

**FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
VÁLVULAS DE CONTROL DE INFLUJO (ICV) EN UN CAMPO OFF-SHORE
SOMETIDO A INYECCIÓN DE AGUA**

**DAVID SIGIFREDO MONTOYA HERRERA
JUAN CAMILO GONZÁLEZ ANGARITA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
VÁLVULAS DE CONTROL DE INFLUJO (ICV) EN UN CAMPO OFF-SHORE
SOMETIDO A INYECCIÓN DE AGUA**

**JUAN CAMILO GONZÁLEZ ANGARITA
DAVID SIGIFREDO MONTOYA HERRERA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de: Ingeniero
de Petróleos**

Director:

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
M.Sc. en Ingeniería de Petróleos**

Codirectores:

**MARCIO AUGUSTO SAMPAIO PINTO
Ph.D. en Ciencias e Ingeniería de Petróleos
MAX BRADLEY GÓMEZ GUALDRON
Especialización en Gerencia de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A Dios, por permitirme vivir esta experiencia tan enriquecedora y conocer excelentes personas que han contribuido a mi formación personal y profesional.

A mi madre Angela, por su inmenso cariño e incondicional apoyo. Por siempre motivarme a dar mi mayor esfuerzo, por enseñarme la importancia de ser cada día mejor y de luchar constantemente para alcanzar cada meta que me proponga.

A mi segunda madre Connie, por apoyarme siempre y tratarme como un hijo más. Por escucharme y aconsejarme en los momentos oportunos.

A mi abuelo Edmundo, por todo el cariño que me ha brindado durante toda mi vida, por todas sus historias y enseñanzas que me ha compartido.

A mi prima Karina, a quien considero mi hermana mayor, por todo el cariño que me brindó en mi niñez y que ahora lo sigue haciendo desde la distancia.

A mi novia y mejor amiga Sha'Uri, por apoyarme y acompañarme desde el inicio de mi vida universitaria, por su ayuda incondicional y ser mi soporte en los momentos difíciles.

A Rooney, ese canino que cada vez que me lo encuentro ha logrado sacarme una sonrisa sin importar cuán complicado haya resultado el día.

A mi compañero de tesis y amigo David, por brindarme su entera amistad y por todo el arduo esfuerzo que entregó para la excelente realización de este trabajo.

A mis amigos Jose, David, Omar, Juan Andrés, Luis Carlos y Jhoan, por una amistad que desde la infancia, entre fútbol, chistes y cerveza se ha sabido prolongar.

Juan Camilo

DEDICATORIA

En primer lugar, a Dios por ayudarme en todo este camino de esfuerzos, alegrías y tristezas, sin el nada de este hubiera sido posible; siempre me ilumino en cada dificultad y me ayudo en cada proyecto que tuve en la universidad.

A mis padres, por todo el apoyo brindando, siempre estuvieron ahí ayudándome, cuidándome, aconsejándome, gracias a ellos conseguí este gran logro, gracias a ellos soy ingeniero de unas de las mejores universidades del país, gracias a ellos logré estudiar un semestre en la mejor universidad de Latinoamérica; y gracias a ustedes me he formado como una gran persona. Son los mejores padres que pude tener, los quiero con todo mi corazón.

A mis amigos Christian y Alejandro, por escucharme y soportarme estos cinco años, no pude conocer a mejores personas que ustedes; también, a mis compañeros de SPWLA Andres, Jose y Camilo, que a pesar del corto tiempo que logramos compartir, para mí fueron una familia más en la universidad.

A Marció Sampaio, porque gracias a él pudimos desarrollar este trabajo, a pesar de no tener ninguna responsabilidad con nosotros, siempre nos apoyó e instruyó para que hiciéramos el mejor trabajo posible.

A mis roomies Jonatan, Alberto, Camilo y Sara, por ser los mejores compañeros de apartamento que pude tener, hicieron increíble mi intercambio en Brasil, y más que compañeros, fueron mis amigos y defensores en todo momento, son unas grandes personas. También, ha Sebastian y Joan por hacer más amena mi estadía en Brasil y ser unos grandes compañeros y amigos.

A mi compañero de tesis por ser mi amigo y compañero en todo este camino, gracias a la iniciativa de él viví una de las mejores experiencias de mi vida. Por todo el apoyo brindado en el desarrollo de este proyecto, a pesar de las dificultades y problemas, pudimos sacar adelante este gran proyecto.

A mis hermanas por estar ahí apoyándome todo el tiempo.

David Montoya

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer en primera instancia a Dios por brindarnos sus bendiciones y permitir la satisfactoria culminación de este proyecto.

Agradecimientos especiales a:

Nuestras familias, por brindarnos su cariño y apoyo en cada paso de nuestras vidas. Por creer en nosotros e impulsarnos a ser cada vez mejores.

A la Universidad Industrial de Santander, nuestra alma máter, por ser testigo de todo el esfuerzo, la tristeza y las alegrías que se dieron lugar en el desarrollo de esta magnífica experiencia; y por ser además, el punto de partida de nuestra vida profesional.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos, su personal docente y administrativo, por brindarnos el espacio y las herramientas necesarias para nuestra formación profesional.

Al Grupo de Recobro Mejorado, a nuestro director Samuel Fernando Muñoz Navarro y codirector Max Bradley Gómez, por la colaboración ofrecida para el desarrollo de este trabajo.

Ao Ph.D. Marcio Sampaio por nos oferecer sua amizade e as ferramentas precisas para o desenvolvimento do projeto; por compartilhar seu conhecimento com nós e pelo suporte até o final do trabalho.

Ao Brasil por ter nos recebido com as mãos abertas, por nos permitir desfrutar de sua cultura e belas paisagens.

À USP por auspiciar a maravilhosa experiência do intercâmbio, que ficou como o início desse TCC. Pela contribuição na nossa formação pessoal e acadêmica.

Aos nossos amigos Ramiro e Bernardo pela amizade e o apoio na nossa estância no Brasil. Por compartilhar com a gente a experiência do intercâmbio incluindo especialmente todos os *márcoles*.

A nuestra compañera Sha'Uri, por su colaboración en la adecuación de documentos y presentaciones; y también, por facilitarnos la utilización de un computador adicional para la corridas de simulación.

A nuestro compeañero Jhon Ramírez, por facilitarnos la utilización de un computador adicional para la corridas de simulación.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. MARCO TEÓRICO	22
1.1 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO	22
1.1.1 Geología	23
1.1.1.1 Marco de Geología Regional	23
1.1.1.2 Geología Estructural	26
1.1.1.3 Geología Estratigráfica.....	28
1.1.2 Características de los Fluidos	30
1.2 POZOS INTELIGENTES.....	31
1.2.1 Historia.....	32
1.2.2 Tipos de Dispositivos de Control de Influjo	33
1.2.2.1 Dispositivo de Control de Influjo (ICD).	34
1.2.2.2 Dispositivo Autónomo de Control de Influjo (AICD).	35
1.2.2.3 Válvula de Control de Influjo (ICV).....	36
1.2.3 Principios Operativos de los Dispositivos.....	37
1.2.3.1 Ley de Darcy.....	37
1.2.3.2 Principio de Bernoulli	39
1.2.3.3 Principio de funcionamiento de las válvulas.....	40
1.2.4 Beneficios del uso de pozos inteligentes	41

2. ASPECTOS ECONÓMICOS.....	42
2.1 VALOR PRESENTE NETO.....	42
2.1.1 Flujo de caja.....	43
2.1.1.1 CAPEX.....	43
2.1.1.2 Ingresos (IN):	43
2.1.1.3 OPEX.....	43
2.1.1.4 Impuestos (IMP).....	44
2.1.1.5 Tasa Descuento.....	44
2.2 TASA INTERNA DE RETORNO	45
2.3 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	45
2.4 RETORNO SOBRE INVERSIÓN (RSI)	45
2.5 VALOR MONETARIO ESPERADO (VME)	45
3. CONSTRUCCIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN	47
3.1 MODELO ESTÁTICO	48
3.1.1 Heterogeneidad	51
3.1.1.1 Dykstra-Parson	52
3.1.1.2 Coeficiente de Lorenz	53
3.1.2 Determinación de la Malla de Simulación	54
3.2 MODELO DE FLUIDOS	56
3.3 CONFIGURACION Y PARAMETROS DE LOS POZOS	58
4. IMPLEMENTACIÓN Y DISEÑO DE COMPLETAMIENTO INTELIGENTE	64
4.1 VÁLVULAS TIPO ON/OFF.....	65
4.1.1 Representación en el Simulador	65

4.1.2 Optimización	66
4.1.2.1 Etapa 1.....	66
4.1.2.2 Etapa 2.....	68
4.1.2.3 Etapa 3.....	70
4.2 VÁLVULAS TIPO MULTIPOSICIÓN.....	71
4.2.1 Representación en el Simulador	71
4.2.2 Optimización	72
4.2.2.1 Etapa 1.....	72
4.2.2.2 Etapa 2.....	74
4.2.2.3 Etapa 3.....	75
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	77
5.1 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN.....	77
5.1.1 Modelo representativo 4.....	77
5.1.2 Modelo representativo 6.....	79
5.1.3 Modelo representativo 8.....	81
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICOS	82
5.2.1 Escenarios económicos	83
5.2.2 Inversión inicial	83
5.2.3 Ingresos	84
5.2.4 Egresos.....	85
5.2.5 Flujo de caja.....	85

5.2.6 Resultados de la evaluación económica.....	86
5.2.6.1 Análisis Determinístico.....	87
5.2.6.2 Análisis Estocástico	91
6. CONCLUSIONES	96
7. RECOMENDACIONES.....	97
BIBLIOGRAFÍA.....	98

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Bloques representativos del yacimiento UIS-USP.	23
Figura 2. Localización de la cuenca campos.	25
Figura 3. Sistema petrolífero de la cuenca campos.	26
Figura 4. Grabens, semi-grabens, horst, fallas lístricas, fallas sintéticas y antitéticas.	27
Figura 5. Roll-over y fallas lístricas.	28
Figura 6. Completamiento inteligente.	32
Figura 7. Perfil de producción de un pozo horizontal.	34
Figura 8. Dispositivo de control de influjo (ICD).	35
Figura 9. Dispositivo autónomo de control de influjo (AICD) – statoil.	35
Figura 10. Válvula de control de influjo (ICV).	36
Figura 11. Válvula de posicionamiento discreto.	36
Figura 12. Válvula ON/OFF.	37
Figura 13. Válvula multiposición.	37
Figura 14. Flujo radial en un yacimiento horizontal.	38
Figura 15. Mapa geológico yacimiento UIS-USP.	49
Figura 16. Permeabilidad vs Probabilidad acumulada.	52
Figura 17. Capacidad de Stiles.	53
Figura 18. Tiempo de simulación.	55
Figura 19. Caudales de producción.	56
Figura 20. Factor de recobro.	56
Figura 21. Propiedades PVT (R_s – B_o – viscosidad).	57
Figura 22. Curvas de permeabilidad relativa.	58
Figura 23. VPN inicial de casos estudiados.	61
Figura 24. Resultados optimización.	62

Figura 25. Pozo horizontal con completamiento inteligente	64
Figura 26. Metodología	65
Figura 27. Producción petróleo caso MR4-\$45.....	78
Figura 28. Acumulado de agua producida caso MR4-\$45	79
Figura 29. Producción petróleo caso MR6-\$45.....	80
Figura 30. Acumulado de agua producida caso MR6-\$45	80
Figura 31. Producción petróleo caso MR8-\$45.....	81
Figura 32. Acumulado de agua producida caso MR8-\$45	82
Figura 33. Precio equivalente del petróleo.....	83
Figura 34. Flujo de caja	86
Figura 35. Valor presente neto caso MR4-\$45	88
Figura 36. RSI caso MR4-\$45.....	89
Figura 37. Valor presente neto caso MR6-\$45	90
Figura 38. RSI caso MR6-\$45.....	90
Figura 39. Valor presente neto caso MR8-\$45	91
Figura 40. RSI caso mr8-\$45	91
Figura 41. Árbol de derivación	93
Figura 42. Curva de riesgo	95

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades de los fluidos yacimiento UIS-USP.	30
Tabla 2. Impuestos Brasil-Colombia	44
Tabla 3 Propiedades yacimiento UIS-USP	49
Tabla 4 Modelos Representativos.....	51
Tabla 5 Coeficiente Dykstran-Parson	53
Tabla 6 Coeficiente de Lorenz	54
Tabla 7. Tamaños de malla de simulación.....	54
Tabla 8. Datos iniciales para la generación del PVT.....	57
Tabla 9. End-Points de la curva de permeabilidad relativa	57
Tabla 10. Pozos del campo UIS-USP	59
Tabla 11. Parámetros operacionales base	60
Tabla 12. Tiempo de computo empleado.....	61
Tabla 13. Tiempo de simulación empleado (Opt. ON/OFF).....	66
Tabla 14. Configuración del completamiento con válvulas de tipo ON/OFF (etapa 1)	67
Tabla 15. Resultados optimización etapa 1	68
Tabla 16. Configuración del completamiento con válvulas de tipo on/off (etapa 2)	69
Tabla 17. Resultados optimización etapa 2	70
Tabla 18. Configuración final del completamiento con válvulas de tipo on/off (etapa 3)	70
Tabla 19. Resultado optimización etapa 3	71
Tabla 20. Configuración del completamiento con válvulas de tipo multiposición (etapa 1)	73
Tabla 21 Resultados optimización etapa 1	74

Tabla 22. Configuración del completamiento con válvulas de tipo multiposición (etapa 2)	74
Tabla 23. Resultados optimización etapa 2	75
Tabla 24. Configuración final del completamiento con válvulas de tipo multiposición (etapa 3).....	75
Tabla 25. Resultado optimización etapa 3.....	76
Tabla 26. Inversión inicial	84
Tabla 27. Costo operacional y régimen fiscal	85
Tabla 28. Resultados VME según el tipo de completamiento utilizado.....	94
Tabla 29. Indicadores económicos pozos inteligentes.....	94
Tabla 30. Indicadores factibilidad/riesgo	95

ABREVIATURAS

AICD	Dispositivo de Control de Influjo Autónomo
Bbls	Barriles
BOPD	Barriles de Aceita por Día
BWPD	Barriles de Agua por Día
ICD	Dispositivo de Control de Influjo
ICV	Válvula de Control de Influjo
IW	Pozo Inteligente
MR	Modelo Representativo
Multp	Multiposición
MUSD	Millones de Dólares Estadounidenses
PI	Pozo Inteligente
RSI	Retorno Sobre la Inversión
VME	Valor Monetario Esperado
VPN	Valor Presente Neto

RESUMEN

TÍTULO: FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE VÁLVULAS DE CONTROL DE INFLUJO (ICV) EN UN CAMPO OFF-SHORE SOMETIDO A INYECCIÓN DE AGUA*

AUTORES: JUAN CAMILO GONZÁLEZ ANGARITA
DAVID SIGIFREDO MONTOYA HERRERA**

PALABRAS CLAVE: pozos inteligentes, inyección de agua, análisis de riesgo, simulación de yacimientos, incertidumbre económica y geológica.

RESUMEN

El completamiento en campos de crudo pesado está caracterizado por numerosos desafíos, entre los que se destacan la incertidumbre geológica/económica, la heterogeneidad y los fluidos presentes en el yacimiento. Adicionalmente, las facilidades de producción tienen unas capacidades limitadas de tratamiento de fluidos; por lo tanto, el objetivo de toda compañía operadora es optimizar la producción de petróleo, por medio del retardo y la reducción de los volúmenes de agua producidos tanto tiempo como sea posible.

El objetivo de este trabajo es realizar una evaluación técnico – económica de la implementación de completamientos inteligente con válvulas controladoras de flujo (ICV, siglas en inglés) en los pozos productores de un yacimiento de crudo pesado, en el cual está implementando un proceso de inyección de agua. El estudio se realizará al comparar el comportamiento de producción de los pozos completados con ICV respecto a los pozos completados convencionalmente (liner ranurado), a partir de los resultados obtenidos de la simulación numérica de yacimientos por medio de la herramienta CMG.

La idea principal de este trabajo es aumentar la rentabilidad del proyecto de inyección de agua al reducir la producción de agua y/o aumentar el factor de recobro del campo en estudio, considerando incertidumbre geológica/económica; y a partir de esos resultados tomar la decisión de implementar el completamiento inteligente en los pozos productores.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro M.Sc. en Ingeniería de Petróleos Codirectores: Marcio Augusto Sampaio Pinto Ph.D. en Ciencias e Ingeniería de Petróleos Max Bradley Gómez Gualdrón Especialización en Gerencia de Hidrocarburos

ABSTRACT

TITLE: ECONOMIC AND TECHNICAL FEASIBILITY OF INFLOW CONTROL VALVES (ICV) IMPLEMENTATION IN A WATERFLOODING OFFSHORE FIELD*.

AUTHORS: JUAN CAMILO GONZÁLEZ ANGARITA
DAVID SIGIFREDO MONTOYA HERRERA**

KEYWORDS: intelligent wells; water flooding; risk analysis; geological and economic uncertainties; reservoir simulation; offshore; Brazil.

DESCRIPTION

Well completion in heavy oil fields has numerous challenges, among which highlights the geological/economic uncertainty, heterogeneity and fluids present in the reservoir. The production facilities have limited fluid treatment capabilities, therefore, the goal of every operating company is to optimize oil production, by delaying and reducing the volumes of water produced as long as possible.

The aim of this work is to perform a technical-economic evaluation of implementing intelligent completion with inflow control valves (ICV) in the production wells of a heavy oil field, which is implementing a waterflooding project. The study will be carried out by comparing the production behavior of wells completed with ICV regarding the wells completed conventionally (slotted liner) from the results got from the reservoir numerical simulation by means of the CMG tool.

There were considered nine representative geological models and three economic scenarios, in order to set an uncertainty environment, which allows to generate a risk management analysis of this technology application case.

The main idea of this work is to increase the economic profit of the waterflooding project by reducing water production and increasing recovery factor in the offshore field, considering geological/economic uncertainty. From these results decide to implement intelligent completion in the production wells.

* Project of grade

** Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering, Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro M.Sc. en Ingeniería de Petróleos Codirectores: Marcio Augusto Sampaio Pinto Ph.D. en Ciencias e Ingeniería de Petróleos Max Bradley Gómez Gualdrón Especialización en Gerencia de Hidrocarburos

INTRODUCCIÓN

La inyección de agua es el método de recobro más usado en campos off-shore, debido a su bajo costo y facilidad de implementación en comparación a otros métodos; sin embargo, la eficiencia de este se ve considerablemente reducida en presencia de altas heterogeneidades y altas relaciones de movilidad de los fluidos en el yacimiento.

El completamiento empleado en los pozos inteligentes se muestra como una de las posibles tecnologías a utilizar para mitigar estas dificultades; los cuales haciendo uso de sensores y válvulas controladoras de influjo (ICV, por sus siglas en inglés) pueden controlar de manera diferenciada y en tiempo real diferentes intervalos de un pozo; no obstante, algunas empresas evitan la implementación de dicha tecnología debido a su alto costo y que los beneficios económicos no son tan claros. Por esta razón, es importante realizar estudios detallados de factibilidad técnico-económica que logren cuantificar las posibles ganancias que se podrían obtener con la implementación de esta tecnología.

Campos es la cuenca petrolífera más importante de Brasil, ya que produce el 57% del petróleo nacional; los yacimientos pertenecientes a esta cuenca son de alto grado de heterogeneidad, producto de un sistema de depositación turbidítico y cambios del nivel del mar que se presentaron a inicios de su formación. Como consecuencia, los nuevos proyectos de inyección de agua que se han implementado allí han mostrado una baja eficiencia.

La tecnología de pozo inteligente se presenta como una herramienta para la mitigación del problema anteriormente mencionado, ya que ofrecen la posibilidad de medir, monitorear y controlar de manera independiente la producción (o

inyección) de fluidos de cada zona de interés en tiempo real, a partir de la implementación de sensores y dispositivos de control remoto. Por lo tanto, permite un manejo flexible del rendimiento del pozo, sin necesidad de ninguna intervención al mismo.

La simulación numérica es una herramienta fundamental en estudio de yacimientos y en la toma de decisiones sobre la implementación de una nueva tecnología, ya que, permite realizar predicciones acerca del comportamiento de los fluidos de yacimiento y la producción de un campo, de manera asertiva. En la presente investigación se utilizó la simulación numérica para evaluar la factibilidad de la implementación de las ICVs en los pozos productores del campo en estudio, considerando incertidumbre geológica y económica; adicionalmente, se usó un software de optimización que permitió maximizar el Valor Monetario Esperado (VME) de las estrategias de explotación con pozos convencionales y con ICVs, pudiendo así determinar la rentabilidad de la implementación de dicha tecnología.

Los resultados obtenidos mostraron que, a pesar de que las estrategias con pozos inteligentes no aumentaban de manera considerable los volúmenes recuperados de petróleo respecto a la estrategia con pozos convencionales, si lograba reducir significativamente la producción de agua y/o acelerar la recuperación de reservas del yacimiento en estudio, lo cual impactaba positivamente el VME, haciendo factible la implementación del completamiento inteligente.

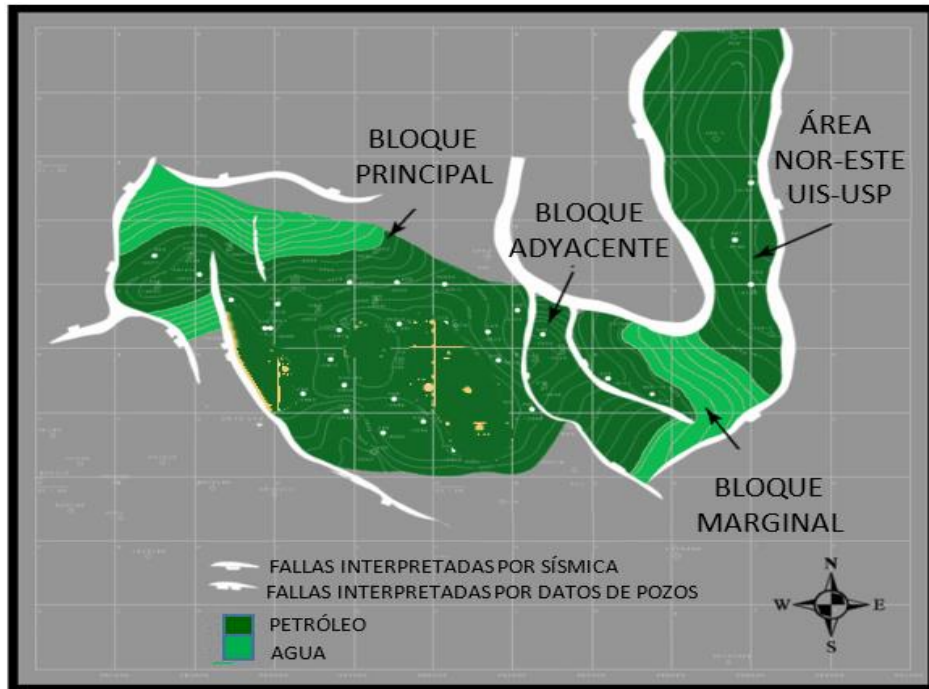
1. MARCO TEÓRICO

1.1 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

El yacimiento UIS-USP (nombrado así para efectos del presente estudio) está constituido por arenas turbidíticas depositadas en la edad Albiense-Cenomaniense. Este puede ser dividido en cuatro bloques, los cuales se encuentran limitados por fallas normales¹, como se puede observar en la figura 2; el bloque principal conocido como Bloque Alto representa la zona con mayor acumulación de hidrocarburos, mientras que los tres bloques restantes son conocidos como Bloque Bajo, y presentan una menor acumulación de hidrocarburos.

¹ JAHNERT, Ricardo, et al. The petroleum system of Campos Basin. BGP. En AAPG International Conference & Exhibition, November. 1998. p. 600-601.

Figura 1. Bloques representativos del yacimiento UIS-USP.



Fuente: Análise estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na interpretação sísmica tridimensional (Menezes, 2005).

El yacimiento presenta una porosidad promedio entre 20% – 30 % y su permeabilidad alcanza valores de hasta 8 Darcys en algunas zonas; este se encuentra limitado por carbonatos en la base y por shales en el tope, al norte y sur por *pinch-outs* y al sureste, noreste y sudoeste por fallas; la migración y acumulación de petróleo en el yacimiento tuvo una gran influencia de la tectónica halocinética.

1.1.1 Geología

1.1.1.1 Marco de Geología Regional. El yacimiento UIS-USP se encuentra ubicado en la cuenca Campos, la cual se localiza en el Sureste de Brasil entre las costas del estado de Rio de Janeiro y las costas del estado de Espírito Santo. Esta cuenta con

un área aproximada de 100.000 km² de los cuales aproximadamente 500 km² se encuentran sumergidos bajo una lámina de agua de hasta 3000 m².

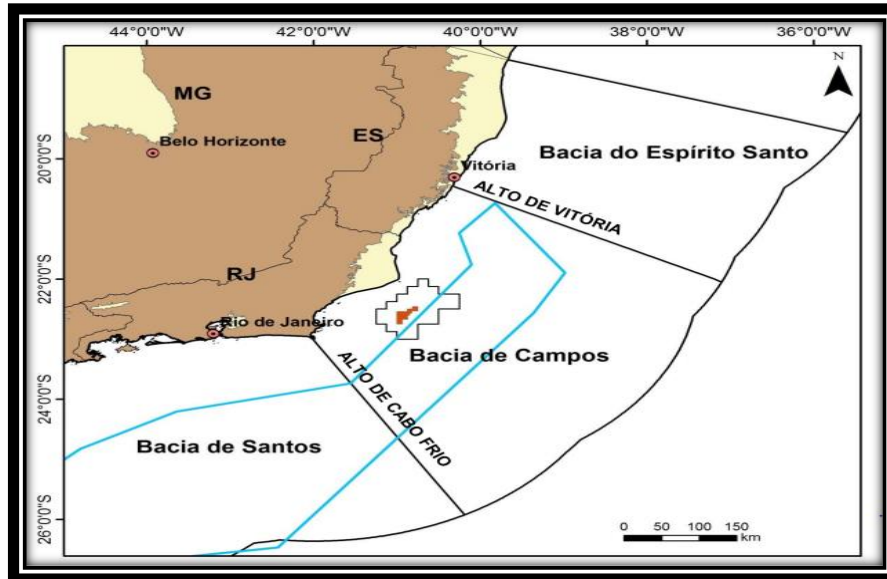
Esta cuenca se encuentra separada de la cuenca de Espírito Santo por el Alto de Vitoria; al norte está limitada por el arco magmático de Cabo Frio, el cual fue una zona de generación de magma durante toda la evolución de la cuenca. En la zona oeste presenta un sistema de fallas en dirección noreste-suroeste, mientras que al este se encuentra limitada por el talud de la plataforma continental, como se puede apreciar en la Figura 3.

Campos es clasificada según la teoría de tectónica de placas como una cuenca de margen divergente, debido a que su origen es asociado a la ruptura del súper-continente Gondwana entre las placas de África y Sudamérica, dando origen al Océano Atlántico³.

² MILANI, E. J., et al. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. Brazilian Journal of Geophysics, 2000, vol. 18, no 3, p. 351-396.

³ FONSECA, Priscilla Pinto da. Métodos geoestatísticos de co-estimativas: aplicação aos dados do Campo Escola de Namorado. 2011. Tesis Doctoral. Universidade de São Paulo.

Figura 2. Localización de la cuenca campos.



Fuente: BACIA DO CAMPOS, ANP (Gabriel Bastos, 2013).

El sistema petrolífero de la cuenca de Campos tiene como roca generadora los *shales* de las formaciones Atafonas y Coqueiros (figura 4), los cuales presentan Kerogeno tipo I y II con un TOC (*Total Organic Carbon*) entre 2% – 9%⁴. Como principal roca almacenadora se encuentran las areniscas turbidíticas de la formación Namorado (figura 4), sin embargo, también se encuentran acumulaciones considerables de hidrocarburos en las calcarenitas de las formaciones Quisama e Imbetiba. Como principal roca sello se encuentran los domos salinos pertenecientes a la formación Retiro⁵ (figura 4).

El yacimiento UIS-USP está compuesto por areniscas turbidíticas intercaladas con shales las cuales se depositaron durante Albiense del Cretácico Inferior, este

⁴ MELLO, Marcio Rocha. Geochemical and molecular studies of the depositional environments of source rocks and their derived oils from the Brazilian marginal basins. 1988. Tesis Doctoral. University of Bristol.

⁵ PAPTERRA, G. E. Z. Pré-sal: conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória no Brasil. Master thesis, UFRJ, 2010.

depósito sedimentario comprende la parte superior del Grupo Macae conocido como formación Namorado

Figura 3. Sistema petrolífero de la cuenca campos.

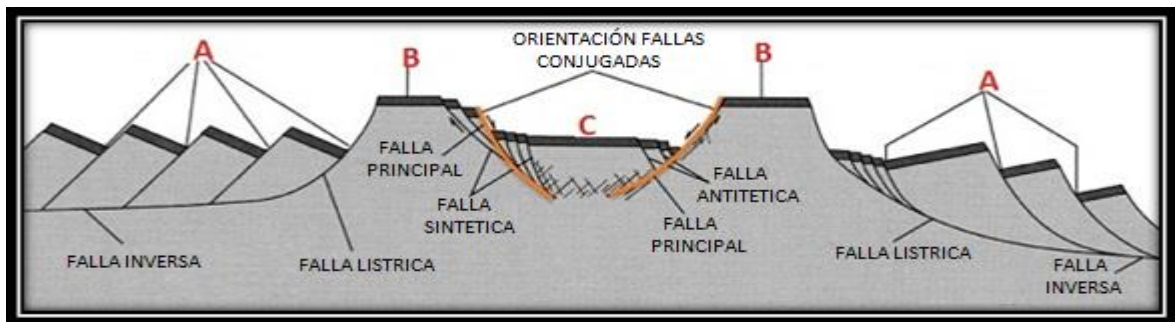
MESOZOICO					Tiempo Geológico Sistema Petrolífero
CRETACIO					
Hauteriviense	Barremiense	Aptiense	Albiense	Cenomaniense	
	1.				Roca Fuente
			2.	3.	Yacimiento
		4.			Sello
5.					Formación de Trampas
1. Formaciones Atafona y Coqueiro		2. Formaciones Quisama e Imbetiba			
3. Formación Namorado		4. Formación Retiro			
5. Altos Estructurales del <i>Rift</i>					

Fuente: Pré-sal: conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória no Brasil (Papaterra, 2010).

1.1.1.2 Geología Estructural. En la cuenca Campos existen dos tipos de estructuras geológicas típicas de un margen continental divergente. Una de las estructuras geológicas está relacionada al *rifting* que ocurrió durante el Cretácico Inferior por el rompimiento del Supercontinente Gondwana. Este sistema se ve representado por la presencia de *semi-graben (a)*, *horst (b)* y *graben (c)* (figura 5), los cuales se encuentran limitados por fallas normales antitéticas y sintéticas⁶.

⁶ DIAS, J. L., et al. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. Origem e evolução de bacias sedimentares. Rio de Janeiro: Petróleo Brasileiro SA, 1990, p. 333-360.

Figura 4. Grabens, semi-grabens, horst, fallas lístricas, fallas sintéticas y antitéticas.

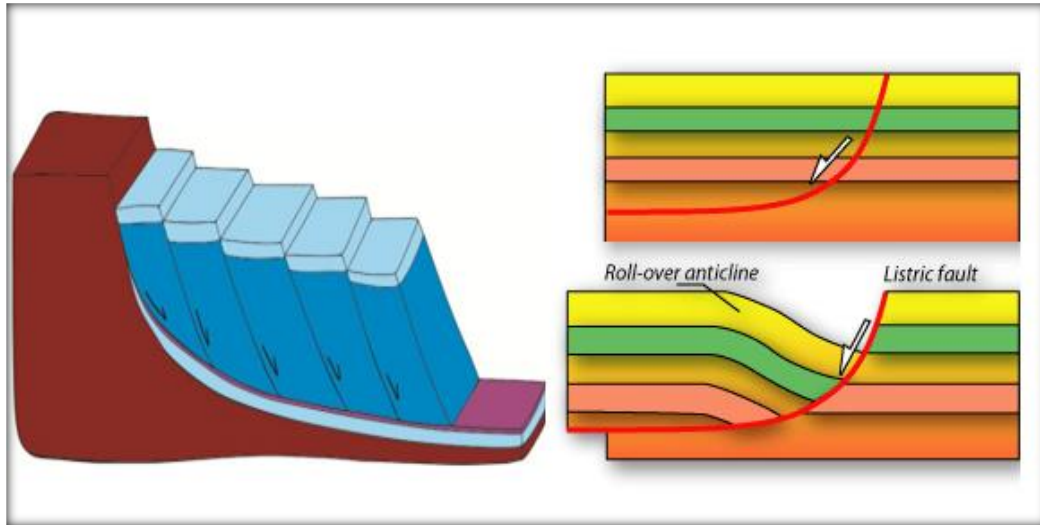


Fuente: GOOGLE. Grabens [en línea] disponible en: <https://goo.gl/AUdFJ2>

Otra estructura geológica típica son los *rollover* (figura 6) que se desarrollaron después de un periodo de poca actividad tectónica en el Aptiano; la formación de esta estructura está relacionada con el basculamiento de la cuenca hacia el este y la formación de fallas lístricas, debido a la subsidencia térmica y a la sobrecarga de sedimentos⁷.

⁷ FONTANELLI, Paola de Rossi. Proveniência dos arenitos-reservatório de água profunda do Campo de Jubarte, Bacia de Campos, Margem Continental Brasileira. 2007.

Figura 5. Roll-over y fallas lístricas.



Fuente: Bacia do Campos, ANP (Gabriel Bastos, 2013).

Como se mencionó anteriormente, el yacimiento UIS-USP puede ser analizado estructuralmente como un conjunto de cuatro bloques, limitado a sudeste, noroeste y sudoeste por fallas, y por la terminación de las arenas turbidíticas al norte y sur. La depositación de los sedimentos en este yacimiento fue condicionada principalmente por la tectónica extensional, que junto con la tectónica salina afectaron la cuenca, generaron fallas, diapiros salinos y canales, que se encargaron de confinar las areniscas del yacimiento⁸.

1.1.1.3 Geología Estratigráfica. En la cuenca Campos puede ser representada estratigráficamente por cinco Mega-secuencias sedimentarias: Mega-secuencia continental, Mega-secuencia transicional, Mega-secuencia plataforma carbonatica, Mega-secuencia marina transgresiva y Mega-secuencia marina regresiva.

La Mega-secuencia Continental comprende la formación Cabiunas, Itabapoana, Atafona y Coqueiros, las cuales están asociadas al proceso de *rifting* que sufrió la

⁸ ROSA, Milena Cristina. Modelo petrofísico 3D do Arenito Namorado no Campo de Namorado-Bacia de Campos, RJ. 2011.

cuenca; este proceso generó una intensa actividad volcánica con intrusiones de lavas basálticas que formaron lo que se conoce como la formación Cabiunas; posteriormente, debido a los esfuerzos distensivos se creó un sistema de *grabens* y *horst*, en los cuales se desarrolló una sedimentación de tipo lacustre, generando lo que se conoce como las formaciones Itabapoana, Atafona y Coqueiros; en esta columna estratigráfica se localizan la gran mayoría de rocas generadoras además de algunos yacimientos de hidrocarburos⁹.

La Mega-secuencia transicional está conformada por las formaciones Gargau, Macabau y Retiro. Esta Mega-secuencia está caracterizada por una sedimentación siliciclástica y evaporítica que va hasta el final del Aptiano, la sedimentación comenzó con un ambiente continental (sistemas de abanicos aluviales y lacustres), pasando a un ambiente marino en el que se depositaron principalmente evaporitas¹⁰.

La Mega-secuencia plataforma carbonática se fue formando con el alejamiento progresivo de la placa suramericana de la africana, que fue acompañada de una elevación del nivel del mar; esta plataforma alterna depositación de carbonatos de alta energía (*packstone/grainstone*) con depositación de carbonatos de baja energía (*wackestones/mudstones*). Esta mega-secuencia es representada por la formación Quisama¹¹.

La Mega-secuencia marina transgresiva se fue formando en el transcurso del hundimiento de la cuenca, y en la depositación de sedimentos de baja energía como arcillas, margas y calcilitas, las cuales formaron las formaciones Outeiro e

⁹ FONTANELLI, Paola de Rossi. Proveniência dos arenitos-reservatório de água profunda do Campo de Jubarte, Bacia de Campos, Margem Continental Brasileira. 2007.

¹⁰ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO Bacia de campos Sumário Geológico e Setores em Oferta [em línea] disponible em: <https://goo.gl/twrKaE>

¹¹ *Ibíd.*

Imbetiba. El final de esta mega-secuencia estuvo caracterizado por la depositación de arenas turbidíticas que generaron la formación Namorado¹².

La Mega-secuencia marina regresiva estuvo influenciada por el descenso del nivel del mar junto a una baja subsidencia térmica y un aumento del aporte sedimentario en relación con la anterior. Esta se caracterizó por sistemas fluviales-deltaicos, abanicos aluviales y corrientes turbidíticas en aguas profundas; esta mega-secuencia es representada por las formaciones Ubatuba, Carapebus y Embore¹³.

1.1.2 Características de los Fluidos El yacimiento UIS-USP presenta una profundidad promedio de 3100 metros (10170 ft) en TVD, contiene un crudo de 14.7° API y presenta una presión y temperatura promedio de 327 kg/cm² (4650 psi) y 78°C (172°F) respectivamente; la presión de burbuja es de 32.73 kg/cm² (465 psi) y el factor volumétrico de 1.08 Bbl/STB. La viscosidad del crudo es de 123 cp.

Tabla 1. Propiedades de los fluidos yacimiento UIS-USP.

PARÁMETROS PROMEDIO	PROPIEDADES ROCA-FLUIDO	
	S.I.	CAMPO
Profundidad	3100m	10170 ft
Espesor	172 m	540 ft
Porosidad Promedio	22%	
Permeabilidad promedio	1200 mD.	
Temperatura de yacimiento	78°C	172.4 F
Presión de burbuja	32.3 Kg/cm ²	460 psi
Viscosidad@ P _b	123 cP.	
Presión del yacimiento	327Kg/cm ²	4650 psi
Gravedad API	14.7	

¹² Ibid.

¹³ FONTANELLI, Paola de Rossi. Proveniência dos arenitos-reservatório de água profunda do Campo de Jubarte, Bacia de Campos, Margem Continental Brasileira. 2007.

1.2 POZOS INTELIGENTES

Un pozo inteligente es aquel que cuenta con sensores en fondo de pozo que le posibilitan obtener en tiempo real datos de producción y del yacimiento, y así, por medio de componentes de completamiento que se pueden ajustar remotamente o automáticamente optimizar la producción del yacimiento. Los principales elementos de un pozo inteligentes son los sensores permanentes, empaques, válvulas controladoras de flujo (ICVs, por sus siglas en inglés) y sistemas de supervisión¹⁴; una representación simplificada de este tipo de pozos se puede apreciar en la figura 7.

Los sensores son uno de los principales elementos de los pozos inteligentes, ya que son los encargados de suministrar los datos de producción y del yacimiento en tiempo real; los principales tipos de sensores son para medir presión/temperatura y caudales. Por otro lado, los empaques cumplen la función de aislar hidráulicamente diferentes zonas productoras o inyectoras de un pozo, de manera que cada una pueda ser controlada de manera independiente; estos a diferencia de los empaques convencionales presentan pequeños orificios por los que pasan líneas de control hidráulicas, eléctricas u ópticas. Cada una de estas zonas es controlada por medio de ICVs, las cuales son componentes de acción remota o automática que se instalan con el fin de obturar parcialmente o completamente el flujo de fluidos indeseados hacia su interior¹⁵.

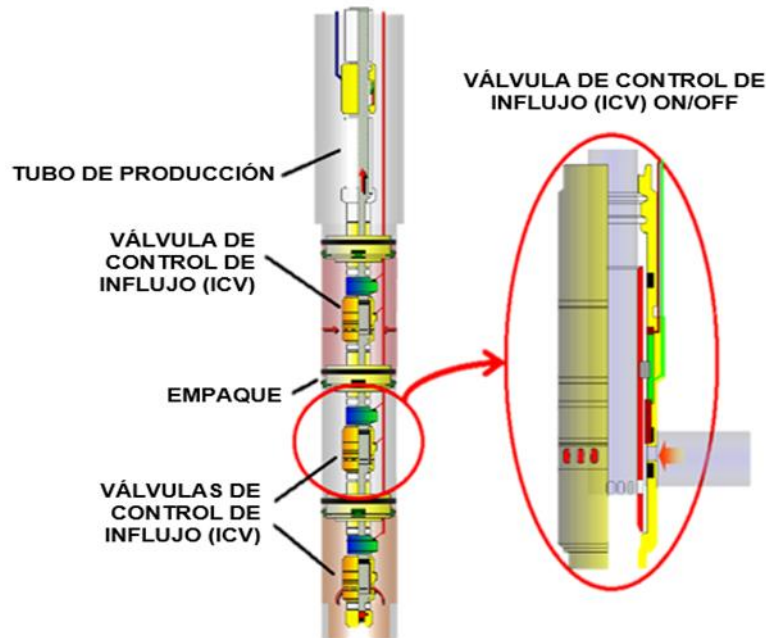
Los elementos mencionados anteriormente son componentes de un pozo inteligente en fondo, sin embargo, los grandes volúmenes de información que se obtienen hacen necesario la instalación en superficie de un sistema de supervisión; el cual cumple con la función de almacenar, resumir y presentar de una manera clara la

¹⁴ SILVA, João Paulo Quinteiro Gonçalves da, et al. Uso de poços inteligentes em desenvolvimento de campos de petróleo sob incertezas. 2008.

¹⁵ SILVA JR, M. F.; PINTO, HLCP; IZETTI, R. G. Poços Inteligentes na Petrobras. Boletim Técnico da Produção de Petróleo, vol. 1, no 2, p. 273-292.

información al equipo de trabajo encargado de tomar las decisiones sobre el accionamiento de cada ICV instalada. Estos sistemas pueden ser comerciales como: iFix, SCADA o InTouch entre otros, o también pueden ser desarrollados de manera interna por cada empresa operadora¹⁶.

Figura 6. Completamiento inteligente.



Fuente: Baker Hughes.

1.2.1 Historia. Desde 1997, cuando el primer pozo inteligente fue instalado en Saga Snorre TLP Mar del Norte (Noruega), los pozos inteligentes han ido evolucionando pasando por diferentes etapas, como el uso de simples camisas deslizantes hasta los pozos inteligentes que conocemos a la fecha ¹⁷. Estas etapas pueden ser clasificadas de la siguiente forma:

¹⁶ SILVA JR, M. F.; PINTO, HLCP; IZETTI, R. G. Poços Inteligentes na Petrobras. Boletim Técnico da Produção de Petróleo, vol. 1, no 2, p. 273-292.

¹⁷ PARI, M. Nadri, et al. Smart well-Benefits, Types of Sensors, Challenges, Economic Consideration, and Application in Fractured Reservoir. En SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2009.

- Etapa 1: Los pozos no contaban con controladores de flujo, de acuerdo con el número de zonas compartimentalizadas, eran empleadas camisas deslizantes de funcionamiento mecánico por medio de una unidad de coiled-tubing, a partir de los resultados obtenidos una vez corrido los registros de producción PLT.
- Etapa 2: Los pozos contemplaban los controladores de flujo. Los cuales antes de correr el completamiento, se configuraba desde superficie según la interpretación y evaluación por parte del ingeniero de yacimientos que consideraba pertinente. Restringiendo por medio de la configuración de la herramienta las zonas de mayor aporte y de esta manera mitigar la irrupción temprana de agua al presenciarse el fenómeno del cresting talón-punta.
- Etapa 3: Los pozos eran completados con camisas deslizantes que se controlaban hidráulicamente desde superficie, a partir de los resultados obtenidos una vez corrido los registros de producción PLT.
- Etapa 4: Los pozos contemplan los controladores de flujo, pero adicionalmente contemplan sensores de fondo que permiten la adquisición en tiempo de real de parámetros del yacimiento como lo son la temperatura, presión, tasas, entre otras, permitiendo interpretar y evaluar el comportamiento del yacimiento.

Esta tecnología se ha ido abriendo camino en la industria petrolera donde importantes empresas del sector como Shell, Halliburton, Schlumberger, Weatherford y Baker Hughes se reparten el 95% del mercado¹⁸.

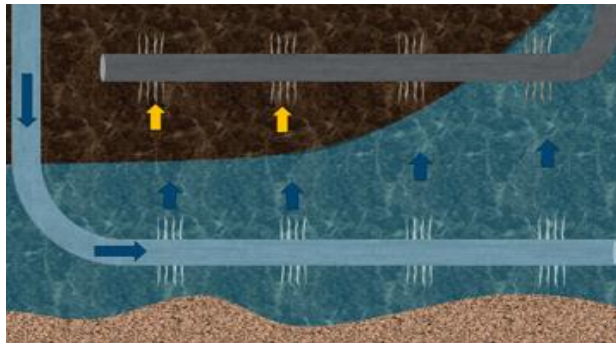
1.2.2 Tipos de Dispositivos de Control de Influjo. La industria petrolera, en búsqueda de tener un mayor contacto con las zonas de interés del yacimiento, ha optado por la implementación de diferentes tecnologías entre las que se destacan

¹⁸ XIAOYU, Xu, et al. Smart Well Technology in Daqing Oil Field. En Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2012..

los pozos horizontales y multilaterales. La utilización de estos pozos trae consigo una serie de importantes ventajas, sin embargo, se destaca un aumento de la productividad del pozo, producto de la mayor área de drenaje¹⁹.

Sin embargo, este tipo de pozos presenta un frente un flujo de producción desuniforme debido a que se producen caídas de presiones mayores en el talón del pozos que en la punta, por lo cual, se producen conificaciones temprana del agua por esas secciones; esto se le conoce como el efecto punta-talón (figura 8).

Figura 7. Perfil de producción de un pozo horizontal.



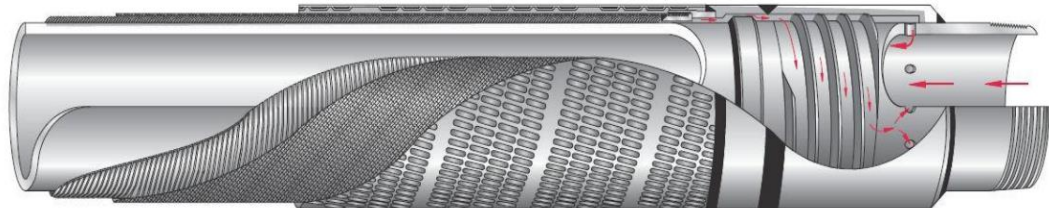
Como solución a este problema, en la industria se ha comenzado a implementar dispositivos de control de influjo, los cuales permiten un control independiente de las diferentes zonas del pozo a lo largo de la sección horizontal. Estos pueden ser clasificados como:

1.2.2.1 Dispositivo de Control de Inlujo (ICD). Es un dispositivo pasivo montado en una junta que se usa con el fin de minimizar la caída de presión de los fluidos en la cara del pozo por medio de diferentes restricciones; estas herramientas cuentan con una gran área expuesta al flujo, consecuentemente trabajan a bajas velocidades y son sensibles a la viscosidad. El diámetro de cada ICD instalado se establece en

¹⁹ ARYAL, Raju. Near well simulation of oil production from heavy oil reservoirs. 2015. Tesis de Maestría. Høgskolen i Telemark.

superficie, y no pueden ser alteradas después sin intervención directa en el pozo; una representación de este equipo se puede apreciar en la figura 9.

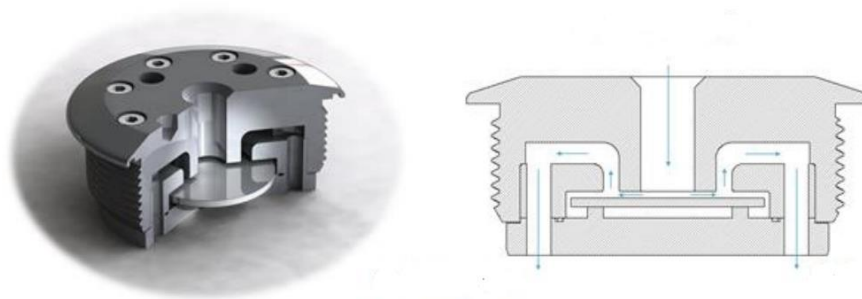
Figura 8. Dispositivo de control de influjo (ICD).



Fuente: V.M. BIRCHENKO, K.M.M., D.R. DAVIES, Reduction of the horizontal well's heel-toe effect with inflow control devices. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010. 75(1-2): p. 244-250.

1.2.2.2 Dispositivo Autónomo de Control de Inlujo (AICD). Esta herramienta tiene el mismo principio de funcionamiento que una ICD, minimizar la caída de presión en la entrada de fluidos en el pozo con el objetivo de conseguir un perfil de flujo más uniforme; sin embargo, estas cuentan con un elemento mecánico que actúa automáticamente dependiendo de la viscosidad del fluido.

Figura 9. Dispositivo autónomo de control de influjo (AICD) – statoil.



Fuente: VIDAR MATHIESEN, H.A., Bjørnar Werswick, Geir Elseth, Statoil ASA, Autonomous Valve, A Game Changer Of Inflow Control In Horizontal Wells., in Offshore Europe, 6-8 September 2011, Aberdeen, UK2011, Society of Petroleum Engineers: Aberdeen, UK. p. 10

1.2.2.3 Válvula de Control de Influjo (ICV). Es una herramienta de completamiento usada para reducir la cantidad de fluidos indeseados en zonas específicas del pozo, estas a diferencia de las ICDs, son instaladas con diferentes configuraciones que puede ser modificada desde superficie según la situación lo requiera.

Figura 10. Válvula de control de influjo (ICV).

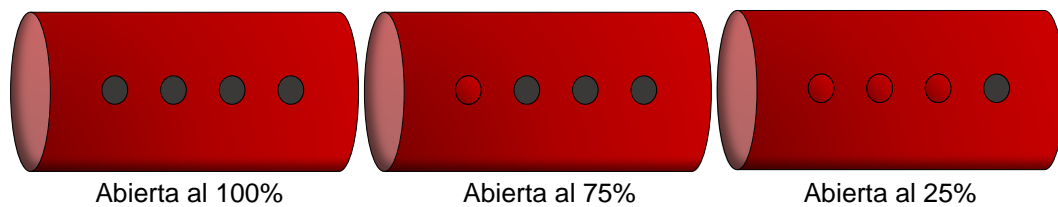


Fuente: Halliburton.

El accionamiento de estas válvulas se puede realizar por sistemas hidráulicos, electrohidráulicos o eléctricos; y dependiendo de la forma de operación se pueden clasificar:

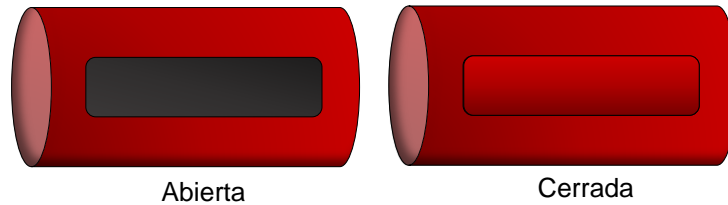
- **Posicionamiento Discreto o Multiposición:** estas válvulas presentan un número determinado de aperturas a las cuales pueden cerrarse, con el fin de obtener la caída de presión requerida para el control de los fluidos.

Figura 11. Válvula de posicionamiento discreto.



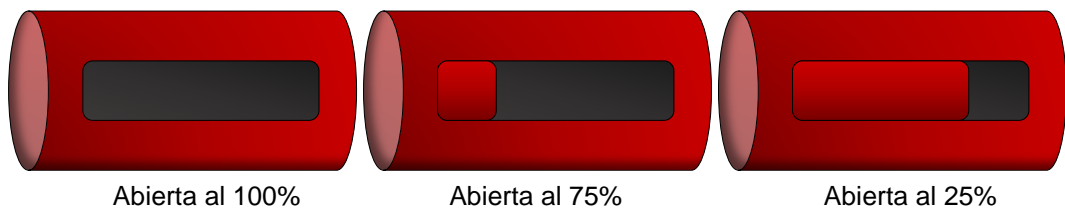
- **ON/OFF:** en este caso las válvulas cuentan con una ventana que solo puede estar totalmente abierta o totalmente cerrada al flujo.

Figura 12. Válvula ON/OFF.



- Abertura continua: a diferencia de las válvulas ON/OFF, estas pueden cerrar la ventana tanto como lo dicte el requerimiento.

Figura 13. Válvula multiposición.



1.2.3 Principios Operativos de los Dispositivos. Las leyes y principios que gobiernan el proceso de la producción del petróleo y el flujo por cada uno de los dispositivos mencionados anteriormente, son básicamente tres:

1.2.3.1 Ley de Darcy. Darcy formulo una ecuación que permite determinar el flujo de fluido en un medio poroso y permeable; a partir de diferentes experimentos el encontró que la velocidad del fluido (v) en un medio poroso es directamente proporcional al gradiente de presión (dp/dx) e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido (μ).

$$V = \frac{q}{A} = -k \frac{1}{\mu} \frac{dP}{dX}$$

K= Permeabilidad

Q= Caudal

A= Área de la Sección Transversal

μ = Viscosidad del Fluido

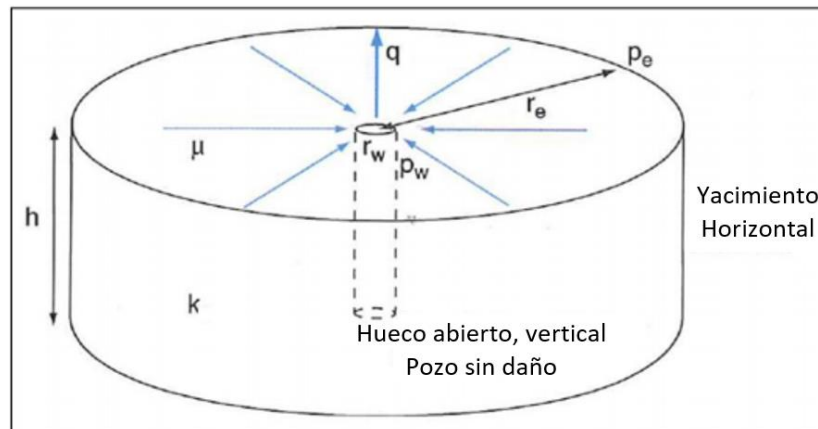
Esta ecuación es modificada para modelar el flujo de fluidos en el yacimiento, el cual está dado entre un radio de pozo (r_w) y un radio externo (r_e), los cuales hacen referencia a dos puntos de presión que influyen el flujo de fluidos²⁰.

$$\frac{Q}{2\pi r h} = \frac{k dP}{\mu dR}$$

$$\int \frac{1}{r} dR = \int \frac{k 2\pi h}{\mu q} dP$$

$$Q = \frac{2\pi k h (p_e - p_w)}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Figura 14. Flujo radial en un yacimiento horizontal.



Fuente: BELLARBY, J., Well Completion Design, ed. I. Edition. Vol. 56. 2009. 726.

²⁰ AWANNEGBE, Edohamen. Characterization of flow regime of highly viscous oils using conventional ICD and BECH AICD. 2014. Tesis de Maestría. University of Stavanger, Norway.

Para el desarrollo de esta ecuación Darcy asumió que el flujo era laminar, incompresible y que se encontraba en estado estable.

1.2.3.2 Principio de Bernoulli. Para los cálculos de caída de presión en un pozo y en los dispositivos controladores de flujo se usa la ecuación de Bernoulli, la cual consiste básicamente en que la suma de las presiones gravitacionales y cinéticas van a ser igual a una constante²¹.

$$(P + g\rho z) + \rho \frac{v^2}{2} = \text{constante}$$

Sin embargo, esta ecuación puede ser organizada y planteada de la siguiente forma cuando se considera que el fluido va a pasar por dos orificios.

$$\frac{v1^2}{2} + gz1 + \frac{P1}{\rho} = \frac{v2^2}{2} + gz2 + \frac{P2}{\rho}$$

Si asumimos que los orificios se encuentran a la misma altura, la ecuación se puede reducir.

$$\frac{\Delta P}{\rho} = \frac{v^2}{2}$$

$$\Delta P = \frac{\rho}{2} \times v^2 = \frac{\rho}{2} \times \frac{Q^2}{A^2}$$

$$Q = \sqrt{\frac{2A^2\Delta P}{\rho}}$$

²¹ AWANNEGBE, Edohamen. Characterization of flow regime of highly viscous oils using conventional ICD and BECH AICD. 2014. Tesis de Maestría. University of Stavanger, Norway.

1.2.3.3 Principio de funcionamiento de las válvulas. El funcionamiento de las ICVs es similar a las de las válvulas de superficie, sin embargo, las restricciones que se puede alcanzar con estas son pequeñas debido a los regímenes de flujo²². La caída de presión en estas válvulas es modelada aparti de la siguiente ecuación:

$$\partial P_v = \frac{8C_u\rho_{mix}q_v^2}{\pi^2 C_d d_v^4}$$

- ∂P_v = Caída de presión a través de las ICVs
- q_v = Caudal flujo a través de las ICVs
- d_v = Diámetro de la restricción de la ICVs
- C_d = Coeficiente de descarga basado en la posición de la ICVs

La cual asume:

- La caída de presión por fricción es despreciable y, solo el efecto de aceleración por la restricción del área de flujo de fluidos contribuye a la caída de presión.
- Se puede calibrar la caída de presión de la ICV por medio del coeficiente de descarga.

Sin embargo, *Al-Towailib*²³ en 1994 propuso una correlación que modela de manera más precisa la caída de presión a través de las válvulas de sub-superficie:

$$P_{vs} = \frac{10 R^{0.564} q_v}{S_v^{1.89}}$$

- P_{vs} = Presión [psi]

²² AL-KHELAIWI, Faisal Turki Manee, et al. A comprehensive approach to the design of advanced well completions. 2013. Tesis Doctoral. Heriot-Watt University.

²³ AL-TOWAILIB, Asaad Ibrahim, et al. A new correlation for two-phase flow through chokes. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1994, vol. 33, no 05.

- R = Relación Gas-Líquido [SCF/Bbl]
- S_v = Tamaño de abertura ICVs [in]

1.2.4 Beneficios del uso de pozos inteligentes. Entre los diferentes beneficios del uso de esta tecnología que se registran en la literatura se encuentran: la aceleración de la producción, incremento del factor de recobro, reducción del número de intervenciones de pozo y aumento del conocimiento de las características del yacimiento a modo de facilitar las operaciones de desenvolvimiento del campo. También, son capaces a partir de monitoreo y el control de múltiples zonas independientemente reducir los volúmenes de agua y/o gas producida e inyectada en el yacimiento²⁴.

²⁴ PINTO, Marcio Augusto Sampaio, et al. Método de otimização assistido para comparação entre poços convencionais e inteligentes considerando incertezas. 2013.

2. ASPECTOS ECONÓMICOS

Para encontrar la viabilidad económica de un proyecto petrolero es necesario escoger un indicador económico apropiado que cuantifique los beneficios a obtener, teniendo en cuenta las inversiones y los costos operacionales. En la industria petrolera es muy común usar como indicador el Valor Presente Neto (VPN), debido a que consigue incorporar los beneficios adquiridos por la producción de petróleo y descontar los costos de fijos de producción e inversiones realizadas. Sin embargo, este solo puede ser usado en estudios determinísticos, cuando se realizan estudios estocásticos, se recomienda usar como indicador el Valor Monetario Esperado (VME), el cual tiene en cuenta las probabilidades de ocurrencia de cada uno de los parámetros inciertos que se estén considerando.

2.1 VALOR PRESENTE NETO

Puede ser definido como la sumatoria de los flujos de caja de un proyecto en el tiempo, los cuales son traídos de un tiempo futuro al presente por medio de una tasa de descuento; esta tasa de descuento que puede ser mensual o anual, representa el retorno mínimo que esperaría obtener la empresa por la inversión realizada en el proyecto. El VPN puede ser calculado por medio de la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum_{K=1}^{nt} \frac{FC_{tk}}{(1+r)^{tk}}$$

- FC_{tk} = Flujo de caja en el periodo t_k
- r = Tasa de oportunidad

- k = Índice del tiempo
- n_t = Número total de periodos
- t_k = Tiempo para un determinado índice k

2.1.1 Flujo de caja. El flujo de caja es la suma de todo el beneficio económico que entran, como la venta del petróleo y gas, y la resta de todos los valores que salen, como inversiones, costos operacionales e impuestos. Matemáticamente puede ser escrita como:

$$FC_i = (IN)_i - (OPEX)_i - (IMP)_i - (CAPEX)_i$$

Cada uno de estos indicadores es explicado a continuación:

2.1.1.1 CAPEX: Es el capital que una empresa puede invertir en un proyecto para crear beneficios económicos; las principales inversiones que se realizan en la industria petrolera son:

- Inversión en Exploración
- Inversión por Pozos Convencional/Inteligente
- Inversión en Plataforma/Facilidades de Superficie
- Inversión Abandono

2.1.1.2 Ingresos (IN): Se entiende como el flujo de dinero que recibe una compañía por la venta de fluidos producidos. En este trabajo solo se considero la venta del petróleo; de esa forma los ingresos pueden ser descritos por la siguiente formula.

$$(IN)_i = (Qo)_i * (Precio\ Venta)_i$$

2.1.1.3 OPEX: Este parámetro corresponde a todos los costos permanentes necesarios para mantener en operación el campo, este puede ser expresado por la siguiente ecuación.

$$(OPEX)_i = (Qo)_i * (CPP)_i + (Qw)_i * (CPA)_i + (Qi)_i * (CIA)_i$$

- Qo = Caudal de Petróleo [STB/día]
- Qw = Caudal de Agua de Producción [STB/día]
- Qi = Caudal de Agua de Inyección [STB/día]
- CPP = Costo de Producción de Petróleo [USD/STB]
- CPA = Costo de Producción de Agua [USD/STB]
- CIA = Costo de Inyección de Agua [USD/STB]

2.1.1.4 Impuestos (IMP): Es una clase de tributo o contraprestación económica que toda compañía petrolera debe pagar al estado para poder explotar un campo. En este trabajo se manejarán dos regímenes fiscales correspondientes a Colombia y Brasil, como se logra apreciar en la tabla 2.

Tabla 2. Impuestos Brasil-Colombia

	IMPUESTO	VALOR	
	PAÍS	COLOMBIA	BRASIL
INGRESOS	<i>REGALÍAS</i>	20%	10%
	<i>PIS/COFINS</i>	-	9.25%
BENEFICIOS BRUTOS	<i>IMPUESTO DE RENTA</i>	33%	25%
	<i>CONTRIBUCIÓN SOCIAL</i>	-	9%

2.1.1.5 Tasa Descuento: Es también conocida como tasa de rentabilidad requerida, o tasa de oportunidad que tiene un inversor respecto al capital comprometido en una inversión; esta es una apreciación personal y subjetiva, por lo cual varía entre compañías y países. La tasa que se manejó en este trabajo fue del 8,8%.

2.2 TASA INTERNA DE RETORNO

Es la tasa aplicada para llevar los flujos de caja futuro a presente de tal forma que el VPN sea igual a cero. Esta tasa al igual que el VPN puede ser usada como indicador de la interactividad de un proyecto, a partir de su comparación con las tasas internas de retorno (TIR) de otros proyectos.

2.3 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

Es un indicador del tiempo en que se recupera la inversión y se comienza a generar utilidades. Se le determina como flujo neto de caja acumulado, el cual representa el periodo de tiempo en que una empresa tardara en recuperar el capital invertido en un determinado proyecto.

2.4 RETORNO SOBRE INVERSIÓN (RSI)

Es un método de evaluación de proyectos que considera los ingresos generados y la inversión realizada; este se define como la relación entre VPN final y el Valor Presente de Inversión (VPI). Normalmente valores cercanos a 0.5 son considerados atractivos para la industria petrolera, aunque a mayores valores, el proyecto es más atractivo.

2.5 VALOR MONETARIO ESPERADO (VME)

Es el producto de las probabilidades de ocurrencia de un resultado por su respectivo VPL, por lo tanto, el VME puede ser definido como la sumatoria de los VPL

obtenidos para cada escenario considerado ponderado por su respectiva probabilidad de ocurrencia.

$$VME = \sum_{i=1}^n p_i * VPN_i$$

- p_i = Probabilidad de ocurrencia del escenario i .
- VPN = Valor Presente Neto del escenario i .
- n = Numero de escenarios posibles.

En este trabajo al ser consideradas incertidumbres geológicas y económicas, el cálculo del VME debe ser realizado en dos niveles, donde n es el número de escenarios económicos y m es el número de modelos geológicos.

$$VME = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m p_{i,j} * VPN_{i,j}$$

- $p_{i,j}$ = Producto de la probabilidad de ocurrencia del escenario económico i con la probabilidad de ocurrencia del modelo geológico j .
- $VPN_{i,j}$ = VPN obtenido del escenario económico i del modelo geológico j .

3. CONSTRUCCIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN

La simulación numérica de yacimientos es una herramienta fundamental en el gerenciamiento integral de un yacimiento, esto debido a su capacidad para predecir el comportamiento de presiones, saturaciones y caudales de producción bajo diferentes escenarios de explotación. Se basa en un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales que son usadas para predecir el comportamiento del flujo de fluidos a través del medio poroso. En la actualidad la simulación numérica se utiliza principalmente para:

- Estimar las reservas de petróleo original en sitio (POES) asociada en el yacimiento.
- Estimar el comportamiento de los fluidos en el medio poroso a través del tiempo.
- Determinar el escenario óptimo de explotación de un yacimiento.

Para el desarrollo del presente trabajo, fue seleccionado el simulador IMEX de la compañía *Computer Modeling Group*, CMG. Este es un simulador trifásico *black-oil* implícito/explicito que permite modelar procesos de desplazamiento inmiscibles y pseudo-miscibles. En este, es posible modelar formaciones geológicas heterogéneas e incorporar interacciones complejas entre los fluidos del modelo, con el fin de acercar el modelo a la realidad²⁵. Entre las aplicaciones del simulador IMEX, se encuentran:

- Depleción primaria y predicción de recobro inicial de yacimientos sub-saturados y saturados.
- Estudio de conificación.

²⁵ CMG, IMEX. [en línea], [revisado 2017]. Disponible en Internet: <http://www.cmgl.ca/imex>

- Recobro Secundario: Inyección de agua y gas inmisible.
- Estudios de pozos infill, horizontales y multilaterales.

Adicionalmente, también se hizo uso del software CMOST de CMG, el cual es una herramienta de ingeniería de yacimientos que puede ser acoplada a IMEX para realizar análisis de sensibilidad, optimizaciones o análisis de incertidumbre²⁶.

A continuación, se detalla el procedimiento realizado para la construcción de los modelos de simulación utilizados en el presente estudio.

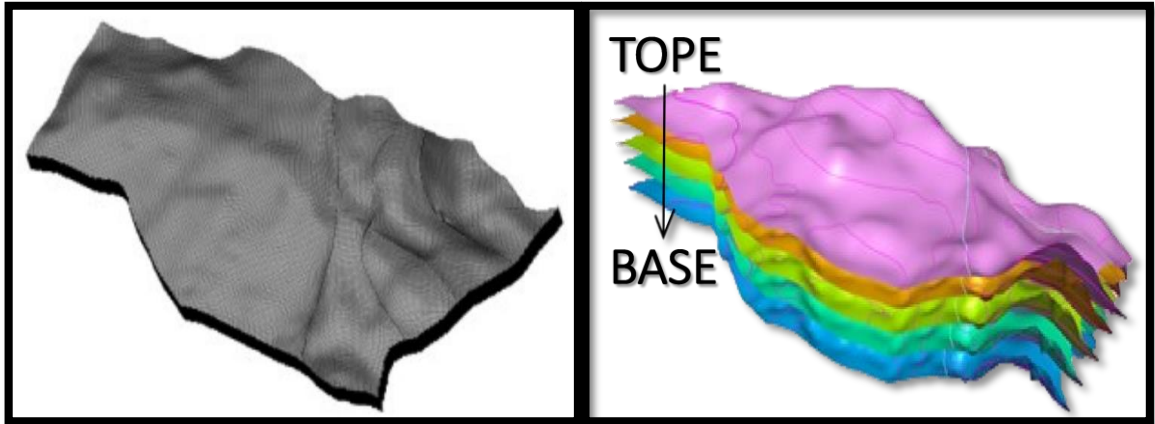
3.1 MODELO ESTÁTICO

Los modelos de simulación usados en el presente trabajo son sintéticos, y son basados a partir del trabajo desarrollado por Avansi y Schiozer²⁷, en el cual los autores construyen un modelo de simulación partiendo de registros de pozos, datos sísmicos y núcleos de perforación del yacimiento UIS-USP perteneciente a la cuenca de Campos (Brasil).

²⁶ CMG, IMEX. [en línea], disponible en: <http://www.cmg.ca/imex>

²⁷ AVANSI, G. D.; SCHIOZER, D. J. Reference and Simulation Model UNISIM-I: Geological Modeling under Uncertainties and Reservoir Development Application, accepted for publication to the International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry, 2014.

Figura 15. Mapa geológico yacimiento UIS-USP



Fuente: UNISIM-I: Synthetic Model for Reservoir Development and Management Applications

Para la construcción del modelo estático fue usada un área superficial de 11610 acres, con una longitud de 26568 ft en i, de 19024 ft en j y un espesor de 515 ft en la zona de interés. Los valores de permeabilidad oscilan en un rango de 1 a 9180 mD con una moda estimada en 1266 mD; la porosidad presenta una variación entre un rango de 0.3% a 33% con una moda del 23%; estas variaciones se hicieron con el objetivo de representar lo más realista posible los modelos de simulación (tabla 5).

Tabla 3 Propiedades yacimiento UIS-USP

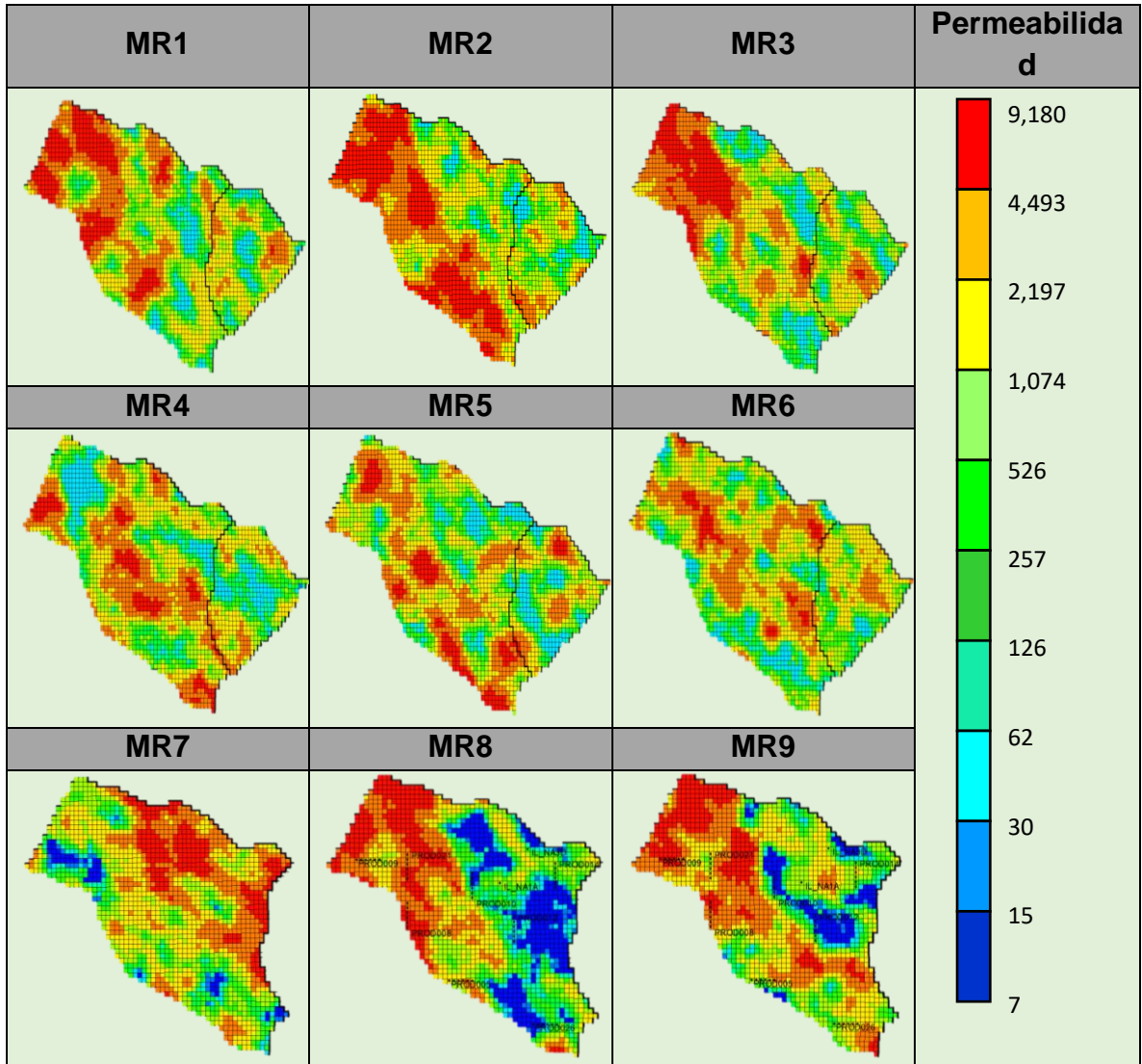
PROPIEDADES	VALORES
Tope (ft)	9400
Base (ft)	11024
Porosidad Promedio	23%
Permeabilidad Promedio (mD)	1200
Saturación inicial de aceite	61
Presión @9849ft (psi)	4650

El estudio integrado de un yacimiento es un proceso bastante complejo y de muchas incertidumbres, debido a las complejidades estructurales que presentan los yacimientos y la escasez de datos que se dispone de este. La elaboración de un

pronóstico del comportamiento futuro de la producción del campo, es la premisa básica para el soporte de las acciones a realizar, por lo cual se hace necesario considerar estas incertidumbres, generando así una serie de pronósticos realistas de los parámetros de desempeño del yacimiento.

Dado que esta incertidumbre puede afectar la toma de decisión, en este estudio se trabajó con nueve (9) modelos representativos del yacimiento, los cuales presentan diferentes distribuciones de permeabilidad y que consideran la explotación o no de un bloque de baja saturación de hidrocarburos; estos nueve modelos fueron basados en los presentando por *Gaspar (2015)*. Para cada modelo fue asignada una probabilidad de ocurrencia del 10%, a excepción del modelo representativo 6 (MR6), el cual fue considerado como base y se le asignó una probabilidad de ocurrencia del 20%.

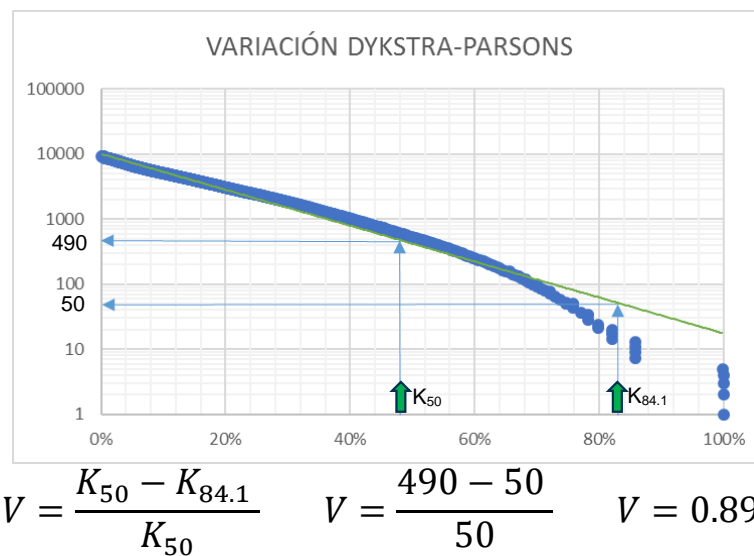
Tabla 4 Modelos Representativos



3.1.1 Heterogeneidad: Debido a que el presente estudio tiene como principal objetivo evaluar la viabilidad de la implementación de completamiento inteligente en los pozos productores, y esta tecnología ha demostrado tener un mejor desempeño en yacimiento heterogéneos, se decidió evaluar por medio de los coeficientes de Dykstra-Parson y Lorenz, el grado de heterogeneidad de los modelos de simulación trabajados.

3.1.1.1 Dykstra-Parson: El coeficiente de variación de Dykstra-Parson (V) es ampliamente usado en la industria petrolera para determinar la heterogeneidad de los yacimientos. Para calcularlo, inicialmente se ordenan las permeabilidades de mayor a menor y se calcula para cada una de estas el porcentaje de las muestras mayores o iguales a estas, posteriormente, se traza una gráfica del logaritmo de la permeabilidad contra el porcentaje acumulado (figura 18).

Figura 16. Permeabilidad vs Probabilidad acumulada



Finalmente se traza una línea recta de mejor ajuste a los puntos graficados, y se halla a partir de esta los valores de permeabilidad a porcentaje acumulado de 50% y 84.1%. Estos valores son usados en la ecuación de la figura 18 para encontrar V; los resultados obtenidos (tabla 7) mostraron que los modelos de simulación lograron capturar las heterogeneidades del yacimiento al encontrarse entre un rango de 0.6-1.

Tabla 5 Coeficiente Dykstran-Parson

MODELO REPRESENTATIVO	V	MODELO REPRESENTATIVO	V
MR1	0.89	MR6	0.86
MR2	0.88	MR7	0.9
MR3	0.87	MR8	0.85
MR4	0.87	MR9	0.88
MR5	0.89		

3.1.1.2 Coeficiente de Lorenz: Es otro de los métodos usados en la industria petrolera para determinar la heterogeneidad de un yacimiento, este se define como la relación entre el área bajo la curva de las distribuciones de capacidad de Stiles (figura 19) y una línea recta de pendiente uno. Los resultados obtenidos para el presente estudio se pueden apreciar en la tabla 4, donde a pesar de ser menores a los que se obtuvieron con el coeficiente de Dykstra-Parson, aún se encuentran en el rango entre 1-0.6.

Figura 17. Capacidad de Stiles

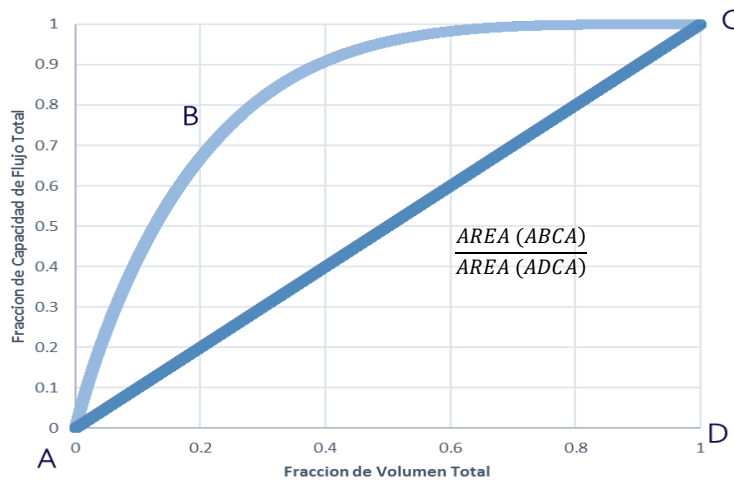
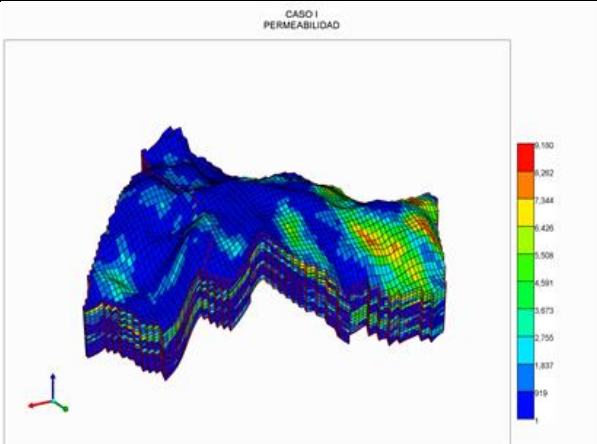


Tabla 6 Coeficiente de Lorenz

MODELO REPRESENTATIVO	C.L.	MODELO REPRESENTATIVO	C.L.
MR1	0.63	MR6	0.68
MR2	0.65	MR7	0.68
MR3	0.68	MR8	0.67
MR4	0.65	MR9	0.67
MR5	0.64		

3.1.2 Determinación de la Malla de Simulación: En la discretización de la malla de simulación se plantearon tres casos de diferente tamaño de grid (tabla 9) de tipo *corner point* no ortogonal, esto con el fin de escoger la mejor malla de simulación. Analizando los resultados obtenidos para los 3 casos en el factor de recobro (figura 22) y los caudales de producción del campo (figura 21), se concluye que el número de bloques en la malla de simulación no afectara en gran medida los resultados obtenidos. Sin embargo, al comparar los tiempos de simulación para los 3 casos (figura 20), se presentó una diferencia aproximada de cuatro horas. Por esta razón se decidió escoger el Caso I como el enmallado a trabajar en el presente estudio, debido a que posee la mejor relación tiempo-resultado.

Tabla 7. Tamaños de malla de simulación

CASO	NUMERO CELDAS	IMAGEN
I	81x58x20 (93960)	

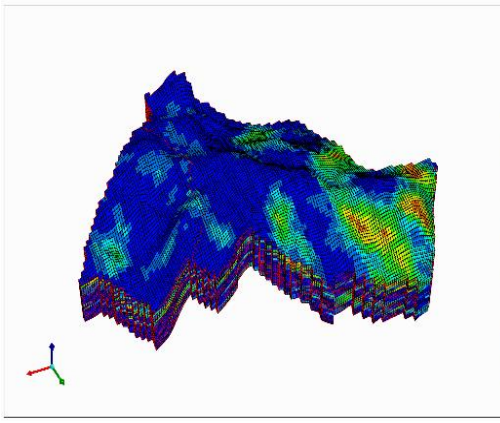
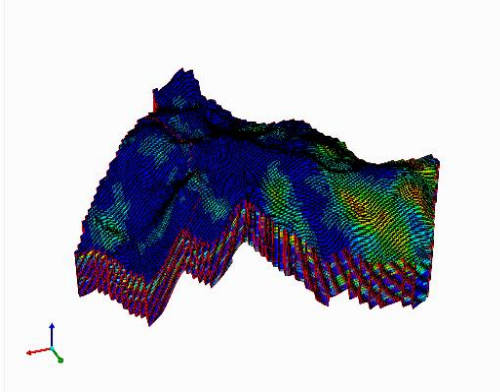
CASO	NUMERO CELDAS	IMAGEN
II	162x116x20 (375840)	
III	324x232x20 (1503360)	

Figura 18. Tiempo de simulación

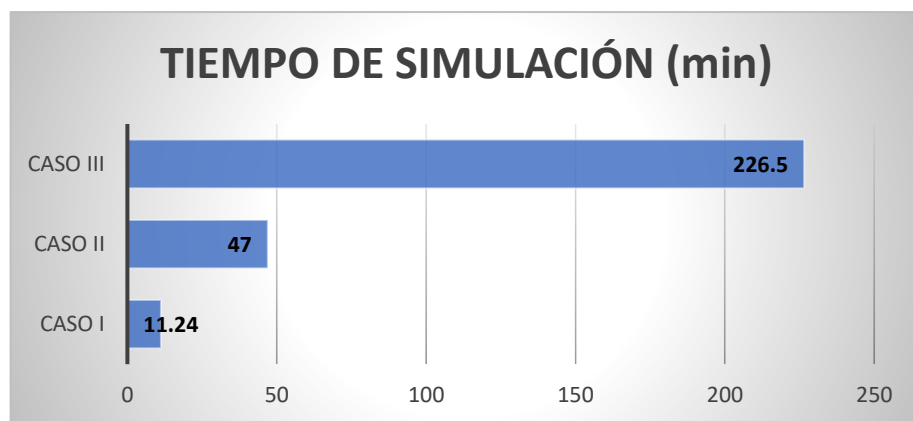


Figura 19. Caudales de producción

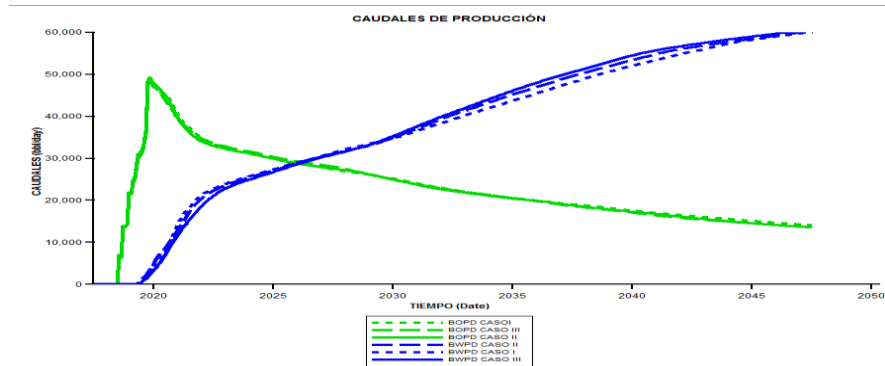
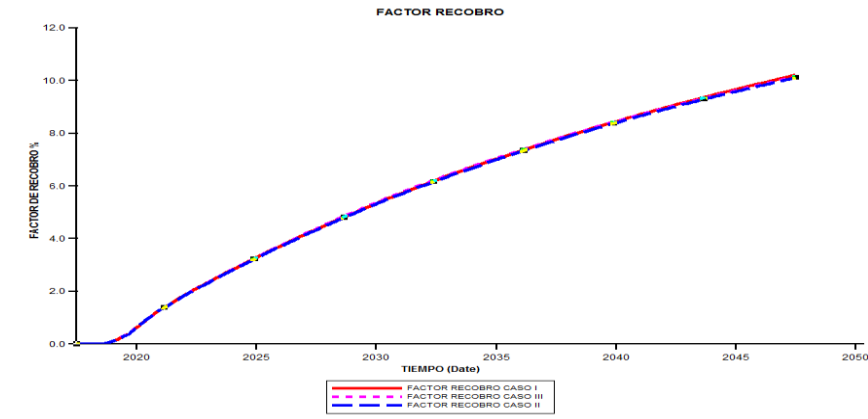


Figura 20. Factor de recobro



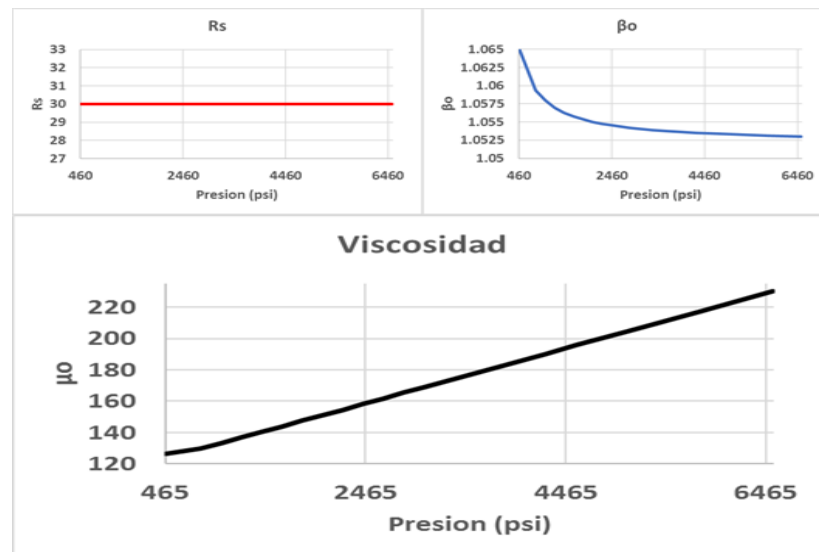
3.2 MODELO DE FLUIDOS

Este representa el comportamiento de los fluidos en el yacimiento producto de los cambios de presión, temperatura y volumen. Para la construcción del modelo PVT se usó la correlación de *Vásquez & Beggs*, debido a su rango de aplicación para crudos de baja gravedad API. Los datos que se usaron para la creación del modelo se pueden apreciar en la tabla 10, además en la figura 23 se puede observar el comportamiento del R_s , B_o y viscosidad del fluido trabajado.

Tabla 8. Datos iniciales para la generación del PVT

PROPIEDADES	VALORES
TEMPERATURA (°F)	172
PRESION BURBUJA (psi)	460
°API	14.7
$\mu_{OIL}@PB$ (cP)	123.6
$R_S@PB$ (SCF/STB)	29.9
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS	0.55

Figura 21. Propiedades PVT (R_s – B_o – viscosidad)



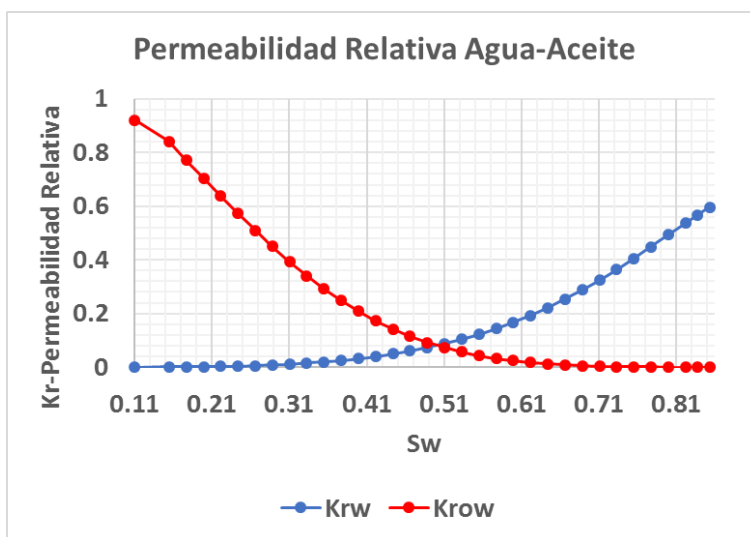
En la figura 24 se muestra la curva de permeabilidad relativa en función de la saturación de agua, esta se generó en IMEX por medio de la correlación de *Hirasaki* usando los *end-points* de la tabla 11. De acuerdo al comportamiento de la curva de permeabilidad relativa, el yacimiento se encuentra mojado por agua.

Tabla 9. End-Points de la curva de permeabilidad relativa

CARACTERÍSTICAS	VALOR
Saturación de Agua Connata (S_{wcon})	0.11
Saturación de Agua Crítica (S_{wcrit})	0.11
Saturación de Aceite Irreducible al Agua (S_{oirw})	0.15

CARACTERÍSTICAS	VALOR
Saturación de Aceite Residual al Agua (Sorw)	0.15
Saturación de Aceite Irreducible al Gas (Soirw)	0.15
Saturación de Aceite Residual al Gas (Sorw)	0.15
Saturación de Gas Conato	0.0
Saturación de Gas Crítica	0.0
Permeabilidad Relativa del Aceite @Swcon (krocw)	0.92
Permeabilidad Relativa del Agua @Sorw (krwir)	0.6
Exponente para la Curva de Permeabilidad Relativa al Aceite (Kro)	2

Figura 22. Curvas de permeabilidad relativa



3.3 CONFIGURACION Y PARAMETROS DE LOS POZOS

Este estudio se realizó a partir de la localización de los pozos propuesta en el trabajo desarrollado por *Schiozer*²⁸ en la universidad de Campinas, por lo cual se quiere evaluar la implementación del completamiento con ICVs en los pozos productores. En el presente trabajo se utilizaron 12 pozos productores (tabla 12) de los cuales 10

²⁸ SCHIOZER, Denis José, et al. Integrated model based decision analysis in twelve steps applied to petroleum fields development and management. En EUROPEC 2015. Society of Petroleum Engineers, 2015.

son horizontales y 2 verticales (UIS), adicionalmente, se usaron 5 pozos inyectoros (Tabla 8) horizontales (GRM); los pozos productores horizontales fueron perforados en el tope del yacimiento y los inyectoros en la base, esto con la intención de reproducir un efecto tipo pistón. La fecha de inicio de la simulación se estableció en el primero de julio del dos mil diecisiete (01/07/2017), sin embargo, la explotación se comenzó un año después (01/07/2018) debido a que se consideró que ese tiempo fue empleado en la construcción, traslado, anclaje de la plataforma y perforación del primer pozo, además, se estableció un tiempo de perforación promedio de un mes por pozo con disponibilidad de un solo barco de perforación; la duración del proyecto de inyección de agua fue de 30 años (30/06/2047), debido a que en la legislación brasilera, el gobierno le otorga a una empresa operadora los derechos de explotación de un yacimiento solo por este tiempo.

Tabla 10. Pozos del campo UIS-USP

POZO	TIPO DE POZO		TVD (FT)	MD (FT)
GRM01	Inyector	Horizontal	10092.19	11953.41
GRM02	Inyector	Horizontal	10343.50	12147.63
GRM03	Inyector	Horizontal	10021.98	12004.27
GRM04	Inyector	Horizontal	10367.45	12135.17
GRM05	Inyector	Horizontal	10026.90	12077.10
UIS11	Productor	Vertical	10109,26	10109.26
UIS12	Productor	Vertical	10139.63	10109.26
UIS01	Productor	Horizontal	9872.375	11804.79
UIS02	Productor	Horizontal	9951.443	11870.41
UIS03	Productor	Horizontal	9907.152	11920.28
UIS04	Productor	Horizontal	9777.231	11732.94
UIS05	Productor	Horizontal	9755.906	11629.92
UIS06	Productor	Horizontal	9881.562	11868.77
UIS07	Productor	Horizontal	9944.226	11818.90
UIS08	Productor	Horizontal	9782.480	11617.78
UIS09	Productor	Horizontal	9773.950	11809.06
UIS10	Productor	Horizontal	9664.698	11710.96

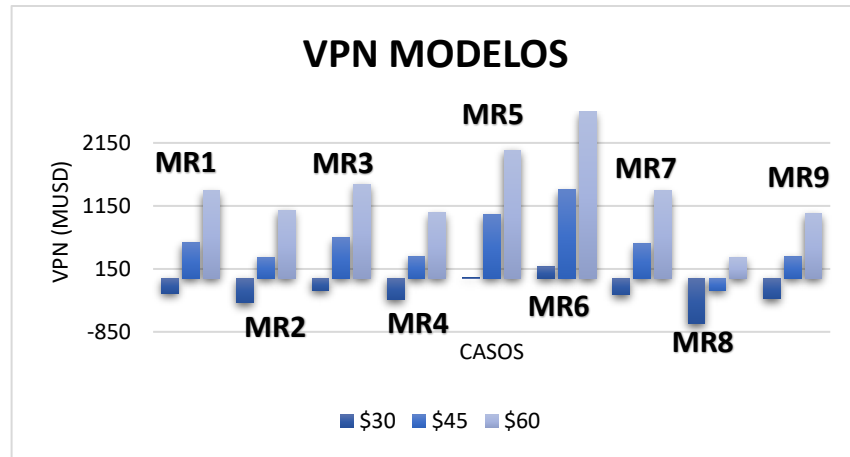
En la tabla 13 se presentan los rangos operacionales de los pozos productores e inyectores, los cuales fueron basados en datos obtenidos de la Agencia Nacional de Petróleo y recomendaciones de profesionales en la industria; estos valores permanecieron fijos a lo largo del trabajo. Adicionalmente también se utilizó una condición operacional en el simulador, con la cual, los volúmenes de agua inyectados son equivalentes a los volúmenes de líquidos producidos, esto con el fin de evitar altas presurizaciones en el yacimiento. Otra restricción operacional que se usó fue el máximo volumen de líquido que puede ser tratado en la plataforma, que para cuestiones de este trabajo se estableció en 147 KBbl de líquido.

Tabla 11. Parámetros operacionales base

POZOS PRODUCTORES			POZOS INYECTORES		
STL	S.I. [m3/día]	Field [Bbl/día]	STW	S.I. [m3/día]	Field [Bbl/día]
Máximo	3000	18850	Máximo	5000	31400
BHP	S.I. [kg/cm ²]	Field [psi]	BHP	S.I. [kg/cm ²]	Field [psi]
Mínimo	110	1560	Máximo	350	5000

En la figura 25 se muestran los resultados económicos que se obtuvieron para cada uno de los casos estudiados, donde el proyecto de inyección de agua genera retornos económicos negativos en la mayoría de los escenarios económicos pesimistas, producto de la alta inversión que se tuvo que realizar, la cual fue de 1300 MUSD aproximadamente; sin embargo, en los escenarios económicos probables y optimistas se logró alcanzar ganancias de hasta los 2650 MUSD.

Figura 23. VPN inicial de casos estudiados



En busca de obtener los mayores retornos económicos en los casos estudiados con pozos convencionales, se realizó un proyecto de optimización en el software *CMOST* de la compañía *CMG*, con el objetivo de encontrar el límite económico de cada pozo productor. En este proyecto se estableció como función objetivo el VPN y como variable el límite de corte de agua al que puede operar un pozo, el tiempo computacional que se empleó para esta optimización se muestra en la tabla 14.

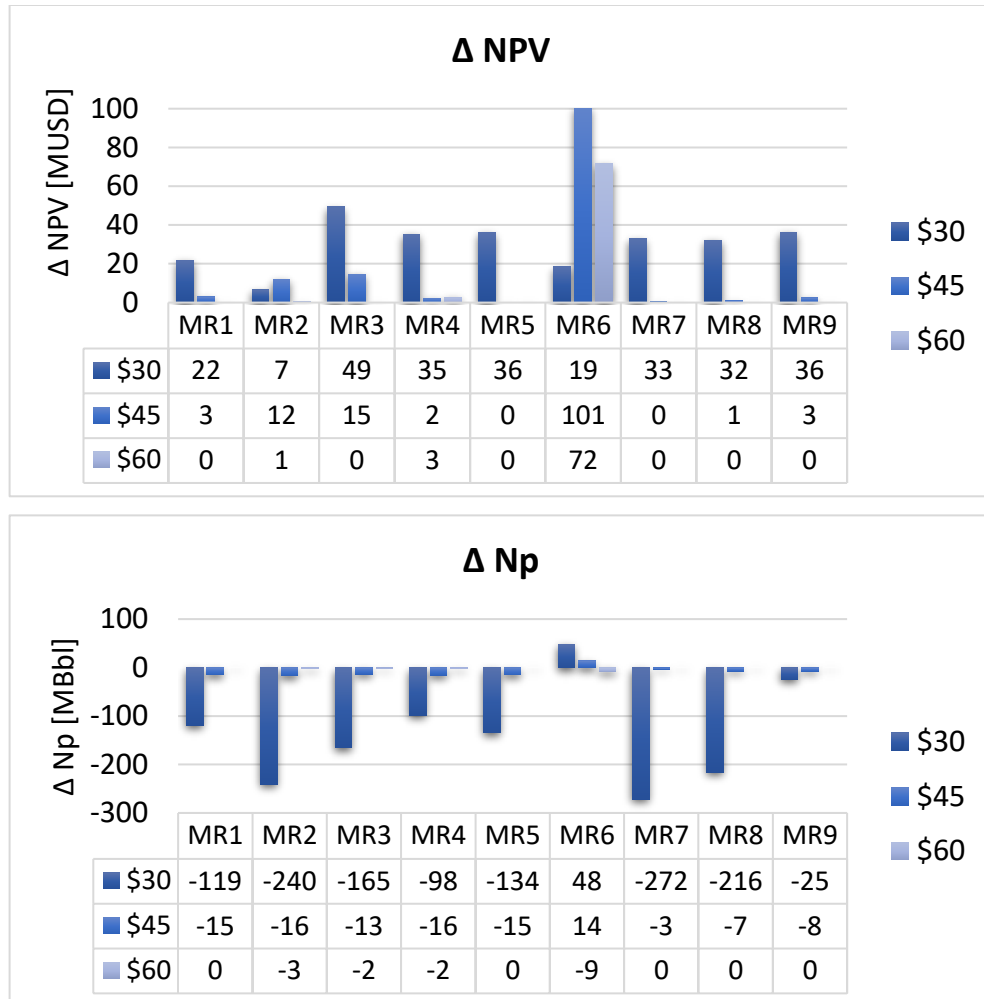
Tabla 12. Tiempo de computo empleado

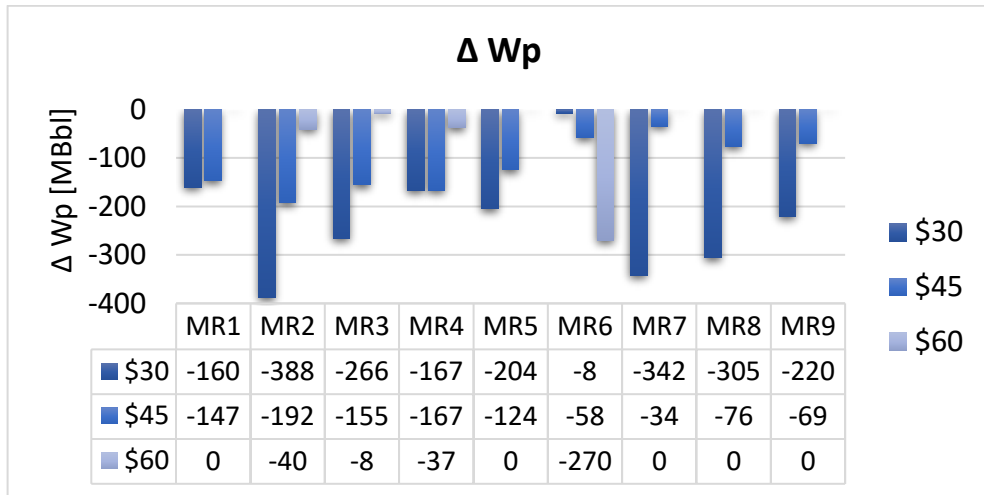
Tipo de modelo	Optimizaciones	Experimentos x optimización	Tiempo (h)			No. Ordenadores	Tiempo simulación (días)
			Exp	Opt	Total		
1	6	120	0.14	16.8	100.8	4	4.2
2	3	90	0.1	9	27		1.2

Los resultados (figura 26) que se obtuvieron de la optimización, muestran que se logró maximizar el VPN en el 70% de los casos estudiados, alcanzando aumentos de hasta los 100 MUSD; en el 30% que no presento aumento en el VPN fue debido a que a los 30 años los pozos productores no habían alcanzado su límite económico. Sin embargo, el acumulado final de petróleo se vio levemente reducido después de la optimización; pero esto se vio compensado por una reducción significativa del acumulado total de agua producida, alcanzándose reducciones de hasta los 388

MBbl. Como consecuencia de lo descrito anteriormente el VME final que se obtiene de la implementación de un control convencional en los pozos productores fue de 681 MUSD, lo cual supone una mejoría de aproximadamente 35 MUSD respecto a la estrategia inicial.

Figura 24. Resultados optimización

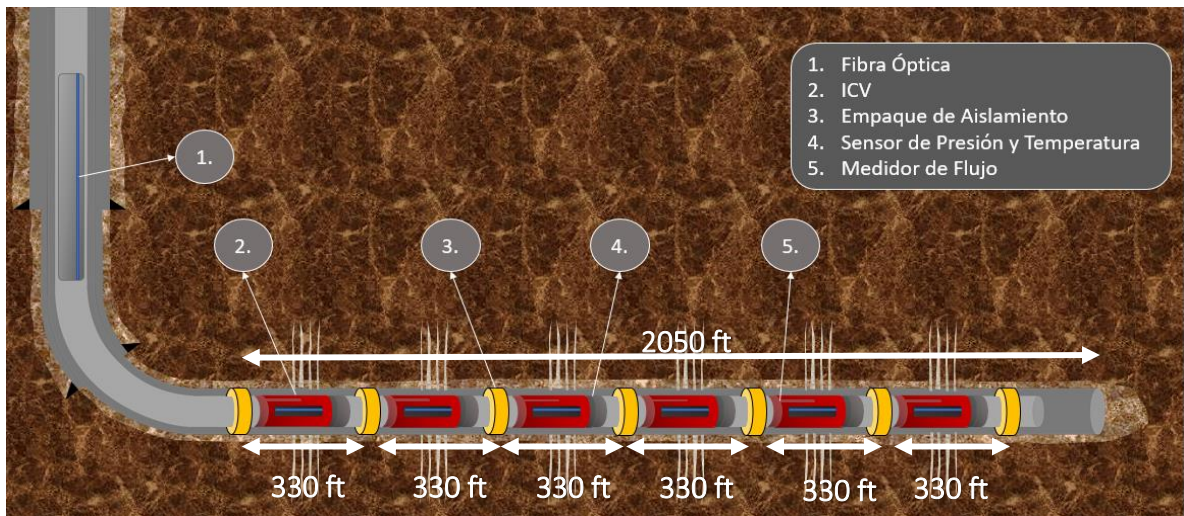




4. IMPLEMENTACIÓN Y DISEÑO DE COMPLETAMIENTO INTELIGENTE

En este capítulo se muestra el método que se usó para representar en el simulador las ICVs en los pozos productores del campo en estudio; además de la *configuración de pozos* que se obtuvo a partir de la simulación y optimización de la rentabilidad económica del proyecto de inyección de agua. En el presente estudio se tomó directamente como variable de control, el límite de corte de agua en las zonas de los pozos que se ve influenciada por el efecto de la ICV. En la figura 27 se puede observar la disposición de los elementos del completamiento inteligente en los pozos productores horizontal que se usó en el presente trabajo.

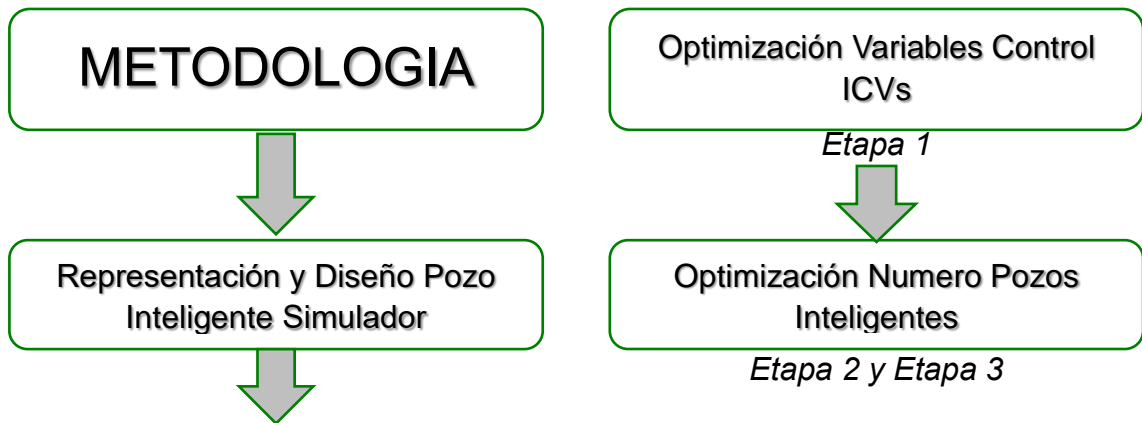
Figura 25. Pozo horizontal con completamiento inteligente



Dos estrategias de pozos inteligentes se estudiaron, un completamiento con ICVs tipo On/Off, y un completamiento con ICVs multiposición; para estudiar la viabilidad de la implementación de los dos tipos de pozos inteligentes, se planteó una metodología (figura 28) que consistió primero en realizar el diseño y representación de las ICVs en el simulador; posteriormente, se realizó una optimización en tres

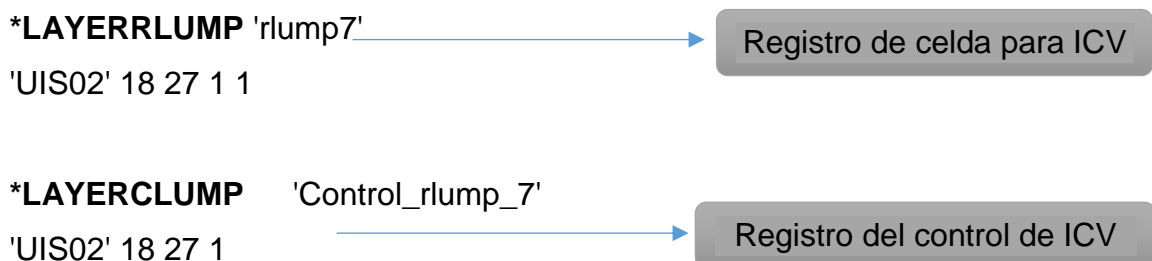
etapas, en la cual se buscó determinar una misma *configuración de pozos* (Numero de pozos inteligentes y convencionales) para todos los casos planteados. La función objetivo que se maximizo fue el VPN y/o VME dependiendo la etapa; el desarrollo de cada uno de estos pasos es presentado a continuación.

Figura 26. Metodología



4.1 VÁLVULAS TIPO ON/OFF

4.1.1 Representación en el Simulador. En este tipo de válvulas se buscó representar un cierre total al flujo de un intervalo de control de un pozo productor, cuando este alcanza un límite de corte de agua máximo determinado. A continuación, se explica de manera detallada el código utilizado en el simulador IMEX de CMG para representar el funcionamiento de este tipo de ICV.



***CLUMPSETTING**
'Control_rlump_7' 1 → Configuración del control

***TRIGGER** 'trigger7'
ON_CTRLLLUMP 'Control_rlump_7' WCUT > 82 → Evento condicional
APPLY_TIMES 1

***CLUMPSETTING**
'Control_rlump_7' 0 → Acción de cierre
END_TRIGGER

4.1.2 Optimización La determinación del número y posicionamiento de las ICVs, así como sus variables de control (límite de corte de agua para su accionamiento), es indispensable para obtener un aprovechamiento adecuado de esta tecnología. Una vez representadas las ICVs en el simulador, se creó un proyecto de optimización en el módulo CMOST de CMG que permitió incluir un archivo de Excel para el cálculo de los flujos de caja y VPN a partir de los resultados de producción obtenidos de la simulación, y así poder determinar el límite de corte de agua de cada ICV que garantizara el mayor VPN para cada caso. Los tiempos empleados se presentan en la tabla 15. Posteriormente, se plantearon 3 etapas para seleccionar una misma *configuración de pozos* para los todos los casos.

Tabla 13. Tiempo de simulación empleado (Opt. ON/OFF)

Tipo de modelo	Optimizaciones	Exp. X opt.	Tiempo (h)			No. Ordenadores	Tiempo simulación (días)
			Exp	Opt	Total		
1	18	3000	0.14	420	2520	4	26.3
2	9	2500	0.1	250	750		7.81

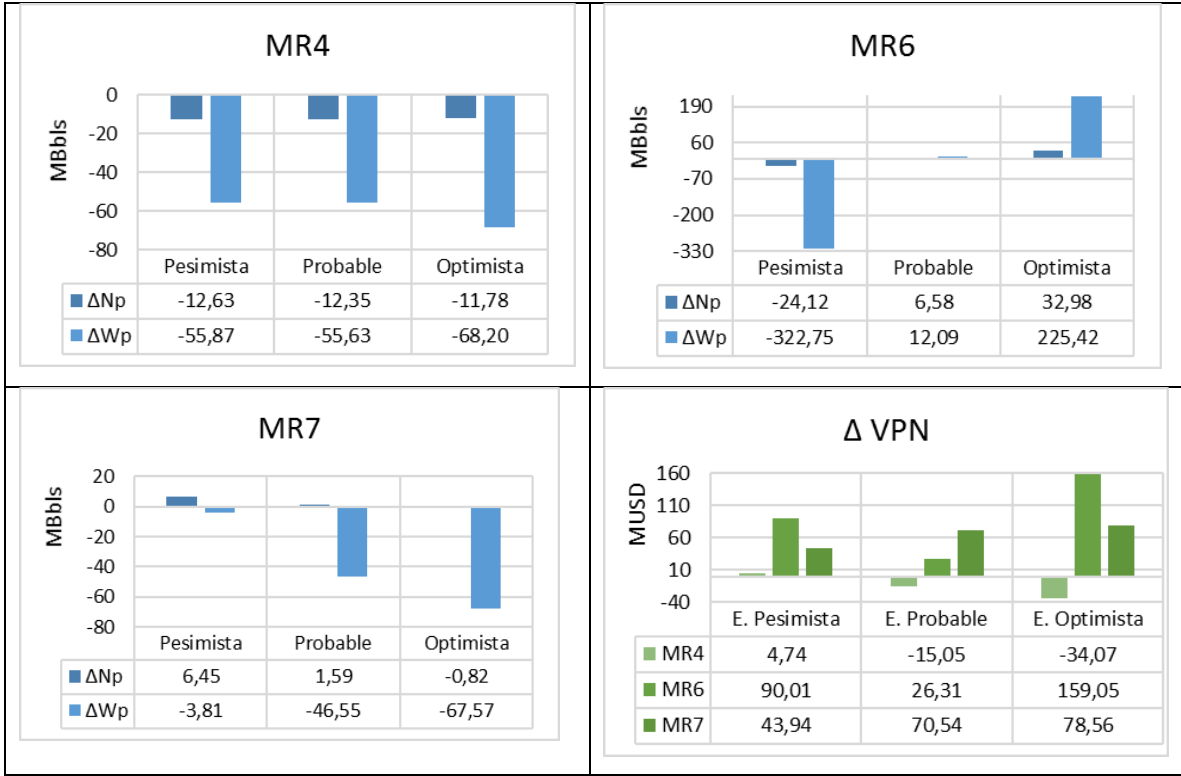
4.1.2.1 Etapa 1. Inicialmente se optimizo el número de pozos inteligentes, para cada uno de los casos planteados, por lo cual, se obtuvo una *configuración de pozos*

distinta para cada caso (Tabla 14); es decir, cada caso puede presentar un número de pozos inteligentes/convencionales diferente. En la Tabla 15 se pueden apreciar las variaciones de los resultados económicos y los acumulados de producción al usar pozos inteligentes con respecto al uso de pozos convencionales, para nueve de los veintisiete casos analizados.

Tabla 14. Configuración del completamiento con válvulas de tipo ON/OFF (etapa 1)

Modelo geológico	Escenario económico	Pozos convencionales	Pozos inteligentes	No. Intervalos
MR1	Pesimista	2	10	60
	Probable	5	7	25
	Optimista	2	10	60
MR2	Pesimista	8	4	15
	Probable	7	5	30
	Optimista	7	5	30
MR3	Pesimista	7	5	22
	Probable	6	6	36
	Optimista	6	6	36
MR4	Pesimista	7	5	30
	Probable	7	5	30
	Optimista	7	5	30
MR5	Pesimista	4	8	35
	Probable	3	9	54
	Optimista	3	9	54
MR6	Pesimista	2	10	60
	Probable	2	10	60
	Optimista	0	12	68
MR7	Pesimista	5	7	46
	Probable	3	9	38
	Optimista	3	9	38
MR8	Pesimista	6	6	31
	Probable	6	6	30
	Optimista	7	5	22
MR9	Pesimista	4	8	38
	Probable	5	7	38
	Optimista	6	6	24

Tabla 15. Resultados optimización etapa 1



Se evidencia una reducción significativa en la producción de agua, producto de las restricciones que se hicieron con las ICVs; a pesar de esto, no se presentó una variación relevante en la producción de petróleo. En esta primera etapa se logró observar una mejora en la eficiencia de la producción de fluidos a partir de la implementación de las ICVs tipo On/Off; se obtuvieron aumentos del retorno económico de hasta 159 MUSD, a excepción de dos casos del modelo MR4, en los cuales se obtuvieron retornos inferiores con los pozos inteligentes.

4.1.2.2 Etapa 2. La *configuración de pozos* constituye un factor que será determinado desde el inicio del desarrollo del yacimiento; por lo tanto, es necesario tener seguridad en aquella configuración que será establecida. Para eso, en esta etapa se realizó un proceso de selección de una misma *configuración de pozos (inteligente-convencional)* para cada modelo geológico, lo que quiere decir que no variará con los escenarios económicos. Este proceso consistió en evaluar las tres

configuraciones *de pozos* que se obtuvieron en la etapa 1 para un modelo geológico y seleccionar la que represento un mayor retorno económico para ese modelo, esto mismo se realizó para los 9 modelos geológicos. Los resultados fueron los siguientes:

Tabla 16. Configuración del completamiento con válvulas de tipo on/off (etapa 2)

MODELO GEOLÓGICO	POZOS CONVENCIONALES	POZOS INTELIGENTES	NO. INTERVALOS
MR1	5	7	42
MR2	8	4	24
MR3	7	5	30
MR4	7	5	30
MR5	4	8	48
MR6	5	7	42
MR7	3	7	55
MR8	5	5	33
MR9	3	7	43

Tabla 17. Resultados optimización etapa 2

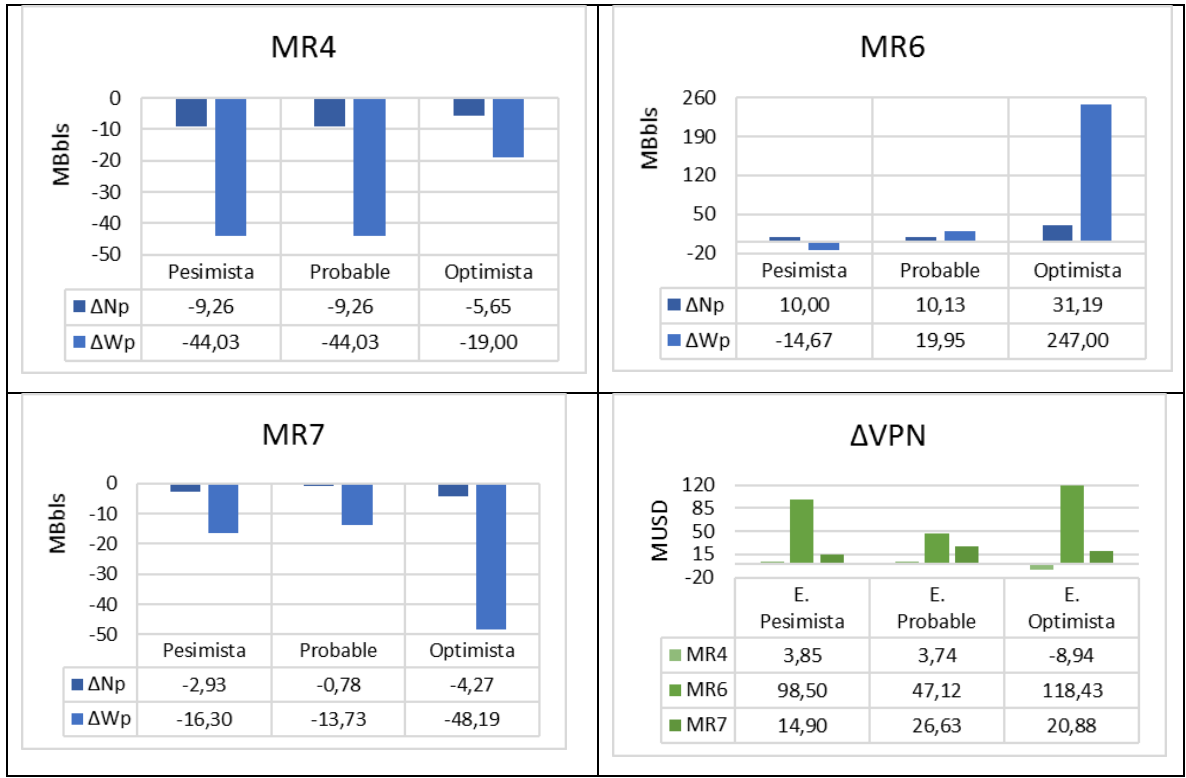


4.1.2.3 Etapa 3. Finalmente, se evaluó para todos los casos las nueve diferentes *configuraciones de pozos* que se obtuvieron en la etapa 2. En esta etapa se estableció el número de pozos inteligentes y convencionales que se usó para todos los casos, de manera que se garantice el mayor VME de la estrategia; teniendo en cuenta, que los modelos MR7, MR8 y MR9, cuentan con dos pozos menos debido a la ausencia del *Bloque Bajo*.

Tabla 18. Configuración final del completamiento con válvulas de tipo on/off (etapa 3)

POZOS CONVENCIONALES		POZOS INTELIGENTES	NO. INTERVALOS
MR1-MR6	MR7-MR9	5	33
7	5		

Tabla 19. Resultado optimización etapa 3



4.2 VÁLVULAS TIPO MULTIPOSICIÓN

4.2.1 Representación en el Simulador

***LAYERRLUMP** 'rlump25'

'PROD012' 41 29 1 1

Registro de celda para ICV

***LAYERCLUMP**

'Control_rlump_25'

'PROD012' 41 29 1

Registro del control de ICV

***CLUMPSETTING**

'Control_rlump_25' 1

Configuración del control

***TRIGGER** 'trigger169' →
ON_CTRLLLUMP 'Control_rlump_25' WCUT > 60
APPLY_TIMES 1 →

Evento condicional 1

Acción de regulación 1

***CLUMPSETTING** 'Control_rlump_25' 0.8
END_TRIGGER

***TRIGGER** 'trigger170' →
ON_CTRLLLUMP 'Control_rlump_25' WCUT > 80
APPLY_TIMES 1

Evento condicional 2

***CLUMPSETTING** →
'Control_rlump_25' 0.6

Acción de regulación 2

END_TRIGGER

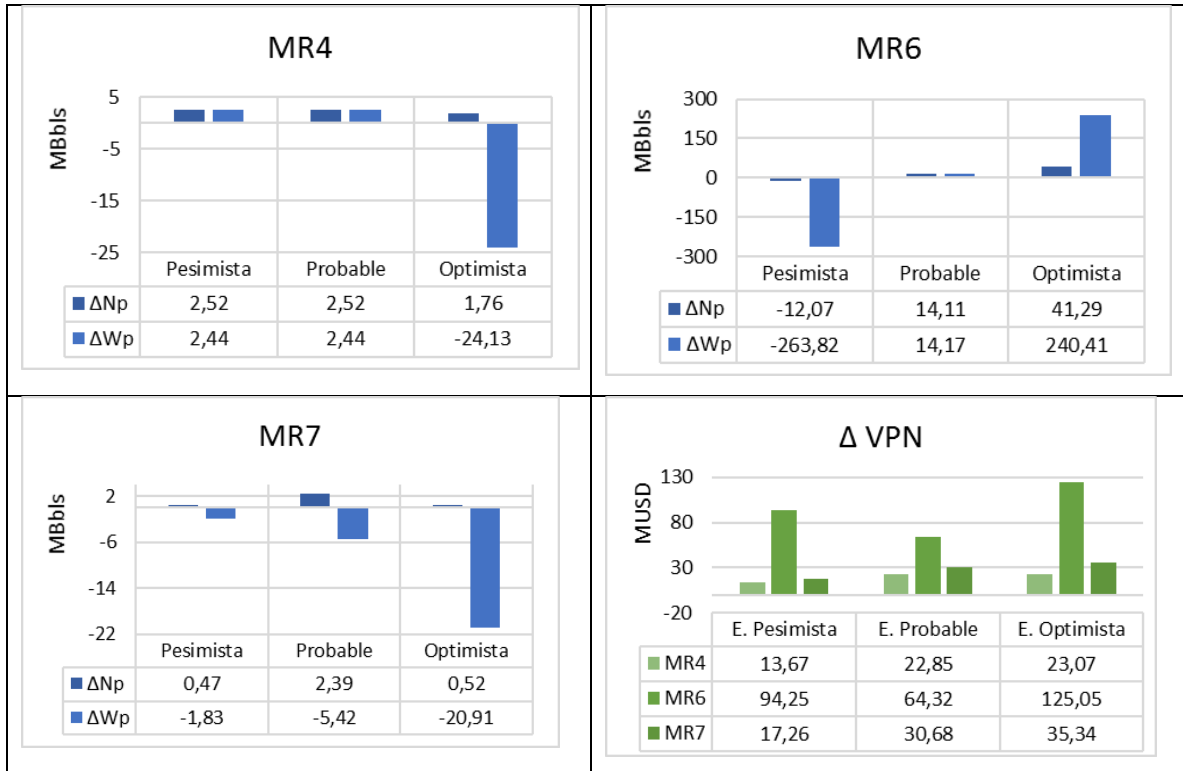
4.2.2 Optimización

4.2.2.1 Etapa 1. Se muestran en esta etapa los resultados que se obtuvieron usando una *configuración de pozos* específica para cada caso analizado.

Tabla 20. Configuración del completamiento con válvulas de tipo multiposición (etapa 1)

Modelo geológico	Escenario económico	Pozos convencionales	Pozos inteligentes	No. Intervalo
MR1	Pesimista	8	4	27
	Probable	8	4	27
	Optimista	8	4	27
MR2	Pesimista	2	10	60
	Probable	7	5	43
	Optimista	7	5	43
MR3	Pesimista	6	6	49
	Probable	6	6	49
	Optimista	12	0	0
MR4	Pesimista	9	3	21
	Probable	9	3	21
	Optimista	9	3	21
MR5	Pesimista	8	4	37
	Probable	9	3	21
	Optimista	9	3	21
MR6	Pesimista	5	7	55
	Probable	4	8	61
	Optimista	8	4	24
MR7	Pesimista	7	3	18
	Probable	6	4	27
	Optimista	6	4	27
MR8	Pesimista	0	10	85
	Probable	0	10	85
	Optimista	4	6	49
MR9	Pesimista	6	4	34
	Probable	7	3	28
	Optimista	7	3	28

Tabla 21 Resultados optimización etapa 1



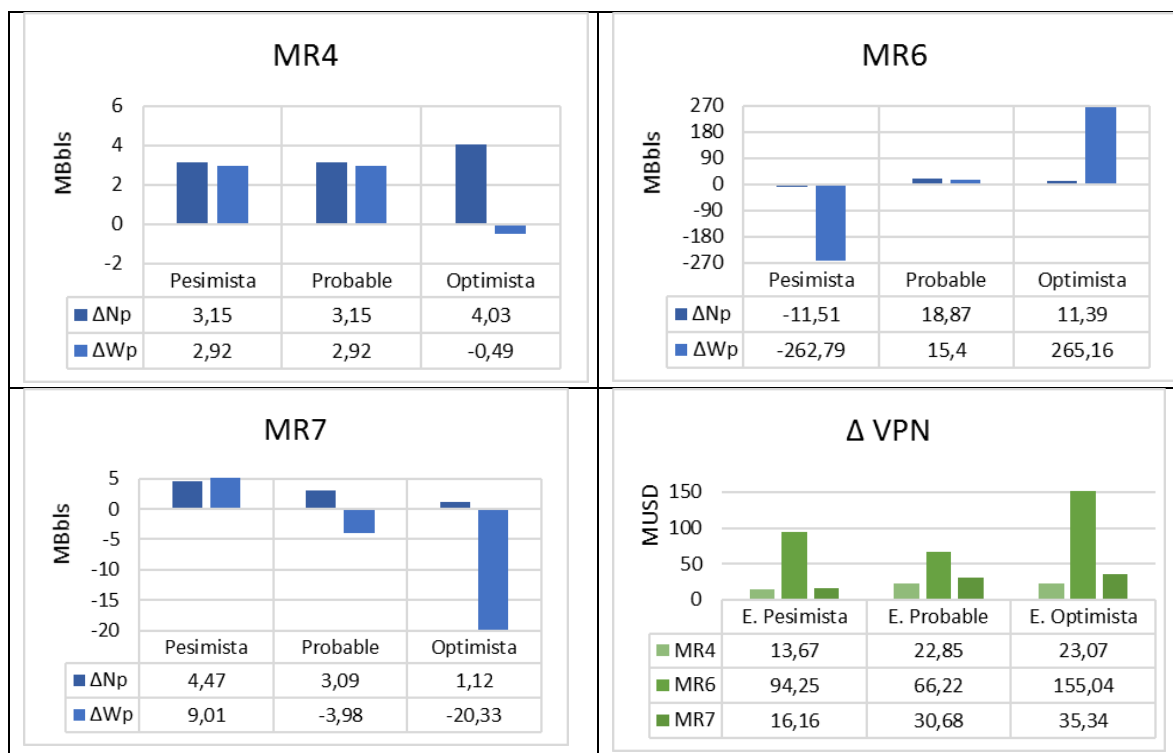
4.2.2.2 Etapa 2. Del mismo modo que se realizó para los casos con ICVs tipo On/Off, en esta etapa se determinó el número de pozos convencionales e inteligentes que permitan obtener una mayor rentabilidad en cada modelo.

Tabla 22. Configuración del completamiento con válvulas de tipo multiposición (etapa 2)

Modelo geológico	Pozos convencionales	Pozos inteligentes	No. Intervalos
MR1	8	4	27
MR2	7	5	43
MR3	6	6	49
MR4	9	3	21
MR5	9	3	21
MR6	5	7	55
MR7	6	4	27

Modelo geológico	Pozos convencionales	Pozos inteligentes	No. Intervalos
MR8	4	6	49
MR9	8	2	22

Tabla 23. Resultados optimización etapa 2

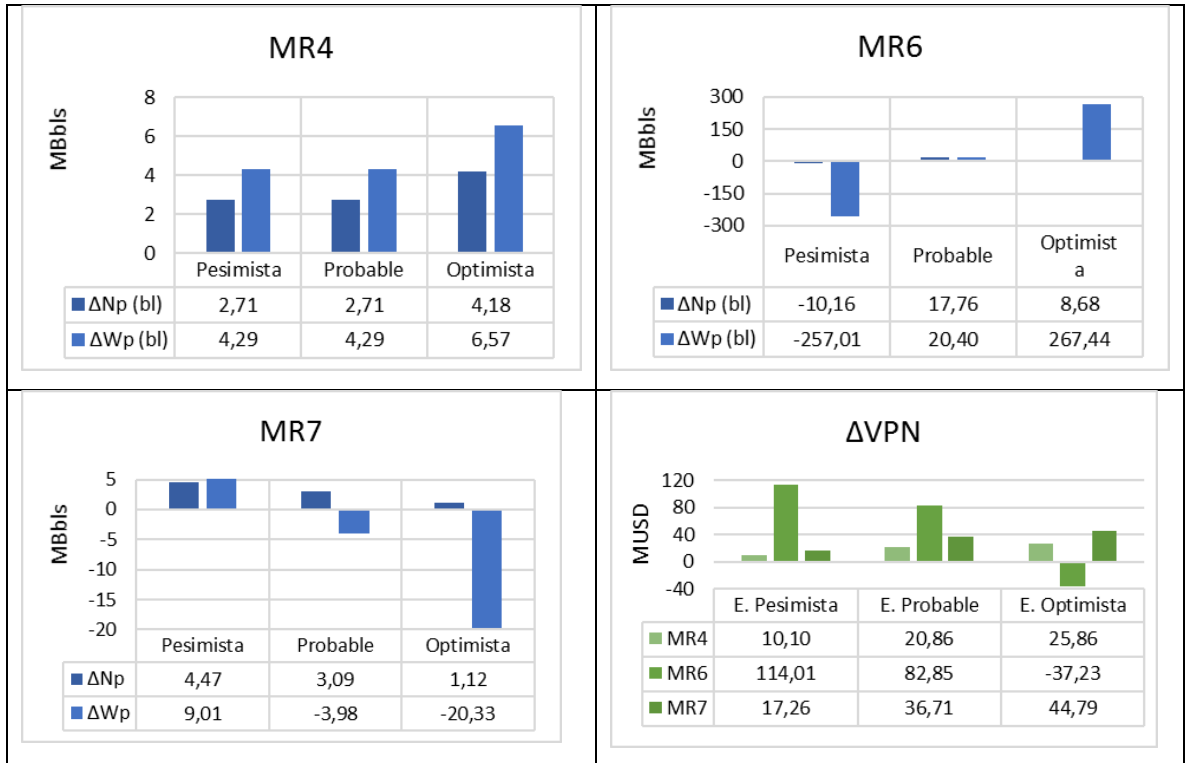


4.2.2.3 Etapa 3. En esta etapa se muestra la configuración de pozos que se seleccionó para los casos de la estrategia con pozos inteligente completados con ICVs de tipo multiposición.

Tabla 24. Configuración final del completamiento con válvulas de tipo multiposición (etapa 3)

Pozos cconvencionales		Pozos inteligentes	No. Intervalos
MR1-MR6	MR7-MR9	4	27
8	6		

Tabla 25. Resultado optimización etapa 3



5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados que se obtuvieron con la estrategia con pozos productores convencionales (P.C.) y las estrategias con pozos convencionales e inteligentes (P.C-P.I.ON/OFF/ P.C.-P.I.Mult) para el proyecto de inyección de agua implementado en el yacimiento UIS-USP; basado en los resultados que se obtuvieron en el capítulo 0. Fueron escogidos los modelos geológicos 4, 6 y 8 para el escenario económico probables, debido a que estos presentaron circunstancias pesimistas, probables y optimistas respecto a la implementación de los pozos inteligentes. Los resultados para los casos restantes se encuentran en el Anexo A.

En la primera parte del capítulo son descritos los resultados correspondientes al comportamiento de la producción de agua y petróleo; posteriormente son presentados los análisis económicos que se realizaron.

5.1 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN

Con la previa optimización del proyecto de inyección de agua con uso de pozos convencionales, el cual se presentó en el capítulo 0, son mostrados a continuación los resultados de producción para los tres casos seleccionados.

5.1.1 Modelo representativo 4. En la Figura 27 se puede contrastar el comportamiento de la producción de petróleo para los tres tipos de completamiento, pudiéndose observar como con la estrategia P.C.-P.I. ON/OFF se consiguió mantener una producción de petróleo parecida a la estrategia de P.C., sin embargo, con el transcurso del tiempo la producción de petróleo declina, producto de los cierres de

las ICVs, resultando en una reducción aproximada de 12 MBbbls en el acumulado final de petróleo; a pesar de esto, se obtuvo una reducción significativa del acumulado del agua producida, de aproximadamente 55 MBbbls.

Caso contrario ocurre con la estrategia P.C-P.I._{mult} que en comparación a la estrategia P.C., se logró una aceleración en la recuperación de reservas (Figura 27) y una reducción de la producción de agua para los primeros años de explotación(Figura 28); sin embargo, en los años finales este efecto ya no es tan marcado, producto de que las ICV_{mult} no cierran una zona completamente al flujo, por lo cual, después de la conificación del agua por esa zona del pozo, se produce de petróleo a bajos caudales pero a altos cortes de agua.

Figura 27. Producción petróleo caso MR4-\$45

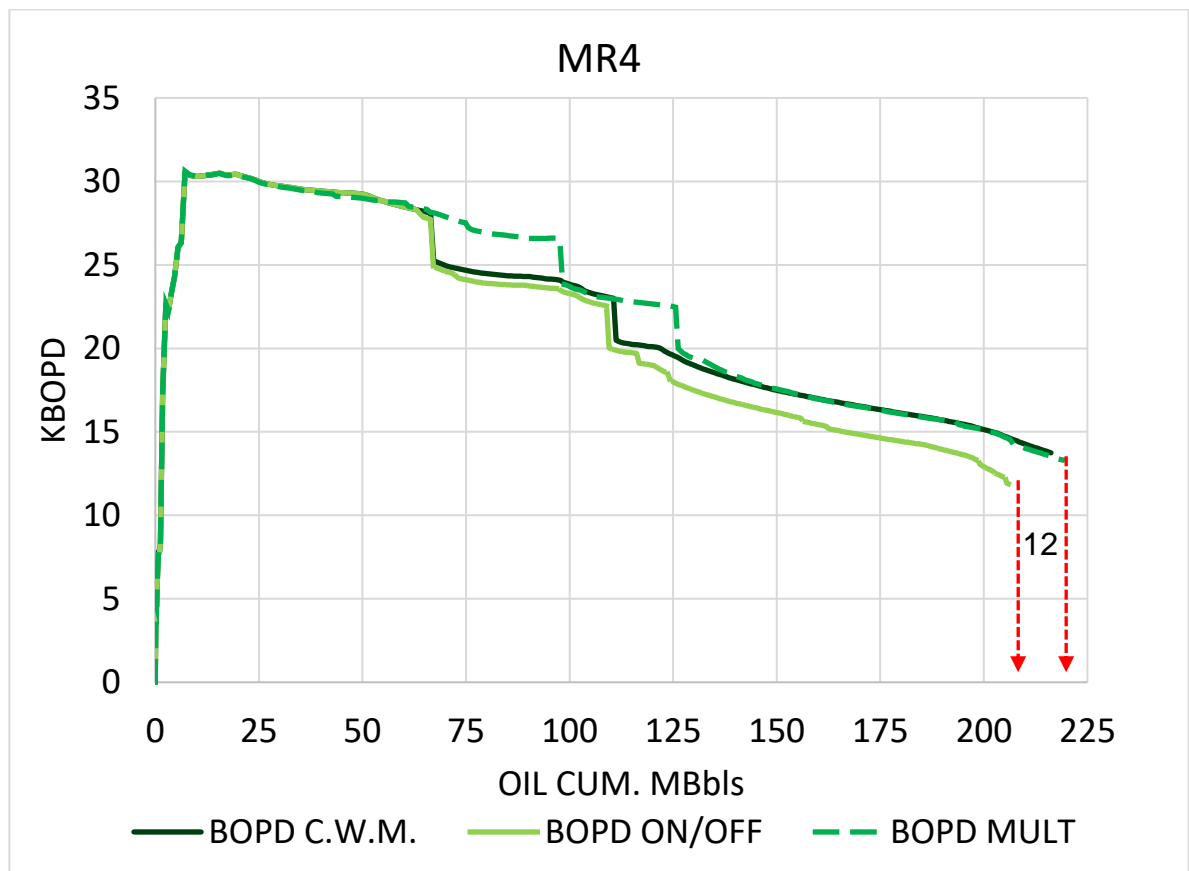
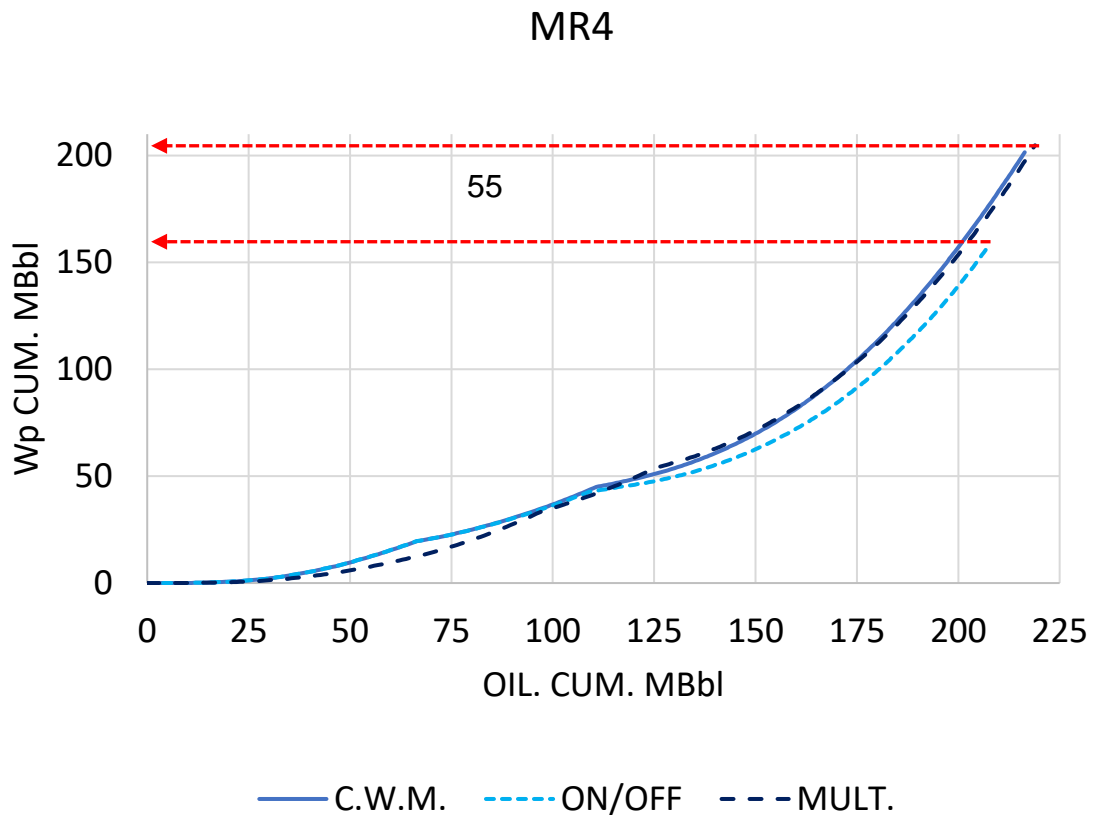


Figura 28. Acumulado de agua producida caso MR4-\$45



5.1.2 Modelo representativo 6: En la Figura 29 se puede observar que a diferencia del caso anterior, en este las estrategias con P.C.-P.I._{ON/OFF}/ P.C.-P.I._{MULT} no afecto la producción del campo en el tiempo de explotación en comparación a la estrategia con P.C., al contrario, se están consiguiendo acumulados mayores en 10 y 19 MBbls aproximadamente Sin embargo, los acumulado de agua también aumentaron aproximadamente en 20 MBbls para las dos estrategias de pozos inteligentes en comparación a la estrategia P.C. (Figura 30), pero al hacer un análisis más detallado de la Figura 30, se puede observar, que este aumento se da en los tiempos finales de explotación, mientras que en la mayor parte del tiempo de desarrollo del campo, la producción de agua fue menor con pozos inteligente.

Figura 29. Producción petróleo caso MR6-\$45

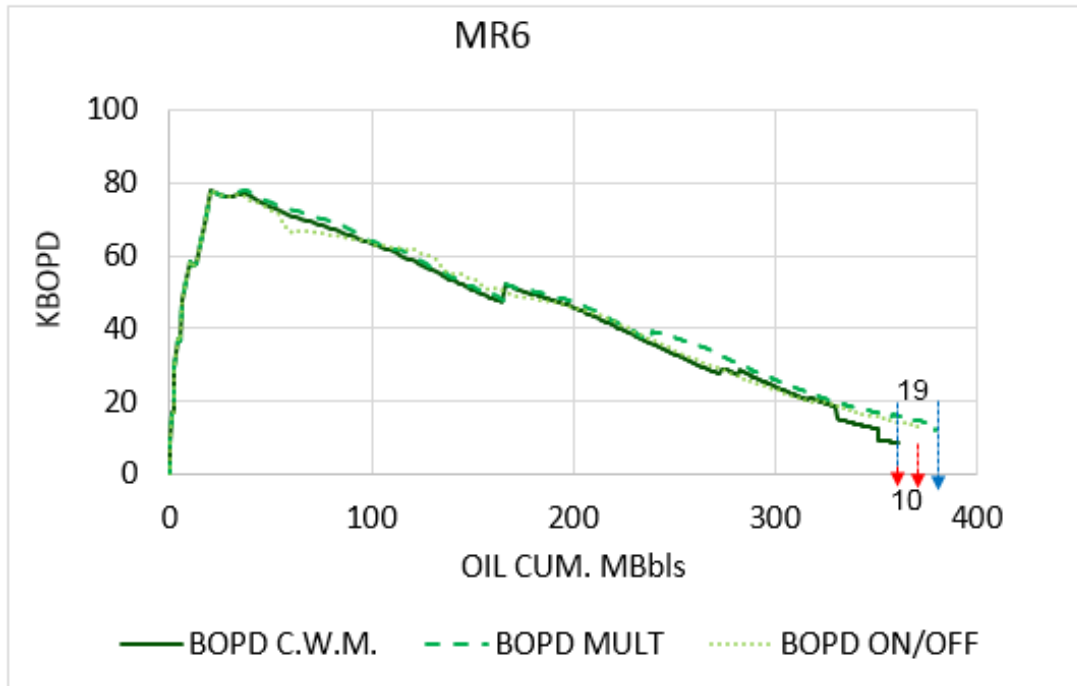
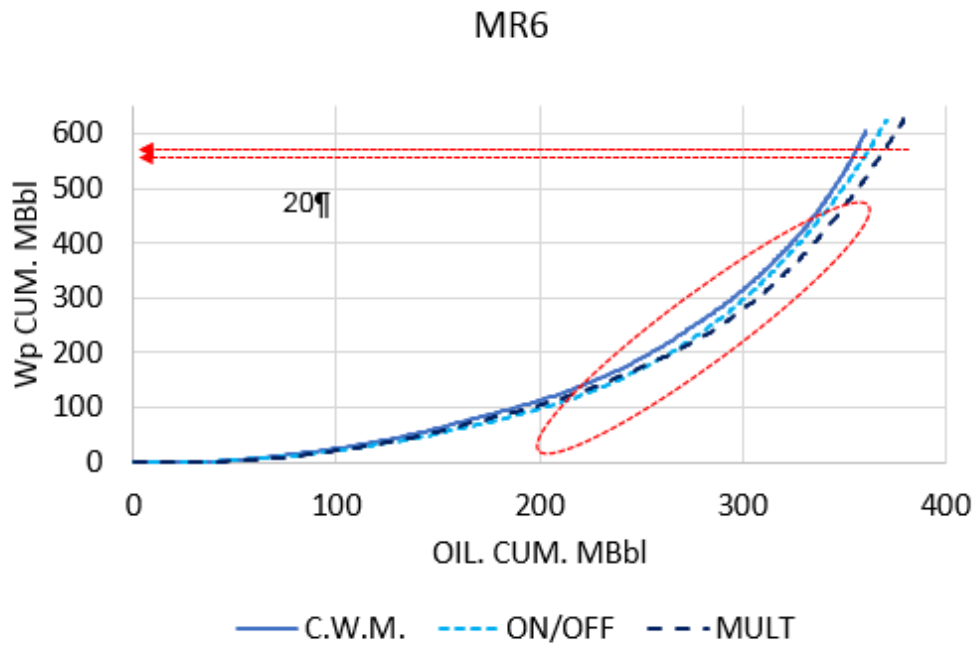


Figura 30. Acumulado de agua producida caso MR6-\$45



5.1.3 Modelo representativo 8: Este escenario fue en el que mejor desempeño mostraron los pozos inteligentes, producto de una aceleración en la recuperación de reservas de comparación a la estrategia con P.C. (Figura 31), lo que represento un aumento en acumulado de petróleo en 5 MBbbls al usar P.I.ON/OFF. Adicional al aumento del factor de recobro, los pozos inteligentes lograron reducir considerablemente la producción de agua en el tiempo de explotación del yacimiento, lo cual se vio reflejado en una reducción aproximada de 87MBbbls para la estrategia con P.I.MULT y 140 MBbbls para la estrategia con P.I.ON/OFF en comparación a la estrategia con P.C.

Figura 31. Producción petróleo caso MR8-\$45

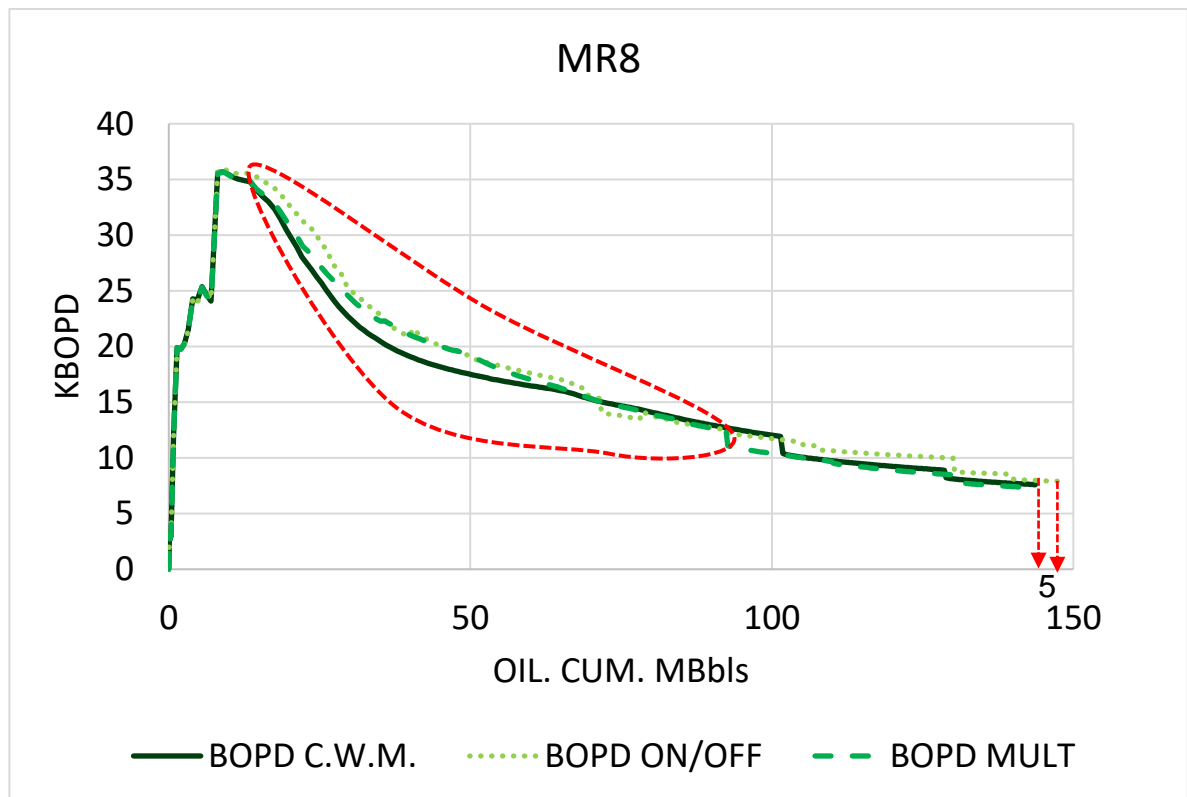
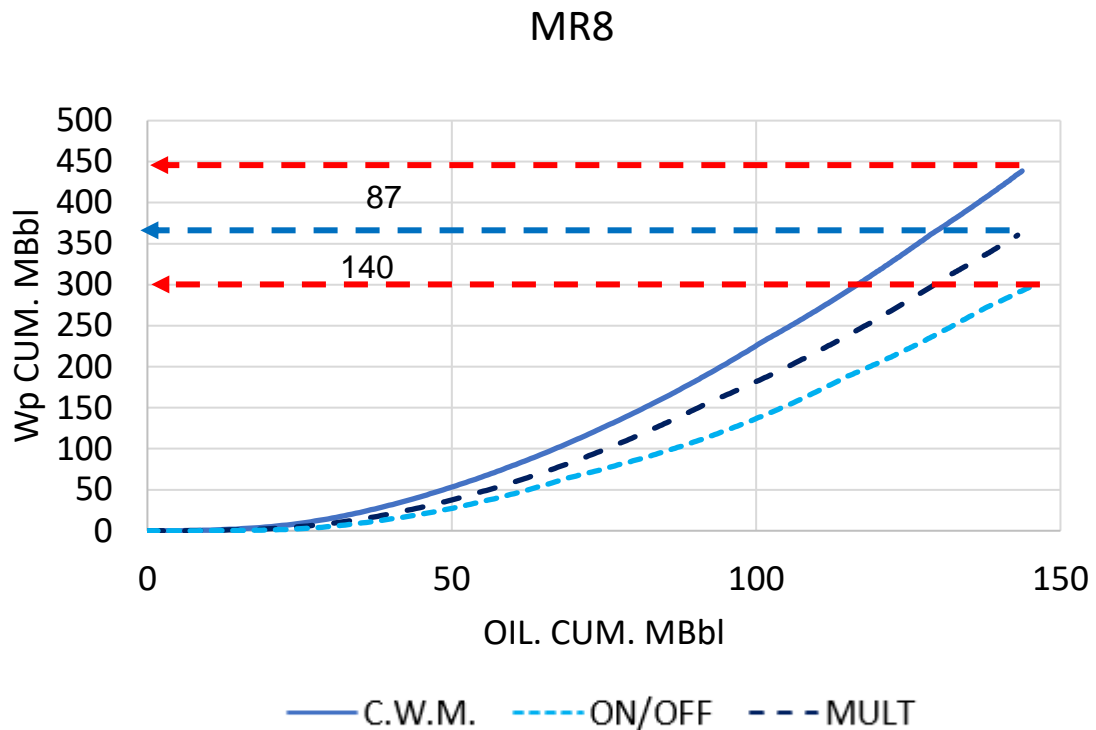


Figura 32. Acumulado de agua producida caso MR8-\$45



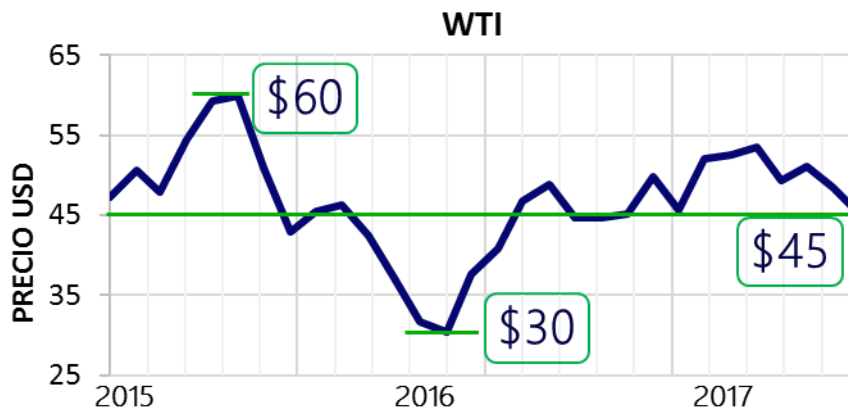
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICOS

Para la evaluación económica de un proyecto de inversión, como la implementación de la tecnología de pozos inteligentes, es importante que se visualice la actividad a realizar como un sistema, cuyas “entradas” son los gastos en los que se incurre para que la inversión se lleve a cabo y cuyas “salidas” son los resultados beneficiosos de dicha inversión.

En ese orden de ideas, el criterio de decisión para considerar económicamente factible la implementación de las ICVs en los pozos productores, deberá estar fundamentado en la recuperación total de la inversión realizada, así como la obtención de ingresos adicionales que representen un beneficio considerable.

5.2.1 Escenarios económicos. La incertidumbre sobre el futuro de los precios del petróleo es un hecho que opaca predicciones para la economía global y la evaluación confiable de proyectos de inversión, por esta razón se han planteado tres escenarios para la evaluación económica de la implementación de pozos inteligentes, que consisten en precios bajo un criterio optimista, probable y pesimista. Estos se basaron en el histórico presentado por el WTI en los últimos dos años, y les fue asignado una probabilidad de ocurrencia del 25%, 50% y 25%, respectivamente.

Figura 33. Precio equivalente del petróleo



5.2.2 Inversión inicial. La inversión hace referencia a la asignación de recursos para el desarrollo de un proyecto; aquellas que se presentan principalmente en la industria petrolera se dan en los siguientes aspectos: exploración, pozos, plataforma y abandono. Para efectos de este trabajo, las inversiones iniciales en el proyecto se obtuvieron a partir de revisión bibliográfica (Silva²⁹, Pinto³⁰,) y consulta con profesionales en el área.

²⁹ SILVA, João Paulo Quinteiro Gonçalves da, et al. Uso de poços inteligentes em desenvolvimento de campos de petróleo sob incertezas. 2008.

³⁰ PINTO, Marcio Augusto Sampaio, et al. Método de otimização assistido para comparação entre poços convencionais e inteligentes considerando incertezas. 2013.

Tabla 26. Inversión inicial

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Inversión Exploración	150	MUSD
Inversión Pozo Convencional (PC)	40	MUSD
Inversión Abandono	115	MUSD

Los costos relacionados a la construcción e instalación de plataforma y facilidades de superficie, se basaron en la correlación propuesta por Hayashi (2006), y modificada por Schiozer (2015).

$$Inv_{plataforma/facilidades} = 3.7648 * Q_{liq_{max}} + 357.407$$

Donde $Q_{liq_{max}}$ corresponde a la máxima capacidad de procesamiento de las facilidades de superficie (1000 Barriles por día).

La inversión realizada por la tecnología de pozos inteligentes se basó en la correlación propuesta por Pinto (2013), la cual es función del tipo de ICV que sea implementada. Para el caso de la presente investigación se seleccionaron ICVs tipo ON/OFF y multiposición.

$$P.I. = P.C. + 1 + 0.2 * ICV_{On/off}$$

$$P.I. = P.C. + 1 + 0.6 * ICV_{Multiposición}$$

Donde P.I. corresponde al costo de un pozo inteligente, ICV es el número de intervalos a ser controlados de manera diferenciada en un pozo y P.C. es el costo de un pozo convencional.

5.2.3 Ingresos. Los ingresos para un proyecto en la industria petrolera corresponden al flujo de recursos producto de la venta de petróleo y gas. En este

trabajo no se considera la entrada por venta de gas, únicamente es considerada la entrada por venta de aceite, siendo:

$$(Ingresos)_i = (Q_o)_i * (PO)$$

Donde $(Q_o)_i$ es la producción de petróleo para un tiempo i en [BBL], y (PO) es el precio del petróleo en [USD/BBL].

5.2.4 Egresos. Las erogaciones en un proceso de inyección de agua consisten principalmente en los costos operativos de inyección, producción de agua/petróleo y los impuestos concernientes al país donde se ubica el campo. Los costos operacionales se basaron de valores reportados en la literatura y recomendaciones de profesionales en el área; los impuestos se basaron en el régimen fiscal que opera en Brasil, el cual se divide en: regalías, PIS/CONFIS, impuesto de renta y contribución social; donde los dos primeros son aplicados a la utilidad bruta del campo y los dos últimos a la utilidad neta del proyecto.

Tabla 27. Costo operacional y régimen fiscal

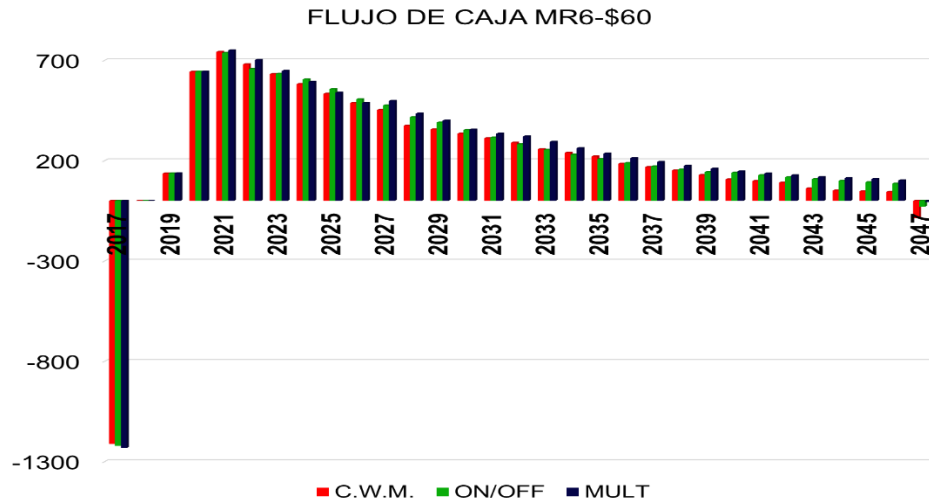
COSTOS OPERATIVOS		
Inyección de Agua	1	USD/Bbl
Producción de Petróleo	8	USD/Bbl
Producción de Agua	1.5	USD/Bbl
IMPUESTOS		
Regalías	10	%
PIS/COFINS	9.25	%
Impuesto de Renta	25	%
Contribución Social	9	%

5.2.5 Flujo de caja. El estudio de los flujos de caja constituye la base para el cálculo de los criterios de decisión que serán utilizados en la evaluación de la viabilidad de la implementación de ICVs en los pozos productores. Para su cálculo, se utilizó la inversión neta y los flujos de ingresos y egresos hallados para cada uno de los

periodos de análisis. Además, se consideró la depreciación de los activos fijos tangibles, que en este trabajo son la tubería de los pozos y la plataforma; utilizando el sistema de línea recta, en el cual se aplicó una depreciación del 10% en 10 años.

La Figura 32, muestra una comparación entre los flujos de caja netos para las estrategias de P.C., P.C.-P.I.ON/OFF y P.C.-P.I.MULT, de la cual se puede inferir, en primer lugar, que las estrategias de pozos inteligentes presentan flujos de caja mayores que la estrategia con pozos convencionales; en segundo lugar, para el año 2018 el flujo de caja fue nulo, debido a que ese tiempo fue establecido para la construcción, traslado, instalación y perforación del primer pozo productor del campo; y en tercer lugar, las tres estrategias presentan un flujo de caja negativo al año 2047, resultado de la inversión que se tiene que realizar por el abandono del campo en dicha fecha.

Figura 34. Flujo de caja



5.2.6 Resultados de la evaluación económica. Antes de discutir los resultados del proyecto, es importante recalcar que el objetivo de esta evaluación es determinar la rentabilidad de la implementación de ICVs en los pozos productores del campo en estudio considerando incertidumbre económica y geológica, teniendo como

principales criterios de decisión el VPN/VME y el riesgo económico (Curva de riesgo y Coeficiente de Variación); por esta razón en esta sección se presentarán los resultados económicos obtenidos para 3 casos presentados en el capítulo anterior, los cuales son representativos de los 27 casos estudiados y posteriormente serán mostrados los resultados considerando incertidumbres.

5.2.6.1 Análisis Determinístico. Para evaluar la viabilidad económica de proyectos de inversión en un campo de petróleo es necesaria la elección de un indicador económico apropiado que cuantifique los beneficios de realizar las inversiones y que contabilice también los costos que son necesarios para mantener la producción. En la industria de petróleo es muy frecuente el uso del Valor Presente Neto (VPN), pues es el indicador que consigue incorporar los beneficios financieros derivados de la producción de crudo y descontar los costos de producción y las inversiones necesarias. El VPN puede ser empleado en escenarios determinísticos, cuando no hay incertidumbre en los parámetros empleados, siendo esta su principal desventaja.

Otro indicador usado como criterio de decisión en la industria petrolera a la hora de determinar la viabilidad de un proyecto es el RSI (Retorno Sobre Inversión), el cual mide y compara el beneficio o la utilidad obtenida en relación con la inversión realizada; al igual que el VPN, puede ser empleado en escenarios determinísticos, pero no logra cuantificar las incertidumbres involucradas en un proyecto.

Para el análisis económico de cada uno de los casos en este trabajo fue seleccionado como principal criterio de decisión el VPN, debido a que con este se logra determinar la estrategia que representa los mayores retornos, y el RSI como un indicador de complemento; sin embargo, la decisión del indicador principal dependerá de los objetivos de la empresa operadora del campo. A continuación, son presentados los resultados obtenidos para los tres casos presentados en el

capítulo anterior, los resultados económicos para cada uno de los casos se pueden encontrar en Anexos.

A. Caso MR4: El completamiento con ICVs tipo multiposición logró un incremento en el VPN de 7 MUSD en comparación con el completamiento convencional; por el contrario, el completamiento con ICVs tipo ON/OFF generó pérdidas de 23 MUSD (Figura 35). Estos resultados coinciden con lo observado en las Figura 27 y Figura 28 donde la estrategia PC-PI_{MULT} logró mejorar significativamente el rendimiento del proyecto de inyección de agua. Adicionalmente, se logró recuperar la inversión realizada (20MUSD) en la estrategia PC-PI_{MULT} y presentó beneficios cercanos al 33% (Figura 36).

Figura 35. Valor presente neto caso MR4-\$45

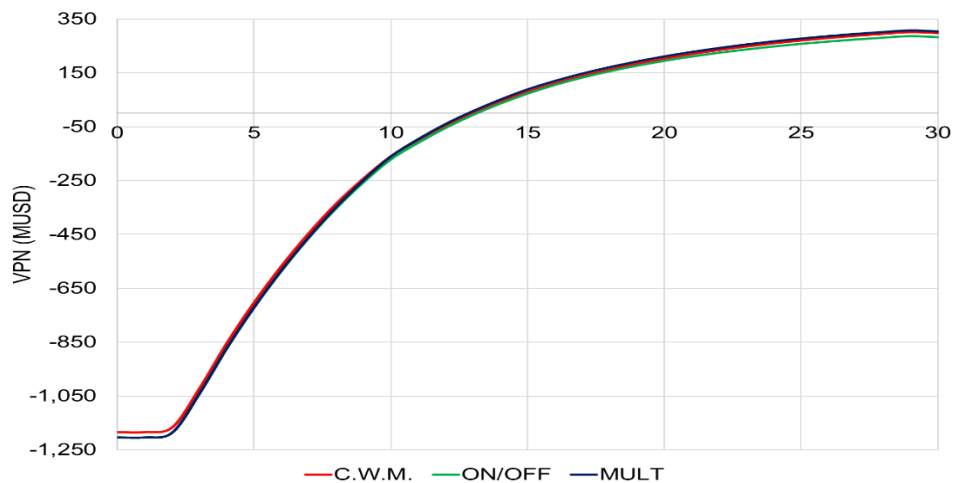
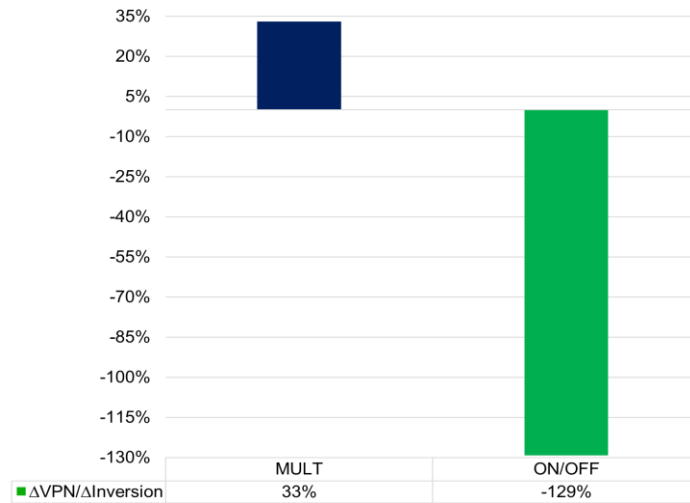


Figura 36. RSI caso MR4-\$45



B. Caso MR6. Los completamientos con ICVs tipo ON/OFF y Multiposición generaron aumentos del VPN de 20 MUSD y 57 MUSD respectivamente (Figura 37), en comparación con el completamiento convencional. Estos resultados coinciden con lo observado en la Figura 29 y Figura 30, donde las dos estrategias lograron mejorar rendimiento del proyecto de inyección de agua en el yacimiento. Adicionalmente, las inversiones realizadas en las estrategias PC-PI_{ON/OFF} (12MUSD) y PC-PI_{MULT} (20MUSD) lograron ser recuperadas y presentar RSI de aproximadamente de 175% y 280% respectivamente (Figura 38).

Figura 37. Valor presente neto caso MR6-\$45

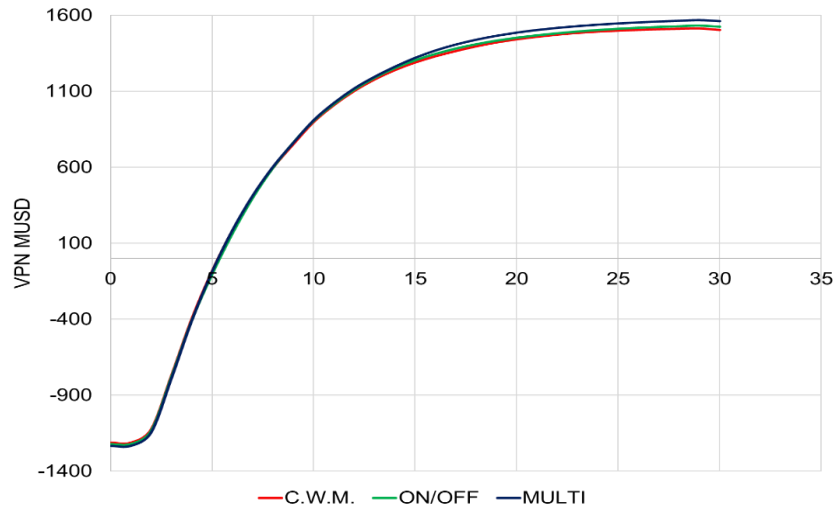
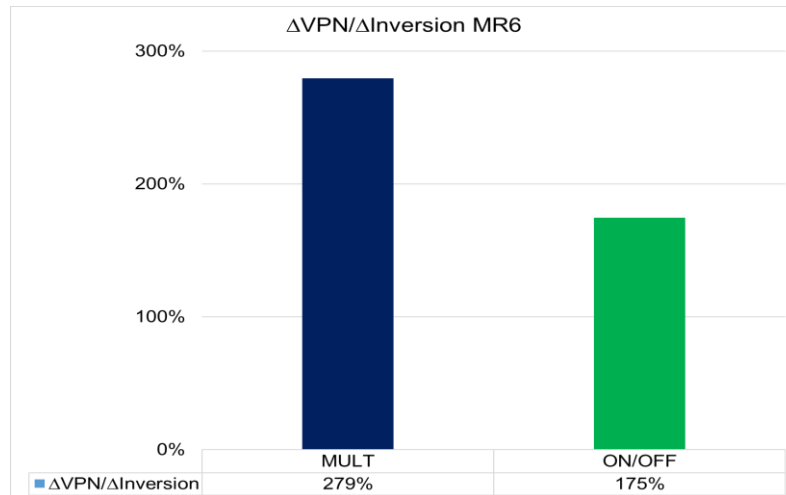


Figura 38. RSI caso MR6-\$45



C. Caso MR8: La implementación de las ICVs ON/OFF y Multiposición generaron en este caso, aumentos del VPN de 94 MUSD y 37 MUSD respectivamente (Figura 39), en comparación con el completamiento convencional, coincidiendo con lo observado en las Figura 31 y Figura 32. Además, Se logró la recuperación de las inversiones realizadas en las estrategias PC-PI_{ON/OFF} (12MUSD) y PC-PI_{MULT} (20MUSD), así como presentar beneficios aproximados del 800% y 180% respectivamente (Figura 40).

Figura 39. Valor presente neto caso MR8-\$45

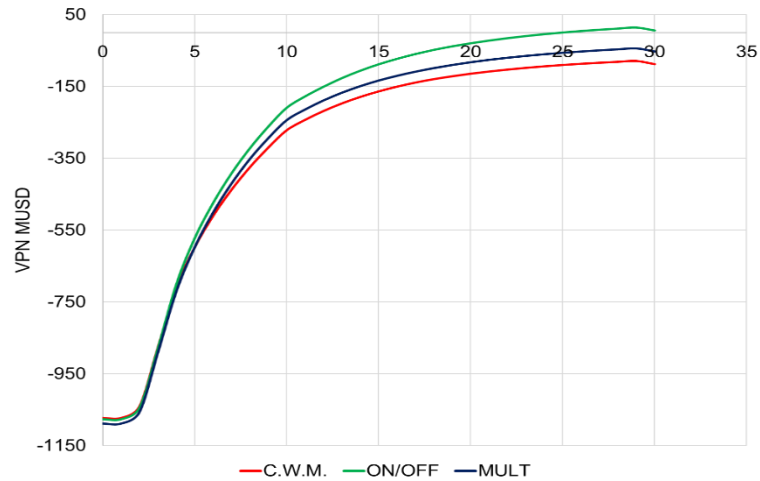
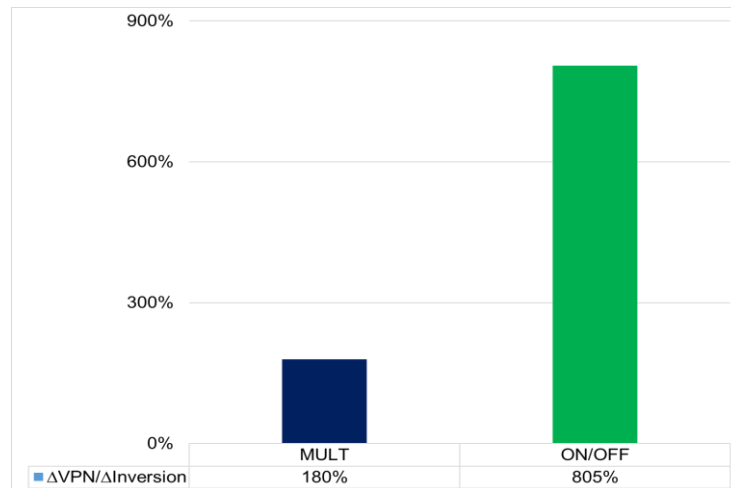


Figura 40. RSI caso mr8-\$45

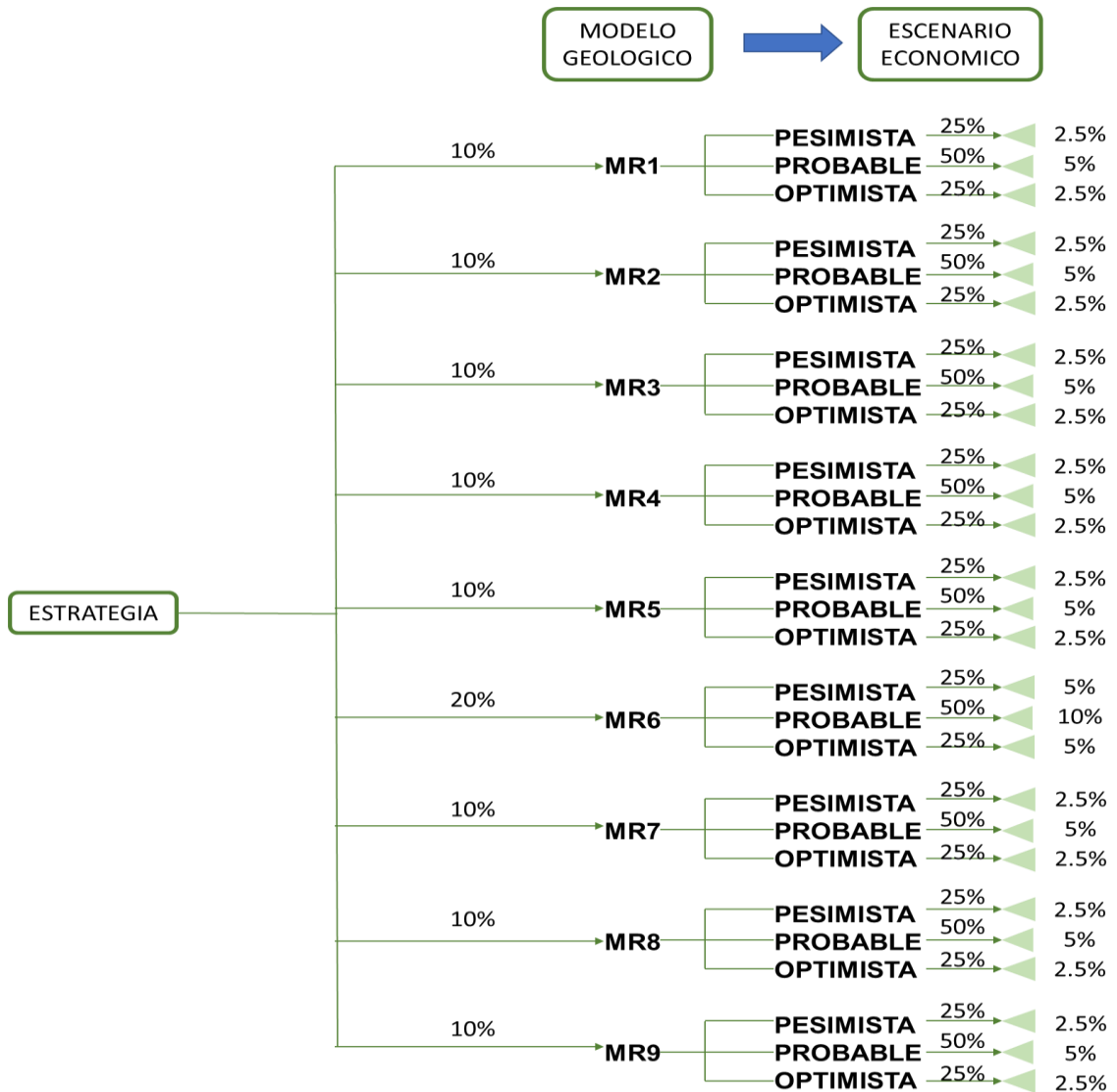


5.2.6.2 Análisis Estocástico. En el desarrollo de un proyecto o implementación de una tecnología en un campo petrolero, existen muchos parámetros que deben ser cuantificados con el fin de determinar si estas logran aportar beneficios económicos. Sin embargo, muchos atributos relacionados con la caracterización geológica del yacimiento, así como factores económicos y operativos, presentan valores estimados. Estas incertidumbres en cada uno de estos parámetros generan el riesgo, que puede entenderse como una posibilidad de pérdida económica.

En el desarrollo del presente trabajo se tuvo en cuenta cierto rango de incertidumbre geológica y económica, debido a la alta heterogeneidad del yacimiento y la volatilidad que han presentado los precios del petróleo en los dos últimos años; la incertidumbre técnica no fue considerada, ya que en este caso no presenta una influencia significativa en la viabilidad del proyecto, en comparación a los otros dos tipos de incertidumbres. Sin embargo, en este estudio se presentan dos tipos diferentes de válvulas.

La metodología usada para cuantificar esta incertidumbre fue el árbol de derivación, el cual permite comparar los niveles de incertidumbre de cada atributo a través de una probabilidad asociada, discretizando así los continuos. En la figura X se puede observar el árbol de derivación que se planteó en este trabajo, el cual combina los 9 modelos representativos del yacimiento en estudio y 3 posibles precios de barril que se podrían presentar.

Figura 41. Árbol de derivación



Teniendo cuenta los resultados obtenidos para cada caso planteado y su probabilidad de ocurrencia, es posible realizar la validación económica teniendo en cuenta la incertidumbre, y así realizar más eficazmente la toma de decisión respecto con la estrategia con la que debe ser desarrollado el proyecto de inyección de agua. A continuación, se presentan los valores de VME obtenidos a partir de cada tipo de completamiento implementado en los pozos productores.

Tabla 28. Resultados VME según el tipo de completamiento utilizado

VME (MUSD)		
Completamiento Convencional	Completamiento Inteligente On/Off	Completamiento Inteligente Multp.
682	705	712

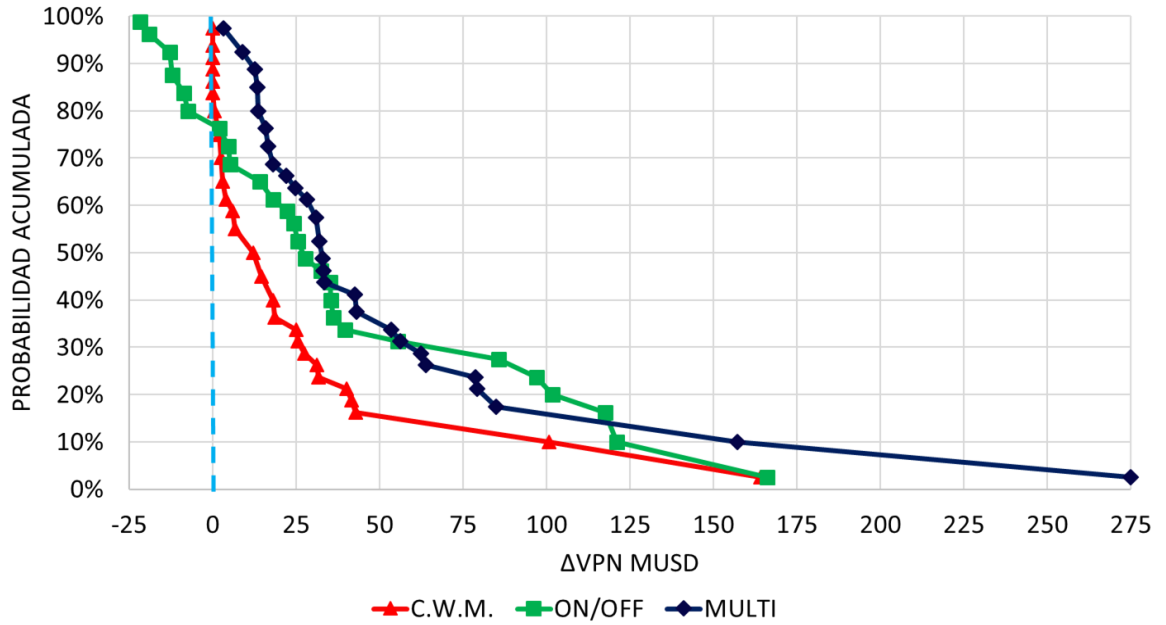
Adicionalmente, se calculó el RSI usando el VME de la Tabla 28 y las inversiones realizadas en las estrategias de la etapa 3 analizadas en el capítulo 5.

Tabla 29. Indicadores económicos pozos inteligentes

Tipo de válvulas	Pozos inteligentes	No. Intervalos	Inversión MUSD	ΔVME MUSD	RSI
On/Off	5	33	11.6	23	205%
Multiposición.	4	27	20.2	30	150%

Tal como se observa en la Tabla 29, la implementación de pozos inteligentes generó RSI significativos en comparación a la estrategia con P.C.; donde la estrategia de PC-PI_{MULT} ofrece los mayores valores (Tabla 28). Sin embargo, se hace necesario determinar el riesgo asociado a la aplicación de esta tecnología, por lo cual se trazan las curvas de riesgo para los tres escenarios de explotación (PC, PC-PI_{ON/OFF}, PC-PI_{MULT}) respecto al caso base. Adicionalmente, se presentan los valores de las desviaciones estándar, media aritmética y coeficiente de variación.

Figura 42. Curva de riesgo



En la Figura 42 se puede observar que la estrategia PC-PI_{MULT} presenta un menor riesgo en comparación a las otras dos estrategias, adicionalmente, a partir de la Tabla 30 se puede concluir que la estrategia con pozos convencionales presenta mayor riesgo económico, debido a que tiene un coeficiente de variación más alto que las otras dos estrategias. Entre las estrategias de PC-PI_{ON/OFF} y PC-PI_{MULT}, la segunda se presenta como una mejor opción al tener mayor media, VME y menor riesgo económico.

Tabla 30. Indicadores factibilidad/riesgo

ESTRATEGIA	C.V.	σ	MEDIA	VME MUSD
P.C.	156%	36	23	682
PC-PIMULT	112%	56	50	712
PC-PION/OFF	133%	48	37	705

6. CONCLUSIONES

El completamiento inteligente con válvulas controladoras de flujo (ICVs), fue evaluado mediante este estudio técnico-económico a partir de los resultados obtenidos de la simulación numérica de yacimientos, para determinar si es viable su implementación en el yacimiento UIS-USP, llegando a concluir lo siguiente:

- Debido a la dificultad de conocer en su totalidad las propiedades petrofísicas de los yacimientos heterogéneos, se realizó un análisis de incertidumbre que en conjunto con la simulación numérica de yacimientos, permitió determinar con mayor seguridad el rendimiento de las válvulas de control de influjo en los pozos productores del campo de estudio.
- En la mayoría de los casos con completamiento inteligente se mantuvo la misma producción de petróleo en comparación a los casos de pozos convencionales. Sin embargo, la producción de agua se mostró significativamente disminuida por la acción de las ICVs, alcanzando una reducción de hasta 345 MBbl.
- El uso de la tecnología de completamiento inteligente en los pozos productores seleccionados, propició la aceleración de recuperación de reservas y/o reducción de la producción de agua en comparación al caso con pozos completados convencionalmente, lo que se vio representado en un aumento del VME de hasta 30 MUSD y valores de RSI mayores al 100%.
- Resulta recomendable la implementación de las ICVs tipo multiposición que las de tipo ON/OFF, a pesar de que las primeras presentan un RSI menor a las segundas; ya que estas, lograron obtener un mayor VME y menor riesgo económico, el cual se ve reflejado en un menor valor del coeficiente de variación de la curva de riesgo.

7. RECOMENDACIONES

1. Se requiere de un equipo multidisciplinario de trabajo que cubra todos los aspectos relacionados con la selección de pozos óptimos para la aplicación de esta tecnología, el trabajo de la completación de la sección de la zona de interés debe realizarse de manera conjunta con los ingenieros de la compañía operadora, ingenieros de las compañías de servicio (Halliburton, Schlumberger, Weatherford, entre otras) que contemplan en su portafolio el completamiento de los pozos inteligentes (herramienta ICVs) y el personal de las compañías de servicio encargada de la Geonavegación del pozo en la sección horizontal.
2. Las ICVs de tipo multiposición ofrecen diferentes porcentajes de apertura, lo que representa una mayor cantidad de variables que pueden ser simuladas. Con el fin de representar en mayor medida la flexibilidad de funcionamiento que ofrecen estos dispositivos, se recomienda realizar optimizaciones más extensas que permitan abarcar la mayor cantidad de variables posible.
3. La industria petrolera es reconocida por trabajar con variables económicas volátiles debido a una gran cantidad de factores que intervienen. Por lo tanto, se recomienda analizar escenarios económicos que difieran de los tres presentados en el estudio; esto con el fin de realizar un análisis más amplio de la implementación de la tecnología estudiada.
4. Restringir el flujo en el talón cerrando el mayor número de puertos posibles y dejar fluir más la punta del pozo, de tal manera que se disminuya el efecto “talón-punta”.

BIBLIOGRAFÍA

ADDIEGO-GUEVARA, Ernesto, et al. Insurance value of intelligent well technology against reservoir uncertainty. En SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers, 2008.

ALGHAREEB, Zeid, et al. Proactive optimization of oil recovery in multilateral wells using real time production data. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2009.

AL-KHELAIWI, Faisal Turki Manee, et al. A comprehensive approach to the design of advanced well completions. 2013. Tesis Doctoral. Heriot-Watt University.

AL-TOWAILIB, Asaad Ibrahim, et al. A new correlation for two-phase flow through chokes. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1994, vol. 33, no 05.

ARYAL, Raju. Near well simulation of oil production from heavy oil reservoirs. 2015. Tesis de Maestría. Høgskolen i Telemark.

AVANSI, G. D.; SCHIOZER, D. J. Reference and Simulation Model UNISIM-I: Geological Modeling under Uncertainties and Reservoir Development Application, accepted for publication to the. International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry, 2014.

AWANNEGBE, Edohamen. Characterization of flow regime of highly viscous oils using conventional ICD and BECH AICD. 2014. Tesis de Maestría. University of Stavanger, Norway.

BARBOZA, Eduardo Guimarães. Análise estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na interpretação sísmica tridimensional. 2005.

BARRETO, Carlos Eduardo, et al. Use of Water Cut to Optimize Conventional and Smart Wells. En North Africa Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2012.

BENTIL, Nana Esi. Quantifying Incremental Oil Production and Economics of using Intelligent Completion as a Tool for Reservoir Management. 2013. Tesis Doctoral.

BIRCHENKO, Vasily Mihailovich, et al. Analytical modelling of wells with inflow control devices. 2010. Tesis Doctoral. Heriot-Watt University.

FONSECA, Priscilla Pinto da. Métodos geoestatísticos de co-estimativas: aplicação aos dados do Campo Escola de Namorado. 2011. Tesis Doctoral. Universidade de São Paulo.

SILVA, João Paulo Quinteiro Gonçalves da, et al. Uso de poços inteligentes em desenvolvimento de campos de petróleo sob incertezas. 2008.

DAVIES, David R., et al. Techniques for Optimum Placement of Interval Control Valve (s) in an Intelligent Well. En SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2006.

DE MELO, Maria Aparecida, et al. Evaluation of polymer-injection projects in Brazil. En SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers, 2005.

LAMAS, Luís Fernando de Oliveira, et al. Comparação entre estratégias de produção para projetos de injeção de água e de polímeros. 2014.

DURLOFSKY, Louis J., et al. Optimization of smart well control. En SPE international thermal operations and heavy oil symposium and international horizontal well technology conference. Society of Petroleum Engineers, 2002.

EBADI, Farhad, et al. Should" Proactive" or" Reactive" Control be Chosen for Intelligent Well Management?. En Intelligent Energy Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2006.

EMERICK, Alexandre Anoze, et al. Production optimization with intelligent wells. En Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers, 2007.

FOMBAD, Musaga Wasi. A Technology Perspective and Optimized Workflow To Intelligent Well Applications. 2016. Tesis Doctoral.

FONTANELLI, Paola de Rossi. Proveniência dos arenitos-reservatório de água profunda do Campo de Jubarte, Bacia de Campos, Margem Continental Brasileira. 2007.

FOWLER, M. L., et al. Some practical aspects of reservoir management. En SPE Eastern Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers, 1996.

GAO, Changhong; SHI, Jing; ZHAO, Fangjian. Successful polymer flooding and surfactant-polymer flooding projects at Shengli Oilfield from 1992 to 2012. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2014, vol. 4, no 1, p. 1-8.

GIMRE, Jeanette. Efficiency of ICV/ICD systems. 2012. Tesis de Maestría. University of Stavanger, Norway.

HASAN, Agus. Optimization and Control of Petroleum Reservoirs. 2013.

HUDSON, John D.; ALVES, I.; KHOSHKBARCHI, M. Formalization and Standardization of the Smart Well Modeling Workflow. 2011.

MILANI, E. J., et al. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. Brazilian Journal of Geophysics, 2000, vol. 18, no 3, p. 351-396.

MILANI, Edison José, et al. Bacias sedimentares brasileiras: cartas estratigráficas. Anexo ao Boletim de Geociências da Petrobrás, 2007, vol. 15, no 1.

NINCI, Beatriz Cristina Armelin, et al. Aplicação da logica nebulosa na determinação de faceis do Campo de Namorado. 2009.

PAPATERRA, G. E. Z. Pré-sal: conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória no Brasil. Master thesis, UFRJ, 2010.

PARI, M. Nadri, et al. Smart well-Benefits, Types of Sensors, Challenges, Economic Consideration, and Application in Fractured Reservoir. En SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2009.

PASSARELLA, Camila Andrade, et al. Integração de dados de poços e métodos geoestatísticos para a modelagem geológica do Campo de Namorado. 2012.

PINTO, Marcio Augusto Sampaio, et al. Método de otimização assistido para comparação entre poços convencionais e inteligentes considerando incertezas. 2013.

SAKOWSKI, Stephen A., et al. Impact of Intelligent Well Systems on Total Economics of Field Developments. En SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2005.

SCHIOZER, Denis José, et al. Integrated model based decision analysis in twelve steps applied to petroleum fields development and management. En EUROPEC 2015. Society of Petroleum Engineers, 2015.

SHARMA, A. K., et al. Quantifying value creation from intelligent completion technology implementation. En European Petroleum Conference. Society of Petroleum Engineers, 2002.

SU, Ho-Jeen, et al. Smart well production optimization using an ensemble-based method. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2010, vol. 13, no 06, p. 884-892.

VALESTRAND, Randi, et al. Smart Wells for Improved Water Management in the Presence of Geological Uncertainty. En SPE Bergen One Day Seminar. Society of Petroleum Engineers, 2014.

WULANDARI, Tamara, et al. Feasibility Study of Smart Completion Application in a Complex Mature Field (Dunbar, North Sea). En SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2015.

XIAODONG, Kang, et al. Offshore heavy oil polymer flooding test in JZW area. En SPE Heavy Oil Conference-Canada. Society of Petroleum Engineers, 2013.

XIAOYU, Xu, et al. Smart Well Technology in Daqing Oil Field. En Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2012.

YETEN, B., et al. Effectiveness of intelligent completions in a multiwell development context. En SPE Middle East Oil Show. Society of Petroleum Engineers, 2001.

YU, S., et al. The Modelling of Advanced" Intelligent" Well-An Application. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2000.