UNIVERSITÀ
POLITECNICA
DELLE MARCHE

Facoltà di Ingegneria
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica

S-Lay Fixed Stinger - Kinematics Performance and Interface Loads Stinger

Stinger Fisso S-Lay - Prestazioni Cinematiche e Carichi di Interfaccia

Candidato:
Andrea Fiorani

Relatore:
Prof. Matteo Claudio Palpacelli

Correlatore:
Ing. Luigino Vitali

Anno Accademico 2019-2020

Alla mia famiglia

Sommario

SAIPEM. Uno dei principali fornitori a livello globale dei servizi oilgas.
Saipem è un'azienda operante da oltre 60 anni nei settori dell'energia e delle infrastrutture, leader nelle attività di ingegneria, perforazione e realizzazione di grandi progetti complessi, dall'ideazione al decommissioning, in ambienti estremi, aree remote e acque profonde. È presente in oltre 70 paesi del mondo e impiega più di 40000 dipendenti di oltre 120 diverse nazionalità; della sua flotta fa parte la Saipem 7000, la terza nave gru più grande al mondo.
L'obiettivo di questa tesi è stato quello di sviluppare uno strumento per la progettazione preliminare dell'equipaggiamento (stinger) installato a bordo delle navi posatubi. Una volta definita la geometria dello stinger e i carichi a cui è soggetto, lo strumento ne definisce il comportamento cinematico e le principali reazioni che agiscono sui punti di interfaccia con la nave. I risultati ottenuti sono stati validati dal confronto con l'analisi FEM del modello. Lo strumento sviluppato può essere usato per confrontare, in una prima approssimazione accettabile, le varie soluzioni costruttive e stabilire quale sia la migliore in termini di carichi sviluppati nei punti di collegamento stinger-vessel.
Il grande vantaggio di questo strumento è il poter ottenere dei risultati in tempi drasticamente minori rispetto alle analisi FEM.

Indice

1 Introduzione **1**
1.1 Energia fossile . . . 1
1.1.1 Carbone . . . 1
1.1.2 Petrolio . . . 1
1.1.3 Gas naturale . . . 2
1.2 Distribuzione geografica . . . 2
1.2.1 Distribuzione riserve di carbone . . . 2
1.2.2 Distribuzione riserve di petrolio . . . 3
1.2.3 Distribuzione riserve di gas naturale . . . 3

2 Trasporto idrocarburi **5**
2.1 Trasporto del greggio in condotta . . . 5
2.2 Trasporto del gas in condotta . . . 5
2.3 Distribuzione offshore . . . 6

3 Varo di condotte sottomarine **8**
3.1 Progettazione della pipeline . . . 8
3.1.1 Studio del territorio . . . 8
3.1.2 Carichi che agiscono sulla linea . . . 10
3.2 Installazione della pipeline . . . 10
3.2.1 Ingegneria d'installazione . . . 10
3.2.2 Metodi di installazione . . . 11
3.2.2.1 Reeling . . . 12
3.2.2.2 Towing . . . 13
3.2.2.3 Pipelaying vessel . . . 14

4 Stinger rigido **26**
4.1 Schema statico . . . 28
4.2 Cinematica . . . 29
4.3 Carichi . . . 30
4.4 Equilibrio . . . 32

5 Caso applicativo **33**
5.1 Cinematica . . . 36
5.2 Risultati . . . 37
5.3 Validazione FEM . . . 51

6 Analisi di sensitività **54**
6.1 Sensitivity operativa 54
6.2 Sensitivity geometrica 57
6.3 Sensitivity alla massa della rampa 60
6.4 Trattamento dati 62

7 Conclusioni **64**

Bibliografia **65**

Elenco delle figure

1.1 Mappa delle principali riserve di carbone 2
1.2 Mappa della distribuzione delle riserve di petrolio a livello mondiale 3
1.3 Mappa delle principali riserve di shale gas 4
1.4 Mappa delle principali riserve di gas naturale 4

2.1 Pipeline sottomarina 7

3.1 Reel-lay vessel 12
3.2 Sistema Reel-lay 13
3.3 Towing 14
3.4 Metodo di posa J-Lay 16
3.5 Metodo di posa S-Lay 17
3.6 Tensionatore 19
3.7 Stinger rigido 20
3.8 Stinger articolato a più rampe 21
3.9 Stinger movimentato da cavi 22
3.10 Stinger movimentato da boom rigidi 23
3.11 Roller box 24
3.12 Tipi di roller box 25
3.13 Schema equipment S-lay 25

4.1 Stinger S-Lay nave Audacia 26
4.2 Stinger a una singola rampa 27
4.3 Stinger a due rampe 27
4.4 Stinger a tre rampe 27
4.5 Schema statico forze verticali 28
4.6 Schema statico forze laterali 28
4.7 Schema cinematica stinger 29
4.8 Suddivisione carichi 31
4.9 Equilibrio piano XZ 32
4.10 Equilibrio piano YZ 32

5.1 Rendering stinger 34
5.2 Schema stinger + telaio 34
5.3 Scomposizione del problema statico 35
5.4 Principio sovrapposizione degli effetti 35

5.5 Cinematica risolutiva 36
5.6 Input-Output cinematica 36
5.7 Convenzione angoli 36
5.8 Rendering stinger - telaio con schema reazioni vincolari 37
5.9 Rendering stinger - telaio con schema reazioni vincolari 37
5.10 Grafico inclinazione boom (γ) vs inclinazione stinger (α) 38
5.11 Single boom force summary 39
5.12 Single boom force mean 40
5.13 Single boom force max 41
5.14 Single boom force min 41
5.15 Single upper reaction summary 42
5.16 Single main hinge Rx summary 43
5.17 Single main hinge Rx mean 44
5.18 Single main hinge Rx max 44
5.19 Single main hinge Rx min 45
5.20 Single main hinge Rz summary 46
5.21 Single main hinge Rz mean 47
5.22 Single main hinge Rz max 47
5.23 Single main hinge Rz min 48
5.24 Single main hinge Ry max 49
5.25 Single main hinge Ry min 50
5.26 Modello FEM 51
5.27 Confronto FEM-MATLAB 52
5.28 Confronto FEM-MATLAB 53

6.1 Sensitivity operativa single boom force mean 55
6.2 Sensitivity operativa single upper force mean 55
6.3 Sensitivity operativa single main hinge Rx mean 56
6.4 Sensitivity operativa single main hinge Rz mean 56
6.5 Sensitivity geometrica 57
6.6 Grafico inclinazione boom (γ) vs inclinazione stinger (α) 57
6.7 Sensitivity geometrica single boom force mean 58
6.8 Sensitivity geometrica single upper boom force 58
6.9 Sensitivity geometrica single main hinge Rx 59
6.10 Sensitivity geometrica single main hinge Rz 59
6.11 Sensitivity alla massa single boom force mean 60
6.12 Sensitivity alla massa single upper force 60
6.13 Sensitivity alla massa single main hinge Rx 61
6.14 Sensitivity alla massa single main hinge Rz 61
6.15 Riordino dati mediante Data Tidying 62

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Energia fossile

Le energie fossili continueranno ancora per molto tempo a soddisfare la maggior parte del nostro fabbisogno energetico. L'energia fossile è l'insieme di risorse energetiche derivanti dal processo di trasformazione delle sostanze organiche ricche di carbonio, in particolar modo vegetali, sepolte milioni di anni fa in un ambiente anaerobico. In tali condizioni l'azione di funghi e batteri ha consentito una graduale perdita del contenuto di ossigeno, azoto e idrogeno aumentando la concentrazione del carbonio. Questo processo è detto carbonizzazione, carbogenesi o carbonificazione.Le alterazioni naturali della materia nell'arco di centinaia di milioni di anni ha consentito la formazione degli attuali combustibili fossili. Dal punto di vista energetico tutte le fonti di energia fossile sono utilizzate come combustibile per la produzione del calore e dell'energia elettrica nelle centrali termoelettriche (carbone, gas, petrolio) e sia come carburante (petrolio) nel settore dei trasporti.
Le principali fonti di energia fossile sono le seguenti:

1.1.1 Carbone

Il carbone o carbon fossile è un combustibile fossile estratto dalle rocce sedimentarie nelle miniere sotterranee o nelle miniere a cielo aperto. È originato dalle foreste acquitrinose dell'era primaria e secondaria. È impiegato sia come combustile per la produzione di calore ed energia elettrica e sia come carburante nel settore del trasporto.

1.1.2 Petrolio

Il petrolio è un liquido denso situato in giacimenti negli strati superiori della crosta terrestre. È composto prevalentemente da idrocarburi. Il petrolio è raffinato per essere utilizzato sia come combustibile per la produzione di calore ed energia elettrica e sia come carburante nel settore del trasporto.

1.1.3 Gas naturale

Il gas naturale è un prodotto derivato dalla decomposizione anaerobica delle sostanze organiche. Il principale componente chimico del gas naturale è il metano, una delle più piccole molecole tra gli idrocarburi gassosi. Allo stato fossile è presente nei giacimenti di gas naturali originati dalla decomposizione del materiale organico nelle zone paludose. Può essere anche prodotto dalla digestione degli animali nelle attività zootecniche e nel processo di decomposizione dei rifiuti organici nelle discariche.

1.2 Distribuzione geografica

La distribuzione mondiale delle principali riserve dei diversi tipi di combustibili fossili non coincide geograficamente fra di loro, in particolare i giacimenti di carbone si trovano in regioni diverse rispetto ai giacimenti di idrocarburi liquidi, che a sua volta non coincide con quella dei principali giacimenti di gas.

1.2.1 Distribuzione riserve di carbone

Le principali riserve si trovano negli Stati Uniti, Europa occidentale (Regno Unito, Belgio, Francia e Germania), paesi dell'ex Unione Sovietica, Polonia, Cina, Australia, Giappone e India. Le riserve di carbone nella loro globalità costituiscono il maggior accumulo di combustibili fossili ancora disponibili per lo sfruttamento. Nei depositi di carbone è possibile, in alcuni casi, il recupero di gas naturale associato ai livelli carboniferi (CBM) e oggi si valuta la possibilità del recupero di questo gas anche in giacimenti carboniferi non economicamente sfruttabili per l'estrazione del carbone e la combinazione dello sfruttamento di questo gas con lo stoccaggio sotterraneo di anidride carbonica.

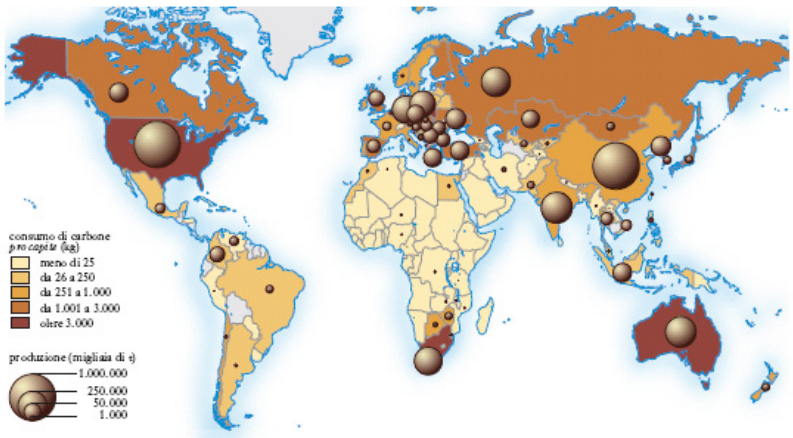


Figura 1.1: Mappa delle principali riserve di carbone

1.2.2 Distribuzione riserve di petrolio

La geografia delle riserve attuali di petrolio è in evoluzione a causa dello sfruttamento e quindi esaurimento di molti giacimenti situati in aree da tempo sfruttate. Nel 2005 si è calcolato che circa il 27% del petrolio nel mercato provenisse da aree le cui riserve petrolifere erano in diminuzione, tra queste i giacimenti statunitensi e quelli nell'offshore del Mare del Nord (in acque inglesi, olandesi e norvegesi). In altri paesi la crescita economica è tale da trasformarli da esportatori di petrolio ad importatori, come la Cina. I maggiori accumuli convenzionali di petrolio (circa il 60% delle riserve mondiali) si trovano nell'area medio orientale (Arabia Saudita, Iraq, Kuwait, Iran, Siria, Emirati Arabi) e si ritiene, per le loro dimensioni che saranno gli ultimi ad esaurirsi. Altre regioni del mondo con grandi bacini petroliferi includono la Nigeria e l'offshore atlantico nigeriano ed angolano, il Venezuela e l'area del Mar Caspio. Si stima che fino ad oggi siano stati estratti complessivamente circa 900-1000 miliardi di barili, mentre le riserve ancora estraibili si aggirino sui 1000-1500 miliardi di barili. Oggi viene data importanza anche ai giacimenti di sabbie bituminose, abbondanti nello stato canadese dell'Alberta ed in Sudamerica, nell'area detta "Orinoco belt".

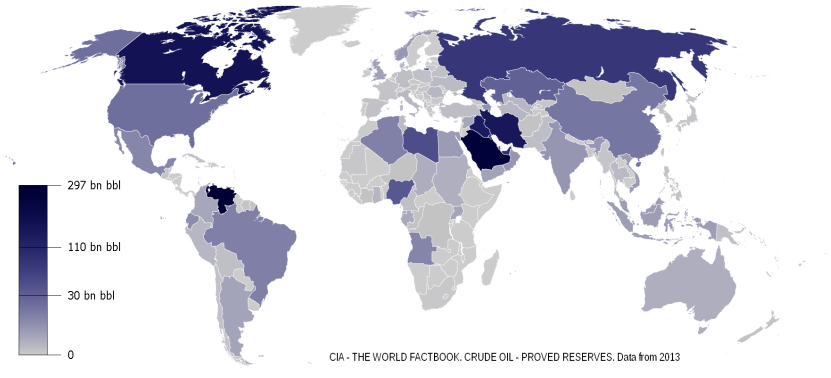


Figura 1.2: Mappa della distribuzione delle riserve di petrolio a livello mondiale

1.2.3 Distribuzione riserve di gas naturale

Il maggior giacimento di gas si trova a Groningen nei Paesi Bassi, grandi riserve di gas si trovano in Siberia e in Algeria. Altre riserve di gas sono associate al petrolio nei giacimenti petroliferi diffusi nel mondo. All'inizio del XIX secolo lo scenario delle riserve mondiali di gas è mutato causa l'inizio dello sfruttamento massiccio dello shale gas. Tuttavia per il gas vi è il grosso problema del trasporto dello stesso dal luogo di estrazione a quello di utilizzo, e questo oggi rende problematica la commerciabilità, e quindi lo sfruttamento, di grandi volumi di gas che sarebbero estraibili e disponibili in aree logisticamente lontane dai potenziali centri di utilizzo del gas. Per ovviare a queste limitazioni si sviluppano processi di liquefazione del gas.

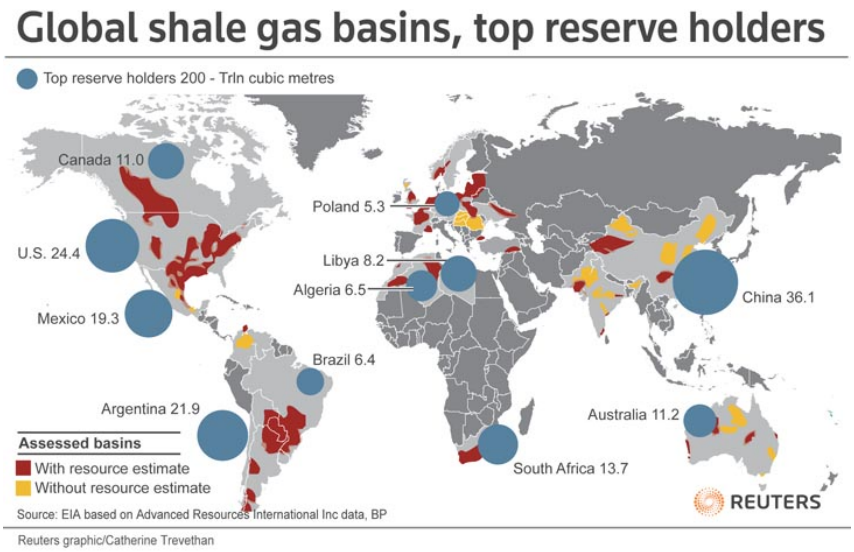


Figura 1.3: Mappa delle principali riserve di shale gas

Sono in fase di esplorazione preliminare le ricerche sul possibile sfruttamento degli "idrati di metano" presenti lungo i margini della piattaforma continentale oceanica. Nel marzo 2013, al largo del Giappone, nella fossa di Nankai è stato effettuato, con una apposita nave per perforazione offshore, il primo test di produzione di gas da depositi di idrati di metano presenti entro i sedimenti marini. Il test, durato sei giorni, ha prodotto circa 120000 m^3 di gas metano, liberato dall'idrato per riduzione di pressione ottenuta con pompa a fondo pozzo, attraverso un pozzo che è penetrato per circa 300 metri nei sedimenti sul fondo marino, con un sovrastante battente libero d'acqua di circa 1000 metri.

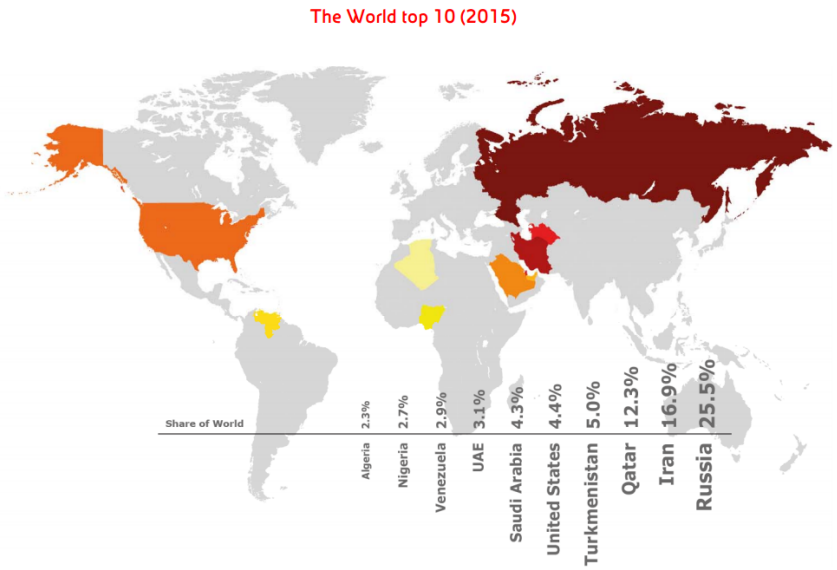


Figura 1.4: Mappa delle principali riserve di gas naturale

Capitolo 2

Trasporto idrocarburi

Il trasporto degli idrocarburi è una voce molto importante nella valutazione dell'economicità di un progetto di sviluppo di un giacimento petrolifero e possiamo dire che esso è parte integrante del progetto stesso. Infatti, per poter affermare di aver scoperto un giacimento è necessario dimostrare che esso è economicamente sfruttabile ed il costo del trasporto del fluido dal giacimento ai luoghi d'utilizzo e di commercializzazione molto spesso incide fortemente sull'economicità del progetto, specialmente se il giacimento si trova in zone remote. Tradizionalmente quando si parla di trasporto idrocarburi, ci si riferisce a quello effettuato in condotta (pipeline) e a quello via mare con navi cisterna (petroliere e metaniere). Bisogna tuttavia fare una netta distinzione fra condotte a terra e condotte sottomarine e fra fluidi trasportati (gas o greggio), in quanto sia i due ambienti sia i due fluidi presentano problematiche di trasporto diverse.

2.1 Trasporto del greggio in condotta

Il trasporto del greggio in condotta viene effettuato prevalentemente su percorsi a terra e serve a collegare aree di intensa utilizzazione o terminali petroliferi di caricamento delle petroliere con zone continentali di produzione remote. Il trasporto in condotta di greggio in ambiente sottomarino è di solito limitato a pochi casi e comunque per distanze moderate e su fondali relativamente piatti, in quanto le condotte richiedono l'installazione di stazioni di pompaggio intermedie.

2.2 Trasporto del gas in condotta

Il trasporto del gas in condotta è stato fino a poco tempo fa l'unico mezzo per veicolare ingenti quantità di gas (anche attraverso gasdotti sottomarini di grande lunghezza come quelli, per esempio, tra il Nord Africa e la Sicilia), presentando quello con navi cisterna problematiche e costi eccessivi. Questo fatto aveva infatti limitato, fino a poco tempo fa, lo sviluppo anche di grossi giacimenti di gas dislocati in zone troppo lontane dai luoghi di utilizzo (per esempio il North Field in Qatar, il più grosso del mondo, che scoperto negli anni sessanta dello scorso secolo è rimasto inutilizzato per oltre trenta anni). Cresciuto il mercato del gas e migliorate

le tecniche di trasformazione e trasporto, anche la veicolazione del gas con navi cisterna sta diventando una valida alternativa al trasporto in condotta, presentando grossi vantaggi soprattutto di carattere strategico, potendo un paese importatore differenziare le importazioni da più aree.

2.3 Distribuzione offshore

Le condotte sottomarine vengono invece di solito adagiate sul fondo e non interrate. Esse vengono interrate solo nelle zone di raccordo con la costa o per brevi tratti sul fondale, dove ci sono particolari problemi. Non potendosi avvalere di visioni dirette, di carte topografiche di dettaglio e di foto aeree come sulla terraferma, la fase conoscitiva dei fondali si affida soprattutto a sistemi strumentali e tecnologie sofisticate. La caratterizzazione morfologica, geotecnica e fisica del fondale viene di solito derivata da indagini geofisiche e da prove penetrometriche e per i dettagli si affida a minisommergibili e foto del fondale. Uno dei principali problemi delle condotte sottomarine riguarda (per fondali particolarmente irregolari) i tratti che rimangono sospesi fra due zone di cresta, che devono essere completate con opere di sostegno. La parte più interessante dal punto di vista tecnologico delle condotte sottomarine riguarda la fase di posa, che richiede l'uso di mezzi specifici, le navi posatubi, di notevoli dimensioni e costi, che sono delle vere e proprie officine di lavoro galleggianti, dove trovano alloggio anche centinaia di persone che lavorano a ciclo continuo su 24 ore per preparare e saldare i tubi per calarli via via in mare.

L'impiego di condotte sottomarine interessa oramai le più svariate applicazioni ingegneristiche e stanno trovando grande sviluppo soprattutto nel campo degli oleogasdotti per l'utilizzazione di giacimenti offshore ma anche nel campo idraulico ad esempio:

- per la realizzazione di acquedotti per l'alimentazione idrico potabile delle isole;

- per la realizzazione delle tratte a mare degli emissari effluenti dagli impianti di depurazione;

- per le realizzazioni di varianti di tracciati sulle litoranee per le zone fortemente popolate.

Le condotte, sia in terra che in mare, vengono collaudate riempiendole di acqua e pressurizzandole al di sopra del valore di pressione di esercizio, svuotandole poi e asciugandole con aria compressa, azoto o tramite vuoto pneumatico. Le pressioni usate per il trasporto vanno dai 75 ai 100 bar per le condotte a terra, mentre per quelle in mare oscillano tra 200 e 300 bar. Durante tutta la vita le condotte

devono essere continuamente ispezionate, sia esternamente (in mare tramite robot) sia internamente introducendo nella condotta, attraverso stazioni di lancio e ricezione, speciali attrezzature chiamate pig spinte dal fluido stesso che viene trasportato. Vengono utilizzati pig calibratori per ottenere dettagli sulla parete interna, pig magnetici e a ultrasuoni per verificare il grado di corrosione, pig per rilevare eventuali fessure e pig per identificare falle o crepe

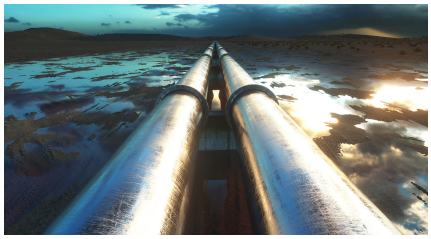


Figura 2.1: Pipeline sottomarina

Capitolo 3

Varo di condotte sottomarine

La realizzazione di una condotta sottomarina si svolge principalmente su due fasi. La prima consiste nella progettazione della linea (individuazione e studio del fondale, calcolo degli spessori della linea in funzione dei carichi). La seconda invece comprende tutto ciò che riguarda l' installazione della linea e può essere suddivisa in due sottofasi, ingegneria di installazione (analisi di installazione, scelta tipologia di nave e angoli caratteristici) ed esecuzione operativa vera e propria.

3.1 Progettazione della pipeline

3.1.1 Studio del territorio

Nella fase precedente la posa verranno effettuati appositi rilievi e studi mirati ad analizzare il posizionamento della tubazione sul fondale ed a valutare l'opportunità di interventi mirati a migliorare la stabilità del metanodotto con particolare attenzione alle sezioni di tracciato che possono implicare la realizzazione di un tratto sospeso di pipeline. In questo caso, qualora non si reputi opportuno o non sia possibile una modifica del tracciato si potrà intervenire sul fondale rimuovendo picchi o creando ulteriori punti di supporto al tratto sospeso (ad esempio con l'uso di materassi in cemento) oppure si potrà, non agendo sul fondale, modificare lo spessore della tubazione aumentandolo in modo da rendere la tubazione più resistente alle tensioni nei tratti sospesi.

Il tracciato della rotta e il corridoio di posa sono stati individuati attraverso una serie di ottimizzazioni sulla base dei seguenti obiettivi:

• minimizzare la lunghezza e conseguentemente la quantità di tubi;

• minimizzare le interferenze con le irregolarità del fondale e con aree affette da rischio geologico;

• minimizzare il numero delle curve;

• minimizzare l'attraversamento di aree con vincoli di installazione e di costruzione del gasdotto, per es. ostacoli, aree di pesca, aree di scarico, aree UXO, siti archeologici;

• ottimizzare gli attraversamenti dei cavi allineandosi su una direzione quanto più possibile ortogonale, al cavo esistente;

• minimizzare le interferenze con canali navigabili;

• individuare un corridoio di posa il più ampio possibile nelle aree più critiche e irregolari;

• minimizzare il numero, la lunghezza e l'altezza delle campate nelle aree più irregolari;

• minimizzare e possibilmente evitare le irregolarità che portano al superamento dei valori di sollecitazione ammissibili. Dove non fosse possibile evitare tali zone si interverrà prima o dopo la posa con interventi specifici;

• minimizzare l'impatto con ambienti sensibili o protetti.

La rotta scelta deve garantire i seguenti requisiti:

• assicurare la stabilità laterale delle curve durante la posa (la stabilità delle curva può essere particolarmente critica nell'attraversamento di fondali argillosi);

• il rispetto delle normative imposte dalle Autorità e da terze parti.

La rotta selezionata deve inoltre:

• tenere in considerazione i fenomeni di erosione (scouring) che, nelle zone di fondale sabbioso, generano una evoluzione della configurazione tubo-fondo e una variazione nel tempo delle dimensioni delle campate;

• tenere conto dei vincoli legati alla procedura di tiro a terra nella zona di approdo.

Le sezioni di tubo verranno saldate insieme sulla nave e la stringa di metanodotto verrà fatta scorrere fuori dalla nave fino al fondo marino, mentre la nave si sposterà lungo la rotta. In corrispondenza di attraversamenti di altre infrastrutture già esistenti sul fondo marino, verranno adottati accorgimenti specifici per la protezione di tali infrastrutture. Le operazioni di posa si svolgeranno lungo l'intero arco della giornata, al fine di minimizzare l'impatto sulla navigazione e di sfruttare al massimo condizioni meteo favorevoli. Parallelamente alla nave posatubi, saranno utilizzati mezzi navali di supporto alle operazioni.

3.1.2 Carichi che agiscono sulla linea

Dal punto di vista progettistico statico e idraulico una condotta sottomarina non differisce da una condotta terrestre e anche i metodi di calcolo sono concettualmente gli stessi.

Per la verifica statica di una condotta sottomarina bisogna però tener conto delle sollecitazioni che la condotta può subire in conseguenza del sistema di varo prescelto (con riferimento in particolare alla configurazione deformativa assunta durante il varo) e delle eventuali azioni idrodinamiche indotte dalla corrente marina, dal moto ondoso una volta posata sul fondo.

In dettaglio le forze agenti su una condotta sottomarina durante le operazioni di posa sul fondale soggetta a moto ondoso e corrente marina sono le seguenti:

- peso proprio della condotta e dello stinger;
- carichi diretti indotti dalle operazioni di posa (moto statico e dinamico della condotta);
- forza d'inerzia dello stinger (a causa del movimento della nave, inclusi sollevamento, beccheggio e rollio);
- spinta idrostatica che tende a sollevare la condotta;
- forze d'inerzia idrodinamica, direttamente applicate allo stinger a causa delle velocità orbitali causate dalle onde superficiali e dalla corrente;
- forza di drag (forza orizzontale), dovuta al moto relativo tra nave e mare (onde + corrente).

Mentre il calcolo del peso proprio, della spinta idrostatica e della forza di attrito è banale, non altrettanto vale per le forze di lift, drag e di inerzia dovute all'interazione tra moto ondoso e condotta sottomarina. Queste, infatti, dipendono dalla velocità orbitale e dall'accelerazione delle particelle fluide durante il moto ondoso, dalla velocità di corrente e da altri parametri dimensionali (distanza dal fondo, diametro della condotta, ecc.) sia in maniera esplicita che implicitamente attraverso dei coefficienti che intervengono nella loro formulazione (numero di Keulegan Carpenter, numero di Reynolds, ecc.). Molto importante è la verifica all'instabilità elastica della sezione della condotta. Questi fenomeni si possono verificare a condotta vuota, in particolare quando la tubazione è posata sul fondo.

3.2 Installazione della pipeline

3.2.1 Ingegneria d'installazione

Per ingegneria di installazione si intende l'insieme delle scelte atte alla corretta posa della pipeline sul fondale. Queste si basano su dei criteri principali, quali

l'integrità dell'equipaggiamento e del tubo. L'analisi dell'installazione è basata su diversi tipi di attuazione ed è utilizzata per identificare la configurazione di posa migliore lungo il percorso della tubazione. Un criterio fondamentale per il settaggio dell'equipaggiamento per l'installazione della pipeline è basato sull'angolo di inclinazione della rampa di varo, diametro e spessore dei tubi che sono funzione della profondità del fondale. Ad esempio, tanto maggiore sarà questa, tanto minore sarà il raggio di inclinazione della rampa di varo, tenendo sempre in considerazione la massima deformabilità elastica a cui può essere sottoposto il tubo.

3.2.2 Metodi di installazione

I metodi correntemente impiegati per la posa di condotte sottomarine possono essere classificati in tre grandi categorie:

- Reeling;
- Towing;
- Pipelaying ship.

La scelta della tecnica di varo è funzione della natura del fondo marino, dell'eventuale presenza di correnti, delle caratteristiche geometriche e della tipologia della condotta, dei mezzi a disposizione nel cantiere di varo e dei costi.

3.2.2.1 Reeling

Un metodo per l'installazione di condotte sottomarine flessibili e rigide è il Reel-lay. I lunghi segmenti di tubo vengono saldati, testati e rivestiti a terra e quindi avvolti su una grande bobina, solitamente orientata verticalmente, in una lunghezza continua. Una volta che la nave reel-lay è in posizione, il tubo viene srotolato, raddrizzato e quindi abbassato sul fondo del mare mentre la nave si muove in avanti.

I principali vantaggi Reel-lay sono l'elevata velocità di produzione e le condizioni di saldatura e ispezione controllate a terra. Questi vantaggi fanno del Reel-lay un metodo estremamente efficiente per l'installazione di condotte in tutte le acque. Per rendere efficiente il Reel-lay, è necessaria una base della bobina vicino al recipiente di Reel-lay per ridurre il tempo di transito da e verso il luogo di installazione del tubo.

Figura 3.1: Reel-lay vessel

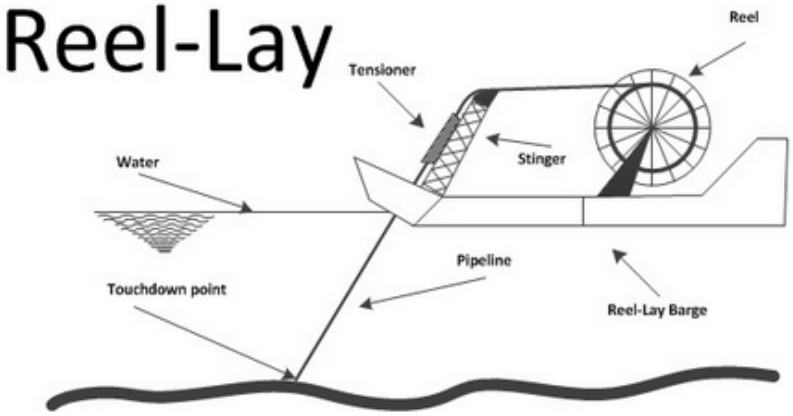


Figura 3.2: Sistema Reel-lay

3.2.2.2 Towing

Il "towing" o "pull method" o metodo di posa per trascinamento o tiro sul fondo, prevede l'installazione di un cantiere a terra, in un'area adiacente alla costa, ove si provvede all'assemblaggio delle tratte di tubazione (stringhe o colonne di varo), della maggiore lunghezza possibile consentita dalle dimensioni del cantiere. In corrispondenza della testata della prima stringa viene saldato un cavo di acciaio, collegato ad un argano, disposto in genere su di un pontone (winch barge) ancorato al largo in corrispondenza della sezione di installazione, avente la funzione di effettuare il tiro della colonna. Sono stati usati con successo anche sistemi di rinvio a terra, ancorati a mare. Le colonne vengono fatte scivolare lungo la pista di varo consistente in una serie di cavalletti a rulli (via a rulli). Quando la sezione terminale della prima stringa raggiunge la stazione di giunzione posta sulla spiaggia, il tiro si arresta.

Effettuata a terra la giunzione tra prima e seconda colonna si riprendono le operazioni di tiro. L'operazione continua così ciclicamente fino a completamento della condotta.

Qualora fosse necessario spostare il pontone, questo viene trainato più al largo da un rimorchiatore e raggiunto il punto prestabilito viene nuovamente ancorato e solo successivamente potranno riprendere le operazioni di varo.

L'allineamento delle colonne viene controllato a mezzo di apparecchiatura laser posta sul pontone o a terra.

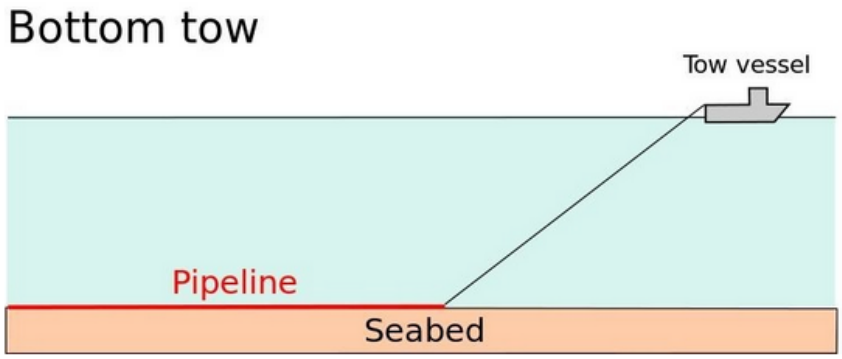


Figura 3.3: Towing

Le tubazioni possono essere varate:

• vuote - le testate delle colonne di varo sono chiuse:
o bottom pull: consiste nel trainare sul fondo tratti di condotta precedentemente assemblati on-shore. Questa tipologia di varo è idonea per brevi condotte essendo infatti il problema principale di questo metodo la resistenza del fondo;

• piene alleggerite:
o surface tow: consiste nel rimorchiare in superficie tratti di condotta precedentemente assemblati on-shore. Il galleggiamento in superficie è garantito dalla presenza di galleggianti. Tale metodo permette di non risentire della resistenza del fondo.
o near surface tow: è essenzialmente identica alla precedente, con la sola differenza che il tratto pre-assemblato è rimorchiato fino al luogo di installazione al di sotto del pelo libero dell'acqua, meno influenzato così dalle azioni combinate di onda, vento e corrente.

Questo metodo è normalmente usato per condotte sottomarine piuttosto corte, sebbene ci siano eccezioni a questa regola. Tali sistema è tipico per fondali sabbiosi o fangosi - per non lesionare il rivestimento esterno per attrito sul fondo - e non particolarmente irregolari - altrimenti si rischia di formare eccessive catenarie.

3.2.2.3 Pipelaying vessel

Il "lay barge method" o metodo di posa con nave posatubi (lay barge) è il metodo più comune per l'installazione di condotte sottomarine di notevole valore ed importanza su fondali profondi. Viene usato per la posa di lunghe tratte in mare aperto e prevede la saldatura delle singole colonne direttamente sulla nave posa tubi. La nave posatubi deve avere una dimensione tale da consentire lo stivaggio di una sufficiente quantità di tubazioni e da permettere l'installazione delle attrezzature occorrenti per le giunzione dei vari tubi. Man mano che i tubi vengono giuntati la condotta abbandona la nave che in contemporanea avanza lungo il tracciato. Le operazioni di

posa devono essere assistite da squadre di operatori subacquei o da minisommergibili con o senza equipaggio. Il sistema "lay barge" adotta due sistemi differenti di posa denominati:

- posa a J o J-lay;
- posa a S o S-lay.

La scelta dei due metodi è legata alla profondità dei fondali di posa, poiché il tratto finale della condotta già varata viene sottoposto ad una curvatura e, quindi, ad una sollecitazione, notevole.

J-lay

Il metodo J-lay viene utilizzato per la posa di condotte sottomarine di grande diametro in acque con profondità pari a 500 ed i 3500 m. A differenza del precedente la rampa di varo e quasi verticale e pertanto la conduttura viene saldata in verticale e varata in mare senza strutture di supporto. Venendo a mancare la curvatura iniziale la condotta, durante le procedure di posa, è libera di assumere una configurazione naturale assumendo una deformata a J.

Il metodo J-lay viene utilizzato per installare tubazioni rigide in acque profonde. Con questo sistema i tubi vengono ribaltati e saldati al tubo marittimo in una rampa quasi verticale. L'angolo di rampa viene regolato in modo che sia in linea con la catenaria del tubo verso il fondo del mare. In questo modo la flessione del tubo viene ridotta al minimo. Il metodo J-lay è molto adatto per le acque profonde perché il tubo lascia il sistema di posa in posizione quasi verticale e la tubazione viene piegata solo (una volta) durante l'installazione sul fondo del mare. Questa quantità ridotta di flessione è vantaggiosa per l'installazione di tubazioni sensibili alla fatica. Rispetto ad altri metodi di posa, J-lay ha un tasso di produzione relativamente basso a causa della saldatura in posizione singola del tubo. Il metodo J-lay è meno adatto per acque poco profonde in quanto richiede un angolo di partenza vicino all'orizzontale.

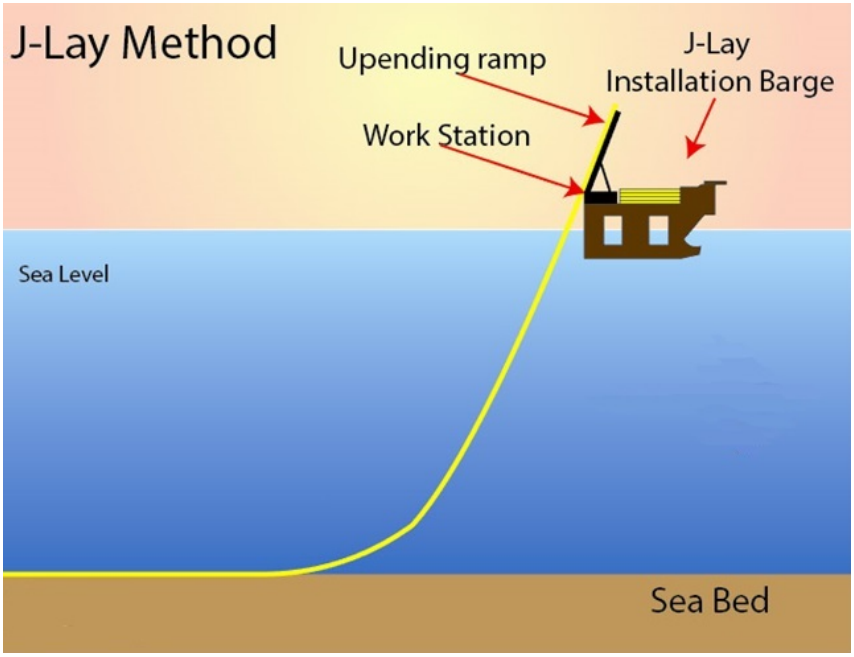


Figura 3.4: Metodo di posa J-Lay

S-lay

Il metodo S-lay è il più antico e più comunemente utilizzato per l'installazione di condotte offshore; è chiamato "S-lay" perché la linea del tubo durante l'installazione prende la forma di una "S". Utilizzando il metodo di installazione S-lay, i giunti dei tubi vengono saldati insieme a bordo della nave in una linea di produzione orizzontale. Il tubo marittimo è supportato da uno stinger per controllare il raggio quando il tubo si piega verso il fondo del mare. Lo stinger è generalmente installato a poppa della nave e può essere un arco lungo oltre 120 metri per mantenere entro i limiti le sollecitazioni di flessione.

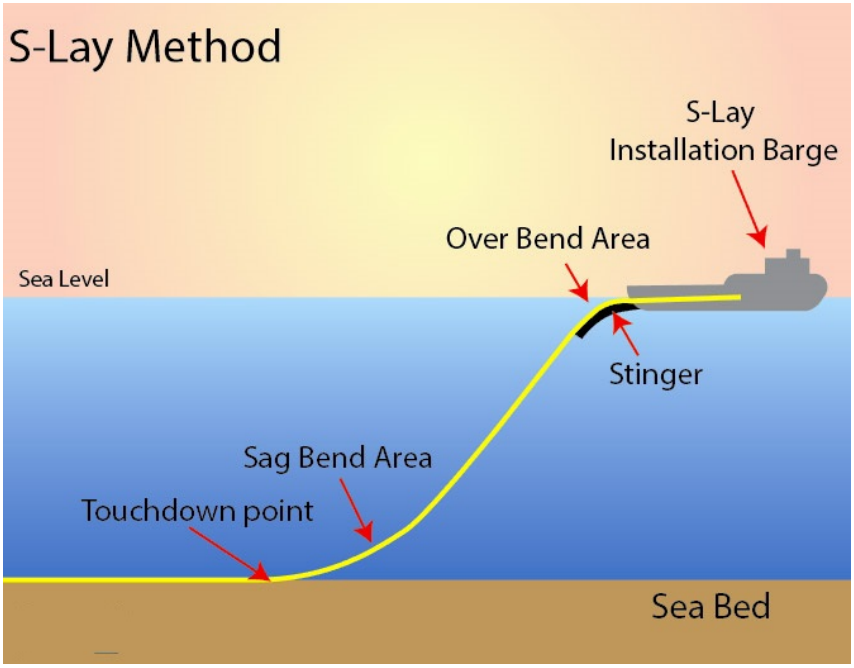


Figura 3.5: Metodo di posa S-Lay

A causa dell'elevata velocità di produzione e della possibilità di installare tubi rivestiti in calcestruzzo, S-lay è estremamente adatto per l'installazione di tubi in acque poco profonde e intermedie. Sono possibili anche profondità d'acqua maggiori, ma richiedono uno stinger relativamente lungo e una grande nave per sostenerlo.

Durante l'installazione la tubazione viene allentata dalla poppa dell'imbarcazione mentre la nave si sposta in avanti. La tubazione viene trasferita in mare fino a raggiungere il fondale che prende il nome di "Punto di atterraggio". Ogni giunto della tubazione è saldato sulla nave di installazione e sollevato dalla barca. Uno stinger situato a poppa, la cui lunghezza può arrivare fino a 150 metri, aiuta a sostenere la condotta quando viene trasferita in mare.

Il metodo S-lay è in grado di gestire l'intera gamma di dimensioni dei tubi ed è considerato preferibili per u ampio range di profondità. La tubazione è saldata orizzontalmente in linea. La velocità di posa del tubo può essere fino a 6 - 8 km al giorno e la dimensione del tubo può essere fino a 60 pollici di diametro.

Questo metodo richiede un'elevata tensione longitudinale per evitare flessioni eccessive nel punto di contatto (sag-bend) e nel punto di partenza (over bend). Due modi che limitano la capacità di cambiare rapidamente la direzione di un percorso sono l'alta tensione e la lunga distanza di riposo.

Uno dei pezzi più critici dell'attrezzatura è il tensionatore, che manterrà la tubazione nella tensione richiesta durante la posa.

L'angolo di partenza allo Stiger è tipicamente di circa 30-40 gradi rispetto al piano orizzontale. Tuttavia, l'angolo può essere aumentato a 60-70 gradi durante il funzionamento in acque profonde.

Il raggio di curvatura eccessiva è proporzionale all'angolo di uscita e inversamente proporzionale alla tensione di appoggio. L'over-bend è controllato da uno stinger. Durante la posa della tubazione è necessario mantenere una tensione adeguata, altrimenti il rischio di instabilità aumenterà drasticamente.

Quando la tensione non è sufficiente, la deformazione della pipeline nella zona della sag-bend aumenterà. Quindi, la possibilità di instabilità è maggiore nell'area di flessione.

L'equipment principale per questo tipo di varo è costituito da tensionatori, stinger e rollers.

Tensionatori

L'attrito tra i tamponi in gomma nelle macchine tensionatrici fornisce una tensione sul tubo per controllare la curvatura durante la posa e per assicurare l'integrità del tubo. La tensione richiesta dipende dalla profondità dell'acqua, dalla lunghezza e dal raggio dello stinger, dalle dimensioni e dal peso del tubo. Man mano che la lunghezza e il peso aumentano con l'aumentare della profondità dell'acqua, aumenta anche la tensione richiesta. La capacità di tensione della nave di installazione imporrà un limite alla profondità di posa della tubazione.

Il trasferimento della tensione tra il dispositivo tensionatore e il tubo è il problema più critico per alcune tecniche di posa delle tubazioni. I tre metodi per il trasferimento della tensione sono:

- Tenditori lunghi e compressione ridotta;
- Tenditori corti e alta compressione;
- Spalle con collari sul tubo.

L'area del rivestimento del tubo che è esposta all'attrito deve essere sufficientemente ampia per evitare danni; A tale scopo possono essere utilizzati tenditori di grandi dimensioni con compressione ridotta.

Figura 3.6: Tensionatore

Stinger

Lo stinger è una struttura a telaio con rulli per supportare le tubazioni durante l'installazione e creare la curvatura del tubo necessaria nell'area di overbend. Tipicamente, alcuni elementi a cerniera sono incorporati nello stinger per regolare la curvatura di questo. Diversi tipi di navi hanno una lunghezza diversa dello stinger, ma per le navi di installazione in acque profonde la lunghezza potrebbe essere superiore anche a 100 m. In acque più profonde, è necessaria una lunghezza dello stinger maggiore per mantenere la deformazione inferiore al limite massimo accettabile per la sezione di overbend. L'uso di uno stinger corto può causare una maggiore flessione e danni alla tubazione durante l'installazione. Lo stinger dovrebbe essere in grado di resistere a tutte le forze che agiscono durante il funzionamento, come:

- Forze idrodinamiche dovute a onde e correnti;

- Carichi dovuti alla posa della condotta;
- Il peso proprio dello stinger;
- Carico che agisce sullo stiger dovuto ai movimenti inerziali della nave.

Ci sono due tipi di configurazioni dello stinger comunemente usate al giorno d'oggi:

- Stinger rigidi:

Questo tipo di stinger ha una configurazione fissa con una certa lunghezza e un angolo di curvatura non regolabile. Lo stinger è collegato rigidamente alla nave, limitato a piccoli movimenti.

Figura 3.7: Stinger rigido

• Stinger articolati uniti da cerniere:

Poiché questo stinger utilizza giunti a cerniera in ogni segmento, l'angolo del suo raggio di curvatura può essere regolato come richiesto. Uno stinger articolato è più flessibile per l'installazione della tubazione in acque più profonde impostando l'angolo di curvatura vicino a una posizione verticale. Con questa posizione, la lunghezza della luce libera può essere ridotta e inoltre questo può diminuire le sollecitazioni sulle tubazioni.

Figura 3.8: Stinger articolato a più rampe

Un'altra differenziazione nella struttura dello stinger riguarda il sistema di movimentazione:

• Stinger movimentato da cavi:

Le acque più profonde richiedono che lo stinger e il suo sistema di movimentazione siano in grado di funzionare a carichi più elevati. La maggior parte delle navi da costruzione offshore utilizzate per l'installazione di condotte sottomarine hanno funzionalità sia di posa dei tubi che di sollevamento pesante. Tradizionalmente il sistema di movimentazione stinger comprende argani con funi e pulegge, che con l'aumento del carico sta raggiungendo i suoi limiti pratici in relazione allo spazio disponibile in coperta con la presenza della gru offshore. Un altro svantaggio sono i costi operativi perchè spesso si dimentica che i cavi devono essere cambiati

frequentemente, imponendo costi e tempi di inattività per il ricambio. Per la maggior parte delle operazioni di sollevamento pesante, lo stinger verrà rimosso e per evitare il riavvolgimento dei cavi che richiede tempo, in genere viene aggiunto un A-frame alla configurazione di manipolazione dello stinger. A parte l'investimento per tale telaio, un telaio ad A impone un'ostruzione alla cosiddetta linea di tiro per gli oggetti che potrebbero dover essere sostenuti dalla nave nell'acqua. La domanda del mercato e le opportunità di miglioramento operativo delle soluzioni esistenti hanno portato allo sviluppo del sistema di movimentazione con catene. Il sistema è molto compatto e si caratterizza ulteriormente per il suo ingombro ridotto, lasciando spazio alla maggior parte delle operazioni di sollevamento. Il sistema comprende unità di trazione a catena azionate idraulicamente, utilizzando solo tecnologie e componenti collaudati. Per grandi operazioni di sollevamento pesante le unità, compresa la catena, possono essere rimosse rapidamente rimuovendo semplicemente alcuni collegamenti a perno e alcuni collegamenti al collettore. Per sua natura questo sistema non contiene materiali di consumo costosi né richiede un A-frame pesante e costoso, ottimizzando l'investimento delle attrezzature. Poiché il sistema di traino principale comprende cilindri di grande capacità, il sistema può essere facilmente aggiornato con una funzionalità per evitare l'allentamento della catena dovuto al sollevamento dello stinger, utilizzando componenti già presenti.

Figura 3.9: Stinger movimentato da cavi

- Stinger movimentato da strutture rigide:

Un altro tipo di movimentazione è quello formato da strutture rigide, cioè lo stinger viene alzato/abbassato tramite "braccia rigide" mosse da sistemi idraulici.

Figura 3.10: Stinger movimentato da boom rigidi

Rollers

Il roller box è progettato per fornire un "letto" di supporto al passaggio della tubazione con uno specifico angolo di avvicinamento e di uscita. I supporti multipli del roller aiutano a ridurre lo sforzo/stress lungo lo stinger.

Figura 3.11: Roller box

La disposizione del roller box deve essere tale da non rischiare di danneggiare il rivestimento sotto i carichi derivanti dal passaggio dei tubi. I rulli devono ruotare liberamente e le superfici di contatto sono costituite da un materiale che presenta un rischio minimo di danni al rivestimento. Il tubo non deve entrare in contatto con alcuna superficie fissa.

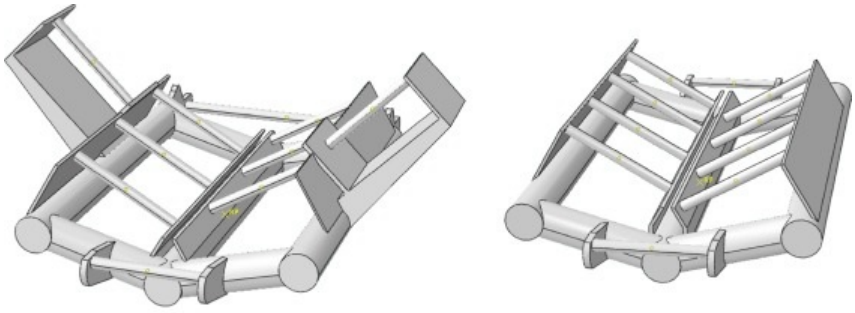


Figura 3.12: Tipi di roller box

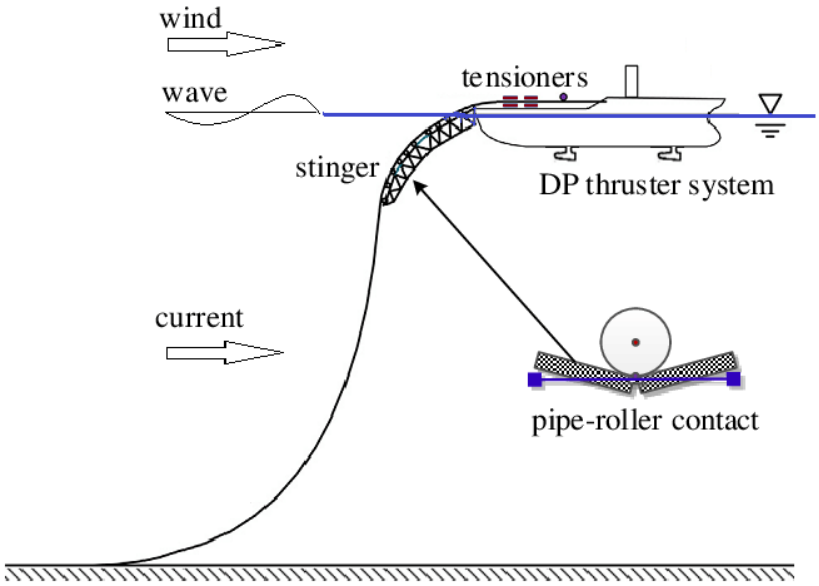


Figura 3.13: Schema equipment S-lay

Capitolo 4

Stinger rigido

Per la posa di condotte in mare aperto da parte di navi posa tubi è stata progettata una nuova forma di struttura dello stinger. Questa nuova soluzione prevede la composizione di più segmenti, ognuno regolabile in altezza e contenente i rulli per supportare il tubo. I segmenti dello stinger sono collegati in serie da speciali giunti a cerniera che forniscono un grado limitato di flessibilità verticale, laterale e torsionale. La flessibilità verticale aumenta la capacità di profondità dell'acqua e la flessibilità laterale aumenta la capacità meteorologica dello stinger.

Figura 4.1: Stinger S-Lay nave Audacia

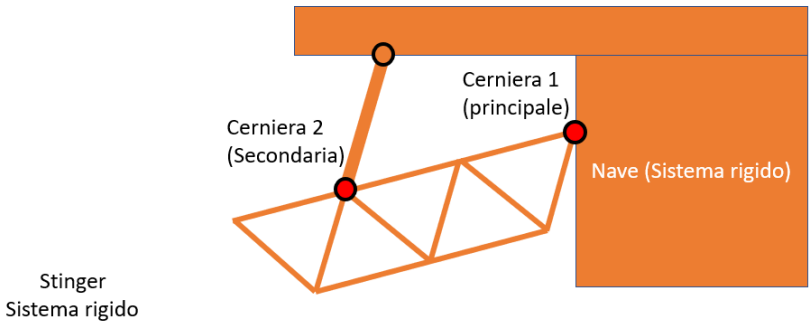


Figura 4.2: Stinger a una singola rampa

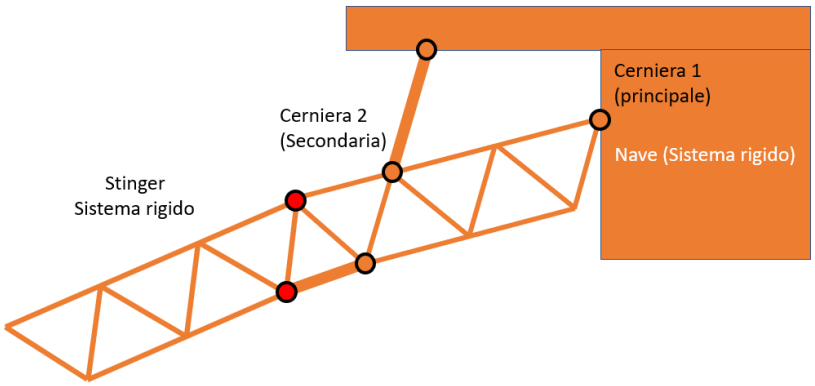


Figura 4.3: Stinger a due rampe

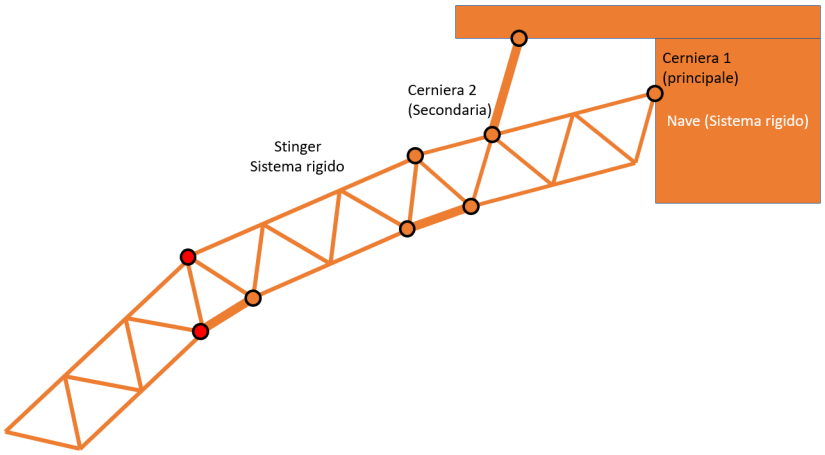


Figura 4.4: Stinger a tre rampe

4.1 Schema statico

Si prende ora in esame, per visualizzare lo schema strutturale delle singole rampe, solamento la prima, quella collegata al vessel. Ogni rampa è stata semplificata in un parallelepipedo, riportando così l'intera struttura ad un semplice caso di una struttura isostatica.

Nelle figure seguenti sarà mostrato come la forza di carico di volta in volta considerata (in nero nella figura) si andrà a scaricare sui punti di connessione stinger-boom e stinger-main hinge nelle varie reazioni (in rosso).

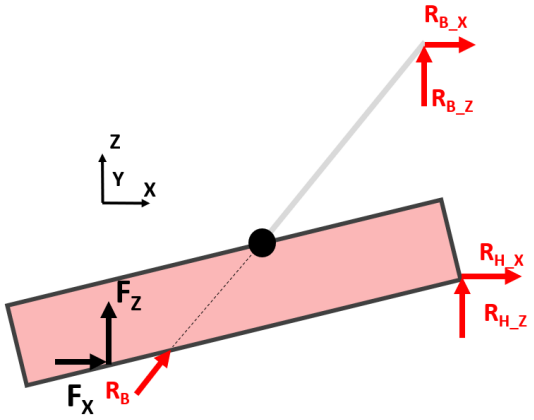


Figura 4.5: Schema statico forze verticali

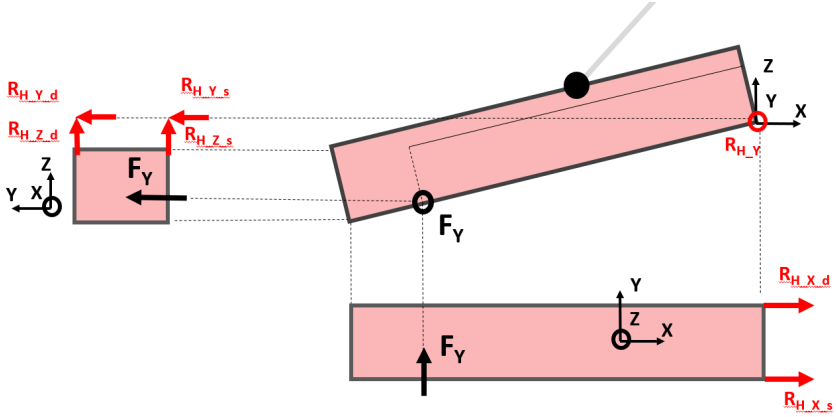


Figura 4.6: Schema statico forze laterali

4.2 Cinematica

Per studiare la cinematica dello stinger, e quindi come variasse la lunghezza dei boom in funzione dell'angolo dello stinger rispetto all'orizzontale e viceversa, si è usato il seguente schema.

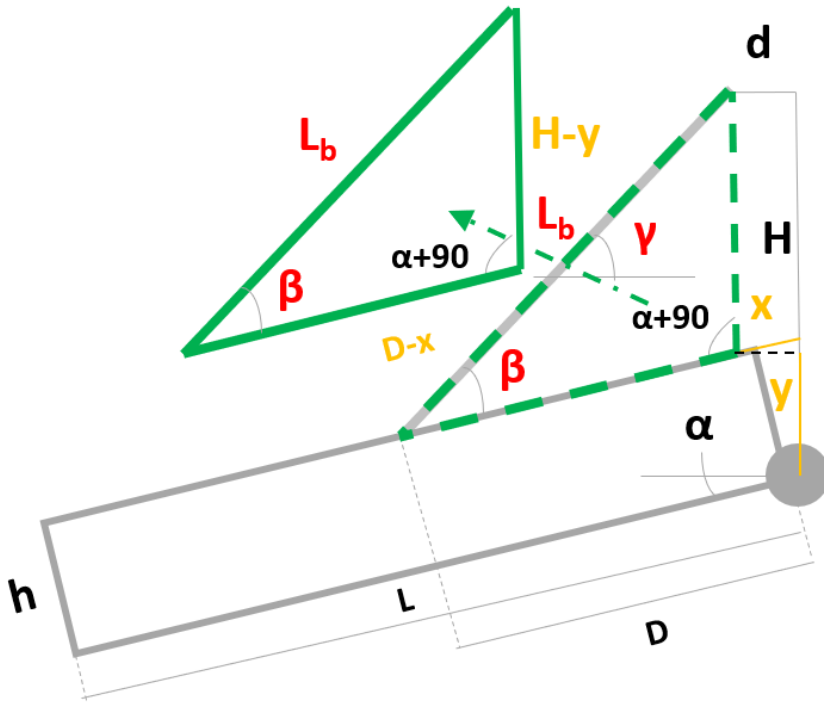


Figura 4.7: Schema cinematica stinger

4.3 Carichi

Lo stinger è sottoposto a varie forze di carico durante le fasi di installazione della condotta. Questi sono stati categorizzati inizialmente per "origine" e poi, ognuno, suddiviso per "nature", in una componente "statica" media e, quando presente, in una "dinamica" che, nel nostro caso di studio consisteva in una oscillazione armonica tra un valore massimo ed un minimo.

Le forze di carico a cui è sottoposto lo stinger sono:

- Peso stinger e peso del tubo;

- Spinta idrostatica;

- Carichi relativi alle operazioni di varo (tiro del tubo in statica e dinamica);

- Forza di inerzia strutturale, dovute al moto rigido del vessel, in particolare heave, pitch e roll;

$$F_{\text{stinger inertia}} = -(m_{\text{block}} + \rho_{\text{w}} \cdot C_{\text{a}} \cdot W_{\text{block}}) \cdot a_{\text{block}}$$

- Forza di inerzia idrodinamica, applicate allo stinger e dovute all'accelerazione delle particelle d'acqua dovute al moto ondoso;

$$F_{\text{hydro inertia}} = \rho_{\text{w}} \cdot (1 + C_{\text{a}}) \cdot W_{\text{block}} \cdot a_{\text{wave}}$$

- Forze di drag, dovute al moto relativo tra stinger e mare (onda + corrente).

$$F_{\text{drag}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{w}} \cdot C_{\text{d}} \cdot S_{\text{block}} \cdot (u_{\text{wave}} - u_{\text{block}}) \cdot \mid u_{\text{wave}} - u_{\text{block}} \mid$$

Di seguito una tabella che riassume la suddivisione dei carichi per "origine" e "natura".

		STINGER KINEMATIC		STINGER WEIGHT	INSTALLATION LOADS				INERTIA FORCES		HYDRODYNAMIC FORCE DRAG FORCE DUE TO CURRENT AND WAVES				HYDRODYNAMIC FORCE INERTIA FORCE DUE TO WAVES	
		ALPHA	GAMMA	STATICS / MEAN	STATICS / MEAN		DYNAMICS		DYNAMICS		STATICS / MEAN		DYNAMICS		DYNAMICS	
		[deg]	[deg]	XZ Plane	XZ Plane	Y-Direction Lateral Plane	XZ Plane	Y-Direction Lateral Plane	XZ Plane	Y-Direction Lateral Plane	XZ Plane	Y-Direction Lateral Plane	XZ Plane	Y-Direction Lateral Plane	XZ Plane	Y-Direction Lateral Plane
BOOM	B_{XZ}			S	S		D		D		NR		D		D	
	B_X			S	S		D		D		NR		D		D	
	B_Z			S	S		D		D		NR		D		D	
MAIN HINGES FORCES	R_X			S	S	S	D	D	D	D	NR	S	D	D	D	D
	R_Y					S		D		D	NR	S		D		D
	R_Z			S	S	S	D	D	D	D	NR	S	D	D	D	D
	R_{XZ}			S	S	S	D	D	D	D	NR	S	D	D	D	D
MAIN HINGES MOMENTS	M_X			S	S	S	D	D	D	D	NR	S	D	D	D	D
	M_Z			S	S	S	D	D	D	D	NR	S	D	D	D	D
	M_{XZ}			S	S	S	D	D	D	D	NR	S	D	D	D	D
VESSEL INTERFACE POINT UPPER	RX			S	S		D		D		NR		D		D	
	RZ			S	S		D		D		NR		D		D	

Figura 4.8: Suddivisione carichi

Legenda:
S: statico
D: dinamico
NR: non rilevante

4.4 Equilibrio

La risoluzione dell'equilibrio nei due piani XZ e YZ e il calcolo delle reazioni è avvenuto risolvendo le seguenti equazioni:

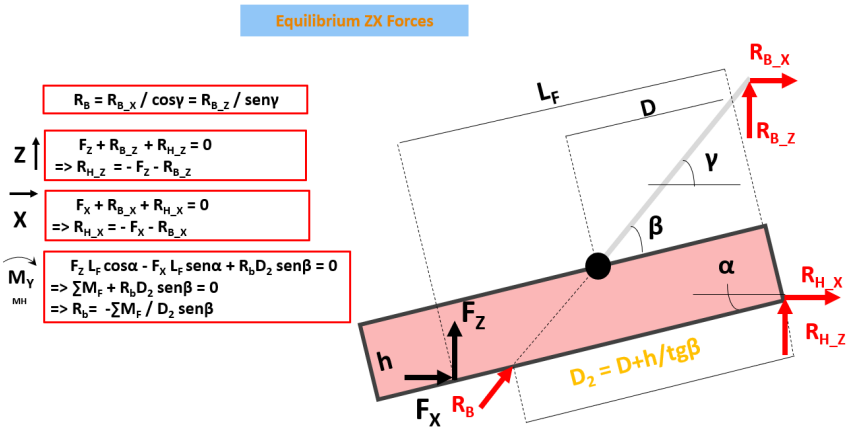


Figura 4.9: Equilibrio piano XZ

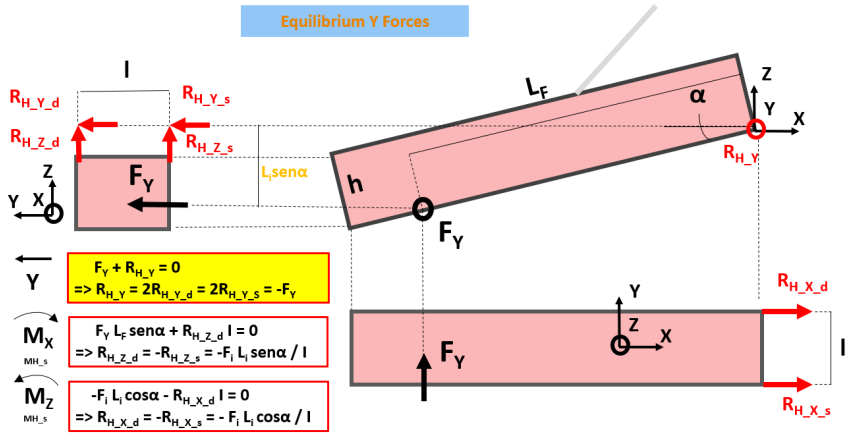


Figura 4.10: Equilibrio piano YZ

Capitolo 5

Caso applicativo

In questo caso di studio è stato preso in esame un semplice stinger costituito da una unica rampa. Inizialmente lo si è considerato direttamente collegato al vessel per verificare la funzionalità e correttezza del codice, poi in un secondo momento si è considerata una configurazione più realistica dove tra il vessel e lo stinger vi è un telaio di supporto. Così il problema è stato scomposto in due sottoproblemi, mettendo in atto il principio di sovrapposizione degli effetti. Questo collegamento "in serie" rampa-telaio dove i risultati in output della rampa sono stati usati come dati in input del telaio per poi ottenere le forze di reazione finali ai punti di collegamento coi booms e col vessel, è giusto usarlo anche nel caso di stinger complessi a più rampe dove, partendo dalla rampa più lontana, i risultati di output di questa sono i dati di input della rampa successiva e così via fino all'ultima. Nello sviluppo del codice MATLAB si è cercato di mantenere questo il più generale possibile, in modo che, semplicemente cambiando gli input in ingresso, sia possibile utilizzarlo in qualsiasi configurazione dell'insieme stinger-vessel. Il codice risolve, per ogni tipologia di carico, gli equilibri in entrambi i piani XZ e YZ sommando alla fine i risultati relativi alle stesse forze di reazione per avere una valutazione generale complessiva.

Di seguito, prima l'immagine del CAD dello modello "reale" che si è presi in esame, poi lo schema bidimensionale a cui è stato approssimato lo schema stinger-telaio.

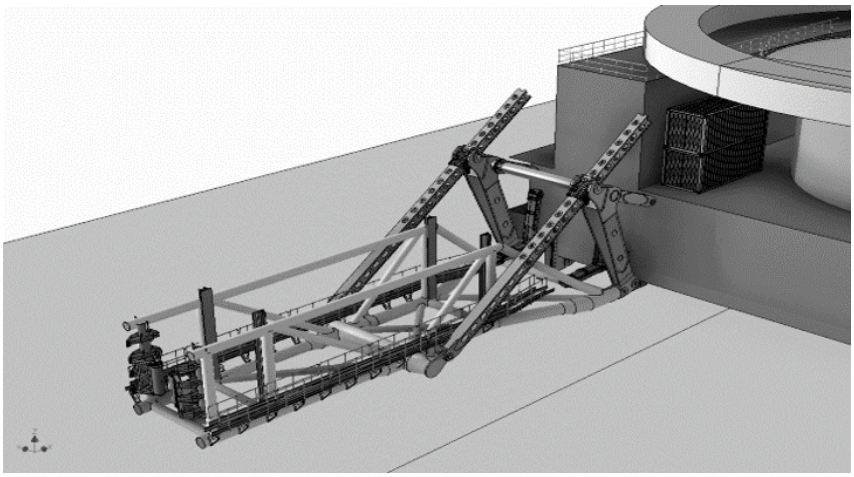


Figura 5.1: Rendering stinger

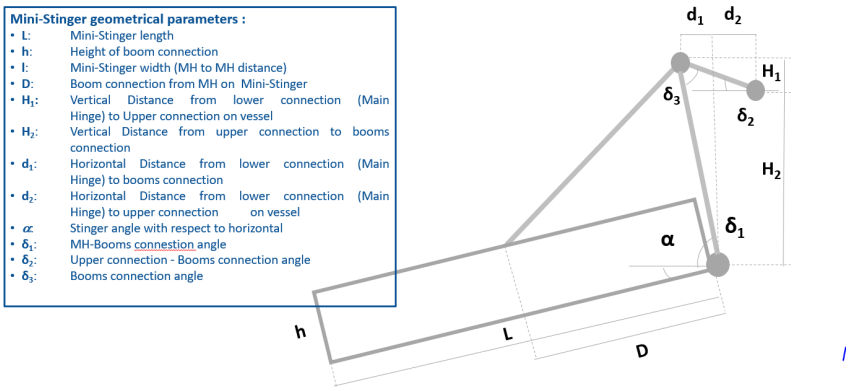


Figura 5.2: Schema stinger + telaio

Il sistema è stato scomposto come mostrato nella figura successiva

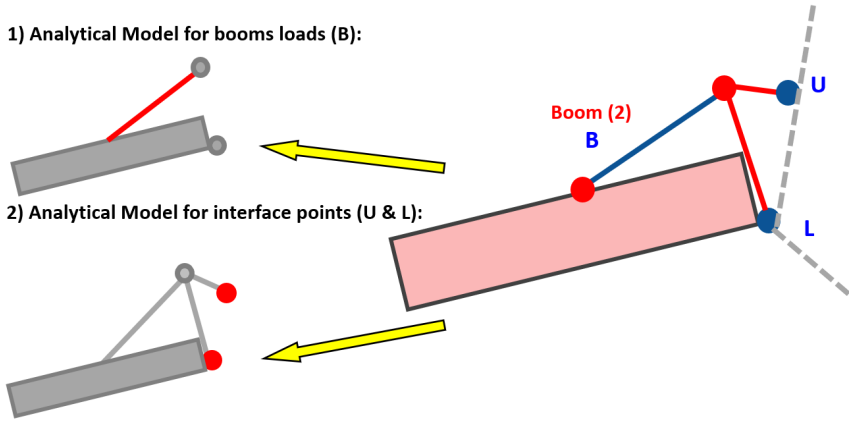


Figura 5.3: Scomposizione del problema statico

ed è stato applicato il principio di sovrapposizione degli effetti.

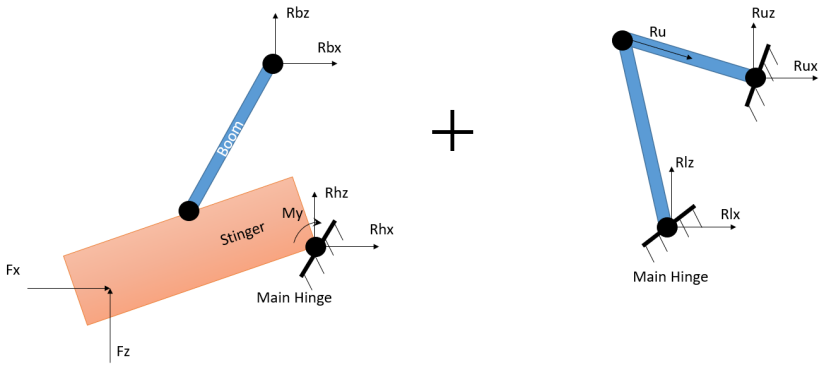


Figura 5.4: Principio sovrapposizione degli effetti

5.1 Cinematica

A questo punto si è andati a risolvere la cinematica del nostro caso di studio. Si è supposta una lunghezza dello stinger di 26 metri con 3 rollers distanti tra loro di circa 8 metri. In input si è presa la lunghezza del boom che varia tra 6,9 metri e 16,4 con un passo di 0,5 metri. Da questo si è andati a calcolare gli angoli alpha, stinger rispetto all'orizzontale, e gamma, boom rispetto all'orizzontale.

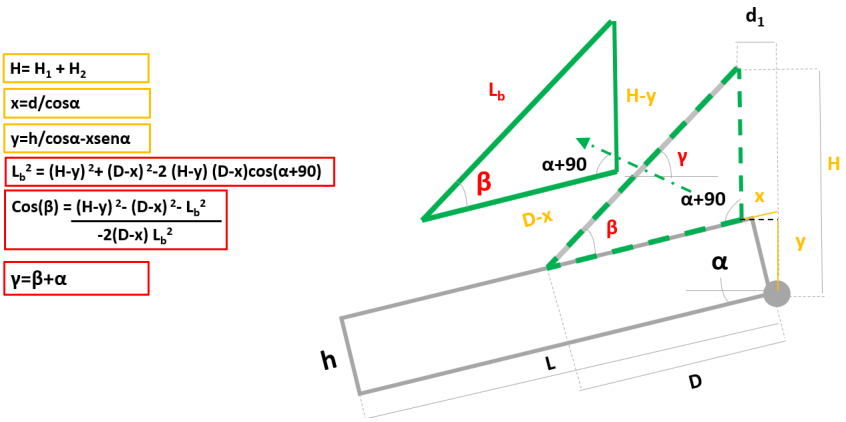


Figura 5.5: Cinematica risolutiva

Di seguito i dati di input e i risultati di output.

Preliminary Geometrical Definition																
Input													Cinematica Output			
Lst	Lboom		H_1	H_2	D	d_1	d_2	δ_1	δ_2	δ_3	h	l	Stinger angle (α)		Boom angle (γ)	
[deg]	from [m]	to [m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[deg]	[deg]	[deg]	[m]	[m]	from [deg]	to [deg]	from [deg]	to [deg]
26	6,9	16,4	2,5	5,4	14	4,1	1,1	62,6	25,7	36,9	0	5	-38,5	26	-6,8	58,8

Figura 5.6: Input-Output cinematica

Stinger Angle Convention:
- $\alpha \geq 0$: Stinger configuration for pipeline Installation
- $\alpha \leq 0$: Stinger at rest (no pipeline Installation)

Figura 5.7: Convenzione angoli

5.2 Risultati

Prima di mostrare i risultati ottenuti, un paio di immagini per mostrare meglio le componenti delle forze di reazione su cui si è posta l'attenzione.

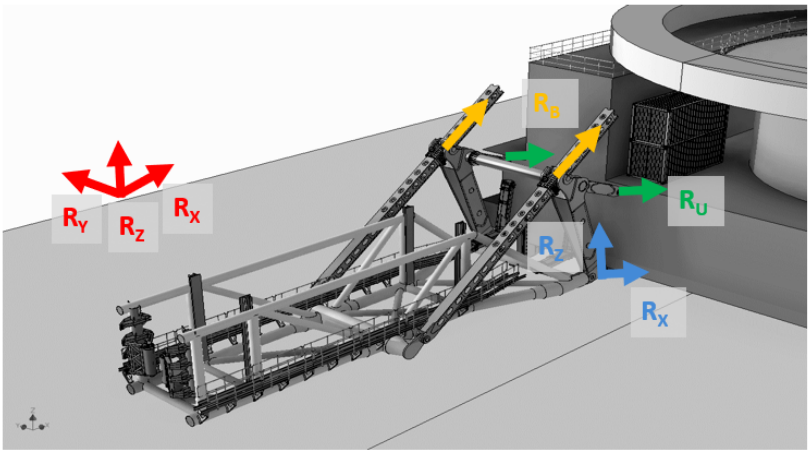


Figura 5.8: Rendering stinger - telaio con schema reazioni vincolari

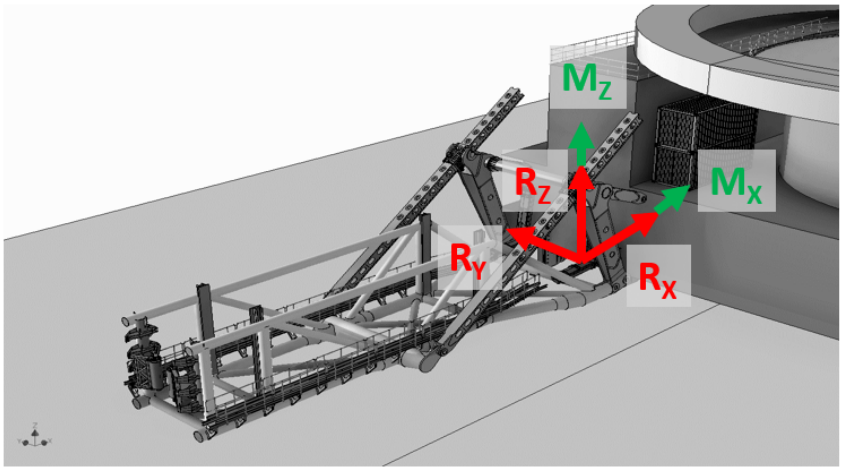


Figura 5.9: Rendering stinger - telaio con schema reazioni vincolari

Di seguito i grafici dei risultati ottenuti in funzione dell'angolo alpha.

Il primo grafico mostra i risultati ottenuti dalla risoluzione della cinematica dello stinger, in particolare la variazione dell'angolo gamma del boom rispetto all'orizzontale in funzione dell'angolo alpha dello stinger rispetto all'orizzontale.

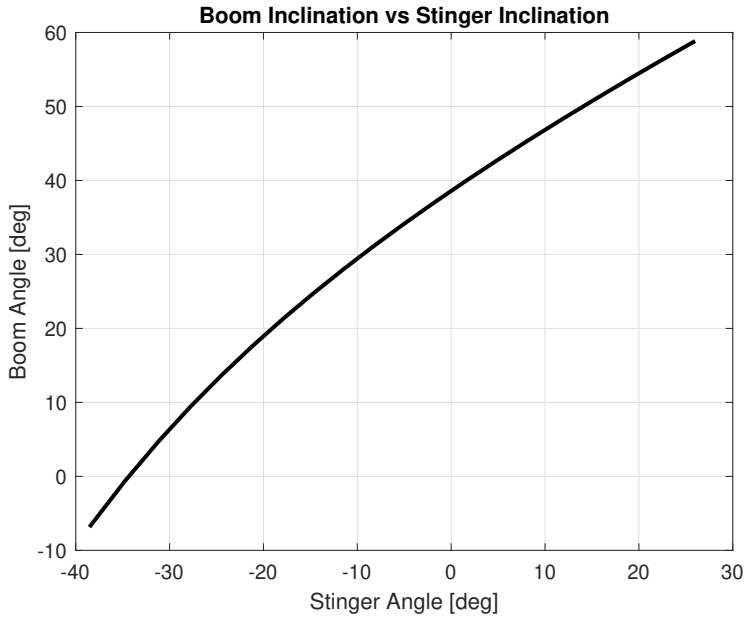


Figura 5.10: Grafico inclinazione boom (γ) vs inclinazione stinger (α)

Ora il grafico che mostra la somma delle forze di reazione sul boom dovute ai diversi tipi di carico. Il grafico mostra le tre possibili condizioni, quella "statica" dovuta solo ai carichi cosiddetti "costanti", e le condizioni soggette alla componente armonica "dinamica", mostrando in questo modo i casi di massimo e minimo carico.

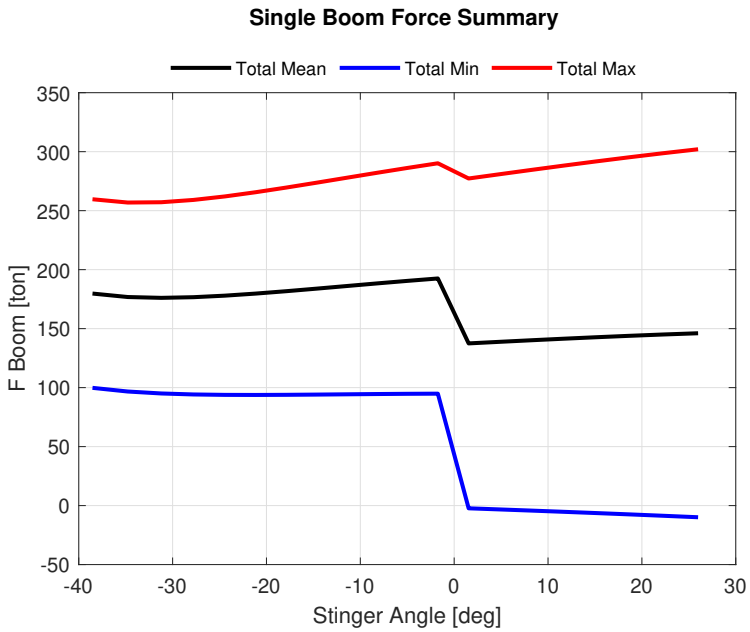


Figura 5.11: Single boom force summary

Ora, prima per la condizione "statica" e poi per quelle dinamiche, di massimo e minimo, i grafici mostrano per ognuna quanto influiscano i vari tipi di carico.

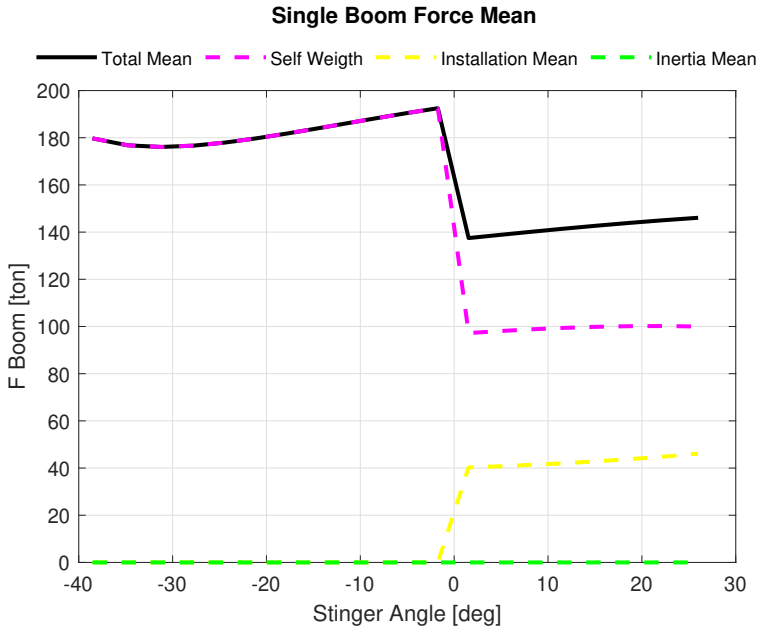


Figura 5.12: Single boom force mean

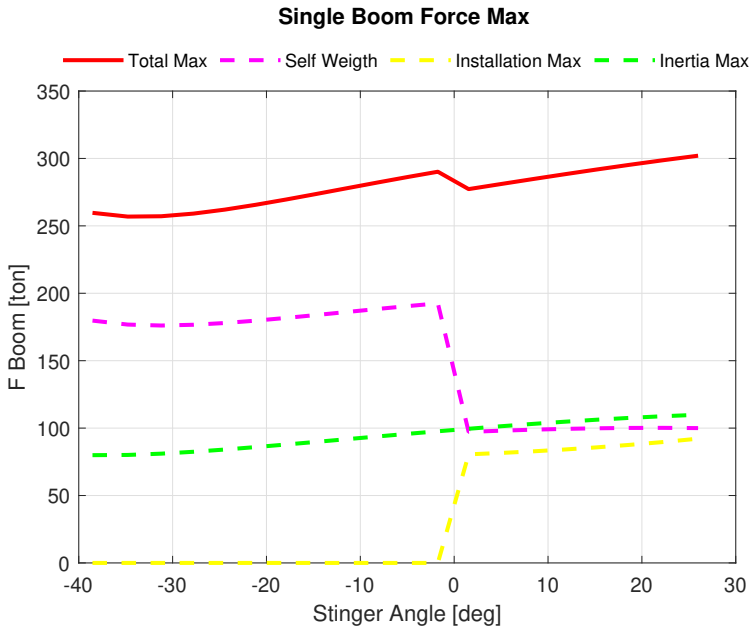


Figura 5.13: Single boom force max

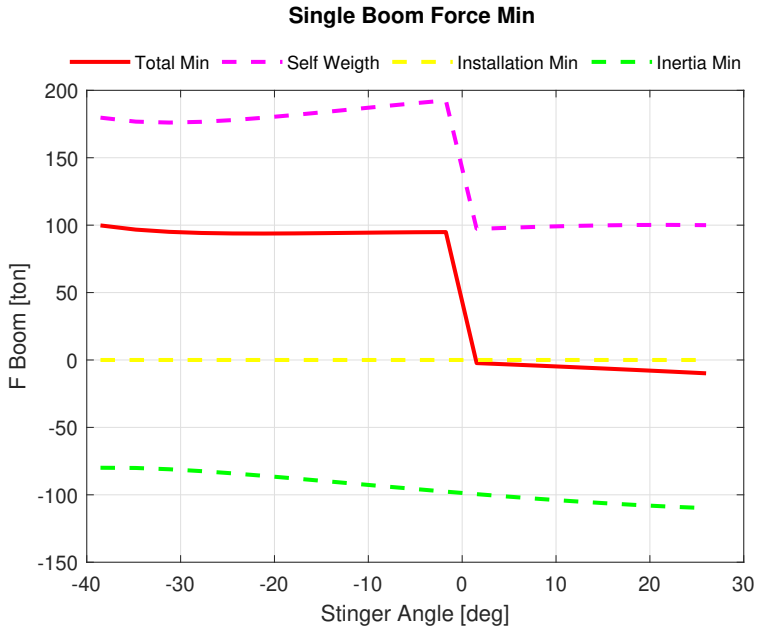


Figura 5.14: Single boom force min

Ora, come nel caso della forza di reazione al boom visto in precedenza, sono mostrate le somme delle forze di reazione nelle tre condizioni di carico del punto di attacco superiore del telaio al vessel.

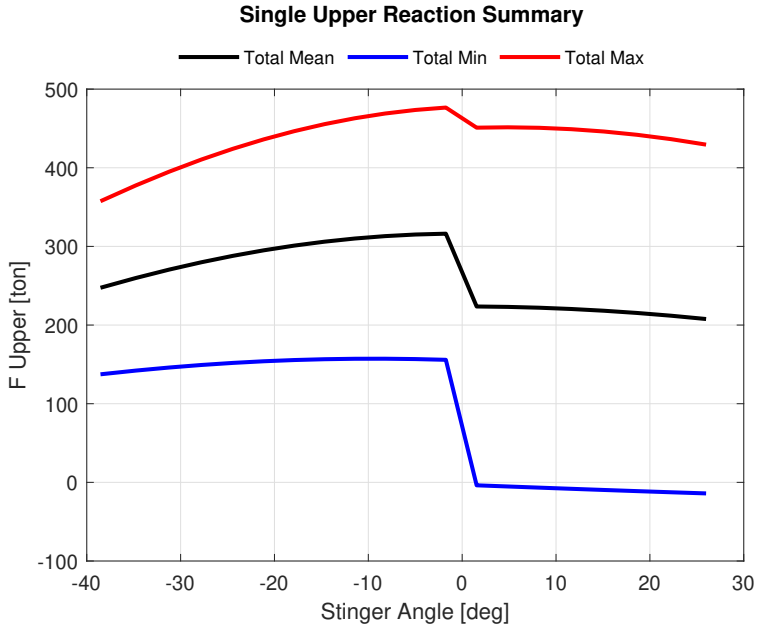


Figura 5.15: Single upper reaction summary

Come fatto sopra, ora per quanto riguarda le reazioni sulla main hinge in direzione X.

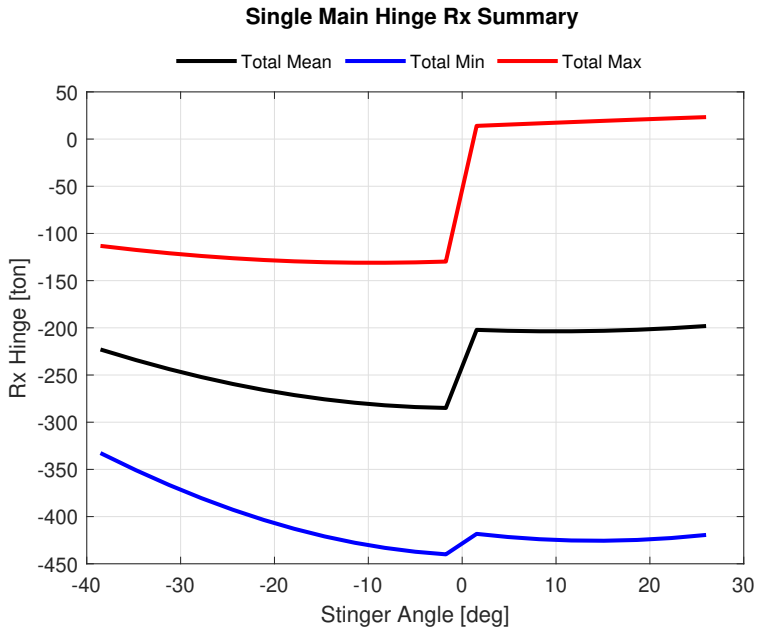


Figura 5.16: Single main hinge Rx summary

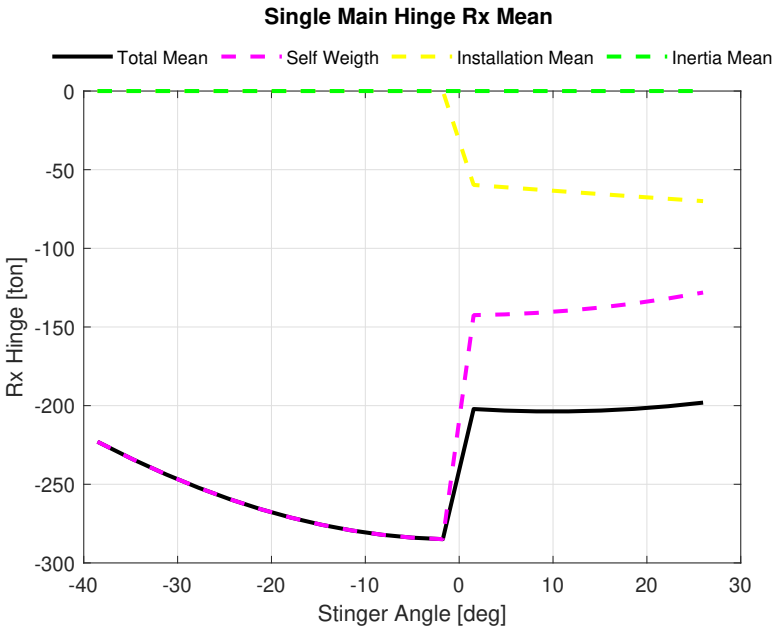


Figura 5.17: Single main hinge Rx mean

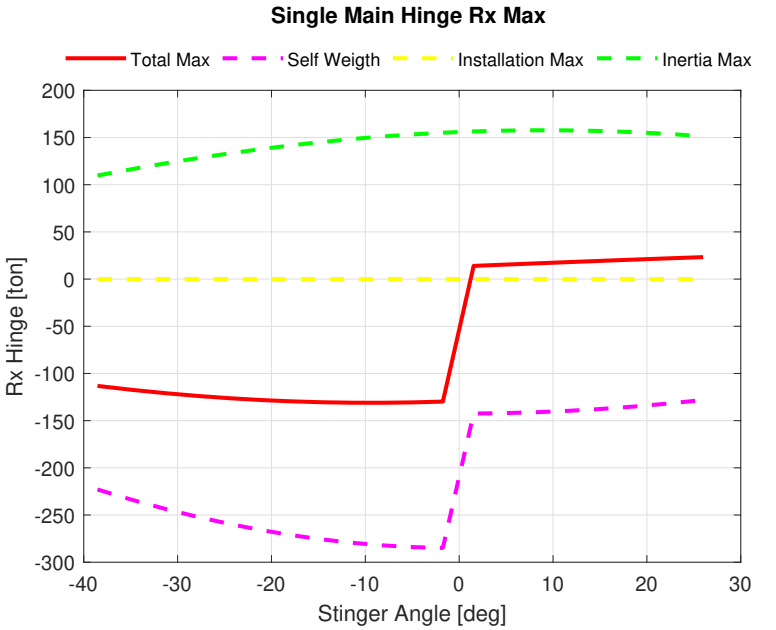


Figura 5.18: Single main hinge Rx max

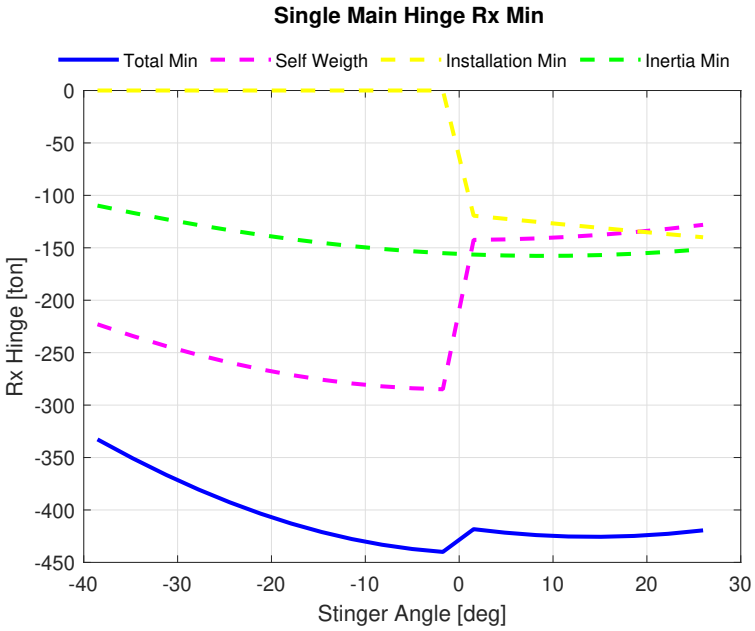


Figura 5.19: Single main hinge Rx min

.

Reazioni sulla main hinge in direzione Z.

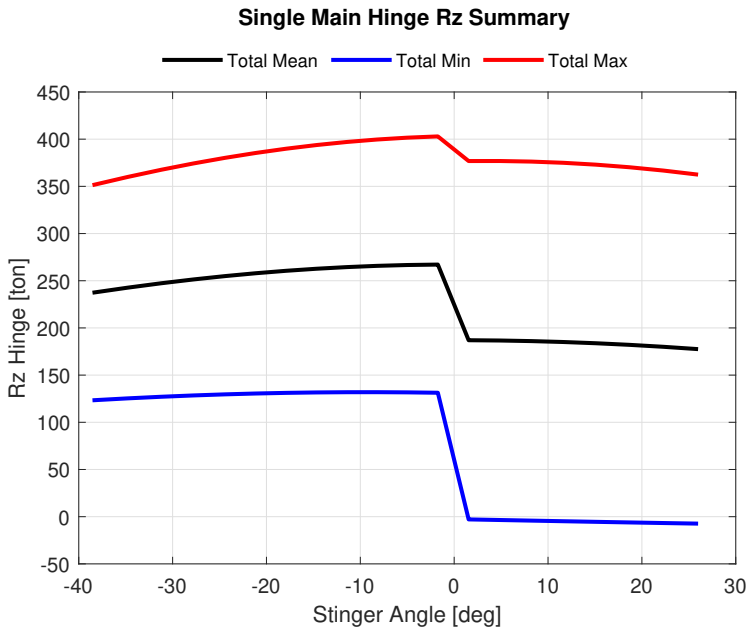


Figura 5.20: Single main hinge Rz summary

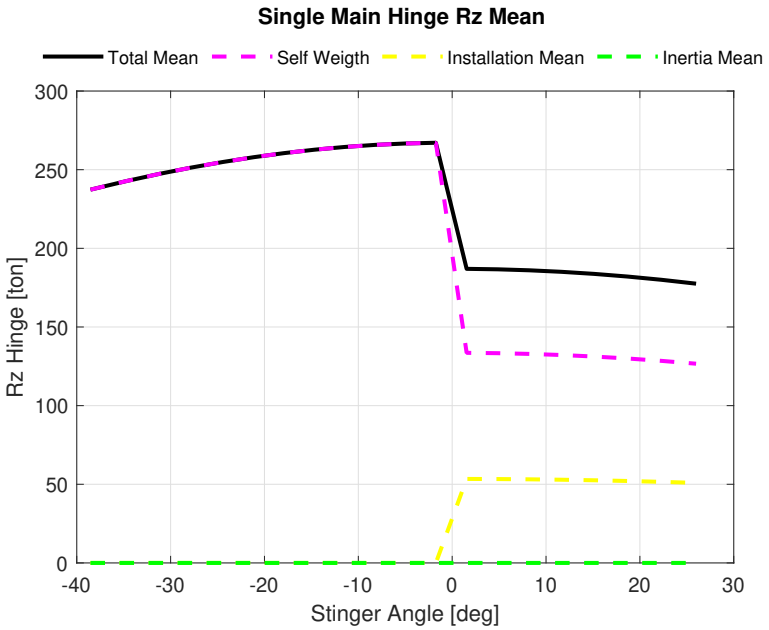


Figura 5.21: Single main hinge Rz mean

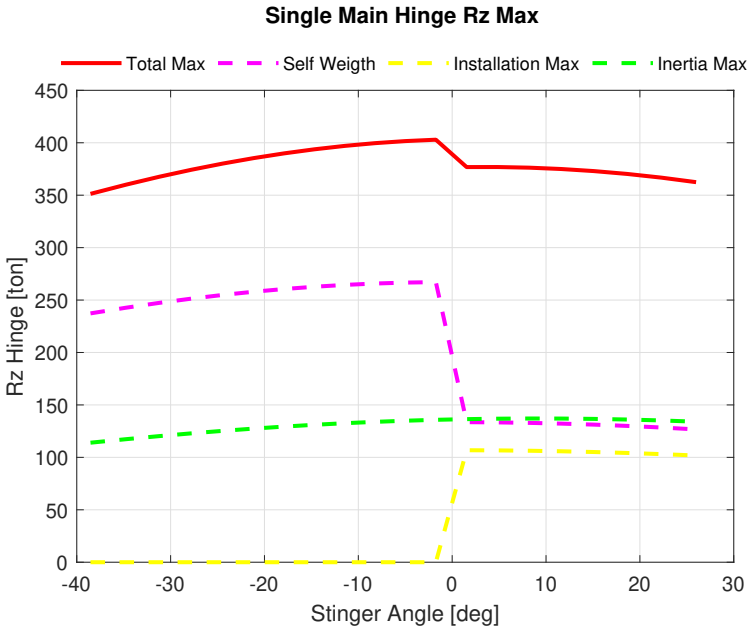


Figura 5.22: Single main hinge Rz max

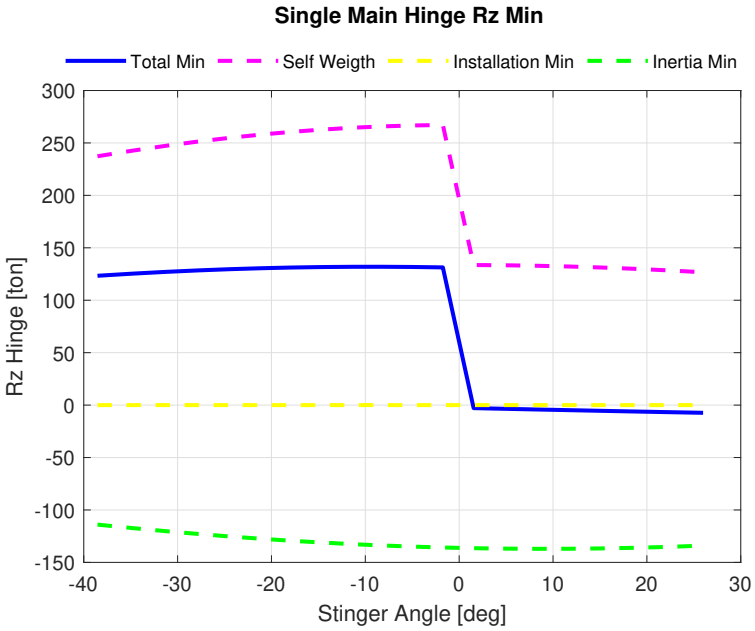


Figura 5.23: Single main hinge Rz min

.

Infine i due casi dinamici di massimo e minimo carico per quanto riguarda le reazioni sulla main hine lungo l'asse Y.

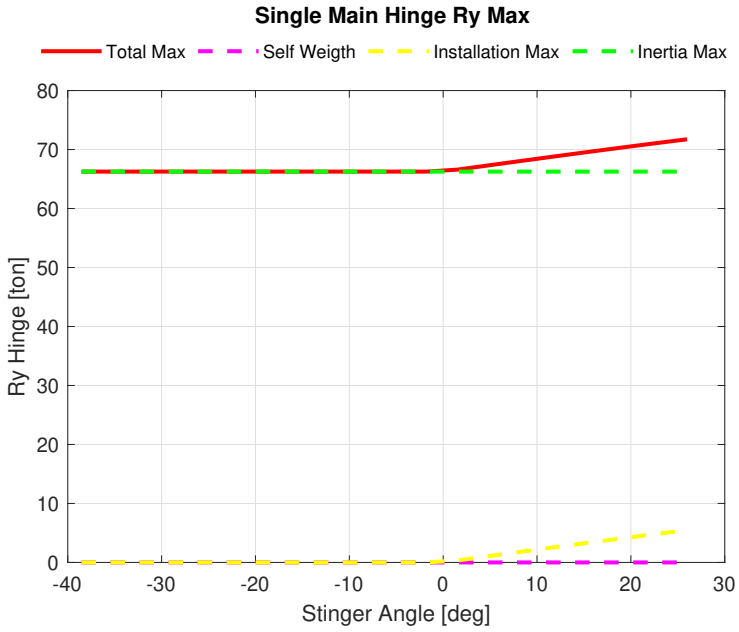


Figura 5.24: Single main hinge Ry max

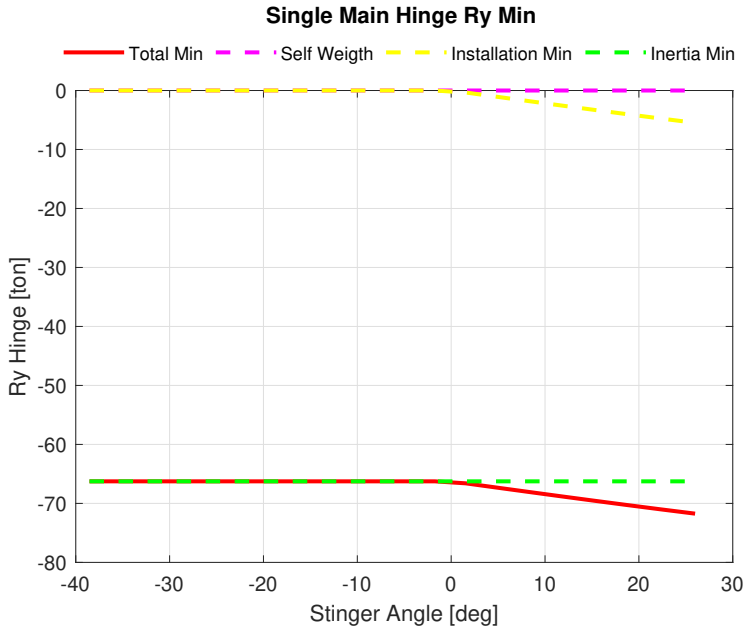


Figura 5.25: Single main hinge Ry min

.

5.3 Validazione FEM

Per validare l'effettiva correttezza dei risultati ottenuti dallo strumento implementato, questi sono stati confrontati con gli stessi derivanti dall'analisi FEM effettuata sul modello CAD dell'equipaggiamento installato a bordo delle navi posatubi (stinger + boom + frame). Nello sviluppo del CAD è stata usata la configurazione "standard" dello stinger, cioè quella con la rampa di lunghezza 26 metri e 3 rollers.

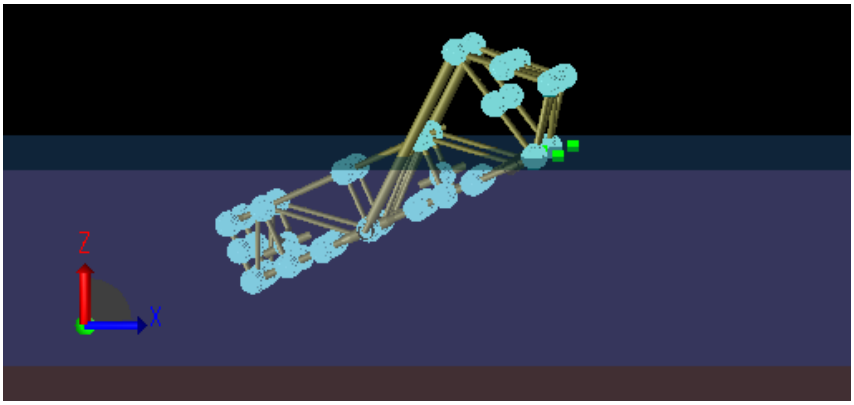


Figura 5.26: Modello FEM

Come input sono stati usati :

• Per il calcolo della reazione sui boom, massa Stinger = 177t ;

• Per il calcolo delle reazione nei punti di interfaccia con la nave, massa totale Stinger + Booms + Frame = 256t ;

• Carico funzionale (applicato dal tubo) ai rulli orizzontali, normale alla rampa, 90t (R1) + 90t (R2) ;

• Carico funzionale (applicato dal tubo) al rullo verticale, 20t ;

• Configurazione di varo della rampa: inclinata di 24 rispetto l'orizzontale ;

• La componente della spinta idrostatica è il 28% del peso della rampa in aria) ;

• Posizione del Centro di Gravità rispetto alla Main Hinge (in configurazione di varo) in cui è stata applicata la forza peso e la spinta idrostatica :
Xg = -13.56 m ;
Yg = 0.0 m ;
Zg = -3.90 m .

Di seguito è riportato il confroto tra i risultati ottenuti dall'analisi FEM e quelli dal calcolo semplificato in MATLAB, sia per il caso statico che quello dinamico.

	Static [kN]	
Load	FEM	MATLAB
Boom	2119	1852,82
Upper Hinge X	3615	3921,23
Upper Hinge Z	-1098	-1583,96
Lower Hinge X	-3914	-4213,17
Lower Hinge Z	2875	-455,78

Figura 5.27: Confronto FEM-MATLAB

Dai risultati riportati dalla tabella sopra si può notare come questi ovviamente non coincidano ma, al netto delle approssimazioni fatte, possano essere considerati accettabili. Il contributo maggiore nella differenza dei risultati è dato dalla indeterminazione del punto di applicazione reale della spinta idrostatica.

	Dynamic [kN]	
Load	FEM	MATLAB
Boom	2236	1805,55
Upper Hinge X	3050	3113,23
Upper Hinge Z	-1203	-1194,96
Lower Hinge X	-4353	-3615,17
Lower Hinge Z	1241	883,22

Figura 5.28: Confronto FEM-MATLAB

La stessa cosa detta per il caso statico vale per il caso dinamico, con l'aggiunta delle ulteriori semplificazioni del modello dinamico.

Capitolo 6

Analisi di sensitività

In questa sezione, al di là della specificità delle sensitivity elencate sotto, si vuole porre l'attenzione sulla flessibilità dello strumento e la sua capacità di gestire un numero arbitrario di variazioni rispetto ad un caso base (in questo caso quello esposto nel capitolo precedente).

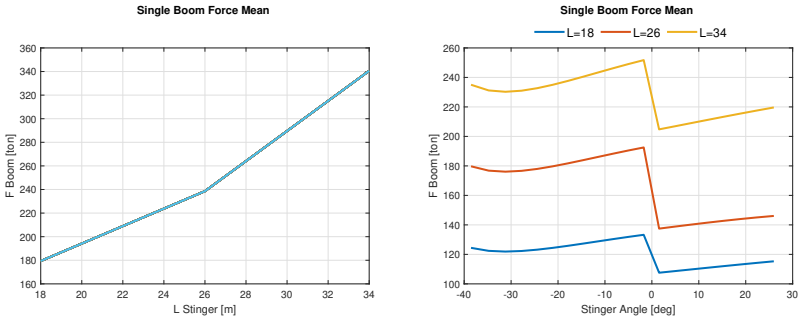
Proprio per questo motivo, durante il suo sviluppo si è cercato di mantenere il codice MATLAB il più generale possibile, in modo che, semplicemente cambiando gli input in ingresso, sia possibile utilizzarlo in qualsiasi configurazione dell'insieme stinger-vessel. Grazie alla sua flessibilità il codice è facilmente modificabile a seconda del parametro su cui si voglia andare ad effettuare l'analisi. Una volta inseriti i dati di input "che variano" il programma è in grado di combinare tra loro i diversi casi possibili. Di seguito sono mostrate alcune analisi di sensività che sono state seguite come caso di studio.

6.1 Sensitivity operativa

La prima sensitivity è stata fatta sulla lunghezza della rampa e sul conseguente numero di rollers. Una analisi di questo tipo può essere utile per stabilire se sia più conveniente, a livello strutturale, realizzare uno stinger con meno rampe più lunghe o con un numero maggiore di rampe ma più corte. In questo caso si è analizzato una rampa con tre lunghezze e conseguente numero di rollers differenti.

- 18 metri e 2 rollers;
- 26 metri e 3 rollers;
- 34 metri e 4 rollers.

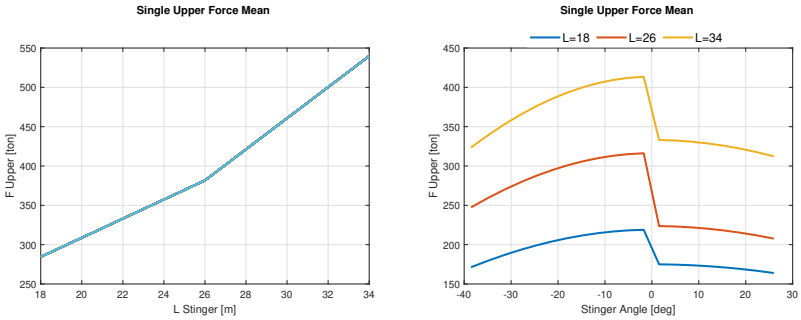
Nelle figure successive viene mostrata come varia la forza di reazione sui boom nelle tre diverse configurazioni della rampa. Nella Figura (a) in funzione della lunghezza dello stinger mentre nella figura (b) in funzione dell'angolo α.



(a) F in funzione di L stinger. (b) F in funzione di α.

Figura 6.1: Sensitivity operativa single boom force mean

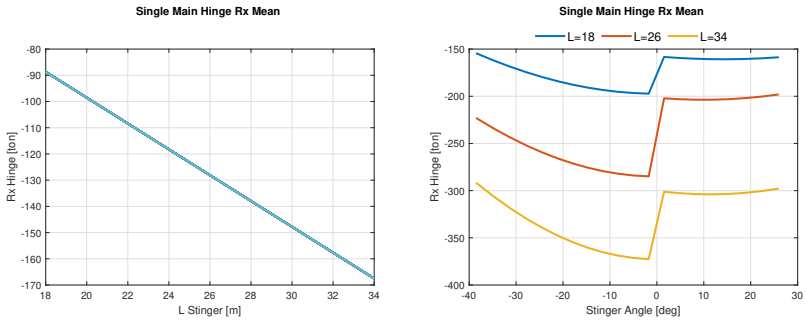
Ora la forza di reazione del punto di attacco superiore del telaio al vessel.



(a) F in funzione di L stinger. (b) F in funzione di α.

Figura 6.2: Sensitivity operativa single upper force mean

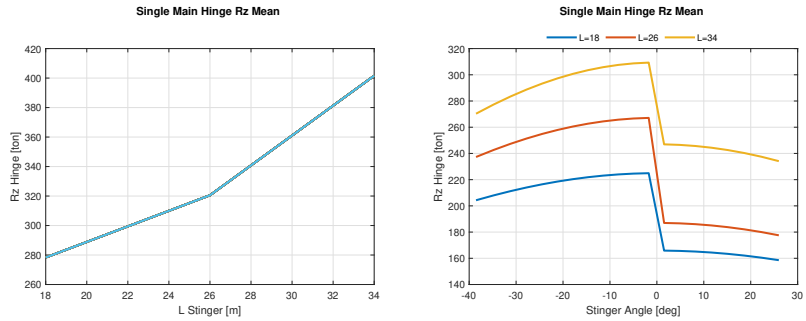
Di seguito la forza di reazione sulla main hinge in direzione X.



(a) F in funzione di L stinger. (b) F in funzione di α.

Figura 6.3: Sensitivity operativa single main hinge Rx mean

Di seguito la forza di reazione sulla main hinge in direzione Z.

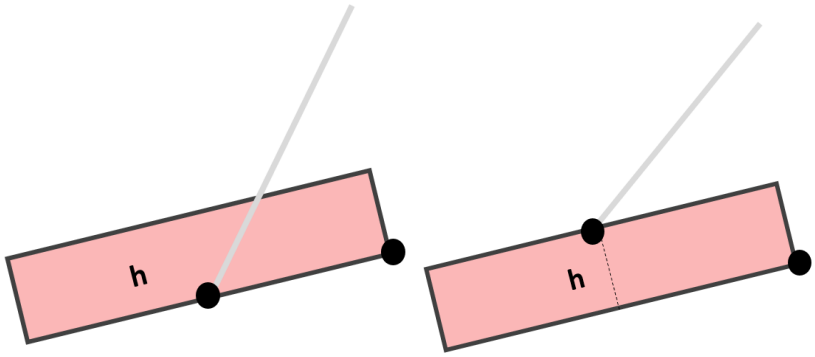


(a) F in funzione di L stinger. (b) F in funzione di α.

Figura 6.4: Sensitivity operativa single main hinge Rz mean

6.2 Sensitivity geometrica

Una successiva analisi è stata fatta sulla posizione del punto di attacco del boom sullo stinger facendolo variare tra la parte inferiore (Figura a) e quella superiore (Figura b).



(a) h=0. (b) h=1.

Figura 6.5: Sensitivity geometrica

Di seguito viene mostrato come variano gli angoli alpha e gamma cambiando il punto di attacco del boom.

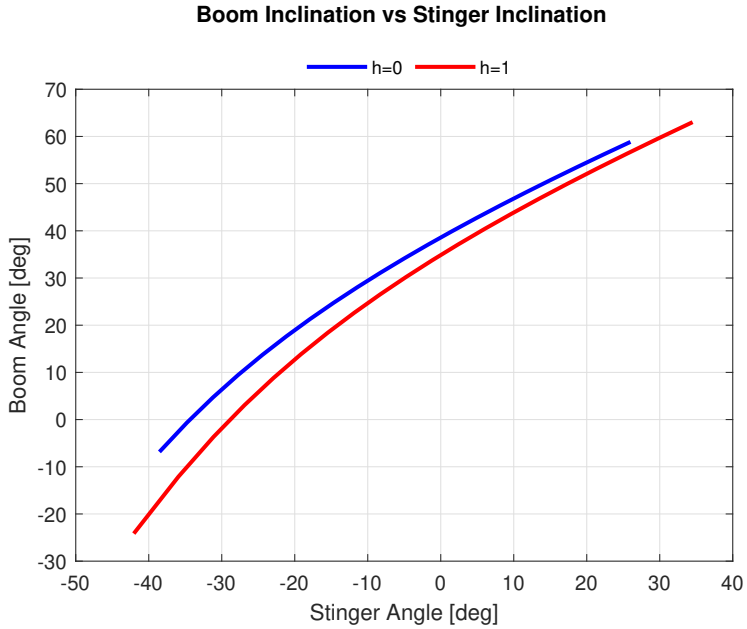
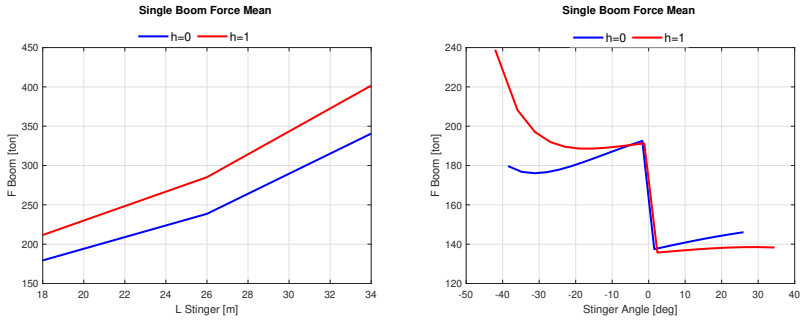


Figura 6.6: Grafico inclinazione boom (γ) vs inclinazione stinger (α)

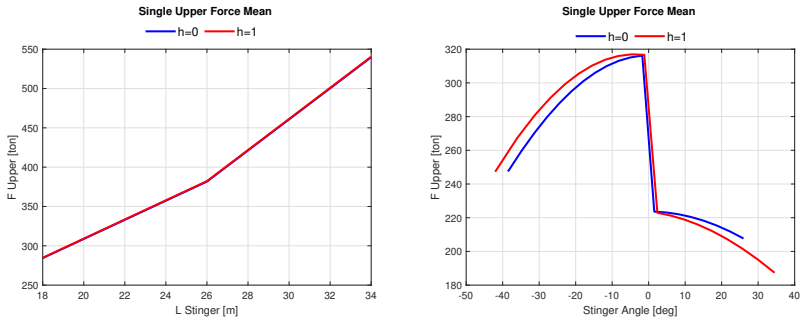
Nelle figure seguenti è stato fatto il confronto tra le forze di reazione sul boom nelle due configurazioni geomentiche. Nella figura (a),inoltre, è visualizzata, per ogni configurazione, come varia la forza in funzione delle tre diverse lunghezze dello stinger. Nella figura (b) invece è mostrato la forza sui boom in fuzione degli angoli α delle rispettive configurazioni.



(a) F in funzione di L stinger. (b) F in funzione di α.

Figura 6.7: Sensitivity geometrica single boom force mean

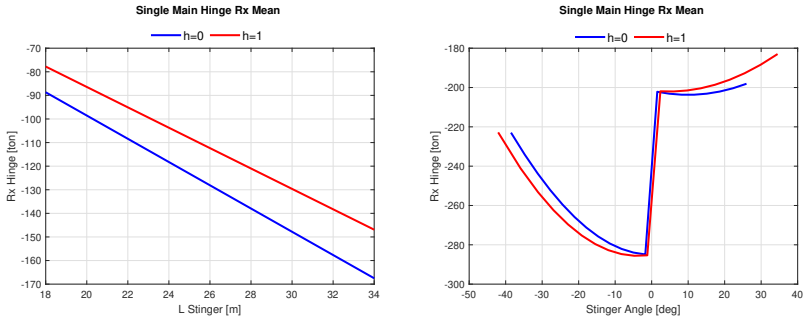
Stessa cosa è stata fatta per le altre reazioni. Nel caso successivo della forza nel punto superiore di contatto boom-vessel si vede come, nel nostro caso di studio, la coordinata verticale del punto di attacco boom-stinger abbia una influenza praticamente nulla.



(a) F in funzione di L stinger. (b) F in funzione di α.

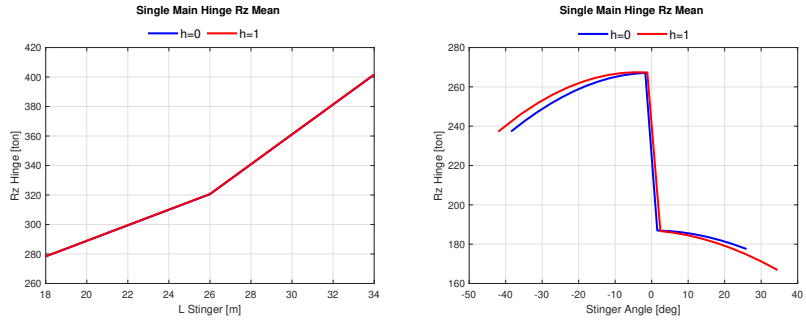
Figura 6.8: Sensitivity geometrica single upper boom force

Stesso confronto anche per le reazione alla mian hinge in entrambe le direzione X e Z.



(a) F in funzione di L stinger. (b) F in funzione di α.

Figura 6.9: Sensitivity geometrica single main hinge Rx

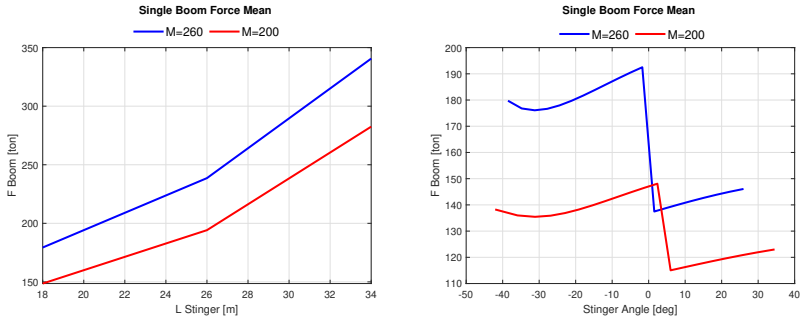


(a) F in funzione di L stinger. (b) F in funzione di α.

Figura 6.10: Sensitivity geometrica single main hinge Rz

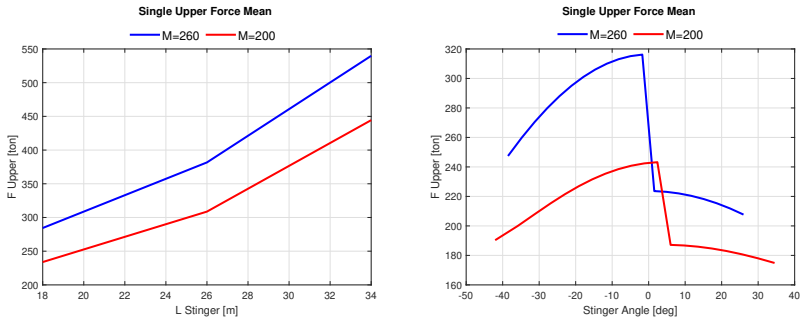
6.3 Sensitivity alla massa della rampa

Come ultima analisi è stata fatta quella sulla massa complessiva dello stinger, che è stata raddoppiata, rispetto al caso base, per vedere come questa influisca e se sia utile spingersi ulteriormente nella ricerca di materiali sempre più leggeri e performanti.



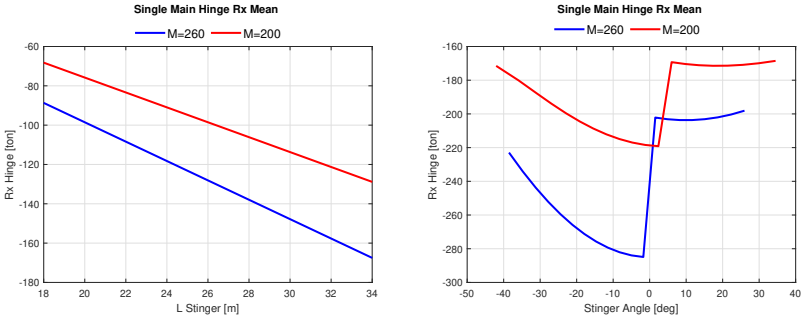
(a) F in funzione di L stinger. (b) F in funzione di α.

Figura 6.11: Sensitivity alla massa single boom force mean



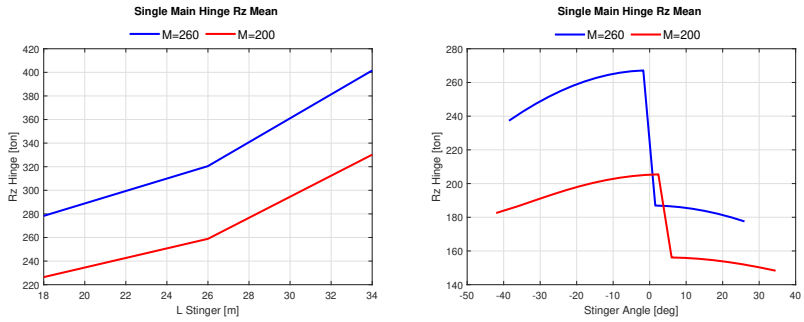
(a) F in funzione di L stinger. (b) F in funzione di α.

Figura 6.12: Sensitivity alla massa single upper force



(a) F in funzione di L stinger. (b) F in funzione di α.

Figura 6.13: Sensitivity alla massa single main hinge Rx



(a) F in funzione di L stinger. (b) F in funzione di α.

Figura 6.14: Sensitivity alla massa single main hinge Rz

6.4 Trattamento dati

Nello svolgimento del lavoro, una volta ottenuti i risultati, ci si è chiesto come presentarli affinchè fossero più facilmente leggibili, affrontando così i problemi del data cleaning e del data tidying, cioè pulizia e riordino dei dati per una successiva analisi .

Il tidy data è un modo standard per mappare il significato di un set di dati alla sua struttura. Un set di dati è disordinato o ordinato a seconda di come le righe, colonne e tabelle vengono abbinate alle osservazioni, variabili e tipi.

Nel tidy data:

1. Ogni variabile forma una colonna;

2. Ogni osservazione forma una riga;

3. Ogni tipo di unità di osservazione forma una tabella.

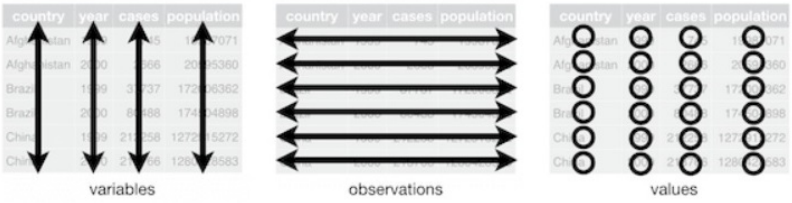


Figura 6.15: Riordino dati mediante Data Tidying

I set di dati ordinati forniscono un modo standardizzato per collegare la struttura di un set di dati (il suo layout fisico) con la sua semantica (il suo significato).

• Variabile: quantità, qualità o proprietà che puoi misurare;

• Osservazione: un insieme di valori che mostrano la relazione tra le variabili. Per essere un'osservazione, i valori devono essere misurati in condizioni simili, di solito misurati sulla stessa unità di osservazione allo stesso tempo;

• Valore: lo stato di una variabile che osservi quando la misuri.

Parafrasando Leo Tolstoy nel romanzo Anna Karenina “Happy families are all alike; every unhappy family is unhappy in its own way” (Le famiglie felici sono tutte uguali; ogni famiglia infelice è infelice a modo suo), possiamo dire che, come le famiglie, i set di dati ordinati sono tutti uguali, ma ogni set di dati disordinato è disordinato a modo suo.

Nel nostro caso, inizialmente i dati era presentati su 20 righe, una per ogni valore di alpha, e tante colonne quante erano le forze, ripetute per ogni tipo di carico. Si è andati, a questo punto, a raccogliere in due colonne distinte i “Load Type”, cioè i tipi di carico (Peso, Carico d’installazione, Inerzia, etc), e i “Component”, cioè le varie reazioni vincolari. Ad ogni Component di un determinato Load Type corrisponde una tabella con tante righe quanti sono i valori di alpha.

I set di dati reali possono, e spesso lo fanno, violare i tre precetti del tidy data in quasi tutti i modi immaginabili. Anche se occasionalmente si ottiene un set di dati che si può iniziare ad analizzare immediatamente, questa è l’eccezione, non la regola. Di seguito i cinque problemi più comuni con set di dati disordinati, insieme ai loro rimedi:

- Le intestazioni delle colonne sono valori, non nomi di variabili;
- Più variabili memorizzate in una colonna;
- Le variabili vengono memorizzate sia in righe che in colonne;
- Più tipi di unità di osservazione sono memorizzati nella stessa tabella;
- Una singola unità di osservazione è memorizzata in più tabelle.

Capitolo 7

Conclusioni

L'obiettivo della tesi era sviluppare un codice MATLAB utilizzabile, cambiando semplicemente i dati in input, per qualsiasi configurazione di stinger e soprattutto in grado di fornire una immediata valutazione, con una precisione accettabile, dell'influenza dei carichi applicati (peso dello stinger stesso, spinta idrostatica, forze di inerzia, drag, forze di installazione, ecc.) sui booms e sulle cerniere di collegamento tra le varie rampe e tra la main hinge e la nave.

Una volta implentato il codice, i risultati ottenuti sono stati confrontati e validati con quelli ottenuti da un'analisi strutturale FEM. Analisi FEM che per essere eseguita, tra lo sviluppo del CAD 3D e l'esecuzione dell'analisa vera e propria, ha impiegato alcuni giorni e si è visto come, i risultati ottenuti con MATLAB, al netto delle semplificazioni fatte, per un primo approccio al problema posssano essere considerati accettabili, soprattutto vista l'eccezionale quantità di tempo risparmiata.

Possiamo concludere che il codice MATLAB sviluppato costituisce un valido strumento in grado di mostrare quale sia, tra varie, la soluzione costruttiva migliore in termini di carichi sviluppati nei punti di collegamento stinger-vessel, per poi procedere allo sviluppo in dettaglio del CAD 3D della configurazione di stinger individuato.

Bibliografia

1.Jihan Herdiyanti, "Comparisons Study of S-Lay and J-Lay Methods for Pipeline Installation in Ultra Deep Water", Master's Thesis, University of Stavanger (Norway), Spring 2013, Faculty supervisor : Prof. Ove Tobias Gudmestad.

2.Saipem SPA, "Development of the Castorone, Loads from the Stinger to the Vessel Hull", 2010.

2.Saipem SPA,"Trans Adriatic Pipeline, Studio di Impatto Ambientale e Sociale", 2014.

3.Wickham Hadley,"Tidy Data", Journal of Statistical Software,Volume 59, Issue 10, 2014.

4.Renzo Mazzei, "Sintesi delle attività di esplorazione, sviluppo e produzione dei giacimenti petroliferi", 2009.

5.www.offshore-energy.biz

6.www.drillingformulas.com/pipe-line-s-lay-method/

Ringraziamenti