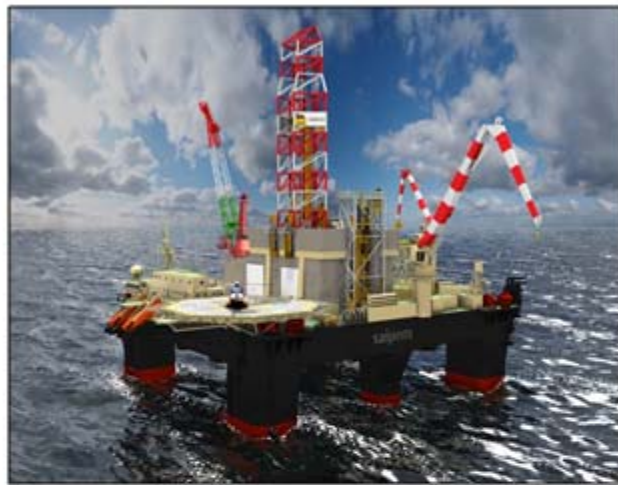


**MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENTIFIC  
RESEARCH**

**OIL-GAS UNIVERSITY OF PLOIEȘTI  
OIL & GAS ENGINEERING FACULTY**

**PhD Thesis-Abstract**

*Contributions concerning riser system and blow  
out prevention concerning deep and ultra-deep  
water drilling*



**Scientific supervisor**  
University Professor PhD. Eng.  
LAZĂR AVRAM

**PhD Candidate**  
ING. CLAUDIU ELVIS  
PETRICĂ TĂNASĂ

**2015**

Ing. Claudiu Elvis Petrică Tănasă

## **Contributions concerning riser system and blow out prevention with regard to deep and ultra-deep water drilling**

Offshore drilling for deep and ultra-deep waters is having a high technical complexity. The regulations concerning this area are still recommendations and not yet standards due to some uncertainty in this field concerning operational procedures and technical capabilities. Therefore, this thesis intends to emphasise and improve some operational elements with regards to offshore drilling. It is required prior planning for offshore drilling operations to evaluate the areas of concern and technical solutions to be adopted in order to successfully complete the operations.

The chapter 1 presents the main aspects concerning the environment influences over the positioning of the offshore drilling platform as well as the dynamic positioning system. Environmental aspects are having an important impact over the stability of the riser column and the positioning of the drilling rig. An incorrect placement of the buoyancy elements will lead to uncontrolled movements of the offshore rig as well as deformation of the riser column. Consequently the drill string will bent also which will result in damaging of the top drive as well.

As mentioned in this thesis, the positioning of the offshore drilling rig in deep and ultra-deep water is made exclusively by the dynamic positioning system. However, in order to increase the safety of the operations, light polymeric lines can be used as assistance which should be strong enough to cope with the forces developed by the offshore unit and environment. The dynamic positioning systems have evolved till 3<sup>rd</sup> generation but these are not fully reliable. In chapter 1 were presented few possible reasons for failure of this system and therefore losing position. Ideally, the position of the drilling unit will take in to consideration also using the mooring lines made from light and strong polymer lines.

Concerning the equipment to be used for deep water drilling, these are more or less similar to those used in normal waters with only one exception: subsea equipment and connected components. The riser system, tensioning system and the BOP are making the difference for this type of offshore drilling. The riser system, due to the high water depth is impacted by important hydrostatic and environmental forces which finally lead to compression, traction, shear and torque forces acting over the riser column. Naturally, the connected equipment is configured for deep water operational environment. All these are detailed in chapter 2.

This chapter analyse different components and technical capabilities specific for deep and ultra-deep water drilling. With regards to the riser column is recommended to use the auto fill valve in order to keep under control the integrity of the riser joints in case of losing the mud column. Failure to comply with this will result in damages over the riser joints due to hydrostatic pressure.

Depending on the environmental factor of the drilling location, the tensioning system to be used is either NOV or Shaffer type. A comparative analysis has been made in chapter 2 highlighting positive and negatives of each tensioning system. The analysis concludes that for calm waters is suitable the NOV type while for harsh environment the Shaffer system can perform better.

In chapter 3 a short analysis was made with regard to riser mechanics in operation but also in case of drift off the rig. The main functions of the riser columns are defined along with the operational connection of the tensioning system in order to fulfil the operational activities as intended. It was highlighted the importance of alignment of the riser column and the tensioning system in order to achieve operational success. Moreover, a good correlation of these two systems can reduce the cyclic loads over the well head system. The study presented in this chapter is in line with the requirements set forth in API 16Q for these 3 operational phases:

- Drilling
- Connected
- Disconnected

The forces and tensions resulted at the both ends of the riser column are highlighted in the simulation performed in chapter 3. In this chapter the riser column is represented as a tube with high thickness and subject of different loads and tensions like: traction, compression, torque and shear forces. Therefore, in order to highlight the impact of all these forces, it is recommended to use von Mises and Tresca relations. However, this chapter shows differences of the mechanical behaviour of the riser column depending of the water depth.

This chapter is analysing different loads of the riser column depending of different operational phases as following:

- Own weight of the riser column
- Loaded with drilling mud
- Loaded with sea water
- Action of the current in the sea

This ends with a graphical interpretation of the values of the upper and lower flex joints.

The loss of mechanical stability of the riser column has been highlighted and concluded with the short intervention time available in order to emergency disconnect in case of losing position. Therefore, the stability and finally the collapse of the riser column is affected also by the sea condition. The gradual deformation of the column until the final breaking point has been analysed from operational perspective as well as constructive with implications of the tensioning system and the telescopic joint.

In chapter 4 is presented an operational simulation of a riser column of 1921 meters. This simulation has been completed using the Riser Management System of a semisubmersible drilling rig. This software is produced by Kongsberg Maritime and is currently used in operations to manage the riser system. This simulation has been confirmed the theoretical results determined in the previous chapter. Once the operational data has been determined, these have been used for a fatigue analysis of the well head in order to verify the performance of the system from this point of view.

For this operational analysis the requirements of API 16Q and API 2RD were used. The study highlights two construction possibilities: with heavy risers and maximum buoyancy elements. This chapter contains several operational recommendations for preventing contingency

situations. The structural verification has confirmed the compliance with aforementioned standards.

The simulation has revealed the range between 0 and 10,5 meters deviation from horizontal of the riser column depending of the operational phase: connected or disconnected. One of the intentions of this chapter was to highlight the focus areas during the design of the riser string for deep and ultra-deep waters. The complexity consists not only from operational point of view and technical capabilities of the equipment used but also the environmental factor is an important contributor for successful operations. The equipments used for this type of drilling are having an increased capacity compared with the ones used for normal waters. In the first part an analysis was made in order to assess the following factors:

- Environmental
- Technical
- Operational

Each one is analysed and the impact over the drilling operations is emphasised.

With the operational structure defined, this has been verified with regards to the impact over the well head concerning the fatigue rupture of the well head. The aim of the analysis performed in chapter 6 is to evaluate the life cycle of the well head. The first evaluation of the system showed an important impact over the life cycle of the well head; therefore, improvement solutions were proposed. After a second evaluation of the system, this has improved the life time of the well head with 53%.

In addition a static and dynamic study was performed in order to highlight those areas where the tension level is above the average using of finite element method. The graphical analysis has confirmed the theoretical results determined previously.

Taking in to consideration the complexity of the offshore drilling in high deep waters, a BOP maintenance program was developed in order to successfully complete the operations in chapter 6. Hence, in this chapter the importance of a proper preventive maintenance program was highlighted in order to avoid unfortunate events like the one in the Gulf of Mexico. The maintenance program proposed in this chapter contains API elements but also operational experience of the author. This program is not referring only to offshore drilling for deep and ultra-deep waters but also to HPHT (high pressure high temperature situations) wells.

A short description and evaluation of the Macondo incident was made in chapter 7 and it was intended to present, based on public documents, the main factors which contributed to this unfortunate event. The offshore industry has drawn the necessary conclusions which ended up with the updates of the relevant standards in this area. Although the API 53 has been updated, still some areas are unclear such as emergency disconnect which was not the subject of this thesis but can be developed further.

The theme of this thesis has been established in 2009. The author, along with the scientific supervisor has anticipated the complexity and hazard in this area.

The chapter 8 of this thesis is evaluating the management of well control situations for deep and ultra-deep waters as well as HPHT (high pressure high temperature situations). In this

regard, personal contributions were made in order to increase the performance and safety of the drilling operations. Until recently, the drilling of HPHT wells was quite challenging due to the adverse conditions in the wells which was affecting the equipment used and consequently the subject of failure down hole. In order to manage such extreme conditions is required that well control equipment to be maintained in the best technical parameters.

If we are referring to high deep water drilling, the subject of hydrates comes in to the picture. The probability of such circumstances was evaluated and methods for prevention and contingency situations were evaluated.

**Keywords:** BOP, riser system, riser tensioning system, dynamic positioning, riser mechanics, well head fatigue, deep and ultra-deep water.

# INDEX

Abstract	4
1 Design elements for deep and ultra-deep water drilling	6
1.1 Environmental factors	6
1.2 Operational limitations for dynamic positioning system	6
1.3 Dynamic positioning for drilling rigs	7
1.3.1 Maintaining the position	9
1.3.2 Reference systems	10
1.3.3 Dynamic positioning operations	11
2 Deep water drilling specific equipment	12
2.1 Riser system for offshore drilling	13
2.2 Riser management system	14
2.3 Main tensioning systems	15
2.3.1 Shaffer tensioning system	15
2.3.2 N-line tensioning system	17
2.4 Deep water BOP	19
2.4.1 Annular preventer	23
2.4.2 BOP rams	25
3 Riser mechanics	26
3.1 Design of a riser column	26
3.2 Main contributors for losing stability of a riser column	28
3.3 Riser column dynamics	32
4 Main design parameters for a riser string for 1921 m water depth	36
4.1 Measurement units used for analysis	36
4.2 System description and operations	37
4.3 Properties of the system	39
4.4 Design characteristics of the riser string	40
4.5 Operational analysis of the riser string	42
4.5.1 General operational considerations	42
4.5.2 Structural verification	43
4.6 Profile simulation and specific loads for a riser string for 1921 m water depth	44
4.7 Analysis results	65
5 Study concerning fatigue rupture of the well head	69
5.1 Probability of fatigue rupture of the well head	69
5.2 S-N curves	71
5.2.1 S-N curves for variable cycles	72
5.3 Cumulative damage assessment	73
5.4 Cycle counting	73
5.5 Spectral analysis	73
5.6 Palmgren-Miner summation	74

5.7 Loads of the drilling rig	75
5.7.1 Wind, waves and current	76
5.7.2 Vortex induced vibrations (VIV)	79
5.8 Evaluation of the well head fatigue rupture	80
5.9 Simplified method for fatigue rupture evaluation	82
5.10 Static dynamic study of the well head	87
6 BOP maintenance recommendations	87
7 Case study – Macondo, Gulf of Mexico - April 2010	97
7.1 BOP configuration of Deepwater Horizon	105
7.2 Conclusions and recommendations of the investigation reports	106
7.3 Epilog of Gulf of Mexico event	113
8 Management of the well control system concerning HPHT wells	115
8.1 General considerations concerning HPHT wells	116
8.2 Real gases behavior	116
8.2.1 State change from P1,V1,T1 și Z1 to state 2	116
8.2.2 Gases expansion ratio	117
8.2.3 Gas solubility	118
8.2.4 Gas solubility in oil based mud	119
8.3 Operational and technical barriers concerning well control management for HPHT wells	120
8.3.1 General considerations	121
8.3.2 Operational barriers	121
8.3.3 Operational procedures for well control management	122
8.3.4 Technical barriers	122
8.3.5 Formation și prevention of hydrates	124
8.3.6 Gas expansion and cooling effect	126
8.5.8 Hydrates removal	127
8.5.9 BOP preparation	128
9 Conclusions and personal contributions	128
9.1 Conclusions	129
9.2 Personal contributions	129
10 Bibliography	133

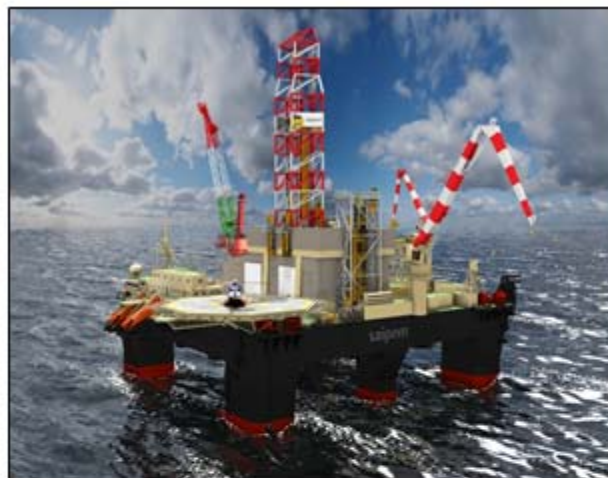


MINISTERUL EDUCAȚIEI ȘI CERCETĂRII  
ȘTIINȚIFICE

UNIVERSITATEA PETROL-GAZE, PLOIEȘTI  
FACULTATEA DE INGINERIA PETROLULUI ȘI  
GAZELOR

**TEZĂ DE DOCTORAT-REZUMAT**

*Contribuții privind sistemul de raizare și de  
prevenire a erupțiilor în condițiile forajului în ape  
adânci și ultra adânci*



Conducător Științific  
PROF.DR.ING.LAZĂR AVRAM

Doctorand  
ING. CLAUDIU ELVIS  
PETRICĂ TĂNASĂ

2015



Ing. Claudiu Elvis Petrică Tănasă

## **Contribuții privind sistemul de raizere și de prevenire a erupțiilor în condițiile forajului în ape adânci și ultra adânci**

Forajul marin în ape adânci și ultra adânci presupune elemente operaționale și tehnice de înaltă complexitate tehnică. Standardele referitoare acestui domeniu sunt încă la nivel de recomandări datorită multiplelor elemente incerte referitoare la procedurile operaționale și capacitățile tehnice. Tocmai de aceea această teză intenționează să accentueze și să îmbunătățească anumite elemente operaționale și tehnice cu privire la forajul marin în ape adânci și ultra adânci. Este necesar să se cunoască încă din faza de proiectare a operațiunilor de foraj a acelor elementelor principale de atenție precum și a soluțiilor ce trebuie adoptate pentru optimizarea și creșterea siguranței operațiunilor de foraj.

Capitolul 1 prezintă principalele aspecte de mediu și de poziționare dinamică ce sunt relevante în proiectarea spre execuție a sondelor marine. Aspectele de mediu influențează activitatea operațională cât și stabilitatea coloanei de raizere. O poziționare defectuoasă a elementelor flotoare poate conduce la deplasări necontrolate a platformei de foraj cât și la deformarea în domeniul plastic a coloanei de raizere. În consecință, și garnitura de foraj se va deforma iar acest lucru va avea impact și asupra top drive-ului.

Așa cum s-a menționat, poziționarea platformei de foraj pentru ape adânci și ultra adânci se face exclusiv cu ajutorul poziționării dinamice dar se poate analiza posibilitatea de a ancora platforma cu ajutorul unor parâme din material sintetic rezistente la forțele dezvoltate de gabaritul platformei cât și în conformitate cu specificul locației de desfășurare a operațiunilor.

Sistemele de poziționare dinamică au evoluat până la generația a 3-a dar acestea nu sunt infailibile. Capitolul 1 prezintă câteva cauze posibile pentru care acest sistem poate genera erori sau se poate pierde definitiv poziționarea pe locație. Modul ideal de operare este în poziționare dinamică asistată, dublată de ancorare cu șufe din materiale ușoare și rezistente.

În privința echipamentelor folosite pentru forajul în ape adânci și ultra adânci, acestea, în mare parte, sunt similare cu cele folosite pentru ape convenționale cu o singură excepție: echipamentele submersate împreună cu elementele conexe. Coloana de raizere, sistemul de tensionare precum și ansamblul de prevenitoare de erupție sunt echipamentele diferite pentru forajul în ape adânci și ultra adânci. Sistemul de raizere, datorită adâncimilor mari de apă este supus la forțe de tracțiune și compresiune mari precum și la presiuni hidrostatice specifice adâncimilor mari de apă. Acesta modifică implicit și capacitatea sistemului de tensionare care trebuie să fie capabil de a prelua forțele dezvoltate de coloana de raizere. În mod firesc, echipamentele adiacente care deservește ansamblul de prevenitoare de erupție, sunt configurate special pentru adâncimi mari de apă (sistemul de tensionare, coloana de raizere, sistemul de compensare pe verticală, sistemul de poziționare dinamică și sistemul de comandă electronică a ansamblului de prevenitoare de erupție). Toate acestea sunt detaliate în capitolul 2.

Totodată, acest capitol analizează diferitele componente și modul de funcționare cu accente specifice forajului de mare adâncime de apă. Specific pentru coloana de raizare se recomandă folosirea raizerului de umplere pentru ținerea sub control a stabilității coloanei de raizare în cazul pierderii accidentale a coloanei de noroi; acest lucru implică turtirea coloanei de raizare datorită presiunii hidrostatice.

În funcție de specificul locației, se pot folosi sistemele de tensionare Shaffer sau NOV. O analiză comparativă a acestor sisteme s-a realizat în capitolul 2 făcând o sinteză asupra avantajelor și dezavantajelor fiecăruia. Analiza concluzionează că în ape agitate sistemul Shaffer este mai versatil pe când cel N-line este pretabil apelor mai puțin agitate.

Capitolul 3 face o analiză succintă a mecanicii raizerelor în modul operational dar și în cazul derivei platformei de foraj. Se definesc principalele funcții ale coloanei de raizare precum și interdependența cu sistemul de tensionare în sensul îndeplinirii funcțiilor proiectate. S-a evidențiat importanța corelării coloanei de raizare cu sistemul de tensionare fără de care nu se pot asigura cu succes funcțiile operaționale. Totodată, o buna armonizare a celor doua sisteme menționate, pot contribui la reducerea încărcărilor ciclice la capul de sondă. Studiul prezentat în acest capitol înglobează cerințele operaționale prevăzute în API 16Q cu cele 3 moduri de operare:

- modul foraj;
- modul conectat;
- modul deconectat.

Forțele și tensiunile de la capetele coloanei de raizare sunt evidențiate și analizate iar valorile tensiunilor au fost determinate experimental în capitolul 3. Acest capitol tratează coloana de raizare ca un tub cu pereți grosi suspus la diferite solicitări (tracțiune, compresiune, forfecare și torsiune) dar la lungimi mari se poate trata ca un fir din punct de vedere al solicitărilor mecanice. Astfel, pentru un calcul al solicitărilor ce afectează coloane de raizare, se pot folosi relațiile von Mises și Tresca. S-a evidențiat faptul că diferite adâncimi de apă afectează în mod distinct coloana de raizare.

Evaluarea coloanei de raizare din acest capitol pune în evidența diagramele de efort în diferite faze operaționale. Astfel, se ilustrează impactul coloanei de raizare la diferite încărcări, după cum urmează:

- greutate proprie
- încărcată cu noroi
- încărcată cu apă
- acțiunea curenților marini

Totodată s-au reprezentat grafic oscilațiile coloanei de raizare și tensiunile aplicate la articulațiile inferioare și superioare.

Pierderea de stabilitate și mecanica coloanei de raizare a fost pusă în evidența, concluzionând cu timpul de intervenție relativ scurt avut la dispoziție pentru inițierea decuplării de urgență. Astfel, stabilitatea și în final, colapsul coloanei de raizare este influențat și de

condițiile meteo. Deformarea graduală a coloanei până în punctul la care intervenirea ruperea finală este reprezentat și analizat din punct de vedere operațional cât și constructiv cu implicarea sistemului de tensionare și a raizerului telescopic.

Capitolul 4 realizează proiectarea unei coloane de raizare pentru o adâncime de 1921 metri. Această simulare a fost realizată folosind un software dedicat (Riser management System) aflat instalat la bordul unei platforme de foraj semi-submersibile. Acest software, produs de firma Kongsberg, este folosit curent în operațiuni cu scopul de a proiecta și analiza coloana de raizare. Această simulare a pus în evidența tensiunile aplicate coloanei de raizare și a confirmat datele teoretice realizate la capitolul anterior.

Datele obținute în urma simulării au oferit suport pentru verificarea la oboseală a capului de sondă din capitolul 5. Această analiză are la bază cerințele prevăzute în API 16Q și API 2RD. Studiul efectuat, evidențiază două cazuri posibile constructive: cu raizare grele sau cu număr maxim de elemente flotoare admis. Valorile tensiunilor rezultate în urma analizei au confirmat stabilitatea operațională a coloanei de raizare. Totodată capitolul conține o serie de recomandări operaționale pentru a preveni evenimentele nedorite cum ar fi pierderea stabilității coloanei de raizare sau apariția manifestărilor eruptive. Verificarea structurală realizată confirmă conformitatea cu regulile API menționate mai sus.

Simularea reprezintă grafic abaterile de la orizontală ale coloanei de raizare într-un interval cuprins între 0 și 10,5 metri, funcție de modul în care se face analiza: conectat în foraj sau deconectat în faza de lansare a ansamblului de prevenitoare de erupție pe capul de sondă.

Elementele de calcul folosite în acest capitol s-au vrut a demonstra complexitatea proiectării unui sistem de raizare pentru ape adânci și ultra-adânci. Complexitatea acestui tip de foraj marin nu constă numai în limitele operaționale ale echipamentelor existente în industrie la ora actuală, dar și condițiilor de mediu în care se desfășoară operațiunile de foraj. Echipamentele folosite pentru aceste adâncimi mari de apă sunt de capacitate ușor diferită de cele folosite în ape de adâncime medie sau mică.

În prima parte se analizează factorii care contribuie la acumularea de tensiuni la capul de sondă, care se pot rezuma pe scurt la:

- factori de mediu
- factori tehnici
- factori operaționali

Fiecare este analizat separat și s-a evaluat impactul fiecăruia în dinamica operațională.

Având structura operațională deja definită anterior, aceasta este verificată din punct de vedere al stabilității, în sensul menținerii integrității capului de sondă pe o perioadă cât mai îndelungată. Verificarea realizată a confirmat insuficiența performanței sistemului, Drept urmare, s-au propus metode corective. La o a doua evaluare, măsurile corective propuse, au confirmat prelungirea duratei de viața a capului de sondă cu 53%.

În completare, pentru a verifica regimul de tensiuni la care este supus capul de sondă, s-a procedat la o analiză static și dinamică a capului de sondă folosind metoda elementului finit. Această analiză a confirmat calculul teoretic realizat anterior.

Având în vedere regimul solicitant de operare a ansamblului de prevenitoare de erupție, la capitolul 6 se aduc contribuții privind procedurile de mentenanță planificată. Astfel, se accentuează importanța folosirii unui program strict de mentenanță și testare astfel încât evenimente de genul celor petrecute în Golful Mexic să rămână istorie. Programul de mentenanță propus în acest capitol conține și elemente din normativele API dar și experiența operațională a autorului. Acest program nu se referă exclusiv la mentenanța ansamblului de prevenitoare de erupție pentru adâncimi mari de apă dar conține elemente de atenție pentru forajul sondelor de presiune și temperatură înaltă.

Cazul sondei Macondo din Golful mexic este prezentat pe scurt în capitolul 7 și se vrea o analiză succintă a principiilor factori care au condus la acest nefericit eveniment. Industria de foraj marin a tras concluziile necesare din acest eveniment iar serai de standarde API referitoare la procesul de foraj au fost actualizate. Cu toate că API 53 a fost actualizat pe baza celor întâmplate în 2010 au mai rămas zone încă neclare și în special cele referitoare la deconectarea de urgență pentru forajul sondelor în ape adânci și ultra adânci iar această zonă nu face obiectul lucrării de față dar cu siguranță se va dezvolta ulterior.

Tema acestei lucrări a fost stabilită în anul 2009. Autorul acestei teze împreună cu conducătorul științific au sesizat anterior evenimentului complexitatea și pericolele forajului în ape adânci și ultra adânci.

Capitolul 8 al acestei lucrări evaluează managementul principalelor echipamente în cazul unor sonde de temperatură și presiuni înalte. Aceste date operaționale, combinate cu o adâncime mare de apă pot rezulta în evenimente nedorite ca acela din Golful Mexic. În acest sens contribuții personale au fost aduse în acest capitol în sensul creșterii performanței acestor echipamente la care se face referire. Până de curând aceste zone petrolifere erau dificil de explorat și exploatat datorită limitărilor tehnice ale echipamentelor. Pentru a manageria temperaturi de până la 180 de grade Celsius și presiuni în jurul valorilor de 900 bari trebuie ca echipamentele cât și procedurile operaționale să fie la standard înalte.

Dacă vorbim de ape adânci și ultra adânci, implicit apare problema hidraților. Probabilitatea apariției acestora este mare datorită presiunilor mari și a temperaturilor scăzute. Metode de prevenire și combatere a hidraților au fost dezvoltate în acest capitol.

**Cuvinte cheie:** ansamblu de prevenitoare de erupție, sistem de raizare, sistem de tensionare a raizerului, poziționare dinamică, mecanica raizerelor, ruperea prin oboseală a capului de sondă, ape adânci și ultra adânci.

# CUPRINS

Abstract	4
1 Elemente de poziționare dinamică în forajul în ape adânci și ultra adânci	6
1.1 Factorii de mediu	6
1.2 Limitele operaționale ale instalațiilor de foraj	6
1.3 Sistemul de poziționare dinamică a platformelor de foraj - generalități	7
1.3.1 Menținerea pe poziție	9
1.3.2 Sistemele de referință a poziției	10
1.3.3 Operațiile de poziționare dinamică	11
2 Echipamentul submersat pentru forajul În ape adânci și ultra adânci	12
2.1 Coloana de raizare pentru forajul sondelor marine	13
2.2 Sistemul de management al raizerelor	14
2.3 Principalele sisteme de tensionare a coloanei de raizare	15
2.3.1 Sistemul de tensionare Shaffer	15
2.3.2 Sistemul de tensionare N-Line	17
2.4 Ansamblul de prevenitoare de erupție pentru forajul marin de mare adâncime	19
2.4.1 Prevenitorul inelar – generalități	23
2.4.2 Bacurile ansablului de prevenitoare de erupție	25
3 Elemente de mecanica raizerelor	26
3.1 Proiectarea coloanei de raizare și criteriul de selecție	26
3.2 Principalele forte ce afectează stabilitatea coloanei de raizare	28
3.3 Dinamica coloanei de raizare	32
4 Proiectarea unui sistem de raizare pentru o adâncime de apă de 1 921 metri	36
4.1 Unități de măsură și constante folosite pentru analiză	36
4.2 Descrierea sistemului și a operațiunilor	37
4.3 Proprietățile sistemului propus spre analiză	39
4.4 Caracteristicile de proiectare ale sistemului de raizare	40
4.5 Analiza sistemului pe durata operațiunilor de foraj	42
4.5.1 Considerente operaționale generale	42
4.5.2 Verificarea structurală	43
4.6 Proiectarea coloanei de raizare	44
4.7 Aspecte evidențiate în urma analizei	65
5 Analiză privind apariția ruperii prin oboseală la capul de sondă	69
5.1 Probabilitatea apariției fenomenului de rupere prin oboseala a capului de sondă	69
5.2 Curbele S-N	71
5.2.1 Curbele S-N pentru solicitări variabile	72
5.3 Analiza cumulării deteriorărilor	73
5.4 Numărarea ciclurilor	73
5.5 Analiza spectrală a solicitărilor	73
5.6 Acumularea deteriorărilor, metoda Palmgren-Miner	74
5.7 Încărcările instalației de foraj	75

5.7.1 Vântul, valurile și curenții marini	76
5.7.2 Vibrațiile induse de apariția vortexului (VIV)	79
5.8 Evaluarea ruperii prin oboseală a capului de sondă	80
5.9 Metoda simplificată pentru determinarea rezistenței la oboseală a capului de sondă	82
5.10 Studiu static și dinamic al capului de sondă	87
6 Recomandări pentru mentenanța și testarea ansamblului de prevenitoare de erupție	97
7 Studiu de caz – Macondo, Golful Mexic - aprilie 2010	105
7.1 Configurația ansamblului de prevenitoare de erupție al platformei de foraj DeepWater Horizon	106
7.2 Concluziile și recomandările rapoartelor de investigație	113
7.3 Epilog al incidentului din Golful Mexic	115
8 Managementul echipamentelor de control al manifestărilor eruptive în condițiile unui zăcământ de presiune și temperatură ridicată	116
8.1 Considerații generale privind zăcămintele de presiune și temperatură înaltă	116
8.2 Comportamentul gazelor reale	116
8.2.1 Schimbarea de stare de la P1,V1,T1 și Z1 la starea 2	117
8.2.2 Rația de dilatare a gazului	118
8.2.3 Solubilitatea gazelor	119
8.2.4 Solubilitatea gazelor în fluidele de foraj pe baza de țitei	120
8.3 Bariere operaționale și tehnice - controlul manifestărilor eruptive în cazul sondelor de presiune și temperatură înaltă	121
8.3.1 Considerații Generale	121
8.3.2 Bariere operaționale	122
8.3.3 Proceduri operaționale de combatere a manifestărilor eruptive	122
8.3.4 Bariere tehnice	124
8.3.5 Formarea și prevenirea hidraților	126
8.3.6 Expansiunea gazelor și efectul de racire	127
8.3.7 Îndepărtarea hidraților	128
8.3.8 Pregătirea prevenitorului	128
9 Concluzii și contribuții personale	129
9.1 Concluzii	129
9.2 Contribuții personale	133