



# Horizontal Directional Drilling: ingegneria dei fluidi di perforazione

*L'ESECUZIONE CON SUCCESSO DI UNA TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA PASSA NECESSARIAMENTE ATTRAVERSO UNA CORRETTA PROGETTAZIONE E IL CONTINUO MONITORAGGIO DELLE CARATTERISTICHE FISICO-CHIMICHE DELLA MISCELA DEL FLUIDO DI TRIVELLAZIONE LUNGO TUTTA LA FASE DI ESECUZIONE*

Massimo Chiarelli\*



1. Una vista generale di un impianto di miscelazione, riciclaggio e pompaggio della bentonite

I fluidi di perforazione svolgono un ruolo di primaria importanza nell'esecuzione di una trivellazione orizzontale. Oltre che per l'asportazione dei detriti dal cavo, il raffreddamento e la lubrificazione dello scalpello e il contenimento fisico dei fluidi presenti nel pozzo sono determinanti per il consolidamento e la stabilità del perforo. Durante tutte le fasi di lavoro della trivellazione orizzontale controllata (perforazione pilota, alesatura e tiro-posa della condotta) si utilizza continuamente il fluido di trivellazione. Il successo nel completamento di una trivellazione dipende in generale da molti fattori, ma il fluido di perforazione gioca un ruolo determinante.

Il fluido svolge importanti funzioni, quali rimozione del cuttings, stabilizzazione del perforo, lubrificazione e raffreddamento degli utensili, sospensione del cuttings, riduzione di attriti, prevenzione di eventuali forme di corrosione e, non ultima, la trasmissione di energia idraulica al Bit (mud motors).

Nelle applicazioni H.D.D. la classificazione dei fluidi di perforazione si semplifica notevolmente rispetto ad altri campi d'applicazione. Si distinguono, infatti, due famiglie: i fluidi in fase prevalentemente liquida (acqua, acqua e bentonite, acqua bentonite e polimeri) e i fluidi in fase prevalentemente aeriforme

(aria secca, aria con acqua, aria con acqua e agente schiumogeno, aria con acqua addizionata di polimeri e agenti schiumogeni). Nel primo caso si parla di wet boring (trivellazione in umido), nel secondo caso di dry boring (trivellazione a secco). Nel caso di terreni coesivi, una grossa differenza sta nel fatto che nei sistemi ad aria il detrito viene dislocato mentre, in quelli liquidi, tende ad essere portato a giorno. Quasi la totalità degli impianti in circolazione sono di tipo wet e l'attenzione verrà posta pertanto a questa tipologia.



2. La fase di alesaggio del perforo allagato dal fango



## Le trivellazioni in “umido”

Il wet boring è la tecnologia più diffusa poiché presenta alcuni vantaggi, legati essenzialmente ai seguenti fattori:

- ◆ alte velocità di perforazione/alesatura (drilling/reaming rate), soprattutto in terreni prevalentemente argillosi;
- ◆ bassi o nulli dislocamenti di terreno che si possono avere in superficie;
- ◆ riduzione degli attriti che si registrano, in condizioni ottimali, nelle fasi di tiro;
- ◆ distanza che è possibile coprire nel trasporto dei detriti (dal fondo foro alla superficie), grazie all'incomprimibilità del fluido di perforazione.

Non è però esente da inconvenienti:

- ◆ rischio frac-out (cioè perdita di fango che emerge in superficie per rottura del suolo a causa delle elevate pressioni);
- ◆ possibilità d'invasione di locali interrati posti in prossimità del perforo;
- ◆ sono richiesti grandi quantitativi di acqua;
- ◆ in alcuni casi il fluido può costituire un inquinante per l'ambiente.

Come visto, il fluido svolge importanti funzioni dalle quali dipende fortemente il tempo necessario al completamento della trivellazione e, dunque, il costo dell'opera.

I fanghi, infatti, influenzano diversi parametri che condizionano la durata della perforazione: la velocità di penetrazione del Bit (rate of penetration, ROP), i ritardi causati da franamenti nel canale (hole collapse), la perdita di circolazione nel foro (lost circulation), il frac-out di fluido, gli attriti elevati sulla batteria (stuck drill pipe), l'eccesso di solidi in sospensione/circolazione, i tappi di fondo (annular pack-off). Inoltre, il costo dei fluidi non è elevato se paragonato agli altri costi diretti, ma la scelta del fluido-miscela e il mantenimento delle sue caratteristiche influenzano drasticamente i costi di realizzazione.

Tradizionalmente i fanghi di trivellazione utilizzati sono a base bentonitica, ovvero, una miscela composta da acqua e bentonite (slurry). Spesso la trivellazione inizia con una miscela di bentonite ed acqua a cui, nel corso della perforazione, si aggiungono gli additivi di interesse, mirati cioè ad incrementare o decrementare una specifica proprietà. I fluidi di perforazione a base acquosa si distinguono in inibitori e non inibitori e le tipologie più comuni sono riassunte in Figura 3.

Il fango viene preparato in opportuni impianti di miscelazione, aggiungendo all'acqua (che deve presentare precise caratteristiche chimico-fisiche) la bentonite o altro materiale premiscelato ed eventuali additivi.

Fanghi a base di acqua	
Fanghi inibitori	Fanghi non inibitori
Al cloruro di potassio	Bentonitici
Al gesso	Bentonitici e Carbometil-Cellulosa (CMC)
Alla calce	A basso contenuto di solidi con "bentonite extender"
Saturi di cloruro di sodio	Ai lignosolfonati
	Alle (cromo) lignine
	Al PHPA (Poliacrilammide)

3. La classificazione dei fanghi

Un importante aspetto legato ai fluidi di perforazione è il calcolo del volume necessario affinché svolga con efficacia la funzione di allontanamento del materiale di scavo (cuttings). Il calcolo del volume di terreno trivellato (configurabile come un cilindro) per unità di lunghezza, è calcolato con la seguente formula:

$$V_T = \pi \cdot r^2 \cdot L = \pi \frac{D^2}{4} \cdot L$$

dove:

$V_T$  = valore espresso in  $\frac{m^3}{m}$  volendo calcolare il volume per unità di lunghezza di trivellazione ( $L = 1$  m);

$r = D/2$  essendo  $D$  il diametro della punta/alesatore.



4. L'unità di riciclaggio della bentonite

Successivamente, si stabilisce il rapporto volumetrico tra fango e terreno trivellato (ossia il mud factor): esso dipenderà particolarmente dalla natura del terreno. Non esistono rapporti rigidi in tal senso, ma tali considerazioni si basano soprattutto su dati frutto dell'esperienza.

A titolo esemplificativo, possiamo certamente affermare che nel caso di trivellazioni in sabbia il rapporto tra volume di fango (sempre per unità di lunghezza) e volume di terreno è di 1:1; nel caso di argille, a seconda della loro suscettività all'acqua, tale rapporto varierà da 2:1 sino anche a 4:1.

## La bentonite nei fluidi a base d'acqua

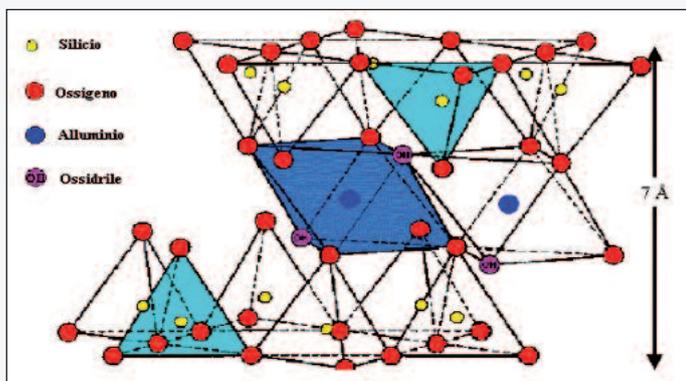
I fluidi di perforazione a base d'acqua (water-base muds) sono quelli maggiormente utilizzati nella Horizontal Directional Drilling. Essi sono costituiti da una soluzione di acqua, bentonite e polimeri. Quando possibile, è consigliabile usare solo acqua e bentonite ed eventualmente aggiungere uno alla volta gli additivi di interesse: ciò perché, oltre all'aumento dei costi, più una miscela è complessa, maggiore è la difficoltà a mantenere inalterate le sue caratteristiche stabilite.

Infatti, l'aggiunta di additivi inutili o la non corretta miscelazione rappresenta una perdita di denaro e la causa di molti problemi (un'errata progettazione della miscela spesso è causa di insuccesso della trivellazione).



## Perforazione orizzontale

Questo è uno dei motivi per cui bisogna monitorare continuamente le caratteristiche dei fluidi effettuando test in cantiere e preventivamente in laboratorio. La bentonite, macinata in polvere, viene dispersa sotto agitazione in acqua, formando sospensioni colloidali la cui stabilità dipende proprio dall'estrema finezza. Infatti, più le particelle sono piccole, più forti sono le forze di repulsione e conseguentemente maggiore è la loro capacità di rimanere stabilmente in sospensione. È questa la condizione in cui l'argilla si idrata meglio. La bentonite, dunque, è il componente principale di questi fanghi: i minerali argillosi impiegati correntemente sono le montmorilloniti e l'attapulgite. Sono utilizzati entrambi allo scopo di fornire proprietà viscosive, struttura di gel e prevenire le perdite di fluido. Le montmorilloniti più comuni sono quelle sodiche (bentoniti propriamente dette) e quelle calciche (sub-bentoniti).



6. L'unità di miscelazione della bentonite

Le prime in presenza di acqua dolce si idratano fortemente, pertanto aumentano di circa dieci volte il loro volume e danno i fanghi di migliori caratteristiche (alta viscosità e tissotropia, pannello elastico ed impermeabile, ecc.). Le seconde si idratano meno e aumentano di volume solo di due/quattro volte.

In commercio, esistono diversi tipi di bentonite grezza in base alla qualità del rigonfiamento dell'argilla. Quella di più bassa qualità, cioè la sub-bentonite calcica, viene spesso trattata durante la macinazione aggiungendo uno o più componenti, quali: carbonato di sodio, polimeri sintetici a lunga catena, cellulosa polianionica (PAC), amido o polifosfati. Questi fanno sì che il prodotto finale abbia specifiche qualità ma, sfortunatamente, gli additivi non rimangono realmente effettivi nel "mondo del fango" a causa dell'aggressività degli ioni in acqua, delle alte temperature, degli attacchi batterici, del degrado meccanico e di altri fattori che possono rendere inefficaci gli additivi stessi. L'altra tipologia di bentonite, ossia l'attapulgite, è un minerale argilloso con struttura a catena che viene usata largamente perché riesce a formare fanghi con buona viscosità anche in presenza di elevate concentrazioni di ioni  $\text{Na}^+$  o  $\text{Ca}^{++}$ , benché presenti minor grado di idratazione. L'attapulgite, tuttavia, non riesce a fornire un buon controllo della filtrazione in quanto forma un pannello permeabile data la sua struttura cristallina aghiforme.

Un problema non di poco conto che si può presentare durante la fase di trivellazione è rappresentato dagli strati di argille naturali che interagiscono con il fango. Le proprietà delle argille di strato sono in molti casi simili alle proprietà delle argille usate per il confezionamento dei fanghi. La maggior parte delle argille di strato hanno, come la bentonite, una struttura a fogli piatti che non sono strettamente legati tra loro. Per tale motivo, le argille tendono a slittare quando vengono spinte parallelamente ai piani costituiti dalle superfici dei fogli. I sollevamenti sotterranei spesso piegano ed inclinano le formazioni i cui livelli, non essendo più perpendicolari al perforo, non sono più stabili e possono slittare all'interno a causa della pressione della formazione stessa. Questi slittamenti possono causare ponti di argilla pericolosi per le manovre di estrazione. Inoltre, le particelle di argilla molto fini restano conglobate nel fango e si comportano come argilla di confezionamento, il che aumenta le caratteristiche reologiche. Una volta innescatosi lo scivolamento dell'argilla può avvenire che:

- ♦ una viscosità troppo alta possa favorire la tendenza delle argille a slittare nel foro con conseguente influenza sul flusso del fango;
- ♦ una viscosità troppo bassa provochi una maggior turbolenza del flusso con pericolo di infiltrarsi, durante l'esecuzione della trivellazione, in maniera non controllata e provocare collassi nella formazione;
- ♦ anche un alto valore di gel può danneggiare le formazioni argillose provocando i cosiddetti "pistonamenti in pozzo" richiama altra argilla nel cavo di trivellazione;
- ♦ un'alta filtrazione acquosa possa causare assorbimento di acqua tra i fogli delle formazioni argillose con conseguente rigonfiamento dell'argilla. Questa, per aumento di volume, slitta nel cavo.

Al fine di evitare tali problemi si utilizzano particolari prodotti con funzioni di inibizione dell'argilla.



## Gli agenti e gli additivi utilizzati

In commercio esiste un'ampia gamma di fluidi di trivellazione aventi scopi differenti e ogni gruppo include ulteriori sottovarietà. Generalmente vengono utilizzati agenti ed additivi per migliorare le proprietà del fluido di trivellazione.

Alcuni additivi, poi, hanno funzioni multiple e possono, quindi, essere utilizzati con compiti specifici diversi.

In Figura 7 si elencano una serie di prodotti che possono essere aggiunti alla miscela al fine di conferirle o di esaltarne alcune proprietà.

<b>Additivi per il controllo acido/basico</b>	Questi prodotti sono usati per il controllo del grado di acidità o basicità del fluido e comprendono calce, soda caustica, carbonato di sodio e bicarbonato di sodio così come altri componenti acidi e basici
<b>Battericidi</b>	Tali prodotti sono utilizzati per la prevenzione della degradazione batterica di additivi organici naturali, come l'amido e xanthan gum
<b>Riduttori di Calcio</b>	Il carbonato di sodio, il bicarbonato di sodio, la soda caustica e certamente i polifosfati, sono utilizzati per ridurre il calcio nell'acqua salata, ma anche per il trattamento della contaminazione del cemento e per sormontare gli effetti della contaminazione di anidride e gesso
<b>Inibitori di corrosione</b>	Il giusto valore del pH, costantemente controllato, permette la verifica di eventuale corrosione, oltre che la neutralizzazione degli acidi grassi pericolosi e la prevenzione delle incrostazioni nei fluidi di perforazione. I più comuni inibitori di corrosione sono i prodotti a base di ammine (o fosfati) così come altri composti chimici specializzati
<b>Antischiuma</b>	Tali prodotti sono indicati per ridurre la formazione di schiuma, particolarmente nei fanghi salmastrati o saturi di sale
<b>Emulsionanti</b>	Questi prodotti generano una miscela eterogenea (emulsione) di due liquidi insolubili. Essi comprendono i tensioattivi per i fluidi di perforazione a base d'acqua. Tali composti chimici possono essere anionici (caricati negativamente), non-ionici (neutri) o cationici (caricati positivamente), in base alle applicazioni
<b>Riduttori di filtrato</b>	I riduttori di filtrato o riduttori di perdite di fluido (come bentonite, lignite, cellulosa polianionica, poliacrilato, amido pre-gelatinizzato) servono a diminuire le perdite di fluido, cioè ridurre la tendenza della fase liquida del fluido di perforazione a passare attraverso il pannello verso la formazione
<b>Flocculanti</b>	Questi composti sono usati per incrementare la viscosità al fine di migliorare la pulizia del foro, per incrementare lo yield point e per chiarificare l'acqua dei fluidi (cioè diminuire il contenuto dei solidi). Possono essere utilizzati a tal fine diversi prodotti: calce idratata, gesso, carbonato di sodio, tetrafosfato di sodio e polimeri a base di acrilamide. Essi provocano la flocculazione (cioè l'aggregazione in gruppi) di particelle colloidali in sospensione, permettendo quindi l'eliminazione del solido
<b>Materiali per le perdite di circolazione</b>	La funzione primaria di un additivo per le perdite di circolazione è quella di otturare la zona in cui il fluido si disperde nella formazione sicché, nelle operazioni seguenti, non risultino ulteriori perdite
<b>Lubrificanti</b>	Questi prodotti hanno lo scopo di ridurre il coefficiente di attrito nei fluidi di perforazione, diminuendo quindi sia il momento torcente sia la tensione. Diversi tipi di oli, liquidi sintetici, grafite, tensioattivi, glicoli e glicerina, così come altri composti chimici sono utilizzati a questo scopo
<b>Agenti sbloccanti per la condotta</b>	Essi sono detergenti, saponi, tensioattivi ed altri composti chimici. Questi agenti vengono immessi nell'area in cui vi è il sospetto che la condotta aderisca alla formazione, allo scopo di ridurre l'attrito ed incrementarne la lubrificazione, liberando così il tubo bloccato
<b>Inibitori per il controllo dell'argilla</b>	Immissioni di potassio o calcio solubile, così come sali inorganici e composti organici, provvedono al controllo dell'argilla riducendone l'idratazione. Questi prodotti vengono utilizzati per prevenire l'eccessivo allargamento del tunnel e sollevamenti o scavarnamenti mentre si perforano strati di argilla sensibili all'acqua
<b>Agenti tensioattivi</b>	I tensioattivi, come sono chiamati, riducono la tensione interfacciale tra le facce a contatto (acqua/olio, acqua/solido, acqua/aria, ecc.). Questi possono essere emulsionanti, de-emulsionanti, agenti bagnanti e flocculanti o de-flocculanti a seconda delle superfici in gioco
<b>Agenti termo-stabilizzanti</b>	Questi prodotti intensificano la stabilità reologica e la filtrazione dei fluidi di perforazione esposti ad alte temperature. Diversi composti chimici vengono utilizzati a tal fine, inclusi i polimeri acrilici, i polimeri solfonati e i copolimeri, così come la lignite, i lignosolfonati e gli additivi a base di tannino
<b>Solventi e disperdenti</b>	Tali composti chimici modificano la relazione tra la viscosità e la percentuale di solidi presenti in un fluido di perforazione. Possono essere usati, inoltre, per ridurre il gel strength, aumentare la "pompabilità" del fluido, ecc. Diversi materiali come il tannino (quebracho), vari polifosfati, lignite e lignosolfonati funzionano come diluenti o come disperdenti. Il principale scopo di un diluente è agire come un deflocculante, cioè ridurre l'attrazione (flocculazione) delle particelle di argilla, producendo quindi alta viscosità e gel strength
<b>Viscosizzanti</b>	Bentonite, cellulosa polianionica (PAC), polimeri e fanghi con acqua salata possono essere utilizzati per incrementare la viscosità allo scopo di migliorare la pulizia del tunnel e la sospensione dei solidi
<b>Materiali di appesantimento</b>	Barite, ossidi di ferro, carbonati di calcio ed altri prodotti simili che hanno alto peso specifico vengono utilizzati per il controllo delle pressioni della formazione, per verificare scavarnamenti nella formazione e per facilitare il tiro (pull-back) della condotta

### 7. La descrizione degli agenti e additivi più comuni



### La contaminazione dei fanghi e i possibili rimedi

Per la produzione di un ottimo fango di trivellazione è importante conoscere il contenuto in sali e minerali dell'acqua, nonché il pH e la durezza totale.

Durante la trivellazione, però, si possono incontrare delle sostanze o dei minerali che alterano la composizione del fango e che ne fanno variare le caratteristiche: la contaminazione, infatti, può avere effetti chimici o fisici dannosi.

Occorre precisare che, in via generale, una sostanza che rappresenta un contaminante per un determinato tipo di fluido può non rappresentarlo per un altro. Per i fluidi a base d'acqua, i contaminanti più usuali sono:

1. Cloruro di Sodio ( $\text{NaCl}$ ): si trova nei banchi di salgemma o in strati contenenti acque salate. La contaminazione avviene, in questo caso, poiché si tratta di un fango ad acqua dolce che viene a contatto con  $\text{NaCl}$  (diverso è il caso dei fanghi formati da acqua salata e bentonite in polvere). Una forte concentrazione di  $\text{NaCl}$  provoca la flocculazione del fango bentonitico. La presenza di cloruro di sodio è confermata dall'incremento dei cloruri nel fango. Inoltre, si verificano incrementi di viscosità, perdite di fluido nel circuito, incrementi di calcio, decrementi di pH e  $\text{Pf}_4$  (alcalinità fenoltaleina. Se vengono aggiunti fluidificanti, disperdenti e soda caustica (per aumentare il pH), un normale fango ad acqua dolce può tollerare fino a un massimo di 10.000 ppm di cloruro di sodio;
2. gesso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) e Anidride ( $\text{CaSO}_4$ ): gesso e anidride sono entrambi solfati di calcio con composizione chimica molto simile. Con tali minerali il fango si arricchisce di ioni  $\text{Ca}^{++}$  e  $\text{SO}_4^{--}$  e tende a flocculare. I sintomi di tale contaminazione sono un generale aumento della viscosità e del gel strength, delle perdite di fluido nel circuito oltre all'aumento del calcio solubile. Inoltre sono possibili decrementi di  $\text{Pf}$  e pH. La flocculazione può essere ridotta mediante l'aggiunta di soda caustica e cromo-lignosulfonato. Se si tratta il fango con carbonato di sodio (soda ash,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ), il calcio viene eliminato sotto forma di carbonato di calcio insolubile. Anche se l'acqua con cui viene confezionato il fango è troppo dura o se il pH è troppo basso, si può procedere al pretrattamento con carbonato di sodio: esso è utilizzato per trattare la maggior parte delle contaminazioni di ioni calcio di acqua dolce e acqua di mare;
3. gas acidi: anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ) e acido solfidrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ). Il contaminante più dannoso e corrosivo è l'idrogeno solforato: esso è pericoloso sia per i materiali tubolari presenti nel pozzo che per la salute umana. L'idrogeno solforato si può trovare nei depositi termali o come una lente di gas tra le formazioni oppure si può originare dal-

la degradazione biologica o dalla scissione di composti contenenti zolfo. I sintomi della contaminazione da  $\text{H}_2\text{S}$  sono una diminuzione dell'alcalinità, un fastidioso lieve odore (di uova marce) presso la linea di flusso, i tubi e/o il fango diventano neri.

I rimedi sono in questo caso l'aggiunta di soda caustica (portando il pH a  $11 \div 11,5$ ) o effettuare un tampone con la calce. Esistono, inoltre, in commercio prodotti specifici per i trattamenti del fango contaminato da idrogeno solforato.

### Conclusioni

Per ciò che riguarda il processo di trivellazione H.D.D., nella maggioranza dei casi il processo di lavoro standard prevede



8. Il cono di Marsh per la misura della viscosità



9. La filtropressa per la determinazione del pannello e del filtrato

l'impiego di bentonite aggiunta all'acqua, la quale assume struttura portante e conferisce le caratteristiche indispensabili al fango (slurry).

Un adeguato fluido di perforazione deve infatti avere una giusta capacità di trasporto (carrying capacity o gel strength) per ottenere un foro pulito e ben aperto.

La capacità di trasporto è sinonimo, quindi, di buon trasporto del cuttings. Essa dipende principalmente dalla velocità anulare, dall'angolo del perforo e dal profilo di flusso ma anche dalla densità del fango e dalla dimensione del cuttings. Il solido non rimarrebbe in sospensione se si mantenesse un fango senza gel strength.

Sia il controllo del filtrato che la formazione di un sottile pannello (filter cake) sono altresì essenziali per poter mantenere il foro aperto e, sebbene correlati, possono essere visti come due proprietà separate.



Nella sabbia, ad esempio, la qualità del pannello è estremamente importante: esso intonaca e sigilla le pareti del tunnel stabilizzandolo ed evitando il collasso dello stesso. Un pannello di buona qualità comunque, non può essere ottenuto senza un adeguato filtrato (perdita d'acqua).

La quantità di filtrato in sabbia, tuttavia, è casuale ed è subordinata alla qualità del pannello. Nel caso dell'argilla vale un'altra considerazione: la qualità e la quantità del filtrato sono più importanti per prevenire l'idratazione, cioè l'assorbimento di acqua di strato da parte dell'argilla del fango e il conseguente rigonfiamento. In questo caso, il pannello può essere considerato "accessorio". Tuttavia, un buon e basso volume di filtrato non può essere ottenuto senza una buona qualità del pannello. Pannello e filtrato vengono determinati mediante test alla filtropressa.

Il peso del fango non è un punto cruciale come nel caso delle perforazioni verticali, caratterizzate da alte pressioni dei fluidi di strato. Considerate le relative basse profondità alle quali le installazioni H.D.D. vengono eseguite, la pressione idrostatica non entra in gioco in maniera determinante. Tuttavia ciò non vuol dire che la densità del fango non sia importante: essa controlla comunque la pressione idrostatica e previene ingressi di fluido non voluti nel foro.

Una densità eccessiva può causare fratture nella formazione e perdite di circolazione.

I test per determinare la densità vengono eseguiti attraverso l'uso di una bilancia standardizzata da norme API. In genere, per applicazioni H.D.D., un fluido di perforazione (non contenente solidi) presenta una densità di  $1,02 \div 1,05 \text{ g/cm}^3$ .



10. Il mud balance per la determinazione del peso del fango

Quando le condizioni delle perforazioni sono particolarmente difficili, possono essere aggiunti additivi nella sospensione bentonitica, come ad esempio polimeri o agenti per incrementare il gel strength e per il controllo della viscosità, del pH o della durezza.

Con riferimento ai parametri reologici, un buon fango dovrebbe possedere una bassa viscosità plastica: ciò è indice di alte velocità di trivellazione a causa della bassa viscosità del fango all'uscita del drill Bit.

Alti valori sono causati da fluidi di base molto viscosi e da un eccesso di solidi colloidali presenti: per abbassare la viscosità plastica occorrerebbe abbassare il contenuto in solidi attraverso la diluizione del fango.

Un secondo parametro reologico è rappresentato dallo yield point: esso indica la capacità del fango di trasportare a giorno i detriti. Un alto valore dello yield point implica fluido non newtoniano che trasporta cuttings meglio che un fluido di densità simile, ma con bassi valori di yield point. Il valore di tale parametro può essere abbassato aggiungendo defloculanti in un fango a base d'argilla e incrementato aggiungendo argilla fresca dispersa o flocculanti, come la calce. Il valore dello yield point si determina mediante test con il viscosimetro.

Terzo parametro reologico è il gel strength (letteralmente "forza del gel") che, come si diceva all'inizio, è uno dei parametri più importanti nelle perforazioni H.D.D.: il valore specifico quanto veloce e quanto forte è il gel che si forma quando il fango si arresta. Più alto è il valore del gel strength, più sono grandi le particelle che vengono mantenute in sospensione dal fango (e che quindi non sedimenteranno verso il basso). Anche questo valore può essere determinato attraverso test di laboratorio con il viscosimetro. Ulteriori raccomandazioni devono essere fatte per i fluidi che devono azionare i mud motors.

Quest'ultimi sono motori che utilizzano la potenza idraulica del fluido di perforazione per guidare la punta di trivellazione. La giusta selezione del fluido non solo apporterà migliorie sulla perforazione ma preverrà anche tutta una serie di complicanze. La scelta di un mezzo di perforazione deve essere fatta tenendo conto di due zone del motore che sono soggette a danneggiamenti da parte del fango: l'elastomero presente nello statore e i cuscinetti. La prestazione del motore può essere migliorata se si osservano alcune regole fondamentali. Il contenuto in sabbia, nel fluido di perforazione, dovrebbe essere mantenuto al di sotto del 2% (alcuni fornitori richiedono percentuali minori dello 0,5%). Ciò è ancora più importante quando ci sono alte velocità di flusso, a causa del loro effetto abrasivo.



11. Il viscosimetro a rotazione



## Perforazione orizzontale

La concentrazione di altri componenti o additivi abrasivi nel fango (ad esempio l'ematite) devono essere sempre ridotti al minimo. Il peso del fango è un altro importante fattore: di regola un fango pesante crea logorii maggiori nel motore.

Ciò, combinato all'alto contenuto di sabbia, potrebbe essere estremamente dannoso per il motore. Nei casi di fango pesante (con densità maggiore di  $1,4 \text{ g/cm}^3$ ) si dovrebbe porre la massima attenzione nel mantenere il contenuto in solidi quanto più basso possibile al fine di prevenire una erosione abnorme alle parti interne del motore.

Inoltre, fluidi contenenti cloruri potrebbero ridurre la vita del rotore e dello statore a causa della corrosione, specialmente ad elevate temperature: un'attenzione estrema dovrebbe essere rivolta ai rivestimenti interni se la concentrazione dei cloruri è al di sopra dei 30 ppm.

Per quanto riguarda l'idraulica, si è detto che la più importante funzione di un fluido è quella di trasportare i cuttings fuori dal cavo. Quando si trivella, un'enorme quantità di solido entrerà nel sistema dei fanghi e si dovrà evitare la saturazione poiché potrebbe bloccare la batteria di aste.

Nelle operazioni di alesatura, quando il diametro del tunnel cresce, la velocità anulare diminuisce e pertanto il fango dovrebbe tenerne conto attraverso l'incremento della capacità di trasportare detriti e delle proprietà di sospensione.

Prima che il fango arrivi al vibrovaglio ci si deve aspettare una gran quantità di solido: se quest'ultimo, man mano che arriva al vibrovaglio, diminuisce si deve sospettare qualche problema.



12. La fase di Pull-Back con tubazione immersa in fango bentonitico



13. Il vibrovaglio in funzione

Potrebbe essere infatti necessario eseguire specifiche manovre dal Rig per rompere e dislocare le ostruzioni nel cavo. Quando il diametro del perforo aumenta, alcune parti dello stesso possono staccarsi e crollare nel cavo immettendo ghiaia, ciottoli e pietrischi nei fluidi di trivellazione: questi non saranno trasportati dal fango, ma alcuni di essi potranno essere spinti fuori dall'assemblaggio di fondo foro e molti certamente rimarranno nella parte più bassa del foro con possibili ostruzioni. La loro quantità potrà essere minimizzata diminuendo il numero di viaggi attraverso la sezione che genera i ciottoli o mettendo un rivestimento nella sezione in cui si riscontrano problemi. La pulizia del foro, durante la perforazione, conterà su un costante flusso di fango che deve passare ed uscire fuori dal foro a velocità compatibili con la quantità di solido trasportato all'esterno: non devono essere permesse velocità di trivellazione superiori alla capacità di pulizia del foro.

Nel caso di trivellazione con perdite di circolazione, occorre prestare grande attenzione agli improvvisi cambi di velocità di perforazione, fluttuazioni della pressione delle pompe, incrementi di coppia nella rotary e cambiamenti nel trascinamento della batteria. ■

\* *Ingegnere Progettista e Project Manager Saipem SpA*

### BIBLIOGRAFIA

- [1]. M. Chiarelli - "La tecnologia TOC per tubazioni in polietilene", "Strade & Autostrade" n° 101.
- [2]. M. Chiarelli - "Tecniche avanzate di scavo in sotterraneo mediante TBM, Microtunnelling e Horizontal Directional Drilling", "INGENIO" n°17, Imready Srl, RSM.
- [3]. M. Chiarelli - "L'Arte del costruire gallerie", Editrice Uni Service, Trento, 2009.
- [4]. M. Chiarelli - "Lo scavo meccanizzato TBM nella realizzazione di Tunnel", Atti del Convegno, Fiera Internazionale del Libro, Lingotto Fiere, Torino, 2009.
- [5]. M. Chiarelli - "Le vibrazioni degli edifici indotte dalle ferrovie sotterranee", "Strade & Autostrade" n° 44.