

Completamento dei pozzi

3.5.1 Introduzione

Con il termine completamento o *completion* di un pozzo petrolifero si definisce l'insieme delle operazioni necessarie, al termine della perforazione, per consentire la produzione in superficie di idrocarburi. Il completamento ha carattere prevalentemente permanente, pertanto i parametri progettuali devono essere valutati attentamente e le possibili soluzioni sottoposte a una ottimizzazione tecnico-economica.

La progettazione di un completamento richiede la scelta e la disposizione delle attrezzature da utilizzare, la selezione dei materiali, il dimensionamento del *tubing* (tubini di produzione), la valutazione degli intervalli da porre in produzione e le modalità d'estrazione del fluido. Tale valutazione deve tener conto dell'evoluzione delle caratteristiche produttive del pozzo sulla base delle previsioni di produzione.

Infatti, le caratteristiche produttive di un pozzo dipendono dall'interazione tra il giacimento, il completamento e gli impianti di superficie. Questi macro elementi, tra loro interagenti, portano all'instaurarsi delle condizioni di produzione in relazione ai regimi di pressione e alla portata erogata alla testa pozzo.

Un elemento che ha una influenza basilare sulle condizioni fluidodinamiche che si instaurano durante la produzione è il fluido erogato. Questo può essere un liquido, un gas o una miscela di liquidi e gas. Pertanto, le caratteristiche chimico-fisiche del fluido erogato e la sua evoluzione nel tempo sono un elemento che deve essere noto al fine della progettazione del completamento. La conoscenza delle caratteristiche del fluido erogato è l'elemento di base per definire la pressione al primo separatore, che andrà a costituire il punto di chiusura del sistema fluidodinamico giacimento-pozzo-impianti di superficie e che costituisce il punto di partenza nella progettazione dell'impianto di produzione.

La capacità produttiva del pozzo viene determinata sia sulla base delle conoscenze del giacimento riguardanti la pressione di strato, la permeabilità e lo spessore della formazione mineralizzata attorno al pozzo, sia sui risultati delle prove di produzione eseguite preliminarmente che conducono alla determinazione dell'indice di produttività o Productivity Index (PI). A partire dalla capacità produttiva, definita come una funzione che lega la portata erogata al regime di pressioni agente, nota come Inflow Performance Relationship (IPR), si determinano le condizioni di esercizio del pozzo in base alle quali si sceglie il diametro e lo spessore del tubing (tubini di produzione). Inoltre, considerando la vita del pozzo si deve valutare sia l'efficienza del completamento in base alla diminuzione della pressione di giacimento, sia l'eventuale necessità di sostituire il completamento iniziale con uno di maggiore diametro, per avere minori perdite di carico, e assicurarsi così la portata erogata, oppure, nel caso in cui la pressione di giacimento non consenta l'erogazione spontanea, di valutare l'eventuale installazione di un sistema di sollevamento artificiale.

La presenza di componenti non idrocarburiche nella miscela prodotta condiziona la scelta dei materiali da impiegare. Infatti la frequente presenza di biossido di carbonio e/o di acido solfidrico nelle miscele di idrocarburi assieme ad acqua, sempre presente, comporta la formazione di soluzioni acide che aggrediscono i materiali costituenti i completamenti. Si adottano pertanto materiali con un elevato grado di resistenza alla corrosione o alla alterazione delle proprietà meccaniche quali acciai speciali, elastomeri, materiali compositi.

Un ulteriore parametro importante nella scelta dei materiali e nella progettazione strutturale dei completamenti è la temperatura. Come è noto, la temperatura nel sottosuolo aumenta con la profondità (circa 3°C ogni 100 m) sottoponendo quindi le strutture metalliche utilizzate a una sollecitazione meccanica indotta

dalla dilatazione termica. La temperatura ha inoltre diversi effetti sui processi di aggressione dei materiali da parte delle componenti acide, sul comportamento meccanico e sulla stabilità dei materiali plastici ed elastomerici.

Le caratteristiche geologico-strutturali del giacimento e la tipologia di mineralizzazione sono alla base della scelta del tipo di completamento da adottare. Si hanno due categorie di completamenti: i completamenti convenzionali e i cosiddetti completamenti 'intelligenti' o *smart*. Questi ultimi, nati nei primi anni Novanta del secolo scorso, hanno l'obiettivo di consentire una gestione della produzione direttamente nel pozzo, evitando interventi di manutenzione che comportino interruzioni della produzione e costi operativi aggiuntivi.

Nel corso della vita produttiva di un pozzo, dell'ordine delle decine di anni, si possono rendere necessari degli interventi mirati a ripristinare le condizioni ottimali di erogazione. Queste possono venire ridotte a causa di intasamenti, incrostazioni (*scale*), depositi di idrati o di asfalteni e altro sia nel foro sia nella formazione. Le operazioni da intraprendere per la rimozione di eventuali ostruzioni o per un recupero della capacità produttiva della formazione devono essere programmate già in fase di progetto del completamento, al fine di ridurre i loro costi e semplificare gli interventi.

Alcune operazioni di completamento hanno un carattere preventivo su fenomenologie che si possono verificare in fase di produzione. In particolare, il trascinarsi di solidi dalla formazione, attraverso il completamento, è mal sopportato dall'impianto di produzione in quanto causa fenomeni di erosione sia distribuiti uniformemente sia localizzati, come nel caso di valvole o curve, e genera inoltre la necessità di separare il particolato solido dai fluidi e poi di smaltirlo opportunamente, dovendo quindi ricorrere all'installazione di filtri e dispositivi di trattenimento delle 'sabbie'.

3.5.2 Tipi di completamento

Generalità

I completamenti dei pozzi si dividono in due grandi categorie: i completamenti in foro scoperto e quelli in foro tubato.

I completamenti in foro scoperto consistono nel lasciare la formazione mineralizzata senza disporre le colonne di rivestimento e cementarle. Questo tipo di completamenti viene realizzato mantenendo il foro aperto quando le formazioni interessate hanno una capacità di auto-sostegno oppure quando la formazione è così fortemente fratturata per cui la riuscita dell'operazione di cementazione non è assicurata. È una soluzione ottimale poiché mantiene tutta la superficie drenante disponibile alla produzione limitando fortemente le perdite di

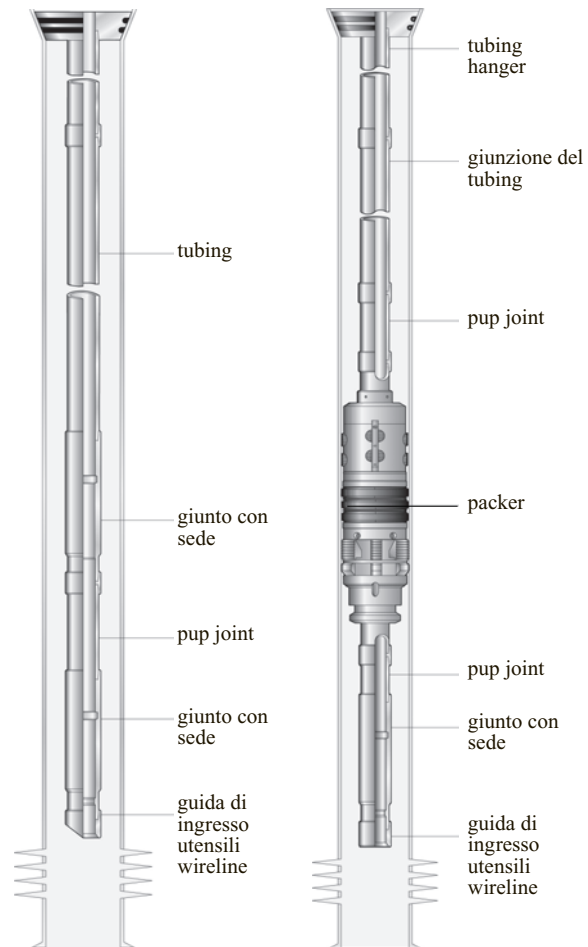


fig. 1. Completamento senza packer (© 2004 Baker Hughes, Incorporated).

fig. 2. Completamento con packer in stringa singola (© 2004 Baker Hughes, Incorporated).

pressione. Inoltre l'assenza di rivestimenti è un fattore a favore degli interventi di stimolazione del pozzo. Viceversa, tale soluzione non consente di controllare l'ingresso di sabbie e acqua nel foro risultando quindi molto difficoltoso intervenire per procedere a isolamenti di livelli e alla relativa stabilizzazione.

I completamenti in foro tubato sono i più impiegati, soprattutto per ragioni tecniche relative alla stabilità del foro. Si tratta di realizzare un completamento in un pozzo che è stato rivestito e cementato su tutto il suo sviluppo. Per poter consentire la produzione è necessario procedere a ristabilire la comunicazione idraulica tra la formazione mineralizzata e il foro. Questa operazione viene realizzata attraverso procedure di perforazione dell'insieme rivestimento-cemento e formazione mineralizzata.

Le possibili soluzioni in merito alla connessione tra la formazione produttiva e la superficie sono di quattro tipi: a) senza la batteria di tubi di produzione (tubing); b)

con una stringa di produzione e senza isolamento tra casing e tubing; *c*) con una sola stringa di produzione e con isolamento idraulico; *d*) con un sistema multiplo di tubing.

Il metodo di completamento senza colonna di produzione o *tubing less* viene utilizzato in pozzi dove la pressione nella formazione mineralizzata è generalmente bassa e si vogliono ottenere delle portate elevate. Si tratta di produrre direttamente attraverso il rivestimento finale del pozzo senza alcun ausilio di stringhe di produzione né di sistemi di isolamento.

Un altro completamento, con caratteri di economicità, è quello senza isolamento (packer) o *packerless completion*. In questo caso viene posta nel pozzo solamente la colonna di produzione e sarà possibile produrre sia attraverso essa che attraverso l'annulus o entrambe (fig. 1). La colonna può essere utilizzata per le operazioni di iniezione di inibitori o di fluidi di soffocamento del pozzo. Questo metodo presenta dei limiti d'impiego legati alle condizioni di flusso e alla protezione dei materiali tubolari. Inoltre la rilevazione di eventuali perdite sia dal tubing che dal rivestimento del pozzo risulta difficoltosa, così come la possibilità di raccogliere dati di pressione a fondo pozzo.

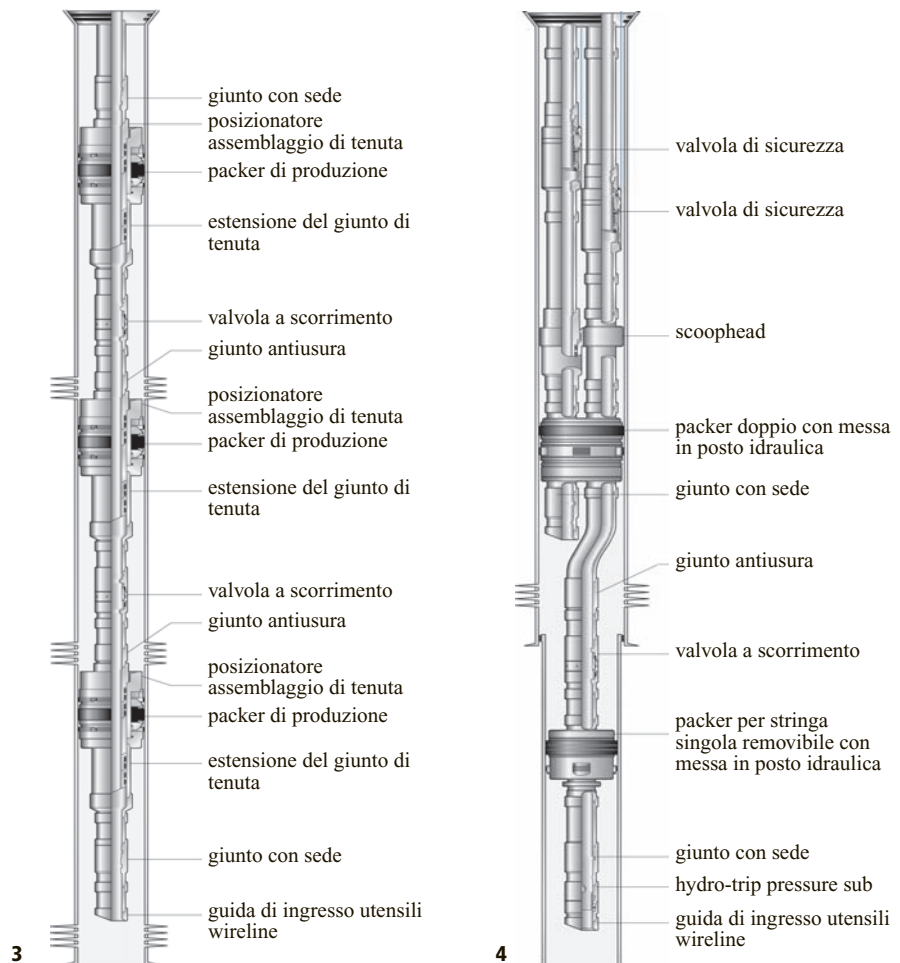
Il completamento singolo con una sola stringa di produzione e con isolamento idraulico si adotta ove l'orizzonte produttivo è omogeneo e non si riscontra una particolare necessità di differenziare la produzione su livelli. Consiste nell'impiego di una sola stringa di produzione che viene posta nel pozzo con un dispositivo di isolamento del tratto di formazione da mettere in produzione, il packer (fig. 2).

Nel caso di più orizzonti produttivi interessati dallo stesso fluido si può adottare un completamento singolo selettivo. Questo sistema è costituito da una sola stringa di produzione con più packer che isolano i vari livelli produttivi. Attraverso operazioni wireline è possibile aprire o chiudere le valvole in modo da consentire la produzione dai singoli livelli (fig. 3).

Il completamento con stringhe multiple di produzione consiste nell'impiego di due o al massimo tre tubing che producono contemporaneamente da più livelli, isolati da packer (fig. 4). Questa soluzione è adatta al caso di giacimenti in cui sono presenti livelli con mineralizzazioni diverse, per esempio gas e olio o differenti tipi di olio, consentendo di produrre in maniera selettiva a seconda delle necessità, ma anche contemporaneamente dai

fig. 3. Completamento selettivo in stringa singola (© 2004 Baker Hughes, Incorporated).

fig. 4. Completamento in stringa doppia (© 2004 Baker Hughes, Incorporated).



diversi livelli produttivi. È sempre possibile adottare per le singole stringhe una soluzione analoga al completamento singolo selettivo ottenendo così un completamento multiplo selettivo. Limite intrinseco al sistema è il diametro dei tubi che si possono utilizzare, che implica una limitazione nelle portate erogabili dalla singola stringa.

Completamenti multilateral

L'introduzione della perforazione di pozzi deviati e in particolare l'adozione di schemi multilateral ha condotto alla necessità di sviluppare dispositivi per i completamenti *ad hoc*. In generale, la tecnologia di completamento per pozzi multilateral unisce la funzione selettiva a quella multipla con la particolare caratteristica di utilizzare non un singolo foro ma più fori convergenti in un pozzo 'padre'. Infatti, la base di un sistema multilateral è rappresentata da derivazioni di più pozzi da uno principale. Il numero di pozzi, il loro orientamento, disposizione e angolo rispetto alla verticale, nonché il tipo di completamento e isolamento scelto, diversificano tale tecnologia. Nel seguito viene data una sintetica rassegna dei sistemi attualmente disponibili, secondo la classificazione fornita dal Technology Advancement of Multilateral (TAML), gruppo di operatori esperti nel settore (fig. 5).

Il *livello 1* è il cosiddetto *Openhole Sidetrack*. Questo metodo è il più semplice sistema di completamento. Il pozzo principale e i secondari sono a foro scoperto (*openhole*), e i secondari non sono isolati. Il *livello 2* è costituito dalla configurazione che vede il pozzo principale tubato e cementato mentre i pozzi laterali sono completati in foro scoperto. È possibile installare dei liner o dei filtri nei rami laterali. L'elemento chiave del completamento è il raccordo per l'ingresso laterale che viene montato assieme a un packer permanente. Il *livello 3* si presenta analogo al precedente. Ne differisce per l'ancoraggio del liner laterale all'interno del pozzo principale assicurando così una tenuta meccanica al completamento. In questo caso il completamento prevede un *hook hanger* ovvero un dispositivo di connessione tra il completamento del pozzo principale e quello del ramo laterale; si ottiene in tal modo la possibilità di un ingresso selettivo in entrambi i fori. Nel *livello 4* il pozzo laterale è cementato assicurando così la resistenza meccanica ma non la tenuta idraulica sulla sezione di derivazione del ramo laterale. Nel *livello 5* si raggiunge la tenuta idraulica attraverso il completamento messo in opera che provvede a isolare la giunzione tra ramo laterale e pozzo padre dal flusso dei fluidi prodotti o iniettati. La tenuta idraulica si ottiene con l'impiego di tre packer convenzionali, uno nel ramo laterale, uno nel pozzo principale inferiormente e il terzo sopra la giunzione. A questi si aggiunge un dispositivo che serve a deviare il tubing nel ramo laterale, lo *scoophead diverter tool*. In questo modo si ottiene l'accesso selettivo ai singoli rami e la possibilità di

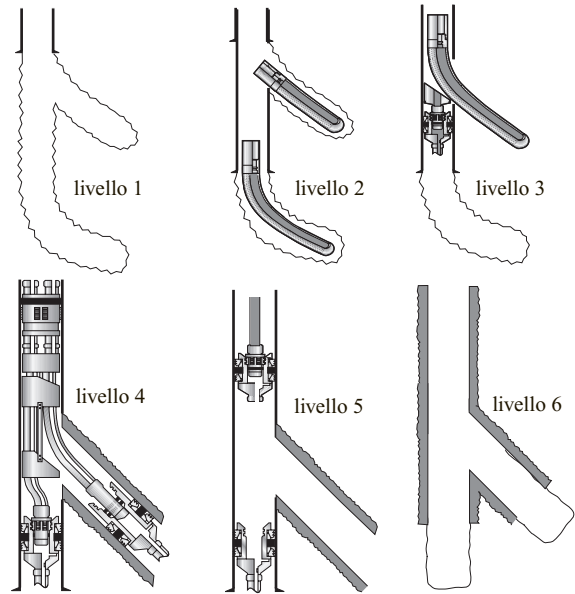


fig. 5. Completamento di pozzi multilateral: classificazione TAML (© 2004 Baker Hughes, Incorporated).

gestire la produzione in maniera indipendente. Il *livello 6* prevede il raggiungimento della continuità sia meccanica che idraulica attraverso l'impiego del casing per garantire la tenuta nella sezione di diramazione. Questa si ottiene con elementi *ad hoc* per realizzare la continuità del casing; per quello che riguarda il completamento invece si impiegano delle configurazioni standard, per esempio del tipo *dual completion*, che vedono però la posa in opera delle due stringhe in due fori distinti e a tal fine può essere impiegato ancora una *scoophead diverter tool*.

La tecnologia multilateral può potenzialmente aumentare la produttività del pozzo tramite l'esposizione nello stesso reservoir di un numero limitato di pozzi, generalmente orizzontali o fortemente deviati. Miglioramenti tecnologici nella perforazione e nel completamento hanno reso possibile perforare, cementare e completare più pozzi laterali a partire da un unico pozzo principale. Questa tecnologia esalta il completamento orizzontale e sotto certe condizioni, come la produzione da reservoir molto profondi, permette il risparmio di costi e tempi rispetto alle tradizionali perforazioni multiple di singoli pozzi.

I pozzi multilateral espongono maggiormente il reservoir al sistema produttivo incrementando la produttività da un singolo slot. Alcuni reservoir dipendono esclusivamente dal sistema di fratturazione naturale per la produzione di olio e gas, ed eventuali pianificazioni di pozzi laterali incrementano la probabilità di incontrare e produrre olio e gas da diversi sistemi di fratture.

L'uso di multilateral in un singolo reservoir può aumentare l'efficienza di drenaggio dal reservoir; infatti i pozzi laterali possono essere perforati in più direzioni

per aumentare l'area di contatto con il reservoir incrementando la produttività del pozzo e riducendo il numero di pozzi necessari per sostenere la produzione del campo di coltivazione.

Quando una barriera impermeabile blocca il flusso verticale di idrocarburi tra due zone produttive, sistemi di tipo sovrapposto (*stacked*) possono essere utilizzati per produrre da entrambe le zone e superare quindi l'ostacolo presente in formazione.

In funzione della lunghezza dei pozzi secondari, del loro numero, del loro angolo e della loro distanza, un sistema siffatto può aumentare la produttività se raffrontato a pozzi orizzontali convenzionali; i costi di coltivazione per singolo pozzo possono essere ridotti perché sono richiesti pochi pozzi.

La decisione di perforare e completare un pozzo multilaterale comporta la pianificazione di una appropriata combinazione di componenti di perforazione, casing e completamento per minimizzare i problemi; la scelta di un appropriato sistema di completamento, come già detto in precedenza, dipende dalle richieste di intervento in pozzo e dal ciclo di vita del pozzo.

Sistemi di completamento intelligenti (ICS)

Con Intelligent Completion System (ICS) si intende l'implementazione del controllo di processo attuato direttamente in pozzo. Un sistema siffatto ha l'obiettivo di controllare i flussi nonché le emissioni sia sotto il profilo produttivo che ambientale, intervenendo il più vicino possibile alla sorgente al fine di consentire di adottare le strategie di produzione più idonee per il controllo del comportamento del pozzo. La prossimità alla sorgente, e in particolare alla zona produttiva, costituisce una modalità per rendere più facili alcune operazioni (misure di pressione, temperatura e portata) e più economiche altre (separazione e reiniezione dell'acqua prodotta).

La principale motivazione nell'adozione di un completamento intelligente è da identificarsi nella flessibilità della produzione, nella riduzione di futuri interventi di workover, e conseguentemente nel miglioramento della performance del pozzo. Il beneficio fondamentale è rappresentato dalla riduzione delle operazioni di routine e degli interventi occasionali per mezzo della adozione di strumentazione remota e di dispositivi motorizzati nel pozzo, come le valvole di controllo e/o produzione.

Tra gli aspetti che costituiscono un reale interesse nell'adozione di completamenti intelligenti possiamo citare: a) la regolazione del flusso da diversi livelli produttivi; b) la chiusura selettiva dei livelli la cui produzione è condizionata dalla presenza di acqua o gas in tenori superiori ai valori prefissati; c) l'iniezione selettiva di acqua per la produzione assistita nei diversi livelli; d) la strumentazione per misure precise e dinamiche di pressione, temperatura e portata; e) i dispositivi per la separazione di acqua, olio e gas downhole;

f) il controllo remoto della produzione; g) la strumentazione per effettuare il testing selettivo delle capacità di produzione dei diversi livelli.

L'archetipo di ICS è orientato verso pozzi con zone isolate da packer multipli o singoli ognuno dei quali contiene dispositivi per la misura integrata di parametri fisici quali pressioni, temperature e monitoraggio delle portate nonché la regolazione della produzione attraverso l'utilizzo di valvole choke motorizzate. Tutti i livelli controllati e monitorati sono connessi alla centrale di controllo in superficie per mezzo di un cavo che consente la raccolta dei dati dai sensori localizzati nei singoli livelli produttivi e l'invio dei segnali per l'attuazione dei comandi ai dispositivi di controllo lungo la stringa di completamento (**fig. 6**).

Sistemi per la trasmissione bidirezionale e non dei dati, da o verso fondo pozzo, fanno un largo uso della tecnologia a fibre ottiche. Le fibre ottiche presentano numerosi vantaggi rispetto ai sistemi tradizionali di trasmissione dati via cavo. Sono sicuramente in grado di trasmettere una più ampia quantità di informazioni che non i sistemi convenzionali con un maggiore rapporto segnale-rumore. Le fibre ottiche non interferiscono con altri sistemi presenti in pozzo non utilizzando come

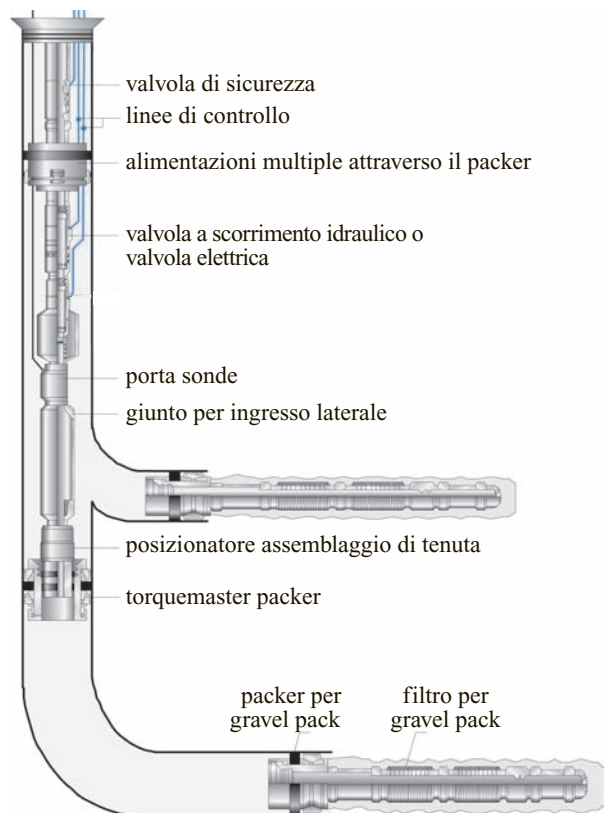


fig. 6. Completamenti intelligenti: completamento con controllo della produzione in pozzo (© 2004 Baker Hughes, Incorporated).

sistema di trasmissione una corrente elettrica. Essendo poco ingombranti (le fibre ottiche hanno il vantaggio di occupare da un quarto alla metà dello spazio normalmente richiesto dai sistemi convenzionali) permettono un utilizzo dello spazio più razionale permettendo così l'installazione di altra strumentazione. Inoltre presentano un grado di sicurezza intrinseca maggiore rispetto ai sistemi convenzionali non richiedendo per la trasmissione un segnale elettrico e sono in grado di resistere a temperature elevate come 300° C. Dal punto di vista della sicurezza intrinseca questa rimane un aspetto importante per i sistemi di alimentazione sia dei sistemi di trasmissione a fibre ottiche che dei motori necessari agli attuatori associati ai dispositivi di regolazione in pozzo.

Un aspetto particolarmente interessante che si prospetta nei completamenti intelligenti è l'impiego di dispositivi di separazione in pozzo. L'idea di separare l'acqua dall'olio a fondo pozzo e di reiniettare l'acqua stessa in formazione durante la produzione di olio è una tecnica che presenta molti vantaggi. Può consentire di risparmiare il costo di sollevamento dei fluidi in superficie, riducendo le dimensioni, i pesi e i costi delle attrezzature di superficie, nonché produrre un risparmio sui costi di trattamento in aree sensibili come nel caso delle operazioni offshore.

La tendenza è quella di rimuovere l'acqua vicino alla formazione produttiva così da sfruttare le condizioni decisamente più favorevoli. Infatti a temperature relativamente alte, quali quelle di giacimento, la viscosità del fluido è minore che in superficie e sia il gas che gli eventuali asfalteni presenti sono ancora in soluzione. Inoltre, l'olio proveniente dal giacimento non ha ancora subito un processo di agitazione intenso per cui la possibilità di formazione di emulsioni è ridotta. Infine, la rimozione dell'acqua a questo livello contribuisce a contenere le perdite di carico lungo il tubing, consentendo di incrementare la produzione stessa.

3.5.3 Attrezzature per il completamento

Le attrezzature che vengono impiegate nell'assemblare la batteria di completamento di un pozzo sono numerose e molto varie; di conseguenza vengono descritti soltanto i principali elementi.

Materiale tubolare

L'elemento principale del completamento è il tubing, ovvero l'insieme di tubi che consente di mettere in connessione la zona del giacimento selezionata per la produzione e la superficie. I tubi sono in acciaio, senza saldatura, e si suddividono in base alla lunghezza, al diametro, al tipo di acciaio, al peso e quindi allo spessore, e al tipo di giunto o di filetto. Una alternativa all'impiego di

stringhe di tubi collegati tra loro con elementi di giunzione è l'impiego del cosiddetto *coiled tubing*. Si tratta di un tubo in acciaio avvolto su un tamburo che viene introdotto nel foro per mezzo di un apposito impianto. Questa soluzione permette la messa in esercizio di un completamento in tempi molto brevi così come una altrettanto veloce operazione di rimozione del completamento nel rispetto di una condizione di economicità. Il *coiled tubing* ha inoltre la caratteristica di poter essere riutilizzato su altri impianti. Viene generalmente utilizzato per realizzare dei completamenti provvisori per effettuare dei test di pozzo di lunga durata o dove esistono reali difficoltà nell'impiegare un sistema di tubazioni giuntate.

Agli elementi tubolari che costituiscono la stringa di produzione si aggiungono degli elementi speciali. Questi sono richiesti per assolvere localmente particolari funzioni. Tra essi si annoverano i giunti di flusso (*flow coupling*), i giunti antiusura (*blast joint*), i raccordi di alloggiamento (*landing nipple*), i dispositivi di circolazione, e i giunti di espansione (*travel joint*).

I giunti di flusso sono dei tubi corti che hanno spessore maggiore del tubing. Vengono impiegati in prossimità di dispositivi che producono una elevata turbolenza all'interno del tubing, per ritardare il possibile guasto per erosione. Lo spessore offerto dai *flow coupling* è circa il doppio di quello del tubing, a parità di diametro interno. Si impiegano in genere con i *landing nipple* o con i dispositivi di circolazione.

Anche i *blast joint* assolvono la funzione di allungare il tempo di vita del completamento, in particolare, proteggendolo dall'effetto erosivo del flusso entrante nel pozzo che investe la stringa di produzione. Si presentano con il diametro interno uguale a quello del tubing e con il diametro esterno maggiore.

I *landing nipple* sono dei tronchetti di tubo a parete spessa lavorati internamente per creare dei profili di bloccaggio e una sede di tenuta; l'obiettivo di tali raccordi è quello di fornire una sede di alloggiamento, fermo e tenuta per dispositivi di controllo del flusso. Altro caso è costituito dai raccordi per ospitare le valvole di sicurezza rimovibili; in questo caso i *landing nipple* possono differire dai raccordi standard per la presenza di una linea di controllo idraulico.

I dispositivi di circolazione vengono impiegati per mettere in comunicazione l'interno della stringa di produzione con l'annulus tubing-casing. Questa comunicazione è richiesta qualora si intenda far circolare un fluido in pozzo, trattare il pozzo con prodotti chimici o iniettare fluidi attraverso l'annulus nel tubing. Di questi dispositivi esistono due tipi: i manicotti scorrevoli o valvola a scorrimento (*sliding sleeve*) e i *side pocket mandrel*.

Una *sliding sleeve* è un dispositivo cilindrico con un meccanismo scorrevole interno o manicotto (*sleeve*). Sia il manicotto interno che il corpo esterno sono forati in modo da offrire delle aperture accoppiate. Il manicotto interno

viene mosso verso l'alto e verso il basso attraverso un utensile wireline. Quando si porta la sleeve in posizione aperta, la relativa apertura combacia con quella del corpo mettendo così in comunicazione il tubing con il casing. I manicotti scorrevoli vengono tipicamente impiegati al di sopra del packer più superficiale per poter procedere a operazioni di equilibratura delle pressioni nel pozzo e/o di circolazione, oppure tra due packer per poter consentire la produzione selettiva da giacimenti multilivello.

I *side pocket mandrel* sono dei dispositivi speciali che presentano una camera parallela alla camera di flusso al cui interno è possibile alloggiare dei dispositivi e mettere in connessione l'annulus con l'interno della stringa mantenendo il diametro di flusso libero da restrizioni. Il loro impiego primario è quello di ospitare le valvole per il gas-lift ma sono stati individuati altri due impieghi: come mezzo per la circolazione di fluidi e come dispositivo di emergenza per il soffocamento del pozzo. In questo caso viene alloggiata una valvola che si apre solo in caso di maggiore pressione esterna al tubing consentendo così l'ingresso di un fluido.

Un elemento di importanza primaria sono i giunti di espansione o *travel joint*. Questi dispositivi consentono di assorbire i movimenti della stringa di produzione dovuti alle variazioni di pressione e temperatura; un giunto di espansione si compone di due tubi concentrici che entrano l'uno nell'altro ed elementi di tenuta idraulica sono presenti nel tubo interno, per isolare l'annulus tra i due elementi nel corso delle escursioni del giunto. In genere si installa un *travel joint* sopra il packer più superficiale per conciliare i movimenti del tubing altrimenti di difficile compensazione.

Completamento della testa di pozzo

La stringa di produzione è collegata in superficie alla testa pozzo per mezzo di una serie di elementi che vanno a costituire il completamento della testa pozzo. Questa si compone del *tubing spool*, del *tubing hanger* e della croce di produzione o *Christmas tree* (fig. 7).

Il *tubing spool* serve a sorreggere la batteria di produzione e a connettere inferiormente la testa dei casing installati e superiormente la croce di produzione. Il *tubing spool* è provvisto di due uscite laterali che consentono il controllo dell'annulus tra tubing e casing di produzione.

Il *tubing hanger* serve a sostenere il tubing e a stabilire la tenuta dell'annulus. Questo viene alloggiato nel *tubing spool* e su di esso si avvita la batteria di produzione. La tenuta tra tubing e casing di produzione è assicurata da una guarnizione posta esternamente.

Al di sopra del *tubing spool* viene installata la croce di produzione la cui funzione è quella di consentire le operazioni di regolazione della produzione e di permettere le operazioni di manutenzione o *workover* nel pozzo in condizioni di sicurezza. Il *Christmas tree* si compone

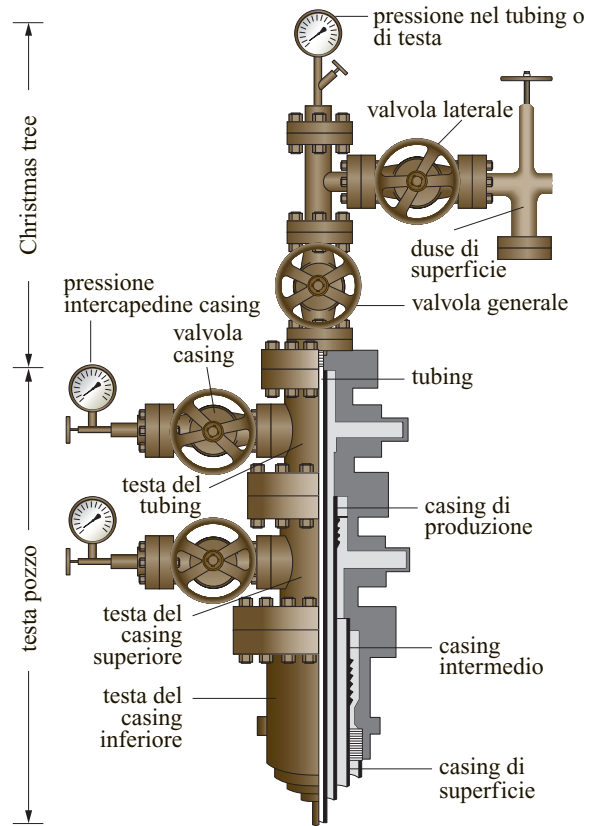


fig. 7. Schema di testa pozzo e Christmas tree (Agip, 1996).

di due valvole a saracinesca principali che consentono la chiusura del pozzo, le valvole generali al di sopra delle quali viene installato un raccordo a croce. Sulle flangie laterali si montano delle valvole, le valvole laterali, che servono sia per la produzione che per eventuali interventi sul pozzo. Sulla flangia superiore è montata un'altra valvola, simile ad una valvola generale, e una flangia di coronamento che serve per il montaggio delle attrezzature necessarie agli interventi da effettuare sul pozzo senza dover fermare l'erogazione. Sulla flangia di coronamento viene montato il manometro per la misura della pressione in corrispondenza della testa pozzo.

Il packer di produzione

La stringa di produzione, nella maggior parte dei casi, non ha un solo punto di ancoraggio, nella testa pozzo, ma anche un secondo punto posto nella parte inferiore in prossimità del livello da mettere in produzione. Questo è realizzato attraverso l'impiego di una attrezzatura, chiamata packer, che oltre a consentire la funzione di ancoraggio svolge il ruolo di separatore idraulico tra la zona in produzione e la parte restante del pozzo. I packer assolvono inoltre numerosi altri ruoli: si utilizzano per proteggere il casing dalla pressione di formazione e dai fluidi prodotti, per isolare le perdite nei casing o nelle perforazioni danneggiate, per isolare orizzonti produttivi

multipli, per mantenere i fluidi di completamento nell'annulus e per poter impiegare alcuni metodi di sollevamento artificiale.

Individuata la necessità di installare un packer è necessario procedere alla scelta del tipo e della sua dimensione, del numero di fori necessari, delle modalità di installazione e di rimozione. Nonostante l'ampia gamma di tipologie, tutti i packer hanno tuttavia delle caratteristiche simili: ogni packer dispone di una connessione per il flusso o mandrino (*flow mandrel*), di elementi di tenuta, di una sede conica e di cunei (*slip*). Il mandrino costituisce il condotto per il passaggio del packer stesso. Su di esso si installa il tubing o qualunque altro dispositivo necessari l'attraversamento del packer. Gli elementi di tenuta consentono di mantenere pressioni differenti tra il tubing e l'annulus. La sede conica serve sia per posizionare gli anelli di ancoraggio, i quali fanno presa sulle pareti del casing e prevengono i movimenti verso l'alto o verso il basso del packer, sia per consentire l'espansione degli elementi di tenuta.

Una distinzione primaria dei packer prevede una classificazione in funzione della loro possibile rimozione distinguendo così due grandi famiglie: i packer permanenti e quelli rimovibili.

I packer permanenti non possono essere completamente rimossi e reinstallati nel pozzo; normalmente sono installati separatamente dalla stringa di completamento, la quale viene successivamente inserita a pressione sul *flow mandrel* del packer. La messa in opera viene realizzata con apposite attrezzature. È possibile installare un tale tipo di packer anche con la stringa di produzione, ma in questo caso deve essere possibile disconnettere il tubing dal packer per provvedere poi alla rimozione dello stesso. La rimozione di questa tipologia di packer prevede che esso debba essere fresato e non potrà essere riutilizzato.

I packer rimovibili sono progettati per essere disinstallati e reinstallati altrove nel pozzo. Proprio per questa caratteristica essi vengono messi in opera assieme alla stringa di produzione e sono attivati sia per via meccanica che per via idraulica. Per essere rimossi si agisce per via meccanica sia attraverso una trazione della stringa, sia con una serie di rotazioni che consentono lo sgancio del dispositivo di blocco. Gli anelli di ancoraggio sbloccati si ritraggono nella loro sede, gli elementi di tenuta si rilassano e il dispositivo può essere rimosso.

Un'altra caratteristica dei packer che consente di classificarli è la presenza di fori di passaggio. Questi servono per la comunicazione attraverso il packer e possono sia ospitare la stringa di completamento che consentire l'accesso e la connessione a qualsiasi dispositivo elettrico o di misura posto al di sotto del packer stesso. Esistono packer che hanno uno, due, o tre fori e sono noti come singoli, doppi o tripli. I packer doppi vengono usualmente impiegati, per esempio, nei completamenti

in stringa doppia. Nel caso di completamenti con una stringa singola l'impiego di un packer doppio consente il passaggio dell'alimentazione elettrica di una pompa elettrica sommersa.

La messa in opera dei packer, o fissaggio, prevede che i cunei vengano spinti verso gli elementi di tenuta al fine di produrre la loro espansione. Per esercitare questa forza di compressione tra i cunei e gli elementi in gomma si possono impiegare diverse tecniche. Tra le diverse modalità citiamo la rotazione della stringa, il rilascio di peso, il tiro esercitato attraverso la stringa, la pressurizzazione dell'interno della stringa o ancora l'espansione dei gas prodotti da una esplosione.

In generale, i metodi di fissaggio si dividono in meccanici, idraulici ed elettrici. I metodi meccanici sono costituiti da tecniche che utilizzano delle azioni meccaniche dirette sulla stringa di completamento, come la rotazione o il sollevamento del tubing o ancora il rilascio di peso. Il metodo idraulico consiste nel pressurizzare l'interno della stringa per poter azionare il pistone presente all'interno del packer. Il terzo metodo, ovvero quello elettrico, consiste nell'inviare attraverso una linea elettrica un impulso ad un dispositivo di installazione o setting. L'impulso elettrico serve per attivare una carica di esplosivo contenuta nel dispositivo di setting producendo così lo sviluppo dei gas di combustione: l'incremento della pressione dovuta alla loro espansione fornisce la forza necessaria al fissaggio del packer.

Alcuni packer richiedono che la forza per la messa in opera sia continuamente applicata al fine di mantenerli in posizione. Questi packer sono definiti come *compression-set* e *tension-set packer*. Sono entrambi di tipo meccanico e richiedono l'applicazione della sollecitazione per la messa in opera direttamente sulla stringa di produzione. I packer a compressione richiedono che venga esercitato costantemente un carico compressivo sulla loro sommità. Usualmente questo carico viene applicato attraverso il rilascio del peso del tubing, ma può anche venire esercitato tramite l'azione di un differenziale di pressione, attraverso la maggiore pressione applicata sulla faccia superiore del packer. Pertanto, questo tipo di packer viene utilizzato nel caso di pozzi di iniezione. Infatti, qualora il carico compressivo venga ridotto si produce il rilascio del dispositivo di fissaggio e quindi lo sgancio del packer; dunque, è importante valutare le azioni indotte sul tubing al fine di stabilire se queste possono condurre allo sgancio del dispositivo. I packer a trazione necessitano, per essere messi in opera e ivi mantenuti, di un carico a trazione che viene esercitato attraverso il tiro del tubing. Questo fa sì che una sovrappressione nella parte inferiore del packer produca un suo incremento di tenuta. Un tale tipo di packer viene impiegato nel caso di livelli produttivi dove la pressione di formazione è maggiore della pressione esercitata nell'annulus. La condizione di sollecitazione neutra o

di compressione produce lo sgancio del packer. Anche condizioni operative che producono una espansione del tubing favoriscono la disinstallazione del packer, come per esempio un aumento di temperatura che induce una dilatazione termica.

I packer idraulici, elettrici o meccanici messi in opera con la rotazione della stringa vengono definiti neutri poiché restano in posto sia che la stringa sia in trazione, in compressione o neutra.

I metodi per portare il packer nella posizione desiderata possono impiegare o un cavo, o delle aste di perforazione o di lavoro, o la stringa di produzione stessa. Il metodo di messa in opera deve essere compatibile con il tipo di packer scelto e il sistema di connessione tra packer e tubing; la valutazione dei costi a esso associati deve essere analizzata per poter confrontare le possibili alternative.

Esistono quattro differenti metodi per la connessione tra tubing e packer. Questi comprendono una connessione filettata, un montaggio con ancoraggio (*anchor assembly*), un montaggio *J-latch*, e un montaggio con un posizionatore (*locator*). Un sistema con *anchor assembly* consiste nell'impiego di una tubazione corta dotata di guarnizioni di tenuta e di una serie di denti di tenuta che garantiscono il bloccaggio del tubing sul packer. Un montaggio *J-latch* consiste in un dispositivo di arresto e bloccaggio a forma di J posto sopra ad una serie di tenute il quale si fissa con i perni interni o esterni sulla testa del packer. Questi tipi di connessione, assieme alla connessione filettata, consentono di formare un sistema integrale packer-tubing. Il *locator assembly*, consiste in una pila di anelli di tenuta e di un posizionatore posto superiormente. Questo sistema non dà luogo a una continuità meccanica tra tubing e packer, pertanto questa connessione consente i movimenti del tubing, sia di espansione che di contrazione, sul packer.

Valvole di sicurezza

Le valvole di sicurezza o Subsurface Safety Valves (SSV) sono dei dispositivi di controllo utilizzati per interrompere la produzione di un pozzo in caso di emergenza. L'apertura e la chiusura di una valvola di sicurezza possono essere attuate dalla superficie attraverso una linea idraulica di controllo oppure direttamente dalle condizioni nel pozzo.

Le valvole di sicurezza controllate dalla superficie sono costituite da un pistone su cui agisce la pressione esercitata attraverso la linea idraulica dalla superficie per mantenere aperto il dispositivo di chiusura. Una molla agisce in direzione opposta così da poter chiudere la valvola nel caso di mancanza di pressione. Nella maggior parte dei tipi di valvole di sicurezza controllate in superficie, la pressione nel pozzo viene fatta agire concordemente alla molla così da provvedere alla chiusura della valvola stessa.

Le valvole di sicurezza controllate nel pozzo sono comandate direttamente dalle pressioni del pozzo e non richiedono la presenza di una linea di controllo che raggiunga la superficie. Le valvole in questo caso vengono 'armate' in superficie prima dalla loro installazione. Mantengono la condizione di apertura finché le condizioni di flusso restano all'interno dei normali regimi di pressioni di produzione. In caso contrario si chiudono. L'assenza di controllo dalla superficie non consente di riarmare le valvole e quindi di riaprire la valvola stessa e ciò ne limita l'impiego a particolari applicazioni.

Esistono due diversi tipi di SSV: le Tubing Safety Valves (TSV), che si installano lungo il tubing e hanno il compito di provvedere al controllo del flusso attraverso lo stesso, e le Annular Safety Valves (ASV), le quali, al contrario, provvedono al controllo del flusso nello spazio anulare tra tubing e casing.

Le valvole di sicurezza si classificano in base al loro dispositivo di chiusura e al metodo di recupero o rimozione della valvola stessa. Esistono delle TSV che per essere rimosse richiedono la rimozione del tubing stesso e altre che possono essere rimosse senza eseguire operazioni sul tubing ma attraverso un intervento wireline che consente di rimuovere la valvola dalla propria sede utilizzando un utensile idoneo. I dispositivi di chiusura più comunemente adottati per le SSV sono le sfere e i dischi incernierati; entrambi i meccanismi si possono impiegare sia sulle valvole removibili con il tubing che con un intervento wireline.

Elemento indispensabile che caratterizza i diversi tipi di valvole è il dispositivo di equalizzazione delle pressioni. Infatti nella operazione di chiusura della valvola si viene a formare una differenza di pressione attraverso il dispositivo di chiusura che deve essere rimossa prima di riaprire la valvola stessa. La presenza di un dispositivo di equalizzazione delle pressioni consente di eseguire questa operazione agendo direttamente sulla valvola. Nel caso in cui non sia presente sarà necessario equalizzare le pressioni pressurizzando il tubing soprastante impiegando una pompa o un compressore. I dispositivi di equalizzazione risultano essere molto utili ma per contro, essendo soggetti a sollecitazioni e velocità elevate, nelle operazioni di chiusura-apertura possono costituire loro stessi una fonte di problemi. Pertanto, si preferisce utilizzare valvole equalizzate nel caso di SSV installate e removibili con un intervento wireline mentre nel caso di valvole che richiedono la rimozione del tubing è decisamente più affidabile la scelta di una valvola non equalizzata.

Le valvole di sicurezza anulari o ASV si utilizzano in prossimità della testa pozzo per prevenire l'ingresso di gas presente nell'intercapedine casing-tubing nel caso di compromissione dell'integrità della testa pozzo. Questa situazione si presenta ad esempio nel caso di completamenti che prevedono l'impiego di sistemi di

sollevamento con *gas-lift* o con pompe elettriche sommergibili o Electrical Submersible Pumps (ESP). In entrambi i casi si utilizza l'anulo esistente tra tubing e parete tubata per iniettare, nel caso del *gas-lift*, o evacuare il gas, nel caso delle ESP. In questi casi si procede quindi all'installazione di una ASV in combinazione con un packer di produzione, una TSV e un *travel joint* opzionale. Le valvole sono controllate dalla superficie con opportune linee di controllo per poter procedere all'eventuale riarmo.

Una prossima applicazione delle ASV è legata allo sviluppo dei sistemi di separazione in foro e re-iniezione dei fluidi in formazione da realizzarsi con un completamento singolo.

3.5.4 Materiali

Nella scelta dell'attrezzatura per il completamento di un pozzo è necessario specificare quali siano i materiali adeguati per l'impiego previsto.

Gli elementi tubolari metallici sono prodotti in acciaio dolce (0,3% di carbonio) con piccole quantità di manganese. Gli incrementi di resistenza meccanica sono ottenuti con processi di tempra o rinvenimento dell'acciaio. Acciai speciali che non rientrano nelle categorie API vengono impiegati nelle applicazioni in ambienti ostili che richiedono alte resistenze meccaniche o al solfuro di idrogeno. La normativa API che regola i materiali metallici da impiegare per le attrezzature di completamento è la stessa valida per le tubazioni di rivestimento del pozzo.

Le attrezzature per condizioni di impiego standard usualmente soddisfano i requisiti meccanici stabiliti nella normativa API L-80, valida anche per ambienti di lavoro corrosivi o acidi, senza tener conto della temperatura. Quest'ultima ha una grande influenza sui materiali non metallici come gli elastomeri che, per esempio, a temperature superiori a 275 °C si degradano nel tempo perdendo le caratteristiche di tenuta. I composti elastomerici ad alta efficienza presentano delle temperature di esercizio più alte ma, nel caso di impieghi con alte pressioni, è necessario l'uso di un dispositivo di ritegno o supporto per evitare le estrusioni di elastomeri.

Se si considerano le condizioni operative e il tipo di ambiente in cui lavorano le attrezzature di completamento emergono delle considerazioni importanti. La probabilità di sviluppo di fenomeni di corrosione è strettamente legata alla presenza di acqua, sia di giacimento che di condensazione. Le acque presenti all'interno della stringa di produzione assumono un carattere 'corrosivo' in presenza di biossido di carbonio (CO₂) e di solfuro di idrogeno (H₂S) o di fluidi di acidificazione; pertanto è importante stabilire *a priori* la corrosività in corrispondenza delle temperature nel foro in presenza di CO₂ e

H₂S prima di scegliere i materiali metallici da installare. Si tenga presente che la velocità di corrosione aumenta con la produzione di acqua e con la diminuzione del pH dell'acqua. In caso di una bagnabilità del tubing all'olio o di produzione di emulsioni di acqua in olio, i fenomeni corrosivi sono fortemente mitigati.

La corrosione dovuta al CO₂ risulta essere dipendente dalla sua concentrazione e dalla sua temperatura. In particolare per temperature inferiori a 60 °C, al crescere della concentrazione di CO₂ aumenta l'effetto corrosivo, mentre all'aumentare della salinità delle acque la corrosione diminuisce. Con temperature superiori a 60 °C la corrosione diminuisce poiché si ha la deposizione di carbonato di ferro (FeCO₃) e di ossidi di ferro; l'aumento di salinità in questo caso produce un aumento del potere corrosivo delle miscele acqua-biossido di carbonio.

Un altro importante aspetto della corrosione è quello che riguarda l'impiego di materiali metallici diversi fra loro. In questo caso si sviluppano dei differenziali di potenziale tra i due metalli a contatto che producono l'instaurarsi di un flusso di correnti galvaniche; tale flusso comporta il consumo dei materiali stessi alla stregua di elettrodi sacrificali. È altresì importante valutare l'effetto di operazioni di stimolazione, dove si utilizzano soluzioni acide, o ancora iniezioni di acque non completamente de-aerate e quindi ricche di ossigeno.

Un altro fenomeno di rilevante importanza in ambienti ostili è l'infragilimento indotto dalla presenza di idrogeno libero. In questo caso è l'esposizione al solfuro di idrogeno che porta un materiale non fragile ad assumere un comportamento meccanico di tipo fragile e questo è dovuto alla penetrazione degli atomi di idrogeno all'interno della struttura metallica. Questo fenomeno è favorito da ambienti con pressioni elevate e si accentua all'aumentare della concentrazione di solfuro di idrogeno. Fattori ambientali che favoriscono lo sviluppo delle fratture nel metallo infragilito sono gli sforzi di trazione, le temperature inferiori a 65 °C e la presenza di acque acide. Situazioni di infragilimento possono essere causate anche dagli ioni di cloro presenti in acque calde e particolarmente saline.

Oltre ai materiali metallici rivestono grande importanza i materiali plastici. Si tratta di materiali impiegati prevalentemente nella realizzazione di elementi di tenuta che non solo subiscono sollecitazioni meccaniche, ma vengono sottoposti ad altri tipi di aggressioni nel caso di esposizione ad alte temperature e pressioni nonché in presenza di composti idrocarburi e non. I materiali plastici si distinguono in materiali elastomerici e non elastomerici. I primi includono i ben noti composti a base di nitrile che si sono rivelati essere particolarmente adatti alla realizzazione di guarnizioni ed elementi del packer. Tuttavia questi presentano un campo di applicazione limitato a condizioni ambientali

normali, infatti in presenza di idrogeno solforato, di solventi aromatici (xilene e toluene), di fluidi di completamento pesanti come il bromuro di zinco e acidi si rileva un degrado delle loro qualità. Stessa cosa accade qualora la temperatura superi i 135 °C. Per operare nelle condizioni in cui il nitrile viene attaccato si possono impiegare degli elastomeri a base di fluoro-carburi. Però si deve tenere presente che inibitori di corrosione a base di ammine, metanolo, glutar-aldeide e vapore ne compromettono le caratteristiche. Un'altra possibile soluzione è rappresentata gli elastomeri a base perfluoro che presentano un ampio campo di applicazione senza mostrare una particolare perdita di prestazione.

Tra i materiali plastici si devono considerare anche quelli non elastomerici che trovano applicazione nella realizzazione di guarnizioni di tenuta, in particolare i materiali termoplastici. Questi presentano una buona resistenza chimica ma mostrano una diminuzione delle proprietà meccaniche in condizioni di temperature elevate. Si utilizzano in genere per realizzare elementi di tenuta anche congiuntamente all'impiego di elastomeri. I materiali termoplastici si considerano dei materiali ad alta prestazione e pertanto si impiegano in condizioni particolarmente severe.

3.5.5 Fluidi di completamento

La definizione di fluido di completamento è recente nella storia dell'industria petrolifera (nel passato non si distingueva tra fluidi di perforazione e di completamento) e si interpone tra quella di fluido di perforazione e fluido di stimolazione. Una definizione in senso stretto di fluido di completamento considera come tale le soluzioni saline o *brine* che vengono impiegate in operazioni di completamento come le perforazioni della colonna di rivestimento o la messa in posto di un dreno formato da ghiaietto (*gravel-pack*). Se si considera una definizione più generale si definiscono fluidi di completamento tutti i fluidi che entrano in contatto con il giacimento; tale definizione non fa riferimento quindi al tipo di fluido ma alla funzione da esso svolta. Si possono considerare fluidi di completamento anche i fluidi di perforazione che vengono impiegati nella perforazione della formazione mineralizzata. Questa visione ha portato allo sviluppo dei cosiddetti *drill-in fluid* che assolvono non solo la funzione di fluido di perforazione ma anche quella di un fluido di completamento. Come tale, un fluido di completamento è in contatto con la formazione mineralizzata e la sua principale funzione è quella di evitare di danneggiare la capacità produttiva del reservoir. A tal proposito si possono considerare nella stessa categoria i fluidi impiegati nei lavaggi acidi del pozzo per la rimozione del carbonato

di calcio e del pannello di fango formato dai *drill-in fluid*.

Le salamoie o brine utilizzate nei processi di completamento sono i principali fluidi impiegati a tal fine. Si possono impiegare anche i fanghi di perforazione e oli degassati. Le salamoie sono formate da una base acquosa e un contenuto in sali che viene stabilito in base alla densità richiesta e alla compatibilità chimico-fisica con le formazioni a contatto.

La densità del fluido viene stabilita in modo da avere un controllo delle pressioni in formazione. Definita la profondità e la pressione di overbalance, che in genere è di 15-20 bar, si procede alla determinazione della densità del fluido. Questa dovrà essere corretta in funzione della temperatura per tener conto dell'espansione che tali fluidi subiscono con l'incremento di temperatura; il loro fattore di espansione dipende dalla concentrazione salina totale e dai sali disciolti. Altro fattore da tener conto nella prevenzione di sovrappressioni è la comprimibilità del fluido, che presenta però una minore influenza.

I sali più comunemente impiegati sono i cloruri di sodio (NaCl), d'ammonio (NH₄Cl), di potassio (KCl), di calcio (CaCl₂) e i bromuri di potassio (KBr), di sodio (NaBr), di calcio (CaBr₂) e di zinco (ZnBr₂). Alcuni di essi si utilizzano in associazione tra loro come il bromuro e il cloruro di calcio e i bromuri di calcio e zinco. Le massime densità raggiungibili variano da circa 1.100 a circa 2.500 kg/m³ a 20 °C. Dal punto di vista dei costi le salamoie più economiche sono i cloruri e la miscela di bromuro e cloruro di calcio.

Le salamoie devono soddisfare dei requisiti di compatibilità sia con le formazioni di tipo argilloso sia con le acque di formazione e i gas e gli oli presenti. Per quello che concerne le argille l'obiettivo è evitarne il rigonfiamento o *swelling* e/o la deflocculazione. Per evitare questi fenomeni che causano il distacco di particelle dalle pareti, devono essere soddisfatti dei requisiti minimi di salinità. In particolare, si richiede la presenza di almeno il 3% di NH₄Cl o il 2% di KCl. Nel caso di formazioni particolarmente ricche in componenti argillose si preferisce sostituire le salamoie con fluidi a base d'olio che presentano una elevata capacità inibente. L'impiego di soluzioni saline con elevate densità necessita di una particolare attenzione per quello che riguarda il danno indotto alla formazione per effetto della precipitazione di soluti. Infatti, si è osservato che in presenza di sali di calcio questi tendono a precipitare qualora la densità superi i 1.700 kg/m³. In questi casi viene consigliato l'impiego di almeno l'8% di ZnBr₂. È stato rilevato anche che temperature superiori a 150 °C agiscono sulla crescita dei cristalli, favorendone quindi il danneggiamento.

La compatibilità dei fluidi di completamento con le acque di formazione ha come effetto la formazione di depositi (*scale*). I depositi si formano nel caso di miscelazione di acque incompatibili, di variazioni di solubilità

con la temperatura o con la pressione e per l'evaporazione dell'acqua. I depositi più comuni sono a base di carbonato di calcio e di ferro, di solfati di calcio, bario e stronzio, di cloruro di sodio, di solfuro di ferro e di silicati. Per prevenire la deposizione di soluti è bene eseguire dei test di compatibilità prima di procedere nella scelta del fluido di completamento. Qualora si utilizzino diverse salamoie è bene verificare la loro compatibilità prima dell'uso.

La compatibilità con gli oli e i gas naturali in formazioni consiste nel verificare la possibilità di formazione di emulsioni olio-acqua o di morchie che possono andare a ostruire i pori danneggiando così la formazione. Si ritiene quindi importante verificare in laboratorio la formazione delle emulsioni tramite test condotti nelle condizioni di reservoir. Nel caso di incompatibilità accertata in corso d'uso questa può essere rimossa riformulando il fluido di completamento. Questi fenomeni avvengono maggiormente nel caso di salamoie pesanti dove il grado di salinità è elevato. Nel caso di gas naturale è il contenuto in CO₂ che può rappresentare un rischio di precipitazione di CaCO₃ qualora si utilizzino delle salamoie a base di calcio.

3.5.6 Perforazione della colonna di rivestimento

Nel caso di completamento in foro tubato è necessaria l'operazione di perforazione del rivestimento al fine di ripristinare la connessione idraulica tra l'interno del foro e la formazione mineralizzata e tale operazione viene realizzata attraverso l'impiego di dispositivi chiamati fucili o gun. Tale denominazione è da attribuire al metodo di perforazione impiegato in origine che prevedeva l'uso di proiettili perforanti sparati da corti fucili. Questi hanno il ruolo di guidare il proiettile verso la parete tubata per poterla perforare e raggiungere la formazione, penetrandola in parte. Le velocità raggiunte dai proiettili, dell'ordine dei 1.000 m/s, sono sufficienti per consentire la perforazione del tubing, del cemento e della formazione. Questo metodo presenta una bassa efficacia nel caso si impieghino per il rivestimento materiali particolarmente resistenti e in presenza di formazioni tenaci. Il loro uso è ormai fortemente limitato al caso di formazioni soffici e quando si desiderano avere dei fori perfettamente circolari.

Un altro metodo di perforazione consiste nell'impiegare getti di fluidi ad alta pressione costituiti sia da liquidi che da miscele acqua-sabbia. I dispositivi che si utilizzano consentono di realizzare dei fori o delle asole sul casing ed eventualmente, qualora sia necessario, produrre un taglio completo dello stesso. Il principale vantaggio di questo metodo è di consentire la formazione di condotti molto puliti senza arrecare disturbo alla

formazione. Il maggior svantaggio consiste nella lentezza del processo e nei costi elevati, consentendo così un utilizzo realistico per la realizzazione di perforazioni su corti intervalli.

Il terzo metodo di perforazione è quello attualmente più diffuso e viene chiamato perforazione a getto (*jet perforating*). Questo metodo consiste nell'impiego di cariche esplosive particolari note con il termine di 'cariche cave' inserite in un sistema di supporto denominato fucile. Le cariche presentano una sagoma concava che consente di generare al momento della detonazione una camera di espansione primaria dei gas prodotti e la loro focalizzazione nella direzione desiderata. I sistemi di perforazione a getto si compongono di una serie di elementi che formano il cosiddetto treno esplosivo (*explosive train*). Questi elementi sono: un detonatore che viene impiegato per attivare le cariche, una miccia detonante per connettere il detonatore alle cariche e le cariche tra di loro, e le cariche stesse. Il treno esplosivo viene portato nel foro impiegando diversi metodi. Si può impiegare un sistema wireline prima di discendere il completamento, oppure si può ricorrere all'impiego di un *coiled tubing* o della stessa stringa di produzione per poter poi provvedere direttamente a successive operazioni in pozzo.

Gli esplosivi impiegati in questo sistema di perforazione sono di tipo detonante ovvero materiali la cui combustione procede ad una velocità maggiore della velocità di propagazione del suono nel materiale stesso. Tra gli esplosivi detonanti si distinguono esplosivi primari e secondari. Gli esplosivi primari sono utilizzati esclusivamente nei detonatori per la loro elevata sensibilità all'accensione. Sono pertanto da maneggiare con estrema attenzione e nell'industria petrolifera si stanno rapidamente sostituendo con esplosivi secondari. Questi ultimi si utilizzano in tutte e tre le componenti del treno esplosivo. Sono materiali molto meno sensibili ai processi di accensione e pertanto intrinsecamente più sicuri. Nel settore petrolifero gli esplosivi secondari maggiormente impiegati sono RDX, HMX, HNS e PYX (**tab. 1**).

I tipi di detonatori impiegati sono di due tipi: elettrici e a percussione. Nel caso si utilizzi un metodo wireline per il posizionamento e l'esecuzione della perforazione, i detonatori utilizzati sono di tipo elettrico. Tra essi si distinguono i detonatori che utilizzano esplosivi primari e quelli che utilizzano esplosivi secondari. I detonatori che fanno uso di esplosivo secondario sono gli *exploding foil*, gli *exploding bridgewire* e i detonatori a transizione deflagrazione-detonazione. La scelta dei detonatori idonei all'uso deve essere fatta in base alla energia necessaria alla loro accensione; infatti, esiste per questi detonatori il rischio di autoaccensione dovuto alle correnti vaganti che possono prodursi all'interno degli elementi elettrici. Questi vengono ridotti adottando detonatori che richiedono una elevata energia all'accensione.

tab. 1. Caratteristiche degli esplosivi secondari utilizzati per le perforazioni

ESPLOSIVO	FORMULA CHIMICA	DENSITÀ [kg/m ³]	VELOCITÀ DI DETONAZIONE [m/s]	PRESSIONE DI DETONAZIONE [MPa]
RDX Ciclotrimetilen-trinitrammina	C ₃ H ₆ N ₆ O ₆	1.800	8.750	34.500
HMX Ciclotetrametilen-tetranitrammina	C ₄ H ₈ N ₈ O ₈	1.900	9.150	39.300
HNS Esanitrostilbene	C ₁₄ H ₆ N ₆ O ₁₂	1.740	7.400	24.100
PYX Bis(picrilammino)-3,5-dinitropiridina	C ₁₇ H ₇ N ₁₁ O ₁₆	1.770	7.600	25.500

(Economides *et al.*, 1998)

Nel caso si impieghi un sistema di posizionamento che utilizza il tubing, il tipo di detonatore preferibile per la perforazione è quello a percussione. In questo caso, un dispositivo di percussione urta una capsula contenente una piccola quantità di esplosivo che produce l'accensione dell'esplosivo primario e secondario. La sicurezza intrinseca del sistema è maggiore rispetto ai detonatori elettrici poiché non sono presenti elementi metallici all'interno del detonatore. Rimane sempre il rischio associato agli urti che si possono produrre nelle operazioni di posizionamento in pozzo.

Per trasmettere la detonazione alle cariche lungo il fucile si utilizza la miccia detonante. Quest'ultima è formata da esplosivo secondario contenuto in una camicia realizzata sia in materiali metallici (alluminio o piombo) sia in materiali plastici estrusi su un tessuto intrecciato. Le velocità di detonazione dipendono dall'esplosivo secondario utilizzato. Le più lente sono a base di HNS e PYX (tra 6.000 e 6.100 m/s) mentre velocità di detonazione più elevate si ottengono con RDX e HMX (circa 7.900 m/s).

Un ulteriore metodo utilizzato nelle operazioni di perforazione delle colonne di completamento è quello delle cariche cave. Il loro funzionamento è complesso, ma, per contro, il sistema è particolarmente semplice e consiste in un corpo (che ospita l'esplosivo) la cui parte interna è profilata adeguatamente, e nella camicia di rivestimento dell'esplosivo. Diamo nel seguito una breve descrizione del funzionamento della carica cava. L'accensione dell'esplosivo produce la sua detonazione, l'onda di pressione che si genera e l'espansione dei gas producono il collasso della camicia di rivestimento lungo un asse di simmetria.

È dalla geometria della carica e dal materiale della camicia che dipendono la forma e la lunghezza di penetrazione della perforazione. La forma conica produce un getto lungo e sottile che produce una profonda

penetrazione ma con un diametro piccolo. La forma parabolica o emisferica produce fori poco profondi e di grande diametro. Proprio in base a tali risultati si distinguono dei perforatori a getto Deep-Penetrating (DP) e Big-Hole (BH). Valori tipici dei fori creati con delle cariche DP sono tra 5 e 12 mm con profondità di penetrazione dell'ordine dei 30-50 cm. Le cariche BH producono invece fori di diametro tra 15 e 40 mm con profondità che non superano i 20 cm.

Il treno esplosivo viene supportato dal cosiddetto fucile o gun. Esistono due differenti tipologie di fucili: i fucili con porta cariche ricavati all'interno di un tubo e i sistemi a capsule. I primi consistono in un condotto tubolare chiuso alle estremità che contiene il treno esplosivo. Questo sistema protegge gli esplosivi dall'ambiente esterno evitando ogni tipo di degradazione. Ne esistono due tipologie, una con aperture fresate e chiuse con opportune capsule (*ported gun*) e l'altra con tubo integro con la parete assottigliata in prossimità delle cariche (*scalloped gun*). Mentre il primo tipo può essere riutilizzato più volte il secondo prevede il suo abbandono in foro. La tenuta dei fucili è fondamentale per evitare il contatto delle cariche con i fluidi e un loro danneggiamento. I sistemi di accensione impiegati nel caso dei *ported gun* sono di tipo elettrico con detonatore dal basso. Nel caso di *scalloped gun* l'accensione può essere di tipo elettrico, idraulico o a percussione con accensione dall'alto.

I fucili a capsule o *capsule gun* sono formati da cariche dotate singolarmente di capsule protettive e sono montate su un set di cavi o su un supporto flessibile di materiale plastico. Questo sistema consente di impiegare cariche più grandi a parità di diametro di tubing poiché non è presente l'ingombro costituito dall'astuccio metallico. Con tale sistema si possono ottenere perforazioni con profondità doppia e diametro maggiore del 20%. Per contro, tutto il treno esplosivo è esposto al fluido in pozzo e quindi vi è un maggior rischio di insuccesso.

È necessario in questo caso curare particolarmente le tenute tra detonatore e miccia detonante per evitare ogni ingresso di fluido.

La selezione del sistema di perforazione ottimale prevede la conoscenza delle operazioni che si intendono adottare nel futuro al fine di migliorare l'efficienza di produzione. Per i pozzi con una capacità di erogazione sufficiente e che non richiedono successive stimolazioni l'obiettivo principale è quello di ristabilire la continuità tra il foro e la formazione non danneggiata. Di conseguenza gli obiettivi della perforazione saranno la massima profondità di penetrazione, lo sfasamento tra le cariche, la densità di spari, la percentuale di livello perforato e l'impiego di condizioni di esecuzione dell'operazione con la pressione nel foro inferiore a quella della formazione (*underbalance condition*).

Lo sfasamento delle cariche o *phase angle* si ottiene mettendo su piani diversi le cariche stesse al fine di evitare l'eccessivo indebolimento del casing nel caso di sfasamento nullo e di avere la possibilità di raggiungere le zone della formazione maggiormente produttive. Si utilizzano angoli di sfasamento di 45°, 60°, 90°, 120° e 180°.

La densità di spari è un importante parametro per definire l'efficienza di produzione in base al numero di traiettorie che raggiungono la formazione e per operare una scelta corretta si deve considerare la situazione in ogni singolo caso. Altro aspetto da non trascurare è la percentuale di successo in queste complesse operazioni di perforazione che si aggira tra il 50% e il 70%.

Il limitare la lunghezza della formazione da mettere in produzione induce una riduzione di efficienza per la necessità di forzare il flusso a convergere verso la zona perforata.

La realizzazione di perforazioni in condizioni di *underbalance* è favorevole alla rimozione del potenziale danno indotto dai residui dello scoppio. Infatti in tale situazione dopo lo scoppio si instaura un contro-flusso dalla formazione verso il foro che consente di ottenere uno spurgo delle perforazioni.

3.5.7 Filtri e dreni per il controllo del trasporto solido

Il trasporto solido indotto nella produzione di idrocarburi dalle formazioni mineralizzate ha luogo principalmente nel caso di formazioni non consolidate ed è causa di eventi pericolosi con conseguenze costose. La maggior parte di questi eventi è dovuta all'accumulo del solido nel pozzo che può portare come conseguenza estrema al suo soffocamento (*killing*) ovvero alla impossibilità di erogare. Altro fattore a elevato rischio è l'erosione prodotta sugli elementi della stringa di completamento, della testa pozzo e delle installazioni in superficie, nonché la necessità di rimuovere la 'sabbia' accumulata dai

separatori. Problemi indotti dal trasporto solido, noto anche come produzione di sabbie, non si verificano solo nel pozzo ma anche nella formazione stessa alle spalle del casing dove si possono formare dei vuoti che portano alla instabilità e/o al collasso del casing.

I metodi per prevenire l'ingresso di sabbia nel pozzo sono di quattro tipi: *a)* riduzione della produzione di fluidi; *b)* metodi meccanici; *c)* metodi di consolidamento *in situ*; *d)* metodi combinati.

Il primo metodo si basa sulla rimozione della causa prima del trasporto solido ovvero si riduce la velocità di flusso attorno al pozzo a valori tali che il trasporto solido non ha luogo. È chiaramente il metodo più economico, poiché non necessita di alcun investimento, ma ha una forte ripercussione sulla produzione. Caso particolarmente interessante sono i pozzi orizzontali. In questo tipo di pozzi l'adozione di una maggiore esposizione della formazione al drenaggio offerto dal pozzo produce, a parità di portata erogata, una minore velocità nella formazione. Conseguenza di ciò è la riduzione della capacità di trasporto della corrente fluida e quindi la riduzione della produzione di sabbia. L'elevata velocità di flusso non è da considerarsi la sola causa del trascinamento ma bensì si deve tener presente la potenziale predisposizione dei grani della formazione a essere trasportati. È chiaro quindi che in formazioni non consolidate questo metodo di contenimento del trasporto possa risultare scarsamente efficace se non penalizzante.

I metodi meccanici sono i più comunemente utilizzati nel limitare la produzione di sabbia. Esistono diversi metodi, tutti hanno in comune l'impiego di dispositivi da mettere in opera a fondo foro per trattenere la sabbia e non farla entrare nel pozzo. Si tratta di dispositivi meccanici come filtri e/o camicie fessurate che assolvono alle seguenti funzioni: filtrare la formazione, trattenere il particolato solido artificialmente messo nel posto ed evitare la naturale perdita di granulato solido. A questi dispositivi si associa generalmente un dreno, che consiste nel posizionare materiale granulare, con una granulometria opportunamente selezionata, per riempire gli spazi presenti alle spalle del casing e della perforazione, e il filtro. La funzione del dreno è di provvedere al trattenimento del particolato solido sia per via meccanica sia tramite una diminuzione della velocità di flusso causata dall'aumento di permeabilità che viene indotta all'interno del foro.

I sistemi di consolidamento *in situ* consistono nell'operare su una formazione non consolidata un'azione di costituzione di una cementazione artificiale mantenendo la massima permeabilità possibile. Queste operazioni si eseguono impiegando materiali plastici o resine sintetiche.

I metodi combinati consistono nell'impiegare metodi meccanici assieme a metodi di consolidamento. Si tratta di operare un dreno costituito da sabbia rivestita

con resine per assicurare la cementazione dei grani successivamente alla loro messa in posto.

Le operazioni di messa in posto di sistemi di controllo della sabbia di tipo meccanico sono alquanto articolate e complesse e richiedono una descrizione accurata dei singoli dispositivi nonché dei metodi operativi. Quindi nel seguito diamo un approfondimento delle singole voci.

Per ottenere un dreno efficace ed efficiente è fondamentale operare la corretta selezione del materiale di riempimento. Questo è testimoniato dalla decisione, presa dalla maggior parte delle compagnie petrolifere e di servizio, di adottare la normativa API RP-58 del 1995, che descrive le raccomandazioni per la scelta e costituzione del dreno. Tra gli aspetti salienti vi è la selezione accurata del rapporto tra la dimensione della formazione e la dimensione del materiale costituente il dreno. La tecnica di Saucier raccomanda di scegliere un rapporto tra il diametro medio dei grani del dreno e il diametro dei grani della formazione compreso tra 4 e 8 per poter assicurare una azione filtrante senza una eccessiva riduzione del rapporto di permeabilità. Tale tecnica non

prende in considerazione la distribuzione granulometrica ma solo la dimensione media.

Le sabbie impiegate sono caratterizzate da un elevato tenore in quarzo e dalla coerenza della dimensione dei grani. La forma dei grani deve essere la più arrotondata possibile per evitare la formazione di ponti e il conseguente arresto della messa in posto. Esistono altri materiali che vengono impiegati al posto delle sabbie silicee e sono: le sabbie rivestite con resine, i granati, le sfere di vetro e gli ossidi di alluminio. Queste ultime alternative presentano una elevata sfericità dei grani.

Esistono vari tipi di filtri. I più semplici prevedono la realizzazione di asole longitudinali con una apertura in proporzione alla dimensione del ghiaietto impiegato per il dreno. Questi sono filtri poco costosi con una piccola area filtrante e sono impiegati nel caso di pozzi con lunghi intervalli produttivi a bassa produttività. In pozzi con elevata produttività si utilizzano i filtri a spirale (fig. 8A). Si tratta di filtri realizzati avvolgendo un filo a sezione triangolare attorno a un elemento tubolare munito di aperture. Questo filtro presenta una elevata superficie filtrante e lo spazio tra una spirale e l'altra corrisponde all'apertura del filtro che è funzione della dimensione caratteristica del dreno. Esistono anche dei filtri pre-impaccati (*prepacked*) nei quali l'intercapedine tra il filtro a spirale e l'elemento tubolare viene riempita di materiale granulare sia cementato artificialmente che non. Di filtri *prepacked* esistono tre tipi: con un doppio filtro a spirale (fig. 8B); con un tubo forato esterno (fig. 8C); con un doppio filtro e un livello di sabbia di spessore ridotto.

Un elemento altrettanto importante nelle operazioni di drenaggio è costituito dai fluidi impiegati nella messa in posto del dreno. Questi devono assolvere a tre funzioni: trasportare il materiale di riempimento in posto, essere in grado di separarsi dalla frazione solida così da lasciar formare il dreno e per ultimo lasciare la formazione senza alterare la permeabilità. Queste funzioni a volte sono tra loro in contrasto e la selezione del fluido ideale deve essere particolarmente curata. Si impiegano con successo sia le brine di completamento sia dei derivati con l'aggiunta di polimeri per aumentarne la viscosità e quindi la capacità di trasporto. Tra i più comuni agenti gelificanti ci sono l'idrossietilcellulosa (HEC), il succinoglycan (SCG), lo xantano (Xanthan) e l'ammonio quat (Surfactant gel).

Per la messa in opera del dreno esistono diversi metodi: a) il metodo a circolazione (*circulation pack*); b) il metodo a circolazione inversa (*reverse-circulation pack*); c) il *water pack*; d) il *frac-pack*. Quest'ultimo ha origine dalla necessità di provvedere un riempimento delle fratture prodotte artificialmente per pressurizzazione. La messa in posto del ghiaietto, oltre a provvedere alla fatturazione della formazione, consente di far entrare il dreno nelle fratture riducendo la probabilità di chiusura di queste dopo aver rimosso la sovrappressione.

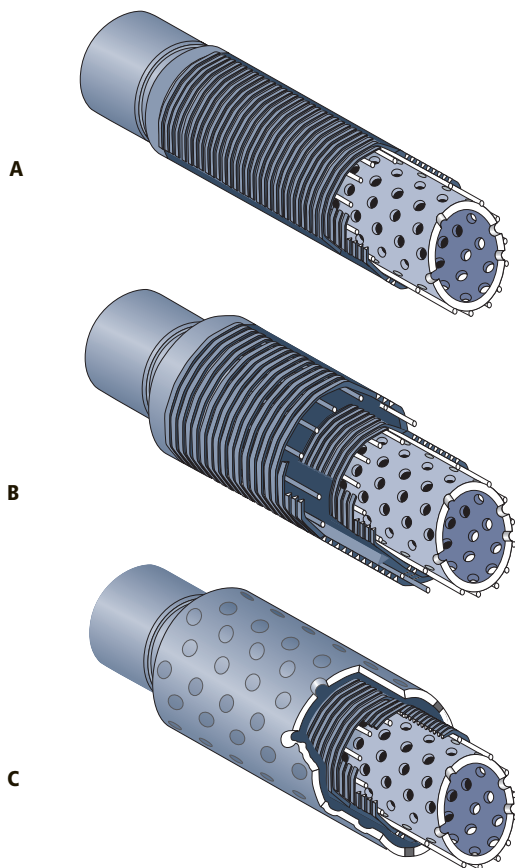
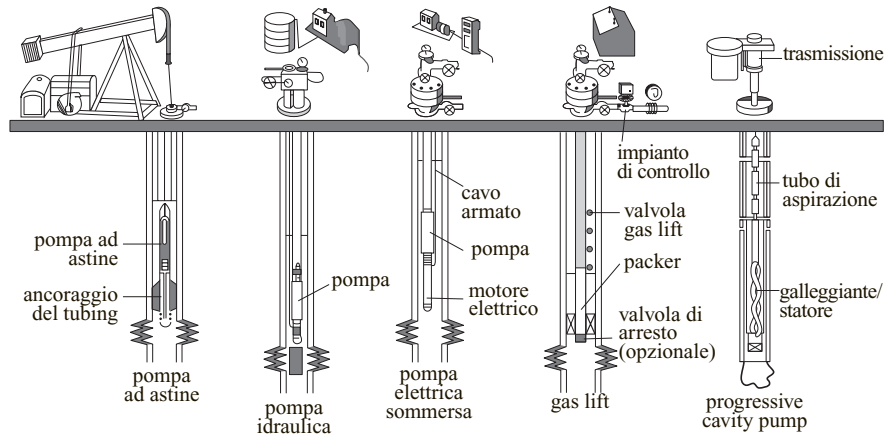


fig. 8. Esempi di filtri: filtro a spirale (A), filtro *prepacked* con doppio filtro a spirale (B), filtro *prepacked* con un tubo forato esterno (C) (Economides *et al.*, 1998).

fig. 9. Sistemi di sollevamento artificiale (Economides *et al.*, 1998).



3.5.8 Sistemi per il sollevamento assistito

La necessità di operare un sollevamento artificiale costituisce una valutazione importante in fase di progetto del completamento. Tale opportunità deve essere valutata considerando la vita operativa del pozzo e le sue condizioni di esercizio.

Esistono numerose alternative di sistemi di sollevamento artificiale e ognuna di esse presenta un campo di applicazione ottimale. Le principali tipologie di sollevamento sono: *a)* pompe ad astine; *b)* pompe idrauliche; *c)* pompe elettriche sommerse (ESP); *d)* gas lift; *e)* pompe del tipo Progressive Cavity Pump (PCP) (**fig. 9**).

Il principio di base dei sistemi di sollevamento artificiale è quello di fornire al fluido la quota di energia necessaria per raggiungere la superficie e quindi fluire fino agli impianti di trattamento primario. È possibile definire l'efficienza dei sistemi di sollevamento dividendo la potenza fornita al fluido per la potenza impegnata da fonti esterne, come motori o compressori. Il gas lift costituisce il metodo meno efficiente mentre le PCP presentano il massimo rendimento, coprendo un campo di variazione dal 5% al 70%.

La scelta del metodo di sollevamento da adottare non viene effettuata solamente con una valutazione di tipo tecnico ma viene sempre affiancata da una valutazione economica sulla convenienza a lungo termine. È per questo motivo che sistemi a bassa efficienza vedono ancor oggi un loro utilizzo anche su ampia scala.

Gli impianti di sollevamento artificiale con pompe a stantuffo o ad astine (*sucker-rod pump*) sono costituiti da un cilindro, un pistone, una valvola d'aspirazione e una valvola di scarico. Il pistone è collegato alla superficie attraverso una batteria di aste ed è movimentato da un sistema eccentrico o da un glifo oscillante, che trasformano il movimento rotatorio di un motore in moto rettilineo alternato. Durante la fase di discesa si ha l'apertura

della valvola presente nel pistone e la chiusura di quella del cilindro. In tal modo, si verifica il passaggio dell'olio dal cilindro alla tubazione di mandata, sopra il pistone. Durante la fase ascensionale si verifica la chiusura della valvola presente nel pistone e l'apertura di quella del cilindro. In tal modo, il pistone spinge il liquido presente nella tubazione di mandata in superficie e permette di aspirare altro olio per il riempimento del cilindro. L'azionamento della pompa avviene, generalmente, per mezzo di un motore elettrico o diesel, collegato al sistema a manovella attraverso un riduttore di velocità. Questo tipo d'impianto di sollevamento è molto affidabile e resistente, permette di sollevare olio anche con elevate percentuali di sabbia. Presenta bassi costi d'installazione e di manutenzione, è caratterizzato da elevate prevalenze, ma permette di trattare portate ridotte (circa 6 m³/h) e presenta problemi nell'utilizzo in pozzi devianti.

Le pompe centrifughe sono costituite da un rotore e da uno statore palettati; il liquido viene accelerato dalla rotazione del rotore e, successivamente, frenato dalle pale dello statore. In tal modo, si ha la trasformazione dell'energia cinetica del liquido in un aumento di pressione, che permette la risalita degli idrocarburi in superficie. Generalmente, per limitare l'altezza d'aspirazione, le pompe centrifughe sono installate in pozzo e sono formate da più stadi collegati su uno stesso albero di rotazione. Le pale di ogni stadio sono configurate in modo tale da avere, per la portata trattata, il massimo rendimento. Aumentando il numero degli stadi, aumenta la prevalenza della pompa e la potenza richiesta al motore d'alimentazione. Considerato che il diametro del pozzo limita le dimensioni delle giranti, le portate pompabili possono essere aumentate solo con un aumento della velocità di rotazione. L'energia elettrica può essere fornita da generatori o mediante collegamento alla rete pubblica, e viene distribuita alle utenze dopo essere stata portata alla giusta tensione per mezzo di un trasformatore. In superficie,

ci sono quadri di controllo con interruttori automatici o fusibili per la protezione dai sovraccarichi, interruttori manuali, strumenti di misura e temporizzatori per pompaggi intermittenti. Gli impianti di sollevamento artificiale con motori sommersi di tipo elettrico (ESP) sono caratterizzati da bassi costi d'impianto e permettono di pompare elevate portate (20 m³/h a 1.000 metri); per contro, sono caratterizzati da maggiori costi d'esercizio e manutenzione e il loro utilizzo è limitato a profondità inferiori a 3.000 metri per l'aumento della temperatura d'esercizio e della potenza richiesta.

Le pompe a eiettore sfruttano l'incremento di pressione conseguente al rallentamento di un fluido per passaggio in un divergente. Una pompa centrifuga di superficie spinge un fluido motore in pozzo attraverso una tubazione al cui fondo è situato un eiettore. La parte iniziale dell'eiettore è costituita da un ugello, che accelera il fluido motore e, di conseguenza, ne diminuisce la pressione. A valle dell'ugello e trasversalmente ad esso, si ha uno spezzone di tubo immerso nel fluido di formazione. La depressione creata a valle dell'ugello permette di aspirare il fluido di formazione. Il fluido motore e quello aspirato passano in un divergente dove subiscono una diminuzione di energia cinetica e un aumento di pressione, che ne permette la risalita in superficie. Del fluido arrivato in superficie, una parte viene pompata nuovamente in pozzo. Gli impianti di sollevamento artificiale con pompe ad eiettore sono caratterizzati da bassi costi d'impianto e di manutenzione, ma maggiori costi d'esercizio, hanno ottime caratteristiche d'impiego in pozzi deviati e profondi (6.000 m) e permettono di produrre elevate portate d'olio (80 m³/h).

Gli impianti di sollevamento artificiale con insufflazione di gas (*gas lift pumping*) permettono la risalita degli idrocarburi in superficie tramite la diminuzione del carico idrostatico esistente a fondo foro. Il gas viene compresso in superficie per mezzo di compressori e insufflato in pozzo, in genere, attraverso l'intercapedine. Entra all'interno della tubazione di mandata attraverso delle valvole distribuite lungo la condotta, consentendo così di diminuire la densità del fluido e di far erogare il pozzo. L'insufflazione può essere continua o intermittente. Il primo sistema permette di avere portate più elevate ed è applicato in pozzi con buone pressioni di fondo. Il secondo sistema è utilizzato in pozzi molto depletati o con basse pressioni, che richiedono un elevato volume del cuscino di gas per la risalita degli idrocarburi. Se si dispo-

ne di un'insufficiente quantità di gas, esso può essere recuperato al separatore, ricompresso e rimandato in pozzo. Le valvole per il passaggio del gas possono essere gestite tramite la tubazione d'erogazione oppure tramite cavo. Le prime presentano il vantaggio di avere maggiori luci di passaggio del gas permettendo alte portate, mentre le seconde hanno passaggi limitati, ma permettono di essere sostituite senza estrarre la tubazione. Possono essere concentriche o eccentriche. Le prime necessitano della rimozione di tutte le valvole superiori per intervenire su quelle inferiori, mentre le seconde hanno un maggiore ingombro esterno. Gli impianti di sollevamento artificiale con insufflazione di gas hanno costi d'impianto e d'esercizio molto bassi che possono essere ulteriormente ridotti con l'utilizzo di un compressore centralizzato, per alimentare più pozzi contemporaneamente; sono affidabili e di facile manutenzione, ma permettono di produrre limitate portate (2 m³/h a 3.000 m).

Bibliografia generale

- ANGEL J. (2000) *Intelligent oilfields. Managing the interfaces*, «Offshore», 60, 184.
- BAROID (1994) *Completion and workover fluid technology*, Houston (TX), Baroid.
- BROWN K.E. (1977-1984) *Technology of artificial lift methods*, Tulsa (OK), PPC Books, 4v.
- COULL C. (2001) *Intelligent completion provides savings for Snorre TLP*, «Oil & Gas Journal», 99, 78-79.
- FURLOW W. (2001) *Expandables market changing the way wells are drilled and completed*, «Offshore», 61, 42.
- FURLOW W. (2003) *Service companies goes it alone*, «Offshore», 63, 62-64.
- HOGG C. (2002) *Level 6 multilateral numbers increase*, «Oil & Gas Journal», 100, 63-67.

Bibliografia citata

- AGIP (1996) *Well completion and workover course*, Agip, 2v.
- ECONOMIDES M.J. *et al.* (edited by) (1998) *Petroleum well construction*, Chichester-New York, John Wiley.

CLAUDIO ALIMONTI

Dipartimento di Ingegneria Chimica,
dei Materiali, delle Materie Prime e Metallurgia
Università degli Studi di Roma 'La Sapienza'
Roma, Italia

