University of Groningen

Greenhouse gas mitigation strategies for the oil industry - bottom-up system analysis on the transition of the Colombian oil production and refining sector

Yanez Angarita, Edgar

DOI:
[10.33612/diss.158071720](https://doi.org/10.33612/diss.158071720)

IMPORTANT NOTE: You are advised to consult the publisher's version (publisher's PDF) if you wish to cite from it. Please check the document version below.

Document Version
Publisher's PDF, also known as Version of record

Publication date:
2021

[Link to publication in University of Groningen/UMCG research database](#)

Citation for published version (APA):

Yanez Angarita, E. (2021). *Greenhouse gas mitigation strategies for the oil industry - bottom-up system analysis on the transition of the Colombian oil production and refining sector*. [Thesis fully internal (DIV), University of Groningen]. University of Groningen. <https://doi.org/10.33612/diss.158071720>

Copyright

Other than for strictly personal use, it is not permitted to download or to forward/distribute the text or part of it without the consent of the author(s) and/or copyright holder(s), unless the work is under an open content license (like Creative Commons).

The publication may also be distributed here under the terms of Article 25fa of the Dutch Copyright Act, indicated by the "Taverne" license. More information can be found on the University of Groningen website: <https://www.rug.nl/library/open-access/self-archiving-pure/taverne-amendment>.

Take-down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Downloaded from the University of Groningen/UMCG research database (Pure): <http://www.rug.nl/research/portal>. For technical reasons the number of authors shown on this cover page is limited to 10 maximum.

**Greenhouse gas mitigation
strategies for the oil industry -
bottom-up system analysis on the
transition of the Colombian oil
production and refining sector**

Edgar Eduardo Yáñez Angarita

Colophon

The research was carried out at the Center for Integrated Research on Energy, Environment and Society (IREES), which is part of the energy and Sustainability Research Institute (ESRIG) of the University of Groningen in the Netherlands. A personal stipend was awarded to the lead researcher from Ecopetrol S.A. in the form of a loan-scholarship to pursue postgraduate studies. The views expressed in this paper do not necessarily reflect those of Ecopetrol S.A.

Ph.D. Thesis: Edgar Eduardo Yáñez Angarita

Date: 22 February 2021

Greenhouse gas mitigation strategies for the oil industry - bottom-up system analysis on the transition of the Colombian oil production and refining sector.

Doctoral Dissertation, University of Groningen, The Netherlands

Keywords: greenhouse gas emissions, oil industry, CO₂ mitigation, hydrogen, energy efficiency, CCS, biomass, electrification

Publisher: University of Groningen, Groningen, The Netherlands

Printed by: Zalsman Groningen b.v.

Layout: Edgar E. Yáñez A.

© 2021 by Edgar Eduardo Yáñez Angarita

university of
 groningen

Greenhouse gas mitigation strategies for the oil industry - bottom-up system analysis on the transition of the Colombian oil production and refining sector

PhD thesis

to obtain the degree of PhD at the
University of Groningen
on the authority of the
Rector Magnificus Prof. C. Wijmenga
and in accordance with
the decision by the College of Deans.

This thesis will be defended in public on

Monday 22 February 2021 at 14:30 hours

by

Edgar Eduardo Yañez Angarita

born on 10 July 1975
in Cucuta, Colombia

Supervisors

Prof. A.P.C. Faaij
Prof. C.A. Ramirez

Co-supervisors

Dr. E. Castillo
Dr. H. Meerman

Assessment Committee

Prof. S. Harvey
Prof. S. Kersten
Prof. K. Hubacek

Acknowledgements

*To God almighty
To my parents Carlos Eduardo and Maria Stella.
To my wife, Nubia and my son Carlos Mario.*

I am deeply grateful to my supervisor, Prof. Andre Faaij, for encouraged me to pursue a PhD degree, for his invaluable advice, continuous support, and patience during my research. I would also like to thank Prof. Andrea Ramirez for her invaluable supervision, support and tutelage. Finally, to Dr Hans Meerman and Dr Edgar Castillo for their technical support, insightful comments and suggestions on my study.

TABLE OF CONTENTS

TABLE OF CONTENTS	1
EXECUTIVE SUMMARY	5
SAMENVATTING	10
1 INTRODUCTION.....	15
1.1 CO ₂ EMISSIONS IN THE OIL INDUSTRY AND MITIGATION OPTIONS	15
1.2 RESEARCH GAPS	18
1.3 THESIS OBJECTIVE AND RESEARCH QUESTIONS	21
1.4 THESIS OUTLINE	22
2 UNRAVELLING THE POTENTIAL OF ENERGY EFFICIENCY IN THE COLOMBIAN OIL INDUSTRY	26
2.1 INTRODUCTION.....	28
2.2 CASE STUDY.....	30
2.2.1 <i>Description</i>	30
2.3 METHODOLOGY	32
2.3.1 <i>Energy and the greenhouse gas (GHG) baseline</i>	33
2.3.2 <i>Cost of conserved energy (CCE) and cost of mitigated CO₂-eq (CCO₂-eq)</i>	36
2.3.3 <i>Database</i>	39
2.3.4 <i>Energy Efficiency Measures (EEMs)</i>	41
2.4 RESULTS AND DISCUSSION.....	43
2.4.1 <i>Baseline energy consumption and GHG emissions</i>	43
2.4.2 <i>Energy Efficiency Measures (EEMs)</i>	48
2.4.3 <i>Energy and GHG savings potential</i>	51
2.4.4 <i>Conservative supply curve</i>	55
2.5 CONCLUSIONS.....	59
2.6 APPENDIX A.....	63
2.7 APPENDIX B -ENERGY EFFICIENCY MEASURES FOR THE OIL INDUSTRY VALUE-CHAIN.	74
3 RAPID SCREENING AND PROBABILISTIC ESTIMATION OF THE POTENTIAL FOR CO₂-EOR AND ASSOCIATED GEOLOGICAL CO₂ STORAGE IN COLOMBIAN PETROLEUM BASINS.	80
3.1 INTRODUCTION.....	82
3.1.1 <i>Fundamentals of CO₂-EOR</i>	87
3.1.2 <i>Overview of screening methods</i>	87
3.2 METHODOLOGY	89
3.2.1 <i>Reservoir selection and ranking</i>	90
3.2.2 <i>Oil recovery and CO₂ storage estimation</i>	93
3.2.3 <i>Data and sources</i>	104
3.3 RESULTS AND ANALYSIS.....	106
3.3.1 <i>Selection of prospective oil field candidates for CO₂-EOR</i>	106
3.3.2 <i>Deterministic potential</i>	110

3.3.3	<i>Stochastic potential</i>	113
3.4	DISCUSSION	119
3.5	CONCLUSIONS.....	122
3.6	APPENDIX.....	124
3.6.1	<i>Oil reserves and production areas in Colombia</i>	124
3.6.2	<i>CO₂-EOR fundamentals review</i>	125
3.6.3	<i>Screening methods</i>	129
3.6.4	<i>Equations for calculation of the CO₂ storage capacity</i>	134
3.6.5	<i>Equations to calculate the CO₂ storage potential</i>	134
3.6.6	<i>Total CO₂ storage and incremental oil recovery potential for Colombia</i>	135
3.6.7	<i>Statistical summary for incremental oil recovery and CO₂ storage potential estimations using data from commercial projects. Data source: ¹⁴⁷</i>	136
3.6.8	<i>Statistical summary for incremental oil recovery and CO₂ storage potential based on Prophet-software results using data from the USGS report ¹⁴⁰</i>	138
3.6.9	<i>Statistical correlation between R_f and U_f</i>	138
4	EXPLORING THE POTENTIAL OF CARBON CAPTURE AND STORAGE-ENHANCED OIL RECOVERY AS A MITIGATION STRATEGY IN THE COLOMBIAN OIL INDUSTRY	140
4.1	INTRODUCTION.....	142
4.2	METHODOLOGY	144
4.2.1	<i>CO₂ Supply</i>	145
4.2.2	<i>CO₂-enhanced oil recovery (EOR) potential</i>	151
4.2.3	<i>Source-sink matching</i>	154
4.2.4	<i>CO₂ transport</i>	156
4.2.5	<i>Economic analysis</i>	159
4.2.6	<i>Mitigation potential</i>	160
4.2.7	<i>Data sources</i>	160
4.3	RESULTS.....	161
4.3.1	<i>CO₂ industrial sources</i>	161
4.3.2	<i>Oil fields for CO₂-EOR</i>	163
4.3.3	<i>Matching</i>	163
4.3.4	<i>Potential for EOR and CO₂ storage</i>	170
4.3.5	<i>Economic analysis</i>	172
4.3.6	<i>CO₂ mitigation potential</i>	183
4.4	DISCUSSION	184
4.5	CONCLUSIONS.....	188
4.6	APPENDIX.....	190
4.6.1	<i>CO₂ emissions in Colombia</i>	190
4.6.2	<i>CO₂ emissions factors</i>	190
4.6.3	<i>CO₂ emissions sources inventory</i>	192
4.6.4	<i>Calculation steps of the CO₂-EOR potential. Taken from ²⁰³</i>	194
4.6.5	<i>CO₂ capture in the industry</i>	198
4.6.6	<i>CO₂-EOR costs model</i>	201
4.6.7	<i>CO₂ transport cost model</i>	204
4.6.8	<i>Ranking of potential regions to deploy CO₂ -EOR</i>	207
4.6.9	<i>Potential CO₂ sources and oil fields by clusters</i>	208
4.6.10	<i>Ranking of CO₂ sources and oil field by clusters</i>	209
4.6.11	<i>CO₂ storage and incremental oil recovery potential by clusters and sector in Colombia</i>	211
4.6.12	<i>Calculation of royalty percentage according to oil production volumes ²²⁶</i>	212

5	ASSESSING BIO-OIL CO-PROCESSING ROUTES AS CO₂ MITIGATION STRATEGIES IN OIL REFINERIES....	213
5.1	INTRODUCTION.....	215
5.2	METHODOLOGY	219
5.2.1	<i>General approach.....</i>	220
5.2.2	<i>Case study.....</i>	221
5.2.3	<i>System boundaries.....</i>	223
5.2.4	<i>Key-performance indicators.....</i>	226
5.2.5	<i>Standardisation of key parameters.....</i>	229
5.3	DATA.....	229
5.3.1	<i>Bio- and crude-oil properties</i>	229
5.3.2	<i>Screening analysis of the influence of bio-oil properties in the RUs.....</i>	230
5.3.3	<i>Key mass and energy data from primary bio-oils used for co-processing.....</i>	233
5.3.4	<i>General techno-economic parameters used in this study.....</i>	234
5.3.5	<i>CO₂ emissions associated with fossil-fuel production.....</i>	235
5.4	RESULTS.....	235
5.4.1	<i>Bio-oil co-processing routes.....</i>	235
5.4.2	<i>TEA.....</i>	240
5.5	DISCUSSION	252
5.6	CONCLUSIONS.....	254
5.7	SUPPLEMENTARY INFORMATION.....	256
5.7.1	<i>Properties used for crude oil and bio-oil characterisation</i>	256
5.7.2	<i>Typical properties of bio-oil produced by different pyrolytic process.</i>	258
5.7.3	<i>Life cycle assessment for the crude palm oil production in Colombia(Adjusted from Ramirez et al. 321) .</i>	259
5.7.4	<i>Estimation of steam consumption and CO₂ emissions for heating crude palm oil for co-processing in the hydrotreating unit in the refinery.....</i>	260
5.7.5	<i>Mass balance data</i>	261
5.7.6	<i>CO₂ emission factors calculation. for the hydrogen production in the refinery.....</i>	261
5.7.7	<i>Production cost estimation for fossil fuels.</i>	263
5.7.8	<i>CO₂ emissions estimated by stage for bio-oil co-processing pathways and specific emission for the oil palm production in Colombia.....</i>	264
5.7.9	<i>Carbon stock estimation.</i>	265
5.7.10	<i>Transportation cost for biomass.</i>	265
5.7.11	<i>Key mass data for estimating CO₂ emissions from bio-oil co-processing at the refinery.....</i>	266
5.7.12	<i>Description of technical assumptions for the techno-economic analysis.</i>	268
5.7.13	<i>CO₂ avoidance cost for different pathways with oil price of 8,8€/GJ</i>	284
6	FULLY INTEGRATED CO₂ MITIGATION STRATEGY FOR AN EXISTING REFINERY: A CASE STUDY IN COLOMBIA.	285
6.1	INTRODUCTION.....	288
6.2	METHOD	290
6.2.1	<i>General approach.....</i>	290
6.2.2	<i>System boundaries and performance indicators.....</i>	290
6.2.3	<i>Harmonization of key parameters</i>	292
6.2.4	<i>CO₂ mitigation options</i>	294
6.3	RESULTS.....	312
6.3.1	<i>Mitigation options (MOs)</i>	313
6.3.2	<i>Deployment pathways.....</i>	321
6.3.3	<i>Net mitigation potential of deployment pathways</i>	331

6.4	LIMITATION OF THE RESEARCH	334
6.5	CONCLUSIONS.....	335
6.6	APPENDIX.....	337
6.6.1	<i>Typical mitigation options (EEM, CCS).....</i>	337
6.6.2	<i>Matrix of interaction for mitigation options deployment.....</i>	341
6.6.3	<i>Electrification options for an oil refinery</i>	- 342 -
6.6.4	<i>Ranking of mitigation options for the INDC scenario</i>	- 344 -
6.6.5	<i>SSP scenarios from Younis et al.³⁵⁴</i>	- 345 -
6.6.6	<i>Levelized cost estimation for the national grid electricity</i>	- 345 -
6.6.7	<i>Steam turbine performance data.....</i>	- 346 -
6.6.8	<i>Thermodynamic parameters of steam production and CO2 emission factor</i>	- 347 -
6.6.9	<i>Steam production cost for a gas-fired boiler</i>	- 347 -
6.6.10	<i>Techno-economic performance data for electrolyzers^{386,398}</i>	- 348 -
7	CONCLUSIONS.....	- 349 -
7.1	RESEARCH CONTEXT	- 349 -
7.2	OBJECTIVE AND RESEARCH QUESTIONS.....	- 352 -
7.3	SUMMARY	- 353 -
7.4	MAIN FINDING AND CONCLUSIONS.....	- 361 -
7.5	FINAL REMARKS AND RECOMMENDATIONS FOR FURTHER RESEARCH	374
8	REFERENCES.....	377

EXECUTIVE SUMMARY

Under the Paris Agreement, and in line with the sustainable development scenario from the International Energy Agency (IEA), a target of net “zero” CO₂-eq emissions by 2070 has been introduced as essential to limit the increase in global average temperature to 1.8 °C. The oil and gas industry is responsible for about 6% of total global greenhouse (GHG) emissions, from exploration and production, to refining and downstream petrochemical production. In addition, the use of the final refinery products in power generation, heating and transport represents approximately 50% of global GHG emissions.

To achieve the 1.8 °C mitigation target, the oil industry will require a broad portfolio of GHG mitigation options. Several technology options have been proposed to reduce CO₂ emissions during oil production and refining such as energy efficiency, carbon capture and storage (CCS), bioenergy and fuel switching. CO₂ capture, transport and storage (CCS), for instance, is a technology option with a recognised significant potential for mitigating CO₂ emissions in the fossil energy industry. For the refining sector, CO₂ enhanced oil recovery (CO₂-EOR) is currently another potential option, as it allows for the use and storage of captured CO₂ to reduce the emissions in the industry while increasing oil production from mature fields. On the liquid fuel-based emissions for the transport sector, there are several options to lower GHG emissions, including improved fuel efficiency, low carbon fuels and electric/hybrid vehicles. In literature, mitigation options for the oil and gas sector have been often explored, however, those studies are constrained by the level of detail and the number of options covered. Furthermore, estimations of the CO₂ mitigation potential and avoidance cost in the oil industry still lacks a comprehensive system analysis. Such analyses require further integration with the surrounding energy system through, for instance, the consideration of a wider technology portfolio including alternative energy sources and raw materials such as biomass and hydrogen, but also renewable electricity.

This research aimed to assess the techno-economic and CO₂ mitigation potential of decarbonization pathways for the crude oil industry at a detailed level of analysis. The assessment considered six relevant alternatives throughout the value chain: energy efficiency measurements (EEM), carbon capture and storage (CCS), CO₂ enhanced oil recovery (CO₂-EOR), electrification, blue and green hydrogen, and biomass-based alternatives. The research answered three main research questions:

1. What are the promising technological options, their potential and mitigation cost for decarbonizing the oil industry?
2. In which way potential deployment pathways can be developed for a decarbonization strategy of the oil industry?
3. What is an effective design for a methodological approach to assess and quantify mitigation options and decarbonization pathways for existing industrial facilities?

For answering the three questions, the Colombian oil industry was used as case study. Furthermore, real company data and conditions were at the basis of the work. The promising technological options (question 1) explored in this thesis covered the full oil value chain namely, exploration (i.e., oil production), transport and refining of oil. The lowest mitigation potential was found for the transport stage, as it is based on pipeline infrastructure with a high utilization factor and low-carbon electricity powered facilities using the national electricity grid (0.13 t CO₂/MWh). The oil production stage presented a significant mitigation potential from flaring reduction and energy efficiency measures deployment. The potential was estimated at 0.75 Mt CO₂/y, and CO₂ avoided cost from -1 100 to 476 €/t CO₂. The highest CO₂ mitigation potential in the oil value chain was found in the refinery, which based on the data and assumptions used in this study, could reach carbon neutrality. For this stage, CO₂ avoidance cost ranges from -93 to 810 €/t CO₂, with the highest cost found when replacing fuel gas with green hydrogen in the furnace of the vis-breaking process unit and the lowest cost observed when improving steam loss management at the refinery.

Energy efficiency measures (EEM) showed mitigation potentials ranging from 3.4 to 355 kt CO₂/y, with avoidance costs in the range of -93 to 20 €/t CO₂. CCS accounted for around 23% of the mitigation potential at the refinery. A significant volume of *CO₂ capture, transport and storage* through enhanced oil recovery (EOR) operations was found ranging from 63 kt CO₂/y for capture from a small hydrogen production unit to 1.3 Mt CO₂/y in a combined configuration capturing CO₂ from the fluid catalytic cracking (FCC) unit and the cogeneration unit (CHP). CO₂ avoidance cost ranged from -88 €/t CO₂ for the small hydrogen unit (highly concentrated CO₂, approx. 95%) to 318 €/t CO₂ for the largest facility to produce hydrogen (medium concentrated CO₂, approx. 45%). *Co-processing bio-feedstocks options* can account for around 60% of the mitigation potential at the refinery. The bio-oils considered to produce renewable liquid fuels from co-processing were: vegetable oil (VO), fast pyrolysis oil (FPO), catalytic pyrolysis oil (CPO), hydro-deoxygenated pyrolysis oil (HDO), hydrothermal liquefied oil (HTLO), and biomass gasification to Fischer-Tropsch (BG-FT). CO₂ mitigation potentials ranged from 0.2 to 2.9 Mt CO₂/y for co-processing VO in HDT and BG-FT respectively, while the avoidance cost varied from 99 to 651 €/t CO₂ for FPO co-processing at the FCC unit and VO in HDT, respectively. *Electrification options* in the refinery explored in this research included electricity import from the national grid and deployment of e-furnaces and e-boilers to supply a share of the refinery's electricity and heat demand. The highest mitigation was achieved by implementing e-boilers with a reduction potential of around 0.6 Mt CO₂/y, while the lowest CO₂ avoidance cost was obtained by low-carbon electricity import from the national grid (46 €/t CO₂). E-options are constrained by the temperature level of the heat demanded by the refining processes. Here, hydrogen was considered both, a feedstock for hydrotreating, but also an energy carrier. In the assessment hydrogen was obtained from two production routes, blue hydrogen (produced from natural gas with CCS) and green H₂ (produced from water electrolysis from renewable electricity). For the highest demand scenario (co-processing of CPO or HTLO in HDT), the mitigation potential of hydrogen as a feedstock found was 0.7 Mt CO₂/y with an avoidance cost of 382 €/t CO₂. The lowest CO₂ avoidance cost was estimated for hydrotreating VO of 159 €/t CO₂.

but it also had the lowest mitigation potential (40 kt CO₂/y). Hydrogen as an energy carrier was considered to replace fuel gas in the furnaces of the vis-breaking and hydrocracking units, with the latter showing the highest mitigation (0.16 Mt CO₂/y) at a cost of 810 €/tCO₂.

A decarbonization strategy for the industry can be the result of different drivers such as technological, economic and policy drivers to reach a mitigation target (question 2). From the work conducted in this thesis, potential deployment pathways can be developed by following the steps below.

1. *Inventory of existing facilities and value-chains.* A detailed inventory of processing units, their performance data and lifetime allows identifying mitigation potential options not only to be able to obtain a comprehensive portfolio but also to avoid under- or over estimation of the potentials.
2. *Inventory of mitigation options (MO).* This step consists of mapping technological mitigation alternatives for processing units throughout the full value-chain of the industry with significant CO₂ emissions, and identifying matches between CO₂ sources, process units and mitigation options. This inventory is built specific target-regardless and timeline in order to avoid tunnel vision influence.
3. *Identification of impact on operation and assessment of required modifications to the refinery.* The technical options are combined with a feasibility analysis on the easiness of implementation and potential impacts of retrofitting on the refinery operation. The following aspects need to be considered: stability of the process and good performance; life-span of the CO₂ source facility or plan for revamping; space availability at location-site for new infrastructure; availability of additional plant utilities, and seek a none or low impact of the MO implementation on process yield, products quality, throughput capacity, and does not interfere with other processing units.
4. *Estimate the mitigation potential,* the investment cost, and CO₂ avoided cost for each alternative.
5. *Analysis of interactions between mitigation options.* Techno-economic interactions and technology readiness levels (TRL) of technology options as well as specific operation facilities conditions, will define a potential deployment pathway. For doing this development of a matrix of interactions (see chapter 6) is recommended.
6. *Determine the target of a pathway.* A clear objective should be defined as a mitigation target for a decarbonization strategy (technical, economic or policy addressed drivers).
7. *The design decarbonization pathways* requires that the results on the feasible matching inventory of mitigation options, their interactions constraints and defined decarbonization target are used as follows: select mitigation options for a time frame by combining options, based on TRL, pathway's target (e.g. lower investment, lower CO₂ avoidance or higher mitigation first), and matrix of interactions. In addition, it is important to define a merit order to deploy mitigation options within the period based on ease of implementation, less layout impact, and lower commissioning time.

8. *Calculate the result of the pathway selected for mitigation potential*, total investment and CO₂ avoidance cost over time.
9. *Last, assess externalities and their implications on the deployment of potential pathways*. This should be included to provide comprehensive insights for decision making and an knowledge base for investment decisions, including identification of key uncertainties, risks, and R&D priorities.

Results obtained by following this methodological approach will not only result on key insights for decision making at a high level in a company, but also for policy at the national level, for instance to determine realistic mitigation targets, explicitly incorporating factors such as emissions reduction potential, time frames and associated costs.

For answering the third research question, developing an effective design for a methodological approach to assess decarbonization pathways for a complex industry involves several considerations. First, the assessment of mitigation potentials and costs is based on a bottom-up approach based on primary company data obtained at process unit level. The level of detail and data used was based on existing facilities and when possible measured data for the entire process-chain. Second, mitigation options were selected based on a comprehensive inventory of technology options throughout the full value-chain. Third, an analysis of interactions between mitigation options during deployment (i.e., a decrease in GHG reduction potential, cost synergies, economies of scale, lock-in effect) was carried out to identify and assess a GHG reduction potential and avoidance cost of individual and combined mitigation options. These parameters and steps allowed building a tailor-made pathway for the industry that took into account technical, economic, and policy constraints. Fourth, a full value-chain perspective was considered in this work, including oil production, transport and refining, and also integration with external systems value chains such as biomass, hydrogen, and electricity but also internal such as the enhanced oil recovery process. Integration of external value-chains should consider not only the supply cost and characteristics required of the input, but also some fundamental externalities such as availability, production sustainability, economic feasibility, scale up option, competition, and barriers of foresight development. The final requirement is determining the deployment pathways for GHG emission mitigation in the industry should consider the specific targets. From a company perspective, these targets are influenced by strategy on technology development and adoption, capital investment plan, market conditions (in terms of price, properties and environmental performance of products), social responsibility, and profitability assurance for stakeholders around securing the sustainability of the company's operations. Also, compliances of national policy targets in terms of environmental performance but also on social and economic impact, especially when the companies are state owned and can determine the target. This methodology, although fully demonstrated for an oil refinery in Colombia, can be applied to a broader set of (carbon-intensive) industries. Future assessments at the industrial-sector level can utilise the various insights from this work to identify and propose decarbonization strategies to design deployment pathways from a broad inventory of mitigation options.

Looking ahead, understanding the availability and competition for biomass in a country remains a key topic, even though Colombia has a high potential for a bio-based economy. Co-processing biomass and green hydrogen can allow further and deep CO₂ mitigation in the oil industry and supply of liquid fuels. However, deeper decarbonization is only feasible with a greater switch from fossil to biogenic carbon processing and synfuels production (i.e. using renewable electricity and green hydrogen). Further research should look into the extent at which current refineries complexes can be transformed under ambitious decarbonization strategies, and to what extent they are able to compete with new dedicated facilities to produce low-carbon or even fossil-free fuels. It is also important to understand the dynamic interactions between the oil industry transformation under a decarbonizing strategy and the surrounding energy system. This interaction can be analysed by modelling and optimising the interface between the (oil) industry complexes and the energy system. Modelling should target GHG emission reduction, affordability and security of supply simultaneously.

SAMENVATTING

In het kader van de Overeenkomst van Parijs, en overeenkomstig het scenario voor duurzame ontwikkeling van het Internationaal Energieagentschap (IEA), is een doelstelling van netto "nul" CO₂-eq emissies tegen 2070 ingevoerd als essentieel om de stijging van de gemiddelde temperatuur wereldwijd te beperken tot 1,8 °C. De olie- en gasindustrie is verantwoordelijk voor ongeveer 6% van de totale wereldwijde uitstoot van broeikasgassen, van exploratie en productie tot raffinage en downstream petrochemische productie. Bovendien vertegenwoordigt het gebruik van de eindproducten van de raffinage in de elektriciteitsopwekking, de verwarming en het vervoer ongeveer 50% van de mondiale broeikasgasemissies.

Om de mitigatiedoelstelling van 1,8 °C te halen, zal de olie-industrie een brede portefeuille van broeikasgasmitigatieopties nodig hebben. Er zijn verschillende technologie-opties voorgesteld om de CO₂-emissies bij de productie en raffinage van olie te verminderen, zoals energie-efficiëntie, koolstof afvang en -opslag (CCS), bio-energie en overschakeling op andere brandstoffen. Het afvangen, transporteren en opslaan van CO₂ (CCS) is bijvoorbeeld een technologische optie met een erkend aanzienlijk potentieel om de CO₂-emissies in de fossiele energiesector te beperken. Voor de raffinagesector is CO₂-verbetering van de oliewinning (CO₂-EOR) momenteel een andere potentiële optie, aangezien deze het gebruik en de opslag van afgevangen CO₂ mogelijk maakt om de emissies in de industrie te verminderen en tegelijk de olieproductie uit volgroeiende velden te verhogen. Wat de emissies op basis van vloeibare brandstoffen voor de vervoersector betreft, zijn er verschillende opties om de broeikasgasemissies te verlagen, waaronder verbeterde brandstofefficiëntie, brandstoffen met een laag koolstofgehalte en elektrische/hybride voertuigen. In de literatuur zijn vaak opties onderzocht om de emissies van de olie- en gasector te beperken, maar deze studies zijn beperkt wat betreft de gedetailleerdheid en het aantal opties. Bovendien ontbreekt het bij ramingen van het CO₂-verminderingspotentieel en de vermijdingskosten in de olie-industrie nog steeds aan een alomvattende systeemanalyse. Dergelijke analyses vergen een verdere integratie met het omringende energiesysteem, bijvoorbeeld door rekening te houden met een breder technologieportfolio, met inbegrip van alternatieve energiebronnen en grondstoffen zoals biomassa en waterstof, maar ook hernieuwbare elektriciteit.

Dit onderzoek had tot doel het techno-economische en CO₂-verminderingspotentieel van ontkolingstrajecten voor de ruwe-olie-industrie op een gedetailleerd analiseniveau te beoordelen. Bij de beoordeling werden zes relevante alternatieven in de gehele waardeketen in overweging genomen: energie-efficiëntiemaatregelen (EEM), koolstof afvang en -opslag (CCS), verbeterde CO₂-oliewinning (CO₂-EOR), elektrificatie, blauwe en groene waterstof, en alternatieven op basis van biomassa. Het onderzoek beantwoordde drie belangrijke onderzoeksvragen:

1. Wat zijn de veelbelovende technologische opties, hun potentieel en de mitigatiekosten voor het koolstofvrij maken van de olie-industrie?
2. Op welke manier kunnen potentiële ontplooiingstrajecten worden ontwikkeld voor een decarbonisatiestrategie van de olie-industrie?

3. Wat is een doeltreffend ontwerp voor een methodologische aanpak om mitigatieopties en decarbonisatietrajecten voor bestaande industriële installaties te beoordelen en te kwantificeren?

Voor de beantwoording van de drie vragen werd de Colombiaanse olie-industrie als casestudy gebruikt. Bovendien lagen echte bedrijfsgegevens en -omstandigheden aan de basis van het werk. De veelbelovende technologische opties (vraag 1) die in dit proefschrift werden onderzocht, bestreken de volledige oliewaardeketen, namelijk exploratie (d.w.z. olieproductie), vervoer en raffinage van olie. Het laagste reductiepotentieel werd gevonden voor de transportfase, aangezien deze gebaseerd is op pijpleiding infrastructuur met een hoge benuttingsfactor en met koolstofarme elektriciteit aangedreven faciliteiten die gebruik maken van het nationale elektriciteitsnet (0,13 t CO₂/MWh). De olieproductiefase vertoonde een aanzienlijk reductiepotentieel door het terugdringen van het affakkelen en het nemen van energie-efficiëntiemaatregelen. Het potentieel werd geraamd op 0,75 Mt CO₂/j, en de vermeden CO₂-kosten op -1100 tot 476 €/t CO₂. Het hoogste CO₂-verminderingspotentieel in de oliewaardeketen werd aangetroffen in de raffinaderij, die op basis van de in deze studie gebruikte gegevens en aannames koolstofneutraliteit zou kunnen bereiken. Voor deze fase lopen de CO₂-vermijdingskosten uiteen van -93 tot 810 €/t CO₂, waarbij de hoogste kosten werden aangetroffen bij de vervanging van stookgas door groene waterstof in de oven van de vis-breker-proceseenheid en de laagste kosten bij de verbetering van het stoomverliesbeheer in de raffinaderij.

Energie-efficiëntiemaatregelen (EEM) vertoonden mitigatiemogelijkheden die varieerden van 3,4 tot 355 kt CO₂/j, met vermijdingskosten in de orde van -93 tot 20 €/t CO₂. CCS was goed voor ongeveer 23% van het emissiereductiepotentieel bij de raffinaderij. Er werd een aanzienlijke hoeveelheid CO₂-afvang, -transport en -opslag door middel van verbeterde oliewinning (EOR) gevonden, variërend van 63 kt CO₂/j voor de afvang van een kleine waterstofproductie-eenheid tot 1,3 Mt CO₂/j in een gecombineerde configuratie waarbij CO₂ wordt afgevangen van de fluid catalytic cracking (FCC)-eenheid en de warmtekrachtkoppelingseenheid (WKK). De CO₂-vermijdingskosten varieerden van -88 €/t CO₂ voor de kleine waterstofeenheid (sterk geconcentreerd CO₂, ca. 95%) tot 318 €/t CO₂ voor de grootste installatie voor de productie van waterstof (middelmatig geconcentreerd CO₂, ca. 45%). *Opties voor de gecombineerde verwerking van bio-grondstoffen* kunnen ongeveer 60% van het reductiepotentieel in de raffinaderij voor hun rekening nemen. De bio-oliën die in aanmerking kwamen voor de productie van hernieuwbare vloeibare brandstoffen door middel van co-processing waren: plantaardige olie (VO), snelle pyrolyse-olie (FPO), katalytische pyrolyse-olie (CPO), hydro-deoxygenated pyrolyse-olie (HDO), hydrothermische vloeibaar gemaakte olie (HTLO), en vergassing van biomassa tot Fischer-Tropsch (BG-FT). Het CO₂-verminderingspotentieel varieerde van 0,2 tot 2,9 miljoen ton CO₂/j voor de gezamenlijke verwerking van VO in respectievelijk HDO en BG-FT, terwijl de vermijdingskosten varieerden van 99 tot 651 euro/t CO₂ voor respectievelijk de gezamenlijke verwerking van FPO in de FCC-eenheid en VO in HDT. De in dit onderzoek onderzochte *opties voor elektrificatie* in de raffinaderij omvatten de invoer van elektriciteit uit het nationale net en het gebruik van e-ovens en e-boilers om in een deel van de elektriciteits- en warmtebehoefte van de raffinaderij te voorzien. De hoogste reductie werd bereikt door de

toepassing van e-boilers met een reductiepotentieel van ongeveer 0,6 Mt CO₂ /j, terwijl de laagste CO₂-vermijdingskosten werden verkregen door de invoer van koolstofarme elektriciteit uit het nationale elektriciteitsnet (46 €/t CO₂). E-opties worden beperkt door het temperatuurniveau van de warmte die door de raffinageprocessen wordt gevraagd. Hier werd waterstof beschouwd als grondstof voor waterstofbehandeling, maar ook als energiedrager. In de beoordeling werd waterstof verkregen via twee productieroutes, blauwe waterstof (geproduceerd uit aardgas met CCS) en groene H₂ (geproduceerd uit waterelektrolyse op basis van hernieuwbare elektriciteit). Voor het hoogste vraagscenario (gecombineerde verwerking van CPO of HTLO in HDT) werd het reductiepotentieel van waterstof als grondstof gevonden op 0,7 Mt CO₂/j met vermijdingskosten van 382 €/t CO₂. De laagste CO₂-vermijdingskosten werden geraamd voor de waterstofbehandeling VO van 159 €/t CO₂, maar deze had ook het laagste reductiepotentieel (40 kt CO₂ /j). Waterstof als energiedrager werd in overweging genomen ter vervanging van stookgas in de ovens van de vis-breking- en hydrokraakeenheden, waarbij de laatstgenoemde de hoogste mitigatie vertoonde (0,16 Mt CO₂/j) tegen een kostprijs van 810 €/t CO₂.

Een decarbonisatiestrategie voor de industrie kan het resultaat zijn van verschillende drijvende krachten, zoals technologische, economische en beleidsredenen, om een mitigatiedoelstelling te bereiken (vraag 2). Op basis van het werk dat in deze dissertatie is verricht, kunnen potentiële ontplooiingstrajecten worden ontwikkeld door de onderstaande stappen te volgen.

1. *Inventarisatie van bestaande faciliteiten en waardeketen.* Aan de hand van een gedetailleerde inventaris van de verwerkingseenheden, hun prestatiegegevens en levensduur kunnen mogelijke opties voor risicobeperking worden geïdentificeerd, niet alleen om een alomvattend portfolio te verkrijgen, maar ook om te voorkomen dat het potentieel te laag of te hoog wordt ingeschat.
2. *Inventarisatie van mitigatieopties (MO).* Deze stap bestaat uit het in kaart brengen van technologische mitigatiealternatieven voor verwerkingseenheden in de volledige waardeketen van de industrie met significante CO₂-emissies, en het identificeren van overeenkomsten tussen CO₂-bronnen, verwerkingseenheden en mitigatieopties. Deze inventarisatie is specifiek doel- en tijdgebonden opgebouwd om beïnvloeding door tunnelvisie te voorkomen.
3. *Vaststelling van het effect op de exploitatie en beoordeling van de vereiste aanpassingen aan de raffinaderij.* De technische opties worden gecombineerd met een haalbaarheidsanalyse betreffende de vraag of de aanpassingen gemakkelijk uitvoerbaar zijn en de potentiële effecten ervan op de werking van de raffinaderij. De volgende aspecten moeten in aanmerking worden genomen: stabiliteit van het proces en goede prestaties; levensduur van de CO₂-broninstallatie of plan voor vernieuwing; beschikbaarheid van ruimte op de locatie voor nieuwe infrastructuur; beschikbaarheid van extra voorzieningen in de fabriek, en het streven naar geen of geringe gevolgen van de invoering van de MO voor het rendement van het proces, de kwaliteit van de producten, de verwerkingscapaciteit, en geen interferentie met andere verwerkingseenheden.

4. *Raming van het mitigatiepotentieel*, de investeringskosten en de vermeden CO₂-kosten voor elk alternatief.
5. *Analyse van interacties tussen mitigatie-opties*. Door middel van technisch-economische interacties en de niveaus van technologische gereedheid (TRL) van de technologie-opties, alsmede de specifieke voorwaarden van de bedrijfsfaciliteiten, zal een potentieel invoeringspad worden uitgestippeld. Daartoe wordt de ontwikkeling van een matrix van interacties (zie hoofdstuk 6) aanbevolen.
6. *Bepaal de doelstelling van een traject*. Er moet een duidelijke doelstelling worden bepaald als mitigatiedoelstelling voor een ontkolingsstrategie (technische, economische of beleidsgerichte drijvende krachten).
7. *Voor het ontwerpen van koolstofarme trajecten* moeten de resultaten van de haalbare bij elkaar passende inventarisatie van mitigatieopties, de beperkingen van hun interacties en de vastgestelde doelstelling voor het koolstofarm maken van de economie als volgt worden gebruikt: selecteer mitigatieopties voor een tijdsbestek door opties te combineren, op basis van TRL, de doelstelling van het traject (bijv. lagere investering, lagere CO₂-vermijding of eerst hogere mitigatie), en de matrix van interacties. Daarnaast is het van belang om een volgorde van verdiensten te bepalen voor de inzet van mitigatieopties binnen het tijdsbestek op basis van gemak van implementatie, minder impact op de lay-out en een kortere inbedrijfstellingstijd.
8. *Bereken het resultaat van het gekozen traject voor mitigatiepotentieel*, totale investering en CO₂-vermijdingskosten in de tijd.
9. Ten slotte moeten de *externe effecten en de gevolgen daarvan voor de toepassing van potentiële ketens* worden beoordeeld. Dit moet worden opgenomen om uitgebreide inzichten te verschaffen voor de besluitvorming en een kennisbasis voor investeringsbeslissingen, met inbegrip van de identificatie van belangrijke onzekerheden, risico's en O&O-prioriteiten.

De resultaten van deze methodologische aanpak zullen niet alleen belangrijke inzichten opleveren voor de besluitvorming op hoog niveau in een bedrijf, maar ook voor het beleid op nationaal niveau, bijvoorbeeld om realistische mitigatiedoelstellingen vast te stellen, waarbij factoren als emissiereductiepotentieel, tijdschema's en bijbehorende kosten expliciet in aanmerking worden genomen.

Voor het beantwoorden van de derde onderzoeksvraag moet een doeltreffend ontwerp worden ontwikkeld voor een methodologische aanpak ter beoordeling van koolstofarme trajecten voor een complexe bedrijfstak, waarbij verschillende overwegingen een rol spelen. Ten eerste is de beoordeling van mitigatiepotentieel en -kosten gebaseerd op een bottom-up benadering die uitgaat van primaire bedrijfsgegevens die op het niveau van de proceseenheid zijn verkregen. De mate van gedetailleerdheid en de gebruikte gegevens zijn gebaseerd op bestaande installaties en waar mogelijk gemeten gegevens voor de gehele procesketen. Ten tweede werden mitigatieopties geselecteerd op basis van een uitgebreide inventaris van technologieopties voor de volledige waardeketen. Ten derde werd een analyse uitgevoerd van de interacties tussen reductieopties tijdens de invoering (d.w.z. een afname van het BKG-reductiepotentieel, kostensynergieën,

schaalvoordelen, lock-in-effect) om het BKG-reductiepotentieel en de vermijdingskosten van afzonderlijke en gecombineerde reductieopties te bepalen en te beoordelen. Aan de hand van deze parameters en stappen kon een traject op maat voor de industrie worden uitgewerkt waarbij rekening werd gehouden met technische, economische en beleidsmatige beperkingen. Ten vierde werd in dit werk een volledige waardeketen in ogenschouw genomen, inclusief olieproductie, -transport en -raffinage, en ook integratie met externe systeemwaardeketens zoals biomassa, waterstof en elektriciteit, maar ook interne zoals het enhanced oil recovery-proces. Bij de integratie van externe waardeketens moet niet alleen rekening worden gehouden met de leveringskosten en de vereiste kenmerken van de input, maar ook met een aantal fundamentele externe factoren, zoals beschikbaarheid, duurzaamheid van de productie, economische haalbaarheid, opschalingsmogelijkheid, concurrentie en belemmeringen voor de ontwikkeling van prognoses. De laatste vereiste is het bepalen van de inzetroutes voor broeikasgasemissiereductie in de industrie moet rekening houden met de specifieke doelstellingen. Vanuit het oogpunt van het bedrijf worden deze doelstellingen beïnvloed door de strategie inzake technologieontwikkeling en -aanvaarding, het kapitaalinvesteringsplan, de marktvoorwaarden (in termen van prijs, eigenschappen en milieuprestaties van de producten), de maatschappelijke verantwoordelijkheid en de rentabiliteitsgarantie voor de belanghebbenden rond het veiligstellen van de duurzaamheid van de activiteiten van het bedrijf. Ook de naleving van nationale beleidsdoelstellingen in termen van milieuprestaties, maar ook van sociale en economische effecten, vooral wanneer de bedrijven in handen van de staat zijn en de doelstelling kunnen bepalen. Deze methodologie is weliswaar volledig gedemonstreerd voor een olieraffinaderij in Colombia, maar kan worden toegepast op een bredere reeks van (koolstofintensieve) industrieën. Toekomstige beoordelingen op het niveau van de industriële sector kunnen gebruik maken van de verschillende inzichten die dit werk oplevert om koolstofarme strategieën te identificeren en voor te stellen om uitroltrajecten te ontwerpen op basis van een brede inventarisatie van mitigatieopties.

Vooruitkijkend blijft inzicht in de beschikbaarheid van en concurrentie voor biomassa in een land een belangrijk onderwerp, ook al heeft Colombia een groot potentieel voor een biogebaseerde economie. Co-processing van biomassa en groene waterstof kan verdere en diepere CO₂-vermindering in de olie-industrie en de levering van vloeibare brandstoffen mogelijk maken. Een verdergaande decarbonisatie is echter alleen haalbaar met een grotere omschakeling van fossiele naar biogene koolstofverwerking en productie van synfuels (d.w.z. met behulp van hernieuwbare elektriciteit en groene waterstof). Verder onderzoek moet nagaan in hoeverre de huidige raffinaderijcomplexen kunnen worden omgevormd in het kader van ambitieuze koolstofarme strategieën, en in hoeverre zij kunnen concurreren met nieuwe specifieke faciliteiten voor de productie van koolstofarme of zelfs fossielvrije brandstoffen. Het is ook belangrijk de dynamische interacties te begrijpen tussen de omvorming van de olie-industrie in het kader van een koolstofarme strategie en het omringende energiesysteem. Deze interactie kan worden geanalyseerd door de interface tussen de (olie-)industriecomplexen en het energiesysteem te modelleren en te optimaliseren. De modellering moet tegelijkertijd gericht zijn op vermindering van de BKG-uitstoot, betaalbaarheid en continuïteit van de voorziening.