

ИНОВАЦИОННИ МЕТОДИ ЗА СЪХРАНЕНИЕ НА ВТЕЧНЕНИ ГАЗОВЕ НА ТЕРИТОРИЯТА НА ПРИСТАНИЩЕТО

Валентина Грънчарова

Резюме: Промените в международната търговия и развитието на морския транспорт имат пряко въздействие върху разширяването на пристанищните площи. В статията са разгледани новостите, свързани с изграждането на нефтени терминали и съхранението на втечени газове.

Ключови думи: пристанище, плаващи терминали, втечени газове

I. УВОД

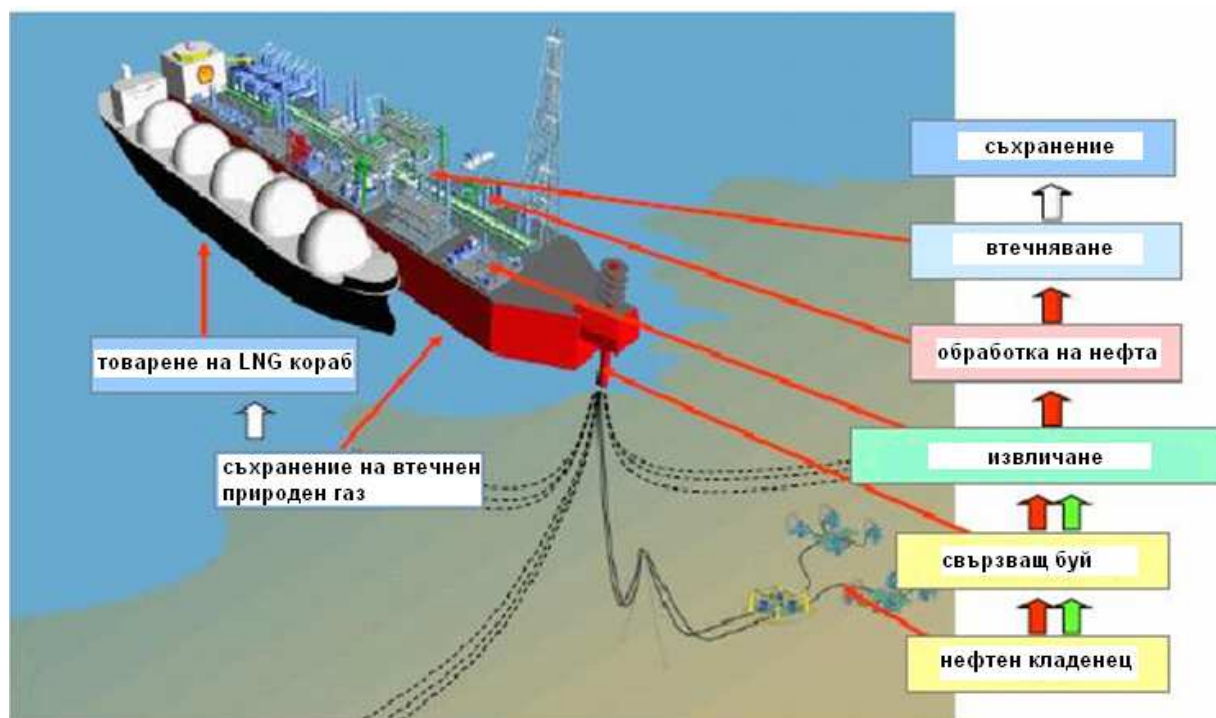
Един от най-динамично развиващите се отрасли на световната търговия е свързан с добива, обработката, пренасянето и съхранението на сурово земно масло/суров нефт/. Съхранението в солни пещери под морското ниво, на дълбочина от 600 до 1200 метра, осигурява запазване на неговите качества за дълъг период от време. Капацитетът на осемте най-големи подземни пещери, намиращи се в Clovelly, Louisiana (58 милиона барела) дава възможност за едновременно прехвърляне на големи количества суров нефт и приготвяне на заявеното количество за товарене (фиг. 1).



Фиг. 1 Подземни солни пещери за съхранение на нефт

От края на 1940 г. като източници за добив на нефт започват да се използват и морските нефтени находища. Първоначално всички нефтени платформи са били стационарно закотвени и лежащи на морското дъно. От 1970 г. извличането на суров нефт се премества на големи дълбочини в открито море, което довежда до проектирането и изграждането на т. нар. плаващи нефтени платформи [2]. Строителството на такива плаващи съоръжения изисква изследване на следните екологични фактори: изследване на влиянието на хидроложките и хидрометеорологичните условия (вятър, сеизмологичност на района, температура на въздуха и на морската вода, вълнение, приливно-отливни течения, снегови или ледови режим) и проекти, свързани с разширяване на територията на пристанището. На фигура 2 са показани последователността на процесите, свързани с производство на суров нефт и съоръженията, намиращи се на различните видове плаващи нефтени платформи. След извличане суровият нефт постъпва в газоотделител, където се освобождава от придружаващия я го газ. Преди започване на дестилационните процеси се отстраняват и различните примеси, които се съдържат в суровото

земно масло: вода, която в зависимост от начина на извличане може да достигне до 80 %, механични примеси, основно пясък и глина, и минерални соли. Пречистеният нефт, годен за преработка може да съдържа до 0,1 % вода и соли до 40 g/m³.



	Съоръжения на борда	Съхранение	Производство на газове	Втечняване	Газификация	Място за заковвяне	Системи за претоварване	Щрангове и тръбопроводи	Съвместимост на отделните системи
F(LNG)PLSO	X	X	X	X	-	X	X	не е задълж.	X
F(LNG)ORS	X	X	-	-	X	X	X	не е задълж.	X
F(LNG)SO	X	X	-	-	-	X	X	не е задълж.	X

абележка: P – производство, L – втечняване, S – съхранение, O – пренос на втечнения газ (разтоварване, товарене), R – дестилация.

Фиг. 2 Добив на нефт на плаваща база за съхранение тип «FLSO»

Първата производствена плаваща нефтена база FPSO “Shell Castelon” е построена в Испания през 1977. Днес вследствие на нарастналата в световен мащаб търговия с втечен природен газ над 200 плавателни съдове са разположени в целия свят като плаващи платформи за производство, съхранение и разтоварване на нефт (FPSO). Стремещът на нефтените компании при разработване на нефтени и газови находища в открито море е за реализиране на директна обработка и превоз от района на сондажа вместо изграждане на дълги и скъпи тръбопроводни мрежи до брега. FPSO са танкери или специално построени за целта големи плавателни съдове, проектирани да приемат въглеродороди, получени от близките кладенци или подводни сонди, да ги обработват и превръщат в нефтопродукти, които впоследствие да бъдат натоварени на танкер или транспортирани по тръбопровод. Плаваща база, която се използва само за съхранение на нефт (без преработката му) и за извършване на претоварни дейности с танкери, се нарича плаваща база за съхранение и претоварване на кораби (FSO) [4].

II. ИЗЛОЖЕНИЕ

1. Особенности в конструктивното оформление на плаващите нефтени терминали

Основните предизвикателства при строителството на плаващи терминали за втечен природен газ са свързани с : възможността за извършването на регулярни превози на втечен природен газ в открито море; осигуряване на устойчивостта на плаващата платформа при

вътрешното преливане на втечен природен газ или при частично запълнени танкове; движението на кораба и влиянието на теглото на товарното палубно оборудване.

За създаването на един работен проект освен конкретната геометрична форма са необходими и подробни спецификации за намиращото се на платформата оборудване. При проектирането трябва да се има в предвид, че съгласно правилата на DNV силите, с които действат вълните обикновено са от 25 до 35 % по-големи от тези, които се образуват при движещите се търговски кораби. Корпусът на тези платформи се подлага на хидростатичен и хидродинамичен анализ; анализ на устройствата, използвани за закрепяне към дъното; структурен анализ на използните материали съгласно стандарта NS3473 на Bureau Veritas, който се прилага не само в Норвегия, а навсякъде по света; допълнителни изисквания по отношение на издръжливостта и годността на тези съоръжения. Стандартът за производство в открито море съдържа изисквания относно необходимата площ на съоръженията за производство, съхранение и втечняване на природен газ, пропан и бутан, и на площта за съхранение на течности, използвани за извличане на суровия нефт. Съоръженията, използвани само за претоварване на нефт трябва да имат и минимален резерв в случай на прекъсване на регулярните доставки поради закъснения по линията или поради лоши метеорологични условия. При добив на природен газ от намиращи се наблизо находища е възможно преместване на съоръжението от един на друг сондаж, което налага внимателно изчисление на необходимия размер и капацитет на съоръженията, намиращи се на борда на плаващия терминал.

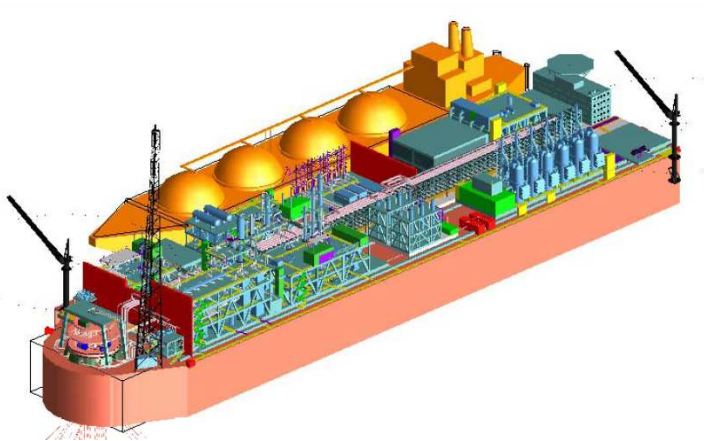
Използването на системата за закрепяне/*turret mooring system*/ позволява на FPSO да се развърта и да застане на подходяща позиция в зависимост от конкретното действие на вятъра, вълните и теченията и по този начин да се намали рискът от инциденти при претоварване на линейните танкери. Системата се състои от прикрепена към морското дъно неподвижна част и подвижна въртяща се част. Тя осигурява механична и информационна връзка на FPSO с подводните съоръжения, пренасящи суровия нефт (подаване на течности, впръскване на вода и газ, електрическо свързване и контрол на подводните съоръжения.) [1]. През системата за закрепяне преминават всички щрангове на тръбопроводната система, затова от нея зависят броят на използваните щрангове и скоростта на пренос на суровия нефт. Тръбопроводите, намиращи се на морското дъно и пренасящи нефт до брега, трябва да имат диаметър, позволяващ максимален пренос на нефт. Това е свързано с големи първоначални инвестиции, от страна на петролните компании без осигуряване на възможности за оптимизация.

Преносът на втечен природен газ изисква използването на издръжливи на нискотемпературни стоманени тръби и преносими товарни стрели със специално проектирани въртящи се шарнирни стави [4]. Друга алтернатива е използването на нискотемпературни шлангове, изработени от стомана с достатъчно добра изолация, свеждаща до минимум на образуването на лед. Недостатък на тези шлангове, е че са тежки и се налага допълнително планиране на действията при тяхното преместване.

За да се гарантира безпроблемното втечняване на природния газ при -160°C , е необходимо първо да се отстранят редица примеси от тежки въглеводороди $\text{C}_4 +$, въглероден диоксид и др. Преди втечняване нефтът трябва да бъде обезводнен до съдържание под една част на милион. В морски условия за обезводняване се използва т.нар. азотен цикъл, който е по-лесен и по-безопасен начин за обезводняване в сравнение с използваните брегови методи за обезводняване на суровия нефт (нагриване под налягане, центрофугиране, действие на електрически ток под високо напрежение или прибавяне на вещества развалящи водно-маслената емулсия).

Изискването за съхранение на втечен природен газ на FPSO е около $180\,000\text{ m}^3$ (при $135\,000\text{ m}^3$ товарен капацитет за не повече от 5-6 дни). При танкерите, превозващи втечен природен газ се използват две мембранни системи за херметизация: Moss Rosenberg алуминиеви сфери и с покритие от неръждаема стомана /*Invar steel membrane*/. Най-големите сфери са с обем от около $40\,000\text{ m}^3$, т.е. ако се използва такъв кораб с пет сфери за FPSO ще се запълни почти цялото пространство на корпуса и няма да има достатъчно място за необходимото технологично

оборудване. Едно от решенията на този проблем е допълнителното използване на малки танкери, които да извършват регулярни рейсове до брега, но това е икономически неефективно[5]. При системата известна като „самоносещ призматичен танк тип Б”/self-supporting prismatic tank type B-SPB/ обемът на танка се състои от алуминиеви листи, създаващи здрава неогъваща се структура. Независимо от факта, че обемът на танка е много по-малък от този при мембранната система, той изисква повече товарни помпи. Предимството на тази система е, че тя осигурява по-добра устойчивост на плаващото съоръжение при силно вълнение и частично запълнени танкове. За съхранение на природен газ на FPSO може да бъде използвана мембранна система или призматична система, базирана на проектите на Ishikawajima Harima Heavy Industries (IHI). Mobil е разработила своята концепция за производство на втечен газ на плаваща платформа върху голяма квадратна бетонна структура. Танковете са изработени от 9% никелова стомана, което позволява увеличаване на техния товарен обем и същевременно осигуряване на необходимата устойчивост при вълнение и частично запълнени танкове. На фигура 3 е показана схема на плаващ бетонен терминал за износ и внос на нефт, отговарящ на съвременните изисквания за офшорните плаващи терминали, а фигура 4 по-долу показва цялостната конфигурация на предложението от ChevronТехасо офшорен терминал за втечен природен газ в Coronado Island, Мексико [5].



Фиг. 3 Проект на плаващ бетонен терминал за износ и внос на нефт



Фиг. 4 Проект на плаващ терминал за втечен природен газ в Coronado Island

2. Иновативни решения при изграждането на плаващи нефтени терминали

Фирмата „Excellerate Energy” се е превърнала в синоним на иновативни технологии в областта на плаващите терминали за втечен природен газ. През 2005 г. тя построява първия кораб със система за дегазификация на борда („Екселсиор”), а през 2007 г. извършва първото в света снабдяване «кораб-кораб» с втечен природен газ. Следващата стъпка е разработването на плаващ кораб, извършващ втечняване, съхранение и товарене на танкери тип «FLSO». Системата за втечняване е Black and Veatch PRICO, ефективно прилагана над 35 години, с обем на производство на втечен природен газ над 135 млн. тона. Системата PRICO има малки размери и притежава минимални изисквания към оборудването. За да бъде ефективен, производственият капацитет на FLFO е ограничен до 3 млн. тона годишно, с три отделни модула по един тон, като по този начин се осигурява гъвкавост на работния процес. Платформата има капацитет за съхранение 250 000 м³ за втечен природен газ при запълване на десетте товарни танкове. Закотвянето се осъществява или чрез използване на система от поводни буйове или закотвяне на кораба по продължение на крайбрежната ивица.

Вследствие на значителния ръст в този сектор на пазара постепенно се увеличават техническите и експлоатационните изискванията по отношение на изграждането на плаващите

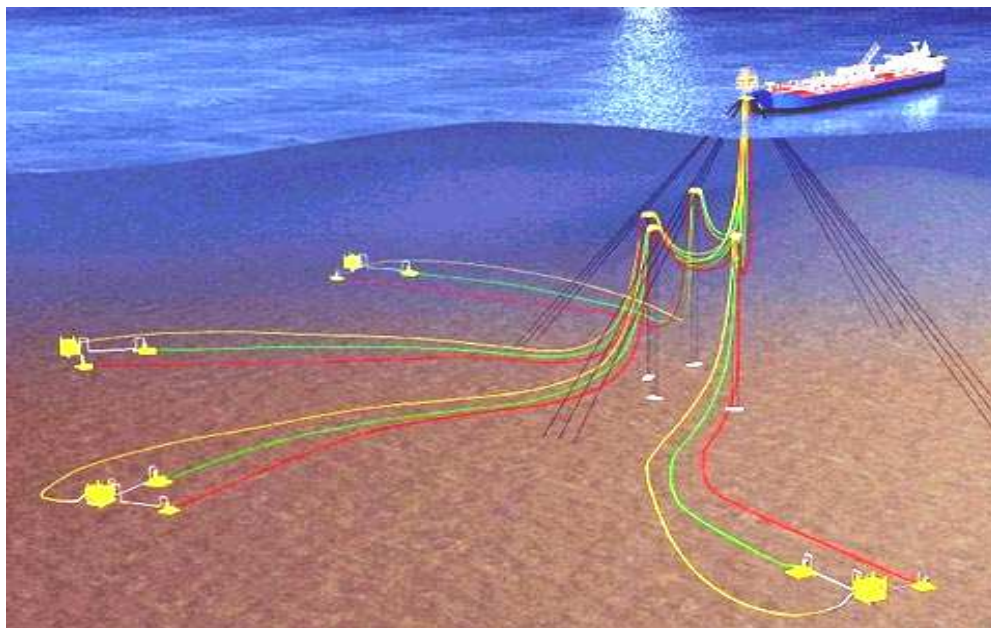
нефтени терминали. Например „Sanha LPG FPSO”, която действа в офшорната зона на Ангола, е първият кораб, на който се извършва цялостна преработка на земно масло и съхранение като втечен нефтен газ/LPG/. На него може да се съхраняват до 135 000 m³ пропан-бутан.

Проектът на трите офшорни нефтени полета Tui, Amokura и Pateke, намиращи се край Нова Зеландия, на стойност 274 млн. щ. д. е реализиран поетапно в рамките на 2 години. Производството стартира през юни 2007 г. като за 1 година са произведени 14 200 000 варела нефт. Комплексът се състои от четири хоризонтално разположени сонди, намиращи се в кладенци с диаметър от 819 до 1850 метра и плаващо съоръжение, корабът „Umigoa”, с производствен капацитет до 120 000 варела суров нефт дневно и база за съхранение на 700 000 варела нефт. Друга много обещаваща тенденция е по-нататъшното развитие на пазара на плаващите бази за втечен природен газ (FLNG). Плаващият терминал за втечен природен газ работи на същия принцип както нефтения плаващ терминал. Той взема от сондажа с природен газ основно метан и етан и произвежда втечен природен газ, който се съхранява и натоварва на танкерите.

На 29 юли 2009 г., Shell и Samsung обявиха споразумение за изграждане до 10 плаващи бази за втечен природен газ FPSO, а на 20 май 2011, Royal Dutch Shell обяви планиране на изграждането на плаващо съоръжение за втечен природен газ (FLNG), което ще се намира на 200 км от бреговете на Западна Австралия и по план трябва да бъде завършено в около 2017 г. Когато строителството му приключи, това ще бъде най-голямото плаващо морско съоръжение, с капацитет 600 000 тона, дължина 488 метра и широчина 74 метра. Общият товарен капацитет за съхранение на втечен природен газ и на втечен нефтен газ ще възлиза на 436 000 m³.

Плаващите нефтени терминали за получаване на втечен природен газ FLSO(терминали-«врати») са офшорно приложение на технологията за дегазификация. Той е особено подходящ за места, където поради ограничения в газенето е почти невъзможен достъпът до брега или се използват за предотвратяване на струпванията на кораби. FLSO представлява автономна плаващо съоръжение, което е в състояние да се включи директно в естествен източник на добив на газ, да извърши втечняване на природния газ и да го натовари на танкер или на FSRU-кораб(фиг. 5). Времето от стратиране на проекта на терминалът-«врата»(FLSO) до неговата реализация е приблизително 18 месеца и зависи от местоположението, специфичните характеристики и географски условия на района [6]. Терминалът-«врата» се състои от система подводни буйове, закотвени на морското дъно и свързани с подводни тръбопроводи до брега с гъвкави щрангове. Системата се използва като механизъм за закотвяне на плаващата дегазифицираща и плаваща база за съхранение (FSRUs) и като склад, който да доставя природен газ по подводни тръбопроводи. Когато FSRU пристига на терминалът-«врата», подводните буйове захващат корпуса на плавателния съд и го закотвят. След това дегазифицираният природен газ преминава от кораба, през щранга и тръбопроводите до брега, където се доставя на местната газопроводна мрежа. Първият кораб използван за дегазификация при разтоварване на втечен природен газ „Golar LNG” е превърнат през 2007 г. от корабостроителницата Kerrel в Сингапур в плаваща база за съхранение на втечен природен газ и дегазификация .

Първата плаваща нефтена база за производство, съхранение и разтоварване на нефт и газ в открито море, FPSO „BW Pioneer”, започна работа на 6 септември 2012 г. в залива Мексико[3]. Тя е с производствен капацитет от 80 000 барела петрол и 500 000 cm³ газ на ден и може да складира 500 000 барела петрол. Намира се на 250 км от крайбрежието на Мексиканския залив и е закотвена на дълбочина от 2500 метра. Дълбочината на запасите от нефт е около 8000 метра. Сондажите са свързани към FPSO от система, съставена от подводни съоръжения и тръбопроводи и свободно стоящи вертикални щрангове Нефтът ще бъде транспортиран до брега с малки танкери на линейно плаване и чрез газотръбопроводи.(фиг. 6).



Фиг. 5 Плаваща база за съхранение тип «FLSO»

Аржентина продължава да подобрява своята инфраструктура, за да отговори на нарастващото търсене на внос на природен газ. Южноамериканската страна е в процес на изготвяне на планове за трети плаващ терминал за претоварване и разширение на съществуващите нефтени съоръжения.. Енергийната компания YPF работи заедно с Enarsa в развитието на проекта. Предложеният трети терминал ще се намира в Cuatros Port, близо до съществуващия вече плаващ нефтен терминал, опериран от «Excelerate Energy» от 2008 г. насам. Терминалът ще може да приема танкери с капацитет от 150000 куб. м.(фиг. 7).



Фиг. 6 FPSO „BW Pioneer”



Фиг. 7 Проект на плаващ терминал за претоварване на втечен природен газ в Cuatrerros Port

Терминалът за съхранение и дегазификация на втечен природен газ (FSRU) в Клайпеда се очаква да бъде пуснат в експлоатация през 2014 година. Той ще бъде построен в Южна Корея от Hyundai Heavy Industries и ще бъде с капацитет $170\,000\text{ m}^3$, ширина 294 m , дължина 46 m и газене $12,6\text{ m}$. След сглобяването на корпуса на кораба и пускането му на вода той ще бъде оборудван с необходимите съоръжения и ще бъде тестван за съответствие на стандартите за строителство и безопасност (Фиг. 8)[2].



Фиг. 8 Терминал за съхранение и дегазификация на втечен природен газ в Клайпеда

До края на годината нефтената компания Petrobras ще започне работа по изграждането на първия в света плаващ офшорен нефтен терминал, който ще може директно да прехвърля нефт на големи танкери в офшорни зони. Той ще е разположен на 90 км (55 мили) от Рио де Жанейро и ще бъде пуснат в действие през юни 2014 г.[3]. Досега нефтът за натоварване е трябвало да бъде транспортиран по тръбопроводи от офшорните платформи до брега. Очаква се, тази нова система да намали разходите за транспорт на петролните танкери и те да бъдат освободени от високите бразилски пристанищни такси. Освен това ще намалят разходите за гориво на танкерите, необходимо за достигане, маневриране и престой на бреговия терминал. Новото съоръжение ще се използва предимно за износ на петрол и вероятно също ще бъде център за товарене на големи презокеански танкери. Морската площ, предвидена за изграждането на терминала, се намира на разстояние около 300 км от бреговите складови площи, и на около 90 км от самия бряг. Корабът, който ще се използва като плаващ нефтен терминал за съхранение, ще се намира съвсем близо до нефтените находища и ще бъде в състояние да съхранява до 2 млн. барела петрол, което се равнява на дневното производство на нефт на Бразилия. Системата от подводни тръбопроводи, контролирана от спирателни клапани, ще пренася нефта от сондите до плаващия офшорен терминал, като по този начин ще се улесни процеса на прехвърляне на нефт и ще го направи по-безопасен и по-евтин. Плаващият нефтен терминал ще бъде построен в Китай от индийската компания Tanker Pacific, а цената по изграждането възлиза на около 318 милиона щатски долара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Всеки офшорен терминал има специфична архитектура, зависеща от производителността и възможностите за развитие на региона, начинът за доставка на суров нефт, условията на околната среда, дълбочината на морското дъно и др. Максимално произведеното количество може да се определи чрез 3D сеизмично картографиране. То очертава областта на находището и дава информация за неговите размери.

За избягване на сложни и скъпи строителни дейности на брега, както и за предпазване на околната среда от вредни въздействия и осигуряване на по-бързо достигане до търговския пазар, се използват плаващите нефтени терминали тип «FLSO». Те имат значително по-ниски капиталови разходи в сравнение с традиционните брегови терминали. Освен това те са лесни за използване и не изискват изграждането на брегова газопроводна мрежа за износ на нефтопродукти.

Преносът „кораб-кораб”/Ship-To-Ship/ подобрява възможностите на FSRUs, позволява тези кораби да бъдат използвани като специални терминали за дегазификация на втечен природен газ, доставен от по-малки LNG танкери, които извършват регулярни превози с втечен природен газ до места, където поради ограничения в газенето големите танкери не могат да получат достъп до пристанището.

Проектираните плаващи терминали трябва да са с опростен дизайн и да може да съхраняват суров петрол и да зареждат танкери максимално близо до производствената площадка. Съоръженията за съхранение и товарене трябва да имат възможност за надграждане при увеличаване на товароборота и по този начин да намалят стойността на капиталовложенията на единица площ.

За да бъдат толкова ефективни, колкото подводните тръбопроводи, пренасящи произведения нефт до брега, офшорните нефтени терминали следва да гарантират:

- нарастване на производството и достатъчна ефективност при всякакви морски условия
- групиране на продукцията за регулярно зареждане на танкери при всякакви метеорологични условия.

Литература:

1. Boot R, Toward zero operational costs of loading facilities for bulk liquids, London, Port Technology N. 54/2012, 2012, 108-110;
2. Stohle S., LNG terminal – one of the most demanded goods in the world, Klaipeda, The Terminal N. 4/2012, p.3;
3. Pashoa C., Brazil’s Floating offshore oil terminal set for 2014, Brazil, Petrobras news, 2012
4. Wayne W. ,Liquefied gas& the offshore challenge, London, Port Technology N. 28/2008, 2008, 125-127;
5. Sheffield A. J, Offshore LNG production – Kow make it happen, Bussiness Briefing: LNG review, United Kingdom, 2005;
6. Allen Z., LNG entering port – with delays, London, Port Technology N. 27/2008, 2008, 126-127;

За контакти:

д-р инж. Валентина Владимирова Грънчарова
ВВМУ ”Н. Й. Вапцаров”