



Magyar Agrár- és Élettudományi Egyetem

Szent István Campus

Ipari gépek biztonsága szakmérnök Szak

**DEEPWATER HORIZON MÉLYTENGERI
OLAJFÚRÓTORONY KATASZTRÓFÁJA**

biztonságtechnikai elemzés

Belső konzulens: Madarász István
Egyetemi mestertanár

Külső konzulens: Jordán Imre
HSE vezető
(Robert Bosch Elektronika Kft.)

Készítette: Sáhó Éva
GRU0YP
levelező tagozat

Intézet/Tanszék: Műszaki Intézet
Mechatronika tanszék

**Gödöllő
2023**

**MŰSZAKI INTÉZET
IPARI GÉPEK BIZTONSÁGA SZAKMÉRNÖK**

DIPLOMADOLGOZAT

feladatlap

Sáhó Éva (GRUOYP)

részére

A diplomadolgozat címe:

Deepwater Horizon mélytengeri olajfúrótorony katasztrófája – biztonságtechnikai elemzés

Feladatkiírás:

Bevezetés, Cégbemutató, Szakirodalom feldolgozása, Probléma bemutatása, a legfontosabb vizsgálati eredmények, következtetések és következmények, Gazdasági számítás, Összefoglalás

Közreműködő tanszék: Mechatronika

Külső konzulens: Jordán Imre, HSE vezető, Robert Bosch Elektronika Kft.

Belső konzulens: Madarász István, egyetemi mestertanár, MATE, Műszaki Intézet

Beadási határidő: 2023. november 06.

Gödöllő, 2023. szeptember 04.

Jóváhagyom



(tanszékvezető)



(szakfelelős)

Átvettem



(hallgató)

A dolgozat készítőjének külső konzulense nyilatkozom arról, hogy a hallgató az előre egyeztetett konzultációkon megjelent.

Gödöllő, 2023. október hó 10. nap



(külső konzulens)

Tartalom

1.	Bevezetés.....	5
1.1.	Téma jelentősége	5
1.2.	Célkitűzés.....	6
2.	Szakirodalom feldolgozása - Kőolajbányászat mélytengeri területeken.....	7
2.1.	Történeti áttekintés – a biztonság fejlődése az olaj- és gáziparban	7
2.2.	Főbb biztonságtechnikai berendezések.....	14
2.2.1.	A kitörésgátló rendszer (Blowout Preventer - BOP).....	14
2.2.2.	Gyűrűs kialakítású védőelemek (Annular Preventer - AP)	15
2.2.3.	Kitörésgátló nyíróbetét (Blind Shear Ram - BSR).....	16
2.2.4.	Béléscső nyíróbetét (Casing Shear Ram - CSR)	17
2.2.5.	Többféle csőméretre záró pofák (Variable Bore Ram - VBR).....	17
2.2.6.	Vezérlő rendszer	18
2.2.7.	Vészhelyzeti műveletek.....	20
2.2.8.	Izlap-gáz leválasztó (Mud-Gas Separator - MGS).....	22
2.2.9.	Tűz- és gázérzékelő, tűz- és gázjelző rendszer.....	23
2.3.	Kitörés miatti múltbéli balesetek	23
3.	A Macondo kút bemutatása.....	26
3.1.	A bérelt terület és az engedélyek	26
3.2.	A kút tervezése és kialakítása	27
3.2.1.	A pórusnyomás szabályozása fúrási folyadékkal	28
3.2.2.	A pórusnyomás szabályozása béléscsővel és cementtel.....	30
4.	A tragédiához vezető események	32
4.1.	Nyomáspróba	33
4.2.	A pórusnyomás szabályozása kitörésgátlóval.....	35
4.3.	Az AMF/deadman rendszer	37
4.3.1.	Elhajlott fúrócső	37
4.3.2.	Hibásan bekötött vezetékek a sárga és kék podban.....	38
5.	A legfontosabb vizsgálati eredmények, következtetések és következmények	40
5.1.	Technikai/technológiai tényezők	40
5.2.	Emberi és szervezeti tényezők	43
5.3.	Szabályozási tényezők	54
6.	Az események ok-okozati elemzése.....	62
7.	Gazdasági számítás	65
8.	Összefoglalás.....	67
9.	Summary	68
10.	Nyilatkozatok	69
11.	Irodalomjegyzék.....	72
12.	Mellékletek.....	74

Rövidítések jegyzéke

Rövidítés	Eredeti elnevezés	Magyar nyelvű elnevezés
ALARP	<i>As Low As Reasonably Practicable</i>	Olyan alacsony (biztonsági kockázat) szint, amennyire észszerűen kivitelezhető
AMF	<i>Automatic Mode Function</i>	automatikus üzemmód funkció
AOGHS	<i>American Oil and Gas Historical Society</i>	Amerikai Olaj- és Gáztörténelmi Társaság
API	<i>American Petroleum Institute</i>	Amerikai Ásványolaj Intézet
BAST	<i>Best Available and Safest Technology</i>	az elérhető legjobb és legbiztonságosabb technológia
BOEMRE	<i>Bureau Of Ocean Energy Management, Regulation, And Enforcement</i>	Óceáni Energiagazdálkodási, Szabályozási és Végrehajtási Hivatal
BOP	<i>Blowout Preventer</i>	Kitörésgátló
BSEE	<i>Bureau Of Safety And Environmental Enforcement</i>	Biztonsági és Környezetvédelmi Végrehajtási Hivatal
BSR	<i>Blind Shear Ram</i>	kitörésgátló nyíróbetét
CSB	<i>U.S. Chemical Safety Board</i>	USA Vegyi anyag Biztonsági Testülete
COS	<i>Center for Offshore Safety</i>	Tengeri Biztonsági Központ
CSR	<i>Casing Shear Ram</i>	béléscsönyíróbetét
C&K	<i>Choke and Killer</i>	fojtó és elzáró (vezeték)
EDS	<i>Emergency Disconnect System</i>	vészhelyzeti leválasztó rendszer
EPA	<i>U.S. Environmental Protection Agency</i>	Amerikai Környezetvédelmi Ügynökség
ESD	<i>Emergency Shutdown</i>	vészhelyzeti leállítás
FAT	<i>Factory Acceptance Test</i>	gyári átvételi vizsgálatnak
FMECA	<i>Failure Mode, Effect, And Criticality Analysis</i>	Hibamód-, hatás- és kritikussági elemzés
HVAC	<i>Heating, ventilation, and air conditioning</i>	Fűtés, szellőztetés és légkondicionálás
IADC	<i>International Association Of Drilling Contractors</i>	Fúróvállalkozók Nemzetközi Szövetsége
KPI	<i>Key Performance Indicator</i>	Kulcsfontosságú teljesítménymutató
LMRP	<i>Lower Marine-Riser Package</i>	alsó tengeri felülvezető egység
MGS	<i>Mud-Gas Separator</i>	iszap-gáz szétválasztó
MMS	<i>Minerals Management Service</i>	ásványi anyag gazdálkodási szolgáltató
MOC	<i>Management of Change</i>	változáskezelés
MODU	<i>Mobile Offshore Drilling Unit</i>	mobil tengeri fúróegység
MUX	<i>Multiplexer</i>	multiplexer
NASEM	<i>National Academies of Science, Engineering, and Medicine</i>	Nemzeti Tudományos, Mérnöki és Orvosi Akadémia
ppg	<i>Pounds Per Gallon</i>	font per gallon
ROV	<i>Remotely Operated Vehicle</i>	(tenger alatti) távirányítású jármű
SEM	<i>Subsea Electronic Module</i>	tenger alatti elektronikai modul
SEMS	<i>Safety And Environmental Management Systems</i>	biztonsági és környezetvédelmi irányítási rendszerek
STM	<i>Synchronous Transfer Mode</i>	szinkron átviteli mód
VBR	<i>Variable Bore Ram</i>	többféle csőméretre záró pofa

1. Bevezetés

2010. április 20-án súlyos baleset történt a Mexikói-öbölben, Louisiana partjaitól körülbelül 50 mérföldre fekvő Macondo olajkútnál a Deepwater Horizon (DWH) fúrótorny ideiglenes kútfelhagyási tevékenységei során. A kút feletti irányítást elveszítették, ami az olaj és gáz ellenőrizetlen kiömlését eredményezte. A fúrótornyon a veszélyes szénhidrogéngázok gyújtóforrást találtak, az ebből eredő tűz és robbanások 11 ember halálát okozták, további 17 személy súlyos sérülést szenvedett, a környezetet ért kárt és hosszútávú hatásai jelenleg is megbecsülhetetlen.

1.1. Téma jelentősége

Évmilliókkal ezelőtt elhullott, majd később kipusztult állatfajok, elhalt növények maradványaiból keletkezett a bolygó "fekete aranya", azaz a kőolaj. Annak ellenére is a Föld egyik legértékesebb, jelenleg nélkülözhetetlen nyersanyaga, hogy a világ országai külön-külön és együttesen is jelentős erőfeszítéseket tesznek használatának háttérbe szorításáért, a klímaváltozás megakadályozása illetve lassítása érdekében.

A kőolaj ipari felhasználása szerteágazó, származékai éppúgy fontos elemei a kozmetikai termékeknek, mint ahogy elengedhetetlen alapanyagai akár a műanyaggyártásnak is. A jelenlegi számítások alapján még a következő 40 évben is elegendő kőolaj áll a rendelkezésünkre. Nem árt azonban megjegyezni, hogy az előrejelzést a jelenleg ismert, illetve becsült készletek alapján készítették. Geológusok, kitermelő cégek időről-időre újabb és újabb szárazföldi vagy tengeri lelőhelyekről számolnak be, ezek egy része azonban végül jóval kisebb szénhidrogén tartalékokat rejt, mint először vélték. Van ellenpélda is: Szaúd-Arábia esetében - amely jelenleg is az egyik legfontosabb olajipari ország – feltételezhető, hogy a becsült kőolajtartalékának akár a kétszerese is rejtőzik a föld alatt.

A geofizikusok egybehangzó véleménye alapján a könnyen kitermelhető szénhidrogénkészlet (1 hordó ráfordításával 5-8 kitermelt hordó) elfogyott és 90% a valószínűsége annak, hogy nagy olaj- és gázmezők már nincsenek feltáratlanul. Kőolaj van és ezután is lesz, csak hogy egyre kevesebb és egyre drágábban kitermelhető.

Az emberiség jelenleg a fosszilis energiahasználat rövid, ugrásszerű növekedésének csúcsánál tart, és arra készül, hogy belépjen egy soha nem tapasztalt mértékű, ismeretlen rendszerbe: egy

olyan erőforrás elvesztésének korába, amely a növekedés és a fejlődés vitathatatlan motorja volt.

Jelenlegi tudásunk szerint az olajnak nincs egyenértékű alternatívája. A ma ismert megújuló energiák előállításához is közvetve vagy közvetlenül olaj, fosszilis energia kell. A szárazföldi készleteink már nem tudják fedezni a szükségleteinket, a tengerek, óceánok alatti tárolókat is ki kell termelnünk. Annak ellenére, hogy a mélytengeri fúrás a legmodernebb ipari technológiákat vonultatja fel, ma még korántsem kockázatmentes. A sorozatos katasztrófák után felmerül a kérdés, vajon megéri-e kockázatnunk?

1.2. Célkitűzés

Dolgozatomban a Deepwater Horizon mélytengeri fúrótorony katasztrófáját elemzem, válaszokat keresek a baleset okaira és a megelőzés lehetséges módjaira. Az esemény az egész Földre hatással volt, a rövid és hosszútávú következményeket több oldalról (környezetvédelmi, biztonságtechnikai, jogi szabályozás) vizsgálom.

2. Szakirodalom feldolgozása - Kőolajbányászat mélytengeri területeken

2.1. Történeti áttekintés – a biztonság fejlődése az olaj- és gáziparban

A biztonsági kultúra fejlődése az olaj- és gáziparban a legjobban a következő mondat határozza meg: „mindig van mit fejleszteni”.

Szerencsére a folyamatosan frissülő jogszabályok, a magasszintű ipari képzés és a technológiai fejlesztések kikövezték az utat a biztonsági protokollok fejlődése előtt az olaj- és gáziparban belül. A balesetek sajnos elkerülhetetlenek minden ipari környezetben, de a kivizsgálásuk során szinte mindig arra a következtetésre jutunk, hogy megelőzhetőek lettek volna. A biztonság mindig az első helyen kell(ene) lennie minden szervezet számára. A baleset-megelőzés az előírásoknak való megfelelés és az alkalmazottak megfelelő biztonsági képzése révén valósul meg, de mindenekelőtt a vezetés azon döntésével kezdődik, hogy a dolgozók biztonságát minden más szempont elé helyezik.

Ahhoz, hogy megértsük, hogyan ment végbe a biztonsági kultúra fejlődése, a múltba kell tekintenünk.

A kezdetek: 1900-as évek előtti időszak

A biztonság idegen fogalom volt az olaj- és gázipar korai időszakában, mivel az iparág minden szintje a termékkel és annak kitermelésével kapcsolatos ismeretek teljes hiányától szenvedett.

A veszélyes kinyerési technikáktól a nem megfelelő tárolásig és kezelésig a halálesetek és a személyi sérülések az olajbányászélet elfogadott velejáróinak számítottak, amelyekről nem vezettek nyilvántartást, nem vizsgálták ki, nem hoztak megelőző intézkedéseket. Az Amerikai Olaj- és Gáztörténelmi Társaság (AOGHS) szerint a legtöbb olajkutat kézzel ásták vagy vették, a személyi sérülések száma megbecsülhetetlen.

Az első ipari szintű olajfúró-berendezések ütve-fúró elven működtek, majd ezt váltotta fel a rotációs rendszerű fúró. A felszínről a fúrószár segítségével forgatják a fúrófejet, amely fúrás közben megőrli a kőzetet. A keletkező kőzettörmelék, illetve iszapot, az öblítő és hűtővíz folyamatosan mossa ki a fúró lyukból. Ennek a módszernek már fejlettebb változata a turbina-meghajtású rotációs fúrófej, ahol az öblítővíz egyben a fúrófej meghajtására is szolgál. Ennél a megoldásnál nincs szükség a nehézkesen kezelhető, nagyobb hosszúságnál már könnyen törő fúrószárra.

A tengeri fúrások 1897-ben kezdődtek, mindössze 38 évvel azután, hogy 1859-ben Edwin Drake ezredes az első kútfúrást végrehajtotta. H.L. Williams a kaliforniai Santa Barbarában kikötői móló segítségével támasztott meg egy szárazföldi fúrótornyot. Öt évvel később már 150 „offshore” kút volt a területen.

Ebben az időszakban már a biztonság felé is tettek lépéseket, igaz a figyelem elsősorban a berendezések védelmére összpontosult, nem az alkalmazottak épségének megőrzésére. Az új berendezéseket acéllemezekkel védték a szivárgások csökkentése érdekében, miközben a dolgozók egyre életveszélyesebb műveleteket végeztek.

Az olajipar aranykora: 1900-1960-as évek

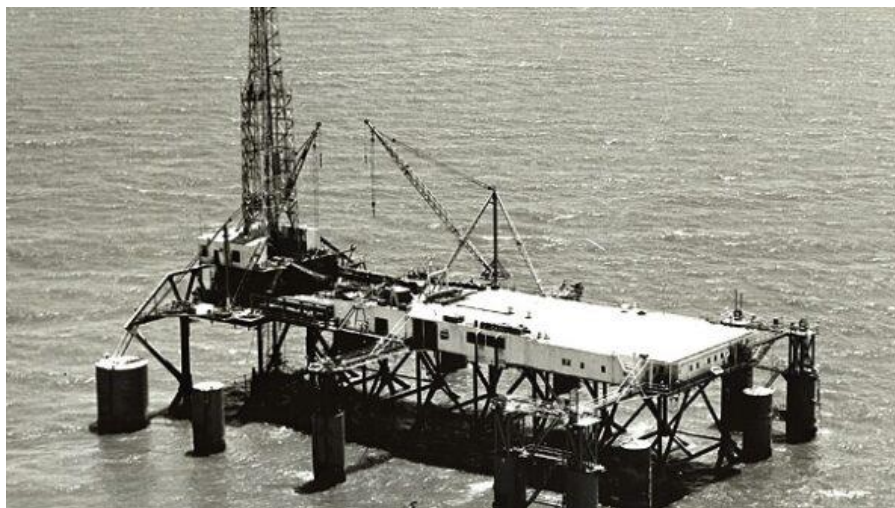
1921-re Rinconban és Elwoodban (Kalifornia) acél stégeket használtak szárazföldi fúrótornyok támasztására. 1932-ben egy acélmólószigetet (20x30m, 7m légréssel) épített fél mérföldnyire a parttól egy kis olajcég, az Indian Petroleum Corp. egy másik, szárazföldi fúrótorny támogatására. Bár a kitermelés nem hozta az elvárt eredményeket, és a szigetet 1940-ben egy vihar elpusztította, ez a szerkezet volt a mai acélszerkezetű emelvények előfutára.

Az első nem szárazföldi fúrást Louisiana mocsaras vidékein hajtották végre az 1930-as évek elején. Sekély merülésű uszályokat használtak, ezek téglalap alakúak voltak, az uszály hátsó végén egy keskeny résszel a kútvezető számára. A csatornákat kikotorták, hogy az uszályokat könnyebben lehessen mozgatni egyik helyről, a másikra. Később az uszályokat egy rácsos acélszerkezetre emelték, így mélyebb vízben is dolgozhattak, az uszályt az öbölfenékig alámerítve. Az uszályokat általában cölöpökkel körbe támasztották, hogy a szelek és a hullámok ne mozdítsák el őket a helyükről. Az első „tengeri” kutat (Kerr-McGee) 1947. szeptember 9-én indították el, a fúróberendezésnek az alapja egy a második világháborúban használt 80m x 15m méretű uszály volt, amely egy fából készült cölöp platformon elhelyezett vonó-, tartó- és emelőszerkezetekből állt.

Az első nyílt vízi fúrásokat 1949-ben hajtották végre a Breton Rig 20 segítségével. Ez egy John T. Hayward által tervezett nagy merülősúszály volt, és abban különbözött a Kerr-McGee uszálytól, hogy az egész fúróberendezést egy uszályra helyezték, és egységként vontatható volt. Egy belvízi, „csatornajáró” fúróúszályból alakították át, mindkét oldalán egy-egy stabilitási pontonnal rendelkezett, amelyek hidraulikusan fel-le emelkedtek, amikor az uszályt víz alá merítették, illetve kiemelték. A Breton Rig 20, később Transworld Rig 40 néven ismert, jelentős

előrelépést jelentett, mivel nem volt szükség támasztóplatform építésére, így időt és pénzt takarított meg. Bár csak túlnyomórészt védett öblökben és sekély vízben (6 m mélységig) volt alkalmas fúrási műveletek elvégzésére, a Breton Rig 20 tekinthető az első mobil tengeri fúróegységnek (*MODU*).

Az első igazán offshore MODU-nak a Mr. Charlie (1. kép) nevezhető (1954 június), alapja egy erre a célra épített merülő uszály volt, amelyet kifejezetten az alsó hajótesten való lebegtetésre szántak, a tat elárasztása után a tengerfenékre feküdt rá, és megkezdte a fúrási műveleteket (12 m mélységig).



1. kép Mr. Charlie, az első MODU (Murphy Oil Corporation)

Kalifornia állam a szénhidrogének feltárására és kitermelésére vonatkozó bérleti szerződésekben előírta a kutak folyamatos ellenőrzését és több szálú bélésű kiépítését. Ez azonban teljesen új technológia bevezetését tette kötelezővé, amit igazán még senki sem tesztelt. Az első úszó fúróberendezés, amely rendelkezett kútvezérlő rendszerrel, a Chevron tulajdonában lévő Western Explorer volt, amely 1955-ben fúrta ki első tengeri kútját a Santa Barbara-csatornában. Mások gyorsan követték a példáját, bár mindenki aggódott a meglévő hihetetlenül változatos és biológiailag érzékeny ökoszisztéma veszélyeztetése miatt.

Tapasztalat és jó gyakorlat híján a tervezőmérnököknek folyamatosan újabb és újabb kihívásokkal kellett megküzdeniük:

- A vontatómű nyomatékátalakítóit a hullámmozgás kiegyenlítésére (heave compensation) használták.

-
- A forgórészeket (rotaries) kardántengelyre állították, hogy kompenzálják a dőlést és a dőlésszöget.
 - A fúrótornyot a hajó közepén, egy holdmedencének nevezett lyuk fölött helyezték el.
 - A kitörésgátlókat (*BOP*) a béléscsőveken keresztül a tengerfenéig vezették
 - A kútba egy fúrófej feletti tölcseren keresztül lehetett bejutni (a felszállócső nélküli fúrás nem új keletű)
 - Iszaptárolókat helyeztek el a hajótestben szivattyúkkal
 - Lakóhelyiségeket alakítottak ki a személyzet számára

Az olaj- és gázipari társaságok elsődleges biztonsági célja sajnos ekkor még mindig a berendezések és ezáltal a befektetéseik védelme volt. Az új technológiák segítségével egyre több olajat lehetett kinyerni, forgó fúrótornyokat telepítettek és új finomítási és tárolási technikákat vezettek be, miközben a dolgozók továbbra is biztonsági intézkedések, védőeszközök nélkül végezték munkájukat.

Csak 1913-ban az USA Munkaügyi Statisztikai Hivatala több mint 23.000 munkahelyi halálesetet regisztrált, amelyek többsége az olaj- és gáziparban történt.

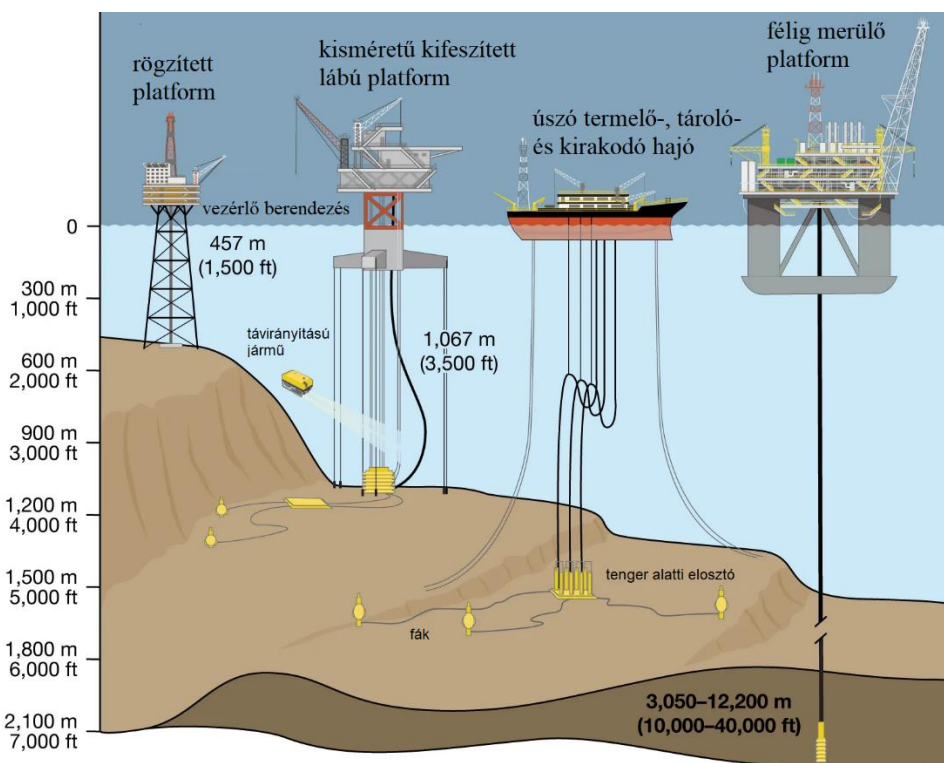
Az 1970-es évektől az 1990-es évek végéig

A szárazföldi termelés megtorpanásával és a kereslet felgyorsulásával, valamint a különféle geopolitikai zavarokkal együtt, az offshore, tengeri olajkitermelés költsége gazdaságilag ésszerűvé vált. Ezzel új szakaszba lépett a biztonság megteremtéséért folytatott küzdelem mind a munkavállalók, mind az eszközök számára.

A fúróhajókat építettek, vagyis a hajótestre fúrótornyokat építettek fel. Az utánpótlás hajón érkezett, bár mivel a fúróhajó hatalmas készleteket volt képes tárolni, erre ritkán volt szükség. Fúróhajóval általában a tengeralatti kutató és próbafúrásokat végezték el. A berendezésekre napidíjas szerződéseket kötöttek, miközben a gyártási folyamatok egymástól függték, ami azt jelenti, hogy megnőtt a nyomás a gyors munkavégzésre az esetleges késések elkerülése érdekében. Míg a '60-as években már léteztek előírások a munkavállalók biztonságának elősegítésére, ezekhez nem volt szükség vizsgálati szabványokra, tervezési vagy műszaki követelményekre.

Az 1970-es évek elején jelentős számú jackup és félig merülő fúrótornyot építettek. (A jackup fúrótorny egyfajta mobil platform, amely több mozgatható lábbal felszerelt úszó hajótestből áll, ezek a lábak képesek a hajótestet a tenger felszínére emelni.) Az 1970-es évek végén és a '80-as évek elején bekövetkezett nagy fellendülés azonban rendkívüli módon megmutatkozott az épített fúrótornyok számában is. Az 1980-as évek végétől számos kitermelésre szakosodott vállalkozó a '70-es és '80-as években épített fúrótornyokat mélytengeri mélységre, szigorúbb környezeti besorolásra és jobb fúrási képességekre korszerűsítette ahelyett, hogy újakat épített volna. Mindennek anyagi oka volt: egy új építéshez képest ezzel a módszerrel a költségeket a felére lehetett csökkenteni.

Mélytengeri olajkitermelő rendszer tengerfenékre támaszkodó olajkitermelő platform (1. ábra), acél vagy beton lábakon álló fúróemelő, amely a hullámverés felett helyezkedik el. A kitermelt olajat tengeralatti átmeneti tárolótartályokba szivattyúzzák, majd onnan olajszállító hajók juttatják el a szárazföldre. Az utánpótlás itt is hajón érkezik, a személyzetet viszont helikopterrel szállítják a platformokra. A hosszabb munkaciklusok elviselése érdekében a dolgozók számára kényelmes szálláshelyek, szociális helyiségek állnak rendelkezésre. A fúrószigeteket a kisebb mélységektől a közepes mélységekig használják.



1. ábra Mélytengeri olajkitermelő platformok

Számos nagy horderejű katasztrófa, mint például az Alexander L. Kielland elsüllyedése, a Glomar Java elsüllyedése, az Ocean Ranger és ami a legrosszabb, a Piper Alpha tragédiája arra kényszerítette az ipart, hogy újraértékelje a munkavállalók biztonságának szükségességét. Ennek eredménye volt, hogy több szabályozási jogkört ruháztak át az 1971-ben a munkahelyi biztonság érvényesítéséért létrehozott, új ügynökségre, az OSHA-ra.

Nagy előrelépés: a 2000-es évek

Annak ellenére, hogy az olaj- és gázipar biztonságával foglalkozó hatóságok átszervezését sürgető események az 1940-es években kezdődtek, a BP texasi finomítójában történt robbanás és a BP Deepwater Horizon mélytengeri fúrótorony katasztrófája egyértelműen azt mutatták, hogy a „mindig van mit fejleszteni” mottó továbbra is érvényes az olaj- és gáziparban.

Ennek eredményeként a tengeri energia szabályozásáért felelős Amerikai Ásványi Anyag Gazdálkodási Hivatal (*MMS*) megszűnt, és átnevezték a Szabályozási és Végrehajtási Hivatalnak (*BOEMRE*). Nem sokkal ezután az USA Belügyminisztériuma (*DOI*) további szerkezetátalakítást kért, három független szervezetet létrehozva a munkavállalók biztonságának, a környezeti felelősségvállalásnak és a környezetvédelemnek, valamint a természeti erőforrások védelmének érvényesítésére.

A 2000-es évek elején a flotta átlagéletkora több mint 20 év volt, egyes egységek azonban 30 évnél is idősebbek voltak. Néhányat korszerűsítettek és meghosszabbították élettartamukat, ami azt jelenti, hogy megfelelő gondozás és karbantartás mellett az alap hajótest és a fúróegység, ha nem válik technológiailag elavulttá, akár 40 évnél is tovább üzemeltethető.

Környezetvédelmi szabályok megerősítése: 2020-as évek

Mivel az éghajlatváltozás problémája már egyre több ember számára egyértelművé vált, az Amerikai Környezetvédelmi Ügynökség (*EPA*) meghosszabbította a véleményezési időszakot egy olyan javaslat esetében, amely csökkentené az olaj- és földgázipar éghajlat- és egészségkárosító hatását. [1]

Ez először is arra kötelezné az államokat, hogy jelentősen csökkentsék a több százezer forrásból származó káros kibocsátást, továbbá ösztönözzék az olaj- és gázipari vállalatokat, hogy fejlett technológiákat alkalmazzanak a szivárgások minden eddiginél gyorsabb azonosítására.

2023 és azon túl

Bár az olaj- és gáziparban nem új keletűek az ellátási zavarok és az árfolyam-ingadozás, a mai helyzet mégis egyedülálló. Gazdasági, geopolitikai, kereskedelmi, politikai és pénzügyi tényezők összejárása súlyosbította az alulfinanszírozottság problémáját, és újra rendeződést váltott ki a tágabb értelemben vett energiapiacra. Ennek eredményeképpen a kiegyensúlyozott energiaegyenlet mindhárom összetevője - az energiabiztonság, az ellátás diverzifikációja és az alacsony szén-dioxid-kibocsátásra átállás – folyamatosan változik, az egyensúlyi helyzet elérése lehetetlen küldetésnek bizonyult.

Bár ennek a közvetlen hatása a magas energiaárak, valamint a földgáz- és olajipari vállalatok rekordméretű pénzforgalma, az továbbra is bizonytalan, hogy az iparág hogyan és hova fog befektetni a jövőben.

Egy új jelentés [2] megállapítja, hogy a tengeri olaj- és gázipari műveletek biztonságosabbá váltak a 2010-es Deepwater Horizon katasztrófa óta, de "kevés bizonyítékot" talál arra, hogy az iparág együttműködjön a hatóságokkal a biztonsági kultúra javítása érdekében.

Az Egyesült Államokban a Nemzeti Tudományos, Mérnöki és Orvosi Akadémia (*NASEM*) nemrégiben elemezte a Mexikói-öbölben található olajfúrótornyon történt robbanás és tűzvész óta bekövetkezett fejleményeket. A jelentés kiemeli számos, az incidens nyomán bekövetkezett ipari fejlesztést. Ezek közé tartozik, hogy az USA Belügyminisztériuma létrehozta a Biztonsági és Környezetvédelmi Végrehajtási Hivatalt (*BSEE*), kötelezővé tette a biztonsági és környezetvédelmi irányítási rendszerprogramokat a tengeri műveletekben [3], megkönnyítette a biztonsági adatokhoz való hozzáférést, és létrehozta a Tengeri Biztonsági Központot (*COS*).

Ennek ellenére "nem látszik, hogy az egész iparágban hangsúlyt helyeznének a biztonságot támogató kultúra megerősítésére és az összes üzemeltető és vállalkozó számára nyújtott útmutatásra" - áll a jelentésben. A BSEE például csak az üzemeltetőktől követelheti meg, hogy hajtsanak végre biztonsági és környezetvédelmi irányítási rendszerprogramokat; az ügynökség nem tudja kikényszeríteni az alvállalkozóktól ugyanezt, pedig "a tengeri munkák 80%-át vagy annál nagyobb részét ők végzik".

Ezen túlmenően nem minden üzemeltető vagy vállalkozó használja a *SafeOCS*-t vagyis a balesetveszélyes esetek, kvázi balesetek jelentési rendszerét, amelyet az iparági műveletek

biztonságának javítására, fejlesztésére terveztek. (2023.06.04-én az adatbázis nyilvános része 20178 esemény statisztikai adatait tartalmazta.)

A NASEM elismeri, hogy a rendszerszintű kockázatok ágazati kezelésének teljes körű értékelése továbbra is nehéz, mivel nem minden biztonsági KPI-t (kulcsfontosságú teljesítménymutató) dolgoztak ki teljes mértékben, nem állnak rendelkezésre megfelelő statisztikai adatok a helyzet értékelésére.

Az elemzés szerint a technológia általános pozitív fejlődése ellenére az iparág még mindig "viszonylag kevés előrelépést" mutat a valós idejű nyomon követés, az automatizálás és az üzemeltetési adatok felhasználása terén.

"A kormány fontos szabályozási reformokat hajtott végre, a tengeri olaj- és gázipar pedig jelentős lépéseket tett a rendszerszintű kockázatok meghatározása, értékelése és csökkentése terén" - mondta Richard Sears, a jelentés bizottságának elnöke, a Stanford Egyetem Energiatudományi és Mérnöki Tanszékének adjunktusa sajtóközleményében. "A rendszerszintű kockázat azonban mindent magában foglal, a fúrótornyon dolgozó csapat kultúrájától kezdve a hardverig és a fizikai ellenőrzésekig - a rendszer biztonsága és integritása csak annyira erős, amennyire a leggyengébb láncszem".

2.2. Főbb biztonságtechnikai berendezések

2.2.1. A kitörésgátló rendszer (*Blowout Preventer - BOP*)

Ha a fúrás vagy más művelet során váratlanul szénhidrogén (földgáz, kőolaj) áramlik a kútba, a kitörésgátló rendszer - mint a kútszabályozás másodlagos védelmi eszköze - aktiválódik. A tengeri fúrás során a kitörésgátlót a kútfejhez rögzítik, vészhelyzetben a segítségével lezárják a nyitott kútfuratot (aktiválják a kút gyűrűs kialakítású védőelemeit a fúrócső vagy a bélésű körűl), vagy átvágják a fúrócsövet acél nyírókésekkel, és így zárják le a kutat. Egy általában használt BOP-rendszer olyan funkciókkal is rendelkezik, mint például bizonyos kútnyomás-tesztek engedélyezése, valamint folyadék befecskendezése és eltávolítása a kútból a „fojtó” és „elzáró (C&K)” vezetéseken keresztül.

A BOP rendszer tetejére erősített felszálló cső a fúróplatformig vezet, hogy lehetővé tegye a fúrési folyadék keringését a fúrás helye és a fúrótorny között, keresztül haladva a BOP rendszeren. A BOP alja egy távolról leválasztható csatlakozással illeszkedik a kútfejhez, amely

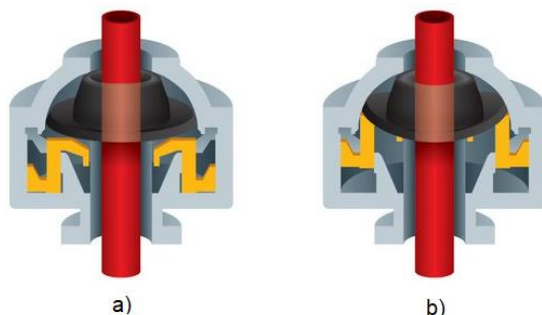
lehetővé teszi a kitörésgátló kioldását a kút felhagyása, lezárása után. Két alapvető szerkezeti részből áll:

1. alsó szerelvény, amelyet BOP-kötegnek neveznek, a kútfej csatlakozóján helyezkedik el.
2. felső szerelvény, amelyet alsó tengeri felülvezető egységnek (LMRP) neveznek. Egy távolról leválasztható csatlakozáson keresztül a BOP-köteg tetejére helyezik, és nagyjából ugyanakkora, mint a BOP-köteg.

A DWH esetében az LMRP-nek két gyűrűs védőeleme, a BOP-kötegnek pedig négy fő tömítőeleme volt: a nyíróbetét (BSR) és három többféle csöméretre záró pofa (VBR). Egy béléscsönyíróbetét (CSR), amely el tudta nyírni a fúrócsövet és a béléscsövet, de nem a kút lezárására tervezték. Ezenkívül a BOP rendszeren különféle vezérlőrendszerek helyezkedtek el. Vészlekapcsolás esetén az LMRP-nek el kellett volna válnia a BOP-kötegről, és a szereléknek, a felszállóvezetéknek és az LMRP-nek el kellett volna távolodnia a kúttól, amelyet addigra a BSR-nek már a fúrócső átvágásával és a nyíróbetét teljes zárásával már biztonságosan le kellett volna zárnia.

2.2.2. Gyűrűs kialakítású védőelemek (Annular Preventer - AP)

Az LMRP két jól tömítő komponenst tartalmazott: a felső és az alsó gyűrűs védőelemet. A védőelemek, alapvetően rugalmas, elasztomer „fánk” tömítések voltak, amelyeket acélelemekkel támasztottak alá. Ezek csőátmérője különböző méretű volt, és lezárták a fúrócső és az LMRP közötti gyűrű alakú teret. A gyűrűs tömítéseket azért használták, hogy a kút tesztelni lehessen például az úgynevezett negatív nyomáspróbához, vagy potenciálisan megállítsák a nem kívánt áramlást a gyűrűben felfelé vagy lefelé. A lehetséges kitörések megakadályozására a gyűrű alakú tömítések (ha sértetlenek) aktiválhatók, és lezárhatják a cső és az LMRP közötti gyűrű alakú teret (2. ábra).

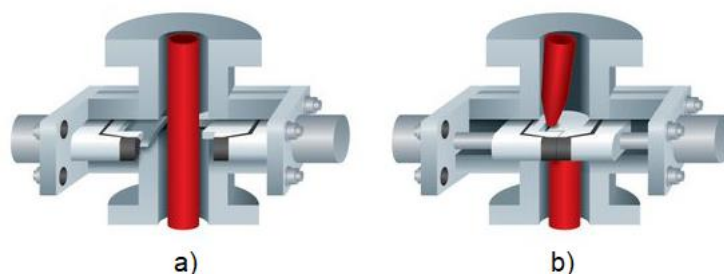


2. ábra Gyűrűs védőelem működése: (a) nyitott állapot; b) zárt állapot

A korlátozó tényező a gyűrűs záróelemek legnagyobb megengedett nyomáskülönbsége volt. A jelentések szerint a felső gyűrűs védőelemet akár 10 000 psi nyomáskülönbségre tervezték a fúrócsővel szembeni tömítéshez, vagy 5 000 psi-ig a teljes furat tömítésekor. Az alsó gyűrűs védőelemet 5000 psi nyomáskülönbségre tervezték egy fúrócső körüli tömítéshez [4].

2.2.3. Kitörésgátló nyíróbetét (Blind Shear Ram - BSR)

A BSR volt a legfelső a BOP-köteg öt nyíróbetéje közül. A BSR olyan, mint egy masszív fémmolló, két egymással szemben lévő pengével, amelyek úgy vannak kialakítva, hogy átnyírják a fúrócsövet, ahogy a pengék elhaladnak egymás mellett és lezárják a fúrólukát (3. ábra).



3. ábra A kitörésgátló nyíróbetét a) nyitott állapot; b) zárt állapot

A tervek szerint, amikor az „olló” két pengéje elhalad egymás mellett, és teljesen behatol a másik oldalon lévő „oldalsó tömörítőbe”, akkor a BOP furaton keresztül a tömítésnek meg kell történnie, és így a BOP-ot zárniuk kell. A BSR tervezésénél fogva az utolsó eszköz volt a kútszabályozási rendszer hierarchiájában: amikor minden más kudarcot vallott már a BSR feldarabolja a fúrócsövet és lezárja a kutat. A BSR-t úgy tervezték, hogy amikor az „ollólapátok” egymás mellett haladnak az oldalsó tömörítőbe, még akkor is képes legyen lezárni a kutat, ha nincs fúrócső a BOP-ban.

A BSR többféle módon is működésbe hozható:

- kézi vezérléssel a Deepwater Horizonról közvetlenül a két vezérlőpanel egyikén keresztül;
- A vészlekapcsoló rendszer aktiválásával (EDS), amit szintén a fúrótorny két vezérlőpaneljének valamelyikén keresztül lehetett bekapcsolni (az EDS-t akkor kellett működésbe hozni, amikor a fúróberendezés valamilyen okból -vészhelyzetben- leválik a kútról);

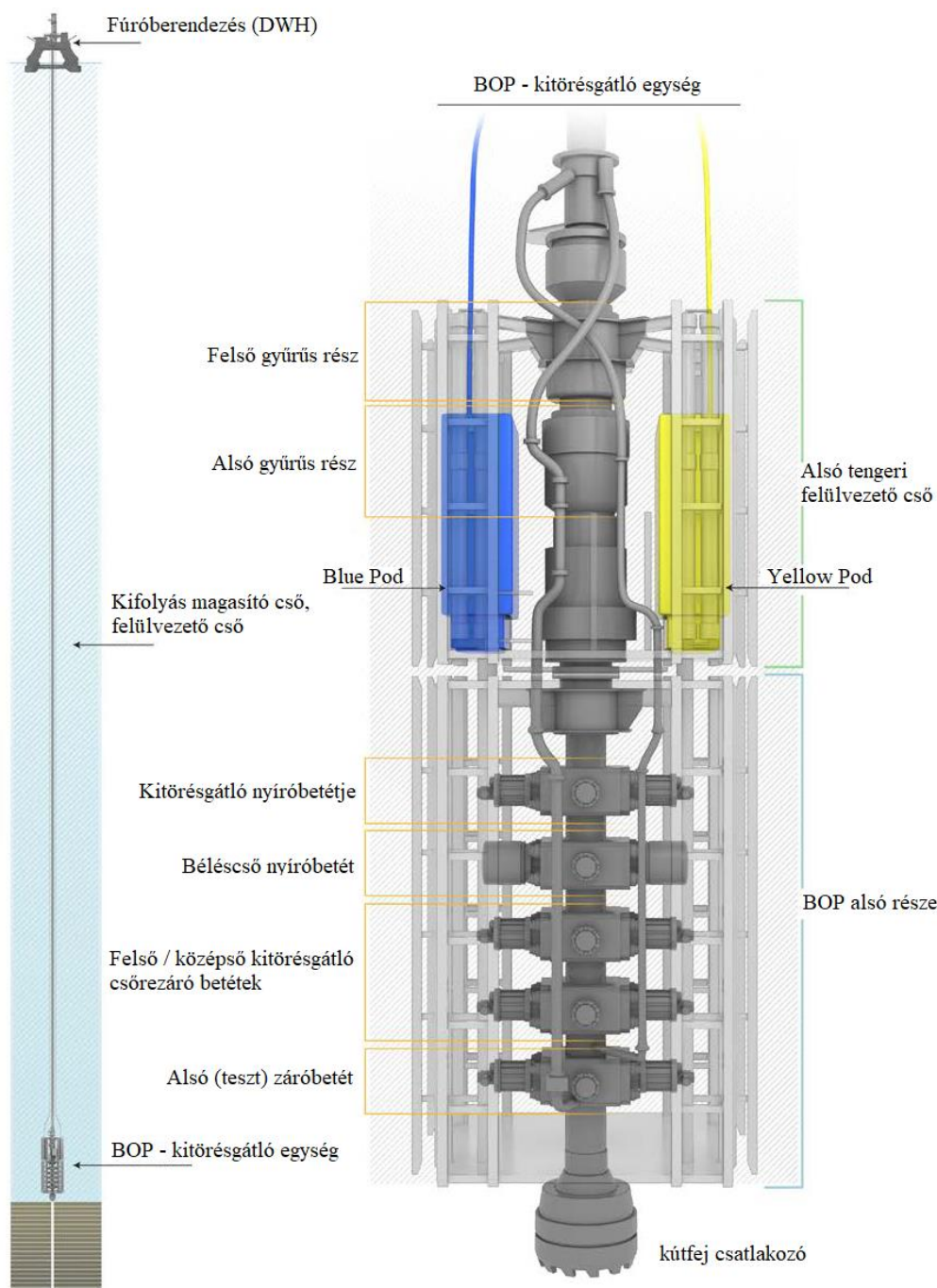
-
- A BOP rendszer két podjának (sárga vagy kék) valamelyikén található áramkörök által, ha az automatikus üzemmód funkciót (AMF) aktiválták a kommunikáció és a hidraulikus kapcsolat megszakadása miatt;
 - A BOP-kötegetben található automata nyíró funkcióval, ha az LMRP-vel való kapcsolat fizikailag megszakadt; és
 - Tenger alatti távirányítású járművel (ROV). A BSR az egyetlen nyíróbetét a BOP-on, amely rendelkezik automatikus működési módokkal: az AMF móddal, amely a kék és a sárga podoktól függ, és az automata nyíró móddal, amely nem függ a vezérlőpodoktól. A BOP összes többi nyíróbetétje manuálisan aktiválható a vezérlőegységeken keresztül.

2.2.4. Béléscső nyíróbetét (Casing Shear Ram - CSR)

A CSR-t a BSR alá szerelték fel. Két V alakú vágószerszám helyezkedett el egymással szemben, melyeket nagyobb, vastagabb csövek vágására terveztek, és a BSR-rel ellentétben nem a kút lezárása volt a feladatuk. Szinte minden csövet, ami a BOP furaton átfér képes elvágni, például béléscső elnyírására is használható.

2.2.5. Többféle csőméretre záró pofák (Variable Bore Ram - VBR)

A BOP-köteget aljához közel - a BSR és a CSR alatt - 3 db többféle csőméretre záró pofa (VBR) volt elhelyezve. Ezek a nyíróbetétek fémmel megerősített elasztomer gyűrűs elemekkel rendelkeztek, amelyek funkciójukban hasonlóak az LMRP gyűrűs kialakítású védőelemeivel, és úgy lettek kialakítva, hogy lezárják a fúrócső és a BOP rendszer közötti gyűrű alakú teret. A VBR-ek szerkezetileg robusztusabbak voltak, mint a gyűrűs kialakítású védőelemek, de csak a csőátmérők egy szűk tartományában zártak. Az alsó VBR-t megfordították, hogy létrehozzanak egy „teszt nyíróbetétet”, amely a felszálló ágban lévő nyomás, nem pedig a kútban lévő nyomás hatására zárt.

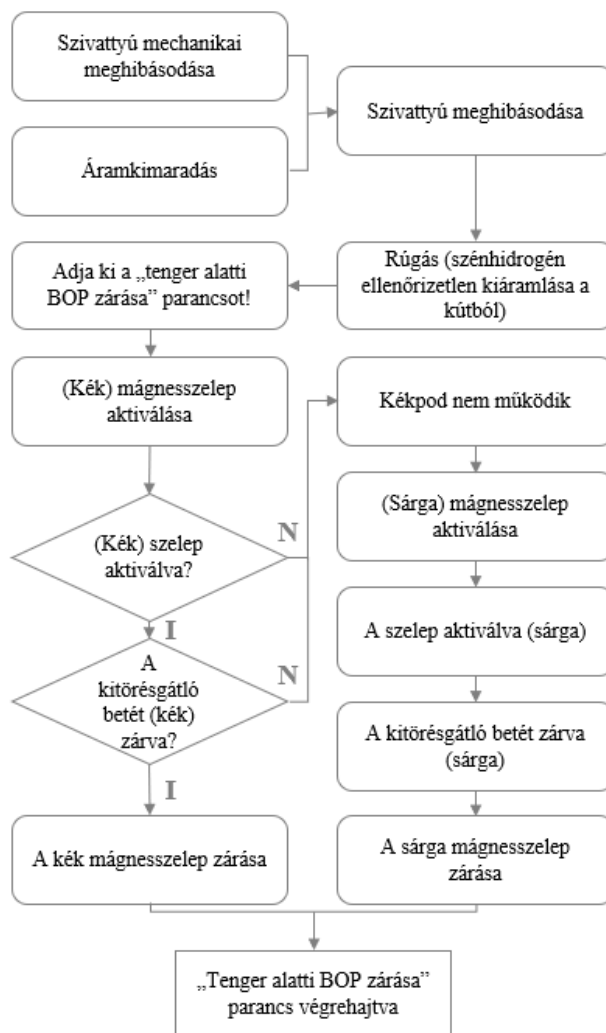


4. ábra A Deepwater Horizon fűrótorony kitörésgátló szerkezete (BOP)

2.2.6. Vezérlő rendszer

A BOP vezérlőrendszer számos része magán a BOP rendszeren volt elhelyezve, a többi pedig a Deepwater Horizonon. Az LMRP-n elhelyezett két elektrohidraulikus rendszer, a kék és sárga vezérlőpodok a BOP kulcsfontosságú rendszervezérlő elemei voltak (5. ábra). A vezérlőpodok

mindegyike elektronikus vezérlőegységeket tartalmazott, amelyeket multiplexer (MUX) kommunikációs kábelekkel kötöttek a fúrótoronyhoz.



5. ábra BOP vezérlőpodjainak működése folyamatábrán

A fúrótoronytól az LMRP-ig tartó hidraulika vezeték lehetővé tette a BOP rendszer hengersorának nyomás alá helyezését, amely hidraulikafolyadékot tartott nyomás alatt. Az elektronikus vezérlőrendszer nyitotta és zárta a szelepeket, amelyek lehetővé tették a túlnyomás alatt lévő hidraulikafolyadék áramlását, és aktiválták az összes nyíróbetétet és a tömítéseket a felső és alsó gyűrűs kialakítású védőelemekben.

A gyűrűs védőelemeket és a nyíróbetéteket nagynyomású hidraulikafolyadék működtette, amely a fúrótoronyból származott, vagy – ha megszakadt a kapcsolat a fúróberendezéssel – a BOP rendszer nyolc nyomás alatti, 80 gallonos (~300 literes) tömlős hidraulikus akkumulátorából. Az elektronikus eszközök segítségével mágnesszelepeket nyitottak ki, így

tették lehetővé a nagynyomású hidraulikafolyadék kilépését (az akkumulátorokban lévő gáz segítségével). A nagynyomású hidraulikus folyadék hajtotta a hengereket (dugattyúkat), amelyek elmozdították a védőelemeket és a nyíróbetéteket. Az elektronikus rendszerek lehetővé tették a fúrótoronyról történő vezérlést, vagy – ha a kommunikáció megszakadt – automatán elindított műveleteket, mint például a BSR működtetését.

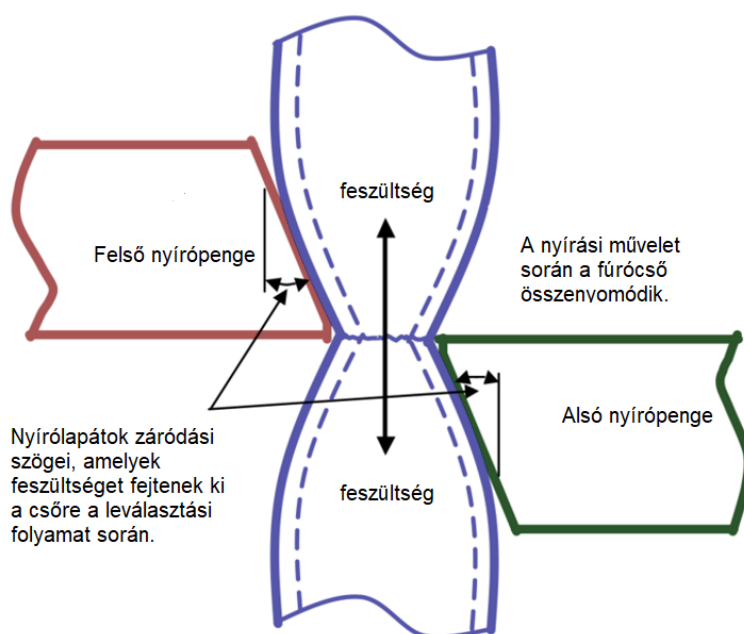
2.2.7. Vészhelyzeti műveletek

A BSR-t úgy tervezték, hogy az igazi vészhelyzeti védőelem legyen – ez az egyetlen a BOP rendszer különféle elemei közül, amely a cső elvágására és a teljes BOP rendszer, és ezáltal a kút lezárására szolgál. A BOP rendszer tömítése a fúrócső keresztülvágása után technikai kihívás, de a jelenlegi technológiai fejlettség nyújtotta eszközök lehetővé teszik. A BSR feletti és alatti nyomáskülönbség, ha működik és lezárja a fúrócsövet, hatalmas lehet – több ezer psi (több száz bar) –, ami óriási erőt hoz létre, és nagy szerkezeti integritást, gondosan megtervezett tömítéseket és megfelelő tesztelést tesz szükségessé extrém körülmények között. A fém fúrócső felvágása után nem engedhető meg, hogy fémforgács ékelődjön a nyíróbetétek közé, ami megakadályozná a nyíróbetétek teljes záródását és tömítést.

Tovább bonyolítja a nyíróbetétek tervezését, hogy a fúrócső csatlakozásai szükségszerűen vastagabbak, mint maga a fúrócső, hogy geometriailag illeszkedjenek a csatlakozó fúrócső menetes részeihez, és hogy a fúrási nyomatókat átadják közöttük. A Transocean 2008-as *Well Control Complications/Emergency* dokumentuma megjegyzi, hogy „a legtöbb BSR-t úgy tervezték, hogy csak a fúrócső testén nyírjon hatékonyan. A BSR-ek használatára vonatkozó eljárásoknak ezért biztosítaniuk kell, hogy a fúrás előtt ne legyen szerszámkötés a nyíróbetéttel szemben”. Időre és odafigyelésre van szükség annak biztosítására, hogy egyetlen csőcsatlakozás se legyen a BSR síkjában. Ezenkívül a DWH BOP-rendszere nem tartalmazott olyan felügyeleti eszközöket, amelyek közvetlenül jelezték volna a fúrótoronyon lévő személyzet számára a BOP-rendszeren belüli csökötések helyét (sajnos egyáltalán nem iparági gyakorlat). Így annak biztosítására, hogy a BSR síkjában ne legyen vastagabb csőrész, a fúrószemélyzetnek egy csökötést egy ismert helyre kell behelyeznie, akár a pozíciók bemérésével és kiszámításával, vagy akár úgy, hogy az idomot egy VBR elé akasztják fel.

A 2008-as Transocean dokumentum nem foglalkozik a csőcsatlakozás helyének meghatározásával időkritikus helyzetekben. A dokumentumok azt állítják, hogy „az optimális

nyírási jellemzők akkor érhetőek el, ha a cső álló helyzetben van és feszes”. A fúrócső nagy nyomóterhelést képes átvinni, különösen akkor, ha az oldalsó stabilitás érdekében a BOP oldalfalait tudja használni. A Deepwater Horizon esetében 2010. április 20-án a BOP feletti fúrószál „száraz tömege” közel 70 tonna volt. Ha megpróbálják elnyírni a fúrószálat összenyomva, további súrlódás léphet fel. Amikor egy BSR szétvágja a csövet, a művelet sokkal egyszerűbb, ha a cső feszes (ki van húzva egyenesen), nem pedig összenyomva. Feszültség hatására a vágandó két darab széthúzódik a vágástól (6. ábra).



6. ábra Felső és alsó nyírókések összezúzzák a fúrócsövet és elkezdik a nyírási (vagy törési) művelet. (West Engineering Services, Inc. 2004, p. 2-2.)

Ha ehelyett a fúrócső jelentősen összenyomódott, akkor a vágandó két fúrócsődarab egymáshoz préselődik, nyomás nehezedik a nyírólapátokra is, így a szükséges nyíróerő sokkal nagyobb. Ezenkívül feszültség alatt a levágott csődarab eltávolodik a nyírólapátoktól, így nyíróbetét könnyedén zárhatja a BOP-ot (illetve a kutat). Összenyomás hatására a cső hajlamos beszorulni a nyíróbetétekbe, és ezáltal a teljes tömítés akadályozott.

Ahhoz, hogy a hosszú, karcsú fúrócső feszeségét megőrizték egy „kampóra” akasztják fel, ez egy „szállító csigasorhoz” van rögzítve, amelyet fel és le mozgat a fúrótoronyban található hatalmas kábelemelő. [5] A Deepwater Horizonon történt robbanás idején a fúrószál száraz tömege kb. 77 tonna volt, amelyet teljes egészében a horog és a csigasor viselt, a horog teljes terhelése pedig nagyjából 165 tonna volt [6]. A tanúk vallomása alapján a Deepwater Horizon

mozgó csigasora 22:20-kor esett le, valószínűsíthetően a horog és a ráakasztott fúrócső azonban már korábban is leszakadhatott a robbanások okozta károk következtében.

A Deepwater Horizon BOP rendszerének tervezése során a BSR ellenőrzött körülmények közötti használatára összpontosítottak, vagyis feltételezték, hogy a fúrócső feszsége biztosított, és úgy tűnik, csak ilyen körülmények között tesztelték a BOP nyíróhengereit. A feszség megszűnne például, ha egy baleset vagy robbanás következtében a fúrócső és a fúrótorony szétkapcsolódna, és a fúrócső lefelé mozdulna el a kútban. Gondosan ellenőrzött körülmények között biztosítható a fúrócső megfelelő pozíciója, de nem vészhelyzetben (mint amilyen a Deepwater Horizonon) vagy számos más lehetséges abnormális helyzetben. Továbbá, mivel a BOP nyíróbetét tesztelést mindig a felszínen végzik, a nyíróbetétek közötti hatalmas nyomás-különbség hatásait nem tárják fel a vizsgálatok.

Egyes BOP-rendszerek két BSR-rel rendelkeznek a rossz helyen lévő szerszámcsatlakozás problémájának orvoslása érdekében. „Minden mélytengeri fúráshoz használt tenger alatti BOP-köteget fel kell szerelni két BSR-rel” – állapította meg a SINTEF (*Stiftelsen for Industriell og Teknisk Forskning*) 2001-ben az MMS-re vonatkozó tanulmányában [7]. Az a gyakorlat, hogy egyetlen BSR-t használnak, amely nem képes egy csőcsatlakozást átvágni, komoly kérdéseket vet fel a rendszer általános vészhelyzeti megbízhatóságával kapcsolatban.

1. táblázat A DWH BOP elemeinek összefoglaló táblázata

BOP elem	Tömít a fúrócső körül	Lezárja a nyitott furatot	Elnyírja a fúrócsövet	Előnyök / Hátrányok	[db] DWH BOP
AP	✓	✓	✗	Arra tervezték, hogy gyakorlatilag bármilyen tárgy körül záródjon; rendszerint ez lép először működésbe a kút vezérlési tevékenységek során.	2
VBR	✓	✗	✗	A nyitott kútfuratot nem tudja lezárni; többféle csőméret körül képes zární.	3
BSR	✗	✓	✓	Nem tudja elnyírni a fúrócső illesztési pontjain a fúrócsövet vagy a béléscsövet. A kút lezárása tervezték.	1
CSR	✗	✗	✓	Elnyírja a béléscsövet és akár a fúrócső illesztéseket is, de a nyíróbetét zárásával a furat/kút lezárása nem történik meg.	1

2.2.8. Iszap-gáz leválasztó (Mud-Gas Separator - MGS)

Az MGS felfogja és leválasztja a fúrófolyadékban megjelenő nagyobb mennyiségű gázt. Ha kitörés közeli helyzet áll fenn, az MGS szétválasztja az iszapot és a gázt azáltal, hogy

átáramoltatja a keveréket a terelőlemezeken. A szénhidrogén gáz ezután biztonságosan elvezethető, a fűrészi iszap pedig visszaforgatható a fűrésziiszap kezelőrendszeren keresztül.

2.2.9. Tűz- és gázérzékelő, tűz- és gázjelző rendszer

A Deepwater Horizonon a védelmi rendszerek másodlagos szintjei közé tartozott a tűz- és gázérzékelő, tűz- és gázjelző rendszer, valamint a fűrótorony bizonyos területeinek elektromos besorolása. A rendszer érzékeli a szénhidrogéngázt, és figyelmeztető riasztást indít az elfogadható határértékek túllépése esetén. Egyes riasztások esetén – határérték túllépés esetén - egy automatikus funkció indul el, ami elsősorban azt akadályozza meg, hogy a szénhidrogén gáz bejusson a veszélyeztetett helyekre a fűtési, szellőztetési és légkondicionálási (HVAC) rendszeren keresztül. Emelkedett gázkoncentráció esetén a rendszer lezárja a tűzgátló csappantyúkat és lekapcsolja a szellőzőventilátorokat.

A Deepwater Horizon esetében nem volt automata funkció beépítve, valószínűleg a téves riasztások miatti áramellátás kimaradásokat akarták elkerülni. Vészhelyzet esetén kézi aktiválásra lett volna szükség. A HVAC rendszer valószínűleg gázban gazdag keveréket juttatott a motorterekbe, ami legalább egy motor túlpörgését okozta, ami így potenciális gyújtóforrássá lett.

2.3. Kitörés miatti múltbéli balesetek

A Macondo kút–Deepwater Horizon 2010. április 20-i incidens nem az első nagyobb, tengeri fűréssel összefüggő katasztrófa volt a történelemben. Az irányíthatatlan kitörések, jelentős károkozással járó múltbéli balesetek listája - az áldozatok számát véve a rangsor alapjául - a következő:

1. Piper Alpha: A Piper Alpha északi-tengeri katasztrófája továbbra is a valaha volt legsúlyosabb olajfűrótorony-katasztrófa. A tragikus esemény 1988. július 6-án 167 ember életét követelte.

A műszakváltások közötti kommunikációs hiba gázszivárgást eredményezett, amely többszörös robbanást váltott ki a platformon. A legénység 226 tagjából csak 61 maradt életben. A tragédia következtében keletkezett tűz megfékezése közel három hétig tartott.

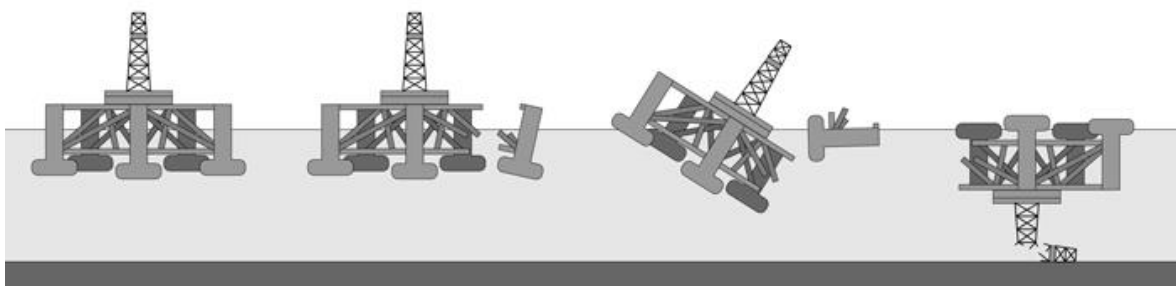
A Piper Alpha nemcsak a legnagyobb olajkatasztrófa, hanem a történelem egyik legköltségesebb ember okozta balesete is – a teljes biztosítási veszteség körülbelül 1,4 milliárd

dollár volt. Ebből az összegből körülbelül 200 millió dollárt költöttek az olajfúrótorony-robbanás áldozatainak családjainak kártalanítására.

2. Alexander L. Kielland: egy félig merülő platform volt az Északi-tengeren. 1980. március 27-én az erős szél 12 méter magas hullámokat emelt a tenger felszínén. Ezek a szelek és hullámverések megtépázták a szerkezet lábait, ami végül az egyik lábhoz rögzített merevítés meghiúsodását okozta.

Ez egy sor szerkezeti sérülést okozott, aminek következtében a platform 30°-kal megdőlt, és végül felborult (7. ábra). A fedélzeten tartózkodó 212 munkás közül csak 89 maradt életben. A legtöbb áldozat a tengerbe fulladt.

A tragédia utáni vizsgálatok felfedezték a lábmerevítőn egy repedést, amit korábban nem vettek észre. [8]



7. ábra Az Alexander L. Kielland elsüllyedése (Elisabeth Tunland illusztrációja)

3. DS Seacrest: A Gay tájfun által keltett hatalmas, 12 m magas hullámok elsüllyesztették a DS Seacrestet. Az erős ciklon 800 halálos áldozatot követelt a Thai-öböl környékén, akiknek több mint 10%-a a DS Seacrest fedélzetén tartózkodott.

A 97 fős legénységből a mentőcsapatoknak csak 6 embert sikerült megmenteniük. A jelentések szerint a hajó eltűnését 1989. november 4-én jelentették, de csak másnap találták meg. A katasztrófa túlélői közül négyen beperelték a hajó tulajdonosát az Unocalt. Az indítványt azonban a bíróság nem fogadta el, mert a hajó megfelelő műszaki állapotban volt és a terveknek megfelelően látta el a feladatát.

4. Ocean Ranger: egy félig merülő, mobil tengeri fúróegység volt, amely 1982. február 15-én süllyedt el kanadai vizeken. Éppen kutatófúrást végzett a Mobil számára 267 kilométerre keletre St. John's-tól (Új-Fundland). A baleset napján vihar volt, a közel 20 m-es hullámok egyike betörte a bal oldali ablakot, ami vízkárokat okozott a ballasztvezérlő helyiségben. Ennek

következtében a kiegészítő rendszer hibásan működött, a fúrótorony egyensúlya elmozdult és másnap reggelre az egész platform víz alá került.

A 84 fős legénység minden tagja odaveszett, nem voltak túlélők.

5. Bohai 2: 1979 novemberében a Bohai 2 jack-up fúrótorony felborult Kína partjainál a Bohai-öbölben. A baleset a fedélzeten tartózkodó 76 dolgozóból 72 halálát okozta.

Miközben a fúrótoronyt Kína és Korea között vontatták, egy 10-es erősségű vihar miatt óriási hullámok keletkeztek, majd ezek összezsúptak a főfedélzet felett és a fúrótorony elárasztását okozták, majd a szerelvény felborult. Az életmentő felszerelések rendelkezésre álltak, de a használatukra a legénység nem volt megfelelően kioktatva, emiatt a személyzet többsége elhunyt.

6. Mumbai High North: 2005. július 27-én a Mumbai High North platform ütközött egy támogató hajóval, tűz ütött ki, melynek következtében 22 ember meghalt. Az események láncolatát egy szakács balesete indította el (levágta két ujja hegyét).

A térségben uralkodó monszun miatt a helikoptereket nem engedték felszállni, ezért a sérült szakácsot daruval szállították át a támogató hajóra, hogy az orvosi kezelés helyszínére el tudják vinni. A víz erős hullámozása a peron felé lökte a hajót, az ebből eredő ütközés következtében tűz keletkezett. A tragikus halálesetek mellett jelentős olajszennyezés és gázszivárgás is történt.

7. Deepwater Horizon: A DWH katasztrófája a többi olajfúrótorony-katasztróféhoz képest lényegesen kevesebb áldozatot követelt (11 ember vesztette életét), de ez a baleset okozta az Egyesült Államok történetének legnagyobb olajszennyezését – 4 millió hordó olaj ömlött a Mexikói-öbölbe.

2010. április 20-án a Deepwater Horizon fedélzetén tartózkodó 126 dolgozó közül sokan megsérültek a kezdeti robbanásban, amelyet a kút magján keresztüli földgázrobbanás okozott.

A szénhidrogén csaknem 3 hónapig ömlött ki a kútból.

8. Ixtoc I: egy kutató olajkút volt, amelyet a Sedco 135 félig merülő fúróberendezés fűrt a Mexikói-öböl Campeche-öbölében, Ciudad del Carmentól körülbelül 100 km-re északnyugatra, Campeche 50 méteres mélységben. 1979. június 3-án a kút kitörést szenvedett, ami akkoriban az Egyesült Államok történetének legnagyobb olajszennyezését eredményezte. A mai napig ez a második legnagyobb olajszennyezés az Egyesült Államok történetében a Deepwater Horizon

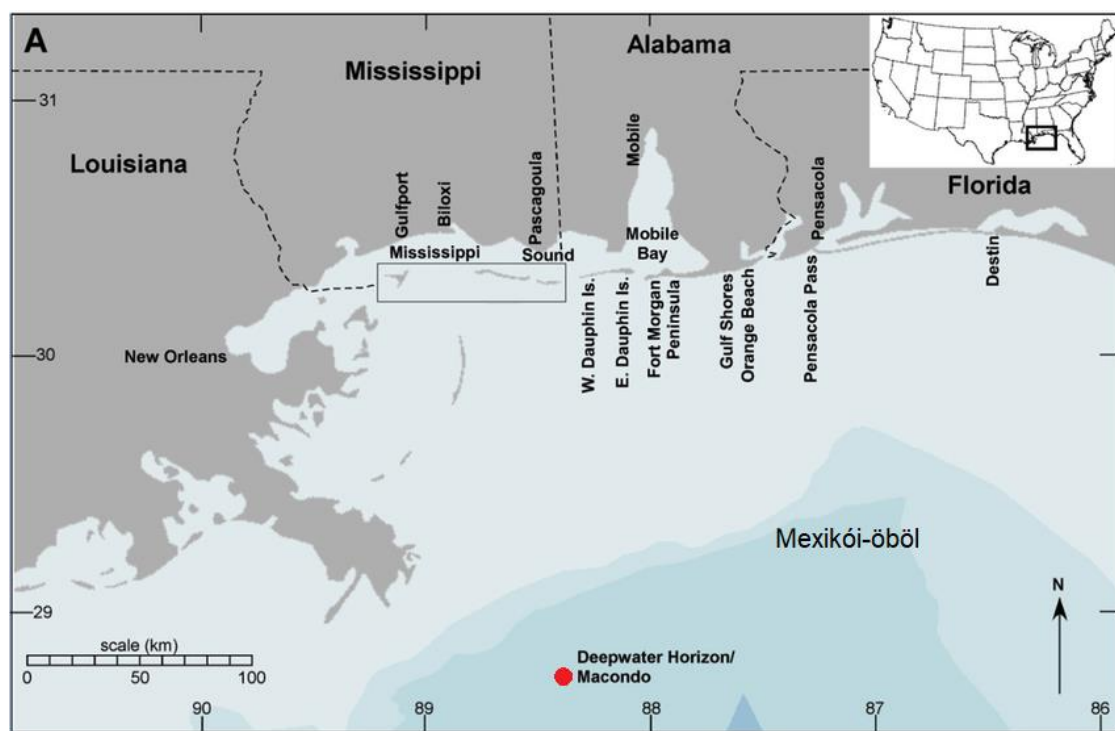
olajszennyezés után. A kút alján lévő képződmény megrepedt, ami sárvesztést okozott. A kút szabályozására szolgáló hidrosztatikus nyomás megszűnt, miután a fúrószálat kihúzták a fúrólukból. A BOP-nak nem sikerült rögzítenie a kutat, mert a vastag, nagy átmérőjű fúróperemek a BOP-köteg belsejében voltak, megakadályozták, hogy a nyíróhengerek elvágják a csövet, és a csőhengerek bezáruljanak a nagy átmérőjű cső körül. 9 hónapig tartott, hogy lezárják a sérült kutat, a becslések szerint 3,5 millió hordó olaj ömlött ki.

A tengeri fúrótornyokon dolgozók fizetése gyakran magasabb, mint a hasonló képzettséggel, gyakorlattal rendelkező szárazföldi kollégák bére és könnyen belátható, miért. A szénhidrogén kitermelés számos kockázattal jár és a megfelelő műszaki / szervezeti intézkedések ellenére is elegendő egy kis hiba, hogy katasztrófa következzen be.

3. A Macondo kút bemutatása

3.1. A bérelt terület és az engedélyek

2008. március 19-én a BP 10 évre bérleti szerződést kötött a Mississippi Canyon Block 252 területen lévő 206.sz. parcellájára a Mexikói-öböl középső részén (8. ábra). A szerződés 2008. június 1-jén lépett életbe. BP (65%), az Anadarko Petroleum (25%) és a MOEX Offshore (10%) vállalatok közösen lízingelték a mezőt, a BP volt az üzemeltető.



8. ábra A bérelt terület és a Macondo kút földrajzi elhelyezkedése

A Mineral Management Service (MMS - az USA Belügyminisztériumának egyik ügynöksége volt, az ország földgáz-, olaj- és egyéb ásványi erőforrásait kezelte a külső kontinentális talapzaton) 2009. április 6-án hagyta jóvá a kutatási tervet, majd 16-án a felülvizsgált kutatási tervet.

A Macondo-kút fúrására vonatkozó engedélyt 2009. május 22-én hagyták jóvá. A megszokott gyakorlatnak megfelelően a BP több módosítási kérelmet nyújtott be és az MMS mindet jóváhagyta. Ezekre mind azért volt szükség, mert a fúrási műveletek során felmerült problémákra, eltérő környezeti viszonyokra azonnal reagálni kellett.

3.2. A kút tervezése és kialakítása

A mélytengeri kutak fúrásának célja, hogy a tengerfenék és a felszín alatt rekedt olaj- és gáztározók készletéhez hozzáférhessünk. A tározók eléréséhez egy kútfurattal hatolnak át különböző közetrétegeken (képződményeken) és/vagy konszolidálatlan üledékeken, mint például homok, pala, kavics vagy iszap. A képződmények, - mint például maga a célba vett tározó - porózusak és áteresztőképesek, és nyomás alatt álló vizet, olajat és/vagy gázt tartalmaznak. Ezeknek a folyadékoknak a fúrólyukba való nem tervezett áramlását „kitörésnek” nevezik, vagyis a kőolaj és földgáz (szénhidrogének) ellenőrizetlen kibocsátását a kútból. Ez a legveszélyesebb mind az emberekre és mind a tárgyi eszközökre: ha a szénhidrogén utat tör magának a fúróberendezésig, ott gyűjtőforrással találkozhat, ami tűzhöz/robbanáshoz vezethet.

Az olajkutak tározóiban található olaj és gáz gyúlékony és potenciálisan robbanásveszélyes természete az egyik legjelentősebb veszélyforrás, amelyet a fúrési és termelési művelet teljes életciklusa során kezelni kell, a tervezési szakaszoktól kezdve.

A Macondo-kút egy un. infrastruktúra által vezérelt fejlesztés volt, vagyis a kutatófúrás során a kút szerkezetét úgy alakították ki, hogy amennyiben megfelelő mennyiségű szénhidrogént találnak, a későbbiekben kitermelő kút lehessen. Bár az eredeti kúterv szerint a becsült teljes mélység 6.000 m (19.650 ft) volt, a tényleges 5.600 m (18.360 ft) lett. A mérnök csapat a felszín alatti munkákra szakosodott csapattal és a kiválasztott szakvállalkozókkal együttműködve dolgozott a Macondo kút tervezésén. Közösén megbecsülték a geológiai képződmények pórusnyomását és szilárdságát, majd 2009 június végére elkészült a részletes műszaki terv, a kockázatértékelés és a terv szakértői felülvizsgálata. A dokumentáció minden fontos elemet

tartalmazott: a kútberendezést és a műveleteket, az iszapot, a fúrószerszámokat, a burkolat tervezését, a betonozási tervet és a nyomáspróbát.

A kút fúrásakor a fúrók által elérni kívánt tározókban rekedt olaj és gáz által kifejtett nyomás szabályozása szükséges. A nyomást, amelyet pórusnyomásnak vagy képződési nyomásnak neveznek, részben a víz és a tározót körülvevő közet súlya hozza létre.

A pórusnyomást ellenőrizni kell a tenger alatti fúrési és kútbefejezési műveletek során, hogy minimálisra csökkentsük a kútkitörések előfordulását. Macondo különösen nagy kihívást jelentett ebből a szempontból.

A pórusnyomás szabályozására és a fúrési és befejezési tevékenységek során a kitörések megelőzésére a fúrési munkálatok során általában különféle fizikai akadályokat használnak.

3.2.1. A pórusnyomás szabályozása fúrási folyadékkal

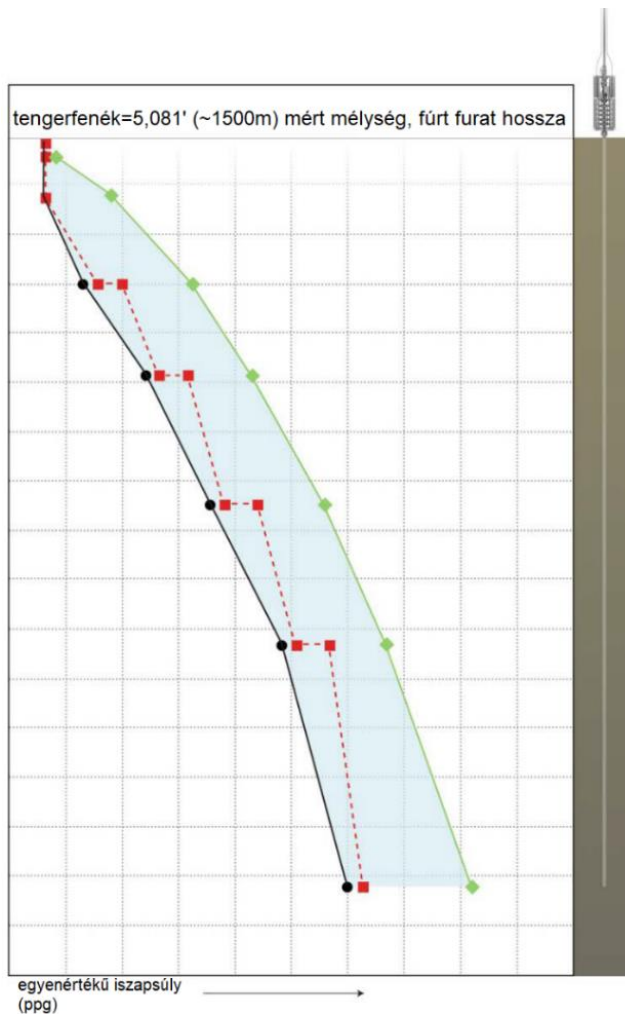
A fúrás közbeni pórusnyomás szabályozására használt elsődleges gát egy folyadékoszlop, amely kitölti a kútfuratot és a felülvezető csövet. Különböző fúrési folyadékok közt lehet például víz vagy vízbázisú és olajalapú fúrési iszap. A fúrési folyadék oszlop hidrosztatikus nyomást fejt ki a fúróberendezéstől a kútfuraton és a fúrószáron keresztül. Utána ugyanezen a folyadék a zúzott kőzetet a fúrófej körül visszahordja a fúrócső és a kútfurat közötti gyűrű alakú részen és végül a felülvezető csövön keresztül a felszínre jut. Ha a hidrosztatikus nyomás a fúrólukban nagyobb, mint a pórusnyomás, akkor a folyadékoszlop gátként működik, ellensúlyozva a pórusnyomást és ezzel megakadályozva a szénhidrogének bejutását a fúrólukba. A kút ebben a kiegyensúlyozott állapotban tartása a kútszabályozás alapja. Ha valamilyen okból a hidrosztatikus nyomás a pórusnyomás alá csökken kitörés következhet be. Ha a fúrési folyadék által kifejtett nyomás túl magas, meghaladhatja a „törési gradienst” vagy azt a nyomásértéket, aminél az érintett kútfurat falai beomlanak és a fúrési iszap a képződménybe áramlik. Ez veszélyes, mert a folyadékoszlop hirtelen magasságcsökkenése miatt az egyensúly megbomlik (a fúrési folyadék elvész a képződményben, és nem cserélődik ki elég gyorsan a felszínen). Ez is kitörést eredményezhet.

A fúrófolyadék egyfajta gátként van kialakítva, hogy a kút alján lévő nyomást a fúrési határon belül tartsa, amit a International Association of Drill Contractors (IADC) a „maximális pórusnyomás és a minimális effektív törési nyomás közötti különbségként határoz meg”. A macondoi incidens idején hatályos kútszabályozási kézikönyvében a Transocean kijelentette,

hogy a kútervezést nagymértékben befolyásolja a fúrési határ, mivel ez határozza meg, hogyan kell a fúrást lefolytatni a hatékony és biztonságos működés érdekében. [9]

A Mexikói-öbölben végzett kútfúrásra vonatkozó kérelmeknek tartalmazniuk kell a tervezett fúrési határt, amelyet általában grafikus formában nyújtanak be. A törési gradiens és a pórusnyomás jellemzően növekszik a mélység növekedésével együtt, de nem feltétlenül egyenletesen vagy állandóan egymáshoz képest. A tervezett fúrési határ egyenértékű iszapsűrűségben van megadva (font per gallonban (ppg)), így a nyomás könnyen összevethető a fúrési iszaposzlop sűrűségével. Az iszap súlya úgy van kialakítva, hogy a fúrési határon belül maradjon, a kútból származó folyadékot visszatartsa, és elkerülje a furat falának megrepedését, ami a keringés elvesztését eredményezheti és potenciálisan egy későbbi kitorést okozhat. Az Egyesült Államok tengeri fúrásra vonatkozó szabályozása kimondja: „A fúrás során be kell tartania a jóváhagyott APD-ben (Fúrési engedély iránti kérelem) meghatározott biztonságos fúrési határt. Ha nem tudja fenntartani ezt a biztonságos határt, fel kell függesztenie a fúrési műveleteket és orvosolnia kell a helyzetet.” A szabályozás nem határozza meg, hogy mekkora legyen a minimális fúrési határ, de az iszap tömegének legalább 0,5 ppg törési gradiens alatt tartása az elfogadott gyakorlat.

A 9. ábra egy egyszerűsített fúrési diagramot ábrázol, a tervezett iszaptömegnek (piros szaggatott vonal) kisebbnek kell maradnia, mint a törési gradiens (zöld vonal), és nagyobb, mint a pórusnyomás (fekete vonal). Új burkolatmenetek, béléscsővek (zöld gyémántok) kerülnek beépítésre, amikor a törési gradienst megközelítik.



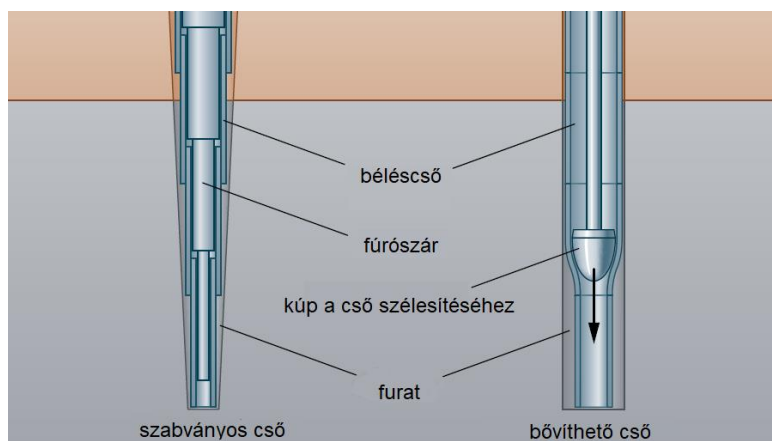
9. ábra Egyszerűsített fúrési diagram

3.2.2. A pórusnyomás szabályozása béléscsővel és cementtel

A törési gradiens túllépésének elkerülése érdekében a személyzet addig fúr egy kutat, amíg a fúrési folyadék által kifejtett össznyomás el nem éri a törési gradienst, ekkor acélburkolatot, acélbéléscsövet helyeznek a furatba, hogy a gyengébb képződmények összeroppanását megakadályozzák. A gyűrűs részben és a burkolat alján lévő cementnek meg kell akadályoznia a fúrófolyadék feláramlását a béléscső körül, így védve a kútfuratot, és meg kell akadályoznia a környező képződményben lévő szénhidrogének feláramlását. A béléscső többek között a fúróluk megerősítését szolgálja, hogy az ne törjön szét vagy omoljon össze a fúrési műveletek közben. A béléscsövet egy kútban úgy rögzítik, hogy cementet pumpálnak a béléscső és a képződmény közötti gyűrű alakú térbe, ahol megszilárdul és megkeményedik. [10]

A béléscső közepén tartásához központosítókat használnak, ezek segítségével megakadályozható, hogy a cementezés alatt a cső bármelyik irányba elmozduljon. Ha a

cementezés nem homogén, a cső és a furat között kialakult réseken átszökhet a kútból kiáramló gáz. A bélészső kialakítása után a nehezebb iszapot be lehet juttatni a furatba, és a műveletek a burkolat alján lévő cement melletti fúrással folytatódnak. Az új bélészső beépítése csak korlátozott számban hajtható végre, mivel minden új telepítésnek át kell férnie a közvetlenül korábban létesített bélészsőveken, így az új csőnek kisebb átmérőjűnek kell lennie, mint az előzőnek. Kevés átmenetet lehet végrehajtani, mert előbb-utóbb a furat egyszerűen túl szűk lesz a további fúráshoz. Jelenleg a minimális furatméretet 6 hüvelyk (~15 cm) átmérőben korlátozott. Tesztelés alatt van egy új technológia, mely átmenetek nélkül, bővíthető bélészsőrendszerrel van felszerelve. A fúrószár számára egy kúpos végű fej segítségével szélesítik ki a bélészsövet. (10. ábra)



10. ábra A jelenlegi szabványos kialakítású bélészső és a bővíthető cső szerkezete

A Macondo-kút tervezése során a BP kiszámolta, hogy hányszor és milyen mélységben kell beépíteni a bélészsövet. A fúráskor a legénység a tervektől eltérő geológiai viszonyokkal szembesült, ami a vártnál sekélyebb átmeneteket eredményezett és végül a tervezettnél kisebb fúrási mélységet. A BP elismerte, hogy a kút utolsó szakaszát nehéz volt fúrni, mivel a furat beszűkült, ami a fúrás alján lévő törési gradiens szokatlan csökkenése miatt következett be, de az amúgy is kis átmérőjű bélészső lehetetlenné tette, hogy mélyebbre fúrjanak.

Így a fúrás 2010. április 9-én leállt 18.360 láb (~5.600 m) tengerszint alatti magasságban a tervezett 19.650 láb (~6.000 m) helyett. A változtatás ellenére a későbbi kitermeléshez megfelelő szénhidrogén lelőhelyet már elérték, ezért a BP úgy döntött, hogy eltömíti és átmenetileg lezárja a kutat (ideiglenesen elhagyja) a későbbi szénhidrogén-kitermelés beindításáig. Az Egyesült Államok szabályozása előírja, hogy cementet kell lerakni a kút aljára, és egy „visszavehető vagy állandó típusú bélészsődugót, vagy legalább 100 láb hosszú

cementdugót kell elhelyezni a legbelső béléscsőbe”, hacsak a kérelmező nem kér előzetesen jóváhagyást ettől eltérő kialakításhoz a hatóságtól. A Macondó-kút esetében a BP engedélyt kapott egy felületi dugó elhelyezésére körülbelül 3.000 láb (~900 m) mélyen a tengerfenék alatt. Kérelmében a BP kijelentette, hogy a 100 láb minimális követelmény helyett 300 lábra tervezi meghosszabbítani a felületi dugó hosszát „a megnövelt beállítási mélység kompenzálása érdekében”. A nagyobb mélységbe való elhelyezés miatt a BP a felületi dugót a tengervízbe helyezte a fúrési iszap helyett.

A BP-nek nem volt saját vállalati szabványa az ideiglenes elhagyási terv előkészítésére. Macondo esetében a BP számos alternatívát mérlegelt a végrehajtást megelőző héten. A felszíni dugó elhelyezkedése befolyásolta az alsó lyuk cementintegritásának és a kút elmozdulásának értékeléséhez használt negatív nyomás vizsgálati körülményeit.

4. A tragédiához vezető események

2010. április 20-án - miután több termelő kőolaj- és földgáz lelőhelyet fedeztek fel - a fúrési tevékenységek befejeződtek Macondóban és a legénység előkészítette a kutat az ideiglenes elhagyására. Ennek során eltömítik a kutat, így a fúrótorony átköltöztethető egy új fúróhelyre, és a ledugózott Macondo kútból a termelés egy későbbi időpontban megindítható mihelyst egy kitermelő egységet telepítenek a helyszínen.

A BP a cementdugó elhelyezése előtt a fúrófolyadék-oszlop nagy részének eltávolítását követte meg az ideiglenes kútfelhagyási tervében. Korábban a szénhidrogén kitörését megakadályozó cementréteget nem megfelelően helyezték el a kút szájához, a cement integritási ellenőrzését elvégezték ugyan, de a dolgozók számára nem volt egyértelmű az eredmény. Mind a BP, mind a Transocean személyzete a DWH fúrótoronyon félreértelmezte a cement integritására vonatkozó vizsgálati eredményeket, ezért tévesen azt hitték, hogy a kút alján lévő szénhidrogén mező biztonságosan le van zárva. Amikor a fúrófolyadék-oszlopot eltávolították, a nyomás fokozatosan csökkent a kút alján lévő szénhidrogén tározó felett. A cement védőgát nem látta el védelmi funkcióját, a szénhidrogén folyam utat tört magának a DWH felé. Mindeközben a személyzet folytatta a fúrófolyadék-oszlop nagyobb részének eltávolítását, mivel nem vették észre, hogy a kútban a folyadék mennyisége növekszik. A szénhidrogén csaknem egy órán keresztül áramlott a tározóból felfelé emberi beavatkozás vagy automata vezérlés aktiválása nélkül.

A felszálló csövön a szénhidrogén óriási erővel tört felfelé, majd végül a felszínre, a DWH platformjára jutott, kitörés történt. Ezt már észlelte a legénység és aktiválta a BOP-ot, ami ideiglenesen lezárta a kútat, de azt már nem tudta megakadályozni, hogy a felszállócsőben, már a BOP felett elhaladt szénhidrogén a fúrótoronyra kerüljön.

A legénység a platformról igyekezett más irányba terelni a veszélyes folyamatot, a terelő alapbeállítására azonban a kútból kiáramló folyadékot nem a tenger felé, hanem az iszapgáz leválasztóba irányította. Az MGS gyorsan túlterhelődött, mivel nem egy Macondo kút méretű kitörés kezelésére tervezték, rövid időn belül fúrású iszap és szénhidrogén elegye záporozott a fúrótorony padlójára. A szénhidrogén gyújtóforrást talált, számos robbanás és tűz keletkezett.

Mind a kézi, mind az automatizált vészhelyzeti rendszerek a BOP-on belül aktiválódtak a fúrócső elnyírása és a kút lezárása érdekében. A kútban kialakult nyomás azonban a fúrócső meghajlását okozta, ami a nyíróbetétek működését gátolta és ezáltal megakadályozta a kút lezárását.

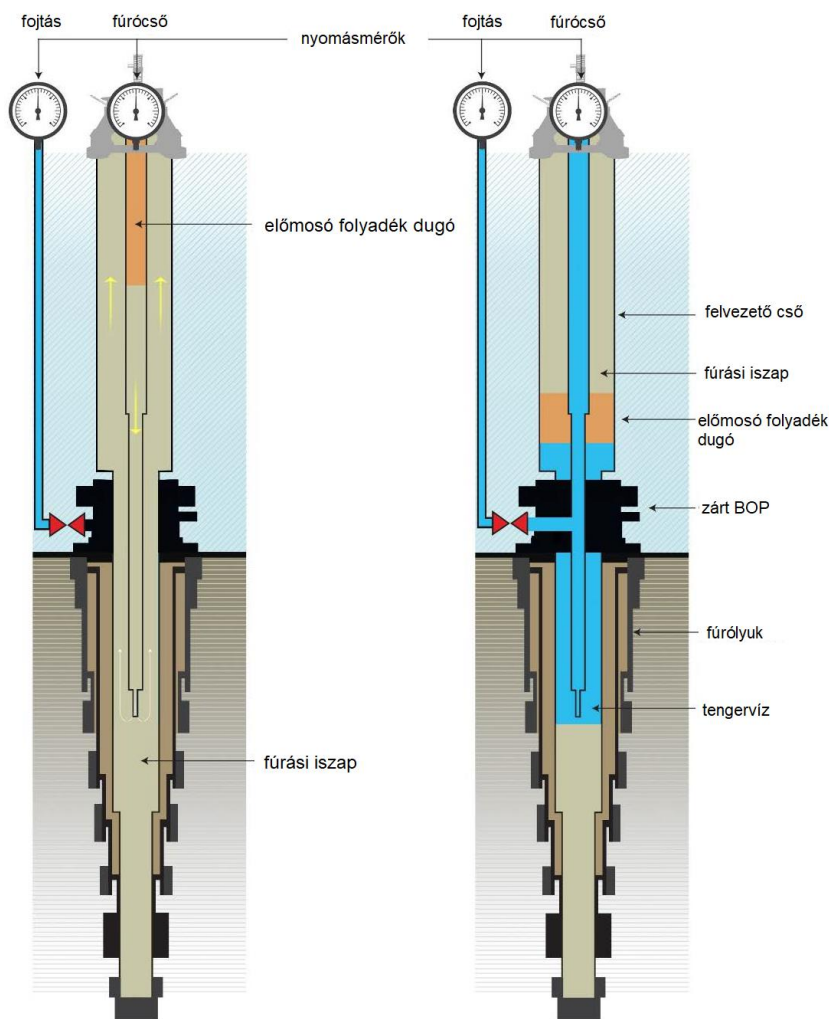
A robbanások és tűz következtében a legénység 11 tagja halálos sérülést szenvedett, további 17 pedig súlyosan megsérült. A Deepwater Horizon fúrótorony 2010. április 22-én, körülbelül 36 órával a kezdeti robbanások után elsüllyedt. Körülbelül 5 millió hordó olaj ömlött a Mexikói-öbölbe.

4.1. Nyomáspróba

Az Egyesült Államok előírásai megkövetelik a pozitív nyomástereszt elvégzését a szivárgás ellenőrzésére. A baleset napján a Deepwater Horizon dolgozói túlnyomásos tesztet hajtottak végre, és megállapították, hogy a Macondo-kút megfelelt a teszten. A túlnyomásos teszt segítségével azonban nem lehet ellenőrizni a kút legalján lévő, szénhidrogén hordozó zónákat lezáró cementréteget a befelé szivárgás szempontjából. Annak ellenére, hogy az incidens idején a szabályozás nem írt elő negatív nyomáspróbát, a BP végleges ideiglenes kútfelhagyási terve ennek elvégzését megkövetelte.

A negatív nyomáspróbával elemezhető az alsó furat cement integritása. Szándékosan instabil helyzetet hoz létre a nehéz fúrású iszap egy részének kiszorításával, és lezárja a BOP-t, hogy elszigetelje a kút alját a BOP feletti folyadékok által kifejtett hidrosztatikus nyomástól. A teszt elvégzését megkövetelték, de sem a BP, sem a Transocean vezetése nem biztosított a Deepwater

Horizon legénységének olyan negatív nyomáspróba elvégzéséhez szolgáló vizsgálati eljárást, amely elfogadási kritériumokat, értékelési iránymutatást, illetve intézkedési tervet tartalmazott volna a teszt sikerességének megállapításához.



11. ábra A bal oldalon az előmosó folyadék dugót szivattyúzzák a kútba, és elkezdik kiszorítani a fűrési iszapot a felvezető csőből. A jobb oldalon a negatív nyomáspróba tervezett kút konfigurációja.

A Macondó-kút negatív nyomáspróbáját megelőzően egy fűrőcsövet leeresztettek a cementdugó aljáig. Az iszapot a BOP fölé, a fűrőtorony irányába tolták úgy, hogy a fűrőcsövön viszkózus és sűrű vízbázisú anyagot, majd tengervizet pumpáltak le (11. ábra). Az iszap áthelyezésének leállítást követően és a BOP bezárása után a legénység három óra alatt négyszer figyelt meg nyomásingadozást és/vagy kiáramlást a kútból. Minden alkalommal nem várt eredményeket észleltek, ezért módosításokat végeztek, mielőtt úgy ítélték volna, hogy a kút megfelelt a végső teszten. Ezek azonban egy sikertelen negatív nyomáspróba jelei voltak.

Miután az utolsó negatív nyomáspróbát tévesen megfelelőnek minősítették, a Deepwater Horizon legénysége folytatta a fúrési iszap tengervízre cserélését a furatban és a felülvezető csőben, előkészítve a felületi dugót kialakítását. A sűrű fúrési iszap tengervízzel való helyettesítése csökkentette a hidrosztatikus nyomást a kút alján. Ezen a ponton már csak egyetlen kontrol intézkedés maradt, amivel egy lehetséges kitörés megakadályozható lett volna: a legénység időben észleli a kitörés jeleit és manuálisan aktiválja a BOP-ot.

4.2. A pórusnyomás szabályozása kitörésgátlóval

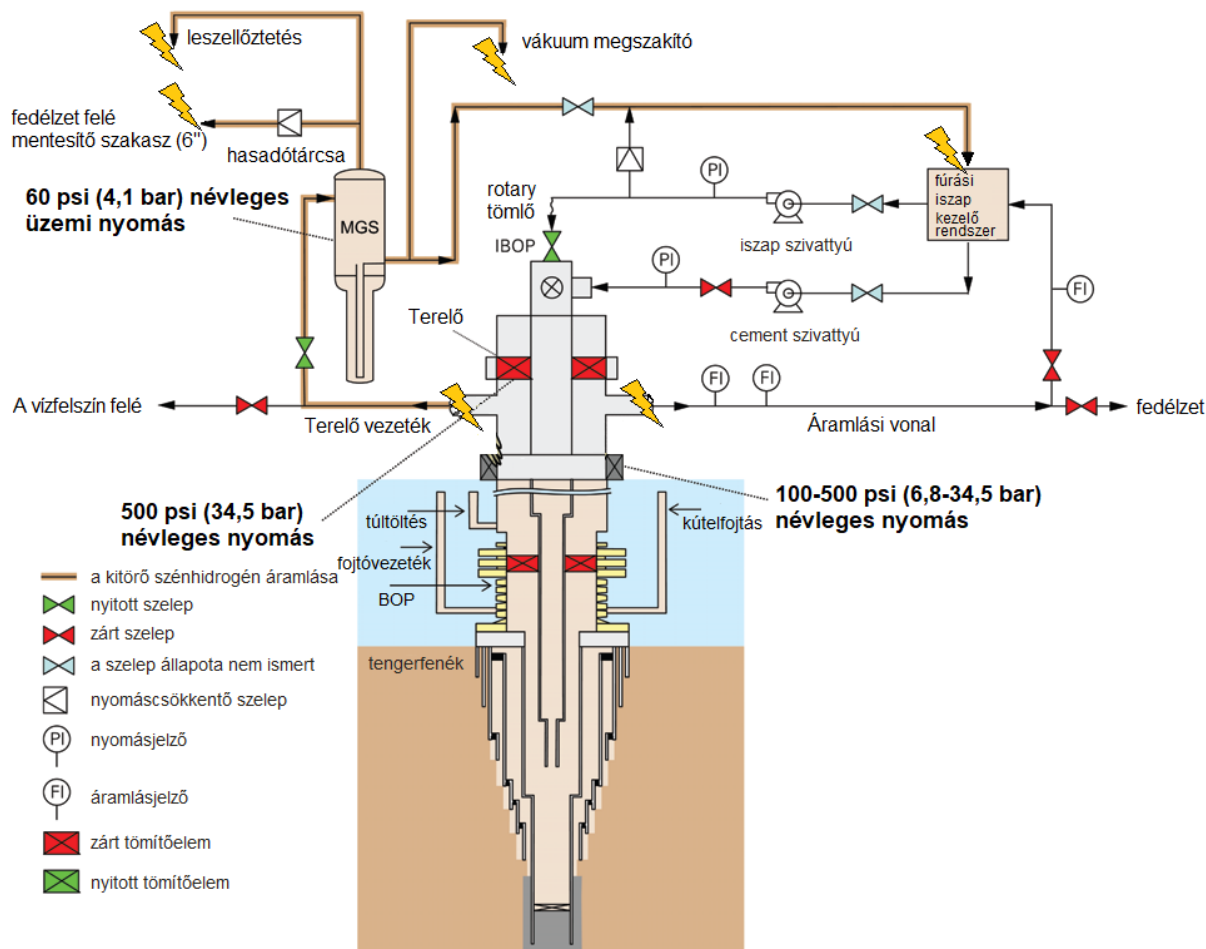
A BOP-nak két nagyon fontos szerepe van a fúrési és befejezési műveletek során.:

1. a legénység kézi vezérléssel tudja működésbe hozni, amint kitörésre utaló jeleket észlel. Ilyenkor egy vagy több tömítőelem bezárásával a kút újra kontroll alá helyezhető.
2. Kézi és automatikus funkciókkal is rendelkezik, vészhelyzet esetén azonnal képes kockázatsökkentő védőintézkedéseket aktiválni. A fúrócső elnyírásával, a kútfurat lezárásával és fúrótorony kútról való leválasztásával egy súlyos katasztrófa megelőzhető, a károk jelentősen csökkenthetők.

A Deepwater Horizon BOP közel 57 láb (~17 m) magas volt, és megközelítőleg 400 tonnát nyomott. A BOP a kútfej felső részéhez van rögzítve a tengerfenéken, és egy felülvezető cső köti össze a fúrótoronnyal. (A Deepwater Horizon BOP-ját a Cameron cég építette, és amióta a fúrótorony 2001-ben megkezdte működését ezt a kitörésgátlót használták.)

Amikor a fúrési iszap és a szénhidrogén elkezdett ömleni a kútból a DWH fedélzetére, a fúrószemélyzet aktiválta a gyűrűs kialakítású záróbetétet, aminek le kellett volna zárnia a teret a fúrócső körül, és ezáltal a szénhidrogén útját, bent tartva azt a BOP-ban. A rendelkezésre álló információk alapján nem működött az eszköz.

Közvetlenül a záróbetét aktiválása után a fúrótorony személyzete a felszállócső tetején lévő terelőt is lezárta, ezzel a feltörő szénhidrogén áramot az iszap-gáz szétválasztó (MGS) felé irányították. (A másik lehetséges irány a nyílt tenger felé terelés lett volna.) Néhány pillanattal később az MGS túlterhelődött és a szénhidrogén négy különböző kilépési ponton kezdett kifújni a fúrótoronyra. (12. ábra)



12. ábra A feltételezett szénhidrogén-kitörési helyek vázlatja (Deepwater Horizon Accident Investigation Report; BP; 2010.09.08.)

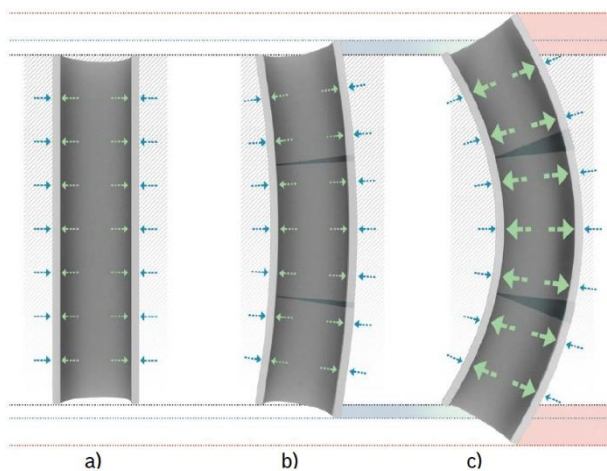
A nyomásadatok alapján feltételezhetően a legénységnek sikerült lezárnia a BOP további tömítőbetétjét, de a fúrócsőben lévő nyomás lényegesen megnőtt. A BOP felett lévő csőszakaszból a folyadék tovább ömlött a fúrótorony padlójára, viszont utánpótlásuk átmenetileg leállt. Körülbelül két perccel később bekövetkeztek az első robbanások a fúrótoronyon, és a fúrótoronnyal megszűnt a kapcsolat.

A robbanást követő percekben a személyzet egyik tagja aktiválta a vészhelyzeti leválasztó rendszert (EDS) a híd BOP távirányítóján. Ekkor a BOP-ben lévő, a fúrócső elnyírására szolgáló biztonsági berendezéseknek kellett volna működésbe lépniük, ezáltal a kút lezáródott volna és a DWH-t is lekapcsolták volna a Macondóról. Az EDS azonban nem működött, valószínűleg az egyik robbanás megrongálta a BOP vezérlőrendszerét, valamint a fúrótorony és a BOP közötti táp- és kommunikációs vezetékeket.

4.3. Az AMF/deadman rendszer

4.3.1. Elhajlott fúrócső

A fúrócső a cső végeinél összenyomó erők (axiális összenyomás) vagy a cső belsejében, a megnövekedett kútáramlásból származó erők hatására a fúrócső középpontjától elmozdult. Valószínűleg jelentős nyomáskülönbség alakult ki, amely elhajláshoz vezetett a fúrócső belső és külső része között a BOP-on belül. A Deepwater Horizon valós idejű nyomásadatai azt mutatják, hogy a személyzet sikeresen lezárta a kutat közvetlenül a fúrótorony első robbanása előtt egy nyíróbetét bezárásával. A kútfuratból származó nyomást (a feltörő szénhidrogént) így a gyűrűs kialakítású védőelem alatt tartották, de az (ideiglenes) lezárt szakasz, vagyis a BOP feletti fúrócsövön már keresztül jutott a veszélyes gázzal teli folyadék. A BOP felett a fúrócsövön kívüli nyomás csak a fúrócső és a felszállócső közötti térben lévő folyadék hidrosztatikus nyomására korlátozódott. Ez a nyomás tovább csökkent volna, amikor a szénhidrogénfolyam, a fúrési iszap és a tengervíz a fúrótorony platformjára ömlik.

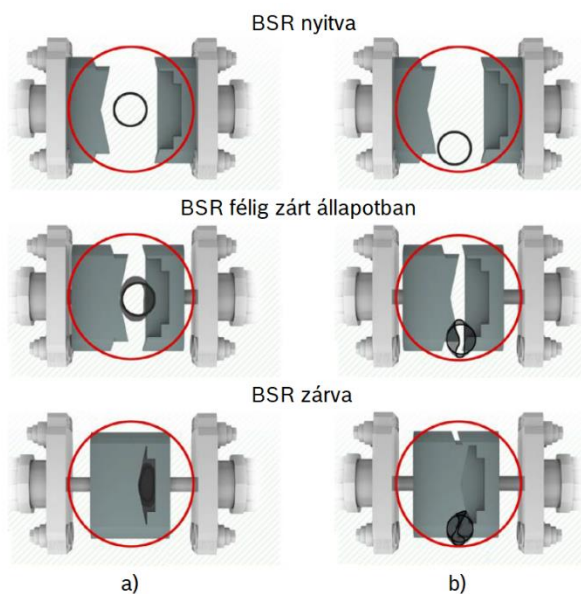


13. ábra A fúrócső elhajlása

A 13. ábra azt a csőre gyakorolt hatást szemlélteti, amikor a belső nyomás sokkal nagyobb, mint a külső, és ennek a nyomáskülönbségnek hatására hogyan történik a cső elhajlása. Az a)-val jelölt részen (ábra bal oldala) egy ideálisan egyenes cső található. A ráható nyomóerők kiegyenlítettek, mind a belső, mind a külső csőfalra ugyanakkora erő hat. A valóságban egyetlen cső sem teljesen egyenes, a középső (b) képen ábrázolt felel meg egy gyakorlatban létező csőnek. Itt az egyik, a jobb oldal egy nagyon kis mértékben hosszabb, mint a cső bal oldala, azonos nyomás mellett a cső nagyobb felületű jobb oldala ténylegesen nagyobb nettó

erőt fejt ki. Ha tovább növeljük a nyomást a cső belsejében, akkor a hajlítónyomaték is megnő, és végül legyőzi a cső hajlítási ellenállását.

A kútnyomás és a fúrócsőre ható erők a legtöbb esetben nem teljesen ismertek a kitörés áramlási sebességének és a kútban lévő folyadék fizikai tulajdonságainak bizonytalansága miatt. Azonban röviddel a kezdeti robbanás előtt egy kritikus időszak következett be, amikor a kút lényegében statikus volt, nem áramlott fel folyadék a kútból a felszálló vezetékbe, a fúrócső zárva volt a BOP tetején, de a kútból továbbra is felfelé áramlott a szénhidrogén a csőben. Ennek az időszaknak a számítógépes modellezése azt mutatja, hogy a fúrócső a furatban valószínűleg meghajlott, a középpontból elmozdult. Az ezt követő robbanások minden bizonnyal beindították az AMF/deadman vészhelyzeti rendszert. (A robbanás miatt a fúrócső tartószerkezete leszakadhatott, ezáltal a fúrócső rögzítése, merevítése megszűnt, a csövet már csak a BOP tartotta alulról.) A BOP-on belüli BSR részben elnyírta, átlukasztotta a középről elmozdult fúrócsövet, de nem tudta lezárni a kutat.

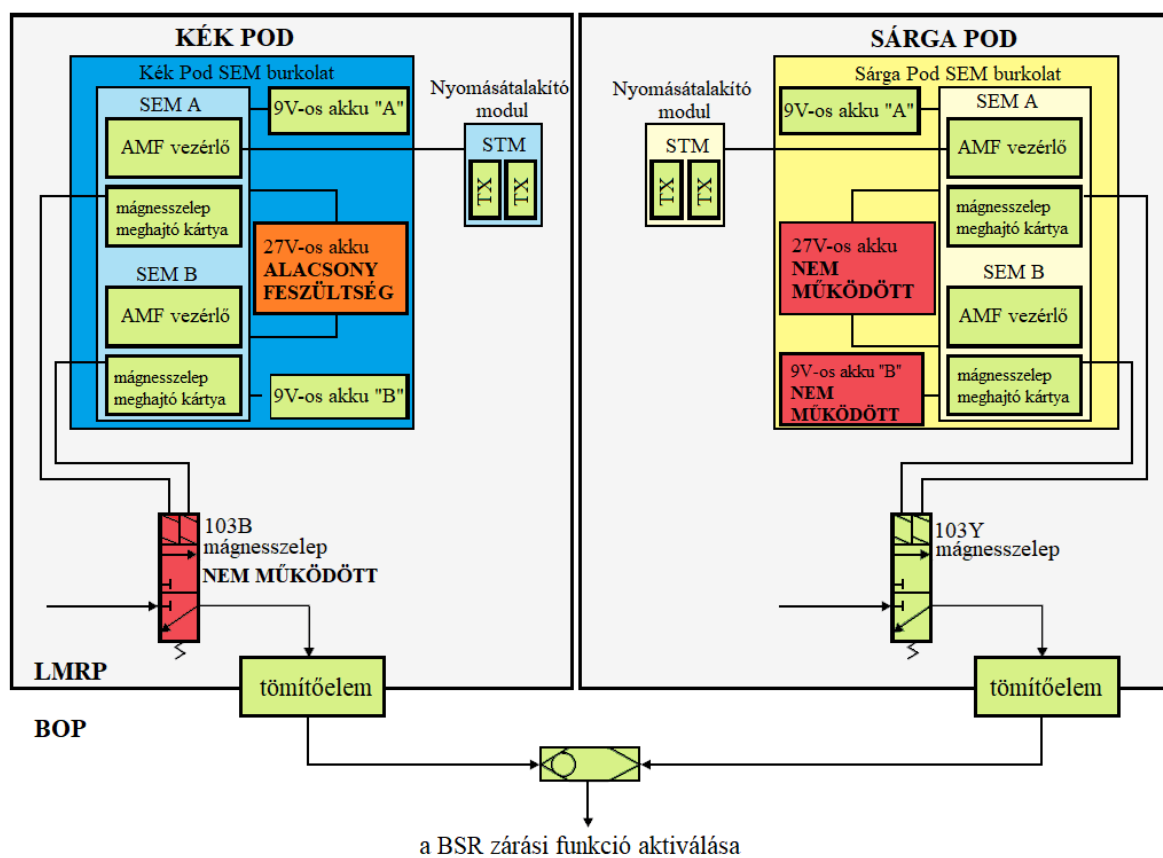


14. ábra A Deepwater Horizon BOP-t úgy tervezték, hogy elnyírja a fúrócsövet a BSR-ben, majd lezárja a kutat (a). A BOP vizsgálata során a fúrócsövet nem középen (b) találták, ami miatt a BSR záródása nem volt teljes, a kutat nem zárta le

4.3.2. Hibásan bekötött vezetékek a sárga és kék podban

A Deepwater Horizon BOP hibaelemzése egy három részből álló folyamatban fejeződött be, amely néhány héttel az incidens után kezdődött, és csaknem 14 hónappal később fejeződött be. A DWH sárga és kék podjait egyenként hozták a felszínre, és az előzetes vizsgálatok 2010.

május 4-én, illetve 2010. július 5-én zárultak le. Mindkét pod mágnesszelepeinek működését tesztelték, és ellenőrizték a vezetékek, csövek, tömlők és hidraulikus vezetékek integritását. Ezenkívül végrehajtották az AMF/deadman ellenőrzési folyamatát. A kezdeti tesztelés során sem a sárga, sem a kék pod nem fejezte be megfelelően az AMF/deadman vészhelyzeti folyamatot. A sárga podon lévő mágnesszelep, amely a nagynyomású BSR nyírási / zárási funkciójáért felelős, nem nyílt ki, mivel hibás bekötés miatt a két tekercs egymás ellen dolgozott, megbénítva ezzel a szelepet. A kék pod összes mágnesszelepe működött, de egy kritikus 27 voltos akkumulátor nem mutatott elegendő töltést a mágnesszelepek táplálásához az AMF/deadman vészhelyzeti folyamat során. (Ennek oka a pod nem megfelelő vezetékezése, ami a 27 V-os akkumulátort lemerítette.) A sárga pod működését, vagyis a BSR záródását egy harmadik hiba segítette elő: a sárga pod SEM B számítógépének tápellátása nem volt elegendő, a csatlakoztatott 9V-os akkumulátor nem látta el a feladatát. Így viszont a rosszul huzalozott tekercs feszültség alá helyezése sem történt meg, a működő másik tekercs által létrehozott mágneses tér pedig elegendőnek bizonyult a szelep nyitásához.



15. ábra Az AMF vezérlőrendszer egyszerűsített vázlatja

5. A legfontosabb vizsgálati eredmények, következtetések és következmények

Más jelentősebb incidensekhez hasonlóan a Macondo-robbanás is a technikai, emberi, szervezeti és szabályozási tényezők összetett, egymással szorosan összefüggő kölcsönhatásából alakult ki. Számos vizsgálati jelentés készült az esemény bekövetkezése után, minden elemzés egy adott területre fókuszált. Elemeztem a nyilvánosan elérhető legfontosabb adatokat, bizonyítékokat a balesetet megelőzően és az azt követő (rövid és hosszútávú) időszakban.

5.1. Technikai/technológiai tényezők

A BOP, mint a kút feletti kontroll elvesztését megakadályozó vagy minimalizáló elsődleges védelmi gát, több hiányosságot mutatott, ami azt mutatja, hogy a Transocean és a BP nem biztonságkritikus eszközként kezelte:

- Rosszul bekötött tenger alatti elektronikai modul (*SEM*) egy vezérlőegységben
- Lemerült vészakkumulátorok, amelyek az AMF/Deadman vészhelyzeti folyamat energiaellátásáért lettek volna felelősek
- Rosszul bekötött mágnesszelep, amely a kitörésgátló nyíróbetétje zárásáért lett volna felelős az AMF/Deadman vészhelyzeti folyamat alatt
- A fúrési műveletek során huzamosabb ideig használt fúrócsövet nem voltak képesek megbízhatóan elnyírni, erre vonatkozóan dokumentált bizonyítékok állnak rendelkezésre
- Tervezett vészhelyzeti kétlépcsős megoldás, amely nagy valószínűséggel meghibásodik AMF/Deadman vészhelyzeti folyamat vagy automata nyírás aktiválása esetén
- Nem dokumentált és nem megfelelő karbantartás és ellenőrzés
- Nem megfelelő AFM/deadman tesztelési eljárások a Deepwater Horizon BOP-on talált hiányosságok kimutatására
- Kézi vezérléssel indítható tűz- és gázérezkelő és jelző rendszer, ami nem működött, illetve nem aktiválták

Megtaláltam egy 2000. áprilisában készült kockázatértékelését a Deepwater Horizon BOP-jának. Ennek alapján arra a következtetésre jutottam, hogy a teljes kitörésgátló szerkezet messze legnagyobb sebezhetősége az egyik kis tolózár volt, amely közvetlenül a BSR-hez vezetett. Ha ez a szelep bármilyen okból működésképtelenné válik a BSR pengéi nem mozdulnak meg, nem

zárnak össze. Ez alapján a Deepwater Horizon a BSR „egyponos meghibásodásnak” volt kitéve, vagyis csak egy alkatrész meghibásodása katasztrófális következménnyel jár.

Az Minerals Management Services 1999-ben megrendelt egy tanulmányt, amely 117 meghibásodást dokumentált a kitörésgátlók tesztelése során. A tanulmány szerint a kitörésgátlókat korszerűsíteni kell, különösen a BSR-t. Minden tenger alatti, mélytengeri fúráshoz használt BOP köteget két BSR-rel kell felszerelni a SINTEF Group (skandináv kutatószervezet) ajánlására, de a MMS nem támasztott ilyen követelményt. Ugyanakkor a tanulmány „nagyon valószínűtlennek” tartotta, hogy a pengék és a tömitések akár öt percig is kibírnak egy kitörést, de ellenőrző tesztek végrehajtására nem találtam bizonyítékot. [11]

A kimondottan a kitörésgátlókkal foglalkozó West Engineering Services of Brookshire, Tex. által végzett tanulmányok elemzése során megállapítható, hogy még ha minden megfelelően működött is volna, a BSR még mindig nem biztos, hogy el tudta volna vágni a fúrócsövet és lezárta volna az olajkutat. Amikor a csapat megvizsgálta a vak nyíróhengerek teljesítményét a kitörésgátlókban 14 új fúrótoronyon, kiderült, hogy 7 legénység soha nem ellenőrizte, hogy a nyíróbetétek működni fognak-e mély vízben. A fennmaradó hét BOP közül csak három BSR-je tudta elnyírni a fúrócsövet a maximális névleges vízmélységükön.

Kutatásom során arra a következtetésre jutottam, hogy a kitörésgátlók gyártói által alkalmazott számítások túlbecsülték a BSR-ek vágási képességét. A modern fúrócsövek közel kétszer olyan erősek, mint a régebbi, azonos méretű csövek. Ezenkívül a mély víz intenzív nyomása és hideg hőmérséklete megnehezíti a fúrócső nyírását. A felhasználási környezetben végzett kísérletek nélkül a BSR védőelemként nem lehetne használható.

A BP és a Transocean közötti írásbeli kommunikációt nyilvánosságra hozták. Ezekben a levelekben bizonyítékot találtam, arra, hogy a BP úgy döntött, kicserélteti a Transoceanal a BOP egyik másodlagos nyíróbetétjét egy „teszt betétre” (redundancia megszüntetése). Ezzel pénzt takarítottak volna meg a BP-nek, mivel így lecsökkent volna a szükséges idő bizonyos kúttesztek elvégzéséhez. A BP és a Transocean vezetői a levélben megerősítették, hogy a BP tudatában van annak, hogy a változás „csökkenti a beépített redundanciát”, és növeli a Transocean „kockázati profilját”.

A Deepwater Horizonon 2010-ben tervezték elvégezni a nagy, kiterjedt karbantartási ellenőrzést, amit utoljára kutatásaim alapján 2005-ben hajtottak végre (abban az évben, amikor

a BOP-pal kapcsolatos jelentős problémákra fény derült). A 2005-ös karbantartási jegyzőkönyvek kivonataiban találtam egy bejegyzést a fúrótorny vezérlőpaneljeiről, amelyeknek a BOP-ot kellett volna működtetniük. Ezek „furcsán működtek”, szokatlan nyomásértékeket jeleztek ki, és megmagyarázhatatlan riasztási fényjelzéseket adtak. A Transocean karbantartási dokumentumai szerint egy kritikus berendezés, a „forró vezeték”, amely a fúrótornyot a BOP-pal köti össze, „meglehetősen szivárgott”.

A BOP kiértékelésének részeként a Transocean megbízta a West Engineering-et, hogy vizsgálja át a rendszerét. Több mint 250 alkatrészt és alrendszert kellett volna átnézniük, de ezek közül 72-t nem sikerült ellenőrizniük. Az ok rendkívül egyszerű volt: akkoriban a Deepwater Horizon a Mexikói-öbölben üzemelt, a BOP pedig már a tenger fenekén volt. A West Engineering dokumentuma szerint a 72 elem közül az egyik azt ellenőrizte volna, hogy a BOP BSR-je el tudja-e nyírni a fúrócsövet, és el tudja-e zárni a kutat. Több bizonyítékot nem találtam, ezért úgy tűnik, hogy ez volt az utolsó alkalom, amikor független szakértőt kértek fel a Deepwater Horizon kitorésgátlójának átfogó vizsgálatára.

11 olyan esetet találtam, amikor a mélytengeri fúrótornyokon dolgozók elvesztették az uralmat a kút felett, majd aktiválták a kitorésgátlókat, hogy megakadályozzák a szénhidrogén ellenőrizetlen kiáramlását a fúrókútból. Az esetek közül csak hat esetben sikerült a kutakat újra ellenőrzés alá vonni. Kevés esemény ez ahhoz, hogy messzemenő következtetéseket vonjak le, mindenesetre a mintaszám alapján a mélytengeri fúrótornyok által használt kitorésgátlók „meghibásodási” aránya 45 százalék.

2. táblázat Védőelemek meghibásodási gyakorisága

Elem / Rendszer	MTTF üzemelési napok / meghibásodások száma
gyűrűs védőelem	4595
nyíróbetétek	
VBR	3138
BSR	4694
béléscső nyíró	∞
fojtó és záró szelepek	113553
csatlakozók	19228
vezérlőrendszerek	
MUX	430

A BP és más olajcégek segítettek finanszírozni egy West Engineering tanulmányt a 2010-es év elején, amely azzal érvelt, hogy a 14 naponta elvégzett BOP nyomástervezeteket 35 napra kell

kiterjeszteni gazdasági okokból. Az iparág becslései szerint a változtatással évi 193 millió dollárt takaríthatott meg a termelékenység rövidebb idejű kiesése miatt.

3. táblázat BOP köteg elemeinek vizsgálata 14 és 35 napos tesztelési időszakonként

Elem	a megfelelő működés valószínűsége (%)	
	14 nap	35 nap
gyűrűs védőelem	99.62	99.06
nyíróbetétek		
VBR	99.78	99.46
BSR	99.82	99.55
béléscső nyíró	100	100
fojtó és záró szelepek	99.99	99.97
csatlakozók	99.93	99.82

A balesetet megelőzően – évekkel korábban – készültek olajipari tanulmányok melyekben már boncolgatták a félig merülő olajfúrótornyok fő problémáit. Ezek szinte mindegyikében arra vonatkozó utalásokat találtam, hogy a fúrótornyokat megfelelő típusú víz alatti robotokkal kellene felszerelni, illetve olyan vészhelyzeti biztonsági rendszereket kellene kialakítani, amelyek aktiválnák a kitérőgátlókat, ezzel is csökkentve az emberi hiba kockázatát.

5.2. Emberi és szervezeti tényezők

A baleset idején 13 különböző vállalat alkalmazottja, összesen 126 ember tartózkodott a DWH fedélzetén (4. táblázat), közülük 18 volt érintett a fúrási és az ideiglenes elhagyási (kútlezárási) tevékenységekben, illetve közvetlen felügyeleti felelősséggel tartoztak ezekért a tevékenységekért.

4. táblázat A DWH fedélzetén tartózkodók száma és munkaköri megoszlása

Vállalat	DWH-n tartózkodók száma	Munkakör
BP	8	mérnökök, telephely vezető, telephely felügyelő
Transocean	79	fúrómunkások, műszerészek, darukezelők, rakodómunkások
Halliburton	2	cementálók
Sperry Sun	2	sártörők
Vendéglátó	14	étkeztető, mosodai alkalmazott, egyéb dolgozók
Egyéb	21	technikusok, iszap mérnökök, tartálytisztítók, koordinátorok

Az ideiglenes kútlezárási folyamata mindig összetett, a Macondo kút esetében azonban a költség-, idő- és biztonság egymással versengő érdekei, valamint a döntéshozatali folyamatban részt vevő személyek és szervezetek száma miatt különösen bonyolult volt. A kút béléscsővének, burkolatának a felépítésében 11 vállalat vett részt, mindegyikük más és más felelősséggel tartozott a kút megépítéséért. A Halliburton cég például a cementtel kapcsolatos döntésekért volt felelős, bár sok ilyen döntés a BP vezetőinek a kúttervezésről hozott döntéseitől

függött. Nehezítő tényező volt továbbá, hogy a BP számos döntéshozója a Macondo kút kapcsán csak rövid ideig volt a katasztrófa bekövetkezte előtt a pozíciójában (5. táblázat).

5. táblázat A Macondo kút felelős vezetői és a pozícióban eltöltött tapasztalatai idejük

Név	Munkakör	Munkakörben eltöltött idő
Patrick O'Bryan	alelnök (fúrások és kútvéglegesítés - Mexikói-öböl)	3 hónap
David Rich	Fúrókutakért felelős vezető	6 hónap
David Sims	Fúrasi műveletekért felelős vezető	18 nap
Robert Kaluza	A kút helyi vezetője	4 nap
Greg Walz	A fúrómérnöki csapat vezetője (David Simstől vette át a pozíciót)	18 nap

Egy nemrégiben kiadott jelentés [2] szerint fizikai, működési és szervezési hibák sorozata előzte meg a 2010. áprilisi robbanást és tüzet, amely 11 munkás halálát és több tucatnyi sérülését okozta a Deepwater Horizon olajfúrótornyon a Mexikói-öbölben.

A BSEE-nek meg kell erősítenie biztonsági előírásait, hogy segítsen megelőzni a hasonló eseteket. A BSEE-nek nagyobb figyelmet kellene fordítania a kockázatcsökkentési politikára és a biztonságban szerepet játszó lehetséges emberi és szervezeti tényezőkre. A lehető legjobb eredmények eléréséhez a jogalkotók, az iparági vezetők és a munkavállalók közötti együttműködésre van szükség a biztonság terén. [3]

"Nem egy ember okozta a Macondo-eseményt" - mondta Cheryl MacKenzie, a CSB vezető vizsgálója és emberi tényezőkre specializálódott szakembere sajtóközleményében. "Döntések és cselekvések sokasága ... vezetett ehhez a katasztrófához".

"Egy nap, egy hónap vagy akár egy teljes év 0 baleseti rátája nem zárja ki, hogy egy vállalat holnap katasztrófális eseménnyel nézzen szembe. A körülmények - a munkakörnyezet, a technológia és a munkaerő - elkerülhetetlenül változnak. A vállalatok kockázatcsökkentési erőfeszítéseinek lépést kell tartaniuk, a BSEE-nek pedig folyamatosan be kell vonnia az iparágat a tengeri biztonság javításának proaktív módozataiba."

Vanessa Sutherland, a CSB elnöke szerint a biztonság javításához "kultúraváltásra" van szükség. "Az amerikai offshore szabályozás a teljesítményalapú megközelítés felé mozdult el, de ahhoz, hogy a változások hatékonyak legyenek, a BSEE-nek kulcsfontosságú szabályozási jellemzőket kell követnie" - mondta Sutherland a közleményben. "Ezek közé tartozik az alkalmazkodó felügyeleti megközelítés, amely folyamatosan a kockázat csökkentésére törekszik, a biztonsági teljesítmény értékelésére és nyomon követésére szolgáló proaktív eszközök, valamint a munkavállalók érdemi részvétele. A biztonsági kultúra megteremtéséhez

és az eredményes kockázatkezeléshez az ipar, a BSEE és a munkavállalók közös erőfeszítésére van szükség."

A Macondo baleset idején a Transocean meghatározta a legfontosabb előreutató (leading) és a múltbeli eseményeket értékelő (lagging) egészségvédelmi, biztonsági, környezetvédelmi és működési teljesítménymutatókat (KPI), amelyek alapján célokat határozott meg saját maga számára:

- a. Leading KPI-ok
 - Tolerálható baleseti ráta (munkaidő kieséssel járó balesetek száma 1 millió ledolgozott munkaóra vonatkoztatva)
 - START kártyák
 - Kötelező HSE-képzések (belső és külső megfelelés)
- b. Lagging KPI-ok
 - Tényleges baleseti ráta
 - TRIR
 - Súlyos sérüléssel járó esemény
 - Biztonsági statisztikák (eseménykategóriáként)

A Transocean HSE stratégiájának 2009-es mutatószámait az 6. táblázat jeleníti meg.

6. táblázat Vállalati minőségi, egészségügyi, biztonsági és környezetvédelmi (QHSE) mutatók és azok státusza 2009. októberében a Transocean jelentése szerint

Biztonsági mutató	Célkitűzés (Tolerálható érték)	2009 októberi állapot
Halálesetek	0	4
TRIR	≤ 0,82	0,85
Súlyos sérüléssel járó esemény	≤ 0,29	0,39
Tolerálható baleseti ráta	≤ 30,00	45,31
Súlyos sérülést okozható leeső tárgyak száma (HPDO)	≤ 129	137
Környezetvédelmi mutató	Célkitűzés (Tolerálható érték)	2009 októberi állapot
Súlyos folyadék-balesetek (LOC Major Reports)	≤ 25	18

A Transocean 2009-es "eszközmegbízhatósági" projektje során a Lloyd's Register megállapította, hogy az egyéni teljesítményszerződéseket nem használták ki kellőképpen, ezt "fejlesztési lehetőségként" vették fel az ellenőrzés során, valamint, hogy a fő teljesítménymutatók "korlátozottak" voltak, mivel olyan tételekre összpontosítottak, mint "az állásidő, a karbantartási munkálatok határidőn túli elvégzése és az elköltött pénz". A Transocean a Macondo-esemény idején a teljesítménybónuszok kiszámításán és kifizetésén keresztül közelítette meg a biztonsággal kapcsolatos kérdéseket. A Vállalat a felsővezetői bónuszokat három biztonsági mérőszám alapján számította ki: TRIR, a TPSR (Total potential

severity rate), és a HPDO. A Transocean 2009-es éves jelentésében a részvényesek számára a biztonsági teljesítményt a bónuszszámítással kapcsolatos képlet alapján határozták meg. A biztonsági teljesítmény a teljes bónuszkifizetésnek csak 20%-át tette ki, míg a pénzügyi teljesítmény a 70%-át, az új beruházások pedig az utolsó 10%-ot.

Folyamatbiztonsági mutatók nélkül a vállalat olyan szervezeti teljesítményt jutalmazhat, amely gyengíti vagy elrejteti a fő veszélyek hatékony kezelésére és ellenőrzésére való képességét. Valójában a Transocean bónuszszámításait úgy alakították ki, hogy a Deepwater Horizon fedélzetén bekövetkezett 11 halálos áldozat ellenére a vállalat felső szintű vezetőit jelentős pénzügyi bónuszokkal jutalmazta, mivel a számítások alapján 2010-es év a vállalat "legjobb éve volt biztonsági szempontból". Ez a számítási és jutalmazási rendszer kérdéseket vet fel a Transocean által választott biztonsági teljesítménymutatók és mérőszámok hatékonyságával kapcsolatban, nem egyértelmű, hogy a vállalat mit mért és jutalmazott a működése során. A Transocean bónuszrendszerének ez a nyilvánvaló hiányossága, a biztonsági célok és mutatószámok ilyen mértékű szándékos félreértelmezése széles körű visszhangot váltott ki a médiában és kormányzati körökben. A nép haragja elől a vállalat már nem tudott elrejtőzni, a Transocean vezérigazgatója nyilvánosan bocsánatot kért a baleset során meghalt 11 munkás családjától és a vezetők felajánlották számukra a biztonsági bónuszukat kárpótlásul...

2012. július 23-24-én közmeghallgatást tartottak a CSB, a nemzetközi jogalkotók, a munkavállalók képviselői és az iparág képviselői, valamint más, magas kockázatú iparágak megbízottjai részvételével. A találkozó célja a vállalatok és a hatóságok együttműködésének elősegítése a biztonsági teljesítménymutatók használatának kiterjesztésére és javítására, a kockázatok kezelése és a folyamatos biztonsági fejlesztések ösztönzése érdekében.

A súlyos balesetek kockázatának csökkentésében hatékony mutatóknak számos közös jellemzőjük van:

- A mutatóknak mérniük kell a vállalat biztonságirányítási rendszerének állapotát és a súlyos baleseti kockázatok megszüntetésére vagy mérséklésére létrehozott konkrét intézkedések hatékonyságát.
- A mutatószámok mögött megfelelő mennyiségű és minőségű háttéradatnak kell lennie, és elegendő adatot kell biztosítani a hosszú távú tanulmányok, valamint a vállalaton belüli vagy iparági összehasonlítások megkönnyítéséhez. [12]

-
- A mutatóknak robusztusnak kell lenniük, a tendenciákat ne csak nagy változások vagy biztonsági problémák (pl. tűz vagy robbanás) esetén lehessen nyomon követni, hanem a kisebb biztonsági módosítások, változások tekintetében is, amelyek egy mögöttes, lappangó probléma indikátorai lehetnek, például amikor egy technológiai zavar beindít egy biztonsági funkciót, megakadályozva veszélyes anyag kibocsátását, tüzet vagy robbanást.
 - A mutatókat a dolgozók magukénak kell érezzék, meg kell érteniük, hogy azok a súlyos következményekkel járó események megelőzésére szolgálnak. Mivel ezek szerencsére ritkák, előfordulhat, hogy egy vállalat munkatársai még soha nem voltak közvetlen vagy közvetve érintettek súlyos balesetben. Ezért a munkavállalók és a vezetők számára nehéz lehet megérteni a meghatározott indikátoradatok pontos jelentésének fontosságát anélkül, hogy saját tapasztalatiak alapján összekapcsolnák azokat a magas kockázatú veszélyforrásokkal.
 - A kiválasztott mutatóknak a biztonsági teljesítményszint valamely konkrét elemének javítását szükséges elősegíteniük. Amint a vezetők észrevesznek egy nemkívánatos tendenciát, azonnali beavatkozásra és javításra képesnek kell lenniük.
 - A túl sok mutatót, mérőszámot kerülni kell. Lehetőség van több indikátort egymással kombinálni, és ezáltal nagyobb adathalmazt elemezni.
 - Az alvállalkozókat kötelezni kell arra, hogy adatokat szolgáltatassanak a vállalati mérőszámokhoz, mivel a mélytengeri fúrási műveletekben leggyakrabban ők végzik a munka nagy részét, beleértve a súlyos balesetek megelőzésére alkalmas, biztonságkritikus munkát. Gyakran csak ők vannak a birtokában olyan fontos biztonsági adatoknak, amelyekkel megelőzhetők a balesetek.

Végül, ahhoz, hogy egy indikátorprogram hatékony legyen és biztosítsa a súlyos következményekkel járó események bekövetkezési valószínűségének a folyamatos csökkentését, a felső vezetést be kell vonni, az adatokat folyamatosan értékelni kell, és intézkedési tervet kell kidolgozni és végrehajtani a megelőzésre.

A nagy veszélyt jelentő műveleteknél, mint például a tengeri fúrásoknál, az emberek kritikus védelmi pontok a súlyos balesetekkel szemben. Csakúgy, mint bármely más védelmi rendszer esetében, itt is figyelembe kell vennünk teljesítményük erősségeit és korlátait, és hatékony

ellenőrzésekre és biztonsági irányítási rendszerekre kell támaszkodnunk a pozitív teljesítményeredmények előmozdítása érdekében.

Kézi műveletek például a BOP sikeres lezárása számos emberi döntésen múlik, mielőtt a kezdeti figyelmeztető jelekből kitörés alakulna ki. Ellenkező esetben a kútnyomás és a kútból jövő szénhidrogén áramlása meghaladhatja a BOP elemek tervezési képességeit, amik így nem tudják megakadályozni az aktív kitörést.

A DWH esetében nem volt hatékony tesztelés / felügyelet az AMF/deadman vészhelyzeti rendszerben a redundáns rendszerek rendelkezésre állásának ellenőrzésére.

A vészhelyzetekben a fúrócső nyírásáért a BOP-rendszerek felelősek, ezek megbízható működése nagyban függ a folyamatos, előírásoknak megfelelő teszteléstől. A Transocean és a BP által végzett rutinellenőrzés és a hetente elvégzett mindennapi fúrési műveletekhez szükséges BOP-elemek működési teszt nem volt elegendő a Deepwater Horizon BOP vészhelyzeti rendszereinek rejtett hibáinak azonosítására. Bár a Transocean a Deepwater Horizon BOP-ot biztonsági szempontból kritikusanak minősítette a kockázatértékelésében, a BOP-ot a megbízható fúrócsőnyírás tervezési határain túl üzemeltette, és nem követte nyomon az egyes alkatrészek módosításait, amelyek végső soron befolyásolták a vészhelyzeti rendszerek megbízhatóságát. Az előírásoknak megfelelően elvégezték a BOP egyes funkcióinak rendszeres tesztelését, de ez a tesztelés nem értékelte a vészhelyzeti rendszereket, és nem tudta feltárni a látens hibákat.

A sárga vezérlőpodban az AMF/deadman vészhelyzeti folyamat során a kitörésgátló nyíróbetét zárásáért felelős kritikus mágnesszelepet rosszul kötötték be. A szelepen belüli vezetékek mindegyike hasonló csatlakozókkal rendelkezett, amelyek nem voltak megkülönböztetve a megfelelő vezetékezés biztosításához. A sárga vezérlőpodban lévő rosszul bekötött mágnesszelep és a kék fülkében lévő hibás kábelezés a vészhelyzeti AMF/deadman rendszerben nem felelt meg a gyártó által előírt gyári átvételi vizsgálatnak (*FAT*).

A Macondo-esemény gyorsan kontrollálatlan kitöréssé eskalálódott egy mindennapos felszállóágban lévő gázszivárgásból, miután a személyzet kútfelügyeleti intézkedései és a védőberendezések (pl. a BOP és a terelő rendszer) nem voltak képesek mérsékelni a szénhidrogéneknek a gázszivattyúba való belépése után kialakult veszélyes körülményeket.

Az emberi tényezőket nem vették figyelembe a Macondo kút ideiglenes elhagyásának tervezésébe és végrehajtásába, mindez növelte a szénhidrogén kitörés valószínűségét.

A Deepwater Horizonon a terelő rendszer standard, előre beállított útvonala a fúrótornyon található iszap-gázleválasztóhoz (MGS) vezetett, nem pedig a tenger felé. Ebben a helyzetben az átirányítás emberi beavatkozást igényelt a kiáramló szénhidrogéngáz biztonságos elvezetéséhez. A Transocean Kútkezelési Kézikönyve (Transocean's Well Control Handbook (2009)) az esemény idején nem azonosított követelményeket a terelőút vonal meghatározásához a különböző kútműveletek során, és a kézikönyv az előnyben részesített útvonalat sem jelölte meg. A Deepwater Horizon fúrótorony életben maradt személyzete arról számolt be, hogy a terelő rendszer használatára ritkán volt szükség, mert az MGS sikeresen kezelte a korábbi rendellenes helyzeteket. A fedélzetről való eltérítésnek számos következménye van. Egyrészt a fúrési iszap drága, és a helyszíni iszapkészletek korlátozottak lehetnek, így az MGS használata lehetővé teszi az iszap mentését. Továbbá az olajalapú fúrési iszap tengerbe való kibocsátását mind az EPA, mind a BOEM jogilag korlátozza, így az anyagnak az óceánba való küldése a környezetvédelmi előírások megsértése miatt hatósági vizsgálatot eredményezhet. Ezt a következményt a személyzet tagjai is tudták és lehetőség szerint igyekeztek elkerülni. Emiatt inkább a nagyobb valószínűségű környezeti kockázat elkerülése volt a cél. Az MGS túlterhelésének a kockázata alacsony valószínűségű, de súlyos következményekkel járhat, mégis inkább ezt a kockázatot vállalták be. Rögtön azután, hogy az olaj és a gáz elkezdte elárasztani a fúrótorony padlóját a DWH-n, a kútkezelő személyzet lezárta a terelőt. Pillanatokkal később az MGS túlterhelődött, és a szénhidrogének négy különböző kilépési ponton kezdtek kifújódni a fúrótornyra. Az MGS-t nem úgy tervezték, hogy kezelni tudja a megnövekedett nyomást és a kiáramlást egy kitörés vagy gázbetörés esemény során, és valószínűleg akkor is meghibásodott volna, ha kezdetektől a fedélzetre irányítja a szénhidrogén folyamatot. Így, ha az emberi beavatkozás szükségességét azzal akarjuk kiküszöbölni, hogy eleve a fedélzetre irányítjuk a közeget, azzal a kockázatot nem szüntetjük meg, vagyis hamis biztonságérzetet keltünk.

A Macondo-incidenshez hozzájáruló emberi tényezők szinte automatikusan felvetik az érintett személyzet kompetenciájának kérdését, illetve a kompetencia jelentésének kérdését. Egy katasztrófa után gyakran javasolt a munkakör-specifikusabb képzés. A hagyományos képzés jellemzően abból áll, hogy a személyzetet megtanítják a körülmények előírásokon

(szabályok, eljárások, irányelvek) alapuló kezelésére. Ezért a balesetet követő vizsgálatok gyakran arra összpontosítanak, hogy javítani kell ezeket a készségeket (azaz az eljárások ismeretét és a végrehajtásuk képességét), és felül kell vizsgálni az eljárásokat, utasításokat, kézikönyveket, hogy az egyének felkészülhessenek az adott nem várt körülményekre.

Ez a megközelítés két problémát vet fel:

1. A feladatspecifikus vagy technikai kompetenciákra vonatkozó képzés nem garantálja a hibamentes teljesítményt. Egy magasan képzett, technikailag kompetens személy is elkövethet kirívó emberi hibákat.
2. Másodszor, a komplex rendszerekben "a szabályok, előírások, irányelvek vagy eljárások nem írhatók meg úgy, hogy minden olyan helyzetre kiterjedjenek, amellyel az emberek szembesülhetnek", pontosan azért, mert ezek a rendszerek olyan tulajdonságokkal rendelkezhetnek, amelyek eredendően kiszámíthatatlanok. Következésképpen "szakértelemre van szükség ahhoz, hogy felismerjük, mikor van jelen vagy mikor merülhet fel a váratlan helyzet".

Így a technikai kompetencia csak egy aspektusa az egyén teljesítményképességének, és más, nem technikai készségek szükségesek ahhoz, hogy az egyéneket felkészítsék a komplex rendszerben rejlő természetes változékonyság kezelésére. A nem technikai készségek (7. táblázat) célja az emberi teljesítmény megbízhatóságának növelése a nagy igénybevételt és nagy kockázatot jelentő munkakörnyezetekben (pl. kórházi műtőben, az atomerőmű irányítótermében), ahol az embereknek kreativitásra, intelligenciára és alkalmazkodásra van szükségük ahhoz, hogy sikeresen eligazodjanak és dolgozzanak a korántsem tökéletes rendszerekben.

A tengeri olaj- és gázipar nem rendelkezik fekete dobozos adatrögzítővel, amelyekkel a kútellenőrző személyzet közötti kritikus interakciókat vizsgálhatná mind az értékelés, mind a további fejlesztések érdekében. A Macondo azonban egyedülálló adathalmazzal szolgál a lehetséges nem technikai jellegű készségbéli hiányosságok feltárásához - a fűrótoronyra történő gáz kibocsátást megelőző órákban mind a fedélzeti, mind a tengeri személyzet és a vezetőség viselkedése és cselekedetei alátámasztják a nem technikai jellegű készségek fejlesztésének fontosságát a magas kockázatú tengeri műveletekben.

7. táblázat Nem technikai készségkategóriák (definíciók és az egyes kategóriákhoz kapcsolódó magatartáspéldák)

Képesség kategória	Meghatározás	Viselkedéstípusok
Helyzetfelismerés	A kűtüzemeltetés során folyamatos, tudatos értékelése a kialakult helyzetnek és a felmerülő kockázatoknak. Mindez több forrásból származó információk összegyűjtésén, jelentésük megértésén és felhasználásán, illetve a várható cselekmények előrejelzésén alapul.	<ul style="list-style-type: none"> – Információ gyűjtés – Az információ és a kockázat megértése – A jövőbeli fejlemények előrejelzése
Döntéshozatal	A helyzet elemzése és döntésképeség a megfelelő cselekvési mód kiválasztásához.	<ul style="list-style-type: none"> – A lehetőségek azonosítása és értékelése – Lehetőség kiválasztása és kommunikálása – A döntések végrehajtása és felülvizsgálata
Kommunikáció	Információk, ötletek és érzések átadása és befogadása, verbális (szóbeli, írásbeli) vagy nonverbális módszerekkel.	<ul style="list-style-type: none"> – Tájékoztatás és visszajelzés – Odafigyelés – Kérdéseket feltenni – Magabiztos kommunikáció
Csapatmunka	Csoportos munkavégzés (bármilyen szerepkörben) a közös cél érdekében, beleértve a koordinációt, az együttműködést és a konfliktusok megoldását. A személyzeti erőforrás menedzsment tréning alapkonceptiója nem feltétlenül egy adott csapat megerősítése, hanem az, hogy az egyéneket hatékonyabbá tegyük, bármelyik csapatban is dolgozzanak.	<ul style="list-style-type: none"> – Saját szerepkör megértetése a csapattal – Feladatok koordinálása a csapattagokkal / más műszakokkal – Mások figyelembevételése és segítése – Konfliktusok kezelése, megoldása
Vezetés	Csapat irányítása és támogatása a kitűzött célok teljesítése érdekében.	<ul style="list-style-type: none"> – Tervezés és irányítás – A szabványok betartása – A csapattagok támogatása
Stressz és fáradtság kezelése	A stressz és a fáradtság hatásainak enyhítése.	<ul style="list-style-type: none"> – A stressz és a fáradtság jeleinek felismerése – Megbirkózni a stressz és a fáradtság hatásaival

„Az erős biztonsági kultúra nem képes minden balesetet kiküszöbölni, különösen a technológiailag összetett és dinamikusan működő iparágakban, mint például a mélytengeri fúrások. Mindig fennáll annak a veszélye, hogy baleset történik. Egy erős biztonsági kultúra csökkentheti a balesetek bekövetkezésének valószínűségét és azok súlyosságát.”

A BP és a Transocean nem támogatták a folyamatbiztonságot. Mindkét vállalat olyan szervezeti magatartást és gyakorlatot mutatott be, amely nem fordított kellő figyelmet a súlyos balesetek megelőzését szolgáló védőberendezések, illetve vezérlőrendszerek kezelésére/felülvizsgálatára/karbantartására, ehelyett főként a személyi biztonságra fókuszált. Ezen túlmenően a bizonyítékok arra utalnak, hogy mindkét vállalat szervezeti céljában főként az Egyesült Államok előírásainak való minimális megfelelés szerepelt. [13] [14] A BP és a

Transocean különböző mértékű, a folyamatbiztonságot károsító szervezeti magatartást tanúsított:

- A saját, a magas kockázatok kezelését szabályzó utasítás nem megfelelő betart(tat)ása. Ez egyébként az előírásoknál szigorúbb kockázatcsökkentési kötelezettséget tartalmazott;
- Az emberi és szervezeti tényezők nem megfelelő figyelembevétele a munkatervezés, a kockázatértékelés és az események kivizsgálása során;
- Nem megfelelő egyéni teljesítményszerződések és bónuszstruktúrák, melyek korlátozott mértékben tartalmazzák a folyamatbiztonsági célokat;
- A vonatkozó folyamatbiztonsági teljesítménymutatók nem megfelelő fejlesztése és használata;
- Sikertelen erőfeszítések a főbb kockázatok csökkentésére; és
- A vezetőség nem foglalkozott kellőképpen a folyamatbiztonsággal.

A macondói incidenst megelőző években a BP és a Transocean is megbízást adott saját biztonsági kultúrájuk felülvizsgálatára. A BP esetében a felülvizsgálatot a Baker Panel bizottság végezte el (főként a 2005-ben, a BP texasi finomítójában történt robbanás sürgette az elkészültét). A testület öt alapvető biztonságra vonatkozó észrevételt tett a BP egyesült államokbeli finomítóival kapcsolatban:

1. A BP vezetősége a folyamatbiztonságot háttérbe szorította, inkább a személyes biztonságot helyezte előtérbe;
2. A BP nem alakított ki pozitív, bizalmi, nyitott környezetet hatékony kommunikációs eszközökkel;
3. A BP nem biztosította folyamatosan a megfelelő folyamatbiztonsági teljesítményhez szükséges pénzügyi és emberi erőforrásokat;
4. A BP nem építette be hatékonyan a folyamatbiztonsági szempontokat a vezetői döntésekbe; és
5. A BP nem alakított ki közös, egységes vállalati kultúrát a különféle finomítói között.

Ezen következtetéseket a Baker panel főként a BP finomítóinak munkaerő folyamatbiztonsági kultúrájának felmérésére és a vállalati szintű vezetőséggel folytatott interjúkra alapozta.

A Transocean észak-amerikai részlegének (beleértve a Deepwater Horizont is) felülvizsgálatát a vállalat már hónapokkal a Macondo-incidens előtt megrendelte, miután a vállalat négy, halálos áldozattal járó katasztrófát szenvedett el. Az elemzés viszonylag erős biztonsági kultúrát azonosított, aminek igazolására a vállalat bizonyítékokat mutatott be.

Összességében a Deepwater Horizon viszonylag erős volt a biztonságirányítás számos alapvető elemében. A Deepwater Horizon erős csapatkultúrája és a legénységek közötti kölcsönös bizalom szintje azt jelenti, hogy a fúrótorony biztonsági kultúráját robusztusnak, nagyrészt igazságosnak és befogadónak ítélték, ami hozzájárult az „igazságosság kultúrájához” (just culture). A felülvizsgálat eredményei azt mutatták, hogy a résztvevők túlnyomó többsége felhatalmazva érezte magát a fúrótorony biztonságát illetően. Szinte mindenki úgy érezte, hogy biztonsági aggályokat vehet fel, és a megalapozottság esetén reagáltak a felvetéseikre. Röviden, az egyének arról számoltak be, hogy bizalommal fordulhatnak a fúrótorony vezetőségéhez bármilyen biztonsági problémájukkal, mert ha aggodalmuk jogos, teljes támogatást kapnak.

A Macondo katasztrófa után a BP biztonsági kultúráját egy másik céggel is felülvizsgáltatták, amely arra a következtetésre jutott, hogy „a BP-nek sikerült egy jól kidolgozott biztonsági kultúrát létrehozni”, mindezt arra alapozva, hogy a vállalat rendszeresen és folyamatosan reflektál a biztonsági teljesítmény állapotára és az események kiváltó okaira, erőfeszítéseket tesz, hogy levonja a tanulságokat belőlük, ösztönzi a tanulást és a biztonság folyamatos fejlesztését az általa végrehajtott programokban, politikákban és eljárásokban. Az elemzés arra nem tért ki, hogy követték-e a vállalat kockázatkezelési irányelveit Macondóban.

A BSEE a biztonsági kultúrát a szervezet minden tagjának alapvető értékeként és magatartásaként határozza meg, amely a biztonságos és környezettudatos üzletvitel iránti elkötelezettséget tükrözi. A Biztonsági Kultúra Politika Nyilatkozat (Safety Culture Policy Statement) tájékoztatja az offshore közösséget az BSEE biztonsági elvárásairól, de nem támaszt további szabályozási követelményeket. A robusztus biztonsági kultúra kilenc jellemzője:

1. **Vezetői elkötelezettség a biztonsági értékek és intézkedések iránt.** A vezetők döntéseikben és magatartásukban elkötelezettek a biztonság és a környezetvédelem iránt;

2. **Veszélyazonosítás és kockázatkezelés.** A biztonságra és a környezetvédelemre potenciálisan hatással lévő problémákat azonnal azonosítják, teljeskörűen értékelik, és a jelentőségüknek megfelelően azonnal kezelik vagy javítják;
3. **Elszámoltathatóság.** Mindenki személyes felelősséget vállal a folyamat- és a személyi biztonságért, valamint a környezetvédelemért;
4. **Munkafolyamatok.** A munkatevékenység tervezésének és ellenőrzésének folyamata úgy valósul meg, hogy a biztonság és a környezetvédelem érdeke nem csorbul, miközben a munkavégzéshez megfelelő felszerelést biztosítanak;
5. **Folyamatos fejlesztés.** Lehetőségeket teremtenek a folyamatos tanulásra és fejlesztésre a biztonság és a környezetvédelem területén;
6. **Megfelelő környezet biztosítása az aggodalmak felvetésére.** Olyan munkakörnyezet tartanak fenn, ahol a személyzet szabadon felvetheti biztonsági és környezetvédelmi aggályait anélkül, hogy félne a megtorlástól, megfélemlítéstől, zaklatástól vagy diszkriminációtól;
7. **Hatékony biztonsági és környezetvédelmi kommunikáció.** A kommunikáció továbbra is a biztonságra és a környezetvédelemre helyezi a hangsúlyt;
8. **Tiszteletteljes munkakörnyezet.** A bizalom és a tisztelet áthatja a szervezetet, a csapatmunkára és az együttműködésre összpontosítva; és
9. **Érdeklődő attitűd.** Az egyének kerülnek az önelégültséget, és folyamatosan mérlegelik és felülvizsgálják a meglévő feltételeket és tevékenységeket, hogy azonosítsák azokat az eltéréseket, amelyek hibához vagy nem megfelelő cselekvéshez vezethetnek.

5.3. Szabályozási tényezők

A Macondo-incidens idején az USA Belügyminisztériumához tartozó MMS volt az elsődleges offshore hatóság, amely a tengeri energiaipari műveletek felügyeletéért volt felelős. Fő feladata, hogy biztosítsa a vonatkozó törvények és rendeletek betartását, elsősorban a külső kontinentális talapzatról szóló törvénynek és a 30 CFR 250. részének való megfelelést. Az MMS kezelte az USA földgáz-, olaj- és egyéb ásványkincseit a külső kontinentális talapzaton. Hatáskörébe tartozott a hagyományos és megújuló energiaforrások bérbeadására vonatkozó tervek kidolgozása és végrehajtása, a biztonság elősegítése és a környezetvédelem valamennyi tengeri energetikai tevékenység során. Az MMS ásványkincsekből származó bevételei évente mintegy

13 milliárd dollárt tettek ki, ami az USA Belügyminisztériuma által beszedett összes bevétel mintegy 95%-a.

2010. május 19-én, négy héttel a Deepwater Horizon balesete után Ken Salazar akkori belügyminiszter aláírta a Minerals Management Service 11 feladatkörének három független egységre történő szétválasztásáról és újraelosztásáról szóló miniszteri rendeletet:

1. A Természeti Erőforrások Bevételei Hivatala (*ONRR - Office of Natural Resources Revenue*), amely a jogdíjak és a bevételek kezeléséért felelős, beleértve a pénzek beszedését és elosztását, az ellenőrzést és a megfelelőséget, valamint a vagyonkezelést. A hivatal 2010. október 1-jén kezdte meg működését.
2. Az Óceánenergia-gazdálkodási Hivatal (*BOEM - Bureau of Ocean Energy Management*), amely a külső kontinentális talapzat hagyományos és megújuló energiaforrásainak fenntartható fejlesztéséért felelős, beleértve az erőforrások értékelését, tervezését és a bérbeadással kapcsolatos tevékenységeket.
3. A Biztonsági és Környezetvédelmi Végrehajtási Iroda (*BSEE - Bureau of Safety and Environmental Enforcement*), amely a tengeri energiával kapcsolatos valamennyi tevékenység átfogó felügyeletéért, biztonságáért és környezetvédelméért felelős.

A változások nem léphettek azonnal hatályba, ezért Salazar időközben az MMS-t átnevezte Óceáni Energiagazdálkodási, Szabályozási és Végrehajtási Hivatalra (*BOEMRE*), hogy pontosabban meghatározza az ügynökség szerepét. 2011. október 1-jén a BOEMRE megszűnt, miután fennmaradó feladatait átadta a BOEM-nek és a BSEE-nek. [15]

Az incidenst követően a BOEMRE, majd a BSEE jelentős proaktív lépéseket tett új biztonsági szabályok kihirdetése érdekében, beleértve az ideiglenes és végleges (fúrás) szabályokat, a biztonsági és környezetvédelmi irányítási rendszerekre (*SEMS*) vonatkozó szabályt és az azt követő módosításokat (*SEMS II*).

Számos olyan szabályozási eszköz, amely kifejezetten az iparágakra helyezi a súlyos veszélyforrások, kockázatok kezelésének felelősségét, és felhatalmazza a proaktív szabályozási felügyeletet a beavatkozásra, hiányzik vagy nem megfelelő az Egyesült Államok offshore területén Macondo óta bevezetett keretrendszerből és biztonsági előírásokból:

- A folyamatos kockázatcsökkentés egy elfogadható kockázati szintre (*ALARP*)

-
- A jogalkotók alkalmazkodóképessége, amely arra készíti az ipart, hogy folyamatosan javítsa a biztonságot
 - A biztonság megteremtése iránti felelősség megosztása a főbb veszélyforrásokat és ezek kockázatait okozók vagy szabályozók között
 - Súlyos balesetekre vonatkozó biztonsági dokumentáció megkövetelése a kijelölt, meghatározott feladatkörrel rendelkezőktől
 - A hatóság és a jogalkotók által támogatott aktív munkaerő részvétel
 - Proaktív értékelés, ellenőrzés és beavatkozás a szabályrendrendszerbe
 - A jogalkotó által összegyűjtött, a biztonsági teljesítmény fejlesztésére használt folyamatbiztonsági mutatók
 - Átlátható szabályrendszer
 - Független, minősített és megfelelően finanszírozott jogalkotó

A macondói incidens előtt az Egyesült Államok tengeri fúrási és befejezési műveleteit végző bérlőnek/üzemeltetőnek nem kellett dokumentált biztonsági irányítási rendszert fenntartania és végrehajtania a kútműveleteire vonatkozóan; felkérték a vállalatokat, hogy önkéntesen vezessenek be egy ilyen rendszert.

A SEMS szabály gyenge teljesítményalapú és „tevékenység alapú” követelményeket tartalmaz, elsősorban a tevékenységek befejezésére utasítja a vállalatokat, ahelyett, hogy célokat határozná meg és olyan kockázatcsökkentési erőfeszítéseket követelne meg, amelyek eredményesek a súlyos balesetek megelőzésben. Például a SEMS szabály:

- megköveteli, hogy a létesítmények kezeljék az azonosított veszélyeket, de az nincs szabályozva, hogy az üzemeltetőnek meddig terjed a felelőssége a veszélyforrások kezelésében;
- megköveteli a vállalatoktól, hogy meghatározzák a változáskezelési programjuk céljait, de nincs követelmény arra vonatkozóan, hogy az ilyen változáskezelési gyakorlatok hatékonyan csökkentsék a kockázatot egy elviselhető szintre (ALARP);
- előírja, hogy azokkal a tényezőkkel (emberi vagy egyéb), amik hozzájárultak az esemény bekövetkezéséhez és súlyosbodásához/kezeléséhez a kivizsgálás során foglalkozni kell, ami ilyen formán korlátozó és reaktív, mivel főként az emberi teljesítmény értékelésére törekszik;

-
- a biztonsági irányítási rendszer és a szervezeti ok-okozati tényezők helyett az incidensek azonnali okaira összpontosít, és nem követeli meg a vállalatoktól, hogy elemezzék az üzemeltető és a alvállalkozók közötti kapcsolatot, vagy vonják le a tanulságot más súlyos eseményekből (akár nemzetközi vizeken történt jelentősebb incidensekből)
 - nem követeli meg, hogy az események kivizsgálása után meghozott javító intézkedések bizonyíthatóan egy elviselhető szintre csökkentsék a kockázatot (ALARP).

Az offshore szabályozás, beleértve a SEMS-t is, nem követeli meg az üzemeltetőtől és a fűrési vállalkozótól, hogy:

- hatékony intézkedéseket és irányítási rendszereket vezessen be a súlyos balesetek kockázatának elfogadható szintre csökkentése érdekében (ALARP);
- dokumentálja a veszélyek hatékony ellenőrzése érdekében tett erőfeszítéseit (módszerek, intézkedések stb.);
- a folyamatbiztonsági előírások alkalmazását a veszélyek értékelésére és kezelésére, mint például a védelmi rétegek (megelőzések, biztosítékok, akadályok vagy védelmi vonalak, amelyek célja egy veszélyes esemény kiküszöbölése, megakadályozása, csökkentése vagy enyhítése) és az ellenőrzések hierarchiája (a veszélyek és kockázatok mérséklésére használt hatékonysági rangsor. Minél feljebb van a hierarchia, annál hatékonyabb az ellenőrzés a kockázat csökkentésében.);
- az összes -biztonság szempontjából- kritikus elem és feladat azonosítása és kezelése meghatározott teljesítményszabványok révén;
- számoljon az emberi tényezők hatásával a kritikus kútműveletek tervezésénél és végrehajtásánál, és igazolja, hogy ezek az emberi tényezőkre irányuló erőfeszítések hatékonyan csökkentik a kockázatot;
- rendelkezzen teljeskörű biztosítási és ellenőrzési rendszerrel annak megerősítésére, hogy a SEMS és a hivatkozott védőintézkedések megfelelőek, elérhetőek és hatékonyak a biztonság szempontjából kritikus műveletek teljes életciklusa során.

A SEMS hivatkozásként tartalmazza az Amerikai Ásványolaj Intézet (API) ajánlott gyakorlatát a tengeri műveletek és létesítmények biztonsági és környezetirányítási programjának kidolgozására (API 75), amelyet 2008-ban és 2013-ban is megerősítettek, ám 2004 óta nem frissítettek. Az API 75 nem tartalmaz elegendő útmutatást a következőkre vonatkozóan:

-
- A súlyos balesetek megelőzését szolgáló, kimondottan az emberi tényezők kezelésének követelményeit ismertető program a szénhidrogén kutak tervezése, kiépítése, irányítása és leállítása/felhagyása során, valamint a balesetek és kvázi balesetek kivizsgálása folyamán;
 - Az ellenőrzési hierarchia elvének beépítése a súlyos baleseti kockázatok megelőzésére vagy csökkentésére szolgáló védőintézkedések azonosítására és végrehajtására;
 - A cégvezetés és az igazgatósági tagok felelőssége a súlyos balesetek kockázatkezeléséért;
 - A munkaező bevonása és elköteleződése a SEMS program minden eleméhez;
 - Leading és lagging teljesítménymutatók, amelyek elősegítik a súlyos balesetek megelőzését;
 - Kibővült és meghatározott szerepkörök és felelősségek a súlyos balesetek megelőzésében a tengeri fúrással és termeléssel foglalkozó elsődleges felek (azaz a bérllő/üzemeltető és a tulajdonos/fúrasi vállalkozó) körében, akik a kút üzemeltetésétől függően elsődlegesen irányítják a magas kockázatú műveleteket és napi tevékenységeket, vagyis egy biztonsági és környezetvédelmi irányítási rendszer (SEMS) végrehajtásához és folyamatos felügyeletéhez ők a legmegfelelőbb személyek;

Míg más globális offshore régiókban az emberi tényezőkre vonatkozó követelmények és útmutatások kidolgozottabbak, az Egyesült Államok szabályozási követelményei vagy nemzeti iparági útmutatásai, amelyek célja az emberi teljesítmény javítása a biztonság szempontjából kritikus offshore műveletek során, továbbra is hiányosak/hiányoznak.

A BSEE előírásai az elérhető legjobb és legbiztonságosabb technológia (*BAST*) alkalmazását írják elő, de általában úgy tekintik, hogy a BSEE előírásoknak való megfelelés egyenlő a *BAST*-tal. Ahhoz, hogy olyasmit is megkövetelhessen, amelyet az Egyesült Államok szabályozása nem ír elő, a BSEE-nek jelentős energiabefektetéssel el kell végeznie egy költség-haszon elemzést annak igazolására, hogy az előnyök meghaladják a költségeket.

A súlyos balesetek kockázatának *ALARP*-ra való csökkentését bemutató dokumentáció elfogadása nem szükséges a veszélyes munka megkezdése előtt, ellentétben más nemzetközi szabályozásokkal (pl. Európai Unió, Ausztrália), ahol a hatóságoknak el kell fogadniuk a vállalat által javasolt intézkedési tervet a magas kockázatok kezelésére. Beleértve a biztonság

szempontjából kritikus védőberendezések azonosítását, valamint ezek felügyeletére és karbantartására vonatkozó terveket a működés megkezdése előtt.

A Macondo-incidens előtt a tengeri munkavégzésre vonatkozó biztonsági előírásokat nem kényszerítették ki a vállalkozóktól, annak ellenére, hogy a tengeri munkaerő túlnyomó többségét ők alkotják. A Macondo tragédia után, a BSEE alvállalkozókra hivatkozott a biztonságirányítási hibák miatt, azonban a szabályozó azon jogköre, hogy a vállalkozótól ugyanazon szabályozási szabványok betartását követelje meg, mint az üzemeltetőktől/bérbevevőktől, nem egyértelmű, nem tartalmaz egyértelmű iránymutatást, és megkérdőjelezett a felek által.

A BSEE offshore szabályozása nem tesz különbséget tervezési és működési kockázat között; így nem vonják felelősségre a fúrasi vállalkozókat az ellenőrzésük alá tartozó működési kockázatok (azaz a saját offshore létesítményükben vagy saját munkaerő által végzett munkával kapcsolatos kockázatok) biztonsági kezeléséért. Ez a hiányosság ellentmond a nagy veszélyt jelentő műveleteken belüli biztonságkezelés alapfeltevésének: a felelős az, aki a kockázatot okozza, vagy az adott tevékenységhez kapcsolódó kockázatok a legnagyobb mértékben kezelni képes.

A munkavállalók nem megfelelő bevonása a biztonság érdekében létrehozott irányelvekbe, programokba és tevékenységekbe eleve korlátozza a kútkezelő személyzetet abban, hogy segítsen kezelni a veszélyforrásokat, ezáltal megelőzni a súlyos baleseteket. A SEMS-szabály:

- nem vonatkozik a vállalkozókra, ami azt eredményezi, hogy az offshore munkaerőnek csak egy kis részét fedezik a minimális munkavállalói foglalkoztatási rendelkezések;
- nem ír elő követelményeket a munkavállalók által választott biztonsági képviselőkre vagy biztonsági bizottságokra vonatkozóan (pl. munkavédelmi képviselők);
- nem ad felhatalmazást a képviselőknek és bizottságoknak, hogy részt vegyenek a súlyos veszélyek kezelésének minden vonatkozásában, beleértve az incidensek kivizsgálását, az ellenőrzést, belsőauditokat, valamint a veszélyek és akadályok értékelését;
- nagymértékben támaszkodik a munkamegtagadási jogkörre, amely megköveteli a dolgozóktól, hogy megpróbálják leállítani a nem biztonságos műveletet, amikor a munkabeszüntetés a legnagyobb kihívást jelenti – amikor valószínűleg nagy az idő és a gazdasági nyomás. Továbbá feltételezi, hogy a munkavállaló minden információval

rendelkezik ahhoz, hogy meg tudja ítélni, ha veszélyes helyzet alakult ki. Végül kötelezi a munkavállalókat a munka befejezésére, ami egy baleset esetén potenciális hibáztatási folyamatot és felelősség átruházását vonhat maga után azon munkavállalókra, akik nem tagadják meg a munkát;

- hiányoznak a megfelelő követelmények a munkavállalók megtorlástól való védelmére;
- hiányoznak a biztonsági bizottságok vagy háromoldalú (jogalkotó, ipar, munkaerő) biztonsági fórumok.

A BSEE nyomon követi és közzéteszi a jelentendő eseményeket, például haláleseteket, tüzeket és robbanásokat, valamint a 25 000 dollárnál nagyobb anyagi kárt okozó eseményeket, de a BSEE nem használja fel az adatokat az ipar biztonsági fejlesztéséhez.

A BSEE megfigyelte, hogy az olyan vállalatoknál, mint a BP és a Transocean, a SEMS-nek való megfelelés azt jelentette, hogy vállalati irányelveiket a 30 CFR 250 S. alfejezetben (2. sz. melléklet) felsorolt SEMS-elemekhez rendelték hozzá. Más szervezetek esetében a SEMS-szabály kezdeményezte az első kísérletet egy SEMS-program formális kidolgozására. Bár sok ilyen szervezet betartotta az előírásokat, nem használták a SEMS-t az egészségügyi, biztonsági és környezeti kockázatok tényleges kezelésére.

Míg a BSEE rendelkezik felhatalmazással a fedett offshore létesítmények ellenőrzésére, ritkán hagyatkozik felhatalmazására a SEMS ellenőrzési tevékenységei során, ehelyett harmadik fél végzi az auditokat. Erős SEMS-program-ellenőrzési folyamat nélkül a BSEE elveszíti az elsődleges felügyeleti eszközt, pedig ez biztosítja, hogy az ipar hatékonyan kezelje a főbb veszélyeket. A kiszervezett, kizárólag harmadik felek által végzett auditokra való támaszkodás szakadékot teremt a BSEE és az általa szabályozott szolgáltatók között.

Az üzemeltetők és a fúrési vállalkozók nem kötelesek nyilvános hozzáférést biztosítani a biztonsággal kapcsolatos dokumentációikhoz vagy statisztikáikhoz. Ezzel szemben számos US és nemzetközi hatóság megköveteli bármely művelet súlyos baleseti kockázatának nyilvánosságra hozatalát.

Egy szilárd, teljesítmény alapú szabályozási rendszer működtetéséhez, amelyben a szabályozó közvetlenül felügyeli és értékeli az iparág teljes biztonsági teljesítményét, a BSEE fokozott toborzási, felvételi és megtartási erőfeszítéseit folytatni kell, és olyan vezető szakembereket

kell alkalmaznia, akik megfelelő tapasztalattal rendelkeznek például a kőolajmérnökség, a folyamatbiztonság, az emberi tényezők értékelés és a szervezeti teljesítmény mérés területén.

- Az USA Belügyminisztériuma jelentős negatív hatásokat észlelt a 2013-as és 2014-es költségvetésén, ami a munkaerő-felvétel befagyasztását, valamint a személyzeti és az olaj- és gázipari tevékenységek finanszírozásának csökkentését tette szükségessé.
- Míg a BSEE engedélyt kapott arra, hogy az alapbér felett 25%-kal magasabb fizetés-ösztönzést kínáljon az újbelépőknek, még mindig közel sem egyenértékű ez a jövedelem a magánszektor ajánlataival szemben.
- A BSEE kőolajipari mérnökeinek nagyjából 35 %-a 2017-re elérte a nyugdíj korhatárt, az utánpótlás képzés nem tudja pótolni a szakember hiányt.
- A BSEE nem rendelkezik elegendő, fenntartható finanszírozással a súlyos balesetek megelőzésére irányuló tevékenységek menedzseléséhez és elegendő számú műszakilag hozzáértő személyzettel az offshore ipar folyamatos fejlesztéséhez. A világ más részein a szolgáltatásdíj-modell költséghatékony szabályozási rendszert eredményezett.

Az USA Belügyminisztériuma tengeri biztonsági hatóságának átszervezése nem tükrözi a korábbi kongresszusi biztonsági reformok tanulságait és más nemzetközi offshore szabályozási rendszerek tapasztalatait. A függetlenség a nagy veszélyt jelentő létesítmények hatékony biztonsági szabályozójának alapvető jellemzője, mivel a tengeri lízing és a bevételszerzési célok gyakran ütköznek a biztonsági előírásokkal és a környezetvédelmi szabályokkal.

A fentiek alapján javasolt lenne a tengeri biztonsági előírások kibővítése (SEMS szabály - 3.sz. melléklet), egy útmutatás kiadása az említett felülvizsgálatokkal/kiegészítésekkel kapcsolatban:

- A súlyos balesetek megelőzése érdekében egyértelmű és következetes biztonsági és környezetvédelmi irányítási kötelezettségek meghatározása a végrehajtott veszélyes tevékenységeket elsődlegesen irányító vállalatok számára (pl. a nem termelő létesítmény tulajdonosa/fúrás vállalkozója és a termelő létesítmény bérbeadója/üzemeltetője). A BP lehetséges olajszennyezés kezelésére vonatkozó készenléti terve számos hibát és téves számítást tartalmazott. (Például a térségben nem honos állatok - beleértve a fókákat és rozmárokot - az olajszennyezés lehetséges érintett felei közé sorolása.);

-
- Követelje meg valamennyi felelős féltől, hogy dolgozzanak ki dokumentációt minden olyan veszélyes művelethez/létesítményhez, amely felett elsődlegesen ellenőrzést gyakorolnak, mutassák be a kockázatelemzést, amely szerint az összes azonosítható súlyos baleseti veszélyforrás kockázata a lehető legalacsonyabbra csökkent. A dokumentációnak tartalmaznia kell:
1. A főbb veszélyek azonosítása, valamint a védőberendezések és a munkavédelmi irányítási rendszer intézkedései (beleértve a kiterjesztett SEMS-elemeket), amelyeket az ALARP vagy hasonló kockázatcsökkentési cél elérésére használnak;
 2. A vezérlőelemek hierarchiájának lehető legnagyobb mértékű alkalmazása a biztonsági intézkedések és kezelőszervek kialakítása során;
 3. A biztonság szempontjából kritikus elemek és feladatok azonosítása a biztonsági intézkedések, védőberendezések és vezérlés létrehozásához és karbantartásához;
 4. Az összes olyan USA és nemzetközi szabvány azonosítása, amelyet alkalmaztak vagy fognak alkalmazni a létesítményre, a veszélyes műveletekre vagy a műveletre vonatkozóan, amelyhez a szükséges dokumentációt benyújtották. Ha a felelős fél a bevált USA vagy nemzetközi konszenzusos biztonsági szabványoktól eltérő szabványokat kíván alkalmazni, amelyeket különböző érdekelt felek képviselői bizottsága dolgozott ki, a benyújtott dokumentációhoz mellékelni kell egy részletes műszaki indoklást arra vonatkozóan, hogy ezek a szabványok ALARP szintre csökkentik a kockázatot. A hatóság a műszaki indoklást megtámadhatja vagy elutasíthatja. Töröljék az USA tengeri biztonsági szabályozási rendszeréből azokat a rendelkezéseket, amelyek lehetővé teszik a vállalatok számára, hogy az elérhető legjobb és legbiztonságosabb technológia használatára vonatkozó követelményeket a BSEE-előírásoknak való megfelelés bizonyításával helyettesítsék.

6. Az események ok-okozati elemzése

Egy adott baleset lehetséges kiváltó okainak, gyökérokainak azonosítása létfontosságú feladat, az elemzés segítségével megtalálhatóak azok a döntések, intézkedések, (védő)elemek, amelyek hibája / meghibásodása hasonló esemény ismételt bekövetkezéséhez vezethet. Az évek során számos módszertant, technikát vezettek be a vállalatok a kiváltó okok azonosítására; minden gyökérok elemző eszköznek és módszernek természetesen megvannak a maga előnyei és hátrányai. A Deepwater Horizon katasztrófájának elemzéséhez az ipari alkalmazás és a

szerkezet alapján egy ok-okozati kapcsolati gráf felrajzolását vagyis egy eseménytérkép megalkotását választottam. Ennél a módszernél ugyanis elkülöníthetők a baleset bekövetkezésében érintett különböző szintek és ezeken belül a döntések, illetve problémák közötti összefüggések és kapcsolatok. Általánosságban elmondható, hogy ez a fajta diagram egy integrált keretrendszer, amely átfogó képet ad annak a kontextusnak a szemléltetésére, amelyben egy baleset történt. A kulcsszereplők döntéseit és ezek következményeit 7 szinten elemeztem.

A teljes elemzésből (3.sz. melléklet) az általam azonosított fő szál mentén mutatom be a tragédiához vezető kritikus pontokat, rávilágítva az érintett kulcsszereplők közötti interakciókra is a szinteken belül és a szintek között. Minden egyes pontnál jelöltem a hozzá vezető események számát (négyzet bal felső sarka) és az általa kiváltott, szoros összefüggésben lévő következő cselekmények számát is (jobb alsó sarok). A különböző pontok közötti kapcsolatot nyilakkal jelöltem, ezek színe csak az átláthatóságot segítik, külön jelentéstartalmat nem rendeltem hozzájuk. A fő szálát az ábrán vastag, bordó kerettel jelöltem. Szintén bordó, félkövér, nagybetűvel pedig azokat az eseményeket emeltem ki, amiket a láncolatban kritikus pontként azonosítottam, ezek mindegyike megfelelő működés, megfelelő folyamat esetén meg tudta volna akadályozni az esemény eskalálódását. A gráfból a fő szál eseményeit összefoglalóan a 8. táblázat jeleníti meg:

8. táblázat Ok-okozati elemzés azonosított fő szála

Szabályozó szervek	– a szabályozó szerv nem ír elő követelményt a kútfúrasi műveletek alapvető biztonsági ellenőrzéseire	↗
Iparági szabványok	– Nincs iránymutatás néhány kritikus kútszabályozási eljárás értelmezésére (pl. NNyP)	↗
Szervezet / cég	– Gazdasági, pénzügyi nyomásgyakorlás (pl. 21 helyett csak központosító beépítése, ellenőrző tesztek gyakoriságának csökkentése)	↗
Szárazföldi csapat vezetősége	– Az idő- és költségmegtakarítás volt az elsődleges szempont, 2010. 04.20-án a BP 45 napos késésben volt az ütemtervhez képest, és 58 millió dollárral túllépte a költségvetést	↗
A fedélzeti csapat vezetősége és legénysége	– a személyzet egyszerre több műveletet végzett párhuzamosan – a személyzet nem tudta megfelelően ellenőrizni a tartályok folyadékszintjét – a legénység nem észlelte időben a kitérés kezdeti jeleit (kick) – a személyzet nem reagált megfelelően a szénhidrogének fúrólyukba áramlására	↗
Folyamatok, események és körülmények	– Szénhidrogén bejutott a felszálló vezetékbe, a BOP feletti részbe – az iszap-gáz szétválasztó túlterhelődött és meghibásodott – a fúrótorony fedélzetére szénhidrogén gáz ömlött	↗
Végkifejlet	– kitérés – A tűzvédelmi rendszer nem akadályozta meg, hogy a szénhidrogén a fúrótorony fedélzetén gyújtóforrást találjon (motor túlpörgése) – robbanás, tűz	↗

Minden előző szinten azonosított gyökérok jelenléte mellett elkerülhető lett volna a végkifejlet, vagy csökkenthető lett volna az esemény súlyossága, ha a legénység tagjai odafigyelnek a kitörés kezdeti jeleire (kick). Az egyik fontos jelzés, aminek mindig alapos ellenőrzéshez és a kút leállításához kell vezetnie: a fúrócsőben a nyomás emelkedett, annak ellenére, hogy a szivattyúk le voltak kapcsolva. A legénységnek fel kellett volna figyelnie a fúrócső és a lezáró vezeték közötti nyomáskülönbségre. Ismerve ezeknek a jelzéseknek a fontosságát, automata riasztórendszernek kellene monitoroznia a rendszert, az emberi hibalehetőséget, tévedést kiiktatva a folyamatból. A szokásos vészhelyzeti eljárás kimondta, hogy a kísérő gáz begyulladásának elkerülése érdekében a kitörő iszapot a fedélzetre kell terelni, és aktiválni kell a BSR-t. Egyik sem történt meg a DWH-n. A kitöréstől a robbanásig kb 6-8 perc telt el. Ezalatt a vészhelyzeti mentőcsapat semmit nem tett a katasztrófa elhárítása érdekében. Erre a legvalószínűbb magyarázat az, hogy a képzésük nem volt megfelelő, és a vészhelyzeti reagálás nem volt gyors és pontos.

Elemzésem alapján alapján a kút sikertelen lezárását nem a vezérlőpodok meghibásodása okozta, hanem két egymással összefüggő ok, amelyek a cső meghajlásához vezettek:

1. a megfelelő számú központosító hiánya (16 helyett 6)
2. a cső belső és külső része között létrejövő nagy nyomáskülönbség,

Ez a két ok együttesen a BOP-on belül a cső meghajlásához vezetett. Ezért amikor a BSR-t lezárta a sárga pod megmaradt egy tekererse, a fúrócsövet nem tudta a nyíróbetét megfelelően átvágni és ezáltal lezárni a kutat.

Ez a katasztrófa megelőzhető lett volna, ha betartják a meglévő progresszív irányelveket és gyakorlatokat, de a BP nem rendelkezett (megfelelő) funkcionális folyamatbiztonsági kultúrával.

7. Gazdasági számítás

A brit kormány 1914 és 1979 között többségi tulajdonban volt a BP-ben. A kormány tulajdonában lévő olajellátás iránti vágy azonban ütközött Thatcher miniszterelnök privatizációs törekvésével. 1987-re a brit kormány eladta teljes részesedését a BP-ben, ami gyorsan pénzügyi nehézségekbe sodorta a céget. Csak 1992-ben a BP több mint 800 millió dollárt veszített. Agresszív költségcsökkentésbe kezdtek, ami megmentette a céget, és 2000-re már megszorongatta a riválisait, az Amoco-t és az ARCO-t. A költségek további csökkentése érdekében 97.000 főről 80.300 főre csökkentette alkalmazottai számát. Tony Hayward vezérigazgató emellett pénzügyi szempontból kevésbé kockázatos kultúrát teremtett: arra ösztönözte a menedzsereket, hogy korai szakaszban és a költségvetési kereten belül tegyenek javaslatot projektekre.

15 év alatt a BP egy kis, államilag támogatott vállalatból a hat legnagyobb tőzsdén jegyzett olajtársaság egyikévé vált. 2010 márciusára a BP a londoni tőzsde legnagyobb vállalata volt. A szigorú költségcsökkentés és számos egyesülés és felvásárlás átalakította a BP szervezeti felépítését. Míg a személyzet kevésbé volt kockázatkerülő, az előléptetésekért és bónuszokért folytatott verseny miatt az alkalmazottak nem voltak ösztönözve arra, hogy a szükséges ismereteket megosszák másokkal a szervezetben. A Deepwater Horizon projekt esetéhez hasonlóan ez is azt jelentette, hogy az alkalmazottak nem sok időt töltöttek el egy adott munkakörben.

A DWH – Macondo kút projekt pénzügyi nehézségekkel küzdött. A kútból kiáramló gázsztint magas volt, vezetékezés vagy hegesztés nem volt megengedett, és a riasztások nagy gyakorisága miatt folyamatosan le kellett zárni a rendszert. A BP becslései szerint a fúrás 51 napot és körülbelül 96 millió dollár ráfordítást vett volna igénybe, de 2010. április 20-án a projekt a 80. napnál járt, és 58 millió dollárral haladta meg a költségvetést. (A kút fúrása 91 millió dollár, méterenként 26.494 dollár; a DWH bérleti díja 496.800 dollár naponta.)

Az intenzív kútnyomás miatt a BP azt a szokatlan lépést kívánta megtenni, hogy egy lezáró elemet helyezzen el a kútban, amivel **5,5 napos** fúrási időt és **2,2 millió dollárt** takaríthatott meg. A tervekben szerepelt egy ajánlott opció további betétcső beépítésére, amely „négy akadályt, védőelemet biztosított volna a gáz- és olajszivárgás elleni védelemben”, de ezt végül nem alkalmazták. A BP fúrómérnöke, Brian Morel belső közleményben azt nyilatkozta, hogy

az általuk alkalmazott módszer „legalább **3 napot** takarít meg” és „nagyon sok időt/pénzt takarít meg”. A BP becslése szerint a választott módszer **7-10 millió dollárt** takarított volna meg a kút befejezési költségein. Azonban a geológiai viszonyok, amelyek között a fúrást leállították, a tervekben szereplő béléses betétcső módszert javasolták. A racionális döntési folyamatok helyett, amelyek biztonsági szempontokat is tartalmaz(hat)tak, a költségmegtakarítások befolyásolták a döntéshozatalt. [13]

A katasztrófa kapcsán főként a példát statuáló büntetés mértéke juthat eszünkbe. A BP 2018-as nyilatkozata alapján a kártalanítási (pl. halászat, turizmus), helyreállítási feladatokra, valamint a különböző kompenzációkra (az elhunytak, sérültek hozzátartozói; az Öbölben élők) összesen **62 milliárd dollárt** fizettek ki. [17] A baleset idején a BP vállalat nagyjából 180 milliárd dolláros összvagyonnal rendelkezett, ami lehetővé tette, hogy a hatalmas összegű büntetést ki tudja fizetni és a cég fennmaradását is biztosítani tudja. A vállalat viszonylag gyorsan visszatért a „business as usual” állapothoz, az anyagi nehézségek ellenére folytatni tudta üzleti tevékenységét. Nem találtam pontos pénzügyi kimutatást rá, de a BP a közösségi médiát felhasználta a hírnevén esett csorba kiköszörülésére. Reklámokkal, pozitív üzenetekkel árasztotta el a felületeket, melyek költségvonzata nem ismert.

A BP pénzügyi nyomás alatt volt, a Deepwater Horizon fúrótorny szerződését 2013-ig meghosszabbították (544 millió dollár összeggel), egy következő kutatófúrási helyszínen már várták az érkezését. A Macondo projekt jelentős csúszásban volt. Pontos adataim nincsenek, de becslésem szerint a biztonságon a cég hozzávetőlegesen **22,4 millió dollárt** „spórolt meg” (9. táblázat). Ez az összeg eltörpül az okozott kár és a büntetés mértéke mellett...

9. táblázat A biztonság rovására „megtakarított” összeg

	Költség	
	USD	HUF*
Lezáró elem elhelyezése	2,2 M	803 M
Betétcső helyett alternatív megoldás	10 M	3,65 Mrd
BOP javításra/karbantartásra felhozatala a mélyből percnként 700 USD (min. 6 nap)	6 M	2,2 Mrd
„Megtakarított napok” munkadíja	4,2 M	1,53 Mrd
Összesen	22,4 M	8,2 Mrd

* 1 USD=365 HUF

8. Összefoglalás

Dolgozatomban rámutattam, hogy a Macondo-kút elvesztése és a Deepwater Horizon felrobbanása majd elsüllyedése megelőzhető lett volna. A kitörés közvetlen gyökérokai a BP, a Halliburton és a Transocean vállalatok által elkövetett szervezési, tervezési, kivitelezési és szervezeti hibák sorozatára vezethetők vissza és olyan szisztematikus kockázatkezelési hibákat tárnak fel, amelyek megkérdőjelezzik ezen vállalatok és az egész olaj és gázipar biztonsági kultúráját.

A mélyvízi feltárás és -termelés, olyan magas szintű kockázatokkal jár, amelyekre sem az ipar, sem a szabályozásért felelős kormányzat nem volt megfelelően felkészülve. A minden érintett fél biztonsága érdekében a bérleti szerződések, a kutatás és termelés hatósági felügyelete változtatásokat igényel, még a Deepwater Horizon katasztrófa óta megkezdett jelentős reformokon túl is. Teljeskörű megújulásra lesz szükség mind a szabályozásért, mind a felügyeletért felelős szervezetek struktúrájában, mind belső döntéshozatali folyamataikban, hogy biztosítsák politikai függetlenségüket, műszaki szakértelmüket és a környezetvédelmi szempontok teljes körű figyelembevételét.

A szabályozási felügyelet önmagában azonban nem elegendő a megfelelő biztonsági szint kialakításához és fenntartásához, az olaj- és gáziparnak meg kell tennie saját, egyoldalú lépéseit a biztonság növelése érdekében az egész iparágban főként technológia fejlesztéssel, képzésekkel.

A kiömlések megfékezésére, kezelésére és a kármentesítésre vonatkozó technológia, törvények és szabályozások, valamint gyakorlatok elmaradnak attól a valós kockázattól, amely a nagy kiterjedésű, magas nyomású olaj- és gáztározók mélytengeri fúrásaihoz köthető. A kormányzati szerveknek együtt kell működni az iparág szereplőivel, csak közös erőfeszítéssel lehet változást, javulást elérniük.

9. Summary

In my thesis, I pointed out that the loss of the Macondo well and the explosion and subsequent sinking of the Deepwater Horizon could have been prevented. The immediate root causes of the blowout can be traced back to a series of organizational, planning, execution and organizational errors committed by BP, Halliburton and Transocean and reveal systematic risk management failures that call into question the safety culture of these companies and the entire oil and gas industry.

Deepwater exploration and production involves such high level of risks that neither the industry nor the government responsible for regulation was adequately prepared for. For the safety of all parties involved, regulatory oversight of leases and exploration and production requires changes, even beyond the significant reforms that have begun since the Deepwater Horizon disaster. A complete renewal will be needed both in the structure of the organizations responsible for regulation and supervision, as well as in their internal decision-making processes, to ensure their political independence, technical expertise and full consideration of environmental aspects.

However, regulatory oversight alone is not sufficient to establish and maintain an appropriate level of safety, the oil and gas industry must take its own, unilateral steps to increase safety throughout the industry, mainly through technology development and training.

The technology, laws / regulations, and practices for loss of primary containment, treatment, and remediation fall short of the real risk associated with deepwater drilling for large-scale, high-pressure oil and gas reservoirs. The government bodies must cooperate with the key players of the industry, they can only achieve change and improvement with a joint effort.

10.Nyilatkozatok

NYILATKOZAT

a szakdolgozat nyilvános hozzáféréséről és eredetiségéről

A hallgató neve:	Sáhó Éva
A Hallgató Neptun kódja:	GRU0YP
A dolgozat címe:	Deepwater Horizon mélytengeri olajfúrótorny katasztrófája biztonságtechnikai elemzés
A megjelenés éve:	2023
A konzulens intézetének neve:	MATE, Szent István Campus
A konzulens tanszékének a neve:	Gépszerkezettani Tanszék

Kijelentem, hogy az általam benyújtott szakdolgozat egyéni, eredeti jellegű, saját szellemi alkotásom. Azon részeket, melyeket más szerzők munkájából vettem át, egyértelműen megjelöltem, és az irodalomjegyzékben szerepeltettem.

Ha a fenti nyilatkozattal valótlan állítottam, tudomásul veszem, hogy a záróvizsga-bizottság a záróvizsgából kizár és a záróvizsgát csak új dolgozat készítése után tehetek.


A leadott dolgozat, mely PDF dokumentum, szerkesztését nem, megtekintését és nyomtatását engedélyezem.

Tudomásul veszem, hogy az általam készített dolgozatra, mint szellemi alkotás felhasználására, hasznosítására a Magyar Agrár- és Élettudományi Egyetem mindenkori szellemitulajdon-kezelési szabályzatában megfogalmazottak érvényesek.

Tudomásul veszem, hogy dolgozatom elektronikus változata feltöltésre kerül a Magyar Agrár- és Élettudományi Egyetem könyvtári repozitori rendszerébe. Tudomásul veszem, hogy a megvédett és

- nem titkosított dolgozat a védést követően
- titkosításra engedélyezett dolgozat a benyújtásától számított 5 év eltelté után nyilvánosan elérhető és kereshető lesz az Egyetem könyvtári repozitori rendszerében.

Kelt: Gödöllő, 2023. október 20.

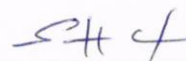

Sáhó Éva

NYILATKOZAT

Alulírott Sáhó Éva, a Magyar Agrár- és Élettudományi Egyetem, Szent István Campus, Ipari gépek biztonsága szakmérnök szak nappali/levelező* tagozat végzős hallgatója nyilatkozom, hogy a dolgozat saját munkám, melynek elkészítése során a felhasznált irodalmat korrekt módon, a jogi és etikai szabályok betartásával kezeltem. Hozzájárulok ahhoz, hogy Szakdolgozatom egyoldalas összefoglalója felkerüljön az Egyetem honlapjára és hogy a digitális verzióban (pdf formátumban) leadott dolgozatom elérhető legyen a témát vezető Tanszéken/Intézetben, illetve az Egyetem központi nyilvántartásában, a jogi és etikai szabályok teljes körű betartása mellett.

A dolgozat állam- vagy szolgálati titkot tartalmaz: igen nem*

Gödöllő, 2023. október 20.



Hallgató

NYILATKOZAT

A dolgozat készítőjének konzulense nyilatkozom arról, hogy a Szakdolgozatot áttekintettem, a hallgatót az irodalmi források korrekt kezelésének követelményeiről, jogi és etikai szabályairól tájékoztattam.

A Szakdolgozatot záróvizsgán történő védelemre javaslom / nem javaslom*.

A dolgozat állam- vagy szolgálati titkot tartalmaz: igen nem*

Gödöllő, 2023. október 20.



Belső konzulens

*Kérjük a megfelelőt aláhúzni!


KONZULTÁCIÓS NYILATKOZAT

A Sáhó Éva (hallgató Neptun azonosítója: GRU0YP) konzulenseként nyilatkozom arról, hogy a szakdolgozatot¹ áttekintettem, a hallgatót az irodalmi források korrekt kezelésének követelményeiről, jogi és etikai szabályairól tájékoztattam.

A szakdolgozatot a záróvizsgán történő védelemre javaslom / nem javaslom².

A dolgozat állam- vagy szolgálati titkot tartalmaz: igen nem*³

Gödöllő, 2023. október 20.


Belső konzulens

11. Irodalomjegyzék

- [1] „Deepwater Horizon Ten Years Later: Reviewing agency and regulatory reforms,” Harvard Law School, 05 04 2020. [Online]. Available: <https://eelp.law.harvard.edu/2020/05/deepwater-horizon-ten-years-later-reviewing-agency-and-regulatory-reforms/> . [Hozzáférés dátuma: 22 08 2023].
- [2] E. a. M. National Academies of Sciences, „Advancing Understanding of Offshore Oil and Gas Systemic Risk in the U.S. Gulf of Mexico Gulf of Mexico: Current State and Safety Reforms Since the Macondo Well,” The National Academies Press, Washington, DC, USA, 2023.
- [3] BSEE, „BSEE Announces Final Safety Culture Policy Statement,” [Online]. Available: <https://www.bsee.gov/newsroom/latest-news/statements-and-releases/press-releases/bsee-announces-final-safety-culture> . [Hozzáférés dátuma: 17 08 2023].
- [4] Internal BP Incident Investigation Team, „Deepwater Horizon Accident Investigation Report,” BP, 2010.
- [5] *ISO 15535:2000 Petroleum and natural gas industries. Drilling and production equipment. Hoisting equipment*, ISO, 2000.
- [6] *ISO 18647:2020 Petroleum and natural gas industries — Modular drilling rigs for offshore fixed platforms*, 2020, pp. 32-38..
- [7] P. Holland és P. Skalle, *Deepwater Kicks and BOP Performance*, USA: Minerals Management Service (MMS), 2001.
- [8] M. Smith-Solbakken és H.-J. Wallin Weihe, „Alexander L. Kielland-ulykken 1980,” Idunn, 21 03 2019. [Online]. Available: <https://www.idunn.no/doi/10.18261/issn.2387-5879-2019-01-11>. [Hozzáférés dátuma: 11 07 2023].
- [9] *API STD 53 Well Control Equipment Systems for Drilling Wells*, API, 2023 (5th Edition, May 2023).

-
- [10] *ISO 11960:2020 Petroleum and natural gas industries. Steel pipes for use as casing or tubing for wells*, ISO, 2020.
- [11] West Engineering Services Inc., „Evaluation of Secondary Intervention Methods in Well Control For MMS,” USA, 2003.
- [12] *ISO 29001:2020 Petroleum, petrochemical and natural gas industries. Sector-specific quality management systems. Requirements for product and service supply organizations*, 2020.
- [13] BP, „Annual Report and Accounts,” BP, 2009.
- [14] BP, „Annual Report and Accounts,” BP, 2010.
- [15] N. C. o. t. B. D. H. O. S. a. O. Drilling, „Deepwater - The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling - Report to the President,” US Government, USA, 2011. január.
- [16] J. P. Sheppard és J. Young, „An essential stupidity-based review of the Deepwater Horizon disaster,” *Business Horizons*, %1. kötet66, pp. 65-73, 2023.
- [17] *Consent Decree Among Defendant BP Exploration & Production Inc. (“Bpxp”), The United States Of America, And The States Of Alabama, Florida, Louisiana, Mississippi, And Texas Case 2:10-cv-04536-CJB-SS Document 15 Filed 04/04/16 Page 1 of 90*, 2016.
- [18] U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation, „Drilling Rig Explosion and Fire at the Macondo Well,” CSB, USA, 2016.
- [19] M. Tabibzadeh és N. Meshkati, „SPE-174020-MS Applying the AcciMap Methodology to Investigate a Major Accident in Offshore Drilling: A Systematic Risk Management Framework for Oil and Gas Industry,” in *SPE Western Regional Meeting*, Garden Grove, CA, 2015.

12.Mellékletek

- 1. sz. melléklet: Fogalommeghatározások*
- 2. sz. melléklet: 30 CFR 250 S alfejezet (e-CFR)*
- 3. sz. melléklet: a baleset ok-okozati elemzése*

1. sz. melléklet: Fogalommeghatározások

ALARP – As Low As Reasonably Practicable: Egyetlen ipari tevékenység sem teljesen mentes a kockázatoktól, és világszerte sok vállalat és felügyelő hatóságok megkövetelik, hogy a biztonsági kockázatokat a lehető legalacsonyabb szintre csökkentsék. Még akkor is, ha a vizsgált esemény kockázati szintje ebben az ALARP-régióban van, továbbra is mérlegelni kell további kockázatsökkentő intézkedések bevezetését a fennmaradó vagy „maradék” kockázat alacsonyabb szintre való mozgatása érdekében. Az ALARP szintet akkor érjük el, ha a további csökkentő intézkedések bevezetésének erőforrás (személyi, anyagi) igénye és ráfordítási ideje, indokolatlanul aránytalanná válik az elérhető további kockázatsökkentéshez képest.

AMF / deadman - Vészhelyzeti automatikus üzemmód funkció. Az EDS vészhelyzeti folyamat automatikusan aktiválódik olyan helyzetekben, amikor a berendezés és a BOP közötti tápellátás és kommunikáció megszakad.

elválasztó, előmosó folyadék dugó (spacer): A „spacer” egy folyadék, amelyet a fúrófolyadékok és a cementáló iszap szétválasztására használnak. Vízbázisú és olajbázisú fúrófolyadékkal való használatra tervezhető, és mind a csövet, mind a kőpződményt előkészíti a cementálási művelethez.

holdmedence - moonpool: A tengeri fúrótoronyokon, fúróhajókon és egyes tengeri feltáró- vagy kutatóhajókon egy olyan nyílás a hajótest vagy a platform padlózatán, amely hozzáférést biztosít az alatta lévő vízhez, lehetővé téve a technikusok vagy kutatók számára, hogy szerszámokat és műszereket engedjenek le a tengerbe. Menedéket és védelmet nyújt, így a kutatók még akkor is kényelmesen dolgozhatnak, ha a hajó nyílt tengeren hullámokkal vagy jéggel van körülvéve. A holdmedence azt is lehetővé teszi, hogy a búvárok, búvárharangok, ROV-ok vagy kis merülő járművek könnyedén és védettebb környezetben ereszkedjenek be a vízbe, illetve hagyják el azt.

A keringéskiesés a fúrás folyamat során felmerülő fő probléma, a fúrás iszap egészének vagy egy részének nem kívánt elvesztése képződésbe.

A **kontinentális talapat** (*helyenként kontinentális self*) a kontinensek körül lévő, kis vízmélységű, kis lejtésű tenger alatti terület, amelynek a kontinensekhez hasonlóan kontinentális kérgé van, ellentétben a mélytengerfenéki óceáni kérgelgel. A selfet és a mélytengerfenéket köti össze a kontinentális kérgű kontinentális lejtő. A self kontinens felé eső határának az apálykori vízhatárt szokták tekinteni, a kontinentális lejtő felőli határának pedig azt a helyet, ahol hirtelen megnövekszik a tengerfenék lejtése. Ez általában 125-180 méteres mélységben van, de az Antarktisz körül a jégnyomás miatt 500-1000 méteres mélységben. Ha a hirtelen megváltozó mélyülés helye nem meghatározható, akkor a 200 méteres mélységet szokták a self határának tekinteni.

LRMP - lower marine riser package A kétrészes tenger alatti BOP köteg felső része, amely hidraulikus csatlakozóból, gyűrűs BOP-ból, gömb-/hajlékony csuklóból, felszálló adapterből, áthidaló tömlőkből (a fojtó-, záró- és segédvezetékekhez), valamint a tenger alatti vezérlőelemekből áll.

POD - Tenger alatti műveletekhez szelepekből és szabályozókból álló szerelvény, amelyet a felszínről aktiválva a hidraulikafolyadékot speciális nyílásokon keresztül irányítja a BOP berendezés működtetéséhez.

A **START kártya** egy referenciakártya, amelyet minden munkavállalónak magánál kell tartania (elfér a zsebében). A célja, hogy a munkavállaló figyelmét az elvégzendő munkafeladattal kapcsolatos veszélyekre és kockázatokra felhívja, a lehetséges balesetek így elkerülhetőek.

Tenger alatti fa - subsea tree: A kútfej és az áramlási vezeték/elosztó között elhelyezett szelepek, csövek és csatlakozók komplex szerkezete a termelési áramlás figyelésére és szabályozására, valamint a termelés során a gáz- vagy folyadékbefecskendezés kezelésére.

TPSR – Total Potential Severity Rate: A sérülés súlyossági aránya a következő képlettel számítható ki: A sérülés súlyossági aránya = (kiesett munkanapok száma + kiesett könnyített munkavégzéssel tölthető munkanapok) x 200 000 / összes ledolgozott óra.

TRIR – Total Recordable Incident Rate: Az összes esemény arányszáma. HSE mérőszám, amely a jelentett biztonsági események számát és a munkavállalók létszámát a ledolgozott órák függvényében arányosítja.

vontatómű – drawworks: A vontatómű a fúrótorony elsődleges emelőgép-szerkezete. Fő feladata a mozgó blokk emelése és süllyesztése.

2. sz. melléklet: 30 CFR 250 S alfejezet - Oil And Gas And Sulphur Operations In The Outer Continental Shelf /
Electronic Code of Federal Regulations (e-CFR)

Subpart S—Safety and Environmental Management Systems (SEMS)

§ 250.1900 Must I have a SEMS program?

You must develop, implement, and maintain a safety and environmental management system (SEMS) program. Your SEMS program must address the elements described in § 250.1902, American Petroleum Institute's Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities (API RP 75) (as incorporated by reference in § 250.198), and other requirements as identified in this subpart.

(a) If there are any conflicts between the requirements of this subpart and API RP 75; COS–2–01, COS–2–03, or COS–2–04; or ISO/IEC 17011 (incorporated by reference as specified in § 250.198), you must follow the requirements of this subpart.

(b) Nothing in this subpart affects safety or other matters under the jurisdiction of the Coast Guard.

[76 FR 64462, Oct. 18, 2011, as amended at 78 FR 20440, Apr. 5, 2013]

§ 250.1901 What is the goal of my SEMS program?

The goal of your SEMS program is to promote safety and environmental protection by ensuring all personnel aboard a facility are complying with the policies and procedures identified in your SEMS.

(a) To accomplish this goal, you must ensure that your SEMS program identifies, addresses, and manages safety, environmental hazards, and impacts during the design, construction, start-up, operation (including, but not limited to, drilling and decommissioning), inspection, and maintenance of all new and existing facilities, including mobile offshore drilling units (MODUs) when attached to the seabed and Department of the Interior (DOI) regulated pipelines.

(b) All personnel involved with your SEMS program must be trained to have the skills and knowledge to perform their assigned duties.

[76 FR 64462, Oct. 18, 2011, as amended at 78 FR 20440, Apr. 5, 2013]

§ 250.1902 What must I include in my SEMS program?

You must have a properly documented SEMS program in place and make it available to BSEE upon request as required by § 250.1924(b).

(a) Your SEMS program must meet the minimum criteria outlined in this subpart, including the following SEMS program elements:

- (1) General (see § 250.1909)
- (2) Safety and Environmental Information (see § 250.1910)
- (3) Hazards Analysis (see § 250.1911)
- (4) Management of Change (see § 250.1912)
- (5) Operating Procedures (see § 250.1913)
- (6) Safe Work Practices (see § 250.1914)
- (7) Training (see § 250.1915)
- (8) Mechanical Integrity (Assurance of Quality and Mechanical Integrity of Critical Equipment) (see § 250.1916)
- (9) Pre-startup Review (see § 250.1917)
- (10) Emergency Response and Control (see § 250.1918)
- (11) Investigation of Incidents (see § 250.1919)
- (12) Auditing (Audit of Safety and Environmental Management Program Elements) (see § 250.1920)
- (13) Recordkeeping (Records and Documentation) and additional BSEE requirements (see § 250.1928)
- (14) Stop Work Authority (SWA) (see § 250.1930)
- (15) Ultimate Work Authority (UWA) (see § 250.1931)
- (16) Employee Participation Plan (EPP) (see § 250.1932)
- (17) Reporting Unsafe Working Conditions (see § 250.1933).

(b) You must include a job safety analysis (JSA) for OCS activities identified or discussed in your SEMS program (see § 250.1911).

(c) Your SEMS program must meet or exceed the standards of safety and environmental protection of API RP 75 (as incorporated by reference in § 250.198).

[76 FR 64462, Oct. 18, 2011, as amended at 78 FR 20440, Apr. 5, 2013]

§ 250.1903 Acronyms and definitions.

Definitions listed in this section apply to this subpart and supersede definitions in API RP 75, Appendices D and E; COS–2–01, COS–2–03, and COS–2–04; and ISO/IEC 17011 (incorporated by reference as specified in § 250.198).

(a) Acronyms used frequently in this subpart have the following meanings:

AB means Accreditation Body,
ASP means Audit Service Provider,
CAP means Corrective Action Plan,
COS means Center for Offshore Safety,
EPP means Employee Participation Plan,
ISO means International Organization for Standardization,
JSA means Job Safety Analysis,
MODU means Mobile Offshore Drilling Unit,
OCS means Outer Continental Shelf,
SEMS means Safety and Environmental Management Systems,
SWA means Stop Work Authority,
USCG means United States Coast Guard, and
UWA means Ultimate Work Authority.

(b) Terms used in this subpart are listed alphabetically as follows:

Accreditation Body (AB) means a BSEE-approved independent third-party organization that assesses and accredits ASPs.

Audit Service Provider (ASP) means an independent third-party organization that demonstrates competence to conduct SEMS audits in accordance with the requirements of this subpart.

Corrective Action Plan (CAP) means a scheduled plan to correct deficiencies identified during an audit and that is developed by an operator following the issuance of an audit report.

Personnel means direct employee(s) of the operator and contracted workers.

Ultimate Work Authority (UWA) means the authority assigned to an individual or position to make final decisions relating to activities and operations on the facility.

[76 FR 64462, Oct. 18, 2011, as amended at 78 FR 20440, Apr. 5, 2013]

§ 250.1904 Special instructions.

(a) For purposes of this subpart, each and every reference in COS–2–01, COS–2–03, and COS–2–04 (incorporated by reference as specified in § 250.198) to the term deepwater means the entire OCS, including all water depths.

(b) The BSEE does not incorporate by reference any requirement that you must be a COS member company. For purposes of this subpart, each and every reference in COS–2–01, COS–2–03, and COS–2–04 to the phrase COS member company(ies) means you, whether or not you are a COS member.

(c) For purposes of this subpart, each and every reference in the relevant sections of COS–2–01, COS–2–03, and COS–2–04 (incorporated by reference as specified in § 250.198) to the Center for Offshore Safety or COS means accreditation body or AB.

(d) For purposes of this subpart, each and every reference in ISO/IEC 17011 (incorporated by reference as specified in § 250.198) to conformity assessment body (CAB) means ASP.

[78 FR 20441, Apr. 5, 2013]

§§ 250.1905-250.1908 [Reserved]

§ 250.1909 What are management's general responsibilities for the SEMS program?

You, through your management, must require that the program elements discussed in API RP 75 (as incorporated by reference in § 250.198) and in this subpart are properly documented and are available at field and office locations, as appropriate for each program element. You, through your management, are responsible for the development, support, continued improvement, and overall success of your SEMS program. Specifically you, through your management, must:

(a) Establish goals and performance measures, demand accountability for implementation, and provide necessary resources for carrying out an effective SEMS program.

(b) Appoint management representatives who are responsible for establishing, implementing and maintaining an effective SEMS program.

(c) Designate specific management representatives who are responsible for reporting to management on the performance of the SEMS program.

(d) At intervals specified in the SEMS program and at least annually, review the SEMS program to determine if it continues to be suitable, adequate and effective (by addressing the possible need for changes to policy, objectives, and other elements of the program in light of program audit results, changing circumstances and the commitment to continual improvement) and document the observations, conclusions and recommendations of that review.

(e) Develop and endorse a written description of your safety and environmental policies and organizational structure that define responsibilities, authorities, and lines of communication required to implement the SEMS program.

(f) Utilize personnel with expertise in identifying safety hazards, environmental impacts, optimizing operations, developing safe work practices, developing training programs and investigating incidents.

(g) Ensure that facilities are designed, constructed, maintained, monitored, and operated in a manner compatible with applicable industry codes, consensus standards, and generally accepted practice as well as in compliance with all applicable governmental regulations.

(h) Ensure that management of safety hazards and environmental impacts is an integral part of the design, construction, maintenance, operation, and monitoring of each facility.

(i) Ensure that suitably trained and qualified personnel are employed to carry out all aspects of the SEMS program.

(j) Ensure that the SEMS program is maintained and kept up to date by means of periodic audits to ensure effective performance.

§ 250.1910 What safety and environmental information is required?

(a) You must require that SEMS program safety and environmental information be developed and maintained for any facility that is subject to the SEMS program.

(b) SEMS program safety and environmental information must include:

(1) Information that provides the basis for implementing all SEMS program elements, including the requirements of hazard analysis (§ 250.1911);

(2) process design information including, as appropriate, a simplified process flow diagram and acceptable upper and lower limits, where applicable, for items such as temperature, pressure, flow and composition; and

(3) mechanical design information including, as appropriate, piping and instrument diagrams; electrical area classifications; equipment arrangement drawings; design basis of the relief system; description of alarm, shutdown, and interlock systems; description of well control systems; and design basis for passive and active fire protection features and systems and emergency evacuation procedures.

§ 250.1911 What hazards analysis criteria must my SEMS program meet?

You must ensure that a hazards analysis (facility level) and a JSA (operations/task level) are developed and implemented for all of your facilities and activities identified or discussed in your SEMS. You must document and maintain a current analysis for each operation covered by this section for the life of the operation at the facility. You must update the analysis when an internal audit is conducted to ensure that it is consistent with your facility's current operations.

(a) Hazards analysis (facility level). The hazards analysis must be appropriate for the complexity of the operation and must identify, evaluate, and manage the hazards involved in the operation.

(1) The hazards analysis must address the following:

(i) Hazards of the operation;

(ii) Previous incidents related to the operation you are evaluating, including any incident in which you were issued an Incident of Noncompliance or a civil or criminal penalty;

(iii) Control technology applicable to the operation your hazards analysis is evaluating; and

(iv) A qualitative evaluation of the possible safety and health effects on employees, and potential impacts to the human and marine environments, which may result if the control technology fails.

(2) The hazards analysis must be performed by a person(s) with experience in the operations being evaluated. These individuals also need to be experienced in the hazards analysis methodologies being employed.

(3) You should assure that the recommendations in the hazards analysis are resolved and that the resolution is documented.

(4) A single hazards analysis can be performed to fulfill the requirements for simple and nearly identical facilities, such as well jackets and single well caissons. You can apply this single hazards analysis to simple and

nearly identical facilities after you verify that any site-specific deviations are addressed in each of your SEMS program elements.

(b) JSA. You must ensure a JSA is prepared, conducted, and approved for OCS activities that are identified or discussed in your SEMS program. The JSA is a technique used to identify risks to personnel associated with their job activities. The JSAs are also used to determine the appropriate mitigation measures needed to reduce job risks to personnel. The JSA must include all personnel involved with the job activity.

(1) You must ensure that your JSA identifies, analyzes, and records:

- (i) The steps involved in performing a specific job;
- (ii) The existing or potential safety, health, and environmental hazards associated with each step; and
- (iii) The recommended action(s) and/or procedure(s) that will eliminate or reduce these hazards, the risk of a workplace injury or illness, or environmental impacts.

(2) The immediate supervisor of the crew performing the job onsite must conduct the JSA, sign the JSA, and ensure that all personnel participating in the job understand and sign the JSA.

(3) The individual you designate as being in charge of the facility must approve and sign all JSAs before personnel start the job.

(4) If a particular job is conducted on a recurring basis, and if the parameters of these recurring jobs do not change, then the person in charge of the job may decide that a JSA for each individual job is not required. The parameters you must consider in making this determination include, but are not limited to, changes in personnel, procedures, equipment, and environmental conditions associated with the job.

(c) All personnel, which includes contractors, must be trained in accordance with the requirements of § 250.1915. You must also verify that contractors are trained in accordance with § 250.1915 prior to performing a job.

[76 FR 64462, Oct. 18, 2011, as amended at 78 FR 20441, Apr. 5, 2013]

§ 250.1912 What criteria for management of change must my SEMS program meet?

(a) You must develop and implement written management of change procedures for modifications associated with the following:

- (1) Equipment,
- (2) Operating procedures,
- (3) Personnel changes (including contractors),
- (4) Materials, and
- (5) Operating conditions.

(b) Management of change procedures do not apply to situations involving replacement in kind (such as, replacement of one component by another component with the same performance capabilities).

(c) You must review all changes prior to their implementation.

(d) The following items must be included in your management of change procedures:

- (1) The technical basis for the change;
- (2) Impact of the change on safety, health, and the coastal and marine environments;
- (3) Necessary time period to implement the change; and
- (4) Management approval procedures for the change.

(e) Employees, including contractors whose job tasks will be affected by a change in the operation, must be informed of, and trained in, the change prior to startup of the process or affected part of the operation; and

(f) If a management of change results in a change in the operating procedures of your SEMS program, such changes must be documented and dated.

§ 250.1913 What criteria for operating procedures must my SEMS program meet?

(a) You must develop and implement written operating procedures that provide instructions for conducting safe and environmentally sound activities involved in each operation addressed in your SEMS program. These procedures must include the job title and reporting relationship of the person or persons responsible for each of the facility's operating areas and address the following:

- (1) Initial startup;
- (2) Normal operations;
- (3) All emergency operations (including but not limited to medical evacuations, weather-related evacuations and emergency shutdown operations);
- (4) Normal shutdown;
- (5) Startup following a turnaround, or after an emergency shutdown;
- (6) Bypassing and flagging out-of-service equipment;

(7) Safety and environmental consequences of deviating from your equipment operating limits and steps required to correct or avoid this deviation;

(8) Properties of, and hazards presented by, the chemicals used in the operations;

(9) Precautions you will take to prevent the exposure of chemicals used in your operations to personnel and the environment. The precautions must include control technology, personal protective equipment, and measures to be taken if physical contact or airborne exposure occurs;

(10) Raw materials used in your operations and the quality control procedures you used in purchasing these raw materials;

(11) Control of hazardous chemical inventory; and

(12) Impacts to the human and marine environment identified through your hazards analysis.

(b) Operating procedures must be accessible to all employees involved in the operations.

(c) Operating procedures must be reviewed at the conclusion of specified periods and as often as necessary to assure they reflect current and actual operating practices, including any changes made to your operations.

(d) You must develop and implement safe and environmentally sound work practices for identified hazards during operations and the degree of hazard presented.

(e) Review of and changes to the procedures must be documented and communicated to responsible personnel.

§ 250.1914 What criteria must be documented in my SEMS program for safe work practices and contractor selection?

Your SEMS program must establish and implement safe work practices designed to minimize the risks associated with operations, maintenance, modification activities, and the handling of materials and substances that could affect safety or the environment. Your SEMS program must also document contractor selection criteria. When selecting a contractor, you must obtain and evaluate information regarding the contractor's safety record and environmental performance. You must ensure that contractors have their own written safe work practices. Contractors may adopt appropriate sections of your SEMS program. You and your contractor must document an agreement on appropriate contractor safety and environmental policies and practices before the contractor begins work at your facilities.

(a) A contractor is anyone performing work for you. However, these requirements do not apply to contractors providing domestic services to you or other contractors. Domestic services include janitorial work, food and beverage service, laundry service, housekeeping, and similar activities.

(b) You must document that your contracted employees are knowledgeable and experienced in the work practices necessary to perform their job in a safe and environmentally sound manner. Documentation of each contracted employee's expertise to perform his/her job and a copy of the contractor's safety policies and procedures must be made available to the operator and BSEE upon request.

(c) Your SEMS program must include procedures and verification for selecting a contractor as follows:

(1) Your SEMS program must have procedures that verify that contractors are conducting their activities in accordance with your SEMS program.

(2) You are responsible for making certain that contractors have the skills and knowledge to perform their assigned duties and are conducting these activities in accordance with the requirements in your SEMS program.

(3) You must make the results of your verification for selecting contractors available to BSEE upon request.

(d) Your SEMS program must include procedures and verification that contractor personnel understand and can perform their assigned duties for activities such as, but not limited to:

(1) Installation, maintenance, or repair of equipment;

(2) Construction, startup, and operation of your facilities;

(3) Turnaround operations;

(4) Major renovation; or

(5) Specialty work.

(e) You must:

(1) Perform periodic evaluations of the performance of contract employees that verifies they are fulfilling their obligations, and

(2) Maintain a contractor employee injury and illness log for 2 years related to the contractor's work in the operation area, and include this information on Form BSEE-0131.

(f) You must inform your contractors of any known hazards at the facility they are working on including, but not limited to fires, explosions, slips, trips, falls, other injuries, and hazards associated with lifting operations.

(g) You must develop and implement safe work practices to control the presence, entrance, and exit of contract employees in operation areas.

[76 FR 64462, Oct. 18, 2011, as amended at 78 FR 20441, Apr. 5, 2013]

§ 250.1915 What training criteria must be in my SEMS program?

Your SEMS program must establish and implement a training program so that all personnel are trained in accordance with their duties and responsibilities to work safely and are aware of potential environmental impacts. Training must address such areas as operating procedures (§ 250.1913), safe work practices (§ 250.1914), emergency response and control measures (§ 250.1918), SWA (§ 250.1930), UWA (§ 250.1931), EPP (§ 250.1932), reporting unsafe working conditions (§ 250.1933), and how to recognize and identify hazards and how to construct and implement JSAs (§ 250.1911). You must document your instructors' qualifications. Your SEMS program must address:

(a) Initial training for the basic well-being of personnel and protection of the environment, and ensure that persons assigned to operate and maintain the facility possess the required knowledge and skills to carry out their duties and responsibilities, including startup and shutdown.

(b) Periodic training to maintain understanding of, and adherence to, the current operating procedures, using periodic drills, to verify adequate retention of the required knowledge and skills.

(c) Communication requirements to ensure that personnel will be informed of and trained as outlined in this section whenever a change is made in any of the areas in your SEMS program that impacts their ability to properly understand and perform their duties and responsibilities. Training and/or notice of the change must be given before personnel are expected to operate the facility.

(d) How you will verify that the contractors are trained in the work practices necessary to understand and perform their jobs in a safe and environmentally sound manner in accordance with all provisions of this section.

[76 FR 64462, Oct. 18, 2011, as amended at 78 FR 20441, Apr. 5, 2013]

§ 250.1916 What criteria for mechanical integrity must my SEMS program meet?

You must develop and implement written procedures that provide instructions to ensure the mechanical integrity and safe operation of equipment through inspection, testing, and quality assurance. The purpose of mechanical integrity is to ensure that equipment is fit for service. Your mechanical integrity program must encompass all equipment and systems used to prevent or mitigate uncontrolled releases of hydrocarbons, toxic substances, or other materials that may cause environmental or safety consequences. These procedures must address the following:

(a) The design, procurement, fabrication, installation, calibration, and maintenance of your equipment and systems in accordance with the manufacturer's design and material specifications.

(b) The training of each employee involved in maintaining your equipment and systems so that your employees can implement your mechanical integrity program.

(c) The frequency of inspections and tests of your equipment and systems. The frequency of inspections and tests must be in accordance with BSEE regulations and meet the manufacturer's recommendations. Inspections and tests can be performed more frequently if determined to be necessary by prior operating experience.

(d) The documentation of each inspection and test that has been performed on your equipment and systems. This documentation must identify the date of the inspection or test; include the name and position, and the signature of the person who performed the inspection or test; include the serial number or other identifier of the equipment on which the inspection or test was performed; include a description of the inspection or test performed; and the results of the inspection test.

(e) The correction of deficiencies associated with equipment and systems that are outside the manufacturer's recommended limits. Such corrections must be made before further use of the equipment and system.

(f) The installation of new equipment and constructing systems. The procedures must address the application for which they will be used.

(g) The modification of existing equipment and systems. The procedures must ensure that they are modified for the application for which they will be used.

(h) The verification that inspections and tests are being performed. The procedures must be appropriate to ensure that equipment and systems are installed consistent with design specifications and the manufacturer's instructions.

(i) The assurance that maintenance materials, spare parts, and equipment are suitable for the applications for which they will be used.

§ 250.1917 What criteria for pre-startup review must be in my SEMS program?

Your SEMS program must require that the commissioning process include a pre-startup safety and environmental review for new and significantly modified facilities that are subject to this subpart to confirm that the following criteria are met:

- (a) Construction and equipment are in accordance with applicable specifications.
- (b) Safety, environmental, operating, maintenance, and emergency procedures are in place and are adequate.
- (c) Safety and environmental information is current.
- (d) Hazards analysis recommendations have been implemented as appropriate.
- (e) Training of operating personnel has been completed.
- (f) Programs to address management of change and other elements of this subpart are in place.
- (g) Safe work practices are in place.

§ 250.1918 What criteria for emergency response and control must be in my SEMS program?

Your SEMS program must require that emergency response and control plans are in place and are ready for immediate implementation. These plans must be validated by drills carried out in accordance with a schedule defined by the SEMS training program (§ 250.1915). The SEMS emergency response and control plans must include:

- (a) Emergency Action Plan that assigns authority and responsibility to the appropriate qualified person(s) at a facility for initiating effective emergency response and control, addressing emergency reporting and response requirements, and complying with all applicable governmental regulations;
- (b) Emergency Control Center(s) designated for each facility with access to the Emergency Action Plans, oil spill contingency plan, and other safety and environmental information (§ 250.1910); and
- (c) Training and Drills incorporating emergency response and evacuation procedures conducted periodically for all personnel (including contractor's personnel), as required by the SEMS training program (§ 250.1915). Drills must be based on realistic scenarios conducted periodically to exercise elements contained in the facility or area emergency action plan. An analysis and critique of each drill must be conducted to identify and correct weaknesses.

§ 250.1919 What criteria for investigation of incidents must be in my SEMS program?

To learn from incidents and help prevent similar incidents, your SEMS program must establish procedures for investigation of all incidents with serious safety or environmental consequences and require investigation of incidents that are determined by facility management or BSEE to have possessed the potential for serious safety or environmental consequences. Incident investigations must be initiated as promptly as possible, with due regard for the necessity of securing the incident scene and protecting people and the environment. Incident investigations must be conducted by personnel knowledgeable in the process involved, investigation techniques, and other specialties that are relevant or necessary.

- (a) The investigation of an incident must address the following:
 - (1) The nature of the incident;
 - (2) The factors (human or other) that contributed to the initiation of the incident and its escalation/control; and
 - (3) Recommended changes identified as a result of the investigation.
- (b) A corrective action program must be established based on the findings of the investigation in order to analyze incidents for common root causes. The corrective action program must:
 - (1) Retain the findings of investigations for use in the next hazard analysis update or audit;
 - (2) Determine and document the response to each finding to ensure that corrective actions are completed; and
 - (3) Implement a system whereby conclusions of investigations are distributed to similar facilities and appropriate personnel within their organization.

§ 250.1920 What are the auditing requirements for my SEMS program?

(a) Your SEMS program must be audited by an accredited ASP according to the requirements of this subpart and API RP 75, Section 12 (incorporated by reference as specified in § 250.198). The audit process must also meet or exceed the criteria in Sections 9.1 through 9.8 of Requirements for Third-party SEMS Auditing and Certification of Deepwater Operations COS-2-03 (incorporated by reference as specified in § 250.198) or its equivalent. Additionally, the audit team lead must be an employee, representative, or agent of the ASP, and must not have any affiliation with the operator. The remaining team members may be chosen from your personnel and those of the ASP. The audit must be comprehensive and include all elements of your SEMS program. It must also identify safety and environmental performance deficiencies.

(b) Your audit plan and procedures must meet or exceed all of the recommendations included in API RP 75 section 12 (as specified in § 250.198) and include information on how you addressed those recommendations. You must specifically address the following items:

- (1) Section 12.1 General.
- (2) Section 12.2 Scope.
- (3) Section 12.3 Audit Coverage.

(4) Section 12.4 Audit Plan. You must submit your written Audit Plan to BSEE at least 30 days before the audit. BSEE reserves the right to modify the list of facilities that you propose to audit.

(5) Section 12.5 Audit Frequency. You must have your SEMS program audited by an ASP within 2 years after initial implementation and every 3 years thereafter. The 3-year auditing cycle begins on the start date of each comprehensive audit (including the initial implementation audit) and ends on the start date of your next comprehensive audit. For exploratory drilling operations taking place on the Arctic OCS, you must conduct an audit, consisting of an onshore portion and an offshore portion, including all related infrastructure, once per year for every year in which drilling is conducted.

(6) Section 12.6 Audit Team. Your audits must be performed by an ASP as described in § 250.1921. You must include the ASP's qualifications in your audit plan.

(c) You must submit an audit report of the audit findings, observations, deficiencies identified, and conclusions to BSEE within 60 days of the audit completion date. For exploratory drilling operations taking place on the Arctic OCS, you must submit an audit report of the audit findings, observations, deficiencies and conclusions for the onshore portion of your audit no later than March 1 in any year in which you plan to drill, and for the offshore portion of your audit, within 30 days of the close of the audit.

(d) You must provide BSEE with a copy of your CAP for addressing the deficiencies identified in your audit within 60 days of the audit completion date. Your CAP must include the name and job title of the personnel responsible for correcting the identified deficiency(ies). The BSEE will notify you as soon as practicable after receipt of your CAP if your proposed schedule is not acceptable or if the CAP does not effectively address the audit findings. For exploratory drilling operations taking place on the Arctic OCS, you must provide BSEE with a copy of your CAP for addressing deficiencies or nonconformities identified in the onshore portion of the audit no later than March 1 in any year in which you plan to drill, and for the offshore portion of your audit, within 30 days of the close of the audit.

(e) BSEE may verify that you undertook the corrective actions and that these actions effectively address the audit findings.

(f) For exploratory drilling operations taking place on the Arctic OCS, during the offshore portion of each audit, 100 percent of the facilities operated must be audited while drilling activities are underway. You must start and close the offshore portion of the audit for each facility within 30 days after the first spudding of the well or entry into an existing wellbore for any purpose from that facility.

(g) For exploratory drilling operations taking place on the Arctic OCS, if BSEE determines that the CAP or progress toward implementing the CAP is not satisfactory, BSEE may order you to shut down all or part of your operations.

[76 FR 64462, Oct. 18, 2011, as amended at 78 FR 20442, Apr. 5, 2013; 81 FR 36151, June 6, 2016; 81 FR 46563, July 15, 2016]

§ 250.1921 What qualifications must the ASP meet?

(a) The ASP must meet or exceed the qualifications, competency, and training criteria contained in Section 3 and Sections 6 through 10 of Qualification and Competence Requirements for Audit Teams and Auditors Performing Third-party SEMS Audits of Deepwater Operations, COS-2-01, (incorporated by reference as specified in § 250.198) or its equivalent;

(b) The ASP must be accredited by a BSEE-approved AB; and

(c) The ASP must perform an audit in accordance with 250.1920(a).

[78 FR 20442, Apr. 5, 2013]

§ 250.1922 What qualifications must an AB meet?

(a) In order for BSEE to approve an AB, the organization must satisfy the requirements of the International Organization for Standardization's (ISO/IEC 17011) Conformity assessment—General requirements for accreditation bodies accrediting conformity assessment bodies, First Edition 2004-09-01; Corrected Version 2005-02-15 (incorporated by reference as specified in § 250.198) or its equivalent.

(1) The AB must have an accreditation process that meets or exceeds the requirements contained in Section 6 of Requirements for Accreditation of Audit Service Providers Performing SEMS Audits and Certification of Deepwater Operations, COS–2–04 (incorporated by reference as specified in § 250.198) or its equivalent, and other requirements specified in this subpart. Organizations requesting approval must submit documentation to BSEE describing the process for assessing an ASP for accreditation and approving, maintaining, and withdrawing the accreditation of an ASP. Requests for approval must be sent to DOI/BSEE, ATTN: Chief, Office of Offshore Regulatory Programs, 381 Elden Street, HE–3314, Herndon, VA 20170.

(2) An AB may be subject to BSEE audits and other requirements deemed necessary to verify compliance with the accreditation requirements.

(b) An AB must have procedures in place to avoid conflicts of interest with the ASP and make such information available to BSEE upon request.

[78 FR 20442, Apr. 5, 2013]

§ 250.1923 [Reserved]

§ 250.1924 How will BSEE determine if my SEMS program is effective?

(a) The BSEE, or its authorized representative, may evaluate or visit your facility(ies) to determine whether your SEMS program is in place, addresses all required elements, is effective in protecting worker safety and health and the environment, and preventing incidents. The BSEE, or its authorized representative, may evaluate any and all aspects of your SEMS program as outlined in this subpart. These evaluations or visits may be random and may be based upon your performance or that of your contractors.

(b) For the evaluations, you must make the following available to BSEE upon request:

(1) Your SEMS program;

(2) Your audit team's qualifications;

(3) The SEMS audits conducted of your program;

(4) Documents or information relevant to whether you have addressed and corrected the deficiencies of your audit; and

(5) Other relevant documents or information.

(c) During the site visit BSEE may verify that:

(1) Personnel are following your SEMS program,

(2) You can explain and demonstrate the procedures and policies included in your SEMS program; and

(3) You can produce evidence to support the implementation of your SEMS program.

[76 FR 64462, Oct. 18, 2011, as amended at 78 FR 20442, Apr. 5, 2013]

§ 250.1925 May BSEE direct me to conduct additional audits?

(a) The BSEE may direct you to have an ASP audit of your SEMS program if BSEE identifies safety or non-compliance concerns based on the results of our inspections and evaluations, or as a result of an event. This BSEE-directed audit is in addition to the regular audit required by § 250.1920. Alternatively, BSEE may conduct an audit.

(1) If BSEE directs you to have an ASP audit, you are responsible for all of the costs associated with the audit, and

(i) The ASP must meet the requirements of §§ 250.1920 and 250.1921 of this subpart.

(ii) You must submit an audit report of the audit findings, observations, deficiencies identified, and conclusions to BSEE within 60 days of the audit completion date.

(2) If BSEE conducts the audit, BSEE will provide you with a report of the audit findings, observations, deficiencies identified, and conclusions as soon as practicable.

(b) You must provide BSEE a copy of your CAP for addressing the deficiencies identified in the BSEE-directed audit within 60 days of the audit completion date. Your CAP must include the name and job title of the personnel responsible for correcting the identified deficiency(ies). The BSEE will notify you as soon as practicable after receipt of your CAP if your proposed schedule is not acceptable or if the CAP does not effectively address the audit findings.

[78 FR 20442, Apr. 5, 2013]

§ 250.1926 [Reserved]

§ 250.1927 What happens if BSEE finds shortcomings in my SEMS program?

If BSEE determines that your SEMS program is not in compliance with this subpart we may initiate one or more of the following enforcement actions:

- (a) Issue an Incident(s) of Noncompliance;
- (b) Assess civil penalties; or
- (c) Initiate probationary or disqualification procedures from serving as an OCS operator.

§ 250.1928 What are my recordkeeping and documentation requirements?

(a) Your SEMS program procedures must ensure that records and documents are maintained for a period of 6 years, except as provided below. You must document and keep all SEMS audits for 6 years and make them available to BSEE upon request. You must maintain a copy of all SEMS program documents at an onshore location.

(b) For JSAs, the person in charge of the job must document the results of the JSA in writing and must ensure that records are kept onsite for 30 days. In the case of a MODU, records must be kept onsite for 30 days or until you release the MODU, whichever comes first. You must retain these records for 2 years and make them available to BSEE upon request.

(c) You must document and date all management of change provisions as specified in § 250.1912. You must retain these records for 2 years and make them available to BSEE upon request.

(d) You must keep your injury/illness log for 2 years and make them available to BSEE upon request.

(e) You must keep all evaluations completed on contractor's safety policies and procedures for 2 years and make them available to BSEE upon request.

(f) For SWA, you must document all training and reviews required by § 250.1930(e). You must ensure that these records are kept onsite for 30 days. In the case of a MODU, records must be kept onsite for 30 days or until you release the MODU, whichever comes first. You must retain these records for 2 years and make them available to BSEE upon request.

(g) For EPP, you must document your employees' participation in the development and implementation of the SEMS program. You must retain these records for 2 years and make them available to BSEE upon request.

(h) You must keep all records in an orderly manner, readily identifiable, retrievable and legible, and include the date of any and all revisions.

[76 FR 64462, Oct. 18, 2011, as amended at 78 FR 20442, Apr. 5, 2013]

§ 250.1929 What are my responsibilities for submitting OCS performance measure data?

You must submit Form BSEE-0131 on an annual basis by March 31st. The form must be broken down quarterly, reporting the previous calendar year's data.

§ 250.1930 What must be included in my SEMS program for SWA?

(a) Your SWA procedures must ensure the capability to immediately stop work that is creating imminent risk or danger. These procedures must grant all personnel the responsibility and authority, without fear of reprisal, to stop work or decline to perform an assigned task when an imminent risk or danger exists. Imminent risk or danger means any condition, activity, or practice in the workplace that could reasonably be expected to cause:

- (1) Death or serious physical harm; or
- (2) Significant environmental harm to:
 - (i) Land;
 - (ii) Air; or
 - (iii) Mineral deposits, marine, coastal, or human environment.

(b) The person in charge of the conducted work is responsible for ensuring the work is stopped in an orderly and safe manner. Individuals who receive a notification to stop work must comply with that direction immediately.

(c) Work may be resumed when the individual on the facility with UWA determines that the imminent risk or danger does not exist or no longer exists. The decision to resume activities must be documented in writing as soon as practicable.

(d) You must include SWA procedures and expectations as a standard statement in all JSAs.

(e) You must conduct training on your SWA procedures as part of orientations for all new personnel who perform activities on the OCS. Additionally, the SWA procedures must be reviewed during all meetings focusing on safety on facilities subject to this subpart.

[78 FR 20443, Apr. 5, 2013]

§ 250.1931 What must be included in my SEMS program for UWA?

(a) Your SEMS program must have a process to identify the individual with the UWA on your facility(ies). You must designate this individual taking into account all applicable USCG regulations that deal with designating a person in charge of an OCS facility. Your SEMS program must clearly define who is in charge at all times. In the event that multiple facilities, including a MODU, are attached and working together or in close proximity to one another to perform an OCS operation, your SEMS program must identify the individual with the UWA over the entire operation, including all facilities.

(b) You must ensure that all personnel clearly know who has UWA and who is in charge of a specific operation or activity at all times, including when that responsibility shifts to a different individual.

(c) The SEMS program must provide that if an emergency occurs that creates an imminent risk or danger to the health or safety of an individual, the public, or to the environment (as specified in § 250.1930(a)), the individual with the UWA is authorized to pursue the most effective action necessary in that individual's judgment for mitigating and abating the conditions or practices causing the emergency.

[78 FR 20443, Apr. 5, 2013]

§ 250.1932 What are my EPP requirements?

(a) Your management must consult with their employees on the development, implementation, and modification of your SEMS program.

(b) Your management must develop a written plan of action regarding how your appropriate employees, in both your offices and those working on offshore facilities, will participate in your SEMS program development and implementation.

(c) Your management must ensure that employees have access to sections of your SEMS program that are relevant to their jobs.

[78 FR 20443, Apr. 5, 2013]

§ 250.1933 What procedures must be included for reporting unsafe working conditions?

(a) Your SEMS program must include procedures for all personnel to report unsafe working conditions in accordance with § 250.193. These procedures must take into account applicable USCG reporting requirements for unsafe working conditions.

(b) You must post a notice at the place of employment in a visible location frequently visited by personnel that contains the reporting information in § 250.193.

[78 FR 20443, Apr. 5, 2013]

3. sz. melléklet: a baleset ok-okozati elemzése

