



MINISTERUL EDUCAȚIEI ȘI CERCETĂRII
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI

B-dul. București nr. 39, 100680, Ploiești, România, www.upg-ploiesti.ro

Telefon +40 244 573 171

Fax +40 244 575 847



INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE
DOCTORAT

UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
DOMENIUL FUNDAMENTAL – ȘTIINȚE INGINEREȘTI
DOMENIUL DE DOCTORAT – MINE, PETROL ȘI GAZE

TEZĂ DE DOCTORAT

CERCETARI PRIVIND IMPACTUL MEDIULUI AMBIANT ASUPRA INSTALAȚIILOR PETROLIERE MARINE

RESEARCH ON THE ENVIRONMENTAL IMPACT ON OFFSHORE OIL FACILITIES

Autor: Drd.Ing. IANCU V. DANIEL ION

Conducător științific: Prof. Univ. Habil. Dr.Ing.Timur-Vasile Chiș

Ploiești, 2025



MINISTERUL EDUCAȚIEI ȘI CERCETĂRII
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI

B-dul. București nr. 39, 100680, Ploiești, România, www.upg-ploiesti.ro

Telefon +40 244 573 171

Fax +40 244 575 847



INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE
DOCTORAT

UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
DOMENIUL FUNDAMENTAL – ȘTIINȚE INGINEREȘTI
DOMENIUL DE DOCTORAT – MINE, PETROL ȘI GAZE

TEZĂ DE DOCTORAT

CERCETARI PRIVIND IMPACTUL MEDIULUI AMBIANT
ASUPRA INSTALAȚIILOR PETROLIERE MARINE

RESEARCH ON THE ENVIRONMENTAL IMPACT ON
OFFSHORE OIL FACILITIES

Autor: Drd.Ing. IANCU V. DANIEL-ION

Conducător științific: Prof. Univ. Habil. Dr.Ing.Timur-Vasile Chiș

Comisia de doctorat:

Președinte			
Conducător științific			
Referent oficial		de la	
Referent oficial		de la	
Referent oficial		de la	

Ploiești 2025

ABSTRACT

Lucrarea de doctorat cu tema **CERCETARI PRIVIND IMPACTUL INSTALAȚIILOR PETROLIERE MARINE ASUPRA MEDIULUI AMBIANT**, dorește să rezolve unele probleme legate de:

- a. Stadiul actual al legislației privind siguranța instalațiilor petroliere,
- b. Analiza tipologiei constructive a platformelor marine,
- c. Evaluarea de risc-identificare, analiză și evaluare în exploatarea instalațiilor offshore,
- d. Criterii de acceptare a riscurilor (car) pentru instalații fixe și mobile,
- e. Riscul de coroziune la instalațiile offshore,
- f. Solicitări dinamice produse asupra instalațiilor offshore,
- g. Analiza statistică a mediului marin în zona de exploatare marină,
- h. Evaluarea riscului de coroziune a platformelor marine românești,
- i. Evaluarea riscului de exploatare a platformelor marine românești.

Astfel în primul capitol am analizat situația la zi a legislației românești privind activitatea desfășurată pe mare.

Este o realitate faptul că accidentele care se produc în zona offshore și în care sunt implicate instalații de foraj și producție, fixe sau mobile, s-au întâmplat și, din păcate, încă se mai întâmplă.

O bună perioadă de timp, instalațiile petroliere offshore au fost sub incidența unor acte legislative ale UE, aplicabile în limita apelor teritoriale, adică 12 mile marine de la liniile de bază.

S-au constatat însă mari lipsuri în ceea ce privește reglementările legislative în eventualitatea apariției unui accident major dincolo de această limită, eveniment ce ar putea avea un imens impact negativ asupra resurselor umane, materiale dar și asupra mediului înconjurător.

În anul 2013, Comisia Europeană a elaborat o lege mult mai cuprinzătoare privind instalațiile petroliere, care să vizeze prevenirea, intervenția și răspunderea financiară.

Este vorba despre Directiva 2013/30/UE a Parlamentului European din 12 iunie 2013, privind siguranța operațiunilor petroliere și gazifere offshore.

Parlamentul României, țară membră UE care desfășoară activități petroliere în Marea Neagră, pentru a se alinia noilor reglementări ale Parlamentului European, a elaborat și votat Legea nr. 165 din 22 iulie 2016, privind siguranța operațiunilor petroliere offshore.

Această Lege are ca obiect „stabilirea cerințelor minime necesare pentru prevenirea accidentelor majore și limitarea consecințelor unor astfel de accidente ce vizează operațiunile petroliere din zonele din Marea Neagră aflate sub jurisdicția României, determinate conform principiilor dreptului internațional și convențiilor internaționale la care România a aderat, Legii

nr. 17/1990 privind regimul juridic al apelor maritime interioare, al mării teritoriale, al zonei contigue și al zonei economice exclusive ale României, republicată, și oricăror altor acte normative aplicabile.

Legea nr. 165 din 22 iulie 2016 „nu aduce atingere Legii securității și sănătății în muncă nr. 319/2006, cu modificările ulterioare, Legii petrolului nr. 238/2004, cu modificările și completările ulterioare, Legii nr. 278/2013 privind emisiile industriale și Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, republicată, cu modificările și completările ulterioare.”

În lucrare am enumerat și alte legi și ghiduri aplicabile în România, pe baza cărora se desfășoară activitățile petroliere offshore din Marea Neagră.

De asemenea, am identificat zonele de activitate din acest domeniu care sunt acoperite de reglementări internaționale dar nu și de legislația românească, fie ea și legislație secundară.

Un alt aspect care trebuie menționat este lipsa din legislația românească, chiar și legislație secundară fiind (ghiduri de bună practică, normative și standarde), a unor referiri la aspecte ce fac parte din activitatea petrolieră offshore, care în legislația altor țări cu tradiție în industria de petrol și gaze, există.

În teză am menționat câteva titluri ce ar trebui să fie luate în considerație din acest punct de vedere:

- Ghid de intocmire a Procedurii de Intervenție în Caz de Urgență;
- Ghid de evaluare a Procedurii de Intervenție în Caz de Urgență;
- Ghid privind evaluarea și certificarea echipamentelor offshore;
- Reglementări privind raportarea rănilor, bolilor și evenimentelor periculoase;
- Reglementări privind controlul substanțelor periculoase pentru sănătate;
- Reglementări privind prevenirea incendiilor, exploziilor și intervenția în caz de urgență;
- Reglementări privind controlul riscurilor de incendiu și explozie la locul de muncă;
- Reglementări referitoare la navele de asistență;
- Reglementări referitoare la navele de salvare și intervenție în caz de urgență;
- Reglementări referitoare la prezența energiei electrice la locul de muncă;
- Reglementări referitoare la înregistrarea, evaluarea, autorizarea și restricționarea substanțelor chimice;
- Reglementări referitoare la controlul riscului la locul de muncă;
- Reglementări referitoare la intocmirea matricei de competență a personalului offshore;
- Ghid de buna practica privind Lucrul la Înaltime;
- Procedura Operationala privind investigarea incidentelor si accidentelor majore.

Unul dintre aceste titluri a fost în atenția mea în contextul activității pe care o desfășor în momentul de față, documentul fiind finalizat și trimis instituțiilor competente pentru analiză și aprobare - **PREVENIREA INCENDIILOR, A EXPLOZIILOR ȘI RĂSPUNSUL ÎN SITUAȚII DE URGENȚĂ LA INSTALAȚIILE OFFSHORE.**

Așa cum reiese din cele de mai sus menționate, capitolul I aduce pentru prima oară în literatura de specialitate o analiză critică a legislației de mediu și de siguranță a vieții și protecției instalațiilor marine, privită din cei peste 35 de ani de muncă în ingineria offshore și mai ales în controlul calității proceselor tehnologice și a instalațiilor aferente.

De asemenea am studiat evaluarea de risc prin identificare, analiză și evaluare în exploatarea instalațiilor offshore.

Platformele offshore de petrol și gaze sunt instalații complexe, utilizate pentru explorarea, forajul, extracția, procesarea și transportul hidrocarburilor.

Aceste structuri marine sunt proiectate să funcționeze în condiții extreme, cu temperaturi și presiuni variate și manipulează substanțe potențial explozive.

Riscuri și reglementări

Operațiunile offshore prezintă riscuri semnificative, motiv pentru care sunt supuse unor evaluări riguroase de risc, efectuate de companiile de asigurare și de autoritățile statale. Defecțiunile pot avea consecințe grave, inclusiv poluarea mediului, accidente umane și pierderi economice.

Importanța gestionării integrității

Gestionarea eficientă a integrității activelor este crucială pentru siguranța operațională și fiabilitatea instalațiilor. Operatorii offshore trebuie să dezvolte strategii de gestionare a integrității care să asigure funcționarea sigură, economică și fiabilă a platformelor.

Optimizarea costurilor de întreținere

În industria petrolieră, costurile de întreținere reprezintă o parte semnificativă din cheltuieli. Optimizarea acestor costuri prin implementarea unor planuri de inspecție și întreținere bazate pe risc este esențială pentru reducerea riscurilor operaționale și economice.

De la abordări preventive la abordări bazate pe risc

Cerințele stricte de reglementare și preocupările legate de mediu au condus la tranziția de la strategii de întreținere preventive, bazate pe timp, la abordări bazate pe evaluarea riscurilor.

Evaluarea riscurilor: o tehnică de optimizare

Evaluarea riscurilor permite alocarea eficientă a resurselor pentru inspecție și întreținere, prioritizând activitățile în funcție de nivelul de risc. Această abordare contribuie la controlul costurilor și la asigurarea siguranței operaționale.

În continuare am analizat modalitatea de evaluare a riscului în industria Offshore.

Procesul de evaluare descris de mine, constă în:

- identificarea diferitelor evenimente care ar putea genera un accident major care implică incendiu, explozie, scurgeri de hidrocarburi și/sau necesitatea de evacuare, abandon și salvare (indiferent dacă este sau nu din cauza unui incendiu sau a unei explozii) pentru a evita sau a reduce la minimum un accident major;
- evaluarea probabilității și consecințelor unor astfel de evenimente;
- stabilirea unor standarde adecvate de performanță care trebuie atinse prin orice măsuri prevăzute pentru asigurarea unei evacuări, abandon, recuperare și salvări eficiente pentru

evitarea sau minimizarea unui accident major, identificarea și cunoașterea mijloacelor și a căilor de abandon și protejarea persoanelor împotriva unui accident major.

Astfel am descris pentru prima oară în literatura de specialitate modul de gestionare a riscurilor care constă în identificarea organizată a surselor de risc și a consecințelor potențiale care pot fi dependente de locația, activitățile și materialele utilizate sau întâlnite în acestea.

Procesul de identificare a riscurilor se aplică tuturor etapelor ciclului de viață al unei instalații și tuturor tipurilor de pericole întâlnite ca urmare a dezvoltării resurselor de hidrocarburi.

Se pune întrebarea: care ar fi riscurile identificate pentru o instalație petrolieră aflată în Marea Neagră și ce ar putea să se întâmple?

Există riscuri identificate încă din perioada de proiectare ce pot avea impact asupra sănătății, securității în muncă și mediului.

Apoi există riscuri asociate cu perioada de operare, producere de hidrocarburi în cazul unei platforme fixe de producție.

Secțiunile identificate în acest caz ar fi:

- sondele submarine ce au capul de erupție montat pe fundul mării;
- conductele și cablurile submarine;
- platforma fixă propriu-zisă, cu sau fără echipaj la bord;
- operațiunile logistice de pe mare.

Se prezintă în continuare o listă cu pericolele posibile identificate în perioada de inginerie, relevante pentru etapa operațională a proiectului, cu mențiunea că unele dintre acestea pot conduce la un accident major (Pericol de Accident Major – PAM):

- hidrocarbură gazoasă neaprinsă eliberată în partea superioară a instalației (PAM);
- flacăra de proces de la arzător, incendiu cauzat de scurgere de gaze (PAM);
- explozii (PAM);
- om la apă;
- incendii în diverse compartimente;
- coliziuni cu nave (PAM);
- cutremure (PAM);
- vreme extremă (PAM);
- prăbușirea elicopterului (PAM);
- suprafețe fierbinți;
- suprafețe înghețate;
- prăbușiri de sarcini sau sarcini neechilibrate (PAM);
- colapsul structurii (PAM);
- persoane în contact cu produse chimice;

Pentru pericolele/riscurile de accidente majore se poate face o clasificare în funcție de tip și localizare:

- riscuri cauzate de hidrocarburi scăpate de sub control:
- manifoldul de producție;
- capul de sondă, inclusiv conducte de curgere;
- gările de godevil;
- risere/conducte;
- foraj și operațiuni în sondă;
- riscuri neasociate cu hidrocarburi:
- coliziune cu nave;
- prăbușire elicopter;
- prăbușiri de sarcini sau sarcini neechilibrate;
- colapsul structurii, inclusiv din cauza seismelor;
- flacăra de proces de la arzător, incendiu cauzat de scurgere de gaze.

Concret, am prezentat în continuare o lista de pericole identificate pentru activitatea din zona offshore a României, Marea Neagră.

Hidrocarburi:

- hidrocarburi gazoase;
- țitei în pompare;
- țitei cu presiune redusă;
- GPL;
- hidrocarburi în zăcământ;
- parafină.

Explozivi:

- substanțe ce pot produce detonarea;
- explozivi tradiționali.

Pericole în cazul lucrului sub presiune:

- aer sub presiune;
- lichide sub presiune;
- recipiente sub presiune;
- abur sub presiune;
- scufundări.

Pericole cauzate de mișcare:

- transport terestru, naval, aerian;
- coliziune cu alte nave;
- utilaje cu părți în mișcare,
- unelte de mână ce pot provoca tăieturi;
- transfer cu coșul de personal.

Pericole cauzate de mediu:

- condițiile meteo;
- starea mării;
- cutremur;
- corodarea structurii instalațiilor.

Alte domenii sub care pot fi identificate astfel de riscuri specifice ar fi: evacuare, probleme medicale, securitate, probleme ergonomice, substanțe corozive, pericole biologice, produse toxice, radiații, electricitate etc.

Tehnicile de identificare a riscurilor din proces și metodele de evaluare a acestor riscuri pentru a decide cum să acționăm asupra lor în sensul eliminării sau reducerii lor, sunt perfectibile.

În continuare am prezentat o analiză de risc atât calitativă cât și cantitativă.

În contextul incendiilor, exploziilor și scurgerilor de hidrocarburi, evaluarea acestor incidente ar putea fi o parte a întregii evaluări a instalației, sau poate să fie considerată un proces separat care oferă informații pentru evaluarea generală.

La elaborarea măsurilor de tratare a riscurilor, există o gamă largă de probleme care trebuie luate în considerare pentru a se asigura că măsurile selectate sunt capabile să își îndeplinească funcția atunci când este necesar.

Aceste probleme includ următoarele:

- natura incendiilor, a exploziilor și scurgerilor care pot apărea;
- riscurile de incendii, explozii și scurgeri;
- date despre mediul terestru/marin;
- natura fluidelor care trebuie manipulate;
- condițiile ambientale anticipate;
- temperatura și presiunea fluidelor care trebuie manipulate;
- cantitățile de materiale inflamabile care urmează să fie prelucrate și depozitate;
- inflamabilitatea și toxicitatea materialelor din zonele nepericuloase, inclusiv stația de cazare și de control;
- cantitatea, complexitatea și disponerea echipamentului pe instalație;
- amplasarea instalației în ceea ce privește asistența/sprijinul extern;
- strategia de intervenție în caz de urgență;
- filosofia producției și a echipajului;
- factori umani;
- interacțiunea cu instalațiile vecine.

Acceptarea riscului înseamnă faptul de a accepta un risc identificat și de a nu întreprinde nicio altă acțiune pentru a-l reduce sau elimina, deoarece putem accepta impactul acestuia și posibilele consecințe.

Instalațiile mobile offshore includ unități de foraj, unități de cazare separate și unități mobile utilizate pentru sarcini speciale de întreținere, în timp ce navele de așteptare, navele de instalare a țevelor, navele pentru operațiuni subacvatice cu echipaj, navele angajate în activități seismice și navele de aprovizionare nu sunt acoperite de acest termen.

Instalațiile fixe pot fi jacket-urile fixate permanent pe fundul mării dar și instalațiile onshore specializate în prelucrarea hidrocarburilor.

Instalațiile de producție plutitoare (și, prin urmare, mobile) ar trebui considerate ca orice altă instalație de producție (sau fixă).

Modul în care sunt definite evaluările de risc va determina de obicei tipul de analiză a riscurilor care trebuie efectuată.

Evaluările de risc adoptate în legătură cu aceste instalații ar trebui, pe cât posibil, să fie în conformitate cu modelele recunoscute și acceptate pentru analiza riscurilor asociate.

În plus, operatorul/proprietarul ar trebui să ia în considerare dacă toate ipotezele relevante sunt valabile pentru a decide în ce măsură evaluările de risc pot fi acceptate pentru operațiunea planificată.

Trebuie să se țină seama de:

- Condiții specifice (de exemplu, probabilitatea exploziei, rata de eliberare a exploziei);
- Aspecte specifice locației (de exemplu condiții de mediu, trafic specific locației);
- Măsuri suplimentare (de exemplu în legătură cu instalațiile învecinate sau operațiuni pe acestea).

Urmărirea recomandărilor privind măsurile de reducere a riscurilor necesare pentru a îndeplini recomandările evaluărilor de risc trebuie să fie verificată de operator/proprietar înainte de a accepta instalarea.

Când o instalație mobilă trebuie conectată la o instalație de producție, evaluările de risc pentru instalația de producție va fi adoptat de obicei pentru întregul complex.

De asemenea, am descris situația actuală a nivelului de proiectare și construire a platformelor marine.

Industria petrolului și a gazelor offshore este foarte importantă pentru economia UE, fiind implicate șaisprezece state membre.

După accidentul Deepwater Horizon din 2010, s-a pus problema realizării unei legislații adecvate și moderne la nivelul UE privind siguranța în sectorul petrolului și gazului offshore.

Astfel, în iunie 2013, Parlamentul European a adoptat oficial Directiva 30/2013/UE privind siguranța operațiunilor offshore de petrol și gaze (Offshore Safety Directive – OSD).

Obiectivul principal al OSD este de a reduce pe cât posibil apariția accidentelor majore și de a limita consecințele acestora în operațiunile offshore de petrol și gaze.

În iulie 2016 România a adoptat legea 165 privind siguranța operațiunilor petroliere offshore care definește accidentul major astfel:

”a) un incident care implică o explozie, un incendiu, pierderea controlului asupra sondei sau o deversare de petrol, gaz sau substanțe periculoase care implică sau pentru care există un risc semnificativ să implice decese sau vătămări grave ale persoanelor;

b) un incident care provoacă daune grave instalației sau infrastructurii conectate care implică sau în legătură cu care există un risc semnificativ să implice decese sau vătămări grave ale persoanelor;

c) oricare alt incident care are ca rezultat decesul sau vătămarea gravă a 5 sau mai multe persoane de pe instalația offshore de la care provine sursa de pericol sau care efectuează operațiuni petroliere offshore în legătură cu instalația sau cu infrastructura conectată; sau

d) orice incident de mediu major care rezultă din incidentele menționate la lit.

a), b) și c).”

Legea 165/2016 se concentrează pe aspectele tehnologice, de proces și de gestionare a (riscului) activităților offshore, al căror eșec ar avea un posibil un impact semnificativ asupra sănătății și asupra mediului obiectivul fiind asigurarea unui nivel adecvat de siguranță pentru:

- oameni;
- instalații;
- mediul inconjurator.

Pentru a înțelege pe deplin activitatea Offshore, am descris într-o anexă istoria petrolului românesc și mai ales a activităților marine de explorare și exploatare a zăcămintelor de hidrocarburi fluide.

De asemenea am analizat elementele constructive ale tipurilor de platforme existente pe plan mondial, accentul principal fiind axat pe analizarea structurilor de siguranță a acestor platforme și mai ales pe nevoile de proiectare necesare înțelegerii funcționării, operabilității sistemelor și mai ales a construcției eficiente a acestora.

Capitolul II face o introducere în riscul de coroziune descriind tipurile de procese corozive prezente în industria Offshore și anume:

în funcție de mecanismul procesului de coroziune:

- coroziunea chimică;
- coroziunea electrochimică;

în funcție de sediul reacțiilor parțiale:

- coroziunea omogenă;
- coroziunea eterogenă;
- coroziunea prin film;

după aspectul sau felul distribuției atacului:

- coroziune generală, repartizată uniform;
- coroziune localizată de tip pitting;
- coroziune galvanică;
- coroziune intergranulară;
- cavitație corozivă;

- îndepărtare selectiv;
- coroziune microbiologică;

în funcție de mediul înconjurător:

- coroziunea atmosferică;
- coroziunea în ape.

În capitol am descris foarte bine și procesele corozive întâlnite în activitatea mea, toate fotografiile fiind proprii și descriu foarte bine procesul coroziv din Marea Neagră. Coroziunea este un fenomen ce se dezvoltă în timp.

Statisticile privind eșecurile instalațiilor (conduce submarine, structuri de instalații fixe, jack-up) indică faptul că principalele moduri de eșec sunt coroziunea internă și impactul extern..

Coroziunea poate fi extrem de periculoasă și ia multe forme, dar este ușor de gestionat.

De regulă, cu cât coroziunea este mai localizată, cu atât viteza de penetrare a peretelui conductei sau a vasului este mai rapidă.

Coroziunea, conform unor studii publicate, reprezintă peste 20% din defecțiunile conductelor de gaze submarine, iar eroziunea cumulată cu coroziunea reprezintă aproximativ 25% din scurgerile accidentale din conducte.

Mai mult, s-a raportat că 40% din emisiile accidentale de hidrocarburi în mediu sunt din cauza coroziunii. Coroziunea conductelor îmbătrânite, atât pe uscat cât și offshore, la nivel mondial a cauzat defecțiuni importante și a necesitat reparații și chiar înlocuiri cu costuri imense.

Managementul integrității conductelor acordă o atenție deosebită controlului coroziunii.

În cazul conductelor offshore reparațiile pot fi extrem de costisitoare trebuind să le readucă cât mai aproape de starea inițială.

Coroziunea internă poate fi mai periculoasă decât coroziunea externă deoarece poate apărea pe conducte unde operatorul se așteaptă să fie minimă. Apa care în mod normal ar rămâne suspendată în produs se poate acumula în unele locuri și poate provoca coroziune internă în locuri unde debitul este scăzut.

Managementul integrității necesită ca operatorii de conducte să adune toate datele legate de fabricare, întreținere și datele despre coroziune pentru un segment distinct al fiecărei conducte, informații necesare simulării cu ajutorul unui software specializat.

Sunt luate în considerare următoarele elemente strategice:

- mecanisme și rata de eșec provocat de coroziune;
- durata de viață rămasă disponibilă;
- analize și predicții din inspecții anterioare cu privire la rata de degradare;
- dimensiunea maximă admisă a daunei produse și rezultatele din evaluarea riscului.

Pe baza parametrilor, este posibil să se determine timpul de inspecție pentru a evalua procesul de coroziune, rata și gradul de deteriorare a conductelor.

În cazul instalațiilor de foraj și extracție, fixe sau mobile, coroziunea poate apărea în diverse forme și aspecte pe la diferite părți componente sau chiar în sondele săpate afectând burlanele și garnitura de foraj.

Factorii cauzatori și declanșatori ai procesului de coroziune pot fi după cum urmează:

- lipsa protecției prin vopsire;
- lipsa protecțiilor catodice;
- stresul (în zona de trecere apă/aer);
- apa de mare bogat oxigenată;
- crustaceele;
- acoperirea galvanică defectuoasă;
- inhibitorii din noroiul de foraj;
- compoziția cimentului;
- oxigenul din apa de injecție;
- hidrogenul sulfurat;
- acidizările.

Practicile și procedurile folosite pentru a gestiona coroziunea în exploatarea de petrol și gaze implică o tehnologie adecvată și recunoscută global.

Pentru a ține sub control procesul complex de coroziune trebuie să se aibă în vedere următoarele aspecte :

- selecția materialelor (oțeluri, aliaje rezistente la coroziune);
- tratarea chimică (folosind inhibitori, biocide);
- utilizarea acoperirilor de protecție (metalice, nemetalice, vopseluri);
- protecția catodică (anozi de sacrificiu);
- controlul procesului și al mediului (dehumidificare);
- proiectarea (revizuirea designului, studiu asupra ciclului de viață, identificarea riscurilor).

Durata de viață a unei instalații depinde foarte mult de felul în care sunt alese și combinate aceste aspecte.

În studiile mele efectuate pe elementele metalice ale platformelor din Marea Neagră pot afirma că factorii care afectează rata de coroziune sunt următorii:

- a. Umiditatea relativă duce la creșterea ratei de coroziune de până la 60 %.
- b. Temperatura exterioară a Mării Negre duce la creșterea coroziunii în zona de stropire, deoarece o temperatură ridicată crește și umiditatea și deci corozivitatea apei de mare. Are loc și un proces de depunere a sării pe elementele structurale, ceea ce face ca viteza de corodare să crească.
- c. Vântul asigură dispersia particulelor de apă sărată și lovirea elementelor metalice cu aceste elemente constitutive ale apei de mare , viteza de coroziune fiind afectată de viteza vântului.

- d. Structurile metalice utilizate în Marea Neagră sunt cu conținut scăzut de carbon (sub 20 %) și cu conținut de Mn, Ni, Cr, Mo, Al, V, Ti, Nb care să asigure o foarte bună rezistență mecanică fără a diminua caracteristicile de plasticitate și de tenacitate ($R_m > 490 \text{ MPa}$, $R_c > 355 \text{ MPa}$).

Structurile marine offshore, realizate din oțel, sunt expuse coroziunii în mediul salin.

Pentru a le proteja, se utilizează adesea anodi de sacrificiu.

Această tehnică implică conectarea anozilor, confecționați dintr-un metal mai activ decât oțelul, la structura platformei. Astfel, anodul se corodează în locul oțelului, protejând structura. Acest proces se bazează pe polarizarea anodică a anodului și polarizarea catodică a oțelului.

Deși simplă, metoda are dezavantajul consumării anozilor în timp. Protecția este eficientă atâta timp cât se menține un aport suficient de oxigen la suprafața oțelului, ceea ce limitează densitatea curentului și asigură un potențial constant.

Considerații de proiectare

- numărul și designul anozilor influențează curba de polarizare a anodului;
- proiectantul trebuie să asigure un potențial adecvat pe întreaga structură, evitând zonele neprotejate;
- intervalul de potențial pentru reducerea oxigenului este de câteva sute de milivolți;
- anozii trebuie să mențină potențialul necesar pe durata de viață a structurii.

Procesul de proiectare

1. Se determină potențialul necesar pentru protecție, asigurând reducerea oxigenului și evitând degajarea hidrogenului, care poate fragiliza oțelul.
2. Se selectează anodi care să furnizeze potențialul și curentul necesar.
3. Se calculează numărul și distribuția anozilor pentru a asigura o protecție uniformă.
4. Se monitorizează potențialul structurii în timpul funcționării, pentru a verifica eficacitatea protecției.

Pentru a optimiza protecția catodică a platformelor petroliere offshore, se utilizează modele numerice care simulează distribuția curenților. Anozii de sacrificiu sunt plasați în apropierea platformei, iar zona de influență a acestora este delimitată de un cilindru imaginar. Raza acestui cilindru este stabilită astfel încât să cuprindă majoritatea fluxului de curent.

Modelarea domeniului extern

Dincolo de acest cilindru, se consideră un domeniu infinit, modelat ca un cilindru cu o rază mult mai mare.

Această aproximare permite simplificarea ecuațiilor de transfer de energie, fără a afecta semnificativ acuratețea rezultatelor.

Simplificări și ipoteze

În apa de mare, variațiile compoziției chimice sunt minime, iar difuzia ionilor care transportă curentul este neglijabilă în comparație cu migrația acestora sub influența câmpului electric. Această ipoteză, împreună cu condițiile de limită, permite utilizarea unei analize de distribuție a densității curenților primari.

Astfel, se ia în considerare doar influența rezistenței electrice a apei de mare asupra distribuției curenților.

Coroziunea platformelor offshore reprezintă o problemă complexă și costisitoare în industria de petrol și gaze, aceste structuri fiind esențiale pentru explorarea, forajul, producția și stocarea hidrocarburilor.

De asemenea sunt utile în depozitarea dioxidului de carbon în zăcămintele depletate, a hidrogenului și mai ales pentru producția de energie regenerabilă.

Structurile petroliere (fie metalice sau hibride) funcționează în medii marine dificile, fiind constant expuse la factori care accelerează degradarea materialelor (mediul marin agresiv, cu salinitate ridicată, umiditate crescută, variații de temperatură, radiații ultraviolete și organisme marine).

Coroziunea este o amenințare majoră pentru integritatea structurală și siguranța operațiunilor, putând duce la slăbirea componentelor, defecțiuni ale echipamentelor (provocând scurgeri de substanțe periculoase), periclitarea sănătății și vieții personalului și poluarea mediului.

Impactul economic al coroziunii în industria offshore este semnificativ, implicând costuri ridicate pentru reparații, înlocuirea echipamentelor, pierderi de producție și măsuri de prevenire și monitorizare.

Gestionarea eficientă a coroziunii este crucială pentru acest sector, procesul fiind influențat de factori de mediu, operaționali și de proiectare/fabricație.

Factorii de mediu includ:

- salinitatea (concentrația ridicată de cloruri favorizează reacțiile electrochimice);
- temperatura (temperaturile ridicate accelerează coroziunea);
- concentrația de oxigen (variațiile creează celule de aerare diferențială);
- biofouling-ul (organismele marine creează micro-medii corozive);
- condițiile alternante umed/uscă (ciclurile de umezire și uscare crește factorul de corodare);
- radiațiile ultra-violete (degradează acoperirile protectoare);
- viteza apei (contribuie la coroziunea prin eroziune);
- pH-ul (valorile extreme accelerează coroziunea).

Factorii operaționali includ:

- fluidele de foraj și producție (care pot fi corozive);
- deteriorarea mecanică a acoperirilor protectoare;

- sudarea (zonele sudate pot fi mai susceptibile la coroziune).

Factorii de proiectare și fabricație includ:

- selecția materialelor (alegerea materialelor rezistente la coroziune este esențială);
- pregătirea suprafeței (o pregătire adecvată este crucială pentru aderența acoperirilor);
- proiectarea componentelor (care poate crea zone predispuse la coroziune, cum ar fi fisurile).

Este foarte important ca înainte de a începe proiectarea și stabilirea amplasamentului unei instalații offshore (instalație fixă de foraj și/sau extracție, turbină eoliană, etc.) să se cunoască natura fundului mării.

Este de menționat faptul că în anii '90 montarea conductelor submarine și a jaketelor din Marea Neagră nu au avut la bază măsurători precise în acest sens, singura măsurătoare făcută fiind adâncimea relativă a apei. Instalațiile fixe din Marea Neagră sunt interconectate prin intermediul unui număr considerabil de conducte submarine la care se adaugă conducta ce merge către țărm.

Dimensionarea conductelor a ținut cont de:

- regimul de exploatare și caracteristicile fizico-chimice ale fluidelor transportate;
- autolestarea conductei care să asigure așezarea și fixarea conductei pe fundul mării;
- eforturile ce pot apărea în conducte în timpul lansării prin metoda scufundării libere cu flotori detașabili.

Adâncimea de apă medie măsurată de-a lungul traseului a fost de aproximativ 50m iar lungimea totală a traseului de peste 2000m, considerându-se un coeficient de neuniformitate de aproximativ 10%.

La conductele lansate recent pe fundul mării s-a urmat în mare parte aceeași procedură cu excepția faptului că de data aceasta s-a apelat la o metodă modernă de investigare a fundului mării, batimetria, pentru a stabili profilul și adâncimea exactă a apei de-a lungul traseului.

Tocmai de aceea capitolul III descrie pentru prima oară în literatura de specialitate pericolul de avariere analizat după o amănunțită revizuire a statisticilor referitoare la climă, temperatură, curenți, forța vântului, înălțimea valurilor etc. Ca exemplu de dat aici ar fi înălțimea medie a valurilor din zonă în perioadele cu furtuni dar și înălțimea maximă a valului înregistrată în ultimii 100 de ani.

De exemplu, în Marea Neagră, înălțimea maximă înregistrată a fost în jur de 10 m de val deci instalațiile mobile auto ridicătoare se fixează pe locație la o înălțime de aproximativ 12 metri deasupra apei;

- traficul naval în zona de activitate (numărul și tipul/dimensiunea vaselor ce tranzitează zona și posibilități de supraveghere, control și nivelul de comunicații radio sau de altă natură cu acestea);
- statistici ale evenimentelor din cauze de trafic sau stare a vremii înregistrate pe plan mondial, făcând extrapolări necesare în funcție de condițiile și particularitățile activităților;

- defectele de material, calitatea operațiunilor inițiale de montaj, acuratețea controlului nedistructiv;
- starea, funcționarea în timp și viteza de răspuns a sistemelor de siguranță;

De asemenea, am analizat și solicitările la care sunt supuse platformele marine din Marea Neagră.

Am analizat pentru prima oară în literatura de specialitate jacketul platformei de producție Ana, platformă ce va fi operată de la distanță fiind o construcție sudată de tip „grindă cu zăbrele spațială”.

De asemenea am analizat și solicitările cauzate de posibile mișcări luând în considerare că structura platformei Ana este fixată pe fundul marini prin piloni de fixare bătuți de la suprafață cu ajutorul unui ciocan special conceput în acest sens.

Astfel:

- forța vântului acționează asupra părții din structură aflată deasupra apei, asupra echipamentelor, turlei de foraj (dacă există), grupului social, etc. În calculul de proiectare al unei structuri offshore se iau în considerare vitezele vântului atât pentru condiții normale cât și pentru condiții extreme;
- valurile generate de vânt au forme neregulate și pot varia în lungime și înălțime putând acționa asupra instalațiilor din direcții diferite. Acest fapt face ca intensitatea, distribuția și forțele ce sunt dezvoltate să fie greu de determinat. Se iau în considerare forțele datorate valurilor atât pentru condiții normale cât și pentru condiții extreme;
- curenții marini sunt importanți pentru că influențează forțele ce acționează asupra structurii dar și procesul de montare pe poziție;
- vegetația marină, în majoritatea zonelor de operare offshore, dezvoltă o greutate suplimentară ce acționează pe componentele imersate ale instalațiilor și este luată în considerare în calculele de proiectare.

În continuare, cu acceptul organizației BMT Argoss care a efectuat măsurători în Marea Neagră, am prezentat și analizat statistic, valorile extreme estimate pentru diferite perioade de timp, ale vântului, valurilor și curenților marini.

De menționat că direcțiile din care acționează acești factori externi sunt diferite pe parcursul unui an, în funcție de anotimp etc.

Având în vedere că datele meteorologice privind comportarea Mării Negre în zona de amplasare a platformelor marine sunt culese în ultimii 36 de ani, este greu de a prezice parametrii fundamentali și starea vremii, care să afecteze noile construcții offshore.

În lipsa datelor măsurate ale valurilor, furtuna maximă poate fi estimată din analiza stării vântului (presupunând că valurile sunt provocate de vânturile locale).

Tocmai de aceea, pentru prima oară în proiectarea structurilor offshore am modelat numeric:

- comportamentului vântului la înălțimea de 10 m pe o perioadă de 100 de ani;
- direcția vântului (care este valoarea cea mai mare a acesteia), funcție de viteza vântului (cu posibilitate de revenire la 1 an- x_1 , 10 ani- x_2 , 50 de ani- x_3 și 100 de ani- x_4);
- direcția vântului măsurată la 10 m și la perioadă de 10 minute (care este valoarea cea mai mare a acesteia), funcție de viteza vântului (cu posibilitate de revenire la 1 an- x_1 , 10 ani- x_2 , 50 de ani- x_3 și 100 de ani- x_4);
- direcția vântului măsurată la 10 m și la perioadă de 1 minut (care este valoarea cea mai mare a acesteia), funcție de viteza vântului (cu posibilitate de revenire la 1 an- x_1 , 10 ani- x_2 , 50 de ani- x_3 și 100 de ani- x_4);
- direcția vântului măsurată la 10 m și la perioadă de 3 secunde (care este valoarea cea mai mare a acesteia), funcție de viteza vântului (cu posibilitate de revenire la 1 an- x_1 , 10 ani- x_2 , 50 de ani- x_3 și 100 de ani- x_4);
- valoarea Înălțimii extreme a valurilor , y , (H_s (m)) funcție de perioada de retur a valurilor la 1 an (x_1) la 10 ani (x_2) la 50 de ani (x_3) și la 100 de ani (x_4);
- valoarea Perioada extremă a valurilor, între vârfuri, y (T_p), m în zona de amplasare a platformelor românești funcție de direcția vântului (grade) și funcție de perioada de retur la 1 an (x_1) la 10 ani (x_2) la 50 de ani (x_3) și la 100 de ani (x_4);
- valoarea Înălțimii maxime extremă a valurilor (H_{max}) în zona de amplasare a platformelor românești în zona de amplasare a platformelor românești funcție de direcția vântului (grade) și funcție de perioada de retur la 1 an (x_1) la 10 ani (x_2) la 50 de ani (x_3) și la 100 de ani (x_4);
- valorile statistice ale curenților extremi la fundul mării, m , x este Direcția curenților Grade (grade) cu perioadă de retur) și funcție de perioada de retur la 1 an (x_1) la 10 ani (x_2) la 50 de ani (x_3) și la 100 de ani (x_4);
- valorile statistice ale curenților extremi la suprafața mării, m , x este Direcția curenților Grade (grade) cu perioadă de retur) și funcție de perioada de retur la 1 an (x_1) la 10 ani (x_2) la 50 de ani (x_3) și la 100 de ani (x_4);
- ecuația care determină direcția vântului funcție de valorile Înălțimii extreme a valurilor H_s (m), Perioada extremă a valurilor, între vârfuri (T_p), m și Înălțimea maximă extremă a valurilor (H_{max});
- ecuația de variația a direcție curenților funcție de valorie statistice ale curenților extremi la fundul mării, C_{fm} (m) și a valorilor statistice ale curenților extremi la suprafața mării, C_{sm} (m).

O analiză rară efectuată în cazul platformelor românești o reprezintă analiza efectelor valurilor asupra structurilor metalice de suprafață (analiza Wave-in-deck -WID).

Această analiză a fost abandonată în ultima perioadă deoarece s-a considerat că partea superioară a platformei poate fi lovită o dată la 100 de ani, însă ultimii ani au demonstrat că din cauza încălzirii globale, aceste analize trebuie efectuate și deci trebuie să evaluăm efectele acestor valuri asupra încărcării finale.

Astfel, am determinat și valoarea maximă a eforturilor suplimentare calculate în cazul acțiunii mediului ambiant cu o perioadă de retur de 100 de ani și valoarea maximă a efectelor marine (datorate încălzirii globale).

În zona Mării Negre s-au detectat trei zone ale structurilor offshore care necesită protecție împotriva coroziunii. Acestea sunt:

- Zona sub nivelul apei (zona scufundată) și cuprinde lungimea cuprinsă între zona de noroi (de mîl) și zona de stropire (de acțiune a valurilor),
- Zona de stropire sau de acțiune a valurilor, care este sub acțiunea valurilor și a picăturilor de apă transportate de vînt,
- Zona atmosferică, sau zona de acțiune a vîntului.

Pentru majoritatea platformelor marine, zona scufundată constituie cea mai mare zonă cu suprafață.

Zona de mîl nu am luat-o în considerare deoarece este supusă unei viteze de coroziune mult mai scăzută, fiind o zonă cu mai puțin conținut în oxigen.

Standardul API RP-2A specifică anumite cerințe de proiectare a protecției catodice pentru offshore platforme, trimițând majoritatea detaliilor la NACE.

Coroziunea oțelului în apa de mare implică fluxul de curent electric între anod și regiunile catodice ale suprafeței de oțel.

Coroziunea are loc numai în regiuni anodice, unde ionii metalici intră în soluție în prezența oxigenului.

Pentru aceasta am analizat și coroziunea instalațiilor marine și modul de combatere a acesteia, creînd un model numeric de determinare a numărului de anodi de zinc și mai ales o simulare în COMSOL a procesului de coroziune a anozilor galvanici.

Prezenta lucrare și-a propus să prezinte:

- a. în prima parte aspecte legate de tipologia platformelor de foraj marin,
- b. în a doua parte aspecte cu privire la metodele de identificare și evaluare a riscului tehnologic în exploatarea platformelor marine,
- c. în a treia parte, să asigure un model numeric privind comportarea mediului marin în zona de exploatare a platformelor marine.

Totodată, lucrarea a avut drept scop:

- a. crearea unui model de simulare a riscului în exploatarea platformelor marine,
- b. determinarea zonelor de pericol în cazul operării unei platforme de exploatare marină,
- c. analiza efectelor corozive ale mediului marin asupra platformelor marine și modul de simulare a capacității de protecție a acestor instalații petroliere

ABSTRACT

The doctoral thesis on the topic **RESEARCH ON THE IMPACT OF MARINE OIL FACILITIES ON THE ENVIRONMENT**, aims to solve some problems related to:

- a. The current state of legislation on the safety of petroleum installations,
- b. Analysis of the constructive typology of marine platforms,
- c. Risk assessment-identification, analysis and evaluation in the exploitation of offshore installations,
- d. Risk acceptance criteria (CAR) for fixed and mobile installations,
- e. Corrosion risk in offshore installations,
- f. Dynamic demands produced on offshore installations,
- g. Statistical analysis of the marine environment in the marine exploitation area,
- h. Corrosion risk assessment of Romanian marine platforms,
- i. Risk assessment of the exploitation of Romanian marine platforms.

Thus, in the first chapter, we analyzed the current situation of Romanian legislation regarding the activity carried out at sea.

It is a fact that accidents occurring in the offshore area and involving drilling and production installations, fixed or mobile, have happened and, unfortunately, still happen.

For a long time, offshore oil installations have been subject to EU legislation, applicable within the limits of territorial waters, i.e. 12 nautical miles from the baselines.

However, major shortcomings were found in terms of legislative regulations in the event of a major accident beyond this limit, an event that could have an immense negative impact on human, material and environmental resources.

In 2013, the European Commission developed a much more comprehensive law on oil installations, aimed at prevention, intervention and financial liability.

This is Directive 2013/30/EU of the European Parliament of 12 June 2013 on the safety of offshore oil and gas operations.

The Parliament of Romania, an EU member state carrying out oil activities in the Black Sea, in order to align itself with the new regulations of the European Parliament, developed and voted Law no. 165 of 22 July 2016 on the safety of offshore oil operations.

This Law aims to “establish the minimum requirements necessary for the prevention of major accidents and the limitation of the consequences of such accidents concerning oil operations in the Black Sea areas under the jurisdiction of Romania, determined in accordance with the principles of international law and the international conventions to which Romania has acceded, Law no. 17/1990 on the legal regime of inland maritime waters, the territorial sea, the contiguous zone and the exclusive economic zone of Romania, republished, and any other applicable normative acts.

Law no. 165 of 22 July 2016 “does not prejudice the Law on occupational safety and health no. 319/2006, as amended, the Petroleum Law no. 238/2004, as amended and supplemented, the Law no. 278/2013 on industrial emissions and the Law no. 50/1991 on the authorization of the execution of construction works, republished, as amended and subsequent additions.”

In the thesis, we have also listed other laws and guidelines applicable in Romania, based on which offshore oil activities in the Black Sea are carried out.

We have also identified areas of activity in this field that are covered by international regulations but not by Romanian legislation, be it secondary legislation.

Another aspect that should be mentioned is the lack of references in Romanian legislation, even secondary legislation (good practice guides, regulations and standards), to aspects that are part of offshore oil activity, which exist in the legislation of other countries with a tradition in the oil and gas industry.

In the thesis, I mentioned several titles that should be taken into consideration from this point of view:

- Guide to the preparation of the Emergency Intervention Procedure;
- Guide to the evaluation of the Emergency Intervention Procedure;
- Guide to the assessment and certification of offshore equipment;
- Regulations on the reporting of injuries, illnesses and hazardous events;
- Regulations on the control of substances hazardous to health;
- Regulations on the prevention of fires, explosions and emergency intervention;
- Regulations on the control of fire and explosion risks in the workplace;
- Regulations on assistance vessels;
- Regulations on rescue vessels and emergency intervention;
- Regulations on the presence of electricity in the workplace;
- Regulations on the registration, evaluation, authorization and restriction of chemical substances;
- Regulations on the control of risks in the workplace;
- Regulations regarding the preparation of the competency matrix of offshore personnel;
- Guide to good practice regarding Working at Heights;
- Operational Procedure regarding the investigation of major incidents and accidents.

One of these titles came to my attention in the context of the work I am currently doing, the document being finalized and sent to the competent institutions for analysis and approval - FIRE PREVENTION, EXPLOSION PREVENTION AND EMERGENCY RESPONSE AT OFFSHORE INSTALLATIONS.

As can be seen from the above, Chapter I brings for the first time in the specialized literature a critical analysis of environmental legislation and safety of life and protection of

marine installations, viewed from over 35 years of work in offshore engineering and especially in the quality control of technological processes and related installations.

I also studied risk assessment through identification, analysis and evaluation in the operation of offshore installations

Offshore oil and gas platforms are complex installations, used for the exploration, drilling, extraction, processing and transportation of hydrocarbons.

These marine structures are designed to operate in extreme conditions, with varying temperatures and pressures, and handle potentially explosive substances.

Risks and regulations

Offshore operations present significant risks, which is why they are subject to rigorous risk assessments by insurance companies and government authorities. Failures can have serious consequences, including environmental pollution, human casualties and economic losses.

The importance of integrity management

Effective asset integrity management is crucial for operational safety and facility reliability. Offshore operators must develop integrity management strategies that ensure the safe, economical and reliable operation of platforms.

Optimizing maintenance costs

In the oil industry, maintenance costs represent a significant portion of expenses. Optimizing these costs by implementing risk-based inspection and maintenance plans is essential to reduce operational and economic risks.

From preventive to risk-based approaches

Strong regulatory requirements and environmental concerns have led to the transition from time-based preventive maintenance strategies to risk-based approaches.

Risk Assessment: An Optimization Technique

Risk assessment allows for the efficient allocation of inspection and maintenance resources, prioritizing activities based on risk level. This approach helps control costs and ensure operational safety.

The question is: what would be the risks identified for an oil installation located in the Black Sea and what could happen?

There are risks identified since the design period that can have an impact on health, safety at work and the environment.

Then there are risks associated with the operating period, production of hydrocarbons in the case of a fixed production platform.

The sections identified in this case would be:

- subsea wells with the eruption head mounted on the seabed;
- submarine pipelines and cables;
- the fixed platform itself, with or without crew on board;
- logistical operations at sea.

We have further compiled a list of possible hazards identified during the engineering period, relevant to the operational phase of the project, with the mention that some of them may lead to a major accident (Major Accident Hazard – MAH):

- unburned gaseous hydrocarbon released in the upper part of the installation (MAH);
- process flame from the burner, fire caused by gas leakage (MAH);
- explosions (MAH);
- man overboard;
- fires in various compartments;
- collisions with ships (MAH);
- earthquakes (MAH);
- extreme weather (MAH);
- helicopter crash (MAH);
- hot surfaces;
- frozen surfaces;
- collapse of loads or unbalanced loads (MAH);
- collapse of the structure (MAH);
- people in contact with chemicals.

Next, I analyzed the method of risk assessment in the Offshore industry.

The assessment process I described consists of:

- identifying the various events that could generate a major accident involving fire, explosion, hydrocarbon spills and/or the need for evacuation, abandonment and rescue (whether or not due to a fire or explosion) in order to avoid or minimize a major accident;
- assessing the probability and consequences of such events;
- establishing appropriate performance standards to be achieved by any measures provided for ensuring effective evacuation, abandonment, recovery and rescue to avoid or minimize a major accident, identifying and knowing the means and routes of abandonment and protecting people against a major accident.

Thus, I described for the first time in the specialized literature the method of risk management which consists of the organized identification of risk sources and potential consequences that may be dependent on the location, activities and materials used or encountered in them.

The risk identification process applies to all stages of the life cycle of an installation and to all types of hazards encountered as a result of the development of hydrocarbon resources.

The question arises: what would be the risks identified for an oil installation located in the Black Sea and what could happen?

There are risks identified since the design period that can have an impact on health, safety and the environment.

Then there are risks associated with the operating period, production of hydrocarbons in the case of a fixed production platform.

The sections identified in this case would be:

- subsea wells with the eruption head mounted on the seabed;
- submarine pipelines and cables;
- the fixed platform itself, with or without crew on board;
- offshore logistics operations.

For major accident hazards/risks, a classification can be made according to type and location:

risks caused by hydrocarbons escaping from control:

- production manifold;
- wellhead, including flow pipes;
- wellhead stations;
- risers/pipelines;
- drilling and well operations

non-hydrocarbon risks:

- ship collision;
- helicopter crash;
- load collapses or unbalanced loads;
- structural collapse, including due to earthquakes;
- burner flare, fire caused by gas leakage.

Specifically, we have presented below a list of hazards identified for the activity in the offshore area of Romania, the Black Sea.

hydrocarbon:

- gaseous hydrocarbons;
- crude oil in pumping;
- low-pressure crude oil;
- LPG;
- hydrocarbons in the reservoir;
- paraffin.

explosives:

- substances that can cause detonation;

- traditional explosives.

hazards in the case of work under pressure:

- air under pressure;
- liquids under pressure;
- pressure vessels
- steam under pressure
- diving.

hazards caused by movement:

- land, naval, air transport;
- collision with other vessels;
- machinery with moving parts;
- hand tools that can cause cuts;
- transfer with personnel basket.

hazards caused by the environment:

- weather conditions;
- sea state;
- earthquake;
- corrosion of the structure of the installations.

Other areas under which such specific risks can be identified would be: evacuation, medical issues, security, ergonomic issues, corrosive substances, biological hazards, toxic products, radiation, electricity, etc.

Techniques for identifying risks in the process and methods for assessing these risks to decide how to act on them in terms of eliminating or reducing them, are perfectible.

We have presented both a qualitative and quantitative risk analysis below.

In the context of fires, explosions and hydrocarbon leaks, the assessment of these incidents could be part of the entire assessment of the facility, or it can be considered a separate process that provides information for the overall assessment.

When developing risk management measures, there is a wide range of issues that need to be considered to ensure that the selected measures are capable of performing their function when required.

These issues include the following:

- the nature of fires, explosions and spills that may occur;
- the risks of fires, explosions and spills;
- data on the terrestrial/marine environment;
- the nature of the fluids to be handled;

- anticipated ambient conditions;
- the temperature and pressure of the fluids to be handled;
- the quantities of flammable materials to be processed and stored;
- the flammability and toxicity of materials in non-hazardous areas, including the accommodation and control station;
- the quantity, complexity and layout of equipment on the facility;
- the location of the facility in relation to external assistance/support;
- the emergency response strategy;
- the production and crew philosophy;
- human factors;
- interaction with neighbouring facilities.

Acceptance of risk means accepting an identified risk and not taking any further action to reduce or eliminate it, because we can accept its impact and possible consequences.

Mobile offshore installations include drilling units, separate accommodation units and mobile units used for special maintenance tasks, while standby vessels, pipelay vessels, manned underwater operations vessels, seismic vessels and supply vessels are not covered by this term.

Fixed installations can be jackets permanently fixed to the seabed, but also onshore installations specialised in the processing of hydrocarbons.

Floating (and therefore mobile) production installations should be considered like any other production (or fixed) installation.

The way in which risk assessments are defined will usually determine the type of risk analysis to be carried out.

The risk assessments adopted in relation to these installations should, as far as possible, be in accordance with recognised and accepted models for the analysis of the associated risks.

In addition, the operator/owner should consider whether all relevant assumptions are valid in deciding to what extent the risk assessments can be accepted for the planned operation.

Account should be taken of:

- specific conditions (e.g. explosion probability, explosion release rate);
- site-specific aspects (e.g. environmental conditions, site-specific traffic);
- additional measures (e.g. in relation to neighbouring installations or operations on them).

The compliance with the recommendations for risk reduction measures necessary to meet the recommendations of the risk assessments must be verified by the operator/owner before accepting the installation.

When a mobile installation is to be connected to a production installation, the risk assessments for the production installation will usually be adopted for the entire complex.

We also described the current state of the design and construction of offshore platforms.

The offshore oil and gas industry is very important for the EU economy, involving sixteen Member States.

After the Deepwater Horizon accident in 2010, the question of creating adequate and modern EU-wide legislation on safety in the offshore oil and gas sector arose.

Thus, in June 2013, the European Parliament officially adopted Directive 30/2013/EU on the safety of offshore oil and gas operations (Offshore Safety Directive – OSD).

The main objective of the OSD is to reduce as much as possible the occurrence of major accidents and to limit their consequences in offshore oil and gas operations.

In July 2016, Romania adopted Law 165 on the safety of offshore oil operations, which defines a major accident as follows:

- ”a) an incident involving an explosion, fire, loss of control of the well or a spill of oil, gas or hazardous substances that involves or has a significant risk of involving death or serious injury to persons;
- b) an incident causing serious damage to the installation or connected infrastructure that involves or has a significant risk of involving death or serious injury to persons;
- c) any other incident resulting in the death or serious injury of 5 or more persons on the offshore installation from which the source of the hazard originates or who are carrying out offshore petroleum operations in connection with the installation or connected infrastructure; or
- d) any major environmental incident resulting from the incidents referred to in subparagraphs a), b) and c).”

Law 165/2016 focuses on the technological, process and (risk) management aspects of offshore activities, the failure of which would have a possible significant impact on health and the environment, the objective being to ensure an adequate level of safety for:

- people;
- installations;
- the environment.

In order to fully understand the offshore activity, we have described in an annex the history of Romanian oil and especially of the marine activities of exploration and exploitation of fluid hydrocarbon deposits.

We have also analyzed the constructive elements of the types of platforms existing worldwide, the main emphasis being on analyzing the safety structures of these platforms and especially on the design needs necessary to understand the functioning, operability of the systems and especially their efficient construction.

Chapter II provides an introduction to the risk of corrosion by describing the types of corrosive processes present in the Offshore industry, namely:

depending on the mechanism of the corrosion process:

- chemical corrosion;
- electrochemical corrosion;

depending on the location of the partial reactions:

- homogeneous corrosion;
- heterogeneous corrosion;
- film corrosion;

according to the appearance or type of attack distribution:

- general corrosion, uniformly distributed;
- localized pitting corrosion;
- galvanic corrosion;
- intergranular corrosion;
- corrosive cavitation;
- selective removal;
- microbiological corrosion;

depending on the environment:

- atmospheric corrosion;
- corrosion in water.

In the chapter I also described very well the corrosive processes encountered in my work, all the photos being my own and describing very well the corrosive process in the Black Sea. Corrosion is a phenomenon that develops over time.

Statistics on the failures of installations (submarine pipelines, fixed installation structures, jack-ups) indicate that the main failure modes are internal corrosion and external impact.

Corrosion can be extremely dangerous and takes many forms, but it is easy to manage.

As a rule, the more localized the corrosion is, the faster the penetration rate of the pipe or vessel wall is.

Corrosion, according to published studies, accounts for over 20% of submarine gas pipeline failures, and erosion cumulated with corrosion accounts for approximately 25% of accidental leaks from pipelines.

Furthermore, it has been reported that 40% of accidental hydrocarbon emissions into the environment are due to corrosion. Corrosion of aging pipelines, both onshore and offshore, worldwide has caused significant failures and required repairs and even replacements at enormous costs.

Pipeline integrity management pays particular attention to corrosion control.

In the case of offshore pipelines, repairs can be extremely expensive and must be brought back to as close to their original condition as possible.

Internal corrosion can be more dangerous than external corrosion because it can occur in pipelines where the operator expects it to be minimal.

Water that would normally remain suspended in the product can accumulate in some places and can cause internal corrosion in places where flow is low.

Integrity management requires pipeline operators to collect all manufacturing, maintenance and corrosion data for a distinct segment of each pipeline, information necessary for simulation using specialized software.

The following strategic elements are considered:

- mechanisms and failure rates caused by corrosion;
- remaining available service life;
- analysis and predictions from previous inspections regarding the rate of degradation;
- maximum allowable extent of damage and the results of risk assessments.

Based on the parameters, it is possible to determine the inspection time to evaluate the corrosion process, the rate and the degree of damage to the pipes.

In the case of drilling and extraction installations, fixed or mobile, corrosion can occur in various forms and aspects on/at different component parts or even in the dug wells affecting the downpipes and the drilling casing.

The causative and triggering factors of the corrosion process can be as follows:

- lack of paint protection;
- lack of cathodic protection;
- stress (in the water/air transition zone);
- richly oxygenated seawater;
- crustaceans;
- defective galvanic coating;
- inhibitors in drilling mud;
- cement composition;
- oxygen in injection water;
- hydrogen sulfide;
- acidification.

The practices and procedures used to manage corrosion in oil and gas exploitation involve appropriate and globally recognized technology.

In order to keep the complex corrosion process under control, the following aspects must be taken into account:

- selection of materials (steels, corrosion-resistant alloys);
- chemical treatment (using inhibitors, biocides);
- use of protective coatings (metallic, non-metallic, paints);
- cathodic protection (sacrificial anodes);
- process and environmental control (dehumidification);
- design (design review, life cycle study, risk identification).

The lifespan of an installation depends greatly on how these aspects are chosen and combined.

In my studies conducted on the metal elements of the Black Sea platforms, I can state that the factors that affect the corrosion rate are the following:

Relative humidity leads to an increase in the corrosion rate of up to 60%.

The external temperature of the Black Sea leads to an increase in corrosion in the splash zone, because a high temperature also increases the humidity and therefore the corrosiveness of the seawater. A process of salt deposition on the structural elements also takes place, which causes the corrosion rate to increase.

The wind ensures the dispersion of salt water particles and the impact of these constituent elements of the seawater on the metal elements, the corrosion rate being affected by the wind speed.

The metal structures used in the Black Sea are low in carbon content (below 20%) and contain Mn, Ni, Cr, Mo, Al, V, Ti, Nb to ensure very good mechanical resistance without diminishing the plasticity and toughness characteristics ($R_m > 490$ MPa, $R_c > 355$ MPa).

Offshore marine structures, made of steel, are exposed to corrosion in the saline environment. To protect them, sacrificial anodes are often used.

This technique involves connecting anodes, made of a more active metal than steel, to the platform structure. Thus, the anode corrodes instead of the steel, protecting the structure.

This process is based on the anodic polarization of the anode and the cathodic polarization of the steel.

Although simple, the method has the disadvantage of consuming the anodes over time. The protection is effective as long as a sufficient supply of oxygen is maintained at the steel surface, which limits the current density and ensures a constant potential.

Design Considerations

- the number and design of anodes influence the anode polarization curve;
- the designer must ensure an adequate potential across the entire structure, avoiding unprotected areas;
- the potential range for oxygen reduction is several hundred millivolts;
- the anodes must maintain the required potential for the life of the structure.

Design Process

1. Determine the potential required for protection, ensuring oxygen reduction and avoiding the release of hydrogen, which can embrittle the steel.
2. Select anodes that will provide the required potential and current.
3. Calculate the number and distribution of anodes to ensure uniform protection.
4. Monitor the potential of the structure during operation to verify the effectiveness of the protection.

Numerical models that simulate the distribution of currents are used to optimize cathodic protection of offshore oil platforms. The sacrificial anodes are placed near the platform, and their area of influence is delimited by an imaginary cylinder. The radius of this cylinder is set so as to encompass the majority of the current flow.

Modeling the external domain

Beyond this cylinder, an infinite domain is considered, modeled as a cylinder with a much larger radius.

This approximation allows the simplification of the energy transfer equations, without significantly affecting the accuracy of the results.

Simplifications and assumptions

In seawater, the variations in chemical composition are minimal, and the diffusion of current-carrying ions is negligible compared to their migration under the influence of the electric field. This assumption, together with the boundary conditions, allows the use of a primary current density distribution analysis.

Thus, only the influence of the electrical resistance of seawater on the current distribution is taken into account.

Corrosion of offshore platforms is a complex and costly problem in the oil and gas industry, these structures being essential for the exploration, drilling, production and storage of hydrocarbons.

They are also useful in the storage of carbon dioxide in depleted reservoirs, hydrogen and especially for the production of renewable energy.

Oil structures (whether metallic or hybrid) operate in difficult marine environments, being constantly exposed to factors that accelerate material degradation (aggressive marine environment, high salinity, increased humidity, temperature variations, ultraviolet radiation and marine organisms).

Corrosion is a major threat to structural integrity and operational safety, leading to component weakening, equipment failure (causing leakage of hazardous substances), endangering the health and lives of personnel and polluting the environment.

The economic impact of corrosion in the offshore industry is significant, involving high costs for repairs, equipment replacement, production losses and prevention and monitoring measures.

Effective corrosion management is crucial for this sector, as the process is influenced by environmental, operational and design/manufacturing factors.

Environmental factors include:

- salinity (high chloride concentration favors electrochemical reactions);
- temperature (high temperatures accelerate corrosion);
- oxygen concentration (variations create differential aeration cells);
- biofouling (marine organisms create corrosive micro-environments);
- alternating wet/dry conditions (wetting and drying cycles increase the corrosion factor);
- ultraviolet radiation (degrades protective coatings);
- water velocity (contributes to erosion corrosion);
- pH (extreme values accelerate corrosion),
- drilling and production fluids (which can be corrosive);
- mechanical damage to protective coatings;
- welding (welded areas may be more susceptible to corrosion).

Design and manufacturing factors include

- material selection (choosing corrosion-resistant materials is essential);
- surface preparation (adequate preparation is crucial for coating adhesion);
- component design (which can create corrosion-prone areas such as cracks).

It is very important that before starting the design and siting of an offshore installation (fixed drilling and/or extraction installation, wind turbine, etc.) the nature of the seabed is known.

It is worth noting that in the 1990s the installation of submarine pipelines and jackets in the Black Sea was not based on precise measurements in this regard, the only measurement made being the relative water depth.

Fixed installations in the Black Sea are interconnected through a considerable number of submarine pipelines, in addition to the pipeline going to the shore.

The sizing of the pipelines took into account:

- the operating regime and the physical and chemical characteristics of the transported fluids;
- self-ballasting of the pipeline to ensure the placement and fixation of the pipeline on the seabed;
- the stresses that may occur in the pipelines during the launch by the free-diving method with removable floats.

The average water depth measured along the route was approximately 50m and the total length of the route over 2000m, considering a non-uniformity coefficient of approximately 10%.

For the pipelines recently launched on the seabed, the same procedure was largely followed, except that this time a modern method of investigating the seabed, bathymetry, was used to establish the profile and exact depth of the water along the route.

That is why Chapter III describes for the first time in the specialized literature the danger of damage analyzed after a thorough review of statistics related to:

- climate, temperature, currents, wind force, wave height, etc. As an example to give here would be the average wave height in the area during storm periods but also the maximum wave height recorded in the last 100 years. For example, in the Black Sea the maximum recorded height was around 10 m of wave so the mobile self-lifting installations are fixed on the location at a height of approximately 12 meters above the water;
- naval traffic in the area of activity (number and type/size of vessels transiting the area and possibilities of surveillance, control and the level of radio or other communications with them);
- statistics of events due to traffic or weather conditions recorded worldwide, making the necessary extrapolations depending on the conditions and particularities of the activities;
- material defects, quality of initial assembly operations, accuracy of non-destructive testing;
- condition, operation over time and response speed of safety systems;

We also analyzed the stresses to which offshore platforms in the Black Sea are subjected.

We analyzed for the first time in the specialized literature the Jacket of the Ana production platform, a platform that will be operated remotely being a welded construction of the "space truss" type.

We also analyzed the stresses caused by possible movements taking into account that the structure of the Ana platform is fixed to the seabed by fixing piles driven from the surface with the help of a hammer specially designed for this purpose.

Thus:

- the wind force acts on the part of the structure above the water, on the equipment, the drilling derrick (if any), the social group, etc. In the design calculation of an offshore structure, wind speeds are taken into account for both normal and extreme conditions;
- the waves generated by the wind have irregular shapes and can vary in length and height, being able to act on the installations from different directions. This fact makes the intensity, distribution and forces that are developed difficult to determine. The forces due to the waves are taken into account for both normal and extreme conditions;
- sea currents are important because they influence the forces that act on the structure but also the process of mounting in position;
- marine vegetation, in most offshore operating areas, develops an additional weight that acts on the immersed components of the installations and is taken into account in the design calculations.

Next, with the approval of the BMT Argoss organization that carried out measurements in the Black Sea, we presented and statistically analyzed the estimated extreme values for different periods of time, of wind, waves and sea currents.

It should be noted that the directions from which these external factors act are different throughout the year, depending on the season, etc.

Given that meteorological data on the behavior of the Black Sea in the area of offshore platforms are collected for the last 36 years, it is difficult to predict the fundamental parameters and weather conditions that will affect new offshore constructions.

In the absence of measured wave data, the maximum storm surge can be estimated from the analysis of the wind state (assuming that the waves are caused by local winds).

That is why for the first time in the design of Offshore structures we numerically modeled:

- wind behavior at a height of 10 m over a period of 100 years;
- wind direction (which is its highest value), a function of wind speed (with the possibility of returning to 1 year- x_1 , 10 years- x_2 , 50 years- x_3 and 100 years- x_4);

- wind direction measured at 10 m and at a period of 10 minutes (which is its highest value); a function of wind speed (with the possibility of returning at 1 year- x_1 , 10 years- x_2 , 50 years- x_3 and 100 years- x_4);
- wind direction measured at 10 m and at a period of 1 minute (which is its highest value), a function of wind speed (with the possibility of returning at 1 year- x_1 , 10 years- x_2 , 50 years- x_3 and 100 years- x_4);
- wind direction measured at 10 m and at a period of 3 seconds (which is its highest value), a function of wind speed (with the possibility of returning at 1 year- x_1 , 10 years- x_2 , 50 years- x_3 and 100 years- x_4);
- value of Extreme wave height, y , (H_s (m)) a function of the wave return period at 1 year (x_1) at 10 years (x_2) at 50 years (x_3) and at 100 years (x_4),
- value of Extreme wave period, between peaks, y (T_p), (m) in the area of the Romanian platforms location depending on the wind direction (degrees) and depending on the return period at 1 year (x_1) at 10 years (x_2) at 50 years (x_3) and at 100 years (x_4);
- the value of the maximum extreme wave height (H_{max}) in the area of the Romanian platforms location depending on the wind direction (degrees) and depending on the return period at 1 year (x_1) at 10 years (x_2) at 50 years (x_3) and at 100 years (x_4);
- statistical values of extreme currents at the seabed, m , x is the Direction of the currents Degrees (degrees) with return period) and function of the return period at 1 year (x_1) at 10 years (x_2) at 50 years (x_3) and at 100 years (x_4);
- statistical values of extreme currents at the sea surface, m , x is the Direction of the currents Degrees (degrees) with return period) and function of the return period at 1 year (x_1) at 10 years (x_2) at 50 years (x_3) and at 100 years (x_4);
- the equation that determines the wind direction as a function of the values of the Extreme wave height H_s (m), the Extreme wave period, between peaks (T_p), (m) and the Extreme maximum wave height (H_{max});
- the equation of the variation of the direction of the currents as a function of the statistical value of extreme currents at the sea bottom, C_{fm} (m) and of the statistical values of extreme currents at the sea surface, C_{sm} (m).

A rare analysis performed in the case of Romanian platforms is the analysis of the effects of waves on the surface metal structures (Wave-in-deck (WID) analysis).

This analysis was abandoned in the recent period because it was considered that the upper part of the platform could be hit once every 100 years.

However, recent years have shown that due to global warming, these analyses must be performed and therefore we must evaluate the effects of these waves on the final load.

That is why we also determined the maximum value of the additional efforts calculated in the case of the environmental action with a return period of 100 years and the maximum value of the marine effects (due to global warming).

In the Black Sea area, three areas of offshore structures that require protection against corrosion were detected.

These are:

- The area below the water level (submerged area) and includes the length between the mud zone (mud) and the splash zone (wave action),
- The splash or wave action zone, which is under the action of waves and water droplets carried by the wind,
- The atmospheric zone, or wind action zone,

For most offshore platforms, the submerged area constitutes the largest area with surface area.

We have not considered the mud zone because it is subject to a much lower corrosion rate (since it is an area with less oxygen content).

The API RP-2A standard specifies certain requirements for the design of cathodic protection for offshore platforms, referring most of the details to NACE.

Corrosion of steel in seawater involves the flow of electric current between the anode and the cathodic regions of the steel surface.

Corrosion occurs only in the anodic regions, where metal ions enter solution in the presence of oxygen.

For this, we also analyzed the corrosion of marine installations and how to combat it, creating a numerical model to determine the number of zinc anodes and especially a simulation in COMSOL of the corrosion process of galvanic anodes.

This thesis aimed to present:

- a. in the first part, aspects related to the typology of offshore drilling platforms,
- b. in the second part, aspects related to the methods of identifying and assessing technological risk in the exploitation of offshore platforms,
- c. in the third part, to provide a numerical model regarding the behavior of the marine environment in the exploitation area of offshore platforms.

At the same time, the paper aimed to:

- a. create a simulation model of risk in the exploitation of offshore platforms,
- b. determine the danger zones in the case of operating an offshore exploitation platform,
- c. analyze the corrosive effects of the marine environment on offshore platforms and how to simulate the protection capacity of these oil installations.