

RAPORT PRIVIND IMPACTUL ASUPRA MEDIULUI

PROIECT:

NEPTUN DEEP

TITULARI PROIECT:

OMV Petrom S.A

Romgaz Black Sea Limited

RAPORT EVALUARE IMPACT ASUPRA MEDIULUI

**CAPITOL 9 – DESCRIEREA EFECTELOR NEGATIVE SEMNIFICATIVE
PRECONIZATE ALE PROIECTULUI ASUPRA MEDIULUI,
DETERMINATE DE VULNERABILITATEA PROIECTULUI FATA DE
RISCURILE DE ACCIDENTE MAJORE ȘI/ SAU DEZASTRE RELEVANTE
PENTRU PROIECTUL ÎN CAUZA**

Istoric revizii

Revizia nr	Data	Descriere	Autor	Verificat	Aprobat
00	03.04.2023	Elaborare document	Colectiv de elaborare Blumenfield®	Cristiana Crapea	Gabriela Stanciu
01	17.07.2023	Revizie internă	Colectiv de elaborare Blumenfield®	Cristiana Crapea	Gabriela Stanciu
02	24.10.2023	Emis pentru autorități	Colectiv de elaborare Blumenfield®	Cristiana Crapea	Gabriela Stanciu

REFERINȚĂ DOCUMENT: BMF – ND – EIA – 09 -001

Compania	Proiect	Tip studiu	Capitol	Revizie
BMF	ND	EIA	9	02

CUPRINS

9 DESCRIEREA EFECTELOR NEGATIVE SEMNIFICATIVE PRECONIZATE ALE PROIECTULUI ASUPRA MEDIULUI, DETERMINE DE VULNERABILITATEA PROIECTULUI ÎN FAȚA RISCURILOR DE ACCIDENTE MAJORE ȘI/SAU DEZASTRE RELEVANTE PENTRU PROIECTUL ÎN CAUZĂ.....	4
9.1 VULNERABILITATEA PROIECTULUI LA HAZARDE NATURALE	6
9.1.1 Vulnerabilitatea proiectului la inundații.....	6
9.1.2 Vulnerabilitatea proiectului la alunecări de teren	7
9.1.3 Vulnerabilitatea proiectului la cutremur.....	8
9.1.3.1 Onshore	8
9.1.3.2 Offshore	12
9.1.5 Vulnerabilitatea proiectului la schimbările climatice	13
9.1.6 Măsuri de control și prevenire	13
9.1.7 Planuri de intervenție și răspuns în caz de producere de hazarde naturale	14
9.2 DESCRIEREA EFECTELOR NEGATIVE SEMNIFICATIVE ASUPRA MEDIULUI DETERMINE DE VULNERABILITATEA PROIECTULUI ÎN FAȚA RISCURILOR DE ACCIDENTE MAJORE.....	14
9.2.1 Identificarea pericolelor majore asociate cu proiectul Neptun Deep	14
9.2.2 Verificarea independentă.....	17
9.2.2.1 Limite de verificare	17
9.2.2.1.1 Offshore	17
9.2.2.1.2 Onshore	18
9.2.2.2 Descrierea scenariilor de accident major	19
9.2.2.2.1 Eliberarea gazului neaprins din cauza unei erupții la sonda.....	19
9.2.2.2.1.1 Domeniul de aplicare	19
9.2.2.2.1.2 Semnificația impactului potențial.....	19
9.2.2.2.1.3 Efecte asupra mediului ca urmare a unei erupții la sonda cu eliberare de gaz neaprins	24
9.2.2.2.1.4 Măsuri de control propuse	27
9.2.2.2.2 Poluare accidentală cu combustibil ca urmare a unui eveniment de coliziune/ sau alimentare cu combustibil a navelor	29
9.2.2.2.2.1 Domeniul de aplicare al evaluării.....	29
9.2.2.2.2.2 Semnificația impactului potențial.....	29
9.2.2.2.2.3 Efecte negative asupra mediului	34
9.2.2.2.2.4 Măsuri de control propuse	41
9.2.2.2.3 Eliberare de gaze neaprins datorită deteriorării conductei.....	42
9.2.2.2.3.1 Domeniul de aplicare.....	42
9.2.2.2.3.2 Semnificația impactului potențial.....	42
9.2.2.2.3.3 Efecte negative asupra mediului	42
9.2.2.2.3.4 Măsuri de control propuse	43
9.2.2.2.4 Eliberare de gaz neaprins de la SRM	44
9.2.2.2.4.1 Domeniul de aplicare al evaluării.....	44
9.2.2.2.4.2 Semnificația impactului potențial.....	44
9.2.2.2.4.3 Efecte negative asupra mediului	44
9.2.2.2.4.4 Măsuri de control propuse	44
9.2.2.2.5 Incendiu și explozie la Platforma Neptun Alpha.....	45
9.2.2.2.5.1 Domeniul de aplicare al evaluării.....	45

9.2.2.5.2 Semnificația impactului potențial	45
9.2.2.5.3 Efecte negative asupra mediului	46
9.2.2.5.4 Măsurile de control propuse	47
9.2.2.6 Incendiu și explozie la SRM.....	47
9.2.2.6.1 Domeniul de aplicare	47
9.2.2.6.2 Semnificația impactului potențial.....	48
9.2.2.6.3 Efecte negative asupra mediului	48
9.2.2.6.4 Măsurile de control propuse	48
9.3 Planuri de răspuns în caz de urgență	49
9.3.1 Planul de Management de Mediu	49
9.3.2 Planul de pregătire și răspuns în caz de poluări accidentale cu hidrocarburi	50
9.3.3 Planul de pregătire și răspuns în situații de urgență și de criză Neptun Deep	51

Lista de figuri

Figura 9.1 – Poziționarea comunei Tuzla pe harta de hazard și riscuri la inundații, amplasamentul proiectului pe uscat în vecinătatea comunei Costinești, încadrată la risc de inundații din pluvial (sursa: www.inundatii.ro)	7
Figura 9.2 – Zonarea regiunilor din România cu risc de alunecări de teren.....	8
Figura 9.3 – Surse seismice în România (după INFP, http://tsunami.infp.ro/seismic.php)	9
Figura 9.4 – Harta cu zonarea teritoriului României în termeni de valori de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare ag cu IMR = 225 ani și 20% probabilitate de depășire în 50 de ani (sursa: http://ccers.utcb.ro/)	11
Figura 9.5 – Harta cu zonarea teritoriului României în termeni de perioada de control (colț), Tc a spectrului de răspuns (sursa: http://ccers.utcb.ro/).....	11
Figura 9.6 – Zonarea seismică pentru partea de E a României și pentru zona Mării Negre (sursa: INFP http://tsunami.infp.ro/seismic.php)	13
Figura 9.7– Pelican, Modelarea penei de gaz ca urmare a unei erupții la sonda (în coloana verticală)	21
Figura 9.8 – Pelican, Amprenta bulei de gaz după erupție, la suprafața mării pentru cele trei viteze ale vântului (2m/s; 5m/s; 10m/s)	22
Figura 9.9 – Domino, Modelarea penei de gaz ca urmare a unei erupții la sonda	23
Figura 9.10 – Domino, Amprenta bulei de gaz după erupție, la suprafața mării pentru cele trei viteze ale vântului (2m/s; 5m/s; 10m/s)	24
Figura 9.11 – Scenariu 1 modelare perioada de iarnă (stânga), și perioada vară(dreapta), fără intervenție procedurilor de răspuns în caz de poluare accidentală.....	33
Figura 9.12 – Modelarea stării peliculei de hidrocarburi iarna (stânga) și vara (dreapta)	33
Figura 9.13 – Structura Grupului OMV de răspuns în situații de urgență (nivel 1, 2, 3)	52

Listă tabele

Tabel 9. 1 – Caracteristici ale surselor seismice (după INFP, http://tsunami.infp.ro/seismic.php)	9
Tabel 9. 2 – Sursele seismice din zona Mării Negre și parametrii seismologici (după M.Radulian el al, 2008)	12
Tabel 9. 3 – Categoriile de pericole majore de accident pe secțiuni onshore/ offshore și etape ale proiectului.....	15
Tabel 9. 4 – Date de intrare modelare dispersiei penei de gaz în cazul unei erupții la sonda - Pelican	20
Tabel 9. 5 – Date de intrare modelare dispersiei penei de gaz în cazul unei erupții la sonda - Domino	22
Tabel 9. 6 – Sumar al datelor stocastice de modelare a scenariilor.....	30
Tabel 9. 7 – Date meteoceanice incluse în modelare	31
Tabel 9. 8 – Praguri incluse în modelare	31

CAPITOL 9 DESCRIEREA EFECTELOR NEGATIVE SEMNIFICATIVE PRECONIZATE ALE PROIECTULUI ASUPRA MEDIULUI, DETERMINATE DE VULNERABILITATEA PROIECTULUI ÎN FAȚA RISCURILOR DE ACCIDENTE MAJORE ȘI/SAU DEZASTRE RELEVANTE PENTRU PROIECTUL ÎN CAUZĂ

Operarea în prezent în industria petrolului și gazelor este o provocare din cauza accentului sporit pus pe costuri și a cerințelor crescute privind disponibilitatea operațională, dar mai mult decât atât, societatea a devenit intolerantă la accidente majore, solicitând cerințe sporite pentru siguranță.

Astfel că, după experiențele catastrofale de poluare cu hidrocarburi (Alaska, 1989; Golful Mexic, 2010) procedurile de siguranță în industria petrol și gaze offshore au fost revizuite. Experiențele anterioare ale industriei, au arătat că majoritatea accidentelor majore pot fi atribuite într-un fel sau altul erorilor umane. Înțelegerea factorilor care influențează performanța umană este, prin urmare, o cheie caracteristică pentru reducerea erorilor și creșterea siguranței, întrucât accidentele majore în industria de exploatare a petrolului și gazelor naturale pot avea efecte semnificative pentru mediu, cat și pentru personalul angrenat în operațiuni.

O serie de convenții și înțelegeri regionale au fost semnate la nivel internațional în scopul de a furniza cadrul legal pentru tarile riverane Mării Negre de a participa și/ sau interveni la înlăturarea efectelor unei poluări grave ale mării. În acest fel, acolo unde ar exista un potențial de poluare, care sa depășească frontiera națională, ori este necesar ca resurse umane și/ sau echipamente sa fie transportate peste granițe, aceste înțelegeri fac ca timpul de reacție sa fie restrâns, iar resursele sa fie furnizate imediat ce situația o cere.

Deși, în sectorul Românesc al ZEE Marea Neagră, un incident de o magnitudine comparativa cu cele exemplificate mai sus nu a avut loc, la nivel național o serie de convenții IMO¹, acorduri regionale și Directive Europene sunt transpuse și aplicate în legislația naționala, creând astfel cadrul legal de cooperare și intervenție în caz de poluare grava a Mării Negre.

Mai mult decât atât, în conformitate cu Legea nr.165/ 2016 privind siguranța operațiunilor petroliere offshore, pentru proiectele de dezvoltare – exploatare a zăcămintelor de gaze naturale din sectorul Românesc al Mării Negre este necesara elaborarea Notificării privind proiectarea, a Raportului privind pericolele majore (RoMH), a Planului de verificare de către o terță parte independentă, numirea unui contractor cu rol de vericator, toate acestea cu scopul de a se asigura că riscurile asociate acestor tipuri de operațiuni sunt adresate și gestionate la nivel ALARP pentru a putea parcurge procedura obligatorie de obținere a aprobării emisă de Autoritatea Competentă de Reglementare a Operațiunilor Petroliere Offshore la Marea Neagră (ACROPO).

¹ IMO – International Maritime Organization – Organizația Maritimă Internațională

Dincolo de toate aceste reglementari instituționale, fiecare companie care dezvoltă proiecte în industria offshore de petrol și gaze, fie ca sunt proiecte de explorare, sau de exploatare a resurselor de gaze naturale, are implementat un sistem de management al riscurilor de accidente majore și planuri de intervenție în caz de situații de urgență, sistematic auditate de organisme de audit internaționale pentru verificarea și validarea sistemelor de management și de siguranță.

În acest context, reducerea riscului de accident major asociat cu construirea și operarea proiectului Neptun Deep, până la cel mai scăzut nivel posibil reprezintă fundamentul politicii de prevenire a accidentelor, ca parte a proiectării și procedurilor operaționale din cadrul proiectului.

9.1 VULNERABILITATEA PROIECTULUI LA HAZARDE NATURALE

Zonele de risc natural de pe teritoriul României, au fost delimitate geografic, pe baza studiilor și cercetărilor specifice elaborate de instituții specializate, delimitarea materializându-se prin hărți de risc natural, avizate de autorități publice abilitate.

Zonele de risc natural sunt acele areale în interiorul cărora există un potențial de producere a unor fenomene naturale distructive, care pot afecta populația, activitățile umane, mediul natural și cel construit și pot produce pagube și victime umane.

Potrivit *Legii nr.575/2001 privind aprobarea Planului de amenajare a teritoriului național - Secțiunea a V-a - Zone de risc natural*, în zonele de risc natural, delimitate geografic și declarate astfel conform legii, se instituie măsuri specifice privind prevenirea și atenuarea riscurilor, realizarea construcțiilor și utilizarea terenurilor, care se cuprind în planurile de urbanism și amenajare a teritoriului, constituind totodată și baza întocmirii planurilor de protecție și intervenție împotriva dezastrelor.

La încadrarea zonelor de risc natural, potrivit Legii nr.575/2001, se au în vedere riscurile de inundație, alunecări de teren și seismic.

9.1.1 Vulnerabilitatea proiectului la inundații

Amplasamentul proiectului pe uscat este situat în spațiul hidrografic Dobrogea – Litoral, care se caracterizează printr-o rețea hidrografică redusă, cu specific excesiv torențial ce creează viituri cu timp de propagare extrem de redus.

La nivelul anului 2001, potrivit *Anexei 5 - Unități administrativ-teritoriale afectate de inundații*, la *Legea nr.575/2001*, teritoriul administrativ al comunei Tuzla a fost încadrată în categoria localităților cu risc la inundații pe torenți. Însă, revizuirea hărților de hazard și risc la inundații pe baza analizei datelor relevante privind zonele urbane afectate în perioada 2010 – 2016 de ploi torențiale cumulate și cu creșteri de debite, exclud zona teritorial - administrativa a comunei Tuzla de la riscul de inundații (figura 9.1).

Deși, zona de amplasament a proiectului pe uscat este situată în vecinătatea comunei Costinești, încadrată ca zona de risc de inundații din pluvial (figura 9.1), riscul de inundații al acestuia este foarte puțin probabil.

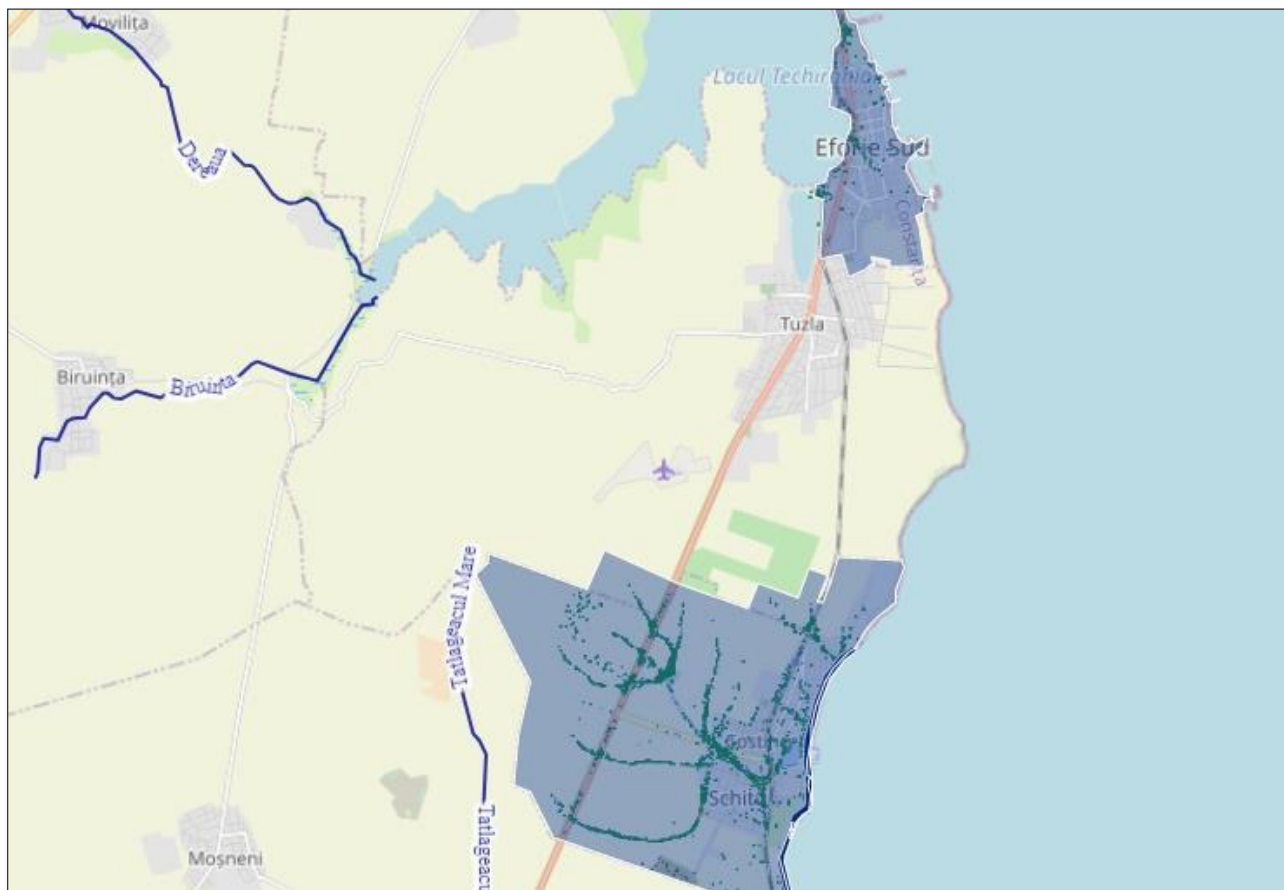


Figura 9.1 – Poziționarea comunei Tuzla pe harta de hazard și riscuri la inundații, amplasamentul proiectului pe uscat în vecinătatea comunei Costinești, încadrată la risc de inundații din pluvial (sursa: www.inundatii.ro)

9.1.2 Vulnerabilitatea proiectului la alunecări de teren

Relieful comunei Tuzla este în general plat cu pante spre mare (Est) și Nord (spre Lacul Techirghiol) cu o altitudine maximă de 60,00 m (Dealul Băldean) în partea de est, limita este faleza care are cea mai mare înălțime în zona Cap Tuzla și coboară spre Nord (Eforie) și spre Sud (Costinești) unde se termină cu plaja.

Profilul de risc privind alunecările de teren este scăzut pentru zona administrativ teritorială a comunei Tuzla.² Totodată, pe baza studiilor de teren efectuate în zona de amplasament a proiectului de pe uscat, s-a concluzionat ca **nu există risc de alunecări de teren**.³

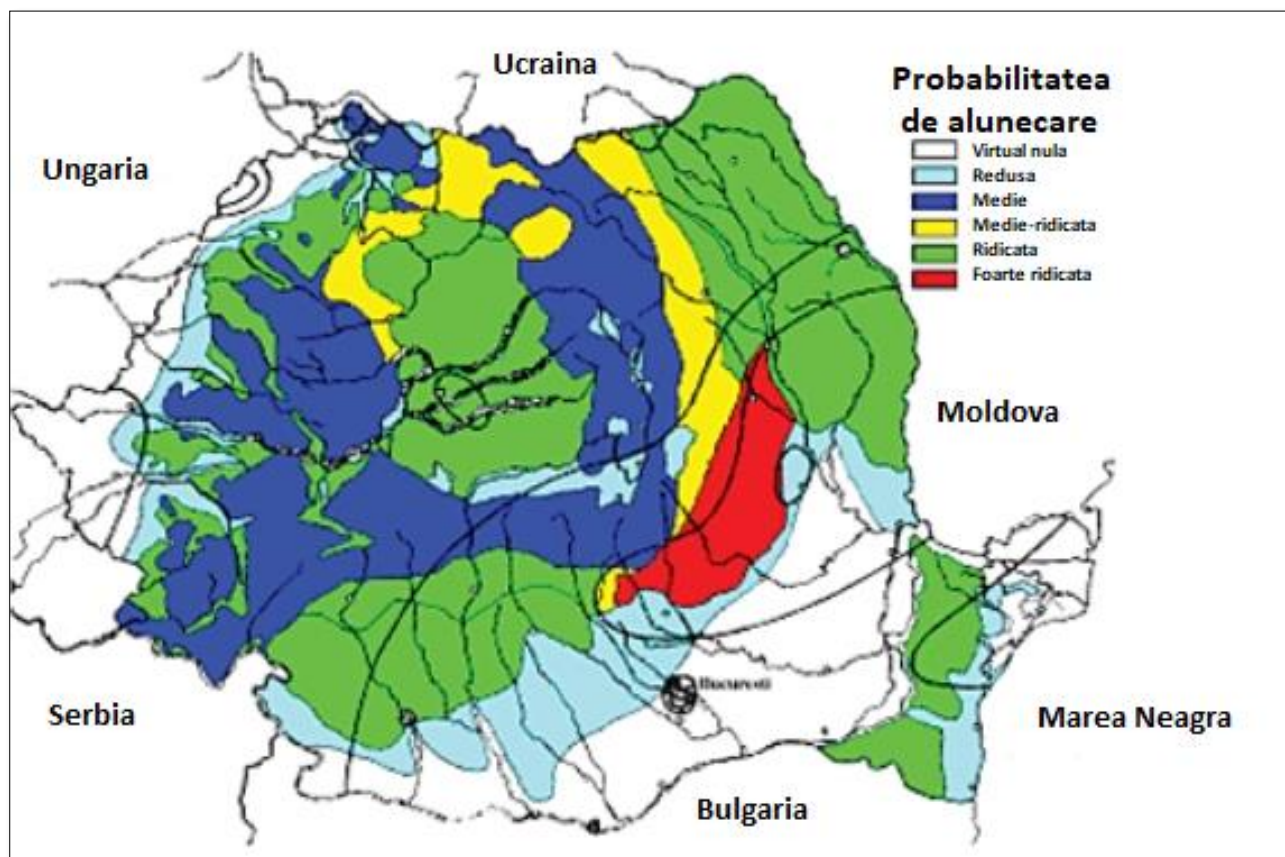


Figura 9.2 – Zonarea regiunilor din România cu risc de alunecări de teren

9.1.3 Vulnerabilitatea proiectului la cutremur

9.1.3.1 Onshore

Potrivit Strategiei Naționale de reducere a riscului seismic (SNRRS)⁴, seismicitatea României este dată de o combinație între sursa seismică subcrustală de adâncime intermediară Vrancea și 15 surse seismice crustale (superficiale) printre care se numără și Depresiunea pre-dobrogeana (DP) situată în

² Anexa 7 – Unități administrative teritoriale afectate de alunecări de teren, Legea nr.575/ 2001.

³ Neptun Deep soil and water investigation study, Jacobs iunie 2019.

⁴ În legătură cu Planul național de management al riscurilor de dezastre 2020-2027, aprobat prin Hotărârea nr. 13/2021 a Comitetului Național pentru Situații de Urgență

Nordul Dobrogei, fiind cea mai aproape sursă superficială de pe teritoriul țării noastre față de locația proiectului.

Actuala configurare a potențialelor surse seismice este prezentată în figura 9.3, cuprinzând următoarele surse: adâncime intermediară Vrancea (VRI), Vrancea normal (VN), depresiunea Bârlad (BD), falia Intramoiesică (IMF), Nord Dobrogea (PD), Nord Dobrogea Marea Neagră (BS1), Dobrogea central (BS2), Shabla (BS3), Istanbul (BS4), falia N Anatoliană (BS5), Georgia (BS6), Novorossjsk (BS7), Crimeea (BS8), vestul Mării Negre (BS9) și centrul Mării Negre (BS10).

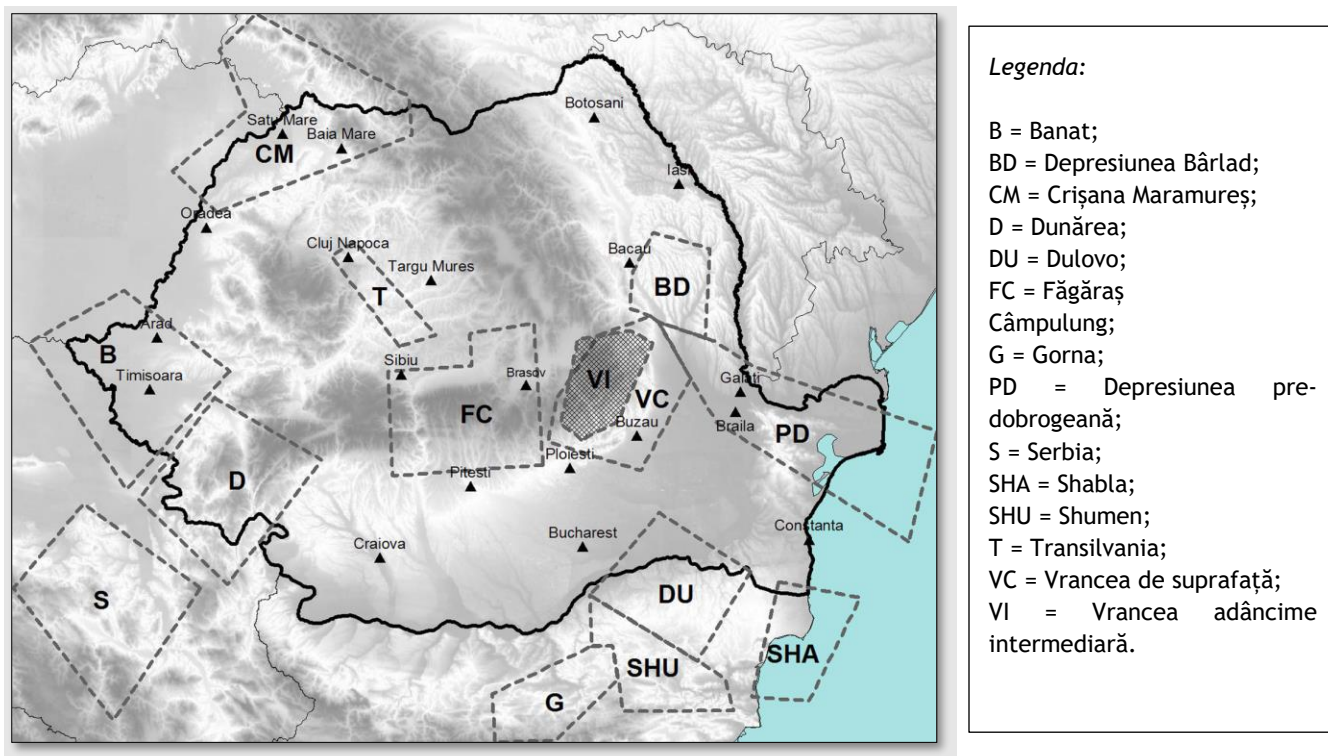


Figura 9.3 – Surse seismice în România (după INFP, <http://tsunami.infp.ro/seismic.php>)

Epicentrul cutremurelor cu magnitudine ridicată este în Vrancea (VI, VC), caracteristicile surselor superficiale din zona de sud-est fiind următoarea:

Tabel 9.1 – Caracteristici ale surselor seismice (după INFP, <http://tsunami.infp.ro/seismic.php>)

Sursa seismică		Magnitudine minimă așteptată	Magnitudine maximă așteptată	Număr mediu de cutremure de magnitudine mai mare sau egală cu magnitudinea minimă în 25 de ani
Depresiunea pre-dobrogeană		4.5	5.7	2
Shabla		4.5	7.8	3
Vrancea suprafață		4.5	6.3	3
Vrancea adâncime intermediară	60–90 km	4.9	7.0	4
	90–120 km	4.9	8.0	16

Sursa seismică		Magnitudine minimă așteptată	Magnitudine maximă așteptată	Număr mediu de cutremure de magnitudine mai mare sau egală cu magnitudinea minimă în 25 de ani
	120–150 km	4.9	8.1	30
	150–180 km	4.9	6.6	6

Conform Codului de proiectare seismică a clădirilor *P 100-1/2013*, aprobat prin Ordinul ministrului dezvoltării regionale și administrației publice nr. 2465/2013, cu modificările și completările ulterioare, zonarea hazardului seismic este dată de distribuția valorilor de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare (a_g), cu un interval mediu de recurență a acțiunii seismice de 225 ani (probabilitate de depășire de 20% în 50 de ani). Această zonare se bazează pe o analiză de hazard seismic în care a fost utilizat catalogul cutremurelor vrâncene din secolul XX și un set de 80 de accelerograme înregistrate în 1977, 1986 și 1990.

Zonarea hazardului seismic pe teritoriul național se împarte în 3 zone:

- Zona cu hazard **seismic scăzut** include regiunile expuse la valori $a_g \leq 150 \text{ cm/s}^2$ ($\leq 0,15g$);
- Zona cu hazard **seismic mediu** include regiunile expuse la 150 cm/s^2 ($0,15g$) < $a_g \leq 350 \text{ cm/s}^2$ ($\leq 0,35g$);
- Zona cu hazard **seismic ridicat** include regiunile expuse la $a_g > 350 \text{ cm/s}^2$ ($> 0,35g$).

Din perspectiva zonării hazardului seismic, teritoriul administrativ al comunei Tuzla se încadrează în gradul VII MSK intensitate seismică, fiind considerat minim, conform Anexa 3 - Unități administrativ-teritoriale urbane, amplasate în zone pentru care intensitatea seismică, la Legea nr.575/2001.

La nivelul județului Constanța este aprobat **Planul de Analiză și Acoperire a Riscurilor (PARR)**, care stabilește modul de acțiune și resursele necesare în caz de seisme, cat și alte evenimente de hazarde naturale, care ar conduce la pierderi economice sau pun în pericol sănătatea populației.

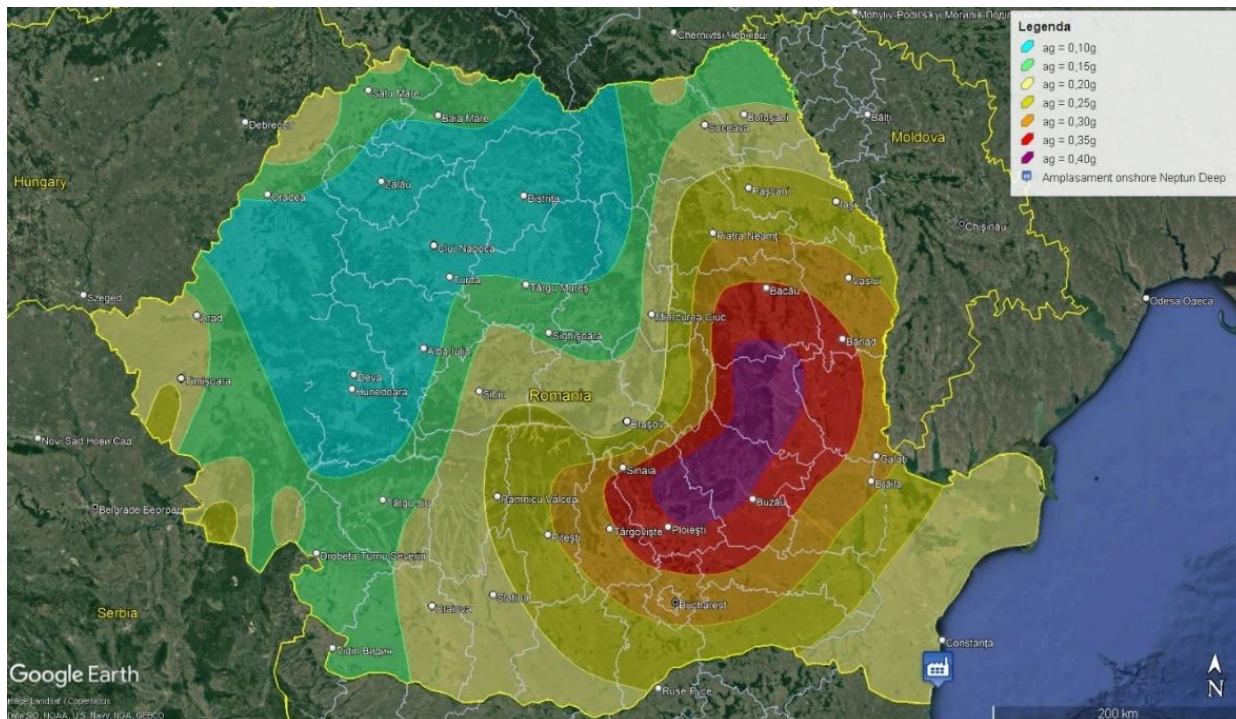


Figura 9.4 – Harta cu zonarea teritoriului României în termeni de valori de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare ag cu IMR = 225 ani și 20% probabilitate de depășire în 50 de ani (sursa: <http://ccers.utcb.ro/>)

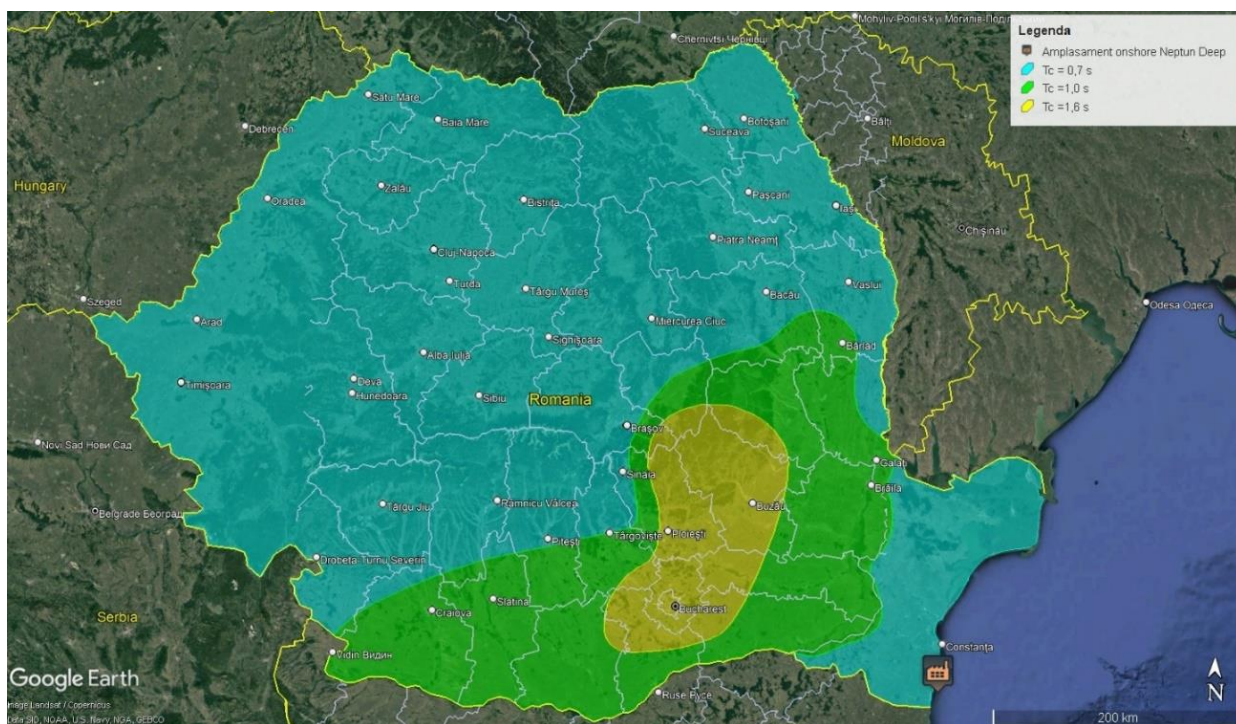


Figura 9.5 – Harta cu zonarea teritoriului României în termeni de perioada de control (colț), Tc a spectrului de răspuns (sursa: <http://ccers.utcb.ro/>)

9.1.3.2 Offshore

Cercetătorii din cadrul Institutului National pentru Fizica Pământului (INFP) au evaluat hazardul de seismic în Marea Neagră, utilizând metoda probabilistică.

Pentru a obține un set de date seismice fiabil și omogen, s-au folosit cataloage seismice la scara europeană⁵, acoperind seismicitatea istorică și perioada instrumentală, până în prezent, dar și baza de date INFP, care include istoricul cutremurelor de suprafață și cutremurele de adâncime din Marea Neagră și SE României.

Zonarea seismică a părții de Est a României și a Mării Negre s-a obținut folosindu-se distribuția cutremurelor și harta cu zonele active din punct de vedere tectonic (Radulian et al., 2000; Moldovan, 2008, 2013, 2016)⁶.

Zonarea seismică a Mării Negre a fost obținută utilizând harta cu distribuția cutremurelor și harta cu zonele active (figura 9.6). S-au luat în considerare numeroase studii referitoare la zonarea seismică, desfășurate în cadrul diverselor proiecte naționale și internaționale⁷.

Actuala configurare a surselor seismice active încadrează zona de interes a proiectului pe mare între următoarele surse: Dobrogea centrala (BS2), Shabla, Bulgaria(BS3) și Marea Neagră central(BS10) (figura 9.5).

În tabelul de mai jos sunt prezentați parametrii de intrare ce descriu fiecare sursa, necesari pentru o evaluare probabilistica a hazardului seismic în zona Mării Negre.

Tabel 9. 2 – Sursele seismice din zona Mării Negre și parametrii seismologici (după M.Radulian et al, 2008)

Sursa seismică	Adâncime medie (km)	M min (MW)	M max (MW)	Rata de activitate seismică (a)
Dobrogea centrală (BS2)	11	3,0	5,0	0,11
Shabla, Bulgaria (BS3)	16,4	3,0	7,2	0,16
Marea Neagră central (BS10)	26,9	3,0	3,9	0,25

⁵ ANSS-Advanced National Seismic System-USA, NEIC - National Earthquake Information Centre, World Data for Seismology Denver-USA, ISC-International Seismological Centre-UK, citat de INFP.

Sursa: <http://tsunami.infp.ro/seismic.php> - accesat 21.09.2023

⁶ Zonarea seismică a Mării Negre, INFP, Sursa: <http://tsunami.infp.ro/seismic.php> - accesat 21.09.2023

⁷ SHARE project - <http://www.share-eu.org>, MARINEGEOHAZARD project - www.geohazard-blacksea.eu, DARING project - <http://daring.infp.ro/> and ASTARTE RO project - astarte-ro.infp.ro BIGSEES project - <http://infp.infp.ro/bigsees/default.htm>, citat de INFP, Sursa: <http://tsunami.infp.ro/seismic.php> - accesat 21.09.2023.

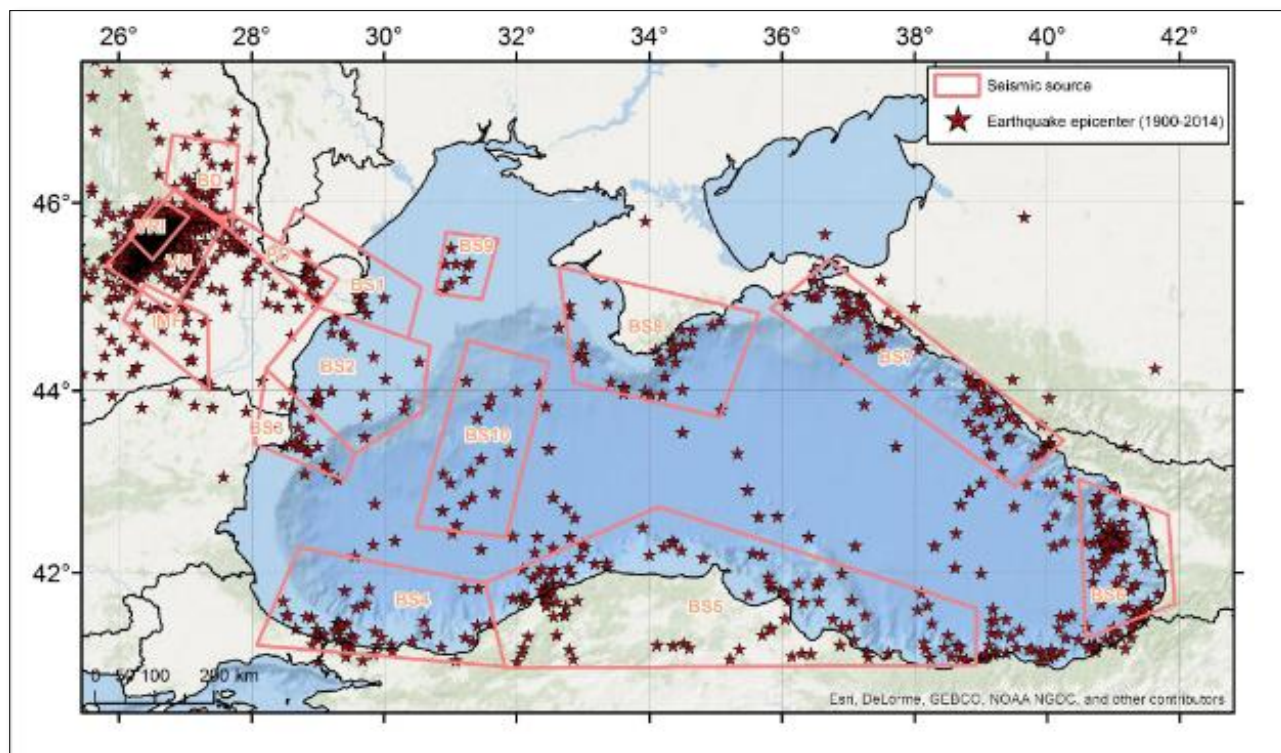


Figura 9.6 – Zonarea seismică pentru partea de E a României și pentru zona Mării Negre (sursa: INFP <http://tsunami.infp.ro/seismic.php>)

9.1.4 Vulnerabilitatea proiectului la schimbările climatice

Vulnerabilitatea proiectului la schimbările climatice au fost detaliate la Capitolul 6, Secțiunea 6.1.7.6.

9.1.5 Măsurile de control și prevenire

Proiectul este conceput conform tuturor codurilor și standardelor relevante, prezentate în secțiunile anterioare, pentru a rezista evenimentelor seismice și impacturilor potențiale datorate schimbărilor climatice, cat și riscurilor fizice (inundații, alunecări de teren, furtuni extreme).

O vulnerabilitate potențială este sesizată pentru secțiunea offshore a proiectului, din perspectiva structurilor submarine.

Pentru a proteja structurile submarine, sunt luate în considerare următoarele metode de atenuare:

- Îngroparea conductei folosind echipamente de dragare sau săpare a șanțului, capabile să funcționeze la o adâncime a apei de aproximativ 1.000 m;
- Protejarea conductei prin acoperirea cu piatră, utilizând o navă specializată cu tobogan, capabilă să funcționeze la o adâncime a apei de aproximativ 1.000 m;
- În baza datelor geofizice achiziționate, a fost efectuată o analiză independentă pentru a confirma conformarea parametrilor proiectați cu standardele ISO.

9.1.6 Planuri de intervenție și răspuns în caz de producere de hazarde naturale

Toate riscurile potențiale (inclusiv hazardele naturale) asociate Proiectului Neptun Deep sunt identificate și evaluate, fiind propuse măsuri de prevenire și/sau de reducere a riscurilor și modalitățile de implementare. O descriere a Planului de intervenție și răspuns în caz de situații de urgență și criza este prezentată la **Secțiunea 9.3**.

9.2 DESCRIEREA EFECTELOR NEGATIVE SEMNIFICATIVE ASUPRA MEDIULUI DETERMINATE DE VULNERABILITATEA PROIECTULUI ÎN FAȚA RISCURILOR DE ACCIDENTE MAJORE

9.2.1 Identificarea pericolelor majore asociate cu proiectul Neptun Deep

Identificarea pericolelor și evaluarea riscurilor reprezintă un instrument necesar pentru prevenirea și controlul accidentelor. Cadrul și cerințele minime pentru gestionarea riscurilor sunt definite în standardul de management al riscurilor HSSE al Grupului OMV.

Echipa de proiect Neptun Deep va demonstra un angajament față de gestionarea riscurilor prin asigurarea faptului că riscurile sunt reduse la un nivel cât mai scăzut posibil (ALARP).

Proiectarea componentelor proiectului trebuie să asigure identificarea pericolelor legate de siguranță, specifice proiectului în timpul ședințelor de analiză a riscurilor de proces (PHA) și instituirea unor măsuri de reducere a riscurilor.

Rezultatele acestor evaluări sunt înregistrate în registrul riscurilor HSSE al proiectului. Siguranța procesului este parte integrantă a tuturor elementelor de proiectare prin aplicarea riguroasă a proceselor și procedurilor stabilite, care include următoarele instrumente:

- Evaluarea siguranței proiectării
- Identificarea pericolelor (HAZID)
- Identificarea pericolelor de mediu (ENVID)
- Studii de risc în operabilitate (HAZOP)
- Nivelul de integritate a siguranței (SIL)
- Analiza stratului de protecție (LOPA)
- Studii de modelare a dispersiei gazelor
- Analiza papionului
- Analiza modului de defecțiune al echipamentului (criticitate) (FMEA/ FMECA)
- Operații simultane (SIMOP)
- Matricea operațiunilor permise (MOPO)
- Arborele evenimentului/ arborele de erori
- Evaluarea cantitativă a riscurilor (QRA)
- Recenzii de siguranță a proiectului
- Evaluarea culturii siguranței

În ceea ce privește incidentele majore de mediu, având în vedere că Neptun Deep este o dezvoltare de gaze naturale, există un potențial redus pentru un incident de mediu semnificativ (astfel cum este definit de Directiva UE privind răspunderea pentru mediul înconjurător 2004/35/C) în urma unui eveniment sau a unei pierderi de proces.

Studiul HAZID a identificat acele pericole potențiale care ar putea avea consecințe asupra mediului.

Condițiile primare de perturbare și evenimentele periculoase cu potențial de incident de mediu semnificativ care au loc în larg și pe uscat în timpul forajului, construcției, punerii în funcțiune și operațiunilor includ, dar nu se limitează la:

Tabel 9. 3 – Categoriile de pericole majore de accident pe secțiuni onshore/ offshore și etape ale proiectului

Etapa proiect	Locație	Pericol de accident major
Construcție	Offshore	Eliberarea gazului neaprins din cauza exploziei puțului
Construcție/ Operațiuni	Offshore	Deversare datorată coliziunii navelor sau activităților de transfer de combustibil
Operațiuni	Offshore	Eliberarea gazului neaprins din cauza ruperii conductei
Operațiuni	Onshore	Scurgere de gaz neaprins la stația de măsurare
Operațiuni	Offshore	Incendiu și explozie la platforma de producție Neptun Alpha
Operațiuni	Onshore	Incendiu și explozie la stația de măsurare a gazelor
Construcție/ Operațiuni	Offshore/ Onshore	Hazarde naturale (cutremur, furtuni extreme, inundații/ alunecări de teren)

Accidentele majore sunt cele considerate a avea un impact semnificativ asupra oamenilor sau mediului. Termenul de accident major este definit în *Legea nr. 165/2016 privind siguranța operațiunilor petroliere offshore*, Articolul 2, punctul 3 după cum urmează:

"Accident major înseamnă, în legătură cu o instalație sau cu o infrastructură conectată:

a) un incident care implică o explozie, un incendiu, pierderea controlului asupra sondei sau o deversare de petrol, gaze sau substanțe periculoase care implică sau are un potențial semnificativ de a provoca decese sau vătămări corporale grave;

(b) un incident care provoacă daune grave instalației sau infrastructurii conectate, implicând sau având un potențial semnificativ de a provoca decese sau vătămări corporale grave;

c) orice alt incident care duce la decesul sau vătămarea gravă a cinci sau mai multe persoane care se află pe instalația offshore unde apare sursa de pericol sau care sunt angajate într-o operațiune petrolieră și gazieră offshore în legătură cu instalația sau infrastructura conectată;

(d) orice incident de mediu major rezultat în urma incidentelor menționate la literele (a), (b) și (c).

Pentru a stabili dacă un incident constituie un accident major în temeiul literelor (a), (b) sau (d), o instalație care este în mod normal nesupravegheată este tratată ca și cum ar fi supravegheată.”

Proiectul Neptun Deep demonstrează angajamentul titularului de a controla și gestiona toate riscurile potențiale prin identificarea pericolelor, evaluarea probabilității și consecințelor acestora, analizarea cauzelor acestora și implementarea măsurilor de control pentru a se asigura că riscurile sunt eliminate sau reduse la un nivel cât mai scăzut posibil (ALARP).

Eliminarea și/sau minimizarea pericolelor sunt abordările relevante pentru gestionarea riscurilor ori de câte ori acest lucru este fezabil din punct de vedere tehnic, operațional și economic.

Ierarhia analizei deciziilor de control al riscului și principiile directoare ale Grupului OMV privind managementul riscului sunt:

- Toate pericolele pot fi identificate și toate riscurile pot fi evaluate;
- Eliminarea unui pericol este preferabilă gestionării acestuia;
- Prevenirea unei situații periculoase este preferabilă atenuării acesteia;
- Toate riscurile pot fi gestionate astfel încât să fie reduse la un minim rezonabil;
- Managementul riscului este responsabilitatea tuturor.

Facilitățile Neptun Deep sunt proiectate pentru a susține în siguranță gama de activități care se anticipează că vor avea loc la acestea. Proiectarea facilităților a fost încorporată pentru a gestiona riscurile asociate operațiunilor către ALARP.

Proiectul a implementat elemente critice de siguranță și mediu (SECE), care sunt barierele de siguranță, astfel cum sunt definite în Directiva 2013/30/UE, "al căror scop este prevenirea sau limitarea consecințelor unui accident major sau a cărei defectare ar putea provoca sau contribui substanțial la un accident major".

SECE-urile se încadrează în diferite categorii în funcție de tipul de funcționalitate pe care îl oferă:

- Prevenire – Sistem, structură sau echipament pentru izolarea primară al echipamentelor care au potențial de accidente majore sau pentru sprijinul primar al altor SECE. Măsuri concepute pentru a reduce probabilitatea producerii unui eveniment de accident major (de exemplu, integritatea structurală și/sau a izolării);
- Detecție – Sistem sau echipament pentru a detecta că măsurile de protecție primare au eșuat, de exemplu, detectarea incendiilor/ gazelor/ scurgerilor;
- Control – Măsuri care sunt concepute pentru a minimiza consecințele evenimentului de accident major. Rolul lor este de a limita escaladarea pericolului și de a controla amploarea, intensitatea sau durata pericolului (de exemplu, ESD, sistemul de purjare, controlul sursei de aprindere);
- Atenuare – măsuri concepute pentru a atenua efectele sau consecințele evenimentului de accident major împotriva personalului, a instalației sau a receptorilor de mediu (de exemplu, canale de scurgere, PFP);

- Răspuns în caz de urgență – Sisteme de minimizare a efectului de avarie al garanțiilor primare și secundare, de exemplu, alarme locale, sisteme de protecție a vieții, inclusiv comunicații de urgență și energie electrică de urgență;
- Salvare de vieți – Sisteme care ajută la evacuare, evacuare și salvare în timpul unei situații de urgență; și
- Protecția mediului – Sisteme și echipamente utilizate pentru dispersarea și/sau limitarea și recuperarea evacuărilor care ar putea provoca daune majore mediului.

9.2.2 Verificarea independentă

Pentru a îndeplini cerințele Directivei UE privind siguranța, Legile nr. 256/2018 și nr.165/2016, OMV Petrom (OMVP) a desemnat un organism independent de verificare pentru a se asigura că instalațiile sunt proiectate, construite, puse în funcțiune și exploatate în conformitate cu standardele SECE și de performanță pentru onshore și offshore, asigurând astfel riscurile de accidente majore și gestionate corespunzător, atenuat și verificat independent pentru a fi ALARP.

- Planul independent de verificare cuprinde următoarele elemente ale proiectului Neptun Deep:
- Sonde de producție submarine Domino și Pelican;
- Conducte, tuburi ombilicale, coloane și linii de curgere (PURF);
- Sistem de producție submarin (SPS);
- Platforma de producție Neptun Alpha;
- Conducta de producție a gazelor de export (GPP) de 30" către țărm;
- Stație de măsurare onshore a gazelor naturale (SRM).

9.2.2.1 Limite de verificare

Cerința de reglementare privind verificarea independentă se aplică instalațiilor offshore, inclusiv conductelor asociate. Cerințele sunt reglementate în principal de Legea 165/2016 privind siguranța operațiunilor petroliere offshore, care se bazează pe *Directiva Europeană 2013/30/UE privind siguranța operațiunilor petroliere și gaziere offshore*.

Cerința de verificare independentă a proiectului a fost extinsă în mod proactiv și voluntar pentru a include instalațiile terestre în temeiul *Legii nr. 50/ 1991 privind construcțiile civile și verificarea conformității*, care include Camera Centrală de Control (CCR) și SRM până la stația de transfer în custodie în rețeaua Transgaz.

Planul de verificare independentă a proiectului și schema de verificare se vor aplica întregii instalații integrate Neptun Deep.

9.2.2.1.1 Offshore

Politica OMVP este de a respecta pe deplin sau, dacă este cazul, de a depăși cerințele legale, cerințele de conformitate cu reglementările naționale, ale Uniunii Europene și internaționale. Cerința privind

verificarea independentă a instalațiilor offshore, inclusiv a conductelor asociate, este reglementată în principal de Legea 165/2016 privind siguranța operațiunilor petroliere și gaziere offshore, care se bazează pe Directiva europeană 2013/30/UE privind siguranța operațiunilor petroliere și gaziere offshore.

Următoarele reglementări se aplică, proiectării, construcției, exploatării și verificării instalațiilor offshore:

- Legea 165/2016 privind siguranța operațiunilor petroliere și gaziere offshore. Notă, această lege reprezintă implementarea în România a Directivei Europene 2013/30/UE privind siguranța operațiunilor petroliere și gaziere offshore.
- Legea 256/2018 privind unele măsuri necesare implementării operațiunilor petroliere de către titularii de licențe în perimetrul offshore.
- Legea nr.238/2004 cu privire la petrol (inclusiv Ordinul nr.8 din 12.10.2011 pentru sonde)
- Ghiduri și proceduri ACROPO.
- Directiva europeană 2013/30/EU

Reglementările de mai sus impun operatorului unei instalații offshore obligația de a stabili și implementa o schemă independentă de verificare (IVS) pentru a se asigura că elementele critice de siguranță și de mediu (SECE) și "instalația de producție", adică o instalație fixă de producție a gazelor offshore, astfel cum este prevăzută de Legea 165/2016, îndeplinesc proiectarea și intenția funcțională specificate. De asemenea, în regulamentele de mai sus se specifică faptul că IVS este pus în aplicare de un verficator competent independent.

9.2.2.1.2 Onshore

Directiva Seveso III 2012/18/UE implementată în cadrul Legii 59/11.04.2016 privind controlul pericolelor de accidente majore care implică substanțe periculoase stabilește normele pentru prevenirea accidentelor industriale majore care implică substanțe periculoase și pentru limitarea consecințelor unor astfel de accidente asupra sănătății umane și asupra mediului.

În temeiul Directivei Seveso III, unitățile în care se desfășoară procese industriale care implică substanțe periculoase fac obiectul cerințelor de raportare către autoritățile naționale relevante ale statelor membre.

Inventarul total al gazelor naturale din limitele amplasamentului, este de așteptat să fie mai mic de 50 de tone, prin urmare proiectul nu se încadrează în legislația SEVESO. Acest criteriu de masă prevăzut în anexa I partea a II-a la Legea nr. 59/11.04.2016 servește la identificarea unităților periculoase de nivel inferior.

OMV a decis să includă instalațiile onshore într-o schemă de verificare independentă în raport cu un set de standarde SECE și de performanță, pentru a asigura o verificare completă și robustă a instalațiilor onshore, asigurându-se astfel că nu există decalaje între instalațiile onshore și offshore.

Alte acte legislative care au fost identificate ca fiind aplicabile instalațiilor terestre includ:

- Legea nr. 50/1991 ("Legea construcțiilor");
- Legea nr. 238/2004 ("Legea petrolului");
- H.G. nr. 1043/2004 – pentru aprobarea Regulamentului de acces în Sistemul Național de Transport al Gazelor Naturale și a Regulamentului de acces la Sistemele de Distribuție a Gazelor Naturale;
- Hotărârea nr. 1271/06.10.2004 a fostei ANRGN (Agenția Națională pentru Reglementare în Domeniul Gazelor Naturale) – privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate a licenței de distribuție a gazelor naturale, licenței de furnizare a gazelor naturale și a autorizației de funcționare a instalațiilor/sistemelor de distribuție a gazelor naturale, modificate și completate de ANRE (Agenția Națională pentru Reglementare în Domeniul Energiei);
- Orientările și procedurile ACROPO (numai elementele onshore afectate de instalația offshore);
- Standarde și ghiduri ANRE;
- Directiva UE 2013/30/EU.

9.2.2 Descrierea scenariilor de accident major

Expunerile din prezentul capitol se axează în primul rând pe consecințele și gravitatea asupra receptorilor de mediu și de sănătate publică cauzate de potențialele evenimente accidentale sau neplanificate care au potențialul de a apărea în timpul fazelor de construcție sau exploatare, fie pe uscat, fie în larg.

9.2.2.1 Eliberarea gazului neaprins din cauza unei erupții la sonda

9.2.2.1.1 Domeniul de aplicare

O eliberare bruscă, incontrollabilă a gazului din puț la temperatura și presiunea rezervorului. O erupție a sondei poate avea loc la sondele Neptun Deep în timpul a trei faze diferite de operațiuni:

- Producție
- Intervenție la sondă
- Foraj

Erupțiile la sondă pot apărea la centrele de foraj submarin Domino și Pelican, care sunt situate la circa 36,5 km, respectiv 1,6 km de Neptun Alpha. Având în vedere distanța dintre centrele de foraj și Neptun Alpha, orice potențială acumulare de gaz natural nu va ajunge la platforma de producție

9.2.2.1.2 Semnificația impactului potențial

O erupție va duce la eliberarea componentelor gazoase în mediul marin și în atmosferă. Pentru ambele centre de foraj a fost efectuată o analiză prin modelarea penei de gaz, după cum se prezintă mai jos.

a) Modelare dispersie pana de gaz Pelican.

În modelarea dinamică a fluxului de gaz pentru Pelican, s-au folosit următoarele date de intrare:

Tabel 9. 4 – Date de intrare modelare dispersiei penei de gaz în cazul unei erupții la sonda - Pelican

Date intrare modelare Pelican
Adâncimea apei: 126 m
Rata fluxului la erupție: 693.9 MMSCFD gas (693.9 MMSCFD $\approx$ 24,522,398.5 m ³ de gaze naturale pe zi)
Zona și cota de eliberare a gazului presupune că erupția este prin partea de sus a BOP (ID - 18,75" și 10m înălțime)
Viteza vântului: 2 m/s, 5 m/s și 10 m/s
Temperatura apei la suprafața – 10,3°C
Temperatura apei la fundul mării - 8 °C
Temperatura aerului -12 °C

Rezultate

- Primul gaz va ieși la suprafață după 25,5 secunde. Aceasta înseamnă că viteza medie de creștere verticală a gazului în coloana de apă este de 4,5 m/ s.
- Curentul marin nu este de așteptat să fie un factor în deplasare coloanei de gaz din centrul puțului datorită vitezei mari de urcare la suprafață a gazului și adâncimii relativ mici a apei. Curentul marin nu este de așteptat să fie un factor în deplasarea coloanei de gaz din centrul sondei datorită vitezei mari de urcare la suprafață a gazului și adâncimii relativ mici a apei.
- Aproximativ 6,5% din gazul eliberat se va dizolva în coloana de apă înainte de a ieși la suprafață.
- Concentrațiile cu 10% mai mici decât limita de explozie (LEL) se vor răspândi pe o rază de 45 m deasupra suprafeței mării
- Pentru condițiile modelate se așteaptă o eliberare a gazului la suprafața apei, pe o rază care se extinde la aproximativ 20 m de la centrul sondei, și orice operațiune efectuată se va face în afara ariei de eliberare a gazelor la suprafață și va avea loc cu o monitorizare continuă a acestora.
- Pentru planificarea sondei de interceptare, locația platformei va fi la o distanță de aproximativ 1850 m de centrul puțului.

Rezultatele modelării pentru Pelican sunt ilustrate în figura 9.7 și figura 9.8 mai jos.

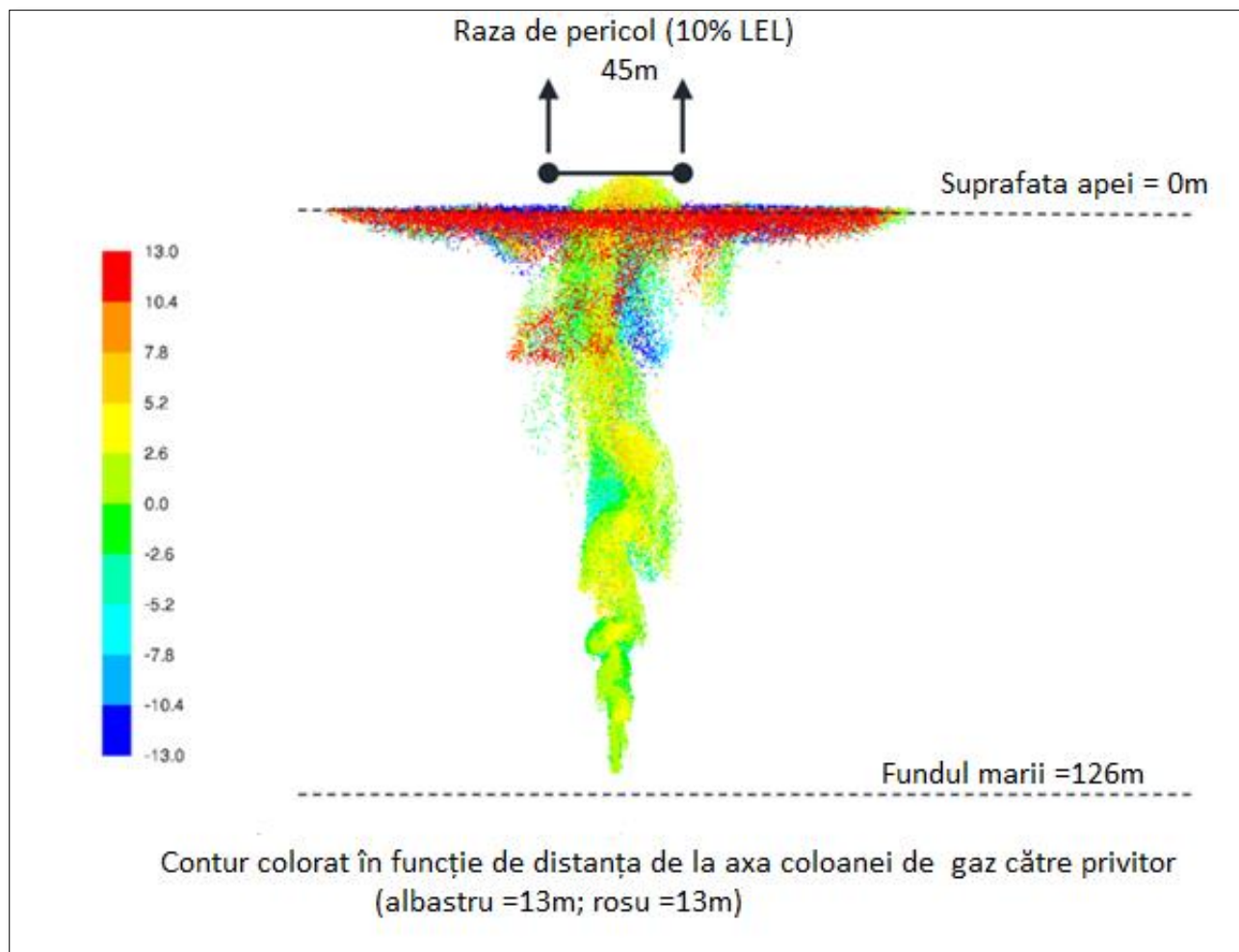


Figura 9.7– Pelican, Modelarea coloanei de gaz ca urmare a unei erupții la sonda (în coloana verticală)

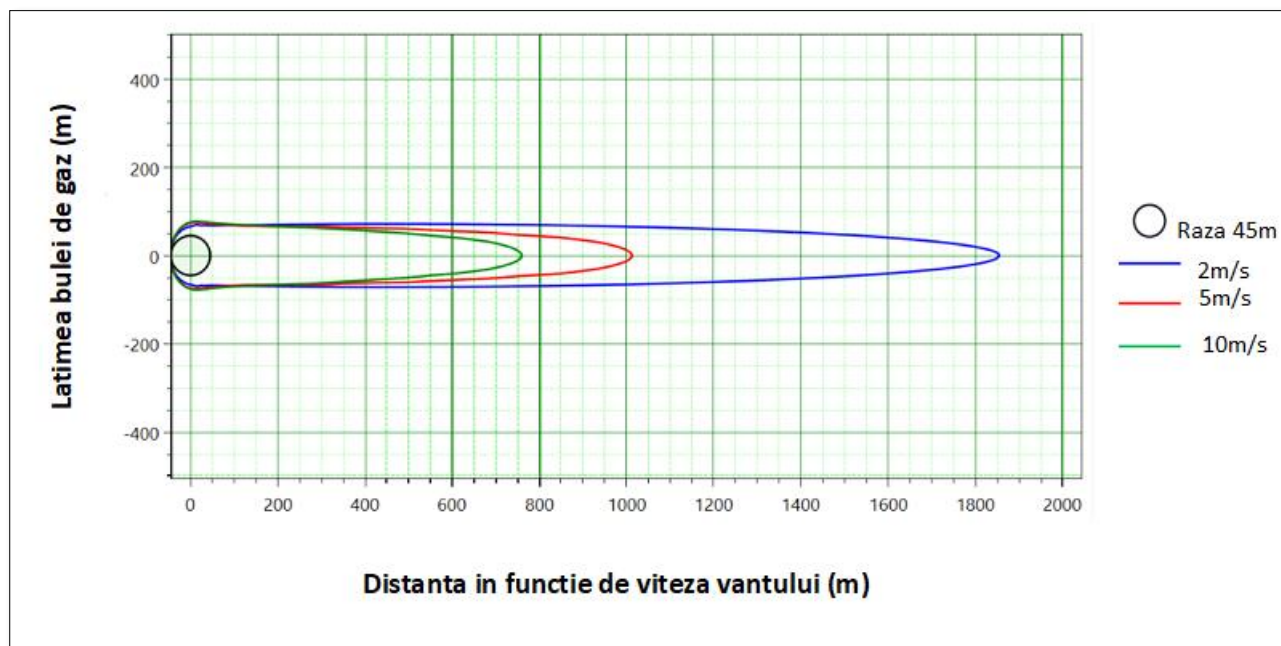


Figura 9.8 – Pelican, Amprenta penei de gaz după erupție, la suprafața mării pentru cele trei viteze ale vântului (2m/s; 5m/s; 10m/s)

b) Modelare dispersie coloanei de gaz la Domino

În modelarea dinamică a fluxului de gaz pentru Domino, s-au folosit următoarele date de intrare:

Tabel 9. 5 – Date de intrare în modelarea dispersiei coloanei de gaz, în cazul unei erupții la sonda - Domino

Date intrare modelare Domino
Adâncimea apei: 978m
Rata fluxului la erupție: 1098.8 MMSCFD gas (1098.8 MMSCFD $\approx$ 38,765,192.2 m ³ de gaze naturale pe zi)
Zona și cota de eliberare a gazului presupune că erupția este prin partea de sus a BOP (ID - 18,75" și 10m înălțime)
Viteza vântului: 2 m/s, 5 m/s și 10 m/s
Temperatura apei la suprafața – 10,3°C
Temperatura apei la fundul mării - 8 °C
Temperatura aerului -12 °C

Rezultate

- Primul gaz va ieși la suprafață după 508 secunde. Aceasta înseamnă că viteza medie de urcare pe verticală a gazului în coloana de apă este de 1,9 m/s.
- Aproximativ 95,3% din gazul eliberat se va dizolva în coloana de apă înainte de a ieși la suprafață.

- Concentrațiile cu 10% mai mici ale limitei de explozie (LEL) se vor răspândi pe o rază de 10 m deasupra suprafeței mării; concentrații mai mici răspândite pe o rază mai mare.
- Pentru planificarea sondei de interceptare, amplasarea platformei va fi la o distanță de 250 m de centrul sondei.

Rezultatele modelării pentru Domino sunt ilustrate în figura 9.9 și figura 9.10 mai jos.

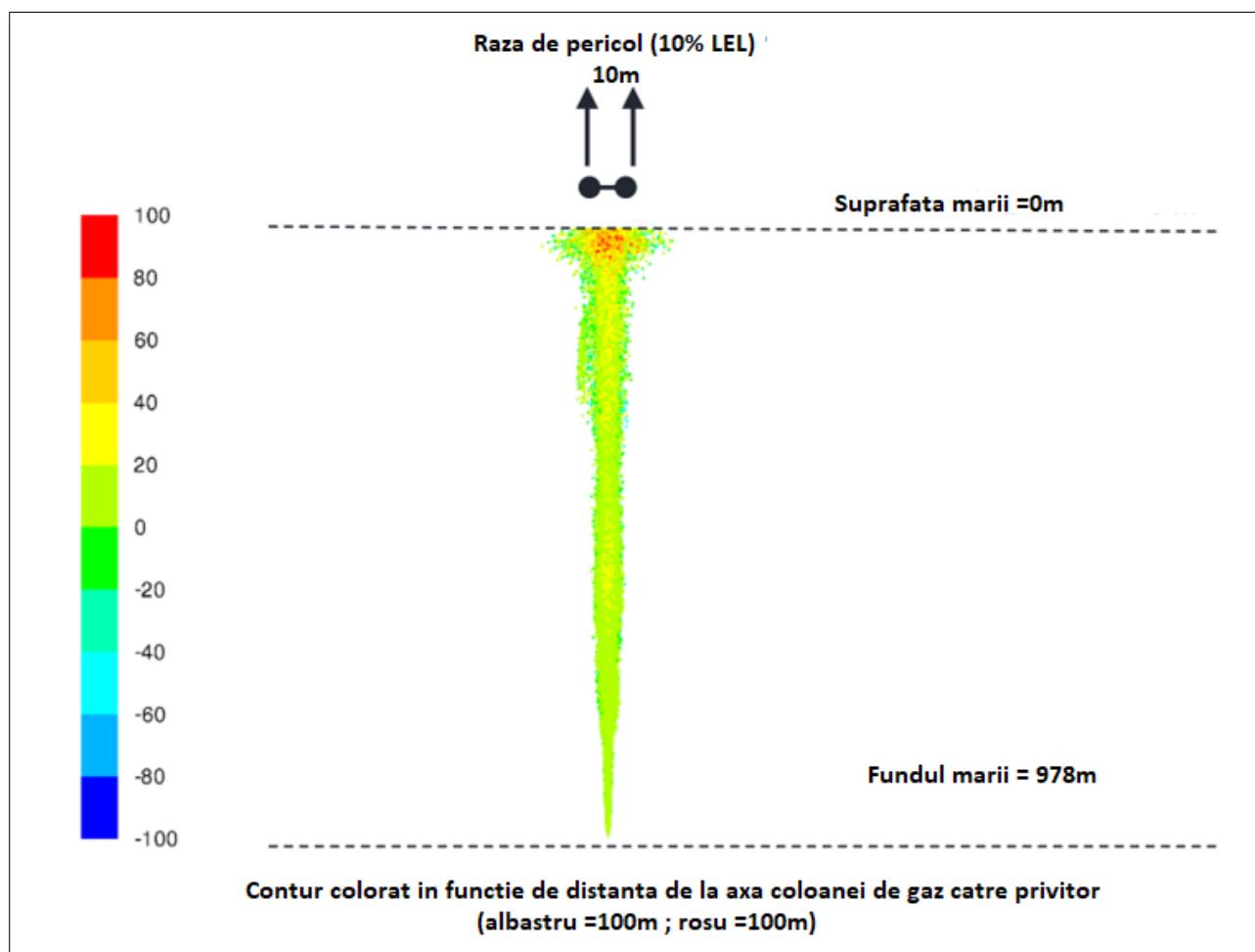


Figura 9.9 – Domino, Modelarea coloanei de gaz ca urmare a unei erupții la sonda

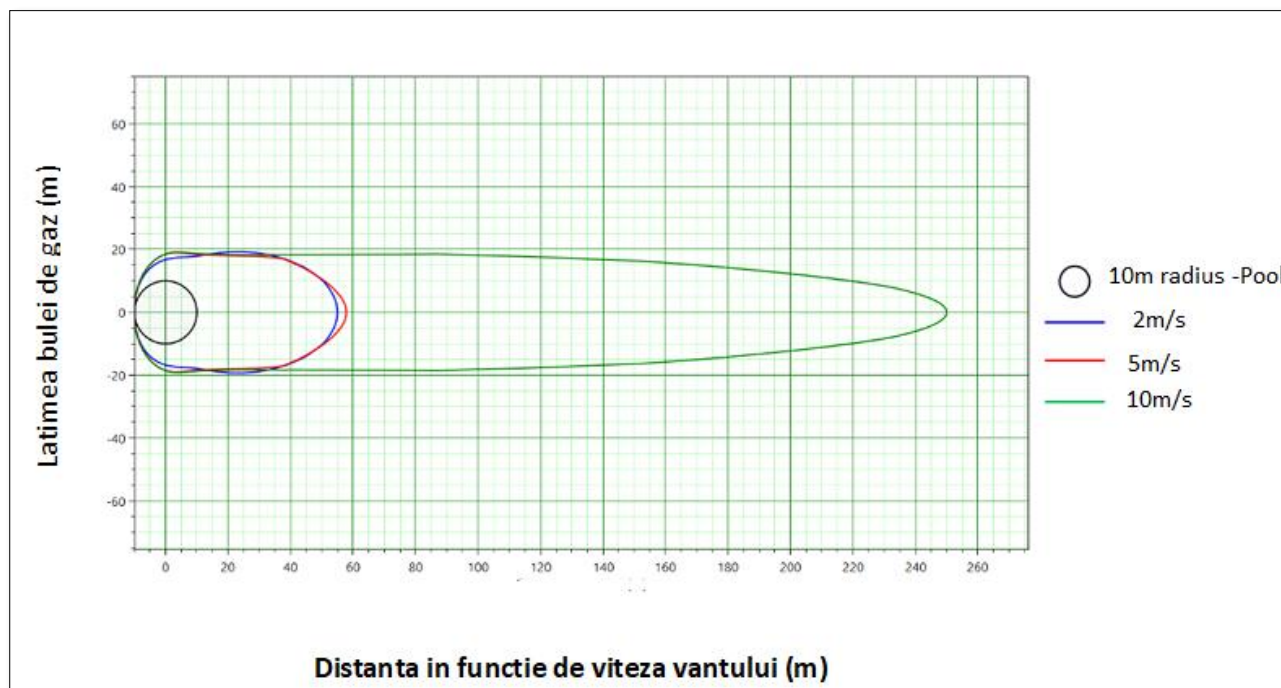


Figura 9.10 – Domino, Amprenta penei de gaz după erupție, la suprafața mării pentru cele trei viteze ale vântului (2m/s; 5m/s; 10m/s)

9.2.2.1.3 Efecte asupra mediului ca urmare a unei erupții la sonda cu eliberare de gaz neaprins

Deoarece centrele de foraj submarin Pelican și Domino sunt situate la distanță de Neptun Alpha, este puțin probabil ca evenimentul să escaladeze dincolo de o eliberare mare de hidrocarburi. Astfel, în cazul producerii unui astfel de eveniment, structura și personalul posibil aflat la Neptun Alpha nu vor fi afectate.

Impactul asupra mediului în cazul unei scurgeri necontrolate de gaze din sonda, în cazul ipotetic al pierderii controlului asupra acesteia, s-ar resimți cu efecte negative asupra ecosistemului marin, localizat la nivelul coloanei de apă. În general, geometria coloanei de gaz are un profil conic, cu vârful poziționat la fundul mării.

În zona de mare adâncime din cadrul centrului de foraj Domino, cea mai mare parte a cantității de gaz eliberat se va dizolva în apa mării, respectiv 95,3% (Figura 9.5) comparativ cu zona de apă mică din centrul de foraj Pelican Sud, unde doar 6,5% se va dizolva în apa mării (Figura 9.3).

Efecte negative asupra calității apei

Ținând cont de adâncimea apei, presiunea și condițiile de temperatura ale apei, orice eliberare de gaz în combinație cu apa poate forma hidrați în jurul locului de eliberare- o substanță solidă asemănătoare gheții. După formare, acești hidrați se ridică prin coloana de apă și, la atingerea adâncimii mai mici ale apei (adâncimi deasupra liniei de formare a hidraților), se descompun în metan și apă. Deoarece metanul este foarte solubil în apă, se dizolvă rapid în coloana de apă după

descompunerea hidratului. Metanul dizolvat se va biodegrada, în timp ce metanul gazos va continua să se ridice la suprafața mării și să fie transportat departe de vânturile de suprafață. Apa produsă prin disocierea hidraților se va dispersa în coloana de apă.

Într-un studiu de caz, monitorizarea apei și sedimentelor, cat și analizele eco-toxicologice la pești, după incidentul de scurgeri de gaze de la platforma Elgin, Marea Nordului, petrecut în anul 2012, au condus la rezultate neașteptate, respectiv nicio urma de contaminare cu hidrocarburi peste limitele de referință ale stării de dinaintea incidentului⁸.

Datorita diferenței de presiune dintre gaz și coloana de apă, contaminarea coloanei de apă sau sediment ca rezultat al unui incident de pierdere a controlului sondei și eliberare necontrolată de hidrocarburi din sonda este de așteptat să fie minim și fără urmări pe termen lung.

Efecte negative asupra speciilor marine

Efectele negative vor fi resimțite de fauna marină diferit în funcție de zonă și timpul de expunere. Studii de laborator au demonstrat că la concentrații de 0,02 - 0,05 mg/ l, gazul va fi sesizat de pești și se vor îndepărta. Expunerea peștilor la concentrații mai mari de 1 mg/ l, conduce la o sensibilitate crescută în câteva secunde de la contact, arătând un comportament de dezorientare și imobilitate. Testele au arătat că în 15 - 20 minute, peștele expus la astfel de concentrații prezintă semne de intoxicație acută și moare în 1-2 zile de la expunere, juveniii fiind mai sensibili decât peștii adulți. De asemenea, peștele devine mai sensibil dacă este expus în mod repetat la concentrații scăzute de gaz. Peștii sunt mai vulnerabili atunci când temperatura apei este crescută (pe timpul verii) sau când concentrațiile de oxigen sunt scăzute (ca într-un estuar eutrofic vara). S-a constatat că specii de zooplancton și fitoplancton pot tolera concentrații mai mari de gaz decât pot peștii sau crustaceele (adică mor la 2 - 5 mg/ l)⁹.

Cercetările de teren și experimentale asupra biotei marine, efectuate în urma incidentelor petrecute în anii 1982 și 1985 în Marea Azov, ca urmare a pierderii a controlului sondelor de gaz urmate de explozii ale platformelor de foraj, susțin modelul general descris anterior de răspuns al peștilor la prezența metanului și a omologilor acestuia în mediu acvatic.¹⁰

Rezultatele acestor observații indică existența unei relații cauză-efect între mortalitatea în masă a peștilor și cantitățile mari de gaze naturale introduse în apă după accidente din Marea Azov (Patin, 1999, p.235-6).

⁸ Webster, L., Russle, M., Hussy, I., Packer, G., Dalgarno, E.J., Craig, A., Moore, D.C., Jaspars, M., Moffat, C.F. - Environmental Assessment of the Elgin Gas Field Incident – **Report 5**, Fish and Sediment Update; - **Report 4**, Fish Muscle; **Report 3**, Water Update. – Marine Scotland Science Report

⁹ Dr. Irene Novaczek "Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry," Watershed Sentinel, 2012, <https://watershedsentinel.ca/articles/natural-gas-marine-environment/> accesat 12.09.2023

¹⁰ Patin, Stanislav – Impact of Natural Gas on Fish and Other Marine Organisms, EcoMonitor Publishing, New York, 1999.

S-a constatat că peștii din zonele accidentelor au dezvoltat modificări patologice semnificative. În special, au prezentat tulburări de coordonare a mișcărilor, tonus muscular slăbit, patologii ale organelor și țesuturilor, membrane celulare deteriorate, tulburări de formare a sângelui, modificări ale sintezei proteinelor, creșterea radicală a activității peroxidazei totale și alte anomalii tipice otrăvirii acute a peștilor. Aceste modificări patologice au fost găsite chiar și la peștii colectați la o distanță considerabilă de locul accidentului (Patin, 1999, p.233-9)

Pe lângă datele ihtiotoxicologice, studiile privind erupția accidentală a sondelor de gaze în Marea Azov, oferă o idee despre poluarea cu metan a mediului acvatic și posibilul impact asupra comunităților bentonice și pelagice. Metanul a reprezentat peste 95% din gazul eliberat. A fost prezent în apă în concentrații de 4-6 mg/1 direct în apropierea sondei care a pierdut controlul izolării, și în concentrații de 0,07- 1,4 mg/1 la o distanță de 200 de metri de platformă. Aceste rezultate sugerează că metanul și omologii săi pot rămâne în mediul acvatic pentru o perioadă destul de lungă și se pot răspândi pe distanțe considerabile (Patin, 1999, 220-2, 224-31, 249).

O cercetare mai recentă¹¹, efectuată în anul 2012 de către Marine Scotland Science – Marine Laboratory a avut ca obiect prelevarea a 7 specii de pești (*Gadus morhua*, *Melanogrammus aeglefinus*, *Pleuronectes platessa*, *Merlangius merlangus*, *Microstomus kitt*, *Clupea harengus*, *Scomber scombrus*) obținute din 6 locații de proba situate la o distanță de 2 mile marine (3,7 km) față de locul incidentului de pierdere de gaz de la platforma Elgin, Marea Nordului.

Scopul studiului a fost determinarea în țesuturile peștilor concentrația de HAP-uri și hidrocarburi alifatiche (inclusiv n-alcani) prin metoda GS-MS (Spectrometria de masă prin cromatografie cu gaze)

Rezultatul probelor a fost comparat cu valorile de referință – rezultatul analizelor pe țesuturi de pește din probe prelevate în aceeași zonă în anul 1993.

Rezultatul probelor analizate din țesuturile peștilor prelevați din jurul zonei de excludere a platformei Elgin, după incidentul de scăpare de gaze din sonda, nu au arătat nicio dovadă cu privire la o contaminare petrogenă, cu concentrații de n-alkan și HAP, valorile concentrațiilor rezultate fiind tipice probelor de referință. Benzo[a]pirenul a fost sub nivelul CE de siguranță alimentară la toate mostrele de mușchi de pești și, prin urmare, nu există nicio îngrijorare cu privire la sănătatea umană. Pofilele alifatiche nu au arătat nicio dovadă de contaminare petrogenă.¹²

Efecte negative asupra calității aerului

O eliberare necontrolată de gaze în zona de mică adâncime a proiectului Neptun Deep, în zona centrului de foraj Pelican Sud, s-ar resimți cu efecte negative asupra ecosistemului marin în orizontul

¹¹ Webster, L., Russle, M., Hussy, I., Packer, G., Dalgarno, E.J., Craig, A., Moore, D.C., Jaspars, M., Moffat, C.F. - Environmental Assessment of the Elgin Gas Field Incident – **Report 4**, Fish Muscle; – Marine Scotland Science Report

¹² Webster, L., Russle, M., Hussy, I., Packer, G., Dalgarno, E.J., Craig, A., Moore, D.C., Jaspars, M., Moffat, C.F. - Environmental Assessment of the Elgin Gas Field Incident – **Report 4**, Fish Muscle; – Marine Scotland Science Report

de suprafață al apei. Într-o astfel de ipoteză, gazul descărcat necontrolat la fundul mării, la adâncimea de 120 m, s-ar ridica spre suprafața mării, ajungând rapid în orizontul de suprafață al apei (Figura 9.3).

Pe lângă efectele asupra ecosistemului marin descrise mai sus, deoarece gazele naturale constau în principal din metan, în cazul acestui scenariu se poate lua în considerare un efect negativ și asupra atmosferei cu impact asupra schimbărilor climatice. În ce măsură ar putea fi afectată calitatea aerului și implicit contribuția la criza climatică globală, depinde de cantitatea totală de gaz eliberată în cele din urmă în atmosfera.

Într-un alt studiu de caz, respectiv accidentul major petrecut în septembrie, 2022 la conductele Nord Stream 1 și 2 amplasate în Marea Baltică, s-a estimat că peste 115.000 de tone de gaze naturale au scăpat din conductă avariata în doar șase zile, cu o contribuție de gaze cu efect de seră de aproximativ 15 milioane de tone de CO₂ - sau cantitatea de carbon care poate fi absorbită de aproximativ 580 de milioane de copaci într-un an.

Potrivit Institutului Leibniz pentru Cercetarea Mării Baltice Warnemünde (IOW), influența scurgerilor din conductele de gaz Nord Stream asupra schimbărilor climatice este relativ mică¹³.

9.2.2.1.4 Măsurile de control propuse

Măsurile de siguranță inerente se bazează pe o filozofie: 1) prevenire, 2) detectare și 3) control.

În ceea ce privește prevenirea unui accident major de explozie, echiparea de siguranță a sondei este definită de limita de izolare a presiunii și se identifică o barieră primară și una secundară pentru toate căile potențiale de curgere.

Barierile de siguranță ale coloanelor de tubaj cuprind următoarele bariere mecanice:

- Robineții critici care includ robineți de siguranță recuperabili montați în sonda, controlați de la suprafață (TRSCSSSV) conformă cu API 14A și robineții capului de sonda, cu control de la distanță, conforme cu API 14D și IOGP S561.
- În timpul producției, Sistemul de management al integrității sondei specifică barierele critice ale sondei, elementele din care acestea se compun, criteriile de testare și perioada de revalidare;
- Coloanele și prăjinile de foraj sunt o parte critică a barierelor de siguranță ale sondei. Acestea sunt proiectate conform cerințelor tehnice OMV pentru proiectarea țevelor de tubaj și sunt în conformitate cu Manualul de foraj dezvoltat pentru Neptun Deep.
- Cementările primare sunt proiectate și executate în conformitate cu cerințele tehnice OMV pentru ingineria cimentării, care sunt aliniate cu standardele internaționale aplicabile
- Toate barierele de siguranță ale forajului sunt testate în conformitate cu Standardul Tehnic de Inginerie a Forajului OMV.

¹³ Sanderson H. et al – Environmental impact of Nord Stream pipelines, Research Square, februarie 2023

- Programul de proiectare și forare a sondelor va fi verificat independent și avizat de un expert de sonde atestat de ANRM.
- Echipamentele subacvatice ale capului de sonda sunt proiectate pentru a se asigura că acumularea de presiune în *inelul A* (expansiune termică etc.) poate fi eliminată în siguranță, fără riscul formării de hidrați. Proiectarea sondei asigură fie că nu vor exista volume de lichid blocate, fie că proiectarea coloanelor de foraj este adecvată pentru a controla acumularea de presiune în cel mai rău scenariu.
- Echipamentele și prăjinile de foraj/ tubingul care sunt folosite în procese care conțin hidrocarburi sunt pe deplin evaluate pentru condițiile de funcționare (presiune și temperatură) și au fost supuse unei proiectări riguroase.
- Echipamentele și garnitura de foraj/ tubingul au fost selectate în funcție de fluidele folosite în proces și condițiile de funcționare, inclusiv utilizarea aliajului rezistent la coroziune, după cum este necesar.
- Protecția externă împotriva coroziunii (catodică) și acoperirile sunt prevăzute pentru echiparea puțurilor de pe fundul mării, acolo unde este necesar.
- Programe de inspecție, întreținere și monitorizare de rutină conform Sistemului de management al integrității sondei (WIMS) și Strategiei de gestionare a integrității sistemelor submarine (SSIMS), inclusiv schema de examinare a sondei.
- În cadrul operațiunilor sunt utilizate proceduri standard de operare eficiente și operatori instruiți/experimentați.
- Capul de sonda va fi echipat cu senzori și controlere independente. Aceasta include monitorizarea temperaturii și a presiunii și prevede acțiunea operatorului în caz de urgență
- Dispozitivul de intervenție și control al sondei în cazul unui eveniment neplanificat, va fi disponibil în timpul fazei de foraj/ construcție a sondei pentru situații neprevăzute de control al acesteia.

În ceea ce privește detectarea scurgerilor de gaze:

- Detectarea presiunii joase (scurgeri) în XMT în amonte cu acțiune automată.
- Vor fi realizate misiuni ROV pentru localizarea și determinarea dimensiunii oricărei scurgeri suspectate.
- Se va efectua monitorizarea în timp real (presiune, temperatură, debit, conținut de apă, compoziție etc.) pentru a se asigura că operațiunile rămân în limitele prescrise. Abaterile de la limitele prescrise pot și trebuie să inițieze diverse acțiuni, de la oprirea individuală a sondei până la oprirea totală a câmpului (câmpurilor).

9.2.2.2 Poluare accidentală cu combustibil ca urmare a unui eveniment de coliziune/ sau alimentare cu combustibil a navelor**9.2.2.2.1 Domeniul de aplicare al evaluării**

Transportul și traficul mai multor nave asociate proiectului ar putea crea un pericol pentru traficul maritim. În total, vor fi utilizate un număr maxim de 14 nave în timpul activităților de foraj și construcție a instalațiilor offshore. Cu toate acestea, navele nu vor fi prezente în aceeași zonă, în același timp.

O scurgere moderată de hidrocarburi ar putea apărea ca urmare a deplasării navelor și/ sau a barjelor suport pentru diferite activități pe parcursul derulării proiectului, având ca rezultat:

- Sprijin pentru foraj/construcție/instalare: scurgeri de combustibil provenite de la navele suport.
- Asistență pe teren: Scurgeri de combustibil provenite din activități care implică sprijin pe teren sau nave de construcții

O zonă de siguranță de 500 m va fi menținută în jurul platformei de foraj și zonelor de construcție, prin urmare, o coliziune cu o navă care nu este asociată proiectului este considerată improbabilă.

În timpul etapei de foraj, substanțele chimice de foraj sunt depozitate temporar pe MODU, în vederea utilizării în fluidele de foraj și ciment, amestecul realizându-se în tancurile de noroi de la bord. Produsele chimice vor fi depozitate la bordul platformei de foraj în rezervoare închise și prin urmare, riscul de deversări de substanțe chimice este menținut la minimum.

Cu toate acestea, riscul de deversare în mare de materiale/substanțe chimice periculoase poate să apară ocazional, în timp ce substanțele chimice sunt amestecate sau din cauza practicilor necorespunzătoare de depozitare și manipulare.

Alte surse potențiale de deversare pot să apară în timpul activităților de transfer, depozitare și utilizare chimică. Acest domeniu de aplicare cuprinde, de asemenea, toate fazele proiectului, iar măsurile de atenuare vor fi aplicabile pe durata proiectului.

9.2.2.2.2 Semnificația impactului potențial

Pentru cazul unei poluări cu combustibil marin au fost analizate două scenarii credibile, constând în următoarele:

- o poluare accidentală de la nava de instalare, care a dus la eliberarea a 300 m³ de motorină marină (MGO); și
- o scurgere din MODU care a dus la eliberarea a 165m³ MGO.

Două simulări au fost rulate pentru fiecare dintre cele 2 scenarii de poluare accidentală (tabel 9.8), cu un total de 150 de traiectorii individuale post-procesate pentru fiecare sezon, pentru a crea un rezultat stocastic. Fiecare traiectorie a început cu date diferite de start, de aceea fiecare simulare are ca date de intrare un set diferit de condiții de vânt și curenți.

Un rezumat al rezultatelor este prezentat în tabelul de mai jos:

Tabel 9. 6 – Sumar al datelor stocastice de modelare a scenariilor

Referințe scenariu	Scenariu 1	Scenariu 2
Descriere	Poluare accidentală de pe nava de instalare a platformei	Poluare accidentală de pe platforma de foraj (MODU) – cel mai nefavorabil scenariu credibil
Locație	44° 02' 51" N 030° 35' 14" E	44° 03' 19" N 030° 35' 56" E
Perioada/ sezon	Iarna – Octombrie – Mai; Vara – Junie – Septembrie	Iarna – Octombrie – Mai; Vara – Junie – Septembrie
Adâncimea de deversare	0m (orizont suprafață)	0m (orizont suprafață)
Rata de deversare	300 m ³ /oră	41.25 m ³ /oră
Durata deversării	1 oră	4 ore
Volumul total al deversării	300 m ³	165 m ³
Masa totala deversata	264 MT	146 MT
Durata totala rulata	14 zile	14 zile
Diametrul găurii	n/a	n/a
Amestecul gas/ petrol (GOR)	n/a	n/a
Temperatura MGO	iarna - 11.6°C vara - 23.6°C	iarna - 11.6°C vara - 23.6°C
Număr total traiectorii	150	150
Timp între traiectorii	8 zile, 2 ore	4 zile, 1 oră
Cel mai apropiat țărm	~117 km, Sfântu Gheorghe, România	~117 km, Sfântu Gheorghe, România

Date meteoceanice

Cinci seturi de date hidrodinamice au fost utilizate ca date de intrare în modelare, conform tabelului de mai jos:

Tabel 9. 7 – Date meteoceanice incluse în modelare

Date Meteoceanice		
Data set	Curenți - Black Sea Physics Reanalysis	Vânt- CFSR
Rezoluție spațială	3 km	16 km
Rezoluție temporală	24 ore	1 oră
Perioada	Mai 2015 – Mai 2020	Mai 2015 – Mai 2020
Numar layer-e verticale	31	1

Setul de date **Black Sea Physics Reanalysis** pentru curenții oceanici, a fost selectat ca opțiunea cea mai potrivită pentru modelare. Acoperind doar Marea Neagră, acest model hidrodinamic este optimizat pentru zona locală, ceea ce oferă mai multă încredere în datele, oferind o reprezentare precisă a condițiilor lumii reale.

Stabilirea pragurilor

Pragurile definesc punctul sub care datele nu mai sunt informative. De exemplu, atunci când grosimea emulsiei de suprafață este mai mică de 0,04 μm , pelicula de hidrocarburi nu mai este vizibilă cu ochiul liber, așa că poate fi considerat nesemnificativ pentru intervenție.. Pragurile aplicate acestei simulări sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabel 9. 8 – Praguri incluse în modelare

Prag	Valoare	Descriere
Suprafață	0.04 μm	Acordul de la Bonn, privind Codul de culori pentru hidrocarburi (BAOAC) definește cinci grosimi de strat de petrol pe baza efectelor lor optice și a culorilor reale. 0,04 μm este grosimea minimă care poate fi văzută cu ochiul liber.
Linia țărmului	0.1 litri/ m^2	Cel mai mic prag pentru o ușoară acoperire a țărmului de hidrocarburi. conform cu documentul ITOPF "Recognition of oil on shorelines" ¹⁴ . Se presupune că o concentrație de 0,1 litri/ m^2 este pragul letal pentru nevertebrate pe substraturi dure și sedimente din habitatele intertidale. O acoperire a țărmului mai mare de 0,1 litri/ m^2 ar fi suficientă pentru a acoperi indivizii speciilor de nevertebrate și ar afecta supraviețuirea și capacitatea de reproducere a acestuia ¹⁵

Pentru evidențierea grosimii stratului de emulsie pe suprafața mării s-a utilizat codul de culori conform Acordului de la Bonn. Totodată, codul culorilor privind hărțile țărmului deriva din Documentul de Informații Tehnice ITOPF (TIP) nr. 6 „Recunoașterea petrolului pe țărm” (ITOPF,

¹⁴ ITOPF 2011b, The International Tanker Owners Pollution Federation Limited (ITOPF) (n.d.) 'Technical Information Paper 06: Recognition of oil on shorelines', accesibile online via:
https://www.itopf.org/fileadmin/uploads/itopf/data/Documents/TIPS_TAPS_new/TIP_6_Recognition_of_Oil_on_Shorelines.pdf

¹⁵ French-McCay, Deborah. (2009). State-of-the-Art and Research Needs for Oil Spill Impact Assessment Modeling. Proceedings of the 32nd AMOP Technical Seminar on Environmental Contamination and Response. 2.

2011b). Ușoara atingere a țărmului a peliculei este considerată nesemnificativă către ITOPF6, nu este necesar un răspuns practic pentru un țărm foarte puțin atins, în afară de monitorizarea prezentei peliculei de produs petrolier..

Rezultate și discuții

Toate rezultatele modelului au fost create cu praguri aplicate. Pragurile sunt folosite pentru a prezenta informații care sunt semnificative, fie în ceea ce privește răspunsul la deversare, fie impactul asupra mediului. Pentru ușurință de citit, discuția de mai jos se concentrează pe scenariul 1, multe dintre comentarii sunt aplicabile și scenariului 2.

Scenariul 1 - Deversare accidentală de la bordul navei de instalare a platformei

Rezultatele modelării stocastice arată că, în majoritatea situațiilor, impactul asupra apelor de suprafață va rămâne în apele românești. Aproximativ ¼ (iarnă 25%, vară 21%) din simulări au dus, de asemenea, la trecerea peliculei de suprafață a combustibilului marin, peste granița maritimă către Bulgaria.

Pelicula de suprafață ar putea fi găsită până la aproximativ 100 km distanță în majoritatea direcțiilor, în afară de un număr mic de situații în care condițiile de mediu permit peliculei de suprafață să persiste suficient de mult pentru a fi transportată spre sud-vest. Acest lucru este mai pronunțat în sezonul de vară.

Este de așteptat ca pelicula de hidrocarburi să ajungă cel mai repede la granița maritimă bulgară în aproximativ 1 zi. Trebuie precizat că acesta este cel mai rapid impact dintre cele 150 de simulări pe sezon efectuate. Alte simulări fie nu vor afecta deloc, fie va fi nevoie de mai mult de 1 zi pentru a atinge granița maritimă a Bulgariei.

În majoritatea simulărilor, nu există pelicula de hidrocarburi pe suprafața apei, prezenta după 7 zile. Doar câteva simulări arată că pelicula de hidrocarburi persistă peste 7 zile, acestea sunt cele care se deplasează spre sud-vest.

Pe măsura ce se deplasează de zona imediată de eliberare, grosimea stratului de hidrocarburi este de așteptat să se răspândească în straturi de grosime metalică (5-50 μm) sau mai puțin.

Apele de suprafață din apropierea ariei naturale protejate Canionului Viteaz sunt afectate în 71% din simulări. Rezultatele simulărilor arată că în scenariul sezonului de iarnă, pelicula de hidrocarburi ajunge în zona Canionului Viteaz în aproximativ 3 ore.

Impactul asupra acestui sit a fost explorat în continuare cu simulări suplimentare ale traiectoriei. Trebuie amintit că „impactul” este considerat ca având loc atunci când pelicula de hidrocarburi de suprafață depășește pragul de luciu argintiu - 0,04 μm .

Un număr mic de simulări cu impact spre sud-vest au atins linia țărmului, atunci când simularea a fost efectuată mai mult de 14 zile. Cu toate acestea, trebuie remarcat faptul că această modelare presupune că nu se întreprinde nicio acțiune de intervenție sau de răspuns. În realitate, în astfel de situații se iau măsuri urgente de atenuare a efectelor scurgerii în timpul celor 14 zile intermediare.

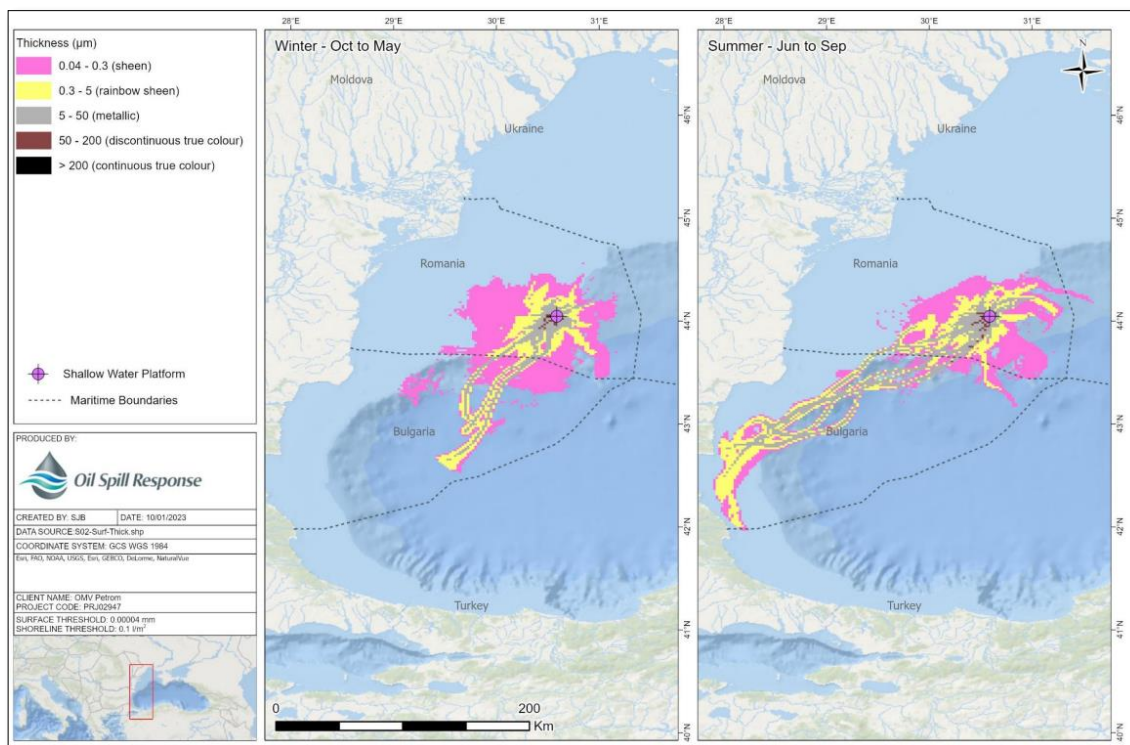


Figura 9.11 – Scenariu 1 modelare perioada de iarnă (stânga), și perioada vară(dreapta), fără intervenție procedurilor de răspuns în caz de poluare accidentală

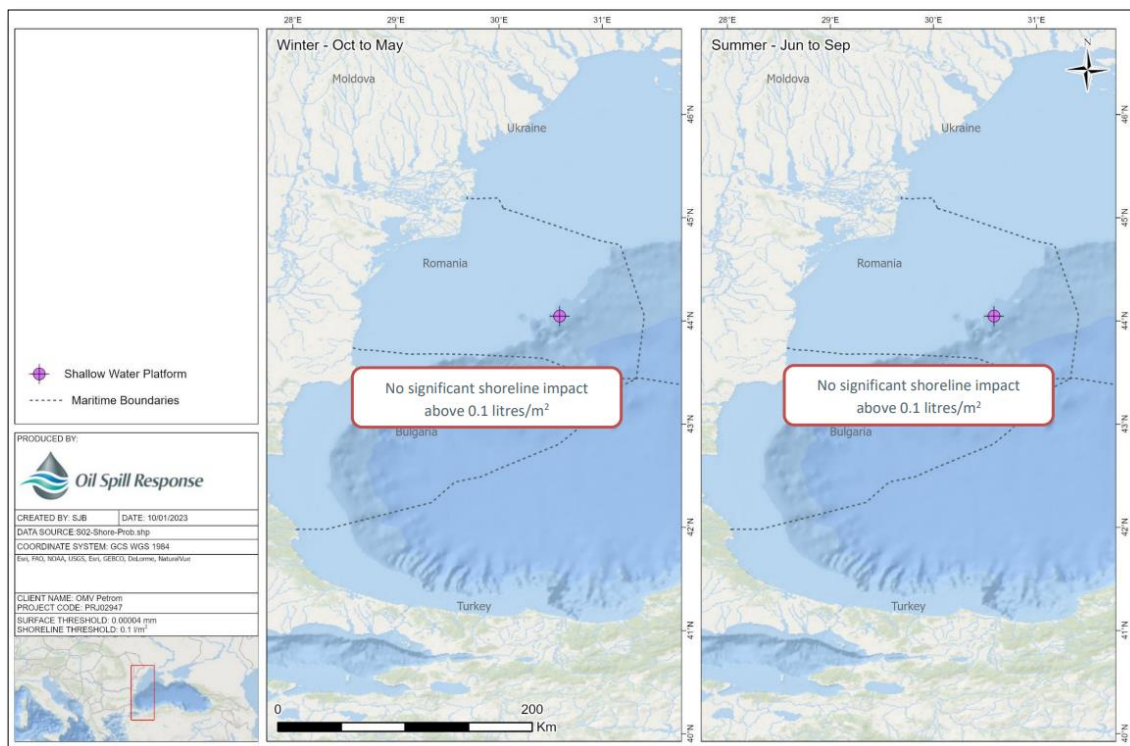


Figura 9.12 – Modelarea stării peliculei de hidrocarburi iarna (stânga) și vara (dreapta)

Scenariul 2 – Deversare accidentală de la instalația de foraj

Scenariul 2 simulează o eliberare similară, dar mai mică, a MGO din instalația de foraj. Rezultatele generale ale modelelor stocastice sunt foarte asemănătoare cu cele ale scenariului 1. Discuția de mai sus cu privire la efectele unei scurgeri din scenariul 1 sunt aplicabile și scenariului 2.

9.2.2.2.3 Efecte negative asupra mediului

Poluarea accidentală cu combustibili ca urmare a manevrării greșite în timpul navigării, staționării sau alimentării unității de foraj, sau navei de instalare a platformei poate conduce, la un dezechilibru mai mare sau mai mic în cadrul ecosistemelor marine, în funcție de tipul și cantitatea de hidrocarburi deversata accidental.

Combustibilul marin Marine Gas Oil - MGO marin este o nepersistent și conține o proporție mică de componente grele (sau componente cu volatilitate scăzută) care tind să se antreneze fizic în coloana de apă superioară în prezența vântului moderat (adică >12 noduri) și a valurilor care se sparg, dar poate pluti la suprafață dacă aceste condiții sunt reduse. În cazul unei scurgeri substanțiale, componentele mai grele pot fi antrenate sau rămân pe suprafața mării pentru o perioadă lungă de timp (nu mai mult de 7 zile, după cum indica modelarea privind starea peliculei).

MGO se răspândește rapid și formează o pelicula foarte subțire, cu majoritatea componentelor volatile evaporându-se de obicei în mai puțin de o zi. Se estimează că aproximativ 41% din masa deversata se va evapora în primele două zile, în funcție de condițiile predominante ale vântului, evaporarea ulterioară încetinind în timp. Componentele mai grele (volatilitate scăzută) ale uleiului tind să fie antrenate în coloana superioară de apă din cauza vântului valuri, dar pot reapărea mai târziu, în funcție de condiții¹⁶.

Efecte negative asupra calității apei

Studii¹⁷ asupra efectelor deversărilor accidentale de hidrocarburi au concluzionat faptul că amploarea daunelor cauzate de un accident de scurgeri de hidrocarburi în apa mării, depinde de amploarea și zona deversării, de compoziția chimică a combustibilului vărsat, de condițiile climatice, de măsurile de remediere și de timpii de răspuns.

Metodele de răspuns la poluările accidentale utilizate în mod obișnuit includ reținerea și recuperarea mecanică, arderea *in situ*, utilizarea materialelor absorbante, bioremedierea și aplicarea de substanțe dispersante, după caz. În cadrul coloanei de apă, picăturile mici de hidrocarbură suferă procese

¹⁶ RPS 2019d. WEL Scarborough development Quantitative Spill Risk Assessment – Preliminary Results. Prepared for Advisian on behalf of Woodside Energy Ltd. RPS Group.

¹⁷ Gracia, A., Murawski, S.A., Vázquez-Bader, A.R. (2020). Impacts of Deep Oil Spills on Fish and Fisheries. In: Murawski, S., et al. Deep Oil Spills. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-11605-7_25

ulterioare, cum ar fi biodegradarea, dizolvarea și eventual sedimentarea, în cazul în care fenomenul de biodegradare predomina¹⁸.

Opinia autorilor unui studiu¹⁹ privind procesele fizice și chimice ale hidrocarburilor în coloana de apă marina, este aceea că, dat fiind natura hidrocarburii, care are un conținut relativ ridicat de ceară de parafină (29,32%Wt), aceasta tinde să fie sub formă de mici picături, formând o pelicula la suprafața apei și nu se amestecă sau se dizolvă în apă. Biodegradarea poate diminua cu până la 60% din volumul deversat. Procesul fotochimic poate transforma cu până la 50% volumul deversat de hidrocarburi. Din întreaga cantitate deversată, în situații excepționale, când deversarea privește o cantitate foarte mare de hidrocarburi, o parte din pelicula de pe suprafața apei, care suferă intemperii, poate ajunge de-a lungul coastei (Passow și Overton, 2021). Temperaturi ridicate ale aerului și vitezele brizei mării pot crește degradarea hidrocarburii (Lindgren și Lindblom, 2004). Acest proces natural poate reduce volumul hidrocarburii vărsate în apele mării (Wang et al., 2016).

Totodată, la aceste procese se adaugă și degradarea microbiană, care este un proces natural prin care micro-organismele consumă și degradează hidrocarburile. Aceste microorganisme, cum ar fi bacteriile, sunt prezente în toate zonele coloanei de apă în număr nelimitat, dar rata lor de creștere poate fi însă limitată de nutrienți disponibili în coloana de apă (Adofo et al., 2022).

Deși o scurgere a oricărui tip de hidrocarburi în mare poate provoca daune ireversibile mediului, consecințele unei poluări cu hidrocarburi depind în mare măsură de proprietățile acesteia specifice.

Astfel, combustibilii distilați, cum ar fi motorina marina MGO), tind să se evapore și să se dizolve mai repede decât combustibilul marin cu un conținut predominant de păcură (Heavy Fuel Oil – HFO) și nu se emulsionează pe suprafața oceanului²⁰.

De exemplu, un studiu comandat de Consiliul Arctic a stabilit că, în timp ce 90% din HFO rămâne în ocean după 20 de zile, în cazul motorinei marine acesta dispăre de la suprafață²¹ în 3 zile.

¹⁸ Emmanuel Sunday Okeke, Charles Obinwanne Okoye, Timothy Prince Chidike Ezeorba, Guanghua Mao, Yao Chen, Hai Xu, Chang Song, Weiwei Feng, Xiangyang Wu, „Emerging bio-dispersant and bioremediation technologies as environmentally friendly management responses toward marine oil spill” A comprehensive review, Journal of Environmental Management, Volume 322, 2022, 116123, ISSN 0301-4797, <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2022.116123>.

¹⁹ Daly, K.L.; Passow, U.; Chanton, J.; Hollander, D. Assessing the impacts of oil-associated marine snow formation and sedimentation during and after the Deepwater Horizon oil spill. *Anthropocene* **2016**, *13*, 18–33.

²⁰ Det Norske Veritas, Heavy fuel în the Arctic (Phase 1), Report No./DNV Reg No.: 2011-0053/ 12RJ7IW-4 Rev 00, 2011-01-18, at 38 (2011)

²¹ Det Norske Veritas, Heavy fuel în the Arctic (Phase 1), Report No./DNV Reg No.: 2011-0053/ 12RJ7IW-4 Rev 00, 2011-01-18, at 38-39 (2011)

Într-un studiu de caz²², s-a efectuat monitorizarea evoluției în mediul marin a unei scurgeri accidentale de motorină (1000 litri) de la stația de cercetare Faraday, Insula Galindez, Antarctica în martie 1992. În ziua următoare incidentului, concentrațiile în apa de mare au atins un maxim de 540μg 1-1 pentru *n-alcani* și 222μg 1-1 pentru hidrocarburile aromatice policiclice (HAP). Cu toate acestea, concentrațiile au revenit la nivelurile locale de fond în decurs de o săptămână. Deversarea de motorină în sine a avut un impact foarte minor, localizat și pe termen scurt asupra mediului marin din Antarctica.

Opinia cercetătorilor într-un alt studiu de caz de pe coasta Karawang, Indonesia (2022)²³, bazată pe investigațiile și testele de laborator este aceea ca, în general calitatea apei de mare nu este afectată pe termen lung de evenimentele de scurgere de hidrocarburi, concluzie bazată pe rezultate ale monitorizării apelor de larg și costiere pe parcursul unei perioade de patru luni de la evenimentul de poluare (iulie – octombrie 2019). Pe baza rezultatelor analizelor de laborator de la locul de prelevare a probelor situat la 1km distanță față de zona de deversare, la un interval de 3 săptămâni de la data evenimentului, s-a putut aprecia că prezența unei ușoare pelicule pe suprafața mării nu are un efect semnificativ asupra stării generale a calității apei, deoarece toți parametrii referitori la hidrocarburi, cum ar fi HAP, TPH, fenoli, detergenți (MBAS), produs petrolier, respectă standardele de calitate și chiar concentrația este sub limita de detecție. Această situație poate fi atribuită eforturilor de răspuns rapid sub formă de prevenire prin instalarea de baraje și skimmer-e, în cel mai scurt timp de la de la producerea scurgerii de accidentale de hidrocarburi. Consecința acestui efort reducând semnificativ sau chiar complet volumul de hidrocarburi care ar putea ajunge în apele de coastă.

Efecte negative asupra sedimentelor

Datorită adâncimii apei din zona centrelor de foraj, pe baza previziunilor din modelare, este puțin probabilă o modificare în parametrii de calitate a sedimentelor din zona proiectului offshore, ca urmare a eliberării de hidrocarburi la suprafață.

Cu toate acestea, o potențială scurgere care are originea în apele mai puțin adânci din zona proiectului ar putea avea ca rezultat contactarea hidrocarburilor antrenate cu sedimentele marine, deși acest lucru este puțin probabil dat fiind că MGO este de obicei antrenat în orizontul de suprafață, respectiv ~10m al coloanei de apă, supus acțiunii valurilor și vântului.

Rezultatul unui număr mic de simulări cu impact spre sud-vest din cadrul modelării întreprinse pentru proiectul Neptun Deep arată că, în lipsa oricărei intervenții, ar putea exista potențialul de expunere la ape de mică adâncime și contact cu țărnul bulgăresc. Contactul cu țărnul Bulgariei ar putea avea

²² Cripps, G.C., Shears, J. The Fate in the Marine Environment of a Minor Diesel Fuel Spill from an Antarctic Research Station. *Environ Monit Assess* 46, 221–232 (1997). <https://doi.org/10.1023/A:1005766302869>

²³ Hefni Effendi, Mursalin Mursalin and Sigid Hariyadi, Rapid water quality assessment as a quick response of oil spill incident in Coastal area of Karawang, Indonesia, *Front. Environ. Sci.*, 20 Mai 2022, Sec. Conservation and Restoration Ecology, Volume 10 - 2022 | <https://doi.org/10.3389/fenvs.2022.757412>, accesat la 23.09.2023.

loc după 14 zile, fără impact însă, pelicula de hidrocarburi de suprafață fiind sub pragul de luciu argintiu - 0,04μm.

Totuși, acolo unde are putea avea loc expunerea peliculei la sedimente, compușii hidrocarburilor se pot acumula în sedimentele marine. Dat fiind că aceștia vor fi la niveluri scăzute pe zone relativ mici, acest lucru nu va duce la modificări ale calității sedimentelor, astfel încât să existe efecte adverse asupra biodiversității, integrității ecologice, sociale sau a sănătății umane.

Efecte negative asupra biodiversității marine

În cazul unei poluări operaționale în zona de amplasament offshore a proiectului, impactul imediat s-ar resimți asupra organismelor acvatice ce populează zona în care se deplasează pelicula de hidrocarburi.

Ca urmare a modificării calității apei, este de așteptat ca fauna cu mobilitate crescută să sufere modificări de comportament, în sensul evitării zonei afectată de deversare, aspect care conduce la excluderea suprafeței afectate din zona de hrănire, reproducere, migrație etc, pe perioada cât poluarea va persista.

Totodată, schimbarea bruscă a calității apei poate conduce la efecte suplimentare asupra receptorilor, care includ răni sau mortalitatea faunei marine, ca urmare a două căi de expunere:

- expunerea în apă la hidrocarburi antrenate sau dizolvate pentru fauna marină prezentă în coloana de apă;
- expunerea la hidrocarburi de suprafață pentru acele specii care respiră, se hrănesc sau sunt altfel prezente la suprafața mării.

Mai multe specii marine din apă și de pe țărm (migratoare, amenințate și/sau listate în formularele standard ale ariilor naturale protejate costiere), au potențialul de a fi prezente în interiorul zonei estimată a fi afectată de hidrocarburi de suprafață, putând fi expuse la diferite praguri de impact, în funcție de sensibilitatea specifică la expunerea la hidrocarburi.

Expunerea la pelicula de suprafață prezintă cel mai mare risc pentru fauna și păsările marine ca urmare a contactului cu pelicula de hidrocarburi sau inhalarea COV. Rezultatul poate duce la iritații ale pielii și ochilor sau leziuni ale sistemelor respiratorii (Etkins, 1997; Kirwan și Short, 2003), ori la murdărirea penelor avifaunei marine (O'Hara și Morandin, 2010).

Ca atare, valorile și sensibilitățile particulare cu potențialul de a fi afectate de expunerile la hidrocarburi de suprafață sunt:

- comunitățile planctonice (fitoplancton și zooplancton);
- speciile de pești pelagici;
- speciile de păsări marine, ca urmare a afectării hranei specifice;
- mamiferele marine.

S-a demonstrat ca doze moderate de hidrocarburi diminuează activitatea de fotosinteză a algelor și a fitoplanctonului. Studiile de laborator atesta faptul ca un procent al mortalității de 100% poate apare la o concentrație de 0,0001-1 ml/l, gradul de rezistență fiind diferit de la o specie la alta, condiționat fiind de timpul de expunere și de tipul produsului petrolier.

Unele specii din rândul zooplanctonului, diverse microorganisme, bacterii, etc, pot consuma sau absorbi anumite cantități de hidrocarburi din zonele poluate. Studiile de laborator atesta faptul ca în concentrații de 0,001ml/l, petrolul și produșii petrolieri pot accelera moartea organismelor zooplanctonice sau pot conduce la reducerea capacității lor de supraviețuire în proporție de 20 % din eșalonul testat.

Astfel, influența unei poluări accidentale ar putea să fie resimțită la nivelul modificării componentei pe specii a populațiilor planctonice și la reducerea cantității biomasei acestora, însă modificarea are caracter temporar, ținând cont de capacitatea comunităților planctonice de reproducere și de repopulare a zonelor afectate cu specii din zonele învecinate, neafectate.

S-a dovedit ca țesuturile multor organisme marine pot reține o perioadă îndelungată unele fracțiuni din hidrocarburile deversate. În corpul peștilor și al altor organisme marine, aceste fracțiuni sunt transformate în diferite substanțe prin procese metabolice (Schneider 1976; Neff și Anderson, 1981). Concentrația de hidrocarburi din corpul lor crește mai mult atunci când aceste viețuitoare se hrănesc cu organisme contaminate cu hidrocarburi, în asemenea cazuri înregistrându-se o rată a mortalității mai ridicată.

Mortalitatea la pești ca rezultat a unei poluări accidentale cu combustibil marin a fost rar observată (Lopez et al., 2021)²⁴. Acest fapt a fost atribuit capacității speciilor de pești pelagici să detecteze și să evite apele de suprafață sub deversările de hidrocarburi, înotând în ape mai adânci, sau departe de zonele afectate. Pești care au fost expuși la hidrocarburi aromatice dizolvate sunt capabili să elimine substanțele toxice introduse în apa mării, prin urmare, indivizii expuși la o scurgere sunt susceptibili de a se recupera (King și colab., 1996).

Acolo unde s-a înregistrat mortalitatea peștilor, deversările (rezultate din incidentele de deversare a tancurilor Amoco Cadiz în 1978 și Florida în 1969) s-au produs în golfuri adăpostite. În plus, studiile de laborator au arătat că peștii adulți pot să detecteze hidrocarburi în apă la concentrații foarte scăzute, iar un număr mare de pești morți au fost rareori raportați după scurgerile de hidrocarburi (Hjermann et al., 2007). Acest lucru sugerează că peștii juvenili și adulți pot evita apa contaminată cu concentrații mari de hidrocarburi.

²⁴ José Ramón Bergueiro López, José Manuel Calvillo Quintero, Kevin Soler Carracedo, Eloy Calvillo Quintero, George Zodiatis, Chapter 9 - Decision support tools for managing marine hydrocarbon spills in island environments, Editor(s): Oleg Makarynsky, Marine Hydrocarbon Spill Assessments, Elsevier, 2021, Pages 289-356, ISBN 9780128193549, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819354-9.00008-9>.

Hidrocarburile antrenate în masa apei sub forma de picături insolubile dispersate reprezintă un pericol pentru viața marina (de exemplu, peștii juvenili, larvele și planctonul) prin ingestia directă sau prin consumul de pradă contaminată. Pe cale de consecință, urmând lanțul trofic se pot simți influențe și asupra mamiferelor marine, dar studiile de specialitate nu au indicat un efect demonstrat (Geraci, 1990). Având în vedere mobilitatea mamiferelor marine, nu sunt de așteptat impacturi sau riscuri cronice, deoarece este puțin probabil ca această faună să sufere o expunere prelungită.

Deși potențialul de expunere acută este larg răspândit, interacțiunea faunei marine mobile cu hidrocarburile de suprafață este de așteptat să fie limitată, deoarece acțiunea valurilor și temperaturii va limita durata expunere.

Potențialele efecte care ar putea include mortalitatea sau rănirea/îmbolnăviri sub-letale ale peștilor pelagici, este de așteptat să afecteze o mică parte din populația rezidentă și tranzitorie, dat fiind caracteristicile hidrocarburilor (în special MGO), degradarea rapidă a peliculei sub pragurile de impact, cât și degradarea fracțiilor antrenate, alături de natura tranzitorie mobilă a peștilor. Ca atare, scurgerile neplanificate de hidrocarburi nu se așteaptă să aibă un efect negativ substanțial asupra populației sau distribuției spațiale a peștilor sau modificări substanțiale, distrugere sau izolare a unei zone de habitat important pentru speciile migratoare.

Prin urmare, se așteaptă că potențialele expuneri într-un caz de poluare accidentală cu hidrocarburi lichide, vor avea efecte acute asupra unui număr mic de indivizi, dar este puțin probabil să afecteze viabilitatea populațiilor locale.

Întrucât rezultatul modelării scenariului celui mai nefavorabil, arată ca pelicula de hidrocarburi care ar atinge țărma este sub pragul de $0,04\mu\text{m}$, fiind sub grosimea minimă care poate fi văzută cu ochiul liber, nu este de așteptat o expunere pentru speciile care se hrănesc, se înmulțesc, cuibăresc sau sunt în alt mod prezente pe țarm.

Efecte asupra speciilor de păsări marine și păsări migratoare

Modificarea indicatorilor de calitate ai apei și sedimentelor ca urmare a unei poluări accidentale cu hidrocarburi, poate genera o modificare a comportamentului sau rănirea/ mortalitatea pasărilor acvatice. Păsările sunt deosebit de vulnerabile la contactul cu hidrocarburile, datorită impregnării penajului, fapt ce conduce la hipotermie ca urmare a pierderii izolației, dar și intoxicarea ca urmare a ingestiei hidrocarburilor atunci când caută să își curețe penajul. Ambele situații pot duce la mortalitatea pasărilor afectate²⁵.

²⁵ Hassan, A., Javed, H. 2011. Effects of Tasman Spirit oil spill on coastal birds at Clifton, Karachi coast, Pakistan. Journal of Animal and Plant Sciences 21: pp333–339.

Căile de expunere biologică care pot avea un impact, pot apărea prin ingerarea peștilor contaminați (apele din apropierea țărmului) sau a nevertebratelor (zone de căutare a hranei inter mareice, cum ar fi plajele) Ingestia poate duce, de asemenea, la leziuni interne ale membranelor și organelor sensibile²⁶.

Dacă toxicitatea hidrocarburilor ingerate este letală sau sub-letală va depinde de stadiul dezintegrării peliculei și de toxicitatea sa inerentă. Expunerea la hidrocarburi poate avea efecte pe termen lung, cu impact asupra numărului populației din cauza scăderii performanței reproductive, a ouălor și puilor malformați, cat și ca urmare a afectării supraviețuirii și pierderii păsărilor adulte.

Când este eliberat pentru prima dată, MGO are o toxicitate mai mare datorită prezenței componentelor volatile, astfel păsările care intră în contact cu sursa de scurgere în momentul deversării pot fi afectate.

Prezența păsărilor este mai concentrată în zona costiera, decât în zona de larg unde sunt situate centrele de foraj Pelican Sud, Domino și platforma de producție Neptun Alpha. Prin urmare, în cazul ipotetic al unei poluări accidentale cu hidrocarburi ca urmare a unui accident major în zona offshore a proiectului, potențialul de afectare al păsărilor este limitat, și este posibil să aibă un impact mai mare, dacă producerea accidentului are loc în zona costiera.

Deși prezența păsărilor poate avea loc pe întreaga zonă a proiectului Neptun Deep, este puțin probabil ca un număr mare de păsări să fie afectate la suprafața mării, peste pragurile de impact, deoarece în majoritatea simulărilor, nu există pelicula de hidrocarburi pe suprafața apei, prezența după 7 zile.

Apele din apropierea țărmului potențial afectate sunt utilizate de păsările acvatice. Deși speciile de păsări marine poate parcurge distanțe mari în largul mării pentru a se hrăni, în perioada de reproducere/ cuibărit tind să se hrănească în apele din apropierea țărmului, în apropierea coloniilor de reproducere. În acest caz, expunerea plajelor la hidrocarburi, ca urmare a acumulării în sedimente pot, de asemenea, să afecteze femelele cuibăritoare, ouăle incubatoare și puii emergenți prin contact direct cu hidrocarbura.

Modelarea conservatoare efectuată în cazul Scenariului 1 (cel mai rău scenariu) prezentat anterior, prezice atingerea țărmului într-un număr nereprezentativ de simulări, din cele 150 rulate, după parcursul a 14 zile în ipoteza în care nu se intervine cu niciun mijloc de răspuns. Contactul cu țărmul va fi însă sub pragul de impact, respectiv pelicula sub pragul de 0,04 μm, iar cantitatea de hidrocarburi sub pragul de 0,1l/m².

Efecte negative asupra integrității ariilor naturale protejate

Modelarea traiectoriei efectuată pentru Scenariul 1 (cel mai rău scenariu) arată că pelicula se deplasează inițial spre sud-vest și apoi se curbează spre nord-vest, afectând suprafața ROSC10311 Canionul Viteaz, 75% din suprafața ariei naturale protejată va fi afectată de combustibilul de suprafață la un moment dat în timpul acestei simulări.

²⁶ International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. 2004. A guide to oiled wildlife response planning (IPIECA Report Series No. 13). International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, London.

O examinare mai atentă a modelului arată vânturi moderate de nord în momentul eliberării, combinate cu un curent puternic care împinge combustibilul inițial spre sud, spre zona ariei naturale protejate.

Acest lucru se combină pentru a crea o situație în care pelicula de suprafață este deplasată rapid către zona sensibilă, dar vânturile nu sunt suficient de puternice pentru a dispersa pelicula înainte de a ajunge acolo. Dispersia naturală continuă să reducă cantitatea de combustibil de pe suprafața mării, după 36 de ore rămânând foarte puțin.

Trebuie reținut, pe de o parte ca într-o situație reală de producere accidentală a unei poluări cu hidrocarburi, nivelul acestora nu va persista în apa mării la concentrațiile critice experimentale, intervenindu-se cu acțiuni imediate de curățare a zonei afectate, conform procedurilor de intervenție stabilite în Planul de intervenție în caz de poluări accidentale.

9.2.2.2.4 Măsuri de control propuse

Măsurile de control inerente se bazează pe filozofia formată din: 1) Prevenire, 2) Detectare și 3) Control.

- Dezvoltarea și implementarea procedurilor sigure de transfer al combustibilului
- Stabilirea procedurilor operaționale pentru ambarcațiunile/ navele afectate Proiectului în zona de lucru, evitând coliziunea navelor.
- Aplicarea zonelor de siguranță în jurul facilităților și activităților proiectului
- Elaborarea unui plan de gestionare a traficului maritim pentru a reduce riscul de accidente (izolarea zonelor pentru navele în mișcare, limita de viteză și rutele navelor cu sens unic)
- Navele și instalațiile offshore sunt echipate cu mijloace de navigație
- Propunerea unui program și un număr adecvat de nave pentru transportul materialelor și echipamentelor de construcție pentru a evita aglomerația în zonă, dacă este posibil
- Punerea în aplicare a instruirii adecvate a personalului și a exercițiilor pe teren pentru prevenirea, izolarea și răspunsul la scurgerile de combustibil.
- Asigurarea că echipamentele de intervenție și de izolare în cazul scurgerilor sunt inspectate și întreținute în mod regulat, verificate și testate din punct de vedere operațional, și utilizate în timpul activităților sau disponibile, după cum este necesar pentru intervenție.
- Documentarea și raportarea tuturor scurgerilor, precum și a acelor situații constituind „ratări la limită” a unei poluări.
- Notificarea autorității maritime și portuare relevante cu privire la toate instalațiile offshore permanente, precum și cu privire la zonele de siguranță și rutele de transport maritim de rutină care urmează să fie utilizate de navele legate de proiect. Locațiile permanente ale facilităților vor fi marcate pe hărți nautice. Autoritățile maritime ar trebui să fie notificate cu privire la programul și locul activităților atunci când va exista o creștere semnificativă a mișcării navelor, cum ar fi în timpul instalării instalației, mișcărilor platformelor, etc.
- Proiectarea instalației trebuie să conțină considerații, cum ar fi rezistența structurii în scenariul unei coliziuni cu o navă;

- Elaborarea procedurilor de depozitare și transfer a materialelor periculoase care să fie urmate cu strictețe de lucrătorii aferenți.
- Proiect dedicat construcției maritime și procesului și procedurilor de gestionare SIMOPS pe teren în timpul fazei de construcție și exploatare a activului.
- Pregătirea procedurilor standard de operare (PSO) scrise pentru umplerea rezervoarelor sau a containerelor sau a altor containere sau echipamente, precum și pentru operațiunile de transfer efectuate de personal instruit în ceea ce privește transferul și umplerea în condiții de siguranță a materialelor periculoase, precum și prevenirea deversărilor și intervenția în caz de urgență.
- Pregătirea PSO pentru gestionarea structurilor secundare de izolare, în special eliminarea oricărui lichid acumulat, cum ar fi precipitațiile.

9.2.2.3 Eliberare de gaze neaprinse datorită deteriorării conductei

9.2.2.3.1 Domeniul de aplicare

În cazul în care apare o ruptură/ deteriorare la conducta offshore, aceasta va duce la scurgeri de gaze în coloana de apă și emisii în atmosferă, cât și la formarea potențială a hidraților de gaz datorită presiunii hidrostatice ridicate, în zonele de adâncime ale apei mării.

Ruperea conductei (scurgerea) ar putea apărea din cauza:

- Obiect scăpat/ sarcină oscilantă cauzată de defectarea dispozitivului de ridicare
- Defecțiune structurală cauzată de sarcini extreme de mediu
- Interacțiunile navelor de pescuit

9.2.2.3.2 Semnificația impactului potențial

O potențială scurgere de gaze ca urmare a deteriorării conductei submarine ar afecta mediul din zona în care se află pana de gaz din coloana de apă, iar scurgerea metanului gazos cu efect de seră în atmosferă ar avea un impact dăunător asupra climei.

Instalațiile onshore și offshore vor fi protejate cu supape SSIV și ESDV care se vor închide pentru a proteja aceste instalații.

9.2.2.3.3 Efecte negative asupra mediului

Efectele asupra mediului în cazul unor scurgeri de gaze sunt similare cu efectele descrise în **Secțiunea 9.2.2.1.4 Efecte asupra mediului ca urmare a unei erupții la sonda cu eliberare de gaz neaprinse**, cu mențiunea ca impactul se va resimți proporțional cu cantitatea și presiunea la eliberare a gazelor din fisura/ ruptura conductei.

Luând în considerare incidentul petrecut în septembrie 2022 la conductele Nord Stream 1 și 2, autorii unui studiu²⁷ privind efectele metanului asupra mediului, au efectuat modelarea penei de gaz, luând în considerare cantitatea estimată a scurgerii de gaz de 225kt. Inițial, scurgerea de gaz a format o „fântână” în apa, având o înălțime de aprox.4m deasupra nivelului mării, cu un diametru de 11-31m. Modelarea efectuată a luat în considerare un diametru de 100 -750mp, ca urmare a datelor satelitare conform cărora s-a observat ca pana s-a întins în plan orizontal într-un diametru de 500m². Autorii au concluzionat ca 94,9% din metanul care s-a scurs din conductele Nord Stream au intrat imediat în atmosferă, iar 5,0% prin volatilizare (3,6%) sau biodegradare (1,3%) în următoarele 35 de zile de la incident. Metanul care s-a dizolvat în mare (~11 kt) a crescut concentrații cu până la 5 ordine de mărime peste cele de referință în zona, iar în ciuda unei scăderi rapide inițiale, în mod semnificativ concentrații crescute (>10 ori) au rămas prezente la sfârșitul perioadei de simulare. Consecințe de lungă durată ar putea să existe din cauza modificărilor populațiilor microbiene care rezultă din creșterea masivă a metanogenelor în zone extrem de sensibile din punct de vedere ecologic.

Exista opinii ale cercetătorilor²⁸ care apreciază ca emisiile de metan în atmosfera ca urmare a acestui incident au o contribuție relativ mică de gaze cu efect de sera.

9.2.2.3.4 Măsuri de control propuse

Măsurile de control inerente se bazează pe filozofia formată din: 1) Prevenire, 2) Detectare și 3) Control.

- Codurile de proiectare și specificațiile materialelor pentru toate conductele vor fi conforme cu standardele românești (ANRE) și internaționale relevante (DNV).
- Hidrotestarea va fi efectuată înainte de punerea în funcțiune pentru a asigura integritatea conductelor.
- Conductele vor fi stabilizate și protejate prin șanțuri și îngropare, după cum este necesar și după cum se stabilește prin studii de risc și inginerie.
- Integritatea conductei va fi gestionată în concordanță cu Planul de Management al Integrității Activelor
- Monitorizarea și inspecțiile periodice ale conductei vor fi efectuate conform planului de management al integrității conductei.
- Inspecție aproximativ la fiecare 5 ani pentru a monitoriza coroziunea potențială și deteriorarea conductelor.
- Sistemul de prindere pentru repararea conductelor de urgență va fi achiziționat și disponibil înainte de operare

²⁷ Anusha et al, 2023 – Fate of Methane from the Nord Stream Pipeline Leaks *Environ. Sci. Technol. Lett.* 2023, Publication Date: Septembrie 7, 2023; <https://doi.org/10.1021/acs.estlett.3c00493>, accesat 24.09.2023

²⁸ Sanderson H. et al – Environmental impact of Nord Stream pipelines, Research Square, februarie 2023; Institutului Leibniz pentru Cercetarea Mării Baltice Warnemünde (IOW).

9.2.2.4 Eliberare de gaz neaprins de la SRM

9.2.2.4.1 Domeniul de aplicare al evaluării

O eliberare de gaz de proces onshore din sistemele SRM. Facilitățile de proces de la SRM includ sistemele de purjare, contorizare, filtrare și conducte. O eliberare din aceste inventare de hidrocarburi poate avea potențialul de a se acumula și de a forma o atmosferă inflamabilă în zonele restrânse/congestionate din instalații.

Cauzele potențiale ale unei scurgeri includ:

- Activități de întreținere/drenaj
- Pierderea integrității conductelor de proces

Eliberarea secțiunii conductei onshore – nu este considerată credibilă deoarece:

- Conducta este complet îngropată în afara limitelor SRM (adâncime de 2 m).
- Nu sunt permise activități ale terților pe traseul (coridorul) conductei
- Monitorizarea și inspecțiile periodice ale conductei vor fi efectuate conform planului de management al integrității conductelor.
- Codurile de proiectare și specificațiile materialelor pentru toate conductele vor respecta reglementările românești relevante (ANRE).
- Hidrotestarea va fi efectuată înainte de punerea în funcțiune pentru a asigura integritatea conductei.
- Integritatea conductei va fi gestionată în conformitate cu Planul de Management al Integrității Activelor.
- Inspecția aproximativ o dată la 5 ani pentru a monitoriza coroziunea potențială și deteriorarea conductei.

9.2.2.4.2 Semnificația impactului potențial

Nu sunt prevăzute riscuri pentru terți în cazul eliberării neaprinse datorită compoziției și comportamentului materialului eliberat.

Singurul impact potențial în acest caz va fi asupra calității aerului.

9.2.2.4.3 Efecte negative asupra mediului

În situația unui eveniment de scurgere de gaze neaprinse de la instalațiile SRM, efectele resimțite vor fi asupra atmosferei, prin contribuția la emisiile GES.

9.2.2.4.4 Măsuri de control propuse

Masurile de control inerente se bazează pe filozofia formata din: 1) Prevenire, 2) Detectare și 3) Control.

- Design complet evaluat și certificat
- Inspecția și întreținerea de rutină (PSO)

- Selectarea materialului (de exemplu, rezistent la coroziune internă)
- Protecție anticorozivă externă (de exemplu, acoperiri)
- Monitorizarea temperaturii/presiunii + acțiunea operatorului
- Detecție gaze cu autoizolare
- Izolarea prin ESD
- Locația site-ului și gardul minimizează impactul asupra publicului

9.2.2.5 Incendiu și explozie la Platforma Neptun Alpha

9.2.2.5.1 Domeniul de aplicare al evaluării

O eliberare de gaz de proces inflamabil pe platforma Neptun Alpha din proces sau din sistemul de gaz combustibil poate duce la un incendiu sau o explozie.

Evaluarea riscului de incendiu și explozie a instalațiilor offshore a acoperit următoarele evacuări, luând în considerare faza fluidă și barierele de siguranță (izolare și purjare):

- Echipamente de proces pe suprastructură, inclusiv separator primar, contactor TEG și export, lansatoare și gara godevil, stocare și pompe de metanol, pompe de injecție metanol, sistem de gaz combustibil, stocare diesel.
- Riser și conducte, inclusiv conducta de import Domino și Pelican și conducta de producție a gazelor.

9.2.2.5.2 Semnificația impactului potențial

Instalațiile de producție/ procesare și sistemele de gaz combustibil sunt situate pe punțile superioare și inferioare ale Neptun Alpha. Gazul eliberat din aceste inventare de hidrocarburi se poate acumula și forma o atmosferă inflamabilă în zonele restrânse/congestionate din instalații.

Sursele potențiale de aprindere vor fi situate departe de instalațiile de producție și proces. Echipamentul de generare a energiei electrice va fi amplasat în vânt lateral pe puntea superioară a instalației, iar turnul de facă este amplasat în consolă la est de platformă pentru a reduce la minimum potențialul de aprindere a oricăror degajări accidentale de gaze pe platformă.

Dacă o scurgere s-ar aprinde imediat, având în vedere presiunea ridicată a gazului de proces, un incendiu cu jet de lungime semnificativă a flăcării și radiație termică ar fi susținut chiar și la dimensiuni mici ale găurilor. Aprinderea întârziată a unui nor de gaz inflamabil poate duce la un incendiu sau o explozie.

Detectarea timpurie a eliberării și identificarea locației scurgerii este importantă pentru izolarea sursei și aerisirea sistemului de scurgere pentru a opri scurgerii și a reduce potențialul de escaladare.

Neptun Alpha nu este o platformă cu persona la bord în mod normal, prin urmare, probabilitatea expunerii oamenilor este scăzută. Cu toate acestea, în cazul în care operațiunile cu echipaj uman sunt în curs de desfășurare (mentenanță), există un potențial pericol la adresa personalului de pe platformă și a navei adiacente.

9.2.2.5.3 Efecte negative asupra mediului

Scenariul privind incendiu urmat de o explozie la platforma Neptun Alpha, este considerat accident major, iar producerea unui astfel de eveniment ar avea consecințe deosebit de grave atât pentru mediu, cât și pentru bunuri materiale, imaginea și reputația companiei.

Vulnerabilitatea proiectului în fața riscurilor de accidente majore cauzate de o explozie sau un incendiu este determinată pe baza analizei cantitativă și calitativă a riscurilor de explozie și incendiu la facilitățile offshore și onshore ale Proiectului Neptun Deep. Evaluarea riscurilor în cazul unui accident major a fost evaluată și considerată ca fiind improbabilă în cazul proiectului Neptun Deep²⁹.

În eventualitatea producerii unui astfel de eveniment, efectele negative preconizate asupra mediului vor conduce la creșteri ale nivelului de emisii în atmosfera, fiind de așteptat o creștere a emisiilor GES.

Dispersia scurgerilor inflamabile și dimensiunea norului de gaz inflamabil care s-ar putea forma în cazul celui mai rău scenariu, depind de starea de ventilație a instalației, de magnitudinea scurgerii, de locația și direcția scurgerii.

Un astfel de incident, va conduce la modificări semnificative ale indicatorilor de calitate ai apei, ca urmare a eliberării de gaze în coloana de apă, combustibili și substanțe chimice utilizate în procesul de operare, stocate în spațiile de depozitare de pe platformă, cât și deșeuri periculoase solide – bucăți din structura, materiale contaminate, care ajungând în apa mării vor cauza o creștere locală a toxicității.

Modificarea calității apei va avea efecte imediate și pe termen lung asupra faunei marine. O descriere detaliată referitoare la efectele metanului și a hidrocarburilor lichide (combustibil MGO) asupra calității apei, sedimentelor și faunei marine, este prezentată la **Secțiunea 9.2.2.1.4 și Secțiunea 9.2.2.2.4**.

O eliberare masivă de gaz urmată de o explozie, poate avea efecte negative semnificative asupra faunei marine. Potrivit datelor ACOBAMS, ca urmare a evenimentului de accident major la platformele de extracție a gazelor care a avut loc în Marea Azov în august 1982, soldat cu explozia platformei de extracție a gazelor, peste 2.000 de marsuini morți au ajuns la țărm în urma acestui eveniment.³⁰

Totodată, fauna marină, inclusiv pești, păsări, mamifere marine, poate suferi un impact semnificativ ca urmare ingestiei sau încurcării în diverse materiale/ obiecte (precum plase, țeșături, etc) ca urmare a expunerii la substanțe chimice toxice.

²⁹ Neptun Deep – Fire and Explosion Risk Assessment, OMV Petrom 2023

³⁰ ACCOBAMS, 2021. Conserving Whales, Dolphins and Porpoises in the Mediterranean Sea, Black Sea and adjacent areas: an ACCOBAMS status report, (2021). By: Notarbartolo di Sciara G., Tonay A.M. Ed. ACCOBAMS, Monaco. 160 p. Layout by: ©le naturographe, 2021 Available from: October 2021 ISBN: 978-2-9579273-1-9

Ingestia de substanțe chimice toxice pentru mediul marin poate avea potențialul de rănire fizică, sau poate limita comportamentul de hrănire/ căutare a hranei, ceea ce conduce inevitabil la mortalități.

Dat fiind poziționarea platformei Neptun Alpha la o distanță de 160km în largul mării, un incident de foc și/ sau explozie nu va afecta bunurile materiale și/ sau sănătatea populației din zona terestră.

9.2.2.5.4 Măsurile de control propuse

- Inhibitorul de coroziune este injectat continuu în colectorul Domino pentru a reduce probabilitatea unei scurgeri potențiale din cauza coroziunii.
- Echipamentele și conductele care conțin hidrocarburi de proces sunt evaluate integral și sunt supuse unei proiectări riguroase. Aceasta include optimizarea pentru un echipaj minim și pentru a reduce la minimum riscul de intervenție incorectă din partea operatorului, de exemplu încuietori, piese de schimb izolare etc.
- Conductele de proces și materialele echipamentelor au fost selectate în funcție de fluidele de proces și condițiile de funcționare, inclusiv utilizarea oțelului carbon cu toleranță de coroziune și aliaj rezistent la coroziune, după cum este necesar.
- Implementarea și respectarea programelor de inspecție, întreținere și monitorizare de rutină
- În cadrul operațiunilor sunt utilizate proceduri standard de operare eficiente și operatori instruiți/experimentați.
- Instalațiile sunt proiectate pentru a rezista la sarcini accidentale definite de proiectare a incendiilor și exploziilor.
- În cazul pierderii barierei primare, platforma este echipată cu sisteme de detectare a incendiilor și gazelor.
- Sistemul de detectare a incendiilor și gazelor va iniția automat oprirea procesului pentru a reduce volumul de gaz eliberat și pentru a le elimina în siguranță prin intermediul faciei.
- În cazul în care pierderea barierei primare are loc în timp ce platforma este ocupată cu personal, există un refugiu temporar dedicat, proiectat să reziste la scenarii de incendiu și explozie.
- Există mai multe mijloace de abandonare a platformei: TEMPSC (Vehicul de Supraviețuire Propulsat și Închis Complet), plute de salvare gonflabile și tobogan de evacuare.

9.2.2.6 Incendiu și explozie la SRM

9.2.2.6.1 Domeniul de aplicare

Dacă o scurgere s-ar aprinde imediat, durata incendiilor cu jet este scurtă și riscul poate fi controlat. Aprinderea întârziată a unui nor de gaz inflamabil poate duce la un incendiu sau o explozie.

Cauzele comune ale aprinderii includ:

- Conexiuni sau cabluri electrice expuse
- Suprafețe fierbinți, inclusiv conducte de evacuare
- Descărcare electrostatică
- Lucru cu foc deschis

Riscurile dominante pentru zona SRM sunt pericolele de incendiu cu jet și de incendiu de la separatoarele de filtre și echipamentele de măsurare. Deși intervalele de pericol pentru receptorul de godevil și conducta de admisie sunt comparabile, frecvența scurgerilor din aceste secțiuni reprezintă mai puțin de 1% din frecvența totală.

9.2.2.6.2 Semnificația impactului potențial

A fost efectuată o evaluare a riscurilor pentru a estima riscul generat de SRM onshore atât pentru operator, cât și pentru terți. Evaluarea ia în considerare toate tipurile de pericole care pot duce la eliberarea de gaze în cazul unor pierderi din instalație.

Acestea includ scenarii precum eliberarea imediată de gaz aprins (incendii jet), dispersii de gaze neaprinse, precum și dispersia lentă a gazelor aprinse, care ar putea duce la explozii sau incendii fulgerătoare.

Rezultatele au arătat că riscurile sunt la nivel tolerabil de acceptabilitate, având în vedere vecinătatea SRM cu terenuri agricole cât și faptul că, în prezent nu există activități permanente ale terților în cea mai apropiată zona a limitei de proprietate a SRM.

9.2.2.6.3 Efecte negative asupra mediului

În eventualitatea puțin probabilă a producerii unui incendiu sau explozii la locația SRM, efectele negative preconizate asupra mediului vor conduce la creșteri ale nivelului de emisii în atmosfera, fiind de așteptat o creștere a emisiilor GES.

Dispersia scurgerilor inflamabile și dimensiunea norului de gaz inflamabil care s-ar putea forma în cazul celui mai periculos scenariu, depind de starea de ventilație a instalației, de magnitudinea scurgerii, de locația și direcția scurgerii.

În cazul unui accident major ca urmare a unui incendiu/explozie vor exista efectele și asupra solului din zona de amplasament a SRM, datorită impregnării cu substanțe chimice utilizate în spuma de stingere a incendiilor.

9.2.2.6.4 Măsurile de control propuse

Detectarea timpurie a eliberării și identificarea locației scurgerii este importantă pentru izolarea sursei și aerisirea sistemului de scurgere pentru a pune capăt scurgerii și a reduce potențialul de escaladare.

Măsurile de prevenire/ detectare/ control:

- Coroziunea și/sau eroziunea nu trebuie să cauzeze pierderi de izolare de la niciun echipament care conține fluide inflamabile pe durata de viață proiectată a instalației/instalației.
- Echipamentele și conductele care conțin hidrocarburi de proces sunt pe deplin evaluate și supuse unei proiectări riguroase. Aceasta include optimizarea pentru un echipaj minim și pentru a reduce la minimum riscul de intervenție incorectă din partea operatorului, de exemplu sisteme de încuietori, piese de schimb izolabile etc.

- Conductele de proces și materialele echipamentelor au fost selectate în funcție de fluidele de proces și condițiile de funcționare
- Instalațiile sunt proiectate pentru a rezista la sarcini accidentale definite de proiectare a incendiilor și exploziilor.
- Orificiile de aerisire au fost proiectate pentru eliberarea controlată a gazului de hidrocarburi și au fost amplasate la distanță de potențialele surse de aprindere.
- Programe de inspecție, întreținere și monitorizare de rutină
- În cadrul operațiunilor sunt utilizate proceduri standard de operare eficiente și operatori instruiți/experimentați
- Accesul public la instalația SRM este restricționat
- Sistemul de proces este echipat cu controlere independente (alarme, declanșări SIS, PSV etc.) conform cerințelor de evaluare HAZOP/ SIL. Aceasta include monitorizarea temperaturii și a presiunii și prevede acțiunea operatorului în caz de urgență.
- Detecția incendiilor și a gazelor este asigurată în întreaga instalație care interacționează cu sistemul ESD. Detecția echipamentelor Transgaz alarmează NGMS și asigură comunicarea cu Transgaz.
- ESD este inițiat pe detectarea confirmată a incendiilor și gazelor pentru a izola inventarele de hidrocarburi și echipamentele de oprire în conformitate cu ierarhia ESD
- NGMS este situat la distanță de zonele cu personal pentru a minimiza impactul asupra personalului site-ului și echipat cu un gard perimetral pentru a reduce accesul publicului larg în zonă

9.3 Planuri de răspuns în caz de urgență

Strategia de management al riscului de accidente majore dezvoltată pentru proiectul Neptun Deep prevede modul în care pericolele majore de accident sunt gestionate pentru a reduce riscurile la nivelul ALARP³¹. Principiul ALARP este aplicabil în toate scenariile analizate mai sus pentru instalațiile Neptun Deep, atât onshore cât și offshore.

9.3.1 Planul de Management de Mediu

Aplicarea efectivă a Planurilor de pregătire și răspuns prevăzute pentru Proiectul Neptun Deep va fi demonstrată prin implementarea Planului de Management al Mediului. Obiectivele de performanță de mediu asociate cu impacturile planificate vor fi, în general, demonstrate prin implementarea cu succes a controalelor, a standardelor de performanță de mediu și a criteriilor de măsurare asociate specifice activității pentru care este dezvoltat un Plan de Management al Mediului.

³¹ ALARP reprezintă acronimul pentru "As Low As Reasonably Practicable," și este un concept utilizat în industria petrolului și gazelor, precum și în diverse alte industrii cu risc ridicat, pentru a evalua și gestiona riscurile asociate cu operațiunile și activitățile desfășurate. Scopul principiului ALARP este de a asigura că riscurile sunt reduse la un nivel cât mai scăzut posibil, luând în considerare factori precum fezabilitatea, costurile și tehnologia disponibilă.

În cazul în care un eveniment neplanificat (de exemplu, deversarea de hidrocarburi sau alte deversări) are ca rezultat un potențial de deteriorare a mediului, procesul de raportare și investigare a incidentului va identifica dacă există potențialul de impact asupra mediului. Acest proces va oferi suficiente informații pentru a determina dacă obiectivele de mediu au fost sau nu realizate.

9.3.2 Planul de pregătire și răspuns în caz de poluări accidentale cu hidrocarburi

Pentru a pregătirea și intervenția în situații de poluări accidentale, a fost elaborat un **Plan de răspuns și intervenție (OSCP)** care oferă direcții de acțiune în timpul unei potențiale scurgeri de hidrocarburi din activitățile proiectului.

Acesta Plan respectă bunele practici internaționale în industria de petrol și gaze³², fiind aliniat la cerințele reglementate prin:

- Ordinul MAPPM nr. 278/1997 pentru aprobarea Metodologiei-cadru de elaborare a planurilor de prevenire și combatere a poluărilor accidentale,
- Planul Național al României de pregătire, răspuns și cooperare în caz de poluare offshore cu hidrocarburi și alte substanțe nocive, aprobat prin HG. Nr. 893/2006,
- Standardul SR EN ISO 15544:2000 - Industrii petroliere și gaze naturale — Instalații de producție offshore — Cerințe și linii directoare pentru răspunsul în caz de urgență și
- Manualul IMO privind evaluarea riscului și pregătirii pentru deversările de petrol.

Cadrul secvențial de pregătire și răspuns este în concordanță cu Convenția internațională privind pregătirea, răspunsul și cooperarea în caz de poluare cu hidrocarburi (OPRC).

OSCP oferă îndrumări personalului de intervenție în caz de deversare în legătură cu operațiunile de dezvoltare și operare în cadrul proiectului Neptun Deep.

În mod specific, acest OSCP stabilește următoarele:

- Furnizarea de îndrumări echipei de răspuns la incidente (IRT) și echipei de gestionare a incidentelor (IMT) pentru răspunsul la o scurgere de hidrocarburi și controlul acesteia.
- Definește cerințele interne și externe de alertare și notificare.
- Stabilește rolurile și responsabilitățile personalului-cheie în urma unui incident de deversare.
- Oferă îndrumări în evaluarea scurgerilor și selectarea strategiei de răspuns pentru IMT, pentru a proteja zonele sensibile și pentru a atenua impactul negativ.

³² 1 IPIECA, ITOPF și IOGP. Foaia de parcurs OSCP 2 Standardul internațional (ISO) 15544, prima ediție 2000-09-15, Industria petrolului și a gazelor naturale – Instalații de producție offshore – Cerințe și orientări pentru intervenția în situații de urgență 3 Organizația Maritimă Internațională; 2010 Ediția a 4-a Convenția internațională privind pregătirea, răspunsul și cooperarea în caz de poluare cu hidrocarburi (OPRC '90

- Identifică resursele interne și externe disponibile pentru punerea în aplicare a unei intervenții în caz de scurgere și modul în care acestea ar trebui mobilizate

9.3.3 Planul de pregătire și răspuns în situații de urgență și de criză Neptun Deep

La nivel de Grup OMV cat și OMV Petrom sunt stabilite proceduri de răspuns în situații de urgență și de management în situații de criza pentru proiectul dezvoltat în România, cat și pentru întreaga activitate globală a Grupului OMV. **Planul de răspuns în situații de urgență și de criza Neptun Deep** va fi gestionat și susținut de OMV Petrom, cu suportul sistemelor de răspuns la situații de urgență și criză ale Grupului OMV.

Principalele obiective strategice stabilite în Planul de gestionare a crizelor/situațiilor de urgență în caz de evenimente neplanificate sunt:

- Salvarea vieții cu focus pe capacitatea de a gestiona siguranța oamenilor (prezența, localizare, sarcini de lucru),
- Minimizarea daunele aduse mediului.
- Protejarea bunurilor materiale împotriva daunelor ulterioare.

OMV Petrom definește incidentele, situațiile de urgență și de criză după cum urmează:

- Un incident este o acțiune fizică care amenință viața umană, mediul sau proprietatea. Aceste evenimente pot fi controlate folosind facilități locale ușor disponibile și resurse de birou (facilitate). Incidentele sunt clasificate ca **nivel 1**.
- O situație de urgență este situația care rezultă dintr-un incident care a avut deja loc, dar care are potențialul de a escalada și de a provoca daune suplimentare vieții oamenilor, mediului, activelor, investițiilor și reputației Grupului OMV. Aceste evenimente nu pot fi controlate de instalație (IMT) și necesită resurse suplimentare sau sprijin managerial (EMT). Urgențele sunt clasificate ca **nivel 2**.
- O criză este o amenințare actuală sau potențială la adresa capacității pe termen lung a companiei de desfășura activitatea din cauza impactului asupra reputației, obligațiilor legale/ financiare și capacității de operare. Aceste evenimente nu pot fi controlate de IMT și EMT și necesită resurse externe semnificative sau sprijin managerial din partea Grupului OMV. Crizele sunt clasificate ca **nivel 3**.

Grupul OMV are un sistem pe trei niveluri de gestionare a crizelor și situațiilor de urgență, care se aplică prin intermediul Grupului. Echipe de gestionare a incidentelor sunt stabilite pentru fiecare locație, birou, unitate sau activ.

Instalațiile de petrol și gaze trebuie să aibă echipe subordonate de răspuns la incidente, formate din respondenți instruiți în prima linie. Instalațiile non-petrol și gaze au gardieni și respondenți de prim ajutor și pot apela la serviciile locale de urgență.

Există echipe de gestionare a situațiilor de urgență în fiecare țară stabilite la biroul de țară. Echipa de gestionare a crizelor de grup are sediul fizic în Viena. Echipa se poate reuni la sediul central, virtual prin telefon și videoconferință sau în afara locației (figura 9.14)

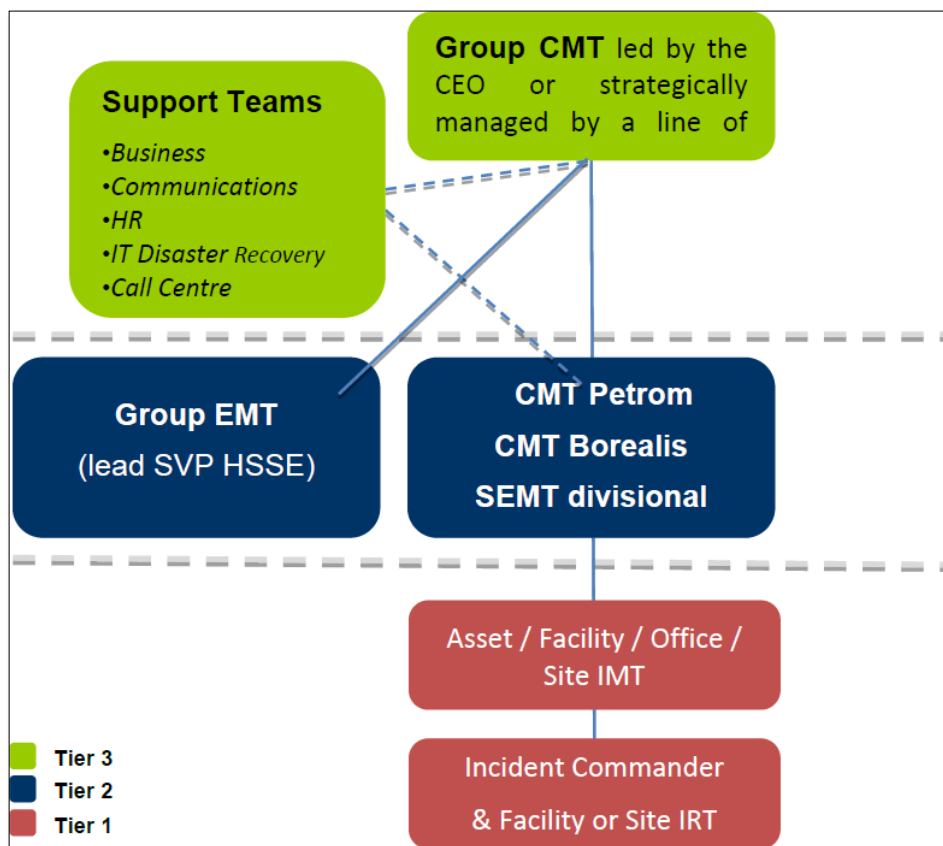


Figura 9.13 – Structura Grupului OMV de răspuns în situații de urgență (nivel 1, 2, 3)

Planul de răspuns în caz de urgență a fost elaborat pentru Neptun Deep pentru a descrie modul în care proiectul identifică urgențe credibile și ce aranjamente sunt puse în aplicare pentru a minimiza efectele acestor situații de urgență. Intenția este de a oferi un cadru organizatoric astfel încât toate facilitățile Proiectului Neptun Deep să poată respecta cerințele proiectului pentru planificarea în caz de urgență, resurse, roluri și responsabilități.

Înainte de începerea lucrărilor de șantier în locațiile relevante, cat și pentru perioada de operare a facilităților Neptun Deep va fi creat un document de legătură pentru răspunsul în caz de urgență între Proiectul Neptun Deep și contractanții relevanți, pentru a stabili un plan comun de răspuns la situații de urgență (ERP). Documentul va stabili:

- Atribuirea responsabilităților
- Contacte de urgență
- Raportarea incidentelor
- Comanda incidentelor
- Managementul prejudiciilor

- Audituri și exerciții
- Investigarea incidentelor
- Media – Relații Publice – Comunicații

În cazul unui incident, în primul rând se va pune în aplicare răspunsul inițial adecvat (de exemplu, primul ajutor, stingerea incendiilor, intervenția în caz de deversare etc.). Cât mai curând posibil după identificarea unui incident, acesta trebuie raportat supraveghetorului corespunzător, care poate iniția apoi ERP-ul comun prin intermediul managerului de serviciu (DM).

Totodată, personalul care este implicat în cadrul proiectului, trebuie să respecte procesele și procedurile Proiectului Neptun Deep. În unele cazuri, poate fi necesar ca personalul să facă parte dintr-o echipă de urgență la nivel de proiect. În aceasta situație, vor fi furnizate toate instruirile necesare pentru îndeplinirea acestui rol.