ACEPTAR**, se cargará el mapa de electrofacies disponible desde la época de PETROBRAS S.A.



INFORMACIÓN POR BLOQUES



BIENVENIDO

COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN YAGUARÁ CAMPO LOS MANGOS

Seleccione la opción que desea habilitar

☐ Mapa de superficie ☐ Pozos ☒ Capas y bloques

Selección de tipo de pozo

☐ Productores ☐ Inyectores ☐ Abandonados

MG-008 MG-008

Selección de capa o bloque

☐ Información por capas ☒ Información por bloques

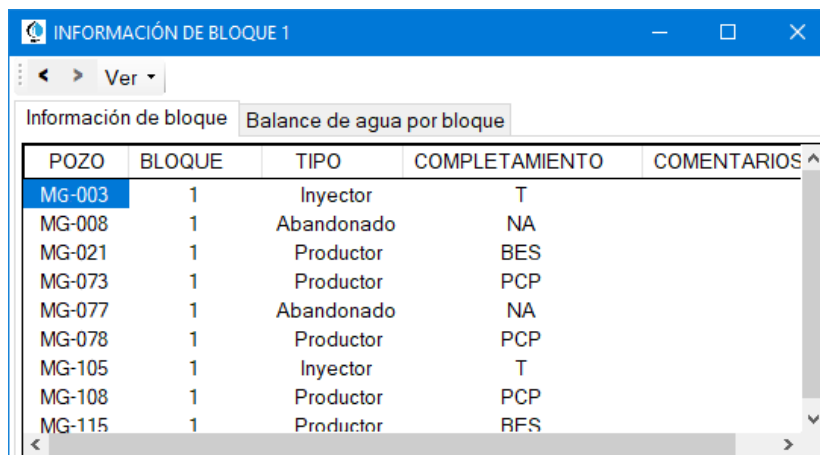
1 1

Aceptar

Figura 46. Interfaz principal con la opción Bloque seleccionada.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

En caso de seleccionar la opción de bloque se mostrará la siguiente ventana conteniendo la información correspondiente al bloque seleccionado.



INFORMACIÓN DE BLOQUE 1

Ver

Información de bloque Balance de agua por bloque

POZO	BLOQUE	TIPO	COMPLETAMIENTO	COMENTARIOS
MG-003	1	Inyector	T	
MG-008	1	Abandonado	NA	
MG-021	1	Productor	BES	
MG-073	1	Productor	PCP	
MG-077	1	Abandonado	NA	
MG-078	1	Productor	PCP	
MG-105	1	Inyector	T	
MG-108	1	Productor	PCP	
MG-115	1	Productor	RFS	

Figura 47. Interfaz principal con la opción Bloque seleccionada.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

INFORMACIÓN DE BLOQUE 1

Ver

- Histórico del pozo
- Estado mecánico
- ILT-PLT
- Mapa bloques
- Aplicaciones
- Data de producción

11		AÑO 2018	
INYECTORES OTROS BLOQUES			
BWPD PROM MES	1748.6666667	POZO	BLOQUE
MA-105 T	1462.2333333	MG-034A	2245.333333333335
X	X	MG-034SC	2109.433333333334
X	X	MG-034SL	2034.633333333334
BWPD	3210.9	MG-076T	3174.066666666666
		BWPD	9563.466666666667
PRODUCTORES BLOQUE 1			
POZO	BWPD PROM MES	BOPD PROM MES	
MG-021	1047	94.5	
MG-073	811.3333333	18	
MG-078	213	40	
MG-108	1424	11	
MG-115	668.6666667	104.6666667	
BPD	4164	268.1666667	
BWPD INYECTADO BLOQUE 1		6263.7932864	
BFPD		4432.1666667	
% LLENADO BLOQUE 1 (BWPD/BFPD)		141.32576136	
DESPLAZAMIENTO BLOQUE 1 (BWPD/BOPD)		23.357836991	

Figura 48. Balance de fluidos de producción e inyección del bloque seleccionado.

Fuente: (Losada Medina, 2019)

En esta opción se encuentra disponible el mapa del yacimiento dividido por los bloques con los pozos del bloque seleccionado.

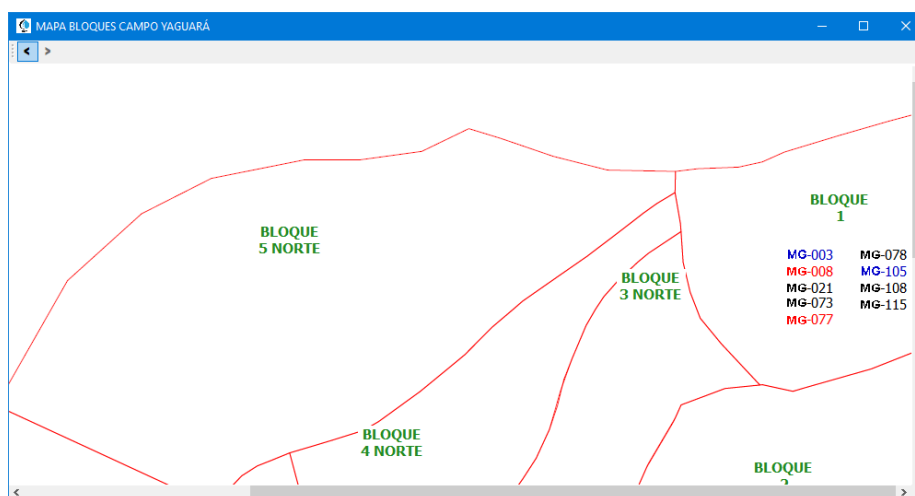


Figura 49. Mapa del bloque seleccionado con sus pozos.

Fuente: (Losada Medina, 2019)