



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
CONTRIBUȚII PRIVIND STUDIUL
CURGERII GAZELOR PRIN
PREVENITOARELE DE ERUPȚIE ÎN
FORAJUL SONDELOR MARINE

CONTRIBUTIONS TO THE STUDY OF GAS
FLOW THROUGH BLOWOUT PREVENTERS
IN MARINE WELL DRILLING

Autor: Drd.Ing. AL GBURI HASAN ALI MOSLEH

Conducător științific: Prof. Univ. Habil. Dr.Ing.Timur-Vasile Chiș
Ploiești, 2026

ABSTRACT

Teza de față a plecat de la necesitatea de a înțelege și descrie fenomenele ce au loc în urma funcționării defectuoase a prevenitoarelor de erupție.

Plecând de la experiențele nefaste din ultima perioadă de timp, când au avut mai multe erupții necontrolate și care s-au datorat în mare parte funcționării defectuoase sau a nefuncționării prevenitoarelor de erupție, manifestările eruptive fiind soldate cu incendii (Satu Mare, România) sau explozii, poluări și afectarea structurii platformei marine (Deepwater Horizon).

De asemenea locul meu de muncă actual, compania REPEDE și mai ales sarcinile mele de serviciu, a dus la studierea înțelegerii și descrierii a:

- a. Curgerii fluidelor petroliere prin prevenitoarele de erupție,
- b. Analiza efectelor manifestărilor eruptive asupra echipamentelor, mediului și angajaților,
- c. Efectele unor deteriorări ale prevenitoarelor de erupție în timpul probării acestora, asupra clădirilor și a angajaților,
- d. Modelarea numerică a zonelor de apariție a pericol în cazul erupției unor sonde petroliere,
- e. Modelarea în COMSOL a propagării unei explozii.

În primul capitol am studiat erupțiile necontrolate și fenomenele ce au loc în propagarea acestui fenomen.

Am definit aceste accidente tehnice (grave) care pot apărea în cazul forării sondelor de petrol și gaze și chiar și în timpul realizării de operații de creștere a productivității stratelor, acestea manifestări eruptive putând apare:

- a. În timpul traversării stratului productiv, ca urmare a pătrunderii fluidelor care saturează acest strat în fluidul de foraj,
- b. Ca urmare a variației presiunii în timpul manevrei de extracție a garniturii de foraj,
- c. Ca urmare a efectuării de operații de pistonare sau manșonare a stratului productiv și/sau a coloanei de tubare,
- d. În urma pierderii de fluid de foraj în timpul realizării operațiunilor de dislocare a rocilor (ca urmare a pătrunderii acestuia în straturile productive) și izolării complete a acestuia,
- e. Ca urmare a utilizării unui prevenitor de erupție, neclasificat sau necorespunzător, pentru clasa de presiune din sondă,
- f. În timpul perforării sau a operațiunilor de creștere a productivității sondelor,
- g. Ca urmare a eroziunii/coroziunii tubingului de foraj sau a coloanelor de tubaj și deci apariția de scurgeri de fluide multifazice neprogramate,
- h. Ca urmare a defectării garniturilor de etanșare de la flanșele coloanelor sau a capetelor de erupție (apariția unor scăpări de fluide sub formă de jet).

De asemenea am analizat calitativ și cantitativ fluidele care ar putea erupe, fiind constituite din:

- a. Gaze naturale asociate zăcămintelor productive sau în curs de explorare,
- b. Țiței,
- c. Apă asociată zăcămintului pătruns prin forare,
- d. Nisip și urme de roci dislocate prin forare,
- e. Componente ale fluidului de foraj (produse chimice, produse biologice, componenți de mărire a capacității stratului productiv, elemente de reducere a permeabilității stratului forat, etc.),
- f. Elemente dislocate din echipamentele (metalice sau de altă natură) avariate în urma curgerii necontrolate ale fluidelor din sondele aflate în erupție.

Modul de apariție a unei erupții necontrolate se datorează în primul rând faptului că în timpul executării forajului, în timpul traversării stratului saturat cu fluide sub presiune, apare de obicei un dezechilibru de presiune (între presiunea hidrostatică a coloanei de lichid din sondă și presiunea sub care se găsesc fluidele din strat).

Dacă presiunea hidrostatică a coloanei de lichid este mai mică decât presiunea din strat, fluidele din strat pătrund în lichidul din sondă, ducând la scăderea accentuată a presiunii hidrostatice a coloanei de lichid de la nivelul stratului (datorită difuziei particulelor de gaze în fluidul de foraj).

S-a observat că fluidele care saturează stratul, pot pătrunde în fluidul de foraj chiar în cazul în care presiunea hidrostatică a coloanei de lichid din sondă (la nivelul stratului) este mai mare decât presiunea la care se găsesc fluidele care saturează stratul (datorită gazeificării fluidului de sapă prin adsorbția gazelor la suprafața particulelor coloidale de argilă din fluidul de foraj).

În cazul unei saturații a stratului productiv numai cu faza lichidă (neexistând gaze libere sau în soluție) se observă o micșorare a greutatei specifice a fluidului de foraj (care se poate corecta) și care se datorează difuziei particulelor de lichid datorată variației de densitate dintre cele două fluide aflate în contact.

Studiul căilor de pătrundere a gazelor în fluidele de foraj mi-a permis să constat că acestea duc la gazeificarea fluidului de foraj și se datorează:

- a. Dizolvării gazelor în apa liberă din fluidul de foraj,
- b. Difuzia sub formă de bule,
- c. Adsorbția la suprafața particulelor coloidale,
- d. Dislocarea rocilor de către sapa de foraj și pătrunderea gazelor în fluid,
- e. Proceselor de efuziune.

Am analizat adsorbția gazelor libere la suprafața particulelor coloidale de argilă, poate duce la manifestarea stratului productiv (chiar dacă presiunea hidrostatică a coloanei de lichid din sondă la nivelul acestui strat este mai mare) și de asemenea volumul de gaze care intră în

soluție (în fluidul de foraj) și care este o funcție de presiune, temperatură, natura gazului, tipul rocilor, capacitatea de adsorbție a particulelor coloidale, etc.

Un subcapitol important a fost studiul modificării presiunii hidrostatice a fluidului de foraj în timpul manevrei garniturii de foraj, plecând de la ecuația lui W.T Cardwell, care a definit vâscozitatea fluidului de foraj în curgerea liniară, funcție de curgerea simetrică axială.

Studiul a pus în evidență rezolvarea ecuației debitului de curgere a fluidului de foraj prin interiorul garniturii de foraj și a debitului de curgere a fluidului prin zona dintre sondă și garnitura de foraj, introducând o funcție $F(z)$

$$F(z) = \frac{1}{\left(\frac{z^2}{z^2-1}\right) \ln z - \left(\frac{z^2}{z^2-1}\right)}$$

Care să definească mai ușor valoarea căderii de presiune la manevrarea garniturii de foraj.

$$P = \frac{4l\mu u}{R^2} \frac{1}{\left(\frac{z^2}{z^2-1}\right) \ln z - \left(\frac{z^2}{z^2-1}\right)}$$

$$P = \frac{4l\mu u}{R^2} F(z)$$

Analizând datele forajelor din România, am creat pentru prima oară o relație de calcul prin care pot să determin valoarea funcție $F(z)$ funcție de z și anume:

$$F(z) = -0,0057z^6 + 0,1767z^5 - 2,1847/z^4 + 13,686z^3 - 45,007z^2 + 70,913z - 35,963$$

Cu un grad de eroare (proporția variației variabilei dependente care este previzibilă din variabila independentă) $R^2 = 0,9794$

$$z = \frac{R \text{ este raza forajului}}{S \text{ lungimea forajului}}$$

Deci la extragerea unui tub cilindric (a garniturii de foraj) într-un alt tub plin cu lichid (gaura de sondă), lichidul din imediata apropiere a tubului, care se ridică este antrenat în aceeași direcție, în timp ce lichidul mai depărtat de tub tinde să coboare.

Deoarece, lichidul din tub (spațiul inelar) are o vâscozitate apreciabilă (a fluidului de foraj) are loc un fenomen de forfecare între cele două curenți, lichidul care urcă tinde să micșoreze presiunea hidrostatică a coloanei de lichid.

Aceste variații de presiune se produc de-a lungul garniturii de prăjini de foraj și scad în lungul coloanei de fluid de la talpa sondei la suprafață.

Deci căderea de presiune depinde și de viteza de extracție, crescând cu viteza de ridicare a garniturii.

Aceste variații de presiune se produc de-a lungul întregii garnituri de prăjini de foraj și scad liniar de la talpa sondei la suprafață.

Căderea de presiune care apare în lungul coloanei de lichid depinde de viteza de extracție și anume crește cu viteza de ridicare a garniturii și de asemeni crește cu mărimea spațiului inelar dintre garnitura de prăjini și gaura de sondă și direct proporțional cu vâscozitatea fluidului de foraj.

În cazul încărcării sapei sau a prăjinii grele cu materiale rezultate din dislocarea rocilor, spațiul dintre acestea și gaura de sondă se micșorează și mai mult astfel încât această variație de presiune, duce în realitate la scăderea presiunii hidrostatice a coloanei de lichid (deci la o valoare a acesteia stratul începe să producă).

În perioada când garnitura este oprită pentru deșurubarea unui pas, echilibrul se restabilește, însă variația de presiune va apărea la extragerea pasului următor.

Deci fluidele care saturează stratul pătrund din strat în gaura de sondă sub formă de dopuri la intervale aproximativ egale de timp.

Pe măsura creșterii numărului de dopuri are loc o transbordare a acestora spre suprafață, provocând mici erupții.

În final presiunea hidrostatică a coloanei de lichid din sondă, scade sub valoarea presiunii din stratul productiv, moment în care stratul va asigura erupția violentă a amestecului fluid de foraj-fluide petroliere.

În cazul obturării orificiilor sapei, variația de presiune se accentuează la toate nivelele din sondă.

La coborârea garniturii de foraj (prăjinii) în sondă, are loc același fenomen, cu mențiunea că presiunea suplimentară acționează de data aceasta în jos, ceea ce duce la creșterea presiunii hidrostatice a coloanei de lichid care se exercită asupra stratelor inferioare.

Creșterea valorii presiunii hidrostatice duce la atingerea presiunii de fisurare a stratelor productive și deci scăderea nivelului de lichid din sondă (datorat pătrunderii acestuia în fisuri).

Traversarea unei zone cu pierderi de circulație (zonă aflată sub formațiuni petroliere, gazeifere sau acvifere) face ca nivelul de lichid din sondă să scadă și deci presiunea hidrostatică a coloanei de lichid din sondă (la nivelul acestor formațiuni) va devenii inferioară presiunii sub care se găsesc fluidele care saturează formațiunile respective și deci fluidele din strat vor începe să erupă.

Spre deosebire de efectul de pistonare sau manșonare, efectul variației de presiune poate să apară la garnitura de prăjini fără nici o depunere exterioară (adică perfect curată) sau fără ca orificiile sapei să fie înfundate.

Efectul de pistonare sau manșonare are loc în momentul în care sapa, prăjina grea sau turbina sunt acoperite cu material survenit în urma dislocării rocilor și la manevra în sus a garniturii are loc o micșorare a presiunii hidrostatice a coloanei de lichid sub manșon, care provoacă aflul fluidelor din strat în sondă.

La oprirea manevrei, presiunea se restabilește, dar gazele și țiteiul nu mai intră în strat, prin repetarea fenomenului ajungându-se la un moment când presiunea hidrostatică a coloanei

de lichid la nivelul stratului este inferioară presiunii din strat, deci se poate declanșa manifestarea eruptivă bruscă a stratului.

Pe baza datelor culese în literatura de specialitate, în ceea ce urmează am creat un model numeric privind evoluția căderii de presiune la tragerea sau manevrarea coloanei de foraj pentru trei diametre de conducte (2 7/8 inch, 3 1/2 inch și 4 1/2 inch) în mai multe perioade de timp (90 secunde, 30 secunde, 10 secunde).

Astfel am determinat căderea de presiune raportată în psi/1000 feet (0,0689 bar/304 m sau 0,000227 bar/m).

Plecând de la ecuația bilanțului energetic între secțiunea corespunzătoare a părții inferioare a coloanei (la nivelul stratului productiv) și secțiunea de ieșire din sondă, am reușit în subcapitolul 1.3 să determin variația presiunii într-o sondă în timpul forajului

$$(p_f - p_c)^2 = \frac{100 k\mu^{0,065} (Q\Delta)^{1,935} x^2}{D^{5,058} (x - 100L)}$$

În ecuația de mai sus $x = 2,9227 \cdot \frac{T}{\Delta} (I_f - I_c)$, Q fiind debitul de gaze în Nm³/24 h, L este lungimea coloanei (adâncimea sondei) m, D este diametrul interior al coloanei de foraj, cm, μ vâscozitatea gazelor cP, T_m este temperatura medie °K, p_f și p_c fiind presiunile kgf/cm².

Valorile integralelor I_f și I_c sunt tabelate, rezolvarea ecuației 1.31 realizându-se prin încercări repetate.

De asemeni aceeași variație a presiunii am determinat-o și cu relația:

$$p_f^2 = p_c^2 e^{\frac{0,06833\gamma L}{ZT_m}} + \frac{1,583 \lambda Z^2 T^2 Q^2}{D^5} (e^{\frac{0,06833\gamma L}{ZT_m}} - 1)$$

p_c și p_f fiind presiunile din coloană (de la suprafață) și la nivelul stratului productiv (kgf/m²).

Calcululele efectuate pe un număr de 100 de sonde și comparate cu datele din teren, demonstrează că relația a doua este mai apropiată de realitate față prima relație.

De asemeni am reușit să determin și ecuația de variație a debitului de fluide a unei sonde aflată în manifestare eruptivă.

În finalul primului capitol am definit cauzele apariției acestor accidente (manifestări eruptive), acestea fiind:

- a. Neetanșeității echipamentului de suprafață, în acest caz eliminându-se aceste echipamente și apoi introducându-se o conductă cu un pachet sau un dispozitiv de etanșare la un capăt și un sistem de vane la celălalt capăt și preluarea debitului de fluide petroliere și reducerea presiunii din sondă prin metode clasice,
- b. Deteriorarea coloanei de tubaj și canalizarea fluidelor petroliere prin sol sau prin coloana distrusă. Remedierea accidentului constă în introducerea unor coloane prevăzute cu pachere la un capăt și cu vana de secționare la celălalt capăt.
- c. Deteriorarea coloanei de tubaj în mai multe locații plasate în adâncimea sondei, remedierea efectuându-se prin săparea altei sonde până la contactarea zonei deteriorate și introducerea de fluid de foraj greu (pentru omorârea sondei).

În cazul manifestărilor eruptive care au dus la declanșarea unor incendii și mai ales menținerea acestora, tehnologiile de reducere a impactului asupra mediului a acestor accidente, reducerea alimentării incendiilor cu substanțe inflamabile și mai ales eliminarea acestora, pleacă de la utilizarea următoarelor tehnici speciale necesare în aceste cazuri, cum ar fi:

- Utilizarea de echipamente speciale,
- Săparea de noi sonde dirijate pentru a intercepta sonda și apoi a o îneca,
- Săparea de galerii miniere, dirijarea fluidelor petroliere și înecarea sondei,
- Utilizarea de jeturi concentrate de spume cu CO₂,
- Declanșarea unor explozii și apoi, după stingerea incendiului, montarea de instalații adecvate pentru stoparea scurgerilor de fluide petroliere.

Capitolul al doilea studiază Modelarea curgerii gazelor prin prevenitoarele de erupție, reușind să determine:

- Ecuatiile de curgere,
- Variația proprietăților gazelor la trecerea prin prevenitorul de erupție.

Și în acest capitol am determinat pentru prima oară în literatura de specialitate ecuația variației de presiune înainte și după prevenitorul de erupție ($\frac{p_2}{p_1}$):

a. funcție de $\frac{T_2}{T_1}, \frac{d_2}{d_1}, \frac{v_2}{v_1}$.

$$y\left(\frac{p_2}{p_1}\right) = -3,67 + 0,66 X1 \left(\frac{d_2}{d_1}\right) + 3,88 X2 \left(\frac{T_2}{T_1}\right) + 0,15 X3 \left(\frac{v_2}{v_1}\right) - 0,062 X4 (M_1)$$

b. dacă se introduce și raportul M_2/M_1 ,

$$y\left(\frac{p_2}{p_1}\right) = -4,34 + 0,46 X1 \left(\frac{M_2}{M_1}\right) + 0,67 X2 \left(\frac{T_2}{T_1}\right) + 4,42 X3 \left(\frac{d_2}{d_1}\right) - 0,22 X4 \left(\frac{v_2}{v_1}\right) - 0,03 X5 (M_1)$$

Aceste ecuații au fost determinate pentru un coeficient adiabatic $\chi = 1,285$, apoi am determinat și pentru coeficient adiabatic (χ) de 1,18, variația de presiune înainte și după prevenitor ($\frac{p_2}{p_1}$) funcție de $\frac{T_2}{T_1}, \frac{d_2}{d_1}, \frac{v_2}{v_1}$ fiind dată de ecuația:

$$y\left(\frac{p_2}{p_1}\right) = -0,66 + 1,05 X1 \left(\frac{T_2}{T_1}\right) - 0,66 X2 \left(\frac{d_2}{d_1}\right) - 0,59 X3 \left(\frac{v_2}{v_1}\right) - 0,011 X4 (M_1)$$

Atunci când introducem în discuție și raportul M_2/M_1 vom avea o ecuație de forma (pentru un coeficient adiabatic de 1,18):

$$y\left(\frac{p_2}{p_1}\right) = 1,80 - 3,10 X1 \left(\frac{M_2}{M_1}\right) - 0,23 X2 \left(\frac{T_2}{T_1}\right) + 0,16 X3 \left(\frac{d_2}{d_1}\right) + 2,51 X4 \left(\frac{v_2}{v_1}\right) - 0,15 X5 (M_1)$$

Un subcapitol a fost dedicat studierii curgerii cu viteză mare prin tuburi (prăjini de foraj) a unui gaz eruptiv și modelării curgerii gazului eruptiv în zona de degajare a prevenitorului de erupție.

Foarte important în determinarea curgerii gazelor eruptive prin prevenitorul de erupție este necesitatea determinării presiunii de realizare a vacuumului la manifestări eruptive, analiză

efectuată în subcapitolul 2.5, creând un model numeric bazat pe determinarea raportului $\frac{p_2}{p_1} (y)$ funcție de rapoartele $\frac{d_2}{d_1}(x_1)$, $\frac{T_2}{T_1}(x_2)$ și a coeficientului adiabatic χ .

Ecuția este de tipul:

$$\frac{p_2}{p_1} = -1,36 - 0,11 \frac{d_2}{d_1} + 1,21 \frac{T_2}{T_1} + 0,76 \chi$$

În capitolul III am studiat comportarea în funcționare a prevenitoarelor de erupție. Astfel am prezentat un istoric al manifestărilor eruptive și am analizat accidentul de pe platforma Deepwater Horizon.

Am prezentat:

- a. riscurile asumate și neasumate în urma operării forajului de pe platformă,
- b. Erorile mecanismului de prevenire și control,
- c. Efectele accidentului Deepwater Horizon.

Nivelul de poluare atins de scurgerea de petrol a fost cel mai mare din istoria dezastrelor offshore.

Scurgerea de petrol a fost descoperită în după-amiaza zilei de 22 aprilie 2010, când o pată mare de petrol a început să se răspândească în zona de amplasare a platformei.

Petrolul a curs (s-a scurs) timp de 87 de zile. BP a estimat inițial un debit de 1000 până la 5000 de barili pe zi (160-790 m³/zi).

Grupul tehnic a estimat că debitul inițial a fost de 62.000 barili pe zi (9.900 m³ / zi).

Volumul total estimat al petrolului scurs a fost de aproximativ 4,9 milioane de barili (780 000 m³), devenind cea mai mare deversare accidentală din lume

Referitor la personalul care lucra pe platformă, potrivit oficialilor, la bord se aflau 126 de persoane, dintre care 79 angajați Transocean, șapte de la BP, iar 40 au fost ai firmelor contractante.

Un total de 115 persoane au fost evacuate.

Bărcile de salvare au dus 94 de muncitori la nava de aprovizionare, 4 au fost transportați pe o altă navă și 17 au fost evacuați cu elicopterul în centrele de traumatologie din Mobile, Alabama și Marrero, Louisiana.

Rapoartele inițiale au indicat că între 12 și 15 muncitori au fost dați dispăruți, Garda de Coastă a Statelor Unite lansând imediat o operațiune de salvare care a implicat două nave ale pazei de coastă, patru elicoptere și un avion de salvare.

Garda de Coastă a cercetat aproape 1.940 de mile pătrate (5.000 km²), pe 23 aprilie, anulând căutarea în final a 11 persoane care au fost date dispărute.

Oficialii au ajuns la concluzia că muncitorii dispăruți ar fi putut fi în apropierea exploziei și nu au putut scăpa de explozia bruscă și de accidentarea mortală.

Explozia a fost urmată de un incendiu care a cuprins platforma. După ce a ars mai mult de o zi, Deepwater Horizon s-a scufundat pe 22 aprilie.

În continuarea firească a tezei de doctorat, am prezentat și o istorie a manifestărilor eruptive din România și de asemeni o analiză a dezvoltării prevenitoarelor de erupție.

De asemenea am simulat și explozia care a avut loc pe platforma Deepwater Horizon.

Zona de accidentare mortală a fost de 91 m, de accidentare cu spitalizare de 126 m și de mici arsuri 196 m.

Lungimea flăcării deschide a fost de 14 m, și cantitatea de gaze arse a fost 71000 kg/minut adică de 234401 kilograme.

Pentru a observa modul de acțiune al BOP-ului (prevenitorul de erupție) asupra efectelor accidentului de pe platforma Deepwater Horizon, am analizat închiderea acestuia.

Pentru a constata efectul privind nivelul și amplitudinea exploziei, dacă se manevra la închis dispozitivul de etanșare (bacurile prevenitorului de erupție-BOP), am studiat prevenitorului luând în calcul un diametru a conductei de evacuare de 8 %, 10 %, 25 %, 50 %, 75 % și 100 % din diametrul prăjinii de foraj (5 ¾ inch).

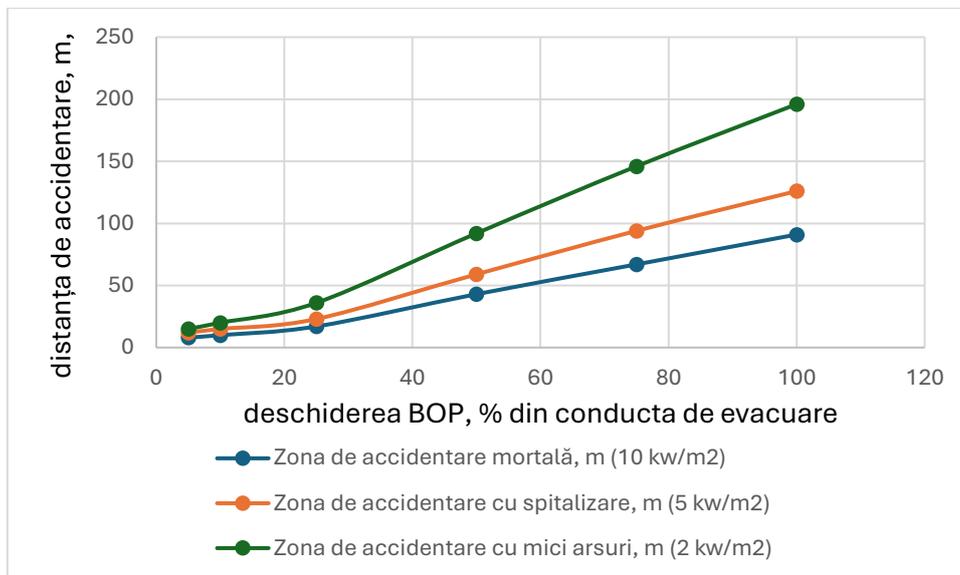


Figura I. Efectul exploziei de pe platforma Deepwater Horizon

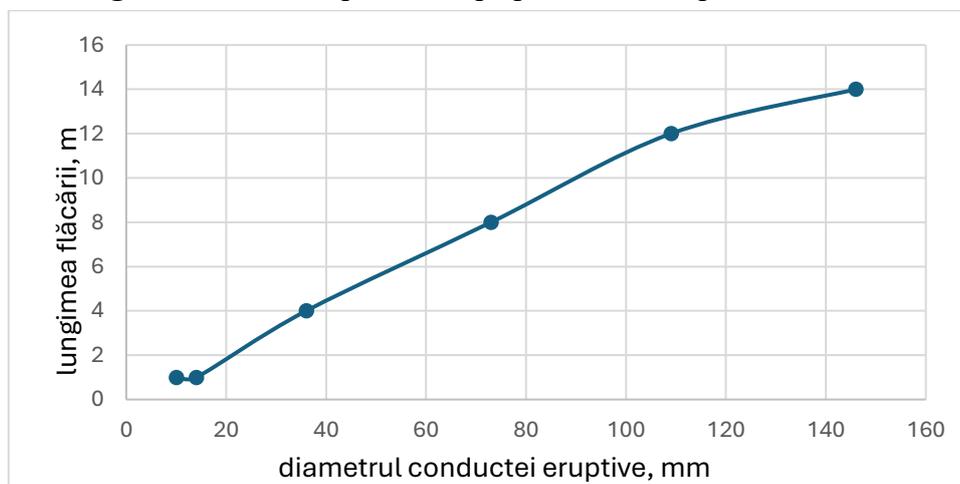


Figura II. Lungimea flăcării de pe platforma Deepwater Horizon

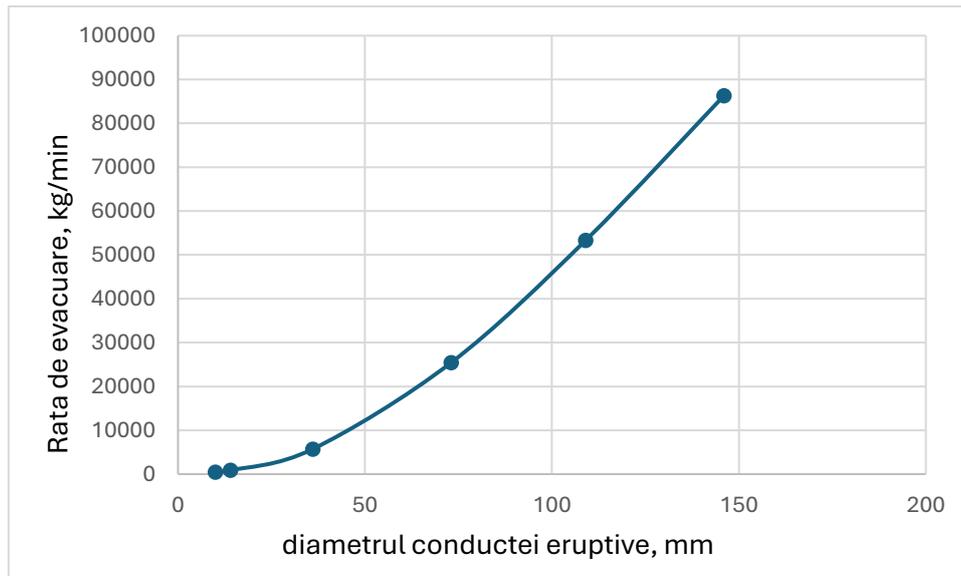


Figura III. Rata de evacuare a gazului de pe platforma Deepwater Horizon

În cadrul subcapitolelor III.8 și III.9 am descris prevenitoarele de erupție existente în România (orizontale și verticale), finalizând acest capitol cu un model de calcul numeric privind caracteristicile mecanice ale acestora.

Capitolul 4 analizează riscul în testarea și operarea prevenitorilor de erupție, accentul punându-se pe determinarea:

- Nivelulului de risc global calculat pentru locurile de muncă evaluate în cadrul acestei teze de doctorat:
 - a. Pentru testarea prevenitoarelor de erupție = 3,23,
 - b. pentru operarea prevenitoarelor de erupție=3,24.
- Nivelulului de risc global rezidual calculat pentru locurile de muncă evaluate în cadrul acestei teze:
 - a. Pentru testarea prevenitoarelor de erupție = 3,28,
 - b. pentru operarea prevenitoarelor de erupție=2,86.

Valoarea nivelului de risc global pentru operarea instalației de prevenire a erupțiilor, ar indica riscul potențial, specific industriei de țiței și gaze, valoarea ridicată a acestuia fiind datorată, în principal, riscurilor induse de prezența hidrocarburilor în procesul tehnologic.

În cazul factorilor de risc obiectivi (proprii mijloacelor de producție și mediului de muncă), s-a constatat că majoritatea sunt intrinseci procesului de muncă, dar apariția lor este condiționată de constituirea unor situații anormale pentru desfășurarea activității.

Delimitarea factorilor de risc în funcție de caracterul lor intrinsec sau specific procesului de muncă este utilă deoarece pe această bază se poate, acționa în consecință:

- factorii a căror prezență nu poate fi eliminată, putându-se doar reduce frecvența probabilă de producere a consecinței maxime previzibile – **factorii intrinseci**;
- factorii care pot fi eliminați complet, ceea ce contribuie rapid la reducerea nivelului de risc global - **factorii incidentali**, nespecifici procesului respectiv de muncă.

Evaluarea riscului constituie un instrument de lucru necesar și util atât pentru întocmirea documentată a planului de prevenire și protecție respectiv pentru orientarea optimă a eforturilor financiare în acest domeniu, cât și pentru începerea implementării sistemului de management al securității și sănătății în muncă.

În capitolul 5 am studiat efectele arderii benzinei și a țigeliului pe suprafața apei, rolul acestui studiu fiind de a determina o ecuație a influenței densității asupra arderii în timp.

Pentru acest lucru am simulat valoarea timpului de ardere funcție de densitatea produselor petroliere arse (cantitatea de produs petrolier ars), ecuația determinată fiind de forma:

Y (timpul de ardere, minute) = $-0,06 + 0,166 X1$ (cantitatea de benzină arsă, grame) + $0,121 X2$ (cantitatea de țigeli în amestec cu apă arsă, grame) + $0,099 X3$ (cantitatea de țigeli arsă, grame)

Vitezele de ardere au fost:

Benzină 3,25 g minut

Țigeli 1,75 g minut

Țigeli și apă 2,55 g minut

O atenție deosebită a fost acordată evoluției arderii țigeliului care era deasupra apei.

S-a observat cum apa a dus la împrăștierea țigeliului.

Temperatura atinsă 1150 grade C la țigeli și 1250 grade C la țigeli cu apă.

Raza de ardere a fost de 5.5 cm,

Diametrul de ardere 5,5 cm,

Înălțimea de ardere la țigeli 30.5 cm,

Înălțimea de ardere la țigeli cu apă 60.5 cm,

Înălțimea de ardere la benzina 50,5 cm.

Concluziile acestui capitol sunt următoarele:

- În cazul incendiilor la o pată de țigeli nu trebuie utilizată apă pentru stingere,
- Din cele arătate rezultă ca pericolul total nu poate fi indicat printr-o singură valoare numerică.
- Trebuie stabilite valori pentru pericolul arderii clădirii sau instalației precum și valori privind pericolul conținutului.
- Pentru evaluarea combustibilului și a proprietăților acestuia este necesară cunoașterea mărimii a o serie de indici care să intre cu valoarea respectivă în unele relații matematice.
- Totuși se poate rezuma că, la baza stabilirii pericolului de incendiu trebuie să stea, pe de o parte factori importanți care determină producerea și dezvoltarea incendiului, iar pe de alta parte, factori ce trebuie să determine prevenirea incendiilor, exprimați în aceasta prin anumite mărimi.

Ultimul capitol și cel mai important în analiza și modelarea operării prevenitoarelor de erupție unde în primul rând am analizat curgerea liberă a gazelor prin conductele rupte (libere și deschise) și prin prevenitoarele de erupție deschise la maximum utilizând ecuația lui Wilson.

Măsurătorile efectuate pe conductele de gaz (pe care au loc scăpări de gaz și/sau erupții necontrolate) arată că transferul de căldură de la gazul în mișcare către exterior (prin pereții conductei) are valori infime (menținându-se o stare aproape izotermă pe toată lungimea conductei).

Excepția de la această teorie sunt ultimii 200 de diametre ale găuri de sondă, unde procesul este adiabatic din cauza accelerației mari de la capătul țevii.

$$Q(t) = \frac{Q_0}{(1 + \alpha)} \left(e^{\frac{-t}{\alpha^2 \beta}} + \alpha e^{\frac{-t}{\beta}} \right)$$

Unde:

- Q este debitul de evacuare (kg s^{-1}),
- Q_0 reprezintă debitul înainte de producerea avariei sau a erupției necontrolate (ruperea conductei),
- α este un factor adimensional de conservare a masei,
- β reprezintă rata de timp adimensională de producere a scurgerii necontrolate.

De asemenea presiunea la interfața adiabatică/izotermală p_{ia} este dată de relația:

$$p_{ia} = \left(\frac{v_{ir}}{v_{ia}} \right) \left(p_r - \frac{1}{2} \rho_r v_{ir}^2 \right)$$

Algoritmul de calcul a evacuării gazului din conductă (prin erupție necontrolată) se realizează prin multiplicarea calcului unor rate de eliberare a acestuia în momente diferite.

Ca și în alte rutine de calcul, lungimea intervalului de timp variază astfel încât cantități egale de masă sunt eliberate în fiecare pas de timp.

Dacă n este numărul total de pași de timp, atunci fiecare nou pas de timp este calculat din cel anterior utilizând o schemă de iterație Newton-Raphson pentru a găsi rădăcinile ecuației:

$$F(t_{i+1}) = \frac{M_T}{n} - \int_{t_i}^{t_{i+1}} Q(t) dt$$

unde t_i este momentul de timp pentru calcul, anterior și t_{i+1} este momentul de timp nou.

Intervalul de timp minim este de 60 de secunde și calculul se consideră încheiat după o oră de evacuare a gazului în atmosferă.

În analiza evoluției stării de pericol pentru angajați și vizitatori, am creat pentru prima oară în literatura de specialitate:

- a. Evoluția frontului exploziv care poate produce decese în cazul angajaților și a personalului vizitator,
- b. Evoluția frontului exploziv care poate produce accidente cu spitalizare în cazul angajaților și a personalului vizitator,
- c. Evoluția frontului exploziv care poate produce accidente fără spitalizare în cazul angajaților și a personalului vizitator.

Modelul a plecat de la identificarea următoarelor rezultate în cazul producerii unei erupții la o sondă de gaze naturale:

- a. Lungimea flăcării deschide, m,
- b. Rata de evacuare a gazelor naturale, kg/min,
- c. Zona de accidentare mortală, m (10 kw/m²),
- d. Zona de accidentare cu spitalizare, m (5 kw/m²),
- e. Zona de accidentare cu mici arsuri, m (2 kw/m²).

Pentru calcul am luat:

- a. Diferite poziții ale prevenitorului conductei eruptive, (%), (100, 75, 50, 25, 10, 8), față de diametrul conductei de foraj (care am luat-o ca fiind de 146 mm),
- b. Diferite adâncimi ale conductei de foraj, (m), (1000, 2000, 3000),
- c. Diferite presiuni ale stratului productiv, (atm.), (50, 100, 200, 300).

Pentru prima simulare temperatura mediului ambiant și viteza vântului sunt de 25°C și 5 m/s.

Ecuția care descrie diametrul zonelor de accidentare mortală, m (10 kw/m²) (Y) funcție de diametrul conductei eruptive, mm (X1), adâncimea forajului, m (X2), presiunea stratului productiv, bar (X3), viteza vântului, m/s (X4), lungimea flăcării deschide, m (X5) și rata de evacuare, kg/min (X6) este următoarea:

$$Y=8,544-0,169 X1 -0,00018 X2 -0,00012 X3+ 2,798 X5 +0,00084 X6$$

Unde R² este egal cu 0,9898

Ecuția care descrie diametrul zonelor de accidentare care are efect spitalizarea celui accidentat, m (5 kw/m²) (Y) funcție de Diametrul conductei eruptive, mm (X1), adâncimea forajului, m (X2), presiune strat productiv, bar (X3), viteza vantului, m/s (X4), Lungimea flăcării deschide, m (X5) și Rata de evacuare, kg/min (X6) este următoarea:

$$Y=7,545-0,295 X1 -0,00018 X2 -0,00025 X3+ 4,889 X5 +0,00109 X6$$

Unde R² este egal cu 0,9846

Ecuția care descrie diametrul zonelor de accidentare fără spitalizarea celui accidentat, m (2 kw/m²) (Y) funcție de Diametrul conductei eruptive, mm (X1), adâncimea forajului, m (X2), presiune strat productiv, bar (X3), viteza vantului, m/s (X4), Lungimea flăcării deschide, m (X5) și Rata de evacuare, kg/min (X6) este următoarea:

$$Y=6,578-0,295 X1 -0,518 X2 -0,0004 X3+ 8,804 X5 +0,0015 X6$$

Unde R² este egal cu 0,9996

În subcapitolul 6.3. am analizat Modelarea curgerii gazului prin prevenitoarele de erupție funcție de starea vremii și de presiunea de zăcământ, creând mai multe ecuații care să descrie:

- a. Valorile ratei de evacuare a gazelor (kg/min) și a înălțimii flăcării jetului de gaze arse,
- b. Zonele de accidentare mortală, cu spitalizare sau fără spitalizare (kW/m²),

Funcție de:

- a. Presiunea stratului productiv (bar),
- b. Adâncimea sondei (m),
- c. Viteza vântului (m/s),
- d. Temperatura zonei de lucru (°C).

Ecuția de variație a diametrului zonei de accidentare mortală (Y) (10 kw/m²), funcție de:

- presiune strat productiv, bar (X1),
- viteza vântului, m/s (X2),
- temperatura, ° C (X3),
- Lungimea flăcării deschide, m (X4),
- Rata de evacuare, kg/min (X5),

$$Y = -44,3077786 - 0,225861111 X1 + 0,22566139 X2 - 0,08867012 X3 + 5,029962653 X4 + 0,002041408 X5$$

Ecuția de variație a diametrului Zonei de accidentare cu spitalizare, m (5 kw/m²), funcție de:

- presiune strat productiv, bar (X1),
- viteza vântului, m/s (X2),
- temperatura, ° C (X3),
- Lungimea flăcării deschide, m (X4),
- Rata de evacuare, kg/min (X5),

$$Y = -55,7927833 - 0,254216999 X1 + 0,228057717 X2 - 0,131313788 X3 + 6,598540386 X4 + 0,002517563 X5$$

Ecuția de variație a diametrului Zona de accidentare cu mici arsuri, m (2 kw/m²), funcție de:

- presiune strat productiv, bar (X1),
- viteza vântului, m/s (X2),
- temperatura, ° C (X3),
- lungimea flăcării deschide, m (X4),
- rata de evacuare, kg/min (X5),

$$Y = -86,00117517 - 0,489410055 X1 + 0,204721792 X2 - 0,210459724 X3 + 10,27790407 X4 + 0,004468704 X5$$

Totodată am construit o relație între lungimea flăcării deschise (m), diametrul conductei eruptive, adâncimea forajului (m) și presiunea stratului (bar).

$$Y = -0,96370487 + 0,106200923 X_1 - 7,997E-20 X_2 + 0,004180791 X_3$$

Concluziile simulărilor din acest subcapitol ne indică următoarele:

- a. Zona de accidentare mortală, m (10 kw/m^2) este cuprinsă între 31 m și 74 m când viteza vântului diferă între 5 și 15 m/s,
- b. Zona de accidentare mortală, m (10 kw/m^2) este cuprinsă între 33 m și 75 m când temperatura mediului ambiant diferă între 5 și 10°C ,
- c. Lungimea flăcării libere este cuprinsă între 14 și 16 m,
- d. Rata de evacuare este cuprinsă între 8440 și 52000 kg/min funcție de temperatura mediului ambiant, viteza vântului și presiunea stratului productiv,
- e. Zona de accidentare mortală, m (10 kw/m^2) este cuprinsă între 31 m și 10 m când diametrul conductei eruptive este cuprins între 8 % și 100 % din diametrul conductei eruptive la o presiune constată de 50 bar,
- f. Zona de accidentare mortală, m (10 kw/m^2) este cuprinsă între 31 m și 68 m când presiunea stratului productiv crește de la 50 bar la 300 bar (la același diametru de 100 %),
- g. La o deschidere a prevenitorului de erupție de 8 % din diametrul conductei eruptive, diametrul Zona de accidentare mortală, m (10 kw/m^2) este maximum 10 m.

De asemenea am descris în subcapitolul 6.4 necesarul de teste pentru punerea în funcționare a prevenitorilor de erupție precum și criteriile de acceptare.

În continuare am realizat un studiu privind efectele probelor de presiune asupra angajaților.

Am analizat efectele presiunii de testare asupra mediului ambiant în cazul spargerii sau neetanșeității echipamentului de testare (prevenitorului de erupție).

Pentru testare am luat apă cu ulei (acid sulfuric fumans) $y\text{SO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ cu o concentrație de 1 %.

Ecuțiile de variație a cantității de lichid scurse în atmosferă funcție de presiune și diametru sunt:

$y = -1E-06x^3 + 0,0003x^2 + 0,1043x - 0,44$ la un diametru al avariei de 2 cm, (y este cantitatea de lichid scursă kg/min),

$y = -9E-07x^3 + 0,0003x^2 + 0,1144x - 0,764$ la un diametru al avariei de 1 cm, (y este cantitatea de lichid scursă kg/min),

Foarte important este de a determina numeric zonele afectate de avarie funcție de presiune și diametrul avariei.

Ecuția diametrului zonei de distrugere a clădirilor (Y), m (adică diametrul zonei de avariere) funcție de presiunea de testare (bar) (X1) și diametrul avariei (cm) (X2).

$$Y = -5,3 + 0,058 X_1 + 3,2 X_2$$

Ecuția diametrului zonei cu accidente umane (Y), m (adică diametrul zonei de avariere) funcție de presiunea de testare (bar) (X1) și diametrul avariei (cm) (X2).

$$Y = -3,3 + 0,058 X_1 + 3,2 X_2$$

Ecuția diametrului Zonei unde pot apărea spargeri de geamuri și mici desprinderi de material, m (Y), m (adică diametrul zonei de avariere) funcție de presiunea de testare (bar) (X1) și diametrul avariei (cm) (X2).

$$Y = 6,4 + 0,052 X_1 + 0,4 X_2$$

De asemeni am determinat:

- Efectele unei avarii asupra mediului ambiant la diametrul de 1 cm (probare BOP)
- Efectele unei avarii asupra mediului ambiant la diametrul de 2 cm (probare BOP)
- Efectele unei avarii asupra scurgerii de lichide din BOP la un diametrul de 1 cm (probare BOP),
- Efectele unei avarii asupra scurgerii de lichide din BOP la un diametrul de 2 cm (probare BOP).

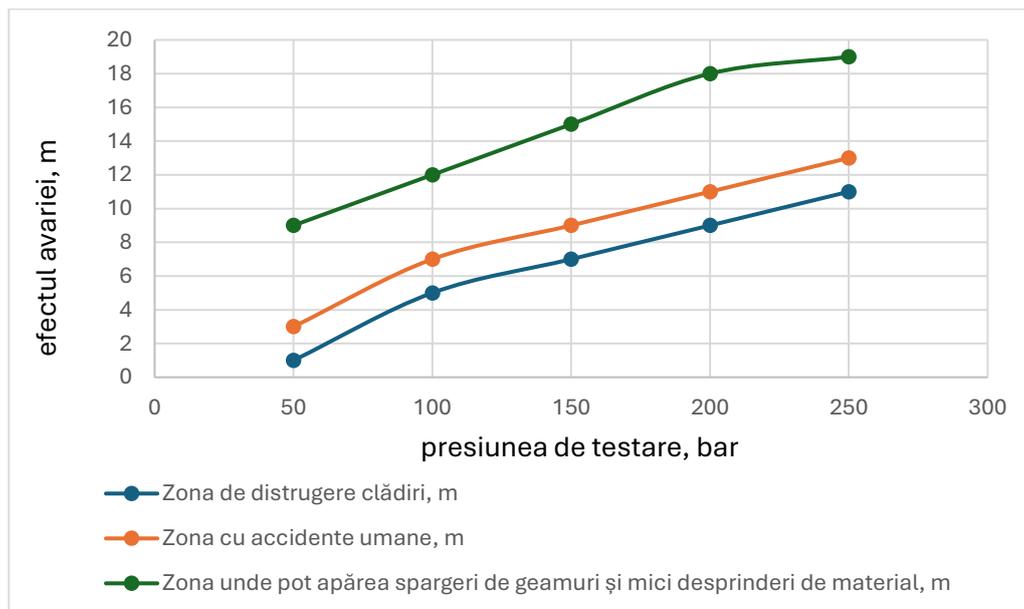


Figura IV Efectele unei avarii asupra mediului ambiant la diametrul de 1 cm (probare BOP)

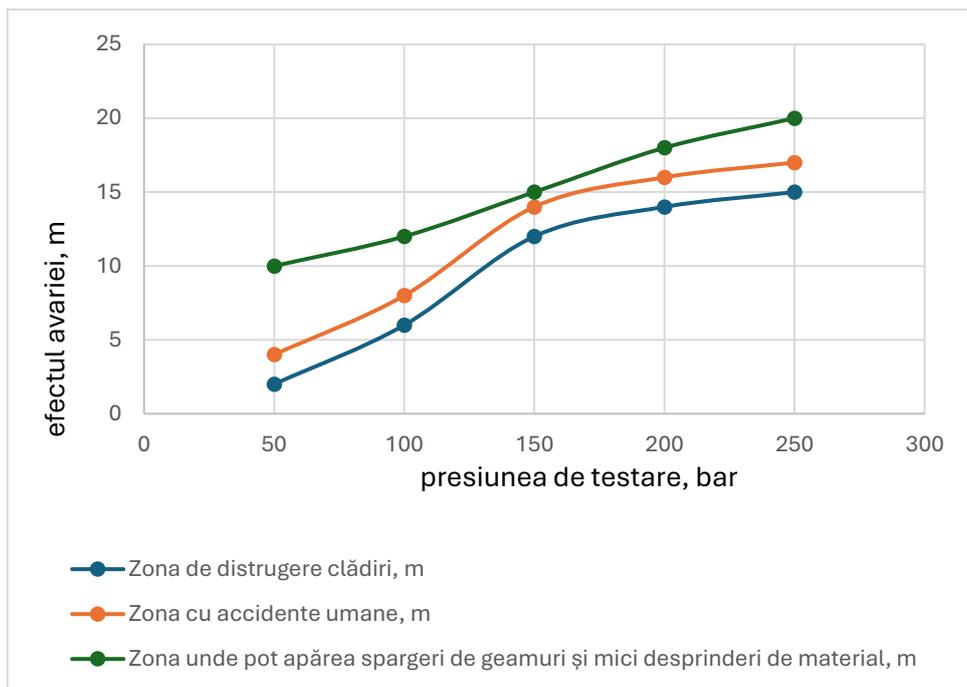


Figura V. Efectele unei avarii asupra mediului ambiant la diametrul de 2 cm (probare BOP)

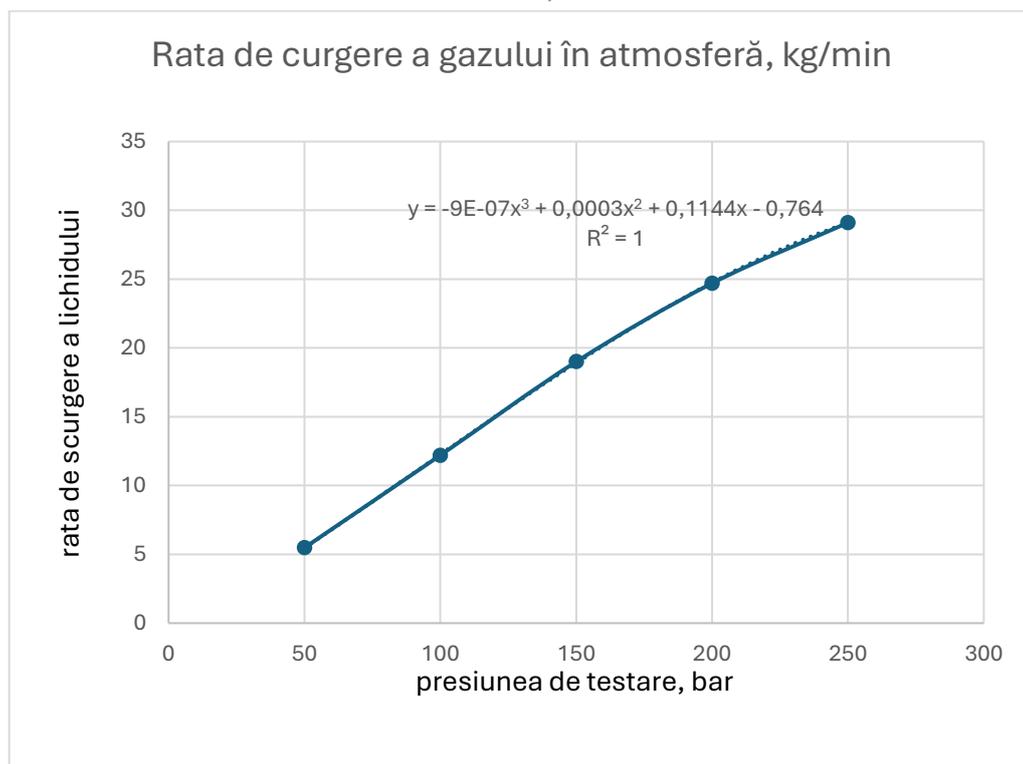


Figura VI. Efectele unei avarii asupra scurgerii de lichide din BOP la un diametrul de 1 cm (probare BOP)

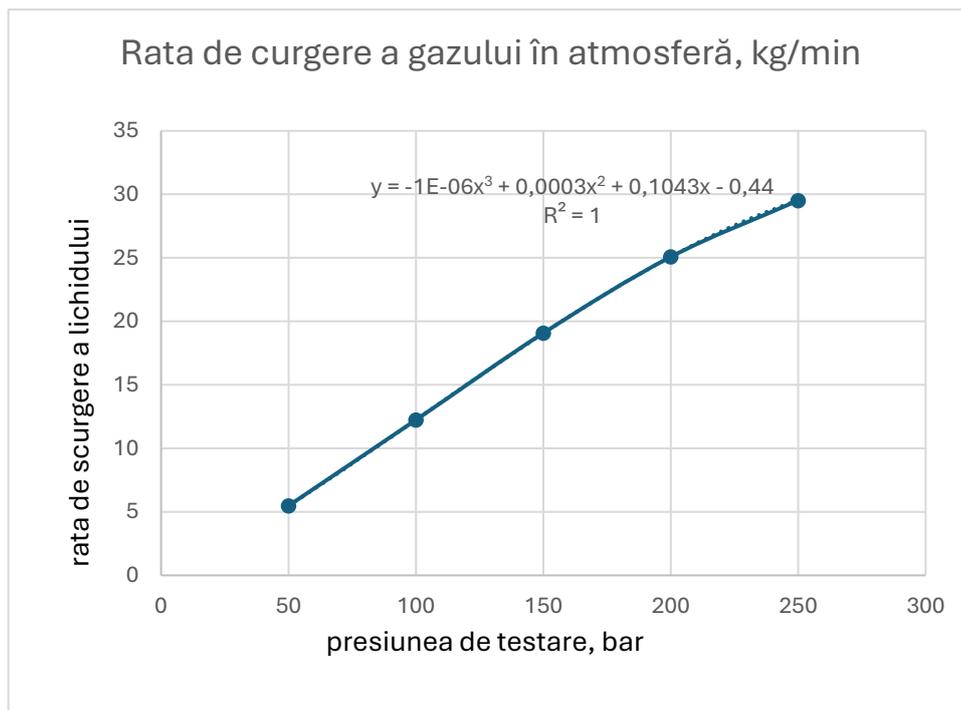


Figura VII. Efectele unei avarii asupra scurgerii de lichide din BOP la un diametrul de 2 cm (probare BOP)

Ultimul subcapitol reprezintă **Modelarea în COMSOL a exploziei prevenitorului de erupție cu scopul de a determina:**

- Valoarea maximă a puterii câmpului exploziv funcție de locul de producere a exploziei,
- Evoluția spectrului exploziei ,
- Evoluția derivativă a spectrului exploziei ,
- Frecvența undelor de transmitere a fluxului exploziei ,
- Evoluția frontului exploziv funcție de timpul de producere și transfer a acestor unde .

Lucrarea abundă în ecuații numerice și modele create în urma experimentelor realizate, cele 19 anexe fiind foarte bogate în înțelegerea materialului de față, precum și a cercetărilor realizate.

Așa cum se observă, am utilizat un număr mare de date culese din forajele marine și din testările de echipamente efectuate de către subsemnatul, lucrarea fiind foarte complexă și având la bază cele mai noi studii și cercetări mondiale.

ABSTRACT

The present thesis started with the need to understand and describe the phenomena that occur when eruption preventers malfunction.

Starting from the unfortunate experiences of the last period of time, when there were several uncontrolled eruptions, which were mostly due to the malfunctioning or non-functioning of the eruption preventers, the eruptive manifestations resulted in fires (Satu Mare, Romania) or explosions, pollution, and damage to the structure of the marine platform (Deepwater Horizon).

Also, my current job, the company REPEDE, and especially my job duties led to studying the understanding and description of:

- a. Flows of petroleum fluids through blowout preventers,
- b. Analysis of the effects of eruptive manifestations on equipment, the environment, and employees;
- c. The effects of damage to blowout preventers during their testing on buildings and employees,
- d. Numerical modeling of danger zones in case of oil well eruption,
- e. Modeling in COMSOL the propagation of an explosion.

In the first chapter, we studied uncontrolled eruptions and the phenomena that occur in their propagation.

We have defined these (serious) technical accidents that can occur in the case of drilling oil and gas wells and even during operations to increase the productivity of strata; these eruptive manifestations may occur:

- a. During the crossing of the productive layer, as a result of the penetration of the fluids that saturate this layer into the drilling fluid,
- b. As a result of the pressure variation during the drill string extraction maneuver,
- c. As a result of carrying out pistoning or sleeve operations of the productive layer and/or the tubing string,
- d. Following the loss of drilling fluid during rock dislocation operations (as a result of its penetration into the productive layers) and its complete isolation,
- e. As a result of using a blowout preventer, unrated or inappropriate for the pressure class in the well,
- f. During drilling or well productivity enhancement operations,
- Mr. As a result of erosion/corrosion of the drill tubing or tubing strings and thus the occurrence of unscheduled multiphase fluid leaks,
- h. This is a result of the failure of the seals on the flanges of the columns or the eruption heads (the appearance of fluid leaks in the form of a jet).

We also qualitatively and quantitatively analyzed the fluids that could erupt, being made up of:

- a. Natural gas is associated with productive deposits or is under exploration.
- b. Oil,
- c. Water associated with the deposit penetrated by drilling,
- d. Sand and traces of rocks dislodged by drilling,
- e. Components of the drilling fluid (chemical products, biological products, components to increase the capacity of the productive layer, elements to reduce the permeability of the drilled layer, etc.),
- f. Dislocated aspects of equipment (metallic or otherwise) damaged by the uncontrolled flow of fluids from erupting wells.

An uncontrolled blowout occurs primarily because during drilling, during the passage of the layer saturated with pressurized fluids, a pressure imbalance usually occurs (between the hydrostatic pressure of the fluid column in the well and the pressure under which the fluids in the layer are found).

If the fluid column's hydrostatic pressure is lower than the formation's pressure, the formation fluids penetrate into the wellbore fluid, resulting in a sharp drop in the fluid column's hydrostatic pressure at the formation level (due to the diffusion of gas particles in the drilling fluid).

It has been observed that fluids saturating the formation can penetrate the drilling fluid even if the hydrostatic pressure of the fluid column in the well (at the level of the formation) is higher than the pressure at which the fluids saturating the formation are found (due to the gasification of the drilling fluid by the adsorption of gases on the surface of colloidal clay particles in the drilling fluid).

In the case of saturation of the productive layer only with the liquid phase (there are no free gases or in solution), a decrease in the specific gravity of the drilling fluid is observed (which can be corrected), which is due to the diffusion of liquid particles due to the density variation between the two fluids in contact.

The study of the paths of penetration of gases into the drilling fluids allowed me to find that they lead to the gasification of the drilling fluid and are due to:

- a. The dissolution of gases in the free water from the drilling fluid,
- b. Diffusion in the form of bubbles,
- c. Adsorption on the surface of colloidal particles,
- d. Dislodgement of rocks by the drill bit and ingress of gases into the fluid,
- e. Effusion processes.

We analyzed the adsorption of free gases on the surface of the colloidal clay particles; it can lead to the manifestation of the productive layer (even if the hydrostatic pressure of the liquid

column in the well at the level of this layer is higher) and also the volume of gases entering the solution (in the drilling fluid) and which is a function of pressure, temperature, nature of the gas, type of rocks, adsorption capacity of colloidal particles, etc.

An important sub-chapter was the study of the change in the drilling fluid's hydrostatic pressure during the drilling rig maneuver, starting from the equation of W.T. Cardwell, which defined the drilling fluid's viscosity in linear flow as a function of axially symmetric flow.

The study highlighted the solution of the equation of the flow rate of the drilling fluid through the interior of the drill string and the flow rate of the fluid through the zone between the well and the drill string, introducing a function $F(z)$, which will more easily define the value of the pressure drop when handling the drilling rig.

$$F(z) = \frac{1}{\left(\frac{z^2}{z^2-1}\right) \ln z - \left(\frac{z^2}{z^2-1}\right)}$$

$$P = \frac{4l\mu u}{R^2} \frac{1}{\left(\frac{z^2}{z^2-1}\right) \ln z - \left(\frac{z^2}{z^2-1}\right)}$$

$$P = \frac{4l\mu u}{R^2} F(z)$$

Analyzing the data of the boreholes in Romania, I created for the first time a calculation relationship through which I can determine the value of the function $F(z)$ as a function of z , namely:

$$F(z) = -0,0057z^6 + 0,1767z^5 - 2,1847/z^4 + 13,686z^3 - 45,007z^2 + 70,913z - 35,963$$

With a margin of error (the proportion of variation in the dependent variable that is predictable from the independent variable) $R^2 = 0.9794$.

$$z = \frac{R \text{ is radius of drilling well}}{S \text{ is length of drilling well}}$$

So when a cylindrical tube (the drill string) is drawn into another fluid-filled tube (the wellbore), the fluid near the tube, which rises, is entrained in the same direction, while the fluid further away from the tube tends to descend.

Since the fluid in the tube (annular space) has an appreciable viscosity (that of the drilling fluid), a shear phenomenon occurs between the two streams. The rising fluid tends to decrease the hydrostatic pressure of the fluid column.

These pressure variations occur along the drill string and decrease along the fluid column from the bottom of the well to the surface.

So, the pressure drop also depends on the extraction speed, which increases with the packing lift speed.

These pressure variations occur along the entire drill string and decrease linearly from the bottom of the well to the surface.

The pressure drop along the fluid column depends on the extraction rate. It increases with the rate of rise of the liner and also increases with the size of the annular space between the rod liner and the wellbore and is directly proportional to the viscosity of the drilling fluid.

When the hoe or the heavy rod is loaded with materials resulting from the rocks' dislocation, the space between them and the borehole shrinks even more, so this pressure variation actually leads to a decrease in the hydrostatic pressure of the liquid column (at a value of this, the layer starts to produce).

When the gasket is stopped to unscrew a step, the balance is restored, but the pressure variation will occur when the next step is extracted.

So, fluids saturating the formation penetrate from the formation into the borehole as plugs at approximately equal time intervals.

As the number of plugs increases, they are transshipped to the surface, causing small eruptions.

Finally, the hydrostatic pressure of the liquid column in the well drops below the pressure value in the productive layer; at this point, the layer will ensure the violent eruption of the drilling fluid-petroleum fluid mixture.

When the holes are plugged, the pressure variation is accentuated at all levels of the well.

The same phenomenon occurs as the drill string (rod) is lowered into the wellbore, except that the additional pressure acts downward this time, resulting in an increase in the hydrostatic pressure of the fluid column exerted on the lower strata.

The increase in the hydrostatic pressure value leads to the reaching of the cracking pressure of the productive layers and, therefore, the decrease of the liquid level in the well (due to its penetration into the cracks).

Crossing an area with loss of circulation (an area under oil, gas, or aquifer formations) causes the level of liquid in the well to decrease. Therefore, the hydrostatic pressure of the column of liquid in the well (at the level of these formations) will become lower than the pressure under which the fluids that saturate the respective formations are found, and therefore, the fluids in the layer will begin to erupt.

Unlike the pistoning or sleeve effect, the pressure variation effect can occur at the rod packing without any external (i.e., perfectly clean) deposits or plugging of the hoe holes.

The pistoning or sleeve effect occurs when the bit, heavy rod, or turbine is covered with rock material. As the liner moves up, the hydrostatic pressure of the fluid column below the sleeve decreases, causing fluids from the formation to flow into the wellbore.

When the maneuver is stopped, the pressure is restored, but the gases and crude oil no longer enter the layer. By repeating the phenomenon, a moment can be reached when the hydrostatic pressure of the liquid column at the layer's level is lower than the pressure in the layer, triggering the sudden eruptive manifestation of the layer.

Based on the data collected in the specialized literature, we created a numerical model regarding the evolution of the pressure drop when pulling or handling the drill string for

three pipe diameters ($2^{7/8}$ inches, $3\frac{1}{2}$ inches, and $4\frac{1}{2}$ inches) in several time periods (90 seconds, 30 seconds, 10 seconds).

Thus, we determined the pressure drop reported in psi/1000 feet (0.0689 bar/304 m or 0.000227 bar/m).

In subchapter 1.3, I determined the pressure variation in a well during drilling by starting from the energy balance equation between the corresponding section of the lower part of the column (at the level of the productive layer) and the exit section from the well.

$$(p_f - p_c)^2 = \frac{100 k\mu^{0,065} (Q\Delta)^{1,935} x^2}{D^{5,058} (x - 100L)}$$

In the equation above $x = 2,9227 \cdot \frac{T}{\Delta} (I_f - I_c)$, Q being the gas flow rate in $\text{Nm}^3/24$ h, L is the length of the column (well depth) m, D is the inner diameter of the drill string, cm, μ gas viscosity cP, T_m is medium temperature °K, p_f și p_c is pressures kgf/cm^2 .

The values of the integrals I_f and I_c are tabulated, solving equation 1.31 by repeated attempts.

We also determined the same pressure variation with the relationship:

$$p_f^2 = p_c^2 e^{\frac{0,06833\gamma L}{ZT_m}} + \frac{1,583 \lambda Z^2 T^2 Q^2}{D^5} (e^{\frac{0,06833\gamma L}{ZT_m}} - 1)$$

p_c and p_f being the pressures in the column (from the surface) and at the level of the productive layer (kgf/m^2).

Calculations performed on 100 wells and compared with field data demonstrate that the second relationship is closer to reality than the first relationship.

I also determined a well's fluid flow variation equation in eruptive manifestation.

At the end of the first chapter, I defined the causes of these accidents (eruptive manifestations), which are:

a. Leakage of the surface equipment, in this case, removing these equipment and then inserting a pipe with a packer or a sealing device at one end and a valve system at the other end and taking over the flow of petroleum fluids and reducing the pressure in the well by classical methods,

b. Damage to the pipe string and channeling of petroleum fluids through the soil or the destroyed string. The remedy for the accident consists of introducing columns provided with packers at one end and with the isolating valve at the other end.

c. Damage to the tubing string in multiple locations downhole, remediation by drilling another well to contact the damaged area and injecting heavy drilling fluid (to kill the well).

In the case of eruptive manifestations that led to the start of fires and especially their maintenance, the technologies for reducing the environmental impact of these accidents, reducing the supply of flammable substances to fires and especially their elimination, start from the use of the following special techniques necessary in these cases, such as:

a. The use of special equipment,

- b. Digging new probes is directed at intercepting the probe and then sinking it.
- c. Digging mining tunnels, directing petroleum fluids, and sinking the well; d. The use of concentrated CO₂ foam jets,
- e. Initiation of explosions and then, after extinguishing the fire, installation of suitable installations to stop the leakage of petroleum fluids.

The second chapter studies the modeling of gas flow through blowout preventers, managing to determine:

- a. The flow equations,
- b. The variation of gas properties when passing through the blowout preventer.

In this chapter, we determined the pressure variation equation before and after the blowout preventer for the first time in the literature.

- c. Function to $\frac{T_2}{T_1}, \frac{d_2}{d_1}, \frac{v_2}{v_1}$.

$$y \left(\frac{p_2}{p_1} \right) = -3,67 + 0,66 X1 \left(\frac{d_2}{d_1} \right) + 3,88 X2 \left(\frac{T_2}{T_1} \right) + 0,15 X3 \left(\frac{v_2}{v_1} \right) - 0,062 X4 (M_1)$$

- d. Function to introduced report M₂/M₁,

$$y \left(\frac{p_2}{p_1} \right) = -4,34 + 0,46 X1 \left(\frac{M_2}{M_1} \right) + 0,67 X2 \left(\frac{T_2}{T_1} \right) + 4,42 X3 \left(\frac{d_2}{d_1} \right) - 0,22 X4 \left(\frac{v_2}{v_1} \right) - 0,03 X5 (M_1)$$

These equations were determined for an adiabatic coefficient $\chi = 1,285$, ap I also determined for the adiabatic coefficient (χ) de 1,18 , pressure variation before and after the preventer $\left(\frac{p_2}{p_1} \right)$ function to $\frac{T_2}{T_1}, \frac{d_2}{d_1}, \frac{v_2}{v_1}$, and result equations :

$$y \left(\frac{p_2}{p_1} \right) = -0,66 + 1,05 X1 \left(\frac{T_2}{T_1} \right) - 0,66 X2 \left(\frac{d_2}{d_1} \right) - 0,59 X3 \left(\frac{v_2}{v_1} \right) - 0,011 X4 (M_1)$$

When we also introduce the ratio M₂/M₁ into the discussion we will have an equation of the form (for an adiabatic coefficient of 1.18):

$$y \left(\frac{p_2}{p_1} \right) = 1,80 - 3,10 X1 \left(\frac{M_2}{M_1} \right) - 0,23 X2 \left(\frac{T_2}{T_1} \right) + 0,16 X3 \left(\frac{d_2}{d_1} \right) + 2,51 X4 \left(\frac{v_2}{v_1} \right) - 0,15 X5 (M_1)$$

A subchapter was devoted to the study of the high-velocity flow through tubing (drill rods) of an eruptive gas and the modeling of the eruptive gas flow in the blowout preventer clearance zone.

Very important in determining the flow of eruptive gases through the eruption preventer is the need to determine the vacuum pressure during eruptive events, analysis carried out in subchapter 2.5, creating a numerical model based on the determination of the ratio $\frac{p_2}{p_1}$ (y) and function to the reports $\frac{d_2}{d_1}(x_1), \frac{T_2}{T_1}(x_2)$ and adiabatic coefficient χ .

Equation is :

$$\frac{p_2}{p_1} = -1,36 - 0,11 \frac{d_2}{d_1} + 1,21 \frac{T_2}{T_1} + 0,76 \chi$$

In chapter III, we studied the behavior of the eruption preventers during operation. Thus, we presented a history of eruptive manifestations and analyzed the accident on the Deepwater Horizon platform.

I presented:

- a. the risks assumed and not assumed following the drilling operation on the platform,
- b. The errors of the prevention and control mechanism,
- c. Effects of the Deepwater Horizon accident.

The level of pollution reached by the oil spill was the highest in the history of offshore disasters.

The oil spill was discovered on the afternoon of April 22, 2010, when a large oil slick began to spread across the rig site.

The oil flowed (leaked) for 87 days. BP initially estimated a flow rate of 1000 to 5000 barrels daily (160-790 m³/day).

The technical group estimated the initial flow rate was 62,000 barrels per day (9,900 m³ / day).

The total volume of oil spilled was approximately 4.9 million barrels (780,000 m³), making it the largest accidental spill in the world.

According to the officials, 126 people were working on the platform, of which 79 were Transocean employees, seven from BP, and 40 from the contracting companies.

A total of 115 people were evacuated.

Lifeboats took 94 workers to the supply ship, four were transferred to another boat, and 17 were evacuated by helicopter to trauma centers in Mobile, Alabama, and Marrero, Louisiana.

Initial reports indicated that between 12 and 15 workers were missing, and the United States Coast Guard immediately launched a rescue operation involving two Coast Guard vessels, four helicopters, and a rescue plane.

The Coast Guard searched nearly 1,940 square miles (5,000 km²) on April 23, ultimately calling off the search for 11 people who were reported missing.

Officials concluded that the missing workers may have been in the vicinity of the blast and could not have escaped the explosion and fatal injury.

The explosion was followed by a fire that engulfed the platform. After burning for over a day, the Deepwater Horizon sank on April 22.

In the natural continuation of the doctoral thesis, I also presented a history of eruptive manifestations in Romania and an analysis of the development of eruption preventers.

We also simulated the explosion that took place on the Deepwater Horizon platform.

The area of fatal injury was 91 m, of injury with hospitalization 126 m, and of minor burns 196 m.

The open flame was 14 m long, and the amount of gases burned was 71000 kg/minute, or 234401 kilograms.

We analyzed the closure of the BOP (blowout preventer) to observe how it acted on the accident's effects on the Deepwater Horizon platform.

To determine the effect on blowout level and amplitude if the sealer (BOP-Bops) was operated closed, we studied the preventer considering a blowout pipe diameter of 8%, 10%, 25%, 50%, 75%, and 100% of the drill rod diameter (5 ¾ inches).

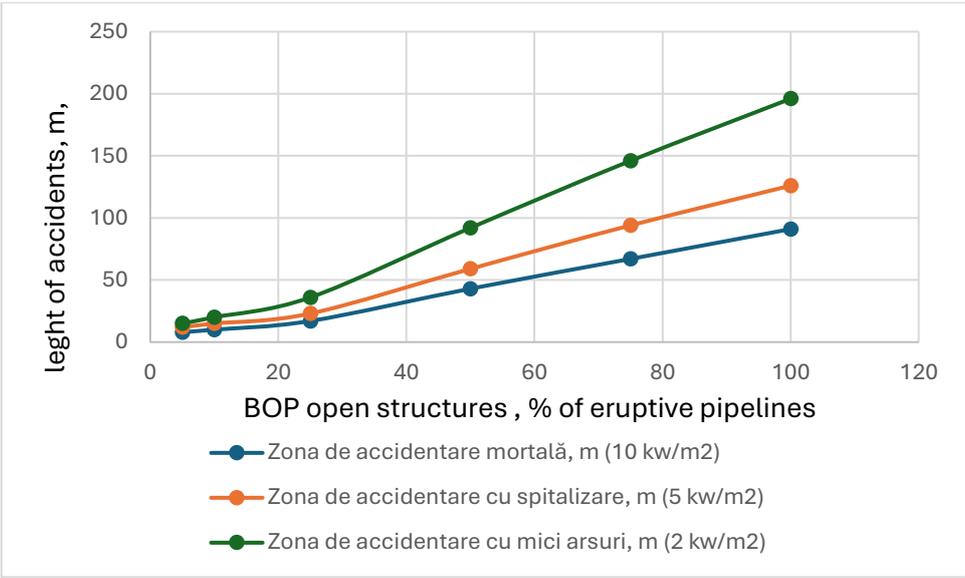


Figura I. The effect of the Deepwater Horizon explosion

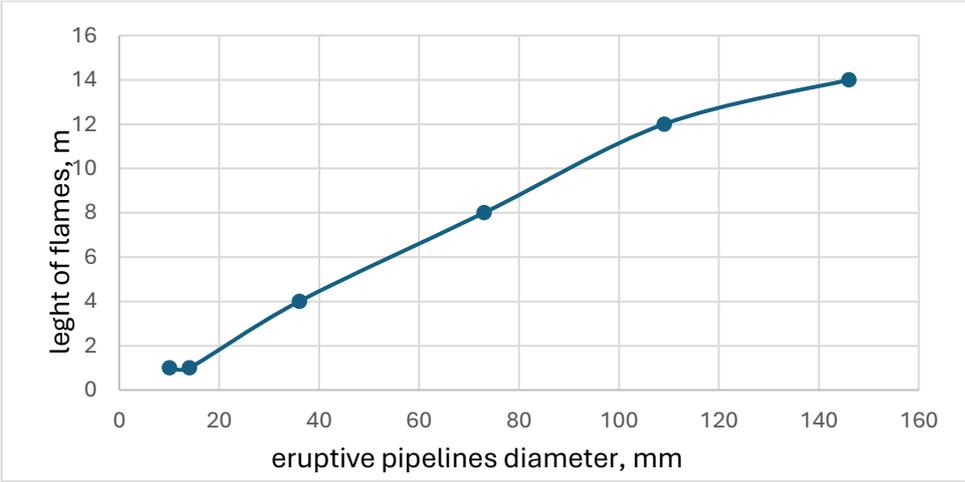


Figura II. The length of the Deepwater Horizon rig flame

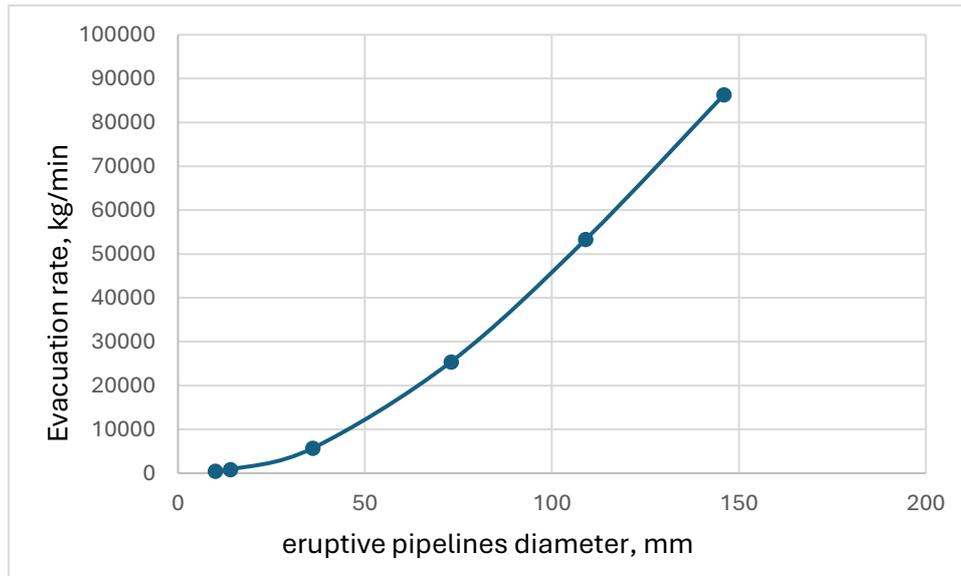


Figura III. Evacuation rate of gas to Deepwater Horizon platform

In sub-chapters III.8 and III.9, I described the eruption preventers (horizontal and vertical) in Romania, finishing this chapter with a numerical calculation model of their mechanical characteristics.

Chapter 4 looks at risk in the testing and operation of blowout preventers, focusing on determining:

- The global risk level calculated for the jobs evaluated in this doctoral thesis:
 - a. For testing flare preventers = 3.23,
 - b. for the operation of blowout preventers=3.24.
- The global residual risk level calculated for the jobs evaluated in this thesis:
 - a. For testing flare preventers = 3.28,
 - b. for the operation of blowout preventers=2.86.

The global risk level for the operation of the eruption prevention facility would indicate the potential risk specific to the crude oil and gas industry. Its high value is mainly due to the risks induced by the presence of hydrocarbons in the technological process.

In the case of the objective risk factors (specific to the means of production and the work environment), it was found that most of them are intrinsic to the work process, but their occurrence is conditioned by the creation of abnormal situations for the activity's performance.

The delimitation of risk factors according to their intrinsic character or specific to the work process is helpful because on this basis, it is possible to act accordingly:

- factors whose presence cannot be eliminated, the probable frequency of producing the maximum foreseeable consequence can only be reduced - intrinsic factors;
- factors that can be eliminated and quickly contribute to reducing the global risk level are incidental factors not specific to the work process.

The risk assessment is a necessary and useful work tool for the documented preparation of the prevention and protection plan, for the optimal orientation of the financial efforts in this field, and for the start of the implementation of the occupational health and safety management system.

In chapter 5, we studied the effects of burning gasoline and crude oil on the surface of water, the purpose of which was to determine an equation of the influence of density on burning over time.

For this, we simulated the value of the burning time as a function of the density of the petroleum products burned (the amount of petroleum product burned), the equation determined being of the form:

$$Y \text{ (times of fire, min.)} = -0,06 + 0,166 X1 \text{ (gasoline quantity, gr.)} + 0,121 X2 \text{ (oil and water quantity, gr.)} + 0,099 X3 \text{ (oil quantity, gr.)}$$

The burning rates were:

Gasoline 3.25 g minute

Crude oil 1.75 g min

Crude oil and water 2.55 g min

Special attention was paid to the evolution of the burning of the crude oil that was above the water.

It was observed how the water resulted in the spreading of the crude oil.

The temperature reached 1150 degrees C for crude oil and 1250 degrees C for crude oil with water.

The burning radius was 5.5 cm,

Burning diameter 5.5 cm,

Burning height for crude oil 30.5 cm,

Burning height for crude oil with water 60.5 cm,

Gasoline burning height 50.5 cm.

The conclusions of this chapter are as follows:

- a. In the case of fires at a crude oil spill, water must not be used for extinguishing,
- b. From what has been shown, a single numerical value cannot indicate the total danger.
- c. Values for the fire hazard of the building or installation must be established, as well as values for the hazard of the contents.
- d. To evaluate the fuel and its properties, it is necessary to know the size of a series of indices that enter with the respective value in some mathematical relationships.
- e. However, it can be summarized that, based on establishing the fire danger, there must be, on the one hand, essential factors that determine the occurrence and development of the fire, and on the other hand, factors that must evaluate the prevention of fires, expressed in this through specific quantities.

This is the last and most important chapter in the analysis and modeling of the operation of blowout preventers. I first analyzed the free flow of gases through broken pipes (free and open) and through fully open blowout preventers using Wilson's equation.

Measurements made on gas pipelines (on which gas escapes and/or uncontrolled eruptions occur) show that heat transfer from the moving gas to the outside (through the walls of the pipeline) is negligible (maintaining a nearly isothermal state along the entire length of the pipeline).

The exception to this theory is the last 200 borehole diameters, where the process is adiabatic due to the high end-of-pipe acceleration.

$$Q(t) = \frac{Q_0}{(1 + \alpha)} (e^{\frac{-t}{\alpha^2 \beta}} + \alpha e^{\frac{-t}{\beta}})$$

where:

- **Q is the exhaust flow rate (kg s^{-1}),**
- **Q_0 represents the flow rate before the damage or uncontrolled eruption (pipe break) occurs,**
- **α is a dimensionless mass conservation factor,**
- **β represents the dimensionless time rate of uncontrolled runoff production.**
- **Also the pressure at the adiabatic/isothermal interface p_{ia} is:**

$$p_{ia} = \left(\frac{v_{ir}}{v_{ia}}\right) \left(p_r - \frac{1}{2} \rho_r v_{ir}^2\right)$$

The algorithm for calculating gas evacuation from the pipeline (by uncontrolled eruption) is performed by multiplying the calculation of its release rates at different times.

As in other computational routines, the length of the time interval is varied so that equal amounts of mass are released at each time step.

If n is the total number of time steps, then each new time step is calculated from the previous one using a Newton-Raphson iteration scheme to find the roots of the equation:

$$F(t_{i+1}) = \frac{M_T}{n} - \int_{t_i}^{t_{i+1}} Q(t) dt$$

where t_i is the time instant for the calculation, previous and t_{i+1} is the new time instant.

The minimum time interval is 60 seconds and the calculation is considered completed after one hour of gas release to the atmosphere.

In the analysis of the evolution of the state of danger for employees and visitors, we created for the first time in the specialized literature:

- a. The evolution of the explosive front that can cause deaths in the case of employees and visiting personnel,
- b. The evolution of the explosive front that can cause accidents with hospitalization in the case of employees and visiting staff,

c. The evolution of the explosive front that can produce accidents without hospitalization in the case of employees and visiting personnel.

The model started from the identification of the following results in the event of a blowout at a natural gas well:

- a. The length of the open flame, m,
- b. Natural gas discharge rate, kg/min,
- c. Fatal accident area, m (10 kw/m²),
- d. Injury area with hospitalization, m (5 kw/m²),
- e. Injury area with small burns, m (2 kw/m²).

For the calculation we took:

- a. Different positions of the blowout preventer, (%), (100, 75, 50, 25, 10, 8), relative to the diameter of the drill pipe (which we took as 146 mm),
- b. Different depths of the drill pipe, (m), (1000, 2000, 3000),
- c. Different pressures of the productive layer, (atm.), (50, 100, 200, 300).

For the first simulation, the ambient temperature and wind speed are 25°C and 5 m/s.

The equation describing the diameter of the fatal injury zones, m (10 kw/m²) (Y) as a function of the eruptive pipe diameter, mm (X1), drilling depth, m (X2), productive layer pressure, bar (X3), wind speed, m/s (X4), open flame length, m (X5) and evacuation rate, kg/min (X6) is as follows:

The evolution of the explosive front that can produce accidents without hospitalization in the case of employees and visiting personnel.

$$Y=8,544-0,169 X1 -0,00018 X2 -0,00012 X3+ 2,798 X5 +0,00084 X6$$

Where R² is equal to 0.9898

The equation that describes the diameter of the injury zones that has the effect of hospitalization of the injured person, m (5 kw/m²) (Y) depending on the diameter of the eruptive pipe, mm (X1), the depth of the drilling, m (X2), the productive layer pressure, bar (X3), the wind speed, m/s (X4), the length of the open flame, m (X5) and the evacuation rate, kg/min (X6) is the following:

$$Y=7,545-0,295 X1 -0,00018 X2 -0,00025 X3+ 4,889 X5 +0,00109 X6$$

Where R² is equal to 0.9846

The equation that describes the diameter of the injury zones without hospitalization of the injured person, m (2 kw/m²) (Y) depending on the Diameter of the eruptive pipe, mm (X1), the drilling depth, m (X2), productive layer pressure, bar (X3), the wind speed, m/s (X4), the length of the open flame, m (X5) and the evacuation rate, kg/min (X6) is the following:

$$Y=6,578-0,295 X1 -0,518 X2 -0,0004 X3+ 8,804 X5 +0,0015 X6$$

Where R² is equal to 0.9996.

In subsection 6.3. we analyzed the Modeling of gas flow through blowout preventers depending on weather and reservoir pressure, creating several equations to describe:

a. The values of the gas discharge rate (kg/min) and the flame height of the flue gas jet,

b. Fatal accident areas, with or without hospitalization (kW/m²),

Function of:

a. The pressure of the productive layer (bar),

b. Well depth (m),

c. Wind speed (m/s),

d. Temperature of the working area (°C).

Variation equation of the diameter of the fatal injury zone (Y) (10 kw/m²), depending on:

- productive layer pressure, bar (X1),

- wind speed, m/s (X2),

- temperature, ° C (X3),

- Length of open flame, m (X4),

- Evacuation rate, kg/min (X5),

$$Y = -44,3077786 - 0,225861111 X1 + 0,22566139 X2 - 0,08867012 X3 + 5,029962653 X4 + 0,002041408 X5$$

Variation equation of the diameter of the Injury Zone with hospitalization, m (5 kw/m²), depending on:

- productive layer pressure, bar (X1),

- wind speed, m/s (X2),

- temperature, ° C (X3),

- Length of open flame, m (X4),

- Evacuation rate, kg/min (X5),

$$Y = -55,7927833 - 0,254216999 X1 + 0,228057717 X2 - 0,131313788 X3 + 6,598540386 X4 + 0,002517563 X5$$

Variation equation of the diameter Small burn injury zone, m (2 kw/m²), depending on:

- productive layer pressure, bar (X1),

- wind speed, m/s (X2),

- temperature, ° C (X3),

- the length of the open flame, m (X4),

- evacuation rate, kg/min (X5),

$$Y = -86,00117517 - 0,489410055 X1 + 0,204721792 X2 - 0,210459724 X3 + 10,27790407 X4 + 0,004468704 X5$$

At the same time, we built a relationship between the length of the open flame (Y) (m), the diameter of the eruptive pipe (X1), the depth of the borehole (m) (X2) and the layer pressure (bar) (X3).

$$Y = -0,96370487 + 0,106200923 X1 - 7,997E-20 X2 + 0,004180791 X3$$

The conclusions of the simulations in this subsection indicate the following:

- a. The fatal injury zone, m (10 kw/m²) is between 31 m and 74 m when the wind speed differs between 5 and 15 m/s,
- b. The area of fatal injury, m (10 kw/m²) is between 33 m and 75 m when the ambient temperature differs between 5 and 10 ° C,
- c. The length of the free flame is between 14 and 16 m,
- d. The evacuation rate is between 8440 and 52000 kg/min depending on the ambient temperature, wind speed and pressure of the productive layer,
- e. Fatal injury area, m (10 kw/m²) is between 31 m and 10 m when the diameter of the blast pipe is between 8 % and 100 % of the diameter of the blast pipe at a constant pressure of 50 bar,
- f. The fatal injury zone, m (10 kw/m²) is between 31 m and 68 m when the pressure of the productive layer increases from 50 bar to 300 bar (at the same 100% diameter),

At an opening of the blowout preventer of 8% of the diameter of the blowout pipe, the diameter Fatal injury zone, m (10 kw/m²) is a maximum of 10 m.

I have also described in subchapter 6.4 the test requirements for putting the eruption preventers into operation as well as the acceptance criteria.

Next, we carried out a study on the effects of pressure tests on employees.

We analyzed the effects of the test pressure on the environment in case of rupture or leakage of the test equipment (blowout preventer).

For testing I took water with oil (fuming sulfuric acid) ySO₃·H₂O with a concentration of 1%.

The equations for the variation of the amount of liquid leaked into the atmosphere according to pressure and diameter are:

$y = -1E-06x^3 + 0,0003x^2 + 0,1043x - 0,44$ at a damage diameter of 2 cm, (y is the amount of liquid drained kg/min),

$y = -9E-07x^3 + 0,0003x^2 + 0,1144x - 0,764$ at a damage diameter of 1 cm, (y is the amount of liquid drained kg/min).

It is very important to numerically determine the areas affected by the damage as a function of the pressure and the diameter of the damage.

Equation of the diameter of the building destruction zone (Y), m (ie the diameter of the damage zone) as a function of the test pressure (bar) (X1) and the diameter of the damage (cm) (X2).

$$Y = -5,3 + 0,058 X_1 + 3,2 X_2$$

Equation of the diameter of the human accident zone (Y), m (ie the diameter of the damage zone) as a function of the test pressure (bar) (X1) and the diameter of the damage (cm) (X2).

$$Y = -3,3 + 0,058 X_1 + 3,2 X_2$$

Equation of the diameter of the Zone where glass breaks and small material detachments can occur, m (Y), m (ie the diameter of the damage zone) as a function of the test pressure (bar) (X1) and the diameter of the damage (cm) (X2).

$$Y = 6,4 + 0,052 X_1 + 0,4 X_2$$

We also determined:

- The effects of a damage on the environment at a diameter of 1 cm (BOP test)
- The effects of a damage on the environment at a diameter of 2 cm (BOP test)
- The effects of a breakdown on the leakage of liquids from the BOP at a diameter of 1 cm (BOP test),
- The effects of a breakdown on the leakage of liquids from the BOP at a diameter of 2 cm (BOP test).

he last sub-chapter is COMSOL Modeling of blowout preventer explosion to determine:

- The maximum value of the power of the explosive field depending on the place of the explosion,
- The evolution of the explosion spectrum,
- The derivative evolution of the explosion spectrum,
- The frequency of the waves transmitting the explosion flow,
- The evolution of the explosive front depends on these waves' production time and transfer.

The work abounds in numerical equations and models created due to the experiments. The 19 appendices are very rich in understanding the present material and the research carried out.

As can be seen, we used a large amount of data collected from marine drilling and equipment testing carried out by the undersigned, the work being very complex and based on the latest world studies and research.

BIBLIOGRAFIE

1. Shafiee, M, Elusakin, T., Enjema, E., (2020). Subsea blowout preventer (BOP): Design, reliability, testing, deployment, and operation and maintenance challenges, *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 66 (2020) 104170,
2. Cardwell, W.T, (1953). Pressure Changes in Drilling Wells Caused Pipe Movementt, <https://www.scribd.com/document/390170966/Cardwell-1953-pdf>,
3. Poettman, F.H. , Carpenter, P.G. (1952). The Multiphase Flow of Gas, Oil, and Water through Vertical Flow Strings with Application to the Design of Gas-Lift Instal-lations. *Drilling and Production Practice*, New York, 1 January 1952, Document ID: API-52-257,
4. Jeong, J., Lim, C., Park, B.-C., Bae, J., Shin, S.-c., (2022). Multi-Objective Optimization of Drilling Trajectory Considering Buckling Risk. *Appl. Sci.* 2022, 12, 1829. <https://doi.org/10.3390/app12041829>,
5. Iancu, D., , Sulaiman D., Al Jubori H., (2023). Modelarea riscului a unei platforme de foraj din Marea Neagră (Risk assement of oil drilling platforms in Black Sea) AL XX -lea SIMPOZION NAȚIONAL STUDENȚESC „GEOECOLOGIA” PETROȘANI, 12-13 mai 2023, <http://www.upet.ro/geoeco/>, ISSN 2559-2106 ISSN-L 1842-4430
6. Sulaiman, D., Iancu, D., Al Jubori, H., (2023). The current state of research on the dilation processes of productive reservoir rocks related to natural gas wells, 75 Years of Energy and Performance in Education and Research 2023 Renewable Versus Fossil Fuels. *Global Energy Perspectives*, Ploiesti 9.11.2023, Book of abstracts, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, 2023, ISBN 978-973-719-887-7,
7. O'Reilly, O.M.,(2017). Kirchhoff's Rod Theory. In *Modeling Nonlinear Problems in the Mechanics of Strings and Rods; Interaction of Mechanics and Mathematics*; Springer: Cham, Switzerland, 2017; pp. 187–268,
8. Bembenek, M., Dzienniak, D., Dzindziora, A., Sułowski, M., Ropyak, L. (2023). Investigation of the Impact of Selected Face Milling Parameters on the Roughness of the Machined Surface for 1.4301 Steel. *Adv. Sci. Technol. Res. J.* 2023, 17, 299–312,
9. Onysko, O., Medvid, I., Panchuk, V., Rodic, V., Barz, C. , (2021). Geometric Modeling of Lathe Cutters for Turning High-Precision Stainless Steel Tapered Threads. In *Advances in Design, Simulation and Manufacturing IV. DSMIE 2021*; Ivanov, V., Trojanowska, J., Pavlenko, I., Zajac, J., Peraković, D., Eds.; *Lecture Notes in Mechanical Engineering*; Springer: Cham, Switzerland, 2021; Volume 1, pp. 472–480.
10. Westergaard, R., (1987). All About Blowout', *Norwegian Oil Review*, 1987 [ISBN 82-991533-0-1](https://doi.org/10.1007/978-991533-0-1),
11. www.sjgs.com, accesat 1.1.2025,
12. Bryan, W., (2010). *Gulf Oil Spill: Scientists Escalate Environmental Warnings*. *Time*, June 29, 2010,
13. Ending Oil Gushers – BOP . Aoghs.org, accesat 1.1.2025,

14. Engineering History. Asme.org, *acesat 1.1.2025*,
15. [https://en.wikipedia.org/wiki/Blowout_\(well_drilling\)#cite_note-6](https://en.wikipedia.org/wiki/Blowout_(well_drilling)#cite_note-6), *acesat 1.1.2025*,
16. Casselman, B. (2010). Rig Owner Had Rising Tally of Accidents. [The Wall Street Journal](#) Online,
17. Blow Out Preventer (BOP), video content produced by Transocean, *acesat 1.1.2025*,
18. Schlumberger Oilfield Glossary. Archived from the original on 2010-06-24. *acesat 5.1.2025*,
19. First Ram-Type Blowout Preventer (Engineering Landmark). ASME.org. *acesat 1.10.2024*,
20. Knox, Granville S., (1952). Control head and blow-out preventer", published 1952-09-09, assigned to Hydril Corp.
21. US 3667721, Vujasinovic, Ado N., Blowout preventer, published 1972-06-06, assigned to The Rucker Co.
22. Carl Franzen, Oil Spill Points to Rig Fail-Safe as Utter Failure, AOL news, archived from the original on 2010-05-04, *acesat 1.11.2024*,
23. Deepwater Horizon Joint Investigation Team official Web site. U.S. Coast Guard and Minerals Management Service. *acesat 1.12.2024*,
24. Hammer, D. (2010). Hearings: Rig's blowout preventer last inspected in 2005. Times-Picayune. *acesat 1.12.2024*,
25. Fountain, H., Wald, M.L. (2010), BP Says Leak May Be Closer to a Solution, The New York Times, *acesat 1.12.2024*,
26. Stupak, B., (2010). Opening Statement, Inquiry into the Deepwater Horizon Gulf Coast Oil Spill (PDF). U.S. House Committee on Commerce and Energy, Subcommittee on Oversight and Investigations. Archived from the original (PDF) on 2010-05-20. *acesat 1.12.2024*,
27. Leaking Oil Well Lacked Safeguard Device Wall Street Journal, 28 April 2010. *acesat 1.12.2024*.
28. National Commission, (2011) - National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling. 2011. "Deep Water. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling. Report to the President". Online PDF, *acesat 1.12.2024*,
29. http://web.jhu.edu/fluid_dynamics/Current_Projects/Oil%20Spill%20Research/Towin gtank.html
30. <https://www.mirror.co.uk/news/world-news/deepwater-horizon-survivor-death-wish-8936532>,
31. <http://response.restoration.noaa.gov/oil-and-chemical-spills/chemical-spills/resources/acute-exposure-guideline-levels-aegls.html>,
32. <https://turnul-cetatii.ro/sonda-nr-160-de-la-moreni-cel-mai-devastator-incendiu-din-istoria-industriei-petoliere/>,
33. https://en.wikipedia.org/wiki/Red_Adair,

34. <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-bops>,
35. Elusakin, T., Shafiee, M., (2020). Reliability analysis of subsea blowout preventers with condition-based maintenance using stochastic Petri nets, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2019.104026>.
36. Prevenitor de eruptie vertical, tip AC 7 1/16 - 3M, FExSTD, T20/250, PR 1, Manual de instalare si operare, REPEDE Pressure Control SRL,
37. Prevenitor orizontal dublu, tip ROH2 13 5/8 - 10M, STDxSTD, T20/250, PR 1 Manual de instalare si operare, REPEDE Pressure Control SRL,
38. Hopkins, P., Goodfellow, G., Ellis, R., Haswell, J., Jackson, N., (2009). Pipeline risk assessment: new guidelines, WTIA/APIA Welded Pipeline Symposium, Sydney, Australia,
39. Kotz, S., Johnson, N.L., C.B., Read, (1982), Encyclopedia of Statistical Sciences, Wiley. New York, 1982;
40. Huggett, R., Poryadin, A., Robertson, P., (1998). Final Report - Environmental Risk Assessments of Oil and Gas Activities Using National Security and Civilian Data Sources, U. S., Russia,
41. Lewis, S., Risk Criteria – When is low enough good enough?, Risktech Solutions Limited, 12 iunie, 1-8, 2007,
42. Fell, R., Ho, K.K.S., Lacasse, S., Leroi, E., (2005). A framework for landslide risk assessment and management – State of the Art Paper 1, Lanslide Risk Management, Hungr, Fell, Couture și Eberhardt (eds), Taylor și Francis, Londra, 3-25,
43. Pula, R., Khan, F.I., Veitch, B., Amyotte P.R., (2005). Revised fire consequence models for offshore quantitative risk assessment, Journal of loss prevention in the process industries, 18(4), 443-454, 2005,
44. Vinnem, J. E., (2005). Risk Assessment Vol. 1, Principles, Modelling and Applications of QRA Studies, Springer,
45. Det Norske Veritas, Marine risk assesement, Health and Safety Executive, London, 2002,
46. Budsky, S., Linhart, L., (2000). Profile ocupaționale, Institutul de Științe ale Educației – Centrul Național de Resurse pentru Orientare Profesională, București,
47. Energy Policy Group,(2015). Elementele unui regim fiscal optim al sectorului offshore din România – Policy Paper, București,
48. Iuga, V., (2015). Provocări în sectorul offshore de mare adâncime, PricewaterhouseCoopers Audit SRL,

49. Anon., (2001). Managing System Integrity for Hazardous Liquid Lines, 1st Ed., ANSI/ASME Standard 1160-2001, American Society of Mechanical Engineers. ASME International, New York, USA. November 2001,
50. Bolado, R., Gracceva, F., Zeniewski, P., Zastera, P., Vanhoorn, L., Mengolini, A., (2012). Best practices and methodological guidelines for conducting gas risk assessments, Publications Office of the European Union, Luxembourg,
51. Risk-Based Methodologies for Evaluating Petroleum Hydrocarbon Impacts at Oil and Natural Gas E&P Sites , API Publication 4709 , <https://www.api.org/oil-and-natural-gas/environment/environmental-performance/environmental-stewardship/resource-center-for-risk-based-methodolo>,
52. Brandsaeter, A., (2002). Risk assessment in the offshore industry, Safety Science, 40, 231–269, 2002,
53. Wilson, D. J. (1989). Personal Communication with William Lehr, 1989,
54. Wilson, D. J., Alberta. Pollution Control Division., and University of Alberta. Dept. of Mechanical Engineering. (1981). Expansion and plume rise of gas jets from high pressure pipeline ruptures. Edmonton: Pollution Control Division Alberta Environment,
55. Wilson, D. J., R. P. Angle, Alberta. Pollution Control Division., Alberta. Alberta Environment., and Alberta. Air Quality Control Branch. (1979). The release and dispersion of gas from pipeline ruptures. Edmonton: Air Quality Control Branch Pollution Control Division Environmental Protection Services,
56. Blevins, R. D. (1984). Applied fluid dynamics handbook. New York, N.Y.: Van Nostrand Reinhold Com.,
57. API 16A - Specification for Drill-through Equipment ,
58. API 5DP/ISO 11961 - Specification for Drill Pipe ,
59. ANSI/NCSL Z540-1 - Calibration Laboratories & Measuring & Test Equipment. General ,
60. ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1 and Division 2, <https://files.asme.org/Catalog/Codes/PrintBook/32477.pdf> ,
61. API 6X : 2019, Design Calculations for Pressure-containing Equipment, https://www.intertekinform.com/en-us/standards/api-6x-2019-98102_saig_api_api_2708558/ ,
62. API SPEC 6A Specification for Wellhead and Tree Equipment, <https://standards.globalspec.com/std/14328973/api-spec-6a> ,

63. Yue, B., Guddati, M.N., Dispersion-reducing Finite Elements for Transient Acoustics, *J. Acoust. Soc. Am.*, vol. 118, no. 4, pp. 2132–2141, 2005,
64. Kreiss, H.-O., Peterson, N.A, Yström, J., Difference Approximations for the second order wave equation, *SIAM J. of Num. Analys.*, vol. 40, 1940–1967, 2002,
65. Courant, R., Friedrichs, K.O., Lewy, H., On the Partial Difference Equations of Mathematical Physics, *IBM Journal*, vol. 11, pp. 215–234, 1956,
66. Alexandrescu, Fl, *Conducte si Armaturi*, Editura Tehnica, Bucuresti,
67. Buzdugan, Gh., *Rezistenta materialelor*, Editura Tehnica, Bucuresti,
68. Resetov D.N. - *Organe de mașini*, Editura Tehnica, București,â
69. Posea N., *Rezistenta materialelor*, Editura Didactica si Pedagogica, București, 1979,