

Dall'estrazione all'utilizzo

La ricerca dei giacimenti

La ricerca di nuovi giacimenti è molto costosa, perciò deve essere fatta con attenzione.

Le prime informazioni si ottengono dallo studio di foto aeree o da satellite, che forniscono una mappa delle rocce di superficie, utilizzando sistemi cartografici informatici (GIS) per l'integrazione tra loro dei dati e la ricostruzione di modelli digitali del terreno. Successivamente la geochimica, la micropaleontologia e la petrografia forniscono tutte le informazioni necessarie sulle caratteristiche fisico-chimiche delle rocce, la loro età e composizione.

Una volta localizzata un'area potenzialmente interessante, è necessaria una serie di indagini per accentare la natura delle rocce e la loro struttura geologica in profondità, nel sottosuolo, fino a diverse migliaia di metri di profondità. In particolare, lo scopo delle indagini è individuare la presenza di rocce che contengono idrocarburi (*reservoir*) e delle trappole che le delimitano: per questo si utilizzano indagini geofisiche, e, in particolare, la sismica a riflessione. Si generano onde sismiche con piccole cariche di esplosivo e con sistemi che mettono in vibrazione il terreno (sulla superficie terrestre) o con l'espansione rapida di aria compressa (in mare). Le onde si propagano nel terreno o in acqua, venendo riflesse in modo diverso a seconda di ciò che incontrano. Al loro ritorno in superficie vengono registrate da geofoni disposti opportunamente. L'elaborazione delle registrazioni fornisce una sorta di **"mappa" della composizione del sottosuolo**, da cui dedurre l'eventuale presenza di **trappole**. Lo scopo finale delle indagini preliminari è il calcolo del volume di idrocarburi presenti nel giacimento, che viene calcolato studiando la struttura e le dimensioni della trappola: con sofisticati software in grado di gestire tutti i dati raccolti nella fase di ricerca, vengono per questo ricostruiti modelli tridimensionali delle strutture, che permettono di calcolarne il volume e che serviranno poi per decidere il numero e l'ubicazione ottimali dei pozzi di esplorazione. Non tutte le trappole, infatti, contengono petrolio e solo la realizzazione di pozzi esplorativi può confermarne la presenza.

La perforazione dei pozzi

Il petrolio, prima di diventare benzina e plastica, deve subire un processo produttivo da parte dell'uomo molto complesso, che parte dalla ricerca dei giacimenti e attraverso le fasi di estrazione, lavorazione e trasporto (spesso svolte in Paesi lontani migliaia di chilometri tra loro) arriva a portarci la benzina al distributore sotto casa o il tubo di gomma nel negozio all'angolo. La perforazione dei pozzi è il solo modo di accertare il valore di un giacimento, ovvero il tipo e la quantità degli idrocarburi contenuti. Perforare un pozzo è operazione lunga e costosa, ma semplice.

Le rocce vengono perforate con uno scalpello rotante fissato all'estremità di una serie (batteria) di tubi d'acciaio (aste) avvitati tra loro, che viene allungata man mano che il pozzo diventa più profondo. Le aste sono sostenute da una torre alta circa 50 metri (*derrick*) e messe in rotazione da una piastra rotante azionata da un apposito motore elettrico. Lo scalpello è costituito da materiali durissimi e, in certi casi, dotato di inserti realizzati con diamanti sintetici.

La batteria di aste è lunga quanto la profondità del pozzo. In certi casi, si raggiungono gli 8.000 metri, mentre il peso sostenuto dalla torre può arrivare a 500 tonnellate. Le aste sono cave per permettere la circolazione di un apposito fango che lubrifica e raffredda lo scalpello, sostiene le pareti del pozzo e, ritornando in superficie, trasporta i detriti prodotti dalla frantumazione della roccia. A quote di profondità stabilite, il foro viene rivestito di tubi in acciaio (*casting*) che ne riducono gradualmente il diametro da 75 a 15-20 centimetri. Durante la perforazione esplorativa, si continuano ad analizzare i detriti prodotti per valutare se la quantità e la qualità degli idrocarburi estraibili sono sufficienti a ripagare i costi di produzione. In questa fase, prima di passare alla fase di sviluppo e produzione vera e propria del giacimento, si perforano altri "pozzi di delimitazione".

I tempi di realizzazione di un pozzo variano da un mese a un anno, a seconda delle profondità da raggiungere.

La fase di perforazione è una delle più critiche e delicate del ciclo del petrolio e può comportare forti impatti ambientali. Durante la perforazione, infatti, vengono prodotte grandi quantità di frammenti rocciosi, che sono rivestiti dal cosiddetto "fango di perforazione". Il fango di perforazione è una miscela complessa, composta da additivi chimici, a base di acqua od olio, utilizzata per prevenire il collasso dei pozzi durante la perforazione. In passato, i fanghi di perforazione venivano

accumulati e abbandonati sul posto. Oggi questa metodologia di smaltimento è stata superata e i fanghi vengono trattati e smaltiti adeguatamente per ridurre a zero l'impatto ambientale. Per prima cosa, a seconda della natura dei fanghi, viene separata la fase acquosa od oleosa del fango e vengono eliminate tutte le sostanze potenzialmente dannose. Sia la fase acquosa sia quella oleosa vengono recuperate e riciclate, mentre la fase solida decontaminata può seguire tre diverse strade: il conferimento in discarica, il riutilizzo come materiale di costruzione, ad esempio per strade o mattoni, o, infine, la reiniezione nel sottosuolo.

La perforazione in mare

L'esigenza di trasferire gli impianti di produzione ed estrazione a largo delle coste, con le conseguenti difficoltà nel realizzare un impianto in grado di resistere a condizioni ambientali particolari, ha fatto sì che la ricerca e l'ingegneria *offshore* siano diventate innovative e all'avanguardia per quanto riguarda lo sviluppo tecnologico. Gli impianti in mare sono di diversi tipi e si differenziano in base ai fondali, alle profondità e alle condizioni climatiche in cui si opera. Fino a 100 metri di profondità d'acqua, si usano piattaforme mobili autosollevanti (*jack-up*) formate da uno scafo sostenuto da tralicci scorrevoli (gambe). Queste poggiano sul fondo del mare, lasciando lo scafo 15-20 metri sopra il livello del mare per non risentire dell'azione delle onde e delle maree. Per profondità fino a 1.500 metri si utilizzano piattaforme galleggianti che, una volta ancorate, poggiano su scafi sommergibili. Per profondità superiori (fino a 3.300 metri) occorrono navi di perforazione, dotate di un'apertura nella carena per far passare la tubazione telescopica (*riser*), che collega l'impianto galleggiante alla testa del pozzo. Tali navi possono operare senza ormeggi fissi, mantenendo la posizione con sistemi dinamici, composti di numerose eliche contrapposte, azionate da computer.

Le piattaforme petrolifere

Le prime attività di perforazione in mare aperto ebbero luogo nel Golfo del Messico verso la fine degli anni '30 del secolo scorso. I primi impianti *offshore* di concezione moderna furono installati al partire dall'inizio degli anni Cinquanta, ma è stato con l'inizio degli anni Settanta che si è assistito a un vero e proprio boom dell'industria *offshore*. Negli anni Ottanta si sono sviluppate le tecnologie per l'estrazione in acque moderatamente profonde, mentre negli anni Novanta l'attenzione si è spostata sui giacimenti di piccole dimensioni (però di scarso interesse economico) e sulla ricerca di idrocarburi nei mari profondi.

Una piattaforma è dotata dei seguenti componenti:

- impianto di perforazione e manutenzione dei pozzi;
- impianti di estrazione degli idrocarburi;
- sistemi per la separazione dei gas dall'acqua e dal greggio;
- sistemi di sicurezza e di emergenza;
- sistemi per il trasporto degli idrocarburi fino alla costa;
- laboratori, alloggi del personale e sale comuni;
- torce e fiaccole per bruciare i gas in caso di emergenza o durante la messa in funzione dell'impianto.

Questi diversi componenti possono trovarsi su un'unica piattaforma oppure su strutture indipendenti, collegate fra loro. L'impianto di perforazione solitamente costituisce un'unità a parte che può essere rimossa al termine delle operazioni e riutilizzata per lo sviluppo di un altro campo di estrazione.

Essendo l'attività di perforazione ed estrazione in mare aperto molto delicata, gli impianti *offshore* sono dotati di sistemi di sicurezza all'avanguardia, necessari per ridurre l'impatto ambientale di questa attività. I sistemi di sicurezza presenti su una piattaforma petrolifera sono i seguenti:

- sistema di generazione di emergenza: entra in funzione in caso di malfunzionamento dei sistemi principali;
- sistema UPS (Ininterruptible Power Supply): sistema di sicurezza che entra in funzione in caso di non funzionamento dei sistemi di generazione di emergenza;
- sistemi di blocco dell'impianto: interviene a bloccare la produzione in caso di incidente;
- sistemi di rilevazione: si tratta di sensori posizionati su tutta la piattaforma in grado di rivelare la presenza di incendi, fumi o fughe di gas;
- sistemi di protezione antincendio: l'impianto è dotato di sistemi antincendio ad acqua, che viene pompata direttamente dal mare, a schiuma, ad anidride carbonica e a gas inerte, posizionati in tutta la piattaforma. Inoltre, l'impianto stesso è costruito con materiali resistenti alle alte temperature, per evitare il collasso della struttura in caso di incendio. In particolare la zona pozzi è isolata dalle altre aree della piattaforma con pareti antideflagranti;
- sistemi di sicurezza e di evacuazione del personale sono dislocati in posizione strategica su tutta la piattaforma;
- sistemi di allarme e telecomunicazione: permettono di segnalare una situazione di emergenza sia internamente sia all'esterno, per chiedere aiuto in caso di incidenti.

Estrazione

Nella fase di produzione, si realizza un numero di pozzi sufficiente a ottimizzare lo sfruttamento del giacimento. Ogni giorno per circa 20-30 anni, un pozzo produce da 500 a 1.000 tonnellate di petrolio (qualche migliaio di barili) e qualche centinaio di migliaia di metri cubi di gas naturale.

Inizialmente, il petrolio risale la condotta, spinto dalla pressione dell'acqua e del gas presente nel giacimento. In questo modo si può recuperare il 30% del petrolio e il 90% del gas. Un altro 10-15% può aggiungersi mantenendo alta la pressione del giacimento con acqua o altro gas. Infine, un ulteriore 10-15% può essere estratto iniettando emulsioni, vapori o solventi che lavano le rocce e staccano altro petrolio. Circa il 40% del petrolio contenuto in un giacimento, però, rimane nella roccia e non può essere estratto con le tecnologie attualmente a disposizione: la ricerca petrolifera si sta concentrando sulla possibilità di poter estrarre una maggior quantità di petrolio dai giacimenti, a costi economicamente vantaggiosi.

Circa un quinto della produzione mondiale di petrolio viene dal mare, una quota che è destinata ad aumentare nei prossimi anni. Qui, in un primo momento, si realizzano tanti pozzi a distanza di pochi metri l'uno dall'altro. Poi, per drenare bene tutto il giacimento anche in senso orizzontale, i medesimi pozzi vengono deviati per raggiungere posizioni che distano fino a qualche chilometro. Se il fondale marino supera i 400 metri, occorrono impianti sottomarini con l'apertura del pozzo installata sul fondale.

Durante la fase di produzione del petrolio, insieme agli idrocarburi si estraggono grandi quantità di effluenti liquidi, che devono essere trattati in maniera adeguata per evitare una contaminazione dell'ambiente. I liquidi che vengono prodotti durante la fase di estrazione sono costituiti essenzialmente dalle **acque di produzione** e dalle **acque di iniezione**. Le prime vengono estratte insieme agli idrocarburi; infatti, all'interno dei giacimenti, il petrolio e il gas naturale sono associati a grandi quantità di acqua, molto più salina di quella degli oceani. Inoltre, con la maturazione del giacimento, si riduce la quantità di idrocarburi estratti e aumenta la quantità di acqua, tanto che, alla fine della fase di produzione di un giacimento, i volumi di acqua estratta superano quelli di idrocarburi. Le acque di produzione contengono composti organici e inorganici, spesso tossici, che devono essere eliminati dalle acque prima che queste vengano smaltite.

Le acque di iniezione derivano dal ritorno in superficie delle acque pompate nel pozzo per mantenere adeguati i livelli di pressione. Nella maggior parte dei casi le acque vengono iniettate nuovamente nel giacimento, nel caso di impianti offshore possono essere smaltite in mare, ma solo se non contengono sostanze inquinanti, in altri casi possono essere riutilizzate ad esempio per scopi agricoli.

Smaltimento dei composti dello zolfo nel gas associato

Il gas associato che risale insieme al petrolio può contenere elevati quantitativi di composti dello zolfo (principalmente H_2S). In questo caso, il gas associato viene trattato in appositi impianti di desolforazione che sono in grado di eliminare il 99,9% dell' H_2S presente. Il prodotto di scarto degli impianti di desolforazione è zolfo solido (S_8), che può essere riutilizzato o stoccato, previa impermeabilizzazione, e conservato sul luogo di produzione in attesa di impieghi futuri. Uno dei principali riutilizzi dello zolfo solido è la produzione di fertilizzanti, ma esistono usi alternativi: ad esempio, lo zolfo solido può essere utilizzato per la realizzazione del cemento di zolfo. Questo materiale è più resistente del cemento tradizionale ed ha un doppio vantaggio: riutilizzare una sostanza di scarto sottraendola alla discarica e risparmiare sulla produzione di materie prime.

Trattamento e stoccaggio

Appena estratto, il greggio è costituito da una miscela di idrocarburi e contiene acqua, gas disciolto, Sali, zolfo e sostanze inerti come sabbia e metalli pesanti. Prima di essere immesso negli oleodotti, l'olio estratto deve subire una serie di trattamenti, quali il **degasamento**, la **disidratazione**, la **desalificazione** e la **desolforazione**.

Durante la fase di **degasamento**, l'olio viene separato dal gas a cui è associato nel giacimento. Per far ciò, il greggio viene fatto transitare all'interno di 3-4 separatori in serie, ovvero particolari recipienti in pressione. Questa separazione a più stadi consente di recuperare al massimo gli idrocarburi liquidi.

Durante la fase di **disidratazione** viene eliminata l'acqua presente nel greggio. L'acqua può essere "libera" o sotto forma di emulsione: nel primo caso l'acqua può essere facilmente separata per differenza di densità usando un separatore, nel secondo caso, la separazione è più complessa e può avvenire grazie all'utilizzo di prodotti chimici emulsionanti (tensioattivi) o con il riscaldamento della miscela.

Un altro importante processo di trattamento che normalmente il greggio deve subire è quello della **desolforazione**. Molto spesso, infatti, il greggio contiene idrogeno solforato, un gas tossico molto corrosivo, che deve essere eliminato. Il processo più utilizzato è il cosiddetto "strippaggio", che consiste nel far gorgogliare in controcorrente, all'interno di speciali recipienti cilindrici verticali (*stripping tower*), il gas dolce e il greggio. In questo modo il gas dolce sottrae l'idrogeno solforato al greggio.

Il processo di **desalificazione**, infine, serve per rimuovere il cloruro di sodio ed eventuali sedimenti dal greggio. Questo processo permette anche di rimuovere altri contaminanti solubili in acqua, come carbonati o solfati, oltre ai cloruri di metalli pesanti.

Dopo aver subito i vari trattamenti il greggio normalmente il greggio viene stoccato in serbatoi cilindrici in acciaio dotati di impianto di raffreddamento, antincendio e di un bacino di contenimento in caso di rottura, in attesa di essere trasportato alle raffinerie mediante petroliere e oleodotti.

Trasporto del petrolio

Il petrolio è presente in quantità apprezzabili per poterne avviare la produzione, solo in alcune zone della Terra. Pertanto la maggior parte di esso deve essere trasportato per raggiungere le raffinerie e i luoghi di consumo. L'Italia, ad esempio, deve importare il 91,4% del petrolio che consuma da altri paesi (*Fonte dei dati: eni, World Oil & Gas Review 2014*).

Ci sono due modi di trasportare il petrolio, spesso complementari, gli oleodotti e le petroliere. Gli oleodotti comprendono un complesso di condotte costituite da tubi in acciaio in tronchi della lunghezza di 10-12 metri saldati elettricamente tra loro. In genere vengono interrati a una profondità di 3-15 metri o posti sui fondali marini. Il movimento del greggio lungo l'oleodotto è assicurato da grandi pompe distribuite lungo il percorso a distanze che variano dai 50 ai 250 chilometri a seconda delle caratteristiche del territorio attraversato. Stazioni di controllo e sicurezza distribuite lungo il percorso ne garantiscono il trasporto ai porti d'imbarco e alle raffinerie.

La fase del trasporto del petrolio via mare è molto delicata, poiché può trasformarsi in una delle principali fonti d'inquinamento per mari e oceani, se le navi naufragano e si spezzano. Una moderna petroliera è una nave cisterna a compartimenti separati e doppio scafo (ovvero dotata di un doppio guscio metallico a protezione del petrolio trasportato) e dotata di sistemi sofisticati di prevenzione degli incidenti, al fine di ridurre al minimo il rischio di versare il petrolio nel

mare. Prima della crisi degli anni Settanta, le petroliere erano enormi (450 m di lunghezza, per 500 tonnellate di stazza), ma questa tendenza è stata frenata sia per la riapertura del Canale di Suez, che ha imposto limitazioni alle dimensioni delle navi in transito, sia per i mutamenti del mercato, sia, negli ultimi anni, per ragioni di sicurezza e tutela ambientale. Per ridurre l'impatto ambientale di queste navi, sono stati introdotti anche nuovi sistemi di ripulitura delle cisterne che permettono di raccogliere i residui petroliferi per trattarli poi in impianti a terra, anziché scaricarli in mare.

La raffinazione

Il petrolio greggio è costituito da una grande varietà di idrocarburi con diverse quantità di atomi di carbonio. Il rapporto tra queste sostanze varia da luogo a luogo. Ad esempio, il petrolio venezuelano è ricco di molecole lunghe che lo rendono più denso, mentre, il greggio del Mare del Nord è più fluido. Per suddividere il greggio nei suoi componenti, sfruttandolo al meglio, occorre avviarlo a **distillazione frazionata** (o raffinazione).

I vari idrocarburi vengono separati in base alla diversa temperatura di ebollizione. Il greggio liquido, riscaldato a circa 400 gradi centigradi alla base della torre di raffinazione, si trasforma in un miscuglio di gas che salgono verso l'alto. Salendo, i gas si raffreddano e, in base alla diversa temperatura di condensa, vengono separati. Gli idrocarburi più pesanti condensano subito e si depositano sul fondo. Gli altri risalgono, ritornando allo stato liquido a diverse altezze, dove vengono raccolti.

I residui con oltre 20 atomi di carbonio condensano per primi e possono essere ulteriormente separati, mediante distillazione sotto vuoto, per produrre oli, lubrificanti, paraffine, cere e bitumi.

Il **gasolio** con 14-20 atomi di carbonio, condensa a 250-350 gradi centigradi. E' un liquido denso, utilizzato come combustibile per motori diesel e per il riscaldamento domestico.

Il **kerosene** con 10-15 atomi di carbonio, condensa a 160-250 gradi centigradi. E' un combustibile oleoso usato come propellente per aerei a reazione e impianti di riscaldamento.

La **nafta** con 8-12 atomi di carbonio condensa a 70-160 gradi centigradi. E' una sostanza liquida gialla usata come combustibile e trasformata per produrre materie plastiche, farmaci, pesticidi, fertilizzanti. E' anche un solvente per la preparazione della gomma.

Le **benzine** con 5-10 atomi di carbonio, condensano a 20-70 gradi centigradi. Sono usate come carburante per automobili ed aerei, ma anche nella produzione di materie plastiche e detersivi.

Per quanto riguarda i gas, a 20 gradi centigradi, rimangono gassosi solo metano, etano, propano e butano. La maggior parte di essi viene usata per scopi energetici e per produrre sostanze petrolchimiche e materie plastiche. In particolare, butano e propano formano il combustibile denominato GPL.

Centrali a vapore

Nelle centrali elettriche non si usa il petrolio "grezzo", bensì un prodotto intermedio della raffinazione, che si chiama olio combustibile.

In particolare, nelle centrali termoelettriche a vapore si sfrutta l'energia del vapore, prodotto da una "caldaia" nella quale si brucia un combustibile liquido, quale l'olio combustibile e la nafta oppure anche il metano (normalmente le moderne caldaie possono bruciare indifferentemente tutti e tre i tipi di combustibile).

Generalmente i grandi impianti termoelettrici sono installati in prossimità di grandi centri di consumo e necessitano di adeguati rifornimenti di acqua per la produzione di vapore e di depositi di combustibile. La combustione avviene in una zona della caldaia chiamata "camera di combustione", con le pareti costituite da un insieme di tubi dove l'acqua si riscalda e si trasforma gradualmente in vapore. Nella camera a combustione arriva il combustibile attraverso apposite aperture, mediante le quali viene immessa, tramite appositi ventilatori, anche l'aria necessaria per la combustione. Seguendo un determinato percorso, i gas prodotti dalla combustione cedono una buona parte del loro calore ed attraversano, all'uscita della caldaia, i preriscaldatori che rilasciano l'aria che verrà immessa nella caldaia; poi passano in una serie di filtri depuratori ed infine vanno nella ciminiera che li disperde nell'aria. Il vapore fa poi girare le pale di una turbina collegata a un alternatore per la produzione di corrente elettrica. Le turbine a vapore sono, con molta

approssimazione, paragonabili a quelle idrauliche, ma costruttivamente differiscono notevolmente perché hanno a che fare non con acqua, ma con vapore surriscaldato, con tutti i problemi di temperatura e di tenuta che ne conseguono.

Abbattimento degli inquinanti

Nei fumi delle centrali termoelettriche sono contenute sostanze inquinanti prodotte durante la combustione dell'olio combustibile. Si tratta di:

- **anidride solforosa** (SO₂): prodotta dall'ossidazione dello zolfo naturalmente contenuto nei combustibili;
- **ossidi di azoto** (NO_x): prodotti dall'ossidazione dell'azoto contenuto nei combustibili e di quello presente nell'aria;
- **polveri**: prodotte nel corso del complesso processo fisico-chimico a cui sono sottoposte le particelle dei combustibili all'interno della camera di combustione;
- **biossido di carbonio** (CO₂): prodotto naturale di tutti i fenomeni di combustione.

Ovviamente gli effetti sull'ambiente delle sostanze sopra menzionate dipendono dalla loro concentrazione. Le moderne centrali termoelettriche sono dotate di sistemi per la riduzione delle emissioni inquinanti, che sfruttano diverse tecnologie:

- **denitrificatore**: riduce gli ossidi di azoto mescolandoli con ammoniaca e ossigeno per ottenere acqua e azoto molecolare (non inquinante);
- **captatore di polveri**: grazie all'azione di campi elettrostatici o di filtri, le particelle solide vengono trattenute e non disperse in atmosfera (la capacità attuale di abbattimento raggiunge il 99,9%);
- **desolforazione dei fumi**: operazione che consente di eliminare fino al 97% i composti di zolfo presenti nei fumi delle centrali;
- **trattamento delle acque**: esistono diversi tipi di utilizzo delle acque negli impianti; in ogni caso, prima di essere scaricata, l'acqua viene trattata per eliminare le eventuali sostanze inquinanti presenti, e l'immissione nei fumi o in mare avviene solo quando le concentrazioni di sostanze inquinanti e le temperature sono inferiori ai limiti di legge.

In definitiva tutte le sostanze vengono filtrate e trattenute dai sistemi di abbattimento presenti negli impianti. Per favorire la dispersione in quota delle emissioni residue ed evitare l'inquinamento del suolo, i camini di scarico sono molto alti, in certi casi oltre 200 metri.

Centrali a turbogas

Nelle **centrali a turbogas**, al posto della caldaia, viene impiegata una turbina a gas, ossia una macchina termica rotativa che converte il calore in lavoro, usando direttamente i gas combustibili come fluido di lavoro, erogando potenza meccanica su un albero rotante.

L'aria aspirata dal compressore viene compressa ed inviata alla camera di combustione dove viene bruciato il combustibile (gasolio, benzina, o anche metano) e la miscela di aria e gas ad alta temperatura viene inviata direttamente nella turbina, dove avviene la conversione dell'energia termica in quella meccanica. Una parte dell'energia meccanica viene convertita dall'alternatore accoppiato alla turbina in energia elettrica; l'altra parte viene utilizzata per azionare il compressore. In pratica, una centrale a turbogas è basata sullo stesso principio sfruttato nei propulsori degli aerei a reazione, con la differenza che negli aerei la turbina produce solo la parte di energia richiesta per l'azionamento del compressore, mentre la rimanente parte viene sfruttata come getto di gas di pressione per generare la spinta necessaria per il volo.

Questo tipo di impianto presenta diversi vantaggi: costi ridotti, la possibilità di avviamento anche in caso di mancanza di

energia dalla rete, semplicità e rapidità di costruzione e infine il fatto che non necessita di acqua di raffreddamento, il che permette di ubicarlo in qualsiasi zona, anche sprovvista di rifornimento idrico.

Dismissione degli impianti

Quando un giacimento si esaurisce, segue la fase di smantellamento degli impianti. La dismissione degli impianti consiste nella rimozione in sicurezza del centro olio, delle piattaforme, delle strutture per la compressione e il dispacciamento degli idrocarburi, la rimozione delle teste pozzo e delle condotte di collegamento con i punti di raccolta. Dopo la rimozione degli impianti segue la fase di ripristino ambientale. Per quanto riguarda le aree dove sorgevano i pozzi e il centro olio, queste vengono bonificate e ricondotte alla situazione precedente l'inizio delle operazioni, con la ricostruzione del manto erboso e la piantumazione degli alberi. Per quanto riguarda la dismissione degli impianti offshore, vengono eseguite le operazioni di messa in sicurezza dei pozzi e vengono rimosse le strutture e le condotte che collegavano la piattaforma ai centri di trattamento a terra. Tali operazioni sono molto delicate e richiedono personale specializzato al fine di evitare impatti ambientali. Alla fase rimozione degli impianti, segue l'individuazione di siti idonei per il conferimento dei materiali non riutilizzabili e lo smaltimento finale dei prodotti potenzialmente inquinanti. Un approccio alternativo allo smantellamento e rimozione delle strutture offshore prevede il riutilizzo in loco delle piattaforme dismesse, ad esempio come barriere artificiali. E' stato osservato, infatti, che molte strutture artificiali poste in mare aperto vengono colonizzate dalla macrofauna bentonica e da numerose specie di pesci che trovano un habitat idoneo alla riproduzione. Un'altra possibilità è l'installazione di impianti eolici offshore sulle piattaforme dismesse. Le piattaforme dismesse, infatti, possono fornire un supporto alle pale eoliche e permette di installare gli impianti lontano dalle coste, dove i venti sono più forti e costanti e dove non ci sono problemi paesaggistici. L'opzione di lasciare sul posto le piattaforme dismesse deve essere attentamente valutata dal punto di vista ambientale e legislativo.