

# I GASDOTTI SOTTOMARINI

*Fra geopolitica e progresso ingegneristico*



*Khabarovsk, 31 luglio 2009: prima saldatura della pipeline che dai giacimenti al largo dell'isola di Sakhalin nel Mare di Okhotsk trasporterà gas fino a Vladivostok, porto russo sul Mar del Giappone, (© Gazprom).*

STEFANIA ELENA CARNEMOLLA

Il gas naturale viaggia oggi via mare su navi a sempre più alta tecnologia, nonché attraverso condotte sottomarine. E se la scoperta di giacimenti e la posa di condotte a sempre maggiori profondità ha aperto la strada a nuove tecniche ingegneristiche, in futuro gasdotti attraver-

seranno sempre più bacini marittimi se non quando, provenienti dal largo e da terra, eleggendo i porti a luogo di approdo o di transito con implicazioni sul piano geopolitico e conseguente spostamento del baricentro dei grandi scenari energetici sul mare.

**Trasporto di gas naturale via mare, condotte sottomarine, porti come luogo di transito e approdo di gasdotti**

Circa un terzo del volume mondiale di gas naturale viaggia oggi via mare a bordo di navi genere *Liquefied Natural Gas* o navi LNG. Il gas naturale liquefatto o GNL estratto allo stato gassoso necessita tuttavia di impianti di rigassificazione. In Italia l'unica struttura *onshore* per la ricezione, lo stoccaggio e la rigassificazione del GNL è quella di Panigaglia in Liguria. I rigassificatori possono anche essere *offshore* come il terminale in cemento armato Adriatic LNG di Porto Levante in Veneto per la riconversione del gas proveniente dal giacimento North Field nel Qatar. Costruito nel cantiere spagnolo di Campa-

mento, nella baia di Algeciras, il terminale è stato progettato da Aker Kværner — oggi Aker Solutions — secondo la tecnologia *Offshore Gravity Based Structure* con stazionamento della struttura sul fondo marino quale alternativa a moli e pontili sulla costa. Il terminale, posizionato a una profondità d'acqua di una trentina di metri, è dotato di strutture per l'attracco di gasiere di diversa stazza; di due serbatoi prismatici da 125.000 m<sup>3</sup> a tecnologia modulare «ExxonMobil» in acciaio al 9% nickel; di impianto di rigassificazione composto da pompe, vaporizzatori, compressori criogenici; di collegamento ad un gasdotto di quaranta chilometri — quindici dei quali sottomarini — con approdo a Cavarzere. Il primo carico di gas liquido è arrivato a Porto Levante il 10 agosto del



*La gasiera LNG Q-MAX MOZAH (© Exxon Mobil Corporation).*



Serbatoio per stoccaggio GNL a bordo della gasiera Q-MAX MOZAH (© Exxon Mobil Corporation).  
A lato: Rigassificatore di Panigaglia: bracci di scarico (© GNL Italia).

2009 a bordo della *Dukhan*, LNG da 135.000 m<sup>3</sup> della flotta della Qatar Liquefied Gas Company Ltd costruita in Giappone da Mitsui Engineering & Shipbuilding Company Ltd.

Un secondo rigassificatore *offshore* è invece in cantiere in Toscana con il posizionamento dodici miglia al largo della costa fra Pisa e Livorno della LNG *Golar Frost* riadattata a terminale galleggiante genere *Floating Storage Regassification Unit* o FSRU per attracco gasiere e connessione tramite condotta sottomarina alla rete nazionale di distribuzione. Tre le possibili aree di provenienza del GNL: Mediterraneo (Libia, Egitto, Algeria), Golfo Persico (Oman, Qatar), Africa Occidentale (Nigeria).

La *Golar Frost*, costruita nei cantieri coreani della Hyundai Heavy Industries e originariamente di proprietà della Golar

LNG Ltd, è stata acquistata nel gennaio del 2008 dalla Olt Offshore LNG Toscana, società titolare del terminale di rigassificazione, cui è stata consegnata il 27 maggio del 2009 destinata al cantiere Dry-docks di Dubai — fra il porto commerciale di Port Rashid e la Dubai Maritime City — dove Saipem provvederà alla sua riconversione in FSRU che, una volta a regime, avrà capacità di rigassificazione pari a 3,75 mld m<sup>3</sup> l'anno. Nel cantiere di Dubai, all'avanguardia nel settore delle riparazioni e riconversioni navali, la *Golar Frost* verrà dotata di bracci per il collegamento ai collettori di scarico delle gasiere formati da giunti girevoli stagni che, asse-





La LNG Dukhan a Porto Levante durante le operazioni di allibo nei pressi del terminale Adriatic LNG (10 agosto 2009) (© Exxon Mobil Corporation).

In basso: Particolare della torretta a prua del terminale FSRU OLT (© OLT Offshore LNG Toscana).



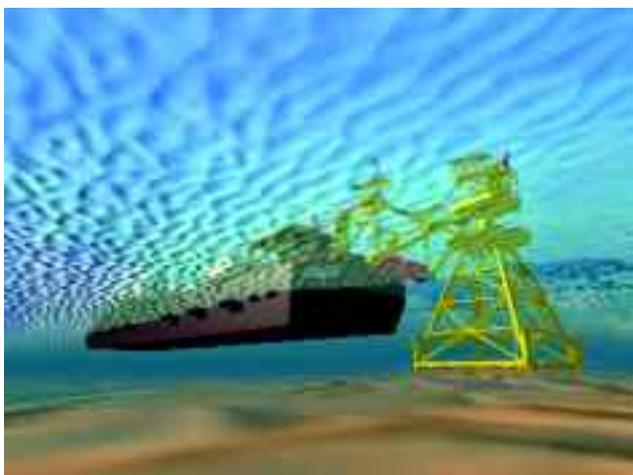
condando il moto ondoso, garantiranno sicurezza alle operazioni di allibo senza rischio di fuoriuscita del liquido. Per l'accostamento alla FSRU la gasiera si metterà in posizione parallela descrivendo in fase di avvicinamento una curva ad ampio raggio mentre il terminale — grazie al propulsore di poppa — manterrà un angolo di prua stabile rispetto alla direzione del vento/mare laddove operazioni di accosto e ormeggio *side-by-side* potranno essere favorite da rimorchiatori e *azimuth thruster*. Il GNL verrà trasferito all'interno di quattro serbatoi sferici tecnologia Moss-Rosenberg in lega Alluminio-Magnesio ASTM 5083 — con capacità di stoccaggio pari a  $34.275 \text{ m}^3$  — dotati di strumentazione per il monitoraggio di pressione, temperatura, livello e densità mentre for-

ma sferica ed elasticità del materiale di costruzione limiteranno fenomeni di *sloshing* con ripercussioni quasi insignificanti del moto ondoso sul liquido.

Il terminale verrà ancorato al fondo marino mediante *Single Point Mooring System* o SPM a sei catene collegate a una torretta a prua. Qui un giunto meccanico snodato consentirà alla FSRU di stazionare nel punto prefissato ruotando di 360° in accordo alle condizioni meteo e mantenendo in posizione fissa le linee di ormeggio. Un secondo giunto, idraulico, invece assicurerà la continuità del flusso del gas mentre uno *swivel* collegherà il collettore del gas proveniente dai tre vaporizzatori ad acqua di mare e propano tipo «Tri-ex» con la condotta sottomarina attraverso due *flexible riser* da sedici pollici uniti allo *swivel*.

L'impianto di rigassificazione verrà posizionato a prua nei pressi della torretta d'ancoraggio. Qui il GNL verrà prelevato dai serbatoi e ricondotto a temperatura attraverso scambiatori di calore dove verrà fatta passare acqua di mare. I pochi gradi da questa ceduti saranno sufficienti a riportare il gas allo stato aeriforme mentre l'acqua verrà restituita all'ambiente con suo dissolvimento a quaranta, cinquanta metri dalla FSRU.

Con il gas allo stato aeriforme i due riser a prua collegheranno la torretta del terminale alla flangia del *riser* base ancorato al fondo marino dove una condotta da trentadue pollici completamente interrata trasporterà il gas sulla costa lungo un percorso di 29,5 km mentre a terra una seconda condotta, anch'essa da trentadue pollici e completamente interrata, giungerà, dopo un percorso di 7,2 km lungo il Canale Scolmatore d'Arno, alla cabina di misurazione di Suese, nel comune di Collesalveti, punto di connessione fra il gasdotto



Modello di FSRU (© Broadwater Energy).

OLT e la rete nazionale di distribuzione.

Fra le altre soluzioni *offshore* quella dei terminali flottanti di rigassificazione (*Floating Regassification Unit* o FRU) con il GNL — subito riportato allo stato aeriforme — immesso ad alta pressione in depositi di stoccaggio ricavati sotto il fondo del mare. Da qualche anno navi con impianti di rigassificazione a bordo — le cosiddette *Liquid Natural Gas Regassification Vessel* o LNGRV — trasportano invece gas liquido che scaricano sotto forma aeriforme in condotte sottomarine col-



*Blue Stream: il pontone semisommersibile autopropulso a posizionamento dinamico SAIPEM 7000 durante l'attraversamento del Bosforo (© Saipem).*

legate alla rete dei gasdotti. Quindi le navi genere *Compressed Natural Gas* o CNG per il trasporto di gas compresso ad alta pressione, una soluzione cui si torna a guardare con un certo interesse — la prima nave per CNG risale agli anni Sessanta e utilizzava bombole in verticale — tanto che da tempo sono allo studio tecnologie che consentano lo stivaggio del gas a 220 bar in serbatoi sicuri ma leggeri. Contenitori in acciaio dallo spessore considerevole renderebbero difatti poco economica tale modalità di trasporto a tutto vantaggio di altre soluzioni.

Nel Sud Est asiatico un gasdotto sottomarino collega invece il terminale di rigassificazione di Cheng Tou Jiao nel

Guandong con l'isola di Lamma — venti minuti di traghetto da Hong Kong — sede di una centrale per la produzione di energia. Il gas naturale, destinato alle turbine, proviene dall'Australia da dove approda in Cina. L'Australia è insieme a Indonesia, Malesia, Algeria, Qatar, Nigeria, fra i maggiori Paesi produttori di GNL. A Darwin il grande impianto di liquefazione di Wickam Point di proprietà della Conoco Philipps Company riceve per esempio gran parte del gas proveniente da Bayu Undan, giacimento a gas e liquidi 550 km a nord ovest di Darwin, nelle acque di cooperazione internazionale fra Australia e Timor Est, scoperto nel 1995 dalla ConocoPhillips. Qui, nel 2004, Eni ha instal-

lato tre piattaforme — di perforazione, produzione, trattamento, compressione più relative *facility* — condotte per condensati, gas, butano e propano per collegamento a una nave genere *Floating Storage and Offloading* o FSO, quindi un gasdotto sottomarino da ventisei pollici con approdo a Wickam Point con il gas sottoposto a liquefazione destinato alla Tokyo Gas Co. Ltd e alla Japan's Tokyo Electric Power Company Inc.

Condotte sottomarine di piccolo diametro e di limitata estensione possono collegare le aree di produzione di un giacimento. Come quella di tre chilometri per sedici pollici di diametro che il *Castoro Otto* — nave posacondotte e sollevamento strutture della flotta Saipem — installerà insieme a due piattaforme genere *Wellhead Platform* o WP e *Central Processing*

*Platform* o CPP nel campo di produzione di Gajah Baru nello *offshore* indonesiano dove la condotta si ricongiungerà alla *trunkline* esistente per il convogliamento del gas verso Singapore.

Condotte possono attraversare grandi bacini marittimi da una sponda all'altra. Come il gasdotto TMPC della *Transmediterranean Pipeline Company* — da cui l'acronimo — o ancora il *Greenstream* — rispettivamente per l'esportazione del gas algerino e quello libico — che nel Mediterraneo congiungono Cap Bon a Mazara del Vallo, Mellitah a Gela. O il *Blue Stream* per l'esportazione del gas russo in Turchia attraverso il Mar Nero da Dzhugba a Durusu nei pressi di Samsun. E gas russo trasporteranno una volta realizzati il *South Stream* — con l'attraversamento del Mar Nero da Tuapse sulla costa russa



Western Libyan Gas Project: *impianto di trattamento di Mellitah* (© ENI).

a Varna in Bulgaria — e il *Nord Stream* che nel Mar Baltico collegherà Vyborg — città russa della provincia di San Pietroburgo sul Golfo di Finlandia — a Greifswald in Germania. Il *Galsi* invece esporterà gas algerino da Koudiet Draouche a Porto Botte nella Sardegna sud-occidentale e — dopo un lungo tratto *onshore* — da Olbia a Piombino attraverso condotte da 26", 48", 32" a 183, 75, 200 bar. Ben 837 km — di cui 565 *offshore* — alla profondità massima di 2.824 m fra Algeria e Sardegna e di 878 m nel Mar Tirreno. Gas algerino trasporterà anche il Medgaz da Beni Saf — sede di una stazione di compressione — ad Almería, in Spagna, dove si collegherà al gasdotto Almería-Albacete. Il tutto attraverso due condotte da ventiquattro pollici con rotta *offshore* di 197,65 km a una profondità massima di 2.155 m.

Le condotte sottomarine possono trasportare gas naturale, olio e multifase. Ma se il trasporto del gas su lunghe distanze è pratica ormai consolidata, non così quello dell'olio con difficoltà di pompaggio — che normalmente necessiterebbero di stazioni intermedie con aggravio dei costi di trasporto rispetto a quello tradizionale in cisterna — quasi insormontabili in presenza di fondali accidentati. Come nel Mediterraneo. Ma non nel Mare del Nord norvegese dove un oleodotto collega il campo di Ekofisk con la raffineria di Teesside, nel nord-est dell'Inghilterra.

Condotte sottomarine possono collegare un giacimento a una piattaforma o una piattaforma a un terminale sulla costa. Come quella di quarantaquattro chilometri per sedici pollici di diametro che nel Mare del Nord trasporta gas dal giacimento di Rhum — 390 km a nord-est di Aberdeen — alla piattaforma *Bruce*. A Bahr Essalam, 110 km a sud ovest di Tripoli, la piattaforma di produzione *Sabratha* — dal no-

me dell'antica città romana sulla costa antistante — convoglia attraverso due condotte da dieci e trentasei pollici gas e condensati del giacimento di Bahr Essalam all'impianto di trattamento di Mellitah sulla costa libica. Da Mellitah, parte del gas proveniente da Bahr Essalam e da Wafa — nel deserto libico ai confini con l'Algeria — viene compresso ed esportato in Italia attraverso il *Greenstream Lybian Gas Transmission System*, «pipeline» da trentadue pollici con passaggio a ovest di Malta e a est di Lampedusa e approdo al terminale di ricevimento di Gela lungo un percorso di 520 km alla profondità massima di 1.127 m. Il tutto, da Bahr Essalam passando per Wafa e Mellitah, nell'ambito del *Western Lybian Gas Project* gestito da Eni e dalla società di Stato libica *National Oil Corporation*. In futuro condotte sottomarine invieranno a Sabratha destinati a Mellitah flaring gas e condensati associati provenienti dal giacimento a olio Bouri nello *offshore* mediterraneo di fronte a Tripoli mentre il gas, una volta depurato, verrà esportato in Italia attraverso il *Greenstream*.

Nell'ambito del progetto per la costruzione del gasdotto *Uruguà-Mexilhão*, nell'area di Santos Basin al largo delle coste del Brasile, una condotta invece collegherà la Cidade de Santos — nave genere *Floating Production, Storage and Offloading* o FPSO — a una piattaforma a gas situata nel campo Uruguà a 172 m di profondità d'acqua.

Nell'ambito del *Sakhalin-Khabarovsk-Vladivostok System* targato Gazprom — che in futuro potrebbe esportare gas russo in Cina e nell'Asia Pacifica — il gas proveniente dai giacimenti al largo dell'isola di Sakhalin nel Mare di Okhotsk fra la costa orientale della Siberia e la penisola della Kamāatka transiterà lungo la

*Geofisici dell'AGIP  
(foto storica - © ENI).*

*In basso:  
Un gruppo di geofisici  
dell'AGIP effettua rilievi  
sismici nel deserto  
(foto storica - © ENI).*



direttrice Sakhalin-Khabarovsk con approdo a Vladivostok porto russo sul Mar di Giappone.

Nel Golfo Persico due piattaforme generare WP convogliano — attraverso due condotte da trentadue pollici della lunghezza di 105 km — gas e condensati delle fasi 4 e 5 del giacimento di South Pars verso l'impianto di trattamento di Assaluyeh sulla terraferma, 250 km a sud est di Bushehr, principale porto iraniano dopo Bandar 'Abbās. Il gas proveniente da South Pars ben presto affluirà verso il porto di Gwādar, nel Balucistan sud-occidentale, realizzato dai Cinesi e dove verrà costruita una raffineria, mentre una «pipeline» diretta a nord esporterà il gas in Cina lungo la Karakoram Highway. Sullo sfondo l'accordo della tarda primavera del 2009 fra Iran e Pakistan per la costruzione del gasdotto IP o Iran-Pakistan «Pipeline» con cui l'Iran venderà al Pakistan gas proveniente da South Pars e quello del 2008 fra Cina e Pakistan in base al quale la Cina avrebbe importato gran parte del gas iraniano qualora l'India fosse uscita da IPI — la Iran-Pakistan-India Pipeline — ora IP. Il Pakistan è infatti per la Cina l'ideale corridoio di transito per l'importazione di gas e petrolio. A differenza dello Stretto di Malacca, che Pechino considera eccessivamente pericoloso, nonché particolarmente soggetto alla sfera di influenza di Washington.

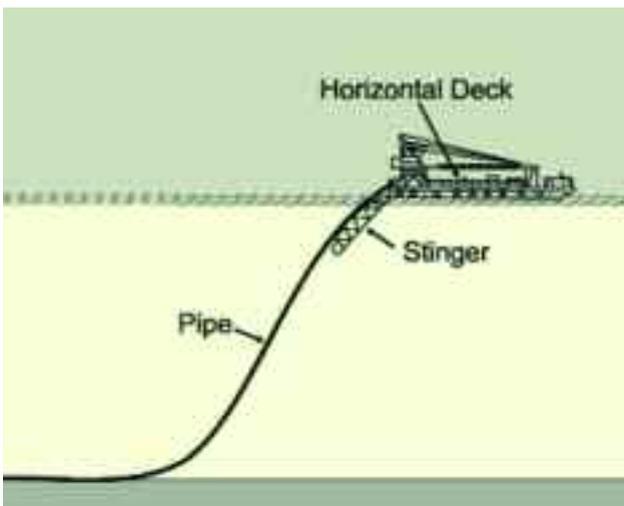
Con il porto di Gwādar deposito cinese collegato all'Iran il Pentagono perde invece la possibilità di una lunga via di comunicazione terrestre che attraverso il Balucistan giunge alle province dell'Afghanistan sud-occidentale. Dal punto di vista non solo del Pentagono ma anche della NATO dopo la perdita del Passo del Khyber, lungo il confine pakistano-afghano fra Peshāwar e la valle del fiume Kābul ormai in mano talebana, questa sarebbe

difatti stata via di approvvigionamento ideale per le forze dislocate sul territorio afghano.

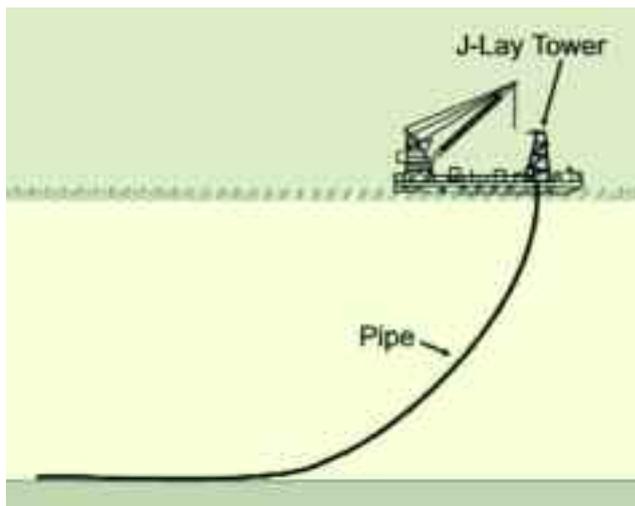
Il gasdotto IP con passaggio da Gwādar rischia inoltre di vanificare gli sforzi profusi dalla Casa Bianca nel progetto TAPI per la costruzione — con un accordo firmato nella primavera del 2008 — di una «pipeline» da 7,6 mld di dollari per l'esportazione del gas turkmeno in India attraverso Afghanistan e Pakistan. Il piano, estromettendo l'Iran, avrebbe, nell'ottica di Washington, dovuto privare Teheran di ingenti rendite. Il gas iraniano è invece tornato in scena con la National Iranian Oil Company a giocare di sponda con Cina e Pakistan in attesa dell'India per quanto fresca di accordi con gli Stati Uniti su armamenti e nucleare.

Quella di un gasdotto trans-afghano non è storia di oggi. È la «pipeline» per il trasporto del gas del Mar Caspio dal Turkmenistan al Pakistan attraverso l'Afghanistan che la Union Oil of California — poi a capo del consorzio Central Asia Gas Pipeline Ltd — aveva tentato di costruire sotto l'amministrazione Clinton nella seconda metà degli anni Novanta contando per i negoziati con la *leadership* talebana su Hamid Karzai e Zalmay Mamozy Khalilzad, l'afghano uomo forte di Washington. Il progetto, in origine della argentina Bidas Corporation, sarebbe naufragato, né per questo sarebbe stato accantonato come testimoniato dall'incontro del 29 maggio del 2002 a Islamabad fra Hamid Karzai, Pevez Musharraf e Saparmurat Nyazov per la costruzione di una «pipeline» per il trasporto del gas del Mar Caspio attraverso il corridoio Herāt-Kandahār — un tempo sotto il controllo talebano — con approdo a Gwādar.

Il porto di Gwādar, inaugurato il 21 dicembre del 2008, grazie alla sua posizione



Varo a S (© Internet).



Varo a J (© Internet).

strategica con affaccio sul Mare Arabico — tanto che in passato lo stesso Pentagono aveva tentato di vantare su di esso *military basing rights* — si candida a diventare *hub* regionale per il traffico commerciale da e per il Medio Oriente, Golfo Persico, Iran, Sri Lanka, Bangladesh, Xinjiang, nonché a luogo di stoccaggio delle riserve di petrolio e gas dei ricchi giacimenti *offshore* del Golfo Persico e corridoio di transito delle risorse naturali dell'Asia Centrale. Ancora nel 2005 per la Casa Bianca esso rappresentava lo sbocco ideale di tali risorse via Afghanistan secondo una strategia rafforzata dopo gli attentati terroristici del 2001 e di recente tornata in auge.

Con il TAPI — sostenuto da Washington — nel cassetto delle infrastrutture da realizzare, Gazprom ha intanto fatto sapere di essere interessata a IP. Né sfugge la strategia. La deviazione del gas iraniano verso l'Asia meridionale vedrebbe il progetto Nabucco — caro a Bruxelles e a Casa Bianca — privato di una fonte chiave da cui rifornirsi. Gazprom sa bene che un

accordo con l'Iran implica che non vi siano più sanzioni Statunitensi, una prospettiva ancora molto lontana tanto che, entrando a regime IP, l'Iran non avrebbe che da vendere e dirottare altrove il proprio gas. Nonostante i veti di Washington la National Iranian Oil Company non ha difatti nascosto il suo interesse per il Nabucco. Una soluzione accarezzata anche dal *premier* turco Recep Tayyip Erdoğan (la Turchia è infatti insieme ad Austria, Bulgaria, Romania e Ungheria, fra i Paesi coinvolti nel progetto per l'importazione di gas naturale dal Mar Caspio e dal Medio Oriente). Per quante riserve, anche a Bruxelles sanno che il Nabucco — sostenuto dalla Commissione Europea per vedere ridotta la dipendenza energetica dell'Europa dalla Russia — potrà in fondo funzionare solo se riceverà gas a sufficienza da Iran e Turkmenistan tanto da avere un suo «rivale» nel *South Stream* che vede Eni e Gazprom alleate in *joint venture* attraverso la *South Stream AG*. Erdoğan, oltre a caldeggiare l'ipotesi gas iraniano, s'è detto favorevole a una ipote-

si russa, nonché alla installazione in Turchia di un terminale per GNL proveniente dal Qatar. Oltre alla Russia fra i Paesi fornitori di gas per il Nabucco, sono altri i nomi che circolano, Azerbaijan, Turkmenistan, Egitto, Iraq, Uzbekistan, Kazakistan per quanto l'Iraq smentendo la notizia di vendita di gas iracheno all'Europa via Turchia abbia fatto sapere di non disporre in realtà di un *surplus* di riserve di gas da destinare alla «US-backed Nabucco pipeline». La costruzione del gasdotto Iran-Pakistan con la deviazione verso l'Asia meridionale del gas iraniano potrebbe pertanto rafforzare la posizione della Russia sullo scacchiere energetico europeo sia attraverso il suo eventuale coinvolgimento nel Nabucco sia, dovendo perdere quota quest'ultimo, grazie al *South Stream* la cui sezione *onshore* — dopo quella *offshore* attraverso il Mar Nero da Tuapse a Varna — prevede l'attraversamento della Bulgaria con due possibili opzioni: una tratta verso nord ovest con attraversamento di Serbia e Ungheria per la connessione ai gasdotti provenienti dalla Russia quindi una tratta verso sud ovest con attraversamento di Albania e Grecia per la connessione alla rete nazionale italiana.

Intanto, il 6 agosto del 2009, ad Ankara, Russia e Turchia hanno firmato un accordo che autorizza Mosca a intraprendere uno studio di fattibilità per la costruzione del *South Stream* relativamente al suo passaggio nelle acque territoriali turche, quindi un protocollo per il rilancio dell'oleodotto *Samsun-Ceyhan* per le forniture di petrolio russo. Ma ad Ankara, dove è stato firmato anche un accordo per la costruzione della prima centrale nucleare turca, si è parimenti discusso del progetto *Blue Stream 2* che consentirebbe a Mosca di esportare il proprio gas verso Cipro, Israele, Libano e Siria attraverso la Tur-

chia. Il sostegno turco al progetto russo è segno delle ambizioni di Ankara a fare della Turchia l'*hub* energetico della regione espandendo la sua sfera di relazioni internazionali oltre i tradizionali legami con l'Europa occidentale, una carta cui la Turchia sembra affidare molti dei suoi destini politici oltre che economici.

### **Gasdotti sottomarini: sicurezza in mare e loro manutenzione**

**L**e condotte sottomarine sono soggette a stress di fatica, corrosione, danneggiamenti dovuti a eventi naturali o collisioni da naviglio come una delle cinque linee del gasdotto TMPC danneggiata — il 19 dicembre del 2008 — dall'ancora di una petroliera in transito nel Canale di Sicilia. Adagiate sul fondale con importanti tratti di sporgenza, possono invece venire a contatto con le reti a strascico dei pescatori e le àncore dei diportisti (spesso operanti in spregio a leggi e ordinanze delle Capitanerie di Porto competenti). Viceversa per condotte autoaffossatesi una eventuale sporgenza può non far presa sulle àncore delle imbarcazioni da diporto o ancora sui pattini del sacco terminale delle reti a strascico. È stato per esempio notato in relazione alla condotta sottomarina in media pressione che convoglierà gas naturale dal Lago di Fusaro (Bacoli) a Punta S. Pietro (Ischia) come la zona rocciosa in cui essa non si è affossata sia evitata da pescatori e diportisti che diversamente rischierebbero di perdervi reti e àncore. In caso di aggancio il carico che ne conseguirebbe per il natante sarebbe tale da spezzare reti e cavi e, nel caso delle àncore, mandare in folle il verricello avvolgicatenina costringendo l'imbarcazione all'arresto immediato e a manovrare per



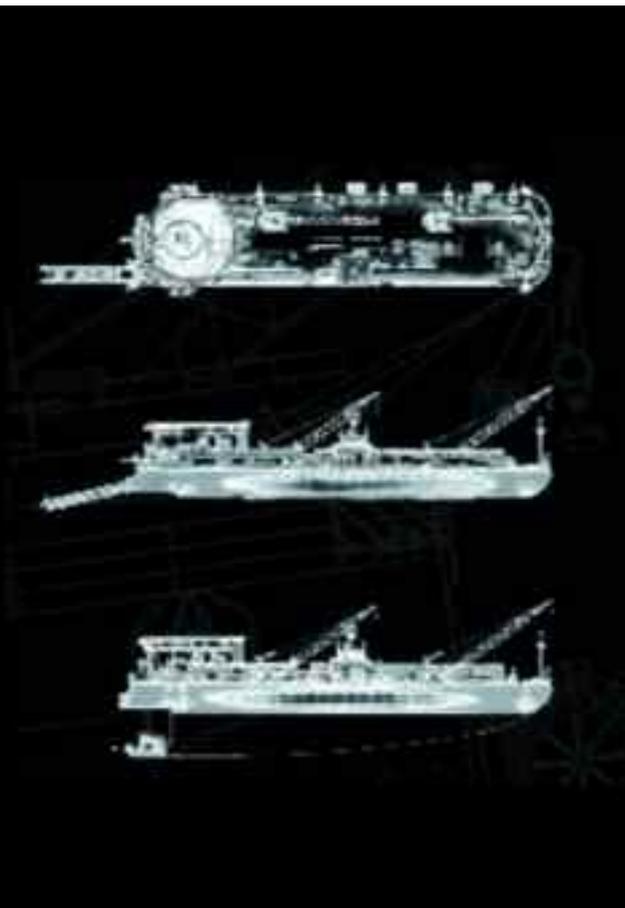
*Varo a S dal pontone posatubi semisommersibile della flotta Saipem CASTORO SEI (© Nord Stream AG).*

quanto sconsigliabile per il recupero delle stesse. Un'ancora o attrezzo da pesca che abbiano incocciato una condotta devono cioè essere abbandonati senza tentare di liberarli pena l'integrità del gasdotto. L'aggancio di una condotta può difatti condurre — a seguito dello spostamento della stessa con deformazione anche minima di una flangia di accoppiamento — a fuoriuscite del gas in pressione. Nel caso del metanodotto ischitano si avrebbe l'interruzione del flusso di gas con la chiusura automatica delle valvole delle cabine di Bacoli e Ischia. Altro esempio quello dell'incidente al TMPC con — a seguito dell'improvviso calo di pressione registrato — la immediata chiusura della linea danneggiata, nonché la messa in sicurezza degli impianti e del personale.

Ora, i danni di lieve entità — come quelli al rivestimento esterno — non in-

fluiscono sulla sicurezza e la produttività di una condotta non quelli che incidendo sulle sue condizioni operative necessitano di interventi immediati. Come quando lievi perdite o rotture di ampie dimensioni determinano la fuoriuscita di gas con parziale riempimento della tubazione con acqua. Per rotture di tratti considerevoli la condotta viene sollevata sul mezzo di posa con la sostituzione della sezione danneggiata con una direttamente saldata a bordo, mentre per rotture locali si interviene a mezzo «ROV».

Sottoposta a monitoraggio, modalità di ispezione di una condotta variano a seconda che essa si trovi in acque basse o in mare aperto da qui il ricorso ora a mezzi di limitato pescaggio e strumentazione al traino ora a «ROV». I controlli possono a loro volta essere sia esterni che interni. I primi riguardano l'analisi del potenziale del-



Pontone per interro e posa condotte per varo a S in bassi fondali della flotta Saipem Castoro 10 (© Saipem).

la protezione catodica e del rivestimento esterno, nonché la ricerca di eventuali perdite, graffi o ancora di oggetti pericolosi nelle vicinanze della condotta mentre difetti e anomalie come ammaccature, deformazioni, ovalizzazioni, intagli, aree di corrosione, difetti di laminazione o saldatura, cricche da *stress corrosion*, da idrogeno e da fatica possono venire rilevati in fase di ispezione interna da speciali dispositivi detti *pig* intelligenti dotati di sensori e altra strumentazione. A oggi si

conoscono *pig* calibratori per la individuazione di difetti geometrici e meccanici; *pig* magnetici o *Magnetic Flux Leakage* e *pig* a ultrasuoni o *Ultrasonic Test* per difetti di tipo *metal loss*; *pig* per la individuazione di cricche e falle; *pig* con dispositivi GSM o inerziali per l'accertamento di eventuali cambi di direzione nel tracciato della condotta mentre *pig* in gomma o in acciaio dotati di spazzole, dischi e altri accessori ripuliscono le condotte da eventuali depositi di sporcizia, residui di acqua, tracce di aria.

### Gasdotti sottomarini e loro rotta

**P**ropedeutica all'individuazione del tracciato per la posa di un gasdotto è la *Detailed Marine Survey* o DMS per la conoscenza della morfologia e della litologia del fondale con indagini condotte da mezzi di superficie e sottomarini e — per il rilievo di aree a morfologia irregolare — da minisommersibili. Nel caso del Mar Nero — luogo di transito del *Blue Stream* — lo studio della natura dei fondali ha per esempio evidenziato la presenza di strati superficiali di argilla con importanti concentrazioni di gas superficiale (in particolare lungo la piana abissale e il margine continentale turco), di affioramenti rocciosi lungo la scarpata continentale russa e pendenze elevate sul lato turco, di *pockmark* e fratture del suolo — dovute a fuoriuscita di gas — su entrambi i lati, quindi, su quello turco, di frane, scorrimenti del suolo, correnti di torbida e — ai piedi della scarpata continentale — di faglie.

I dati raccolti in fase di *survey* vengono elaborati e memorizzati su appositi supporti presenti a bordo dei mezzi impiegati mentre la loro interpretazione può avvalersi di riprese visive del fondo marino. Per le

operazioni di *survey* in ambito *Galsi* la *Geo Prospector* — nave idrografica della Fugro, società olandese specializzata nel rilevamento dei fondali marini, della superficie terrestre e dei sottofondi sabbiosi e rocciosi — si è avvalsa di un AUV — nome *Echosurveyor I* — dotato di ecoscandaglio multifascio ad alta risoluzione, sonar a scansione laterale, radar sottomarino. Durante la sua missione al largo della costa meridionale della Sardegna nel dicembre del 2007 l'AUV ha individuato un relitto in fondale perturbato nel punto inizialmente scelto per il posizionamento del gasdotto. L'interpretazione dei dati raccolti dal sonar e dall'ecoscandaglio quindi suggeriva la presenza di una nave militare circondata dai suoi rottami. Il relitto veniva nuovamente rilevato il 18 gennaio del 2008 dalla *Skandi Inspector* — altra nave della flotta Fugro — durante la raccolta dati a mezzo «ROV» venti miglia al largo della Sardegna meridionale sul posizionamento del cavo in fibra ottica *Artemis*. Il relitto localizzato tramite sonar di scansione veniva pertanto filmato dalle videocamere del «ROV» e identificato con la corazzata francese *Danton* silurata il 19 marzo del 1917 da sottomarini nemici 28 miglia a sud ovest di San Pietro mentre navigava verso sud alla velocità di 14,5 nodi (la nave era partita il giorno prima diretta a Corfù scortata dal cacciatorpediniere *Massue*) mentre notizie sul ritrovamento, posizionamento e disposizione della nave e dei suoi resti venivano trasmesse ai servizi idrografici d'Italia, Francia e Gran Bretagna e il gasdotto reinstradato posizionandone il passaggio lontano dal relitto e dall'area dei rottami.

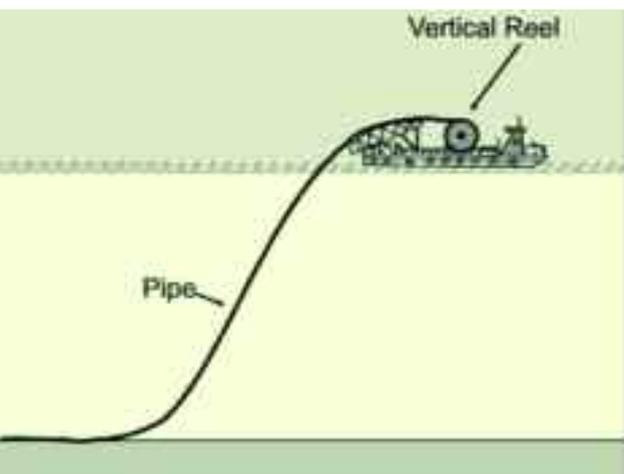
Resti di un nave affondata nel XVIII secolo sono stati invece rinvenuti nella Baia di Greifswald nel Mar Baltico dove transiterà il *Nord Stream*. Era stata la Marina svedese nel 1715 a zavorrare con pietre la na-



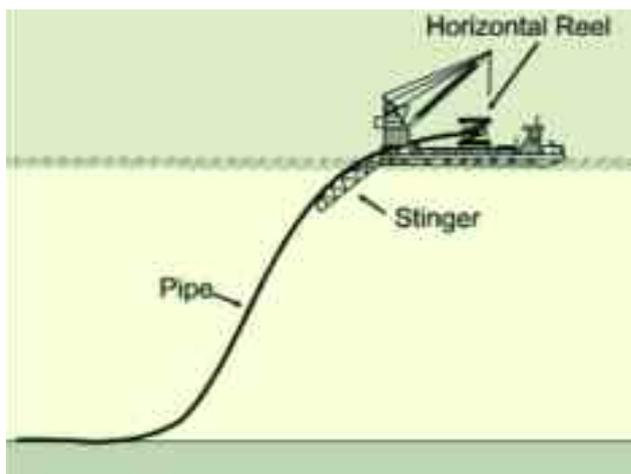
*Torre per varo a J a prua del pontone semisommersibile autopropulso a posizionamento dinamico Saipem 7000, (© Saipem).*

ve perché inabissandosi andasse a costituire insieme ad altre una barriera di 980 m contro le incursioni delle navi nemiche. I resti della nave sono stati recuperati per consentire la costruzione di un corridoio destinato al gasdotto con passaggio qui obbligatorio per la presenza a destra e sinistra della baia di altri relitti fra quelli affondati dalla Marina svedese ai primi del Settecento.

Nella scelta del percorso di un gasdotto si tende pertanto a evitare non solo le aree a presenza di relitti o di interesse archeologico in genere, ma anche quelle di dragaggio, ancoraggio o ancora quelle interessate da attività di pesca o dove sia elevato il rischio di caduta di oggetti dalle navi. Uno strumento di emergenza denominato *Extended Acoustic Radar* per il ri-



Varo a reel secondo la tecnica a S con bobina disposta in orizzontale (© Internet).



Varo a reel secondo la tecnica a J con bobina disposta in verticale (© Internet).

levamento di eventuali oggetti precipitati all'interno della tubazione durante le fasi di posa *offshore* di una condotta è stato per esempio messo a punto da Saipem. Del congegno — basato sulla propagazione delle onde acustiche e il riconoscimento automatico del bersaglio — è stato realizzato un prototipo sperimentato dal pontone semisommersibile *Saipem 7000* nell'ambito del progetto Medgaz.

Né vengono ignorate in fase di definizione della rotta di un gasdotto le aree attraversate da collegamenti con piattaforme e *riser*, condotte e cavi sottomarini. Un gasdotto sottomarino a sua volta ignorerà le zone destinate a esercitazioni navali di unità di superficie, anfibia, sommergibili, di tiro, bombardamento, dragaggio. Come il *Galsi* che nel suo tratto sud eviterà le aree di esercitazione di tiro E311 e T811 ma non quelle destinate alle esercitazioni dello spazio aereo soggetto a restrizioni ovvero R46, D40/A, R54.

Quanto invece alle aree a eventuale presenza di ordigni, può accadere che il loro ritrovamento sia successivo alla definizio-

ne della rotta di un gasdotto. Con ordinanza n. 36/2008 del 13 giugno la Capitaneria di Porto di Olbia dava per esempio notizia — con ciò interdendo traffico marittimo, attività subacquea e diportistica — della possibile presenza sul fondale un miglio a NNE di Capo Ceraso di proiettili di artiglieria di grosso calibro. Risultando l'area interessata per circa 1,4 km dal tracciato del *Galsi* dalla Società veniva comunicato come le aree interessate dai lavori di posa del gasdotto sarebbero state sottoposte ad attività di bonifica precauzionale da ordigni esplosivi residuati bellici o, più semplicemente, a ricognizione subacquea tesa alla localizzazione di potenziali ordigni bellici inesplosi. Con ordinanza n. 60/2008 del 15 ottobre la Capitaneria di Porto di Olbia preso atto del brillamento dell'ordigno a opera del nucleo SDAI della Maddalena a sua volta revocava l'ordinanza del 13 giugno, nonché la n. 58/2008 del 7 ottobre e la n. 59/2008 del 9 ottobre ad originaria interdizione della navigazione per operazioni di rimorchio e brillamento ordigni bellici al largo di Capo Ceraso.

## Stringhe di gasdotti

La costruzione di un gasdotto sottomarino passa attraverso la saldatura di singoli tubi della lunghezza di circa dodici metri che costituiscono la condotta realizzata saldando i giunti uno dopo l'altro e avanzando lungo la rotta designata in fase di progetto. I tubi possono a loro volta essere riuniti sotto forma di doppi o quadrupli giunti. Per la costruzione del *Greenstream* singoli tubi sono stati per esempio trasferiti via mare dall'area di stoccaggio nel porto di Trapani a bordo del *Castoro Sei*,

pontone posatubi semisommersibile della flotta Saipem con capacità di carico sul ponte di 3.600 t. Durante la costruzione del *Blue Stream* un cantiere per quadrupli giunti è stato invece allestito a Samsun su una vasta area nei pressi del porto commerciale. Qui i tubi sono stati saldati a due a due per poter formare barre da quarantotto metri con produzione giornaliera di due *rack* da 1.400 t. I giunti sono stati quindi trasferiti a bordo della *Saipem 7000*, issativi dalle due gru «D 7000» *Amhoist* completamente girevoli a prua del pontone, dove, posizionati al centro

Denominazione	Tipo	Tecnica Posa	Diametro max Condotte
<i>Saipem 7000</i>	Pontone semisommersibile autopropulso a posizionamento dinamico per sollevamento strutture e posa condotte in acque profonde.	J	32"
<i>Saipem FDS</i>	Nave a posizionamento dinamico per sviluppo di giacimenti di idrocarburi in acque profonde, per posa condotte e sollevamento.	J	22"
<i>Castoro Sei</i>	Pontone posatubi semisommersibile per posa condotte di largo diametro.	S	60"
<i>Castoro Otto</i>	Nave posatubi e sollevamento strutture	S	60"
<i>Saipem 3000</i>	Nave sollevamento autopropulsa a posizionamento dinamico per posa condotte flessibili in acque profonde e sollevamento strutture	Reel, J, S	6"
<i>Semac 1</i>	Pontone semisommersibile per posa condotte	S	58"
<i>Castoro II</i>	Pontone posatubi e sollevamento strutture	S	60"
<i>Castoro 10</i>	Pontone per interro e posa condotte in bassi fondali	S	60"
<i>Castoro 12</i>	Pontone posatubi per <i>shallow-water</i> e posa condotte in bassissimi fondali	S	40"
<i>S 355</i>	Pontone posatubi e sollevamento strutture	S	42"
<i>Crawler</i>	Nave posatubi e sollevamento strutture	S	60"
<i>Saipem Trenching barge</i>	Pontone per <i>post trenching</i> e <i>back-filling</i> di condotte in bassissimo fondale		40"
<i>Saibos 230</i>	Pontone di lavoro e posatubi con gru mobile per battitura pali, terminali, piattaforme fisse	S	30"

del mezzo, sono stati sollevati fino a una torre installata a prua fra le due gru. Tale torre, dotata di elevatore per giunti o *pipe loader lift*, alloggia a sua volta due stazioni di lavoro: una per la saldatura, l'altra per i controlli non distruttivi o NDT e il ripristino mediante *field joint coating* del rivestimento esterno in corrispondenza della saldatura generalmente dello stesso tipo di quello usato per proteggere il resto della tubazione dalla corrosione (generalmente strati di polietilene o polipropilene sopra materiale epossidico).

Una condotta è soggetta a corrosione per effetto chimico (ossidazione) o elettrochimico (corrosione galvanica). Una protezione passiva sotto forma di guaine di asfalto o strati di polietilene o polipropilene la proteggerà — applicata esternamente — dall'ossidazione mentre la protezione attiva o catodica a base di anodi sacrificali in zinco o in alluminio la proteggerà dalla corrosione galvanica. La protezione catodica — che in quanto tecnica anticorrosiva di una struttura metallica trova larga applicazione nella protezione di oleodotti e gasdotti — consiste nel rendere elettricamente negativa la struttura da proteggere attraverso il collegamento a una serie di anodi opportunamente collocati. La debole tensione che si stabilisce fra gli anodi e la struttura determina la formazione di una corrente elettrochimica che produce per corrosione il consumo degli anodi anziché della prima. *Test* di laboratorio effettuati per verificare il comportamento dei materiali in contatto con l'ambiente del Mar Nero particolarmente anossico e ad alte concentrazioni di H<sub>2</sub>S o acido solfidrico hanno per esempio condotto in ambito *Blue Stream* alla scelta del rivestimento in polipropilene a tre strati e alla definizione della protezione catodica con anodi sacrificali in lega di

zinco rispetto a quelli in alluminio rivelatisi di elevata efficienza elettrochimica in presenza di alte concentrazioni di acido solfidrico. A nodi sacrificali in zinco verranno utilizzati anche per il tratto a mare del gasdotto *OLT* mentre per la protezione passiva si ricorrerà a rivestimento in polietilene. Il tutto su tubi in acciaio API X-60. Per il *Galsi* si ricorrerà invece a tubi in acciaio con rivestimento interno in resina epossidica, rivestimento esterno in polipropilene per il tratto a mare, polietilene per quello a terra, rivestimento in gunita per acque poco profonde. Le resine epossidiche ridurranno l'attrito fra la parete del tubo e il gas agevolandone il flusso mentre la gunita rivestendo e appesantendo la tubazione fungerà ora da protezione contro urti ed episodi di corrosione ora — garantendo stabilità alla condotta sul letto di posa — da zavorra.

Prima delle operazioni di saldatura i tubi vengono ripuliti da eventuali impurità e residui di lavorazioni precedenti. Le due estremità da saldare vengono cioè sottoposte a cianfrinatura con l'asportazione di materiale lungo la circonferenza del tubo ciò che consente allo spessore di assumere una sagoma appropriata. I tubi vengono quindi avvicinati e allineati e i lembi riscaldati con torcia al propano ciò che impedirà il raffreddamento del primo cordone di saldatura.

Per la saldatura delle condotte si ricorre sempre più spesso alla tecnologia ad arco, insieme a quella a fiamma, a elettroscoria, alluminotermica, a fascio elettronico, a laser, nel novero delle saldature autogene per fusione. Nella tecnologia ad arco il calore necessario alla fusione viene generato facendo scoccare un arco elettrico fra un elettrodo e il materiale base dei lembi. Una saldatura ad arco sarà pertanto a elettrodi rivestiti (*Shielded Metal Arc Wel-*

Percorso  
del gasdotto  
Blue Stream,  
(© Gazprom).



ding o SMAW), ad arco sommerso (*Submerged Arc Welding* o SAW), a filo continuo (*Gas Metal Arc Welding* o GMAW), ad arco con elettrodo di tungsteno (*Gas Tungsten Arc Welding* o GTAW). La saldatura ad arco sommerso è stata per esempio utilizzata in ambito *Greenstream* e *Blue Stream* insieme alla tecnologia «PASSO» — sistema di saldatura genere «GMAW» a marchio Saipem — della quale è stata messa a punto una variante per la saldatura in verticale con *test* condotti su «pipeline» con inclinazione dell'asse a 5°, 30°, 45° a simulazione della configurazione assunta dalla condotta durante la posa a J.

Nella saldatura ad arco sommerso l'elettrodo, non rivestito, costituisce anche il materiale di apporto mentre la protezione dell'arco e del bagno di fusione è affidata a una coltre di materiale granuloso che ricopre il giunto separandolo dall'aria. Nella saldatura ad arco a filo continuo in atmosfera protettiva, dove l'arco scocca tra un filo metallico avvolto su un rocchetto e

il materiale base, la protezione del bagno di fusione è invece affidata a una miscela di gas che, introdotta esternamente, va a investire la zona interessata.

Per la identificazione di eventuali difetti le saldature vengono sottoposte a controlli NDT mediante tecniche radiografiche (*Welding X-ray NDT*) o a ultrasuoni (*Welding ultrasonic NDT*).

Per le saldature eseguite sulla linea di varo si parla di tubazione saldata in linea mentre per tubi direttamente saldati a terra e montati su bobine di tubazione avvolta su tamburo. Su un tamburo si possono avvolgere fino a venti metri di tubazione purché di tipo semirigido, modesto diametro ed elevato spessore di parete per sostenere le deformazioni plastiche indotte dalle operazioni di avvolgimento-svolgimento e raddrizzatura prima del varo. Nel caso in cui una tubazione venga saldata in linea, la condotta viene varata facendola scorrere a tratti di lunghezza variabile lungo una rampa subito dopo l'applicazione del rivestimento an-

ticorrosivo sui giunti e l'eventuale ripristino della gunita di apesantimento.

## Metodi di varo

**D**urante il varo la rampa del mezzo posatubi consente di far assumere alla condotta trattenuta a bordo da un sistema di tensionamento ora una conformazione a S ora una a J. Sui mezzi per la posa a S — adatta ad acque basse e di media profondità — una struttura reticolare rigida ad arco di circonferenza disposta in orizzontale e solidale al mezzo (*stinger*) controlla la curvatura della condotta (*overbend*) durante il suo ingresso in acqua facendole assumere la caratteristica forma a S, quindi, prima del contatto del tubo con il fondale, una curvatura nella direzione opposta (*sagbend*). Durante l'ingresso del tubo in acqua l'applicazione di tiro alla condotta tramite tensionatore controlla indirettamente lo stato di sollecitazione nel *sagbend*. In caso di avvicinamento per effetto di correnti o moto ondosso del mezzo posatubi al punto di contatto fra tubo e fondale — il cosiddetto *touch-down point* — aumenterà la curvatura ovvero la sollecitazione nel *sagbend* per cui si arriva ad un limite inferiore di riduzione del tiro oltre il quale si è costretti a tirare a bordo il tubo applicandovi un tiro costante. Viceversa il tubo risulterà più teso, laddove, distaccandosi dal fondale, richiederà al tensionatore una forza maggiore fino a un valore limite oltre il quale è necessario il suo rilascio.

Un dispositivo di tensionamento a elevata capacità di carico e controllo è stato ad esempio messo a punto da REMACUT, società piemontese specializzata nello studio, progettazione e costruzione di attrezzature e macchinari per oleodotti e gasdotti sottomarini. Il sistema REMACUT per

l'afferraggio e la movimentazione del tratto emerso della tubazione consta di due sistemi cingolati contrapposti che afferrano il tubo attraverso una serie di pattini gommati opportunamente sagomati.

Nella posa a J — adatta alle grandi profondità — la condotta viene invece varata lungo una rampa quasi verticale mentre il tubo, ora libero di assumere una configurazione naturale, evita lo *overbend* seguendo una deformata a J. Una torre di varo a J è stata installata nel 1999 sul pontone semisommersibile *Saipem 7000* per la posa di *flowline* di collegamento e *tie-back* sottomarini al mezzo genere *Deep Craft Caisson Vessel* o DDCV nell'ambito del progetto «Exxon Hoover Diana» nel Golfo del Messico. La torre è la stessa che alloggia le stazioni di lavoro per saldatura, controlli NDT, *field joint coating*. Durante il varo i tratti di condotta vengono calati sul fondale attraverso una apertura all'estremità della torre contestualmente al movimento del mezzo nella direzione opposta. Grazie al sistema di posizionamento dinamico «Class 3 DP» a 12 servomotori la *Saipem 7000* può inoltre condurre operazioni di varo in acque profonde mantenendosi stabile anche in condizioni ambientali estreme.

Una terza tecnica di varo detta *towing* prevede invece il tiro a mezzo rimorchiatori di tratti di condotta attraverso quattro modalità ossia *surface tow*, *mid-depth tow*, *off-bottom tow*, *bottom tow*. Nel *surface tow* la condotta — provvista di adeguato numero di moduli di galleggiamento — viene trascinata sulla superficie dell'acqua e privata delle boe sul luogo di varo (spesso le boe vengono riempite con acqua affinché fungendo da zavorra favoriscano la discesa della stessa sul fondo del mare). Nel *mid-depth tow* — con il trascinamento della condotta poco sotto la superficie



Operazioni di tie-in a Beni Saf — durante la costruzione del gasdotto Medgaz — a bordo della nave posatubi e sollevamento strutture della flotta Saipem CRAWLER (© Medgaz SA).

marina — un numero inferiore di moduli di galleggiamento è compensato dal moto in avanti del rimorchiatore mentre la condotta si adatterà sul fondale contestualmente all'arresto del mezzo all'altezza del luogo di varo. Nello *off-bottom tow* — con il trascinamento della condotta poco sopra il letto del mare — i moduli di galleggiamento sono sostenuti da catene con la condotta privata delle boe sul luogo di varo. Nel *bottom tow* — adatto a installazioni in acque basse e su fondali piatti e soffici — la condotta, sprovvista di boe, viene trascinata sul letto del mare dove viene rilasciata una volta sul luogo di varo. Un nuovo metodo relativo al tiro di lunghi tratti di condotta in galleggiamento è quello messo a punto da Saipem — la tecnologia è in fase di ingegnerizzazione per un progetto in Arabia Saudita — con l'impiego di galleggianti in campana d'aria con conseguente riduzione delle forze necessarie al traino.

Infine, il varo a *reel* — a S o a J — con svolgimento della tubazione avvolta su tamburo a bordo di appositi mezzi con la bobina disposta in orizzontale o in verticale. Si parlerà in tal caso di *Horizontal Reel Barge* (HRB) o *Horizontal Reel Ship* (HRS) e di *Vertical Reel Barge* (VRB) o *Vertical Reel Ship* (VRS). Per quanto le prime eseguano tradizionalmente il varo a S e le seconde tanto quello a J quanto quello a S si pensa di rendere adatte al varo a J anche le HRB e le HRS.

### **Gli approdi a terra, le operazioni di tie-in, collaudo e messa in esercizio di un gasdotto sottomarino**

**P**rima del varo convenzionale di una condotta mediante movimento del mezzo posatubi verso il largo secondo la rotta prefissata si procede alla realizzazione de-



gli approdi a terra o *shore approach*. Tale fase prevede l'allestimento delle aree di cantiere, lo scavo delle trincee, le operazioni di tiro e posa della condotta quindi il suo ricoprimento in trincea e le attività di ripristino ambientale. Nei pressi della costa la condotta viene solitamente interrata per limitare le eventuali interferenze con àncore e attività di pesca mentre via via che si procede verso il largo si passa dall'interramento alla semplice posa sul fondo del mare. Condotte posate sul fondale possono tuttavia venire appesantite localmente con materassi di ghiaia o scaricando ghiaia sull'intera tratta. Per tratti di condotta sospesi possono invece fungere da sostegno dispositivi meccanici, ghiaia e sacchi di sabbia.

Per le attività di tiro il mezzo posatubi viene posizionato con la rampa di varo allineata sulla rotta di progetto a una distanza dalla linea di costa dipendente dalla profondità del fondale. Nel frattempo, sul-



In alto:  
*La nave  
d'appoggio  
POLAR  
PRINCE  
insieme  
a Innovator  
e Beluga  
(© Saipem).*  
A lato:  
*Blue Stream:  
supervisione  
delle ultime fasi  
dei tiri a riva  
a Dzhugba  
(© ENI).*



Blue Stream: la nave posatubi e sollevamento strutture della flotta Saipem CASTORO OTTO a Samsun durante le operazioni di tiro a riva, (© Eni).

la costa, si sarà provveduto a installare un sistema di tiro della condotta — la cosiddetta testa di tiro — costituito da verricello lineare e relativi blocchi di ancoraggio — e, a bordo del mezzo di varo, all'assemblaggio della stringa munita di testa di tiro lato costa.

Dopo i tiri a terra, il varo in acque basse e quello in mare aperto, mezzi dotati di gru laterali sollevano i due tratti di condotta fuori dall'acqua per il loro collegamento in superficie: è questa l'operazione detta di *tie-in*. Eliminate le teste di tiro, saldati i giunti, effettuati i controlli NDT, ripristinato il rivestimento esterno, la condotta viene quindi calata sul fondale. Completati i lavori di posa, eseguiti quelli di intervento con il tubo pieno d'aria, la

condotta viene riempita con acqua e ripulita mentre un *test* idraulico — con pressione interna superiore a quella di progetto — ne verificherà la tenuta. Svuotata dell'acqua di collaudo, la condotta viene quindi asciugata con aria: il viaggio del gas sotto il mare può iniziare.

### **Fra Russia e Turchia: per un esempio di gasdotto sottomarino su lunga distanza**

**P**er la realizzazione del *Blue Stream* il gasdotto per il trasporto del gas russo in Turchia attraverso il Mar Nero nel 1999 Eni e Gazprom hanno costituito su base paritetica la *joint venture* Blue Stream Pi-

peline Company BV. Il *Blue Stream Project* ha visto la costruzione di un gasdotto di 1.250 km costituito da una condotta da 56" per 373 km di lunghezza, di proprietà della Gazprom, con attraversamento del territorio russo da Stavropol a Dzhugba sul Mar Nero; di una stazione di compressione; di due condotte sottomarine da 24" attraversanti il Mar Nero a una profondità massima di 2.150 m; di una condotta da 48" per 470 km di lunghezza operata da Botaã — società di Stato turca del settore oil & gas — per il collegamento alla rete di distribuzione di Ankara —, nonché la realizzazione da parte di Saipem e sulla costa russa di un sistema di condotte pari a tre chilometri dagli approdi alla stazione di compressione di Beregovaya, di una stazione temporanea di compressione aria per eventuali emergenze durante la posa sottomarina, le operazioni di collaudo idraulico e il *drying* o disidratazione della linea.

Le due condotte da ventiquattro pollici superata Beregovaya entrano nel Mar Nero a Dzhugba per riemergere a Durusu, nei pressi di Samsun. Esse seguono a loro volta due percorsi — la rotta E1 di 380,4 km, quindi la rotta W2, di 387,6 km — diversificantisi nella parte russa dell'approdo all'altezza della scarpata continentale e del fondale marino per poi riunirsi nella piana abissale da dove proseguono in parallelo fino all'approdo turco. La diversa profondità del tracciato ha richiesto due diversi metodi di posa, quello a J, eseguito dalla *Saipem 7000*, quindi quello tradizionale a S eseguito dal *Castoro Otto*, cui è stata affidata anche la costruzione degli approdi di Dzhugba e Durusu.

A dare il via alle operazioni di costruzione del tratto sottomarino del *Blue Stream* gli scavi sulla sponda russa e quelli sul lato turco dove il *Castoro Otto* ha ef-

fettuato i tiri a terra delle linee posizionandosi a circa 500 m dalla costa. Dopo l'attraversamento del Bosforo, la *Saipem 7000* ha recuperato la prima linea (W2) a 170 m di profondità sul lato russo per poi varare in direzione Turchia dove — abbandonata a 160 m di profondità d'acqua — è stata presa in carico dal *Castoro Otto* per varo e *tie-in* con la sezione di tubo proveniente da terra. La *Saipem 7000* è quindi tornata sul lato russo dove, recuperata la seconda linea (E1), l'ha varata in direzione Turchia dove è stata recuperata dal *Castoro Otto* a 155 m di profondità d'acqua per successivo varo fino ai 33 m e *tie-in* con la sezione proveniente da terra.

Un contributo italiano al *Blue Stream* è venuto anche da Gesp — società del settore delle tecnologie GIS — con la realizzazione del *Blue Stream Information System* o BSIS, sistema informativo geografico-documentale per la gestione integrata e *user friendly* dei dati — fotografie, filmati, disegni CAD, testi, immagini scansionate, profili acustici, informazioni geografiche, modelli digitali del terreno — relativi alla sezione *offshore* del gasdotto. Il GIS — che governa l'intero flusso dei dati e che nell'architettura generale del BSIS costituisce la base del sottosistema di gestione del gasdotto cui è collegato il sistema documentale — consente all'utente di navigare all'interno del sistema interrogando gli oggetti relativi al gasdotto e al suo percorso. I due sottosistemi a loro volta si integrano con il *Pipe Tracking System*, inventario di tutte le informazioni relative all'impiantistica del gasdotto, nonché con il sottosistema di simulazione idraulica che consente di calcolare preventivamente pressione, temperatura e situazioni critiche del flusso del gas sulla base di vari parametri e scenari stagionali. ■