

Proiectul Neptun Deep

Studiu BAT pentru Managementul Hidraților Offshore

02	IFU	G Brook	09-06-23	S Jivraj	09-06-23	S Jivraj	09-06-23
01	IFR	Y Suarez	10-05-23	G Brook	10-05-23	S Jivraj	10-05-23
00	IDC	Y Suarez	10-05-23	G Brook	10-05-23		
Rev	Motivul emiterii	Autor	Data	Verificat	Data	Avizat de	Data
Clasificarea documentelor		Numărul documentului					Rev
Confidențial		J-001030-EV-REP-00021					02

Acest material este destinat informării personale a destinatarului. Nici o parte a acestui document nu poate fi reprodusă, transmisă sau stocată digital sub nicio formă sau prin orice mijloc, inclusiv prin fotocopiere și înregistrare, fără permisiunea scrisă a deținătorului dreptului de autor, cerere pentru care trebuie adresată IO Consulting.

Prezentul document este o traducere după originalul redactat în limba engleză.



Istoricul reviziilor

Revizia nr	Sectiunea Ref	descrierea schimbării
00	Toate	IDC
01	Toate	IFR
02	Toate	Includerea comentariile clientului

Rezerve

Nr	Sectiunea Ref	Descrierea rezervei

Cuprins

1.	Introducere	4
2.	Scopul documentului	6
3.	Contextul de reglementare	7
4.	Metodologia BAT	8
5.	Opțiuni luate în considerare pentru managementul hidraților offshore	10
6.	Evaluarea opțiunilor de gestionare a hidraților offshore.....	12
7.	Concluzii și discuții	18
	Anexa A - Referințe și acronime	19
	Anexa B - Fișă de lucru de screening.....	21

Lista de tabele

Tabelul 4-1 Punctajul ponderat.....	9
Tabelul 5-1 Opțiuni de gestionare a hidratului.....	11
Tabelul 6-1 Descrierea conceptelor de criterii propuse.....	12
Tabelul 6-2 Punctajul ponderat.....	13
Tabelul 6-3 Evaluarea opțiunilor - punctaj neponderat.....	13
Tabelul 6-4 Evaluarea ponderate a opțiunilor	14
Tabelul A-1 Referințe.....	19
Tabelul A-2 Acronime	19

Lista de figuri

Figura 1-1 Prezentare generală a instalațiilor	4
Figura 3-1 Reprezentarea grafică a BAT.....	7
Figura 4-1 Criterii de clasare	9
Figura 6-1 Criterii de clasare	12
Figura 6-2 Clasament neponderat.....	14
Figura 6-3 Clasament ponderat.....	15

1. Introducere

Neptun Deep este un zăcământ de gaze offshore situat în sectorul românesc al Mării Negre. Proiectul combină un zăcământ de gaze naturale de adâncime în câmpul Domino cu un zăcământ de gaze naturale de apă mică în câmpul Pelican Sud. Planul de dezvoltare al proiectului se bazează pe 3 centre de foraj submarin; două situate la ~1.000m adâncime de apă în câmpul Domino și unul situat la ~125m adâncime de apă în câmpul Pelican Sud.

Fiecare centru de foraj va include un manifold de producție cu patru sonde, conectat la platforma de apă de adâncime mică (SWP) nesupravegheată în mod normal, de pe platforma continentală. Producția din sonde va fi separată, iar gazul natural va fi deshidratat pe SWP pentru a atinge specificația de calitate a vânzărilor. Producția va fi transmisă printr-o conductă de producție a gazelor naturale (GPP) de ~160 km de 30 țoli către coasta României, unde va fi transferată către Sistemul Național de Transport (NTS) Transgaz la o stație de contorizare a gazelor naturale (SRM) pe uscat.

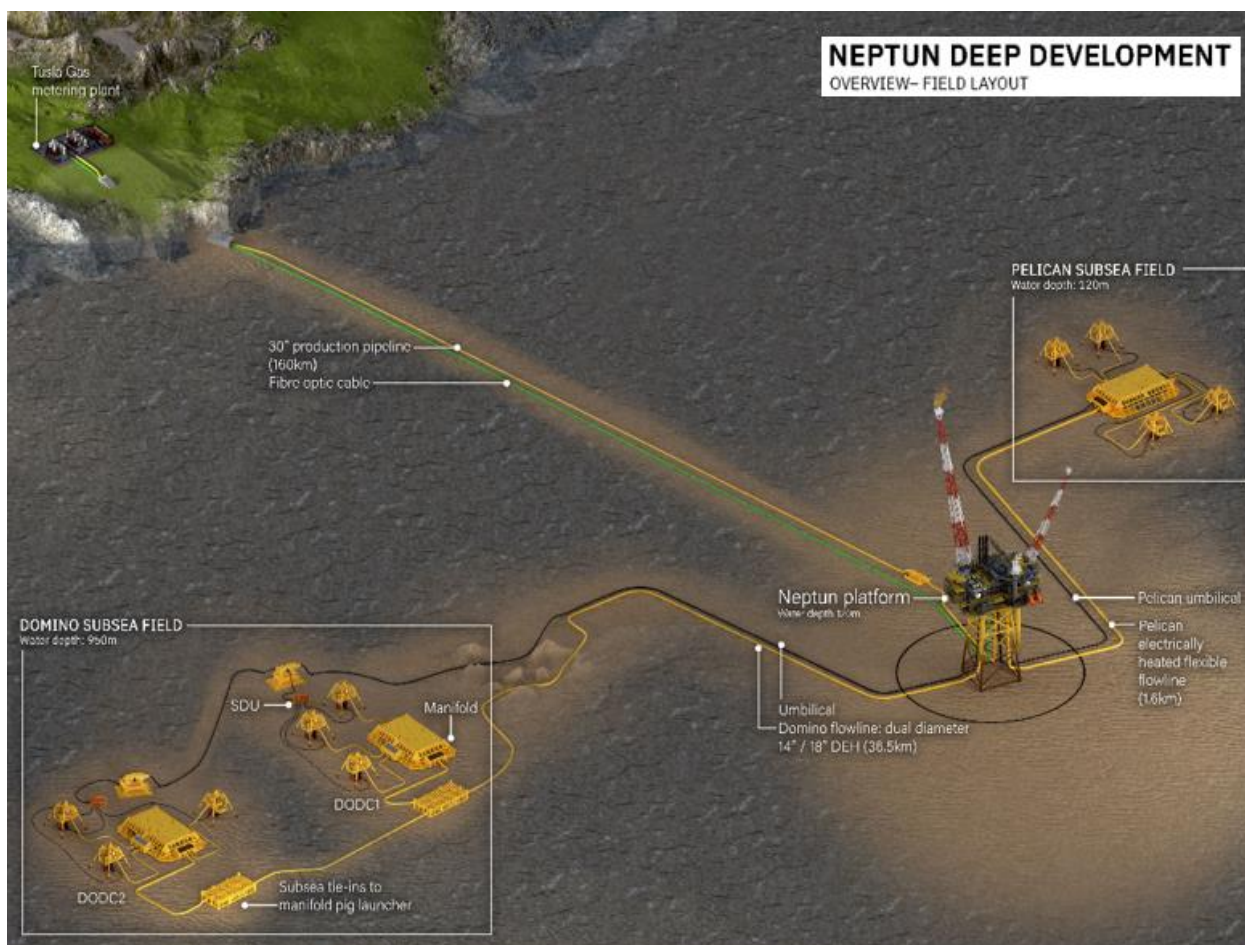


Figura 1-1 Prezentare generală a instalațiilor

Conceptul de dezvoltare, așa cum este prezentat în Figura 1-1 include următoarele:

Sonde și facilități Domino Sud:

- / Șase sonde forate din două manifolduri submarine cu 4 intrări
- / O conductă de producție de 18/14 țoli încălzită electric direct (DEH) cu o lungime de ~36 km până la SWP.
- / Un ombilical de control electric și hidraulic de la SWP la centrul de foraj Domino 1 (DODC1) și de la DODC1 la centrul de foraj Domino 2 (DODC2)



Sonde și facilități Pelican Sud:

- / Patru sonde forate dintr-un manifold submarin cu 4 intrări la Pelican Sud (PSDC).
- / O conductă de producție flexibilă încălzită de 10,75" cu o lungime de 1,4 km până la SWP.
- / Un ombilical de control electric și hidraulic de la SWP la centrul de foraj PSDC

Facilități comune:

- / SWP, fără personal, pentru separarea, deshidratarea gazelor, generarea de energie, sisteme de control și siguranță și tratarea chimică
- / Conducta de producție de gaz cu diametrul exterior (OD) de 30 țoli cu o lungime de 160 km de la SWP la SRM onshore
- / Cablu de fibră optică de la SWP la camera centrală de control onshore (CCR) pentru telecomunicații și control; back-up prin sistemul de satelit (V-Sat).
- / SRM onshore cu gară de primire godevil și conexiune la Transgaz
- / CCR situată la SRM

Foraj:

- / O unitate mobilă de foraj offshore (MODU) ancorată și asistată de propulsoare, pentru a finaliza cel puțin cinci sonde înainte de pornire (aproximativ 70 de zile per sondă).
- / Sonde direcționale cu rază moderată într-un mediu cu presiune normală și fără aciditate:
- / Echipări de sondă cu control al nisipului tip gură liberă cu tubaj de producție 7"; unele sonde vor permite controlul hidraulic de debit pentru mai multe intervale din zăcămint printr-o singură echipare (controlul inteligent al sondei).

2. Scopul documentului

Scopul acestui document este de a efectua o evaluare a “celor mai bune TEHNICI disponibile” (BAT) pentru a identifica cele mai bune opțiuni disponibile pentru **managementul hidraților offshore** pentru liniile de curgere Domino și Pelican.

Obiectivele studiului BAT sunt:

- / Descrierea modului în care cerințele BAT au fost adaptate în studiu.
- / Furnizarea unei metodologii transparente pentru evaluarea, notarea, clasarea și examinarea opțiunilor disponibile de **gestionare a hidraților offshore**.
- / Informarea procesului de proiectare cu privire la impactul cheie asupra mediului asociat cu selecția tehnologiei specifice.
- / Identificarea opțiunii de **gestionare a hidraților offshore** care reprezintă BAT pentru prevenirea și minimizarea poluării și/sau a impactului social.
- / Asistă în procesul de consultare timpurie cu Regulatorul de Mediu din România pentru a obține feedback adecvat în timpul etapei de proiectare FEED.

Notă: Alternativa #2 [Ref.2] Un sistem de dietilen glicol (DEG) cu separarea DEG din apa produsă nu a fost luată în considerare în continuare deoarece tehnologia cMIST™ pe care se bazează pentru deshidratarea gazului nu este disponibilă pentru proiectul Neptun Deep procesului datorită maturității scăzute a nivelului de pregătire a tehnologiei (TRL). Mai mult, DEG nu poate fi introdus la contactorul TEG.

3. Contextul de reglementare

Evaluarea și implementarea BAT este o cerință conform Directivei UE IPPC și ca parte a cerințelor companiei OMV. În conformitate cu Directiva IPPC, operatorii au obligația de a demonstra că toate aspectele cheie ale proiectării reprezintă BAT (prevenirea și/sau minimizarea poluării din instalație).

În cadrul directivei IPPC, BAT este definită ca:

„Cea mai eficientă și avansată etapă în dezvoltarea activităților și a metodelor lor de funcționare, care indică adecvarea practică a anumitor tehnici pentru a oferi, în principiu, baza valorilor limită de emisie menite să prevină (și acolo unde acest lucru nu este posibil), în general să reducă emisiile și impactul asupra mediului în ansamblu”.

Fiecare aspect al BAT este definit mai jos:

„cel mai bun” înseamnă, în raport cu tehnicile, cel mai eficient în atingerea unui nivel general ridicat de protecție a mediului în ansamblu.

„disponibil” înseamnă acele tehnici care pot fi implementate pe platforme în condiții viabile din punct de vedere economic și tehnic, echilibrând costurile implementării lor cu beneficiile aduse mediului.

„tehnici” include atât tehnologia utilizată, cât și modul în care instalația este proiectată, construită, întreținută, exploatată și scoasă din funcțiune.

În practică, BAT este o metodă utilizată pentru evaluarea sistematică a tehnicilor de proces, a tehnologiilor de reducere și a operațiunilor instalației pentru a evita sau a reduce daunele aduse mediului în urma implementării proiectului. Soluția pe care o oferă evaluările BAT *trebuie să fie practicabilă și la un nivel de cost acceptabil*, astfel încât costurile de implementare a tehnicii de reducere să nu fie disproporționate față de beneficiul de mediu pe care îl realizează. Una dintre cele mai eficiente metode de evaluare a tehnicilor de eliminare a poluării este utilizarea unei curbe ideale BAT, prezentată în Figura 3.1 din ghidul Metodologiei H1 [Ref. 1]. Aceasta arată că tehnologiile tot mai costisitoare pot duce la reduceri din ce în ce mai mici ale impactului asupra mediului.

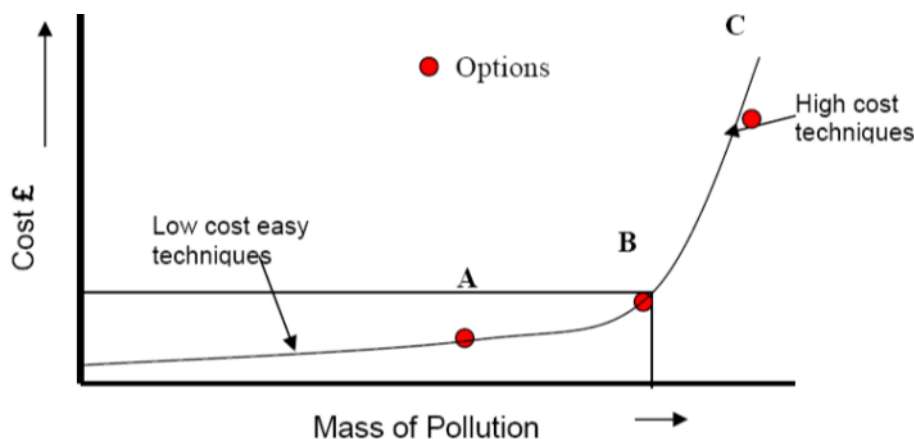


Figura 3-1 Reprezentarea grafică a BAT

De exemplu opțiunea B este considerată BAT, în punctul de schimbare a pantei, denumit și genunchiul curbei. Orice cheltuială dincolo de acest punct flexibil oferă doar beneficii marginale (reducerea poluării) la un cost exponențial mai mare. Prin urmare, în acest exemplu, Opțiunea C nu ar fi considerată BAT.

4. Metodologia BAT

Cea mai bună tehnologie disponibilă (BAT) este o abordare sistematică pentru identificarea celei mai eficiente tehnologii sau combinații de tehnologii disponibile pentru reducerea emisiilor și minimizarea impactului asupra mediului într-un anumit proces sau activitate. Metodologia BAT este utilizată pe scară largă în domeniul managementului și reglementării mediului, în special în Uniunea Europeană, pentru a stabili standarde de performanță pentru procesele industriale și pentru a ghida selecția măsurilor de prevenire și control al poluării. Metodologia BAT implică de obicei un proces în mai multe etape care include:

- / Identificarea impacturilor asupra mediului ale procesului sau activității, cum ar fi emisiile în aer, evacuările de apă și generarea de deșeuri.
- / Evaluarea tehnologiilor și tehnicilor disponibile care pot fi utilizate pentru a reduce aceste impacturi, pe baza eficacității, fezabilității și costurilor acestora.
- / Evaluarea factorilor tehnici, de mediu, comerciali ai fiecărei opțiuni candidate, luând în considerare factori precum utilizarea energiei, consumul de materii prime și generarea de deșeuri.
- / Compararea opțiunilor candidate și selectarea BAT sau a combinației de tehnici care realizează cel mai mare beneficiu pentru mediu, reducând în același timp costurile și alte impacturi.

Metoda care va fi utilizată pentru evaluarea opțiunii candidate care este considerată BAT în scopul acestui **studiu de gestionare a hidraților** va fi **EVALUAREA OPȚIUNILOR**. Acest proces se bazează pe utilizarea unei metode de evaluare calitativă pentru a evalua între opțiuni în identificarea soluției preferate.

Pentru a efectua **EVALUAREA OPȚIUNILOR**, se utilizează *Nota de orientare orizontală IPPC pentru evaluarea de mediu* și evaluarea BAT; cu *nota BREF UE - documentul de orientare privind cele mai bune tehnici disponibile* în domeniul „Explorarea și producția de hidrocarburi în amonte”, 2019; Directiva BREF *privind instalațiile de ardere în mediu* (Directiva reglementează emisiile de praf, NO_x și SO₂ pentru a reduce poluarea aerului și riscul pentru sănătatea umană și pentru mediu); în plus față de cele mai bune ghiduri de practică în domeniul petrolului și gazelor, pentru a oferi informații suplimentare, cum ar fi:

- / Metode de cuantificare a impactului asupra mediului în toate mediile.
- / O metodă de calculare a costurilor tehnicilor de protecție a mediului.
- / Orientări privind evaluarea cost/beneficiu.

Mai multe informații despre procesul de **EVALUAREA OPȚIUNILOR** pot fi găsite în secțiunea de mai jos.

4.1 Evaluarea opțiunilor

Metoda utilizată pentru **EVALUAREA OPȚIUNILOR** se bazează pe o evaluare semi-calitativă a conceptelor de management al hidratului în raport cu o listă de criterii de diferențiere. Diferențiatorii care au fost luați în considerare în timpul acestei evaluări de opțiuni au inclus:

- / Îndeplinirea cerințelor de reglementare.
- / Impact asupra mediului.

- / Fezabilitate.
- / Complexitatea operațională.
- / Complexitatea instalației.
- / Robustețe/Fiabilitate.
- / Capex/ Opex.

Discuțiile cu privire la cerințele de reglementare din lista de mai sus au dus ca „Respectarea cerințelor de reglementare” să fie nu considerată ca un factor de diferențiere, din motivul că toate conceptele trebuie să respecte reglementările. Pentru diferențiatorii rămași, a fost utilizat un sistem simplu de notare pentru a compara opțiunile identificate. Un scor mare de „3” a fost acordat celui mai favorabil, în timp ce un scor mic de „1” a fost atribuit criteriilor nefavorabile cu furnizarea unei justificări. S-a acordat un scor de „0” opțiunilor care, deocamdată, sunt considerate nerealizabile și adăugate la suita de opțiuni pentru completitudine tehnică. Criteriile de clasare sunt prezentate în Figura 4-1, iar opțiunile au fost evaluate folosind principiul unei analize bilaterale reciproce.

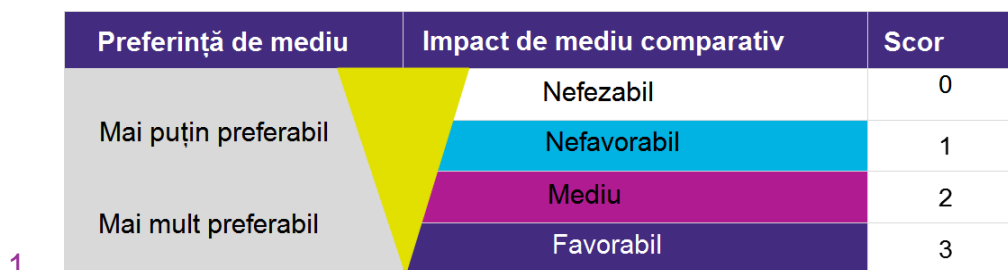


Figura 4-1 Criterii de clasare

Pe lângă matricea simplă de punctaj, factorii de ponderare sunt adesea aplicați fiecărui criteriu pentru a reflecta semnificația acestora pentru Operator în contextul dezvoltării unui proiect. Folosirea acestor criterii ponderate permite factorilor de decizie din proiect să ajungă la o soluție optimă (preferată din punct de vedere ecologic), deoarece acordă importanță la ceea ce a fost perceput ca preocupări principale. Cea mai mare pondere în acest studiu a fost acordată „Robusteții / Fiabilității”, iar criteriului „Capex/ Opex” cea mai mică pondere. Ponderile aplicate în acest studiu sunt prezentate în Tabelul 4-1, care au fost convenite cu Clientul (OMVP) pe baza obiectivelor lui de afaceri.

Tabelul 4-1 Punctajul ponderat

Îndeplinirea cerințelor reglementate	0,00
Impact asupra mediului	0,18
Fezabilitate	0,20
Complexitate operațională	0,14
Complexitate instalație	0,17
Robustețe/ Fiabilitate	0,21
Capex/ Opex	0,10

Această metodă va fi aplicată **opțiunilor de gestionare a hidraților** care sunt potențial disponibile pentru proiect în secțiunea 5 a acestui raport.

5. Opțiuni luate în considerare pentru managementul hidraților offshore

Formarea hidratului în conductele submarine este o problemă bine-cunoscută pe care fiecare dezvoltator trebuie să o depășească în timpul exploatării unui zăcământ de gaze. Pe măsură ce fluidele brute de producție încep să se răcească (în mod normal în jurul valorii de 25°C), în funcție de conținutul apei și presiunea, hidrații încep să se formeze și pot obtura conducta. Formarea hidraților poate fi evitată prin menținerea caldă a fluidelor, eliminarea apei sau prin injectarea de inhibitori termodinamici. Formarea hidraților în conductele submarine trebuie gestionată într-un mod cât mai viabil din punct de vedere al mediului, operațional și financiar. Mai multe considerente de proiectare sunt revizuite și discutate în această secțiune, deoarece obiectivul acestui studiu BAT este evaluarea diferitelor concepte disponibile de inhibare a formării hidraților.

5.1 Managementul Hidraților offshore

Trei opțiuni de gestionare a hidratului includ:

1. **Încălzire electrică directă (DEH):** Această opțiune presupune încălzirea continuă a conductei de producție a câmpului Domino prin trecerea curentului monofazic direct prin oțelul conductei cu ajutorul unui cablu suplimentar. În timpul funcționării normale, câmpul Pelican nu necesită nicio soluție de gestionare a hidratului, deoarece este de așteptat să curgă suficient de cald pentru a evita hidrații. Cu toate acestea, va fi necesară utilizarea unui sistem de încălzire electrică pentru scenariile de pornire și oprire.

Fluidele de producție vor intra în separatorul de intrare de la Platforma de producție (SWP), gazul saturat separat este direcționat către unitatea de deshidratare (contactor TEG). Gazul intră în contact cu „TEG-ul sărac” în cadrul procesului de eliminare a apei. Gazul uscat este apoi direcționat către țărm. Apa produsă de la separatorul de intrare este trimisă la unitățile de separare a apei produse și în cele din urmă este evacuată peste bord.
2. **Sistem MEG/ TEG cu separarea MEG/ TEG din apa produsă:** Această opțiune ia în considerare injecția de monoeten glicol (MEG) / trieten glicol (TEG) la sondă, care curge împreună cu fluidul de producție către platforma de producție (SWP) pentru a preveni formarea de hidrați în conducte. La SWP, MEG/TEG va fi regenerat printr-un proces de degazificare și re-evaporare. În mod similar cu Opțiunea 1, fluidele intră în separatorul de intrare la SWP, dar apa produsă nu este evacuată peste bord.
3. **Sistem de depresurizare fără încălzire și injecție de metanol pentru oprire (Câmpul Pelican):** Această opțiune implică depresurizarea conductei de producție Pelican ca strategie de atenuare a hidratului. Datorită lungimii mici a conductei Pelican, depresurizarea este fezabilă. Cu toate acestea, depresurizarea conductei de producție Domino fără încălzire electrică nu a fost găsită viabilă din cauza lungimii sale și a lichidului total acumulat în linie. Pe măsură ce sistemul este presurizat la repornire, se vor forma hidrați care ar duce la blocare. Prin urmare, Opțiunea 4 (depresurizare fără încălzire) este valabilă doar pentru conducta de producție Pelican și ar trebui combinată cu Opțiunea 1 pentru conducta de producție Domino (încălzire electrică directă continuă).

Operațional, conducta de producție Pelican ar fi depresurizată ori de câte ori producția este închisă pentru a evita formarea de hidrat. După închidere, va fi injectat metanol în baza coloanei Pelican, în sondă, la capetele de erupție, în colectoare și în jumperi. La repornire, ar fi injectat metanol la capetele de erupție până când temperaturile fluidului cresc peste temperatura de formare a hidratului. Această alternativă include aerisirea



conținutului conductei de producție Pelican, estimată a evacua ~ 2,5 Mscf (aproximativ 47 tone) de gaz ori de câte ori există o închidere.

Tabelul 5-1 Opțiuni de gestionare a hidratului

Opțiuni	Opțiuni de management al hidratului	Cerințe energetice	Comentarii
Opțiunea 1	Încălzire electrică directă (DEH)	DEH pentru linia de flux Domino Tratarea gazelor produse (contactor TEG)	Încălzire electrică directă continuă necesară pentru conducta de producție Domino și urmărirea temperaturii necesare pentru conducta Pelican (doar la oprire și repornire). Nu este necesară injecția chimică în timpul funcționării normale.
Opțiunea 2	Sistem MEG/TEG cu separarea MEG/TEG din apa produsă	Unitate de recuperare MEG/TEG mai mare decât Opțiunea 1	Nu este necesară încălzirea prin conductă. Injecția chimică continuă este necesară în timpul funcționării normale.
Opțiunea 3	Sistem de depresurizare fără încălzire și injecție de metanol pentru oprire (Câmpul Pelican)	Încălzirea continuă a conductei de producție Domino Tratarea gazelor produse (contactor TEG)	Este necesară încălzirea electrică continuă directă pentru conducta Domino și este necesară depresurizarea conductei Pelican (oprire tehnice). Nu este necesară injectarea de substanțe chimice în timpul operațiunilor normale.

6. Evaluarea opțiunilor de gestionare a hidraților offshore

O varietate de metode pot fi utilizate pentru a evalua meritele potențiale ale fiecăreia dintre opțiunile de gestionare a hidratului. Metoda utilizată pentru evaluarea acestei opțiuni se bazează pe analiza de mediu, folosind o evaluare semi-calitativă pe o listă scurtă de atribute diferențiate (sau criterii de mediu). Accentul este de a utiliza aceste criterii, pentru a identifica cea mai probabilă soluție/soluții BAT. Criteriile utilizate în această evaluare sunt enumerate în Tabelul 6-1.

Tabelul 6-1 Descrierea conceptelor de criterii propuse

Criterii	Descriptor/ Rațiune
Îndeplinirea cerințelor de reglementare	Aplicarea reglementărilor specifice de eliminare stabilite pentru Proiectul Neptun. În prezent, acesta este considerat un non-diferențiator, deoarece toate opțiunile prezentate mai sus sunt conforme cu reglementările sau nu ar fi identificate pentru investigații ulterioare.
Impact asupra mediului	la în considerare toate impacturile, inclusiv asupra vieții marine, perturbarea fundului mării, ocuparea terenurilor, calitatea apei, calitatea aerului, zgomotul, deșeurile.
Fezabilitate	Opțiunea satisface toate constrângerile și cerințele definite pentru a permite o soluție să meargă mai departe, inclusiv factorii de conducere a proiectului, viabilitatea tehnică și comercială.
Complexitatea operațională	Acest criteriu conduce la intervenții sporite, adică inspecție, reparație și întreținere și fezabilitatea acestor intervenții.
Complexitatea instalației	Complexitatea instalației se referă la creșterea echipamentelor, care în cele din urmă determină creșterea dimensiunii și greutateii platformei, ceea ce duce la perturbarea fundului mării și o creștere a puterii care duce la creșterea emisiilor, precum și la probabilitatea trecerii de la o instalație normală nesupravegheată la o instalație cu echipaj.
Robustețe/ Fiabilitate	Nivel de robustețe: capacitatea echipamentului de a rezista la condiții dure, cum ar fi climatul rece, oprirea și repornirea. Nivel de flexibilitate: ușor de adaptat la cantitatea și calitatea apei foarte variate. Tehnologia PW propusă trebuie să fie robustă și simplă și necesită intervenție operațională minimă. Frecvența actuală a vizitelor este de (4) de patru ori pe an cu prevederea a (1) o dată pe lună.
Capex/ Opex	Cheltuielile raportate, costuri ridicate de capital, operare și întreținere la nivel înalt. Identificarea componentelor majore ale costurilor nu este cuprinsă, deoarece aceste costuri se bazează pe estimări pre conceptuale.

În afară de „Îndeplinirea cerințelor de reglementare”, pentru diferențiatorii rămași din Tabelul 6-1, a fost utilizat un sistem simplu de notare pentru a compara opțiunile identificate. Un scor mare de „3” a fost acordat celui mai favorabil, în timp ce un scor mic de „1” a fost acordat criteriilor nefavorabile cu o justificare. S-a acordat un scor de „0” opțiunilor care, deocamdată, sunt considerate nerealizabile și adăugate la opțiunile setate pentru completitudine tehnică. Criteriile de clasare sunt introduse în secțiunea 4 a acestui raport, dar sunt repetate mai jos (în Figura 6-1) pentru ușurință.

Preferință de mediu	Impact de mediu comparativ	Scor
Mai puțin preferabil	Nefezabil	0
	Nefavorabil	1
Mai mult preferabil	Mediu	2
	Favorabil	3

Figura 6-1 Criterii de clasare

Opțiunile din Secțiunea 6.0 au fost evaluate folosind principiile unei „analize bilaterale reciproce” în raport cu factorii diferențiatori din Tabelul 7.1 și aplicând o clasificare simplă (de la 0 la 3). Aceste scoruri sunt adunate, iar opțiunea cu cel mai mare scor este considerată cea mai favorabilă proiectului. Pe lângă matricea simplă de scor, sunt adesea aplicați factori de ponderare, pentru fiecare criteriu, pentru a reflecta importanța lor pentru operator în contextul dezvoltării proiectului. Utilizarea acestor atribute ponderate permite luarea deciziilor pentru proiect într-o soluție optimă

(preferabilă din punct de vedere ecologic), deoarece acordă importanță la ceea ce a fost perceput ca preocupările principale. Cea mai mare pondere în acest studiu a fost acordată factorului „Robustețe / Fiabilitate”, iar criteriul „Capex/ Opex” a fost atribuit cu cea mai mică pondere. Ponderile aplicate în acest studiu sunt prezentate în Tabelul 7.2 și au fost convenite cu Clientul (OMVP) în funcție de obiectivele lor de afaceri.”

Tabelul 6-2 Punctajul ponderat

Îndeplinirea cerințelor reglementate	0,00
Impact asupra mediului	0,18
Fezabilitate	0,20
Complexitate operațională	0,14
Complexitate instalație	0,17
Robustețe/ Fiabilitate	0,21
Capex/ Opex	0,10

6.1 Analiza de screening

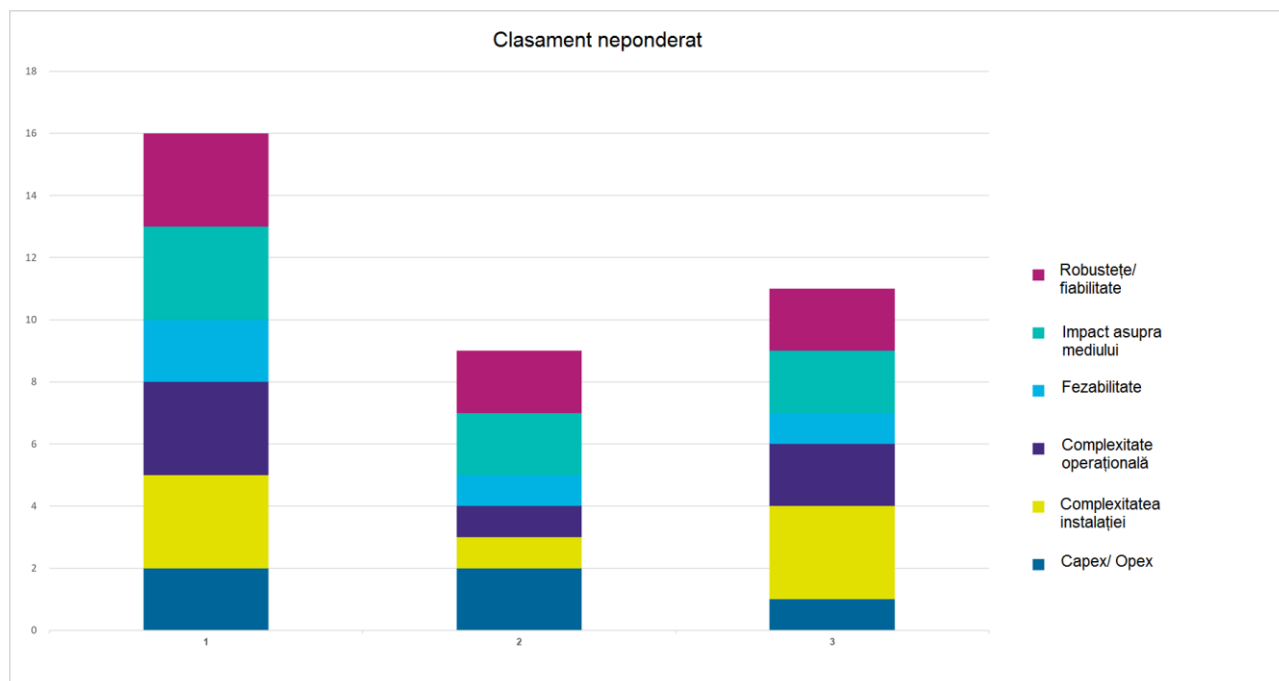
Analiza de screening de mediu oferă o înregistrare a conceptelor de management al hidraților care sunt clasificate în funcție de criterii de diferențiere printr-un proces de atribuire a „scorurilor” numerice pentru fiecare opțiune, folosind o scară întreagă simplă. Criteriile de clasare și scorurile ponderate se bazează pe cele mai bune informații deținute de echipa de mediu IO la momentul redactării acestui raport. Procesul de screening se dorește să fie transparent (și nesubiectiv). Ca atare, calculele utilizate pentru a susține punctajul și clasamentele evaluării sunt disponibile în **Anexa B** a acestui raport. Rezultatele procesului de clasare pot fi găsite mai jos.

6.1.1 Rezultatele screening-ului

O analiză mai completă este prezentată în **Anexa B**, cu toate acestea, un rezumat al rezultatelor pentru opțiunile de gestionare a hidratului, bazat pe metodologia descrisă mai sus, este prezentat în tabelele și figurile de mai jos. Tabelul 6-3 și Figura 6-2 denotă scorul diferențiat din factorii neponderați.

Tabelul 6-3 Evaluarea opțiunilor - punctaj neponderat

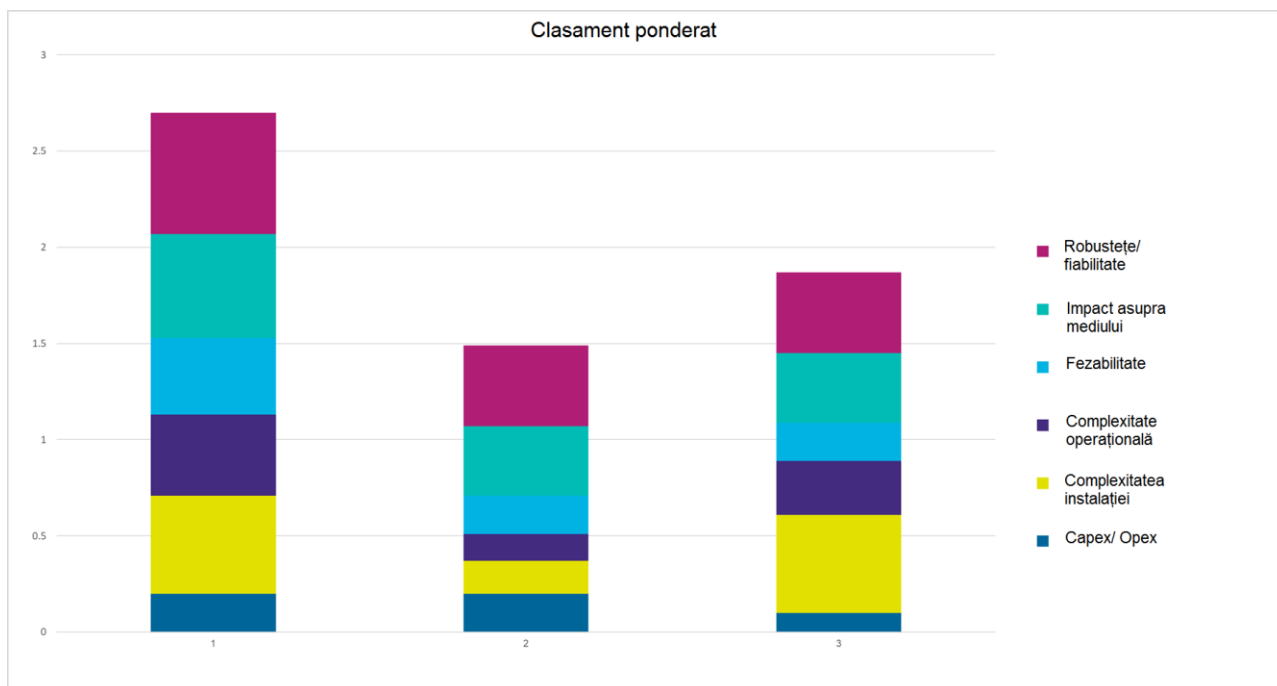
Concept	Aspecte de mediu							Scor
	Caz	Impact asupra mediului	Fezabilitate	Complexitate operațională	Complexitate facilitare	Robustețe / fiabilitate	Capex/ Opex	Neponderat
Opțiunea 1: Încălzire electrică directă	1	3	2	3	3	3	2	16
Opțiunea 2: Sistem MEG/TEG cu degazificarea MEG/TEG din apa produsă	2	2	1	1	1	2	2	9
Opțiunea 3: Sistem depresurizare fără încălzire cu injectare metanol pentru oprii (Câmpul Pelican)	3	2	1	2	3	2	1	11


Figura 6-2 Clasament neponderat

Tabelul 6-4 și Figura 6-3 denotă scorul diferențiat din factorii ponderați.

Tabelul 6-4 Evaluarea ponderate a opțiunilor

Concept	Aspecte de mediu							Scor
	Caz	Impact asupra mediului	Fezabilitate	Complexitate operațională	Complexitate facilitată	Robustețe / fiabilitate	Capex/ Opex	Neponderat
Opțiunea 1: Încălzire electrică directă	1	0,54	0,4	0,42	0,51	0,63	0,2	2,7
Opțiunea 2: Sistem MEG/TEG cu degazificarea MEG/TEG din apa produsă	2	0,36	0,2	0,14	0,17	0,42	0,2	1,49
Opțiunea 3: Sistem depresurizare fără încălzire cu injectare metanol pentru opriri (Câmpul Pelican)	3	0,36	0,2	0,28	0,51	0,42	0,1	1,87


Figura 6-3 Clasament ponderat

6.1.2 Analiza rezultatelor

Îndeplinirea cerințelor de reglementare

Deoarece toate opțiunile luate în considerare sunt posibile doar pentru că sunt legal acceptabile, îndeplinirea cerințelor de reglementare devine un „dat” și nu un diferențiator între opțiuni. Ca atare, acest criteriu nu a fost inclus în punctaj și în clasamentul ponderat.

Impact asupra mediului

Criteriile de mediu luate în considerare pentru toate opțiunile s-au bazat pe estimarea de emisii datorate activităților operaționale.

Opțiunea 2 (injecție chimică continuă) va necesita mai multă energie decât **Opțiunea 1** pe durata de viață a proiectului, deoarece se așteaptă ca ratele de apă produsă să crească la sfârșitul duratei de viață a câmpului. Dar consumul de energie necesar pentru DEH în **Opțiunile 1 și 3** este cel mai mare la începutul vieții proiectului. Emisiile pentru **Opțiunea 2** sunt de așteptat să fie cele mai mari dintre toate opțiunile, ajungând la 37.700 t CO₂/an și 86 t/an de NO_x, în timp ce **Opțiunea 1** se așteaptă să fie de ordinul a 30.700 t CO₂/an și 70 t/an de NO_x. În plus față de emisiile legate de puterea conductei DEH ale conductei Domino, **Opțiunea 3** este de așteptat să elibereze 1.175 t CO₂/an pentru fiecare oprire, plus emisiile de la puterea necesară pentru deshidratarea gazului produs la specificațiile gazului de vânzare. Acest număr este de așteptat să fie mai mare decât **Opțiunea 1**, cu 6 posibile opriri de producție și 1 oprire de urgență pe an permise. Din aceste motive, **Opțiunea 1** este cea mai „favorabilă”.

Mai multe detalii despre fiecare punctaj pot fi găsite în **Anexa B**.

Fezabilitate

Opțiunea 1 prezintă cea mai mică experiență pe teren dintre opțiuni; majoritatea aplicațiilor DEH funcționează numai în timpul opririi (pentru a menține temperatura dorită) și la repornire (pentru a

încălzi conductele până la o anumită temperatură). Cu toate acestea, conducta de producție Domino necesită încălzire continuă pentru a se evita formarea de hidrați. OMV a efectuat un studiu DEH și a constatat că această tehnologie a fost utilizată în 15 proiecte la nivel global. Dintre cele 15, 5 proiecte au prezentat o analogie apropiată cu domeniul de aplicare al conductei Domino, două dintre acestea fiind operate în mod continuu. [Ref. 4]. **Opțiunea 2** (injecție chimică continuă) este dovedită pe teren. Este important să ne amintim că SWP este planificat să fie o instalație fără echipaj și adăugarea unui sistem de regenerare MEG/TEG ar putea să ducă către o instalație cu echipaj și, prin urmare, **Opțiunea 2** este clasată „1”. **Opțiunea 3** a primit, de asemenea, o notă "1" nefavorabilă din cauza provocărilor implicate în repornirea conductei Pelican fără căldură disponibilă (din cauza temperaturilor foarte scăzute în aval de duzele sondelor de producție) și a rapidității de depresurizare a conductei Pelican, care afectează integritatea conductei flexibile.

Mai multe detalii despre fiecare punctaj pot fi găsite în **Anexa B**.

Complexitatea operațională

Opțiunea 1 este cea mai simplă dintre toate opțiunile de utilizat, cu cea mai mare fiabilitate și cea mai mică întreținere în comparație cu **Opțiunile 2 și 3**. **Opțiunea 1** nu necesită nici un echipament suplimentar și are un număr mai mic de vizite la țărm în comparație cu **Opțiunea 2**. Comparativ cu **Opțiunea 1**, **Opțiunea 2** va necesita completări MEG, ceea ce va duce la transport suplimentar și vizite ale personalului și risc de deversare accidentală din cauza descărcării și potențialul de coliziune a navei. **Opțiunea 2** necesită adăugarea de echipamente care vor crește și mai mult timpul de întreținere. **Opțiunea 2** este, de asemenea, mai complexă în ceea ce privește gestionarea inspecției și integrității. Cu toate acestea, **opțiunea 1 în ansamblu** este mai puțin complexă din punct de vedere operațional în comparație cu **opțiunea 2**. **Opțiunea 3** are același echipament ca și **opțiunea 1**, dar are o complexitate mai mare, deoarece cele două linii de flux (Domino și Pelican) sunt operate diferit în timpul opririi și repornirii.

Consultați **Anexa B** pentru detalii suplimentare.

Complexitatea instalației

Opțiunile 1 și 3 sunt considerate a fi cele mai puțin complicate în timpul funcționării normale, comparativ cu **Opțiunea 2**. **Opțiunea 2** necesită întreținere de rutină, ceea ce face mai dificilă gestionarea instalațiilor fără echipaj offshore. Sistemul MEG/TEG cu evaporarea apei produse va duce la o creștere semnificativă a personalului necesar pentru gestionarea producției de sare și este considerat cea mai puțin favorabilă opțiune în ceea ce privește operabilitatea.

Suplimentul necesar de substanțe chimice se traduce în transporturi suplimentar și vizite ale personalului pe platformă.

Sistemul de injecție și degazificare chimică necesar pentru **Opțiunea 2** prezintă cea mai mare amprentă a soluțiilor de proiectare în ceea ce privește greutatea și spațiul. Propunerea DNV de utilizare a picioarelor platformei [Ref. 3] pentru stocare nu este acum o opțiune fezabilă, deoarece picioarele sunt folosite pentru alte servicii. **Opțiunea 2** va necesita echipamente subacvatice suplimentare și o complexitate mai mare pentru a realiza injectarea MEG/TEG - de exemplu, un miez mare în cablurile ombilicale/linia suplimentară piggy-back. **Opțiunile 1 și 3** oferă cea mai mică greutate și amprentă în comparație cu celelalte opțiuni.

Consultați **Anexa B** pentru detalii suplimentare.

Robustețe/Fiabilitate

Opțiunea 1 este considerată cea mai robustă și fiabilă opțiune în comparație cu celelalte două. Cerința neglijabilă de întreținere face ca această opțiune să fie foarte robustă. Depresurizarea repetată a liniei flexibile în **Opțiunea 3** poate cauza probleme de oboseală a materialului și poate face această soluție mai puțin fiabilă. În plus, există o probabilitate crescută de uzură a duzelor capetelor de sondă. **Opțiunea 2** (injecție continuă MEG/TEG) presupune întreținere de rutină și vizite la platformă pentru a face față sării formate în procesul de regenerare.

Pentru detalii vezi **Anexa B**.

CAPEX/ OPEX

Opțiunea 1 și 2 au fost clasificate drept „medii”, deoarece **Opțiunea 1** va avea un CAPEX ridicat, dar OPEX scăzut, în timp ce **Opțiunea 2** este de așteptat să aibă un CAPEX mai mic, dar OPEX mai mare în comparație cu **Opțiunea 1**. Trebuie remarcat faptul că adăugarea sistemului MEG/TEG va crește greutatea și amprenta la sol pe suprafețe și cerințele de putere pentru **Opțiunea 2**. Ambele **Opțiuni 1 și 3** vor necesita investiții mari din cauza echipamentelor superioare pentru metanol, sistemele de alimentare și costurile hardware de producție submarină, dar OPEX pentru **Opțiunea 3** este mai mare decât **Opțiunea 1** din cauza costurilor cu emisiile de carbon mai mari asociate arderilor. În plus, opțiunea 3 poate necesita intervenții sporite asupra duzelor capetelor de erupție și a conductelor flexibile Pelican, crescând și mai mult OPEX.

Mai multe detalii sunt furnizate în **Anexa B**.

6.1.3 Opțiune de mediu preferată

Opțiunea de mediu preferată pentru gestionarea hidraților este **Opțiunea 1**, care este reprezentată de încălzirea continuă a conductei de producție Domino și posibilitatea încălziri prin instalarea unui sistem de încălzire prin cablu electric pentru conducta Pelican. Punctajul a urmat evaluarea și atribuirea ponderilor conform descrierii din această secțiune (mai sus).

Motivele pentru scorurile atribuite sunt prezentate în **Anexa B**.

7. Concluzii și discuții

A fost efectuată o analiză BAT la nivel înalt pentru a identifica opțiunile disponibile pentru gestionarea hidraților la instalațiile offshore Neptun Deep. Studiul a fost realizat în trei etape pentru a alege cea mai bună opțiune care să fie luată în considerare pentru evaluarea BAT prin eliminarea opțiunilor care au fost considerate neviabile pentru evaluarea ulterioară. Evaluarea a fost efectuată și a avut în vedere următoarele:

- / **Opțiunea 1:** Încălzire electrică directă (DEH)
- / **Opțiunea 2:** Sistem MEG/TEG cu îndepărtarea MEG/TEG din apa produsă
- / **Opțiunea 3:** Sistem de depresurizare fără încălzire și injecție de metanol pentru oprire (Câmpul Pelican)

Opțiunea BAT bazată pe diferențiatorii selectați este **Opțiunea 1- Încălzire electrică directă (DEH)**.

Detalii despre punctaj și motivul din spatele selecției opțiunilor sunt prezentate în **Anexa B**.



Anexa A - Referințe și acronime

Referințe

Tabelul A-1 Referințe

Ref	Descriere
1	Notă de orientare orizontală: IPPC H1 Evaluare de mediu și evaluare a BAT, de către EA, SEPA și EHS V6 iulie 2003
2	Raportul de evaluare BAT al terților pentru substanțe chimice și evacuări [ND-D-EM-00-EV-RRPT-0002-0001]. REV 0
3	Neptun Deep Flow Assurance Baza de proiectare [ND-D-OP-00-FA-BBOD-0001-0001]. REV P03 ianuarie 2023
4	Studiu Neptun Deep Domino DHE [ND-D-OP-11-PL-RRPT-0001-0001]. REV P01 martie 2021

Acronime

Tabelul A-2 Acronime

Acronim	Definiție
BAT	Cele mai bune tehnici disponibile
CAPEX	Cheltuieli de investiție
CCR	Camera de control centrală
CO2	Dioxid de carbon
DEH	Încălzire electrică directă
DEG	Di-etilen glicol
EIA	Evaluarea impactului asupra mediului
ESIA	Evaluarea impactului social și de mediu
UE	Uniunea Europeană
DODC	Centrul de foraj Domino
FEED	Proiectare inginerescă front-end
GPP	Conducta de producție de gaz
IPPC	Controlul integrat și prevenirea poluării
MEG	Mono-etilenglicol



MODU	Unitate mobilă de foraj offshore
MW	Mega wați
SRM	Sistem de contorizare a gazelor naturale
NOx	Oxizii de azot
NTS	Sistemul Național de Transport
OD	Diametru exterior
OPEX	Cheltuieli operaționale
PSDC	Centrul de producție Pelican South
SOx	Oxizii de sulf
SWP	Platformă fixa pentru apă de mică adâncime
TEG	Tri-etilen glicol
TRL	Nivelul de pregătire tehnologica
WGR	Raport apă gaz



Anexa B - Fișă de lucru de screening

Aspectul de mediu	Concept		
OPȚIUNI	Opțiunea 1: Încălzire electrică directă (DEH)	Opțiunea 2: Sistem MEG/TEG cu îndepărtarea MEG/TEG din apa produsă	Opțiunea 3: Sistem de depresurizare fără încălzire și injecție de metanol pentru oprire (câmpul Pelican)
GENERAL			
	<p>În această opțiune, conducta de producție Domino va fi încălzită continuu printr-un curent electric monofazat care este furnizat pentru a încălzi conținutul conductei peste temperatura de formare a hidratului. Metoda de încălzire este cunoscută sub denumirea de încălzire electrică directă (DEH), deoarece conducta construită din oțel este încălzită prin forțarea curentului monofazat direct prin conducta de oțel cu un cablu suplimentar.</p> <p>În timpul funcționării normale, conducta Pelican nu necesită nici o soluție de gestionare a hidratului, deoarece este de așteptat ca gazul să curgă suficient de cald pentru a se evita formarea hidraților. Cu toate acestea, metoda de încălzire electrică cu urmărire termică va fi utilizată la pornire și oprire. Gazul saturat separat este pus în contact cu „TEG sărac” în contactorul de glicol pentru a îndepărtarea apei.</p>	<p>În această opțiune, Monoetilen Glicol (MEG) / Trietilen Glicol (TEG), este injectat în puț și curge împreună cu fluidul de producție către Platforma de producție (SWP) pentru a preveni formarea de hidrat. La SWP, MEG/TEG va fi regenerat printr-un proces de degazificare și refierbere. Acest procesului de regenerare realizat pe platformă necesită energie, care poate necesita multe activități de mentenanță.</p>	<p>Această opțiune implică depresurizarea conductei de producție Pelican ca strategie de atenuare a hidratului. Datorită lungimii mici a conductei Pelican, depresurizarea este fezabilă. Cu toate acestea, depresurizarea liniei de curgere Domino fără încălzire electrică nu este viabilă din cauza lungimii conductei și a lichidului total acumulat în conductă. Pe măsură ce sistemul este presurizat la repornire, se vor forma hidrați care ar duce la blocare. Prin urmare, Opțiunea 3 (depresurizare fără încălzire) este valabilă numai pentru conducta Pelican și ar trebui combinată cu Opțiunea 1 pentru conducta Domino (încălzire electrică directă continuă).</p> <p>Operațional, conducta de producție Pelican ar fi depresurizată ori de câte ori producția este închisă pentru a se evita formarea de hidrat.</p> <p>După închidere, va fi injectat metanol în baza coloanei Pelican, în sondă, în capetele de erupție, în colectoare și în furtunile de legătură. La repornire, va fi injectat metanol la capetele de erupție până când temperaturile fluidului cresc peste temperatura de formare a hidratului. Această alternativă include aerisirea conținutului conductei Pelican, estimată a evacua ~ 2,5 Mscf (aproximativ 47 tone) de gaz ori de câte ori există o închidere.</p>
Îndeplinirea reglementărilor			
Descriere	Nici un element de diferențiere, deoarece reglementările trebuie îndeplinite de fiecare opțiune.	Nici un element de diferențiere, deoarece reglementările trebuie îndeplinite de fiecare opțiune.	Nici un element de diferențiere, deoarece reglementările trebuie îndeplinite de fiecare opțiune.
Impact asupra mediului			
	<p>În această opțiune, apa și gazul produs vor fi direcționate către separatorul de intrare, apa produsă va fi evacuată direct în mare, iar gazul umed va merge direct în procesul de deshidratare a contactorului TEG. Această opțiune implică faptul că sunt planificate deversări de apă produsă în mare, inclusiv substanțe chimice adăugate, și de metanol în timpul opririi.</p> <p>Electricitatea necesară pentru încălzirea conductei de 36,5 km este generată offshore, cererea de energie din sistemul de încălzire a conductei este de așteptat să fie de aproximativ 4,9 MW. Procesul de regenerare TEG ar necesita, de asemenea, o putere de 0,8 MW. Cererea de energie de la Opțiunea 1 va fi mai mare decât Opțiunea 2 în primii ani de producție, când WGR este scăzut. Această tendință se va schimba pe măsură ce WGR crește pe toată durata de viață a zăcământului. Emisiile asociate cu Opțiunea 1 sunt de așteptat să fie de 30.700 t CO₂ e/an și 70 t/an de NO_x.</p>	<p>Opțiunea 2 nu reprezintă nicio descărcare operațională suplimentară în mare, deoarece atât apa produsă, cât și gazul vor fi direcționate către separatorul de intrare la SWP. Gazul umed va merge direct la procesul contactorului TEG, iar MEG/TEG va fi evaporat din apa produsă înainte de a se întoarce în ombilical ca „MEG/TEG bogat” pregătit pentru inhibarea hidratului.</p> <p>Puterea asociată cu regenerarea MEG/TEG este de cca. 7 MW și emisiile asociate ar fi în jur de 37.700 t CO₂e/an și 86 t/an NO_x. Cerințele de energie pentru Opțiunea 2 sunt mai mari decât Opțiunea 1.</p> <p>Se preconizează că sarea va fi recuperată sub formă solidă și va fi eliminată fie prin transport la țărm, fie prin dizolvare și eliminare în mare.</p>	<p>Opțiunea 3 va descărca: apă produsă care conține metanol adăugat, substanțe chimice ale apei produse și metanol numai în timpul opririi conductei Pelican. Pentru conducta Domino, evacuările planificate în mare vor fi conform Opțiunii 1. Opțiunea 3 ar duce la arderea conținutului conductei de curgere Pelican (aproximativ 47 tone) de gaz ori de câte ori există o închidere, ceea ce echivalează cu 1.175 t. CO₂e.</p> <p>Ipoteza conservatoare actuală este de 6 opriri de producție și 1 oprire de urgență pe an. În plus, conducta Domino ar necesita generarea de energie în larg pentru încălzire și ar duce la emisii, așa cum este descris în Opțiunea 1. Necesarul de energie pentru conducta Pelican este minim.</p> <p>Acesta este în plus față de DEH pentru câmpul Domino.</p>
Clasament (pe baza generării de emisii)	3	2	2
Fezabilitate			
	<p>În ceea ce privește nivelurile de maturitate a tehnologiei, Opțiunea 1 prezintă cea mai mică experiență pe teren cu aplicarea offshore atunci când vine vorba de utilizarea „CONTINUĂ”. Cu toate acestea, este utilizat pe scară largă pe platoul continental norvegian (precum și într-o serie de alte locații la nivel global) și este considerată cea mai bună practică în această regiune în timpul scenariilor de oprire și repornire.</p>	<p>Această opțiune necesită adăugarea de echipamente suplimentare și adăugarea la cererea generală de putere. De asemenea, adaugă greutate și ocupă spațiu suplimentar pe platformă, pe lângă cerințele frecvente de întreținere din cauza formării de sare. Experiența offshore este dovedită.</p> <p>Probabil că ar schimba filozofia de la o platformă fără echipaj la una cu echipaj</p>	<p>Conducta Pelican este de 10,75 țoli și la 1,4 km de SWP. Sistemul de depresurizare este o tehnologie dovedită pe teren, cu toate acestea, va fi foarte dificilă repornirea Pelican dacă este necesară depresurizarea și nu este disponibilă nici o posibilitate de producere a căldurii, din cauza temperaturilor foarte scăzute în aval de duzele de producție.</p> <p>Depresiunea conductei flexibile afectează rapid integritatea liniei flexibile</p>
Clasament	2	1	1
Complexitatea operațională			



Aspectul de mediu	Concept		
OPȚIUNI	Opțiunea 1: Încălzire electrică directă (DEH)	Opțiunea 2: Sistem MEG/TEG cu îndepărtarea MEG/TEG din apa produsă	Opțiunea 3: Sistem de depresurizare fără încălzire și injecție de metanol pentru oprire (câmpul Pelican)
	Opțiunea 1, precum și Opțiunea 3, sunt sisteme pasive care sunt considerate opțiuni favorabile în ceea ce privește operabilitatea.	Această opțiune este mai complexă în comparație cu Opțiunile 1 și 3, deoarece necesită întreținere de rutină, ceea ce o face mai dificil de gestionat pentru instalațiile offshore fără personal. Sistemul MEG/TEG cu evaporarea apei produse va duce la o creștere semnificativă a forței de muncă necesare pentru a gestiona producția de sare și este considerată cea mai puțin favorabilă opțiune în ceea ce privește operabilitatea. Este necesară reumplerea cu MEG, ceea ce implică transport suplimentar și vizite de personal. Posibilele probleme cunoscute legate de înfundarea echipamentelor ar putea duce la creșterea vizitelor de întreținere.	Opțiunea 3, precum și Opțiunea 1, sunt sisteme pasive care sunt considerate opțiuni favorabile în ceea ce privește operabilitatea. Cu toate acestea, Opțiunea 3 este mai dificilă din punct de vedere operațional decât Opțiunea 1, din cauza filozofiilor de operare diferite pentru cele două linii de producție și a complexității reluării producției de la Pelican în timp ce se gestionează temperaturi scăzute (dacă, într-adevăr, acest lucru este fezabil).
Clasament	3	1	2
Complexitatea instalației			
	Opțiunile 1 și 3 necesită un sistem mai mic de regenerare a glicolului (fără recuperarea glicolului pentru inhibiția hidratului) decât Opțiunea 2. Ele elimină necesitatea recuperării glicolului și vor necesita o dimensiune mai mică a ombilicalului pentru puțuri în comparație cu Opțiunea 2. Opțiunea 1 și 3 furnizează cea mai mică greutate și amprentă dintre opțiuni. În plus, ele oferă flexibilitate viitoare pentru gestionarea unor rate mai mari de apă din puțuri.	Opțiunea 2, sistemul de injecție și degazificare MEG/TEG, necesită cea mai mare amprentă a soluțiilor de proiectare (greutate, spațiu) - propunerea DNV de a folosi picioare pentru depozitare nu este acum fezabilă din moment ce picioarele utilizate pentru alte servicii. Echipamente submarine suplimentare și complexitate pentru realizarea injecției MEG/TEG, de exemplu miez mare în ombilicale/conductă de tip piggy-back.	Această Opțiune necesită o amprentă a piciorului similară cu Opțiunea 1. Nu este nevoie de personal suplimentar.
Clasament	3	1	3
Robustețe/Fiabilitate			
	Această opțiune este considerată un sistem fiabil cu întreținere neglijabilă.	Această opțiune este fiabilă, dar necesită mai multă întreținere decât Opțiunile 1 și 3.	Opțiunea 3, sistemul de depresurizare pentru conducta de producție Pelican nu necesită multă întreținere și este considerată fiabilă. DEH pentru conducta de producție Domino este considerat un sistem de încredere cu întreținere neglijabilă. Depresurizarea repetată a liniei flexibile poate cauza probleme de oboseală și poate face această soluție mai puțin fiabilă. În plus, există o probabilitate crescută de uzură a duzelor capetelor sondelor
Clasament	3	2	2
Capex/ Opex			
	Această opțiune va necesita cele mai mari investiții datorită echipamentelor superioare pentru metanol și sistemele de alimentare și costurile SURF (hardware de producție submarină), dar cel mai mic OPEX.	Această opțiune are CAPEX mai mic față de Opțiunile 1 și 3, dar OPEX mai mare. Adăugarea sistemului MEG/TEG va crește greutatea și amprenta la sol suprastructura SWP, cu cerințe suplimentare de putere.	Această opțiune necesită cel mai mic CAPEX pentru Pelican, dar CAPEX semnificativ pentru linia de flux Domino, prin urmare, CAPEX ridicat în ansamblu. OPEX mai mare decât opțiunea 1 din cauza costurilor creditelor de carbon pentru emisiile mai mari asociate arderii. În plus, este necesară o intervenție sporită asupra duzelor de la capetele de erupție ale sondelor și a conductelor flexibile Pelican.
Clasament	2	2	1