

Cod Proiect: **COFUND – ACT ERANET – ECOBASE**

Denumirea Programului din PN III:

Cooperarea Europeană și Internațională – Sub Program 3.2 – Orizont 2020

Acronimul Proiectului:

ECO-BASE

Titlul Proiectului:

**STABILIREA AVANTAJELOR COMERCIALE ALE UTILIZĂRII CO₂
PENTRU EOR ÎN SUD - ESTUL EUROPEI**

Data începerii Proiectului: 01.08.2017

Durata: 36 luni

RAPORT – ETAPA IV, 2020

Contractant:

GeoEcoMar

Cuprins

OBIECTIVE AN 2020.....	3
REZUMATUL ETAPEI 2020.....	3
DESCRIEREA ȘTIINȚIFICĂ ȘI TEHNICĂ.....	4
ACTIVITATEA 1. SINTETIZAREA PLANULUI DE DEZVOLTARE A LANȚULUI CO ₂ -EOR SELECTAT PENTRU ROMÂNIA.....	4
<i>Estimarea costurilor.....</i>	4
<i>Simulări pentru lanțul CO₂-EOR selectat.....</i>	6
<i>Schema de parcurs pentru implementarea unui proiect comercial de CO₂-EOR în România.....</i>	13
ACTIVITATEA 2. ÎNTÂLNIRI DE LUCRU ȘI DISEMINARE	16
ACTIVITATEA 3. ACTIVITĂȚI DE COLABORARE CU ENOS	17
ACTIVITATEA 4. ACTIVITĂȚI DE CONTACTARE A COMUNITĂȚILOR LOCALE ȘI DE INFORMARE A MASS MEDIA DIN ROMÂNIA	17
PREZENTARE REZULTATE VERIFICABILE ETAPĂ.....	19
CONCLUZII.....	20
SCURT RAPORT DESPRE DEPLASAREA (DEPLASARILE) IN STRAINATATE PRIVIND ACTIVITATEA DE DISEMINARE SI/SAU FORMARE PROFESIONALA	21

Obiective an 2020

Obiectivele pentru anul 2020 sunt:

- Elaborarea planului de dezvoltare a lanțului CO₂-EOR selectat pentru România;
- analiză a gradului de acceptare și conștientizare a publicului cu privire la tehnologia CO₂-EOR din România
- întâlniri de lucru

Rezumatul etapei 2020

Cea mai importantă activitate a acestei faze a fost sintetizarea planului de dezvoltare a lanțului CO₂-EOR selectat pentru România. Pentru realizarea acestei activități, în primul rând am definit arborele decizional pentru studiul de caz, Brădești-Ișalnița, posibilul lanț de captare și utilizare a carbonului în recuperarea avansată a petrolului. Ca rezultat am obținut patru scenarii majore pentru dezvoltarea lanțului, din perspectiva operatorului de petrol, anume: continuarea afacerii ca de obicei (fără captare și injecție de CO₂, continuarea injecției de apă pentru recuperarea secundară a petrolului), implementarea unui pilot de CO₂-EOR (durată de 5 ani, aplicat pe 10% din câmpul petrolier, pentru o captare de 10% de la un grup energetic al centralei Ișalnița), implementarea CO₂-EOR pe întreg câmpul după pilot (70% rată de captare de la un grup energetic al centralei Ișalnița) și implementarea CO₂-EOR pe întregul câmp de la început, fără pilot (80% rată de captare de la un grup energetic al centralei Ișalnița). Pentru aceste scenarii am făcut simulări detaliate utilizând instrumentul ECCO TOOL, pus la dispoziție de partenerul TNO. Aceste simulări au fost făcute pe baza estimărilor de preț al CO₂ captat, transportat și furnizat la câmpul petrolier și utilizând curbe de recuperare incrementală a petrolului (minim, mediu și maxim) generate pe baza datelor publice de la analogi ai structurii Brădești (pentru care nu am putut obține profilele de producție). Simulările au fost mai întâi făcute pentru un caz de referință cu parametrii constanți, după care o analiză de sensibilitate a fost efectuată, variind parametrii globali (prețul petrolului și al certificatelor de emisie, rata de actualizare, taxa plătită către stat) și parametrii locali (în principal costuri operaționale).

Activitatea de sintetizare a planului de dezvoltare a lanțului CO₂-EOR selectat pentru România a presupus și definitivarea schemei de parcurs pentru implementarea tehnologiei în țara noastră. Schema de parcurs pornește de la implicarea grupurilor de interes (operatori petrolieri și ai instalațiilor industriale care emit CO₂), se continuă cu pregătirea pilotului și proiectului demonstrativ de CO₂-EOR, punerea în funcțiune a proiectului comercial, ajungând la implementarea pe scară regională și națională a tehnologiei și la interconectarea cu clustere internaționale.

În 2020 am participat la numeroase întâlniri de lucru, toate virtuale. De asemenea, am participat virtual la întâlnirea finală a proiectului și la webinarul din 24 septembrie 2020, în cadrul căruia am prezentat studiul de caz românesc. În ceea ce privește activitatea de publicare, avem în pregătire o lucrare ce va fi prezentată în cadrul conferinței GHGT 15

(amânată pentru martie 2021) și am prezentat o parte din rezultatele proiectului în cadrul conferinței SGEM 2020.

Referitor la contactarea comunităților locale, am contribuit la definirea și implementarea sondajului de opinie și am organizat o întâlnire cu reprezentanți ai industriei locale pentru a stabili conexiuni în vederea implementării tehnologiei în regiune și în România. Rezultatele întâlnirii au fost și sunt promițătoare, stabilind împreună cu industria modalități de cooperare și parteneriat în noi proiecte de cercetare, momentan în faza de propunere.

În concluzie, toate obiectivele fazei au fost îndeplinite integral.

Descrierea științifică și tehnică

Pentru anul 2020 au fost desfășurate mai multe activități, anume:

Activitatea 1. Sintetizarea planului de dezvoltare a lanțului CO₂-EOR selectat pentru România

Activitatea 2. Întâlniri de lucru și diseminare

Activitatea 3. Activități de colaborare cu ENOS

Activitatea 4. Activități de contactare a comunităților locale și de informare a mass media din România

Activitatea 1. Sintetizarea planului de dezvoltare a lanțului CO₂-EOR selectat pentru România
În cadrul acestei activități am definitivat planul de dezvoltare a lanțului CO₂-EOR selectat (SE Ișalnița – zăcămintul de petrol Brădești) pentru România, pornind de la estimarea costurilor de captare, transport și stocare, efectuarea simulărilor utilizând ECCO TOOL pentru arborele decizional creat pentru cazul românesc și terminând cu conceperea unei scheme de parcurs pentru implementarea unui proiect comercial. Aceste etape vor fi prezentate în cele ce urmează.

Estimarea costurilor

Prețul CO₂ furnizat la câmpul petroliere depinde de prețurile de captare și transport, ambii factori depinzând de o serie de parametri incluși în simulările ECCO TOOL.

Echipa GeoEcoMar a estimat, cu suportul coordonatorului, costurile de captare pentru trei tipuri de instalații, pentru un pilot (100 kt CO₂), pentru captarea unui flux de CO₂ reprezentând 70 % din emisia unui grup energetic al centralei Ișalnița și pentru captarea a 80 % din același grup.

În vederea estimării costurilor de captare pentru instalația pilot, au fost utilizate câteva date furnizate coordonatorului de către un furnizor de instalații de captare, Aker Solutions din Norvegia. Pentru estimare am variat valorile de CAPEX și OPEX în combinație cu durata proiectului (5, 10 și 20 ani) și Internal Rate of Return (IRR - rata internă a rentabilității). Rezultatele sunt prezentate în Tabelul 1.

Tabelul 1. Costurile vânzare de CO₂ captat pentru instalația pilot . Valorile cele mai ridicate și cele mai scăzute sunt de 80.1 și 50.4 €/t, cu o medie de 62.5€/t. Pentru studiul de caz românesc se extrag 15€/t, însemnând prețul estimat al certificatului de emisie.

Average price over project life: 62.5 €/t		CAPEX Low, 14M€			CAPEX Medium, 19.5M€			CAPEX High, 25M€		
		OPEX			OPEX			OPEX		
		Low	Med	High	Low	Med	High	Low	Med	High
Project duration	5 year, IRR=0%	58.6	59.7	60.6	60.2	65.3	70.4	78.2	75.0	80.1
	10 year, IRR=10%	52.3	52.9	53.8	50.4	55.8	61.1	67.0	63.1	68.4
	20 year, IRR=15%	55.9	56.5	57.4	52.8	58.8	64.8	70.6	66.1	72.1

Costurile de captare comercială (pe scară largă) au fost estimate utilizând modulul de captare din ECCO TOOL în care am definit cantitățile de CO₂ emis, durata proiectului de captare (25-30 ani), rata de captare (70% pentru captarea după un pilot de 5 ani, și 80% pentru captare comercială de la început. Pe baza ultimelor date de emisii publicate de ANPM pentru 2019, pornind de la premisa că ambele grupuri energetice de la Ișalnița emit cantități egale de CO₂, un grup emite 0,909 Mtpa. 80% rata de captare înseamnă 0,73 Mtpa, iar 70% 0,64 Mtpa. Am utilizat de asemenea trei variante de CAPEX și 3 de OPEX. Estimarea este prezentată în Tabelul 2.

Tabelul 2. Prețuri de captare în EUR / t în regiunea umbrită (preț de vânzare CO₂) necesare pentru a atinge IRR de 17% pentru centrala electrică din Ișalnița pentru trei cazuri CAPEX și OPEX (ridicat, mediu și scăzut) la o rată de captare de 80 și 70% dintr-un grup energetic.

80% rată captare, implementare 2025 - 2055. Captare 0,73 Mtpa		CAPEX, M€		
		130	150	180
OPEX, M€/an	8	39,7	44,9	51,2
	10	42,5	46,9	53,6
	12	44,9	49,3	56,0
70% rată captare, implementare 2030-2055. Captare 0,64 Mtpa		CAPEX, M€		
		130	150	180
OPEX, M€/an	8	44,4	49,6	57,1
	10	46,8	51,8	59,5
	12	49,2	54,2	61,8

Estimarea costurilor de transport (prin conductă) al CO₂ captat a fost făcută de partenerul CO₂Club, într-un mod similar utilizând modulul PIPELINE al ECCOTOOL. A rezultat un preț mediu de 2,6 (captare 70%) și 2,9 (captare 80%) pe tona de CO₂ transportată. Facem precizarea că pentru pilot s-a luat în considerare transportul rutier.

Prețul mediu pe care operatorul câmpului de petrol trebuie să-l plătească pentru CO₂ este dat de suma:

Captare + Transport – Preț certificat emisie (evitat)=Prețul plătit de operatorul petrolier + Lacună?

În simulările făcute am presupus că aceste costuri de captare și transport sunt constante în timp, în timp ce prețul certificatelor de emisie variază ca serie de timp. Am presupus de asemenea că stimulentele oferite de stat nu sunt necesare (“Lacună?” este setat la zero).

Simulări pentru lanțul CO₂-EOR selectat

Simulările au fost făcute pe baza unui arbore decizional prezentat în Figura 1 conceput împreună cu partenerii din perspectiva operatorului de câmp petrolier, operatorul câmpului Brădești.

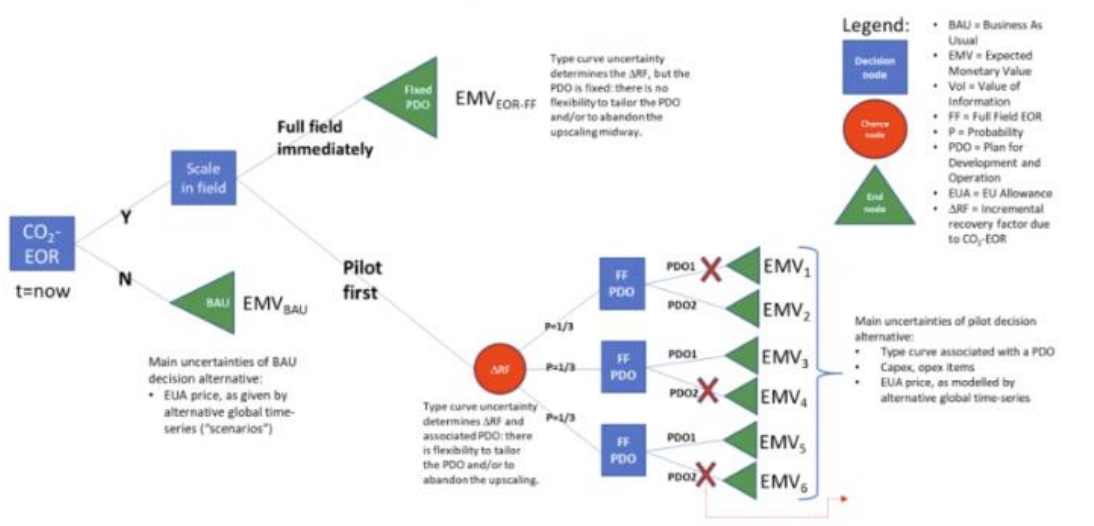


Figura 1. Arborele decizional pentru studiul de caz românesc

Acest arbore decizional pornește de la decizia de a implementa sau nu CO₂-EOR pentru lanțul Brădești-Ișalnița. Dacă decizia e negativă, atunci afacerea continuă ca de obicei (business as usual – BAU), nu există captare, iar pentru câmp se continuă injecția de apă pentru recuperarea avansată a petrolului. Dacă decizia este pozitivă, atunci există două opțiuni principale:

- Implementarea CO₂-EOR pe întreg câmpul petrolier din 2025
- Implementarea CO₂-EOR pe întregul câmp petrolier din 2030, după un pilot de 5 ani implementat din 2025

Ambele opțiuni au fost simulate luând în calcul o strategie de injecție alternativă apă-CO₂ (water alternating gas – WAG). Pentru a simula comportamentul rezervorului la injecția de apă sau la injecția de apă alternând cu CO₂, au fost generate, în lipsa datelor reale de producție, curbe de recuperare incrementală a petrolului (Figura 2) pe baza unor date de la

analogi ai rezervorului propus din Statele Unite. Avem trei tipuri de curbe, corespunzând unei recuperări mari, medii și mici de petrol.

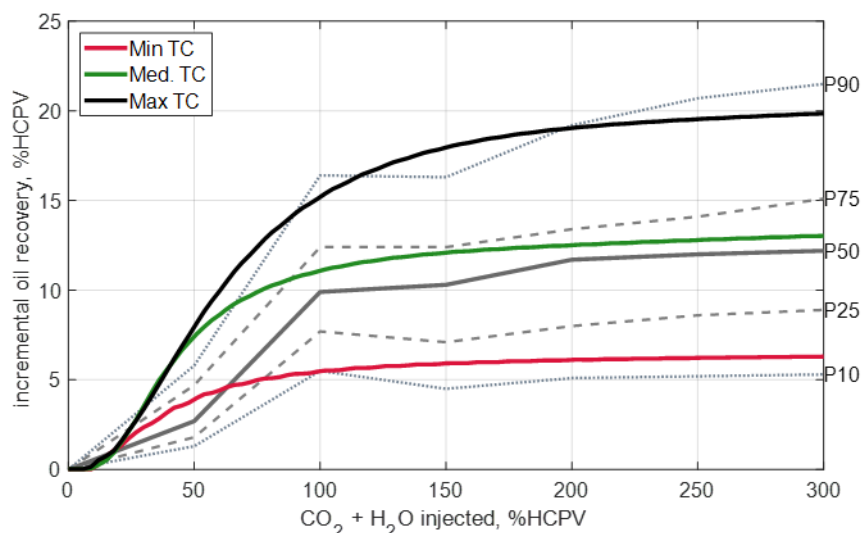


Figura 2. Curbe de recuperare incrementală de petrol, minimă, medie și maximă comparate cu percentilele din proiectele din Statele Unite utilizate ca analogi pentru Brădești

Pentru toate ramurile arborelui decizional au fost făcute simulări, întâi pentru cazul de referință (parametrii locali ficși) și apoi pentru analiza de sensibilitate, presupunând variația parametrilor globali (prețul petrolului/certificatelor de emisie, rata de actualizare – discount rate și taxele) și a parametrilor locali. Au rezultat patru scenarii principale:

- Scenariul BAU
- Scenariul pilot
- Scenariul CO₂-EOR după pilot
- Scenariul CO₂-EOR de la început

Scenariul BAU (continuarea afacerii ca de obicei) înseamnă, după cum am menționat anterior, continuarea injectiei de apă pentru recuperarea avansată (secundară) a petrolului. Rata de injectie de apă a fost setată la 12 500 m³/zi (≈ 4.6 Mm³/an), iar injectia a fost simulată pentru 10 sonde de injectie și 30 sonde de producție. Cheltuielile operaționale fixe au fost setate la 6.75 M€/an. Rezultatele sunt ilustrate în graficele din Figura 3.

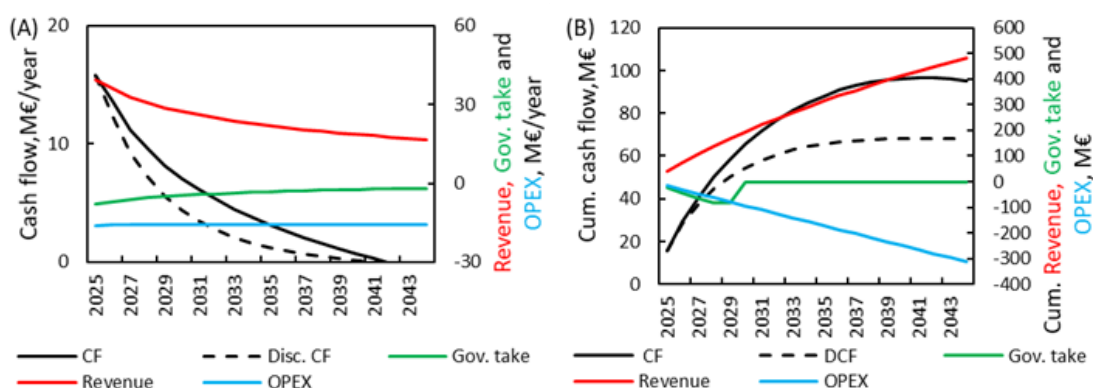


Figura 3. (A) Axa stângă prezintă fluxul de numerar cumulat și actualizat anual, iar pe axa dreaptă venitul, taxele plătite la stat și cheltuielile operaționale anuale. (B) prezintă aceleași variabile, însă cumulativ.

Scenariul pilotului de captare și CO₂-EOR (2025-2029)

Pentru pilot, au fost luate în calcul o sondă de injecție și una de producție. Pilotul se implementează pe o porțiune redusă din câmpul petrolier, anume 10%.

Pentru pilot am simulat 3 cazuri, în funcție de curba de recuperare utilizată, maximă, medie și minimă. Pentru transport s-a luat în considerare varianta rutieră, prin camioane ce vor trebui să transporte 249.07 tone CO₂ pe zi pentru o rată de captare de 10% dintr-un grup energetic de la Ișalnița. Prețul petrolului a fost estimat la 60\$/bbl. Cheltuielile de capital au fost setate la 0,66 M€, iar cheltuielile operaționale fixe la 0,59 M€/y. Rezultatele sunt ilustrate în Figura 4.

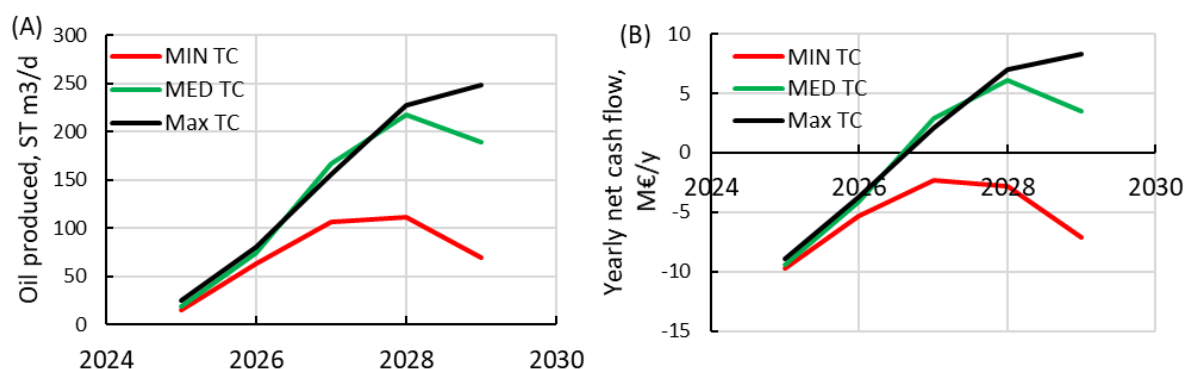


Figura 4. Pilotul Brădești implementat din 2025 până în 2029. (A) ilustrează petrolul recuperat și (B) prezintă fluxul de numerar anual, ambele calculate pentru cele trei curbe de recuperare incrementală.

Scenariul CO₂-EOR după pilot (din 2030)

În acest scenariu, am pornit de la o rată de captare de 70% (0,64 Mtpa) din cantitatea de CO₂ emisă de un grup energetic de la Ișalnița, luând ca valoare de referință emisia verificată pentru anul 2019. A rezultat o rată de captare și de injecție în rezervor zilnică de 1743,48 tone. Implementarea CO₂-EOR vine după injecția de apă (până în 2025) și cele trei cazuri ale

pilotului (utilizând curbele maximă, medie și minimă). Pentru cazul de referință, prețul petrolului a fost estimat constant la 60\$/bbl, iar parametrii locali au fost setați de asemenea constanți. Cheltuielile de capital din 2030 au fost estimate la 8,63 M€, iar cele operaționale fixe anuale la 2,93 M€. S-a luat în considerare reciclarea și re-injecția CO₂ produs în procesul de CO₂-EOR. Rezultatele sunt prezentate în Figura 5.

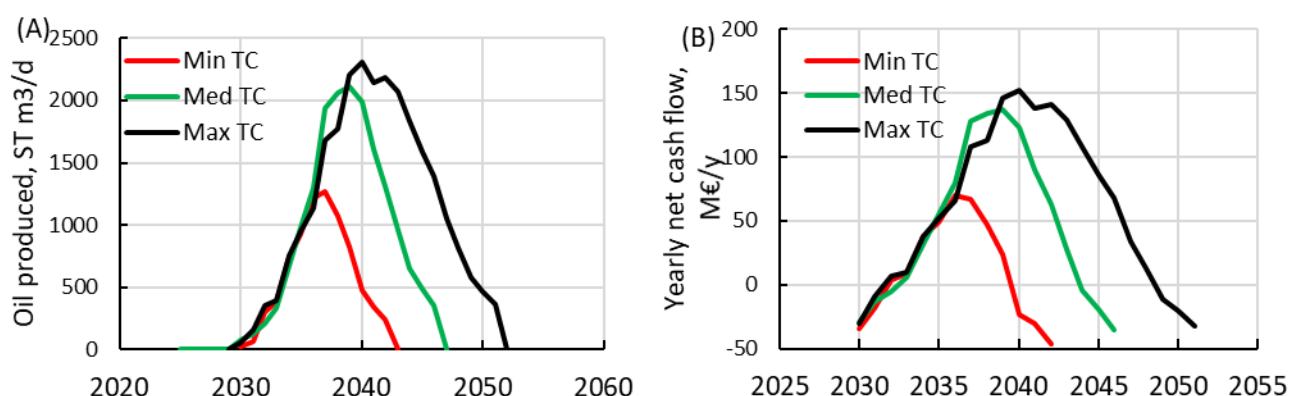


Figura 5. Scenariul CO₂-EOR după pilot, implementat din 2030. (A) ilustrează petrolul recuperat și (B) prezintă fluxul de numerar anual, ambele calculate pentru cele trei curbe de recuperare incrementală.

Scenariul CO₂-EOR implementat de la început, din 2025

În acest scenariu am analizat injecția de CO₂ pe întregul câmp din 2025. S-a pornit de la o rată de captare de 80% (0,73 Mtpa) de la un grup energetic de la Ișalnița, însemnând o rată de captare și injecție zilnică de 1992,55 tone CO₂ pe zi. Cheltuielile de capital în 2025 au fost setate la 9.13 M€, iar cheltuielile operaționale fixe anuale la 3.0 M€. parametrii locali au fost considerați locali pentru cazul de referință. Figura 6 prezintă cele mai importante rezultate obținute pentru acest caz.

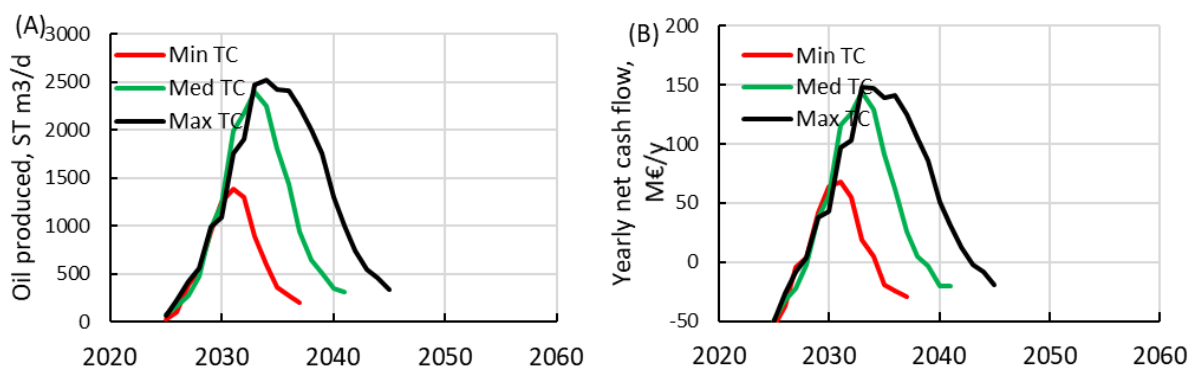


Figura 6. Scenariul CO₂-EOR implementat din 2025. (A) ilustrează petrolul recuperat și (B) prezintă fluxul de numerar anual, ambele calculate pentru cele trei curbe de recuperare incrementală.

Compararea indicatorilor cheie de performanță pentru cele patru scenarii

O colecție a parametrilor cheie rezultați din simularea celor patru scenarii prezentate mai sus este ilustrată în Tabelul 3 și Figura 7. Pentru pilot și pentru scenariul CO₂-EOR de la

Început sunt prezentate doar rezultatele pentru curba medie de recuperare incrementală a petrolului.

După cum se poate vedea, valoarea actuală netă (net present value – NPV) pentru operatorul petrolier este în creștere odată cu implementarea CO₂-EOR, în comparație cu desfășurarea afacerii ca de obicei (BAU). Vânzările totale de petrol variază de la 57 M€ (pilot) și 394,4 M€ (BAU) la 2519 M€ (CO₂-EOR după pilot având curba maximă).

Toate cazurile, cu excepția scenariului pilot, au NPV pozitiv. Cele mai profitabile cazuri sunt CO₂-EOR după pilot având curba maximă (1254,3 M€) și CO₂-EOR de la început (949,1 M€). În același timp, cazul CO₂-EOR maxim după pilot prezintă și valoarea cea mai mare a taxelor care vor trebui plătite statului.

Tabelul 3. Prezentare generală a indicatorilor cheie de performanță din scenariile și cazurile modelate folosind ECCO TOOL.

	BAU	CO ₂ -EOR de la început (curba medie)	CO ₂ -EOR după pilot (curba medie)	CO ₂ -EOR după pilot (curba mică)	CO ₂ -EOR după pilot (curba mare)	Pilot
Ultimul an de producție petrol	2044	2041	2046	2042	2051	2029
NPV, M€	186,5	949,1	900,4	422,4	1254,3	-368,2
Vânzările totale de petrol, M€	394,4	1958,3	2078,0	1527,3	2519,0	57,0
Taxe totale plătite către stat, M€	-67,3	-418,3	-433,3	-308,3	-528,7	-72,6
Costuri medii de recuperare a petrolului, €/bbl	-29,7	-34,4	-33,0	-78,3	-28,0	
Cost total CO ₂	0.0	-81,9	-58,6	-82,1	-46,1	-98,6
Cantitatea totală de CO ₂ cumpărată de la Ișalnița, Mt	0,0	8,2	8,4	6,96	9,99	0,50
Recuperare incrementală petrol, M bbl	6,83	20,32	37,09	0,08		
Recuperarea adițională	0,00%	11,50%	12,19%	8,43%	16,15%	5,00%

totală						
--------	--	--	--	--	--	--

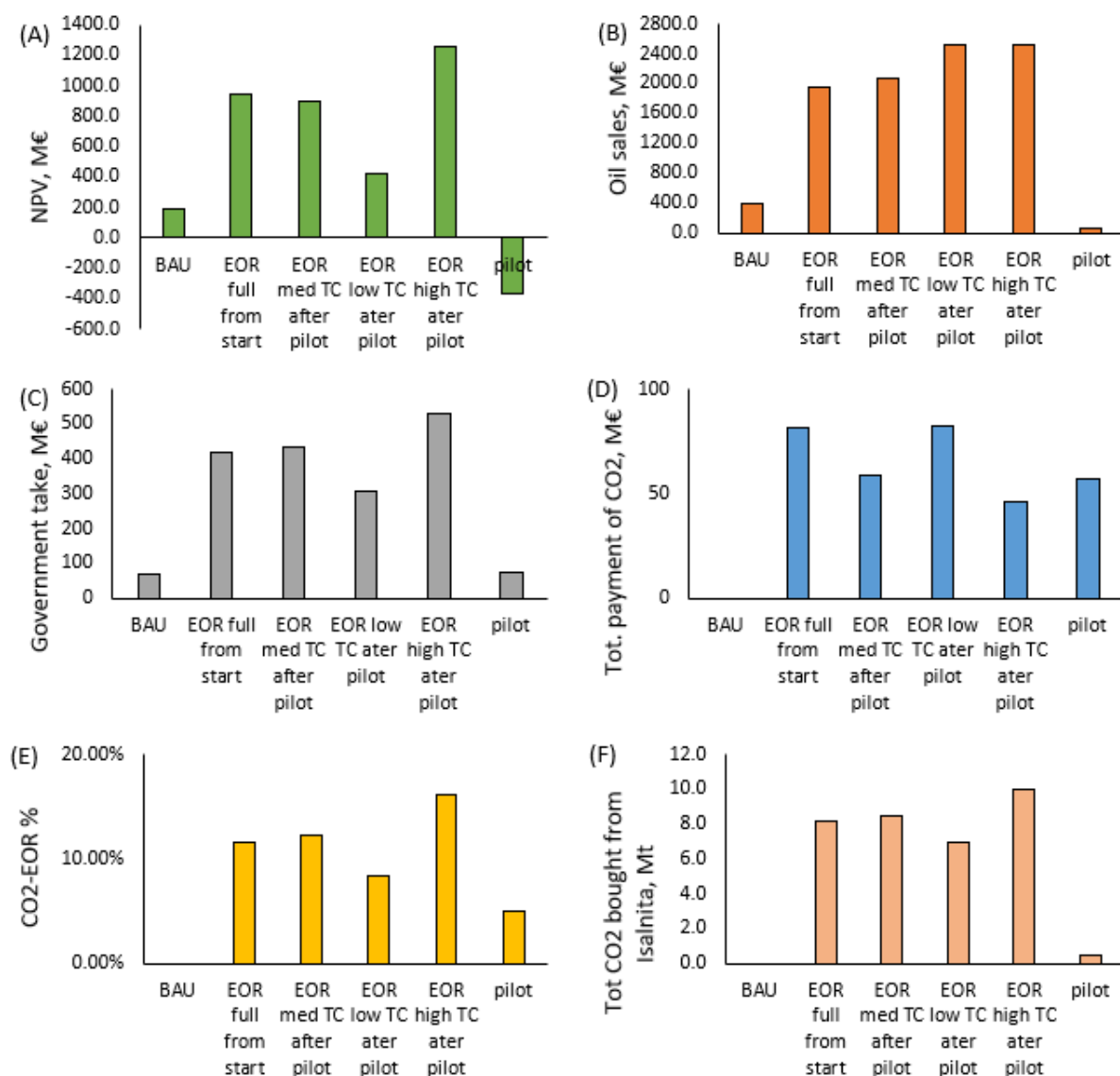


Figura 7. Indicatori cheie de performanță colectați pentru cele șase cazuri modelate folosind instrumentul ECCO TOOL pentru cazul românesc.

Analiza de sensibilitate

Având în vedere gradul de eroare în estimare unor parametrii, pentru scenariile și cazurile prezentate mai sus a fost făcută o analiză de sensibilitate pentru a determina cum variațiile parametrilor de input se pot transpune în variații ale indicatorilor cheie de performanță. Simulările de tip Monte Carlo au fost efectuate de către partenerul TNO. Echipa GeoEcoMar a contribuit la furnizarea datelor de input, a decis parametrii, domeniul de variație și modul de variație. De asemenea am contribuit în mare parte la interpretarea rezultatelor. Avem două tipuri de parametrii, parametrii globali (Tabelul 4) și parametrii locali (Tabelul 5).

Scenariile minime, medii și maxime pentru prețul petrolului se referă la implementarea politicilor de reducere a emisiilor la nivel global.

Tabelul 4. Parametrii globali utilizați în studiul de caz românesc

Parametrii globali	Analiza de sensibilitate			Caz de referință (constant)
	Scenariul Minim	Scenariul Mediu	Scenariul Maxim	
Scenariu de variație a prețului petrolului, serie de timp	450 ppm	Dezvoltare sustenabilă	Politica curentă	60 €/bbl
Rata de actualizare	5 %	10 %	15 %	10 %
Taxa către stat	10 %	16 %	22 %	16 %
Scenariu de variație a prețului certificatelor de CO ₂ , serie de timp	Scăzut	Mediu	Ridicat	-25 €/tonă

Tabelul 5. Parametrii locali variați în analiza de sensibilitate

Parametrii locali	Distribuție (mod de variație)	Param 1	Param 2	Caz de referință
Multiplicator fix CAPEX	Uniform	0,8	1,2	1
Multiplicator fix OPEX	Uniform	0,8	1,2	1
OPEX pe sondă, M€/sondă/an	Clopot	0,046	0,009	0,046
OPEX variabil pentru injecția de CO ₂ , €/t	Uniform	0,4	1,1	0,7
OPEX variabil pentru producția de fluide: petrol, €/t	Uniform	1	2	1,5
OPEX variabil pentru producția de fluide: apă, €/t	Uniform	1	2	1,5
OPEX variabil pentru producția de fluide: gaz, €/t	Uniform	0,008	0,012	0,010

OPEX variabil pentru producția de fluide: CO ₂ , €/t	Uniform	8	12	10
STOIIP (standard oil in place – rezerva de petrol din zăcămint)	Clopot	46,6	4	46,6
Preț CO ₂ Pilot	Uniform	53,4	83,1	65,5
Preț CO ₂ captare Ișalnița 80% dintr-un grup energetic, întregul camp	Uniform	36,5	50,0	42,4
Curbă de recuperare incrementală de petrol	Mică	Medie	Mare	

Analiza de sensibilitate a relevat că cel mai important parametru care influențează rezultatele, indicatorii cheie de performanță, este prețul petrolului. De asemenea, cele mai performant caz, în ceea ce privește valoarea monetară așteptată (expected monetary value – EMV) este cazul CO₂-EOR implementat după pilot pentru care s-a utilizat curba maximă de recuperare incrementală a petrolului. După cum se poate observa din Figura 8, cel mai mic risc, exceptând cazul BAU este reprezentat tot de cazul cel mai profitabil. Implementarea unui pilot, scade riscul.

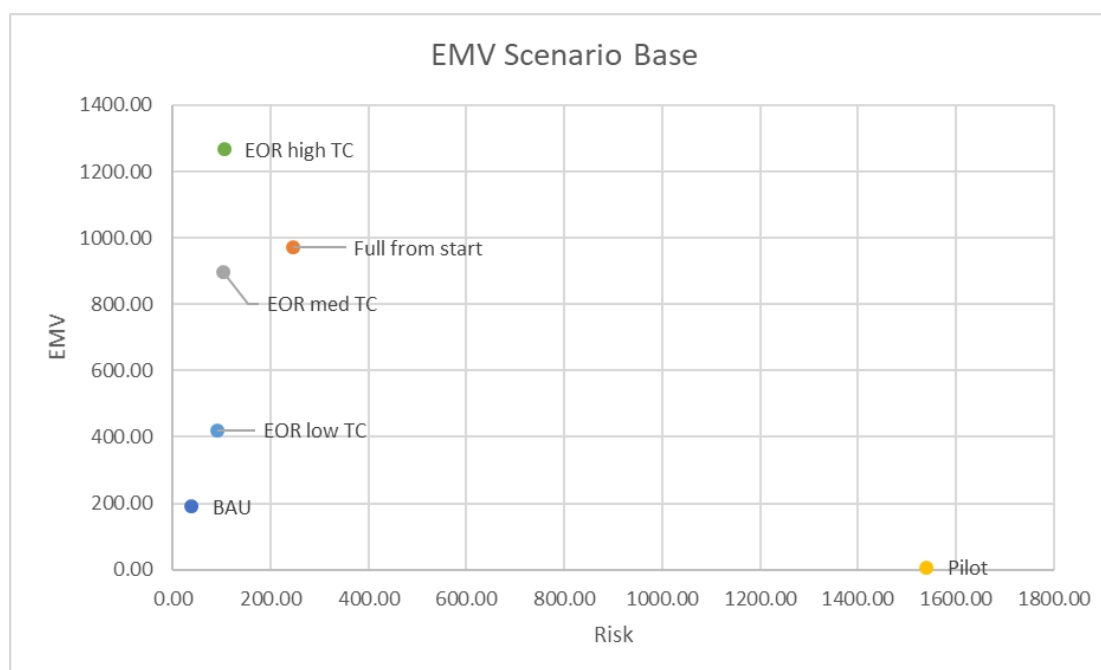


Figura 8. EMV vs risc

Schema de parcurs pentru implementarea unui proiect comercial de CO₂-EOR în România

Cazul românesc este caracterizat prin interesul sectorului de producere a energiei (Ișalnița în particular) de a-și reduce emisiile și încărcarea financiară de a plăti certificatele de emisii sub

schema EU-ETS. În același timp, sectorul energetic nu beneficiază de stimulente și partener pe parte de stocare pentru a capta CO₂.

Schema de parcurs pe care am conceput-o împreună cu partenerii din proiect pornește de la ideea maturizării clusterului ECOBASE de la pilot și proiect demonstrativ la expansiune regională, națională și internațională. Figura 9 prezintă ilustrarea schemei de parcurs concepută în cadrul proiectului.

Primul pas, implicarea industriei (grupurilor de interes) a fost început în cadrul ECOBASE. Pe parte de captare (Ișalnița), există interes pentru a merge mai departe, mai ales că se prefigurează schimbări tehnologice majore ce ar putea să includă eventual și dotarea cu o instalație de captare. În ceea ce privește operatorii petrolieri (Petrom și alți operatori independenți mai mici), potențiali operatori de CO₂-EOR și de stocare, aceștia trebuie să fie stimulați și să înțeleagă beneficiile aplicării tehnologiei. Pe parte de transport, din păcate trebuie stabilit totul de la zero.

Următoarea fază de dezvoltare va trebui să culmineze cu elaborarea planurilor pentru pilot și proiect demonstrativ. În paralel cu avansarea și precizarea rezultatelor tehnice ale proiectului ECOBASE, planul pentru pilot/proiect demonstrativ ar trebui să includă și măsurile de soluționare a blocajelor de reglementare și financiare. Stabilirea comunicării și a relației cu comunitatea locală este de o importanță capitală. Componenta educațională a activității trebuie să se concentreze pe informații și materiale educaționale pentru comunitățile locale, mai degrabă decât pentru tinerii oameni de știință. În această etapă trebuie elaborată o potențială extindere a clusterului și ar trebui implicați noi actori în reuniunile părților interesate. Facem precizarea că pilotul este important pentru a demonstra fezabilitatea CCUS în condiții locale, însă acesta trebuie să poată fi extins la scară demonstrativă și mai apoi comercială. Una dintre provocările fazei de pilot/demonstrarea va fi securizarea finanțării.

Faza de pilot pentru clusterul românesc este concepută ca o piatră de temelie spre demonstrarea conceptului de CO₂-EOR. Prin urmare, trebuie să includă soluții flexibile și scalabile și să fie foarte intens și pe termen scurt. Finanțarea pentru acesta va fi căutată deja în faza de dezvoltare a planului, astfel încât captarea și injectarea a 100 kt de CO₂ să poată fi efectuate cât mai curând posibil. Faza de pilotare ar trebui să confirme că proiectul este fezabil din punct de vedere tehnic și economic, că operațiunile de captare, transport și injecție pot fi efectuate în condiții de siguranță și fiabilitate. Scopul cheie al fazei de pilotare este de a obține încredere în tehnologie în rândul actorilor industriali și guvernamentali, precum și al publicului larg.

Faza demonstrativă extinde volumul de CO₂ injectat dincolo de 100 kt. Activitățile cheie aici sunt lucrările ingineresti și stabilirea planurilor detaliate pentru extinderea la întregul câmp petrolier. Accentul principal se pune pe excelența operațională și dezvoltarea competențelor de-a lungul lanțului valoric. Trebuie pus în aplicare un plan concret prin care volumul captat să corespundă cu volumul utilizat/stocat.

Faza operațională constă în implementarea CO₂-EOR pe întregul câmp petrolier, dar și elaborarea planurilor de implementare pe câmpurile învecinate. Provocarea tehnică cheie aici este de a potrivi cererea de CO₂ pentru operațiunea EOR (datorită recirculării CO₂) cu oferta de CO₂ din parte emițătorului.



Figura 9. Drumul de parcurs pentru implementarea CCUS în România

Rezultatul cheie al fazei operaționale pentru extinderea viitoare a CCUS este demonstrarea fezabilității operațiunilor comerciale CCUS în România. Pentru a realiza o extindere

suplimentară, operatorul de utilizare și stocare ar trebui să înceapă deja să evalueze implementarea/extinderea la celelalte câmpuri. Consorțiile ar trebui să continue dialogul deschis cu publicul. La nivel regional și național, ar fi de mare folos să se utilizeze experiența consorțiilor ca exemplu pentru a începe alte cluster sau pentru a implica noi jucători în grupul existent.

Faza de extindere regională ar avea o provocare cheie de potrivire a emisiilor mari din sectorul energetic la câmpuri relativ mici din zonă și ar putea fi necesară existența mai multor situri de stocare propriu-zisă în zonă conectate la rețeaua CCUS. În timpul expansiunii regionale, alți emițători și operatorii independenți de petrol și gaze ar trebui să se poată conecta la rețeaua CCUS. Un operator de rețea de transport ca entitate juridică separată ar putea fi necesar în această etapă (dacă nu se face mai devreme) pentru a permite rețelei de transport să se dezvolte în continuare independent de actorii originali și să ofere acces noilor jucători. Extinderea clusterelor ar trebui, de asemenea, să illustreze beneficiile primilor motori în comparație cu noii jucători implicați.

Opțiunile pentru expansiunea națională și internațională a clusterului sunt oarecum limitate de locația geografică. Regiunea Oltenia este înconjurată de Munții Carpați, care limitează opțiunile de transport din direcția Nord spre Sud-Est. Cu toate acestea, extinderea este posibilă spre Est prin Dunăre până la Marea Neagră. Cele mai apropiate posibilități de extindere în România ar fi clusterelor Oltenia Est, Argeș-Dâmbovița, Prahova și București, deja identificate ca având potențial pentru CO₂-EOR. Extinderea națională și internațională pare destul de naturală prin Marea Neagră, cu potențiale extinderi suplimentare către Marea Egee și Marea Mediterană. Rezervoarele de petrol și gaze din Marea Neagră au un potențial bun ca viitoare situri de CO₂-EOR.

Activitatea 2. Întâlniri de lucru și diseminare

În cadrul acestei activități, echipa GeoEcoMar a fost angrenată în următoarele acțiuni:

- Participare la mai multe conferințe online, o conferință organizată în fiecare lună legată de progresul proiectului și sesiuni de lucru online cu frecvență de cel puțin 2 ori pe săptămână în lunile martie și aprilie pentru inițierea simulărilor aferente studiului de caz.;
- Participare la întâlnirea finală a proiectului și la webinarul final, ambele organizate virtual pe platforma Microsoft Teams în data de 26 noiembrie 2020. Reprezentantul GeoEcoMar a prezentat în cadrul webinarului studiul de caz pentru România analizat în cadrul proiectului.
- Prezentarea unor rezultate din proiect în cadrul XXth International Multidisciplinary Scientific GeoConference. Surveying, Geology and Mining, Ecology and Management SGEM 2020 Albena, unde reprezentantul GeoEcoMar a susținut virtual lucrarea:
 - Most promising regions for the study and implementation of CO₂ geological storage in Romania (Alexandra-Constanta Dudu, Constantin-Stefan Sava, Sorin

Anghel, Corina Avram) Lucrarea va fi publicată în cadrul volumului de lucrări al conferinței (în pregătire) și va fi indexată SCOPUS.

- Pregătirea unui articol de popularizare a tehnologiei CO₂-EOR pentru platforma edupedu.ro împreună cu NORCE.
- Pentru acest an era planificată și participarea la conferința GHGT 15, care s-a amânat pentru martie 2021. Pentru această conferință, am depus 1 abstract care a fost acceptat, lucrarea urmând să fie finalizată până în februarie 2021 și să fie înaintată spre revizuire și o eventuală publicare în ediția specială a International Journal of Greenhouse Gas Control
 - Christian Bos, Daniel Loeve, Vincent Vandeweyer, Alexandra Dudu, Çağlar Sinayuç. CO₂-EOR business opportunities in Romania and Turkey

Activitatea 3. Activități de colaborare cu ENOS

Echipa GeoEcoMar, implicată de asemenea și în proiectul ENOS, a realizat un studiu pentru un pilot de stocare pentru CO₂ captat de la Ișalnița (cu posibilitate de transformare într-un proiect comercial) ca o completare a studiului pentru Brădești din cadrul ECOBASE. Am pornit de la ideea că zăcămintul de petrol Brădești nu poate stoca tot CO₂ emis de Ișalnița, de aceea operațiunea de CO₂-EOR trebuie completată cu stocarea propriu-zisă într-un acvifer salin. Studiul atașat, început anul trecut, a fost revizuit și finalizat în primele luni ale acestui an.

De asemenea, în afară de ENOS, am stabilit conexiuni și cu alte proiecte din programul ACT, cum ar fi ALIGN CCUS și REX-CO₂. Ne-am alăturat de asemenea rețelei de studii sociale ale proiectelor ACT.

Activitatea 4. Activități de contactare a comunităților locale și de informare a mass media din România

Echipa GeoEcoMar a sprijinit partenerul CO₂Club în definirea și implementarea sondajului de opinie cu privire la

De asemenea, GeoEcoMar a organizat împreună cu coordonatorul ECOBASE o întâlnire virtuală cu grupurile interesate în România de implementarea CO₂-EOR. Această întâlnire a avut loc în data de 24 septembrie 2020. Au participat reprezentanți ai Petrom (titularul de acord petrolier pentru Brădești), Dacian Petroleum (recent deținător de acorduri petroliere pentru structuri din regiunea Oltenia), ai Complexului Energetic Oltenia (Ișalnița), Heidelberg Cement și ai Agenției Naționale de Resurse Minerale. Reprezentanții GeoEcoMar au prezentat studiul de caz românesc din cadrul proiectului (Brădești-Ișalnița), precum și viziunea de implementare a unui proiect de CO₂-EOR în România și au subliniat importanța implicării operatorilor de petrol și de instalații staționare de CO₂. Un rezultat important al acestei întâlniri a fost stabilirea unui mod de colaborare cu operatorii de petrol, interesați să devină operatori de stocare, după implementarea CO₂-EOR. De asemenea, reprezentanți ai

industriei cimentului sunt interesați să implementeze proiecte de stocare geologică a CO₂ și să colaboreze în cadrul proiectelor de cercetare.

Prezentare rezultate verificabile etapă

Indicator de rezultat proiecte Orizont 2020	UM procent/ numar	Cantitate
Mobilitati interne	Luna x om	-
Mobilitati internationale Participare virtuală conferință SGEM Albena 2020	Luna x om	0.15 X om lună
Valoarea investițiilor in echipamente pentru proiect – de la bugetul de stat	mii lei	-
Valoarea investițiilor in echipamente pentru proiect – din contribuția financiara privata	mii lei	-
Valoarea investițiilor in echipamente pentru proiecte – din alte surse atrase CE <i>(se va completa numai pentru proiectele de tip ERANET Cofund)</i>	mii lei	-
Numărul de IMM participante	Nr.	-
Copublicații	Nr	1
Brevete solicitate la nivel național și internațional, cu proprietari români	Nr	-
Alte forme de DPI cu proprietari români solicitate: desene, mărci	Nr	-
Publicații în cele mai citate 10% publicații din baze de date consacrate	Nr	-

Concluzii

1. Obiectivele fazei au fost îndeplinite integral.
2. Am identificat patru scenarii majore pentru dezvoltarea lanțului CCUS selectat pentru România, Brădești-Ișalnița, din perspectiva operatorului de petrol, anume: continuarea afacerii ca de obicei (fără captare și injecție de CO₂, continuarea injecției de apă pentru recuperarea secundară a petrolului), implementarea unui pilot de CO₂-EOR (durată de 5 ani, aplicat pe 10% din câmpul petrolier, pentru o captare de 10% de la un grup energetic al centralei Ișalnița), implementarea CO₂-EOR pe întreg câmpul după pilot (70% rată de captare de la un grup energetic al centralei Ișalnița) și implementarea CO₂-EOR pe întregul câmp de la început, fără pilot (80% rată de captare de la un grup energetic al centralei Ișalnița).
3. În urma simulărilor făcute pe aceste scenarii și pe cazurile determinate de utilizarea a trei curbe de recuperarea incrementală a petrolului (minimă, medie și maximă), implementarea CO₂-EOR este profitabilă, aducând un profit mai mare decât injecția de apă.
4. Pentru a reduce riscul, mai întâi trebuie implementat un pilot, pentru a acumula cunoștințe despre comportamentul rezervorului.
5. Cel mai important parametru care influențează indicatorii cheie de performanță ai proiectului este prețul petrolului, după cum a reieșit din analiza de sensibilitate.
6. Schema de parcurs pentru implementarea CO₂-EOR în România pornește de la implicarea grupurilor de interes (operatori petrolieri și ai instalațiilor industriale care emit CO₂), se continuă cu pregătirea pilotului și proiectului demonstrativ de CO₂-EOR, punerea în funcțiune a proiectului comercial, ajungând la implementarea pe scară regională și națională a tehnologiei și la interconectarea cu clustere internaționale.
7. În 2020 am participat la numeroase întâlniri de lucru, toate virtuale. De asemenea, am participat virtual la întâlnirea finală a proiectului și la webinarul din 24 septembrie 2020, în cadrul căruia am prezentat studiul de caz românesc. În ceea ce privește activitatea de publicare, avem în pregătire o lucrare ce va fi prezentată în cadrul conferinței GHGT 15 (amânată pentru martie 2021) și am prezentat o parte din rezultatele proiectului în cadrul conferinței SGEM 2020.
8. Referitor la contactarea comunităților locale, am contribuit la definirea și implementarea sondajului de opinie și am organizat o întâlnire cu reprezentanți ai industriei locale pentru a stabili conexiuni în vederea implementării tehnologiei în regiune și în România. Rezultatele întâlnirii au fost și sunt promițătoare, stabilind împreună cu industria modalități de cooperare și parteneriat în noi proiecte de cercetare, momentan în faza de propunere.

Scurt raport despre deplasarea (deplasările) în străinătate privind activitatea de diseminare și/sau formare profesională

Subsemnata Dudu Alexandra-Constanța, șef colectiv Stocarea geologică a CO₂, am participat virtual la conferința XXth International Multidisciplinary Scientific GeoConference. Surveying, Geology and Mining, Ecology and Management SGEM 2020 Albena, în perioada 16-25 august 2020. În data de 22.08.2020 am susținut prezentarea lucrării:

- Most promising regions for the study and implementation of CO₂ geological storage in Romania (Alexandra-Constanta Dudu, Constantin-Stefan Sava, Sorin Anghel, Corina Avram) Lucrarea va fi publicată în cadrul volumului de lucrări al conferinței (în pregătire) și va fi indexată SCOPUS.

Taxa de participare virtuală la această conferință a fost plătită din proiectul ECOBASE.