

SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE
PRODUCCIÓN DE SHALE GAS UTILIZANDO UNA TÉCNICA DE DECISIÓN
MULTICRITERIO

MAGDA LILIANA VALERO ALVARADO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA AMBIENTAL
BUCARAMANGA

2013

SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE
PRODUCCIÓN DE *SHALE GAS* UTILIZANDO UNA TÉCNICA DE DECISIÓN
MULTICRITERIO

MAGDA LILIANA VALERO ALVARADO

Trabajo de aplicación presentado como requisito para optar al título de:
Magister en Ingeniería Ambiental

Director:

PROF. ARLEX CHAVES GUERRERO

Ingeniero Químico, Ph. D.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA AMBIENTAL
BUCARAMANGA

2013

AGRADECIMIENTOS

A mi esposo y mis hijitas por ser mi fuente de inspiración y mi motor en la vida.

A mis padres por toda su ayuda constante, amor y apoyo en los momentos críticos.

Al Ingeniero Henry Abril por brindarme la oportunidad de realizar esta tesis, por su apoyo incondicional y su amistad.

Al Ingeniero Arlex Chavez por su dedicación, orientación y tiempo para el éxito de este trabajo.

A las Ingenieras Nubia Ramirez y Martha Herrera, por su participación, orientación, y valiosas sugerencias y recomendaciones para la exitosa culminación de este trabajo.

A los Ingenieros Edgar Perez, Jose Carlos Cardenas y Victor Echeverria, por su participación, interés y colaboración.

A todas las personas, familiares y amigos que de una u otra forma me brindaron su amistad y ayuda.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. MARCO TEÓRICO	19
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	19
1.2. HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES	20
1.3. SHALE GAS.....	21
1.4. TÉCNICAS PARA LA EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL A PARTIR DE SHALE.....	27
1.4.1. Perforación Horizontal.....	27
1.4.2. Fracturamiento Hidráulico	28
1.4.3. Características de un pozo de Shale Gas.....	30
2. CARACTERIZACIÓN Y OPCIONES DE GESTIÓN PARA LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DE SHALE GAS.....	32
2.1. AGUAS DE PRODUCCIÓN	32
2.2. CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN	33
2.2.1. Compuestos aceitosos dispersos y disueltos.....	35
2.2.2. Minerales disueltos de la formación	36
2.2.3. Químicos del fluido de fractura	37
2.2.4. Sólidos	37
2.2.5. Gases disueltos	38
2.3. OPCIONES PARA LA GESTIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN	38
2.3.1. Opciones enfocadas a minimizar la generación de aguas de producción...39	
2.3.2. Opciones enfocadas al tratamiento para el reuso o reciclaje de estas aguas.....	41
2.3.3. Opciones enfocadas en el tratamiento para la disposición de estas aguas.....	42
3. TECNOLOGÍAS CONVENCIONALES Y EMERGENTES PARA EL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DE SHALE GAS	43

3.1. SEPARACIÓN CON MEMBRANAS.....	43
3.1.1. Tecnologías de membrana activadas por presión.....	43
3.1.1.1. Ósmosis inversa (RO).....	44
3.1.1.2. V-SEP Vibratory Shear Enhanced Membrane Filtration.....	48
3.1.2. Procesos de membrana activados con carga electroquímica	50
3.1.2.1. Electrodialisis (ED) / electrodialisis inversa (EDR)	50
3.1.3. Tecnologías de membrana activadas por temperatura	54
3.1.3.1. Destilación con membranas “Membrane Distillation” (MD)	54
3.1.4. Membranas dirigidas osmóticamente.....	57
3.1.4.1. Ósmosis Directa (FO)	57
3.2. Tecnologías Térmicas.....	60
3.2.1. Destilación con Compresión de Vapor	60
3.2.2. Destilación multiefecto	62
3.2.3. Flash Multietapas.....	64
3.2.4. Dewvaporation	66
3.2.5. Destilación térmica.....	69
3.3. Comparación entre tecnologías	76
3.3.1. Variable Capacidad.....	76
3.3.2. Variable costo total.....	76
3.3.3. Variable Consumo de Energía.....	77
3.4. DESCRIPCIÓN DEL CASO BASE.....	78
4. MÉTODOS DE DECISION MULTICRITERIO.....	81
4.1. CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE DECISION MULTICRITERIO	83
4.2. COMPONENTES DE LOS PROCESOS DE DECISIÓN	84
4.3. MÉTODOS DE MADM.....	85
4.4. PROCESO ANALÍTICO JERÁRQUICO AHP.	87
4.5. SELECCIÓN DE CRITERIOS Y ESQUEMAS DE PONDERACIÓN.....	90
4.5.1. Esquema Cuantitativo	91
4.5.2. Esquema Cualitativo	92
4.5.3. Criterios de evaluación.....	92

4.5.4. Sistema de Evaluación.....	99
4.5.5. Selección de alternativas	100
4.5.6. Adquisición de información	100
4.5.7. Analisis de sensibilidad	100
5. ANALISIS DE RESULTADOS.....	101
5.1. CODIFICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE DECISIÓN Y DE LAS TECNOLOGÍAS EVALUADAS	101
5.2. NORMALIZACIÓN DE DATOS CUANTITATIVOS	102
5.3. Tratamiento de los datos cualitativos	103
5.4. MATRICES DE COMPARACIÓN DE CRITERIOS POR PAREJAS (MCP).....	104
5.5. MATRICES DE COMPARACIÓN DE SUBCRITERIOS POR PAREJAS	107
5.6. Análisis del puntaje general para cada alternativa.....	109
5.7. ANALISIS DE SENSIBILIDAD	111
6. CONCLUSIONES	114
7. RECOMENDACIONES	116
CITAS BIBLIOGRÁFICAS.....	117
BIBLIOGRAFÍA	125
ANEXOS	135

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. TIPOS DE GASES NO CONVENCIONALES	20
TABLA 2. RESERVAS PROBADAS DE GAS DE ESQUISTO A NIVEL MUNDIAL.	23
TABLA 3. POTENCIAL DE SHALE GAS EN COLOMBIA.	26
TABLA 4. VOLUMEN DE AGUA USADO EN TRES FORMACIONES IMPORTANTES EN ESTADOS UNIDOS.....	33
TABLA 5. COMPOSICIÓN PROMEDIO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN DE SG PARA LAS FORMACIONES FAYETTEVILLE, MARCELLUS Y BARNETT EN EE.UU.	34
TABLA 6. OPCIONES ENFOCADAS A MINIMIZAR LA GENERACIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.....	40
TABLA 7. OPCIONES ENFOCADAS AL TRATAMIENTO PARA EL REUSO O RECICLAJE	41
TABLA 8. OPCIONES ENFOCADAS AL TRATAMIENTO PARA LA DISPOSICIÓN	42
TABLA 9. ACTUALES PROVEEDORES DE OSMOSIS INVERSA EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS EN ESTADOS UNIDOS.	46
TABLA 10. RESUMEN DEL PROCESO DE ÓSMOSIS INVERSA.....	47
TABLA 11. RESUMEN DEL PROCESO V-SEP	50
TABLA 12. RESUMEN DEL PROCESO ELECTRODIÁLISIS / ELECTRODIÁLISIS INVERSA	53
TABLA 13. RESUMEN DEL PROCESO DESTILACIÓN CON MEMBRANAS.	56
TABLA 14. RESUMEN DEL PROCESO ÓSMOSIS DIRECTA	59
TABLA 15. RESUMEN DEL PROCESO COMPRESIÓN CON VAPOR	61
TABLA 16. RESUMEN DEL PROCESO DESTILACIÓN MULTIEFECTO	63
TABLA 17. RESUMEN DEL PROCESO FLASH MULTITAPAS	65
TABLA 18. RESUMEN DEL PROCESO DEWVAPORATION.....	68
TABLA 19. ACTUALES PROVEEDORES DE LA TECNOLOGÍA EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS EN ESTADOS UNIDOS.	74
TABLA 20. RESUMEN DEL PROCESO DESTILACIÓN TÉRMICA	75
TABLA 21. RANGO TÍPICO DE CONCENTRACIONES PARA ALGUNOS COMPONENTES COMUNES DE LAS AGUAS DE RETORNO DEL MARCELLUS SHALE.....	79

TABLA 22. ESCALA PARA COMPARACIÓN POR PAREJAS	87
TABLA 23. ÍNDICES DE AZAR	89
TABLA 24. CRITERIOS DE DECISIÓN	101
TABLA 25. TECNOLOGÍAS EVALUADAS.....	102
TABLA 26. DATOS CUANTITATIVOS NORMALIZADOS	102
TABLA 27. PONDERACIÓN DE DATOS CUALITATIVOS	103
TABLA 28. VALORES NUMÉRICOS PARA LOS DATOS CUALITATIVOS.....	104
TABLA 29. MATRIZ “AC” COMPARACIÓN POR PAREJAS PARA LOS CRITERIOS	105
TABLA 30. MATRIZ “AC” NORMALIZADA	106
TABLA 31. VALORES PROPIOS O AUTOVECTORES DE LA MATRIZ “AC”	106
TABLA 32. PORCENTAJE DE CONTRIBUCION DE LOS CRITERIOS	107
TABLA 33. MATRIZ “AC1” COMPARACIÓN DE SUBCRITERIOS C1 “TÉCNICOS”	107
TABLA 34. MATRIZ “AC2” COMPARACIÓN DE SUBCRITERIOS C2 “AMBIENTALES”	107
TABLA 35. MATRIZ “AC4” COMPARACIÓN DE SUBCRITERIOS C4 “SOCIALES”	108
TABLA 36. VALORES DE CONSISTENCIA DE LAS MATRICES DE COMPARACIÓN DE CRITERIOS.....	108
TABLA 37. PESOS OBTENIDOS PARA CADA UNO DE LOS CRITERIOS Y SUBCRITERIOS EVALUADOS.....	109
TABLA 38. ESTRUCTURA DE PESOS ALTERNATIVOS	111
TABLA 39. PESOS ALTERNATIVOS PARA EL CÁLCULO DE CRITERIOS	112

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. PROSPECTIVA DE LA PRODUCCIÓN DE GN EN EE.UU. A 2035 EN TERAPIES CÚBICOS	22
FIGURA 2. PRODUCCIÓN DE SHALE GAS EN EE.UU. CON PROYECCIÓN A 2035.	24
FIGURA 3. ESTIMACIÓN DECRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE GAS POR REGIONES ENTRE 2010 Y 2040.....	26
FIGURA 4. PROCESO DE EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL A PARTIR DE SHALE.....	28
FIGURA 5. COMPOSICIÓN VOLUMÉTRICA DE UN FLUIDO DE FRACTURA PARA SG.	30
FIGURA 6. ESQUEMA GENERAL DEL TRATAMIENTO CON ÓSMOSIS INVERSA.	46
FIGURA 8. CÁMARA DE MEMBRANAS DEL PROCESO V-SEP	49
FIGURA 9. ESQUEMA GENERAL DEL TRATAMIENTO CON ELECTRODIÁLISIS.....	52
FIGURA 10. ESQUEMA GENERAL DEL TRATAMIENTO CON DESTILACIÓN CON MEMBRANAS	55
FIGURA 11. ESQUEMA GENERAL DEL TRATAMIENTO DEL PROCESO COMPRESIÓN CON VAPOR	60
FIGURA 12. ESQUEMA GENERAL DEL TRATAMIENTO CON DESTILACIÓN MULTIEFECTO....	63
FIGURA 13. ESQUEMA GENERAL DEL TRATAMIENTO CON FLASH MULTITAPAS.....	65
FIGURA 14. ESQUEMA GENERAL DEL TRATAMIENTO CON DEWVAPORATION.....	67
FIGURA 15. ESQUEMA GENERAL DEL TRATAMIENTO CON DESTILACIÓN TÉRMICA.....	71
FIGURA 16.COMPARACIÓN DE LA VARIABLE CAPACIDAD ENTRE LAS TECNOLOGÍAS DE MEMBRANA Y LAS TECNOLOGÍAS TÉRMICAS, PARA EL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DE SHALE GAS.....	76
FIGURA 17.COMPARACIÓN DE LA VARIABLE COSTO TOTAL (CAPEX Y OPEX) ENTRE LAS TECNOLOGÍAS DE MEMBRANA Y LAS TECNOLOGÍAS TÉRMICAS, PARA EL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DE SHALE.....	76
FIGURA 18. COMPARACIÓN DE LA VARIABLE CONSUMO DE ENERGÍA ENTRE LAS TECNOLOGÍAS DE MEMBRANA Y LAS TECNOLOGÍAS TÉRMICAS, PARA EL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DE SHALE GAS.....	77

FIGURA 19. MÉTODOS MULTICRITERIO.....	83
FIGURA 20. MATRIZ DE PUNTUACIÓN.....	92
FIGURA 21. CRITERIOS DE DECISIÓN Y SUB CRITERIOS CONSIDERADOS.....	93
FIGURA 22. MATRIZ DE PUNTUACIÓN CUALITATIVA.....	94
FIGURA 23. RANKING FINAL DE ALTERNATIVAS.....	110
FIGURA 24. ANALISIS DE SENSIBILIDAD.....	113

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Información consolidada con respecto a cada criterio para cada alternativa.....	135
ANEXO B. Arbol de jerarquía para la toma de decisiones.....	138
ANEXO C. Tratamientos comerciales de Ósmosis Inversa	139
ANEXO D. Procesos Comerciales para la Destilación Térmica.....	142
ANEXO E. Cuestionario para Expertos.....	144

RESUMEN

TITULO: SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DE *SHALE GAS* UTILIZANDO UNA TÉCNICA DE DECISIÓN MULTICRITERIO.¹

AUTOR: Magda Liliana Valero Alvarado²

PALABRAS CLAVE: aguas de producción, *shale gas*, decisión multicriterio, MCDM, proceso analítico jerárquico AHP, hidrocarburos no convencionales, gas natural.

DESCRIPCIÓN:

El *shale gas* o gas de esquisto, es uno de los recursos energéticos más prometedores de los últimos años, para suplir la demanda de energía de muchos países, debido a su gran disponibilidad y menor aporte contaminante en comparación al petróleo y al carbón. Sin embargo, uno de los principales retos durante su producción, es cómo gestionar los enormes volúmenes de aguas de producción que se generan durante su extracción, fluidos que representan un pasivo, un riesgo ambiental y un alto costo para los operadores.

En este sentido, y teniendo en cuenta que existen decenas de técnicas de tratamiento de aguas de producción, resulta fundamental seleccionar la mejor opción u opciones que permitan minimizar los impactos ambientales, sin que esto represente un costo adicional elevado. Sin embargo, dicha selección está sujeta a la evaluación de una multiplicidad de criterios, lo que hace necesario el uso de métodos "Multicriterio" para la toma de decisiones o MCDM por sus siglas en inglés (*Multi-Criteria Decision Analysis*).

El Proceso Analítico Jerárquico AHP por sus siglas en inglés (*Analytic Hierarchy Process*) tiene una amplia aplicación en problemas MCDM, ya que permite evaluar efectivamente atributos tanto cualitativos como cuantitativos. En el presente trabajo de aplicación se utilizó el método AHP, para analizar 10 tecnologías para el tratamiento de las aguas de producción de *shale gas*, seleccionadas a partir de una vigilancia tecnológica, a través de la revisión de literatura y de la valoración de 19 criterios distribuidos entre técnicos, económicos, ambientales y sociales, que fueron seleccionados en consenso con dos expertos profesionales del equipo de ambiental del ICP y el director de la Corporación CDT de GAS como "stakeholder" o partes interesadas del proyecto y considerando un caso hipotético como referencia.

¹Trabajo de Postgrado para Maestría en Ingeniería Ambiental

²Facultad de Ingenierías Físico-Química. Escuela de Ingeniería Química. Director: Dr. Arlex Chaves

ABSTRACT

TITLE: SELECTION OF TECHNOLOGIES FOR PRODUCED WATER TREATMENT FROM SHALE GAS PRODUCTION USING A MULTI-CRITERIA DECISION MAKING.¹

AUTHOR: Magda Liliana Valero Alvarado²

KEYWORDS: produced water, *shale gas*, multi-criteria decision, MCDM, analytic hierarchy process AHP, unconventional gas, natural gas.

DESCRIPTION:

The shale gas or “gas de esquisto” is one of the most promising energy resources in recent years, to meet energy demand in many countries, due to its wide availability and lower pollutant contribution compared to oil and coal. However, one of the main challenges during its production is how to manage large volumes of produced water generated during the extraction, which represent a liability, an environmental risks and a high costs for operators.

Considering that there are dozens of techniques for produced water treatment, it is essential to select the best option that minimizes environmental impacts, without representing a high additional cost for operators. This selection is subject to the evaluation of multiple criteria, which requires the use of methods such as "Multicriteria" for decision-making or MCDM (Multi-Criteria Decision Making).

The Analytic Hierarchy Process (AHP) has wide applications in MCDM problems, allowing the effectively evaluation of qualitative attributes as much as quantitative attributes. In this paper, the application of the AHP method was used to analyze 10 technologies for produced water treatment of shale gas production, selected from a technological surveillance through literature review and evaluation of 19 criteria between technical, economical, environmental and social, selected in agreement with two experts as "stakeholder" and considering a hypothetical case as reference.

¹Trabajo de Postgrado para Maestría en Ingeniería Ambiental

²Facultad de Ingenierías Físico-Química. Escuela de Ingeniería Química. Director: Dr. Arlex Chaves

INTRODUCCIÓN

El carácter relativamente limpio del Gas Natural (GN), en comparación al carbón y al petróleo ha impulsado la creación de una serie de políticas a nivel mundial para favorecer su consumo con miras a disminuir las emisiones de gases efecto invernadero y sus efectos sobre el calentamiento global. Esta tendencia de crecimiento ha sido acentuada por el hecho de que la generación de energía a partir de fuentes renovables y limpias es aún costosa y requiere de mayor tiempo e investigación para su consolidación como alternativa energética.

En contraste a esta creciente demanda, las reservas de GN convencional han empezado a declinar drásticamente en muchos países, lo que ha generado dependencia energética a través de la importación del combustible desde países lejanos. Un ejemplo de esta situación se da en Europa, donde alrededor de 25 países (sin incluir a Noruega), importan cerca del 60% del gas natural desde Rusia, Irán y países del norte de África [1].

Una situación similar ha sido vivida por los Estados Unidos de América (EE.UU.), quienes desde aproximadamente 1961 deben importar GN para solventar su demanda interna. No obstante, durante la última década, la brecha entre la demanda y la oferta de GN ha ido disminuyendo por la explotación de campos de GN no convencional, especialmente por la explotación de gas de esquistos (*shale*).

Sin embargo, pese a los posibles beneficios económicos y sociales que puede aportar la extracción de este recurso, existen serias dudas sobre los efectos adversos que puede generar sobre el medio ambiente el fracturamiento hidráulico, proceso imprescindible para la producción de GN no convencional bajo el panorama tecnológico actual.

Uno de los principales problemas radica en los grandes volúmenes de agua que deben ser inyectados a los pozos durante las operaciones de fracturamiento hidráulico y que sumados a los altos volúmenes de aguas adicionales que se generan durante la extracción del gas, exigen su tratamiento en superficie antes de su disposición final.

Estas aguas conocidas con el nombre de aguas de producción o aguas de retorno (*flowback*), contienen arena, aditivos químicos, hidrocarburos, sales y ocasionalmente algunos materiales radioactivos naturales conocidos como NORM por sus siglas en inglés "*Naturally Occurring Radioactive Material*", lo que hace necesaria una apropiada gestión buscando minimizar su impacto en el ambiente.

Esto representa un pasivo y un costo significativo para las empresas productoras de petróleo y gas, así como un serio problema medioambiental con el cual deben enfrentarse al momento de decidir su respectiva gestión. Además, desde el punto de vista social, se afecta de manera significativa la disponibilidad del recurso y se limita la posibilidad de abastecimiento para otros usos.

Dicha gestión depende de la apropiada selección de tecnologías para su tratamiento, que desde la perspectiva de menor impacto al ambiente y viabilidad técnica, entre otros aspectos, permita obtener los resultados más favorables para el medio ambiente. Sin embargo, debido a la gran cantidad de opciones y criterios a considerar, se hace necesario aplicar una técnica de decisión multicriterio como por ejemplo el Proceso Analítico Jerárquico AHP por sus siglas en inglés (*Analytic Hierarchy Process*).

En este trabajo de aplicación se presentan los resultados de aplicar el método AHP para seleccionar la mejor opción de tratamiento para las aguas de producción de SG considerando aspectos técnicos, económicos, ambientales

y sociales, con el fin de proporcionar un marco integral que desde el punto de vista de sostenibilidad soporte la decisión.

La tesis está estructurada en 5 capítulos. En el capítulo 1 se presenta el planteamiento del problema para la gestión eficiente de las aguas de producción de *shale gas* y el marco teórico que soporta el estudio. La información referente a la caracterización de las aguas de producción de *shale gas* y las opciones para su gestión se presentan en el capítulo 2. El capítulo 3 se enfoca en la descripción de las tecnologías convencionales y emergentes propuestas para el análisis de la mejor opción de tratamiento y se describe el caso base al cual se aplicará el método AHP para dar respuesta a la gestión eficiente de las aguas de producción de *shale gas* en el supuesto caso que se materialice la producción en Colombia. En el capítulo 4 se presenta la descripción de los métodos de decisión multicriterio, y se realiza una amplia descripción del método AHP y de los criterios de evaluación definidos. En el capítulo 5 se presentan y analizan los resultados obtenidos y finalmente en el capítulo 6 se mencionan las conclusiones y recomendaciones del estudio.

De acuerdo con lo anterior, el objetivo de este trabajo de aplicación fue seleccionar tecnologías disponibles para el tratamiento de las aguas de producción de shale gas, utilizando una técnica de decisión multicriterio y de esta forma proporcionar un marco de referencia que facilite la toma de decisiones a las compañías interesadas en el desarrollo de proyectos de producción de gas natural a partir de shale, que desde el punto de vista ambiental, busquen la selección inteligente de las mejores opciones de gestión para estas aguas de producción.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Desde el punto de vista económico y de disminución de la dependencia energética, los desarrollos de GN no convencional a partir de SG, han generado gran interés a nivel mundial debido al éxito que han tenido los EE.UU. en términos de su producción.

No obstante en términos ambientales, son muchos los problemas que se generan durante el proceso de producción de GN a partir de *shale*, entre los cuales se resaltan: i) la generación de emisiones atmosféricas, ii) la afectación de la calidad y uso del suelo, iii) la afectación de los ecosistemas, iv) la modificación del paisaje, v) la alteración de la fuentes hídricas superficiales y subterráneas, vi) la generación de ruido y vii) la generación de aguas con altos contenidos de contaminantes entre otros aspectos.

De los problemas ambientales mencionados anteriormente, el principal está relacionado con el agua, debido a dos aspectos: el primero de ellos la gran cantidad de agua fresca que se requiere inyectar en los pozos durante el proceso de fracturamiento hidráulico y el segundo el alto volumen de aguas de producción que se genera durante la extracción del gas.

Este enorme volumen de agua, sumado a los altos contenidos de sales y contaminantes químicos tales como etilbenceno, hidrocarburos (metano, etano, propano, etc.), metales pesados (bario, estroncio, mercurio, etc.) y agentes antimicrobianos, entre otros, hacen que estas aguas demanden una gestión efectiva desde el punto de vista ambiental y eficiente desde la perspectiva del

Productor, de tal manera que se obtenga la mejor relación beneficio-costo en el proceso de minimizar el impacto sobre el ambiente.

El proceso de decisión para establecer cuál o cuáles son las mejores tecnologías para el tratamiento de las aguas de producción en función de unos criterios pre-establecidos es complejo debido al gran número de criterios y atributos particulares de cada tecnología. Por lo anterior, en este trabajo se recurre al uso de una técnica de decisión multicriterio (MCDM) llamada proceso analítico jerárquico (AHP), que ha sido ampliamente utilizada en este tipo de problemas y que permite la evaluación de criterios tanto cuantitativos como cualitativos.

1.2. HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

Los recursos energéticos no convencionales son típicamente hidrocarburos (petróleo y gas) que se encuentran en unas condiciones que no permiten el movimiento del fluido, bien por estar atrapados en rocas poco permeables, o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad. En ambos casos requieren el empleo de tecnología especial para su extracción, ya sea por las propiedades del propio hidrocarburo o por las características de la roca que lo contiene [2].

En la Tabla 1. Se describe brevemente cada uno de los recursos de gas no convencionales existentes.

Tabla 1. Tipos de Gases No Convencionales

GAS NO CONVENCIONAL	DESCRIPCIÓN
Tight Gas	El gas natural producido a partir de depósitos que tienen muy baja porosidades y permeabilidades (generalmente la porosidad de la matriz es mucho menor del 10% y la permeabilidad de 0.1 milidarcy o menos)
	Gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia

Coalbed Methane	orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido.
Gas Shale	Gas Natural contenido en rocas arcillosas (<i>shale</i>) con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad (roca madre). Para su explotación es necesario perforar pozos horizontales y fracturar la roca.
Methane Hydrates	Compuesto sólido similar al hielo que contiene metano. Éste queda atrapado en una estructura cristalina de moléculas de agua que es estable en sedimentos marinos a profundidades de agua mayores de 300 m.



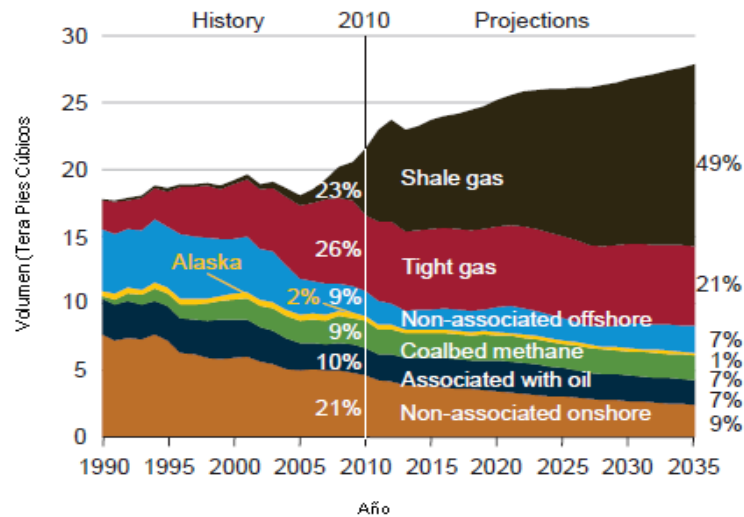
Fuente: Repsol, «Repsol,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.repsol.com>.

1.3. SHALE GAS

El *shale gas* (SG) o gas de esquisto es GN atrapado en una roca arcillosa (*shale*) con alto contenido de materia orgánica (entre 0.5 y 25%) y muy baja permeabilidad, que tiende a ser encontrado en formaciones maduras del paleozoico y el mesozoico y que se encuentra a gran profundidad, manteniendo el gas inmovilizado [2]. La profundidad a la cual se encuentra este gas es variable, pero en la mayoría de los casos es mayor a la de los yacimientos de gas convencionales, y puede estar entre los 1 500 m a 6 100 m (5 000 pies a 2 0000 pies) [3]. La baja permeabilidad y porosidad de las formaciones de SG hacen que este GN sea difícil de extraer por métodos convencionales, por esta razón se hace referencia a él como un recurso “no convencional”.

De acuerdo con el Departamento de Energía de los EE.UU. (DOE), el gas de esquisto, es el recurso no convencional más atractivo a largo plazo, debido a su mayor disponibilidad y porque se prevé que tendrá una mayor contribución al crecimiento de la producción de gas natural en EE.UU, mientras que los otros recursos no convencionales como las arenas bituminosas y los gases asociados al carbón se mantienen estables como se observa en la Figura 1 [4].

Figura 1. Prospectiva de la producción de GN en EE.UU. a 2035 en Terapias cúbicos



Fuente: U.S. Energy Information Administration, «Annual Energy Outlook 2012 Early Release Overview,» 2012.

A nivel mundial, no se tiene una estimación clara de las reservas de gas de esquisto y no existe un consenso en los datos reportados en la literatura. En abril de 2011. La Administración de Información de Energía de los EE.UU. (EIA), patrocinó un estudio realizado por *Advanced Resources International INC (ARI)*, con el fin de realizar una evaluación inicial de éste recurso en 48 cuencas de gas de esquisto en 32 países, que cubre aproximadamente 70 formaciones de shale gas. En el informe se muestra que el recurso técnicamente recuperable está en alrededor de 6 622 Terapias cúbicos (TCF por sus siglas en inglés); incluidos los 862 TCF técnicamente recuperables estimados para EE.UU. Entre otros países mencionados se resalta China con 1 275 TCF [6], [7]. En el caso particular de Sur

América, se identificó que el mayor representante es Argentina con 774 TCF, seguido de Brasil con 226 TCF; Colombia cuenta con 19 TCF, según este estudio.

En la Tabla 2 se presenta un resumen de las reservas probadas de gas de esquisto, producción y consumo en el ámbito internacional.

Tabla 2. Reservas probadas de gas de esquisto a nivel mundial.

	2009 Natural Gas Market ⁽¹⁾ (trillion cubic feet, dry basis)			Proved Natural Gas Reserves ⁽²⁾ (trillion cubic feet)	Technically Recoverable Shale Gas Resources (trillion cubic feet)
	Production	Consumption	Imports (Exports)		
Europe					
France	0.03	1.73	98%	0.2	180
Germany	0.51	3.27	84%	6.2	8
Netherlands	2.79	1.72	(62%)	49.0	17
Norway	3.65	0.16	(2,156%)	72.0	83
U.K.	2.09	3.11	33%	9.0	20
Denmark	0.30	0.16	(91%)	2.1	23
Sweden	-	0.04	100%	-	41
Poland	0.21	0.58	64%	5.8	187
Turkey	0.03	1.24	98%	0.2	15
Ukraine	0.72	1.56	54%	39.0	42
Lithuania	-	0.10	100%	-	4
Others ⁽³⁾	0.48	0.95	50%	2.71	19
North America					
United States ⁽⁴⁾	20.6	22.8	10%	272.5	862
Canada	5.63	3.01	(87%)	62.0	388
Mexico	1.77	2.15	18%	12.0	681
Asia					
China	2.93	3.08	5%	107.0	1,275
India	1.43	1.87	24%	37.9	63
Pakistan	1.36	1.36	-	29.7	51
Australia	1.67	1.09	(52%)	110.0	396
Africa					
South Africa	0.07	0.19	63%	-	485
Libya	0.56	0.21	(165%)	54.7	290
Tunisia	0.13	0.17	26%	2.3	18
Algeria	2.88	1.02	(183%)	159.0	231
Morocco	0.00	0.02	90%	0.1	11
Western Sahara	-	-	-	-	7
Mauritania	-	-	-	1.0	0
South America					
Venezuela	0.65	0.71	9%	178.9	11
Colombia	0.37	0.31	(21%)	4.0	19
Argentina	1.46	1.52	4%	13.4	774
Brazil	0.36	0.66	45%	12.9	226
Chile	0.05	0.10	52%	3.5	64
Uruguay	-	0.00	100%	-	21
Paraguay	-	-	-	-	62
Bolivia	0.45	0.10	(346%)	26.5	48
Total of above areas	53.1	55.0	(3%)	1,274	6,622
Total world	106.5	106.7	0%	6,609	

Sources:

¹ Dry production and consumption: EIA, International Energy Statistics, as of March 8, 2011.

² Proved gas reserves: *Oil and Gas Journal*, Dec., 6, 2010, P. 46-49.

³ Romania, Hungary, Bulgaria.

⁴ U.S. data are from various EIA sources. The proved natural gas reserves number in this table is from the U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves, 2009 report, whereas the 245 trillion cubic feet estimate

Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE); Instituto de Investigación del Gas (GRI), «World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States,» 2011.

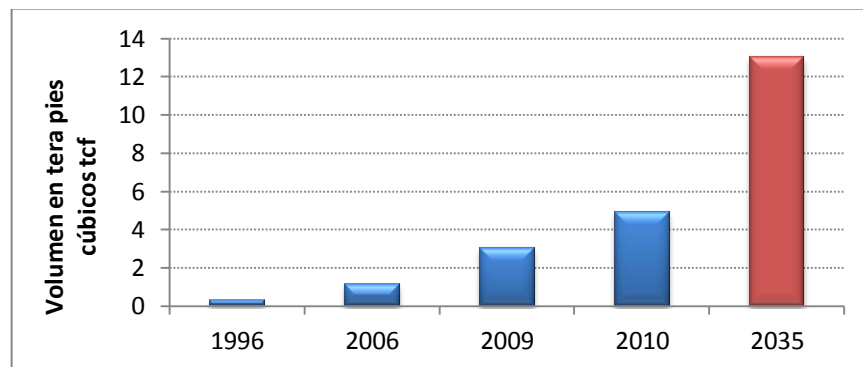
Las estimaciones de los recursos de gas de esquisto fuera de los EE.UU. son relativamente inciertas, debido a que los datos disponibles son escasos. En la actualidad, muchos países están desarrollando evaluaciones más detalladas con

el fin de estimar sus recursos de gas de esquisto; algunos de los cuales están siendo apoyados por las agencias de gobierno de EE.UU. bajo el auspicio de la Iniciativa Global de Shale Gas (GSGI) por sus siglas en inglés; la cual fue lanzada en abril de 2010. Por esta razón es muy probable que en el corto plazo los datos presentados anteriormente aumenten y se mejore la exactitud de las estimaciones [8].

Con este panorama han sido muchas las naciones que han despertado su interés en el desarrollo de este recurso y actualmente se encuentran invirtiendo en investigación, con el fin de determinar el potencial de desarrollo de los SG en sus propios territorios, entre ellos están: Australia, Sudáfrica, Nueva Zelanda, Reino Unido, Francia, Suecia, Alemania, Polonia, Hungría y la India, por mencionar algunos.

El caso de los EE.UU. es especial, ya que ellos fueron los pioneros en materia de investigación acerca de la extracción rentable de este gas. El primer pozo de SG fue perforado en 1821, sin embargo su producción comercial solo se ha dado en los últimos veinte años con un crecimiento casi exponencial en los últimos diez y con perspectivas de un crecimiento mucho mayor al 2035 como se observa en la Figura 2.

Figura 2. Producción de Shale Gas en EE.UU. con proyección a 2035.



Fuente: U.S. Energy Information Administration, «Annual Energy Outlook 2012 Early Release Overview,» 2012.

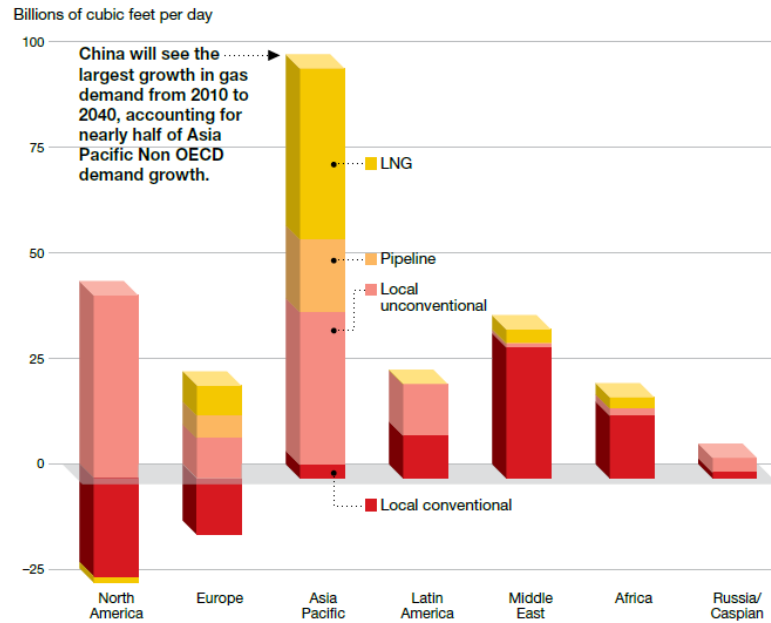
Solo entre el periodo 2000 a 2006. la tasa promedio anual de producción de SG en EE.UU. creció un 17%, debido al éxito temprano del *Barnett Shale* en Texas. Para el 2006, este éxito, sumado a los altos precios del gas natural y el desarrollo de nuevas tecnologías disparó el interés general por explorar nuevos pozos [4]. Actualmente EE.UU. tiene 7 yacimientos con 3.000 instalaciones y aproximadamente cada mes se incorporan 150. El yacimiento de Barnett (en Texas), con 10 000 pozos, supone la mitad de toda la producción de gas del país [9].

Según las proyecciones del EIA se espera que para el 2035, el aporte del SG en EE.UU. supere el 49% de la producción de gas natural, representando aproximadamente el doble del valor obtenido en el 2010. De acuerdo con lo anterior, pasaría de 5 TCF a 13.6 TCF como se mostró en la Figura 1 [5].

Para el caso de América Latina, se espera que la producción de gas a partir de no convencionales desempeñe un papel importante en el cumplimiento de la demanda creciente de energía. En la Figura 3, cada barra muestra el crecimiento neto (o el decremento) para cada fuente de gas natural; las cifras negativas significan decrementos.

En Colombia el gas natural es uno de los energéticos más importantes, con una representación en el consumo final del 18% (2011) [11]. Aunque en los últimos 4 años, las reservas probadas se han mantenido por encima de los 5 TCF, el incremento en su demanda y los pocos hallazgos importantes de GN convencional, han generado la necesidad de pensar en otras fuentes de GN no convencional principalmente el gas de esquisto.

Figura 3. Estimación de crecimiento de la demanda de gas por regiones entre 2010 y 2040. En este caso Pipeline hace referencia al GN importado por gasoductos, LNG al gas natural importado en fase líquida.



Fuente: Exxonmobil, «2012 The Outlook for Energy: A view to 2040,» 2012.

Colombia cuenta con un potencial de 32 TCF de reservas recuperables de SG (distribuidas en el territorio nacional como se muestra en la Tabla 3), los cuales constituyen una perspectiva interesante para el país en su propósito de encontrar nuevos recursos de gas natural para atender la demanda nacional [12].

Tabla 3. Potencial de Shale gas en Colombia.

Cuenca	Área (km ²)	Gas en el lugar (TCF)	Reservas recuperables (TCF)
Magdalena Medio	7 500	289.5	29.0
Cordillera Oriental	500	19.3	1.9
Cesar Rancheria	200	7.72	0,8
Total Shale Gas	8 200	316.5	31.7

Fuente: A. Reyes, «El gas como palanca de desarrollo en Colombia y Latinoamérica,» 2009.

Actualmente Ecopetrol avanza en la perforación de su primer pozo de SG, La Luna 1, en el bloque de producción Valle Medio del Magdalena (VMM), al igual que otras compañías en el país que también están empezando a incursionar en el tema, pero hasta el momento no existe ningún pozo en producción.

1.4. TÉCNICAS PARA LA EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL A PARTIR DE SHALE

El crecimiento en la producción de gas natural a partir de *shale* ha sido posible gracias a la combinación de los avances tecnológicos de dos procesos conocidos como perforación horizontal dirigida ("*horizontal drilling*") y fracturamiento hidráulico ("*hydraulic fracturing*") que han hecho posible la producción de SG desde el punto de vista económico.

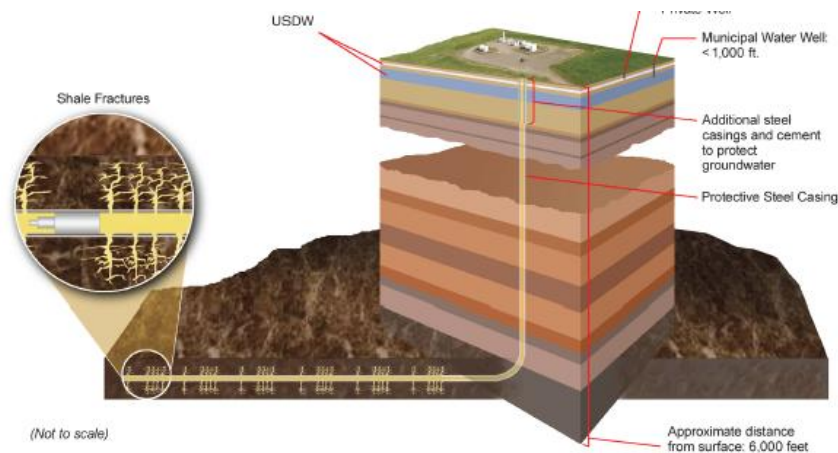
Estas tecnologías funcionan de manera complementaria. El propósito de la perforación es atravesar y llegar a los yacimientos, mientras que la fractura busca a través de reacciones químicas y presión de fluidos, aumentar la permeabilidad de la roca permitiendo la salida del gas.

1.4.1. Perforación Horizontal

Para realizar una perforación horizontal primero se debe realizar una perforación vertical para llegar unos pocos cientos de metros arriba de la altura del yacimiento. Luego, el perforador "se gira" en un ángulo cercano a los 45° para así taladrar a través del depósito de SG. La ventaja de este tipo de perforación es que permite drenar el gas de un mayor volumen de roca que el que permite la perforación unidireccional tradicional. De este modo se necesita una menor cantidad de pozos además que mejora los caudales de gas y/o petróleo respecto a una perforación unidireccional. Una ilustración de estas técnicas es mostrada en la Figura 4.

Los costos involucrados en la construcción de una plataforma de perforación horizontal pueden ser hasta tres veces más que para el caso de una perforación vertical. Pero este costo extra es usualmente recuperado debido a la producción adicional que se logra con éste método.

Figura 4. Proceso de extracción de gas natural a partir de shale.



Fuente: National Energy Technology Laboratory, » [En línea]. Available:

http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/brochures/Shale_Gas_March_2011.pdf.

1.4.2. Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos que ha sido empleada en la industria del petróleo y gas desde finales de la década del 40. Esta técnica también conocida como “*fracking*” o “*hydrofracking*” consiste en bombear fluidos (por ejemplo: agua, gel, espuma, gases comprimidos, etc.) a presiones lo suficientemente altas para fracturar la roca, aumentando la porosidad y permeabilidad del canal, permitiendo el flujo de gas hacia la superficie. Esto es de vital importancia para la extracción del SG, ya que éste se encuentra en pequeños poros independientes, los cuales necesitan un canal común (o “puente”) para una extracción exitosa en masa [14] [15].

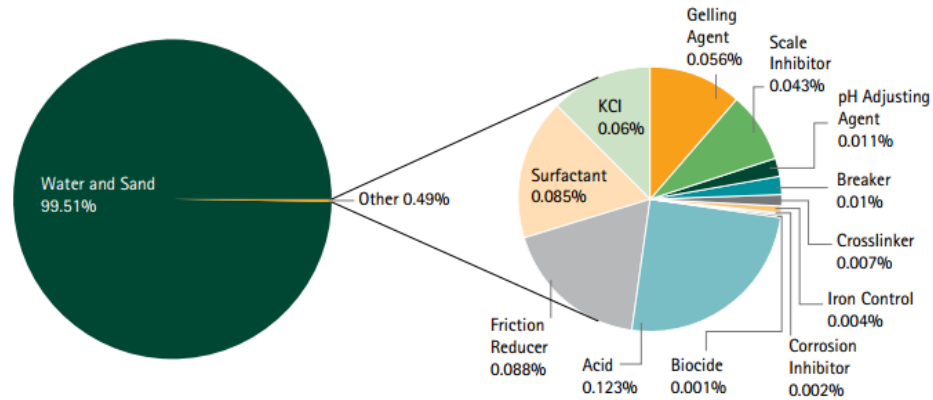
El proceso de fracturamiento hidráulico comienza con la acidificación de la roca por lo general con ácido clorhídrico (HCl), para despejar el área cercana al pozo que pudo haber quedado impregnada con los lodos de perforación y el cemento. El siguiente paso implica una serie de fracturamientos que combinan el uso de agua con aditivos reductores de fricción, permitiendo el rápido bombeo del agua hacia la formación. Después de realizar el fracturamiento hidráulico, la presión de bombeo se alivia y el fluido de fractura vuelve a la superficie a través de la tubería de revestimiento. Esta agua se denomina "flujo de retorno". Este proceso por lo general se realiza una vez por etapa. Sin embargo puede haber fracturamientos adicionales durante el tiempo de vida del pozo si es necesario y viable económicamente [16, 17].

En la literatura especializada se citan múltiples ventajas para esta tecnología, generalmente haciendo referencia a que requiere menos limpieza, proporciona más fracturas y permite que los propanes lleguen más lejos dentro de la red de fracturas. Los propanes (*proppants*) son aquellas sustancias como arena, cerámica y polvo de aluminio, que son agregadas al agua de inyección con el fin de evitar que las fracturas logradas se cierren al apagar las bombas por efecto de las altas presiones dentro del pozo. Durante el proceso se agrega aproximadamente un 1% de estos propanes con lo cual se logra mantener las condiciones de permeabilidad.

Esta solución líquida también suele contener químicos multipropósito con los que se busca entre otras cosas, convertir el agua en gel, reducir la viscosidad o el crecimiento bacteriano, prevenir corrosión, controlar el pH, etc. La composición del fluido de fracturamiento varía dependiendo de la cuenca y de la empresa operadora, en muchos casos esta información es confidencial porque involucra ventajas competitivas que hacen parte del "*know-how*" de cada compañía.

se pueden observar los componentes encontrados en un fluido de fracturamiento usado en el esquisto Fayetteville en EE.UU.

Figura 5. Composición volumétrica de un fluido de fractura para SG.



Fuente: Accenture, *Water and Shale Gas Development*, 2012.

1.4.3. Características de un pozo de Shale Gas

Cada yacimiento de SG tiene características únicas. De acuerdo a una presión y permeabilidad específicas, la producción de gas está determinada por la cantidad y la complejidad de las fracturas inducidas, su conductividad efectiva, y la capacidad de reducir efectivamente la presión en toda la red de fracturas para iniciar la producción de gas [19].

Comprender la relación entre la complejidad de fractura, conductividad de la fractura, la permeabilidad de la matriz, y la recuperación del gas es un reto fundamental para el desarrollo de los yacimientos de SG. Estos yacimientos casi siempre tienen dos volúmenes de almacenamiento diferentes para hidrocarburos (debido a la doble porosidad), la matriz de la roca y las fracturas naturales.

Los esquistos y los limos son las rocas sedimentarias más abundantes en la corteza terrestre. En la geología del petróleo, los esquistos orgánicos son rocas generadoras, así como rocas sello que atrapan el petróleo y el gas. Como resultado las propiedades sísmicas y petrofísicas y la relación entre ellas son importantes tanto para la exploración como para la gestión del yacimiento. Otra diferencia clave entre el gas convencional y el gas de esquisto es el gas adsorbido, el cual está conformado por moléculas de gas que se unen a la superficie de los granos de roca [20].

2. CARACTERIZACIÓN Y OPCIONES DE GESTIÓN PARA LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DE SHALE GAS

2.1. AGUAS DE PRODUCCIÓN

Las rocas de un yacimiento normalmente contienen hidrocarburos (líquidos y gaseosos) y agua que por lo general se encuentra en la parte superior e inferior a la zona de hidrocarburos, o dentro de ella. Con frecuencia se hace referencia a esta agua como agua de la formación y se convierte en agua de producción cuando sale a la superficie junto con los fluidos inyectados y de aditivos que resultan de las actividades de producción.

Alrededor del 10% al 30% del agua que se inyecta durante el fracturamiento regresa a la superficie como contraflujo, junto con el agua de producción que seguirá fluyendo a la superficie durante la vida útil de los pozos [21].

Estas aguas de producción son una mezcla de diferentes materiales orgánicos e inorgánicos en diferentes proporciones que hace que sus propiedades físicas y químicas varíen considerablemente dependiendo de la localización geográfica del campo, la formación geológica con la cual ha estado en contacto y el tipo de hidrocarburo que se está produciendo. Inclusive, dichas propiedades pueden variar durante la vida útil del yacimiento y aún más dependiendo de los volúmenes de agua fresca que sea inyectada a la formación [22].

De acuerdo con los reportes de algunos autores, durante el proceso de fracturamiento hidráulico de un pozo de SG se requieren entre 9 000 y 24 000 m³ de agua, dependiendo del “Shale play” o zona de interés, el operador, la profundidad del pozo, el número de etapas y fracturas a efectuar [16], [17]. Las fuentes de agua más utilizadas para suplir esta necesidad son las aguas

superficiales, subterráneas, aguas de acueductos municipales y aguas de producción reutilizables (en algunos casos) [23], [24]. En la tabla 5 se presentan datos específicos del consumo de agua para tres campos en EE.UU.

Tabla 4. Volumen de agua usado en tres formaciones importantes en Estados Unidos.

Formaciones de Estados Unidos	Área (km ²)	Volumen usado (m ³) Periodo enero 2009-junio 2011)
Barnett	48 000	10 600
Haynesville	19 000	21 500
Eagle Ford	53 000	16 100

Fuente: J. Nicot y B. Scanlon, «Water Use For Shale Gas Production in Texas U.S.» *Environmental Science and Technology*, vol. 46, pp. 3580 - 3586, 2012.

Con respecto al volumen de agua de producción generada, hay varias cifras reportadas dentro de la literatura. Veil y Clark reportan que en EE.UU. se generan aproximadamente entre 2 300 millones y 3 100 millones de metros cúbicos de agua de producción al año, (aproximadamente 8 millones metros cúbicos diarios). Como datos puntuales se reportan que en el 2002 se generó aproximadamente 2 200 millones de metros cúbicos y para el 2007 de 3 300 millones de metros cúbicos [25].

2.2. CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN

La cantidad y calidad de las aguas de producción son variables que están en función de un considerable número de factores como son: la calidad del agua utilizada como fluido de fractura, el programa de químicos utilizados, la ubicación y la formación geológica, el contacto de los fluidos de fractura con aguas de la formación, el tiempo que dura el agua dentro del pozo, el tiempo que dura el agua cuando sale a la superficie y el tipo de hidrocarburo que se encuentra en el

yacimiento, por lo cual estas propiedades puede variar de un sitio a otro y con el tiempo.

Evidentemente el mayor componente de las aguas de producción es el agua y en menor cantidad se encuentran presentes sales disueltas, minerales disueltos, químicos de fracturamiento, bacterias, sólidos suspendidos, hidrocarburos, sólidos disueltos y elementos radioactivos naturales de la formación geológica. La concentración de estos materiales varía de pozo a pozo y a diario en el mismo pozo [26].

El Departamento de Silvicultura y Recursos Naturales en conjunto con el Departamento de Ingeniería Ambiental y Ciencias de la Tierra de la Universidad de Clemson en EE.UU., analizaron las características de las aguas de producción obtenidas de cinco fuentes diferentes, incluyendo 541 registros de SG, encontrando que la mayoría de estas aguas contienen altas concentraciones de cloruros que pueden ir desde 30 000 hasta valores superiores a los 40 000 mg/L [27] al igual que otros componentes abundantes como sodio, bromo, calcio y magnesio y material radioactivo como el Ra²²⁶.

A continuación se presentan las composiciones promedio para algunas de las formaciones más importantes en EE.UU.

Tabla 5. Composición promedio de aguas de producción de SG para las formaciones Fayetteville, Marcellus y Barnett en EE.UU.

Compuesto (mg/L)*	Fayetteville	Marcellus	Barnett	Compuesto (mg/L)**	min	max
Na	5 362.6	24 445.0	12 453.0	pH	1.21	8.36
Mg	77.3	263.1	253.0	Alcalinidad	160	188
Ca	256.3	2 921.0	2 242.0	Nitrato	nd	2 670
Sr	21.0	347.0	357.0	Fosfato	nd	5.3
Ba	0.8	679.0	42.0	Sulfato	nd	3 663
Mn	0.5	3.9	44.0	Ra ²²⁶	0.65	1.031

Fe	27.6	25.5	33.0	Al	nd	5 290
SO₄	149.4	9.1	60.0	Br	nd	10 600
HCO₃	1 281.4	261.4	289.0	Cu	nd	15
Cl	8 042.3	43 578.4	23 797.5	F	nd	33
Sólidos totales disueltos STD	15 219	72 533	39 570	K	0.21	5 490
Gravedad específica	1.010	1.050	1.030	Li	nd	611
				Zn	nd	20
				B	0.12	24

Fuente: * P. Horner, B. Halldorson y J. Slutz, «Shale Gas Water Treatment Value Chain - A review of Technologies Including Case Studies,» SPE, 2011.

** B. Alley, A. Beebe, J. Rodgers y J. W. Castle, «Chemical and physical characterization of produced waters from conventional and unconventional fossil fuel resources,» vol. 85, pp. 74 - 82, 2011.

Otros componentes en menor cantidad son productos químicos que han sido adicionados durante el tratamiento del agua como son: inhibidores, anticorrosivos, deshidratadores, bactericidas, aditivos reductores de viscosidad, emulsiones, floculantes, antiespumantes y solventes [28].

A continuación se describen en detalle los principales compuestos de las aguas de producción [29]:

2.2.1. Compuestos aceitosos dispersos y disueltos

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos que incluyen benceno, tolueno, etilbenceno, xilenos (BTEX), naftaleno, dibenzotiofeno (NPD), hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP), fenoles, entre otros [22]. Debido a que el agua no puede disolver todos los hidrocarburos, la mayor parte de estos quedan dispersos en el agua como pequeñas gotas suspendidas.

Algunos de los más comunes dentro de las aguas de producción son los ácidos orgánicos tales como: fórmico y propiónico; los hidrocarburos alifáticos, los fenoles, los ácidos carboxílicos, y los compuestos aromáticos de bajo peso molecular.

Los hidrocarburos poli aromáticos (HPA) son menos solubles y están presentes como hidrocarburos dispersos [30].

2.2.2. Minerales disueltos de la formación

Los compuestos inorgánicos disueltos de las aguas de producción incluyen aniones y cationes, metales pesados y materiales radioactivos. Dentro de los cationes se encuentran Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , Fe^{2+} y aniones como Cl^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , HCO_3^- , los cuales afectan el potencial de saturación, la salinidad y el cambio de pH [31].

De acuerdo con los datos reportados en la literatura, los principales componentes de las aguas de producción de SG son los cloruros que están representados aproximadamente por 47% de cloruro de sodio, 47% de cloruro de calcio y 6% de cloruro de magnesio [32]. De acuerdo con lo anterior, la salinidad en estas aguas es debida a estos cloruros disueltos y al sodio cuya concentración en ambos casos puede llegar a ser hasta 30 000mg/L y en menor contribución al calcio, magnesio y potasio cuya concentración puede variar desde algunas partes por millón hasta cerca de 8 400 mg/L [33].

Con respecto a los metales incluyen el cadmio, cobre, plomo, zinc, bromo, calcio, magnesio, cromo, mercurio, níquel, plata y materiales radioactivos como el Ra^{226} [27], [32], [34].

Los materiales radioactivos de origen natural, reconocidos dentro de la literatura como (NORM), se deben a la presencia de iones radioactivos Ra^{226} y Ra^{228} . los cuales son los NORM más abundantes en las aguas de producción [34].

2.2.3. Químicos del fluido de fractura

Durante los procesos de producción de petróleo y gas se adicionan químicos para prevenir o controlar problemas operacionales, entre ellos están los inhibidores de la corrosión, anti-incrustantes, biocidas, aditivos reductores de viscosidad, emulsiones, floculantes, antiespumantes y solventes entre otros [29].

Un estudio realizado por el Departamento de Conservación Ambiental de Nueva York identificó 260 químicos utilizados en el proceso de fracturamiento hidráulico. No obstante muchos de los químicos usados son información confidencial, ya que permiten diferencias competitivas entre una empresa u otra. Sin embargo, dentro de los químicos más comunes se encuentran: hidrocarburos (metano, etano, propano, etc.), metales pesados (bario, estroncio, mercurio, etc.), cancerígenos probados (P. Ej. Etilbenceno) y agentes antimicrobianos, entre otros [14].

2.2.4. Sólidos

Estos sólidos constituyen una amplia gama de materiales que incluyen sólidos de la formación, productos anti-incrustaciones y anticorrosivos, bacterias, ceras y asfaltenos, entre otros. Algunas sustancias inorgánicas cristalinas tales como SiO_2 , Fe_2O_3 , Fe_3O_4 y $BaSO_4$ se encuentran como sólidos suspendidos en las aguas de producción [29]. Con respecto a las bacterias, algunos análisis biológicos de estas aguas indican que existen entre 50 y 100 células de microorganismos por mL, siendo las bacterias Gram-positivas las más predominantes. La presencia de estos microorganismos puede obstruir o causar corrosión de los equipos y las tuberías.

De igual forma, en las aguas de producción que carecen de oxígeno, pueden generar sulfuro de hidrógeno por reducción bacteriana de sulfatos.

2.2.5. Gases disueltos

El CO₂, O₂, y H₂S son los gases más comunes encontrados en las aguas de producción, pero también se reporta en la literatura presencia de metano.

2.3. OPCIONES PARA LA GESTIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN

La selección de una opción de tratamiento varía en función de [35]:

- Las propiedades químicas, físicas y biológicas del agua
- El volumen, el caudal y la duración de la producción de agua
- Uso final o disposición deseada
- Opciones de disposición o tratamiento permitidas por las autoridades locales
- Viabilidad técnica y económica de cualquier opción en particular, incluyendo el transporte y la logística
- Disponibilidad de infraestructuras adecuadas para su disposición final
- Voluntad de las empresas a contratar a una tecnología en particular o una opción de manejo incluyendo sus preocupaciones acerca de la posible responsabilidad
- Los costos involucrados
- Otros aspectos.

Por esta razón existen diferentes opciones para gestionar dichas aguas, las cuales pueden clasificarse de acuerdo a una jerarquía que va desde limitar el uso del agua fresca dentro del fluido de fractura hasta minimizar el volumen de agua de producción a gestionar en superficie. Esto debido a que la gestión de estas aguas

normalmente representa entre el 5% y el 15% del costo total de la perforación y el completamiento, y que representan un problema ambiental importante con el que tienen que enfrentarse las empresas operadoras [36].

A continuación se mencionan las opciones tecnológicas que están siendo consideradas a nivel mundial para gestionar las aguas de producción, sin embargo para efectos de este estudio, solo se consideró el análisis de las tecnologías enfocadas a tratar el agua de producción en superficie tendiente a su reinyección para la producción de otros pozos, la inyección como disposición o el vertimiento a un cuerpo de agua.

2.3.1. Opciones enfocadas a minimizar la generación de aguas de producción

Dentro de una formación productora, el agua y los hidrocarburos no están totalmente mezclados, sino que existen como diferentes capas de fluidos adyacentes. La capa de hidrocarburo normalmente se encuentra por encima de la capa de agua en virtud de su menor gravedad específica (Veil et al., 2004). Cuando los hidrocarburos son bombeados fuera de la formación, el gradiente de presión cambia y la capa de agua se eleva. Dado que la producción continúa, la porción de agua en el pozo de producción se incrementa. Por esta razón resulta un reto minimizar la cantidad de agua producida en el pozo y para ello existen técnicas que permiten controlar dicho flujo, éstas van desde la modificación de procesos, la adaptación de tecnologías o la sustitución de productos buscando generar menos agua. Cuando esta opción es factible, resulta en un ahorro de costos para los operadores y en la protección del medio ambiente, pero no siempre es fácil, porque depende de las características de la formación [28].

A continuación se presenta un resumen de las opciones mencionadas resaltando aspectos positivos y negativos.

PROPUESTA	TECNOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Sustitución de productos buscando generar menos agua	Sustituir el agua por otros materiales como CO ₂ o N ₂ como componente principal en el fluido de fractura.	Evita las preocupaciones por disponibilidad del agua y minimiza el volumen de agua que se requiere gestionar en superficie.	No se ha probado la efectividad. Posiblemente se incrementen los costos.
	Uso de químicos en lugar de agua (P. Ej. Geles)	Puede ser exitoso en casos muy específicos en donde se confirme la compatibilidad de los geles con la formación para evitar daños	Los fluidos gelificados son más propensos a dañar la formación, por lo que se requiere que exista compatibilidad entre la formación y el tipo de gel a ser usado con el fin de obtener resultados que sean rentables. El uso de geles requiere del uso de grandes cantidades y diferentes tipos de químicos debido a la necesidad de romper los geles y estabilizar los pH, lo que incrementa el impacto al ambiente.
Adaptación de tecnologías o modificación de los procesos	Pozos con doble completamiento o preparación del pozo [28]	Pueden ser exitosos en casos muy específicos.	Se incrementa la complejidad en la estructura de los pozos. Costos adicionales
	Módulos de separación en el fondo del pozo (DOWS)	Potencial tecnología a futuro. Existen dos tipos básicos de DOWS; un tipo que utiliza hidrociclones para realizar la separación y otro que se basa en la separación por gravedad que tiene lugar en el agujero del pozo.	Elevado Costo de implementación. Solo existen en el mundo dos instalaciones de este tipo offshore. A finales del 2006. la compañía Noruega ABB, instaló una unidad a escala operacional. El sistema diseñado por ellos contempla un módulo de separación en el fondo y un sistema de inyección (SUBSIS), que separa los fluidos producidos en los pozos costa afuera en un módulo de tratamiento situado en el fondo del mar. El módulo pesa 400 toneladas. Tiene 17 metros de largo y de ancho y 6 metros [2].
	Dispositivos de bloqueo mecánico (por ejemplo, tapones, cementación, etc.)	Reduce efectivamente el volumen de agua a disponer en superficie	Se incrementan los costos y la complejidad de los pozos.

Tabla 6. Opciones enfocadas a minimizar la generación de aguas de producción.

Fuentes:* Technology Subgroup of the Operations and Environment Task Group, Management of Produced Water from Oil and Gas Wells, 2011.

** A. Mofarrah, *Decision Making Tool for Produced Water Management: An Application of Multicriteria Decision Making Approach*, 2008, pp. 6-8.

*** «National Energy Technology Laboratory,» [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/technologies/PWMIS/techdesc/index.html>.

2.3.2. Opciones enfocadas al tratamiento para el reuso o reciclaje de estas aguas

La forma más común de reutilizar estas aguas es volver a inyectarlas en una formación productora para incrementar la producción [35]. Sin embargo esta opción debe considerar los costos de transporte desde la zona productora hacia el sitio de inyección y adicionalmente debe contemplar el tratamiento del agua para reducir lodos y bacterias antes de reinyectarla. Otras opciones mencionadas dentro de la literatura son el tratamiento del agua con la finalidad de posibilitar su uso en agricultura, o para aplicaciones industriales. A continuación se presenta un resumen de las opciones mencionadas.

Tabla 7. Opciones enfocadas al tratamiento para el reuso o reciclaje

PROPUESTA	USO ESPECÍFICO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Reinyección para recobro mejorado	Inyección de agua, Inyección de vapor, SAGD, para arenas bituminosas.	Muy usual en pozos onshore. Por lo general bajo costo	Se requiere asegurar compatibilidad química con la formación receptora.
Uso en agricultura	Riego.	Puede resultar muy benéfico para zonas áridas, pero se debe asegurar su tratamiento previo al uso.	Requiere tratamientos robustos del agua antes de utilizarla, por ser aguas con alto contenido de sales.
	Ganadería y fauna	Podría representar una fuente de bebida para animales.	Problemas asociados con impactos en la salud. Posible oposición pública.
	Humedales	Proporciona una opción de tratamiento natural y puede llegar a convertirse en hábitat para la vida salvaje.	Requiere de espacios grandes. Necesita constante supervisión. Se debe asegurar su tratamiento previo.
Uso Industrial	Aplicaciones en la industria del petróleo y el gas	Puede sustituirlos suministros de agua dulce en la fabricación de nuevos fluidos de perforación y de fracturamiento.	Requiere tratamiento adicional para cumplir con las especificaciones de operación.
	Plantas de energía	Puede ser una opción como agua de enfriamiento.	La disposición de estos grandes volúmenes de agua puede representar costos adicionales de recolección y transporte.
	Otros usos (sistemas contraincendios)	Puede ser una buena opción, pero se debe verificar que cumpla con los requerimientos para dicho uso.	Se necesitan instalaciones de almacenamiento y tratamiento.
	Uso después de realizar sedimentación, filtración, o de otra etapa de tratamiento básico.	Es una práctica que varios operadores de Marcellus Shale, comenzaron entre 2009 y 2010. Ahorro en: pagos por disposición, costos de transporte, y menor volumen de agua requerido para futuros trabajos de fracturamiento.	Se debe contar con un nuevo pozo a ser fracturado, con lo cual se evita el almacenamiento de agua a largo plazo. No se dispone de información acerca de la vida útil de los pozos fracturados con este tipo de fluidos.

Uso de las aguas de retorno como fluido de fractura	Uso después de tratamientos avanzados más	Varios tipos de sistemas de destilación térmica y evaporación se han utilizado para tratar las aguas de producción con altos contenidos de sólidos totales disueltos (TDS), especialmente en el Barnett Shale de Texas. Como subproductos se obtiene agua potable y salmuera concentrada. En algunos casos, la salmuera se puede utilizar en las operaciones de perforación.	Altos costos y requerimientos energéticos para los tratamientos térmicos. Se requiere gestionar la salmuera resultante. Representa un desafío operacional para evitar la acumulación.
------------------------------------------------------------	-------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Fuentes:* Technology Subgroup of the Operations and Environment Task Group, Management of Produced Water from Oil and Gas Wells, 2011. ** A. Mofarrah, *Decision Making Tool for Produced Water Management: An Application of Multicriteria Decision Making Approach*, 2008, pp. 6-8. *** National Energy Technology Laboratory,[En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/technologies/PWMIS/techdesc/index.html>.

2.3.3. Opciones enfocadas en el tratamiento para la disposición de estas aguas.

Las propuestas ventajas y desventajas son presentadas en la tabla 8.

Tabla 8. Opciones enfocadas al tratamiento para la disposición

PROPUESTA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Descarga	Muy común en facilidades offshore. En los países donde ha sido permitido ha ofrecido costos moderados con impactos ambientales aceptables.	No se aprueba para la mayoría de pozos onshore. En los sitios en donde se ha permitido, se requiere tratar el agua hasta asegurar su calidad con el fin de cumplir con los estándares exigidos por cada país para descarga según el tipo de cuerpo de agua receptor.
Inyección subterránea (diferente a recobro mejorado)	Una práctica muy común onshore Por lo general los costos son bajos En EE.UU., la EPA y las agencias estatales la reconocen como una práctica segura, ampliamente usada, probada, y eficiente como método para disponer aguas de producción.	Se requiere de una formación subterránea con buena porosidad, permeabilidad y capacidad de almacenamiento. Las aguas pueden requerir tratamientos adicionales que aseguren que el agua inyectada no tapone la formación.
Evaporación	En climas áridos, es una ventaja porque se pueden aprovechar las condiciones de humedad, sol y viento	No es práctico en climas húmedos. Puede generar problemas de calidad de aire y deposiciones de sal.
Disposición comercial fuera de sitio	Se transfiere la responsabilidad de la gestión a un tercero.	Requiere infraestructura (facilidades para disposición y redes de transporte para mover el agua hasta el sitio de disposición) Puede resultar muy costoso

Fuentes:* Technology Subgroup of the Operations and Environment Task Group, Management of Produced Water from Oil and Gas Wells, 2011. ** A. Mofarrah, *Decision Making Tool for Produced Water Management: An Application of Multicriteria Decision Making Approach*, 2008, pp. 6-8. *** National Energy Technology Laboratory,[En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/technologies/PWMIS/techdesc/index.html>.

3. TECNOLOGÍAS CONVENCIONALES Y EMERGENTES PARA EL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DE SHALE GAS

Dependiendo del uso final del agua, se determina el tipo y el alcance del tratamiento y por ende la mejor opción (Disposición, reuso o reinyección). Adicionalmente, considerando que las características de las aguas de producción varían de un sitio a otro y a través del tiempo, no existe una única tecnología de tratamiento que pueda ser usada de manera general, sino que se trata de la combinación de procesos unitarios, que en muchas ocasiones requieren pretratamientos y postratamientos.

Para efectos del presente trabajo de aplicación, se analizaron 10 tecnologías identificadas a partir de una vigilancia tecnológica realizada a partir de fuentes secundarias (artículos, reportes, informes, web, etc.) para el tratamiento de las aguas de producción de *shale gas*, y valoraron 19 criterios entre técnicos, económicos, ambientales y humano/sociales, que fueron propuestos en consenso con dos expertos profesionales del equipo de ambiental del ICP y el Director de la Corporación CDT de GAS como “stakeholder” o partes interesadas del proyecto y considerando un caso hipotético como referencia.

A continuación se describen las 10 opciones tecnológicas para el tratamiento de las aguas de producción de SG, las cuales han sido agrupadas en dos grandes grupos: procesos de separación con membranas y tecnologías térmicas.

3.1. SEPARACIÓN CON MEMBRANAS

3.1.1. Tecnologías de membrana activadas por presión

Estas tecnologías utilizan la presión hidráulica para superar la presión osmótica de la solución alimentada y de esta forma forzar el agua pura a pasar a través de la membrana no porosa, quedando como resultado una corriente residual concentrada que requiere tratamiento. Estas tecnologías de tratamiento pueden ser empleadas para concentrar al máximo la corriente residual con el fin de lograr un proceso de cero descargas líquidas (ZLD). Las soluciones con mayor concentración de sólidos totales disueltos (TDS) tienen mayores presiones osmóticas, y por lo tanto requieren más presión hidráulica para producir permeado. Las limitaciones del proceso son debidas a la energía requerida por las bombas y los costos de fabricación de los componentes asociados con la operación a presiones hidráulicas superiores a 1.000 psig. Por esta razón, los procesos de membrana impulsados por presión se utilizan típicamente para el tratamiento de corrientes de solución salina con concentraciones de TDS que van desde 500 a 40.000 mg/L, sin embargo esta tecnología ha sido utilizada para tratar aguas hasta con 50.000mg/L.

3.1.1.1. Ósmosis inversa (RO)

Es un proceso físico que puede ser aplicado a corrientes de alimentación con concentraciones de hasta 47.000 mg/L de sólidos totales disueltos (TDS) y a una tasa de aproximadamente 1.000 m³/día [38]. Por lo general se emplean membranas densas y selectivas que son capaces de rechazar contaminantes tan pequeños de hasta 0.0001 µm [39].

Este proceso puede ser eficaz en la eliminación de arena, limo, arcilla, algas, protozoos (5 a 15 µm), bacterias (0.4 a 30 µm), virus (0.004 a 6 µm), ácidos húmicos, productos químicos orgánicos e inorgánicos, sales acuosas e iones metálicos y no metálicos. Las membranas están diseñadas para lograr rechazos de NaCl en exceso hasta 99%.

Otros compuestos inorgánicos tales como sílice y boro son rechazados en menor medida y con frecuencia requieren tratamientos adicionales. El rechazo de compuestos orgánicos varía desde porcentajes muy altos (mayores de 99.7%) a rechazos muy bajos (<20%), dependiendo de la estructura química del compuesto orgánico y los parámetros fisicoquímicos de la disolución [40].

Los sistemas de ósmosis inversa, requieren de pretratamientos con el fin de remover partículas con potencial de ensuciamiento de las membranas o de producción de incrustaciones. Por lo general estos pretratamientos incluyen filtración para remover partículas suspendidas y disueltas, intercambio iónico para remover dureza y ajuste de pH y temperatura para ajustar la solubilidad.

Otros procesos comúnmente utilizados como complemento a la ósmosis inversa son la nanofiltración, ultrafiltración, microfiltración y como post tratamiento la evaporación y cristalización para concentrar las salmueras.

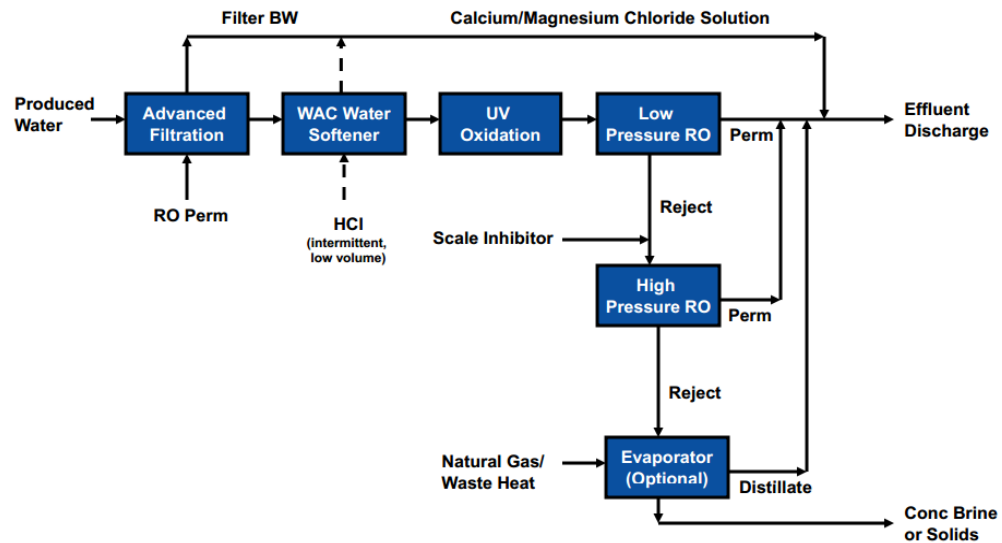
El costo de capital reportado puede variar entre US\$ 0.8 a US\$ 7.0 por 4 L/día o de US\$ 35 a US\$ 295 por 160 L/día [38].

En el Barnett Shale, la compañía *Marathon Oil*, utiliza el proceso de ósmosis inversa desarrollado por GPRI para tratar aproximadamente 2.700 m³/día como suministro de agua para otras operaciones como la inyección de vapor. El costo del tratamiento reportado es de US\$ 2.50 por 3.800 litros [38].

En unas pruebas piloto en la cuenca Woodford con la empresa Ecosphere, se han reportado reducciones en los valores de sólidos totales disueltos desde 13.000 a 128 mg/L, cloruros desde 8 000 a 27 mg/L; sólidos suspendidos desde 64.5 mg/L hasta 0 mg/L, bario desde 34.9 mg/L hasta 0 mg/L [38].

Un esquema de tratamiento de las aguas de producción con ósmosis inversa es el que se presenta a continuación en la Figura 6.

Figura 6. Esquema general del tratamiento con Ósmosis Inversa. Tomado de la fuente



Fuente: Camp Dresser & McKee Inc, *High Recovery Reverse Osmosis for Treatment of Produced Water*, 2009.

La Tabla 9 presenta los principales proveedores de esta tecnología en diferentes campos de producción en los USA.

Tabla 9. Actuales proveedores de Ósmosis Inversa en yacimientos de shale gas en Estados Unidos.

Compañía	Cuenca de Shale Gas			
	Marcellus	Barnett	Fayetteville	Woodford
GeoPure				
Siemens				
GPRI				
Auxsol				
Veolia				
MI SWACO				
Ecosphere				
GE water & process Tech				
Innovative water solutions				

Fuente: All Consulting, «All Consulting,» [En línea]. Available: <http://www.all-llc.com>.

A continuación se presentan algunas características propias del proceso de ósmosis inversa

Tabla 10. Resumen del proceso de ósmosis inversa

Tipo de remoción	* Sales, metales, ácidos, azúcares, aminoácidos, materia orgánica, ****arena, limo, arcilla, algas, protozoos, bacterias, virus, iones metálicos/no metálicos
Ventaja*	remoción de partículas muy pequeñas (Tamaño de poro: < 0.0001 µm) ***Presiones de operación moderadas: 225 a 1 000 psi Requiere menos energía que los procesos térmicos o que otras tecnologías de membranas
Desventaja*	Potencial ensuciamiento de la membrana.
Estado de desarrollo**	Tecnología Madura. Ha sido utilizada en procesos de desalinización de agua residual municipal y probada en el tratamiento de aguas de producción de shale gas.
Calidad del agua de alimento**	Permite tratar aguas con concentración de TDS desde 500 a 47 000 mg/L, y aguas que contienen electrolitos de (Na, Cl) monovalente, (Mg, Ca, Ba, SO ₄) divalente, (Fe, Mn) multivalente. También se puede aplicar a compuestos orgánicos específicos.
Calidad del agua producto**	La calidad del permeado depende de la salinidad del agua de alimentación y las condiciones de operación. Por lo general los sólidos totales disueltos en las aguas de producción se reducen entre 100 y 1 500 mg/L.
Energía requerida**	Entre 0.5 y 3 kWh/kgal (0.02 a 0.13 kWh/bbl) de energía para alimentar el sistema de bombas de alta presión.
Uso de químicos**	Para prevenir incrustaciones y suciedad se puede requerir la adición de sustancias inhibidoras. La cantidad va a depender de la calidad del agua de alimentación y la limpieza por lo general se realiza cuando se superan ciertas especificaciones de diseño, para lo cual se puede requerir el uso de NaOH, Na ₄ EDTA, HCl, Na ₂ S ₂ O ₄ , o H ₃ PO ₄
Tiempo de vida esperado para los componentes críticos**	Dependiendo de las condiciones de operación las membranas del sistema pueden requerir reemplazo después de 3 a 7 años.
Consideraciones de infraestructura **	Mínimas en comparación con las tecnologías de desalinización térmica. Puede ser un sistema altamente automatizable y móvil
Consideraciones de operación y	-Monitoreo y control de pH de alimentación, caudal, TDS, turbidez, así como para las presiones del recipiente.

mantenimiento**	-Sistema automatizado con operación semicontinua, menos mano de obra. -Alta sensibilidad a los componentes orgánicos e inorgánicos en el agua de alimentación. -Alta tolerancia al pH alto, pero no puede ser expuesto a temperaturas superiores a 113 °F (45 °C) -Tipo de energía requerida: Eléctrica.
Costos totales **	Los costos de capital varían de US\$ 0.8 a US\$ 7.0 por 4 L/día o de US\$ 35 a US\$ 295 por 160 L/día, dependiendo de varios factores, incluyendo el tamaño, materiales de construcción, la ubicación del sitio, la calidad y el volumen de agua, entre otros. Los costos de operación están entre US\$ 0.70/kgal (US\$ 0.03/bbl).
Pretratamiento del agua de alimento**	Todas las tecnologías de membrana de alta presión requieren tratamiento previo extenso para reducir los componentes dentro del agua que producen incrustaciones o ensuciamiento de la membrana. Estos pretratamientos incluyen filtración para remover partículas suspendidas y disueltas; intercambio iónico para remover dureza, ajuste de pH y temperatura para ajustar la solubilidad, carbón activado para eliminar cloruros. Se debe prestar especial atención a los compuestos orgánicos hidrofóbicos y sales poco solubles.
Post tratamiento del agua de producción**	Las aguas de producción pueden requerir la estabilización del pH o remineralización luego del tratamiento con ósmosis inversa.
Gestión adicional**	Se generan moderadas cantidades de salmuera concentrada. Estos sistemas operan en tierra y la salmuera requiere disposición por lo general con inyección en pozos profundos.

Fuente: * Technology Subgroup of the Operations and Environment Task Group, «Management of Produced Water from Oil and Gas Wells,» 2011. ** M. Bruff, «An Integrated Water Treatment Technology Solution for Sustainable Water Resource Management in the Marcellus Shale,» 2011. *** All Consulting, «All Consulting,» [En línea]. Available: <http://www.all-llc.com>. **** «National Energy Technology Laboratory,» [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/technologies/pwmis/techdesc/membrane/index.html>.

3.1.1.2. V-SEP Vibratory Shear Enhanced Membrane Filtration

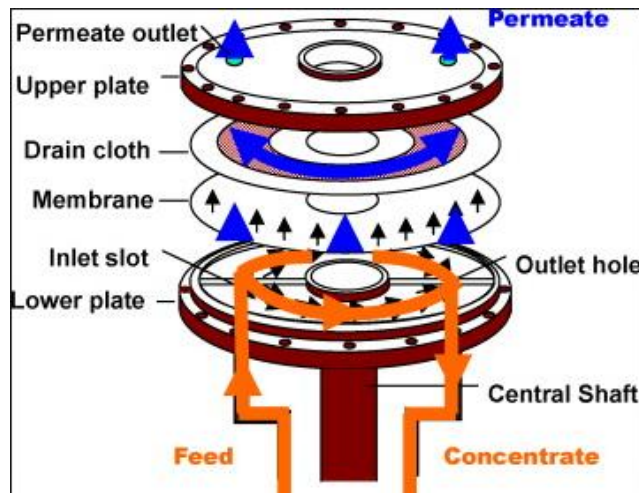
La tecnología patentada por la empresa “New Logic International” y denominada V-SEP, consta de una serie de membranas planas dispuestas en discos paralelos y separados por juntas. Las ondas de corte producidas por la vibración de las

membranas causan que los sólidos contaminantes sean removidos de la superficie de la membrana y se vuelvan a mezclar con la mayoría del material que fluye a través de la membrana (Figura 7) [44].

Esta fuerza de cizalla mejora significativamente la resistencia del filtro a la suciedad, permitiendo que los poros alcancen un rendimiento alto; entre 3 y 10 veces el rendimiento de sistemas de flujo cruzado convencionales. En comparación con los sistemas de RO convencionales, este sistema, no se ve limitado por la solubilidad de los minerales o la presencia de sólidos suspendidos. Puede ser utilizado como cristizador o concentrador de salmueras [45].

Esta tecnología ha sido utilizada con éxito desde 2009 en el are del Marcellus Shale, para el tratamiento de las aguas de retorno, aguas lodosas y aguas de producción [46]

Figura 8. Cámara de membranas del proceso V-SEP



Fuente: W. Shi, y M. Benjamin, Fouling of RO membranes in a Vibratory Shear Enhanced Filtration Process (VSEP) System, *Journal of Membrane Science*, vol. 331, nº 1-2, pp. 11-20, 2009.

A continuación se presentan algunas características propias del proceso VSEP

Tabla 11. Resumen del proceso V-SEP

Ventaja**	Tecnología patentada por la empresa “New Logic International” y denominada V-SEP.
Estado de desarrollo*	Tecnología emergente, ha sido aplicada al tratamiento de aguas de producción (onshore y offshore)
Calidad del agua de alimento*	Aplicable para concentraciones de sólidos disueltos 30.000 mg/L Dureza 870 mg/L
Calidad del agua producto	Similar a la de otras tecnologías de membrana, se pueden esperar muy buenas calidades usando membranas de ósmosis inversa.
Energía requerida	La energía requerida es baja. Se reporta 0.27 kWh/gal de agua
Uso de químicos*	No se requieren químicos durante el proceso pero si para la limpieza de la membrana.
Tiempo de vida esperado para los componentes críticos**	Debido a las altas fuerzas de cizalla, se espera que el tiempo de vida de la membrana sea corto en comparación con las membranas convencionales.
Consideraciones de infraestructura *	Requiere poco espacio. El sistema está configurado como un marco y platos verticales en donde una gran cantidad de membranas están colocadas unas sobre otras.
Consideraciones de operación y mantenimiento *	-Alto nivel de mano de obra calificada necesaria para el funcionamiento. -Alto nivel de flexibilidad: fácil de adaptar a la calidad y volumen de agua altamente variable. -Su nivel de robustez y fiabilidad debe ser demostrado con el tiempo. Tipos de energía: electricidad
Costos totales *	Los costos de capital y construcción dependen del sitio.
Pretratamiento del agua de alimento*	Mínimo pretratamiento como sedimentación, filtración para remover sólidos suspendidos o materia orgánica.
Post tratamiento del agua de producción*	Se pueden requerir remineralización dependiendo de la calidad del agua producto.
Gestión adicional*	La salmuera debe ser transportada fuera del sitio del pozo y dispuesta.

Fuente: * Colorado School of Mines, «An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,» 2009. ** New Logic Research, «New Logic Research,» [En línea]. Available: www.vsep.com. [Último acceso: 09 02 2013].

3.1.2. Procesos de membrana activados con carga electroquímica

3.1.2.1. Electrodialisis (ED) / electrodialisis inversa (EDR)

Son procesos electroquímicos en los cuales los iones disueltos se separan del agua a través de membranas permeables a los iones bajo la influencia de un

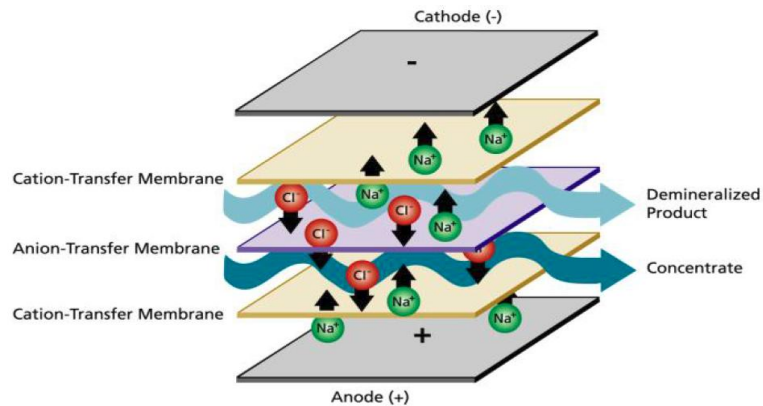
gradiente de potencial eléctrico. Las membranas de intercambio iónico, fabricadas a partir de polímeros de intercambio iónico, tienen la capacidad de transportar selectivamente los iones con una carga positiva o negativa y rechazar los iones de carga opuesta. Una pila de electrodiálisis se compone de una serie de membranas de intercambio aniónico (AEM) y membranas de intercambio catiónico (CEM) dispuestos en un modo alternante entre el ánodo y el cátodo (figura 9) [48]. Los cationes cargados positivamente migran hacia el cátodo, pasan por la membrana de intercambio catiónico, y rechazan la membrana de intercambio aniónico.

Lo opuesto ocurre cuando los aniones cargados negativamente migran hacia el ánodo. Esto resulta en una concentración alterna de iones en un compartimento (concentrado) y la disminución en el otro (diluido). El proceso de EDR es similar al proceso de ED, excepto que también utiliza inversión periódica de la polaridad para reducir eficazmente el ensuciamiento y las incrustaciones en la membrana, permitiendo así que el sistema opere a recuperaciones relativamente más altas [29].

La eficiencia de la transferencia de iones se determina por la densidad de corriente y el tiempo de residencia de las soluciones dentro de las células de la membrana. La selectividad de la membrana disminuye con el aumento de las concentraciones de iones. EDR y ED se utilizan típicamente en la desalinización de agua salobre (hasta alrededor de 8.000 mg/L TDS para EDR) pero no en agua de mar. Esto es debido a que el costo de estos procedimientos aumenta sustancialmente con el aumento de la salinidad o la concentración de TDS.

Una desventaja de estos procesos es su limitada remoción de compuestos sin carga, incluyendo moléculas orgánicas, sílica, boro y microorganismos.

Figura 9. Esquema general del tratamiento con Electrodiálisis.



Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos, 10 01 2013. [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/technologies/pwmis/techdesc/membrane/>.

Además requieren limpieza regularmente con ácido diluido y soluciones alcalinas para restaurar el rendimiento y evitar ensuciamiento de las membranas. Este proceso resulta ser muy costoso para el tratamiento de las aguas de producción con alto contenido de TDS.

Con respecto a su efectividad en el tratamiento de las aguas de producción, el laboratorio Argonne y el Instituto de Tecnología de Gas en EE.UU., han realizado algunos experimentos a escala piloto al igual que Sirivedhin *et al.*, [50] quienes realizaron varios experimentos a escala de laboratorio para probar la capacidad de tratamiento del proceso ED en aguas de producción de baja y alta salinidad, utilizando un agua sintética para simular. Ellos encontraron que el proceso ED es más rentable y efectivo desde el punto de vista energético para tratar aguas con bajo contenido de TDS (4.000 a 5.000 mg/L). La energía necesaria para tratar aguas con alto TDS fue aproximadamente 23 veces mayor que la requerida para tratar el agua con bajo TDS.

Aunque se ha considerado el uso de esta tecnología, actualmente no está siendo utilizado para el tratamiento en la industria del shale gas.

A continuación se presentan algunas características propias del proceso Electrodiálisis

Tabla 12. Resumen del proceso Electrodiálisis / electrodiálisis inversa

Tipo de remoción	Sales, Orgánicos solubles** Remoción o reducción de aluminio, bario, bromuro, cadmio, calcio, cloruro, cobre, cianuro, potasio y compuestos orgánicos volátiles ****
Ventaja*	Es más costosa que la ósmosis inversa pero las membranas son mucho más resistentes al ensuciamiento. Se puede lograr concentraciones finales de sólidos disueltos de hasta 2 mg/L a un flujo de 2 400 barriles por día. El proceso puede tratar hasta 8 000 barriles por día.
Desventaja*	No ha sido usada a gran escala. Sensibilidad a la calidad fluctuante del agua. Limitada remoción de compuestos sin carga, incluyendo moléculas orgánicas, sílica, boro y microorganismos. Requieren limpieza regular con ácido diluido y soluciones alcalinas para restaurar el rendimiento y evitar ensuciamiento de las membranas. Este proceso resulta ser muy costoso para el tratamiento de las aguas de producción con alto contenido de TDS.
Estado de desarrollo	Tecnología madura y robusta para la desalinización de aguas salobres y marinas. Ha sido probada a escala laboratorio para el tratamiento de las aguas de producción.
Calidad del agua de alimento	El proceso estándar está limitado a tratar sólidos disueltos en concentraciones desde 4 000mg/L hasta 15 000mg/L.
Calidad del agua producto	La calidad del agua producto depende del número de etapas del proceso ED; puede alcanzar más del 90%. Eliminación deficiente de las sustancias no cargadas, tales como orgánicos, sílice, boro, y microorganismos.
Energía requerida	El consumo de energía está en el intervalo de 0.14 a 0.20 kWh / lb equivalente a NaCl eliminado.
Uso de químicos	Para prevenir incrustaciones y suciedad se puede requerir la adición de sustancias inhibidoras. Limpieza periódica química usando ácidos, cáusticos, EDTA, desinfectantes.
Tiempo de vida esperado para los componentes críticos	Entre 4 a 5 años.
Consideraciones de infraestructura	Mínimas. Los sistemas son compactos.
Consideraciones de operación y mantenimiento	-Monitoreo y control de la corriente, voltaje TDS, pH, velocidad de flujo, integridad de la membrana. -Se requiere mano de obra calificada ya que las operaciones de ED y EDR son más complicada que las membranas de ósmosis inversa. -Bastante flexible a las fluctuaciones en la calidad de agua de alimento.

	-Requiere limpieza química periódica y mantenimiento. -Tipo de energía requerida: Eléctrica.
Costos totales	El costo total depende del sitio y del contenido de sólidos disueltos en el agua de alimentación. Los costos de operación se estiman en US\$ 3.6/kgal (15 centavos de dólar por barril).
Pretratamiento del agua de alimento	Se requiere la eliminación de partículas y otras sustancias para evitar incrustaciones y ensuciamiento en los medios de filtración, ajuste del pH y adición de anti incrustantes.
Post tratamiento del agua de producción	Se pueden requerir remineralización para ajustar el índice SAR y desinfección.
Gestión adicional	Generación de concentrados que necesitan disposición adicional

Fuente: * Technology Subgroup of the Operations and Environment Task Group, «Management of Produced Water from Oil and Gas Wells,» 2011. ** Colorado School of Mines, «An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,» 2009. *** «National Energy Technology Laboratory,» [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/technologies/pwmis/techdesc/membrane/index.html>. **** All Consulting, «All Consulting,» [En línea]. Available: <http://www.all-llc.com>.

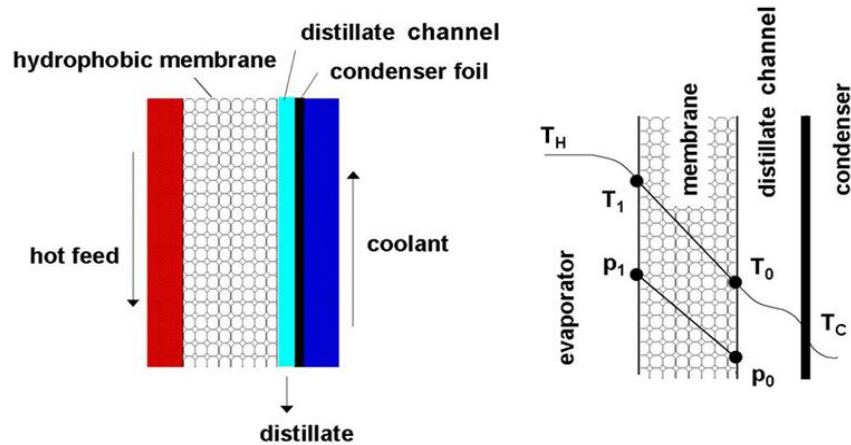
3.1.3. Tecnologías de membrana activadas por temperatura

3.1.3.1. Destilación con membranas “Membrane Distillation” (MD)

Es una tecnología de separación térmica que utiliza una fuente de calor para facilitar el transporte de masa a través de una membrana microporosa hidrofóbica. El vapor de agua se transporta desde la alimentación, que está a una temperatura elevada en relación con el lado del permeado, a través de una membrana microporosa hidrofóbica y se condensa en un destilado frío al otro lado del sistema (figura 10).

En contraste con procesos como la ósmosis inversa, la fuerza impulsora para la transferencia de masa es un gradiente de presión de vapor entre una solución de alimentación y el destilado [40]. Es el único proceso de membrana que puede mantener el rendimiento del proceso casi independiente de la concentración de TDS en el agua de alimento.

Figura 10. Esquema general del tratamiento con Destilación con membranas



Fuente: Colorado School of Mines, «An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,» 2009.

Algunos de los materiales de membrana empleados comúnmente incluyen politetrafluoroetileno (PTFE), polipropileno (PP), y Di-fluoruro de polivinilideno (PVDF). Las membranas MD se pueden encontrar empacadas en forma de láminas planas o de fibras huecas y operan en cuatro configuraciones básicas: MD de contacto directo (DCMD), al vacío (VMD), con gas de barrido (SGMD) y con aire (AGMD).

La principal ventaja de estas membranas es que al ser un proceso térmico, no es necesario superar la presión osmótica que caracteriza las aguas de producción. Sin embargo es importante tener en cuenta que se disponga de la fuente de calor para su funcionamiento, de lo contrario la energía requerida y los costos de funcionamiento se incrementan sustancialmente. Adicionalmente, debido a que los solutos no volátiles (como Na, SiO₂, B, y metales pesados) no son transportados a través de la membrana en un sistema de MD, se pueden alcanzar cerca del 100% de rechazo de sales disueltas y minerales. Por esta razón, MD es una tecnología prometedora que ha ganado la atención progresivamente como una alternativa de tratamiento para aguas de alta salinidad como las aguas de producción [51].

Sin embargo, los compuestos con una mayor volatilidad como BTEX y otros compuestos orgánicos, se difundirán más rápido a través de la membrana. Aún no se tiene evidencia de que esta tecnología haya sido usada para el tratamiento de las aguas de producción de shale gas, pero se tiene referencia de ser una excelente tecnología de desalinización que permite tratar aguas con concentraciones de TDS superiores a 35.000 mg/L [51].

Como pretratamiento al proceso MD se requiere una etapa de pre-filtro para eliminar las partículas grandes y la eliminación completa de todos los tensoactivos presentes en la corriente de alimentación, ya que la presencia de tensoactivos puede mojar los poros hidrófobos de la membrana MD y causar inundación de poro, lo que resulta en una reducción sustancial en el rechazo del soluto y una pérdida de eficiencia de la membrana.

A continuación se presentan algunas características propias del proceso Destilación con membranas

Tabla 13. Resumen del proceso Destilación con membranas.

Tipo de remoción	Sales
Ventaja	La principal ventaja de estas membranas es que al ser un proceso térmico, no es necesario superar la presión osmótica que caracteriza las aguas de producción
Desventaja	No retiene compuestos como BTEX y otros orgánicos
Estado de desarrollo	Emergente (aún en investigación)
Calidad del agua alimento	Aplicable a todas las concentraciones de sólidos totales disueltos desde 500 mg/L hasta 50 000 mg/L. remoción del 100% teórico de solutos no volátiles
Calidad del agua producto	Sólidos totales disueltos entre 2 a 10 mg/L. Todos los solutos con mayor volatilidad pasaran al agua producto.
Energía requerida	MD es un proceso impulsado térmicamente y por lo tanto requiere un poco de energía de entrada. Sin embargo, el proceso sólo requiere un gradiente de temperatura moderada para funcionar. Esto permite que el sistema funcione por la recolección de calor de desecho de otros procesos o de otros equipos como compresores, bombas, etc. que se encuentren in situ.
Uso químicos	Para prevenir ensuciamiento y generación de lodos. Los periodos de limpieza dependen de la calidad del agua de alimento. Para esto se usa NaOH, Na4EDTA, o

	HCl.
Tiempo de vida esperado para los componentes críticos	Depende de las condiciones de operación, pero por lo general las membranas requieren sustitución luego de 3 a 7 años
Consideraciones de infraestructura	Los procesos MD aún se encuentran en etapa de intensa investigación y desarrollo para su optimización, por esta razón requieren de más espacio que los procesos de ósmosis inversa y nano filtración, lo cual reduce su movilidad en comparación con los procesos impulsados por presión.
Consideraciones de operación y mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> -Supervisión y control requeridos para la temperatura del fluido, caudal, y la integridad de la membrana. -Sistema automatizado con operación semicontinua, menos mano de obra. -Alta sensibilidad a los agentes tensoactivos, los compuestos orgánicos hidrofóbicos pueden ser difíciles de eliminar de la membrana. -Son muy resistentes al pH y a los agentes oxidantes. -Operan de forma semi-continua con enjuagues químicos cortos para limpieza. -Tipos de energía requerida: eléctrica (si no hay ninguna fuente de calor residual disponible).
Costos totales	Costos de capital estimados para 24 000bpd de US\$ 3.34/gpd (o US\$ 0.15/bpd), y costo de operación estimado de US\$ 1.40/kgal (o US\$ 0.06/bbl)
Pretratamiento del agua de alimento	La eliminación de cualquier compuesto que pueda humedecer la membrana hidrófoba.
Post tratamiento del agua de producción	Remineralización y estabilización de pH
Gestión adicional	Las altas tasas teóricas de recuperación de aguas cercanas al 100% generan pequeñas cantidades de salmuera concentrada que debe disponerse.

Fuente: Colorado School of Mines, «An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,» 2009.

3.1.4. Membranas dirigidas osmóticamente

3.1.4.1. Ósmosis Directa (FO)

Es un proceso de membrana osmótica en el cual el agua se difunde de manera espontánea a partir de una corriente de baja presión osmótica (la solución de alimentación) a una hipertónica que tiene una presión osmótica muy elevada. A

diferencia del proceso de ósmosis inversa, la ósmosis directa opera sin la necesidad de aplicar presión hidráulica [52].

Las membranas utilizadas para este proceso no tienen limitaciones de poros, se componen de una capa activa hidrófila de acetato de celulosa ya sea en una malla de poliéster tejida o una estructura de soporte microporoso. Algunas de las soluciones de drenaje utilizadas son NaCl, pero también se han propuesto otras soluciones compuestas de NH_4HCO_3 , sacarosa, y MgCl_2 [53].

Para la ósmosis directa, el delta de presión es aproximadamente cero y el agua se difunde hacia el lado más salino de la membrana, mientras que para el sistema de ósmosis inversa, el agua se difunde hacia el lado menos salino debido a la presión hidráulica.

Por medio de la ósmosis directa es posible rechazar todas las partículas y casi todos los compuestos disueltos, lo cual permite lograr recuperaciones teóricas muy altas y reducir al mínimo la demanda de energía y de químicos. Un beneficio adicional de este proceso es que se produce espontáneamente, sin la necesidad de una presión hidráulica aplicada, lo que facilita los procesos de limpieza de la membrana [13].

Esta tecnología ha sido utilizada para el tratamiento de las aguas de retorno del Marcellus Shale, como tratamiento para el reuso del agua en las operaciones de fracturamiento, en donde se han logrado hasta 80% de recuperación del agua residual [54].

A continuación se presentan algunas características propias del proceso Ósmosis Directa.

Tabla 14. Resumen del proceso Ósmosis Directa

Tipo de remoción	Sales
Ventaja	Remoción de compuestos disueltos No requiere presión hidráulica
Desventaja	No ha sido usada a gran escala. Alto potencial de ensuciamiento de la membrana Sensibilidad a la calidad fluctuante del agua.
Estado de desarrollo	Emergente.
Calidad del agua de alimento	La concentración de sólidos totales disueltos aceptable es controlada por el diferencial de presión osmótica entre la solución de alimentación y la solución de arrastre. El rango de TDS está entre 500 mg/L hasta 35 000 mg/L. Este proceso tiene un rendimiento equivalente al del proceso dirigido con presión para electrolitos monovalentes y divalentes, metales y compuestos orgánicos.
Calidad del agua producto	Para obtener agua pura del proceso es necesario un sistema secundario para extraer el agua pura de la solución de extracción, y para reconcentrar la solución de extracción. Esto se consigue normalmente con el proceso de ósmosis inversa (RO).
Energía requerida	Mínima pero no se tiene información
Uso de químicos	Para prevenir ensuciamiento y generación de lodos. Los periodos de limpieza dependen de la calidad del agua de alimento. Para esto se usa NaOH, Na ₄ EDTA, o HCl.
Tiempo de vida esperado para los componentes críticos	Depende de las condiciones de operación, pero por lo general las membranas requieren sustitución luego de 3 a 7 años
Consideraciones de infraestructura	Los procesos de ósmosis directa aún se encuentran en etapa de intensa investigación y desarrollo para su optimización, por esta razón requieren un espacio mucho mayor que para los procesos de RO o NF, lo cual reduce su movilidad en comparación con los procesos impulsados por presión.
Consideraciones de operación y mantenimiento	-Se requiere supervisión y control de caudal y de la integridad de la membrana. -El sistema requiere muy poca supervisión, sin embargo se necesita la presencia de un técnico quien realice el mantenimiento rutinario del sistema. - Muy flexible a las fluctuaciones de pH. -Altamente resistentes a la irreversible disminución del caudal. -Los sistemas operan de forma semi-continua, con periodos cortos de limpiezas físicas o químicas. -Tipo de energía requerida: Eléctrica.
Pretratamiento del agua de alimento	Un prefiltro para quitar residuos grandes.
Post tratamiento del agua de producción	La solución de arrastre diluida requiere una separación adicional para producir agua pura y reconcentrar la solución de extracción para su reutilización.
Gestión adicional	Se genera pequeñas cantidades de concentrado salobre que requiere disposición adicional.

Fuente: Colorado School of Mines, «An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,» 2009.

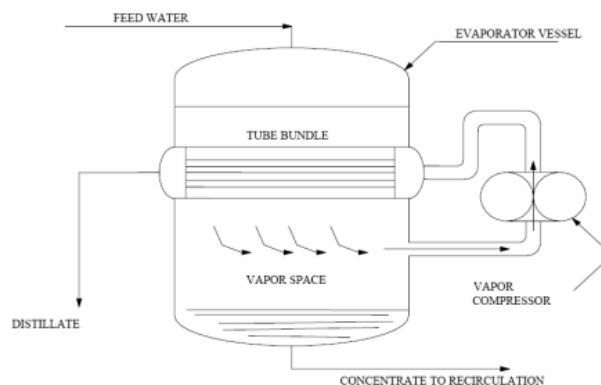
3.2. Tecnologías Térmicas

3.2.1. Destilación con Compresión de Vapor

Este sistema utiliza vapor a alta temperatura con el fin de generar una fuente de calor para la evaporación. Hay dos tipos de sistemas: mecánico (MVC Distillation) y térmico. El sistema mecánico es por lo general accionado con electricidad o con diésel dependiendo del tipo de motor [40].

En este sistema el vapor de agua se extrae de la cámara de evaporación utilizando un compresor y luego se condensa en el exterior de los tubos en las mismas cámaras (figura 11). El calor de condensación se utiliza para evaporar una película de agua salina aplicada al interior de los tubos dentro de las cámaras de evaporación. El sistema opera a temperaturas inferiores a 70°C, lo que reduce el potencial de formación de incrustaciones y la corrosión.

Figura 11. Esquema general del tratamiento del proceso Compresión con vapor



Fuente: Colorado School of Mines, «An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,» 2009.

El proceso se utiliza generalmente para unidades de desalinización a pequeña escala, que van desde 1.100 a 18.000 barriles por día. El consumo de energía de las unidades más grandes es de aproximadamente 30 kWh / kgal de agua

producida (1.3 kWh / bbl). El proceso se utiliza a menudo en industrias y sitios de perforación donde el agua dulce no está fácilmente disponible [29].

El costo de operación depende de varios factores incluyendo si se busca cero descargas líquidas (ZLD), el tamaño de la planta, los materiales de construcción y el sitio.

Aunque esta tecnología ha sido utilizada principalmente para la desalinización del agua de mar, se conoce de varios procesos mejorados que han sido empleados para el tratamiento de las aguas de producción [50].

A continuación se presentan algunas características propias del proceso Destilación con compresión de vapor.

Tabla 15. Resumen del proceso Compresión con vapor

Estado de desarrollo	Tecnología madura y robusta. Varias tecnologías mejoradas han sido empleadas para el tratamiento de las aguas de producción.
Calidad del agua de alimento	TDS > 40.000 mg/L
Calidad del agua producto	Muy buena. Para ZLD estos sistemas funcionan como cristalizadores y logran altas recuperaciones
Energía requerida	Para desalinización, el consumo aproximado de una planta grande es de 30 kWh/kgal (1.3 kWh/bbl) de agua producto. Para el sistema mecánico el consumo de electricidad es de 26.5 kWh/kgal (1.1 kWh/bbl). Para alcanzar ZLD, la demanda de energía para la evaporación y la cristalización es de aproximadamente 100 a 250 kWh/kgal (4.2 a 10.5 kWh/bbl)
Uso de químicos	Inhibidores de incrustaciones y ácidos. El control de la corrosión se realiza por pH. Se requiere una limpieza anual del sistema utilizando ácidos, EDTA, u otros químicos similares.
Tiempo de vida esperado para los componentes críticos	Por lo general 20 años, sin embargo puede ser mayor si se optimizan los materiales de construcción más resistentes a la corrosión.
Consideraciones de operación y mantenimiento	Se requiere supervisión y control del pH del agua de alimentación, los caudales y las presiones de vapor y el recipiente. Alto nivel de mano de obra calificada requerida. En especial los sistemas mecánicos son más complejos. Nivel de flexibilidad: Fácil de adaptar a la calidad del agua variable; no es flexible para variar el caudal de agua.

	<p>Nivel de robustez: Alta capacidad del equipo para soportar condiciones extremas.</p> <p>El nivel de fiabilidad: El sistema opera de forma continua con parada sólo para el mantenimiento planeado una vez al año.</p> <p>Tipos de energía requeridos: Térmica y eléctrica, dependiendo del tipo de sistema.</p>
Costos totales	<p>El costo capital depende de varios factores como el tamaño, los materiales de construcción y localización. Los costos de operación depende del propósito del sistema; el costo para lograr ZLD son mayores a los de la desalinización debido a la energía requerida. Se pueden obtener reducciones significativas en el costo de la energía por cogeneración en donde se tenga un sistema de vapor a baja presión.</p> <p>El costo capital para desalinizar con el sistema mecánico es de aproximadamente: US\$ 3.3 a US\$ 6/gpd (o US\$ 140 a US\$ 250 per bpd).</p> <p>Los costos de operación son aproximadamente US\$ 1.8/kgal (o US\$ 0.075/bbl),</p> <p>Y el costo total esta en US\$ 1.9/kgal (o US\$ 0.08/bbl)</p>
Pretratamiento del agua de alimento	Menos riguroso que para los tratamientos con membranas.
Post tratamiento del agua de producción	Estabilización por bajo nivel de sólidos disueltos.
Gestión adicional	Para ZLD, se generan sólidos que deben ser dispuestos.

Fuente: Colorado School of Mines, «An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,» 2009.

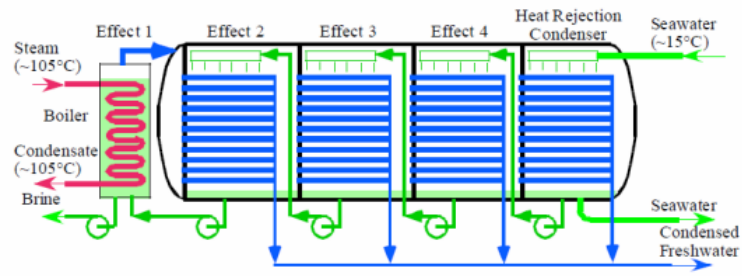
3.2.2. Destilación multiefecto

El principio básico del sistema es aplicar suficiente energía para vaporizar el agua de alimentación la cual es condensada y convertida en agua pura. La operación en una sola etapa requiere mucha energía, por lo cual se usan múltiples etapas para mejorar la eficiencia del proceso, operando a presiones reducidas para promover ebullición a temperaturas más bajas, y lograr así múltiples ciclos de ebullición y evaporación, sin la adición de más calor.

Por lo general se utilizan entre 8 y 16 ciclos para reducir al mínimo el consumo de energía. El agua de alimentación se distribuye en el exterior de los tubos del evaporador en una película delgada para promover la ebullición y la evaporación

rápida. El vapor se condensa sobre la superficie más fría en el interior. El vapor producido en cada ciclo es usado para calentar el agua de alimentación que entra al siguiente ciclo (figura 12).

Figura 12. Esquema general del tratamiento con Destilación Multiefecto



Fuente: Colorado School of Mines, «An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,» 2009.

A continuación se presentan algunas características propias del proceso Destilación Multiefecto.

Tabla 16. Resumen del proceso Destilación Multiefecto

Estado de desarrollo	Tecnología robusta y madura para desalinización de agua de mar y salobre. Podría ser usada en el tratamiento de aguas de producción
Calidad del agua de alimento	Aplicable a varios rangos de concentración de sólidos totales disueltos
Calidad del agua producto	Por lo general muy bueno, con pequeñas variaciones por el tipo de agua de alimento y el contenido de sales.
Energía requerida	El consumo de energía es significativamente menor que para una planta de flash multietapas. El consumo de energía es de 31 a 45 kWh / kgal (1.302 a 1.890 kWh / bbl)
Uso de químicos	Inhibidores de incrustaciones y ácidos. El control de la corrosión se realiza por pH. Se requiere una limpieza anual del sistema utilizando ácidos, EDTA, u otros químicos similares.
Tiempo de vida esperado para los componentes críticos	Por lo general 20 años.
Consideraciones de infraestructura	Similares a los sistemas flash multietapa
Consideraciones de operación y	Supervisión y control necesarios para el pH de alimentación, los caudales y las presiones de vapor y el recipiente.

mantenimiento	<p>Alto nivel de mano de obra calificada requerida, sin embargo menor que para otras tecnologías equivalentes de membrana.</p> <p>Nivel de flexibilidad: Fácil de adaptar a la calidad del agua muy variable; no es flexible para variar el caudal de agua.</p> <p>Nivel de robustez: Alta capacidad del equipo para soportar las duras condiciones extremas.</p> <p>El nivel de fiabilidad: Las plantas por lo general funcionan de manera continua, con parada sólo para el mantenimiento planeado una vez al año.</p> <p>Tipos de energía requeridos: Térmica y eléctrica.</p>
Costos totales	<p>Los costos de capital varían de US\$ 6 a US\$ 8/gpd (o US\$ 250 a US\$ 330 por bpd) [55] , dependiendo de varios factores, incluyendo el tamaño, materiales de construcción y la ubicación del sitio. El sistema no es modular por lo que la economía de escala puede reducir el costo para plantas más grandes.</p> <p>Los costos de operación son de aproximadamente US\$ 2.6/kgal (o US\$ 0.11/bbl) y los costos totales por unidad son US\$ 3.8/kgal (o \$ 0.16/bbl)</p>
Pretratamiento del agua de alimento	Requieren pretratamiento menos riguroso que los sistemas de tratamiento con membranas.
Post tratamiento del agua de producción	Estabilización por bajo nivel de sólidos disueltos.
Gestión adicional	Debido a las bajas tasas de recuperación de 20 a 35% se generan grandes cantidades de residuos (65 a 80%)

Fuente: Colorado School of Mines, «An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,» 2009.

3.2.3. Flash Multietapas

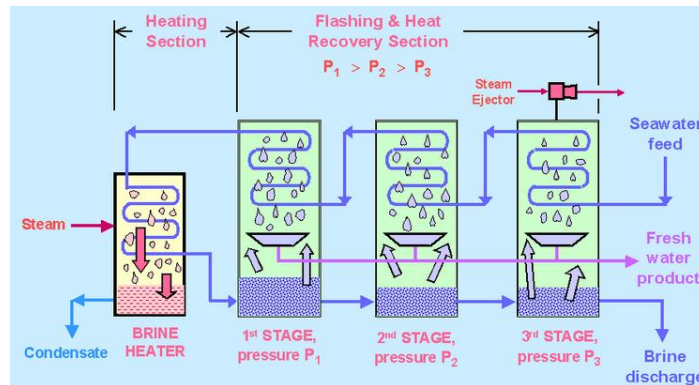
En este proceso el agua de alimentación a alta temperatura, fluye hacia una etapa en donde hay una menor presión e inmediatamente se convierte en vapor (figura 13). La alta eficiencia del proceso se consigue mediante el precalentamiento del agua de alimentación a través de la captura del calor de condensación en cada etapa.

El agua desalinizada contiene por lo general 2 a 10 mg/L de sólidos totales disueltos y requiere remineralización como post tratamiento.

Uno de los principales problemas operacionales es la formación de incrustaciones en las superficies de los sistemas de transferencia de calor, lo que reduce el

rendimiento del proceso, por esta razón se utilizan sustancias como fosfonatos o ácidos policarboxílicos y polimaleicos en conjunto con sistemas de limpieza mecánica que permiten controlar la formación de incrustaciones.

Figura 13. Esquema general del tratamiento con Flash Multietapas.



Fuente: «Separation Processes,» 20 02 2013. [En línea]. Available: <http://www.separationprocesses.com/>.

A continuación se presentan algunas características propias del proceso Flash Multietapas.

Tabla 17. Resumen del proceso Flash Multietapas

Estado de desarrollo	Tecnología madura y robusta para la desalinización de las aguas marinas y salobres. Podría ser utilizada en el tratamiento de las agua de producción.
Calidad del agua de alimento	Por lo general funciona para altas concentraciones de sólidos totales disueltos del orden de 40 000mg/L.
Calidad del agua producto	Muy alta TDS entre 2 y 10 mg/L
Energía requerida	Energía eléctrica entre 11 a 21 kWh / kgal (0.45 a 0.9 kWh / bbl). Energía térmica se estima en 0.8 millones Btu / kgal (aproximadamente 80 kWh / o kgal 3.35 kWh / bbl). En consecuencia, las necesidades totales de energía estarían entre 70 y 112 kWh / kgal (o 3.35 a 4.70 kWh / bbl)
Uso de químicos	Inhibidores de incrustaciones y ácidos. El control de la corrosión se realiza por pH. Se requiere una limpieza anual del sistema utilizando ácidos, EDTA, u otros químicos similares.
Tiempo de vida esperado para los componentes	Por lo general 20 años. Sin embargo la mayoría de las plantas que han estado operando desde 1970 y 1980 llevan más de 30 años.

críticos	
Consideraciones de infraestructura	<p>Las consideraciones de infraestructura o limitaciones son de tamaño.</p> <p>La tecnología se basa en la disponibilidad de vapor de baja presión, ya sea por la generación o cogeneración con plantas de energía adyacentes.</p> <p>Las plantas MSF tienen poca movilidad.</p>
Consideraciones de operación y mantenimiento	<p>Se requiere supervisión y control del pH de alimentación, los caudales y las presiones de vapor y el recipiente.</p> <p>Alto nivel de mano de obra calificada requerida, sin embargo menor que para los sistemas de membrana.</p> <p>Nivel de flexibilidad: Fácil de adaptar a la calidad del agua muy variable; no es flexible para variar el caudal de agua.</p> <p>Nivel de robustez: Alta capacidad del equipo para soportar condiciones extremas.</p> <p>El nivel de fiabilidad: el sistema opera de forma continua, con parada sólo para el mantenimiento planeado una vez por año (6 a 8 semanas).</p> <p>Tipos de energía requeridos: Térmica y eléctrica.</p>
Costos totales	<p>Los costos de capital varían de US\$ 6 a 8.6/gpd (o US\$ 250 a 360 por bpd), dependiendo de varios factores, incluyendo el tamaño, los materiales de construcción y la ubicación del sitio.</p> <p>No son sistemas modulares.</p> <p>Los costos de operación son de aproximadamente US\$ 3/kgal (o US\$ 0.12/bbl) y los costos totales por unidad son US\$ 4.4/kgal (o US\$ 0.19/bbl) [98].</p> <p>Se pueden lograr reducciones significativas en los costos de energía si se utilizan sistemas de cogeneración en donde se tenga disponibilidad de vapor de baja presión.</p>
Pretratamiento del agua de alimento	<p>Una de las ventajas del sistema MSF en comparación con las tecnologías de membrana es que la operación general requiere pretratamiento menos riguroso, pero que incluye la filtración para remover grandes sólidos en suspensión.</p> <p>Considerando que las elevadas temperaturas del proceso automáticamente esterilizan el agua, no hay necesidad de añadir biocidas.</p>
Post tratamiento del agua de producción	Estabilización debido a la baja concentración de TDS
Gestión adicional	Se generan grandes cantidades de sólidos

Fuente: Colorado School of Mines, «An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,» 2009.

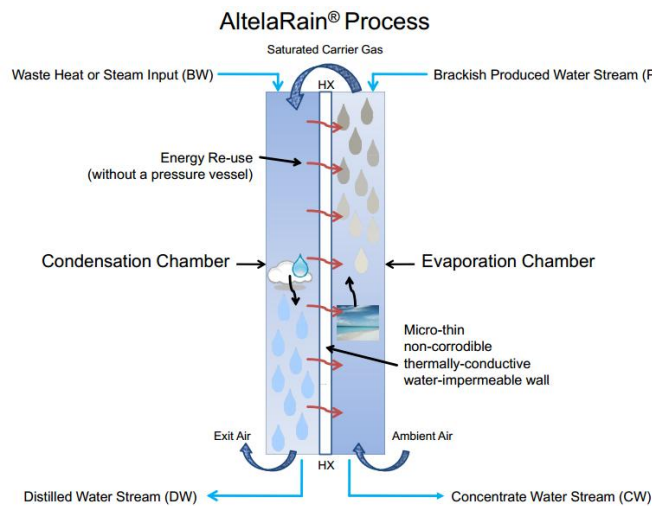
3.2.4. Dewvaporation

Dewvaporation es un proceso que implica desalinización por humidificación-deshumidificación con lo cual se reducen los costos de energía mediante el uso de tecnología a contracorriente para el intercambio de calor. El agua de alimentación

es evaporada utilizando aire caliente, que se condensa como agua fresca en el lado opuesto de una pared de transferencia de calor. La energía necesaria para la evaporación es suministrada parcialmente por la energía liberada durante la condensación.

El sistema está diseñado en torres de delgadas láminas de plástico para evitar la corrosión y reducir al mínimo los costos del equipo. Las torres son relativamente baratas debido a que operan a presión atmosférica [34].

Figura 14. Esquema general del tratamiento con Dewvaporation



Fuente: Altela Inc.;, «The AltelaRain SM Schematic,» [En línea]. Available: http://www.altelainc.com/images/uploads/AltelaRain_Schematic.pdf.

Altela, Inc. ha diseñado, fabricado y probado varios prototipos del sistema basados en el proceso dewvaporation y se conoce de tres plantas a gran escala, denominadas (ARS-4000) que se han empleado en los pozos de gas natural en la cuenca de San Juan, cerca de Farmington en EE.UU (figura 14). El sistema ARS-4000 puede procesar aproximadamente 4.000 galones por día (100 bbl / día) de agua de producción con concentraciones de sal superiores a 60.000 mg / LTDS [58].

Estos sistemas pueden reducir el volumen de residuos a ser eliminados hasta en un 90%, debido a que la corriente de agua tratada es agua destilada de muy alta calidad.

Según reporta el fabricante la concentración de TDS de las aguas de producción puede reducirse de 41.700 mg/L a 106 mg/L, la concentración de cloruros de 25.300 mg/L a 59 mg/L [40]. Del mismo modo, la concentración de benceno hasta 450 µg /L a no detectable luego del tratamiento con este sistema.

La tecnología de Altela no requiere una infraestructura especial, suministros o consumibles para su funcionamiento. Sólo requiere electricidad de 110V (de un generador o paneles solares), por lo que es una alternativa de tratamiento de agua en los pozos remotos donde no hay red eléctrica disponible. Al igual que para otros procesos de evaporación, el consumo de energía del sistema dewvaporation es alta, siendo este factor su mayor desventaja [59].

A continuación se presentan algunas características propias del proceso Dewvaporation.

Tabla 18. Resumen del proceso Dewvaporation

Estado de desarrollo*	En desarrollo. Ha sido empleada a gran escala para el tratamiento de aguas de producción.
Calidad del agua de alimento*	Aplicable a sólidos totales disueltos superiores a 40.000 a 60.000 mg/L.
Calidad del agua producto***	Muy alta. TDS entre 20 y 100 mg/L El proceso también tiene alto nivel de eliminación de metales pesados, orgánicos.
Energía requerida***	Altela, Inc. sostiene que las necesidades de electricidad son bajas debido a que el sistema funciona a presión atmosférica y baja temperatura. Los costos de energía del sistema son aproximadamente solo del 30% en comparación con los procesos convencionales de evaporación destilación. El ahorro de energía es comparable con el del proceso de compresión mecánica de vapor. Como otros sistemas de evaporación hay un alto consumo de energía, lo cual puede ser una limitante sino se tienen acceso a una fuente de calor o de energía económica.
Uso de	Ninguno

químicos**	
Consideraciones de infraestructura *	Disponibilidad de electricidad a 110 V y de energía térmica.
Consideraciones de operación y mantenimiento **	Bajo nivel de supervisión y control. Bajo nivel de mano de obra calificada requerida. Alto nivel de flexibilidad: Fácil de adaptar a la calidad del agua altamente variable y la cantidad. Alto nivel de robustez. Alto nivel de fiabilidad. Tipos de energía requerida: Electricidad y térmica.
Costos totales ***	Según el proveedor los costos de construcción instalación, mantenimiento y servicio son menores a los costos asociados al transporte e inyección convencional.
Pretratamiento del agua de alimento	No requieren ningún tratamiento previo. Se requiere el uso de filtros de > 300 micras para retener sólidos del agua de producción y así proteger las bombas y las válvulas en las líneas de entrada.
Post tratamiento	Remineralización
Gestión *adicional	Aproximadamente 10% de corriente salobre que debe ser transportada fuera del campo y ser inyectada a un pozo para disposición o evaporación o almacenamiento en estanques.

Fuente: * Colorado School of Mines, «An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,» 2009. ** «National Energy Technology Laboratory,» [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/technologies/pwmis/techdesc/membrane/index.html>.
*** N. Godshall, «Altela Inc,» [En línea]. Available: www.AltelaInc.com.

3.2.5. Destilación térmica

La destilación térmica es una tecnología madura que ha sido usada por décadas para desalinizar el agua de mar con fines de consumo, aunque no ha sido un proceso rentable para tratar aguas de producción. Sin embargo en los últimos años, muchas empresas están ofreciendo diversas versiones de destilación térmica como oportunidad de tratamiento, especialmente en lugares remotos.

Considerando la proliferación de pozos de shale gas en la última década, la demanda de tratamiento de aguas de retorno con alto contenido de sólidos totales disueltos (TDS) ha ampliado las posibilidades a los sistemas térmicos ya que permiten tratar aguas de producción con niveles de TDS por encima de 40.000

mg/L. De acuerdo con la literatura se pueden tratar aguas con TDS hasta de 125.000 mg/L, pero la limitante está en las bajas tasas de flujo que permite tratar, lo cual implica la construcción de grandes embalses de almacenamiento, incluso para las tecnologías más modernas [39].

En septiembre de 2010. la empresa General Electric, introdujo al mercado un sistema móvil. La unidad montada en camión puede procesar hasta 50 gpm. El método de destilación de dos etapas, se compone de unidades de evaporación y cristalización que pueden tratar desde aguas con alto contenido de TDS como aguas a concentraciones de TDS muy bajas. El proceso de evaporación reduce el volumen de residuos de salmuera hasta en un 65% y con cristalización, hasta en un 95% [37].

Por su parte Aquatech International Corporation usa la tecnología de compresión mecánica de vapor (MVC) para proporcionar altas recuperaciones y minimizar la necesidad de agua dulce durante la producción de las arenas bituminosas canadienses al permitirle reutilización eficiente del agua producida en el yacimiento petrolífero [61].

De la misma forma la empresa Aqua-pure Ventures Inc., desarrolló un sistema de re-compresión mecánica de vapor llamado "NOMAD" el cual usa un intercambiador de calor de alta eficiencia que promueve la evaporación del agua sobre una superficie húmeda reduciendo al mínimo la deposición de incrustaciones que se producen en las tecnologías térmicas convencionales [62].

En el sistema NOMAD, el agua de producción alimentada se calienta antes de pasar a través de un desaireador. Luego del intercambio de calor, una mezcla de vapor de agua y concentrados llegan al separador. El vapor entra en un compresor, lo que aumenta la presión y la temperatura del vapor, condensándose en agua destilada (figura 15).

- Separación aceite / agua para recuperar hidrocarburos inmiscibles
- Compresión de vapor, flujo turbulento, y evaporación flash de alta velocidad para recuperar salmuera y agua destilada
- Destilación de vapor integrado con el evaporador para la recuperación de metanol y otros hidrocarburos miscibles usando UV avanzada y filtración de carbono
- Las unidades funcionan con gas natural o corriente eléctrica

Este sistema ya ha sido aplicado para el tratamiento de aguas de retorno y aguas producidas a partir de yacimientos de gas natural. En mayo de 2008, 212 Resources anunció que la compañía había firmado un contrato con la Corporación Delta Petroleum para la gestión de las aguas de producción en el campo Colorado Vega con fines de descarga. También han tratado las aguas de retorno en Wyoming con TDS entre 15.000 a 25.000 mg/L y aguas de retorno en Texas con TDS entre 70.000 a 100.000 mg/L con una reducción de hasta <250 mg/L [37].

Aunque existen similitudes con el sistema propuesto por Aqua-Pure (o Fountain Quail), el sistema de 212 utiliza un método diferente de transferencia de calor, permitiendo manejar mayores concentraciones de TDS (110.000 mg/L) que el Aqua-Pure (TDS 80.000 mg/L).

Por otro lado, AltelaRain desarrolló una tecnología que se basa en la transferencia de calor interno que reusa el calor latente de la condensación. Puesto que la tecnología aprovecha la energía previamente utilizada para evaporar el agua, los costos de la energía descienden en aproximadamente 25% en comparación con los costos de los procesos de destilación / evaporación.

El sistema hace circular un gas portador, que tiene la capacidad de absorber y desorber el agua pura del agua de producción varias veces, lo que resulta en

eficiencia energética. El aire a temperatura ambiente entra por la parte inferior de la torre en el lado de la evaporación.

En la parte superior de la torre, el agua de producción se esparce y cubre la pared de transferencia de calor en una película delgada. Como el aire se mueve desde la parte inferior a la parte superior de la torre se produce la transferencia de calor hacia el lado de la evaporación, lo que incrementa la temperatura del aire y el agua se evapora dejando la capa de salmuera sobre la pared.

Posteriormente el agua sale por la parte inferior de la torre, mientras que el aire caliente saturado pasa a la parte superior de la torre. Este aire caliente saturado es enviado a través de la torre hacia el lado la pared de transferencia de calor donde se produce la condensación. Debido a que el lado de la torre en donde se produce la evaporación es ligeramente más frío que el lado de la condensación, el aire se enfría y se transfiere el calor latente del lado de la condensación al lado de la evaporación. Mientras tanto, el agua pura destilada sale del lado de condensación de la torre por la parte inferior de la torre.

Las unidades de Altela Rain son capaces de procesar aguas de producción a una velocidad de alrededor de 8 barriles por día. Esta tecnología es modular y se pueden ejecutar varias unidades en paralelo con el fin de procesar grandes volúmenes.

Según los resultados presentados por Bruff [42] en 2010, este sistema permite tratar aguas de retorno con aproximadamente 40.000 mg/L de TDS, aguas de producción con 195.000 mg/L de TDS y entregar aguas con menos de 100 mg/L de TDS.

Otra de las empresas que se encuentra desarrollando sistemas con este tipo de tecnología es Intevras Technologies LLC, quienes han desarrollado un método

térmico para el tratamiento de salmueras llamado EVRAS (Reducción de evaporación y solidificación). El sistema EVRAS™ es una tecnología patentada que utiliza el calor residual para concentrar y/o cristalizar grandes volúmenes de aguas residuales.

La tecnología EVRAS emplea un procedimiento de evaporación similar a una torre de enfriamiento que se basa en la temperatura del agua, el área superficial, y el flujo de aire. Los "cristalizadores" del sistema permiten la evaporación total, resultando en sólidos precipitados. Los residuos sólidos generados se retiran para su eliminación, reciclado o reventa (sales) en otros mercados.

En el Barnett Shale, Chesapeake Energy está realizando pruebas piloto con el proceso de Intevras "Evras" para evaporar el agua de retorno y cristalizar los sólidos [37].

Tabla 19. Actuales proveedores de la tecnología en yacimientos de shale gas en Estados Unidos.

Compañía	Cuenca de Shale Gas			
	Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville
212 Resources				
Fountain Quail				
Aquatech				
Veolia				
Intevras				
GE Water & Process Tech				
Total Separation Solutions				

Fuente: «Thermal Distillation Processes,» 20 02 2013. [En línea]. Available: <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ThermalDistillationFactSheet.pdf>

A continuación se presentan algunas características propias del proceso Dewvaporation.

Tabla 20. Resumen del proceso Destilación Térmica

Ventajas*	Los sistemas modernos son móviles, pueden procesar hasta 50gpm y se pueden ejecutar varias unidades en paralelo con el fin de procesar grandes volúmenes.
Desventajas*	Problemas asociados con lodos con depósitos orgánicos y corrosión causados por la recirculación de la corriente solobre.
Estado de desarrollo****	Tecnología Madura Ha sido utilizada con éxito en el tratamiento de las aguas de producción de shale gas incluyendo el uso de recompresión térmica de vapor y recompresión mecánica de vapor, las cuales difieren en la temperatura y presión a ser aplicada.
Calidad del agua de alimento**	Tratamiento de aguas con concentración de sólidos disueltos entre 40.000 y 80.000 mg/L.
Calidad del agua producto****	Remoción de metales pesados y nitratos, sólidos disueltos totales, dureza como (calcio y magnesio) y en algunos casos materia orgánica como bacterias.
Energía requerida	Depende del diseño del equipo pero puede estar entre 1.3 kWh/bbl y 2.94 kWh/bbl.
Uso de químicos*	Se requiere del uso de inhibidores de incrustaciones, ácidos e inhibidores de corrosión.
Tiempo de vida esperado para los componentes críticos****	Entre 20 y 30 años. Puede ser mayor dependiendo de la selección de mejores materiales anticorrosivos.
Consideraciones de infraestructura ***	Los últimos sistemas diseñados son móviles y el requerimiento de espacio puede estar alrededor de 230 m ² . Requiere gas o electricidad como fuente de energía.
Consideraciones de operación y mantenimiento ****	Se requiere de supervisión y control para el pH, los flujos y las presiones y vapores de los tanques. Alto nivel de mano de obra calificada requerida. El sistema es complejo. Alto nivel de flexibilidad: Fácil de adaptar a calidades fluctuantes del agua pero no a la variación en los flujos. Alto nivel de robustez. Resistente a condiciones severas Alto nivel de fiabilidad. Tipos de energía requerida: Electricidad y gas
Costos totales *****	El costo de capital, incluido el transporte, el consumo de energía, la mano de obra y el tratamiento está estimado entre \$3.00 a \$5.00 dólares por barril. Los costos de operación se estiman en menos de tres dólares por barril.
Pretratamiento del agua de alimento*	Se requieren procesos de floculación, filtración y decantación con el fin de evitar los depósitos de lodos y la corrosión, removiendo sólidos suspendidos y materia orgánica.
Post tratamiento*	Puede requerir ultravioleta o filtración con carbón para remover hidrocarburos miscibles
Gestión adicional*	Generación de salmueras que requieren disposición final en pozos profundos o cristalización para cero descargas líquidas. Funciona mejor con altos flujos.

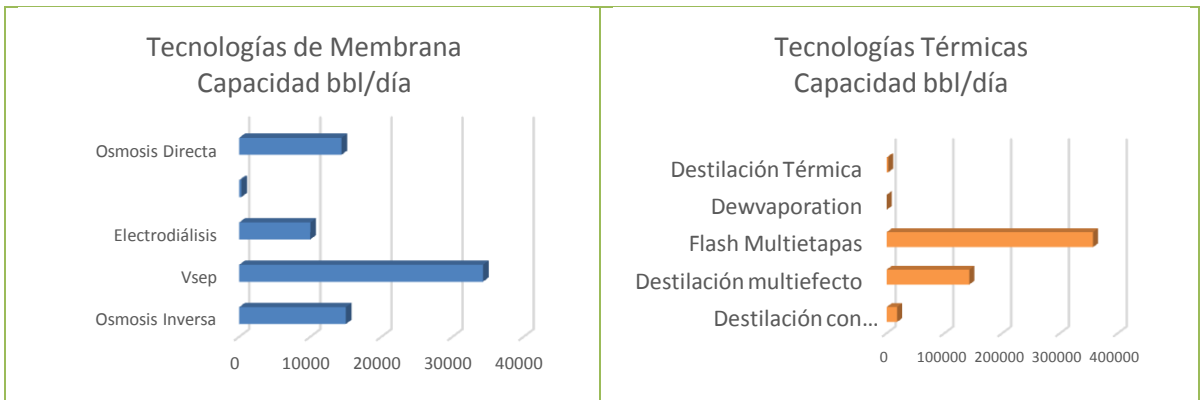
Fuente: * Colorado School of Mines, «An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,» 2009. ** A. Gaudlip y L. Paugh, «Marcellus Shale Water Management Challenges in Pennsylvania,» *SPE*, pp. 1-12, 2008. *** «National Energy Technology Laboratory,» [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/technologies/pwmis/techdesc/membrane/index.html>. **** All Consulting, «All Consulting,» [En línea]. Available: <http://www.all-llc.com>. ***** J. M. Silva, «Produced Water Pretreatment for Water Recovery and Salt Production,» 2012.

3.3. Comparación entre tecnologías

Con el fin de tener un primer acercamiento en cuanto al posicionamiento de las tecnologías mencionadas anteriormente, se realizó un análisis de información con respecto a las variables capacidad, costo total (Capex y Opex) y consumo de energía. A continuación se muestran las tendencias observadas.

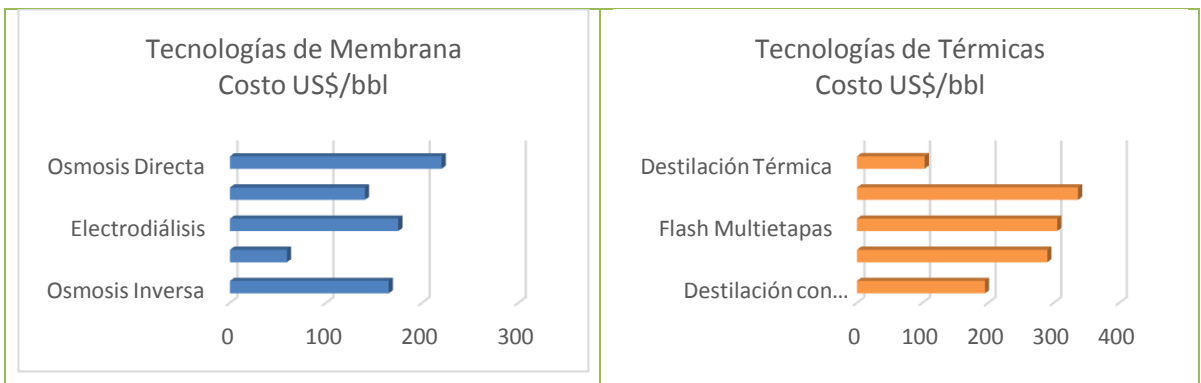
3.3.1. Variable Capacidad

Figura 16. Comparación de la variable capacidad entre las tecnologías de membrana y las tecnologías térmicas, para el tratamiento de las aguas de producción de shale gas.



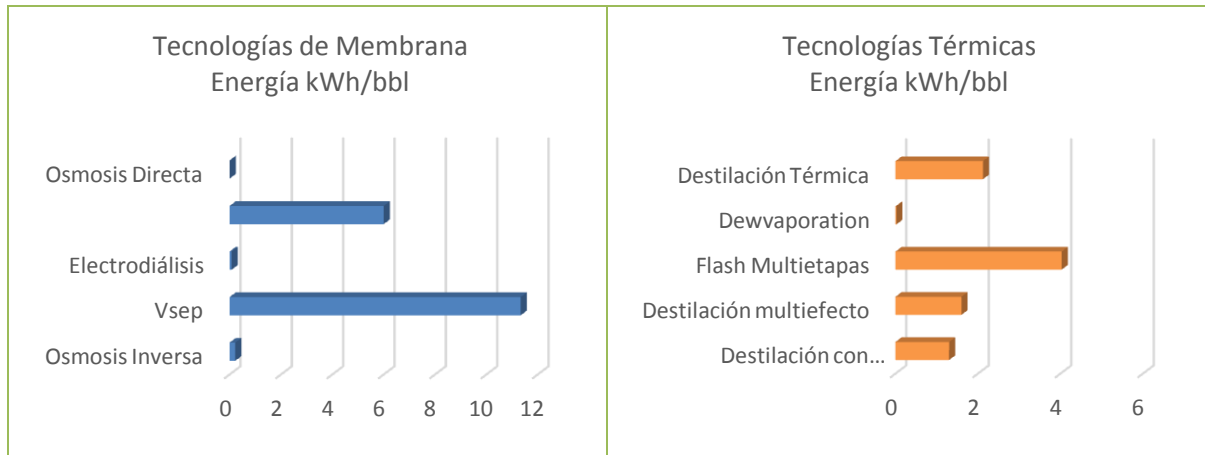
3.3.2. Variable costo total

Figura 17. Comparación de la variable costo total (capex y opex) entre las tecnologías de membrana y las tecnologías térmicas, para el tratamiento de las aguas de producción de shale gas.



3.3.3. Variable Consumo de Energía

Figura 18. Comparación de la variable consumo de energía entre las tecnologías de membrana y las tecnologías térmicas, para el tratamiento de las aguas de producción de shale gas.



Con respecto a la variable capacidad en bbl/día, claramente se identifican las tecnologías Vsep y flash multietapas como las que permiten tratar una mayor cantidad de agua de producción. Sin embargo, con respecto a la variable costo, la decisión se orienta hacia aquella con el menor valor y en ese sentido las tecnologías más opcionadas serían la tecnología Vsep y la destilación térmica.

De igual forma al evaluar la variable consumo de energía, la selección se orienta hacia la de menor consumo y en ese sentido las mejores opciones serían las tecnologías de membrana como: ósmosis inversa, destilación con membranas y la ósmosis directa. También se identifica el sistema Dewvaporation como un tratamiento con bajo consumo de energía. Es importante aclarar en este punto que solo se ilustraron tres criterios con el fin de realizar una observación preliminar ante el comportamiento de las alternativas con respecto a estos criterios.

Este análisis preliminar, permite concluir que la selección de una o varias opciones de tratamiento con respecto a una serie de criterios no puede evaluarse de manera individual para cada criterio sino que se debe realizar en conjunto. Por esta razón es esencial aplicar metodologías de decisión multicriterio como el proceso analítico jerárquico, que permite la ponderación de una multiplicidad de criterios para varias alternativas de manera conjunta, facilitándose así la toma de decisiones.

3.4. DESCRIPCIÓN DEL CASO BASE

El caso base se estructuró con las características propias de un pozo Colombiano a partir de la información existente de otros pozos en el mundo y la información proporcionada por el equipo de ambiental del ICP de Ecopetrol.

De acuerdo con dicha información se consideró la ubicación de 5 pozos exploratorios en el valle del Magdalena Medio, en cercanía a Barrancabermeja, para los cuales se proyecta realizar entre 2 a 5 fracturamientos por pozo, con una demanda de agua de 10.000 barriles por cada etapa de fractura (50.000 barriles por pozo). Como consideración inicial se supone que el suministro del agua para realizar las etapas de fracturamiento va a ser tomado en su totalidad de una planta ubicada en cercanías a Barrancabermeja y va a ser transportada por carrotanque hasta las locaciones [66].

Se asume que al final del fracturamiento de los cinco pozos se obtendrá un volumen de aguas de producción de alrededor de 12.000 barriles correspondiente a aproximadamente el 30% del fluido del último pozo fracturado y deberá ser tratado en superficie para definir su disposición final.

De igual forma se asume que la concentración de los componentes del agua de producción obtenida del caso base, se encuentra dentro de un rango de valores

cuantificados para algunos de los pozos más representativos de shale gas en EE.UU. Para efectos de la evaluación de este estudio se consideró como parámetros de interés principalmente el contenido de sólidos y sales presentes en las aguas de producción, en cumplimiento a la normatividad aplicable en el caso de reuso en fluidos de fractura comprendida en el decreto 1594 de 1984 y la resolución 3930 de 2010. Que considera la disposición final como vertimiento.

Con respecto a las actividades de inyección o reinyección de no convencionales, se espera que en el presente año se apruebe un proyecto de norma de vertimientos, el cual busca incluir dichas actividades dentro de unos Planes de Reconversión a Tecnologías Limpias en Gestión de Vertimientos – PRTLGV, ya que actualmente no se cuenta con una normatividad definida para este tipo de disposición.

Tabla 21. Rango típico de concentraciones para algunos componentes comunes de las aguas de retorno del Marcellus Shale.

Caso Base					Parámetros de cumplimiento en Colombia	
Parámetro	Concentración mínima	Concentración media	Concentración alta	Rango considerado (mg/L)	Unidad	Valores límites máximos permisibles
GENERALES						
DQO					400	mg/L O ₂
DBO ₅					200	mg/L O ₂
Sólidos suspendidos totales *	27	380	3 200	27 a 3 200	180	mg/L
Fenoles					0.2	mg/L
Grasas y aceites	10	18	260	10 a 260	50	mg/L
IONES						
Cloruros*	32 000	76 000	148 000	32 000 a 148 000	1 200	mg/L
Cloruros***	41 000		60 000			mg/L
Sulfatos*	ND	7	500	7 a 500	300	mg/L
Sulfatos***	2		3 600	2 a 3 600		mg/L
Cianuros					0.5	mg/L
Sulfuros					2.0	mg/L
METALES Y METALOIDES						
Arsénico****	0.124				0.1	mg/L
Bario *	2 300	3 300	4 700	100 a 4 700	3.0	mg/L
Bario **	112	127	547			mg/L

Bario ***	600		3 100			mg/L
Cadmio****	0.009				0.05	mg/L
Cinc ****	0.068		2.93		1.0	mg/L
Cobre****	4.15				0.5	mg/L
Cromo (Cr ³⁺)****	0.015				0.5	mg/L
Mercurio****	0.00024				0.02	mg/L
Níquel ****	0.187				0.5	mg/L
Plata						
Plomo****	0.6				0.1	mg/L
Selenio					0.2	
Vanadio					1.0	
HIDROCARBUROS						
Hidrocarburos totales					1.0	mg/L
BTEX					0.02	mg/L
HAP					0.05	mg/L
OTROS PARÁMETROS						
Sólidos totales disueltos*	66 000	150 000	261 000	5 500 a 200 000		
Sólidos totales disueltos**	54 230	110 800 a 148 000	200 000			
Dureza (como CaCO ₃)**	9 100	29 000	55 000	9 100 a 55 000		
Dureza (como CaCO ₃)***	14 000		20 000			
Alcalinidad (como CaCO ₃)*	200	200	1 100	200 a 1 000		
Sodio*	18 000	33 000	44 000	16 000 a 54 000		mg/L
Sodio **	34 500	43 100	54 630			mg/L
Sodio***	16 000		24 500			mg/L
Calcio *	3 000	9 800	31 000	3 000 a 31 000		mg/L
Calcio **	3 600	6 800	15 600			mg/L
Calcio ***	3 000		5 000			mg/L
Estroncio*	1 400	2 100	6 800	370 a 6 800		mg/L
Estroncio ***	370		1 100			mg/L
Bromuro	720	1 200	1 600	720 a 1 600		mg/L
Hierro *	25	48	55	25 a 130		mg/L
Hierro **	60	92	105			mg/L
Hierro***	50		130			mg/L
Manganeso *	3	7	7	1.5 a 7		mg/L
Manganeso **	1.4		1.8			mg/L
Nitratos ***				2 670		mg/L
Bromuro***	300		400	300 a 400		mg/L
Fosfatos***				33		mg/L
Magnesio***	330		350	330 a 350		mg/L
Potasio ***				0.21 a 5490		mg/L
Aluminio***				5 290		mg/L
Ra ²²⁶				0.65 a 1.031		mg/L
pH**	5.83		5.95	5.5 a 7.0		mg/L
pH***	5.5		7.0			mg/L

Fuente: * K. B. Gregory, R. D. Vidic y D. A. Dzombak, «Water Management Challenges Associated with the Production of Shale Gas by Hydraulic Fracturing,» *Elements*, vol. 7, p. 181–186, 2011. ** A. Gaudlip y L.

Paugh, «Marcellus Shale Water Management Challenges in Pennsylvania,» *SPE*, pp. 1-12, 2008. *** Tetra Tech Nus INC., «Wastewater Treatment Feasibility Study Report,» 2009. **** T. Hayes, «EPA,» 30 03 2011. [En línea]. Available: http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/12_Hayes_-_Marcellus_Flowback_Reuse_508.pdf.

4. MÉTODOS DE DECISION MULTICRITERIO.

La gestión efectiva de las aguas de producción depende de la apropiada selección de las tecnologías que permitan direccionar su uso final. Esta actividad involucra un análisis multicriterio al considerar factores tales como viabilidad técnica, impacto ambiental, economía e impacto social de las tecnologías en estudio [28]

Las técnicas de decisión multicriterio (MDM) son un campo avanzado dentro de la investigación de operaciones y representan un modelo y una herramienta metodológica para afrontar problemas de ingeniería complejos [69]. De acuerdo con International Society on Multiple Criteria Decision Making, la toma de decisiones multicriterio (MCDM) puede definirse como el estudio de métodos y procedimientos mediante los cuales las preocupaciones acerca de los múltiples criterios conflictivos pueden ser incorporados formalmente dentro del proceso de gestión de la planeación [70].

De acuerdo con Lahdelma *et al.*, (2000), las metodologías multicriterio se caracterizan por ser planificadas y apoyarse de un proceso de decisión que involucra la recolección, el almacenamiento y el procesamiento de la información con el fin de generar una idea de cómo resolver el problema multicriterio [28].

Doumpos [71], por su parte, menciona que el desarrollo de esta técnica ha estado motivado por la necesidad de resolver problemas que involucran la toma de decisiones complejas y que por lo tanto no puede llevarse a cabo sobre la base de aproximaciones unidimensionales. Sin embargo, cuando se emplea un acercamiento más real considerando todos los factores relevantes a una situación

de toma de decisiones, se enfrenta el problema de acumulación de múltiples factores. La complejidad de este problema a menudo impide a los responsables de la toma de decisiones emplear esta aproximación.

Sin embargo, entre 1970 y 1990 se conjugó la parte teórica con la práctica y se lograron avances importantes en las tecnologías de la información que permitieron la implementación de procedimientos computacionales y el desarrollo de sistemas de soporte de decisión, facilitando el uso de esta técnica de forma más amigable con el usuario.

De acuerdo con Sánchez [72], los métodos y modelos para la toma de decisiones con criterios múltiples proveen herramientas de utilidad a la hora de analizar problemas complejos. Los procesos de toma de decisiones han sido analizados y modelados matemáticamente para dotar a las personas encargadas de tomar decisiones, de herramientas que les permitan contar con una mejor visualización de los factores que intervienen en los procesos, así como de las preferencias existentes.

Sánchez [72], identifica en términos generales siete fases que componen un proceso de selección multicriterio:

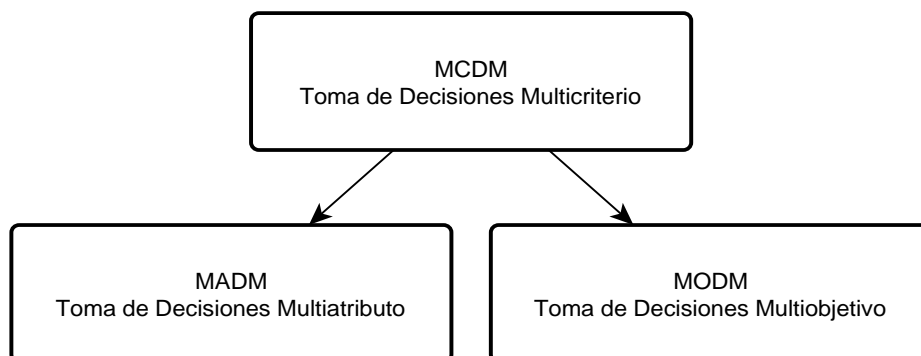
- FASE Q: Conceptualización general: ¿Qué?, ¿Cuándo?, ¿Dónde?, ¿Quién?, ¿Cómo?, ¿Por qué?...
- FASE C: Definición de criterios, puntos de vista o factores críticos de éxito.
- FASE I: Identificación de los involucrados
- FASE A: Identificación de las alternativas
- Fase D: Identificación de indicadores y construcción de una tabla de desempeño
- Fase M: Elección y aplicación del modelo matemático
- Fase R: Recomendación con base a los resultados del modelo

Dentro de las principales ventajas de estas metodologías, se destaca que permiten la participación activa de las partes interesadas y proporcionan alto grado de transparencia en las decisiones que se tome con respecto a las evaluaciones realizadas. Sin embargo la participación de las partes interesadas no es de carácter obligatorio sino que se aprovecha como un valor agregado al análisis de la información a evaluar.

4.1. CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE DECISION MULTICRITERIO

Según Kahraman [69], hay dos aproximaciones básicas a los problemas de MCDM: Toma de Decisiones de Múltiples Atributos (MADM) y Toma de Decisiones de Múltiples Objetivos.

Figura 19. **Métodos Multicriterio.**



Fuente: C. Kahraman, *Fuzzy Multi Criteria Decision Making_Theory and Applications with Recent Developments, 2008, pp.12*

Los problemas de MADM involucran el diseño de la mejor alternativa considerando las ventajas y desventajas de un conjunto de restricciones de diseño que interactúan entre sí. La MADM se aplica a la toma de decisiones en presencia de múltiples alternativas, por lo general en conflicto, las cuales están descritas mediante sus atributos. Se asume que los problemas de MADM tienen un número

predeterminado y limitado de alternativas de decisión. Resolver un problema de MADM involucra la clasificación y la valoración.

Por otra parte, los problemas de MODM son aquellos en los que el número de alternativas es infinito, de manera que las ventajas y desventajas entre los criterios de diseño están descritas típicamente mediante funciones continuas. Contrario a la MADM, las alternativas de decisión en un problema de MODM no están dadas. En su lugar, MODM provee un marco de referencia matemático para diseñar un conjunto de alternativas de decisión. Cada alternativa, una vez identificada, es juzgada en función de que tan cerca satisface un objetivo o múltiples objetivos. En MODM el número de alternativas potenciales de decisión puede ser grande.

4.2. COMPONENTES DE LOS PROCESOS DE DECISIÓN

Existen varios elementos comunes en los diversos procesos de decisión, no obstante los elementos que necesariamente forman parte de cualquier método son los “criterios” y las “alternativas”, adicionalmente, en algunos casos, dependiendo del modelo empleado para la toma de decisiones, se requerirá la definición de “indicadores de desempeño” y de “ponderaciones relativas”.

Definiremos entonces “criterio” como la “norma intelectual para juzgar o decidir”, se definirá como C , siendo C el conjunto de criterios.

Dentro de la presente tesis, las alternativas están compuestas por las tecnologías para gestión de aguas de producción de shale gas que se han identificado mediante el proceso de vigilancia tecnológica y estado del arte que se documentó en el capítulo 2. De esta manera, puede definirse el conjunto de alternativas de decisión A como el conjunto de tecnologías a ser evaluadas durante el proceso de toma de decisiones.

En caso de que el modelo empleado para evaluar las tecnologías con respecto a los criterios definidos requiera de un conjunto de “indicadores de desempeño” de cada alternativa con respecto a cada uno de los diversos criterios, denotaremos dicho conjunto como $\{I_{ij}\}$, de manera que el elemento I_{ij} corresponde al desempeño de la tecnología T_j con respecto al criterio C_i .

Por otra parte, de ser necesaria la “ponderación relativa” respecto a la importancia de las tecnologías con respecto a un criterio, se denotará w_{ij} al conjunto de estas ponderaciones relativas con respecto al criterio C_i . Vale la pena resaltar que cuando se trata de una ponderación general, esta se denota como w_j .

4.3. MÉTODOS DE MADM

La MADM es la rama mejor conocida dentro del campo de la toma de decisiones. Es una división de una clase general de modelos de investigación de operaciones que trata con problemas de decisión en presencia de un conjunto de criterios de decisión.

Existe una amplia gama de métodos para la toma de decisiones multicriterio, no obstante, es necesario escoger (seleccionar) uno de los modelos existentes para aplicarlo al problema de la selección de tecnologías para tratamiento de aguas de producción de shale gas. Este paso puede resultar paradójico desde el punto de vista conceptual pues nos lleva a pensar en un bucle (cómo seleccionar un modelo de selección), afortunadamente la mayoría de las técnicas convencionales de selección multicriterio se consolidaron hace más de tres décadas, de manera que

hay disponible una buena bibliografía con respecto a la comparación de modelos de MADM que pueden contribuir a la toma de decisiones en esta materia.

Adicionalmente, existen restricciones que deben considerarse al momento de tomar la decisión con respecto al modelo a aplicar y que tienen que ver entre otras con los requerimientos para aplicar el modelo particular de MADM, aspectos como el hardware (potencia de computo), el software (licenciamiento, prestaciones) y las características de los inputs y los outputs son algunos de los aspectos a evaluar.

Sánchez [72] expresa que de manera general, lo que se desea de un modelo de toma de decisiones multicriterio es que:

- Permita tomar en consideración las incertidumbres asociadas
- Sea matemáticamente rigurosa
- Sea amigable con el usuario
- Permita la representación gráfica de la información
- Facilite un enfoque integral de todo el proceso de toma de decisiones, iniciando por la fase de estructuración
- Permita la realización de evaluaciones mediante comparación de parejas
- Permita expresar la importancia relativa de los criterios
- Evite la ponderación directa de criterios
- Verifique la inconsistencia de los juicios

Como se pudo observar en el capítulo anterior, hay disponible una gran cantidad de alternativas para la gestión de las aguas de producción, esta situación representa un reto al momento de tomar la decisión de seleccionar la tecnología o tecnologías más convenientes dado un conjunto de variables de entrada y de restricciones características de cada proceso de producción. Por esta razón, se pretende abordar el problema de la selección de tecnologías de gestión de aguas de producción mediante la aplicación de una técnica para la toma de decisiones multicriterio de manera que pueda evaluarse cada una de las diferentes

alternativas que componen el conjunto de tecnologías para gestión de aguas de producción con respecto a un conjunto de criterios establecidos.

Considerando lo anteriormente descrito, así como las características particulares derivadas del problema de decisión asociado a la selección de tecnologías de gestión para las aguas de producción de SG, se utilizó un método de MADM como el método AHP.

4.4. PROCESO ANALÍTICO JERÁRQUICO AHP.

Diferentes métodos multicriterio han sido aplicados a problemas medioambientales y de energía, siendo uno de los métodos más mencionados el Proceso Analítico Jerárquico o “Analytic Hierarchy Process” (AHP por sus siglas en inglés), el cual permite involucrar criterios tanto cuantitativos como cualitativos para realizar los análisis.

Este método fue desarrollado por Thomas Saaty (1980) y cuenta con el respaldo de varios paquetes de software fáciles de usar y disponibles en el mercado. AHP es un método utilizado para seleccionar una alternativa mediante el uso de comparación por pares de las alternativas basadas en su rendimiento relativo con respecto a los criterios. [72], [28].

Tabla 22. Escala para comparación por parejas

Que tan importante es A con respecto a B	Índice asignado (propuesto por Saaty)
Igualmente importante	1
Moderadamente más importante	3
Bastante más importante	5
Considerablemente más importante	7
Extremadamente más importante	9

Fuente: A. Mofarrah, *Decision Making Tool for Produced Water Management: An Application of Multicriteria Decision Making Approach*, 2008, pp. 6-8.

La comparación por parejas puede realizarse tomando como referencia la escala presentada en la tabla 23 donde 1 representa que dos criterios son igualmente importantes, mientras que el valor de 9 indica que uno de los criterios es absolutamente más importante. Los valores intermedios son condiciones que pueden usarse dependiendo del juicio.

De esta forma, al usar la escala de importancia, se define la priorización por parejas, a diferentes niveles de jerarquía y se establece una matriz de comparación por parejas la cual es desarrollada definiendo los pesos de cada par denotado como w_i para el primer par i y un vector W definido como:

$$W = (w_1, w_2, w_3, \dots, w_n) \text{ donde } \sum w_i = 1 \text{ (Ecuación 4.1)}$$

Con n criterios, se puede construir una matriz $1/2\{n(n-1)\}$ la cual puede ser resuelta usando valores propios [28]. Si a la matriz de comparación se le denomina "A" el valor propio puede ser escrito como:

$$\lambda = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{1}{w_i} \quad (Ecuación 4.2)$$

Donde

- Es la matriz binaria,
- Son los vectores de peso
- Son los valores propios

De esta forma la ecuación 4.2 puede ser escrita así:

$$\lambda = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{1}{w_i} \quad (Ecuación 4.3)$$

Donde c_{ij} es la comparación por parejas del criterio. Cada elemento de la parte inferior del triángulo en la matriz, es recíproco al triángulo en la parte superior (Saaty, 1980). La solución a la ecuación 4.3 lleva a la matriz de vector propio \bar{w} , la cual representa los pesos normalizados para cada criterio.

Con el fin de confirmar la consistencia de la matriz de juicio, es necesario calcular el índice de consistencia CI, el promedio CI y la tasa de consistencia CR, los cuales se definen como:

$$\text{CI} = \frac{\text{CI}_{\text{prom}} - \text{CI}_{\text{prom}}}{\text{CI}_{\text{prom}} - \text{CI}_{\text{prom}}} \quad (\text{Ecuación 4.4})$$

$$\text{CR} = \frac{\text{CI}}{\text{RI}} \quad (\text{Ecuación 4.5})$$

Donde n es el número de parámetros en la matriz y RI son los índices de azar, los cuales Saaty (1980), sugiere como se muestran en la tabla 23.

Tabla 23. Índices de azar

N	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
RI	0	0	0.58	0.9	1.12	1.24	1.32	1.41	1.45	1.49	1.51	1.48	1.56	1.57	1.59

Fuente: A. Mofarrah, *Decision Making Tool for Produced Water Management: An Application of Multicriteria Decision Making Approach*, 2008, pp. 6-8.

Cuando $\text{CR} \leq 0.10$. se considera que la matriz de juicio es satisfactoriamente consistente, es decir, el vector de peso es confiable. De lo contrario la matriz de juicio debe ser reconstruida.

La herramienta utilizada como soporte para el desarrollo de análisis con la metodología AHP, es el software SuperDecisions el cual es gratuito.

A continuación se resumen brevemente las etapas del método [72].

Paso 1: Construcción de la jerarquía.

Paso 2: Comparación por parejas

Paso 3: Análisis informático: para esta análisis de deben confirmar tres pasos:

- Revisar la consistencia de cada matriz de comparación.
- Aplicar el método vectorial para computarizar los pesos.
- Agregar los pesos para determinar una clasificación de alternativas

Paso 4: obtención de resultados usando la herramienta SuperDecisions.

4.5. SELECCIÓN DE CRITERIOS Y ESQUEMAS DE PONDERACIÓN

De acuerdo con Gladwell y Loucks (1999) la selección de un sistema de gestión de aguas de producción debe identificar un conjunto de criterios de evaluación teniendo en cuenta aspectos tanto técnicos como de efectos ambientales adversos, económicos y sociales. [28]

El primer paso para aplicar un método de decisión multicriterio es identificar los criterios de evaluación, los cuales son los factores de control en los que las opciones de tratamiento para las aguas de producción van a ser ponderadas durante la evaluación. La opción que cumpla el máximo de objetivos al menor costo, será la opción más deseable. Para este estudio los criterios y las tecnologías de interés fueron seleccionados con base en la experiencia de los profesionales del equipo de ambiental del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y del CDT de gas, a partir de una encuesta aplicada. Las tecnologías puestas a consideración fueron aquellas presentadas en el capítulo 2 a partir de la revisión de literatura efectuada. El esquema de la encuesta se encuentra descrito en detalle en el (Anexo E).

La ponderación hace referencia a los números asignados que representan las propiedades de las opciones bajo cada criterio. Los esquemas de puntuación utilizados en la evaluación se dividen en dos tipos, subjetivos y cuantitativos.

El primer tipo de datos proporciona información cualitativa, por lo cual es necesario utilizar variables lingüísticas para convertir sus puntuaciones. El segundo tipo proporciona datos cuantitativos. A continuación se describen estos sistemas de puntuación.

4.5.1. Esquema Cuantitativo

Los datos cuantitativos como consumo de energía, volumen de agua a tratar, etc., fueron normalizados dentro de una misma escala de valores antes de ser utilizados en la evaluación. La normalización se llevó a cabo utilizando funciones lineales de valor, como se muestra en la ecuación 4.6

—— (Ecuación 4.6)

Donde C_i es el valor normalizado del criterio C_i

Un ejemplo del esquema de valoración cuantitativa y su cálculo está dado para tres tecnologías y su consumo energético. Se asumen los valores así:

Tecnología A: 3 kW/h

Tecnología B: 2 kW/h

Tecnología C: 4 kW/h

Usando la ecuación 1 se obtienen los valores normalizados para cada una de las opciones

Tecnología A = $3/(3+2+4) = -0.33$

Tecnología B = $2/(3+2+4) = -0.22$

Tecnología C = $4/(3+2+4) = -0.44$

Entre menor sea el consumo de energía, más preferible como opción.

4.5.2. Esquema Cualitativo

Para los datos cualitativos, es necesario utilizar clasificaciones que luego deben ser convertidas en valores con la ayuda de una escala de conversión. En este caso se decidió una escala de conversión con valores de 0 a 1. La puntuación se obtuvo directamente mediante la comparación de las características de cada opción con la escala de conversión, utilizando términos lingüísticos como: Bajo (B); Moderado (M); Alto (A); Muy alto (MA). Los términos lingüísticos no son números sino palabras o frases en lenguaje natural o artificial (Kickert y Walter, 1978). [28]

En los estudios ambientales y sociales, la mayoría de la información es imprecisa debido a la naturaleza no cuantificable de los datos o debido a la falta de información. Los expertos a menudo utilizan escalas lingüísticas (alta, moderada, baja o muy bueno, bueno y malo, etc.) para expresar los escenarios existentes.

A continuación se presenta la escala lingüística utilizada en este estudio.

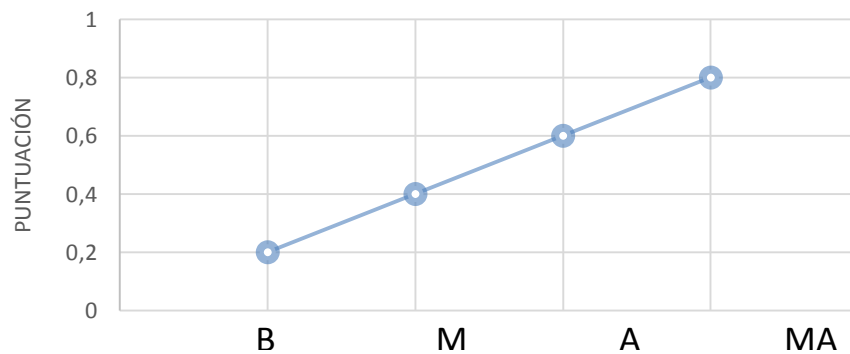


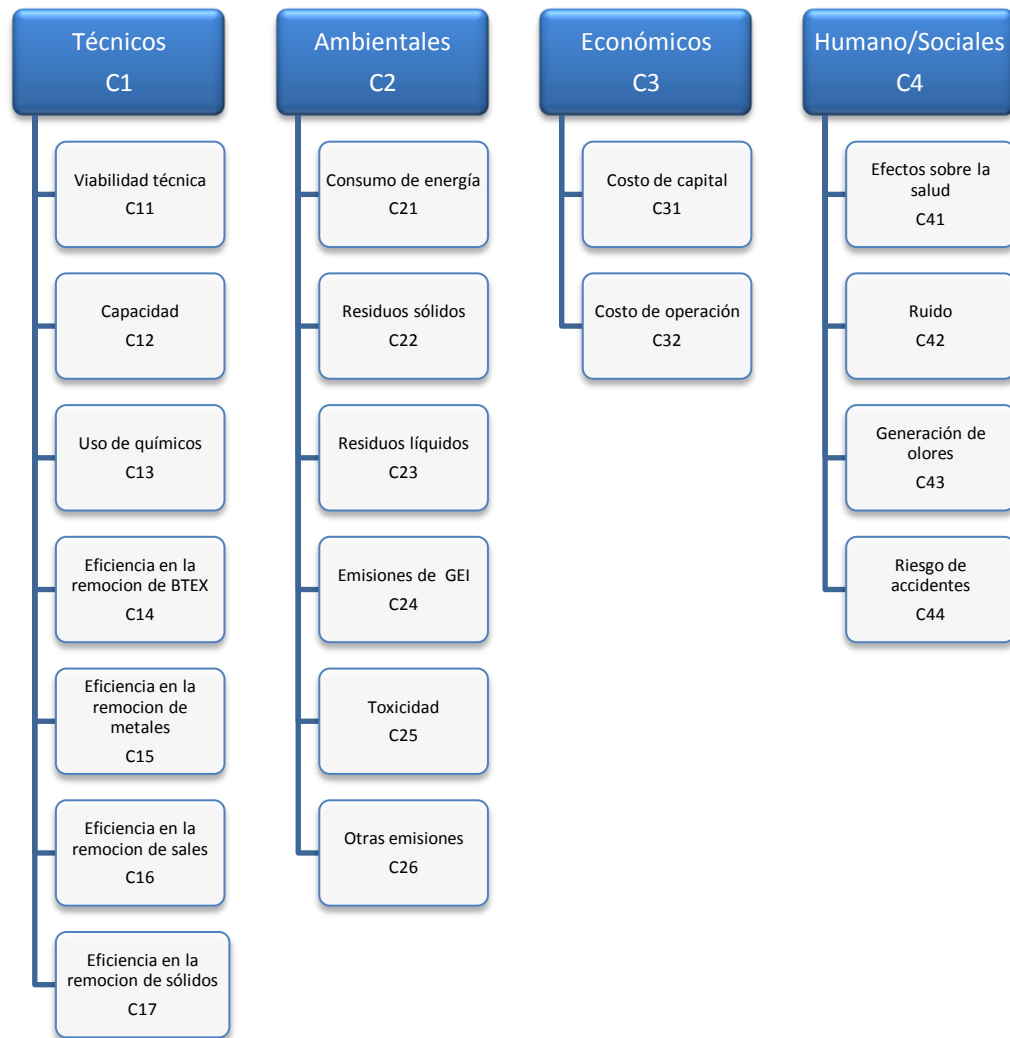
Figura 20. Matriz de puntuación

4.5.3. Criterios de evaluación

Los criterios que se utilizaron para evaluar y comparar las opciones se llaman criterios de decisión. Para comparar las diferentes opciones de tratamiento planteadas para la gestión de las aguas de producción de SG, los criterios de decisión fueron clasificados en cuatro categorías principales: técnicos, ambientales, económicos, sociales, como se muestra en la figura 21.

Con el fin identificar cada uno de los criterios de decisión a ser evaluados, se codificaron como se muestra en la siguiente figura 21 en donde el primer dígito corresponde al criterio de decisión y el segundo a los subcriterios considerados.

Figura 21. **Criterios de decisión y sub criterios considerados**



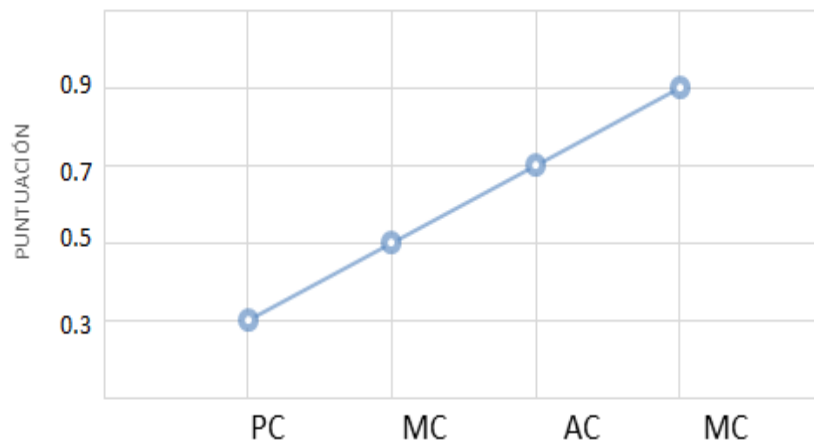
Los criterios utilizados en esta evaluación se describen brevemente a continuación:

CRITERIOS TÉCNICOS C1

Viabilidad Técnica (C11): incluye el tamaño, la movilidad, la localización, infraestructura requerida, recursos necesarios, facilidad de acceso para su inspección y mantenimiento, entre otros aspectos.

Este criterio se evaluó considerando los niveles de conveniencia. Poco conveniente: PC; Moderadamente conveniente: C; Altamente conveniente: AC; Muy conveniente: MC

Figura 22. Matriz de puntuación cualitativa



Capacidad (C12): Se refiere a los barriles por día que cada tecnología pueda tratar. El criterio fue evaluado cuantitativamente.

Uso de químicos (C13): incluyen floculante, emulsiones, inhibidores de corrosión, anti-incrustantes, antiespumantes, biocidas, entre otros. Considerando que el uso de químicos depende de la calidad del agua alimentada y que ésta puede cambiar

con el tiempo, este criterio fue evaluado considerando la cantidad de químicos usados por la tecnología. La puntuación se obtuvo directamente por comparación de la tecnología con la matriz de la figura 22.

Eficiencia en la remoción de BTEX (C14): Los BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos) son compuestos aromáticos altamente volátiles, los cuales son moderadamente solubles en agua salobre y afectan los tejidos lipídicos de los organismos acuáticos. La exposición a estos compuestos puede ocurrir por ingestión, inhalación, o absorción a través de la piel y tiene efectos cancerígenos. Considerando su impacto social y ambiental este criterio fue evaluado cuantitativamente.

Eficiencia en la remoción de metales (C15): Los metales además de su toxicidad, generan problemas operacionales como la generación de sólidos que pueden interferir con los equipos tales como hidrociclones, y pueden taponar las formaciones durante la inyección. Incluyen zinc, plomo, manganeso, hierro, mercurio y bario, entre otros. Este criterio se evaluó cuantitativamente.

Eficiencia en la remoción de sales (C16): Se refiere a la capacidad de las tecnologías para eliminar sales. Existen diversos problemas asociados a los diferentes tipos de sales como corrosión, precipitados insolubles, incrustaciones, efectos sobre la biodiversidad, lodos, crecimiento de bacterias, entre otros. Incluye los sólidos en suspensión que pueden provocar el taponamiento de los sistemas y los sólidos disueltos.

Eficiencia en la remoción de sólidos (C17): Incluye los sólidos en suspensión que pueden provocar el taponamiento de los sistemas y los sólidos disueltos.

CRITERIOS MEDIOAMBIENTALES C2

Consumo de Energía (C21): Se considera la energía total usada en el tratamiento para una cantidad específica de agua de producción. Este criterio se evaluó cuantitativamente.

Generación de residuos sólidos (C22): Durante el tratamiento de las aguas de producción se generan sólidos como residuo, los cuales incluyen lodos, filtros gastados, etc., los cuales requieren tratamiento adicional o una apropiada disposición. Este criterio fue evaluado basado en la cantidad y toxicidad de residuos sólidos generados, utilizando la matriz de valoración presentada en la figura 7.

Residuos líquidos (C23): Estos residuos incluyen las aguas de lavados y solventes usados para extraer contaminantes de las aguas de producción. Estos residuos líquidos pueden requerir o no tratamiento o disposición. Este criterio fue evaluado basado en el volumen y toxicidad del residuo líquido generado, utilizando la matriz de valoración presentada en la figura 22.

Emisiones de gases de efecto invernadero (C24): La mitigación del total de emisiones al aire es uno de los aspectos con mayor prioridad y es uno de los retos ambientales más importantes vinculados a la industria del petróleo y gas. Para las tecnologías de tratamiento de las aguas de producción de SG, las emisiones de gases de efecto invernadero principales son el metano y el dióxido de carbono. Cada molécula de gas de efecto invernadero adsorbe cantidades diferentes de radiación y tiene diferente duración en la atmósfera, por esta razón su contribución al efecto invernadero es diferente. Este criterio fue evaluado utilizando las ponderaciones de bajo, moderado, alto y muy alto.

Toxicidad (C25): Hace referencia a la toxicidad aguda (efectos a corto plazo, principalmente debidos a la presencia de fracciones aromáticas y fenoles de los hidrocarburos disueltos) y la toxicidad crónica (efecto a largo plazo). La toxicidad aguda por lo general se expresa como EC_{50} (para plantas acuáticas) o LC_{50} (para

animales acuáticos). En ambos casos representan la medida de concentración letal al 50% de la mortalidad de organismos expuestos durante un periodo específico de tiempo. Para este estudio se consideró la toxicidad como toxicidad aguda. Este criterio fue evaluado utilizando las ponderaciones de bajo, moderado, alto y muy alto

Otras emisiones (C26): Este criterio se evaluó con base en otras posibles emisiones como material particulado, etc., las ponderaciones de bajo, moderado, alto y muy alto.

CRITERIOS ECONÓMICOS (C3)

Costos de capital (C31): Incluye el costo del alquiler o la compra para el uso de la tecnología. Este criterio fue evaluado cuantitativamente, considerando el costo real requerido por la tecnología.

Costos de Operación (C32): Incluyen los costos de los productos químicos requeridos, la energía eléctrica, la operación, el control y el mantenimiento. El costo operativo es uno de los factores más importantes para cualquier opción de tratamiento. Este criterio se evaluó cuantitativamente considerando el coste real requerido por los sistemas.

CRITERIOS HUMANO / SOCIALES (C4): En las operaciones industriales de los factores de salud y seguridad deben ser atendidos de una manera especial. En el tratamiento de las aguas de producción, el objetivo es garantizar que los accidentes e incidentes peligrosos, tales como incendios, fugas o daños materiales tienen una frecuencia mínima de ocurrencia.

Efectos sobre la salud (C41): La medida de la evaluación de este criterio fue asociada con el manejo y la operación del proceso para el tratamiento de las

aguas de producción de SG. De esta forma, a los sistemas compactos y que requieren poca manipulación por los seres humanos se les asignaron puntuaciones más altas, considerando que así se evita el contacto directo con los desechos o la inhalación de contaminantes volátiles. Este criterio se evaluó considerando los niveles de riesgo de los operadores. Los términos lingüísticos utilizados fueron bajo, moderado, etc.

Ruido (C42): Este criterio se evaluó considerando los equipos requeridos por las tecnologías. Los términos lingüísticos utilizados fueron bajo, moderado, etc.

Generación de olores (C43): Este criterio se evaluó considerando, los equipos requeridos por las tecnologías. Los términos lingüísticos utilizados fueron bajo, moderado, etc.

Riesgo de accidentes (44): Incluye accidentes neumáticos, escapes, daños materiales, derrames, etc. Este criterio se evaluó considerando, los equipos requeridos por las tecnologías. Los términos lingüísticos utilizados fueron bajo, moderado, etc.

Existen otro tipo de riesgos socioambientales que deben ser considerados en cuanto a la condiciones de suministro y control del agua, pero que para efectos de este trabajo de aplicación no se tuvieron en cuenta [66]. Entre estos se tienen:

- Riesgos por Lluvias: por lo cual, se debe estudiar en detalle la apropiada ubicación de los pozos de suministro de agua y se debe garantizar que las estructuras estén ubicadas en una topografía adecuada en donde tenga un riesgo mínimo de colapso. Con respecto a las aguas de retorno, se debe asegurar que no se presente rebose de estas estructuras, ya que podría causar contaminación del suelo y del agua superficial y subterránea, dependiendo de donde esté ubicada la estructura de almacenamiento.

- Riesgos por Inundaciones: Se puede presentar en el caso de rebose de las estructuras destinadas al almacenamiento de agua para procesos de fracturamiento, por tanto es importante tener en cuenta el volumen de almacenamiento de las estructuras, el caudal que llega a estas y el gasto que se presenta en las actividades de fracturamiento. Así mismo, considerar el régimen de lluvias presente en la zona.
- Riesgos por Movimientos en Masa: Se trata de una amenaza cuya ocurrencia está ligada de forma más directa con lluvias intensas y sismos como eventos detonantes.
- Riesgo de contaminación hídrica: está asociada con el manejo de las aguas de retorno en las etapas de fracturamiento, almacenamiento, tratamiento y disposición final, ya que debido a las características que pueda contener este tipo de agua y en el caso de que se presentara una contingencia, podría llegar a contaminar las aguas subterráneas y/o superficiales.
- Riesgo de contaminación de suelo: Para el caso de la disposición final por medio de campos de aspersión o pozos, se debe tener en cuenta los grados de saturación e infiltración del suelo a fin de no sobresaturar el suelo.
- Riesgo de conflictos por uso del agua: se puede presentar en el caso específico de aguas superficiales y subterráneas, para lo cual se debe determinar la oferta y demanda en la zona de estos recursos, a fin de estimar los caudales y la frecuencia de captación de cada una de estas fuentes de suministro.

4.5.4. Sistema de Evaluación

El sistema de evaluación es una herramienta importante utilizada en problemas de decisión, y que describe la ejecución de una acción con respecto a los criterios, los escenarios y los tomadores de decisiones (Beroggi, 1999) [28]. Para este estudio, se contó con la participación de un equipo de expertos del área ambiental del ICP

y del CDT de gas, quienes a través de una encuesta de valoración, calificaron los criterios anteriormente presentados y seleccionaron las tecnologías de interés, entre las propuestas durante la revisión de literatura presentada en el capítulo 2. La encuesta se encuentra descrita en el (Anexo E).

4.5.5. Selección de alternativas

Las tecnologías propuestas fueron presentadas en el capítulo 2. las cuales se organizaron en dos grandes grupos: separación con membrana y tecnologías térmicas.

4.5.6. Adquisición de información

Los datos requeridos para realizar la evaluación de las tecnologías propuestas, se obtuvieron de diversas fuentes tales como artículos, informes, reportes, sitios web, tesis de grado y noticias.

4.5.7. Analisis de sensibilidad

Este análisis permite visualizar y analizar la sensibilidad del resultado (orde de las alternativas) respecto de posibles cambios en la importancia de los criterios. El análisis de sensibilidad debe respnder a la pregunta ¿Qué pasa si?; facilitando el análisis en aquellos procesos de toma de decisión en los que se requiere volver a aplicar el AHP en un corto o mediano plazo porque son procesos dinámicos que requieren ser revisados y ajustados en el tiempo debido a un entorno cambiante.

5. ANALISIS DE RESULTADOS

5.1. CODIFICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE DECISIÓN Y DE LAS TECNOLOGÍAS EVALUADAS

Como se mencionó en el capítulo anterior, los criterios de decisión son los factores de control bajo los cuales las opciones fueron calificadas durante la evaluación. Estos criterios fueron considerados cuantitativos o cualitativos y dependiendo del caso se evaluaron a partir de datos obtenidos durante la revisión de literatura o a partir de la una calificación utilizando términos lingüísticos que después fueron traducidos a valores numéricos, utilizando la escala de valoración propuesta en el capítulo anterior (figura 20).

Tabla 24. Criterios de decisión

Nº	Nombre	Código	Evaluación
	Técnicos	C1	
1	Viabilidad Técnica	C11	Cualitativo
2	Capacidad	C12	Cuantitativo
3	Uso de químicos	C13	Cualitativo
4	Eficiencia en la remoción de BTEX	C14	Cuantitativo
5	Eficiencia en la remoción de metales	C15	Cuantitativo
6	Eficiencia en la remoción de sales	C16	Cuantitativo
7	Eficiencia en la remoción de sólidos	C17	Cuantitativo
	Ambientales	C2	
8	Consumo de energía	C21	Cuantitativos
9	Generación de residuos sólidos	C22	Cualitativo
10	Generación de residuos líquidos	C23	Cualitativo
11	Emisiones de GEI	C24	Cualitativo
12	Toxicidad	C25	Cualitativo
13	Otras emisiones	C26	Cualitativo
	Económicos	C3	
14	Capex	C31	Cuantitativo
15	Opex	C32	Cuantitativo
	Humano / Sociales	C4	
16	Efectos sobre la salud	C41	Cualitativo
17	Ruido	C42	Cualitativo
18	Generación de olores	C43	Cualitativo
19	Riesgo de accidentes	C44	Cualitativo

Las Tecnologías evaluadas fueron codificadas con el fin de facilitar la evaluación. A continuación se presenta la codificación definida para cada tecnología.

Tabla 25. Tecnologías evaluadas

Código	Nombre
A1	Ósmosis inversa
A2	V-SEP Vibratory Shear Enhanced Membrane Filtration
A3	Electrodiálisis
A4	Membrane distillation
A5	Ósmosis Directa
A6	Compresión con vapor
A7	Destilación multiefecto
A8	Sistema flash multietapa
A9	Dewvaporation
A10	Destilación térmica

5.2. NORMALIZACIÓN DE DATOS CUANTITATIVOS

Los datos cuantitativos fueron adquiridos a partir de la revisión de diversas fuentes como se mencionó en el capítulo anterior. Esta información se encuentra tabulada en el (Anexo A). Cada uno de estos datos fue normalizado dentro de una misma escala de valores antes de ser utilizados en la evaluación. La normalización se llevó a cabo utilizando funciones lineales de valor utilizando la ecuación 4.6. A continuación se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 26. Datos cuantitativos normalizados

		Puntuación Normalizada									
C1	Técnicos	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
C12	Capacidad	0.025	0.058	0.017	0.001	0.024	0.030	0.240	0.60	0	0.004
C14	Eficiencia en la remoción de BTEX	0	0.217	0.239	0.072	0	0	0	0	0.242	0.229
C15	Eficiencia en la remoción de metales	0.149	0.136	0	0.151	0.136	0.136	0	0	0.151	0.143
C16	Eficiencia en la remoción de sales	0.102	0.1	0.096	0.102	0.098	0.096	0.103	0.103	0.102	0.098
C17	Eficiencia en la remoción de sólidos	0.132	0.125	0.117	0.000	0.129	0.120	0.000	0.133	0.132	0.113
C2	Ambientales										

C21	Consumo de energía	0.008	0.425	0.003	0.225	0.000	0.049	0.060	0.151	0.001	0.079
C3	Económicos										
C31	Capex	0.105	0.027	0.000	0.089	0.000	0.124	0.184	0.193	0.213	0.065
C32	Opex	0.001	0.393	0.001	0.001	0.575	0.002	0.003	0.004	0.020	0.001

5.3. Tratamiento de los datos cualitativos

Para este trabajo de aplicación se contó con la participación de dos expertos del equipo de ambiental del ICP, quienes a través de una encuesta confirmaron las tecnologías y criterios propuestos y de acuerdo con su experiencia realizaron una ponderación de los criterios para cada tecnología, considerando la matriz de puntuación cualitativa presentada en la Figura 20 para términos lingüísticos. A continuación se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 27. Ponderación de datos cualitativos

		Alternativas tecnológicas									
		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
Experto 1	C11	MA	M	M	M	M	MA	A	A	B	MA
	C13	A	M	A	A	A	A	A	A	B	M
	C22	MA	MA	A	M	M	M	MA	MA	M	M
	C23	M	B	M	B	A	M	B	B	M	B
	C24	B	B	M	M	M	M	M	M	B	B
	C25	M	M	M	B	B	A	A	M	M	M
	C26	B	B	M	B	B	M	B	M	M	B
	C41	B	M	M	B	B	A	M	M	B	M
	C42	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
	C43	M	M	A	M	M	M	M	A	B	A
C44	B	B	A	B	B	M	M	M	B	B	
Experto 2	C11	MA	MA	A	A	A	A	MA	MA	A	M
	C13	A	A	A	M	M	MA	M	M	M	A
	C22	A	A	A	M	M	M	MA	A	MA	A
	C23	MA	M	MA	M	M	M	M	M	B	B
	C24	A	B	MA	B	B	M	M	B	B	B
	C25	A	B	A	M	B	M	A	A	M	M
	C26	M	M	A	M	B	M	M	M	B	B

	C41	M	B	M	M	B	A	M	M	B	B
	C42	M	B	M	M	M	M	M	M	M	A
	C43	MA	M	M	M	M	M	A	B	A	A
	C44	M	M	A	B	M	M	M	B	B	M

De acuerdo con la escala de conversión establecida, la ponderación lingüística de los criterios cualitativos que fue proporcionada por los expertos, fue convertida a valores numéricos. El cálculo se realiza considerando la suma de los valores otorgados a cada criterio para cada una de las tecnologías. Por ejemplo: para el caso de convertir la ponderación del criterio C24 de la tecnología A1 se tendría:

$$\text{Puntuación del Criterio C24} = (B+A)/2 = (0.3+0.7)/2 = \mathbf{0.5}$$

Tabla 28. Valores numéricos para los datos cualitativos

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
C11	0,9	0,7	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,5	0,7
C13	0,7	0,6	0,7	0,6	0,6	0,8	0,6	0,6	0,4	0,6
C22	0,8	0,8	0,7	0,5	0,5	0,5	0,9	0,8	0,7	0,6
C23	0,7	0,4	0,7	0,4	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3
C24	0,5	0,3	0,7	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3
C25	0,6	0,4	0,6	0,4	0,3	0,6	0,7	0,6	0,5	0,5
C26	0,4	0,4	0,6	0,4	0,3	0,5	0,4	0,5	0,4	0,3
C41	0,4	0,4	0,5	0,4	0,3	0,7	0,5	0,5	0,3	0,4
C42	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6
C43	0,7	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,7
C44	0,4	0,4	0,7	0,3	0,4	0,5	0,5	0,4	0,3	0,4

5.4. MATRICES DE COMPARACIÓN DE CRITERIOS POR PAREJAS (MCP)

El método AHP se basa en comparaciones por parejas, utilizando una evaluación de la importancia relativa entre los pares y convirtiendo esta calificación en un conjunto de pesos, a partir de los cuales se organiza la estructura jerárquica, de

acuerdo con la escala de ranking propuesta por Saaty, presentada en la tabla 22. Al atribuirse valores que varían de 1 a 9, la escala determina la importancia relativa de una alternativa cuando se compara con otra alternativa y para cada uno de los criterios definidos.

Una vez construidas las matrices de comparación entre criterios, uno de los aspectos más importantes fue confirmar la consistencia de las mismas, la cual de acuerdo con Saaty, se considera satisfactoria cuando la tasa de consistencia denominada $CR \leq 0.10$, de lo contrario las matrices deben ser reconstruidas.

Saaty propone la ecuación 4.4 presentada anteriormente para medir el índice de consistencia "CI" y compara este valor con un índice al azar denotado como RI (Tabla. 23) y que corresponden a un promedio de un gran número de recíprocos generados aleatoriamente de una matriz del mismo orden.

A continuación se presentan las matrices de comparación por parejas para los criterios, las cuales se representan como $A_{c1}, A_{c2}, \dots, A_{cn}$, en donde $c1$ hasta cn corresponden a los criterios evaluados.

Tabla 29. Matriz "Ac" comparación por parejas para los criterios

	C1.	C2.	C3.	C4.
C1.	1.0	2.08	1.01	2.13
C2.	0.478	1.0	0.5	1.01
C3.	1.0	2.0	1.0	2.04
C4.	0.468	1.0	0.489	1.0
Suma	2,95	6,08	3,00	6,18

Con el fin de interpretar y dar peso relativo a cada criterio, es necesario normalizar la matriz de comparación en parejas para los criterios, lo cual se realiza dividiendo cada valor por el total del valor de la columna.

Tabla 30. Matriz “Ac” Normalizada

	C1.	C2.	C3.	C4.	Suma
C1.	0,339	0,342	0,337	0,345	1,363
C2.	0,162	0,164	0,167	0,163	0,657
C3.	0,339	0,329	0,333	0,330	1,332
C4.	0,159	0,164	0,163	0,162	0,648

La contribución de cada criterio a la meta de la organización está determinado por los cálculos obtenidos utilizando el vector propio o (autovector), el cual muestra el peso relativo entre cada criterio obtenido de forma aproximada. El valor del autovector se calcula dividiendo la suma de cada criterio entre el valor total de criterios.

Por ejemplo:

El autovector del criterio C1 sería $(1.363/4)=0.34055$

A continuación se presentan los valores propios obtenidos para cada criterio.

Tabla 31. Valores propios o autovectores de la Matriz “Ac”

C1	C2	C3	C4
0.34055	0.16394	0.3333	0.1621

El máximo valor propio obtenido para la matriz Ac corresponde a $\lambda = 4.00238$ y se obtiene sumando el producto de cada autovector por la columna suma en la matriz original. De esta forma aplicando las ecuaciones 4.4 y 4.5 se obtienen los valores del Índice de consistencia y rata de consistencia.

$$CI = 0.00079/0.9 = 0.00088 < 0.1 \sim 10\%$$

La suma de todos los valores es siempre igual a uno (1). En este estudio la contribución de los criterios corresponde entonces así:

Tabla 32. Porcentaje de contribucion de los criterios

C1	34%
C2	17%
C3	33%
C4	16%

Se observa que de acuerdo con la valoración proporcionada, los criterios que mas van a pesar en la decisión para cumplir el objetivo de seleccionar tecnologías para el tratamiento de las agua de producción de shale gas va a ser los criterios Tècnicos y Econòmicos.

5.5. MATRICES DE COMPARACIÓN DE SUBCRITERIOS POR PAREJAS

A continuación se presentan las matrices obtenidas al comparar cada uno de los subcriterios de cada criterio con el fin de determinar su peso o aporte a la decisión final. Las matrices se presentan como Ac1, Ac2....Acn donde n corresponde al criterio que los cobija.

Tabla 33. Matriz “Ac1” comparación de subcriterios C1 “Técnicos”

	C11	C12.	C13.	C14.	C15.	C16.	C17.
C11	1.0	0.5	2.08	0.247	0.252	0.25	0.25
C12.	2.0	1.0	4.04	0.489	0.511	0.5	0.47
C13.	0.478	0.24	1.0	0.164	0.171	0.16	0.17
C14.	4.04	2.04	6.08	1.0	1.15	1.0	1.0
C15.	3.95	1.95	5.82	0.865	1.0	1.0	1.0
C16.	4.0	2.0	5.95	1.0	1.0	1.0	1.0
C17.	4.0	2.88	5.86	1.0	1.0	1.0	1.0

Tabla 34. Matriz “Ac2” comparación de subcriterios C2 “Ambientales”

	C21.	C22.	C23.	C24.	C25.	C26.
C21.	1.0	1.0	1.0	1.0	0.165	2.133

C22.	1.0	1.0	1.0	1.02	0.16	1.911
C23.	1.0	1.0	1.0	1.06	0.169	2.044
C24.	1.0	0.97	0.93	1.0	0.164	2.044
C25.	6.04	5.99	5.91	6.08	1.0	6.044
C26.	0.46	0.52	0.48	0.48	0.165	1.0

Tabla 35. Matriz “Ac4” comparación de subcriterios C4 “Sociales”

	C41.	C42.	C43.	C44.
C41.	1.000	1.377	2.177	1.155
C42.	0.725	1.0	1.022	0.5625
C43.	0.459	0.978	1.0	0.489
C44.	0.865	1.777	2.044	1.0

De la misma forma en que se calcularon los valores de λ , CI y CR para los criterios, también se calcularon estos mismos valores para los subcriterios obteniéndose los siguientes valores:

Tabla 36. Valores de consistencia de las matrices de comparación de criterios.

Matriz de comparación por parejas		CI	CR
Ac1	7.067	0.0113	0.0857
Ac2	6.077	0,0154	0,0124
Ac4	4.022	0.0076	0.0084

Reconociendo que todos los valores obtenidos para CR se encuentran por debajo de 0.10, las matrices se consideran consistentes.

Para este estudio se considero que los criterios costos de capital y costos de operación tienen el mismo peso del 50% cada uno.

Los pesos obtenidos para cada uno de los subcriterios se presentan a continuación.

Tabla 37. Pesos obtenidos para cada uno de los criterios y subcriterios evaluados

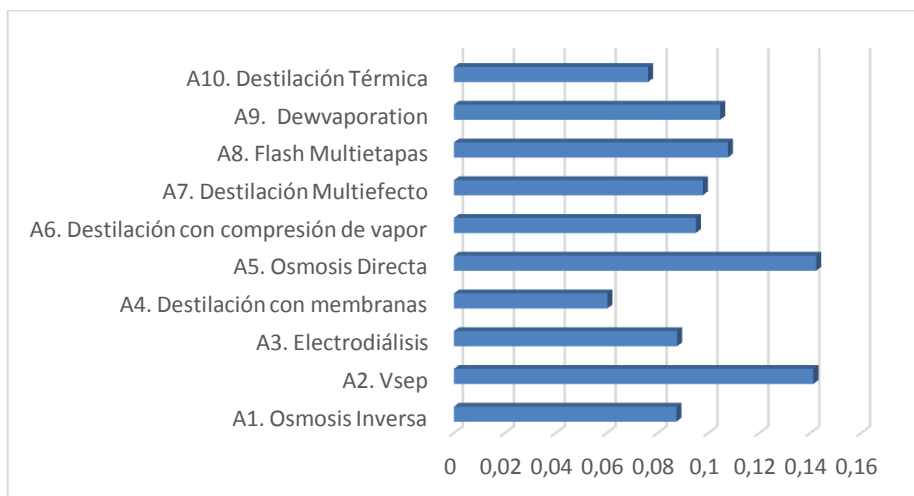
Nº	Nombre	Código	Peso
	Técnicos	C1 (0.34)	
1	Viabilidad Técnica	C11	0,0179
2	Capacidad	C12	0,0354
3	Uso de químicos	C13	0,0104
4	Eficiencia en la remoción de BTEX	C14	0,0700
5	Eficiencia en la remoción de metales	C15	0,0661
6	Eficiencia en la remoción de sales	C16	0,0681
7	Eficiencia en la remoción de sólidos	C17	0,0720
	Ambientales	C2 (0.17)	
8	Consumo de energía	C21	0,0174
9	Generación de residuos sólidos	C22	0,0169
10	Generación de residuos líquidos	C23	0,0174
11	Emisiones de GEI	C24	0,0169
12	Toxicidad	C25	0,0917
13	Otras emisiones	C26	0,0097
	Económicos	C3 (0.33)	
14	Capex	C31	0.165
15	Opex	C32	0.165
	Humano / Sociales	C4 (0.16)	
16	Efectos sobre la salud	C41	0,05221
17	Ruido	C42	0,03087
18	Generación de olores	C43	0,02615
19	Riesgo de accidentes	C44	0,05077

5.6. Análisis del puntaje general para cada alternativa

La puntuación general obtenida durante el estudio corresponde a un conjunto de números adimensionales, donde los valores más altos indican un mejor rendimiento de las alternativas, es decir, mediante la comparación de la puntuación total, se puede identificar directamente las mejores alternativas.

El cálculo de la puntuación total se realiza multiplicando la puntuación obtenida para cada criterio por su peso. A continuación se presentan los resultados obtenidos.

Figura 23. Ranking final de alternativas



De acuerdo con los resultados obtenidos para cada opción de tratamiento identificada para las aguas de producción de shale gas y presentadas en la figura 23, las dos mejores opciones son la osmosis directa y la tecnología Vsep.

Considerando que los criterios con mayor peso en la selección de las tecnologías corresponden a criterios técnicos y económicos, se validaron los resultados con respecto a los resultados obtenidos. Confirmando con la información registrada dentro de la literatura, las dos tecnologías se presentan como procesos eficientes en términos de consumo de energía y con alta resistencia a condiciones variables en la calidad del agua. De igual forma ambos procesos han sido utilizados para el tratamiento de las aguas de producción en campos de shale como el Marcellus.

Algunas de las ventajas evidenciadas para estos procesos son que la osmosis directa permite rechazar todas las partículas y casi todos los compuestos disueltos, lográndose recuperaciones teóricas muy altas. Por su parte el proceso Vsep utiliza diversos tipos de membranas que facilitan que el proceso integral pueda ser sometido a calidades del agua muy variables y a severas condiciones de temperatura y pH. Este proceso se destaca por ser capaz de remover casi en

un 100% la mayoría de los contaminantes analizados; Btex, metales, sales, al igual que grasas y aceites e hidrocarburos (Anexo A).

Ambas tecnologías presentan alta capacidad de tratamiento, lo que facilita el tratamiento in situ de los grandes volúmenes de agua que se espera obtener en los campos de shale actualmente en evaluación.

5.7. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Con el fin de determinar la sensibilidad de la evaluación, el peso de los criterios se varió y se determinó un nuevo ranking de alternativas y unos nuevos puntajes generales. De hecho este análisis permite confirmar que los pesos usados en la evaluación estuvieron bien definidos para los criterios.

Para este estudio se asumió un porcentaje de variación del 30% así:

Tabla 38. Estructura de pesos alternativos

Caso	Criterio	Cambio en el peso del criterio
1	Técnicos	Se incrementa 30%, los demás decrecen
2	Ambientales	Se incrementa 30%, los demás decrecen
3	Económicos	Se incrementa 30%, los demás decrecen
4	Sociales	Se incrementa 30%, los demás decrecen

Se realizaron cuatro casos en los cuales se especificaron nuevos pesos para un criterio y se ajustaron los demás criterios proporcionalmente, de manera que cuando un criterio se incremento los demás decrecieron, confirmándose que en todos los casos el peso total sumara 1. A continuación se presentan los valores obtenidos.

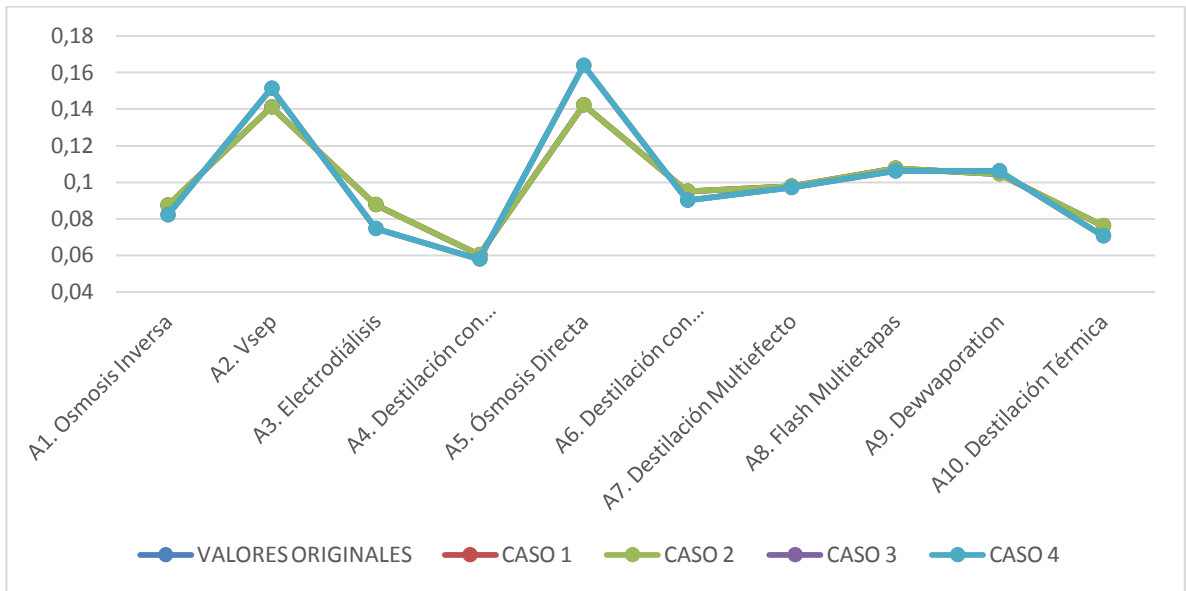
Tabla 39. Pesos alternativos para el cálculo de criterios

Criterios	Datos originales	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
C1	0.3405	0,4429	0,3206	0,2897	0,3209
C2	0.1639	0,1387	0,2134	0,1396	0,1546
C3	0.3333	0,2813	0,3133	0,4328	0,3136
C4	0.1621	0,1369	0,1524	0,1377	0,2106

De acuerdo con los resultados obtenidos, el efecto de los cambios en los pesos de los criterios técnicos, ambientales y sociales no altera la clasificación de las tecnologías y se observa un ligero cambio por efecto de la variación del peso en el criterio económico, sin embargo no afecta la clasificación de las dos tecnologías identificadas como las óptimas (figura 24).

Se demostró que las dos tecnologías con la puntuación más elevada se mantuvieron sin cambios, por lo tanto, puede concluirse que las dos mejores opciones no cambian significativamente con la asignación de diferentes pesos. Esto se debe en gran medida al hecho de que las dos mejores opciones eran muy superiores en cuanto a la valoración de los criterios importantes, lo que resultó en puntuaciones más alta independientemente de las alteraciones en los pesos. Otra posible razón es que, durante esta evaluación se utilizaron muchos criterios y el peso total se distribuye entre un mayor número de criterios. Esto hace que los pesos de los criterios individuales sean pequeño y por lo tanto, las clasificaciones son menos sensibles a los cambios en los pesos de los criterios.

Figura 24. Analisis de sensibilidad



6. CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos, sobre la base de los valores globales por aplicación del método analítico jerárquico, las tecnologías identificadas como osmosis directa y Vsep, se consideran las alternativas óptimas para el tratamiento de las aguas de producción de shale gas dentro del conjunto de criterios establecidos.

Los criterios técnicos y económicos resultaron ser los criterios dominantes para el proceso de selección de las mejores tecnologías para el tratamiento de las aguas de producción de shale gas, mientras que los criterios ambientales y sociales compartieron el mismo peso sobre la decisión global.

Las tecnologías posicionadas en el tercer y cuarto lugar, identificadas como Dewvaporation y Flash multietapas, no han sido empleadas en el tratamiento de las aguas de producción en campo, pero pueden considerarse como unas tecnologías prometedoras a futuro para el tratamiento de las aguas de producción de shale gas.

El número de criterios tiene un efecto considerable en la calidad de la evaluación. Por lo tanto, los criterios deben ser seleccionados de modo que sólo se incluyan los criterios que son significativos en la comparación de las opciones. Los criterios dominantes para esta evaluación incluyen los costos, la toxicidad y la eficiencia en la remoción de BTEX y sólidos principalmente. Esto fue debido a que estos criterios han contribuido relativamente mayor a la diferencia entre las puntuaciones globales de las opciones en comparación con otros criterios.

Esta evaluación tiene como fin proporcionar un marco de referencia para la selección inicial de tecnologías para el tratamiento de las aguas de producción de

shale gas, sin embargo, la selección del sistema más adecuado depende de muchas variables que influyen en la validez de los resultados de la evaluación como son la disponibilidad de los datos y la distribución de pesos.

7. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar un estudio para determinar las características fisicoquímicas y biológicas del agua de producción de los campos colombianos con el fin de confirmar la asertividad de las condiciones consideradas para la selección de las tecnologías de tratamiento de agua de producción como el realizado en este documento.
2. Como los datos para la evaluación de las opciones afectan de manera significativa la fiabilidad de los resultados de la evaluación, se recomienda, realizar periódicamente la actualización de la información reportada en la literatura, con el fin de contar con la información mas reciente que incluya mejoras en los equipos o procesos.
3. Se recomienda identificar los criterios de decisión en compañía de personas con experiencia en el tema y verificar las puntuaciones asignadas en la evaluación o re asignar los valores con ayuda de estos expertos con el fin de que los pesos y las puntuaciones permiten obtener los mejores resultados.
4. Se necesita un estudio detallado de evaluación de riesgos para conocer el impacto ambiental de las tecnologías identificadas, para lo cual se recomienda realizar un estudio detallado cuando se cuenta con información propia.
5. Se recomienda seleccionar los criterios de modo que sólo se incluyen aquellos que significativos para la comparación de las alternativas.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Weijermars, G. Drijkoningen, T. Heimovaara, E. Rudolph, G. Weltje y K. and Wolf, «Unconventional gas research initiative for clean energy transition in Europe,» *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 3, pp. 402-412, 2011.
- [2] Repsol, «Repsol,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.repsol.com>.
- [3] Visiongain, «The Shale gas market 2011 - 2021,» Visiongain, 2011.
- [4] U.S. Energy Information Administration, «Annual Energy Outlook 2011 with projections to 2035,» 2011.
- [5] U.S. Energy Information Administration, «Annual Energy Outlook 2012 Early Release Overview,» 2012.
- [6] Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE).; Instituto de Investigación del Gas (GRI), «World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States,» 2011.
- [7] BNAmericas, «Outlook 2012,» Oil and gas intelligence series, 2012.
- [8] U.S. Energy Information Administration, «International Energy Outlook 2011,» 2011.
- [9] M. Monforte, «www.oilproduction.net,» 2012. [En línea].
- [10] Exxonmobil, «2012 The Outlook for Energy: A view to 2040,» 2012.
- [11] UPME, «Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011,» 2011.
- [12] A. Reyes, «El gas como palanca de desarrollo en Colombia y Latinoamérica,» 2009. [En línea].
- [13] «National Energy Technology Laboratory,» [En línea]. Available: http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/brochures/Shale_Gas_March_2011.pdf.

- [14] H. Rudnick, V. Cortés, L. Salamunic y M. Dattas, «La Revolución del Shale Gas,» Pontificia Universidad Católica de Chile, 2011.
- [15] American Petroleum Institute, «Water Management Associated With Hydraulic Fracturing,» 2010.
- [16] J. D. Arthur, B. Bohm y D. Cornue, «Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development,» 2009.
- [17] P. Horner, B. Halldorson y J. Slutz, «Shale Gas Water Treatment Value Chain - A review of Technologies Including Case Studies,» SPE, 2011.
- [18] Accenture, *Water and Shale Gas Development*, 2012.
- [19] S. Sunjay, «Shale Gas: An Unconventional Reservoir,» 2011. [En línea]. Available:
http://www.cspg.org/documents/Conventions/Archives/Annual/2011/091-Shale_Gas_An_Unconventional_Reservoirs.pdf.
- [20] R. Lewis, D. Ingraham, M. Percy, J. Williamson, W. Sawyer y J. Frantz, *New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs*, 2004.
- [21] M. Kidder, T. Palmgren, A. Ovalle y M. Kapila, «World Oil,» Produced Water Society, 2012. [En línea]. Available: <http://www.worldoil.com/July-2011-Treatment-options-for-reuse-of-frac-flowback-and-produced-water-from-shale.html>.
- [22] J. A. Veil, M. G. Puder, D. Elcock y R. J. Redweik, «A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas and CBM,» Argonne National Laboratory, 2004.
- [23] J. Nicot y B. Scanlon, «Water Use For Shale Gas Production in Texas U.S,» *Environmental Science and Technology*, vol. 46, pp. 3580 - 3586, 2012.
- [24] J. Bené, B. Harden, S. Griffin y J. Nicot, «Water Usage related to fracturing in the Barnett Shale Development,» 2007.
- [25] J. A. Veil y C. Clark, «Produced water volumes and management practices in the United States,» Environmental Science Division, Argonne National

Laboratory, 2009.

- [26] J. Fillo, S. Koraido y J. Evans, «Sources, Characteristics and Management of Produced Waters from Natural Gas Production and Storage Operations,» de *Produced Water*, Plenum Press, 1992, pp. 151-162.
- [27] B. Alley, A. Beebe, J. Rodgers y J. W. Castle, «Chemical and physical characterization of produced waters from conventional and unconventional fossil fuel resources,» vol. 85, pp. 74 - 82, 2011.
- [28] A. Mofarrah, *Decision Making Tool for Produced Water Management: An Application of Multicriteria Decision Making Approach*, 2008, pp. 6-8.
- [29] F. Ahmadun, A. Pendashteh, L. Abdullah, D. Biak, S. Madaeni y Z. Abidin, «Review of Technologies for Oil and Gas Produced Water Treatment,» *Journal of Hazardous Materials*, nº 170, pp. 533-535, 2009.
- [30] J. Neff, «Bioaccumulation in Marine Organisms: Effect of Contaminants from oil well produced water,» *Elsevier, The Netherlands*, 2002.
- [31] B. R. Hansen y S. H. Davies, «Review of potential technologies for the removal of dissolved components from produced water,» *Chemical Engineering*, vol. 72, pp. 176-188, 1994.
- [32] L. E. Kanagy, B. M. Johnson, J. W. Castle y J. H. Rodgers, «Design and performance of a pilot-scale constructed wetland treatment system for natural gas storage produced water,» 2008.
- [33] J. P. Ray y F. R. Engelhardt, «Produced water: technological environmental issues and solution,» *Plenum Publishing Corp*, pp. 13-22, 1992.
- [34] E. Igunnu y G. Chen, «Produced Water Treatment Technologies,» *International Journal of Low-Carbon Technologies*, pp. 2-4, 2012.
- [35] Technology Subgroup of the Operations and Environment Task Group, «Management of Produced Water from Oil and Gas Wells,» 2011.
- [36] J. Slutz, J. Anderson, R. Broderick y P. Horner, «Key Shale Gas Water Management Strategies: An Economic Assessment,» *SPE*, pp. 1-15, 2012.

- [37] «National Energy Technology Laboratory,» [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/technologies/PWMIS/techdesc/index.html>.
- [38] All Consulting, «All Consulting,» [En línea]. Available: <http://www.all-llc.com>.
- [39] K. B. Gregory, R. D. Vidic y D. A. Dzombak, «Water Management Challenges Associated with the Production of Shale Gas by Hydraulic Fracturing,» *Elements*, vol. 7, p. 181–186, 2011.
- [40] Colorado School of Mines, «An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,» 2009.
- [41] Camp Dresser & McKee Inc, *High Recovery Reverse Osmosis for Treatment of Produced Water*, 2009.
- [42] M. Bruff, «An Integrated Water Treatment Technology Solution for Sustainable Water Resource Management in the Marcellus Shale,» 2011.
- [43] «National Energy Technology Laboratory,» [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/technologies/pwmis/techdesc/membrane/index.html>.
- [44] W. Shi, y M. Benjamin, «Fouling of RO membranes in a Vibratory Shear Enhanced Filtration Process (VSEP) System,» *Journal of Membrane Science*, vol. 331, nº 1-2, pp. 11-20, 2009.
- [45] G. Johnson y B. Culkin, «VSEP Treatment of Produced Water for Beneficial Use,» 2008.
- [46] New Logic Research Inc, «Vsep Solutions for Frac Water Treatment,» [En línea]. Available: <http://www.vsep.com/industries/frac-water.html>. [Último acceso: 10 04 2013].
- [47] New Logic Research, «New Logic Research,» [En línea]. Available: www.vsep.com. [Último acceso: 09 02 2013].
- [48] T. Hayes y D. Arthur, «Overview of Emerging Produced Water Treatment Technologies,» 2004.
- [49] Departamento de Energía de los Estados Unidos, 10 01 2013. [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/technologies/pwmis/techdesc/membrane/>.

- [50] E. Igunnu y G. Chen, «Produced Water Treatment Technologies,» *International Journal of Low Carbon Technologies Advance Access*, pp. 1-21, 4 Julio 2012.
- [51] The Nexus Group Water Sustainability Solutions;, «Oil and Gas Produced Water Treatment Technologies,» 2012.
- [52] T. Cath, A. Childress y M. Elimelech, «Forward Osmosis_Principles, applications and recent developments,» *Journal of Membrane Science*, pp. 1-18, 2006.
- [53] K. Hickenbottom, N. Hancock, N. Hutchings y E. Appleton, «Forward Osmosis Treatment of Drilling Mud and Fracturing Wastewater from Oil and Gas Operations,» *Deslination*, pp. 60-66, 2012.
- [54] R. Olawoyin, C. Madu, H. Ahn Chong, Y. York, H. Li y K. Enab, «Optimization of Well Stimulation Fluids in the Marcellus Shale Gas Development Using Integrated Technologies,» 2011.
- [55] U.S. Government Accountability Office GAO, «Information on the quantity, quality and management of water produced during oil and gas production,» 2012.
- [56] «Separation Processes,» 20 02 2013. [En línea]. Available: <http://www.separationprocesses.com/>.
- [57] Altela Inc.;;, «The AltelaRain SM Schematic,» [En línea]. Available: http://www.altelainc.com/images/uploads/AltelaRain_Schematic.pdf.
- [58] Altela Inc. , «AltelaRain™ System ARS-4000: New Patented Technology for Cleaning Produced Water On-Site.,» [En línea]. Available: http://www.altelainc.com/images/uploads/AltelaRain_Schematic.pdf.
- [59] AltelaRain Inc.;;, «Summary of Technical Assessment of AltelaRain Process,» [En línea]. Available: www.altelainc.com. [Último acceso: 20 01 2013].
- [60] N. Godshall, «Altela Inc,» [En línea]. Available: www.AltelaInc.com.
- [61] Aquatech, «Aquatech,» [En línea]. Available: www.aquatech.com.
- [62] Aquatech, «Aquatech,» [En línea]. Available: <http://www.aqua->

pure.com/wastewater/case_nomad2000.html.

- [63] Vacom LLC, «Vacom LLC,» [En línea]. Available: <http://www.vacomllc.com>.
- [64] A. Gaudlip y L. Paugh, «Marcellus Shale Water Management Challenges in Pennsylvania,» *SPE*, pp. 1-12, 2008.
- [65] J. M. Silva, «Produced Water Pretreatment for Water Recovery and Salt Production,» 2012.
- [66] R. Castillo, J. Carvajal, R. Corzo, Y. Quintero, C. Pereira, J. Gomez, Z. Pachon, D. Suarez, H. Portilla, T. Juliao, R. Marquez, M. Cardeñosa y E. Perez, «Estrategias Integradas para Desarrollo de Shale Plays Valle del Magdalena Medio (VMM) y Catatumbo.,» 2012.
- [67] Tetra Tech Nus INC., «Wastewater Treatment Feasibility Study Report,» 2009.
- [68] T. Hayes, «EPA,» 30 03 2011. [En línea]. Available: http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/12_Hayes_-_Marcellus_Flowback_Reuse_508.pdf.
- [69] C. Kahraman, de *Fuzzy Multi Criteria Decision Making_Theory and Applications with Recent Developments*, Springer, 2008, pp. 1-588.
- [70] International Society on Multiple Criteria Decision Making, «MCDM,» [En línea]. Available: <http://www.mcdmsociety.org/>. [Último acceso: 06 08 2012].
- [71] M. Doumpos, *Multicriteria Decision Aid Classification Methods*, 2004.
- [72] R. Sanchez, «Implementation of Multicriteria Decision Aiding Models,» 2002.
- [73] All Consulting, «All Consulting.com,» [En línea]. Available: <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ReverseOsmosisFactSheet.pdf>. [Último acceso: 16 03 2013].
- [74] R. Hammer y J. VanBriesen, «NRDC.org,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.nrdc.org/energy/files/Fracking-Wastewater-FullReport.pdf>.
- [75] New Logic Research Inc, «Vsep Technology,» [En línea]. Available: http://www.vsep.com/technology/membrane_technology.html.

- [76] G. Johson, L. Stowell y M. Monroe, «VSEP Treatment of RO reject from Brackish well water_A comparison of conventional treatment methods and VSEP,» *El paso desalination conference*, 2006.
- [77] Aquatec, «Aquatec.mines.edu,» [En línea]. Available: http://aqwatec.mines.edu/produced_water/treat/docs/Membrane_Distillation.pdf. [Último acceso: 25 01 2013].
- [78] M. Tomaszewska, «Membrane Distillation_Examples of Applications in Technology and Environmental Protection,» *Polish Journal of Environmental Studies*, vol. 9, n° 1, pp. 27-36, 2000.
- [79] R. Olawoyin, C. Madu, C. Hyun, J. York, H. Li y K. Enab, «Optimization of Well Stimulation Fluids in the Marcellus Shale Gas Development Using Integrated Technologies,» 2011.
- [80] H. Krishna, «Introduction to Desalination Technologies».
- [81] U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation, «Desalination and water purification research and development program report N°120,» 2008.
- [82] All Consulting, «All Consulting,» [En línea]. Available: <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ThermalDisillationFactSheet.pdf>. [Último acceso: 02 12 2012].
- [83] S. Kwon, E. Sullivan, L. Katz, R. Bowman y K. Kinney, «Laboratory and Field Evaluation of Pretreatment System for Removing Organics from Produced Water,» *Water Environment Research*, vol. 83, n° 9, pp. 1-12, 2011.
- [84] Shell, «Shell Energy Escenarios to 2050,» 2012.
- [85] M. G. Barreiro E., «Los reservorios no convencionales: Un fenómeno global,» 2011.
- [86] Smith K. L., «Gas no convencional: una mirada global a un suministro regional,» IHS, 2088.
- [87] F. P. Hernan, «Shale Gas Recuperación e Impacto Ambiental,» Enerdossier, 2009.

- [88] N. T. Solutions, «Introduccion of Produce Water Treatment».
- [89] P. S. J. Horner, «Shale Gas Water Treatment Value Chain - A Review of Technologies, including Case Studies,» 2011.
- [90] L. A. G. Leyton, Aplicación del Análisis Multicriterio en la Evaluación de Impactos Ambientales, Barcelona: Universidad Politécnica de Catalunya, 2004.
- [91] F. Thomas y B. Bennion, «Water Shutoff Treatments - Reduce Water and Accelerate Oil Production,» *Petroleum Society of CIM*, 2000.
- [92] [En línea]. Available:
<http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/producedwater.cfm>.
- [93] M. Guarnone, F. Rossi, E. Negri, D. Grassi, D. Genazzi y Z. R., «An unconventional mindset for shale gas surface facilities,» 2012.
- [94] H. Polatidis, G. Munda y R. Vreeker, «Selecting an Appropriate Multi - Criteria Decision Analysis Technique for Renewable Energy Planning,» *Energy Sources*, vol. 1, pp. 181 - 193, 2006.

BIBLIOGRAFÍA

A. Gaudlip y L. Paugh, «Marcellus Shale Water Management Challenges in Pennsylvania,» SPE, pp. 1-12, 2008.

A. Mofarrah, *Decision Making Tool for Produced Water Management: An Application of Multicriteria Decision Making Approach*, 2008, pp. 6-8.

A. Reyes, «El gas como palanca de desarrollo en Colombia y Latinoamerica,» 2009. [En línea].

Accenture, *Water and Shale Gas Development*, 2012.

American Petroleum Institute, «Water Management Associated With Hydraulic Fracturing,» 2010.

All Consulting, «All Consulting,» [En línea]. Available: <http://www.all-llc.com>.

All Consulting, «All Consulting.com,» [En línea]. Available: <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ReverseOsmosisFactSheet.pdf>. [Último acceso: 16 03 2013].

All Consulting, «All Consulting,» [En línea]. Available: <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ThermalDisillationFactSheet.pdf>. [Último acceso: 02 12 2012].

Altela Inc., «The AltelaRain SM Schematic,» [En línea]. Available: http://www.altelainc.com/images/uploads/AltelaRain_Schematic.pdf

Altela Inc. , «AltelaRain™ System ARS-4000: New Patented Technology for Cleaning Produced Water On-Site.,» [En línea]. Available: http://www.altelainc.com/images/uploads/AltelaRain_Schematic.pdf

AltelaRain Inc., «Summary of Technical Assessment of AltelaRain Process,» [En línea]. Available: www.altelainc.com. [Último acceso: 20 01 2013].

Aquatech, «Aquatech,» [En línea]. Available: www.aquatech.com

Aquatech, «Aquatech,» [En línea]. Available: http://www.aqua-pure.com/wastewater/case_nomad2000.html.

Aquatec, «Aquatec.mines.edu,» [En línea]. Available: http://aqwatec.mines.edu/produced_water/treat/docs/Membrane_Distillation.pdf. [Último acceso: 25 01 2013].

B. Alley, A. Beebe, J. Rodgers y J. W. Castle, «Chemical and physical characterization of produced waters from conventional and unconventional fossil fuel resources,» vol. 85, pp. 74 - 82, 2011.

BNAmericas, «Outlook 2012,» Oil and gas intelligence series, 2012.

B. R. Hansen y S. H. Davies, «Review of potential technologies for the removal of dissolved components from produced water,» *Chemical Engineering*, vol. 72, pp. 176-188, 1994.

C. Kahraman, de *Fuzzy Multi Criteria Decision Making_Theory and Applications with Recent Developments*, Springer, 2008, pp. 1-588.

Camp Dresser & McKee Inc, *High Recovery Reverse Osmosis for Treatment of Produced Water*, 2009.

Colorado School of Mines, «An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,» 2009.

Departamento de Energía de los Estados Unidos, 10 01 2013. [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/technologies/pwmis/techdesc/membrane/>.

Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE).; Instituto de Investigación del Gas (GRI), «World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States,» 2011.

E. Igunnu y G. Chen, «Produced Water Treatment Technologies,» *International Journal of Low-Carbon Technologies*, pp. 2-4, 2012.

E. Igunnu y G. Chen, «Produced Water Treatment Technologies,» *International Journal of Low Carbon Technologies Advance Access*, pp. 1-21, 4 Julio 2012.

Exxonmobil, «2012 The Outlook for Energy: A view to 2040,» 2012.

F. Ahmadun, A. Pendashteh, L. Abdullah, D. Biak, S. Madaeni y Z. Abidin, «Review of Technologies for Oil and Gas Produced Water Treatment,» *Journal of Hazardous Materials*, nº 170, pp. 533-535, 2009.

F. P. Hernan, «Shale Gas Recuperación e Impacto Ambiental,» *Enerdossier*, 2009.

F. Thomas y B. Bennion, «Water Shutoff Treatments - Reduce Water and Accelerate Oil Production,» *Petroleum Society of CIM*, 2000.

G. Johnson y B. Culkin, «VSEP Treatment of Produced Water for Beneficial Use,» 2008.

G. Johson, L. Stowell y M. Monroe, «VSEP Treatment of RO reject from Brackish well water_A comparison of conventional treatment methods and VSEP,» *El paso desalination conference*, 2006.

H. Rudnick, V. Cortés, L. Salamunic y M. Dattas, «La Revolución del Shale Gas,» Pontificia Universidad Católica de Chile, 2011.

H. Polatidis, G. Munda y R. Vreeker, «Selecting an Appropriate Multi - Criteria Decision Analysis Technique for Renewable Energy Planning,» *Energy Sources*, vol. 1, pp. 181 - 193, 2006.

H. Krishna, «Introduction to Desalination Technologies».

International Society on Multiple Criteria Decision Making, «MCDM,» [En línea]. Available: <http://www.mcdmsociety.org/>. [Último acceso: 06 08 2012].

J. A. Veil y C. Clark, «Produced water volumes and management practices in the United States,» Environmental Science Division, Argonne National Laboratory, 2009.

J. A. Veil, M. G. Puder, D. Elcock y R. J. Redweik, «A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas and CBM,» Argonne National Laboratory, 2004.

J. Bené, B. Harden, S. Griffin y J. Nicot, «Water Usage related to fracturing in the Barnett Shale Development,» 2007.

J. D. Arthur, B. Bohm y D. Cornue, «Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development,» 2009.

J. Fillo, S. Koraido y J. Evans, «Sources, Characteristics and Management of Produced Waters from Natural Gas Production and Storage Operations,» de *Produced Water*, Plenum Press, 1992, pp. 151-162.

J. Neff, «Bioaccumulation in Marine Organisms: Effect of Contaminants from oil well produced water,» *Elsevier, The Netherlands*, 2002.

J. M. Silva, «Produced Water Pretreatment for Water Recovery and Salt Production,» 2012.

J. Nicot y B. Scanlon, «Water Use For Shale Gas Production in Texas U.S,» *Environmental Science and Technology*, vol. 46, pp. 3580 - 3586, 2012.

J. P. Ray y F. R. Engelhardt, «Produced wate: technological environmental issues and solution,» *Plenum Publishing Corp*, pp. 13-22, 1992.

J. Slutz, J. Anderson, R. Broderick y P. Horner, «Key Shale Gas Water Management Strategies: An Economic Assessment,» *SPE*, pp. 1-15, 2012.

K. B. Gregory, R. D. Vidic y D. A. Dzombak, «Water Management Challenges Associated with the Production of Shale Gas by Hydraulic Fracturing,» *Elements*, vol. 7, p. 181–186, 2011.

K. Hickenbottom, N. Hancock, N. Hutchings y E. Appleton, «Forward Osmosis Treatment of Drilling Mud and Fracturing Wastewater from Oil and Gas Operations,» *Deslination*, pp. 60-66, 2012.

L. A. G. Leyton, *Aplicación del Análisis Multicriterio en la Evaluación de Impactos Ambientales*, Barcelona: Universidad Politécnica de Cataluña, 2004.

L. E. Kanagy, B. M. Johnson, J. W. Castle y J. H. Rodgers, «Design and performance of a pilot-scale constructed wetland treatment system for natural gas storage produced water,» 2008.

M. Bruff, «An Integrated Water Treatment Technology Solution for Sustainable Water Resource Management in the Marcellus Shale,» 2011.

M. Doumpos, *Multicriteria Decision Aid Classification Methods*, 2004.

M. G. Barreiro E., «Los reservorios no convencionales: Un fenómeno global,» 2011.

M. Guarnone, F. Rossi, E. Negri, D. Grassi, D. Genazzi y Z. R., «An unconventional mindset for shale gas surface facilities,» 2012.

M. Kidder, T. Palmgren, A. Ovalle y M. Kapila, «World Oil,» Produced Water Society, 2012. [En línea]. Available: <http://www.worldoil.com/July-2011-Treatment-options-for-reuse-of-frac-flowback-and-produced-water-from-shale.html>.

M. Monforte, «www.oilproduction.net,» 2012. [En línea].

M. Tomaszewska, «Membrane Distillation_Examples of Applications in Technology and Environmental Protection,» *Polish Journal of Environmental Studies*, vol. 9, n° 1, pp. 27-36, 2000.

«National Energy Technology Laboratory,» [En línea]. Available: http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/brochures/Shale_Gas_March_2011.pdf.

«National Energy Technology Laboratory,» [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/technologies/pwmis/techdesc/membrane/index.html>.

«National Energy Technology Laboratory,» [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/technologies/PWMIS/techdesc/index.html>.

N. Godshall, «Altela Inc,» [En línea]. Available: www.AltelaInc.com.

N. T. Solutions, «Introduccion of Produce Water Treatment».

New Logic Research, «New Logic Research,» [En línea]. Available: www.vsep.com. [Último acceso: 09 02 2013].

New Logic Research Inc, «Vsep Solutions for Frac Water Treatment,» [En línea]. Available: <http://www.vsep.com/industries/frac-water.html>. [Último acceso: 10 04 2013].

New Logic Research Inc, «Vsep Technology,» [En línea]. Available: http://www.vsep.com/technology/membrane_technology.html.

P. Horner, B. Halldorson y J. Slutz, «Shale Gas Water Treatment Value Chain - A review of Technologies Including Case Studies,» SPE, 2011.

P. S. J. Horner, «Shale Gas Water Treatment Value Chain - A Review of Technologies, including Case Studies,» 2011.

R. Castillo, J. Carvajal, R. Corzo, Y. Quintero, C. Pereira, J. Gomez, Z. Pachon, D. Suarez, H. Portilla, T. Juliao, R. Marquez, M. Cardeñosa y E. Perez, «Estrategias Integradas para Desarrollo de Shale Plays Valle del Magdalena Medio (VMM) y Catatumbo.,» 2012

R. Hammer y J. VanBriesen, «NRDC.org,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.nrdc.org/energy/files/Fracking-Wastewater-FullReport.pdf>.

R. Lewis, D. Ingraham, M. Percy, J. Williamson, W. Sawyer y J. Frantz, *New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs*, 2004.

R. Olawoyin, C. Madu, H. Ahn Chong, Y. York, H. Li y K. Enab, «Optimization of Well Stimulation Fluids in the Marcellus Shale Gas Development Using Integrated Technologies,» 2011.

R. Olawoyin, C. Madu, C. Hyun, J. York, H. Li y K. Enab, «Optimization of Well Stimulation Fluids in the Marcellus Shale Gas Development Using Integrated Technologies,» 2011.

R. Sanchez, «Implementation of Multicriteria Decision Aiding Models,» 2002.

R. Weijermars, G. Drijkoningen, T. Heimovaara, E. Rudolph, G. Weltje y K. and Wolf, «Unconventional gas research initiative for clean energy transition in Europe,» *Journal or Natural Gas Science and Engineering*, vol. 3, pp. 402-412, 2011.

Repsol, «Repsol,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.repsol.com>.

S. Kwon, E. Sullivan, L. Katz, R. Bowman y K. Kinney, «Laboratory and Field Evaluation of Pretreatment System for Removing Organics from Produced Water,» *Water Environment Research*, vol. 83, nº 9, pp. 1-12, 2011.

S. Sunjay, «Shale Gas: An Unconventional Reservoir,» 2011. [En línea]. Available: http://www.cspg.org/documents/Conventions/Archives/Annual/2011/091-Shale_Gas_An_Unconventional_Reservoirs.pdf.

«Separation Processes,» 20 02 2013. [En línea]. Available: <http://www.separationprocesses.com/>.

Shell, «Shell Energy Escenarios to 2050,» 2012.

Smith K. L., «Gas no convencional: una mirada global a un suministro regional,» IHS, 2088.

T. Cath, A. Childress y M. Elimelech, «Forward Osmosis_Principles, applications and recent developments,» *Journal of Membrane Science*, pp. 1-18, 2006.

T. Hayes, «EPA,» 30 03 2011. [En línea]. Available: http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/12_Hayes_-_Marcellus_Flowback_Reuse_508.pdf.

T. Hayes, «EPA,» 30 03 2011. [En línea]. Available: http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/12_Hayes_-_Marcellus_Flowback_Reuse_508.pdf.

T. Hayes y D. Arthur, «Overview of Emerging Produced Water Treatment Technologies,» 2004.

Technology Subgroup of the Operations and Environment Task Group, «Management of Produced Water from Oil and Gas Wells,» 2011.

Tetra Tech Nus INC., «Wastewater Treatment Feasibility Study Report,» 2009.

The Nexus Group Water Sustainability Solutions;, «Oil and Gas Produced Water Treatment Technologies,» 2012.

UPME, «Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011,» 2011.

U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation, «Desalination and water purification research and development program report N°120,» 2008.

U.S. Energy Information Administration, «Annual Energy Outlook 2011 with projections to 2035,» 2011.

U.S. Energy Information Administration, «Annual Energy Outlook 2012 Early Release Overview,» 2012.

U.S. Energy Information Administration,, «International Energy Outlook 2011,» 2011.

U.S. Government Accountability Office GAO, «Information on the quantity, quality and management of water produced during oil and gas production,» 2012.

Vacom LLC, «Vacom LLC,» [En línea]. Available: <http://www.vacomllc.com>.

Visiongain, «The Shale gas market 2011 - 2021,» Visiongain, 2011.

W. Shi, y M. Benjamin, «Fouling of RO membranes in a Vibratory Shear Enhanced Filtration Process (VSEP) System,» *Journal of Membrane Science*, vol. 331, n° 1-2, pp. 11-20, 2009.

ANEXOS

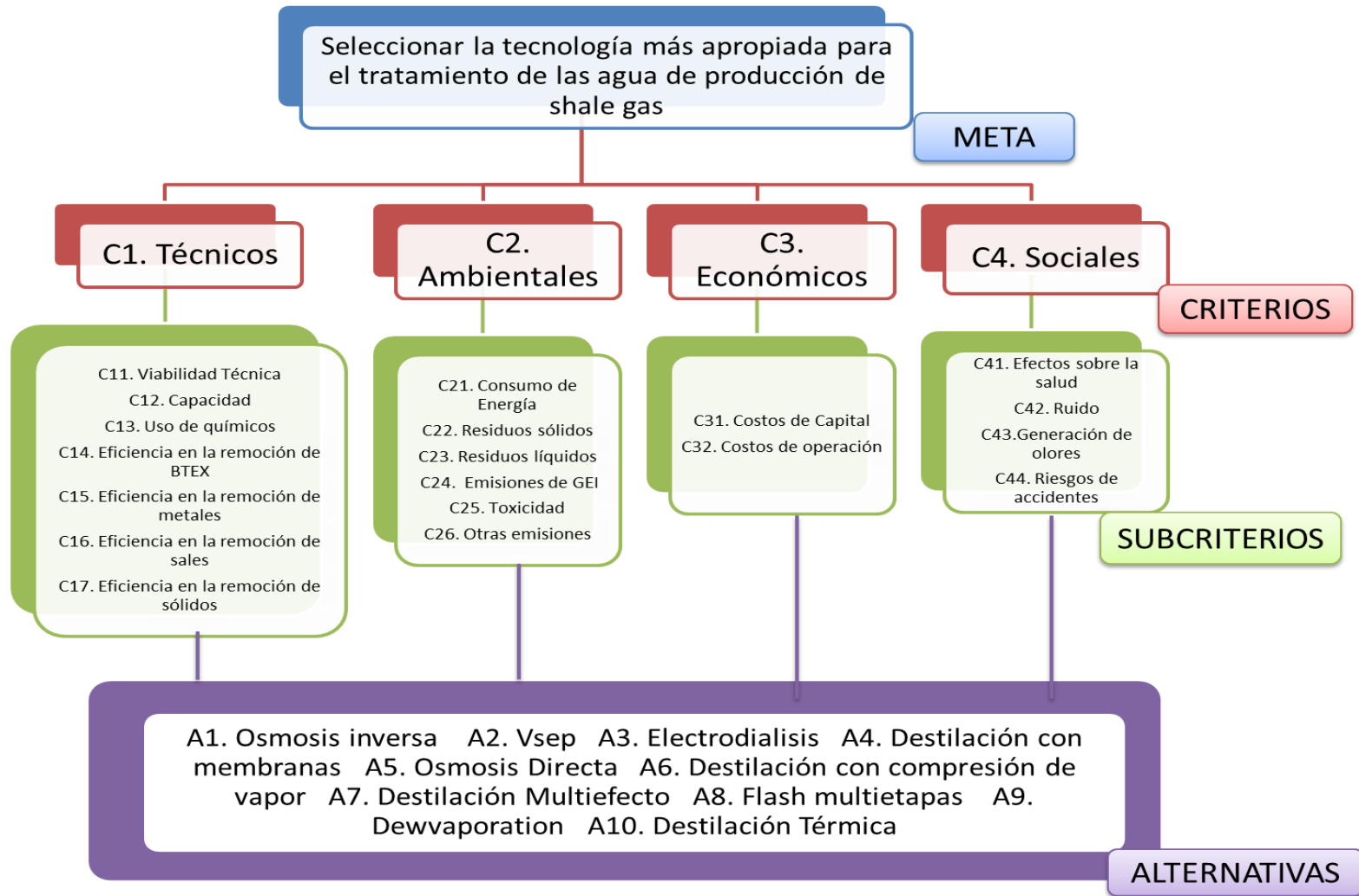
ANEXO A. INFORMACIÓN CONSOLIDADA CON RESPECTO A CADA CRITERIO PARA CADA ALTERNATIVA

Código	Nombre	Dato	Referencia
Osmosis Inversa (A1)			
C1	Técnicos		
C12	Capacidad (bbl/día)	15 000	[73]
C14	Eficiencia en la remoción de BTEX (%)	0	
C15	Eficiencia en la remoción de metales (%)	99	[40]
C16	Eficiencia en la remoción de sales (%)	99	[40]
C17	Eficiencia en la remoción de sólidos (%)	99	[73]
C2	Ambientales		
C21	Consumo de energía (kWh/bbl)	0.22	[74]
C3	Económicos		
C31	Capex (US\$ por bbl)	165	[73]
C32	Opex (US\$ por bbl)	0.03	[73]
V-SEP Vibratory Shear Enhanced Membrane Filtration (A2)			
C1	Técnicos		
C12	Capacidad (bbl/día)	34 286	[40]
C14	Eficiencia en la remoción de BTEX (%)	90	[75]
C15	Eficiencia en la remoción de metales (%)	90	[47]
C16	Eficiencia en la remoción de sales (%)	97	[76]
C17	Eficiencia en la remoción de sólidos (%)	94	[76]
C2	Ambientales		
C21	Consumo de energía (kWh/bbl)	11.34	[40]
C3	Económicos		
C31	Capex (US\$ por bbl)	42	[76]
C32	Opex (US\$ por bbl)	17.22	[76]
Electrodialisis (A3)			
C1	Técnicos		
C12	Capacidad (bbl/día)	10 000	[38]
C14	Eficiencia en la remoción de BTEX (%)	90	[48]
C15	Eficiencia en la remoción de metales (%)		
C16	Eficiencia en la remoción de sales (%)	93	[37]
C17	Eficiencia en la remoción de sólidos (%)	88	[48]
C2	Ambientales		
C21	Consumo de energía (kWh/bbl)	0.08	[74]
C3	Económicos		
C31	Capex (US\$ por bbl)	175	[40]
C32	Opex (US\$ por bbl)	0.04	[37]
Membrane distillation (A4)			
C1	Técnicos		
C12	Capacidad (bbl/día)	315	[77]
C14	Eficiencia en la remoción de BTEX (%)	30	[40]
C15	Eficiencia en la remoción de metales (%)	100	[40]

C16	Eficiencia en la remoción de sales (%)	99	[78]
C17	Eficiencia en la remoción de sólidos (%)		
C2	Ambientales		
C21	Consumo de energía (kWh/bbl)	6	[74]
C3	Económicos		
C31	Capex (US\$ por bbl)	140.28	[40]
C32	Opex (US\$ por bbl)	0.06	[40]
Osmosis Directa (A5)			
C1	Técnicos		
C12	Capacidad (bbl/día)	14 400	[79]
C14	Eficiencia en la remoción de BTEX (%)		
C15	Eficiencia en la remoción de metales (%)	90	[40]
C16	Eficiencia en la remoción de sales (%)	95	[40]
C17	Eficiencia en la remoción de sólidos (%)	97	[52]
C2	Ambientales		
C21	Consumo de energía (kWh/bbl)	0	[40]
C3	Económicos		
C31	Capex (US\$ por bbl)	195	[79]
C32	Opex (US\$ por bbl)	25.2	[79]
Compresión con vapor (A6)			
C1	Técnicos		
C12	Capacidad (bbl/día)	18 000	[40]
C14	Eficiencia en la remoción de BTEX (%)		
C15	Eficiencia en la remoción de metales (%)	90	[40]
C16	Eficiencia en la remoción de sales (%)	93	[37]
C17	Eficiencia en la remoción de sólidos (%)	90	[40]
C2	Ambientales		
C21	Consumo de energía (kWh/bbl)	1.3	[40]
C3	Económicos		
C31	Capex (US\$ por bbl)	195	[40]
C32	Opex (US\$ por bbl)	0.075	[40]
Destilación Multiefecto (A7)			
C1	Técnicos		
C12	Capacidad (bbl/día)	143 000	[40]
C14	Eficiencia en la remoción de BTEX (%)		
C15	Eficiencia en la remoción de metales (%)		
C16	Eficiencia en la remoción de sales (%)	100	[40]
C17	Eficiencia en la remoción de sólidos (%)	93	
C2	Ambientales		
C21	Consumo de energía (kWh/bbl)	1.6	[40]
C3	Económicos		
C31	Capex (US\$ por bbl)	290	[40]
C32	Opex (US\$ por bbl)	0.11	[40]
Sistema Flash Multietapa (A8)			
C1	Técnicos		
C12	Capacidad (bbl/día)	357 140	[80]
C14	Eficiencia en la remoción de BTEX (%)		
C15	Eficiencia en la remoción de metales (%)		
C16	Eficiencia en la remoción de sales (%)	100	[40]

C17	Eficiencia en la remoción de sólidos (%)	100	[40]
C2	Ambientales		
C21	Consumo de energía (kWh/bbl)	4.03	[40]
C3	Económicos		
C31	Capex (US\$ por bbl)	305	[40]
C32	Opex (US\$ por bbl)	0.19	[40]
Dewvaporation (A9)			
C1	Técnicos		
C12	Capacidad (bbl/día)	100	[40]
C14	Eficiencia en la remoción de BTEX (%)	100	[40]
C15	Eficiencia en la remoción de metales (%)	100	[40]
C16	Eficiencia en la remoción de sales (%)	99	[40]
C17	Eficiencia en la remoción de sólidos (%)	99	[40]
C2	Ambientales		
C21	Consumo de energía (kWh/bbl)	0.021	[40]
C3	Económicos		
C31	Capex (US\$ por bbl)	336	[81]
C32	Opex (US\$ por bbl)	0.88	[40]
Destilación Térmica (A10)			
C1	Técnicos		
C12	Capacidad (bbl/día)	2 800	[82]
C14	Eficiencia en la remoción de BTEX (%)	95	[83]
C15	Eficiencia en la remoción de metales (%)	95	[82]
C16	Eficiencia en la remoción de sales (%)	95	[37]
C17	Eficiencia en la remoción de sólidos (%)	85	[82]
C2	Ambientales		
C21	Consumo de energía (kWh/bbl)	2.12	[40]
C3	Económicos		
C31	Capex (US\$ por bbl)	103	[40]
C32	Opex (US\$ por bbl)	0.03	[40]

ANEXO B. ARBOL DE JERARQUÍA PARA LA TOMA DE DECISIONES



ANEXO C. TRATAMIENTOS COMERCIALES DE ÓSMOSIS INVERSA

	CDM	VEOLIA	ECO-SPHERE	GEOPURE
Estado de desarrollo	Emergente	Emergente	Emergente. Se han realizado algunos estudios a escala piloto en Woodford Shale Play en Oklahoma en donde por 2 semanas se trataron 4 200 gph (100 pbd) de aguas de retorno.	Emergente.
Calidad del agua de alimento	≤ 40 000 mg/L TDS.	Concentración de TDS entre 500 mg / L y 10 000 mg / L. remoción de iones monovalentes y divalentes, metales, y compuestos orgánicos. El Sistema promueve la remoción de sílice y boro funcionando a pH alto.	El Sistema fue probado con aguas de producción con concentración de TDS de 14 000mg/L, aceite disperse, dureza total de 1 000mg/L y presencia de barrio.	De acuerdo con el proveedor del Sistema se puede tratar aguas hasta con una concentración de TDS de 50000mg/L. De acuerdo con lo reportado en la literatura se han tratado aguas con concentraciones entre 9 700 – 15 000mg/L de TDS y altas concentraciones de bario, hidrocarburos disueltos y hierro.
Calidad del agua producto	El sistema puede ser adaptado mediante la adición y la eliminación de procesos unitarios para satisfacer diferentes criterios para el agua producto.	Depende de la salinidad del agua de alimento y las condiciones de operación, pero se reportan remoción del 99% de TDS y de la mayoría de solutos multivalentes.	Las pruebas pilotos reportaron una disminución de TDS de 99% y 97% de remoción de BTEX.	Retención del 98% de TDS
Eficiencia del proceso (recuperación)	Depende de la calidad del agua de alimento y del proceso usado. La recuperación puede estar entre el 50 y 90%.	Por encima del 90%	De acuerdo con las pruebas piloto se obtuvo una recuperación del 75% del agua, con un 1% de corriente para disposición y el resto usada como agua de fractura.	Se estima una recuperación entre el 50 y 70%, para agua de alimentación de 7 000 y 17 000 ppm de cloruros, respectivamente.
Energía requerida	Depende del número y tipo de procesos empleados. No hay información disponible.		Estimada en 52 kWh/kgal (2.2 kWh/bbl)	

Uso de químicos	Depende del número y tipo de procesos empleados. No hay información disponible.	Se requieren varios compuestos químicos durante el pretratamiento. Incluyendo ácidos, bases, coagulantes y polímeros. Para la limpieza se requiere NaOH, Na ₄ EDTA, o HCl. La regeneración del proceso de intercambio iónico va a requerir ácidos Fuertes como H ₂ SO ₄ o HCl.	Sulfato de aluminio para coagulación e inhibidores de incrustaciones para los subsistemas de ósmosis inversa.	Coagulantes durante el pretratamiento e inhibidores de incrustaciones para el sistema de ósmosis inversa. Adicionalmente otros químicos para la limpieza de las membranas.
Tiempo de vida de los componentes críticos	Reemplazo de membranas de 5 a 10 años.	No hay datos disponibles	No disponible	No disponible
Consideraciones de infraestructura	Se comercializa como un paquete complete. Se requiere preparación del sitio.	Requiere mayor espacio en comparación con los sistemas convencionales de ósmosis inversa o intercambio iónico. Se requiere espacio adicional para el almacenamiento de los químicos requeridos e instalaciones para la deshidratación de lodos. La movilidad del Sistema es menor que la del sistema RO debido al almacenamiento de químicos.	Para el Sistema piloto es de aproximadamente el tamaño de un tanque de almacenamiento de aguas para fractura.	Dependiendo del pretratamiento requerido el espacio requerido puede variar. La movilidad del Sistema es menor que el del Sistema de ósmosis inversa.
Consideraciones de operación y mantenimiento	Se requieren grandes cantidades de energía y de productos químicos.	Se requiere monitoreo y control de los caudales, dosificación química, regeneración para el intercambio iónico y la presión para la RO. Nivel de flexibilidad: sistema altamente flexible que puede adaptarse fácilmente a los cambios en la calidad del agua de alimentación. Nivel de robustez: las membranas TFC tienen tolerancia al pH alto, pero no puede ser expuestas a temperaturas de alimentación en exceso de 113 ° F (45 ° C). Nivel de confiabilidad: Los sistemas de RO y IX operan de manera semicontinua. Tipo de energía requerida: Eléctrico.	Se espera que el sistema comercial requiera operadores permanentes. Alto nivel de flexibilidad: el Sistema de adapta fácilmente a diferentes calidades y volúmenes de agua. Requiere pretratamiento. La fiabilidad tiene que ser demostrada a través de operaciones a largo plazo. Tipo de energía requerido: Eléctrico.	Sistema automatizado. Requiere supervisión moderada. Nivel de flexibilidad: Capaz de adaptarse a diferentes tipos de agua de alimentación Nivel de confiabilidad: los sistemas de RO y UF operan continuamente con semi-lavados automáticos, de corta duración de energía requerido: Eléctrico.

Costos totales				Los costos de operación y mantenimiento para las pruebas realizadas en el Barnett Shale se estimaron en US\$ 0.94/bbl.
Pretratamientos	El proceso de CDM está diseñado para ser una tecnología independiente que incluye todas las tecnologías de pretratamiento necesarias.	Estabilización del pH y re mineralización.	El Sistema de pretratamiento está integrado.	Estabilización del pH y re mineralización.
Postratamiento	El proceso de CDM está diseñado para ser una tecnología independiente que incluye todas las tecnologías de post tratamiento necesarias.	Estabilización del pH y re mineralización.	Estabilización del pH y re mineralización.	Estabilización del pH y re mineralización.
Gestión adicional	Los residuos dependen de los componentes específicos utilizados	Baja concentración de salmueras. Los lodos del sedimentador pueden requerir deshidratación.	Los residuos deben ser dispuestos por inyección	Los lodos procedentes de la de sedimentación requerirán la deshidratación y la disposición en vertederos.
Aplicabilidad		Excelente - pretratamiento robusto para limitar la carga de lodos a las membranas a alta presión.	Excelente. El tratamiento ofrece un pretratamiento muy robusto que limita la carga de orgánica y de sales cargadas en las membranas de alta presión.	Excelente. Múltiples opciones de pretratamiento proporcionan un sistema con una flexibilidad considerable.

ANEXO D. PROCESOS COMERCIALES PARA LA DESTILACIÓN TÉRMICA

	MVC General Electric	MVC Aqua-Pure “NOMAD”	212 Resources “VACOM”
Criterio			
Estado de desarrollo	Tecnología madura y robusta. Ha sido probada con aguas de producción de petróleo.	Tecnología emergente. Ha sido probada a escala piloto	Tecnología emergente. Ha sido probada en Wyoming y Colorado en EE.UU.
Calidad del agua de alimento	Concentraciones de TDS <100 000 mg/L	Aplicable a TDS <80 000 mg / L, y una amplia variedad de concentración de químicos en el agua.	Aplicable a TDS <110 000 mg/L, y una gran variedad de concentración de químicos.
Calidad del agua producto	Alta	Se pueden obtener aguas con TDS en el rango de 10 mg / L. Trazas de hidrocarburos volátiles pueden estar presentes.	Alta con una concentración de TDS entre 10 a 100 mg/L. Puede haber presencia de hidrocarburos volátiles en el agua desalada que pueden ser removidos por filtración con carbón.
Eficiencia del proceso (recuperación)	Aproximadamente del 98%. El 2% remanente puede ser dispuesto por inyección profunda en pozos o tratándolos por cristalización para ZLD.	Se pueden conseguir recuperaciones del 60 y 90%, dependiendo de la calidad del agua de alimentación	Recuperación entre el 90 y 95% dependiendo de la calidad del agua de alimento.
Energía requerida	El consumo de energía esta alrededor de 70 kWh / kgal.	Cerca de kWh/kgal (1.3 kWh/bbl) de agua producida.	Cerca de 30 kWh/kgal (1.3 kWh/bbl) De agua producida
Uso de químicos	Se requiere el uso de inhibidores de incrustaciones y ácidos. El control de la corrosión se realiza por control de pH. Se debe realizar limpieza anual usando ácidos, EDTA u otros antiescalantes	Floculantes, inhibidores de incrustaciones y ácidos. El control de la corrosión se consigue mediante el control del pH. Es necesario la limpieza anual utilizando ácido, EDTA, u otros productos químicos antiincrustantes	Se requiere el uso de inhibidores de incrustaciones y ácidos. El control de la corrosión se realiza por control de pH. Se debe realizar limpieza anual usando ácidos, EDTA u otros antiescalantes
Tiempo de vida esperado para los componentes críticos	Alrededor de 30 años	Alrededor de 20 años, aunque puede ser mayor seleccionando materiales con alta resistencia a la corrosión	Alrededor de 20 años, aunque puede ser mayor seleccionando materiales con alta resistencia a la corrosión
Consideraciones de infraestructura	Similar al de los sistemas MSF y MED	Requiere de una espacio de alrededor de 2 500pies cuadrados, la unidad es móvil.	Unidades móviles. Requiere un espacio de 40'x60'. Requiere gas o electricidad como fuente de energía.
Consideraciones de operación y mantenimiento	Se requiere de supervisión y control de pH del alimento, caudales al igual que las presiones de vapor y del recipiente. Por la complejidad del sistema se requiere alto nivel de mano de obra	Se requiere de supervisión y control de pH del alimento, caudales al igual que las presiones de vapor y del recipiente. Por la complejidad del sistema se requiere alto nivel de mano de obra calificada	Se requiere de supervisión y control de pH del alimento, caudales al igual que las presiones de vapor y del recipiente. Por la complejidad del sistema se requiere alto nivel de mano de obra calificada

	<p>calificada.</p> <p>Nivel de flexibilidad: fácil de adaptar a la calidad del agua altamente variable, pero no es flexible para diferentes caudales de agua.</p> <p>Nivel de robustez: alta capacidad del equipo para soportar condiciones extremas.</p> <p>El nivel de fiabilidad: las plantas típicas funcionan de forma continua.</p> <p>Tipos de energía requeridas - electricidad y gas.</p>	<p>Alto nivel de flexibilidad: fácil de adaptar a la calidad y cantidad del agua.</p> <p>Alto nivel de robustez: alta capacidad del equipo para soportar condiciones extremas.</p> <p>Alto nivel de fiabilidad: requiere la limpieza de incrustaciones</p> <p>Los tipos de energía son Gas o electricidad.</p>	<p>Alto nivel de flexibilidad: fácil de adaptar a la calidad y cantidad del agua.</p> <p>Alto nivel de robustez: alta capacidad del equipo para soportar condiciones extremas.</p> <p>Alto nivel de fiabilidad: requiere la limpieza de incrustaciones</p> <p>Los tipos de energía son gas o electricidad.</p>
Costos totales	Dependen del sitio.	El costo de tratar aguas de fractura esta alrededor de US\$ 79.6/kgal (US\$ 3.35/bbl), lo que hace que esta tecnología aun no sea rentable. Esta tecnología ha sido usada y estudiada en Barnett shale buscando aumenta su eficiencia y reducir sus costos.	
Pretratamiento del agua de alimento	Los sistemas MVC requieren tratamiento previo, como mínimo de extracción de aceite, ajuste de pH y desaireación	Requiere tratamiento previo para eliminar los sólidos en suspensión y la materia orgánica. El agua producto requiere remineralización por el bajo nivel de TDS.	Incluye sedimentación y filtración para eliminar los sólidos en suspensión y la materia orgánica.
Post tratamiento del agua de producción		Puede incluir la adsorción de carbono o la oxidación de sustancias orgánicas si están presentes en el agua producto.	Incluye UV y filtración con carbón para eliminar los hidrocarburos miscibles.
Gestión adicional	La salmuera remanente del proceso requiere inyección profunda en pozos o cristalización hasta ZLD.	Los sólidos recolectados en el separador necesitan un filtro prensa para la deshidratación y la eliminación. La corriente de salmuera necesita transportarse fuera del sitio e inyectarse en un pozo para su eliminación o evaporarse/ almacenarse en estanques grandes	Los sólidos recolectados en el separador necesitan un filtro prensa para la deshidratación y la eliminación. La corriente de salmuera necesita transportarse fuera del sitio e inyectarse en un pozo para su eliminación o evaporarse/ almacenarse en estanques grandes
Aplicabilidad	Excelente tecnología para el tratamiento de aguas con altas concentraciones de TDS y cerca de cero descargas líquidas. Mas aplicada en sistemas centralizados y caudales altos.	Tecnología candidata para el aguas de producción con alto TDS y eliminación por cerca de cero descargas líquidas. Mas aplicada en sistemas centralizados y caudales altos.	Excelente tecnología para el tratamiento de aguas con altas concentraciones de TDS y cerca de cero descargas líquidas. Mas aplicada en sistemas centralizados y caudales altos.

ANEXO E. CUESTIONARIO PARA EXPERTOS

El siguiente cuestionario ha sido diseñado con el fin de definir unos criterios que permitan soportar la selección de la (o las) mejor(e)s tecnología(s), que dentro de un esquema permitan tratar las aguas de producción de shale gas considerando el vertimiento como su disposición final.

También busca ponderar los criterios definidos con el fin de establecer un esquema de análisis de acuerdo con las prioridades que se definan con su valioso apoyo como experto.

Por esta razón su participación es fundamental para el buen logro de los objetivos de este trabajo, ya que esta información hace parte de un proyecto académico con el cual se busca seleccionar tecnologías para el tratamiento de las aguas de producción de shale gas utilizando la técnica de decisión multicriterio conocida como Proceso Analítico Jerárquico (AHP).

De antemano agradezco su tiempo para responder las siguientes preguntas.

1. A continuación se presenta un listado de criterios agrupados dentro de las categorías: Técnicos, Ambientales, Económicos y Humanos/Sociales.

La siguiente matriz de criterios ha sido desarrollada con el fin de ponderar las alternativas para el tratamiento de las aguas de producción de shale gas. Por favor indique cuál de los siguientes criterios considera son los **menos importantes (1)** hasta los **más importantes (10)**, en caso de que algún criterio no aplique o no deba ser considerado en la selección de tecnologías de tratamiento de aguas de producción por favor **márquelo con un cero (0)**.

	Criterio	Descripción	Valoración:										
			0 = No es relevante, 1= Poco relevante,..., 10= Muy relevante										
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Técnicos	Viabilidad Técnica	Incluye el tamaño, la movilidad, la infraestructura requerida, recursos necesarios, facilidad de acceso para su inspección y mantenimiento, entre otros aspectos.											
	Capacidad	Se refiere a los barriles por día que cada tecnología pueda tratar											
	Uso de químicos	Incluyen floculante, emulsiones, inhibidores de corrosión, anti-incrustantes, antiespumantes, biocidas, entre otros. Considera la cantidad de químicos usados por cada tecnología.											
	Eficiencia en la remoción de BTEX	Hace referencia a la capacidad de eliminación de los BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos) que son compuestos aromáticos altamente volátiles, los cuales son moderadamente solubles en agua salobre y afectan los tejidos lipídicos de los organismos acuáticos.											
	Eficiencia en la remoción de metales	Los metales además de su toxicidad, generan problemas operacionales como la generación de sólidos que pueden interferir con los equipos.											
	Eficiencia en la remoción de sales	Se refiere a la capacidad de las tecnologías para eliminar sales. Existen diversos problemas asociados a los diferentes tipos de sales como corrosión, precipitados insolubles, incrustaciones, efectos sobre la biodiversidad, lodos, crecimiento de bacterias, entre otros											
	Eficiencia en la remoción de Sólidos	Incluye los sólidos en suspensión que pueden provocar el taponamiento de los sistemas y los sólidos disueltos											
Ambientales	Consumo de energía	Se considera la energía total usada por cada tecnología en el tratamiento para una cantidad específica de agua de producción.											
	Generación de residuos sólidos	Durante el tratamiento de las aguas de producción se generan sólidos como residuo, los cuales incluyen lodos, filtros gastados, etc., y los cuales requieren tratamiento adicional o una apropiada disposición											
	Generación de Residuos líquidos	Estos residuos incluyen las aguas de lavados y solventes usados para extraer contaminantes de las aguas de producción.											
	Generación de emisiones de GEI	La mitigación del total de emisiones al aire es uno de los aspectos con mayor prioridad y es uno de los retos ambientales más importantes vinculados a la industria del petróleo y gas. Para las tecnologías de tratamiento de las aguas de producción de SG, las emisiones de gases de efecto invernadero principales son el metano y el dióxido de carbono.											
	Toxicidad	Hace referencia a la toxicidad aguda (efectos a corto plazo, principalmente debidos a la presencia de fracciones aromáticas y fenoles de los hidrocarburos disueltos) y la toxicidad crónica (efecto a largo plazo).											
	Otras emisiones	Se refiere a otras posibles emisiones como material particulado entre otros											
Económicos	Costos de capital (CAPEX)	Incluye el costo del alquiler o la compra para el uso de la tecnología											

	Costos de operación (OPEX)	Incluyen los costos de los productos químicos requeridos, la energía eléctrica, la operación, el control y el mantenimiento.																		
Humanos/Sociales	Efectos sobre la salud	Está asociado con el manejo y la operación de las tecnologías para el tratamiento de las aguas de producción de SG, es decir con el contacto directo con los desechos o la inhalación de contaminantes volátiles.																		
	Generación de Ruido	Incluye todos los equipos requeridos por las tecnologías (bombas, intercambiadores, condensadores, etc.)																		
	Generación de olores	Está asociado con las emisiones de olores producto del tratamiento de las aguas de producción con cada tecnología.																		
	Riesgo de accidentes	Incluye accidentes neumáticos, escapes, daños materiales, derrames, etc.																		

Por favor incluya criterios adicionales que no estén incluidos en la tabla anterior y a su juicio deban ser considerados:

2. A continuación se presentan una serie de preguntas con las cuales se pretende conocer sus preferencias y opiniones con el fin de evaluar unas tecnologías de tratamiento para las aguas de producción de shale gas, utilizando una técnica de decisión multicriterio.

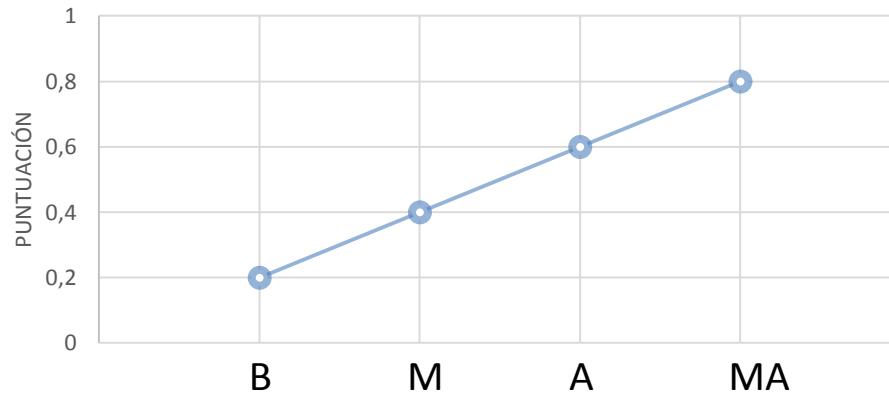
Las tecnologías listadas a continuación fueron el resultado de la revisión bibliográfica obtenida de diversas fuentes tales como artículos, informes, reportes, sitios web, tesis de grado, noticias y fueron seleccionadas por su potencial o real aplicación en el tratamiento de las aguas de producción de shale gas. La descripción detallada de cada tecnología se describe en el anexo al final del cuestionario.

Por favor marque con una **X** cuál (o cuáles) de las opciones presentadas es (o son) la(s) alternativa(s) más favorable para Usted, de acuerdo con su experiencia:

Código	Nombre	Indique con una X la alternativa o alternativas más favorables
A1	Ósmosis inversa	
A2	V-SEP Vibratory Shear Enhanced Membrane Filtration	
A3	Electrodiálisis	
A4	Membrane distillation	
A5	Ósmosis Directa	
A6	Compresión con vapor	
A7	Destilación multiefecto	
A8	Sistema flash multietapa	
A9	Dewvaporation	
A10	Destilación térmica	

Si considera que hay otra u otras tecnologías que deberían incluirse, por favor relacione el nombre y tipo de tecnología.

La matriz de criterios presentada a continuación ha sido diseñada con el fin de valorar el impacto que tienen los criterios ambientales y humano/sociales sobre el medio ambiente y los seres vivos con la ayuda de una escala de conversión. En este caso, la escala de conversión propuesta comprende los valores de 0 a 1 y la puntuación se obtiene directamente mediante la comparación de las características de cada opción con la escala de conversión, utilizando términos lingüísticos como: Bajo (B); Moderado (M): Alto (A); Muy alto (MA).



De acuerdo con su experiencia, por favor valore los siguientes criterios de acuerdo con la escala de conversión presentada anteriormente. Seleccione solo una opción para cada criterio marcando una **X** en la casilla respectiva.

Criterios	Bajo	Moderado	Alto	Muy Alto
Consumo de energía				
Residuos sólidos				
Residuos Líquidos				
Emisiones de gases de efecto invernadero				
Otras emisiones				
Efectos sobre la salud				
Ruido				
Generación de olores				
Riesgo de accidentes				

El cuestionario ha finalizado. Muchas gracias por su participación. La información proporcionada por usted es muy importante para el éxito de esta evaluación.