

Revista Científica y Tecnológica UPSE

Modelo de simulación numérica para un arreglo de cinco pozos invertidos en un yacimiento subsaturado

Numerical simulation model for an array of five inverted wells in a sub-saturated reservoir



Marllelis Gutiérrez Hinestroza^{1*}, Sadi Iturralde Kure¹, Marianela Silva¹

¹Universidad Estatal Península de Santa Elena, Ecuador.

Resumen

El estudio tuvo como objetivo generar un modelo de simulación numérica para un arreglo de cinco pozos invertidos de un yacimiento sub-saturado con expansión de roca - fluido como su principal energía de producción primaria. La investigación se enmarcó en un enfoque mixto (cualitativo-cuantitativo) comenzando con una descripción de los parámetros fundamentales para la investigación como la geología regional del área, litología, arreglo de cinco pozos invertidos, condiciones operacionales tales como, la tasa de producción y presiones de fondo, curvas de permeabilidad relativa, análisis PVT, propiedades roca-fluido. La población está conformada por 25 pozos perforados en el yacimiento LL-C4 de los cuales 8 son pozos inyectores y 17 pozos son productores, para realizar la simulación numérica se estableció una delimitación areal del yacimiento LL-C4. La investigación consta de dos variables, el factor de recobro y el modelo de simulación numérica las cuales se desarrollan mediante el software IMEX de CMG (computer modelling group). Para la construcción de la malla sísmica se procedió a la selección del tipo de grid de simulación numérica en una malla cartesiana, establecido el modelo estático se procedió a construir el modelo de producción primaria en donde se realizaron sensibilidades tomando en cuenta dos variables que son la tasa de producción y presiones de fondo. Entre los resultados más relevantes se tiene que a nivel de yacimientos la implementación de la inyección de agua en la recuperación secundaria del yacimiento LL-C4 el factor de recobro aumento de manera considerable manteniéndose las condiciones operacionales óptimas.

Palabras clave:

Factor de recobro
Simulación numérica
Malla sísmica
Litología

Abstract

The objective of the study was to generate a numerical simulation model for an array of five inverted wells of a sub-saturated reservoir with rock and fluid expansion as its main energy in primary production of Lake Maracaibo in order to increase the recovery factor. The research is framed in a mixed (qualitative-quantitative) approach beginning with a description of the fundamental parameters for research such as the regional geology of the area, lithology, arrangement of five inverted wells, operational conditions such as, the rate of production and pressures background, relative permeability curves, PVT analysis, rock-fluid properties. The population consists of 25 wells drilled in the LL-C4 field, of which 8 are injection wells and 17 wells are producers, to perform the numerical simulation, a areal delimitation of the LL-C4 field. The research consists of two variables that are the recovery factor and the numerical simulation model, which are developed by the IMEX software of CMG (computer modeling group). For the construction of the seismic mesh we proceeded to the selection of the type of numerical simulation grid for this study is a Cartesian mesh, established the static model we proceeded to build the primary production model where sensitivities were made taking into account two variables that are the production rate and background pressures. Among the most relevant results is that at the reservoir level, the implementation of water injection in the secondary recovery of the LL-C4 field, the recovery factor increased considerably maintaining the optimal operational conditions.

Keywords:

Recovery factor
Numerical simulation
Seismic mesh
Lithology

Recibido: 30 de abril de 2019

Aceptado: 31 de mayo de 2019

Forma de citar: Gutiérrez, M. Iturralde, S. Silva, M. (2019). Modelo de simulación numérica para un arreglo de cinco pozos invertidos en un yacimiento subsaturado. *Revista Científica y Tecnológica UPSE*, 6 (1), 1-8. DOI: 10.26423/rctu.v6i1.452

* Autor para correspondencia. mgutierrez@upse.edu.ec

1. Introducción

La industria petrolera a nivel mundial realiza cuantiosas inversiones en estudios orientados a mejorar la producción y en la generación de propuestas operacionales que minimicen los daños que ocasionan los minerales del grupo de las arcillas u otros minerales al flujo de fluidos en los yacimientos petrolíferos (Xiao et al, 2017), siendo ésta una de las características más relevantes en su estudio.

El sistema petrolero es un modelo dinámico que estudia las entradas de materia orgánica a la cuenca sedimentaria, su transformación, la generación de hidrocarburos y su acumulación en una trampa. Por tanto, el sistema petrolero está compuesto por una serie de subsistemas que deben estar concatenados en tiempo y espacio para que se forme una acumulación natural de petróleo en la corteza terrestre, susceptible de ser producida con rendimiento económico. (Chapman, 1983).

La ingeniería de yacimiento se enfoca en adquirir un mejor conocimiento de las características del mismo, para que el ingeniero sea capaz de estimar reservas, predecir el comportamiento del yacimiento con la finalidad de desarrollar modelos de producción.

Actualmente, en la industria petrolera, debido al grado de avance tecnológico es posible hacer simulaciones cada vez más exactas y solucionar los sistemas de ecuaciones de manera más eficiente, por lo que se hace posible modelar diferentes tipos de hidrocarburos a través de mecanismos composicionales y estudiar diversas estrategias de producción para obtener el máximo recobro del yacimiento.

La simulación es una técnica que imita el funcionamiento de un sistema del mundo real. En síntesis, cada modelo o representación de diferentes sensibilidades es una forma o procedimiento de la simulación numérica de un yacimiento.

La caracterización de un yacimiento de hidrocarburos utilizando los softwares de simulación numérica consiste en generar un modelo geológico del yacimiento (estructuras y propiedades físicas) basado en la integración de la información geofísica, petrofísica, geológica y de ingeniería, con el fin de calcular reservas y crear un plan de desarrollo perfecto del campo. Por ello la caracterización es una etapa muy importante en el plan de explotación de un yacimiento de petróleo.

La zona de estudio se encuentra ubicada en el yacimiento LL- C4 en el área Norte del Lago de Maracaibo en el Occidente de Venezuela, tiene como miembros componentes las arenas C-3 y C-4 de la Formación Misoa de edad Eoceno.

En el área han sido perforados 25 pozos, 17 de ellos productores y 8 inyectores de agua. El proyecto de inyección se inició en enero del 2001, mediante la planificación de ocho arreglos de cinco puntos

invertidos (un inyector y cuatro productores) los cuales se van a modelar mediante el software de simulación numérica CMG.

2. Generalidades geológicas del área

El área de estudio se encuentra ubicada en la región Nor-Oeste de Venezuela, en la Cuenca del Lago de Maracaibo, tiene un área de 47.705 Km², perteneciente en su mayoría al territorio venezolano y una pequeña área a Colombia. El eje de esta cuenca es paralelo y cercano al piedemonte Nor-Andino; encontrándose cubierta en un 28% por las aguas llanas salobres del Lago de Maracaibo y limitada al norte con la Falla de Oca, al este con la Serranía de Trujillo, al sudeste con los Andes Merideños y al oeste con las Serranías de Perijá y Los Motilones.

La evolución geológica de la cuenca ha sido muy compleja a lo largo del tiempo, debido a una serie de invasiones y regresiones marinas que fueron determinantes para la sedimentación, tanto de las rocas madres generadoras de hidrocarburos como de aquellas rocas donde se encuentran almacenados los fluidos. El proceso evolutivo de la cuenca petrolífera del Lago de Maracaibo puede describirse a partir de la roca, ígneo-metamórfica de edad pre-cretácica hasta su final histórico durante el cuaternario, cuando se formaron notables manifestaciones externas indicativas de la presencia de hidrocarburos, tales como: lagos, menes, emanaciones de gas. (González de Juana et al., 1980).

2.1. Ambiente sedimentario regional

Al final del Triásico-Jurásico, movimientos intensos acompañados de erosión configuran los elementos estructurales sobre los cuales se va a producir la transgresión marina del Cretácico que cubrió todo el Occidente de Venezuela. Los sedimentos del Cretácico indican ambientes de plataforma, esta se extendía sobre las actuales cuencas de Maracaibo y Barinas. Durante el Cenomaniense-Turonense se produce una transgresión generalizada de Norte a Sur, generándose en la Cuenca de Maracaibo una sedimentación homogénea marina, desprovista de clásticos gruesos con alto contenido de materia orgánica y amplia distribución geográfica. Posterior a este periodo se desarrollan condiciones de máxima inundación.

En el Paleoceno ocurre un nuevo avance marino depositándose una secuencia de sedimentos con desarrollo carbonático. En las provincias deltaicas y geosinclinal no aportadas por las epirogenesis post-Paleocena, la sedimentación es continua del Paleoceno al Eoceno. En la provincia de plataforma un nuevo ciclo de sedimentación comienza en el Eoceno, las líneas de playa avanzan progresivamente desde el Norte hacia el Sur. Los sedimentos de las provincias de plataforma pertenecen a la Formación Misoa, de ambiente marino-parálico a deltaico que implica la posibilidad de una

serie de sub-ambientes que existen como parte de este sistema tales como: fluvial, lagunal, pantanos, barras de desembocadura, playa, etc. Este sistema fue afectado por avances y retrocesos del agua con formación de deltas, provocando cambios notorios en el curso de los ríos y canales distributarios.

Enmarcadas dentro de la cuenca del Lago de Maracaibo, las areniscas de la Formación Misoa presentan gran importancia económica ya que constituyen los yacimientos más productivos del área (González de Juana et al., 1980).

EPOCA	EDAD		AÑOS	LITOLOGIA				
	FORMACION	MIEMBRO						
MIOCENO	FM. LA PUERTA	BADAJAZ	± 15MM	Arcillas y Areniscas				
		LAGUNILLAS		Areniscas poco Consolidadas				
		LA LUNA		Lutitas gruesas Marinas				
	FM. LA ROSA	AR. LA ROSA		± 15MM	Areniscas con Interc. Arcillas			
		AR. INTERMEDIA			Arenas finas, poco consolidadas			
		AR. SANTA BARBARA			Lutitas color Gris Claro			
OLIGOCENO	FM. ICOTEA	DISCORDANCIA						
EOCENO	AR. A-X	FM. PAUJIL	± 20MM	Intercalaciones de Areniscas y Lutitas Litoral-Costera. Areniscas de canales fluviales				
		ARENISCAS-B-X			A-9-X			
	B-1-X							
	B-2-X							
	B-3-X							
	B-4-X							
	B-5-X							
	B-6-X							
	B-7-X							
	B-8-X							
	ARENISCAS-C-X	B-9-X			Delgadas areniscas cuarzosas de grano fino, medianamente consolidadas			
		C-1-X			Areniscas de Grano Fino			
		C-2-X						
		C-3-X						
C-4-X								
C-5-X								
PALEOCENO	FM. GUASARE	C-6-X	± 20MM	Areniscas, lutitas y limolitas muy consolidadas, depositadas en un ambiente deltaico con influencia de marea.				
		C-7-X						
		CRETACICO			GRUPO COGOLLO	FM. MITO JUAN	± 20MM	Calizas arcillosas, Fosilíferas y Areniscas Calcareas de grano fino a Grueso
						FM. COLON		
		PRE-CRETACICO			SUPERIOR	FM. LA LUNA	± 20MM	Arcillas progresivamente mas arcillosas al tope
						FM. MARACA		Lutitas Microfosilíferas
						FM. LISURE		Calizas Laminadas y Lutitas Calcareas
PRE-CRETACICO	SUPERIOR	FM. APON	± 20MM	Calizas Fosilíferas areniscas intercaladas con arcillas				
		FM. RIO NEGRO		Conglomerado Basal				
PRE-CRETACICO	SUPERIOR	FM. LA QUINTA	± 20MM	Limolitas y Areniscas				

Figura 1. Cuenas Petrolíferas de Venezuela. Ubicación de la Cuenca del Lago de Maracaibo. Fuente: González de Juana et al., (1980).

La historia geológica antes del Mesozoico, en el Occidente de Venezuela, no está muy clara. Las rocas representativas de estos períodos se encuentran, por lo general, aflorando en ciertas áreas positivas, perturbadas varias veces por deformaciones tectónicas e intensamente erosionadas, lo cual complica la reconstrucción de dichos hechos.

En el subsuelo, se encuentra un basamento ígneo-metamórfico directamente debajo de formaciones cretácicas y precretácicas.

La presencia de rocas paleozoicas fosilíferas, en diversas áreas andinas, permite postular la presencia de formaciones paleozoicas sobre las plataformas, pero su distribución inicial es todavía hipotética. Igualmente sucede con las rocas representativas del Mesozoico Temprano y Medio (Formación La Quinta) (figura 1). (González de Juana et al., 1980).

2.2. Estratigrafía Regional

En el yacimiento LL-C4 se encuentran como miembros componentes las Arenas C-3 y C-4 pertenecientes a la Formación Misoa de Edad Eoceno. La Formación Misoa está conformada por las Arenas C y las Arenas B. Las Arenas C se hallan discretizadas desde las arenas C-1 hasta las más antiguas correspondientes con las arenas C-7. El ciclo inferior de Misoa o “Arenas C”, se subdivide en miembros que en orden descendente se denominan C-1 al C-7.

En general, el contenido de arena es alto en el miembro C-7, pero disminuye gradualmente hacia los miembros superiores, siendo C-1, prácticamente lutítico en su totalidad. Los miembros inferiores del grupo, es decir, C-6 y C-7, están constituidos por areniscas de ambiente distal a la costa, que rellenaron la superficie irregular sobre la cual se depositaron y que está representada por la Formación Guasare, razón por la cual sus espesores son variables a lo largo de la cuenca.

Durante el progreso de la sedimentación, posterior al miembro C-6, el ambiente de sedimentación varió, haciéndose más afín con los ambientes próximo costeros, en consecuencia, el porcentaje de arena disminuye y los estratos de lutitas son más frecuentes, extensos y continuos (González de Juana et al., 1980).

Debido a que en los miembros inferiores de las Arenas C, es decir, C-5, C-6 y C7, la actividad estructural controló en gran parte el proceso de sedimentación, existen zonas en las cuales concurren preferencialmente un mayor número canales, estableciéndose así una sectorización del contenido de arena en los yacimientos.

Por otro lado, en los miembros superiores, es decir, C-4 hasta C-1, la distribución del contenido de arena está más relacionada con la geografía de los sistemas fluvio-deltaicos, ya que la influencia de la actividad estructural fue significativamente baja. (González de Juana et al., 1980).

2.3. Marco Estructural Local

La interpretación geológica del yacimiento LL-C4 está basada en la información sísmica 3D calibrada con la

información de los pozos del área. El mapa sísmico estructural en profundidad del Miembro C-4-X (figura 2) muestra que el yacimiento está constituido por un homoclinal que buza suavemente (5-10°) hacia el Este y se encuentra limitado por el Norte, Sur y Oeste por fallas con desplazamiento normal. Al Este, el yacimiento se encuentra delimitado por un contacto agua-petróleo original a -7950' SNM.

Las fallas que limitan el yacimiento tienen las siguientes características: una falla de cizalla mayor con salto vertical normal de 1400 a 2100 pies en flanco Oeste, una falla normal con salto vertical en el flanco Norte de 400 a 800 pies, y una pequeña falla normal con 100 a 200 pies de salto vertical en el flanco Sur. No parece haber fallamiento interno significativo en el yacimiento con base en la interpretación sísmica.

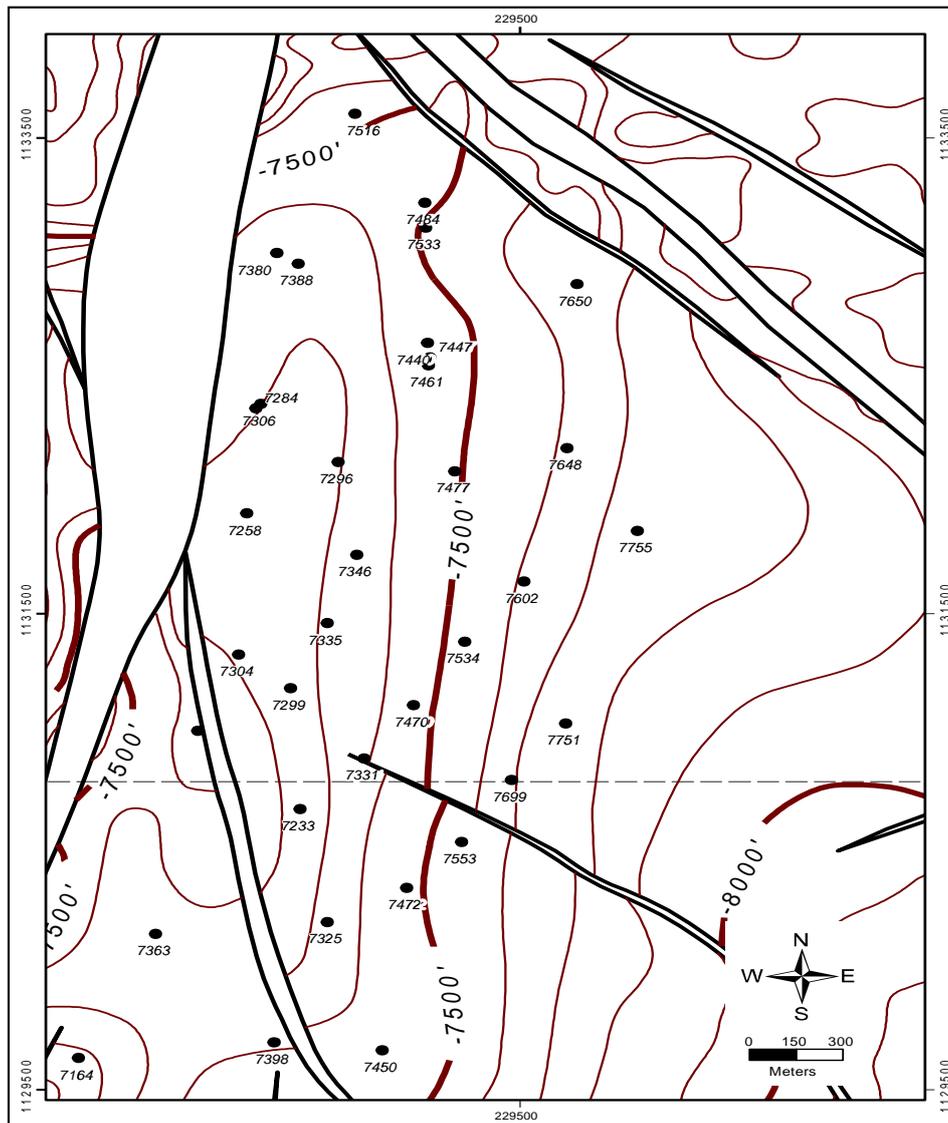


Figura 2. Interpretación Estructural del Miembro C-4-X. Fuente: Programa AutoCAD.

3. Aplicación del modelo

3.1. Aspectos Petrofísicos

El modelo petrofísico aplicado para la evaluación de las propiedades promedios pertenecientes al yacimiento LL-C4, se realizó mediante el uso de los análisis de núcleos, así como de los perfiles de pozos, cabe destacar que dichos cálculos fueron efectuados de manera discretizada para las arenas C-3X y C-4X dado que, aunque son arenas componentes del yacimiento LL-C4, muestran internamente variaciones petrofísicas considerables. La tabla 1 muestra los valores obtenidos de los parámetros petrofísicos para las arenas C-3X y C-4X, observándose una mejor calidad de roca en la arena C-4X.

Tabla 1: Propiedades del yacimiento sub-saturado LL-C4 de las arenas C-3X y C-4X.

Yacimiento	LL-C4	
Miembro	C3X	C4X
Porosidad (ϕ)	0.114	0.120
Sat. Agua (S_w)	0.362	0.337
Sat. Petróleo (S_o)	0.638	0.663
Permeabilidad (K)	5.69 mD	16.66 mD

3.2. Propiedades físicas del yacimiento

La historia de producción/presión indica que los fluidos del yacimiento se encontraban saturados a la presión inicial, sin capa de gas original. La presión del yacimiento fue determinada mediante el uso de pruebas de presiones MDT/RFT que fueron realizadas al inicio del desarrollo del yacimiento, el área se calculó por planimetría, las propiedades de los fluidos así como la presión de burbuja fueron determinadas a partir de análisis PVT, mientras que las saturaciones de los fluidos presentes se obtuvieron mediante análisis de núcleos. La Tabla 2 muestra un resumen de las propiedades físicas para el yacimiento LL-C4.

Tabla 2: Propiedades físicas del yacimiento sub-saturado LL-C4. Fuente: PDVSA. LIBRO OFICIAL DE RESERVAS

Parámetro	Valor
Presión Inicial, l_{pc}	3500
Presión Burbuja, l_{pc}	3300
Presión Actual, l_{pc}	2700-3000
Boi, BY/BY	1,58
Rsi, PCN/BN	935
Área, acres	1088
Saturación de Petróleo Inicial, %	65,0
Viscosidad del Petróleo, cp	0,46
Gravedad API	38,7

3.3. Descripción del Proyecto de Inyección de Agua

Considerando que para el momento del desarrollo del yacimiento LL-C4, éste se encontraba en su etapa inicial, con condiciones de yacimiento cercanas a las originales, se identificó una oportunidad para la inyección de agua temprana que permitiera mantener los niveles de presión muy cercanos a la presión de burbujeo, previendo así la declinación excesiva de la presión, maximizando así el recobro económico de las reservas. Para ello, se diseñó la implementación de un proyecto de inyección de agua por arreglos.

Se consideraron diversos arreglos de inyección, siendo el desarrollo más atractivo desde el punto de vista técnico-económico, el que consta de un arreglo de inyección de cinco puntos invertidos con espaciado normal entre productores de 600 m y el inyector localizado en el centro del patrón, para un total de 13 pozos productores y 8 pozos inyectores. El proyecto de inyección de agua en el yacimiento LL-C4 se inicia en enero del año 2001 (figura 3).

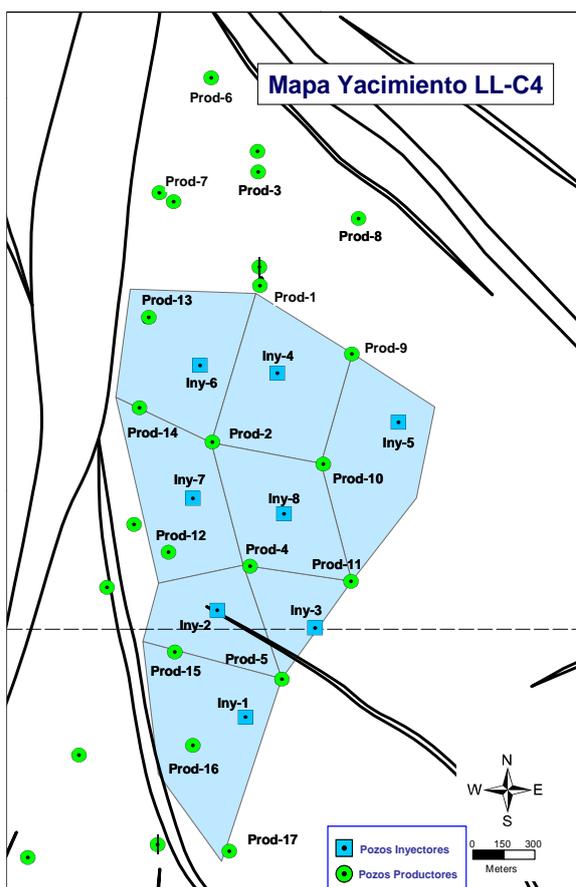


Figura 3. Configuración del Proyecto de Inyección de Agua del Yacimiento LLC4.
*Elaboración Propia.

4. Análisis de resultados

4.1. Caracterización de las propiedades petrofísicas del yacimiento, de la roca y de los fluidos

Estos datos con los cuales se realizó el modelaje numérico corresponden al yacimiento LL-C4 para su determinación se realizaron mediciones de esos parámetros en todos los pozos para cada arreglo de inyección y junto a histogramas de frecuencia se hallaron valores promedios de las propiedades petrofísicas del yacimiento.

En el yacimiento LL-C4 se encuentran como miembros componentes las Arenas C-3 y C-4 pertenecientes a la Formación Misoa de Edad Eoceno. El tipo de roca predominante en nuestra zona de interés son areniscas de grano fino, los miembros C-3 y C-4. Las primeras arenas productoras se observan son las de C-3 cuyos espesores están entre 10, 25 y 400 pies. Las arenas productoras de más profundidad son las que se encuentran en C-4 cuyos espesores están entre los 25, 50 y 75 pies. (Tabla 3).

Tabla 3: Caracterización de las propiedades petrofísicas del yacimiento, de la roca y de los fluidos.

Pozo Inyector: Iny-1			
Miembro	Porosidad (%)	K (mD)	Swi (%)
C-3 Upper	12.48%	18	36.49%
C-3 Middle (F)	11.07%	2	36.95%
C-3 Middle (E)	12.18%	6	36.45%
C-3 Lower	12.10%	9	39.80%
C-4 Upper (D)	12.18%	8	41.50%
C-4 Upper (C)	12.78%	39	33.48%
C-4 Upper (B)	12.22%	17	34.71%
C-4 Upper (A)	14.40%	66	22.88%
C-4 Midle	12.94%	40	31.88%
	12.48%		34.90%

Las propiedades de los fluidos son de suma importancia ya que aparte de dar datos de movilidad de las fases y encontrar la razón de movilidad del yacimiento, permiten seleccionar el mejor esquema de desarrollo de cualquier proceso de recobro mejorado entre estas propiedades tenemos: grados API, viscosidad, densidad, compresibilidad, factor volumétrico.

El fluido presente en el yacimiento LL-C4 es un crudo liviano lo cual es un parámetro fundamental en la selección del mecanismo de producción y desarrollo que se le va a aplicar en el yacimiento, en este caso un esquema de inyección de agua el cual se realizó con un arreglo de 5 pozos invertidos, mediante la simulación numérica se representó el comportamiento del mismo con este tipo de arreglo con el fin de observar si fue el más indicado para aumentar el factor de recobro.

El yacimiento LL-C4 dispone de un análisis PVT tomado del de pozo productor 2 tomado en julio en 1999 el cual es representativo ya que fue tomado a una

presión mayor del punto de burbuja y condiciones originales del yacimiento.

4.2. Construcción del modelo base

La construcción del modelo base de simulación numérica del yacimiento LL-C4 consiste en establecer el *grid* de simulación en el cual se implementará el proceso de inyección de agua para un arreglo de cinco pozos invertidos y se incluirán los siguientes datos: Propiedades de yacimiento Propiedades de la roca, Propiedades de fluidos, Área de yacimiento, Numero de celdas, Columna estratigráfica, Litología del yacimiento, Forma del área de inyección (Tabla 3).

Tabla 3: Propiedades del modelo base del yacimiento sub-saturado.

Area (acres)	250
Enmallado	70 x 42 x 16
Tamaño de celda	60.86
Nº celdas	47040

4.3. Construcción del modelo de producción primaria

Una vez establecido nuestro modelo de simulación numérica inicial se procede a su respectiva anulación de bloques con el objetivo principal de darle la forma del yacimiento LL-C4.

Para que se genere la producción primaria en donde se emplea la energía del yacimiento LL-C4, se necesitan pozos productores; se dispone para el presente estudio de 13 pozos ubicados en el yacimiento.

Una vez integrados los 13 pozos productores en el modelo de simulación numérica del yacimiento LL-C4 se inserta el mapa geológico del cual se obtiene información gracias al mapa estructural-

Como el proceso de inyección de agua es un método secundario, es necesario fijar las condiciones operaciones en la producción primaria, para hacerlo se realizó un análisis de sensibilidad para dos puntos en concreto: tasa de producción y presión de fondo.

Para la elaboración del modelo de simulación numérica del yacimiento LL-C4 se construyó el *grid* de simulación para 20 años de producción primaria con una tasa de producción de 100 bbl/d, esta no es la mayor tasa a la que se puede levantar fluido pero es la tasa a la cual se da el mayor factor de recobro ya que prolonga el uso de la energía natural del yacimiento. La presión de fondo de 100 psi es considerada como la óptima, por presentar resultados de factor de recobro y caída de presión más altas y aceptables (Tabla 4).

Tabla 4: Parámetros óptimos del yacimiento.

Tasa de producción (bbl/d)	100
Presión de fondo (psi)	100

4.4. Construcción del modelo de inyección de agua

Después de varios años de producción primaria en el yacimiento LL-C4 su energía se ha ido perdiendo con el tiempo por eso se hace necesario la implementación de un proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua para poder extraer cantidades adicionales de fluido.

La recuperación secundaria mediante la inyección de agua es usada ampliamente en yacimientos los cuales poseen una calidad de crudo entre liviano y mediano como es el caso del yacimiento LL-C4. En el modelo de estudio la inyección de agua se inicia en el año 2001 con el desarrollo de 8 pozos inyectoros con el fin de disminuir la caída de presión y aumentar el factor de recobro. Para la construcción de este modelo se hará un análisis de sensibilidades en la tasa de inyección de agua. (Figura 4).

Figura 4. Comportamiento de la presión a diferentes tasas de inyección de agua.

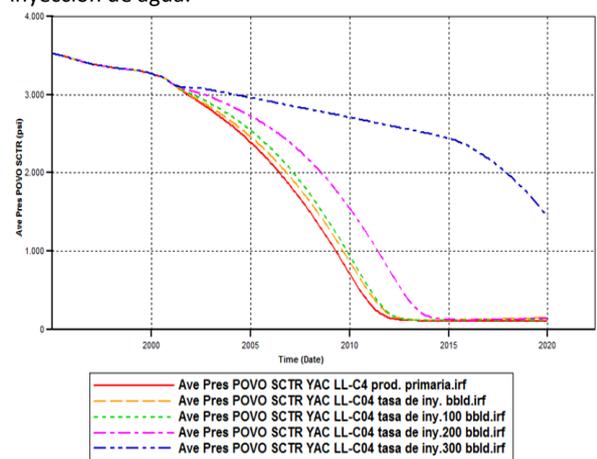


Tabla 5: Propiedades del modelo base de la inyección de agua del yacimiento sub-saturado.

TASA DE INYECCION (BBL/D)	FACTOR DE RECOBRO (%)
Sin restricción	19.2
100	18.89
200	20.36
300	25.15

*Elaboración Propia.

Como se observa en la tabla 5 el factor de recobro óptimo es obtenido con una tasa de inyección de 300 bbl/d por cada pozo inyector; esto quiere decir 2400 bbl/d entre los 8 pozos inyectoros presentes en el modelo de simulación numérica del yacimiento LL-C4. (Figura 5). Esta tasa de recobro corresponde al año 2001. (Tabla 6).

Tabla 6: Condiciones operacionales para la recuperación secundaria.

TASA DE INYECCION (BBL/D)	300
AÑO DE INYECCION	2001

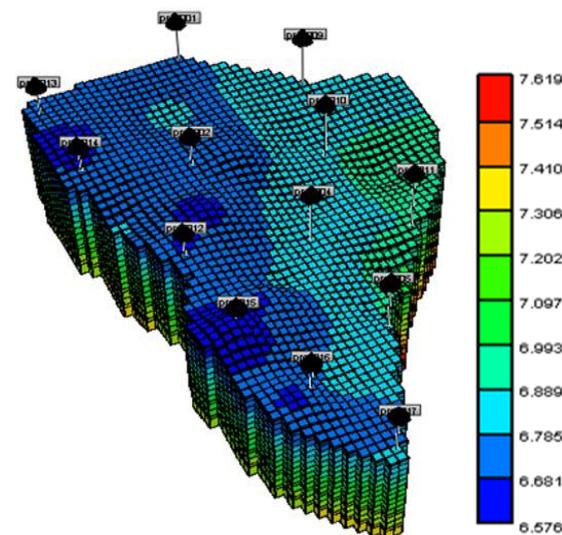


Figura 5. Modelo final de simulación numérica para producción primaria en el yacimiento sub-saturado LL-C4.

Conclusiones

Se establece el modelo BLACKOIL para el yacimiento el cual permite caracterizar el modelo de fluidos para un yacimiento subsaturado.

El comportamiento de las curvas de permeabilidades relativas predice la fase mojante de la roca, que en este caso es mojada por agua lo cual favorece el desplazamiento del crudo, considerando los grados API y la baja viscosidad del crudo.

El corte de agua a nivel de reservorio inicia el 1 de abril del 2007 con un porcentaje del 0.40%, después de 20 años de producción termina con un 67.86%. Se observó que los cortes de agua a lo largo de toda la producción primaria como las secundarias más grandes tuvieron lugar en el pozo productor 5 con 100%, productor 2 con 91.7%, productor 15 con 90.02%, productor 4 con 88.84%.

El POES del área de inyección del yacimiento LL-C4 es 38.1 MMbbls, determinado mediante la integración del mapa geológico y la variación del POES a diferentes áreas. La reserva recuperable y remanente al término de 20 años de producción asciende a 9.56 MMbbls y 28.54 MMbbls respectivamente.

Con el fin de obtener el mayor factor de recobro se llevó a cabo un análisis de sensibilidades en las condiciones operacionales tanto de producción primaria como secundaria (tasa de producción, tasa de inyección, presiones de fondo) obteniendo así una tasa de producción 100 bbl/d con una presión de fondo de 100 psi en producción primaria y una tasa de inyección de

agua de 300 bl/d y 2001 como año de inicio del proyecto de inyección de agua.

Referencias

- [1] Bjorlykke, K. (2010). *Petroleum Geoscience: From Sedimentary Enviroments to Rock Physics*. Springer.
- [2] Buckley, S.E. y Leverett, M.C. (1942). *Mechanisms of Fluid Displacement in Sands*. AIME.
- [3] Chapman, R. (1983). *Petroleum Geology*. Elsevier.
- [4] Martínez, C. (2014). *Simulación Numérica de Inyección de Agua en Yacimientos Petroleros empleando el Método de Líneas de Corriente* (tesis de postgrado). Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F.
- [5] Bjorlykke, K. (2015). *Petroleum Geoscience. From Sedimentary Environments to Rock Physics*. New York, USA: Springer.
- [6] Chapman, R. (1983). *Petroleum Geology*. Amsterdam, Netherlands: Elsevier.
- [7] González de Juana C., Iturralde de Arozena J. M. y Picard C. (1980). *Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas, Tomo II*. Caracas, Venezuela: FONINVES.
- [8] Xiao, J., Wang,J., y Sun, X. (2017). *Fines Migration: Problems and Treatments*. *Oil & Gas Research* 3, pp. 123. doi: 10.4172/2472-0518.1000123