REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS APLICANDO ALTERNATIVAS TECNOLOGICAS

JONATHAN HERNANDO FLOREZ LUCENA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DE YACIMIENTOS

BUCARAMANGA

2019

REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS APLICANDO ALTERNATIVAS TECNOLOGICAS

JONATHAN HERNANDO FLOREZ LUCENA

TRABAJO PARA OPTAR AL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

Directora

Ing. Maika Gambús Ordaz, PhD.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DE YACIMIENTOS

BUCARAMANGA

2019

DEDICATORIA

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita misericordia y amor.

A mi madre y a mi padre.

Por los ejemplos de perseverancia y constancia que los caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante, por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

A mis instructores.

Por impulsar el desarrollo de nuestra formación profesional, por su gran apoyo y motivación para la culminación de nuestros estudios profesionales y para la elaboración de esta monografía.

A mis compañeros.

Que nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional y que, hasta ahora, seguimos siendo amigos.

AGRADECIMIENTOS

No tengo palabras para expresar mi amor y mi gratitud por mis padres, por su fe, su generosidad y su incansable ayuda en todo momento, gracias a ellos he llegado a culminar un peldaño más de mi vida.

A mi directora Maika Gambús, quien desde el primer momento me brindó su amistad, su bondad, y fue de gran apoyo en la culminación de mi programa de especializacion.

Gracias a la Escuela de posgrados de Ingeniera de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, a toda la planta docente y administrativa por adoptarme todo es te tiempo, por tan incuantificables conocimientos, que me colaboraron con la elaboración de este trabajo, mi agradecimiento a ellos ya que sin su ayuda esto no sería posible.

Mi agradecimiento a todos, mi familia, mis amigos que de una u otra manera me brindaron su colaboración y se involucraron en este proyecto....

TABLA DE CONTENIDO

pág.

INTRODUCCION 19

1. OBJETIVO GENERAL 22

1.1. OBJETIVOS ESPECIFICOS 22

2. CONCEPTOS BASICOS PARA LA DESCRIPCION DE UN CAMPO MADURO 23

2.1. DEFINICION DE MADUREZ A NIVEL DE CAMPO 23

2.2. DEFINICIÓN DE MARGINALIDAD A NIVEL DE CAMPO 23

2.3. CRITERIOS PARA DETERMINAR EL GRADO DE MADUREZ DE UN CAMPO 24

3. CRITERIOS PARA UNA EVALUACION FINANCIERA DE PROYECTOS DE REJUVENECIMIENTO 25

3.1. REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS 26

3.2. FACTOR DE RECOBRO 26

3.3. LIMITE ECONÓMICO 26

3.4. MODELAMIENTO DE UN YACIMIENTO 27

3.5. BASES DE EVALUACIÓN PARA UN PROYECTO DE REJUVENECIMIENTO 27

3.5.1. Inversión inicial *C*.\ 28

3.5.2. Costo de capital i. 29

3.5.3. Vida económica (plazo) n. 29

3.5.4. Ingresos netos Ik para k=1 a n. 29

3.5.5. Valor Presente Neto (VPN). 30

3.5.6. Tasa interna de retorno (TIR). 31

3.5.7. Periodo de retorno *payback*. 33

3.5.7.1. Limitaciones del *payback* 33

4. ANALISIS DE LA INFORMACION TECNICA EN LOS CAMPOS MADUROS . 35

4.1. INFORMACIÓN TÉCNICA PRESENTE EN UN CAMPO MADURO. 36

4.2. INFORMACION BASICA DE UN CAMPO PETROLERO MADURO. 40

4.2.1. Datos de Perforación de Pozos 40

4.2.2. Muestra de Roca 42

4.2.3. Registros Geofisicos y Electricos de Pozos 42

4.2.4. Pruebas de Presión 43

4.2.5. Levantamientos Sísmicos 44

4.2.6. Histórico de Producción 45

4.2.7. Muestras de Hidrocarburos 45

4.2.8. Muestra o análisis fisicoquímicos de las Aguas asociadas a produccion 45

4.3. MODELO ESTÁTICO 46

4.3.1. Modelo Geológico 46

4.3.1.1. Modelo Estructural 46

4.3.1.2. Modelo Estratigráfico - Sedimentológico 47

4.3.2. Modelo Petrofísico 48

4.3.3. Modelo Geoestadístico 48

4.4. MODELO DINÁMICO 48

4.5. ANÁLISIS DE LOS DATOS DE UN CAMPOS MADUROS 49

4.6. CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS 50

4.6.1. Base de datos 51

4.6.1.1. Construcción de la base de datos 52

4.6.1.2. Análisis, Validación y Organización de los datos 52

4.6.1.3. Almacenamiento 52

4.6.2. Identificación de reservas para incrementar la productividad del campo 54

4.6.3. Aceite remanente SoR 55

4.6.4. Aceite residual SOR 56

5. TECNICAS DE REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS 57

5.1. GERENCIAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCION (*WATER MANAGEMENT*) 59

5.1.1. Estrategias y/o tecnologías en el gerenciamiento del agua 61

5.2. MANEJO DE DATOS (*DATA-DRIVEN*) 64

5.2.1. Flujo de trabajo basado en el manejo de datos 64

5.2.1.1. Resumen de desempeño de pozos activos 65

5.2.1.2. Análisis de pozos fuera de linea 65

5.2.1.3. Análisis de la curva de declinación 65

5.2.1.4. Análisis de los contactos de los fluidos en pozo 65

5.3. ESTIMACIÓN DE LA SATURACION DE ACEITE REMANENTE SOR 66

5.3.1. Cuando determinar la saturacion de aceite remanente SOR 66

5.3.2. Donde se mide la saturacion de aceite remanente SOR 68

5.3.3. Técnicas de como determinar la saturacion de aceite remanente SOR69

5.3.4. Análisis de Núcleos 71

5.3.5. Análisis por medio registros de pozo 74

5.3.6. Cálculos volumétricos de hidrocarburos 76

5.3.7. Métodos Volumétricos 77

5.3.8. Pruebas de pozo 82

5.4. CARACTERIZACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS (*INTEGRATED RESERVOIR STUDY*). 85

5.4.1. Desarrollo de la caracterizacion integrada de yacimientos 85

5.4.1.1. Caracterizacion estática del yacimiento 87

5.4.1.2. Caracterización dinámica de yacimientos 90

5.5. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO 91

5.5.1. Modelo geológico 91

5.5.1.1. Modelo estructural. 91

5.5.1.2. Modelo estratigráfico. 92

5.5.1.3. Modelo sedimentológico. 93

5.5.2. Modelo petrofísico 93

5.6. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DINÁMICO 95

5.6.1. Sistema roca-fluidos 96

5.6.2. Análisis de fluidos 96

5.6.3. Historia de Producción 97

5.6.4. Presiones 97

5.6.5. Interpretación de Pruebas de Presión 97

5.6.6. Avance de la distribución de fluidos en el yacimiento 98

5.7. MODELO BASE DEL YACIMIENTO 98

5.8. APLICACIÓN DE LA CARACTERIZACIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS 100

5.8.1. Simulacion numérica de Yacimientos 100

5.8.2. Resultados y documentación del estudio 101

5.9. TECNOLOGÍAS DE POZO 102

6. CONCLUSIONES 106

7. RECOMENDACIONES 109

BIBLIOGRAFIA 110

ANEXOS 113

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Indicadores Financieros más relevantes 32

Figura 2. Grupo Multidisciplinario 50

Figura 3. Técnicas para el rejuvenecimiento de campos maduros 59

Figura 4. Valores del Corte de agua y WORe al límite económico 60

Figura 5. Facilidad de produccion y manejo del agua de un campo petrolero 62

Figura 6. Tipos de registro de pozo utilizados para determinar SOR 76

Figura 7. Curvas de Permeabilidades relativas de un Yacimiento mojado por agua 83

Figura 8. Alcance de las técnicas para la estimación de la saturacion de aceite remanente SOR. 84

Figura 9. Tipos de Caracterizacion de yacimientos 85

Figura 10. Proceso de Integración de la información técnica 86

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Check-list de la información de un campo petrolero maduro**.**.....39

Tabla 2. Técnicas IOR.....104

LISTA DE ANEXOS

pág.

ANEXO A. Evaluación económica 114

ANEXO B. Construcción de la base de datos 115

RESUMEN

TITULO: REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS APLICANDO ALTERNATIVAS TECNOLOGICAS*

AUTOR: JONATHAN HERNANDO FLOREZ LUCENA**

PALABRAS CLAVE: Campos maduros, Saturacion de aceite remanente (SOR), Técnicas de rejuvenecimiento de campos maduros.

DESCRIPCIÓN:

Debido a la disminución de las reservas de hidrocarburos, asociada a la alta explotacion sin remplazo, la industria petrolera en Colombia se ha visto en la necesidad de buscar alternativas que permitan cubrir este déficit, por lo que consideran como una opción a los campos maduros por sus volúmenes de aceite remanente (SOR).

Es por esto, que los campos maduros esta destinados a desempeñar un rol cada vez más importante por la baja exigencia de inversión para su rejuvenecimiento. La mayoría de los yacimientos en explotación en Colombia se encuentran en etapa madura.

En el siguiente trabajo, presenta una serie de definiciones y conceptos que ayudan a situar los principales criterios para determinar el grado de madurez o marginalidad de un campo, siendo estos el indicador del comportamiento de los activos de una compañía operadora. Ademas presenta los diferentes indicadores financieros más relevantes para la evaluación de proyectos. Finalmente presenta las diferentes técnicas para el rejuvenecimiento de campos maduros, con el objetivo de encontrar con un mayor grado de certeza, las mejores alternativas de redesarrollo que otorguen la mayor confiablidad, con una inversión que en la mayoría de los casos sea menor, a la que se realiza en un proyecto exploratorio.

---

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenieria Fisicoquímicas. Escuela de Ingenieria de petróleos. Directora Ing. Maika Gambús Ordaz, PhD

ABSTRACT

TITLE: REJUVENATION OF MATURE FIELDS APPLYING TECHNOLOGICAL ALTERNATIVES*

AUTHOR: JONATHAN HERNANDO FLOREZ LUCENA**

KEYWORDS: Mature field, , Remaining oil saturation (SOR), Techniques for rejuvenation of mature fields.

DESCRIPTION:

Due to the decrease in hydrocarbon reserves, associated with high exploitation without replacement, the oil industry in Colombia has seen the need to seek alternatives to cover this deficit, which is why they consider mature fields as an option. its remaining oil volumes (SOR).

Therefore, mature fields are destined to play an increasingly important role due to the low investment requirement for their rejuvenation. Most of the deposits in operation in Colombia are in a mature stage.

In the following work, it presents a series of definitions and concepts that help to locate the main criteria to determine the degree of maturity or marginality of a field, being these the indicator of the behavior of the assets of an operating company. It also presents the different most relevant financial indicators for the evaluation of projects. Finally, it presents the different techniques for the rejuvenation of mature fields, with the aim of finding with a greater degree of certainty, the best alternatives of redevelopment that grant the highest reliability, with an investment that in most cases is less, to the that is done in an exploratory project.

---

* Bachelor Thesis

** Physiochemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Manager Ing. Maika Gambús Ordaz, PhD

INTRODUCCION

Ante la caída de los precios internacionales del petróleo que tuvo su inicio a mediados del año 2014, las compañías operadoras llegaron al punto de postergar al máximo y hasta desistir de los proyectos exploratorios debido a los altos costos de inversión e incertidumbre para descubrir nuevos yacimientos con grandes reservas, cabe señalar que en consecuencia se hicieron más escasos los grandes descubrimientos lo que implicó la disminución de las reservas de hidrocarburos asociada a la alta explotación sin remplazo de las mismas. La industria de los hidrocarburos se ha visto en la necesidad de buscar alternativas que permitan cubrir este déficit, considerando a los campos maduros de donde proviene el 70% del petróleo producido en la actualidad, como una alternativa viable en la incorporación de reservas por su volumen de hidrocarburos remanentes S_{OR}, en el incremento y sostenimiento de la producción, estimando una inversión, que, en la mayoría de los casos, sea menor que la que se hace en un proyecto exploratorio. Estos campos están destinados a desempeñar un rol cada vez más importante ya que actualmente la mayoría de los yacimientos en explotación en Colombia se encuentran en etapa madura. Estos campos presentan pozos con un perfil de producción declinante, muchos están cercanos a su límite económico, hoy en día, en nuestro país, la mayoría de los campos tienen más de 30 años produciendo con su mecanismo de producción primaria. Un campo maduro es un área que muestran una gran magnitud en sus reservas remanentes, como resultado de su bajo factor de recobro, de ahí que son candidatos para implementarse técnicas de rejuvenecimiento, las cuales

son las opciones menos costosa y más atractiva que el desarrollo de nuevos campos La saturación de aceite remanente en el yacimiento es aquella que se determina después de que este ha estado produciendo durante un periodo de tiempo. La determinación de esta saturación es un hecho importante para el desarrollo de un campo petrolero, puesto que de ella depende en gran parte la evaluación de viabilidad para la implementación de proyectos de recuperación secundaria de petróleo en el yacimiento con el fin de incrementar la producción.

Rejuvenecer los campos maduros con retos técnicos, operativos y gerenciales se proyecta como una de las alternativas que podría ayudar a incorporar reservas, aumentar la produccion de hidrocarburos y a incrementar el factor de recobro de los campos maduros. El hecho de que exista un gran potencial nuevas tecnologías para implementar las técnicas de rejuvenecimiento en campos maduros, facilitará un cambio en la distribución de los volúmenes de hidrocarburos técnicamente recuperables, lo que propiciará una incorporación de reservas, de ahí que su alcance tenga un gran impacto en la recuperación de productividad, aumento del factor de recobro y en el alargamiento del ciclo de vida de los campos maduros, con la finalidad de impedir que Colombia se convierta en un país importador de petróleo.

En el primer capítulo de este libro se presentan conceptos basicos que están relacionados con la descripción de un campo maduro, que ayudan a contextualizar los principales criterios para determinar el grado de madurez de un campo. En el segundo capítulo presenta los diferentes criterios elementales para una evaluación financiera de un proyecto de rejuvenecimiento de campos. El tercer capítulo ilustra

un procedimiento para la recopilación de la información técnica que normalmente se encuentra disponible en los campos maduros con el propósito de construir una base datos que nos permita tomar desiciones con el fin determinar el mejor escenario de redesarrollo para el campo maduro. El cuarto capítulo presenta las diferentes alternativas técnicas posibles para el rejuvenecimiento de campos maduros.

1. OBJETIVO GENERAL

Redefinir del límite económico de campos maduros y/o marginales aplicando tecnología

1.1. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Explicar la aplicación de nuevas tecnologías en los campos maduros y/o marginales que conlleven a la recuperación de los volúmenes de hidrocarburos y a la incorporación de zonas no drenadas que conllevan al aumento de Reservas y al aumento del Factor de Recobro.

- Aumentar las reservas y el factor de recobro de petróleo con el propósito mantener el nivel de las reservas para evitar que Colombia se convierta en un país importador de hidrocarburos contribuyendo con esto positivamente al momento coyuntural que atraviesa la industria.

- Proponer un plan de gestión integral que permita operar de una manera eficiente los campos maduros y/o marginales haciendo una sinergia de todas las actividades operativas, con una administración controlada del yacimiento y una continua evaluación costos en todos los procesos involucrados que permitirán la redefinición del límite económico con el fin de alargar y mantener la vida de los campos.

2. CONCEPTOS BASICOS PARA LA DESCRIPCION DE UN CAMPO MADURO

Existen algunos conceptos basicos para establecer la descripción de un campo maduro y un campo marginal en la industria petrolera, los cuales ayudan a contextualizar las diferencias existentes entre un campo maduro y un campo marginal. En este capítulo presenta conceptos basicos que están relacionados con la descripción de un campo maduro y un campo marginal, tomando como base una serie de definiciones y conceptos que ayudan a situar los principales criterios para determinar el grado de madurez o marginalidad de un campo.

2.1. DEFINICION DE MADUREZ A NIVEL DE CAMPO

Los campos de petróleo después de cierto periodo de producción primaria son llamados campos maduros. Los campos maduros son áreas que muestran una gran magnitud en sus reservas remanentes, como resultado de su bajo factor de recobro, de ahí que son candidatos para implementarse en ellos procesos de incorporacion de reservas, recuperación secundaria y/o mejorada, de ahí que evidenciaran pronósticos de producción futura aún por arriba de su límite económico.

2.2. DEFINICIÓN DE MARGINALIDAD A NIVEL DE CAMPO

Un campo marginal es aquel que esta próximo al límite de su viabilidad, por sus resultados técnicos o económicos, es decir por tener bajos índices de rentabilidad, altos costos de operación y por generar requerimientos de tecnología para su

redesarrollo de ahí que no poseen un atractivo financiero para la compañía operadora.

2.3. CRITERIOS PARA DETERMINAR EL GRADO DE MADUREZ DE UN CAMPO

- Longevidad sea mayor a 20 años
- Producción en el momento del análisis sea menor al 30% del máximo alcanzado durante su pico de producción.
- Corte de agua alto (> 90%).
- Inactividad en la mayoría de los pozos.
- Los planes de desarrollo iniciales no hayan sido ajustados.
- Recuperación de más del 70% de sus reservas comprobadas.
- Implementacion de nuevas tecnologías para incrementar las reservas recuperables ha sido mínimo o nulo.
- Los costos de operación son altos obteniendo valores de rentabilidad o TIR bajos o negativos.

3. CRITERIOS PARA UNA EVALUACION FINANCIERA DE PROYECTOS DE REJUVENECIMIENTO

La evaluación económica de proyectos de rejuvenecimiento de campos maduros es básicamente un conjunto de actividades a traves de las cuales se determina, si un proyecto generará flujos de efectivo positivos. Los campos maduros representan una unidad de inversión baja, son una oportunidad para incorporacion de reservas, incrementar la produccion de hidrocarburos y por ende para aumentar el factor de recobro a un costo mínimo. Por lo tanto, el empleo eficiente de los recursos disponibles, son algunas de las condiciones económicas que una empresa debe evaluar para considerar como una opción de inversión a un campo maduro. Por esta razón, al evaluar económicamente una opción de inversión, es indispensable considerar únicamente los flujos de efectivo (ingresos y costos). Por consiguiente, una evaluación económica proveerá menor incertidumbre al momento de llevar a cabo una inversión o finalmente el abandono del campo. En este capítulo presenta conceptos basicos que están relacionados con la descripción de un campo maduro, tomando como base una serie de definiciones y conceptos que ayudan a contextualizar los principales criterios para determinar el grado de madurez de un campo y los diferentes factores y conceptos elementales del análisis de rentabilidad económica, que intervienen en una inversión para apoyar el proceso de asignacion de recursos y determinar el valor presente de los activos presentes en el campo maduro.

3.1. REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS

El rejuvenecimiento de un campo maduro consiste en invertir capital operacional o estratégico en la aplicación de nuevas tecnologías, con el objetivo de adquirir información técnica nueva y detallada que nos permita por medio de su interpretación una clara recaracterización de los yacimientos.

3.2. FACTOR DE RECOBRO

El factor de recobro está asociado directamente con la economía, porque la economía va a determinar cuáles son las condiciones a la que se van a obtener. Las compañías petroleras buscan maximizar el valor de un campo, extrayendo la mayor cantidad de todo el volumen de hidrocarburos presente en un yacimiento. Sin embargo, no es posible recuperar todo el hidrocarburo presente en un yacimiento. Solo una fracción del volumen total de hidrocarburos presente en un yacimiento puede ser recuperado del campo o producido hasta la superficie a esto último se le denomina factor de recobro.

3.3. LIMITE ECONÓMICO

El Limite Económico de un yacimiento es aquel donde la cantidad producida ya no es económicamente rentable, es el momento a partir del cual los ingresos que se obtienen por la venta de los hidrocarburos son iguales a los costos de la explotación esto debido a varios factores: altos corte de agua, bajo caudal de producción de hidrocarburos que no presentan beneficios económicos suficientes para sustentar la produccion.

3.4. MODELAMIENTO DE UN YACIMIENTO

El modelamiento de un yacimiento contempla la integración de los modelos generados por las áreas de ingeniería y el área de geociencias. Como resultado de dicha integración se generan modelos estáticos, dinámicos y de simulación numérica.

El modelamiento de un yacimiento nos brinda la oportunidad de tener herramientas más sólidas para la planificación de las estrategias de desarrollo de un campo.[1]

3.5. BASES DE EVALUACIÓN PARA UN PROYECTO DE REJUVENECIMIENTO

[1] ESCOBAR, Cardona, Rogelio Andrés, GESTION DE CAMPOS MADUROS Y SU RELEVANCIA ANTE LA COYUNTURA ACTUAL DE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS GENEREDA POR LA CAIDA DE LOS PRECIOS DEL PETROLEO, Bucaramanga, 2017, p 14, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

1. Definición de la capacidad de las facilidades instalada.
2. Definir la meta
3. Definicion de la capacidad de producción.
4. Merma de produccion.
5. Estructura de Precios CAPEX (volatilidad en precios, personal operativo y administrativo).
6. Tecnologías disponibles y su valor.
7. Perfiles del personal administrativo y operativo.
8. Costos totales de producción OPEX (fijo y lo variable).

3.5.1. Inversión inicial *C*.\

Comprende todos los gastos que se realizan desde que se piensa por primera vez en el proyecto, hasta que el proyecto está listo para comenzar a producir los bienes o servicios para los que fue concebido; así, forman parte de la inversión inicial los gastos en investigaciones previas, en estudios de campo, laboratorio y gabinete, en pruebes piloto, y desde luego en todos los activos que conforman el proyecto, incluyendo los intereses que el dinero invertido haya generado desde la primera erogación hasta el momento en que el proyecto comience a trabajar.[2]

[2] PINEDA, Quintana, Eder Gabriel, CAMPOS MADUROS Y MARGINALES BASES Y CRITERIOS PARA SU EXPLOTACION, México, 2010, p 28, Instituto Politécnico Nacional, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, Ingeniería de Petróleos.

3.5.2. Costo de capital i.

Es la tasa a la cual se pagan intereses por el uso del capital que se invierte. Esta tasa es la que se acuerda con la institución que financia el proyecto; si el capital es propio, su costo es la tasa a la que ganaría intereses en una inversión alternativa de mínimo riesgo y máxima liquidez.[3]

3.5.3. Vida económica (plazo) n.

Es el número de periodos estimados como duración de los activos que integran la inversión inicial. Podríamos decir que es el tiempo que va desde la puesta en marcha del proyecto hasta cuando la incosteabilidad de la reposición de partes hace indispensable la reposición total.[4]

3.5.4. Ingresos netos I_k para k=1 a n.

Son la diferencia entre los ingresos brutos y los costos de operación y mantenimiento, los ingresos brutos, se obtienen multiplicando el volumen de ventas por el precio; los costos de operación y mantenimiento las erogaciones requeridas

---

[3] PINEDA, Quintana, Eder Gabriel, CAMPOS MADUROS Y MARGINALES BASES Y CRITERIOS PARA SU EXPLOTACION, México, 2010, p 28, Instituto Politécnico Nacional, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, Ingeniería de Petróleos.
[4] Ibid., p.29

para el funcionamiento y conservación del negocio, no incluye la amortización de la inversión inicial.[5]

3.5.5. Valor Presente Neto (VPN).

Es el valor en pesos equivalente en el momento cero (inicio del proyecto) que resulta de haber realizado el proyecto. Resulta de restar al valor presente de los futuros flujos de caja de un proyecto, el valor de la inversión inicial.

$$VPN = \sum_{i=1}^{n} \frac{FNE}{(1+r)^n} \tag{1}$$

$FNE = FLUJO\ NETO\ EFECTIVO$

$r = Costo\ capital$

$n = Periodo\ de\ evaluacion$

Criterios para poder invertir en el proyecto de rejuvenecimiento:

[5] PINEDA, Quintana, Eder Gabriel, CAMPOS MADUROS Y MARGINALES BASES Y CRITERIOS PARA SU EXPLOTACION, México, 2010, p 29, Instituto Politécnico Nacional, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, Ingeniería de Petróleos.

VPN > 0 ACEPTAR (genera valor, su rentabilidad es superior a la inversión inicial)

VPN = 0 RECHAZAR (genera una rentabilidad igual a la mínima esperada, no genera ni destruye valor).

VPN < 0 RECHAZAR (destruye valor, rentabilidad menor a la mínima esperada).

3.5.6. Tasa interna de retorno (TIR).

Es la verdadera rentabilidad del proyecto. Es la tasa de interés que hace equivalentes los ingresos y los egresos de un proyecto, entendiendo que la inversión inicial es el primer egreso que se identifica en un proyecto. Eventualmente puede darse el caso de que en alguno o algunos períodos el resultado neto sea un egreso.

$$FNE_0 = \frac{FNE_1}{(1+r)^1} + \frac{FNE_2}{(1+r)^2} + \frac{FNE_3}{(1+r)^3} + \ldots\ldots + \frac{FNE_n}{(1+r)^n} \qquad (2)$$

$FNE = FLUJO\ NETO\ EFECTIVO$

$r = Costo\ capital$

$n = Periodo\ de\ evaluacion$

La Tasa Interna de Retorno es la rentabilidad que ganan los presupuestos que serán invertidos en un proyecto. La figura 1, muestra los indicadores financieros más relevantes en una evaluación financiera.

Criterios de la rentabilidad que generar un proyecto de rejuvenecimiento:

TIR > Costo inicial ACEPTAR

TIR = Costo inicial (no genera valor)

TIR < Costo inicial RECHAZAR

Figura 1. Indicadores Financieros más relevantes

VALOR PRESENTE NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO

INVERSION INICIAL		=	4,005,243

	FLUJO NETO EFECTIVO		
		-4,005,243	-4,005,243
1	2,986,315	2,986,315	2,986,315
2	9,227,095	9,227,095	9,227,095
3	7,333,692	7,333,692	7,333,692
4	5,427,821	5,427,821	5,427,821
5	7,422,207	7,422,207	7,422,207
6	-228,003	-228,003	-228,003
		0	

FLUJO INGRESOS			FLUJO EGRESOS
1	4,480,000	1	(1,493,685)
2	12,400,000	2	(3,172,905)
3	13,120,000	3	(5,786,308)
4	10,400,000	4	(4,972,179)
5	11,520,000	5	(4,097,793)
6	3,520,000	6	(3,748,003)
	55,440,000		23,270,873

Tasa de impuestos	42%
Capital Aportardo	4,005,243
Depresiacion	0
Valor de la Compra	0
Valor de salvamento	0
Vida Util	10
Deuda a corto Plazo	0
Deuda a largo Plazo	0
kd	0.00%
Kd largo plazo	0.0%
1-T	58%
Rf	7.22%
Rm-Rf	7.89%
B	1.19
Ke	16.61%

$20,259,272	
$16,254,029	VAN
128.50742%	TIR
41.97%	MARGEN VENTAS

CK	16.61%
E	4,005,243
E+D	4,005,243
Ke	16.61%
D	0
Kd	0.00%

EL VAN ES MAYOR A CERO POR TANTO LA INVERSION ES RENTABLE ES DECIR,EL DINERO QUE SE PROYECTA RECUPERAR, AUN DESPUES QUE SE PROYECTA RECUPERAR, AUN DEPUES DE AJUSTARLO CON LA TASA DE DESCUENTO ES SUPERIOR A LO QUE SE INVIERTE POR LO CUAL EL PROYECTO ES VIABLE FINANCIERAMENTE.

La Tasa Interna de Retorno, que sería el tipo de interés en el que el VAN se hace cero. Si el TIR es alto, estamos ante un proyecto empresarial rentable, que supone un retorno de la inversión equiparable a unos tipos de interés altos que posiblemente no se encuentren en el mercado.

FUENTE	CAPITAL	Costo	PONDERA	PONDERADO
CP	0	0.00%	0.00%	0.00
LP	0	0.00%	0.00%	0.00
APORTE	4,005,243	16.61%	16.61%	
TOTAL ACTIVOS	4,005,243	COSTO K	16.61%	

Recuros Terceros	0

$$CK = \frac{E}{E+D} * Ke + \frac{D}{E+D} * Kd * (1 - T) \qquad (3)$$

$E = Patrimonio$

$D = Pasivos$

$Ke = Costo\ Patrimonial\ o\ Costo\ del\ prestamo$

$Kd = Costo\ de\ la\ deuda$

$T = Impuestos$

$(1 - T) = Escudo\ fiscal\ descuento\ por\ deudad amiento$

3.5.7. Periodo de retorno *payback*.

Es el tiempo que tarda en recuperarse la inversión inicial a partir de los flujos de cajas acumulados que genera el proyecto una vez en operación.[6]

$$payback = Np - \left(\frac{Cn}{Cp}\right) \tag{4}$$

$Np = Numero\ de\ años\ en\ los\ cuales\ el\ flujo\ de\ caja\ acumalado\ es\ negativo$

$Cn = Valor\ del\ ultimo\ fujo\ de\ caja\ acumulado\ negativo$

$Cp = Valor\ del\ flujo\ de\ Caja\ neto\ en\ el\ primer\ flujo\ de\ caja\ acumulado\ positivo$

3.5.7.1. Limitaciones del *payback*

[6] PINEDA, Quintana, Eder Gabriel, CAMPOS MADUROS Y MARGINALES BASES Y CRITERIOS PARA SU EXPLOTACION, México, 2010, p, 33, Instituto Politécnico Nacional, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, Ingeniería de Petróleos.

No considera el valor del dinero en el tiempo, por lo tanto, es limitado y sólo debería usarse como complemento de los otros criterios VPN Y TIR. En el Anexo A se presenta el diagrama de flujo de la evaluación financiera.

4. ANALISIS DE LA INFORMACION TECNICA EN LOS CAMPOS MADUROS

La mayoría de los yacimientos petroleros no son homogéneos, muestran variaciones complejas en su continuidad, en sus patrones de espesor y otras propiedades, incluyendo porosidad, permeabilidad y presión capilar. Con el paso de los años, geocientíficos e ingenieros han comprendido, desde el punto de vista rigurosamente técnico, que valerse de información técnica nueva de calidad de un yacimiento petrolero, posibilitara la administración integral del mismo, esto con el propósito de establecer un conjunto de desiciones y operaciones mediante las cuales a un yacimiento petrolero maduro se recuantifica, se redesarrolla, se explota, se monitorea y se evalúa durante todas sus etapas de produccion, pasado por su explotacion y hasta su abandono.

Aplicar conceptos geológicos, geofísicos y de ingeniería (datos) al yacimiento petrolero maduro correctamente conllevaran a una descripción más exacta del yacimiento, con el objetivo de establecer con precisión el cálculo del volumen de las reservas y así mismo el incremento del factor de recobro de ahí que las decisiones que se toman son las correctas y que ademas eviten gastos innecesarios de dinero. La calidad y cantidad de estos datos determinan el éxito de cualquier estudio posterior al descubrimiento del yacimiento petrolero. En este capítulo se realiza un análisis de la información técnica que normalmente se encuentra disponible en los campos maduros con el propósito de construir una base datos que nos permita

tomar desiciones con el fin determinar el mejor escenario de redesarrollo para el campo maduro.

4.1. INFORMACIÓN TÉCNICA PRESENTE EN UN CAMPO MADURO.

En la búsqueda de oportunidades que permitan aumentar las reservas de petróleo, se ha establecido con un alto grado de certidumbre; que el rejuvenecer los campos maduros, aumenta en gran medida las reservas petrolíferas, sobrepasando en algunos casos, las expectativas de las reservas y recursos petrolíferos en campos por descubrir.

Analizar la información técnica que se sitúa en un campo maduro servirá como herramienta fundamental para redesarrollar una estrategia de explotacion, exitosa y sustentable con el objetivo de maximizar el valor económico de los yacimientos, ademas de establecer el proceso de recuperación que mejor se adapte a las características de este. Estas actividades son elaboradas de manera integral por un equipo conjunto de geólogos, ingenieros, economistas, ambientalistas, y demás especialistas en cada una de las áreas que un estudio integral puede involucrar. Estos objetivos se alcanzarán mediante la recopilación y el análisis de la información técnica situada en un yacimiento que ha entrado en su etapa madura, actividades necesarias para mejorar la caracterizacion del yacimiento con el fin de ejecutar la estrategia de reexplotación, esta estrategia ha permitido incorporar campos maduros a una nueva etapa de vida productiva.

La información recopilada en un campo maduro se divide en dos grandes grupos, estática y dinámica, la cual se obtienen a traves de análisis geológicos-petrofísicos y de la conjugación de resultados derivados del análisis de diversas pruebas de pozo. Los datos estáticos representan mediciones directas de algunas propiedades del yacimiento o de los fluidos (por ejemplo, el modelo geológico, modelo estratigráfico, modelo estructural, modelo petrofísico y el modelo geoestadístico y demás, etc.). Los datos dinámicos se refieren a las propiedades roca-fluido, análisis de los fluidos del yacimiento (por ejemplo, presión, propiedades PVT, permeabilidad efectiva, etc.). La Tabla 1, muestra el check-list para la recopilación de la información técnica situada en un campo maduro. De acuerdo a la información adquirida de los modelos estáticos y dinámicos y la otra información técnica a partir de datos registrados en perforacion y completamiento, se propone la construcción de una base de datos, con el objetivo adquirir, analizar e interpretar la información técnica necesaria situada en un campo maduro, con el objetivo de dictaminar el más eficaz escenario de produccion IOR (Improved Oil Recovery) que mejor se acomode a las características del yacimiento y propiedad de los fluidos y rentabilidad económica del campo, permitiendo incorporar áreas no drenadas, ejecutar reinterpretaciones petrofísicas, caracterizar el yacimiento, aumentar el factor de recobro, predecir el comportamiento de perforaciones in-fill, aumentar la eficiencia de los sistema de levantamiento para lograr optimizar la produccion y controlar la producción de agua asociada a la produccion de hidrocarburos para lograr un eficiente gerenciamiento del agua, etc. Esta información proveerá herramientas necesarias para realizar un seguimiento y control del yacimiento que ha entrado en

etapa madura. A partir de esta información es posible determinar la ubicación de las reservas remanentes atraves del modelo dinámico e identificar los datos del yacimiento, las características de roca, los datos de los fluidos y las condiciones de integridad que influyen en el desempeño de los pozos, con el objetivo de recomendar estrategias de optimización de produccion acorde con las características del campo maduro.

Tabla 1. Check-list de la información de un campo petrolero maduro**.**

DATO	FUENTE	SI	NO
INFORMACION BASICA DE POZOS	PERFORACION		
REGISTROS DE DESVIACION DE POZOS			
EVENTOS	PRODUCCION		
DATOS MECANICOS DE LOS POZOS			
HISTORICO DE PRESIONES DEL YACIMIENTO			
HISTORICO DE PRODUCCION			
PRODUCCION ACUMULADA			
TIPO DE MECANISMO DE EMPUJE PRIMARIO			
CURVAS DE DECLINACION			
OOIP			
HISTORICO DE INTERVALOS PERFORADOS			
PRESIONES ESTATICAS Y FLUYENTES			
FACTOR DE RECOBRO HISTORICO			
HIDROCARBUROS REMANENTES			
CORRELACIONES API			
OOIP POR BALANCE DE MATERIA			
MODELO ESTATICO			
	MODELO GEOLOGICO		
CORAZONAMIENTO	MODELO ESTATIGRAFICO		
REGISTROS DE POZO			
REGISTOS GAMMA SOBRE CORAZONES	Y		
MAPAS ESTRATIGRAFICOS			
ARQUITECTURA INTERNA DEL YACIMIENTO	SEDIMENTOLOGICO		
SISMICA	MODELO ESTRURAL		
MEDICIONES DE SISMICAS DE POZO			
MUESTRAS DE ROCA			
REGISTROS DE POZO			
AMARRE DATOS SISMICOS vs REGISTOS DE POZO			
MAPAS ESTRUCTURALES			
MAPAS ISOPACOS			
CORAZONAMIENTO	MODELO PETROFISICO		
REGISTROS POR POZO			
POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA			
PERMEABILIDAD ABOSULUTA			
SATURACION DE AGUA Sw			
VOLUMEN DE ARCILLA Vsh			
CONTACTOS DE FLUIDOS			
PROPIEDADES PETROFISCAS POR FORMACION			
MAPAS GEOLOGICOS	MODELO GEOESTADISTICO		
LIMITES DEL YACIMIENTO			
INFORMACION DE FACIES POR POZO O CAMPO			
PROPIEDADES PETROFISCAS POR POZO O CAMPO			
ANALISIS DE ANISOTROPIA			
VARIOGRAMA EXPERIMENTAL			
MODELO DE FACIES Y PROPIEDADES PETROFISICAS			
MODELO DINAMICO			
METODO DE DIAFRAGMA POROSO			
METODO DE LA CENTRIFUGA			
METODO DE INYECCION DE MERCURIO			
CURVAS DE PRESION CAPILAR			
CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS			
MOJABILIDAD			
PRUEVAS PVT	PVT		
PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDO			
MODELO DE LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO			

4.2. INFORMACION BASICA DE UN CAMPO PETROLERO MADURO.

Variadas fuentes de información se integran desde el inicio de la fase de exploración, fase de evaluación y la fase de desarrollo de los campos petroleros, por otro lado con la perforacion de los pozos, y a lo largo de la fase de produccion del yacimiento se llevaron a cabo diversos estudios integrados, necesarios y especiales que proporcionaron información técnica útil para dictaminar el más eficaz escenario de produccion que mejor se acomodó a las características del yacimiento, a las propiedades de los fluidos y a la rentabilidad económica del campo y su certidumbre. Entre las principales fuentes de información técnica aprovechable en los campos maduros, se tienen datos de perforación de pozos, muestras de roca, algunos registros geofísicos, eléctricos, datos sísmicos y pruebas de formación y de variación de presión. etc.

4.2.1. Datos de Perforación de Pozos

Durante la perforación del pozo se recuperan muestras de roca del subsuelo y se toman algunos registros especiales del pozo, los cuales determinaron el potencial de la formación y localizaron los intervalos que pueden almacenar hidrocarburos.

Los registros tomados durante la perforacion son los siguientes:

- **Registros de Lodo:** El término registro de lodo es actualmente inapropiado, ya que bajo ese nombre se considera el continuo monitoreo de la operación de perforación, el análisis de los recortes, así como una gran variedad de datos. Estos datos se presentan usualmente en forma analógica contra la profundidad.

- **Registro de Tiempo de perforación:** Este es uno de los registros más rápidos de tomar, y que se refiere simplemente al tiempo requerido para perforar un espesor unitario de formación. Este registro proporciona, además, el primer dato disponible sobre las formaciones perforadas. El tiempo de perforación es principalmente función del tipo de roca y de las condiciones en que se realiza la perforación como el tipo de barrena y fluidos de perforación que se utilizan.

- **Registro de Temperatura:** La temperatura en un pozo se incrementa con la profundidad. El índice actual de incremento dependerá del tipo de formación y su conductividad térmica. Para los propósitos de los registros de producción, se asume que este perfil es lineal y se llama “perfil geotérmico”.

Los cambios en los tiempos de perforación reflejaron los tipos de roca; por ejemplo, las areniscas porosas tienden a ser perforadas más rápidamente que las lutitas.

En secuencias de areniscas y lutitas, el registro de tiempo de perforación tiende a coincidir con el registro SP o con la curva de Rayos Gamma con respecto a la profundidad del tipo de litología.[7]

4.2.2. Muestra de Roca

Las muestras de roca de los yacimientos petroleros se obtuvieron en la superficie en afloramientos, de los cedazos por donde pasa el lodo de perforación al salir del pozo, o en el subsuelo, por medio de operaciones de corte de núcleos. En la superficie se recuperan sólo pedazos pequeños, llamados recortes, en tanto que del subsuelo se recuperan volúmenes de roca relativamente grandes con el núcleo de fondo o muestras pequeñas con el núcleo de pared. En definitiva, contar con muestras representativas de la roca almacenadora trajo consigo la caracterizacion estática del yacimiento en evaluación.[8]

4.2.3. Registros Geofisicos y Electricos de Pozos

Los registros de pozo proveen un registro continuo versus profundidad, de las diferentes propiedades de las formaciones atravesadas por un pozo. Un registro de pozo representa una cantidad de parámetros físicos relacionados con las propiedades geológicas y petrofísicas de los yacimientos, ademas de las

---

[7] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014, p 28, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.
[8] Ibid., p.29.

condiciones de integridad mecánica de los pozos. Los registros geofísicos de pozo incrementar la información geológica y petrofísica cualitativa y cuantitativa necesaria para el proceso de caracterización de los yacimientos.

La evaluación cualitativa correlaciona al detalle los niveles estratigráficos de una secuencia sedimentaria, entre pozos de un mismo campo o entre pozos de campos o incluso cuencas diferentes y explica la información de los perfiles en términos de ambientes deposicionales y estratigrafía de secuencias. Toda esta información esta plasma en mapas de litofacies del subsuelo y en modelos geológicos que sirvieron para optimizar la localización de nuevos pozos exploratorios y de nuevos pozos de desarrollo dentro del yacimiento en evaluación.

La evaluación cuantitativa define las características físicas de las rocas almacén, tales como resistividad, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y litología. Esta información permitió distinguir los reservorios saturados con hidrocarburos, determinar su espesor y estimar las reservas de aceite y/o gas que contienen.

4.2.4. Pruebas de Presión

Las pruebas de presión suministran las variaciones de presión en el fondo de uno o varios pozos durante un periodo de tiempo determinado. Estas variaciones de presión en el fondo se generan modificando las condiciones de producción o inyección de un pozo.

La prueba de variación de presión presenta la información característica del sistema roca-fluidos que rodea a los pozos y de los pozos mismos a partir de variaciones de presión registradas en el fondo las cuales representan la respuesta del yacimiento. Esta información determina de acuerdo con el modelo de interpretación, los parámetros del yacimiento y del pozo, tales como: la capacidad de flujo, el daño a la formación, la presión promedio del yacimiento, el volumen poroso, entre otros.

Existen distintos tipos de pruebas de variación de presión en pozos. Las más comunes son las pruebas de decremento e incremento de presión.[9]

4.2.5. Levantamientos Sísmicos

Un levantamiento sísmico proporciona una imagen acústica con todas las reflexiones correctamente posicionadas y enfocadas, con tal resolución que la imagen que refleja la fotografía es lo más cercanamente posible a una estructura geológica subsuperficial, con posición y características de las unidades rocosas del subsuelo con posibilidad de almacenar hidrocarburos.

Los levantamientos sísmicos son cada vez más importantes para la determinación de estrategias de desarrollo de campos marginales y maduros los cuales no poseen

[9] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014.p 41, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

estudios 2D y 3D en sus estructuras adyacentes, es por esto por lo que no han sido evaluadas y mucho menos explotadas.

4.2.6. Histórico de Producción

El histórico de producción suministran los gráficos exactos que describen el comportamiento de los parámetros de producción (q_o, q_g, q_w, GOR, P_{wf}, P_r) reales del pozo y del yacimiento a lo largo de la fase de producción.

4.2.7. Muestras de Hidrocarburos

El muestreo de hidrocarburos provee los conceptos fundamentales que gobiernan el comportamiento de dichos fluidos a condiciones de yacimiento, y los cambios presentados a condiciones de superficie. Además, identifica los diferentes tipos de crudos existentes en el yacimiento lo cual es de vital importancia ya que determina, en la mayoría de los casos, que tanto fluido se puede extraer de forma rentable (Factor de Recobro).

4.2.8. Muestra o análisis fisicoquímicos de las Aguas asociadas a produccion

El muestreo o análisis de del agua de formación provee información referente a la roca donde se almaceno y proporciona parámetros como la composición química,

el pH y la salinidad, los cuales son cruciales para los análisis en todas las fases de la vida productiva de un yacimiento.

4.3. MODELO ESTÁTICO

El modelo estático, específica las propiedades fijas del yacimiento y sus fluidos, así como la descripción geológica-geofísica-petrofísica usando conceptos de manera integral para desarrollar una estrategia de explotacion, exitosa y sustentable con el objetivo de maximizar el valor económico de los yacimientos, ademas de establecer el proceso de recuperación secundaria o terciaria que mejor se adapte a las características de este, ya que servirá de insumo para la parte dinámica.

4.3.1. Modelo Geológico

El modelo geológico particulariza las diferentes características presentes en las rocas de un lugar determinado del yacimiento, los tipos de ambiente de depositación presentes, las rutas de migración de los fluidos, roca almacenadora y roca sello. Dicho lo anterior el modelo se estructura en dos unidades esenciales, en el modelo estructural y el modelo estratigráfico-sedimentológico, permitiendo obtener una descripción geológica del yacimiento mucho más detallada y enfocada a las características, propiedades y parámetros que se desean.

4.3.1.1. Modelo Estructural

El modelo estructural describe las características de las estructuras mayores, fallas, pliegues, discordancias, la orientación y geometría de todos los elementos estructurales, presentes bajo el área estudiada, indicando la acumulacion del hidrocarburo dentro del yacimiento.

Este modelo determina:

- Profundidad del yacimiento
- Forma estructural del yacimiento
- Orientación del yacimiento
- Orientación de Fracturas y Fallas

Describe el marco estructural del yacimiento apoyado en los mapos isopacos, mapas estructurales y las secciones cruzadas.

4.3.1.2. Modelo Estratigráfico - Sedimentológico

El modelo estratigráfico - sedimentológico precisa toda la información litológica, sedimentológica del yacimiento, la arquitectura interna del yacimiento, la representación geométrica de los reservorios existentes en el yacimiento, las barreras y/o limites verticales del yacimiento, denotando las unidades de flujo, la distribución de las arenas mapeables y el ambiente de depositación.

4.3.2. Modelo Petrofísico

Este modelo provee los parámetros basicos de la roca y los fluidos del yacimiento, tales como el contenido de arcilla (Vsh), porosidad (ϕ), permeabilidad (K), saturaciones iniciales de los fluidos (Swi, Soi, Sgi), entre otras, con el fin de reproducir y explicar la complejidad y heterogeneidad de los yacimientos, la distribución de fluidos y la capacidad de producción de un yacimiento, que varía, tanto en forma vertical, como en forma areal.

4.3.3. Modelo Geoestadístico

El modelamiento geoestadístico suministra la más cercana representación espacial de la heterogeneidad geológica y petrofísica de las principales unidades del yacimiento, procedente del modelo geológico y del modelo petrofísico (mapas geológicos, valores de las propiedades petrofísicas por pozo, límites del yacimiento, información de facies por pozo, etc), estima las propiedades en las diferentes áreas de interés del yacimiento

4.4. MODELO DINÁMICO

El modelo dinámico de los yacimientos puntualiza las propiedades y/o elementos dinámicos que afectan la explotacion de un yacimiento, atraves del análisis de variables que indican el comportamiento de este. Las mediciones de dichas

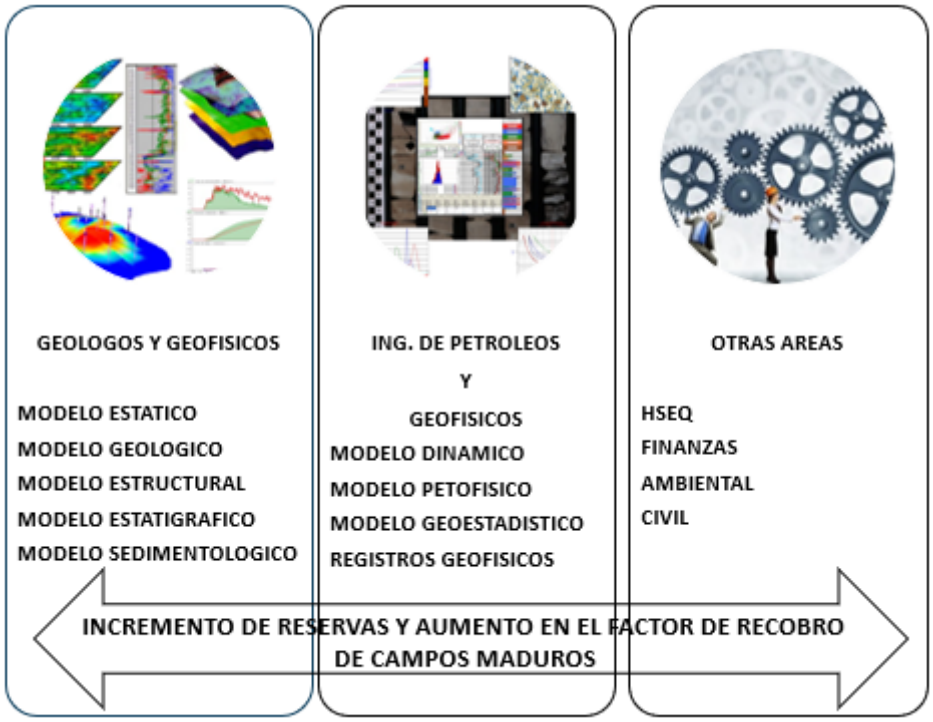
variables se realizan bajo condiciones de explotación del yacimiento y de aquí su carácter dinámico.

4.5. ANÁLISIS DE LOS DATOS DE UN CAMPOS MADUROS

La conformación de un grupo multidisciplinario que integre a ingenieros de petroleros, geofísicos, geólogos y a profesionales de las distintas áreas, surge de la escasez del conocimiento del yacimiento, el resultado de integración multidisciplinaria provocara un efecto sinergia en el trabajo organizado y estrategico lo cual es de vital importancia en las actividades de recopilación de la información y análisis de datos, las cuales conllevan a que la planificación y toma de desiciones garanticen la disminucion de la incertidumbre, el éxito o fracaso de los proyectos. La Figura 2, muestra el grupo multidisciplinario conformado por las diferentes disciplinas.

La calidad y cantidad de esta información establece la precisión del cálculo de reservas, aumento las reservas de petróleo, así como el incremento del factor de recobro. Por lo tanto, el análisis integral de los datos permite identificar y observar si existen alternativas y/o opciones para la reactivación y/o el rejuvenecimiento de un campo maduro. Por lo anterior la importancia de aumentar las reservas de petróleo y el factor de recobro han hecho que la gestión eficiente de los campos maduros tome relevancia en la industria de los hidrocarburos.

Figura 2. Grupo Multidisciplinario



4.6. CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS

El discernimiento del objetivo general, concerniente a una evaluación de campos maduros es la obtención de datos de calidad. Una evaluación de un campo maduro requiere establecer una jerarquía en la adquisición y en la organización de la información técnica disponible en el campo (datos). Esta jerarquía está determinada por la calidad y cantidad de la información. Sin dudas, debe existir el impulso por recolectar muchos datos, y, por otro lado, el deseo de reducir los costos de adquisición. Por tal motivo el conocimiento de procedimientos y prácticas para la adquisición de datos, así como conocer procedimientos para la recolección de datos y para la efectividad en los costos, son guía para la adquisición, el análisis y el

almacenamiento de estos, con el objetivo de determinar la ubicación de zonas potenciales del campo y los problemas que ocasionan baja productivad en este.

4.6.1. Base de datos

La base de datos debe ser diseñada coherentemente con la información obtenida en el modelo estático, el modelo dinámico, y a partir de los datos registrados en perforación, completamiento y produccion. Todos los datos generados durante los procesos definidos anteriormente deben ser recopilados, validados, analizados y almacenados en una base de datos. De esta forma se podrá evaluar y analizar, la calidad de los datos almacenados con el fin de notar todos los factores que influyan en el desempeño del campo maduro. A partir de esta información es posible determinar la ubicación de las reservas remanentes (S_{OR}) obtenidas en el modelo dinámico, e identificar los factores que influyen en el bajo desempeño del yacimiento. Una vez alcanzados estos objetivos, se deben recomendar estrategias de producción acordes con los resultados, considerando la que mejor se acomode a las características del yacimiento y propiedad de los fluidos y rentabilidad económica del campo, con el propósito de incorporar zonas no drenadas, ejecutar reinterpretaciones petrofísicas, caracterizar el yacimiento, aumentar el factor de recobro, predecir el comportamiento de perforaciones in-fill, aumentar la eficiencia de los sistema de levantamiento con fin de optimizar la produccion y controlar la producción de agua asociada a la produccion de hidrocarburos para lograr un eficaz gerenciamiento de los campos maduro, y así logar que decisiones que se tomen

sean las correctas y que eviten gastos innecesarios de dinero. En el Anexo B se presenta el diagrama de flujo de la generación de la base de datos.

4.6.1.1. Construcción de la base de datos

La primera etapa de la construcción de la base de datos consiste en la adquisición de la información disponible con el objetivo de predecir el comportamiento del yacimiento, situar áreas con reservas de hidrocarburos remanentes potenciales e incluir zonas no drenadas. Usualmente se requiere de un tiempo considerable para ubicar los datos en archivos físicos. Un buen procedimiento de adquisición de datos asegura la calidad, permitiendo que ante cualquier dato cuestionable este pueda ser remplazado por un dato de calidad para una eficiente administración de los yacimientos.

4.6.1.2. Análisis, Validación y Organización de los datos

Los datos de campo están sujetos a muchos errores, por esto, los datos recolectados deben ser cuidadosamente analizados para corroborar su exactitud y consistencia. Para su validez, los datos de campo deben estar correlacionados, así podemos identificar con certeza las diferentes zonas de arena del yacimiento.

4.6.1.3. Almacenamiento

La información tomada de varias fuentes debe ser almacenada en una base de datos accesibles por cualquier usuario que forme parte del proyecto.[10]

Los datos mínimos que una base de datos debe contener, entre otros, los siguientes:

- Información básica de pozos como coordenadas, áreas de ubicación, fecha de perforación, profundidades finales, tipos de fluidos de perforación elevaciones, estaciones de flujo, tipos de pozos, elevaciones del terreno y de la mesa rotaria, etc.
- Datos geológicos tales como marcadores, fallas, contornos y propiedades petrofísicas.
- Perfiles de pozos con curvas originales y derivadas de la interpretación.
- Registros de desviación de pozos.
- Eventos: Fecha de trabajos, tipo de eventos (reparaciones, estimulaciones, servicios, cambios de reductores, etc.).
- Datos mecánicos de los pozos.
- Datos de propiedades de fluidos (salinidad de agua de formación, viscosidades, caracterizaciones fisicoquímicas, etc.).
- Histórico de intervalos abiertos a producción/inyección.

---

[10] SIERRA, Zafra Jair Andrés, Suarez, Gelvez Wilson Alfredo, Plan Integral de desarrollo de campos Maduros, Bucaramanga, 2007, p 77, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

- Historia de producción (petróleo, agua, gas) e inyección de fluidos (agua, gas, vapor, polímeros, etc.).
- Presiones estáticas y fluyentes, corregidas a las profundidades de interés.

La información presentada se genera a partir del modelo estático, el modelo dinámico, y de otra información de datos registrados en perforación y completamiento. Dependiendo de la calidad con que se hayan realizado los dos primeros modelos en estos campos maduros, más y mejor información se obtendrá con la idea de generar una base de datos más completa y confiable.

Cada vez que se obtenga un nuevo dato, éste debe ser almacenado dentro de la base de datos con el fin de que esta permanezca actualizada. Los datos almacenados son usados para cumplir cualquier propósito en el manejo del yacimiento incluyendo el monitoreo y la evaluación de su comportamiento. [11]

4.6.2. Identificación de reservas para incrementar la productividad del campo

Evaluar la presencia de hidrocarburos remanentes mediante la información técnica almacenada en la base datos, determina la ubicación de las reservas remanentes

[11] SIERRA, Zafra Jair Andrés, Suarez, Gelvez Wilson Alfredo, Plan Integral de desarrollo de campos Maduros, Bucaramanga, 2007, p 78, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

(S_{OR}) y/o zonas no drenadas, con el propósito de incrementar a productivad del campo maduro. Una vez alcanzados estos objetivos, se deben recomendar estrategias de producción acordes con los resultados, considerando la que mejor se acomode a las características del yacimiento y propiedad de los fluidos y rentabilidad económica del campo, con el propósito de aumentar el factor de recobro, predecir el comportamiento de perforaciones in-fill, aumentar la eficiencia de los sistema de levantamiento con el propósito de optimizar la produccion y controlar la producción de agua asociada a la produccion de hidrocarburos para lograr un eficaz gerenciamiento de los campos maduros, y así logar que decisiones que se tomen sean las correctas y que eviten gastos innecesarios de dinero.

4.6.3. Aceite remanente S_{OR}

La saturación de aceite remanente en el yacimiento es aquella que se determina después de que este ha estado produciendo durante un periodo de tiempo. La determinación de esta saturación es un hecho importante para el desarrollo de un campo petrolero, puesto que de ella depende en gran parte la evaluación de viabilidad para la implementación de proyectos de recuperación adicional de petróleo en el yacimiento con el fin de incrementar la producción.[12]

[12] CASTELLANOS, García Diego Fernando, Técnicas para determinar la distribución de la saturacion de aceite remanente durante el periodo de producción primaria de un yacimiento. Bucaramanga, 2008, p 16, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

4.6.4. Aceite residual S_{OR}

La saturacion de aceite residual en el yacimiento es aquella que permanece en los poros la cual no podrá ser desplazado del espacio poroso.

5. TECNICAS DE REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS

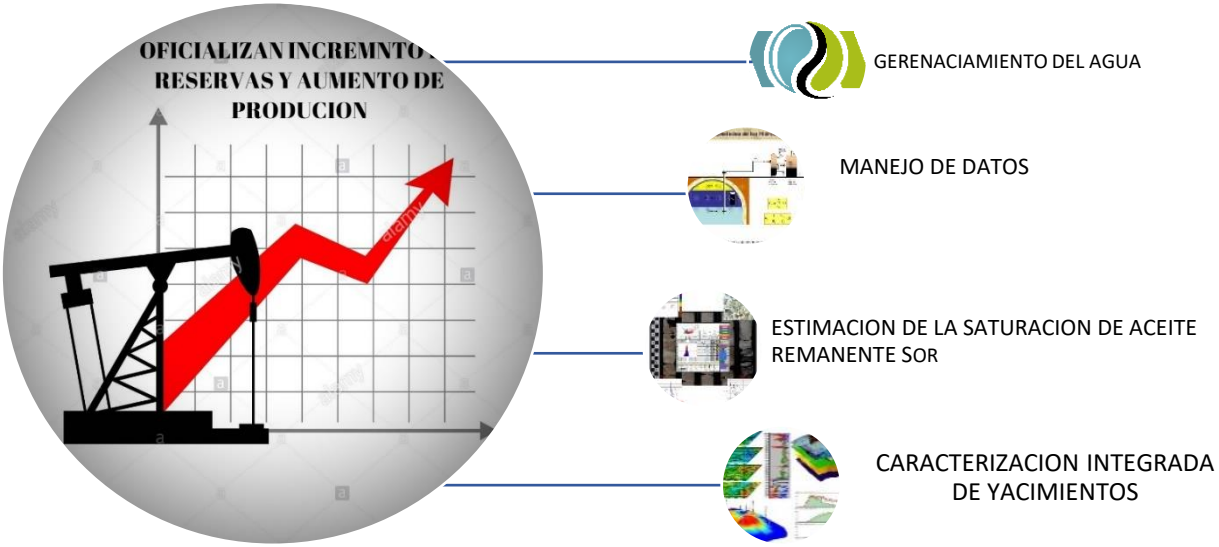
La mayoría de los campos petroleros en Colombia, se encuentran en una etapa madura por una marcada declinación asociada a la alta producción sin remplazo. La tasa de declinación de los campos maduros es un indicio del comportamiento de los activos de una compañía operadora, lo cual es un indicador clave de su fortaleza y de su potencial como empresa. Los precios relativamente bajos del petroleo, así como los altos costos e incertidumbre asociados al descubrimiento de nuevos campos, han motivado a las empresas a considerar sus campos maduros como fuente potencial para el incremento de reservas y aumento de produccion a un bajo costo. La producción excesiva de agua es una de las principales amenazas de la longevidad de los campos petroleros. El agua es esencial en la explotacion de hidrocarburos, la alta producción de agua afecta la economía de los campos petroleros maduros, esto resulta en un mayor costo de la producción y en mayores requerimientos de inversión de capital en instalaciones de superficie para medición, separación, tratamiento y manejo del agua.

Las empresas propietarias de campos petroleros en colombia, han dado pasos importantes en la búsqueda de técnicas y/o tecnologías, con el propósito de rejuvenecer sus campos maduros. En el ámbito mundial, en los últimos años, ha tenido lugar un acelerado desarrollo de nuevas técnicas y/o tecnologías involucradas en el rejuvenecimiento de campos maduros, lo que ha conllevado a las empresas a considerar aplicar algunas de estas técnicas y/o tecnologías empleadas

para el gerenciamiento del agua (Water Management), manejo de datos *(Data-driven*), caracterizacion integrada de los yacimientos (Integrated Reservoir Study), control del agua (Wáter Control), con el fin de una descripción más completa y real del yacimiento, incrementar reservas, aumentar la produccion, minimizar costos, determinación de las condiciones futuras de la producción de hidrocarburos, generación de nuevas curvas de declinación, con la finalidad de incrementar el valor de estos activos.

Es importante comentar que el incremento de reservas y el aumento en el factor de recobro en los yacimientos maduros, en un solo punto porcentual, alargaría la vida de estos campos por unos 10 años adicionales. Es por esto por lo que se hace necesario presentar las diferentes alternativas técnicas con miras a elaborar con exactitud un modelo que nos permita elegir el o los escenarios óptimos de explotación, con el propósito de incrementar del factor de recobro y así logar maximizar el valor presente neto de los campos maduros. En este capítulo se presentan diferentes alternativas técnicas posibles a implementar en el rejuvenecimiento de campos maduros, con mayor énfasis en algunas de ellas. En la Figura 3, se muestran las técnicas de rejuvenecimiento de campos maduros.

Figura 3. Técnicas para el rejuvenecimiento de campos maduros



5.1. GERENCIAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCION (*WATER MANAGEMENT*)

La mayoría de los campos petroleros considerados maduros tienen una cosa en común excesiva producción de agua. En los campos maduros, el agua habitualmente se percibe como un mal necesario o como un residuo. Mientras el agua a menudo impulsa la producción primaria y ayuda en la recuperación secundaria, exceso de agua producida representa una importante responsabilidad y un alto costo para el productor de hidrocarburos. El objetivo general del gerenciamiento de agua es presentar técnicas y/o tecnologías de vanguardia en la administración de las aguas asociadas a la producción de hidrocarburos. Se

convierte en un factor determinante el gerenciamiento del agua en los campos maduros, ya que cada vez es más compleja debido a los métodos agresivos de produccion y a la mayor cantidad de aditivos aplicados en los procesos de tratamiento del agua. Las técnicas y/o tecnologías del gerenciamiento del agua están minimizando la cantidad de agua que sale a la superficie y transformar el exceso de agua de los residuos en recurso. La figura 4, muestra como determinar el corte del agua al límite económico.

Figura 4. Valores del Corte de agua y WORe al límite económico

$$WORe = Vo/Cw$$
$$= US\$\ 20/bbl\ oil/US\$\ 0.7/bbl\ water$$
$$= 28.6\ bbl\ water/bbl\ oil.$$

$$\text{Water cut} = WOR/(1+WOR)$$
$$= 28.6/(1+28.6)$$
$$= 96.6\%\ \text{at economic limit.}$$

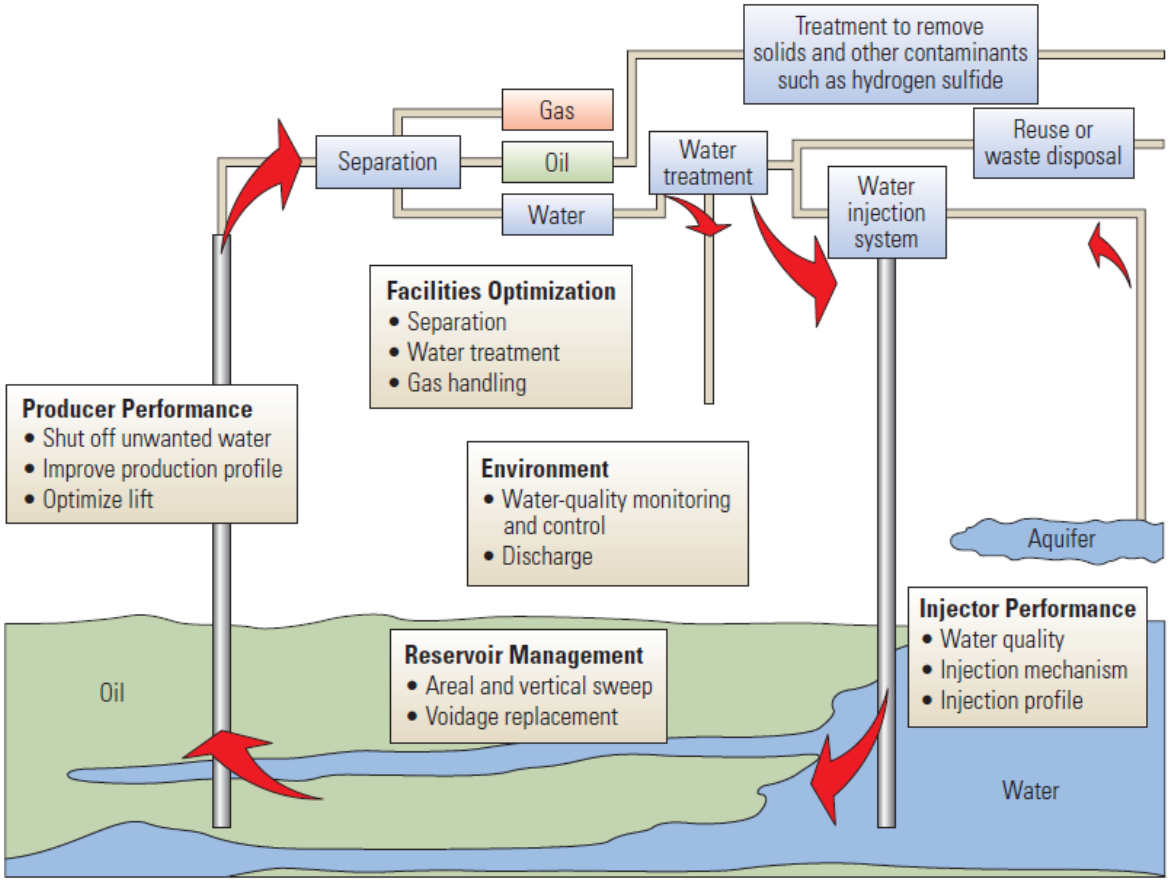
Fuente. Richard Arnold, et al. Managing water-From waste to resource, 0ilfield Review, Summer 2004.

El corte de agua y la relación agua-aceite al límite económico pueden ser determinados por el Vo, es el valor del barril después de impuestos y costo del levantamiento, excluyendo el manejo del agua y Cw es el costo del manejo, transporte y tratamiento del agua, en este caso los valores son asumidos para 20 USD/bbl oil para Vo y 0.7 USD/bbl water para Cw.

5.1.1. Estrategias y/o tecnologías en el gerenciamiento del agua

Prácticamente todos los yacimientos de petroleo son barridos por agua proveniente de la presión natural de su mecanismo de empuje por agua. A medida que un campo madura, eventualmente la producción de agua es inevitable, trayendo consigo el aumento del corte de agua, por lo tanto, las facilidades de superficie para el manejo se sobrecargan. Ya sea en la separación, transmisión o descarga, una alta tasa de agua reduce la capacidad de manejo de petróleo y amenaza la viabilidad económica del campo. Aunque a menudo se considera el agua un problema, una de las técnicas más relevantes es el gerenciamiento del agua, en la cual se establece que el agua asociada a la produccion de hidrocarburos **NO** necesita tratamiento, con tan solo separar el aceite del agua es suficiente. Los propósitos de esta estrategia son incrementar el valor presente de los campos maduros, maximizar el equilibrio en el yacimiento, adicionar reservas, aumentar produccion con el propósito de incrementar el factor de recobro, ademas de lograr una reducción de costos en el manejo de las aguas asociadas a la producción de hidrocarburos, mediante la reducción del uso de aditivos, con el fin de lograr minimizar su descarga o vertimiento hasta alcanzar un nivel cero de la misma (ZLD). La Figura 5, se muestra la facilidad de produccion y manejo del agua de un campo petrolero.

Figura 5. Facilidad de produccion y manejo del agua de un campo petrolero



Fuente. Richard Arnold, et al. Managing water-From waste to resource, 0ilfield Review, Summer 2004.

- El primer paso en el gerenciamiento del agua es evaluar y diagnosticar el sistema de separación y tratamiento del agua. Debido a la complejidad del sistema, la definición del problema suele ser la parte más difícil del proceso.

- El segundo paso en el gerenciamiento a menudo comienza con recopilación de información del yacimiento, historia de producción y de las facilidades de superficie.

- El tercer paso en el gerenciamiento es examinar y evaluar la información del sistema de producción actual utilizando los datos adquiridos previamente, con el fin de identificar cuellos de botella económicos ademas de obtener una compresión inicial de los mecanismos de flujo de agua en el yacimiento, en los pozos y de las facilidades de superficie.

- El cuarto paso en el gerenciamiento permite hacer un seguimiento de los datos faltantes, con el propósito de determinar si se requieren nuevos datos para evaluar adecuadamente el historial de produccion y la descripción de los yacimientos.

- El quinto paso en el gerenciamiento es la aplicación de varios ítems de medición, respaldados por una sofisticada gama de herramientas para ayudar a diagnosticar, identificar y caracterizar completamente los problemas relacionados con el agua.

- El último paso del gerenciamiento se enfoca en la última instancia basado en la técnica “el agua asociada a la produccion de hidrocarburos **NO** necesita tratamiento del agua” centrándose en la economía y costos relacionados con el tratamiento, vertimiento, disposición esto con el fin de alcanzar el nivel cero de descarga (ZLD).

5.2. MANEJO DE DATOS (*DATA-DRIVEN*)

El primer paso del manejo de datos es el análisis rápido de datos de producción, inyeccion y de presión. Esta técnica no requiere un modelado dinámico o estático completo del campo maduro, pero conserva un alto grado de certeza al correlacionar los datos y análisis de sus resultados realizados por expertos en la materia. El objetivo general del manejo de datos es la identificación rápida de oportunidades de desarrollo en los campos maduros, con el fin de acelerar y reducir los tiempos de elaboración de un modelo que nos permita elegir el o los escenarios óptimos de explotación, con el propósito de incrementar del factor de recobro.

5.2.1. Flujo de trabajo basado en el manejo de datos

Esta metodología se apoya en flujos de trabajo geológicos y de ingeniería. Esta técnica se fundamenta en la rápida integración y control de calidad de los datos geológicos, datos de pozo, registros de pozo, registros de produccion e inyeccion, los datos de completamientos y las trayectorias de los pozos. Este flujo de trabajo permite el rápido mapeo geológico, la contribución del flujo por análisis estratigráfico, el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, el análisis de las curvas de declinación, comparación histórica de balances de materia, estimaciones de áreas de drenaje para todos los pozos, identificación de zonas no drenadas.

5.2.1.1. Resumen de desempeño de pozos activos

Los datos de produccion de petroleo, gas y agua proporcionan un análisis rápido de la tendencia del comportamiento del yacimiento petrolífero.

5.2.1.2. Análisis de pozos fuera de linea

Los cierres de cada pozo se realizan sobre las bases de tendencias en el corte de agua, relación WOR, relación WGR y la presión. Se hace especial énfasis en los pozos actualmente fuera de linea ya que a menudo, estos análisis presentan oportunidades puntuales para restaurar la produccion en los pozos fuera de linea.

5.2.1.3. Análisis de la curva de declinación

La presicion en el análisis de la curva de declinación mejora la detección de los puntos de ruptura de las tendencias de produccion proyectadas.

5.2.1.4. Análisis de los contactos de los fluidos en pozo

Análisis y estadísticas que describen los contactos en el yacimiento se recopilan a lo largo del tiempo para todos los pozos. Este análisis combina datos de completamientos, mecanismos de empuje, topes de formación y bases de datos de producción / inyección con el propósito de caracterizar el contacto.

El flujo de trabajo basado en la técnica de manejo de datos posibilita que se desarrolle un nuevo plan, rápido y detallado para el rejuvenecimiento de campos maduros, el cual indica las oportunidades de aumento de produccion a traves de operaciones a pozo y optimización del sistema de levantamiento artificial.

5.3. ESTIMACIÓN DE LA SATURACION DE ACEITE REMANENTE S_{OR}

La saturacion de aceite remanente en el yacimiento es aquella que se determina después de que este ha estado produciendo durante un periodo de tiempo. La determinación de esta saturacion es un hecho importante para el redesarrollo de un campo maduro, puesto que de ella depende en gran parte la evaluación de viabilidad para la implementación de proyectos incrementales de reservas de hidrocarburos y aumento de producción en el yacimiento.

En ese orden de ideas, y teniendo claro por qué es importante evaluar la saturación de aceite remanente, surgen tres interrogantes relacionados: ¿Cuándo, ¿dónde y cómo determinarla? Estas cuestiones se discuten a continuación.

5.3.1. Cuando determinar la saturacion de aceite remanente S_{OR}

La saturación de aceite remanente debe ser calculada para decidir si es económicamente rentable iniciar un proceso para mejorar la productividad de un

yacimiento; por ejemplo, la puesta en marcha de métodos de recuperación secundaria y/o terciaria. Estos métodos se han implementado en buena parte de yacimientos a nivel mundial, unos con éxito y otros sin éxito. Una de las causas más influyentes a la que puede atribuirse el fracaso de procesos de recuperación adicional es el desconocimiento de la cantidad y la forma en que se encuentra distribuido el aceite remanente en el medio poroso, lo que conlleva a desarrollar el proyecto con muchas incertidumbres en los resultados. Por lo anterior, en la industria petrolera se han desarrollado técnicas para medir la saturación de aceite remanente.[13]

Existen dos etapas durante el desarrollo de un campo que son indispensables para determinar la saturación de aceite:

- Cuando se descubre el yacimiento: saturación inicial.
- Cuando se desee implementar procesos de rejuvenecimiento de campos maduros que permitan extraer volúmenes adicionales de hidrocarburos: saturación remanente.

Se hará énfasis en el cálculo de la saturación remanente de aceite para el rejuvenecimiento de campos maduros que permitan extraer volúmenes adicionales;

[13] CASTELLANOS, García Diego Fernando, Técnicas para determinar la distribución de la saturacion de aceite remanente durante el periodo de producción primaria de un yacimiento. Bucaramanga, 2008, p 17, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

o con miras a decidir la posibilidad de implementar un método de recobro a futuro. Además, es importante considerar que para medir la saturación de aceite remanente se debe conocer el área productiva del yacimiento; por ello es necesario tener conocimiento de la geología, las características del fluido y las propiedades petrofísicas; almacenados en la base de datos, la cual fue diseñada coherentemente con la información obtenida en el modelo estático, el modelo dinámico, y a partir de los datos registrados en perforación, completamiento y produccion, ya que las técnicas existentes que permiten determinar la saturación del aceite se encuentran principalmente en función de estos parámetros.

5.3.2. Donde se mide la saturacion de aceite remanente S_{OR}

Determinar la localización para medir la saturación de aceite remanente es una decisión complicada. Para encontrar con una exactitud significativa un banco de aceite en el yacimiento se debe tener en cuenta:

- Un mínimo número de pozos para la medición: esto se debe a que las diferentes herramientas que se implementan para determinar la S_{OR} deben correrse en espaciamientos reducidos con el fin abarcar secciones más significativas del yacimiento, y con ello establecer la distribución vertical de la saturación de aceite remanente.

- Un diagrama de la distribución dinámica de los fluidos en el yacimiento: es de gran importancia determinar por qué, cómo y hacia donde está migrando el crudo en la formación y en qué parte se puede están depositando.

5.3.3. Técnicas de como determinar la saturacion de aceite remanente S_{OR}

La saturacion de aceite remanente (S_{OR}) es aquella saturación de aceite medida a cualquier tiempo durante la vida productiva de un yacimiento. El desarrollo de proyectos de recuperación adicional debe estar basados en gran medida sobre el conocimiento de qué tanto aceite existe aún en el yacimiento y, más importante todavía, en cómo se encuentra distribuido espacialmente este aceite. Por esta razón, se hace significativo el estudio de las técnicas existentes para determinar la saturación de aceite remanente y la forma en que se distribuye en el medio poroso.[14]

Actualmente, existen diversas técnicas utilizadas en la actualidad para el cálculo de la saturación de aceite remanente (S_{OR}). Estas técnicas permiten seleccionar el metodo más apropiado a implementar en la determinación del aceite remanente (S_{OR}), los cuales se pueden agrupar en 3 categorías: (I) análisis de los procedimientos especiales con corazones, (II) Análisis de los registros de pozos, (III) Análisis de los cálculos volumétricos. Los resultados de la saturación de aceite

[14] CASTELLANOS, García Diego Fernando, Técnicas para determinar la distribución de la saturacion de aceite remanente durante el periodo de producción primaria de un yacimiento. Bucaramanga, 2008, p 18, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

remanente (SOR) varían de acuerdo con el metodo con el cual se realice la medición, ya que cada uno considera distintas propiedades y depende de diferentes parámetros para su determinación.

Estas técnicas permiten tener una evaluación preliminar en función de la saturacion de aceite remanente (SOR) y su distribución en el medio poroso, con el propósito de seleccionar los escenarios de redesarrollo y explotacion más apropiadas a implementar esto dependiendo de las condiciones de los pozos y del yacimiento.

La utilización de una sola técnica para realizar este cálculo no dará una respuesta confiable y representativa de la cantidad de hidrocarburos in-situ y, por consiguiente, no se puede evaluar la viabilidad de implementar un proceso de recobro adicional. En ese sentido, la experiencia ha demostrado que, para la mayoría de las aplicaciones, es conveniente el uso de dos o más técnicas diferentes en la determinación de aceite remanente (SOR), ya que esto provee un mejor entendimiento de la distribución espacial del aceite en el yacimiento.

Existen varios métodos en la industria para estimar la saturación de aceite remanente (SOR), los cuales proveen resultados con cierto grado de incertidumbre. Cada método depende de propiedades físicas diferentes y usa diversas pruebas en su desarrollo. En la actualidad estas técnicas se pueden clasificar en 4 categorías

- Estimación por análisis de núcleos

- Estimación por medio de análisis de registro de pozo
- Estimación por calculo volumétrico de hidrocarburos.
- Estimación por pruebas de pozo

La utilización de un solo método no provee la mejor respuesta posible para calcular la saturación de aceite remanente, ya que cada técnica se encuentra en función de diferentes parámetros como propiedades de roca, propiedades de fluido, características del pozo, heterogeneidad en el yacimiento, entre otros. Por ello, es conveniente el uso de más de una técnica, con el fin de obtener resultados precisos de la distribución del aceite en el medio poroso, durante la producción primaria de un yacimiento.[15]

5.3.4. Análisis de Núcleos

El análisis de núcleos convencionales es eficaz para calcular la saturación de aceite remanente (S_{OR}), debido a que proveen una distribución detallada del aceite in-situ dentro del intervalo corazonado y aumenta la precisión de la estimación, ya que representa las condiciones reales del yacimiento (presión, temperatura y mojabilidad). Además, permiten determinar las permeabilidades y descripciones petrofísicas en el corazón. Toda esta información se puede correlacionar para

[15] CASTELLANOS, García Diego Fernando, Técnicas para determinar la distribución de la saturacion de aceite remanente durante el periodo de producción primaria de un yacimiento. Bucaramanga, 2008, p 19, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

obtener estimativos de distribuciones de saturaciones de aceite remanente y consecuentemente, puede usarse para evaluar el potencial de un proceso de recuperación adicional.

Sin embargo, algunos análisis de corazones empleados para calcular las saturaciones de aceite remanente (S_{OR}), particularmente de aquellos que contienen aceites de baja viscosidad son ajustados por fuga y merma con el fin de arrojar valores confiables después de la inyección de agua. La siguiente ecuación propuesta por Kasemi se utiliza para estimar la saturación de aceite remanente (S_{OR}) a escala de yacimiento usando la saturación residual del núcleo.

$$S_{OR} = (S_{OR})_{CORE} * B_0 * E * \frac{M}{1-v^2} \qquad (4)$$

Donde:

SOR = Saturación de aceite remanente en la zona lavada del yacimiento (Fracción)

$(S_{OR})_{CORE}$= Saturación de aceite conseguida del corazón (Fracción).

Bo = Factor Volumétrico de la formación del aceite (BLS/STB).

E = Factor de Fuga (exudación) = 1.11 (STB/BLS)

M = Relación de Movilidad = $\frac{\mu_o k_w}{\mu_w k_o}$ (adimensional)

v = Variación de la permeabilidad coeficiente de Dystra Parson (adimensional)[16]

La saturación de aceite remanente calculada por medio de corazones puede ser igual a la del yacimiento cuando:

- El aceite remanente contiene muy poco o no contiene gas en solución.
- Las zonas corazonadas han sido ya agotadas y se ha usado aire o gas como fluido de perforación.

Para yacimientos maduros, la saturación de aceite remanente por medio del análisis por corazones puede calcularse como:

$$S_{OR} = 1.15 * (S_{OR})_{CORE} * B_O \quad (5)$$

Donde:

S_{OR} = Saturación de aceite remanente en la zona lavada del yacimiento (Fracción)

$(S_{OR})_{CORE}$ = Saturación de aceite conseguida del corazón (Fracción).

Bo = Factor Volumétrico de la formación del aceite (BLS/STB).

[16] CORTES, Vara, Ana María, JARDON, Navarrete José Arturo, REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS EN MEXICO, México, 2012, p 22, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería de Petróleos.

1.15 = Factor de Correccion de merma, fuga y expulsión de fluidos (STB/BLS).[17]

Cuando se evalúa la saturación de aceite remanente (S_{OR}) a partir de un corazón, los datos de porosidad deben ser cuidadosamente seleccionados, precisos y representativos del yacimiento debido a que a partir de estos se obtienen los valores disponibles de saturacion de aceite remanente y los volúmenes de fluidos presentes en el yacimiento.

5.3.5. Análisis por medio registros de pozo

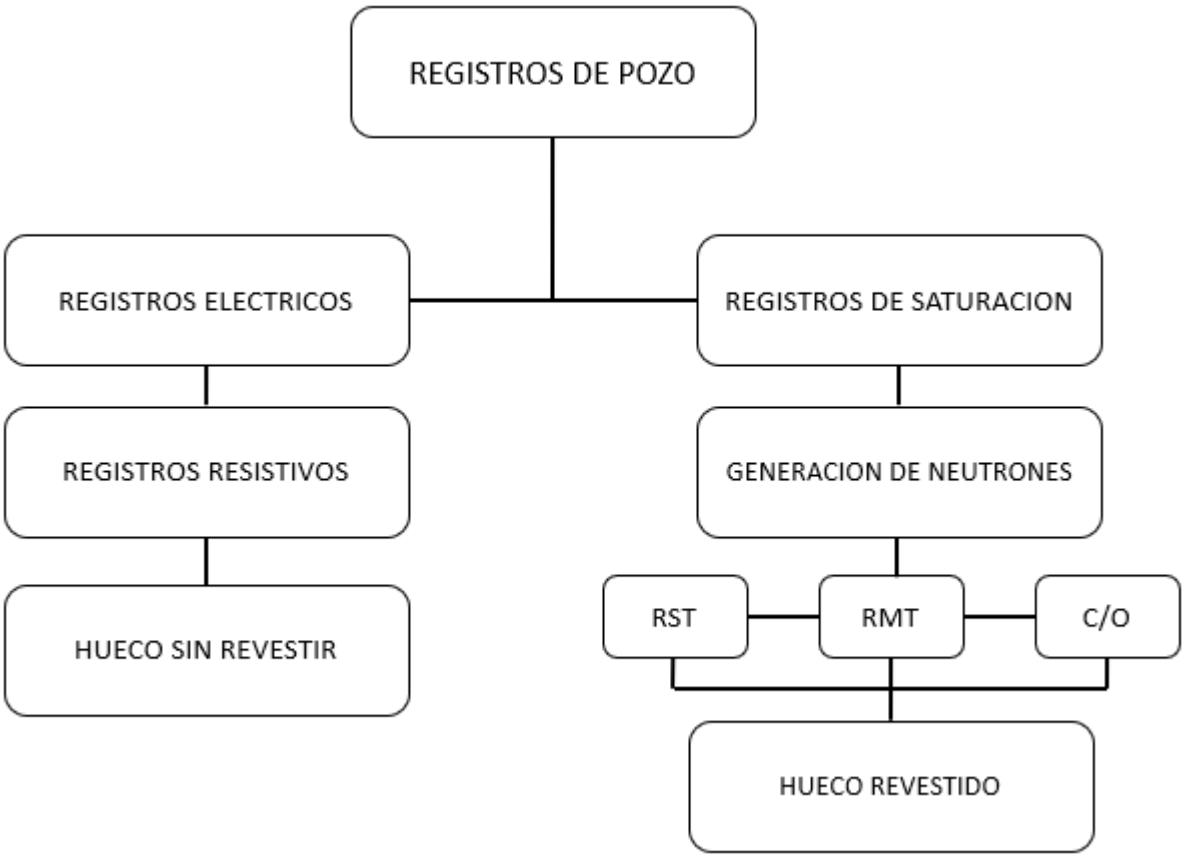
Los registros son las herramientas más utilizadas para obtener a través de un pozo una descripción básica de las propiedades del sistema roca/fluido. Los registros son el único método existente para inferir detalladamente perfiles de saturaciones de los fluidos de yacimiento en vecindades de los pozos. La determinación de la saturación de aceite remanente (S_{OR}), normalmente requiere de un alto grado de exactitud en las herramientas para su cálculo, es por ello por lo que el análisis por medio de registros ha sido de gran importancia durante los últimos años. Debido a esto, se ha determinado que el análisis por medio de registros provee una detallada descripción de la distribución de aceite remanente en las cercanías de la cara del pozo. En la

[17] CASTELLANOS, García Diego Fernando, TÉCNICAS PARA DETERMINAR LA DISTRIBUCIÓN DE LA SATURACION DE ACEITE REMANENTE DURANTE EL PERIODO DE PRODUCCIÓN PRIMARIA DE UN YACIMIENTO. Bucaramanga, 2008, p 29, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

actualidad se adelantan esfuerzos para mejorar las herramientas de registros y así obtener mejores resultados de la evaluación de la saturación de aceite remanente con este tipo de herramientas.

La porosidad es un dato básico para calcular la saturación de aceite remanente (S_{OR}), por medio de registros. Este valor puede ser encontrado durante el análisis de corazones (si se tiene disponible) o por medio de registros de porosidad como lo son el registro de densidad, el sónico o el neutrón. La inexactitud en la medida tomada de saturación de aceite remanente (S_{OR}), se ve entre más pequeños sean los valores de porosidad, mayor es la incertidumbre en los valores de saturación remanente de aceite hallados. Si por técnicas convencionales de toma de registros se obtiene una saturación original de aceite (OOIP) de aproximadamente el 75% del volumen poroso, un error entre el 5 y el 10% en la determinación de este valor no conllevaría a errores, ya que el valor base es lo suficientemente alto como para ordenar el completamiento del pozo. Sin embargo, esta misma duda no puede tolerarse cuando se está determinando la saturación de aceite remanente (S_{OR}). Por esta razón, en los últimos años se han desarrollado varias técnicas de registros especiales. El cálculo de la saturación mediante el uso de estas herramientas especiales requiere del conocimiento de otras propiedades físicas de los fluidos y de la formación. La figura 6, muestra los diferentes tipos de registros utilizados para determinar la S_{OR}.

Figura 6. Tipos de registro de pozo utilizados para determinar SOR



Una de las técnicas más comunes para obtener los valores de saturacion remanente de aceite (SOR) del yacimiento, es el análisis de los registros que se conversan en un campo maduro, Sin embargo, para aumentar el grado de exactitud en los valores representativos de saturacion de aceite remanente (SOR), se aplican un programa de toma de registros de perfilaje de pozo o registro de saturacion, con el fin de llegar a obtener un valor cuantitativo de la saturacion de aceite remanente (SOR).

5.3.6. Cálculos volumétricos de hidrocarburos

El cálculo volumétrico de yacimientos de petróleo o de gas es una de las herramientas utilizadas para la estimación de reservas. Existen diferentes métodos para cuantificar reservas, entre los que se encuentran:

- Métodos volumétricos.
- Ecuación de balance de materia.[18]

Los métodos volumétricos son las técnicas más prácticas de medición de saturaciones de aceite remanente.

5.3.7. Métodos Volumétricos

Los cálculos volumétricos predicen o dan una estimación promedio del aceite remanente contenido en todo el yacimiento después de que cierto volumen de hidrocarburos ha sido producido.

Las ecuaciones volumétricas son utilizadas para calcular el aceite original del yacimiento OOIP. Por simple inspección de ecuaciones se puede decir que el aceite original esta dado por:

---

[18] CASTELLANOS, García Diego Fernando, Técnicas para determinar la distribución de la saturacion de aceite remanente durante el periodo de producción primaria de un yacimiento. Bucaramanga, 2008, p 59, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

$$N = Vp * \frac{S_{Oi}}{Boi} \quad (6)$$

$$N = 7758 * A * h * \emptyset * \frac{S_{oi}}{B_{oi}} \quad (7)$$

Donde:

N = Aceite original in situ OOIP (STB)

Vp = Volumen poroso.

A = Área del yacimiento (acres)

H = Espesor (pies)

ϕ = Porosidad (fracción)

Soi = Saturacion de Aceite inicial (fracción)

Boi = Factor Volumétrico de formación inicial (BLS/STB)

La ecuación 4 se puede homologar para encontrar el petróleo remanente (S_{OR}) de los campos maduros de la siguiente manera:

$$N_R = 7758 * A * h * \phi * \frac{S_{OR}}{B_{Oi}} \quad (8)$$

Donde:

N_R = Aceite remanente (STB)

SOR = Saturacion de aceite Remanente (fracción)

B_{oi} = Factor Volumétrico de formación inicial (BLS/STB)

Teniendo en cuenta solo datos de producción, el aceite remanente en un yacimiento después de cierto tiempo de producción se puede dar por:

$$N_R = N - N_P \tag{9}$$

Reemplazando la ecuación 5 en la 6 se puede encontrar la saturación de aceite remanente de la siguiente manera:

$$S_{OR} = \frac{(N-N_P)*B_{Oi}}{7758*A*h*\phi} \tag{10}$$

Por medio de la ecuación 7, se estima la saturación de aceite remanente en función de parámetros como el OOIP, el aceite producido durante cierto tiempo de la etapa de producción primaria y de parámetros de yacimiento como el volumen poroso. El OOIP se puede estimar por medio de la ecuación volumétrica (ecuación 4). El aceite

producido se determina de la historia de producción del yacimiento, el cual es un dato que se tiene a la mano.

Otra manera de poder calcular la saturación de aceite remanente por métodos volumétricos directos se representa a continuación. Se puede decir entonces que la saturación de aceite remanente se define como el cociente entre el volumen de aceite remanente medido sobre el volumen poroso, de cierta manera se puede interpretar de la siguiente forma:

$$S_{OR} = \frac{V_{OR}}{V_P} \tag{11}$$

Donde:

V_{OR} = Volumen de aceite remanente

V_p = Volumen Poroso

Reemplazando por definiciones en la ecuación 8 se tiene:

$$S_{OR} = \frac{V_{OR}}{V_P} = \frac{(N-N_P)*B_O}{N*B_{Oi}*\left(1-C_f*\Delta P\right)/(1-S_{wi})} \tag{12}$$

Donde:

$N =$ Aceite original in-situ (STB)

$N_P =$ Aceite producido a la fecha (STB)

$B_O =$ Factor Volumétrico de formación actual (BLS/STB)

$B_{Oi} =$ Factor Volumétrico de formación inicial (BLS/STB)

$C_f =$ Compresibilidad de la formación (1/psi)

$S_{wi} =$ Saturacion de agua inicial (Fracción)

$\Delta P =$ Diferencial de presión (psi) [19]

$$S_{Oi} > S_{OR} > S_{Or}$$

$$S_{OR} = S_{Oi} * (1 - F_R) \tag{13}$$

$$S_{OR} = S_{Oi} * (1 - F_{RT}) \tag{14}$$

$$F_{RT} = F_{R1} + F_{R2} \tag{15}$$

[19] CASTELLANOS, García Diego Fernando, Técnicas para determinar la distribución de la saturacion de aceite remanente durante el periodo de producción primaria de un yacimiento. Bucaramanga, 2008, p 60, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

Donde:

$S_{Oi} =$ Saturación de aceite inicial

$S_{OR} =$ Saturación de aceite remanente

$S_{Or} =$ Saturacion de aceite residual o inmóvil

$F_R =$ Fracción de Hidrocarburo recuperado del yacimiento

$F_{R1} =$ Recobro Primario de Hc's asociado mecanismo de empuje del yacimiento

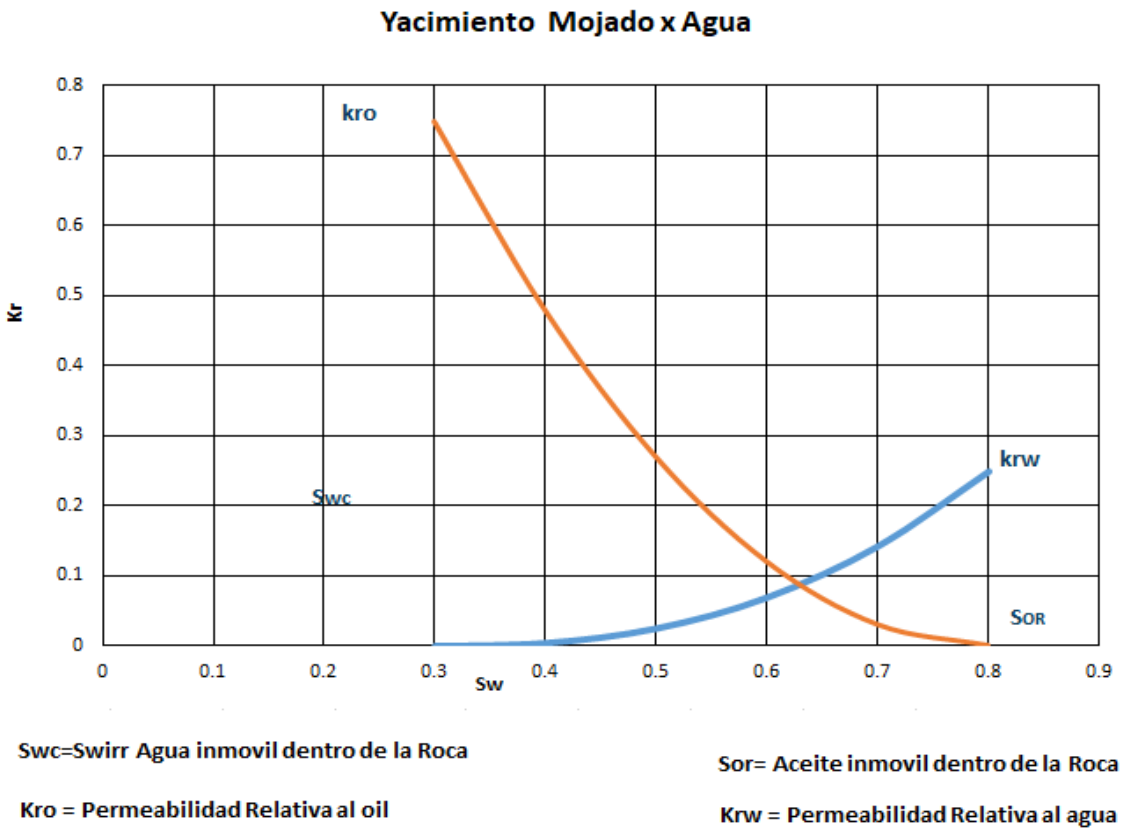
$F_{R2} =$ Recobro secundario de Hc's asociado a inyeccion de agua

5.3.8. Pruebas de pozo

Para el cálculo de la saturacion de aceite remanente S_{OR} a partir de las pruebas de pozo es necesario realizar una evaluación previa de la permeabilidad efectiva a partir de las pruebas transitorias de presión, con esta información y con ayuda de las curvas de permeabilidades relativas, se puede obtener un valor promedio de la saturacion de aceite remanente S_{OR} en el área de drenaje del pozo, ya que las permeabilidades relativas agua-aceite están en función de la saturación del agua o del aceite, por lo que la saturación de aceite se puede determinar a partir de las

permeabilidades efectivas.[20] En la figura 7, se muestra las curvas de permeabilidad relativas de un yacimiento mojado por agua.

Figura 7. Curvas de Permeabilidades relativas de un Yacimiento mojado por agua

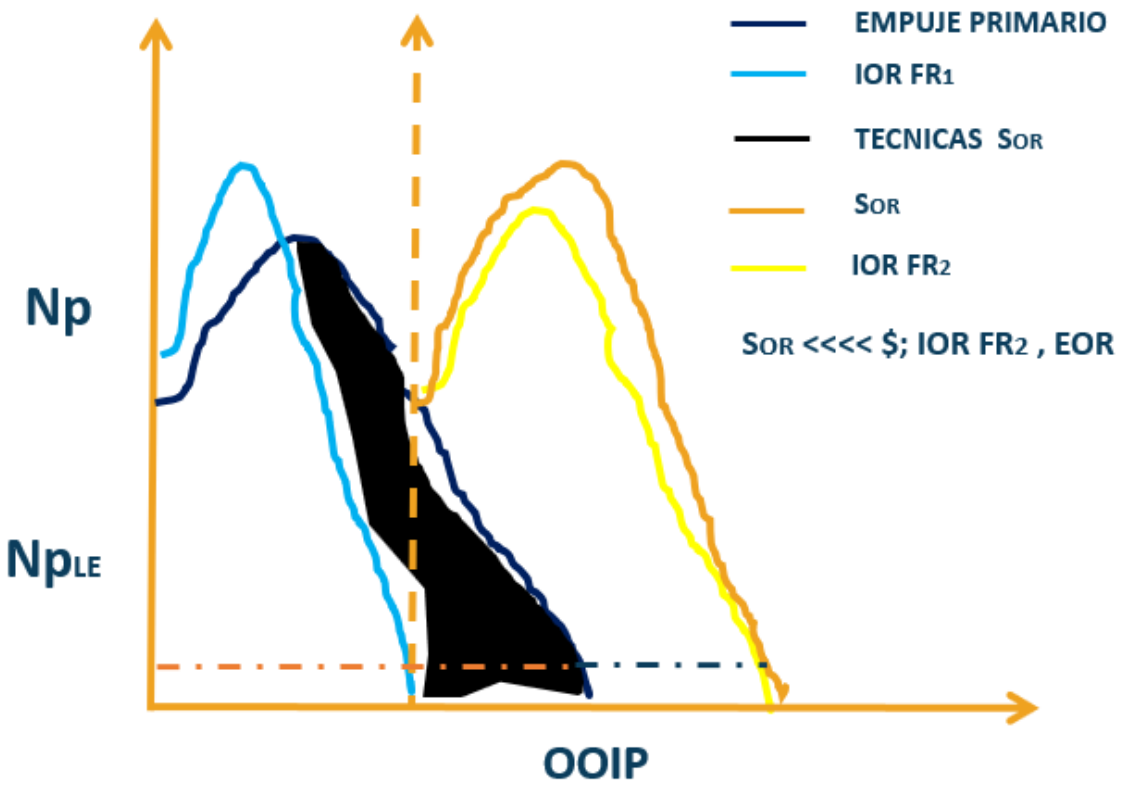


Los métodos anteriormente nombrados son utilizados para examinar las reservas remanentes en todo el yacimiento del campo maduro, esto por supuesto es una

[20] CORTES, Vara, Ana María, JARDON, Navarrete José Arturo, REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS EN MEXICO, México, 2012, p 29, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería de Petróleos

ventaja significativa sobre el metodo de registros de pozo, análisis de corazones y demás procedimientos, los cuales están limitados a un radio de investigación relativamente pequeño, alrededor del pozo donde se ha implemento la prueba. Por otro lado, la desventaja de ésta técnicas es que los resultados obtenidos son promedios de todo el yacimiento, esto puede llegar a causar problemas de incertidumbre en los proyectos incrementales de producción. La figura 8, muestra el alcance de las técnicas para la estimación de la saturacion de aceite remanente S_{OR} en los campos maduros.

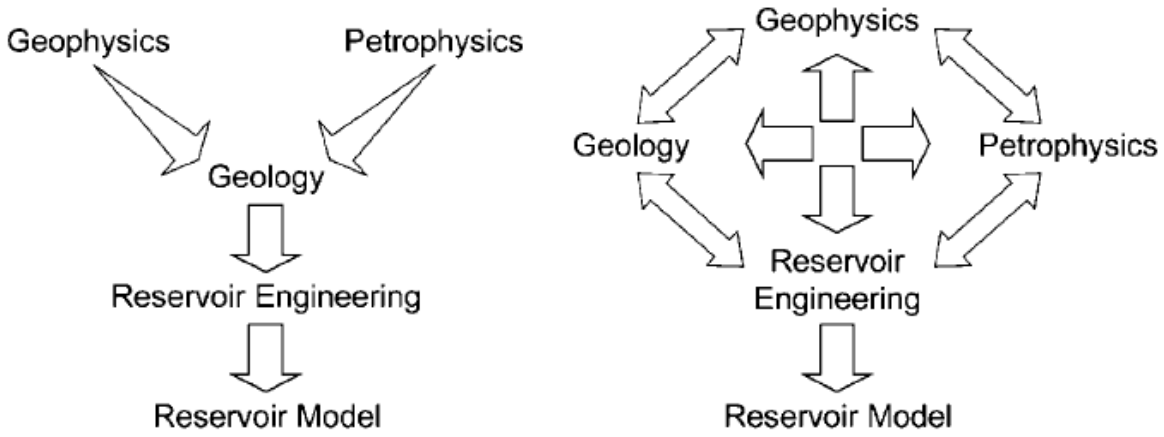
Figura 8. Alcance de las técnicas para la estimación de la saturacion de aceite remanente SOR.



5.4. CARACTERIZACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS (*INTEGRATED RESERVOIR STUDY*).

El objetivo principal de la Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros es realizar una descripción del yacimiento más completa y real para elaborar con exactitud un modelo que nos permita elegir el o los escenarios óptimos de explotación y así maximizar el valor presente neto de un campo. En la Figura 9, se muestra los tipos de caracterización de yacimientos.

Figura 9. Tipos de Caracterizacion de yacimientos

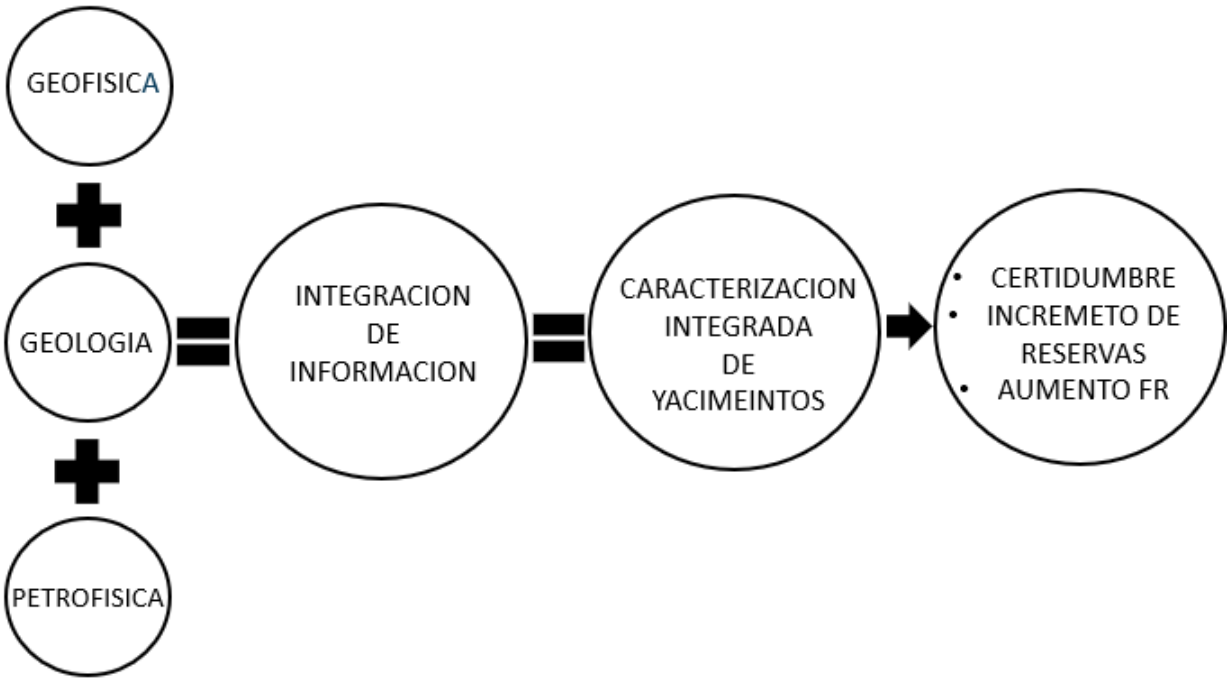


Fuente. Worthington, Paul. F, Gaffney, Cline & associates. The Application of Cutoffs in Integrated Reservoir Studies. Society of Petroleum Engineer. 95428-PA, p.2, 2008, December 1.

5.4.1. Desarrollo de la caracterizacion integrada de yacimientos

La Caracterización Integral de Yacimientos constituye un elemento importante en la fase de planeación, ya que en ella se integran diferentes disciplinas y datos geológicos, geofísicos, petrofísicos y de ingeniería disponibles para realizar un estudio integral del yacimiento, con el objetivo de construir un modelo detallado del yacimiento o campo maduro, en estudio. [21] En la figura 6 se muestra el proceso de integración de la información técnica en las diferentes disciplinas.

Figura 10. Proceso de Integración de la información técnica



Los datos o la información técnica que normalmente se encuentra disponible, juega un papel estratégico muy importante en la formulación del plan de redesarrollo y

[21] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014, p 113, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

explotación de un yacimiento maduro. Se adquiere oportunamente conforme a criterios de costo/beneficio. Una vez adquiridos, se validan y resguardan en bases estructuradas, y son administrados mediante sistemas modernos que permiten su acceso y transferencia eficiente hacia las diversas aplicaciones tecnológicas que sustentan la administración integral de yacimientos.

Desde este punto de vista técnico, es claro que uno de los problemas más relevantes de la caracterización integrada de yacimientos es agrupar correctamente toda esta información técnica dentro de un modelo consistente. Es relevante considerar desde el punto de vista rigurosamente técnico, que valerse de información técnica nueva de calidad de un yacimiento petrolero maduro, posibilitara la administración integral del yacimiento, presentando así un conjunto de actividades que por muy grande que sea la complejidad de los proyectos que se vayan a evaluar, están diseñadas y orientadas al análisis de riesgo en función de la información y su confiabilidad; de tal manera que a partir de ese punto se propone la obtención de la información faltante, correlacionando mientras se obtienen la real.

La recopilación se realiza considerando las caracterizaciones estática y dinámica:

5.4.1.1. Caracterizacion estática del yacimiento

La caracterización de yacimientos consiste en detectar y evaluar las características los parámetros de la formación que afectan el comportamiento del flujo, entre los

cuales se tienen la permeabilidad, la porosidad, la anisotropía, las fuerzas capilares y mojabilidad, la estratificación, las fallas geológicas, las discordancias, los acuñamientos, el fracturamiento.[22]

Geofísica:

- Plano de localización del área de estudio.
- Plano de localización de pozo y de líneas sísmicas.
- Información sísmica regional.
- Secciones sísmicas procesadas.
- Inversión de trazas sísmicas
- Determinación de velocidades del área de estudio.
- Estudios geofísicos y geotécnicos.
- Registros de pozo en hueco abierto.
- Registros de pozo en hueco entubado.

Geología:

- Localización de los cortes de núcleos.
- Análisis mineralógico, litológicos, granulometría y paleontológicos.

[22] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014, p 44, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

- Análisis de pruebas especiales de núcleos.
- Estudio de láminas delgadas.
- Reporte geológico final de los pozos exploratorios del área de estudio y cercanos a ella.
- Coordenadas (x, y) objetivo de pozo y campo.
- Columna estratigráfica.
- Mapa topográfico.
- Información geológica regional.
- Datos de litología y petrografía.
- Estudios previos.

Petrofísica:

- Evaluación de la formación mediante registros geofísicos (registros interpretados).

Fluidos:

- Análisis PVT convencionales, composicionales y especiales.
- Análisis de agua producida (salinidades, diagramas).
- Análisis cromatográficos rutinarios de los gases producidos.
- Medición de las densidades de los fluidos producidos.

5.4.1.2. Caracterización dinámica de yacimientos

La caracterizacion dinámica toma en consideración los datos aportados en el proceso de integración de información geológica, geofísica, petrofísica y PVT

Presión-Producción:

- Información general por campo.
- Historia de producción-inyección por pozo, y campo, (qo, qg, fw, RGA, Np, Gp, FR Salinidades, etc.).
- Historia de presiones estáticas, de fondo fluyendo y en la cabeza.
- Registros de producción.
- Pruebas especiales de presión (RFT).
- Historia de aforos.
- Pruebas de inyectividad.
- Pruebas de presión (incluir el estado de pozos vecinos al realizarse la prueba).
- Pruebas de producción.
- Plano de isobáricos
- Análisis de trazadores [23]

[23] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014, p 117, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

5.5. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

EL modelo estático del yacimiento se logra mediante la integración geológica-geofísica -petrofísica y representa una de las fases más importantes en el desarrollo de un estudio integral, debido a la gran cantidad de trabajo involucrado y al impacto que tiene en los resultados, ya que servirá de insumo para la parte dinámica del estudio.

5.5.1. Modelo geológico

Para llevar a cabo el modelo geológico, es necesario definir los diferentes modelos que lo integran, siendo éstos los siguientes:

5.5.1.1. Modelo estructural.

La construcción de este modelo se refiere principalmente a definir los mapas estructurales de la acumulación de hidrocarburos y la interpretación de los patrones de fallas que afectan al yacimiento. A la sísmica se le reconoce actualmente como el único medio que permite visualizar las estructuras subsuperficiales e inferir un modelo geológico estructural del yacimiento. La sísmica permite definir la orientación de los elementos estructurales y delimitar el yacimiento, o sea detectar trampas estructurales. Si se dispone de sísmica de mayor resolución se podrían

delimitar trampas estratigráficas más sutiles: acuñamientos, capas delgadas y apilamiento de cuerpos. [24]

5.5.1.2. Modelo estratigráfico.

El objetivo principal del modelo estratigráfico es definir las unidades de flujo del yacimiento y los mapas de distribución de arenas, basándose en: correlaciones litológicas, análisis cronológico o bioestratigráfico y el análisis de estratigrafía secuencial. También se establece la arquitectura interna del yacimiento definiendo mapas estructurales, planos de falla e identificando compartimientos. Para llevar a cabo este modelo se deben analizar láminas delgadas obtenidas de núcleos y muestras de canal, lo cual permitirá obtener, por ejemplo, litología, procesos diagenéticos, contenido fosilífero, estimación de porosidades, ambiente de depósito, aspectos que definirán un número de unidades estratigráficas a correlacionar en el yacimiento.

Las unidades estratigráficas definidas a través del análisis de láminas delgadas y en los pozos, se correlacionan espacialmente con las formas de los registros asociadas a cada una de estas unidades en el yacimiento. Un número suficiente de

[24] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014, p 117, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

secciones estratigráficas son construidas a lo largo del yacimiento para mostrar la variación de esas unidades.

5.5.1.3. Modelo sedimentológico.

El estudio sedimentológico de un yacimiento está compuesto de dos fases principales:

- Descripción y clasificación de litofacies
- Definición del modelo de depósito.[25]

Con lo anterior se determina el ambiente sedimentario (canales, barras, abanicos de rotura, llanuras de inundación, por ejemplo) y se define la geometría, distribución y calidad de los depósitos de las unidades de flujo. Este modelo contribuye a establecer barreras y delimitar intervalos de producción.

5.5.2. Modelo petrofísico

Una vez definido el modelo geológico es necesario elaborar un modelo petrofísico que describa las características principales del medio poroso, con el fin de

[25] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014, p 118, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

determinar propiedades como el volumen de hidrocarburos existentes en el yacimiento.

Los registros geofísicos son de las herramientas más útiles y poderosas para el proceso de caracterización de los yacimientos. Los principales parámetros geológicos y petrofísicos necesarios en la evaluación de los yacimientos pueden ser inferidos de los registros geofísicos (eléctricos, nucleares y acústicos).

Con dicho modelo se definen los parámetros petrofísicos básicos de los sistemas roca y roca-fluidos: permeabilidad, porosidad, contenido de arcilla y saturación inicial de agua. Se correlacionan núcleos, registros geofísicos y atributos sísmicos. Así mismo, se definen: saturación de agua irreductible, saturación de hidrocarburo residual y saturaciones de fluidos iniciales mediante la integración de análisis de núcleos (convencionales y especiales) y la interpretación cuantitativa de registros de pozos.[26]

Este modelo, contribuye a establecer la variación de los parámetros petrofísicos en el yacimiento y la distribución inicial de los fluidos y cuantificar el volumen de hidrocarburos presente en el yacimiento.

---

[26] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014, p 118, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

Una de las pocas fuentes de información directa del yacimiento son los núcleos, los cuales son usados para calibrar estimaciones de propiedades petrofísicas basadas en datos indirectos del yacimiento (por ejemplo, registros de pozos). Las aplicaciones principales de los núcleos son las siguientes:

- Referir datos de núcleos a los registros.
- Definir rangos de porosidad para ser utilizados en la interpretación de registros.
- Calibrar registros geofísicos (Porosidades interpretadas de registros que son correlacionadas con porosidades de núcleos).
- Definir relaciones entre permeabilidad y porosidad, si es posible, para cada unidad del yacimiento.
- Definir relación entre permeabilidades horizontales y verticales.
- Definir relación entre permeabilidad y datos de presión, si es factible. [27]

5.6. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DINÁMICO

El estudio de yacimientos involucra una revisión de los parámetros básicos de ingeniería de yacimientos, con el fin de analizar el comportamiento de este. Debe tomarse en cuenta que los datos que se han obtenido serán los datos de entrada

[27] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014, p 119, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

para un modelo numérico de simulación. Los parámetros para revisar serán los siguientes:

5.6.1. Sistema roca-fluidos

Se revisarán los análisis petrofísicos disponibles para seleccionar el juego de datos más representativo del yacimiento; con ello se tendrá la permeabilidad relativa al agua, permeabilidad relativa al gas, y la permeabilidad relativa al aceite; pudiendo ser normalizadas estas funciones de permeabilidad. Además, se obtendrá la presión capilar del sistema en concordancia con las permeabilidades relativas. Se realizarán pruebas de desplazamiento por imbibición y drene en núcleos del yacimiento para considerar el fenómeno de histéresis. Se efectuarán pruebas para determinar la mojabilidad de la roca.

5.6.2. Análisis de fluidos

Se revisan los análisis PVT disponibles para seleccionar el juego de datos más representativo del yacimiento, expresando las propiedades como función de presión; tal es el caso de la densidad, la viscosidad, la compresibilidad, el factor de volumen de la formación, la relación gas-aceite y el factor de compresibilidad.

Se revisan los diagramas Stiff para determinar el análisis de agua de formación y de inyección, además del contenido de isótopos de cada una de ellas. Los isótopos son átomos de un mismo elemento cuyos núcleos tiene una cantidad diferente de neutrones, y por lo tanto difieren en número másico. Se obtiene la caracterización composicional del fluido.

5.6.3. Historia de Producción

Se revisan, analizan y se actualizan las historias de producción de aceite, gas y agua por pozo y yacimiento, la historia de mediciones de fluidos por pozo, los cambios de estranguladores y el número de ramas de producción.

5.6.4. Presiones

Se revisan, analizan y se actualizan las historias de presiones estáticas, de fondo, en la cabeza y en los separadores. [28]

5.6.5. Interpretación de Pruebas de Presión

[28] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014, p 120, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

Con el análisis y la interpretación de las pruebas de pozos se definen las condiciones del sistema pozo-yacimiento y se determina: permeabilidad, factor de daño, características de yacimientos naturalmente fracturados, así como condiciones dinámicas, presencia de heterogeneidades y flujo de más de una fase presente en el yacimiento.

5.6.6. Avance de la distribución de fluidos en el yacimiento

Se revisará periódicamente el avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite, mediante el uso del registro saturacion, o la comparación de Rayos Gamma a diferentes tiempos, tanto para el avance del agua como del gas.

Se revisarán las presiones en la cabeza del pozo para los que manejan altas relaciones gas-aceite estableciendo una correlación con profundidad y determinando el ritmo del avance de la capa de gas.

5.7. MODELO BASE DEL YACIMIENTO

A menudo se elabora utilizando solo información estática (en términos de geometría y propiedades petrofísica: por ejemplo, sísmica, datos de registros y núcleos) y la información dinámica (datos de presión, producción, etc.), se utiliza para revisar la consistencia del modelo y su capacidad para reproducir el comportamiento del

yacimiento. Con ello es posible definir el modelo del yacimiento, el cual es un modelo integrado que requiere un conocimiento cuidadoso de la geología, de las características de la roca y de los fluidos, de los mecanismos de recuperación de hidrocarburos, de la perforación y terminación de pozos, así como también de la historia de producción, por mencionar algunos aspectos. [29]

Dicho modelo es preparado conjuntamente por geocientíficos e ingenieros, debido a los puntos siguientes:

- Mejora la descripción del yacimiento y minimiza la incertidumbre.
- Se corrigen contradicciones.
- Mejora la aproximación en la caracterización del yacimiento.
- Integra el estudio de la información y ayuda a la calidad de la administración integral de yacimientos.
- Se utiliza la última tecnología, identificando más oportunidades.
- Provee técnicas prácticas para caracterizaciones precisas y producción óptima.

Un modelo de calidad es importante debido a que permite interpretar y comparar el comportamiento real del yacimiento con lo documentado en el estudio integral del yacimiento, así mismo provee un medio de conocimiento del comportamiento real

[29] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014, p 121, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

del yacimiento y permite realizar predicciones bajo diferentes escenarios de producción con el fin de tomar las mejores decisiones dentro de la administración integral de yacimientos.[30]

5.8. APLICACIÓN DE LA CARACTERIZACIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS

5.8.1. Simulacion numérica de Yacimientos

En esta etapa se incorporan todos los modelos generados en las fases anteriores en un modelo numérico de cálculo, que utiliza ecuaciones de transferencia de masa, de temperatura y de movimiento de fluidos en medio porosos, con el fin de:

- Conocer el volumen original de hidrocarburos OOIP, OGIP.
- Conocer el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diferentes mecanismos de recuperación primaria, con el propósito de definir el uso de algún metodo de recobro secundario y/o recobro mejorado, como pueden ser: inyección de agua, inyeccion de agua mejorada inyeccion de gas, recobro térmico, etc.

[30] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014, p 121, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

- Optimizar la aplicación de los sistemas de levantamiento artificial.
- Determinar los efectos de la ubicación de los pozos y su espaciamiento.
- Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
- Realizar estudios individuales de pozos.
- Conocer la cantidad de gas almacenada.
- Hacer programas de producción basados en los pronósticos dados por el modelo de simulación.
- Calcular las reservas y factores de recuperación de hidrocarburos.[31]

La simulacion numérica del yacimiento puede evaluar los diferentes escenarios y así, proporcionar una herramienta poderosa para optimizar la operación de un yacimiento. Los simuladores de yacimientos juegan un papel importante en la formulación de los planes de redesarrollo, ajuste histórico y optimización de producción futura, planificando, y diseñando los proyectos de recuperación de hidrocarburos.

5.8.2. Resultados y documentación del estudio

[31] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014, p 122, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

La elaboración del reporte es una de las actividades fundamentales del estudio. En este reporte se incluyen la información utilizada, la metodología y los resultados generados de la aplicación de dicha metodología para la caracterización del yacimiento. Asimismo, se incluye el soporte técnico de todas las actividades realizadas y los parámetros utilizados en el análisis de los datos, para que en futuras actualizaciones del estudio sean reanalizadas o adecuadas las metodologías utilizadas.

La información vertida en el reporte deberá estar completa en la descripción del desarrollo del estudio, así como el contenido técnico. El resumen como parte del reporte podrá describir el estudio en sus partes más importantes para la toma de decisiones.[32]

5.9. TECNOLOGÍAS DE POZO

Colombia tiene una gran cantidad de campos petroleros en producción , varios de estos activos se consideran campos maduros o marginales y tienen ciertas particularidades como: tener yacimientos en avanzado estado de explotación, bajas productividades de aceite por pozo, su producción está en declinación, altos porcentajes de WOR, altos costos de producción, proyectos con indicadores poco

[32] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014, p 123, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

atractivos, instalaciones antiguas y sobredimensionadas, exceso de personal y por supuesto utilidades de operación inciertas y en algunas circunstancias bajas y negativas. Estos activos a pesar de lo anterior poseen todavía un enorme valor en términos de reservas, habilidades personales e instalaciones estratégicas.[33]

La presencia de reservas probadas y probables han motivado a las empresas propietarias de campos petroleros en Colombia, a utilizar las tecnologías más novedosas con el fin de desarrollar los campos maduros los cuales se encuentran en una etapa definida por una marcada declinación de la produccion. Debido a que los campos maduros representan un gran potencial para el presente y futuro de la industria petrolera, ya que con trabajos adicionales sobre estos pueden generar un volumen de hidrocarburos importantes a un bajo costo. La aplicación de técnicas y tecnologías han hecho posible una descripción más exacta de los yacimientos con el fin de que las decisiones que se tome sean las correctas evitando gastos incensarios de dinero, así mismo reduciendo la incertidumbre en el conocimiento geológico de estos, contribuyendo en el cálculo del volumen de las reservas con precisión, con el fin de incorporar reservas, que como resultado, permite el aumento de la produccion de hidrocarburos y por ende el incremento en el factor de recobro de estos campos, ademas de reducir costos y tiempos de operación.

---

[33] CORTES, Vara, Ana María, JARDON, Navarrete José Arturo, REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS EN MEXICO, México, 2012, p 40, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería de Petróleos.

La evaluación de los diferentes escenarios de producción obtenidos de la simulacion numérica del yacimiento, permiten la formulación planes de redesarrollo con el fin de que las decisiones que se tome sean las correctas evitando gastos incensarios de dinero en las implementacion de las técnicas de Improved oil recovery (IOR) con el propósito de aumentar la produccion de hidrocarburos e incrementar el factor de recobro de los campos maduros. En la Tabla 2, se muestra las técnicas (IOR) más conocidas para el aumento en la produccion de Hidrocarburos e incremento del factor de recobro (FR).

Tabla 2. Técnicas IOR

	IMPROVED OIL RECOVERY (IOR)
TECNICAS IMPROVED OIL RECOVERY (OIR)	CARACTERIZACION INTEGRADA DE YACIMIENTOS
	RECAÑONEO
	ACIDIFICACIONES
	VARIABLES DE PRODUCCION
	OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION
	ASEGURAMIENTO DEL FLUJO
	GERENCIAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCION
	PERFORACION IN-FILL
	PERFORACION MULTILATERAL
	PERFORACION HORIZONTAL
	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ALS
	SISMICA 3D EN AEREA ALEDAÑAS
	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL COMBINADOS
	MANTENIMIENTO DE PRESION
	MONITOREO DEL AVANCE DE LA DISTRIBUCION DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO
	REACTIVACION DE POZOS
	REACONDICIONAMIENTOS DE POZOS

La tabla presenta las diferentes alternativas posibles a implementar en los campos maduros para el aumento de la producción de hidrocarburos e incremento en el facto de recobro (FR), con mayor énfasis en la implementacion de algunas de ellas. En los pozos el uso de recañoneos, acidificaciones y cambios en los sistemas de levantamiento artificial (ALS) son las técnicas más utilizadas y eficientes. A diferencia de los otros métodos de recuperación secundaria y mejorada, estos métodos en algunos casos no cumplen con la condición de rentabilidad que se requieren para su aplicación comercial.

6. CONCLUSIONES

- La identificación de la etapa en la que se encuentra un campo es de vital importancia para la extensión de su vida productiva, más allá de su límite económico actual.

- La inversión en el rejuvenecimiento de campos maduros se basa de la toma de decisiones con base al conocimiento de criterios, conceptos e indicadores económicos de los proyectos de inversión.

- El riesgo económico inherente al rejuvenecimiento de un campo maduro es menor que el asociado a los proyectos exploratorios.

- Muchos de los campos maduros se han dejado a un lado por falta de información técnica nueva o porque en su momento ya no eran rentables, por eso es importante hacer una reevaluación de este tipo de yacimientos ya que las reservas que se tienen en ellos son probablemente explotables en la actualidad con las nuevas tecnologías que se tienen.

- Analizar la saturación de aceite mediante un sólo de los métodos descritos no permite obtener razonable certeza de la cantidad de petróleo que se puede encontrar en el yacimiento. Por lo tanto, es importante implementar más de un método para determinar la S_{OR}.

- Las técnicas planteadas para determinar la S_{OR} son una herramienta útil de decisión que permite seleccionar e implementar el más eficaz escenario de produccion IOR (Improved Oil Recovery) que mejor se acomode a las características del yacimiento y propiedad de los fluidos y rentabilidad económica del campo permitiendo así el incremento de reservas, el aumento de produccion, aumento de factor de recobro y prolongación de su límite económico.

- La saturación de aceite remanente que se obtiene por medio de los corazones siempre es menor que la que se encuentra realmente a condiciones de yacimiento. Esto se debe a que mientras se procede a la extracción del corazón y al ser enviado a laboratorio para su posterior análisis puede presentarse cambios y pérdidas en la composición de los fluidos.

- El éxito del rejuvenecimiento de un campo maduro depende directamente de la detallada y clara caracterización de los yacimientos, dependiendo de la cantidad y calidad de la información y de la tecnología disponible para su adquisición e interpretación.

- Los campos maduros, evidencian que la aplicación de las técnicas de rejuvenecimientos son la clave en el incremento de reservas, en el aumento de la producción e incremento en el factor de recobro.

- La industria petrolera en los próximos años se centrará en el gran potencial que atesoran los campos maduros para incrementar reservas y aumentar la producción.

7. RECOMENDACIONES

- Previo a la etapa de abandono de los campos maduros en Colombia se recomienda la implementación del gerenciamiento del agua con el fin de minimizar costo del manejo de esta y así logar reducir el valor porcentual del corte del corte del agua.

- Se recomienda realizar una revisión integral a la información técnica a los estudios ya realizados al campo antes de llevar a cabo un proyecto de rejuvenecimiento de campos maduros, con el fin de conocer la incertidumbre en las variables del campo, respecto a la estructura, continuidad, heterogeneidad, área del yacimiento, espesor de la formación, saturaciones, niveles de producción, tipos de fluidos, volumen de reservas, precios del crudo, costos del desarrollo, limites económicos.

- Se recomienda realizar las inversiones necesarias para la recopilación de información y su análisis, debido al eficiente manejo de esta información se podrá prevenir gastos innecesarios y aumentar la rentabilidad del proyecto.

BIBLIOGRAFIA

- CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014,144, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

- CORTES, Vara, Ana María, JARDON, Navarrete José Arturo, REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS EN MEXICO, México, 2012,235, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería de Petróleos.

- DURAN, Ramos, Jose Francisco, RUIZ, Torres Juan, EXPLOTACION DE CAMPOS MADUROS, APLICACIONES DE CAMPO, México, 2009,175, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, División de ciencias de la tierra.

- ESCOBAR, Cardona, Rogelio Andrés, GESTION DE CAMPOS MADUROS Y SU RELEVANCIA ANTE LA COYUNTURA ACTUAL DE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS GENEREDA POR LA CAIDA DE LOS PRECIOS DEL PETROLEO, Bucaramanga, 2017,47, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

- GAMBUS, Ordaz Maika, Caracterizacion de Yacimientos, Bucaramanga, 2018,312, Universidad Industrial de Santander, Ingenierías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

- LOPEZ, Valencia Noel, GUTIERREZ, Naranjo Diego Fernando, Metodología para la optimización de costos operativos y administrativos en campos maduros, Bucaramanga, 2011,52, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

- MORI, Alta, Marcelo, Filomeno. LA EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN CAMPOS MADUROS Y CAMPOS MARGINALES DEL NOROESTE PERUANO-IMPACTO DE LA NORMATIVIDAD APLICABLE.Peru,2006,134, Universidad Nacional de Ingenieria Facultad de Ingenieria de petroleo, gas natural y petroquimica.

- MUÑOZ, Navarro, Samuel Fernando, INGENIERIA DE YACIMIENTOS, Bucaramanga, 2017,300, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

- PINEDA, Quintana, Eder Gabriel, CAMPOS MADUROS Y MARGINALES BASES Y CRITERIOS PARA SU EXPLOTACION, México, 2010,250, Instituto Politécnico Nacional, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, Ingeniería de Petróleos.

- Richard Arnold, David B. Burnett, Jon Elphick, Thomas J. Feeley, Michel Galbrum, Mike Hightower, Zhizhuang Jian, Moin Khan, Matt Lavery, Fred Luffey, Paul Verbeek. Managing water-From waste to resource, 0ilfield Review, Summer 2004.

- ROMERO, Mejía, Carlos, Hernán, Metodología para el desarrollo de modelos petrofísicos aplicados a la optimización de producción en campos maduros optimización de costos operativos y administrativos en campos maduros, Bucaramanga, 2011,321, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Escuela de Geología.

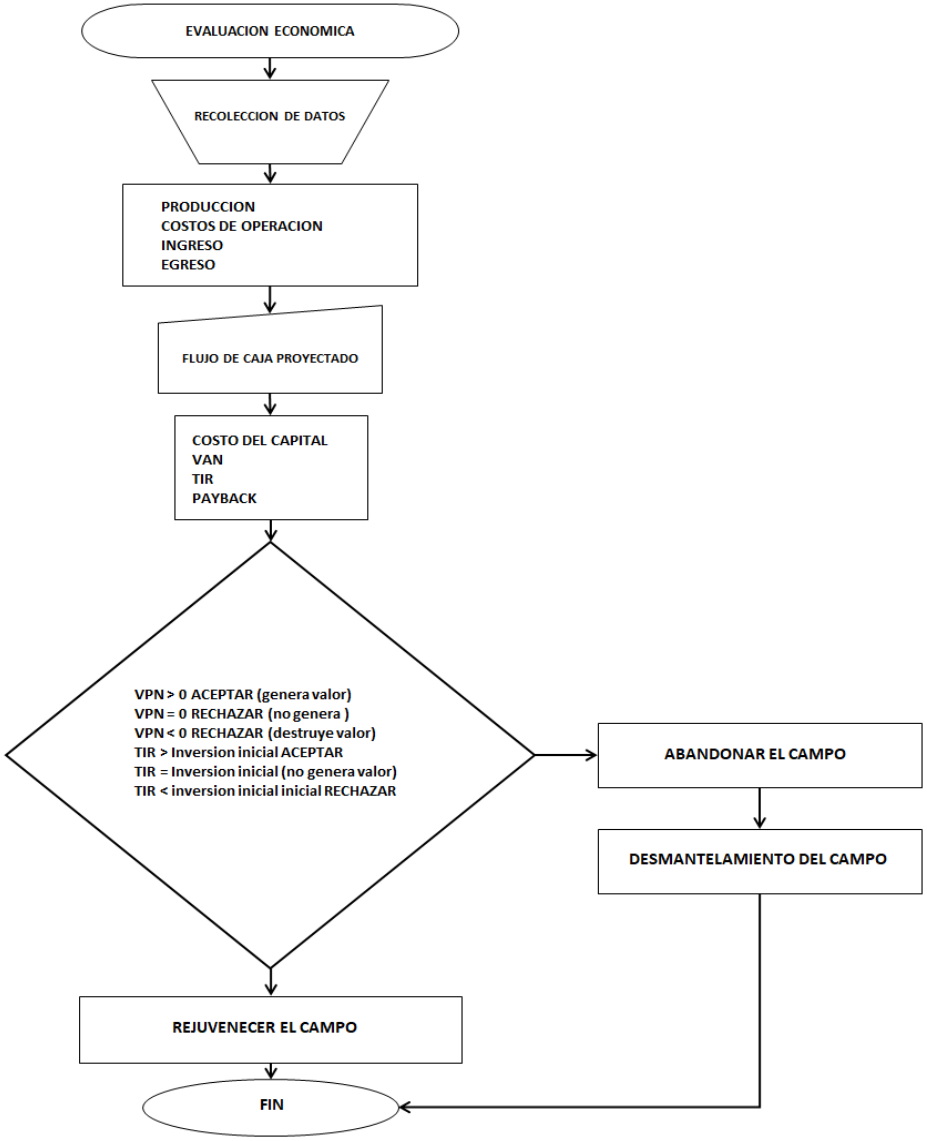
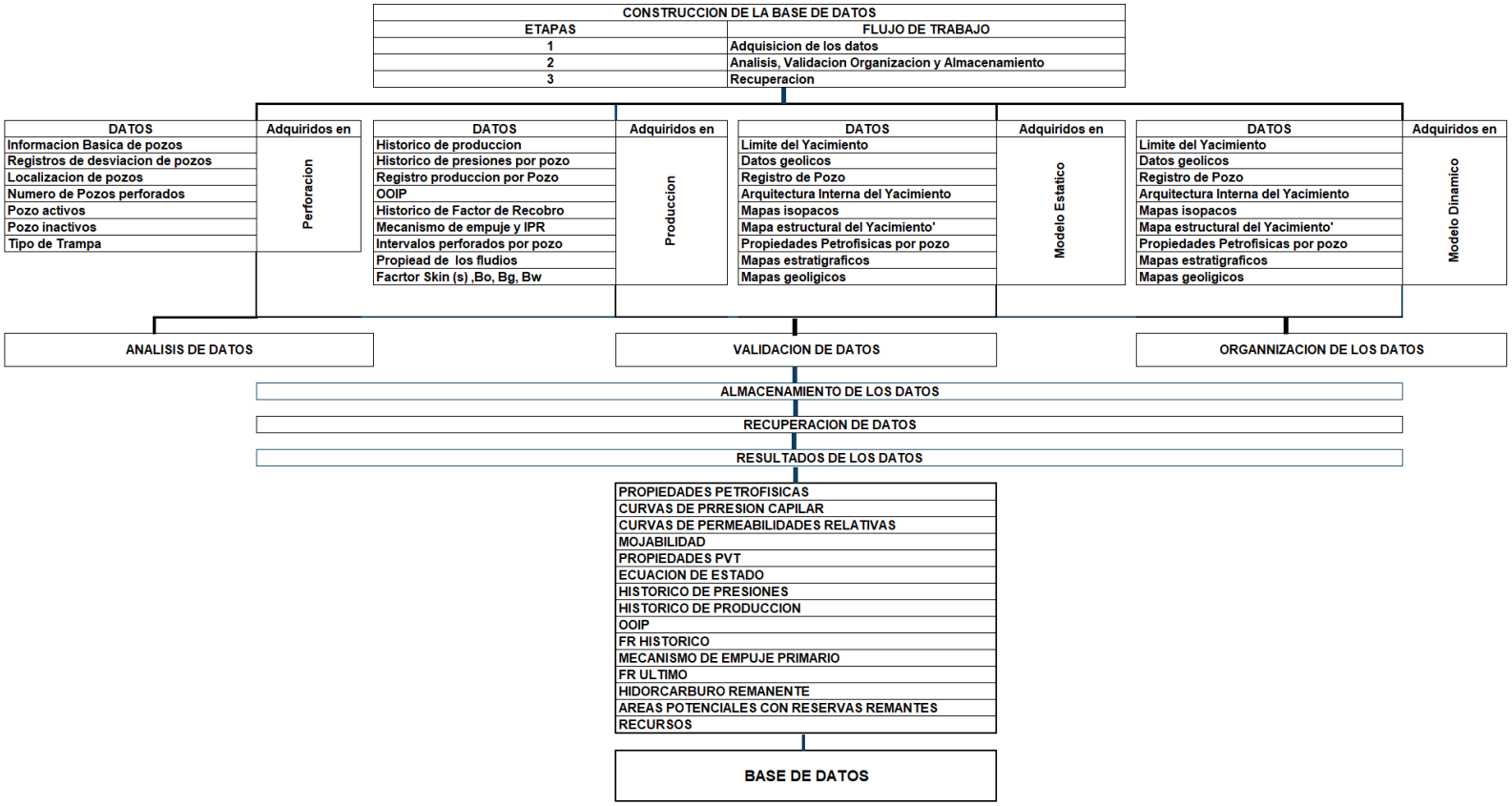
- SIERRA, Zafra Jair Andrés, Suarez, Gelvez Wilson Alfredo, Plan Integral de desarrollo de campos Maduros, Bucaramanga, 2007,202, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

- SPE, _, AAPG, _, WPC, _, & SPEE, Petroleum Resources Management System. Society of Petroleum Engineers.,2007,180934-SP,2007, January 1

- Worthington, Paul. F, Gaffney, Cline & associates. The Application of Cutoffs in Integrated Reservoir Studies. Society of Petroleum Engineer. 95428-PA, 2008, December 1.

ANEXOS

ANEXO A. Evaluación económica



ANEXO B. Construcción de la base de datos