

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**APROXIMACIÓN A UN MÉTODO PARA EVALUAR LA
VULNERABILIDAD DE AGUAS SUBTERRÁNEAS
EN OPERACIONES PETROLERAS EN ESTRATOS
INFRAYACENTES**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Dr. Jorge Barrios Rivas

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Ing. Contreras-Quintero,
José
para optar al Título
MSc. en Ciencias Geológicas

Caracas, 2018



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
COMISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



Comisión de
Estudios de
Postgrado

VEREDICTO

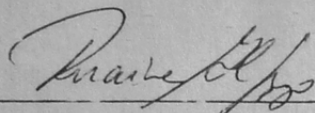
Quienes suscriben, miembros del jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el **Trabajo de Grado** presentado por el **ING. José Contreras**, portador de la Cédula de Identidad No **14.588.929**, bajo el título "**APROXIMACIÓN A UN MÉTODO PARA EVALUAR LA VULNERABILIDAD DE AGUAS SUBTERRÁNEAS EN OPERACIONES PETROLERAS EN ESTRATOS INFRAYACENTES**", a fin de cumplir con el requisito legal para optar al grado académico de Magister en Ciencias Geológicas; dejan constancia de lo siguiente:

1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, se fijó el día 04 de junio de 2018, a las 5:00 p.m., para que el autor lo defendiera en forma pública, lo que éste hizo en la sala de conferencias del OCW, del edificio de Física, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió a las preguntas que le fueron formuladas por el jurado, todo ello conforme con lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

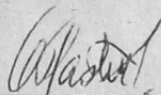
2.- Finalizada la defensa del trabajo, el jurado decidió aprobarlo, por considerar, sin hacerse solidario con la ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado

Para este veredicto, el Jurado, los profesores Dr. Jorge Barrios, Espec. Roraima Alfonso y M.Sc. Alba Castillo estimaron que la obra examinada representa en su conjunto un aporte importante. Esta investigación presenta, mediante el modelado, una respuesta científica, metodológica y técnica para cuantificar la vulnerabilidad de las aguas subterráneas frente a la explotación petrolera mediante inyección de vapor

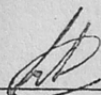
En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los CUATRO (04) días del mes de junio del año 2018, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado, actuó como Coordinador del Jurado el Dr. Jorge Barrios



Espec. Roraima Alfonzo
C.I. 6.156.050
(JURADO)
(COALCO)



M.Sc. Alba Castillo
C.I. 5.894.107
(JURADO)
(FI-UCV)



Dr. Jorge Barrios
C.I. V- 13649553
(TUTOR)
Epsilon Energy S L

© José Contreras-Quintero, 2018
Hecho el Depósito de Ley.
Depósito Legal **ME2018000111**

para Braulio, Gisele e Ignacio;

nuestra Universidad Central;
nuestra Industria Petrolera Nacional;

por las aguas subterráneas de la
Faja Petrolífera del Orinoko

por la vida humana futura

a mi padre José Patrocinio Contreras Peña

in memoriam

AGRADECIMIENTOS

Universidad Central de Venezuela
(en las personas de Ricardo Alezones y Katherine Silva)

PDVSA Intevep
(en las personas de Janeth López, Marianela Arias (†) & Francisco Guerra)

mis orientadores
Pedro Vásquez, Jorge Barrios

mis colegas
Ileana Rivas, Rossibeth Toro y Fátima dos Santos

mi hermano
Ciro Casique

mi esposo
Karsten Mettendorf

Contreras-Quintero, José

**APROXIMACIÓN A UN MÉTODO PARA EVALUAR LA
VULNERABILIDAD DE AGUAS SUBTERRÁNEAS EN
OPERACIONES PETROLERAS EN ESTRATOS INFRAYACENTES**

Tutor Académico: Prof. Dr. Jorge Barrios Rivas

Caracas, UCV Facultad de Ingeniería.

Escuela de Geología Minas y Geofísica. 2018, n° pag. (107).

Resumen.

Los proyectos de inyección de vapor, entre otras actividades de la industria petrolera, requieren la ejecución de un estudio de impacto ambiental que incluya el potencial infrayacente de contaminación de acuíferos. El requerimiento técnico para la evaluación de esta vulnerabilidad no estaba formalmente establecido ni definido. El desarrollo o aplicación de un método paramétrico en este contexto en la industria petrolera comienza con este trabajo. El objetivo es desarrollar una primera aproximación que permita estimar la vulnerabilidad infrayacente a partir de información obtenida por medio de registros de pozos, de modo que sea un procedimiento factible y relativamente rutinario para un equipo técnico de caracterización de yacimientos. Los resultados indican que el procedimiento puede hacerse con datos de, al menos, un pozo en el área del proyecto —con criterio de correlación lateral—, siempre que incluya el intervalo estratigráfico por encima del yacimiento hasta la base del acuífero aprovechable más profundo. Se genera un primer modelo para una simulación simple en hoja de cálculo que permite obtener probabilidades de vulnerabilidad infrayacente baja, media o alta para una zona de contención referencial.

Palabras Clave: vulnerabilidad, acuíferos, aguas subterráneas, impacto ambiental, método AVI, inyección de vapor, hidrogeología, Faja Petrolífera del Orinoco

ÍNDICE GENERAL

Contenido	Pág.
Introducción	1
<hr/>	
CAPÍTULO I	4
Planteamiento del Problema: Objetivos	4
Planteamiento del Problema: Alcance	5
<hr/>	
CAPÍTULO II	6
Marco Referencial	6
2.1 Revisión de la literatura científica	6
2.2 Fundamentación conceptual	11
2.2.1 Contaminación de aguas subterráneas	11
2.2.2 Vulnerabilidad de aguas subterráneas	14
2.2.3 Métodos paramétricos para estimación de la vulnerabilidad	19
2.2.4 Métodos no paramétricos para estimación de la vulnerabilidad	28
2.2.5 Operaciones petroleras	31
2.2.6 Inyección de vapor	38
2.2.7 Diseño de experimentos	40
2.2.8 Superficies de respuesta	47
2.2.9 Simulación de Montecarlo	48
2.2.10 Propiedades petrofísicas	52
2.2.11 Registros de pozos	57
2.2.12 Modelado del subsuelo	59
2.3 Marco Legal	62
<hr/>	
CAPÍTULO III	66
Desarrollo Metodológico	66
3.1 Descripción de la metodología empleada	66
3.2 Estudio del sistema real	66

3.2.1 Aspectos geológicos	67
3.2.2 Aspectos antropogénicos	70
3.3. Análisis de los métodos tradicionales de vulnerabilidad suprayacente	73
3.4 Boceto del método	75
3.5 Procedimiento matemático	79
3.5.1 Obtención de los datos primarios: entradas, parámetros y factores	79
3.5.2 Conversiones y ajustes	81
3.5.3 Cálculo de la conductividad hidráulica (K)	81
3.5.4 Cálculo de la resistencia hidráulica (C): estimación de vulnerabilidad	82
3.6 Simulación	83
3.6.1 Enunciado de la simulación	83
3.6.2 Parámetros	84
3.6.3 Variable de respuesta (Vulnerabilidad)	85
3.6.4 Diseño de muestreo	85
3.6.5 Ejecución de la simulación	86
<hr/>	
CAPÍTULO IV	88
Sobre los resultados	
4.1 Del procedimiento (§ 3.5)	88
4.2 De la simulación (§ 3.6)	89
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	92
REFERENCIAS	94

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS

Tablas y Figuras	Pág.
Figura 1. Ilustración del concepto general de vulnerabilidad en acuíferos	14
Tabla 1. Clasificación general de la vulnerabilidad según Morris et al. (2003)	16
Figura 2. Enfoques de la vulnerabilidad	18
Figura 3. Función hiperbólica para la asignación de valores el parámetro S1 (profundidad) del método SINTACS	23
Figura 4. Asignación de valores de la Zona Vadosa (N) para el índice SINTACS	24
Figura 5. Esquema del método GOD, con asignación de valores	26
Tabla 2. Comparación de producción para distintos crudos.	35
Tabla 3. Comparación de tiempos de implementación para métodos RMC	35
Tabla 4. Puntos de atención concernientes al ambiente de los métodos de RMC	37
Figura 6. Potencial de contaminación de la inyección de vapor o vulnerabilidad específica del acuífero aprovechable inferior	39
Figura 7. Esquema de un proceso para diseño experimental	43
Figura 8. Modelo de superficie de respuesta	48
Tabla 5. Variación de los coeficientes según el tipo de material sedimentario	59
Figura 10. Proceso del análisis de sistemas y desarrollo de modelos.	61
Figura 11. Esquema del proceso inyección de vapor (ICV)	77
Tabla 6. Clasificación de las variables del proceso inyección continua de vapor (ICV)	78
Tabla 7. Correlación de categorías de vulnerabilidad entre métodos existentes y el método en desarrollo InfraVAS	79
Tabla 8. Datos primarios Formación SE-PI	80
Figura 12. Esquema referencial de ubicación de pozos	80
Tabla 9. Datos primarios convertidos en unidades del SI	81
Tabla 10. Cálculo de la conductividad hidráulica (K)	82
Tabla 11. Cálculo de la resistencia hidráulica (C)	82
Figura 13. Zonificación de vulnerabilidad alta en pozos del estrato SE-PI	83
Figura 14. Esquema geológico de la simulación	84
Tabla 12. Parámetros de la simulación y sus rangos	85

Tabla 13. Rangos de vulnerabilidad infrayacente	85
Tabla 14. Diseño de muestreo y tamaño de la muestra	86
Figura 15. Hoja de cálculo Microsoft ® Office Excel 2007 para la simulación	86
Tabla 15. Redacción de fórmulas empleadas en la hoja de cálculo	87
Figura 16. Resultados de la simulación graficados con Microsoft ® Office Excel 2007	90
Tabla 16. Distribución de frecuencias de la vulnerabilidad	90
Figura 17. Histograma de frecuencias de la vulnerabilidad con Microsoft ® Office Excel 2007.	91

INTRODUCCIÓN

El agua es un recurso fundamental para la vida. Cerca del 97% del agua en La Tierra se encuentra en los océanos, seguida por las acumulaciones de agua congelada en glaciares y capas polares de hielo. El tercer lugar en volumen lo ocupan las aguas subterráneas, almacenadas en sistemas acuíferos que constituyen, además, la primera fuente de agua potable en el mundo. Menos del 1% comprende lagos y ríos, entre otras formas del agua superficial, como el vapor atmosférico y el agua componente de seres vivientes.

El petróleo también es un recurso fundamental para la forma de vida de la sociedad humana actual. El 40% de la energía que se consume en actividades humanas en países del desarrollo capitalista se obtiene del petróleo, seguido por el carbón y el gas natural. Las energías alternativas apenas alcanzan un 0,13%.

Venezuela se encuentra entre las naciones poseedoras de las mayores acumulaciones de agua e hidrocarburos. De hecho, el 26% del agua disponible en el mundo se encuentra en América del Sur. Venezuela sigue a Brasil y Colombia en abundancia de agua potable en el continente. Además, con la certificación de las reservas en la Faja Petrolífera del Orinoko, Venezuela pasó a ser el país con la mayor reserva de crudo pesado extraíble del mundo y ya era la séptima reserva de gas natural convencional. Aun no se han estimado las reservas de hidrocarburos en lutitas.

La humanidad está avanzando hacia el fortalecimiento de fuentes alternativas de energía, sin embargo, ese será un proceso a largo plazo, durante el cual se deben hacer grandes esfuerzos para minimizar el impacto que la extracción, procesamiento y consumo de combustibles fósiles causan sobre ambientes locales y en el sistema global; impacto que definitivamente será mayor para el caso de crudos pesados y extrapesados, por la tendencia a elegir métodos de recuperación mejorada que maximicen el factor de recobro, ignorando su impacto ambiental.

Las aguas subterráneas, almacenadas en los sistemas acuíferos, se encuentran asociadas estratigráficamente a los hidrocarburos, acumulados en los sistemas petrolíferos o

yacimientos. El agua intraformacional, aislada del ciclo hidrogeológico, mezclada con hidrocarburos, forma parte del yacimiento productor y se convierte en »agua de producción« al ser separada del crudo. Solo constituyen acuíferos aprovechables, las aguas que se encuentran naturalmente separadas de los hidrocarburos, normalmente en rocas suprayacentes de la secuencia estratigráfica, conectadas al ciclo hidrogeológico en superficie.

Actualmente, la vulnerabilidad intrínseca de las aguas subterráneas ante la contaminación antropogénica se evalúa por medio de métodos paramétricos cualitativos y cuantitativos como GOD, DRASTIC o AVI. Estos métodos evalúan la vulnerabilidad que tienen las aguas subterráneas a ser contaminadas por las actividades humanas que tienen lugar en la superficie, como la agropecuaria e industrial, y por la configuración natural intrínseca del sistema acuífero.

Hasta la fecha, no se ha desarrollado un método paramétrico que permita estimar la vulnerabilidad de las aguas subterráneas frente a actividades que se llevan a cabo por debajo del acuífero. Tampoco se ha evaluado el potencial de aplicación del diseño de experimentos, inteligencia artificial, superficies de respuesta ni simulación de Montecarlo en este campo de investigación. Específicamente: no existe un método de evaluación de vulnerabilidad de aguas subterráneas en el desarrollo de operaciones petroleras, entre ellas perforación de pozos, producción de crudo y gas, levantamiento artificial, métodos de recuperación mejorada de crudos pesados, fracturamiento hidráulico e inyección subterránea de desechos.

Estas actividades forman parte del acervo tecnológico de la industria petrolera de Venezuela, que tiene la responsabilidad de llevarlas a cabo para el aprovechamiento de los hidrocarburos en beneficio de la gente y del planeta, dadas las consecuencias que este aprovechamiento implica para el cambio climático o el ecosistema global. Dentro del contexto geográfico y geológico de Venezuela, además de las áreas tradicionales de producción de hidrocarburos como el lago de Maracaibo, la cuenca Barinas-Apure y la cuenca Nororiental; como se ha mencionado, la mayor acumulación descubierta actualmente se encuentra en la Faja Petrolífera del Orinoko, infrayaciendo también las

acumulaciones de aguas subterráneas aprovechables más importantes de Venezuela: el acuífero de la Mesa de Guanipa.

Este escenario natural, social, económico y estratégico, desde todo punto de vista, así como el vacío metodológico para una gestión ambiental que permita prevenir la afectación del recurso agua, constituyen la justificación de esta investigación para proponer un método que permita estimar la vulnerabilidad de las aguas subterráneas frente a las actividades petroleras en estratos infrayacentes, en este momento histórico en el que Venezuela ha dado inicio al desarrollo de la explotación en la Faja, eje transversal del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación vigente.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Objetivos

Objetivo General

Desarrollar una primera aproximación metodológica para abordar la estimación de vulnerabilidad de las aguas subterráneas en operaciones petroleras en estratos infrayacentes, como herramienta para estudios de impacto ambiental en proyectos de la industria petrolera.

Objetivos específicos

Examinar los métodos tradicionales de estimación de vulnerabilidad de aguas subterráneas para identificar y proponer variables que pudieran estar involucradas en la nueva metodología.

Seleccionar los parámetros geológicos intrínsecos y los parámetros específicos de las operaciones petroleras que controlan la vulnerabilidad infrayacente de las aguas subterráneas.

Estimar el grado de influencia de estos parámetros de vulnerabilidad.

Generar una primera aproximación metodológica para la estimación de la vulnerabilidad infrayacente de aguas subterráneas en operaciones petroleras.

Alcance

La propuesta está orientada al estudio de configuraciones estratigráficas genéricas y experimentales, creadas utilizando datos obtenidos mediante registros de pozos. La captura, de los datos mediante registros de pozos, así como su procesamiento e interpretación y la generación del modelo sedimentológico, estructural o estratigráfico del área de referencia está fuera del alcance de este trabajo. Sobre los espacios físicos para desarrollar la actividad, se cuenta con un espacio de trabajo privado. No se requieren ensayos de laboratorio para el desarrollo de esta propuesta.

El cambio en la relación laboral entre el autor y la principal industria petrolera venezolana ha modificado las posibilidades de acceso o publicación de información, por lo que las limitaciones del proyecto tuvieron que ser ajustadas.

CAPÍTULO II

MARCO REFERENCIAL

La necesidad de crear un método para estimar la vulnerabilidad de las aguas subterráneas en operaciones petroleras surge en el encuentro de dos áreas críticas del desarrollo en Venezuela: hidrogeología y esquemas de explotación de yacimientos. La respuesta exige la combinación de diferentes líneas de investigación en hidrogeología, estudios integrados y métodos de recuperación mejorada, contextualizada dentro del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación y el marco legal venezolano. Este capítulo presenta una síntesis de los antecedentes de la investigación así como de los fundamentos teóricos que se han combinado para construir su infraestructura teórica.

2.1 Revisión de literatura científica

La revisión de la literatura científica se enfocó en el hallazgo de antecedentes y soportes teóricos relativos a estudios de vulnerabilidad, vulnerabilidad intrínseca y específica, métodos para estimación de vulnerabilidad, protección y contaminación de aguas subterráneas, hidrogeología ambiental, diseño de experimentos, recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados, métodos numéricos aplicados en el estudio de la contaminación de aguas subterráneas, análisis de registros de pozos y herramientas para modelado hidrogeológico.

Foster & Hirata (1991) desarrollaron una metodología para la *Determinación del Riesgo de Contaminación de Aguas Subterráneas*, basada sobre datos de campo, que plantea la imposibilidad de «dictar [las mismas] reglas para todas las actividades potencialmente contaminantes y para todas las condiciones hidrogeológicas», como una premisa fundamental que se debe considerar en cualquier propuesta de sistematizar evaluaciones o estimaciones de vulnerabilidad de aguas subterráneas. Estos autores indican que para la fecha «ningún intento se ha

hecho para presentar un procedimiento para la evaluación de la carga contaminante al subsuelo debida a la industria minera y petrolífica (sic), ya que para estas es muy difícil generalizar«. Esta observación permite orientar el desarrollo de esta propuesta hacia escenarios más específicos dentro de la industria petrolera: métodos térmicos para recuperación mejorada de crudos pesados o extrapesados, de ellos, inyección de vapor.

La guía para la *Protección de la Calidad del Agua Subterránea* de Foster *et al.* (2002), auspiciada por el Banco Mundial y la Asociación Global del Agua (en inglés, *Global Water Partnership*), señala que debido a las variaciones de la configuración geológica del subsuelo así como de los mecanismos de recarga y la capacidad de atenuación natural, para las autoridades ambientales:

»en lugar de aplicar controles universales sobre los usos potencialmente contaminantes del territorio y la descarga de efluentes, es más efectivo (y menos perjudicial para el desarrollo económico [*capitalista*]) modificar el tipo y nivel de las restricciones de acuerdo a cada escenario«.

Esta posición se ha convertido en la política de la mayor parte de las autoridades ambientales al momento de evaluar los permisos para actividades capaces de contaminar las aguas subterráneas y puede ser el criterio que determine las evaluaciones ambientales en los proyectos de recuperación mejorada que se sometan en Venezuela.

Soliman *et al.* (1998) en su libro »Hidrogeología Ambiental« (en inglés, *Environmental Hydrogeology*) presentan una completa fundamentación en cuanto a hidrogeología general, criterios para evaluar impacto ambiental, aspectos geológicos para la selección e implantación de localizaciones para disposición de desechos; incluyendo aplicaciones prácticas en acuíferos de Egipto, Estados Unidos de Norteamérica y Siria.

El trabajo de Gossel (2011) «Interfaces al acoplar Sistemas de Modelado Hidrogeológico» (en inglés, *Interfaces in coupling of Hydrogeological Modelling Systems*) presenta un soporte teórico y sistemático para el desarrollo de proyectos hidrogeológicos que integren sistemas de modelado geológico del subsuelo, modelado de flujo y transporte en las zonas saturada y no saturada, y modelado ambiental, con ejemplos de aplicación en 3 casos reales. Gossel analizó la interacción que ocurre al acoplar las interfaces al momento de extraer conclusiones y su potencial para interpretaciones hidrogeológicas que se puedan validar.

La matemática que da soporte al modelado numérico hidrogeológico se encuentra en el trabajo de Kovarik (2000) sobre Modelos Numéricos en Contaminación de Agua Subterránea (en inglés, *Numerical Models in Groundwater Pollution*). En este libro se encuentran las ecuaciones básicas para flujo subterráneo y transporte de contaminantes, así como los fundamentos de los modelos matemáticos y una comparación entre los diferentes modelos; igualmente presenta casos reales de aplicación práctica y hace referencia a algunos programas de computación utilizados en modelado hidrogeológico.

Como punto de partida en cuanto a vulnerabilidad de aguas subterráneas, se encuentran los métodos tradicionales que estiman la vulnerabilidad de contaminación suprayacente o descendente: desde la superficie hacia el acuífero. En la literatura científica abundan referencias y experiencias de su aplicación y desarrollo, entre ellas se revisaron los trabajos de Aller *et al.* (1987), Vrba & Zaporozec (1994), Dörflinger & Zwahlen (1995), Hölting *et al.* (1995), Foster (1987 y 1998), Civita *et al.* (2000), Nobre *et al.* (2007) y Robin *et al.* (2007). También se encontraron críticas a estos métodos paramétricos convencionales y propuestas de métodos cuantitativos para evaluar la vulnerabilidad en trabajos como los de Neukum & Azzam (2009) y Yu *et al.* (2010).

La preocupación por el impacto de las operaciones petroleras en las aguas subterráneas y los esfuerzos por realizar estudios de vulnerabilidad ya son actualmente visibles en el ámbito científico, encontrándose los trabajos sobre efectos del almacenamiento o secuestro de CO₂ en las aguas subterráneas por Birkholzer *et al.* (2008), el impacto de la inyección de vapor en rocas confinantes de yacimientos por Yang *et al.* (2013) y el potencial de contaminación de las aguas subterráneas asociado a la producción de gas de lutitas por Kharaka *et al.* (2013). El antecedente de mayor importancia en el contexto de recuperación mejorada es el «Manual de Regulaciones Ambientales para Recuperación Mejorada de Petróleo» de Madden *et al.* (1991).

En lo correspondiente a metodologías o herramientas para el diseño de propuestas para estimación de vulnerabilidad, la revisión incluyó alternativas de inteligencia artificial como Redes Neuronales Artificiales, Sistemas de Inferencia Neuro-Difusa Adaptable (ANFIS, por su siglas en inglés: *Adaptive Neuro Fuzzy Inference System*), diseño de experimentos, análisis de superficies de respuesta y el método de Montecarlo en trabajos de Stoian (1969), Baldwin (1969), Jang (1993), Basheer *et al.* (1996), Murtha (1997), Najjar (1997), Gilman *et al.* (1998), Holger & Graeme (2000), Maier & Dandy (2000), Nakayama (2000), Lallahem & Mania (2003), White & Royer (2003), Riad *et al.* (2004), Contreras-Quintero (2005), Wadsley (2005), Yeten *et al.* (2005), Mukerji *et al.* (2006), Spector (2006), Cheng *et al.* (2007), El Tabach (2007), Amudo *et al.* (2008), Montgomery (2008), Bektas & Ozgan (2010), Kusagur *et al.* (2010) y Allaix & Carbone (2011).

En cuanto a los métodos de recuperación mejorada, Taber *et al.* (1997 [1, 2]) hacen una revisión de los criterios de observación y seguimiento en proyectos de recuperación mejorada de crudos en el que indican que la Inyección de Vapor, incluyendo el Drenaje por Gravedad Estimulado con Vapor SAGD (por sus siglas en inglés: *Steam Assisted Gravity Drainage*), ya se proyectaba como el método

dominante en recuperación mejorada, mientras que los métodos químicos tenían una tendencia al declive. Tomando en cuenta estos estudios, así como la tendencia que se registra en la principal empresa petrolera del país, este trabajo se ha enfocado en el análisis de vulnerabilidad de las aguas subterráneas en operaciones de recuperación mejorada de crudos vía inyección de vapor.

Habiendo afinado y restringido el enfoque de la investigación, la revisión avanzó hacia las propiedades petrofísicas y geomecánicas, su medición, determinación o estimación con métodos geofísicos o matemáticos, en especial, aquellos que emplean información obtenida mediante registros de pozos, que, desde una visión pragmática, constituyen fuentes de información del subsuelo normalmente disponibles, útiles para la estimación de la vulnerabilidad infrayacente de acuíferos aprovechables. Sobre esto se revisaron los trabajos de Anderson *et al.* (1973), Salz (1977), Cregger & Lamb (1984), Mohaghegh *et al.* (1997), Vervoort & Cattle (2002), Asquith & Krygowski (2004), Attia (2005), Kozlov *et al.* (2005), Guan & Tutuncu (2012), Song & Hareland (2012) y Sun *et al.* (2013).

Finalmente, en el ámbito más estrecho de antecedentes sobre la propuesta de una metodología para estimar la vulnerabilidad de acuíferos en aplicaciones de inyección de vapor, se encontraron muy pocos trabajos, de los cuales el de Yang *et al.* (2013) es el que más se aproxima a los objetivos aquí planteados. Yang *et al.* (2013) presentan una ecuación para estimar un margen de seguridad que expresa el impacto de la presión de poros térmica (*sic.*) en la integridad [mecánica] de la roca sello del yacimiento en el que se aplica una operación de SAGD. El trabajo de Baumann *et al.* (2002) presenta el desarrollo de una simulación para estimar el efecto de la extracción de agua durante la aplicación de inyección de vapor en el campo Kern River (EEUU) como estrategia para optimizar la operación. Vanegas & Cunha (2008) presentan un desarrollo de predicciones de rendimiento en operaciones SAGD utilizando superficies de respuesta y diseño experimental.

Kharaka *et al.* (2013) confirman una relación de interés mundial entre las operaciones de producción de hidrocarburos y el potencial de degradación de la calidad de las aguas subterráneas, específicamente, con la producción de gas de lutitas, que se encuentra actualmente como centro de debate entre ambientalistas, productores y la gente; especialmente en Europa y EEUU.

2.2 Fundamentación Conceptual

2.2.1 Contaminación de Aguas Subterráneas

Partiendo de la definición de acuífero no aprovechable en el Decreto 883 (1995) «Normas para la Clasificación y el Control de la Calidad de los Cuerpos de Agua y Vertidos o Efluentes Líquidos», se deriva esta definición de **acuífero aprovechable**: es aquel cuya calidad de aguas permite su aprovechamiento para consumo humano o actividades agropecuarias, con eficiencia técnica y económica. De modo que, cualquier evento natural o acción humana que afecte la calidad de las aguas subterráneas, en especial las aprovechables, constituye **contaminación**. Ésta se define en el mismo decreto como:

»acción [...] de introducir elementos, compuestos o formas de energía capaces de modificar las condiciones del cuerpo de agua superficial o subterráneo de manera que altere su calidad en relación con los usos posteriores o con su función ecológica para el desarrollo de la vida acuática [...]«

»Los ecosistemas naturales evitan la contaminación y el agotamiento de los recursos reciclando todos los elementos, como indica el principio de sostenibilidad«, así comienza en Nebel & Wright (1999) el capítulo sobre la contaminación por aguas servidas. Se puede inferir que el ambiente o los ecosistemas se componen de una

serie de ciclos que funcionan y han interactuado entre sí a lo largo de la historia de la vida en la Tierra, y que la interrupción de alguno o todos estos ciclos es una forma o un efecto de la contaminación.

El **riesgo** de contaminación, según Foster (1987), es »la interacción entre la carga contaminante y la vulnerabilidad del acuífero«. El riesgo es la probabilidad de que ocurra un evento no deseado, en este caso, de contaminación. El contaminante es la sustancia capaz de degradar la calidad de las aguas subterráneas al modificar los parámetros con los cuales esta calidad se determina. Según el Decreto 883 (1995), dichos parámetros son:

- ✓ Oxígeno disuelto
- ✓ pH
- ✓ Color real
- ✓ Turbiedad
- ✓ Fluoruros
- ✓ Organismos coliformes fecales y totales
- ✓ Aceites minerales
- ✓ Elementos metálicos
- ✓ Elementos no metálicos
- ✓ Compuestos químicos
- ✓ Detergentes
- ✓ Dispersantes
- ✓ Dureza
- ✓ Sólidos disueltos totales y flotantes
- ✓ Biocidas
- ✓ Radiactividad
- ✓ Moluscos infectados

La clasificación en este decreto, según los valores máximos o mínimos de estos parámetros, establece 7 tipos y 7 subtipos de aguas, cuyo aprovechamiento va desde el consumo humano posible con solo agregar un desinfectante, sucediéndose las aguas que requieren tratamientos de potabilización cada vez más complejos y las aguas no destinadas a consumo humano, las aguas marinas, las aguas para balnearios, las aguas para uso industrial, para navegación y generación de energía, y las destinadas al transporte, dispersión y degradación de contaminantes. Davis & Masten (2004) clasifican los contaminantes del agua y sus fuentes en amplias categorías:

- ✓ Fuentes puntuales (aguas servidas y desechos industriales)
- ✓ Fuentes no puntuales (infiltraciones urbanas y agrícolas)
- ✓ Material que demanda oxígeno (oxida, consume O₂, en el agua)
- ✓ Nutrientes (Nitrógeno y Fósforo)
- ✓ Microorganismos patógenos (bacterias, virus y protozoarios)
- ✓ Sólidos suspendidos (partículas orgánicas e inorgánicas)
- ✓ Sales (sólidos disueltos totales)
- ✓ Metales tóxicos y compuestos orgánicos tóxicos
- ✓ Sustancias que trastornan el sistema endocrino (plaguicidas, BPC)
- ✓ Arsénico (natural y antropogénico)
- ✓ Calor (aguas efluentes refrigerantes)

Para esta propuesta metodológica, los contaminantes están asociados a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos: metales y compuestos orgánicos tóxicos, calor, fuentes puntuales, sólidos suspendidos, sales, pH, dureza, aceites minerales y gases agrios. La principal novedad es el enfoque para abordar la estimación de la vulnerabilidad de las aguas subterráneas a estas actividades y a sus contaminantes. Las guías de Foster & Hirata (1991) y Foster *et al.* (2002) son

excelentes herramientas para el diseño de metodologías, procedimientos o estrategias para la administración y protección del recurso agua.

2.2.2 Vulnerabilidad de aguas subterráneas

La vulnerabilidad de un acuífero aprovechable es la probabilidad de que el acuífero sea contaminado al punto de que sus aguas pierdan, reversible o irreversiblemente, su calidad de aprovechables. El concepto de vulnerabilidad deriva de la suposición de que el ambiente puede proveer un grado de protección a las aguas subterráneas contra los impactos antropogénicos, asociados, hasta ahora, a contaminantes infiltrados desde la superficie (Fig. 1).

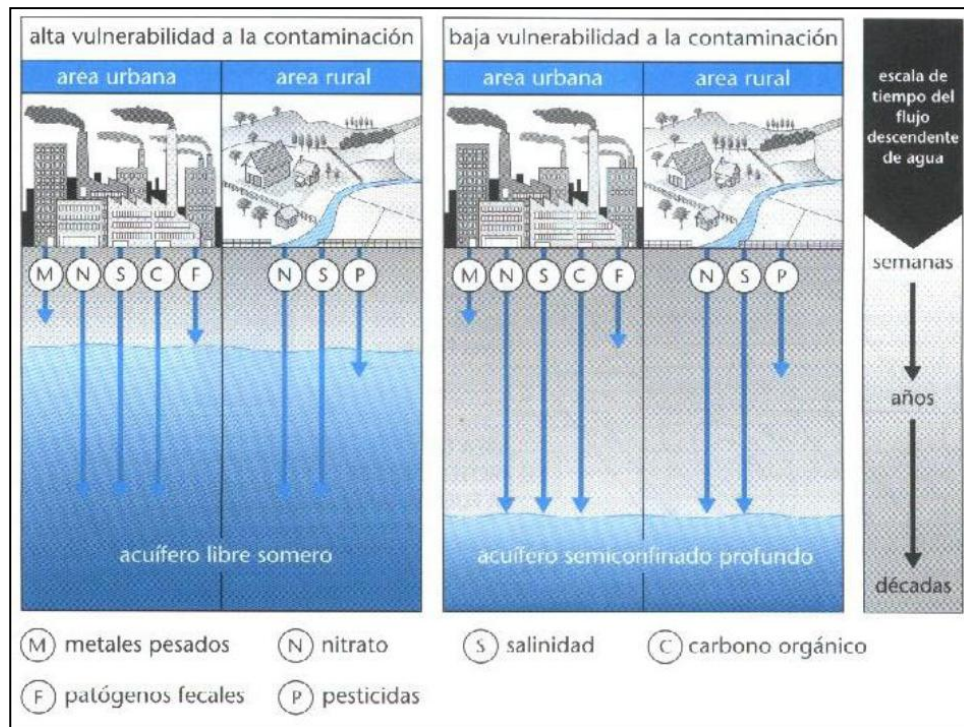


Figura 1. Ilustración del concepto general de vulnerabilidad en acuíferos (Foster *et al.*, 2002)

La vulnerabilidad, según Foster & Hirata (1991), «es la sensibilidad de un acuífero para ser adversamente afectado por una carga contaminante impuesta». Según Vrba & Zaporozec (1994) «es una propiedad intrínseca del sistema de aguas subterráneas que depende de su sensibilidad al impacto [negativo] humano o natural»; o «la incapacidad de estos sistemas [acuíferos] para absorber estas alteraciones», según Custodio (1995).

La finalidad de estimar e incluso cartografiar la vulnerabilidad de un acuífero es proveer una herramienta de soporte para la gestión asociada a la protección del recurso agua a cargo tanto de sus administradores como de las autoridades nacionales, por medio de la creación de zonas protectoras y la aprobación o negación de proyectos que impliquen actividades capaces de contaminar acuíferos con vulnerabilidad alta. Foster *et al.* (2002) confrontan el abordaje de los métodos de estimación de vulnerabilidad considerando que:

»De acuerdo a la complejidad [...] del transporte de contaminantes:

- ✓ las condiciones hidrogeológicas son demasiado complejas para ser encapsuladas [en zonas cartográficas]
- ✓ sería más lógico tratar cada actividad contaminante en forma individual y emprender una evaluación independiente [en cada caso]

Sin embargo, con ese enfoque:

- ✓ es poco probable universalizar la caracterización del peligro de contaminación
- ✓ se requiere una gran cantidad de recursos económicos y horas labor para investigaciones de campo
- ✓ se presentan problemas cuando la responsabilidad institucional es compartida«

Morris *et al.* (2003) presentaron una clasificación general de la vulnerabilidad de los acuíferos, la cual se muestra en la Tabla 1. La escala de vulnerabilidad, en los métodos más comunes (ver § 2.2.3), en general se compone de categorías como: muy baja/baja/despreciable, moderada/media y alta/muy alta/extrema. Analizando la propuesta de Morris *et al.* (2003), la *vulnerabilidad extrema* podría implicar contaminación directa en un plazo breve o inmediato, horas tal vez, bajo múltiples circunstancias. Una *vulnerabilidad alta* deja espacio para una menor variedad de contaminantes al descartar los que pueden ser atenuados, en impactos a mediano plazo. La categoría de *vulnerabilidad baja* correspondería a un menor número de contaminantes, los persistentes, en un mayor lapso de tiempo. La vulnerabilidad se minimiza cuando existe un confinamiento estratigráfico suficientemente hermético para evitar la infiltración significativa de contaminantes o su depuración durante un proceso de infiltración que se estime en escalas de tiempo geológico.

Tabla 1. Clasificación general de la vulnerabilidad según Morris *et al.* (2003)

Clase de Vulnerabilidad	Definición
Extrema	Vulnerable a la mayoría de los contaminantes, con impacto relativamente rápido en múltiples escenarios.
Alta	Vulnerable a muchos contaminantes, excepto a los que pueden ser absorbidos o fácilmente transformados.
Baja	Sólo vulnerable a contaminantes persistentes y en un muy largo plazo.
Despreciable	Existen capas confinantes que previenen cualquier flujo subterráneo vertical significativo.

Para la estimación de vulnerabilidad, Foster & Hirata (1991) y Foster *et al.* (2002) presentan las siguientes premisas o »leyes sobre la vulnerabilidad del agua subterránea«:

- ✓ »Una vulnerabilidad general a un contaminante universal en un típico escenario de contaminación [idealizado] es un concepto científicamente inválido«
- ✓ En general y a largo plazo, »todos los acuíferos son vulnerables a contaminantes móviles y persistentes«
- ✓ Los acuíferos con vulnerabilidad baja a despreciable no son contaminados fácilmente pero una vez contaminados son los más difíciles de restaurar
- ✓ Cualquier evaluación de la vulnerabilidad [...] presenta incertidumbres
- ✓ En los sistemas más complejos se corre el riesgo de omitir lo obvio y descartar lo sutil

La vulnerabilidad puede ser **intrínseca** o **específica** y los métodos que se apliquen o desarrollen se deben orientar según el tipo de vulnerabilidad. Por »intrínseca« se entiende la vulnerabilidad natural de un acuífero debido a su configuración estratigráfica y a sus características hidrogeológicas como espesor y propiedades de la zona no saturada, profundidad del nivel freático, flujo subterráneo, &c. La vulnerabilidad intrínseca vendría a ser válida para cualquier tipo de contaminante (Sinreich, 2009). Respecto a la superficie, un acuífero puede ser libre, confinado o semiconfinado. El **acuífero libre**, que carece de una capa suprayacente impermeable de protección (e.g., una capa arcillosa), es el más »intrínsecamente« vulnerable, desde el punto de vista estratigráfico descendente. El **acuífero confinado**, que está protegido por una capa suprayacente impermeable, es el menos »intrínsecamente« vulnerable, desde el punto de vista estratigráfico descendente.

En este trabajo, la condición del acuífero como libre o confinado pierde trascendencia puesto que el enfoque estratigráfico es ascendente: mientras los métodos conocidos estiman la vulnerabilidad en dirección superficie ⇒ acuífero (verticalmente descendente), esta propuesta aborda la vulnerabilidad en dirección unidades infrayacentes ⇒ acuífero aprovechable (verticalmente ascendente); de

modo que todos los acuíferos tendrán una barrera inferior que los limita y define estratigráficamente como tales (Fig. 2).

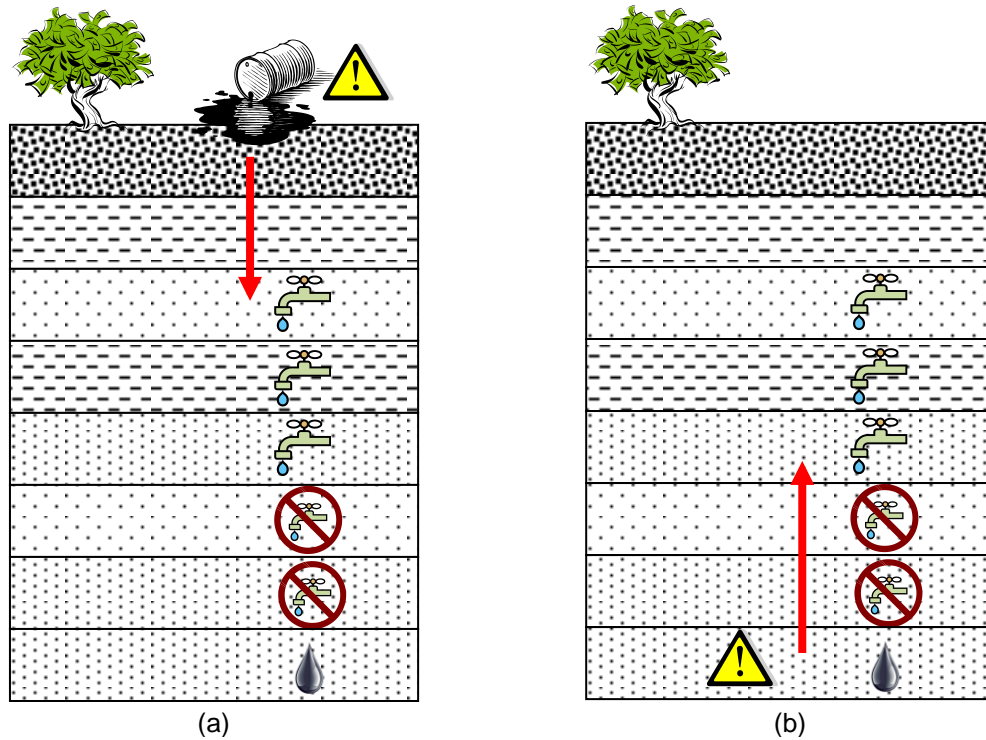


Figura 2. Enfoques de la vulnerabilidad: (a) enfoque tradicional, suprayacente respecto al acuífero, con flujo verticalmente descendente; (b) enfoque de este trabajo, infrayacente respecto al acuífero, con flujo verticalmente ascendente.

La verdadera distinción será su carácter de acuífero aprovechable, tanto por la calidad de sus aguas como por los parámetros técnicos y económicos que hacen viable su aprovechamiento (v. *et.* Decreto 883 [1995]); puesto que, prácticamente, todas las rocas sedimentarias del subsuelo están saturadas con algún tipo de fluido, comúnmente agua.

Descartando los yacimientos de hidrocarburos fluidos, la sucesión estratigráfica se compone entonces por una serie de rocas sedimentarias, con diferentes propiedades petrofísicas, saturadas con agua cuya composición química varía de acuerdo a su configuración e historia hidrogeológica. Si bien, por lo general, cuando existe una sucesión de acuíferos aprovechables, son los inferiores o más profundos los que están directamente expuestos a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, por tanto, se tratará de acuíferos confinados o semiconfinados.

La vulnerabilidad también puede ser **específica** en lo que se refiere al tipo de contaminante, de acuerdo a la premisa de invalidez científica de una estimación de vulnerabilidad general a un contaminante universal. La vulnerabilidad de un acuífero puede variar según las propiedades del contaminante (persistencia, solubilidad y movilidad). Considérese la diferencia de vulnerabilidad que puede existir entre una contaminación con fenoles y una con cloruros, debido a la solubilidad.

La aplicación de métodos para estimar la vulnerabilidad de las aguas subterráneas deberá adaptarse metodológicamente según los objetivos del proyecto macro que requiere actividades, maneja sustancias o genera residuos o desechos capaces de contaminar aguas subterráneas, según la escala del proyecto y según la disponibilidad, la calidad y el tipo de datos del área del proyecto.

2.2.3 Métodos paramétricos para estimación de la vulnerabilidad

En este apartado se describen los métodos más comunes para la estimación de la vulnerabilidad de acuíferos a la contaminación. Estos métodos están orientados a la estimación de vulnerabilidad bajo las siguientes premisas:

- ✓ El contaminante proviene de la superficie y desciende por infiltración a través del suelo o los estratos suprayacentes, en dirección vertical y sentido descendente, hacia el acuífero aprovechable que puede ser libre o confinado.
- ✓ Cuando se trata de un sistema de acuíferos, se analiza la vulnerabilidad del acuífero aprovechable superior.
- ✓ La mayor parte de los modelos populares se han desarrollado partiendo de propuestas empíricas o basadas sobre sistemas expertos, con suposiciones subjetivas, cuyo carácter es más cualitativo que cuantitativo.

El desarrollo de modelos más avanzados, utilizando simuladores gráficos o simulaciones numéricas de tipo hidrogeológico o hidrogeoquímico es posterior y es una respuesta a las dificultades comprobadas en la creación de un modelo estándar para escenarios genéricos. Métodos como PI, GLA, RISKE, PAPRIKA, VESPA, ISIS, o $\Delta hT'$ no se describen en esta fundamentación conceptual y pueden revisarse en los trabajos de Margane (2003), Kattaa (2010), Galleani *et al.* (2011) y Huneau (2013).

2.2.3.1 Método DRASTIC

Desarrollado por Aller *et al.* (1987) para la Agencia de Protección Ambiental de EEUU (APA-EEUU), es el método más utilizado. Se calcula por medio de la suma ponderada de 7 parámetros (Ec. 2.1) que genera un índice adimensional de vulnerabilidad DRASTIC, cuyo valor puede ir de 23, para la mínima vulnerabilidad, a 230, para la máxima; si bien, en la práctica el valor oscila entre 50 y 200. Se ha intentado introducir CRIPTAS como su acrónimo equivalente castellano.

Los 7 parámetros están representados en el acrónimo DRASTIC y son los siguientes: D (*depth*) profundidad del nivel freático/estático, R (*recharge*) recarga neta, A (*aquifer*) litología del acuífero, S (*soil*) tipo de suelo, T

(*topography*) topografía, I (*impact*) efecto del tipo de material en la zona vadosa, C (*conductivity*) conductividad hidráulica del acuífero. Los valores de cada variable (subíndice r en Ec. 2.1) se normalizan en una escala de 1 a 10 y su asignación se hace por medio de tablas disponibles en el trabajo de Aller *et al.* (1987). Los pesos (subíndices w en Ec. 2.1), igualmente, están preestablecidos en tablas, en función del tipo de contaminante. Sólo existen dos categorías de pesos: una general y otra para analizar vulnerabilidad con pesticidas. El cálculo del índice de vulnerabilidad se hace según la siguiente expresión:

$$V_{\text{drastic}} = (Dr \cdot Dw) + (Rr \cdot Rw) + (Ar \cdot Aw) + (Sr \cdot Sw) + (Tr \cdot Tw) + (Ir \cdot Iw) + (Cr \cdot Cw) \dots \quad (2.1)$$

Los parámetros o variables de entrada (subíndice r) se normalizan en escalas tabuladas para poder introducirse en el cálculo adimensional de la Ec. 2.1. El valor 10 corresponde a los valores extremos del parámetro que aumentan la vulnerabilidad, por ejemplo, la profundidad mínima del nivel freático o estático de 0 a 1,5 m (prácticamente superficial o cenagoso), la recarga más intensa (> 254 mm), la litología kárstica, el suelo de tipo grava, la horizontalidad topográfica, una zona vadosa kárstica o una conductividad hidráulica elevada (> 81,5 m/día). Por otra parte, el valor 1 corresponde a los valores más favorables del parámetro para reducir la vulnerabilidad, *e.g.*, la conductividad hidráulica mínima (0,04 – 4,08 m/día), una zona vadosa impermeable, una topografía abrupta ($m > 0,18$), un suelo arcilloso, la litología arcillosa, la mínima recarga (0 – 50 mm) y profundidades mayores de 30 m para el nivel freático/estático.

La escala de la variable de salida se presenta en intervalos que corresponden a las categorías de vulnerabilidad *muy baja*, *baja*, *moderada*, *alta* y *muy alta*. Los resultados del método DRASTIC se pueden combinar con un Sistema

de Información Geográfica (SIG) para cartografiar la vulnerabilidad. Resultados de aplicaciones de DRASTIC se pueden encontrar en los trabajos de Plymale *et al.* (2002), Margane (2003), Robin *et al.* (2007) y Nobre *et al.* (2007).

Según Yu *et al.* (2010) a pesar de sus amplias y numerosas aplicaciones en el ámbito mundial (Japón, Europa, EEUU, Corea del Sur, Sudáfrica, e Irán), las »experiencias demuestran que DRASTIC no es efectivo y es difícil de validar puesto que fue construido sobre la base de las experiencias de hidrogeólogos en lugar de un estudio cuantitativo del proceso físico en el sistema acuífero«.

2.2.3.2 Método SINTACS

Es una versión posterior del método DRASTIC, pues utiliza los mismos parámetros, con adaptación a las características hidrogeológicas de Italia hecha por Civita (1994). El área de estudio se divide en cuadrículas de 0,5 km de lado, por lo que la escala de trabajo es de mayor detalle. El acrónimo SINTACS se compone por: *Soggioacenza* (profundidad del nivel freático/estático), *Infiltrazione* (recarga), *effetto depurante del Non saturo* (zona vadosa), *Tipologia della copertura* (suelo), *Acquifero* (litología del acuífero), *Conducibilità idraulica* (conductividad hidráulica) y *acclività della Superficie topografica* (topografía).

$$V_{\text{sintacs}} = (S_r \cdot S_w) + (I_r \cdot I_w) + (N_r \cdot N_w) + (T_r \cdot T_w) + (A_r \cdot A_w) + (C_r \cdot C_w) + (S_r \cdot S_w) \dots (2.2)$$

Si bien, la fórmula para calcular el índice de vulnerabilidad SINTACS (Ec. 2.2) tiene la misma forma de la correspondiente a DRASTIC (Ec. 2.1), la escala de ponderación así como la asignación de valores para los parámetros de entrada es diferente.

Para la asignación de valores, el método SINTACS ofrece una herramienta de asignación que perfecciona las tablas utilizadas en DRASTIC, dándoles continuidad matemática por medio de una función cuyas gráficas se utilizan como referencia. La Fig. 3 muestra la curva de asignación de valores para el parámetro S1 (profundidad del nivel freático/estático).

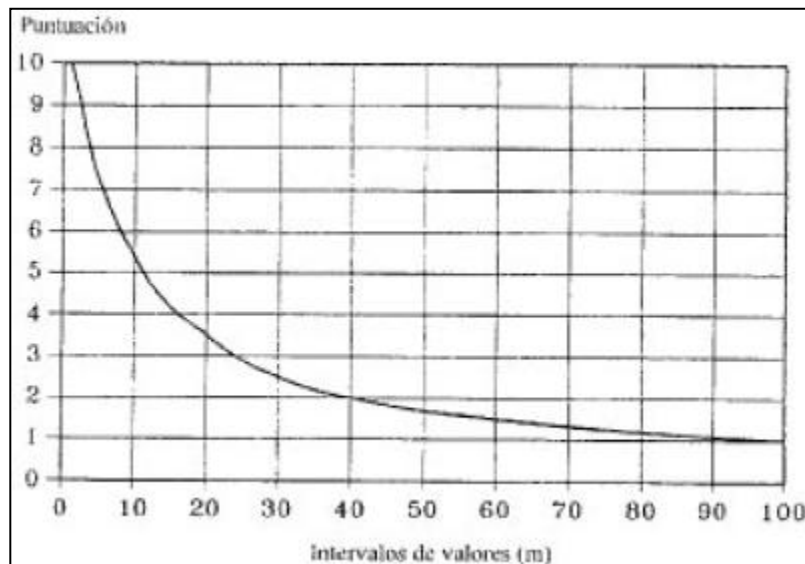


Figura 3. Función hiperbólica para la asignación de valores el parámetro S1 (profundidad) del método SINTACS. (Civita *et al.* 1990).

Además, el método SINTACS utiliza también diagramas para asignar los valores como en la Fig. 4 para dar valores a los parámetros. En este caso, la asignación de valores es más difusa, pues la mayoría de las litologías abarcan intervalos con varios valores posibles (5 inclusive) y muchas comparten los mismos valores. La asignación de pesos también varía en el método SINTACS, pues incluye 4 categorías de ponderación basadas sobre los siguientes criterios: karstificación, drenaje superficial (ríos, riego), fuentes de contaminación y situación ordinaria. Cada categoría establece una ponderación específica a cada variable del índice de vulnerabilidad.

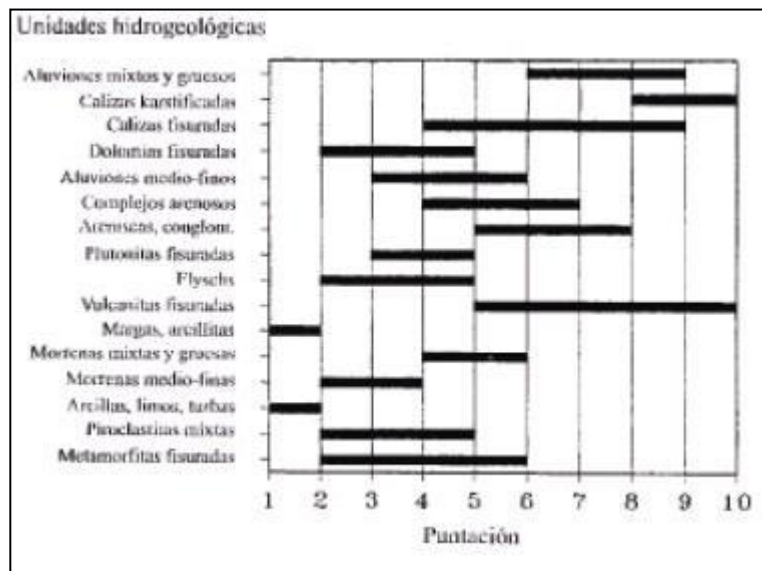


Figura 4. Asignación de valores de la Zona Vadosa (N) para el índice SINTACS (Mod. de Civita *et al.* 1990)

La escala del índice de vulnerabilidad obtenido es similar a la de DRASTIC, con la inclusión de un grado de vulnerabilidad «muy elevada». La complejidad del método condujo al desarrollo de programas de computación para su uso. Pueden encontrarse aplicaciones del método SINTACS en los trabajos de Civita & DeMaio (1998), Civita *et al.* (2000), Uricchio *et al.* (2004), Di Martino *et al.* (2005), Cucchi *et al.* (2007) Y Hamza *et al.* (2007).

2.2.3.3 Método GOD

El método GOD fue desarrollado por Foster (1987). Se puede considerar entre los más sencillos y directos, útil cuando solo se cuenta con escasa información o datos no confiables. Suele emplearse en primera instancia, para orientar estudios avanzados. A diferencia de los anteriores, el número de variables de entrada es reducido, por lo que el grado de generalización es mayor, además, no utiliza ponderaciones. La escala de valores es discreta decimal y va de 0 a 1, siendo sus variables las que componen el acrónimo

GOD: G (*groundwater occurrence*) tipo de acuífero, O (*overall aquifer*) litología de la zona vadosa y D (*depth to groundwater*) profundidad del nivel freático/estático. Los valores de cada parámetro se multiplican para calcular el índice de vulnerabilidad según la Ec. 2.3, a diferencia de otros métodos que utilizan una suma ponderada.

$$V_{god} = G \cdot O \cdot D \quad \dots \quad (2.3)$$

La simplicidad de este método se puede observar en la Fig. 5, que constituye un diagrama esquemático del procedimiento. Se ha intentado introducir el acrónimo castellano DIOS (en equivalencias: DIstancia al agua, Ocurrencia del acuífero y Sustrato litológico).

La variable G se refiere al tipo de acuífero como libre, confinado o semiconfinado. La variable O cubre la litología de la zona vadosa o la cobertura confinante, categorizadas en función de sus propiedades petrofísicas que inciden en el flujo hidráulico subterráneo. La variable D categoriza la profundidad, definiendo como umbral máximo los 50 m, más allá de los cuales la vulnerabilidad sería mínima. Aplicaciones del método GOD se encuentran en los trabajos de Collazo (2006) y Segura *et al.* (2007).

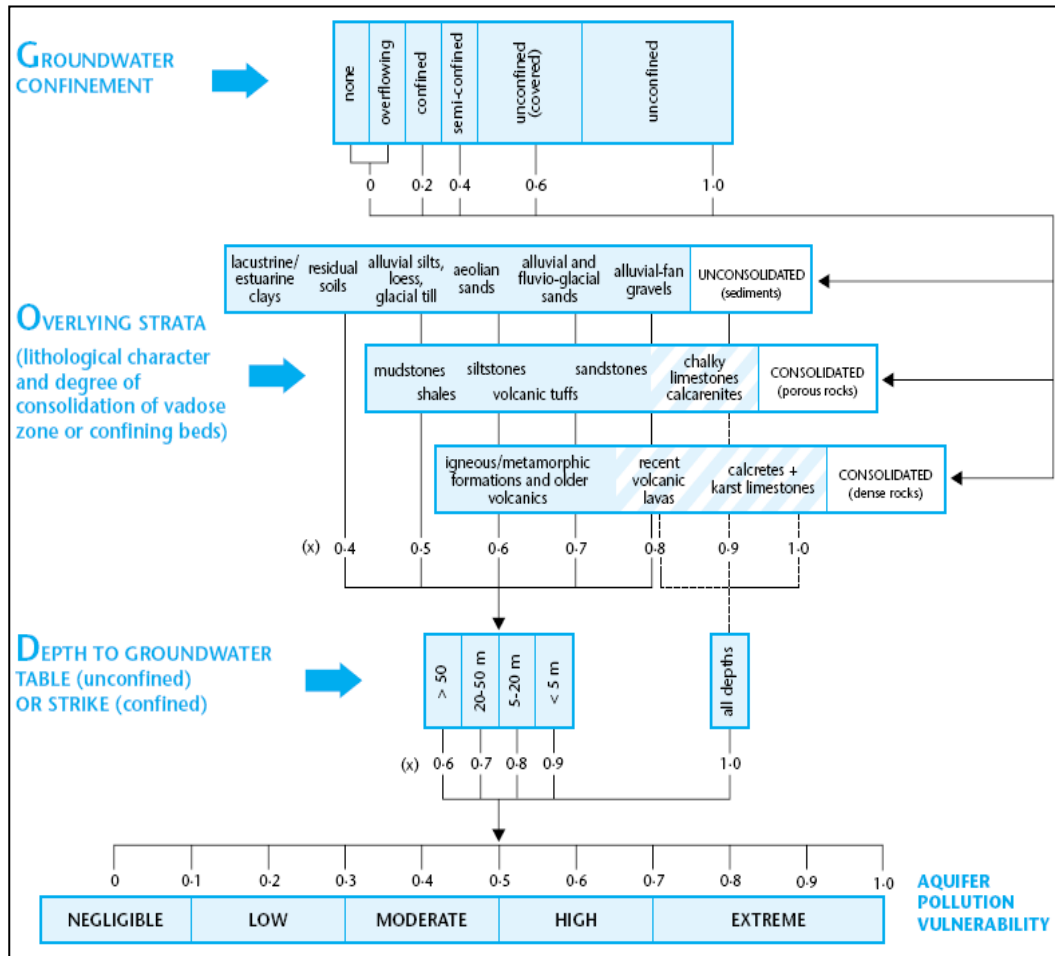


Figura 5. Esquema del método GOD, con asignación de valores. (Foster, 1987)

2.2.3.4 Método EPIK

Este método fue desarrollado por Dörflinger & Zwahlen (1997) y se utiliza para evaluar la vulnerabilidad de acuíferos en secuencias kársticas o carbonáticas. Las variables, igualmente, definen el acrónimo: E (*epikarst*), zona de erosión kárstica; P (*protective cover*) cubierta de protección; I (*infiltration conditions*) y K (*karst network development*) desarrollo de la red kárstica. El cálculo del índice de vulnerabilidad EPIK se hace a través de la Ec. 2.4, compuesta por los parámetros y sus factores de ponderación.

$$V_{epik} = (E \cdot \alpha) + (P \cdot \beta) + (I \cdot \gamma) + (K \cdot \delta) \quad \dots \quad (2.4)$$

Los valores para los parámetros o variables de entrada varían en una escala discreta de 1 a 4, según la descripción presentada en tablas como las del método DRASTIC. Del mismo modo, los pesos α , β , γ y δ están predeterminados y en la propuesta original de Dörflinger & Zwahlen (1997) sólo tenían una asignación, según la cual el tipo de cubierta de protección (suelo o zona vadosa) tenía la menor ponderación ($\beta = 1$). Al calcular el índice EPIK, la vulnerabilidad varía de 9 (máxima) a 34 (mínima). Pueden encontrarse aplicaciones del método EPIK, así como de otros métodos para sistemas kársticos, en los trabajos de Margane (2003), Zwahlen (2004), Butscher & Huggenberger (2009) y Huneau *et al.* (2013).

2.2.3.5 Método EK_v

El método EK_v fue desarrollado por Auge (1995), quien plantea la vulnerabilidad como el grado de autoprotección de un acuífero ante la contaminación. Así como el método EPIK solo puede aplicarse en escenarios kársticos, el método EK_v es exclusivo para acuíferos libres. Se calcula como la suma de los parámetros E (profundidad de la zona saturada) y K_v (permeabilidad vertical de la zona saturada):

$$V_{ekv} = E + K_v \quad \dots \quad (2.5)$$

Los valores de E y K_v varían de 1 (vulnerabilidad mínima) a 5 (vulnerabilidad máxima), por lo que el índice varía de 2 a 10. Aplicaciones del método EK_v puede verse en los trabajos de Collazo (2006) y Rueda & Betancur (2006).

2.2.3.6 Método AVI

Es un método que cuantifica la vulnerabilidad en función del espesor de las capas homogéneas suprayacentes al acuífero, tomando en cuenta su permeabilidad. El índice AVI (por sus siglas en inglés, *Aquifer Vulnerability Index*) relaciona estas variables para calcular un parámetro de salida llamado »resistencia hidráulica« que expresa el tiempo que toma el flujo vertical para atravesar la zona vadosa según la Ec. 2.6. Fue desarrollado por Stempvoort *et al.* (1993).

$$C = \sum_{i=1}^n \frac{b_i}{K_i} \dots \quad (2.6)$$

donde, C es el parámetro de salida (resistencia hidráulica en años); b es un parámetro de entrada que representa el espesor de la capa i en centímetros; y K es un parámetro de entrada que representa la permeabilidad vertical de la capa i (cm/año).

El método AVI establece la vulnerabilidad baja para órdenes de tiempo geológico $C > 10^3$ años y vulnerabilidad muy alta para plazos inmediatos, $C < 10$ años. De los métodos paramétricos estudiados, la ecuación del método AVI se toma como punto de partida para la construcción de la relación matemática medular (*función objetivo*) en esta propuesta de método. Aplicaciones del método AVI se encuentran en los trabajos de Rueda & Betancur (2006), Gemail *et al.* (2011), Ducci & Sallerino (2013).

2.2.3.8 Método BGR

Este método debe su acrónimo al Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales de Alemania, BGR (por sus siglas en alemán,

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) donde fue desarrollado por Hölting *et al.* (1995). Evalúa el tiempo de residencia o permanencia del agua a través de las capas de la zona vadosa. Las variables de entrada son la capacidad de campo efectiva del suelo, la recarga natural y artificial, la litología y el espesor de la zona vadosa. El índice se calcula según la siguiente expresión:

$$V_{bgr} = (S \bullet R) + \left[R \bullet \sum_{i=1}^n L_i \times E_i \right] \dots \quad (2.7)$$

S es la capacidad de campo efectiva del suelo, R es el factor de la recarga, L es el tipo litológico y E el espesor de cada capa. Los valores en puntos se encuentran tabulados como en otros métodos.

En oposición al método AVI, la vulnerabilidad es baja cuando la permanencia del agua (contaminante) está en el rango de días ($BGR < 500$) y aumenta para tiempos mayores de 25 años ($BGR > 4000$). Detalles y ejemplos de aplicación del método BGR pueden encontrarse en el trabajo de Muñoz (2004).

2.2.4 Métodos no paramétricos para estimación de la vulnerabilidad

Los métodos citados o descritos en el apartado anterior (métodos paramétricos) han recibido críticas debido a las limitaciones o a la imposibilidad de su validación. Según Zwahlen (2004) »la vulnerabilidad intrínseca es independiente de la naturaleza de los contaminantes y del escenario de contaminación, y toma en cuenta las características geológicas, hidrológicas e hidrogeológicas de un área«; de lo cual

Neukum & Azzam (2009) dicen »la mayor desventaja de esta definición de vulnerabilidad es que no permite una comparación numérica entre los distintos tipos de vulnerabilidad ni una comparación directa de los resultados obtenidos en un mismo lugar por métodos [paramétricos] distintos«. Yu *et al.* (2010) agregan »el sistema de índices se basa sobre la suposición de que la vulnerabilidad es una superposición lineal de parámetros artificialmente especificados«, pero el trabajo de Neukum & Azzam (2009) demostró que la relación entre la vulnerabilidad y algunos parámetros específicos no es lineal.

También señalan Yu *et al.* (2010) que en los métodos paramétricos »las categorías y pesos se establecen artificialmente por criterio de expertos, según juicios subjetivos. Esto podría introducir un enorme efecto subjetivo en los resultados«; lo cual, a la larga, se expresa como argumento según el cual la generalización o universalización advertida por Foster & Hirata (1991) en métodos de estimación de vulnerabilidad es científicamente inválida.

El desarrollo y la accesibilidad a herramientas tecnológicas de computación ha impulsado el avance hacia el uso de simulaciones numéricas o soluciones analíticas basadas sobre modelos de flujo o transporte para estimar la vulnerabilidad de las aguas subterráneas, en lugar de utilizar los métodos paramétricos convencionales, sin embargo, »el desarrollo y aplicación de indicadores cuantitativos de vulnerabilidad... aún está en su infancia«, señalan Neukum & Azzam (*Op. Cit.*).

Yu *et al.* (*Op. Cit.*) partiendo del trabajo de Neukum & Azzam (*Op. Cit.*) han propuesto un método que combina el modelado numérico (computacional) de transporte con el método paramétrico DRASTIC (v. *et.* § 2.2.3.1), utilizando la simulación de Montecarlo para la mejora de los datos y la evaluación de vulnerabilidad, con el tiempo de tránsito del contaminante como indicador de vulnerabilidad; e incluso han propuesto un nuevo índice: NIIS (por sus siglas en inglés, *Newly Improved Index System*). Ambos trabajos estiman la vulnerabilidad desde el enfoque vertical descendente, para actividades contaminantes en la superficie.

En el campo de la estimación de vulnerabilidad intrínseca infrayacente, en actividades de exploración y producción de hidrocarburos, el desarrollo es mucho más incipiente. No se han encontrado métodos paramétricos y solo se han encontrado trabajos complejos de modelado geoquímico como el de Birkholzer *et al.* (2008) en EE.UU. y el estudio sobre el impacto de la presión de poros térmica en la integridad de la roca sello durante la operación de SAGD, presentado por Yang *et al.* (2013) en Canadá. De estos, solo Birkholzer *et al.* (*Op. Cit.*) emplean el término «vulnerabilidad» como se maneja en este trabajo.

2.2.5 Operaciones petroleras

En este apartado se presentan dos puntos: en primer lugar, una visualización general de las diferentes operaciones petroleras que implican algún peligro que podría comprometer la calidad de las aguas subterráneas y, por tanto, deberían incluir una estimación de la vulnerabilidad del acuífero aprovechable bajo el cual se encuentran los yacimientos objetivo de la explotación. En segundo lugar, se establecen líneas de investigación en función de estas operaciones y la vulnerabilidad de los acuíferos, siendo específicamente la inyección de vapor la operación que se estudia en este trabajo.

Entre estas operaciones petroleras se encuentran los levantamientos de campo, los estudios geofísicos de exploración, la construcción de localizaciones de perforación, instalación de bombas o unidades de inyección de fluidos, oleoductos o gasoductos, estaciones de bombeo, patios de tanque y otras actividades en superficie que quedan fuera del alcance de esta propuesta; tomando en cuenta que la vulnerabilidad en esos casos se puede estimar con los métodos descritos en § 2.2.3 y 2.2.4. La primera operación que se considera en el enfoque de vulnerabilidad infrayacente y que representa un peligro directo para los acuíferos aprovechables es la construcción de pozos; operación que puede afectar directamente la calidad de las aguas subterráneas puesto que atraviesa los acuíferos y expone directa y permanentemente

el acuífero a la contaminación, de modo que un estudio paramétrico de vulnerabilidad para la perforación de pozos indicaría una vulnerabilidad absoluta, matemáticamente indeterminada o infinita.

Durante esta operación se hacen las corridas de las herramientas que registran datos geofísicos de la columna litológica del hoyo (v. *et. Asquith & Krygowski, 2004*), para calibrar la caracterización geológica del subsuelo, visualizada con estudios de superficie o levantamientos geofísicos (sísmica). Es importante señalar la importancia de que en Venezuela se extienda la corrida de registros hacia la superficie, cubriendo los intervalos que corresponden a los acuíferos aprovechables, haciendo el llamado tanto a las empresas operadoras, las empresas de servicios así como a las autoridades nacionales de Petróleo y Ambiente. Esa información es vital para los trabajos que se hagan con fines de administración territorial de los recursos hídricos para el país.

Siguiendo la construcción de pozos, las etapas de cementación y completación, aunque mantienen una vulnerabilidad infinita o indeterminada durante su ejecución, tienen la oportunidad y la responsabilidad de mitigar o minimizar el peligro de contaminación en las actividades subsiguientes en que se utilice el pozo, ya sea para producción de hidrocarburos, disposición de desechos (Bruno *et al.*, 1997; Veil & Dusseault, 2004; Contreras-Quintero & Navarro, 2010), almacenamiento de gas combustible o secuestro de GEI (gases de efecto invernadero) (Birkholzer *et al.*, 2008), inyección de fluidos con fines de mantenimiento de presión, barrido hidráulico, levantamiento artificial, fracturamiento hidráulico (Kharaka *et al.*, 2013; Melo *et al.*, 2012) o recuperación mejorada de crudos pesados o extrapesados (Taber *et al.*, 1997; Kovsky, 2012). Un estudio de vulnerabilidad de acuíferos en actividades de cementación y completación de pozos debería partir de las pruebas de integridad mecánica del pozo y los registros de cementación tipo CBL (por sus siglas en inglés, *Cement Bond Log*).

En cuanto a las operaciones relacionadas con la producción de hidrocarburos, gas o petróleo, la actividad por sí misma no constituiría peligros adicionales si se pudiese

garantizar la integridad del pozo, los revestidores y la cementación, así como la inexistencia de fracturas naturales o fallas geológicas que sirvan como conductos hidráulicos que conecten los yacimientos infrayacentes con los acuíferos. Sin embargo, los peligros adicionales suelen tener origen en las actividades conexas o debidas a la extracción, que conforman los esquemas de explotación; así como las actividades relacionadas con el reciente desarrollo de extracción de gas de lutitas vía fracturamiento hidráulico, con químicos agresivos que generan grandes volúmenes de aguas de producción o conectan yacimientos de gas con acuíferos aprovechables (Fox, 2010; Rham *et al.*, 2013; Eaton, 2013; Johnson & Boersma, 2013), y el confinamiento geológico de materiales, a saber: ISD, *Inyección Subterránea de Desechos*, almacenamiento de gases combustibles y secuestro de GEI.

Dentro de los esquemas de explotación se encuentran los métodos de producción primaria, secundaria y terciaria, que dependen de la evolución de la vida útil de los pozos y del factor de recobro del yacimiento. Estos métodos suelen incluir el uso de pozos inyectores, ya sea para inyección de aguas de producción o gases con el objetivo de mantener o incrementar la presión natural de los yacimientos, para propiciar el barrido hidráulico de los fluidos dentro del yacimiento hacia los pozos, para inyectar fluidos con alta presión en operaciones de fracturamiento hidráulico o para la inyección de químicos (Pope, 2011), aire o vapor en operaciones de recuperación mejorada de crudos pesados o extrapesados.

Con el agotamiento de los yacimientos de crudos livianos y medianos, la producción convencional mundial ha comenzado a decaer y el interés se ha enfocado principalmente hacia tres tipos de acumulaciones: crudos pesados y extrapesados, arenas bituminosas e hidrocarburos en roca madre (particularmente gas o petróleo de lutita o *shale/oil gas*); cuyos métodos de producción tienen como característica común una mayor huella ecológica y un mucho mayor potencial de impacto ambiental severo (*v. et.* Fox, 2010; Kharaka, 2013; Johnson & Boersma, 2013). El estimado global de acumulaciones de crudos pesados y extrapesados es de

13 a 15 x 10¹⁸ bbl, según Rogner (1997) y Schollnberger (1998) citados en Kovsky (2012), un 70% de las reservas totales de petróleo.

Los procesos de recuperación mejorada de petróleo (RMP) – en inglés, *Enhanced Oil Recovery (EOR)* o *Improved Oil Recovery (IOR)* – forman parte de las estrategias de incremento de la producción. Según Farouq Ali & Thomas (2000), los métodos IOR corresponden a la producción asistida desde el comienzo del desarrollo del yacimiento, que para crudos XP (extrapesados) es la única forma posible de producción. Los métodos EOR se aplican cuando la producción natural del yacimiento comienza a declinar. En general, estos métodos eran complicados, costosos y con poco potencial de uso económico, en un contexto en el cual aún existían abundantes yacimientos de producción natural o convencional (livianos y medianos). En Venezuela los métodos de RMC (IOR) se distinguen del levantamiento artificial (EOR), que es la recuperación secundaria o terciaria de yacimientos convencionales. Los métodos de levantamiento artificial se implementan hoy en los yacimientos que han superado las etapas de recuperación primaria y secundaria, en los cuales permanece un porcentaje del POES (petróleo original en sitio) que va de 50 a 60% en crudos livianos (30 – 35° API) y hasta 90% en crudos P (pesados) (<15° API). En el ámbito mundial se cree que existen acumulaciones de hasta 2x10¹⁸ bbl de crudo en yacimientos que requerirán métodos de RMC.

En el caso de Venezuela, los crudos PXP de la Faja Petrolífera del Orinoko (<15° API), con 296,5 x 10⁹ bbl de reserva, constituyen la mayor acumulación individual de crudos de este tipo: un 20% del total de reservas probadas en el mundo (PDVSA, 2011). Si bien la producción puede comenzar con una etapa de producción primaria a secundaria, la implementación de métodos de RMC es ineludible para obtener el máximo factor de recobro posible. La inyección de agua para desplazamiento hidráulico es la opción de recuperación secundaria más económica y de mayor difusión, pero es ineficiente para el empuje de crudos XP. La Tabla 2 muestra la relación de porcentajes de producción para distintos crudos. Los crudos medianos

pueden alcanzar una extracción de hasta 30% del POES sin levantamiento artificial, llegando a 67% con RMC; mientras los crudos XP no se pueden extraer sin RMC, y pueden alcanzar una extracción de 51% en el escenario más favorable para RMC.

Tabla 2. Comparación de producción para distintos crudos.

Tipo de Crudo	30° API		15° API		XP — 12° API	
Saturación inicial	70%		80%		75%	
	F.R.	C.R.	F.R.	C.R.	F.R.	C.R.
Producción primaria	15%	60%	3%	78%	0	75%
Inyección de Agua	30%	42%	5%	74%	0	75%
RMC	20%	33%	60%	29%	35%	49%

F.R.: Factor de Recobro – C.R.: Crudo Remanente en el Yacimiento

Modificada de Farouq Alí & Thomas (2000)

La selección y desarrollo de un método conocido de RCM desde su concepción hasta su aplicación operacional puede tomar de 1 a 20 años (Tabla 3). Existe una amplia competencia en desarrollos tecnológicos para métodos de RMC que incluye métodos térmicos, químicos, hidráulicos y biológicos (Soudman-asli *et al.*, 2007; Manrique *et al.*, 2015). El incremento del precio del petróleo de 2010 hizo que tecnologías antaño descartadas se hayan vuelto económicamente viables, como el uso de polímeros o surfactantes para detergencia (Pope, 2011).

Tabla 3. Comparación de tiempos de implementación para métodos RMC

Método RMC	Años
Inyección Cíclica de Vapor	≈20
Combustión en Sitio	≈19
SAGD	≈15
CO ₂ Miscible	≈13
Intesurf ®	≈1

Modificada de Farouq Ali & Thomas (2000). Manrique *et al.* (2015)

Para elegir cuál método de RMC aplicar, los responsables de la administración del yacimiento deben ser capaces de responder, con soportes, requerimientos como los que menciona Pope (2011): »¿Cuál es la saturación de petróleo actual? ¿Cuál es la viscosidad del crudo? ¿Cuáles son las propiedades petrofísicas de las rocas productoras y cuánto varían? ¿Existe logística para proveer los requerimientos en equipos, insumos y energía para el método de RMC?«. Además de estas preguntas, es una obligación humana incluir oportunamente, en la etapa de la visualización de la ingeniería, los puntos de atención concernientes al ambiente: consumo de energía, consumo de agua, uso de la tierra, emisiones atmosféricas, generación y manejo de desechos y vulnerabilidad de los acuíferos, entre otros elementos de la interacción entre el ambiente y los métodos de RMC. El Departamento de Energía de EEUU hizo una revisión del marco legal ambiental de ese país en relación con la RMC (Madden *et al.*, 1991), como preámbulo a su implementación a gran escala.

La Tabla 4 muestra el esquema de los puntos de atención ambientales para los principales métodos de RMC, resume las consideraciones ambientales de la aplicación de los principales métodos de RMC, métodos cuya implementación se visualiza para la FPO en Venezuela. Cada uno tiene sus particularidades, pero en común tienen la generación de aguas de producción, aguas que no deben descargarse en superficie y que en el mejor de los casos deberían confinarse en el subsuelo. Así mismo, tienen demandas significativas de agua como insumo para el método y esta agua debe tener unas condiciones químicas determinadas para poder utilizarse. Otro aspecto que tienen en común es el potencial de contaminar acuíferos, de allí la importancia y necesidad de desarrollar propuestas metodológicas para estimar la vulnerabilidad infrayacente de las aguas subterráneas aprovechables o favorecer la implementación de métodos más eficientes y efectivos como Intesurf™.

Tabla 4. Puntos de atención concernientes al Ambiente de los métodos de RMC
(Modificada de Madden *et al.*, 1991, p xiv)

	Inyección de Vapor	Combustión en Sitio	Inyección de Químicos	Inyección de CO₂
Aire	Emisiones del generador de vapor Emisiones de hidrocarburos	Emisiones de los pozos y los compresores de aire	Emisiones fugitivas de la preparación de químicos <i>in situ</i>	Fugas de CO ₂ durante los procesos de uso o transporte Emisiones de H ₂ S de los pozos
Uso de Agua	Demanda significativa	Demanda moderada	Demanda significativa	Demanda significativa
Efluentes	Aguas de producción	Aguas de producción Contaminación de acuíferos por aguas ácidas con trazas de metales	Contaminación de acuíferos con químicos inyectados Aguas de producción Derrame de químicos en superficie	Aguas de producción Contaminación de acuíferos con aguas ácidas con trazas de metales
Desechos Sólidos	Lodos de separadores Desechos del tratamiento de aguas para generación de vapor	Desechos de la limpieza del cabezal de pozo Desechos del tratamiento de las aguas de producción	Desechos de la preparación de los químicos <i>in situ</i> Desechos del tratamiento de las aguas de producción	Desechos del tratamiento de las aguas de producción

Para la estimación de vulnerabilidad de acuíferos en el uso de métodos de RMC no se han documentado métodos paramétricos, más allá de la adaptación de los procedimientos convencionales de estudios integrados y desarrollo de yacimientos, que involucran el uso de modelos del subsuelo y simulaciones que implican la inversión de recursos adicionales y tiempo; no solo por parte de las empresas operadoras, sino también para las autoridades reguladoras, en el caso de Venezuela. Mayores detalles sobre métodos de RMC se pueden encontrar en Taber *et al.* (1997a y 1997b), Farouq Ali & Thomas (2000), Pope (2011) y Kovscek (2012).

2.2.6 Inyección de vapor

De las actividades de exploración y producción mencionadas en § 2.2.5, se ha seleccionado la inyección de vapor como operación para el desarrollo de esta propuesta. La inyección de vapor es el «método comercial de RMC más antiguo», según Taber *et al.* (1997). Por su parte, Kovscek (2012) señala que la inyección de vapor «puede decirse que es la técnica más exitosa para la RMC implementada hasta la fecha» — sin perder de vista que la tecnología Intesurf™ no ha sido mediatizada por PDVSA Intevep.

El primer proyecto de Inyección Continua de Vapor (ICV) (Fig. 6) a gran escala se desarrolló en Venezuela (Tía Juana) en los años 60 (de Haan & Schenk, [1969]; citado por Kovscek [2012]). La Inyección Alterna de Vapor (IAV), o inyección cíclica, fue descubierta también en Venezuela (Mene Grande, 1957) durante operaciones de ICV que tuvieron que interrumpirse para controlar la presión: el resultado fue una mejora en la producción que condujo al establecimiento del nuevo método. Los principales casos de aplicación como referencia son los de Kern River (EEUU) y Duri (Indonesia); particularmente el campo Duri es el proyecto de Inyección de Vapor más grande del mundo con una producción de 220.000 bpd.

La aplicación de inyección de vapor (u otros métodos térmicos) en Alberta (Canadá) ha tenido complicaciones debido a las bajas temperaturas (influencia de la latitud), de modo que, en este sentido, Venezuela tiene una ventaja adicional por sus condiciones climáticas. El desarrollo de la construcción de pozos horizontales o multilaterales también ha propiciado la evolución de la inyección de vapor, dando paso al Drenaje Gravitatorio Asistido con Vapor, SAGD (Kovscek, 2012; Vanegas & Cunha, 2008).

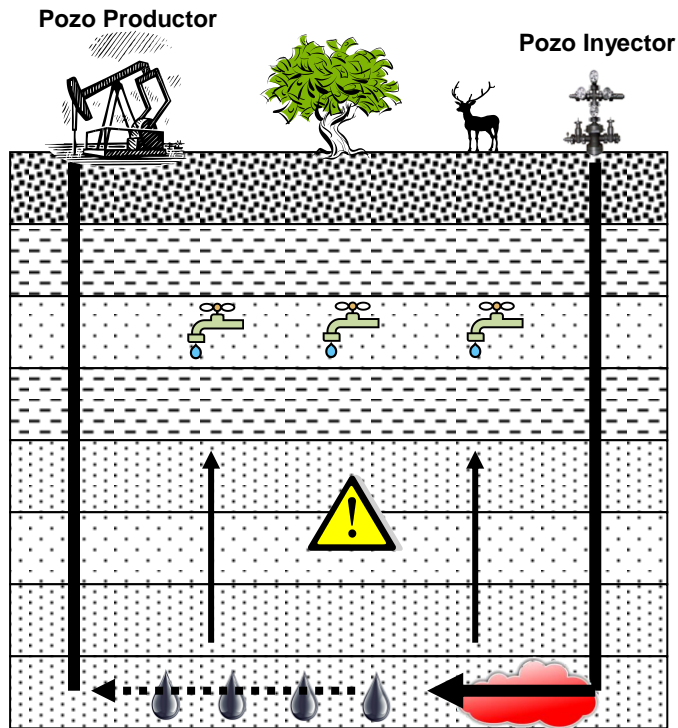


Figura 6. Potencial de contaminación de la Inyección de Vapor o vulnerabilidad específica del acuífero aprovechable inferior.

Como cualquier método de RMC, la Inyección de Vapor implica una mayor huella ecológica y un mayor potencial de impacto ambiental, si se compara con la producción convencional. La causa de estas desventajas ecológicas son los requerimientos de agua y energía para la generación de vapor, las emisiones atmosféricas de GEI, el potencial de contaminación de acuíferos, la generación de salmueras, entre otros efluentes de producción, y el peligro de erupciones de vapor en superficie. Los mecanismos para la generación de vapor incluyen la combustión con carbón, coque, diesel o gas natural; cada uno con sus diferentes niveles de emisiones atmosféricas. En cuanto al consumo de agua, sin tomar en cuenta estrategias de reciclaje, se requieren entre 2 y 10 bbl de agua para producir 1 bbl de crudo: la cantidad de agua depende de la madurez del yacimiento y las condiciones

geológicas locales. En el mejor escenario de reciclaje, se necesita 0,5 bbl de agua (potable) para producir 1 bbl de crudo. Más detalles en Kovsky (2012).

Los métodos térmicos no dependen de un contacto directo entre el vapor inyectado y el crudo a producir. Su mecanismo difiere de los métodos de inyección hidráulica en los que ocurre un desplazamiento volumétrico del crudo empujado por el agua. En los métodos térmicos se propicia un cambio en las condiciones termodinámicas del yacimiento que afecta la viscosidad del crudo, su expansión térmica y la mojabilidad de la roca productora. La ejecución de esta operación requiere la existencia de una roca confinante suprayacente al yacimiento en el que se aplica, que garantice la protección de las aguas subterráneas aprovechables que se encuentran por encima de los yacimientos, en la mayoría de los casos: en todos los casos para la Faja Petrolífera del Orinoko, según Laboratorio Nacional de Hidráulica (2010).

Para estimar la vulnerabilidad de los acuíferos suprayacentes a un yacimiento en el que se plantea aplicar métodos térmicos (ICV, IAV, SAGD e incluso Combustión en Sitio, CES) se puede ejecutar un procedimiento para establecer la influencia de los parámetros, controlables e incontrolables, que intervienen en el proceso. Unos se corresponderán a la vulnerabilidad intrínseca infrayacente del acuífero, derivados de los métodos paramétricos tradicionales, y otros se corresponderán a la vulnerabilidad específica, derivada de la aplicación de determinado método térmico.

2.2.7 Diseño de experimentos

La aplicación de técnicas de diseño de experimentos tiene larga trayectoria en la industria petrolera; se pueden encontrar numerosas aplicaciones, en especial, en estudios integrados y desarrollo de yacimientos (Damsleth *et al.*, 1992; Dejean & Blanc, 1999; Portella *et al.*, 2003; White & Royer, 2003; Prada *et al.*, 2005; Yeten *et*

al., 2005; Amudo *et al.*, 2008), así como en operaciones de inyección de vapor (Chu, 1990; Queipo *et al.*, 2001; Vanegas Prada & Cuhna, 2006).

El desarrollo de una simulación numérica o modelado de un sistema complejo en el subsuelo, de larga trayectoria en la industria petrolera, puede implicar un largo período de trabajo computacional. Este tiempo de simulación puede propiciar el letargo o la dilación en la toma de decisiones o conducir a predicciones sesgadas puesto que se requieren largos períodos de tiempo para desarrollar las simulaciones de todos los escenarios posibles de un proceso complejo que depende de varios parámetros. Por esta razón, la aplicación de un método alternativo para predecir el comportamiento de las rocas del subsuelo en operaciones de exploración y producción, que permita aproximarse a los resultados de una compleja simulación de yacimiento, creada a partir de un importante número de parámetros de entrada, se ha elegido como opción metodológica para abordar el desarrollo de esta propuesta, para generar estimaciones sin necesidad de recurrir al modelado complejo de una simulación. Esto se traduce en optimización. »El diseño de experimentos, y las metodologías de superficie de respuestas asociadas, ofrecen una vía eficiente y económicamente efectiva para evaluar el impacto de las incertidumbres en la toma de decisiones [de negocios]« según Amudo *et al.* (2008).

Uno de los objetivos de este trabajo es analizar la influencia de los diferentes parámetros del proceso de inyección de vapor, para tener una aproximación a una herramienta que estime la vulnerabilidad de las aguas subterráneas a la aplicación de este método térmico, sin recurrir a simulaciones dispendiosas. La propuesta podría sustituir la simulación de yacimientos en un dominio operacional definido por los rangos de los parámetros necesarios para representar el comportamiento de la variable vulnerabilidad de las aguas subterráneas expuestas a operaciones de inyección de vapor.

El método de diseño de experimentos es una alternativa al análisis de sensibilidad tradicional. Consiste en variar parámetros múltiples simultáneamente para obtener la máxima inferencia con el mínimo costo. Según Montgomery (2008):

» ...en una perspectiva más formal, un experimento puede definirse como una prueba o serie de pruebas en las que se hacen cambios deliberados en las variables de entrada de un proceso o sistema para observar e identificar las razones de cambio que pudieran observarse en la respuesta de salida.«

Una manera de hacerlo consiste en utilizar simulación de Montecarlo (§ 2.2.9) combinada con superficies de respuesta (§ 2.2.8), pues se facilita el análisis de sensibilidad e incertidumbre, la optimización y la predicción. La Fig. 7 muestra un esquema genérico de un proceso o sistema que sirve para ilustrar los fundamentos del diseño experimental.

Las variables en un experimento se llaman «parámetros» y estos parámetros se consideran «factores» si pueden variar y su variación afecta los resultados del proceso. Son factores «controlables» los que se pueden manipular o definir por los ejecutores del proyecto, ejemplo: tasa de inyección de vapor. Son «observables» los factores que no se pueden controlar pero se pueden medir, ejemplo: distancia que separa al yacimiento del acuífero aprovechable. Son «incierto» los factores que no se pueden controlar ni medir con precisión, ejemplo: permeabilidad más allá del entorno de los pozos.

En el diseño experimental todos los factores se deben clasificar según estos criterios, que en términos matemáticos corresponderían a «variables de entrada». La descripción de los factores debe incluir sus rangos, distribuciones de probabilidad y correlaciones. Es posible que se requiera normalizar o escalar el rango de valores de los factores, como se observa en los métodos de vulnerabilidad paramétricos, codificando los valores en «niveles».

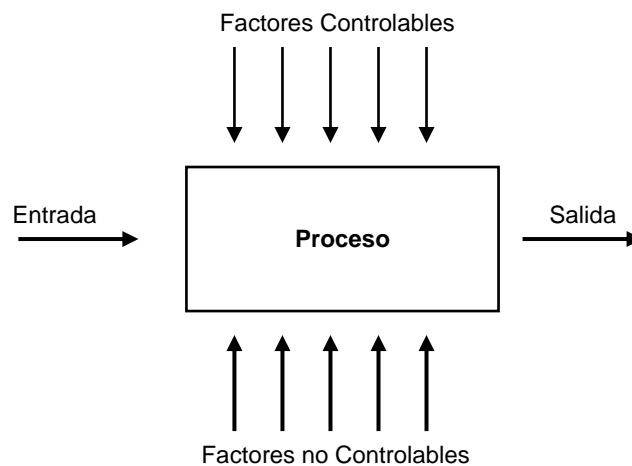


Figura 7. Esquema de un Proceso para Diseño Experimental

Un diseño experimental convencional de 3 niveles utiliza la codificación (-1, 0, +1). La normalización de valores y niveles puede ser lineal o no-lineal. La salida del proceso es la «respuesta» que se obtiene al asignar los niveles a los factores, en este caso, el grado de vulnerabilidad infrayacente de los acuíferos, que matemáticamente es la «función objetivo» y puede tener varias respuestas o indicadores susceptibles de análisis. La relación matemática entre los factores y las respuestas no suele ser lineal: al no ser lineal, se requieren diseños con múltiples niveles. Las distribuciones de probabilidad, la cantidad de datos, el tipo de factor así como el criterio de expertos permiten establecer los niveles, cuidando la intervención subjetiva. La idea es variar los factores controlables para determinar su influencia y luego proponer una primera aproximación para estimar la vulnerabilidad; es allí donde entra la simulación de Montecarlo.

Como indican White & Royer (2003), «la optimización requiere la comprensión de la interacción de todos los factores [la cual altera o afecta el resultado o la respuesta]. El diseño experimental promueve esta comprensión». La optimización requiere el diseño experimental multifactorial y el análisis de superficies de respuesta. El trabajo de White & Royer (op. cit.) se recomienda como referencia para involucrarse con el diseño experimental aplicado en el estudio de yacimientos; las

simulaciones de su aplicación requerían 10 minutos de procesador con un servidor UNIX convencional en el año 2003.

La estrategia de experimentación es el enfoque con el que se aborda el experimento. Una de ellas es la estrategia de «un factor a la vez». En este método se hace una primera estimación o «línea de base» de los niveles para cada factor, con un escenario promedio o de control; luego se hace variar cada factor en su rango, manteniendo constantes los demás factores. Finalmente, se analizan las gráficas que muestran la variación de las respuestas, en función de la variación de cada factor. La desventaja de este método es que no permite ver la interacción o el efecto combinado entre los factores, que comúnmente existe; por ello «el enfoque correcto para trabajar con varios factores es conducir un experimento factorial. Ninguna otra estrategia de experimentación hace un uso tan eficiente de los datos» — asegura Montgomery (2008).

Para el desarrollo de la propuesta se requiere caracterizar el proceso de inyección de vapor en relación con los acuíferos y determinar las variables que afectan la vulnerabilidad. Luego, se requiere determinar la región de los factores críticos que delimitan la ventana operacional para la inyección de vapor entre la vulnerabilidad despreciable y la vulnerabilidad extrema. Una vez que se determinan los factores críticos, se grafican las respuestas generando líneas de valor constante o contornos de respuestas, que son las proyecciones en la región de los factores críticos de las secciones transversales de una superficie llamada «superficie de respuesta».

Como la estimación de la vulnerabilidad en este trabajo incluye datos que están sujetos a errores experimentales, el único enfoque objetivo para su análisis es la metodología estadística. Según Montgomery (op. cit.), los principios básicos del diseño de experimentos son la realización de réplicas, la aleatorización y la formación de bloques. Este autor propone las siguientes pautas para diseñar experimentos:

- ✓ Identificación y enunciado del problema
- ✓ Elección de los factores, niveles y rangos

- ✓ Selección de la variable respuesta
- ✓ Elección del diseño experimental
- ✓ Ejecución del experimento
- ✓ Análisis estadístico de los datos

Estas pautas deben tomar en cuenta el uso de los conocimientos no estadísticos del problema: criterio de experto o enfoque de equipo; el mantener el diseño y el análisis tan simple como sea posible y diferenciar siempre la significación práctica de la significación estadística. Algunos autores consideran el diseño de experimentos y el análisis de superficies de respuesta como metodologías separadas, señalando que el análisis de superficies de respuesta se puede ejecutar a los resultados de cualquier diseño experimental. Yeten *et al.* (2005) hicieron una comparación entre diferentes estrategias de experimentación y demostraron que los diseños experimentales con relleno de espacio (en inglés, *space filling desing*), analizados con krigeado, curvas *splines* y polinomios cuadráticos parecen tener la mayor precisión. En su trabajo, estos autores presentan el siguiente esquema de trabajo:

- ✓ Definir el conjunto de parámetros críticos y sus distribuciones de probabilidad
- ✓ Ejecutar un diseño experimental de bajo nivel, como Plackett-Burman, combinando los valores máximo y mínimo de los parámetros críticos
- ✓ Ejecutar simulaciones para cada experimento
- ✓ Adecuar la respuesta obtenida de las simulaciones a una superficie de respuesta, normalmente una línea
- ✓ Utilizando las distribuciones de probabilidad de cada parámetro, ejecutar una simulación de Montecarlo en la superficie de respuesta.
- ✓ Generar un diagrama tornado para calificar el efecto de cada parámetro en la respuesta. Elegir los parámetros duros (inglés, *heavy-hitters*)

- ✓ Ejecutar un diseño experimental avanzado (Factorial, D-Óptimo, Central Compuesto, &c.) con los parámetros duros.
- ✓ Ejecutar una nueva simulación de Montecarlo con la nueva superficie de respuesta para obtener una función de densidad de probabilidad para la respuesta del problema.

Amudo *et al.* (2008) estudiaron los retos y las ventajas de utilizar diseño de experimentos y superficies de respuesta en estudios de yacimientos. Dentro de los retos consideran la selección adecuada de parámetros o factores, la definición y la combinación de los rangos de los parámetros, el análisis para determinar los factores más influyentes en la respuesta, la elección de la mejor estrategia de experimentación, la distorsión de la superficie de respuesta y su calidad. Como ventajas consideran la aceptabilidad de la calibración histórica (en inglés, *history match*), la automatización del proceso y la representación de los resultados.

Cuando se hace la simulación, es posible combinar simultáneamente valores extremos de los parámetros que conduzcan a experimentos físicamente imposibles, e.g., la combinación del máximo contenido de arcillas con un máximo de permeabilidad vertical; por eso es importante el uso del criterio de expertos y del conocimiento no estadístico: »el error humano es la mayor fuente de trabajo doble«. Desde el punto de vista estadístico, los resultados obtenidos con diseño de experimentos son más robustos en términos de distribuciones de probabilidades que los obtenidos por los métodos deterministas convencionales.

Como referencia científica trascendental, Vanegas Prada & Cunha (2008) desarrollaron una predicción para una aplicación de SAGD utilizando una superficie de respuesta generada con diseño experimental. En su trabajo, »tal correlación [diseño experimental y superficie de respuesta] sustituirá (sic) al simulador de yacimientos en un dominio operacional dado para dar cuenta por todos los casos requeridos para cuantificar y transferir la incertidumbre de un yacimiento a una variable de desempeño del SAGD«. El diseño experimental brinda orientación para

el muestreo virtual en la ventana operacional o espacio de operación (dentro del cual la interacción de parámetros tiene sentido físico), el número de casos o iteraciones y los niveles de los factores, que permitan obtener un trabajo de simulación óptimo al menor costo.

2.2.8 Superficies de respuesta

Según Montgomery (2008), esta metodología «es una colección de técnicas matemáticas y estadísticas útiles en el modelado y análisis de problemas en los que una respuesta de interés recibe la influencia de diversas variables y donde el objetivo es optimizar esa respuesta». Del mismo modo en que ocurre en la aplicación de Redes Neuronales Artificiales, la relación (matemática) entre los factores y la respuesta se desconoce, por lo que la superficie de respuesta permite desarrollar una aproximación matemática a la función objetivo, que representa el efecto de los factores en la respuesta. La Fig. 8 muestra un modelo de superficie de respuesta desarrollado por White & Royer (2003) para examinar el efecto de los factores ubicación del pozo, permeabilidades, compresibilidad e hidráulica del acuífero en el yacimiento sobre las prognosis de recuperación de crudo, i.e., un análisis de sensibilidad.

El análisis de sensibilidad de los factores permite delimitar un espacio factorial o ventana operacional en la que las condiciones de operación del proceso estudiado tienen sentido físico, es decir, el proceso ocurre; pero el propósito de la optimización es identificar la región del óptimo escenario, para los fines de este trabajo sería la región de vulnerabilidad baja.

La función objetivo en el desarrollo de superficies de respuesta se suele aproximar con polinomios, teniendo modelos de primer orden, si la función es lineal, o de orden superior si la relación no es lineal. Mayores detalles sobre el método de superficies de respuesta se pueden encontrar en Allaix & Carbone (2011) y Montgomery (2008).

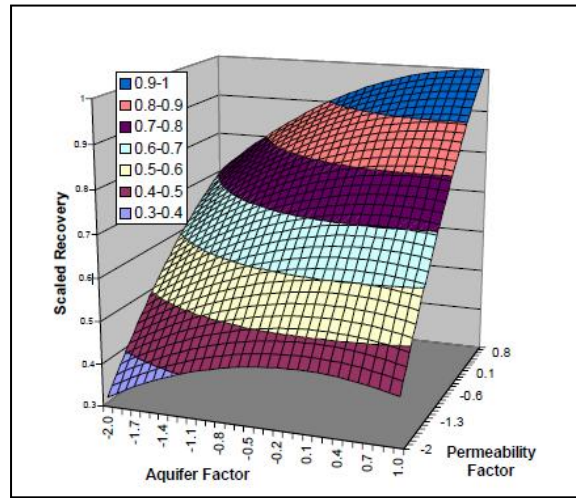


Figura 8. Modelo de superficie de respuesta: la salida es »recuperación [de crudo]« y los factores son »acuífero« y »permeabilidad« (White & Royer, 2003)

2.2.9 Simulación de Montecarlo

En las actividades petroleras es frecuente el uso de variables estocásticas, lo cual ha dado paso a una amplia aplicación de las técnicas de simulación numérica de Montecarlo. Para Stoian (1965), el método de Montecarlo era un »conjunto de técnicas de simulación y una combinación de teoría de muestreo y análisis numérico... para diseñar y estudiar un modelo estocástico que simula, en todos sus aspectos esenciales, un proceso físico o matemático«. Murthan (1997) define la simulación de Montecarlo como »una alternativa tanto para estimación determinista de un solo punto como para la aproximación de escenarios que presenta el peor caso, el mejor caso y el más probable«. Los orígenes naturales de este método se asumen en el deseo común de la predicción en eventos tan cotidianos como el concepto clásico del »camino aleatorio«, sea aplicado al desplazamiento de una molécula o al camino que tomará un peatón.

El nombre Montecarlo surgió en el Proyecto Manhattan del laboratorio estadounidense «Los Álamos» entre 1940 y 1944, pues era el nombre clave del trabajo confidencial de Neumann & Ulam en la simulación del comportamiento de neutrones para su uso en armas nucleares; aparentemente, haciendo referencia a los casinos de Montecarlo en Mónaco, donde manda el azar. De allí se formalizó el principio de Neumann-Ulam que dice «muchas relaciones que surgen en contextos no probabilísticos se pueden evaluar más fácilmente con experimentos estocásticos que con métodos analíticos convencionales».

Las características del método de Montecarlo, según Stoian (1965) son:

- ✓ El método se asocia con la teoría de probabilidad, sin embargo, las soluciones de Montecarlo pueden o no estar relacionadas con probabilidad.
- ✓ Para desarrollar una simulación de Montecarlo se requiere una visión penetrante del comportamiento del sistema en estudio. Con frecuencia, este análisis deja ver que el problema es muy simple y descarta el uso de Montecarlo.
- ✓ Los resultados de Montecarlo se tratan como estimados con ciertos límites de confianza, más que como valores verdaderos o exactos (como se deben tratar los valores de toda medición física); por ello es útil para aproximar relaciones entre parámetros de un modelo.
- ✓ Los datos requeridos se pueden obtener por procedimientos convencionales de procesamiento.
- ✓ El método es flexible en cuanto a la complejidad del problema pues siempre podrá hallar una solución aunque haya un gran número de parámetros o se trate de una geometría compleja.
- ✓ La cantidad de iteraciones necesaria para obtener un mayor nivel de confianza podría requerir más tiempo de cálculo, sin embargo, es posible distribuir las corridas en varias computadoras para reducir el tiempo.

- ✓ Las soluciones de la simulación se pueden mejorar con la incorporación de nuevos datos.
- ✓ Las soluciones de la simulación son numéricas y solo aplican para la simulación en particular.

Cada iteración o corrida de Montecarlo se puede considerar como un experimento y los resultados como una observación. La integración de una gran cantidad de observaciones puede representar la solución o respuesta. La secuencia de pasos para una simulación de Montecarlo, según Stoian, puede comprender:

- ✓ Diseño, construcción del modelo y pruebas
- ✓ Recopilación de datos
- ✓ Diseño experimental y planificación estratégica
- ✓ Implementación de la simulación
- ✓ Análisis y valoración de resultados
- ✓ Recomendaciones

La metodología para Montecarlo requiere la selección de distribuciones de probabilidad para cada conjunto de datos (valores) correspondientes a cada parámetro de entrada. Igualmente, los valores de la salida deben tener una distribución de probabilidad. Como un producto de su aplicación, la simulación de Montecarlo permite construir un gráfico de análisis de sensibilidad para identificar los parámetros duros (en inglés, *heavy hitters* o *driving variables*) que ameritan mayor escrutinio, por tener mayor influencia en la respuesta. Esto es útil para optimizar el trabajo de la simulación. Otro elemento de Montecarlo es la correlación entre parámetros o interdependencia, i.e., su influencia conjunta o combinada en los resultados. La diseñadora o investigadora debe ser capaz de explicar estos efectos en el proceso que estudia.

La simulación de Montecarlo, como recomienda Murtha (1997), no toma decisiones, brinda soporte para tomarlas. Tampoco analiza datos, existen programas de computación que pueden analizar datos si es necesario. La simulación de Montecarlo no modifica las funciones diseñadas (para optimizarlas), como ocurre en Redes Neuronales Artificiales, solo genera distribuciones de probabilidad que pueden servir para mejorar la función. Cada investigadora debe construir el modelo para su caso: no hay modelos prefabricados para aplicar la simulación.

La mayor parte de las aplicaciones de Montecarlo en la industria petrolera han estado relacionadas con administración de yacimientos, análisis de riesgo de inversiones, estimación de reservas, &c.; sin embargo, se han manifestado críticas en su contra que en su trabajo Murtha (op. cit.) presenta, describe y responde.

Mukerji *et al.* (2006) presentaron una aplicación de simulación de Montecarlo en clasificación de litofacies. En síntesis, su procedimiento se resume en los siguientes pasos:

»1. sobre la base de registros y núcleos de pozo, identificar un número discreto de facies...; 2. derivar distribuciones de probabilidad de los atributos de las facies utilizando la simulación de Montecarlo para obtener probabilidades para cada clase...; 3. clasificar los atributos extraídos de los datos de los registros con un esquema estadístico de clasificación para obtener la distribución de probabilidades de la respuesta y generar un litocubo«.

Los parámetros establecidos en esta simulación se corresponden con propiedades geofísicas medidas en registros como el sísmico (V_p , V_s), densidad (RHOB) y rayos gamma. Gilman *et al.* (1998) y Nakayama (2000) también evaluaron propiedades de producción de crudo empleando simulación de Montecarlo. Adicionalmente, Nakayama (op. cit.) incorporó Redes Neuronales Artificiales para establecer la relación no lineal entre atributos sísmicos y propiedades medidas en registros de pozo.

2.2.10 Propiedades petrofísicas

El desarrollo de técnicas geofísicas de medición indirecta con sísmica y registros así como la toma de muestras de ripios, extracción de núcleos o tapones han permitido el estudio del subsuelo con fines geocientíficos; normalmente orientados a —y financiados por— la explotación de hidrocarburos. Sin embargo, técnicas como la corrida de ciertos registros (imágenes, resonancia magnética, *e.g.*), la extracción de núcleos o el desarrollo de simulaciones o modelos del subsuelo en 3D o 4D se traducen en una inversión que suele ser muy pesada para los presupuestos que administran los tomadores de decisiones de la industria, especialmente en Venezuela. Esta realidad hace que la información disponible para el estudio integrado y el desarrollo de yacimientos sea relativamente escasa y apenas suficiente para los propósitos de explotación del recurso, a veces, con los niveles mínimos aceptables de confianza operacionalmente admitidos.

Siendo así la realidad de la Geología del Petróleo en escenarios de presupuestos limitados, es coherente encontrar que la corrida de registros, *e.g.*, se ejecute en los intervalos que se pronostican de interés económico por estudios preliminares o por la correlación con campos mejor estudiados inicialmente; práctica que hace difícil contar con información que describa la columna estratigráfica completa y, mucho menos, los intervalos superficiales: donde se encuentran los acuíferos aprovechables. Esta situación ha dado paso al desarrollo de registros »sintéticos« o artificiales, ejecutando extrapolaciones con métodos numéricos de Inteligencia Artificial. Si esta es una realidad operacional económica para los registros convencionales, lo es mucho más para la toma de núcleos.

Esta contextualización es fundamental debido a que los métodos no paramétricos para estimar la vulnerabilidad de acuíferos en operaciones como secuestro de CO₂ y SAGD, comentados en § 2.2.4, requieren una buena provisión de información del subsuelo tanto para el modelado geoquímico de Birkholzer *et al.* (2008) como para el índice de seguridad propuesto por Yang *et al.* (2013), que se alimenta con

información obtenida de núcleos. El objetivo aquí es proponer un método que permita estimar la vulnerabilidad en el menor tiempo posible y con los requerimientos mínimos de información; de modo que la propuesta sea útil, práctica y realista, sin que ello implique el sacrificio de su validez científica.

Así, se sabe que los métodos geofísicos se fundamentan sobre las propiedades físicas de las rocas, propiedades petrofísicas, dentro de las cuales se incluyen aquí las propiedades mecánicas (geomecánicas). De esta manera se alcanza el objeto de estudio: las rocas del subsuelo en las que se encuentran los yacimientos de hidrocarburos, en las que se encuentran los acuíferos aprovechables, en las que se encuentra interyacente el potencial de confinamiento o vulnerabilidad.

- ✓ Litología. La proporción de minerales en las rocas sedimentarias —que, en general, son las consideradas en este trabajo— define su litología. Lo común es trabajar con el contenido de arcilla para establecer categorías o facies sedimentarias primarias como arenisca limpia, arenisca sucia, arcillita o lutita. Esta categorización suele hacerse con registros convencionales como el de rayos gamma o el antiguo potencial espontáneo, SP (por sus siglas en inglés, *Spontaneous Potential*). Su calibración puede hacerse con muestras de ripios o toma de núcleos durante la perforación de pozos exploratorios.
- ✓ Porosidad. Es la proporción de espacio no ocupado por minerales sólidos en una roca. Dicho espacio suele ser referido como »vacío«, aunque en la práctica está ocupado por fluidos como aguas aprovechables, aguas connatas o hidrocarburos. A la porosidad se asocian conceptos complementarios como matriz, cemento, porosidad primaria, porosidad secundaria, porosidad efectiva, garganta poral, tortuosidad, permeabilidad, presión de poros y capilaridad.
- ✓ Porosidad efectiva. Es el volumen de poros interconectados de tal forma que permiten el flujo de fluidos en la roca. No incluye los poros aislados, por tanto la porosidad efectiva siempre será menor que la porosidad total. La

- porosidad efectiva, que determina la conductividad hidráulica, es un factor que incrementa la vulnerabilidad infrayacente de los acuíferos aprovechables.
- ✓ Permeabilidad. Es una estimación aproximada de la capacidad de una roca para permitir el flujo de fluidos. Se habla de »permeabilidad intrínseca« cuando se asocia a las características físicas de la roca como la porosidad efectiva, el arreglo y morfología de los granos, así como la geometría y presión de poros. Se habla de permeabilidad real o »conductividad hidráulica« cuando se toman en cuenta las propiedades reológicas del fluido en estudio como densidad y viscosidad, que dependen a su vez de la temperatura. La estimación de permeabilidad más común es la definida por la ley de Darcy. Según Mohaghegh *et al.* (1997) »la permeabilidad es la propiedad más difícil de determinar o predecir«. Los modelos estadísticos para la permeabilidad se basan sobre la distribución del tamaño de los poros. Luego de una revisión de antecedentes, Mohaghegh *et al.* (op. cit.) encontraron que algunos estudios han planteado que es »una ilusión que se pueda encontrar una relación „universal“ entre la permeabilidad y las variables medidas en registros de pozo«; sin embargo, utilizando Redes Neuronales Artificiales (RNA) Mohaghegh *et al.* (op. cit.) demostraron que una medición virtual con RNA puede predecir valores de permeabilidad para pozos completos ahorrando la medición de datos de registros o toma de núcleos, con una precisión que no se alcanza con técnicas como la regresión múltiple. La permeabilidad en las rocas infrayacentes a los acuíferos aprovechables incrementa su vulnerabilidad.
 - ✓ Tortuosidad. Según Matyka & Koza (2012) »es uno de los parámetros clave que describen las propiedades geométricas y de transporte en medios porosos«. La tortuosidad puede entenderse desde las dos variables que definen la velocidad: distancia y tiempo. En términos de distancia, como la diferencia entre la distancia absoluta que recorre un fluido y la longitud de la trayectoria que el fluido recorre en ese desplazamiento; en términos de

tiempo, como la diferencia entre el tiempo en que recorrería la distancia absoluta y el tiempo en que recorre la trayectoria irregular impuesta por la textura de la roca y la morfología de los granos. La trayectoria recorrida es difícil de calcular numéricamente y no se puede medir experimentalmente. La tortuosidad es función de propiedades petrofísicas como la porosidad y el tamaño de los poros. El incremento del tamaño de los poros reduce la tortuosidad. El aumento de la tortuosidad en rocas infrayacentes disminuye la vulnerabilidad de los acuíferos.

- ✓ Densidad. Es la relación de masa por unidad de volumen. En términos petrofísicos la densidad se estima en el orden de los minerales que componen la roca y se ve afectada por la porosidad. La compactación ejerce un control determinante en la densidad. Una roca más densa podría tener menor porosidad, así la vulnerabilidad es inversamente proporcional a la densidad de las rocas infrayacentes.
- ✓ Conductividad eléctrica. Es la capacidad de un material para dar soporte al flujo de una corriente eléctrica. En materiales isótropos lineales, la densidad de corriente eléctrica en cualquier punto del espacio es proporcional al campo eléctrico; la constante de esa proporcionalidad expresa la conductividad eléctrica. La conductividad es el inverso de la resistividad. En términos petrofísicos, la conductividad eléctrica se asocia a los fluidos contenidos en la roca y puede brindar información de soporte en la evaluación petrofísica de otras propiedades como la porosidad y la permeabilidad. En este trabajo, se asume que la conductividad eléctrica no es un parámetro influyente en la vulnerabilidad, pero puede tener incidencia en el desarrollo del método para estimar parámetros asociados como la saturación.
- ✓ Conductividad térmica. Es la capacidad de un material para posibilitar el flujo de calor. La conductividad térmica depende de elementos intrínsecos como la composición mineral y el tipo de fluido con que está saturada la

roca. Las condiciones termodinámicas en el subsuelo (gradiente térmico [temperatura] y sobrecarga vertical [presión litostática e hidrostática]) también inciden en el desempeño térmico de la roca. El desarrollo de los métodos térmicos de RMC depende del aprovechamiento del calor, ya sea en el vapor inyectado o el generado por combustión *in situ*. La estimación de las propiedades térmicas de las rocas, cuando no es posible la medición directa, también está sujeta a incertidumbre. Un análisis de sensibilidad de las variaciones espaciales y temporales de las propiedades térmicas de las rocas se encuentra en Popov *et al.* (2013). Una mayor conductividad térmica en la zona de contención infrayacente aumentaría la vulnerabilidad de los acuíferos aprovechables suprayacentes.

- ✓ Impedancia acústica. Se expresa como el producto de la densidad de la roca por la velocidad de propagación de una onda de compresión y varía en cada estrato. Esa variación produce la reflexión de ondas que, a su vez, hacen posible la identificación de capas en secciones sísmicas. La impedancia acústica dependerá de la textura y la densidad de la roca, que a su vez es función de su composición mineralógica, porosidad, morfología y arreglo de los granos. El comportamiento mecánico elástico o rígido de las rocas de la zona de contención influye en la vulnerabilidad del acuífero suprayacente en términos de la presión y el fracturamiento hidráulico, cuando aplica. El trabajo de Yang *et al.* (2013) se enfoca en el diseño de un factor de seguridad para operaciones de SAGD basado sobre la presión «térmica» de poros y la integridad de la roca confinante que cubre el yacimiento en el que se aplica el SAGD.
- ✓ Radiactividad. La radiactividad natural de minerales, como las arcillas, es de interés en este trabajo en términos de su utilidad para el registro de pozo de Rayos Gamma.

Para estas definiciones se consultó el glosario en línea (en inglés, *The Oilfield Glossary*) de Schlumberger © 2013.

2.2.11 Registros de pozos

Las aplicaciones prácticas de la Geofísica incluyen el levantamiento de secciones sísmicas y la toma de registros de pozo. Los registros de pozo son la expresión gráfica de la medición sucesiva de una propiedad física, utilizando un instrumento, equipo o sonda específica, a lo largo de una parte o toda la columna estratigráfica. Las propiedades geofísicas que se suelen medir son la diferencia de potencial natural, radiactividad, eco de spin, tiempo de tránsito, concentración de hidrógeno y conductividad eléctrica. Otros registros como el de imágenes o diámetro del hoyo no se toman en cuenta en este trabajo. En el caso ideal, la medición para registros debería cubrir la columna estratigráfica completa, desde el fondo del pozo hasta la superficie, incluyendo yacimientos de hidrocarburos (roca objetivo o de interés), rocas confinantes y acuíferos potencialmente aprovechables; sin embargo, esto no sucede en la práctica por razones, fundamentalmente, económicas (*v.et.* § 2.2.10).

En función de las variables de interés para la estimación de vulnerabilidad: espesor, contenido de arcilla, porosidad, conductividad hidráulica, tortuosidad, densidad, conductividad térmica e impedancia acústica; los registros de interés para este trabajo son:

- ✓ Rayos Gamma
- ✓ Sónico
- ✓ Resistividad
- ✓ Densidad-Neutrón

Ogbe & Bassiouni (1978) ya habían hallado evidencia calibrando registros con núcleos de pozos que demostraba la relación entre el factor de resistividad de una formación y su permeabilidad. Así determinaron que conociendo el factor de

resistividad a partir de registros eléctricos es posible calcular la permeabilidad de una unidad sedimentaria. Con ejemplos de campo demostraron que su método era aplicable tanto en unidades contenedoras de agua como de petróleo, es decir, para yacimientos y acuíferos.

Una de las relaciones más conocidas para determinar el factor de resistividad eléctrica de una formación a partir de su porosidad es la ecuación de Archie (op.cit. 1950):

$$F = \varphi^{-m} \quad (2.8)$$

F, factor de resistividad eléctrica o factor de formación, se calcula:

$$F = R_o/R_w$$

dividiendo la resistividad del estrato en estudio (R_o) entre la resistividad del agua (R_w), valores obtenidos a través de registros de pozos. Los autores explican el desarrollo de sucesivas ecuaciones empíricas como las de la ley de Darcy, Winsauer et al. (op.cit. 1952) y Carothers (op.cit. 1968), relacionando tortuosidad (τ), velocidad de flujo (v_e), viscosidad dinámica (μ) y permeabilidad (k), para generar diferentes modelos matemáticos. La ecuación empírica que relaciona el factor de formación (F) con la permeabilidad (k) viene dada por:

$$F = A.K^{-B} \quad (2.9)$$

con A y B como coeficientes dependientes de la textura de la unidad sedimentaria, que pueden variar en gran medida entre una roca consolidada y un sedimento no consolidado, según muestra la tabla 5:

Tabla 5. Variación de los coeficientes según el tipo de material sedimentario
(Ogbe & Bassiouni, 1978)

	Roca	Sedimento
A	213,6	17,17
B	0,211	0,087

Más detalles sobre fundamentos, interpretación y normalización de registros se pueden revisar en Doveton & Bornemann (1981), Mohaghegh *et al.* (1997) y Asquith & Krygowski (2004).

2.2.12 Modelado del subsuelo

Históricamente, buena parte del desarrollo humano y su desempeño ambiental se habían abordado desde la heurística del empirismo: *»echando a perder se aprende«*. En este proceso histórico el ambiente ha pagado el precio que el surgimiento y desarrollo de la especie humana ha demandado, para sus relaciones económicas antropocéntricas depredadoras. Más allá de la afectación y consumo de recursos como energía, agua, suelo y aire; se deben incorporar en la ecuación las especies de flora y fauna, entre ellas, la propia especie humana, expresada en comunidades afectadas por la contaminación, por las enfermedades, por la explotación laboral, por los accidentes, por las consecuencias que esta manera de evolucionar científica, tecnológica y económicamente ha propiciado.

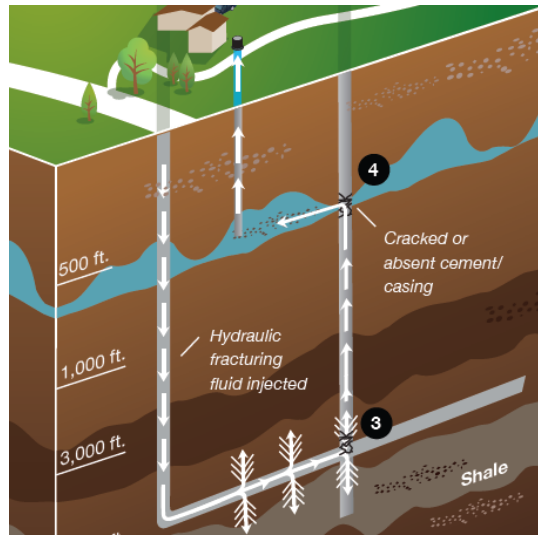


Figura 9. Modelo esquemático sobre el potencial de contaminación de acuíferos en el proceso de fracturamiento hidráulico de lutitas para extracción de hidrocarburos. **Fuente:** www.greenpeace.org

El modelado, en términos de simulación física o digital, ha surgido como una herramienta para llenar el espacio entre el cultivo de conocimiento sobre algún proceso y la afectación del ambiente, que el desconocimiento puede generar *«sin querer queriendo»*. Quizá la mención de estos refranes populares resulte escandalosa en un informe académico-técnico como este, sin embargo, considerando que la realidad de los campos petroleros es esa, la de los obreros, y no el idealismo de las tesis universitarias, justamente lo que se quiere poner en discusión es que la falta de método ha tenido un costo elevado para el ambiente en el desarrollo de la especie humana y que el modelado, en este caso del subsuelo, viene a ser una respuesta científica, metodológica y técnica para evitar, prevenir o minimizar afectaciones causadas por el desconocimiento de un proceso en desarrollo. Actualmente, no son éticamente justificables los daños al ambiente causados por desconocimiento de las consecuencias de un proceso ya que se cuenta con poderosas y cada vez más avanzadas técnicas y herramientas de modelado.

Un modelo es una reconstrucción simplificada de un elemento, sistema o proceso. Es posible tener modelos concretos, como una maqueta, o modelos abstractos como un mapa o una ecuación matemática que representa un proceso. En Geología se utilizan modelos esquemáticos como la columna estratigráfica, los cortes, los mapas de contornos, modelos tridimensionales del subsuelo, &c.; que, en general, son modelos estáticos que reproducen la configuración de las unidades litológicas, sus relaciones geométricas o sus propiedades petrofísicas. En Hidrogeología se desarrollan modelos dinámicos que buscan representar el flujo del agua y el transporte de sustancias, en particular, contaminantes. Estos modelos dinámicos implican la variable tiempo y se construyen sobre los modelos estáticos generados por estudios geológicos.

La confiabilidad en la representación hecha por un modelo se evalúa o demuestra a través de procesos de calibración o validación, confrontando la propuesta hecha con información indirecta o inferida con datos duros o mediciones más directas. En el caso de los modelos geológicos o hidrogeológicos la calibración implica obtención de muestras o mediciones de campo como las pruebas de bombeo.

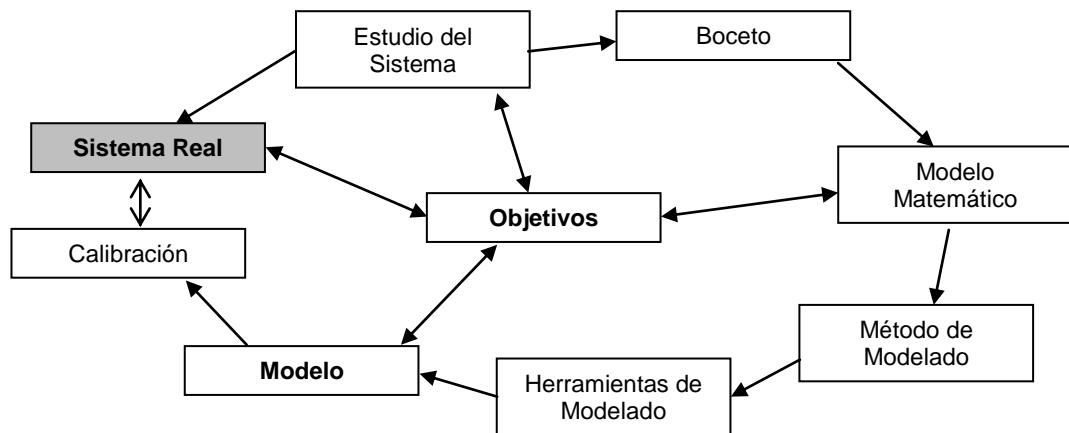


Figura 10. Proceso del análisis de sistemas y desarrollo de modelos.

Modificado de Gossel (2011)

El modelado en computadora exige la simplificación del sistema que se quiere representar. Esa simplificación requiere la delimitación del sistema en cuanto al espacio y al tiempo, según los objetivos del modelo. Una vez hecha la delimitación se deben identificar los parámetros y hacer su descripción así como establecer sus niveles o valores (según § 2.2.7). Cuando se modelan sistemas complejos es necesario combinar varias técnicas de modelado y el correcto acoplamiento de sus resultados permitirá interpretaciones más precisas. A continuación se muestra un esquema del proceso de modelado.

Gossel (2011) cita los siguientes principios de modelado:

»Principio de dominio, solo se consideran los procesos dominantes [...] Principio de simplicidad, ...describir las cosas tan simple como sea posible... Principio de Importancia, se identifican los parámetros descriptivos más importantes y necesarios, así como las condiciones de frontera. Buchholz (2001) llamó Principio Vertical/Horizontal a la división del espacio en columnas verticales o „rebanadas“ horizontales«.

Estas pautas se combinarán con las mencionadas en § 2.2.7, para el diseño experimental y en § 2.2.9 para la simulación de Montecarlo; como estrategia metodológica en el Capítulo III.

2.3 Marco Legal

En el contexto del ordenamiento jurídico, Venezuela está experimentando transformaciones legislativas a raíz de la Constitución de 1999. Dichas transformaciones han sido inspiradas, en parte, por los avances dados en el ámbito mundial expresados en convenios internacionales firmados por la República; y han sido impulsadas y adaptadas en Venezuela desde entonces.

Una parte importante de estos cambios propicia la evolución en la gestión de las empresas e industrias con actividades capaces de afectar el ambiente: la industria petrolera, probablemente, lidera esta categoría dentro del sector primario nacional. En consecuencia, nuevas políticas corporativas se han desarrollado en dicha industria, respondiendo a estas exigencias, incluyendo la modificación de la estructura organizativa para dar ponderación a la gestión ambiental en igualdad de condiciones respecto a otras funciones de la cadena de valor del negocio petrolero. Esta gestión ambiental se ha concebido fundamentalmente como preventiva así como oportuna en cuanto a la acción de saneamiento y restauración de áreas afectadas, heredadas del Antiguo Régimen.

Los instrumentos jurídicos que constituyen el contexto regulatorio de este trabajo se presentan según la jerarquía de Kelsen (1934). En el nivel constitucional se incluyen la Constitución con su primera enmienda (2009) y las declaraciones ambientales internacionales de Estocolomo (1972), Río (1992) y Johannesburgo (2002). De la Constitución el artículo nuclear es el 127:

»Es un derecho y un deber de cada generación proteger y mantener el ambiente en beneficio de sí misma y del mundo futuro. Toda persona tiene derecho individual y colectivamente a disfrutar de una vida y de un ambiente seguro, sano y ecológicamente equilibrado. El Estado protegerá el ambiente...«.

De este artículo se deriva el compromiso de la ciudadanía presente de hacer un aprovechamiento responsable de los recursos disponibles no solo para su consumo actual sino en función de asegurar su disponibilidad para las generaciones sucesoras. En este sentido se crea el compromiso ético sobre la actual explotación de hidrocarburos y su potencial impacto en las aguas subterráneas. El artículo 129 de la Constitución hace obligatorio el estudio de impacto ambiental y sociocultural, así, el estudio de vulnerabilidad de aguas subterráneas, como se plantea en este trabajo, responde a estas directrices constitucionales, alineadas a las convenciones internacionales.

El fragmento *»El Estado protegerá el ambiente...«* tiene una trascendencia sustancial para la Autoridad Nacional del Ambiente así como para la industria petrolera nacional y las Universidades socialistas o públicas (como motores del Estado en investigación y desarrollo) puesto que les impone desde el máximo nivel legislativo la obligación de asegurar la protección del ambiente. Esto podría realizarse de manera sencilla si no surgieran intereses privados o individuales en el camino de la gestión ambiental: empresas de servicio u operadoras con visiones economicistas orientadas a la maximización del capital por la vía de la externalización de costos de inversión y operación, cuya visión sería lógica, aunque no justificable éticamente, en el ámbito de la empresa privada o de las empresas mixtas, con accionistas extranjeros; sin embargo, no debería presentarse en el ejercicio de quienes toman decisiones en la industria nacional, en quienes, como venezolanos y venezolanas, no debe privar el objetivo de producir barriles sin tomar en cuenta la variable ambiental. En este escenario se incorpora el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013-2030 propuesto por el Ejecutivo en 2012 y aprobado por el Legislativo en 2013.

De los 5 objetivos históricos o fundamentales de este plan, este trabajo se enmarca dentro de 2 de ellos: el III° y el V°. Se citan a continuación:

III° *»Convertir a Venezuela en un país potencia en lo social, lo económico y lo político dentro de la gran potencia naciente de América Latina y el Caribe, que garanticen la conformación de una zona de paz en Nuestra América«*

V° *»Contribuir con la preservación de la vida en el Planeta y la salvación de la especie humana«*

El objetivo histórico III° incluye la consolidación de Venezuela como potencia energética mundial, lo cual necesariamente implica el impulso de la actividad petrolera, el desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoko y la aplicación de métodos térmicos como inyección de vapor. El objetivo histórico V° habla por sí mismo, sin

embargo, este trabajo se refleja más en los objetivos nacionales 5.1 y 5.4 que proponen impulsar la construcción de un modelo económico productivo ecosocialista, que lleva implícita una transformación de la ética científica, académica y operacional en la Autoridad del Ambiente, las Universidades socialistas o públicas y la industria petrolera nacional.

En el nivel de las leyes orgánicas, se encuentra el artículo 57° de la Ley Orgánica del Ambiente (2007) en el que se establecen las pautas para la conservación de la calidad del agua. Los artículos 62° y 63° se refieren a la conservación del suelo y del subsuelo, aspecto en el que los métodos de vulnerabilidad descritos en § 2.2.3 y § 2.2.4, con enfoque vertical descendente, podrían verse legalmente respaldados. La legislación nacional no contiene de manera explícita el concepto de vulnerabilidad de aguas subterráneas. El Decreto 883 (1995) »Normas para la Clasificación y el Control de la Calidad de los Cuerpos de Agua y Vertidos o Efluentes Líquidos« no contiene la palabra **vulnerabilidad**.

Así las cosas, se considera que este trabajo podría ser un aporte valioso para las eventuales revisiones del cuerpo legislativo nacional, con propósitos de adecuación de las leyes y decretos al proceso de innovación tecnológica y operacional de la industria petrolera.

CAPÍTULO III

DESARROLLO METODOLÓGICO

En este capítulo se presentan las bases metodológicas de la propuesta para estimar la vulnerabilidad infrayacente de acuíferos en operaciones petroleras.

3.1 Descripción de la metodología empleada

Partiendo del esquema presentado en el capítulo II (Fig. 10), se ha utilizado el proceso para el análisis de sistemas y desarrollo de modelos en aguas subterráneas propuesto por Gossel (2011), con las adaptaciones necesarias para su adecuación a los términos de esta propuesta.

El proceso parte del sistema real, que viene a ser la realidad material en el subsuelo que ha sido objeto de observación debido a las actividades petroleras, observación de la que se han extraído los cuestionamientos, contradicciones e hipótesis que han dado lugar al desarrollo de este trabajo. Como producto del estudio del sistema real se construye una representación esquemática del problema (boceto) que sirve de base para la definición del modelo matemático. De acuerdo a las bases del modelo matemático, se hace una preselección, análisis y selección del método o los métodos con que se desarrolla dicho modelo, así como las herramientas informáticas con las que se ejecutan esos métodos para obtener una primera aproximación al modelo de vulnerabilidad infrayacente esperado. La calibración del modelo, como verificación de su correlación con el sistema real, queda fuera del alcance de este trabajo y forma parte de las líneas de investigación que se pueden trazar en consecuencia.

3.2 Estudio del Sistema Real

Para estudiar el sistema real se han seleccionado los siguientes aspectos:

- ✓ geológicos (naturales o intrínsecos)

- ✓ antropogénicos (artificiales o históricos):
 - técnicos-operacionales
 - políticos-económicos-administrativos

La selección de estos aspectos responde al fin de utilidad práctica del trabajo. Los aspectos geológicos determinan la imposibilidad ética-científica de proponer un modelo matemático que sea válido para las numerosas configuraciones geológicas locales posibles en los campos sujetos a producción de hidrocarburos en Venezuela, razón por la que se desarrolla un procedimiento general en lugar de un modelo particular para un caso concreto.

En cuanto a los aspectos antropogénicos, tanto el origen como el fin del trabajo se deben a razonamientos técnicos u operacionales en la industria petrolera nacional, que están sujetos a razonamientos políticos, económicos o administrativos en la toma de decisiones. Esta es una realidad práctica que no se debe omitir, a pesar de o, mejor dicho, debido a que este es un trabajo científico que intenta acercarse a la objetividad, aunque sea imposible. La importancia de estos aspectos está en la determinación de generar una propuesta que sea viable en la práctica operacional, condicionada siempre por elementos administrativos y económicos: inevitablemente subjetivos en tanto antropogénicos: no hay industria ni ciencia objetiva.

3.2.1 Aspectos geológicos

Desde el punto de vista geológico, el sistema real se compone de una sucesión de sedimentos o rocas sedimentarias, dentro de la cual cada unidad sedimentaria jugará un rol en términos de vulnerabilidad infrayacente. La Fig. 2 muestra el enfoque de la vulnerabilidad infrayacente para acuíferos expuestos a actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Bajo este enfoque se definen los siguientes componentes fundamentales:

- ✓ Acuífero aprovechable inferior
- ✓ Zona de contención

✓ Yacimiento productor o roca receptora de desechos

Estos son los criterios para descartar, en primera instancia, la necesidad de evaluar la vulnerabilidad infrayacente: ausencia de acuíferos aprovechables o de actividades de producción de hidrocarburos o confinamiento de desechos. Por su parte, la ausencia de una zona de contención, es decir, una o más capas sedimentarias que separen al acuífero aprovechable inferior del yacimiento productor o la roca receptora de desechos, implica que la vulnerabilidad infrayacente del acuífero es «infinita» o extremadamente alta y que no deberían ejecutarse actividades potencialmente contaminantes allí, en coherencia con el principio de prevención en protección ambiental.

La evaluación de vulnerabilidad infrayacente se debe hacer sobre las capas que componen la zona de contención, equivalente relativa a la zona vadosa en los estudios convencionales de vulnerabilidad de acuíferos. Del yacimiento productor o la roca receptora de desechos, solo se tomará la mitad superior de su espesor promedio según los registros disponibles o válidos para el campo, asumiendo que las operaciones potencialmente contaminantes ocurren en esa región de la unidad sedimentaria. El acuífero aprovechable inferior no se toma en cuenta para la evaluación: se asume que la unidad sedimentaria acuífera está saturada de agua potable, por lo menos hacia la base, por lo que cualquier infiltración hacia su base implicaría contaminación.

Se reduce así el sistema geológico real a la columna sedimentaria infrayacente al acuífero aprovechable inferior, sin incluirlo, hasta la unidad sedimentaria del yacimiento productor o receptora de desechos, de la que se toma la mitad superior de su espesor. A pesar de esta reducción, el sistema geológico real siempre será particular y complejo. Se pueden encontrar zonas de contención espesas en cuencas profundas como las de Occidente, norte de Monagas o Anako; así como cuencas delgadas como en la zona sur de la Faja Petrolífera del Orinoko.

El incremento del espesor, por una parte, reduce la vulnerabilidad, por lo que se podría establecer un «espesor seguro» o «mínimo espesor permisible», partiendo de

un estudio de datos de áreas operacionales que determine las condiciones en las que se haya evidenciado o no contaminación de acuíferos. Por otra parte, las zonas de contención espesas podrían contener una mayor variedad sedimentológica o litológica, esta diversificación expande de forma matricial el número de parámetros o factores que se deben incluir en la estimación de la vulnerabilidad. Simplificar la diversidad de estratos o facies y sus respectivas propiedades petrofísicas y geomecánicas, haciendo promedios u otras generalizaciones, iría en detrimento de la robustez, la confiabilidad, ergo, la validez de los resultados.

El escenario más simple sería uno en el que la zona de contención se compusiera solo por una unidad sedimentaria relativamente homogénea, de espesor, propiedades petrofísicas y geomecánicas conocidas. En este caso sería posible aplicar las ecuaciones correspondientes para calcular resistencia hidráulica, resistencia mecánica y conductividad térmica, y estimar luego los potenciales de infiltración, fracturamiento o flujo térmico, combinándolos para obtener una evaluación de vulnerabilidad.

La complejidad de las estimaciones será proporcional a la medida en que la zona de contención sea más espesa y heterolítica. Esto implica la segmentación del sistema en diferentes unidades, cada una con espesor y propiedades específicas. Los métodos paramétricos convencionales de estimación de vulnerabilidad suprayacente (§ 2.2.3) abordan esta situación de tres maneras: 1.- la mayoría de los métodos asume la zona vadosa como un todo, eligiendo el tipo sedimentario dominante; 2.- en algunos casos aplica su ecuación para cada unidad sedimentaria y luego hace un promedio con las vulnerabilidades obtenidas; 3.- el método AVI es el único pensado para evaluar zonas vadosas heterolíticas, pues sus parámetros son el espesor de cada unidad (b_i) y la conductividad hidráulica de cada unidad (K_i).

Se puede pronosticar que con una zona de contención relativamente espesa que contenga unidades arcillosas o lutíticas potentes y macizas o no fracturadas ni falladas, la vulnerabilidad infrayacente intrínseca del acuífero será mínima e incluso podría ser despreciable. Esto hace posible que también se pueda proponer el

establecimiento de un espesor arcilloso mínimo, ya sea unitario (constituido solo por una unidad sedimentaria) o neto (compuesto por la suma del espesor de las diferentes unidades arcillosas de la secuencia), que para el caso de inyección de desechos está establecido en 30 m por el Decreto N° 883 (1995).

Aunque pareciera que está de más decirlo, es importante señalar la actual imposibilidad científica y técnica para realizar representaciones exactas o reproducir precisamente las condiciones de un sistema real para estudios geológicos del subsuelo. Con esta salvedad, aunada a la cantidad y la calidad de la información que del sistema real se tenga, debe abordarse siempre la construcción, la interpretación y el uso de los modelos.

3.2.2 Aspectos antropogénicos

Se incluyen acá los aspectos técnicos y operacionales, derivados de las condiciones que las tecnologías y actividades de trabajo humano imponen directa o indirectamente a la factibilidad de aplicación del procedimiento en propuesta. Así mismo, se toman en cuenta también, como parte importante del sistema real, algunos aspectos administrativos y económicos que influyen en la concepción y emisión de las políticas con que se rige la industria petrolera como empresa.

El estudio de la zona de contención que separa al acuífero inferior del yacimiento productor o la unidad receptora de desechos enfrenta una limitación administrativa-operacional: la captura de información, incluso a través de técnicas como registros de pozos elementales—rayos gamma y resistividad—, se ejecuta bajo una política económica históricamente arraigada: tomar registros solo en las zonas de interés para producción, es decir, las zonas que se presume conforman yacimientos rentables. El principio se aplica con mayor fuerza cuando se trata de autorizar la contratación de mediciones más complejas (registros sísmicos, resonancia magnética o de imágenes) o la toma de núcleos u otras formas de muestreo directo.

Esta situación impone una dificultad al momento de estudiar el sistema geológico real: disponer de registros geofísicos en la zona superficial, donde suelen

encontrarse los acuíferos aprovechables, o en la zona de contención, donde no se encuentran unidades sedimentarias de interés prospectivo. Como se ha referido en § 2.2.4, el trabajo de Yang *et al.* (2013) presenta una metodología para estimar el nivel de riesgo en operaciones de inyección de vapor (SAGD), evaluando la integridad de la roca sello ante el impacto térmico en la presión de poros, a través de un modelo construido con información obtenida de registros y núcleos analizados en laboratorio. Esta metodología, si bien puede ofrecer resultados de mayor confiabilidad, demanda una fuerte inversión de fondos que en el sistema administrativo real de la industria petrolera nacional no será respaldada por quienes toman las decisiones, conociendo las grandes dificultades que enfrenta el personal técnico para justificar inversiones fuertes en la captura de información con fines prospectivos: aspirar a que se autoricen esas inversiones para capturas locales de información con fines de protección ambiental hidrológica en cada campo productor es idealista, es acientífico.

¿Debe cuestionar la sociedad venezolana, como propietaria colectiva de los recursos naturales del subsuelo —agua potable, minerales e hidrocarburos— estas políticas administrativas de la industria petrolera? ¿Debe revisar la industria petrolera nacional sus políticas administrativas reales frente al cumplimiento de las exigencias que amerita la gestión ambiental contemporánea? Un debate que debería ser impulsado por nuestras Universidades.

La carencia de información que permita determinar la ubicación y hacer la caracterización de acuíferos aprovechables implica un incremento en su vulnerabilidad, un incremento en el riesgo de afectación de recursos hídricos subterráneos en las áreas operacionales de la industria petrolera. Una investigación que determine la proporción de estudios hidrogeológicos asociados a campos activos de explotación de hidrocarburos proveería las bases para la revisión pública de estas políticas.

Adicionalmente, existe otro conflicto antropológico en el sistema real: la relación entre la Autoridad Nacional de Ambiente y la industria petrolera. Es un conflicto de

intereses que se origina, en primer lugar, por el tipo de relación antagónica que estos organismos han heredado históricamente desde sus creaciones. La industria petrolera ve en la Autoridad Nacional de Ambiente un adversario de sus fines económicos de producción de hidrocarburos, percibiendo la gestión ambiental como una imposición entorpecedora de su rendimiento industrial medido solo en barriles de crudo o pies cúbicos de gas por día. La Autoridad Nacional de Ambiente ve en la industria petrolera un ente con pésimo desempeño ambiental que, sin embargo, provee los recursos con que se financia su propio funcionamiento. Siendo ambos entes del Estado, no se ha logrado, en todos sus años de existencia, el establecimiento de una verdadera independencia política y administrativa que habilite a la Autoridad Nacional de Ambiente para ejercer su función de fiscalización sobre la gestión ambiental de la industria petrolera, con toda la inversión de recursos que esa habilitación demanda. La Constitución vigente le impone a ambas entidades la obligación de proteger el ambiente, según el compromiso que se abroga el Estado en el artículo 127. Sin embargo, en la industria petrolera nacional se ha mantenido y se reproduce el criterio económico de las compañías transnacionales privadas que la antecedieron, para las cuales la gestión ambiental no existía o carecía de importancia, especialmente cuando operaban en territorios ajenos.

Estos elementos antropogénicos en el sistema real demandan el desarrollo de propuestas metodológicas pragmáticas, aterrizadas, sintonizadas con el contexto de partida pero orientadas para modificarlo hacia la meta de una gestión ambiental justa y vanguardista. De nada valdría proponer un procedimiento basado sobre un modelo que requiere información que el personal técnico de exploración o estudios integrados de yacimientos no podrá obtener sin una autorización que venga, incluso, de la presidencia de la República. La comunidad científica nacional, en especial el sector que también forma parte de instituciones del Estado, debe sumar esfuerzos orientados hacia el desarrollo de herramientas y metodologías que fortalezcan la

habilitación de la Autoridad Nacional de Ambiente en su función de supervisión y control ambiental.

Una medida relativamente justa que se puede proponer a la industria petrolera es la captura de la información básica requerida para la caracterización de acuíferos aprovechables, es decir, que se ejecute una corrida de registros en toda la longitud de la columna estratigráfica, al menos en un pozo por cada campo. La Autoridad Nacional de Ambiente podría impulsar el establecimiento de esta medida como requisito administrativo para la tramitación de autorizaciones de afectación de recursos naturales (AARN).

Por otra parte, la Autoridad Nacional de Hidrocarburos, el ente estatal que fiscaliza a la industria petrolera y gasífera, podría modificar sus criterios de evaluación de rendimiento de la industria incorporando una variable de gestión ambiental que se mida a través de indicadores ambientales, como lo hacen actualmente las empresas que forman parte de la OGP, Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas —en inglés, *Oil & Gas Producers*— (OGP, 2013).

3.3. Análisis de los métodos tradicionales de vulnerabilidad suprayacente

A continuación se presenta el análisis de los métodos paramétricos reseñados en § 2.2.3, considerados como métodos convencionales para estimación de vulnerabilidad suprayacente, con el propósito de revisar su significado físico y su pertinencia o utilidad como parámetros potenciales para el modelo de esta propuesta. El método DRASTIC (§ 2.2.3.1) toma en cuenta la profundidad del nivel freático o estático (D) del acuífero superior, este parámetro carece de influencia en análisis de vulnerabilidad por debajo del acuífero aprovechable, en especial si se trata de un sistema acuífero con varias capas, porque se encuentra por encima de la zona saturada de agua hacia el suelo en la superficie. Le sigue la recarga neta (R), referida como la tasa de infiltración de agua meteórica u otras aguas superficiales en

el área por encima del acuífero, que tampoco tendría influencia para este método. En general, los parámetros que reflejan o expresan mediciones hechas por encima del acuífero son descartables bajo el enfoque de vulnerabilidad infrayacente, entre ellos: litología del acuífero (A), tipo de suelo (S) y topografía superficial (T). En lugar de la topografía superficial, se debe tomar en cuenta el buzamiento de los estratos en el subsuelo y sus efectos en la permeabilidad como propiedad vectorial: en su componente horizontal la permeabilidad es mayor. En estratos horizontales, el flujo vertical queda determinado por la permeabilidad vertical, que es menor; por tanto, en estratos horizontales la vulnerabilidad será menor. En estratos inclinados, el flujo vertical será favorecido por la componente horizontal del vector permeabilidad y, aunque la trayectoria de flujo vertical es relativamente mayor por la misma razón que en la toma de registros de pozos se diferencian la profundidad vertical real (TVD, en inglés: *true vertical depth*) y la profundidad medida (MD, en inglés: *measured depth*), en estratos inclinados la vulnerabilidad será mayor.

Es importante destacar que en Venezuela las estructuras complejas donde se encuentran estratos fuertemente inclinados (40-60°) se hallan a mayores profundidades, es decir, con una zona de contención mayor que compensa la protección del acuífero somero; mientras que en secuencias someras los buzamientos van de 0 a 8°.

En cuanto a los parámetros »tipo de material de la zona vadosa« (I) y »conductividad hidráulica« (C), se debe hacer la adaptación para el caso infrayacente, obteniendo: tipo de material de la zona de contención y conductividad hidráulica de la zona de contención, por debajo del acuífero. Estos parámetros, como se explica más abajo, son los utilizados en el método AVI, el cual parece tener mayor utilidad para la orientación de esta propuesta.

El método GOD (§ 2.2.3.3) toma en cuenta 3 parámetros: además de los parámetros de litología de la zona vadosa (O) y profundidad del nivel freático (D), que se discutieron para el método DRASTIC, GOD incluye el tipo de acuífero (G), es decir, si el acuífero superior es libre, semiconfinado o confinado. Por las razones ya

expuestas, este parámetro también es irrelevante para el análisis de vulnerabilidad infrayacente. El mismo criterio aplica para los parámetros de los métodos EPIK (§ 2.2.3.4) y BGR (§ 2.2.3.8). Por su parte, el método EK_v (§ 2.2.3.5) hace visible el criterio de uso de la conductividad hidráulica o permeabilidad vertical, tomando en cuenta la dirección de flujo de interés para estos estudios.

El método AVI es el único que discretiza la zona vadosa según su diversidad estratigráfica, a través de los parámetros espesor (b) y conductividad hidráulica (K). La ecuación 2.6 permite calcular la resistencia hidráulica (C), entendida como el tiempo que le toma al fluido infiltrarse desde la superficie hacia el acuífero.

$$C = \sum_{i=1}^n \frac{b_i}{K_i} \quad (2.6)$$

El mayor potencial de este método es que expresa la vulnerabilidad en unidades de tiempo, atrapando a su vez el efecto de la variación de facies en la sucesión estratigráfica de la zona de contención.

Con este análisis se han revisado las posibilidades de identificar parámetros o adaptar alguno de los métodos paramétricos convencionales para proponer un método que permita estimar la vulnerabilidad infrayacente de acuíferos expuestos a operaciones petroleras.

3.4 Boceto del método

En primer lugar, se circunscribe la propuesta a la operación de inyección continua de vapor en yacimientos de petróleo. Esto deja abiertas la necesidad y la oportunidad para desarrollos futuros enfocados a otras operaciones como inyección subterránea de desechos, inyección alterna de vapor, almacenamiento subterráneo de gas natural, secuestro de CO_2 , combustión en sitio o fracturamiento hidráulico de lutitas. En consecuencia, se toman en cuenta como elementos de vulnerabilidad

intrínseca: la permeabilidad intrínseca —valga la redundancia—, la conductividad térmica y la resistencia mecánica de la zona de contención.

Para el trazado del boceto se tomarán en cuenta las siguientes premisas:

- ✓ El establecimiento de reglas idénticas para todas las actividades potencialmente contaminantes de la industria petrolera, esperando que sean válidas o útiles en todos los escenarios hidrogeológicos, es acientífico.
- ✓ Ante exposiciones a largo plazo: todos los acuíferos son vulnerables.
- ✓ Los pasos de esta propuesta, las variables y sus rangos de valores de control deberán revisarse o modificarse de acuerdo a cada escenario.
- ✓ Se debe indicar siempre el rango de confiabilidad del conjunto de datos al que se ha tenido acceso para la aplicación del método —número de pozos y registros disponibles por pozo—, en especial si se pretende cartografiar la zonificación del terreno según la vulnerabilidad de sus acuíferos.
- ✓ La sucesiva aplicación progresiva del método debe conducir al desarrollo de su robustez, siempre y cuando se cultive, de forma colaborativa y multilateral, una base de datos o acervo tecnológico *ad hoc*.
- ✓ El método está orientado para estimar la vulnerabilidad intrínseca en combinación con elementos de vulnerabilidad específica (vapor como factor de contaminación).
- ✓ El método está orientado para la evaluación de acuíferos, independientemente de su condición como libre, confinado o semiconfinado. Si se trata de un sistema acuífero de múltiples capas, se deberá aplicar para el acuífero aprovechable inferior, que por tanto será confinado.
- ✓ En la ausencia de análisis de núcleos, las estimaciones de permeabilidad se podrán hacer utilizando las correlaciones obtenidas en otros estratos que tengan propiedades petrofísicas similares, en tanto no estén disponibles otros desarrollos.

- ✓ Para los cálculos se debe tomar en cuenta la relación entre la temperatura y la presión, por tanto la profundidad, que afectan la viscosidad dinámica del agua.

Siguiendo la metodología de diseño de experimentos (§ 2.2.7), la figura 11 muestra el esquema del proceso objeto del estudio de estimación de vulnerabilidad.

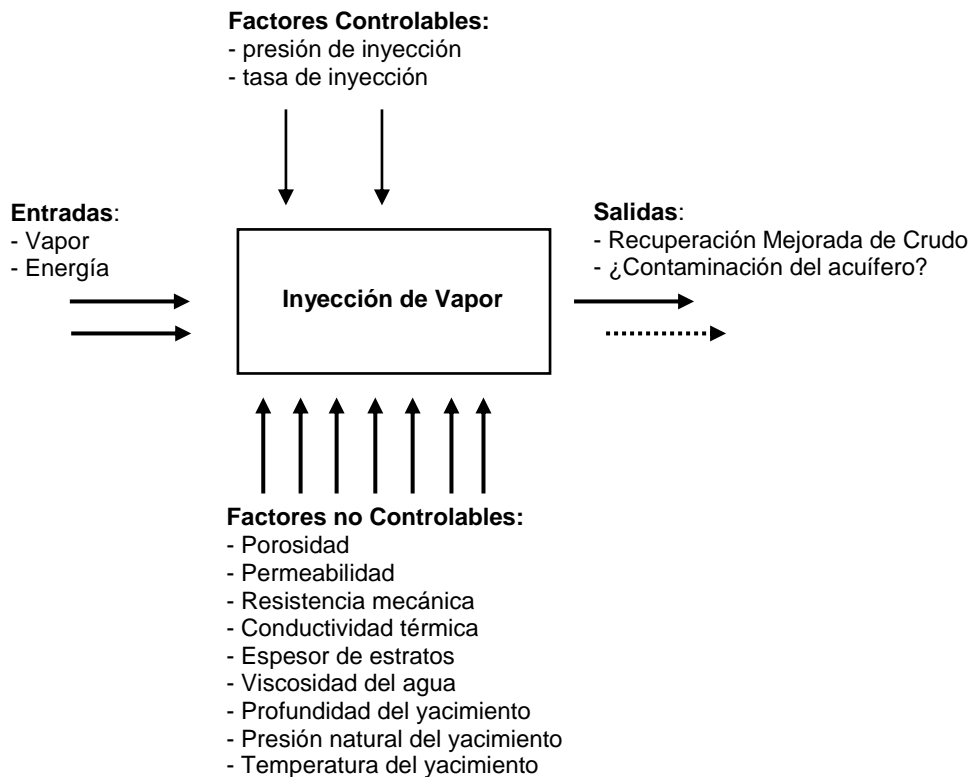


Figura 11. Esquema del proceso inyección de vapor (ICV)

El proceso que se estudia es la inyección de vapor, que es el objetivo de la operadora petrolera que genera impacto ambiental y ante cuya ejecución el acuífero es vulnerable en cierta medida. La entrada del proceso se compone de energía, en forma de calor, y vapor, como materia que ingresa al sistema. Los factores controlables son la presión y la tasa de inyección, así como la duración del proceso.

Este parámetro es importante porque distingue entre inyección continua (ICV) e inyección alterna de vapor (IAV). En esta primera aproximación se asume la inyección continua y se descarta el parámetro tiempo. Los factores no controlables, en este caso, son factores intrínsecos de la configuración geológica natural, algunos corresponden a la petrología sedimentaria (porosidad, permeabilidad, tortuosidad, espesores, conductividad térmica), otros a la geomecánica (resistencia), a la geología de los yacimientos (profundidad, presión, temperatura) o a las propiedades reológicas del agua (viscosidad dinámica). Seguidamente, la tabla 6 presenta la clasificación de las variables que se derivan del esquema del proceso, según sean parámetros constantes o factores medibles, calculables o inciertos.

Tabla 6. Clasificación de las variables del proceso inyección continua de vapor (ICV)

	Variables	Constantes	Factores	
			Medibles	Calculables/Inciertos
Controlables	Tiempo ICV		X	
	Presión ICV		X	
	Tasa ICV		X	
	Temperatura ICV		X	
No Controlables	Porosidad (ϕ)			X
	Permeabilidad (k)			X
	Conductividad Hidráulica (K)			X
	Peso Específico (γ)	X		
	Resistencia (σ)			X
	Conductividad Térmica (q)	X		
	Espesor (b)		X	
	Viscosidad dinámica (μ)	X		
	Profundidad (z)			X
	Presión Yacimiento (P)			X
Temperatura Yacimiento (T_y)			X	

Este análisis hace posible la identificación de las relaciones de interdependencia o de función con las que se configura el procedimiento de cálculos. Partiendo de la clasificación de vulnerabilidad de Morris et al. (2003) —tabla 1, § 2.2.2—, en combinación con los espectros de los diferentes métodos paramétricos descritos en §

2.2.3, se correlaciona la definición de la salida para el procedimiento propuesto en tres niveles de vulnerabilidad: baja, media y alta.

Tabla 7. Correlación de categorías de vulnerabilidad entre métodos existentes y el método en desarrollo InfraVAS.

Método	Morris et al. (2003)	DRASTIC AVI BGR EK,	SINTACS	GOD	EPIK - $\Delta h T'$	InfraVAS
Vulnerabilidad	Extrema		Muy Elevada	Extrema		Alta
		Muy alta	Elevada			
	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Media
		Moderada	Media	Moderada	Media	
	Baja	Baja	Baja	Baja	Baja	Baja
	Despreciable	Muy baja	Muy baja	Despreciable		

3.5 Procedimiento matemático

A continuación se presenta la ejecución del procedimiento para calcular la resistencia hidráulica como parámetro para expresar la vulnerabilidad infrayacente, utilizando los datos correspondientes a un estrato de arena obtenidos con registros de pozo.

3.5.1 Obtención de los datos primarios: entradas, parámetros y factores

El equipo de Estudios Integrados de Yacimientos o la organización encargada de la captura y procesamiento de datos de registros de pozos genera o provee la siguiente tabla de datos con su esquema de ubicación de pozos (Fig. 12).

Tabla 8. Datos primarios Formación SE-PI (Modificado de: Ogbe & Bassiouni, 1978)

Pozo	Profundidad Tope (ft)	Espesor (ft)	Temperatura (°F)	Porosidad ϕ (%)	Factor de Formación $F = R_o/R_w$	R_w ($\Omega.m$)	Permeabilidad k (mD)*
HF23	17110	90	290	46,6	3,20	0,06	4000
HF31	17910	100	308	27,2	10,21	0,02	260
HF26	17460	30	297	23,3	14,20	0,02	70
SC14	15453	57	256	24,2	13,06	0,03	97
LF15	15450	35	255	28,8	9,07	0,04	424
MH16	15075	450	255	23,0	14,63	0,05	62
S17	15120	142	250	21,5	16,90	0,03	35
MH18	15370	30	254	26,0	11,23	0,04	177
SL30	15630	60	259	23,6	13,85	0,04	77

*calculada con datos de registros

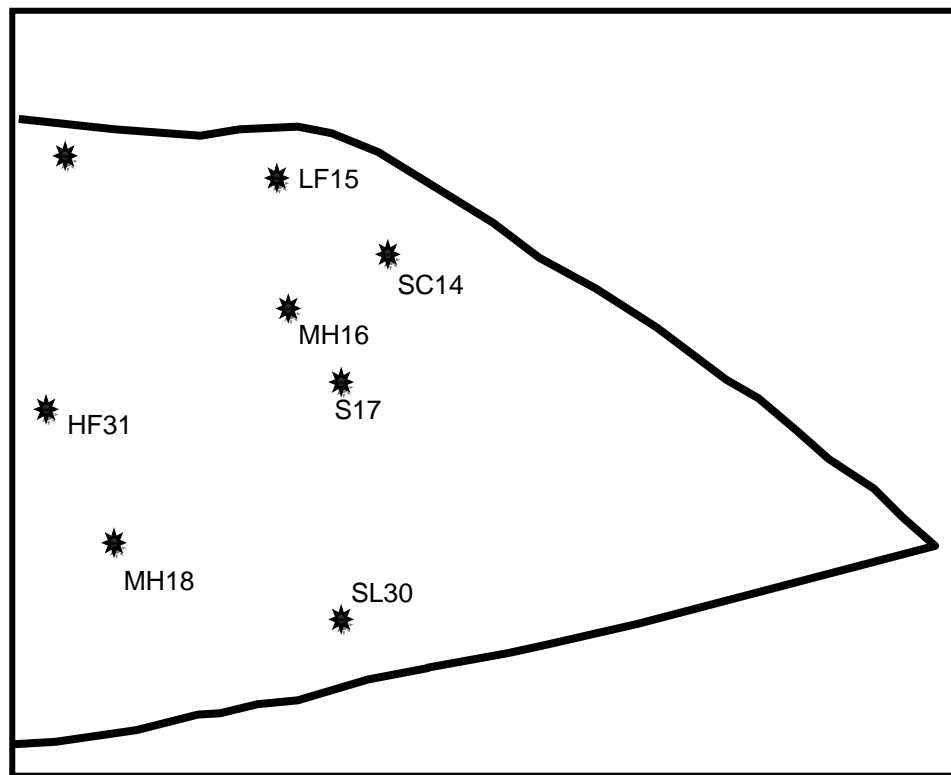


Figura 12. Esquema referencial de ubicación de pozos (Modificado de Ogbe & Bassiouni, 1978)

3.5.2 Conversiones y ajustes

Para poder utilizar los datos primarios es necesario hacer las conversiones correspondientes a unidades del Sistema Internacional. La profundidad y la temperatura son necesarias para la selección de la viscosidad dinámica (μ), que, junto con la permeabilidad, se necesitan para calcular la conductividad hidráulica (K). El espesor se necesita para calcular la resistencia hidráulica (C).

Tabla 9. Datos primarios convertidos en unidades del SI

Pozo	Profundidad Tope (m)	Espesor (m)	Temperatura (°C)	Permeabilidad k (m ²)
HF23	5242,56	27,43	143,33	3,9476E-12
HF31	5489,45	30,48	153,33	2,5659E-13
HF26	5330,95	9,14	147,22	6,9083E-14
SC14	4727,45	17,37	124,44	9,5729E-14
LF15	4724,40	10,67	123,88	4,1845E-13
MH16	4732,02	137,16	123,88	6,1188E-14
S17	4651,86	43,28	121,11	3,4542E-14
MH18	4693,92	9,14	123,33	1,7468E-13
SL30	4782,31	18,29	126,66	7,5991E-14

3.5.3 Cálculo de la conductividad hidráulica (K)

La modificación de la ley de Darcy, en razón del peso específico y la viscosidad dinámica del agua o del fluido en estudio, establece la relación matemática entre la permeabilidad obtenida de registros y la conductividad hidráulica, según la ecuación 3.1.

$$K = k \times \frac{\gamma}{\mu} \quad (3.1)$$

La tabla 10 muestra los datos y los resultados del cálculo de la conductividad hidráulica que se requiere para la estimación de vulnerabilidad.

Tabla 10. Cálculo de la conductividad hidráulica (K)

Pozo	Permeabilidad k (m ²)	Viscosidad dinámica μ (kg/m.s)	Peso específico del agua γ (kg/m ² .s ²)	K (m/d)
HF23	3,9476E-12	0,0002	10000	17,05
HF31	2,5659E-13	0,0002	10000	1,11
HF26	6,9083E-14	0,0002	10000	0,30
SC14	9,5729E-14	0,0002	10000	0,41
LF15	4,1845E-13	0,0002	10000	1,81
MH16	6,1188E-14	0,0002	10000	0,26
S17	3,4542E-14	0,0002	10000	0,15
MH18	1,7468E-13	0,0002	10000	0,75
SL30	7,5991E-14	0,0002	10000	0,33

3.5.4 Cálculo de la resistencia hidráulica (C): estimación de vulnerabilidad

La resistencia hidráulica se obtiene dividiendo los espesores entre la conductividad hidráulica. Este parámetro obtenido en días se debe expresar en años para análisis de vulnerabilidad.

Tabla 11. Cálculo de la resistencia hidráulica (C)

Pozo	K (m/d)	Espesor (m)	C (d)	C (a)
HF23	17,05	27,43	1,61	0,00
HF31	1,11	30,48	27,50	0,08
HF26	0,30	9,14	30,64	0,08
SC14	0,41	17,37	42,01	0,12
LF15	1,81	10,67	5,90	0,02
MH16	0,26	137,16	518,89	1,42
S17	0,15	43,28	290,05	0,79
MH18	0,75	9,14	12,12	0,03
SL30	0,33	18,29	55,71	0,15

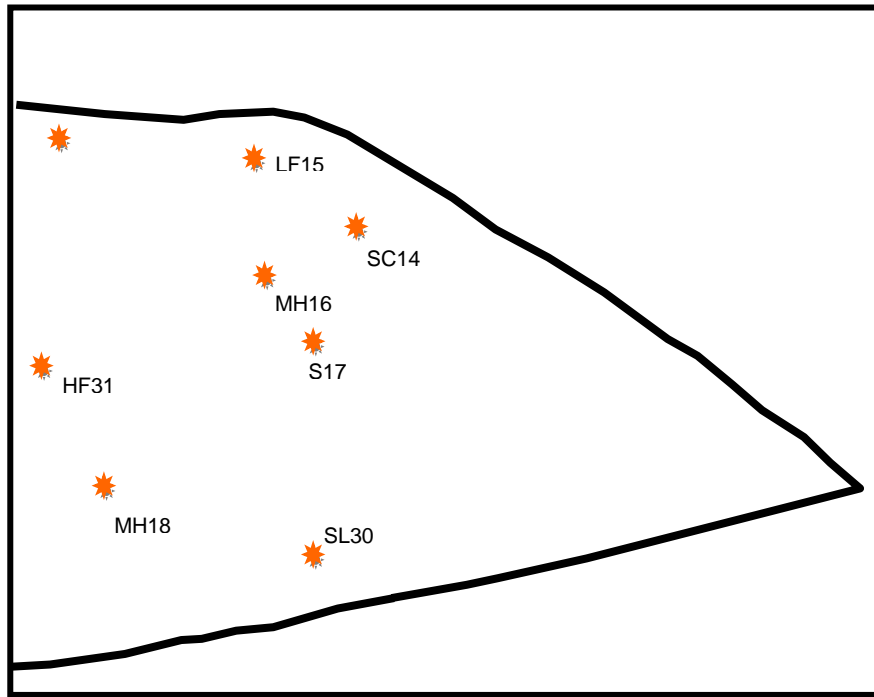


Figura 13. Zonificación de vulnerabilidad alta en pozos del estrato SE-PI

3.6 Simulación

El procedimiento anterior corresponde a los cálculos aplicados a cada estrato de la secuencia que compone la zona de contención entre el yacimiento y el acuífero. Esta sección presenta la ejecución de una simulación numérica para estimaciones de vulnerabilidad en un escenario idealizado.

3.6.1 Enunciado de la simulación

La simulación comprende un bloque compuesto por dos estratos: uno de arena por encima del yacimiento y otro de arcilla por debajo del acuífero (Fig. 14). El espesor de la zona de contención es 200 m, utilizando como referencia el mínimo establecido en el Decreto 883 (1995), que será distribuido entre ambos estratos de modo que el espesor de arcilla (b_L) equivalga al total menos el espesor de arena (b_A).

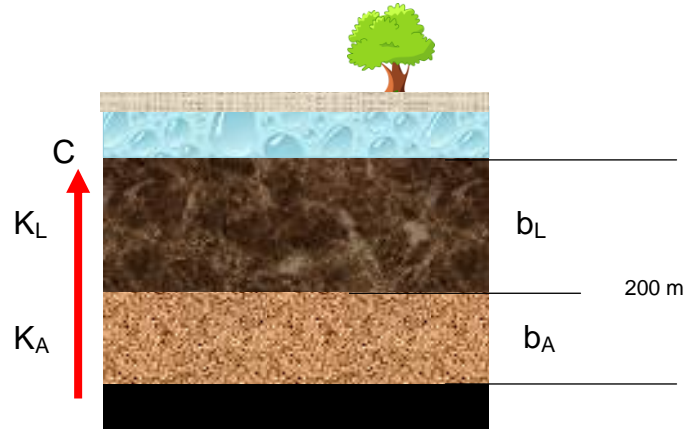


Figura 14. Esquema geológico de la simulación

Se asigna el rango de valores de conductividad hidráulica (K) correspondiente a cada material en metros por día (m/d). Con estos rangos se calculan los valores máximos y mínimos, correspondientes al peor y el mejor escenario. La simulación permitirá obtener datos para estimar probabilidades o tendencias de la resistencia hidráulica (C) respecto a las categorías de vulnerabilidad baja, media y alta para el escenario planteado.

3.6.2 Parámetros

La tabla 12 presenta los parámetros y sus rangos. El rango de la resistencia hidráulica (C) se obtiene haciendo el cálculo con la Ec. 2.6., considerando los valores del peor y mejor escenario.

$$C = \sum_{i=1}^n \frac{b_i}{K_i} \quad (2.6)$$

El peor escenario corresponde al b_L mínimo con K_L máxima, mientras el mejor escenario corresponde al b_L máximo con K_L mínima.

Tabla 12. Parámetros de la simulación y sus rangos

	mín.		MÁX.
b_A (m)	0	-	200
b_L (m)	0	-	200
K_A (m/d)	10 ⁻⁴	-	10
K_L (m/d)	10 ⁻⁸	-	10 ⁻⁴
C (años)	5x10 ⁻²	-	54,8x10 ⁶

3.6.3 Variable de respuesta (Vulnerabilidad)

Si bien el parámetro calculado es la resistencia hidráulica (C), la salida que constituye la variable de respuesta del método es la vulnerabilidad infrayacente. La tabla 7 muestra la comparación de categorías de vulnerabilidad. Tomando en consideración los tiempos en operaciones petroleras, se establece la vulnerabilidad alta si la contaminación pudiese ocurrir en menos de un siglo, la vulnerabilidad media entre 100 y 1000 años, y la vulnerabilidad baja a partir de 1000 años (Tabla 13).

Tabla 13. Rangos de vulnerabilidad infrayacente

(años)	>10 ³	10 ² -10 ³	<10 ²
V_{INFRA}	baja	media	alta

3.6.4 Diseño de muestreo

En razón de la combinación de rangos de parámetros, el diseño se hace para una población infinita ($N < 10^5$), con un grado de confianza de 99% y un error de 0,01%. El tamaño de la muestra (n) se calcula con la ecuación 3.2.

$$n = \frac{z_{\alpha}^2 * p * q}{e^2} \quad (3.2)$$

Tabla 14. Diseño de muestreo y tamaño de la muestra

		Cálculo	
Confianza (%)	99	3,9204	Z_{α}^2
p	50	0,5	
q	50	0,5	
e	0,01		
n		9.801	

3.6.5 Ejecución de la simulación

Haciendo uso de las herramientas en una hoja de cálculo de Microsoft ® Office Excel 2007 (Fig. 15), se generan valores aleatorios de b_A , b_L , K_A y K_L para el cálculo de C en 9.801 escenarios, modificando los parámetros cada vez. La tabla 15 muestra la redacción de las fórmulas utilizadas en Excel.

	A	B	C	D	E	F	G	H
4								
5		b (Arenisca)	b (Lutita)	K (Arenisca)	K (Lutita)	C (d)	C (a)	C(Ma)
6	mín	0	0	0,00010000	0,00000001	20	0,05	0,00
7	MÁX	200	200	10,00000000	0,00010000	20.000.000.000,00	54.794.520,55	54,79
8		▼	1▼	6,836785▼	0,000025▼	6.194.347,▼	16.970,▼	0,▼
9		17	183	8,78096649	0,00000841	21.752.151,14	59.594,93	0,06
10		184	16	6,75575075	0,00006526	245.204,78	671,79	0,00
11		9	191	1,83903022	0,00006810	2.804.885,17	7.684,62	0,01
12		72	128	2,75789199	0,00003022	4.235.961,40	11.605,37	0,01
13		148	52	6,24799841	0,00006321	822.723,52	2.254,04	0,00
9801		56	144	1,16545211	0,00009552	1.507.651,85	4.130,55	0,00
9802		139	61	8,22424924	0,00003956	1.541.851,42	4.224,25	0,00
9803		44	156	7,80966032	0,00003848	4.053.698,14	11.106,02	0,01
9804		197	3	5,18584220	0,00004960	60.519,36	165,81	0,00
9805		111	89	8,46277577	0,00002168	4.104.403,82	11.244,94	0,01
9806		130	70	7,48856662	0,00009245	757.146,45	2.074,37	0,00
9807		3	197	4,71294041	0,00007960	2.474.834,02	6.780,37	0,01
9808		29	171	3,58413025	0,00008573	1.994.636,48	5.464,76	0,01
9809		58	142	3,05876692	0,00002909	4.880.917,50	13.372,38	0,01

Figura 15. Hoja de cálculo Microsoft ® Office Excel 2007 para la simulación

Tabla 15. Redacción de fórmulas empleadas en la hoja de cálculo

Celda	Redacción	Comentario
B8	=ALEATORIO.ENTRE(B6;B7)	(m)
C8	=(200-B8)	(m)
D8	=ALEATORIO()*(D7-D6)+D6	(m/d)
E8	=ALEATORIO()*(E7-E6)+E6	(m/d)
F8	=(B8/D8)+C8/E8	Ec. (2.6) (d)
G8	=(F8/365)	⇒ años
H8	=(G8/1000000)	⇒ Ma

CAPÍTULO IV

SOBRE LOS RESULTADOS

El análisis de los resultados arrojados por la ejecución de la metodología del capítulo III se presenta en este penúltimo capítulo como discusión.

4.1 Del procedimiento (§ 3.5)

Los datos a los que se tuvo acceso corresponden a un estrato de arenas en USA, son resultado del trabajo de Ogbe & Bassiouni (1978) cuyo objetivo era estimar la permeabilidad a partir de datos de registros. Siguiendo el procedimiento, se calcula la conductividad hidráulica (K) y luego la resistencia hidráulica (C) para cada pozo, según el espesor del estrato. Los resultados de la tabla 11 indican que, a pesar de existir variaciones de resistencia hidráulica de pozo a pozo en el mismo estrato, el grado de vulnerabilidad se mantiene dentro de la misma categoría: alta; con valores entre 2 días y 1,5 años que indican que, si este estrato fuese el único componente de la zona de contención, el acuífero podría ser alcanzado por el vapor o levemente afectado por la temperatura. El punto de máximo espesor es de 137,2 m, por debajo del límite mínimo de 200 m establecido en el Decreto 883 (1995). La Fig. 13 muestra la zonificación del estrato, en este caso, con alta vulnerabilidad. Es importante que se tenga presente que en aplicaciones prácticas este procedimiento deberá ejecutarse para los diferentes estratos que se encuentren por encima del yacimiento y por debajo del acuífero, es decir, en la zona de contención; por lo que se hace imprescindible la captura de datos a través de registros de pozos en este intervalo de la sección que carece de interés prospectivo para la organización de caracterización de yacimientos. La relativa uniformidad en la vulnerabilidad permite afirmar, al menos para este caso, que es suficiente la información dura de un solo pozo para ejecutar un procedimiento confiable.

Es importante tomar en cuenta la forma en que estén distribuidas las responsabilidades en la organización de la empresa promotora del proyecto. Si la organización de exploración y estudios integrados o caracterización de yacimientos es la responsable de ejecutar los procedimientos relacionados con la variable ambiental del proyecto, se tendrá la ventaja del acceso directo a los datos necesarios. Esta situación implica que el personal técnico de la organización de yacimientos haya recibido capacitación en materia ambiental, asunto difícil en una organización que apueste por profesionales especialistas en lugar de profesionales integrales. Si, por el contrario, es la organización de gestión ambiental la encargada de ejecutar los procedimientos relacionados con la variable ambiental del proyecto, se presentará el conflicto interno por el acceso a los datos de registros de pozo debido a las barreras metafísicas de la estructura organizacional. La solución común es la intervención e interacción en los niveles de autoridad correspondientes, si bien este elemento burocrático interno incide negativamente en el tiempo de ejecución del procedimiento técnico.

4.2 De la simulación (§ 3.6)

La importancia primaria de esta simulación es su potencial para ser reproducida en escenarios reales con más de 2 estratos: el reto será tener acceso a datos de registros de pozo que permitan conocer la cantidad de estratos y sus espesores, así como calcular la permeabilidad (k) y luego la conductividad hidráulica (K). La Fig. 16 muestra un gráfico construido con los 9801 resultados de la simulación para C.

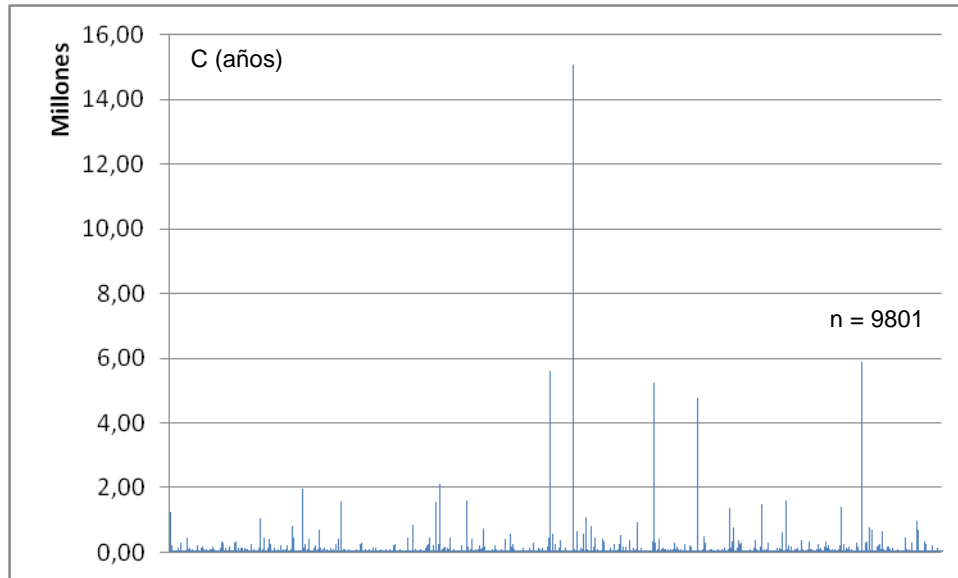


Figura 16. Resultados de la simulación graficados con Microsoft® Office Excel 2007. El eje horizontal contiene los 9801 cálculos de C, el eje vertical indica sus valores.

La simulación permite conocer cuáles combinaciones de arena y arcilla dan paso a vulnerabilidades extremas, ya sean altas o despreciables. De 9801 combinaciones, solo 1 arroja una resistencia hidráulica de 15 Ma, cuando la arena tiene un espesor de 18 m con $K = 4,7$ m/d y la arcilla tiene 182 m de espesor con $K = 3 \times 10^{-8}$. Estos 15 Ma hacen contraste con los 20.000 Ma que arroja el cálculo del mejor escenario idealizado, con 0 m de arena. Solo 5 combinaciones dan una garantía > 2 Ma. Para tener una idea precisa de la distribución de probabilidades o la tendencia de escenarios de vulnerabilidad dominante se hizo un análisis de los datos en Microsoft® Office Excel 2007, cuyos resultados se muestran en la tabla 16 y en el histograma de la Fig. 17.

Tabla 16. Distribución de frecuencias de la vulnerabilidad

V_{infra}	f_{absoluta}	$f_{\text{relativa}} (\%)$	$f_{\text{acumulada}}$
Alta	120	1,22	1,22
Media	806	8,22	9,44
Baja	8875	90,56	100
	9801	100	

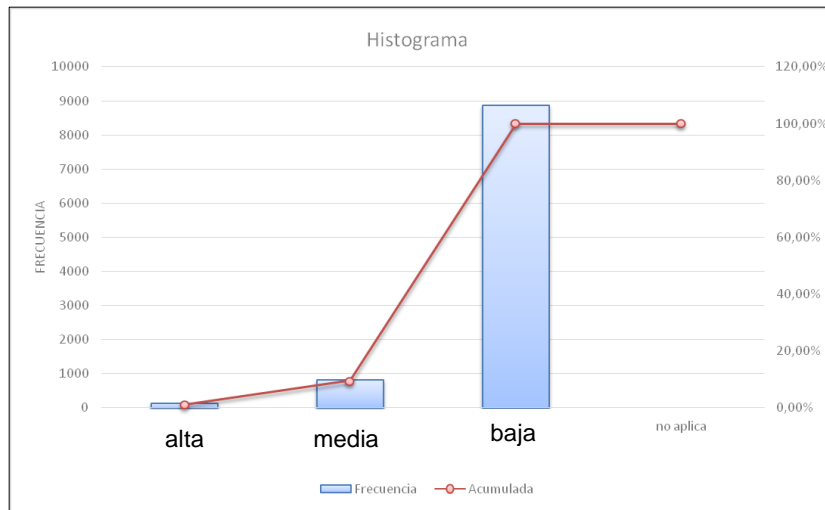


Figura 17. Histograma de frecuencias de la vulnerabilidad con Microsoft ® Office Excel 2007.

Estos resultados indican que la probabilidad de contaminación por infiltración para un intervalo de 200 m de espesor compuesto por 2 estratos (uno de arena y otro de arcilla) es de 1,22%. La probabilidad de contar con una vulnerabilidad baja es, aproximadamente, 91%. Para este caso se puede afirmar que, desde el punto de vista petrofísico, existen garantías de resistencia hidráulica para el confinamiento de las operaciones a ejecutar en el yacimiento (inyección de vapor). Estas serían unas primeras estimaciones asociadas a la variable ambiental de vulnerabilidad infrayacente de acuíferos en operaciones petroleras.

La combinación de los resultados que se obtengan por medio del procedimiento y la simulación propuestos en este trabajo con las variables geológicas, hidrogeológicas y operacionales permitirán al equipo técnico generar una evaluación integral de vulnerabilidad infrayacente cuyo desarrollo queda fuera del alcance de esta propuesta.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De los métodos paramétricos convencionales para estimaciones de vulnerabilidad suprayacente en acuíferos, solo el método AVI tiene potencial para estimaciones de vulnerabilidad infrayacente en acuíferos expuestos a operaciones petroleras. La saturación de agua de los estratos, su presión de poros, así como su capacidad de absorción o filtración de contaminantes son parámetros que deberían tomarse en cuenta y que el método AVI descarta.

El procedimiento descrito no incluye la obtención ni el procesamiento de datos de registros de pozos: se asume que esa tarea, así como las interpretaciones sedimentológicas y estratigráficas han sido previamente completadas por la organización de exploración, estudios o caracterización de yacimientos; de acuerdo a la distribución de responsabilidades de la organización en la empresa operadora del proyecto.

En la propuesta no se toma en cuenta la extensión lateral ni el buzamiento de los estratos: estos parámetros deberán caracterizarse y tomarse en cuenta en el análisis geológico-estructural de la vulnerabilidad infrayacente, puesto que esta se ve afectada por el buzamiento de los estratos: en una secuencia horizontal la vulnerabilidad será menor, debido al dominio del componente vertical del vector permeabilidad. En una secuencia inclinada, el buzamiento favorecerá gradualmente al componente horizontal del vector permeabilidad, que tiende a ser mayor.

Los análisis de vulnerabilidad infrayacente para acuíferos en operaciones petroleras, así como sus muestreos y observaciones de control ambiental, se deben ejecutar siempre en el acuífero aprovechable más profundo.

Se ha desarrollado un procedimiento matemático discreto para estimar la vulnerabilidad de aguas subterráneas a la contaminación en actividades petroleras, como inyección de vapor: sus resultados deben servir para la toma de decisiones y el establecimiento de prioridades pero nunca para sustituir medidas de seguimiento en campo.

El riesgo evaluado está asociado al desarrollo de comunicaciones hidrodinámicas entre el yacimiento y el acuífero, asumiendo que el fracturamiento o la activación de vías de comunicación implica el flujo ascendente de fluidos nocivos para la calidad del agua, independientemente de la concentración de contaminantes en esos fluidos. Existen experiencias de campos donde se ha aplicado la inyección de vapor y han ocurrido procesos de erupción en superficie, de manera que las previsiones operacionales no deben reducirse a las garantías que deben darse en el diseño y construcción de pozos productores e inyectores, con materiales termorresistentes adecuados.

Desarrollos subsiguientes

Las evaluaciones de V_{infra} deben apuntar a incluir saturación, diferencial de presiones, presión de poros y resistencia mecánica de los estratos en la zona de contención; así como la influencia de la presión, la temperatura y la tasa de inyección de vapor.

La comunidad científica nacional del sector ambiental, hidrológico, hidrogeológico y de desarrollo territorial, en sinergia con los movimientos sociales, debe promover ante la Autoridad Nacional de Ambiente una política que exija a las operadoras petroleras la caracterización estratigráfica y petrofísica de la columna geológica completa en el área del proyecto a través de registros, en, al menos, un pozo por campo. Este insumo es esencial para conocer la ubicación de acuíferos aprovechables y su configuración estratigráfica con respecto al yacimiento objetivo del proyecto. Se puede incluir la solicitud a la Autoridad Nacional de Hidrocarburos para que incluya el desempeño ambiental dentro de sus criterios de fiscalización.

Se recomienda a operadoras petroleras que tengan datos de campo de acuíferos ya contaminados ejecutar o dar acceso a dichos datos para que se ejecuten trabajos de investigación que utilicen redes neuronales artificiales o superficies de respuesta.

REFERENCIAS

Allaix, D.L. & Carbone, V.I. *An Improvement of the Response Surface Method*. Elsevier. Structural Safety. 33. 2011. pp 165-172

Aller, L. *et al.* *DRASTIC: a standardised system for evaluating groundwater pollution potential using hydrogeologic settings*. US-EPA Report 600/2-87-035. 1987

Amudo, C.; Graf, T. & Dandekar, R. *The pains and gains of Experimental Design and Response Surface Applications in Reservoir Simulation Studies*. SPE 118709. 2008

Asquith, G. & Krygowski, D. *Basic Well Log Analysis*. 2nd Edition. AAPG Methods in Exploration Series. Nº 16. 2004

Attia, A. *Effects of Petrophysical Rock Properties on Tortuosity Factor*. Journal of Petroleum Science & Engineering. 48. 2005. pp 185 - 198

Auge, M. *Primer curso de Postgrado de Hidrogeología Ambiental*. UBA. 1995. pp 1 – 65

Baldwin, D. *A Monte Carlo Model for Pressure Transient Analysis*. SPE 2568. 1969

Basheer, I.A. *et al.* *Site characterization by neuronets: an application to the landfill sitting problem*. Ground Water 34 (4). 1996. pp 610–617

Baumann, C.E. *et al.* *Full Field Simulation of Aquifer Interdiction in the Kern River Field, California*. SPE 75151. 2002

Bektas, S. & Ozgan, E. *Adaptive neuro fuzzy inference system for estimating particle diameter of soils in micro structure for varying quantities of sodium hexameaphosphate*. Scientific Research and Essays V 5 (8). 2010 pp 782-789.

Birkholzer, J.; Apps, J.; Zheng, L.; Zhang, Y.; Xu, T. & Tsang, C.-F. *Research Project on CO₂ Geological Storage and Groundwater Resources. Water Quality Effects Caused by CO₂ Intrusion into Shallow Groundwater*. Earth Science Division. Lawrence Berkeley National Laboratory. Technical Report. 2008

Bruno M., Bilak R. & Danyluk P. *Field Experiences with Oilfield Waste Disposal through Slurry Fracture Injection*. Terralog Technologies Inc. SPE – 38254. 1997

Butscher, C. & Huggenberger, P. *Enhanced vulnerability assessment in karst areas by combining mapping with modeling approaches*. Science of the total Environment 407. 2009. pp 1153 – 1163

Chávez, H.R. *Plan de la Nación 2013- 2019*. Presidencia Ejecutiva de la República Bolivariana de Venezuela. 2012

Cheng, J. Li, Q.S. & Xiao, R. *A new artificial neural network-based response surface method for structural reliability analysis*. Probabilistic Engineering Mechanics 23. 2008. pp 51-63

Chu, C. *Prediction of Steamflood Performance in Heavy Oil Reservoirs using Correlations developed by Factorial Design Methods*. SPE 20020. 1990

Civita, M. *Le carte della vulnerabilita` degli acquiferi all'inquinamento: Teoria e pratica*. Pitagora Editrice, Bologna. 1994. p 325

Civita, M. & DeMaio, M. *Mapping groundwater vulnerability by the point count system model SINTACS. In Managing Hydrogeological Disasters in a Vulnerable Environment (IHP-UNESCO), GNDCI 1900.* 1998. pp 243 – 273

Civita *et al.* *SINTACS R5, Valutazione e cartografia automatica della vulnerabilità degli acquiferi all'inquinamento con il sistema parametrico.* Pitagora Editrice Bologna; Italia. 2000

Collazo, M.P. *Investigación hidrogeológica del acuífero Guaraní en el área aflorante de los departamentos Rivera y Tacuarembó, Uruguay.* Universidad de Buenos Aires. 2006

Constitución de la República Bolivariana de Venezuela con la Primera Enmienda. Gaceta Oficial Extraordinaria N° 5.908. 2009

Coronel *et al.* *Determinación de las Reservas Geológicas y Renovables de Aguas Subterráneas de la Faja Petrolífera del Orinoko. Fase I. Tomo I.* Arc Solutions. Caracas, 2009

Cucchi, F.; Franceschini, G.; Zini, L. & Aurighi, M. *Intrinsic vulnerability assessment of Sette Comuni Plateau aquifer (Veneto Region, Italy).* Journal of Environmental Management. N° 88. 2008. pp 984–994

Damsleth, E.; Hage, A. & Volden, R. *Maximum Information at minimum Cost: a North Sea Field Development Study with an Experimental Design.* SPE 23139. 1992

Davis, M. & Masten, S. *Ingeniería y Ciencias Ambientales.* 3ª Edición. McGrawHill pp 280 – 285

Declaración de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Humano, Estocolmo, 1972. Revisada en Mayo, 2011 @ www.pnuma.org/docamb/mh1972.php

Declaración de Johannesburgo sobre el Desarrollo Sostenible. Sudáfrica, 2002. Revisada en Mayo, 2011. @ www.un.org/esa/sustdev/documents/WSSD_POI_PD/Spanish/WSSDsp_PD.htm

Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, 1992. Revisada en Mayo, 2011. @ http://www.un.org/esa/dsd/agenda21_spanish/res_riodecl.shtml

Decreto N° 883. *Normas para la Clasificación y Control de la Calidad de los Cuerpos de Agua y Vertidos o Efluentes Líquidos*. Gaceta Oficial N° 5.021 Extraordinario. 1995

Decreto N° 1.257. *Normas sobre evaluación ambiental de actividades susceptibles (capaces) de degradar el Ambiente*. Gaceta Oficial N° 35.946. 1996

Decreto N° 2.635. *Normas para el Control de la Recuperación de Materiales Peligrosos y el Manejo de los Desechos Peligrosos*. Gaceta Oficial Extraordinaria N° 5.245. 1998

Dejan, J.-P. & Blanc, G. *Managing uncertainties on production predictions using integrated statistical methods*. SPE 56696. 1999

Di Martino, F.; Sessa, S. & Loia, V. A fuzzy-based tool for modelization and analysis of the vulnerability of aquifers: a case study. *International Journal of Approximate Reasoning* 38. 2005. pp 99–111

Doveton, J.H.; Bornemann, E. *Log Normalisation by Trend Surface Analysis*. *The Log Analyst*. 1981. pp 3 – 9

Dörflinger, N. & Zwahlen, F. *EPIK: a new method for the delineation of protection areas in karstic environment*. International Symposium on Karst Waters and Environmental Impacts, Turkey. 1995

Ducci, D. & Sallerino, M. *Vulnerability mapping of groundwater contamination based on 3D lithostratigraphical models of porous aquifers*. Science of the Total Environment 447. 2013. pp 315–322

Eaton, T. *Science-based decision-making on complex issues: Marcellus shale gas hydrofracking and New York City water supply*. Science of the Total Environment 461–462. 2013. pp 158 – 169

El Tabach, E. *et al. Use of artificial neural network simulation meta-modeling to assess groundwater contamination in a road project*. Mathematical and Computing Modeling 45. 2007. pp 766–776

Farouq Ali, S.M. & Thomas S. *Enhanced Oil Recovery – What We Have Learned*. JCPT Vol. 9 N° 2. 2000

Foster, S.S.D. *Fundamental concepts in aquifer vulnerability, pollution risk and protection strategy*. In: Vulnerability of Soil and Groundwater to Pollutants (ed. by W. Van Duijvenbooden). 1987. pp 69-86

Foster, S.S.D. *Groundwater recharge and pollution vulnerability of British aquifers: a critical review*. In: Robins, N.S. (Ed.), Groundwater Pollution, Aquifer Recharge and Vulnerability. Geological Society Special Publications 130. 1998. pp 7–22.

Foster, S. & Hirata, R. *Determinación del riesgo de contaminación de aguas subterráneas*. 2ª Edición. CEPIS, Lima. 1991

Foster, S.; Hirata, R.; Gomes, D.; D'Elía, M.; Paris, M. *Protección de la Calidad del Agua Subterránea*. Banco Mundial. 2002

Fox, J. *Gasland Part I*. Documental. DVD. Disponible @ www.gaslandthemovie.com

Gemail, K.S.; El-Shishtawy, A.M.; El-Alfy, M.; Ghoneim, M.F. & Abd El-Bary, M.H. *Assessment of aquifer vulnerability to industrial waste water using resistivity measurements. A case study, along El-Gharbyia main drain, Nile Delta, Egypt*. *Journal of Applied Geophysics* 75. 2011. pp 140–150

Gilman, J.R. *et al. Monte Carlo Techniques for Evaluating Producing Properties*. SPE 39926. 1998

González de Juana, C. *et al. Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas*. Tomos I y II. Ediciones Foninves. Caracas. 1980

Gossel, W. *Interfaces in Coupling of Hydrogeological Modeling Systems*. Shaker Verlag. 2011

Hamza, M.H.; Added, A.; Francés, A. & Rodríguez, R. *Validité de l'application des méthodes de vulnérabilité DRASTIC, SINTACS et SI à l'étude de la pollution par les nitrates dans la nappe phréatique de Metline–Ras Jebel–Raf Raf (Nord-Est tunisien)*. *C. R. Geoscience* 339. 2007. pp 493–505

Hedberg, H.D. *Mesozoic Stratigraphy of Northern South America: 8th Am. Sci. Cong. USA. Proc. V. 14. 1942. pp 155-227.*

Höiting, B.; Härtle, K. Hohberger, H.; Eckl, H.; Hahn, J. & Koldehoff, C. *Konzept zur Ermittlung der Schutzfunktion der Grundwasserüberdeckung*. Geologisches Jahrbuch. Hannover, Deutschland. C 63. 1995. pp 5 – 24

Huneau, F.; Jaunat, J.; Kavouri, K.; Plagnes, V., Rey, F. & Dörfliger, N. *Intrinsic vulnerability mapping for small mountainous karst aquifers, implementation of the new PaPRIKa method to Western Pyrenees (France)*. Engineering Geology 161. 2013. pp 81–93

Jang R. J-S. *ANFIS: Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System*. IEEE. V 23, N° 3. 1993

Johnson, C. & Boersma, T. *Energy (in)security in Poland: the case of shale gas*. Energy Policy 53. 2013. pp 389 – 399

Kharaka, Y.K.; Thordsen, J.; Conaway, C. & Thomas, R. *The energy-water nexus: potential groundwater quality degradation associated with production of shale gas*. Procedia Earth and Planetary Science 7. 2013. pp 417 – 422

Kelsen, H. *Reine Rechtslehre. Einleitung in die Rechtswissenschaftliche Problematik*. 1934. Vernengo, R. Traducción al español de la segunda edición. 1960. Teoría pura del derecho. UNAM, México, D. F. 1991

Kovarik, K. *Numerical Models in Groundwater Pollution*. University of Zilina (Eslovaquia). Springer-Verlag. 2000

Kovscek, A.R. *Emerging challenges and potential Futures for thermally Enhanced Oil Recovery*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2012. pp 130 – 143

Kusagur, A.; Kodad, S.F.; Sankar Ram, B.V. *Modeling, Desing & Simulation of an Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) for Speed Control of Induction Motor*. International Journal of Computer Applications. V. 6. N° 12. 2010

Laboratorio Nacional de Hidráulica *Estudio para el Aprovechamiento de los Recursos Hídricos en la Faja Petrolífera del Orinoko*. Tomo II, Caracas, 2010.

Lallahem, S. & Mania, J. *A nonlinear rainfall-runoff model using neural network technique: example in fractured porous media*. Mathematical and Computer Modelling 37 (9–10). 2003. pp 1047–1061.

Madden, M.; Blatchford, R. & Spears, R. *Environmental Regulations Handbook for Enhanced Oil Recovery*. U.S. Department of Energy. NIPER – 546. DE92001009. 1991

Maier, H.R. & Dandy, G.C. *Neural networks for the prediction and forecasting of water resources variables: A review of modeling issues and applications*. Environmental Modelling & Software 15. 2000. pp 101–124

Manrique P., Archer F. & Araujo, M. US 13/474,769 *Formulation and method of use for exploitation of heavy and extra heavy oil wells*. PDVSA Intevep (2015)

Margan, A. *Guideline for Groundwater Vulnerability Mapping and Risk Assessment for the Susceptibility of Groundwater Resources to Contamination*. Management, Protection and sustainable Use of Groundwater and Soil Resources in the Arab Region. Vol. 4. Arab Centre for the Study of arid Zones and dry Lands (Damascus). Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hannover). 2003

Matyka, M. & Koza, Z. *How to calculate Tortuosity easily?* Disponible en: Cornell University Library @ <http://arxiv-web3.library.cornell.edu> -- Revisada: 09/2013

Melo, R.; Curtis, J.; Gomez, J.; Melo, A.; Garcia, F. & Pedrosa, H. *Phosphonic/Hydrofluoric Acid – A promising new Weapon in the Tortuosity Remediation Arsenal for Fracturing Treatments.* SPE 152624. 2012

Ministerio de Energía y Minas. *Léxico Estratigráfico de Venezuela.* 3ª Edición. 1997

Mohaghegh, S.; Balan, B. & Ameri, S. *Permeability Determination from Well Log Data.* SPE 30978. 1997

Montgomery, D. *Diseño y Análisis de Experimentos.* 2ª Edición. LIMUSA WILEY. 2008

Morris, B.L. *et al. Groundwater and its susceptibility to degradation, a global assessment of the problem and options for management.* United Nations Environment Programme, 2003.

Mukerji, T. *et al. Monte Carlo AVO Analysis for Lithofacies Classification.* SEG/Annual Meeting. New Orleans. 2006. pp 1781-1785

Muñoz, A. *Manual para la Aplicación del Concepto de Vulnerabilidad de Acuíferos establecido en la Norma de Emisión de Residuos líquidos a Aguas subterráneas.* Departamento de Conservación y Protección de Recursos Hídricos. Gobierno de Chile. SDT N° 170. 2004

Murtha, J.A. *Monte Carlo Simulation: its Status and Future.* SPE 37932. 1997

Najjar, Y. *et al.* *Computational neural networks for predictive microbiology: I. Methodology*. International Journal of Food Microbiology 34. 1997. pp 27–49

Nakayama, K. *Estimation of Reservoir Properties by Monte Carlo Simulation*. SPE 59408. 2000

Nebel, B.J. & Wright, R.T. *Ciencias Ambientales*. Capítulo 13. 6ª Edición. Pearson Educación. 1999. p 321

Neukum, C. & Azzam, R. *Quantitative Assessment of Intrinsic Groundwater Vulnerability to Contamination using Numerical Simulations*. Science of Total Environment 408. 2009. pp 245 – 254

Nobre, R. *et al.* *Groundwater vulnerability and risk mapping using GIS, modeling and a fuzzy logic tool*. Instituto de Geografía, Desarrollo y Ambiente, Brasil. Journal of Contaminant Hydrology. 2007.

Ogbe D. & Bassiouni, Z. *Estimation of Acquirer Permeabilities from electric Well Logs*. Petroleum Engineering Department. University of Louisiana. The Log Analyst. pp 21-27. 1978

OGP — International Association of Oil & Gas Producers. *Environmental Performance Indicators — 2012 data. Report N° 2012e. OGP Data Series. 2013*

PDVSA – *Petróleos de Venezuela S.A.* Sitio oficial en línea: www.pdvsa.com - Revisado en 2012-2013

Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, 2007-2013. Presidencia Ejecutiva de la República Bolivariana de Venezuela. 2007

Plymale, C.L. *Groundwater pollution potential of Foulton county, Ohio*. Report N° 44. Ohio Department of Natural Resources. Division of Water. 2002

Pope; G.A. *Recent Developments and Remaining Challenges of Enhanced Oil Recovery*. JPT. 2011. pp 65 – 68

Popov, Y.; Chekhonin, E.; Parshin, A.; Law, D.; Pissarenko, D.; Miklashevskiy, D.; Popov, E.; Spasennykh, M.; Safonov, S.; Romushkevich, R.; Bayuk, I. *Experimental Investigations of spatial & temporal Variations on Rock thermal Properties as necessary Stage in thermal EOR*. SPE 165474. 2013

Portella, R.C.M. *et al. Uncertainty quantification to evaluate the value of information in a deepwater reservoir*. SPE 79707. 2003

Prada, J.W.V. *et al. Uncertainty assessment using experimental design and risk analysis techniques, applied to offshore heavy oil recovery*; SPE 97917. 2005

Queipo, N.; Goicochea, P. & Pintos, S. *Surrogate Modelling-based Optimisation of SAGD Processes*. SPE 69704. 2001

Rahm, B.; Bates, J.; Bertoia, L.; Galford, A.; Yoxtheimer, D. & Riha, S. *Wastewater management and Marcellus Shale gas development: Trends, drivers, and planning implications*. Journal of Environmental Management 120. 2013. pp 105 – 113

Resolución N° 40 del Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales, Gaceta Oficial N° 37.700. 2003

Riad, S. *et al.* *Predicting catchment flow in a semi-arid region via an artificial neural network technique.* Hydrological Processes 18. 2004. pp 2387–2393

Robin, N.S. *et al.* *Adapting existing experience with aquifer vulnerability and groundwater protection for Africa.* Elsevier. Journal of African Earth Sciences. 47. 2007. pp 30 – 38

Rueda, O.M. & Betancur, T. *Evaluación de la Vulnerabilidad del Agua subterránea en el bajo Cauca antioqueño.* Avances en Recursos Hidráulicos. N° 13. 2006. pp 71 – 88

Sinreich, M. *Konzept der Vulnerabilität im Grundwasserschutz. Anwendung auf die Verhältnisse der Schweiz.* Bundesamt für Umwelt. 2011

Segura, L. *et al.* *Riesgo de contaminación de las aguas subterráneas del Sector Oriental de la Ciudad Capital por efluentes urbanos del arroyo Fariñango.* Aportes científicos desde Humanidades 7. 2007. pp 174 – 186

Soudman-asli, A.; Shahab A., S.; Mohabaktar, H.; Zareie, M. & Shariatpanahi, F. *The in situ microbial enhanced oil recovery in fractured porous media.* Journal of Petroleum Science and Engineering 58. 2007. 161 – 172

Spector, L. *Evolution of Artificial Intelligence.* Artificial Intelligence. 170. 2006. pp 1251-1253

Stempvoort, V.D.; Evert, L. & Wassenaar, L. *Aquifer Vulnerability Index (AVI): a GIS compatible method for groundwater vulnerability mapping.* Can Water Resources. 1993. pp 25–37

Stoian, E. *Fundamentals and Applications of the Monte Carlo Method.* Journal of Canadian Petroleum. JCPT 650302. 1965. pp 120 – 129

Sun, Z.; Tang, X. & Cheng, G. *Numerical Simulation for Tortuosity of Porous Media. Microporous & Mesoporous Materials*. 173. 2013. pp 37 - 42

Taber, J.J.; Martin, F.D. & Seright, R.S. *EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects*. SPE 35385. 1997 (a)

Taber, J.J.; Martin, F.D. & Seright, R.S. *EOR Screening Criteria Revisited – Part 2: Application and Impact of Oil Prices*. SPE 39234. 1997 (b)

Uricchio, V.F.; Giordano, R. & López, N. *A fuzzy knowledge-based decision support system for groundwater pollution risk evaluation*. *Journal of Environmental Management* 73. 2004. pp 189–197

Vanegas Prada, J.W. & Cunha, L.B. *Prediction of SAGD performance using response surface correlations developed by experimental design techniques*. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2008. pp 58-64

Veil, J.A., & Dusseault, M.B., *Evaluation of Slurry Injection Technology for Management of Drilling Wastes*, Argonne National Laboratory for the U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Petroleum Technology Office. 2003

Vervoort, R. & Cattle, S. *Linking hydraulic Conductivity & Tortuosity Parameters to Pore Space Geometry & Pore-Size Distribution*. *Journal of Hydrology*. 272. 2003. pp 36-49

Vrba, J. & Zaporozec, A. *Guideline on Mapping Groundwater Vulnerability*. International Association of Hydrogeologists, Hannover. 1994. pp 16

Wadsley, A.W. *Markov Chain Monte Carlo Methods for Reserves Estimation*. IPCT 10065. 2005

White, C. D. & Royer, S.A. *Experimental Design as a framework for Reservoir Studies*. SPE 79676. 2003

Yang, B.; Xu, B. & Yuan, Y. *Impact of thermal Pore Pressure on the Caprock Integrity during the SAGD Operation*. SPE 165448. 2013

Yeten, B *et al.* *A comparison study on Experimental Design and Response Surface Methodologies*. SPE 93347. 2005

Yu, C.; Yao, Y.; Hayes, G.; Zhang, B. & Zheng, C. *Quantitative Assessment of Groundwater Vulnerability using Index System and Transport Simulation*. Science of Total Environment. 408. 2010. pp 6108 – 6116

Zwahlen, F. *Vulnerability and Risk Mapping for the Protection of Carbonate (Karst) Aquifers, Final Report (COST Action 620)*. European Commission, Directorate XII Science, Research and Development, Brussels, Report EUR 20912. 2004. pp 297.