

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

**CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA PER
L'AMBIENTE E IL TERRITORIO**

*DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA CHIMICA, MINERARIA
E DELLE TECNOLOGIE AMBIENTALI*

TESI DI LAUREA

in

Moto dei fluidi e prospezioni nel sottosuolo LS

**CARATTERIZZAZIONE DEI FLUIDI DI PERFORAZIONE
PER L'IMPIEGO NELLA HORIZONTAL DIRECTIONAL
DRILLING (H.D.D.)**

CANDIDATO
Davide Galazzo

RELATORE
Chiar.mo Prof. Ezio Mesini

CORRELATORI
Prof. Paolo Macini
Ing. Roberto Maestrello

Sessione III

Anno Accademico 2007/08

INDICE

INTRODUZIONE	3
---------------------------	---

CAPITOLO PRIMO

GLI ATTRAVERSAMENTI MEDIANTE TECNOLOGIE TRENCHLESS

1.1 - Generalità.....	5
1.2 - Progettazione di un attraversamento	6
1.3 - Le tecnologie trenchless per la posa in opera delle condotte	9
1.4 - Fattori che influenzano la scelta del metodo.....	14

CAPITOLO SECONDO

HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING (H.D.D.)

2.1 - Generalità.....	20
2.2 - Il cantiere.....	22
2.3 - Fasi principali di lavoro.....	40
2.4 - Principi sulla progettazione di un attraversamento mediante tecnologia H.D.D.	44
2.5 - Applicazioni speciali e sviluppi in corso.....	51

CAPITOLO TERZO

L'UTILIZZO DEI FLUIDI DI PERFORAZIONE

3.1 - Generalità.....	54
3.2 - Funzioni del fluido di perforazione.....	55
3.3 - Il circuito idraulico di perforazione.....	59
3.4 - Tipi di fluido: composizione ed additivi.....	61

CAPITOLO QUARTO

REOLOGIA E IDRAULICA

4.1 - Generalità.....	74
4.2 - Comportamento reologico di un fluido	74
4.3 - Modelli reologici del fluido di perforazione.....	80
4.4 - Regimi di flusso del fluido di perforazione.....	89

CAPITOLO QUINTO

FLUIDI IMPIEGATI NELLA HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING

5.1 - La perforazione wet boring	95
5.2 - La bentonite nei fluidi a base d'acqua	98
5.3 - Agenti e additivi	102
5.4 - Contaminazione dei fanghi e possibili rimedi	105
5.5 - Caratteristiche e raccomandazioni	107
5.6 - L'ingegnere dei fluidi di perforazione (mud engineer)	110
5.7 - Sicurezza, recupero e smaltimento	113

CAPITOLO SESTO

TEST PER LA CARATTERIZZAZIONE E IL MONITORAGGIO DEI FLUIDI

6.1 - Preparazione e monitoraggio della miscela	115
6.2 - La densità e il contenuto in solidi	116
6.3 - La viscosità, il gel strength e lo yield point	120
6.4 - Il contenuto in sabbia	127
6.5 - Il filtrato e il pannello	128
6.6 - Il controllo del pH	130
6.7 - Le analisi chimiche all'acqua fresca: la durezza totale (calcio)	131

CAPITOLO SETTIMO

ANALISI DI LABORATORIO ED ESPERIENZE DI CANTIERE

7.1 - Test di laboratorio per la caratterizzazione di alcuni fluidi di perforazione a base d'acqua	133
7.2 - Attraversamento in H.D.D. del fiume Brenta	157
7.3 - Analisi di un fluido campionato durante la perforazione pilota dell'attraversamento in H.D.D. del canale Muzza	171

CONCLUSIONI	177
--------------------------	-----

BIBLIOGRAFIA	184
SITI INTERNET	185

INTRODUZIONE

Il continuo sviluppo che caratterizza la nostra epoca necessita di infrastrutture sempre più efficienti, per la realizzazione delle quali la parte in sotterraneo rappresenta l'aspetto sempre più importante e decisivo. In molte parti del mondo, inclusa l'Italia, le reti di servizi che riguardano diversi settori strategici (ad esempio il trasporto e la distribuzione dell'acqua, il trasporto e la distribuzione di gas e combustibili, il sistema fognario, il sistema elettrico, la telecomunicazione via cavo, il teleriscaldamento, ecc.) interessano il sottosuolo a causa del ridotto impatto ambientale e della carenza di spazi.

Spesso, l'installazione di tali servizi richiede l'attraversamento di ostacoli che possono presentarsi lungo il tracciato come fiumi, dossi, pendii rocciosi, frane ma anche ferrovie, strade, ecc.

Tali attraversamenti fanno sempre più affidamento alle moderne tecnologie *trenchless* che, a differenza del tradizionale scavo a cielo aperto, assicurano minor impatto ambientale e maggiore efficienza.

Una tecnologia *trenchless* che si sta diffondendo sempre più è la cosiddetta *Horizontal Directional Drilling (H.D.D.)* o *Trivellazione Orizzontale Controllata (T.O.C)*. Essa pone le sue radici nelle tecnologie sfruttate nel settore petrolifero e in particolar modo nella perforazione deviata nata nel 1930.

La metodologia *H.D.D.*, come verrà ampiamente illustrata, prevede la trivellazione di un foro che by-passa l'ostacolo e la successiva installazione della condotta "tirandola" all'interno della cavità, da una estremità all'altra.

Oggi questa è una tecnica più che consolidata per la posa in opera di tubazioni e nuovi record vengono stabiliti continuamente in diverse parti del mondo. Un importante attraversamento italiano eseguito con questa tecnica è, ad esempio, il superamento del fiume Adda con una condotta di DN 750 mm, lunga 1.213 metri.

In tale tecnica si fa affidamento ad un fluido di perforazione che svolge diverse importanti funzioni che sono cruciali durante lo scavo.

Nella pratica comune, tecnici ed operatori del settore possono pensare che l'idraulica e la reologia dei fluidi di perforazione passi in secondo piano rispetto ad altre problematiche ingegneristiche. Niente di più sbagliato: il fluido di perforazione è un sistema complesso che assolve svariate funzioni fondamentali e l'ingegneria del fluido può portare a valutazioni ed

interpretazioni dei fenomeni che avvengono nel perforo che altrimenti sarebbero difficili da definire.

In particolare, esso trasporta fuori dal foro il detrito solido generato durante la perforazione, evita la sedimentazione di tali detriti all'interno della cavità, lubrifica e raffredda gli utensili, evita il franamento delle pareti del perforo, trasmette potenza idraulica allo scalpello e previene la corrosione.

Un buon fluido diminuisce i tempi di realizzazione dell'attraversamento, i costi e nello stesso tempo aumenta la sicurezza delle operazioni. Il successo di una perforazione dipende da svariati fattori, ma il fluido di perforazione gioca un ruolo determinante.

Un buon progetto *Horizontal Directional Drilling* definisce le caratteristiche tecniche e gli aspetti ingegneristici da considerare, le valutazioni sugli aspetti geologici del sottosuolo, la migliore soluzione tecnica ed economicamente conveniente, la valutazione della fattibilità in diversi suoli avvalendosi dei test di laboratorio e la preparazione del programma sui fluidi di perforazione.

In questa sede si esaminerà dettagliatamente la tecnica *H.D.D.* e la si confronterà con le altre tecnologie *trenchless* alternative.

Successivamente, si analizzeranno approfonditamente i fluidi di perforazione, indicando funzioni e tipologie, a partire dalle consolidate conoscenze in campo petrolifero. Saranno evidenziati, inoltre, aspetti comuni e principali differenze tra i due settori. Si approfondirà poi la reologia e l'idraulica dei fluidi di perforazione, presentando i principali modelli reologici utilizzati e illustrando anche i sistemi più avanzati oggi disponibili.

Infine, tenendo presente le proprietà che devono avere i fluidi di perforazione impiegati nel settore *H.D.D.*, si descriveranno i principali test (in laboratorio e in cantiere) che si effettuano per caratterizzarli. Si testeranno in particolare alcune miscele tipiche del settore e una nuova miscela innovativa.

Lo studio termina con due esperienze in cantiere, applicando i fluidi che si sono testati e confrontati in laboratorio, evidenziando le problematiche rilevate.

CAPITOLO PRIMO

GLI ATTRAVERSAMENTI MEDIANTE TECNOLOGIE TRENCHLESS

1.1 - Generalità

Le reti di servizi che riguardano diversi settori strategici (quali ad esempio il trasporto e la distribuzione dell'acqua, il trasporto e la distribuzione di gas e combustibili, il sistema fognario, il sistema elettrico, la telecomunicazione via cavo, il teleriscaldamento, ecc.) vengono costruite quasi sempre interrato per motivi di sicurezza e di minor consumo di spazi, ma anche per interferire il meno possibile con le attività che hanno luogo in superficie e per limitare l'impatto visivo.

Non di rado, l'installazione di tali servizi (così come il rinnovamento e la sostituzione degli stessi) può richiedere l'attraversamento di ostacoli che possono presentarsi lungo il tracciato: essi sono sia di tipo naturale (quali corsi d'acqua, dossi, pendii rocciosi, frane, ecc.) sia di tipo artificiale (come ferrovie, strade, autostrade, ecc.).

Oltrepassare questi impedimenti ha da sempre rappresentato un problema a livello progettuale e costruttivo e, inoltre, l'esigenza di un maggior rispetto ambientale ne ha ulteriormente accentuato le difficoltà.

I metodi e le tecniche tradizionalmente impiegate comprendono la realizzazione di condotte aeree o, più frequentemente, la posa sottoterra attraverso scavi a cielo aperto. In entrambi i casi, si hanno pesanti impatti sull'ambiente e sulle strutture di superficie, oltre a quelli sulle attività economiche, di residenza e di svago che hanno luogo in prossimità dei cantieri.

Per superare tali problemi, ci si sta indirizzando sempre di più verso le moderne tecnologie trenchless, note anche col termine No-Dig: si tratta di una famiglia di tecnologie esecutive, destinate ad applicazioni civili, il cui scopo è quello di realizzare il sottopassaggio limitando, o evitando del tutto, il ricorso ad applicazioni di scavo a cielo aperto.

Attraverso la realizzazione di un tunnel, queste moderne tecnologie assicurano un impatto paesaggistico ed ambientale certamente più contenuto rispetto ai metodi tradizionali.

1.2 - Progettazione di un attraversamento

Introdurre il metodo trenchless come scontata alternativa allo scavo a cielo aperto non è il corretto criterio per la progettazione di un attraversamento. La tecnologia trenchless, sebbene comporti una serie di vantaggi rispetto ai metodi tradizionali, deve essere considerata sia nella fase di valutazione che in quella progettuale poiché presenta i suoi limiti.

La riuscita di un attraversamento dipende, più di ogni altra cosa, da un'adeguata acquisizione di elementi che permettono di esprimere un giudizio complessivo sull'area e sui litotipi che costituiscono il terreno in rapporto al servizio da installare.

Un possibile schema di lavoro da seguire nella progettazione di un attraversamento consiste nella realizzazione dello studio di pre-fattibilità, dello studio di fattibilità e, infine, del progetto esecutivo.

Lo schema illustrativo di Figura 1 mostra i vari approcci di cui si compone l'intero iter progettuale.



Figura 1 - Iter procedurale di progettazione

1. Studio di pre-fattibilità

Lo studio di pre-fattibilità ha lo scopo di individuare le criticità che il territorio presenta.

Comincia con la *ricerca bibliografica*, effettuata tramite consultazione di cartografie e dati storici in possesso. Prosegue con l'*esame morfologico e geologico* il quale, servendosi sia di osservazioni in campo che della carta geologica del sito, individua locazione, profilo del terreno, ostacoli in superficie e servizi fuori terra eventualmente presenti.

Vengono quindi *scelti uno o più tracciati* e le possibili *tipologie di attraversamento* mediante l'analisi dei dati che si hanno a disposizione.

2. Studio di fattibilità

Lo studio di fattibilità consiste nel condurre diverse indagini in laboratorio e in situ, al fine di approfondire le conoscenze sul territorio.

Il *rilievo topografico* riproduce accuratamente, in scala opportuna, le aree interessate dall'attività di costruzione. Si compone di un rilievo plano-altimetrico e di una sezione trasversale lungo l'asse di attraversamento su cui si riportano i dati idrografici, stratigrafici e geotecnici.

L'*indagine geognostica* è indispensabile per conoscere la stratigrafia e le caratteristiche dei terreni: in funzione di questi vengono stabiliti il numero di sondaggi necessari, spaziatura, posizione, lunghezza e orientamento. I sondaggi (realizzati a rotazione con carotaggio continuo) devono comprendere il prelievo di campioni di terreno, la determinazione del livello di falda, l'esecuzione di prove in situ, la descrizione stratigrafica, le annotazioni di osservazioni (quali velocità d'avanzamento, tipo di sonda utilizzata, presenza di venute di gas, cavità, ecc.). Il materiale estratto deve essere conservato in cassette catalogatrici al riparo da agenti atmosferici e fotografato. Nei terreni coesivi e semi-coesivi, ad ogni variazione di strato si dovrà eseguire il prelievo di campioni indisturbati o, ove non sia possibile, si preleveranno dei campioni rappresentativi della composizione granulometrica. Nei terreni granulari (sabbie e ghiaie) dovranno essere eseguite prove di resistenza alla penetrazione S.P.T. (Standard Penetration Test), determinando l'addensamento del materiale. In terreni rocciosi si dovrà invece definire struttura e caratteristiche dell'ammasso roccioso: densità, composizione mineralogica, giacitura, porosità, densità, litologia, fatturazione, situazione idrogeologica, presenza di gas, R.Q.D.¹, ecc. Per meglio interpretare i risultati dei sondaggi geognostici, può essere richiesta, a supporto dell'indagine geotecnica, l'esecuzione di una campagna

¹Il Rock Quality Designation (o indice di qualità) indica il recupero in percentuale della carota di sondaggio e permette di valutare le caratteristiche dell'ammasso roccioso.

geofisica le cui metodologie sono: sismica a rifrazione, Down Hole e Cross Hole, prospezioni elettriche, prospezioni magnetiche, radar.

Le *prove di laboratorio*, differenti nel caso di terreni o rocce, sono tese a valutare alcuni importanti parametri geotecnici quali identificazione mineralogica, peso di volume e contenuto d'acqua. Per i terreni coesivi, inoltre, si effettuano analisi per la valutazione delle percentuali di limo e argilla, limiti di Atterberg e resistenza al taglio non drenata. Per terreni non coesivi i parametri di interesse sono, invece, distribuzione granulometrica (incluso trovanti e ciottoli), percentuale di terreno coesivo, densità relativa, permeabilità e resistenza al taglio². Nel caso di rocce i parametri di rilievo sono la resistenza a rottura, la presenza di eventuali discontinuità, l'abrasione e la stratificazione.

Lo *studio idrologico-idraulico* è uno dei più importanti fattori che condizionano la scelta del metodo di attraversamento. Nel caso di attraversamento di dossi, lo scopo di tale studio è quello di prevedere l'ubicazione e la quantificazione di venute d'acqua nel tunnel, oltre l'influenza dell'opera nei confronti del regime delle falde in cui esistano captazioni. È pertanto necessario definire un quadro idrogeologico generale della zona di attraversamento e uno di dettaglio, relativamente al comparto di sottosuolo interessato dall'opera. Nel caso di attraversamenti fluviali, invece, lo scopo dello studio idrologico-idraulico è quello di valutare i parametri caratteristici del corso d'acqua, utili per determinare profondità della condotta ed eventuali opere di difesa da realizzare in corrispondenza della zona di attraversamento. Dovrà pertanto specificare la portata di massima piena, la velocità di deflusso, il diametro dei clasti trasportati ed eventuali approfondimenti localizzati dell'alveo.

Infine, allo scopo di minimizzare i problemi connessi con il terreno durante e dopo l'eventuale trivellazione, si procede all'*elaborazione dei dati*: dovranno confermare la stratigrafia ottenuta dalla documentazione geologica disponibile e quantificare le proprietà e le caratteristiche del terreno.

3. Progetto esecutivo

Il progetto esecutivo è il terzo ed ultimo passo dell'iter procedurale ed è la fase tecnicamente più dettagliata dell'intera progettazione.

Saranno decisi metodologia da utilizzare per l'attraversamento, tracciato e profilo. Saranno inoltre annotate anche raccomandazioni tecnico operative specifiche del caso considerato.

² In particolare per una H.D.D. dette caratteristiche saranno tenute in conto nella determinazione della densità e della pressione di lavoro dei fluidi di perforazione.

1.3 - Le tecnologie trenchless per la posa in opera delle condotte

Sebbene gli scavi tradizionali presentino alcuni vantaggi, come l'elevata flessibilità e la possibilità di rimuovere gli ostacoli incontrati durante i lavori, hanno tuttavia molti svantaggi tra cui l'interruzione del traffico (stradale o fluviale), i rilevanti volumi di scavo e la conseguente necessità di spazi da utilizzare come discariche provvisorie, la realizzazione di una trincea di scavo (che rappresenterà un disturbo anche una volta ripristinata), l'alterazione della vegetazione presente, i costi per il ripristino, le difficoltà in caso di posa a notevole profondità o in pendii molto acclivi.

Per contro le tecnologie trenchless presentano alcuni vantaggi comuni:

- evitano interruzioni di traffico stradale e/o fluviale;
- riducono i volumi di scavo e le aree di cantiere;
- preservano l'integrità delle opere preesistenti;
- limitano il disturbo sull'ambiente;
- limitano i costi di ripristino;
- permettono pose profonde;
- ottimizzano i tracciati.

In generale, tali tecnologie permettono infatti un limitato o nullo ricorso agli scavi a cielo aperto nelle operazioni di installazione, riabilitazione, sostituzione, diagnostica e mappatura di servizi interrati come tubazioni e cavidotti (acquedotti, fognature, reti elettriche e di telecomunicazione, reti del gas, ecc.). Inoltre, limitare la manomissione delle strade e dei marciapiedi, significa non soltanto diminuire l'impatto arrecato dall'apertura di scavi, ma anche ridurre tutta una serie di effetti negativi sulle pavimentazioni, sul traffico, sul disagio, nonché sulle attività economiche e sui costi sociali.

In questa sede l'attenzione verrà posta principalmente sulle tecnologie trenchless utilizzate per il superamento degli ostacoli durante l'*installazione di condotte*, tralasciando quindi gli altri casi. Con riferimento a quest'ultimo caso, le tecnologie trenchless si differenziano in due macrocategorie: i procedimenti senza controllo direzionale e le metodologie innovative.

a) Tecnologie trenchless senza controllo direzionale

Dette tecnologie non prevedono un sistema di controllo della direzione e pertanto consentono solo la perforazione rettilinea, poco lunga, sulla base della direzione pre-impostata e senza possibilità di modificare la direzione in avanzamento. Altri limiti di tali metodologie sono l'impossibilità di deviare eventuali ostacoli e la difficoltà ad operare sottofalda (tale possibilità è in genere sconsigliata nei terreni permeabili).

Tali tecniche possono essere utilizzate in terreni sciolti ed in terreni coesivi: se ne esclude pertanto l'utilizzo in presenza di roccia.

Si rileva inoltre che, ad esclusione della talpa a percussione, le queste tecniche prevedono la messa in opera del tubo direttamente in fase di perforazione.

1. Spingitubo

Consiste nell'infliggere nel terreno un tubo di rivestimento in acciaio, a testata aperta, mediante spinta con martinetti idraulici (Figura 2). È possibile realizzare perforazioni di diametro fino a 1400 mm, di lunghezza non superiore ai 60 m circa. In genere occorre mantenere una copertura minima della perforazione pari a 2,5 volte il diametro del foro. Un inconveniente che caratterizza tale tecnologia è la difficoltà a lavorare sottofalda in quanto può provocare cedimenti e/o sifonamenti.



Figura 2 - Spingitubo

2. Spingitubo con unità di perforazione

È molto simile al precedente, con l'aggiunta di una testa di perforazione provvista di coclea che rimuove terreno dall'interno del tubo (Figura 3). È possibile realizzare perforazioni di diametro fino a 1400 mm, di lunghezza non superiore ai 100 m circa. Occorre una copertura minima della perforazione pari a 2,5 volte il diametro massimo del foro.



Figura 3 - Coclea per trivella spingitubo

3. Spingitubo a percussione - Battipalo

Consiste nell'infliggere nel terreno un tubo di rivestimento in acciaio, a testata aperta, mediante spinta con un battente pneumatico che agisce direttamente sulla estremità della condotta (Figura 4). È possibile realizzare perforazioni di diametro fino a 1400 mm, di lunghezza non superiore agli 80 m circa. La copertura minima della perforazione è pari a 2,5 volte il diametro massimo del foro.



Figura 4 - Battipalo

4. Talpa a percussione

Consiste nell'infliggere nel terreno una sonda a percussione che avanza trascinando i tubi dell'aria in pressione, il tubo di lubrificazione e l'eventuale tubo di rivestimento in materiale plastico (Figura 5). Il diametro massimo realizzabile è di circa 200 mm e la lunghezza massima realizzabile è di circa 25 m. In genere occorre mantenere una copertura minima della perforazione pari a 10 volte il diametro massimo del foro.



Figura 5 - Talpa a percussione, inserimento nel sottosuolo

b) Tecnologie trenchless innovative

Questa seconda macrocategoria presenta una maggiore applicazione perché le tecnologie innovative permettono il controllo direzionale, consentendo quindi di affrontare curve durante l'avanzamento. Tali tecnologie permettono ulteriori vantaggi operativi, economici ed ambientali. Tuttavia non sono esenti da inconvenienti di vario tipo e pertanto la scelta della tecnica da utilizzare va valutata caso per caso.

1. Raise boring

Consiste nella realizzazione di fori in roccia autosostenente per mezzo di una trivella (Figura 6). Si effettua inizialmente un foro pilota di piccolo diametro (fino a 300 mm) controllandone la direzione di avanzamento con un opportuno sistema elettronico; successivamente il foro viene allargato con un alesatore fino al diametro richiesto. La rimozione del terreno scavato (smarino) viene effettuato con getti d'acqua e mezzi meccanici. Infine viene posata la condotta all'interno del pozzo/galleria.

Tale tecnologia si utilizza per il superamento di dossi rocciosi generalmente con accentuati dislivelli, pozzi (subverticali) e per trivellazioni suborizzontali. Va detto che tale tecnologia presenta particolari difficoltà



Figura 6 - Derrik, tipica unità per la perforazione tramite Raise Borer

nel controllo direzionale e nel varo della condotta. I limiti di applicabilità sono dell'ordine di 500 m di lunghezza e inclinazione non inferiore a 45°.

2. Horizontal Directional Drilling, H.D.D. (o Trivellazione Orizzontale Controllata, T.O.C.)

Si tratta di un sistema di perforazione mutuato dall'industria petrolifera per la realizzazione di pozzi deviati rispetto alla verticale. Da una postazione di partenza ove è posizionata l'unità di perforazione (detta Rig, Figura 7), si realizza un foro pilota di piccolo diametro lungo un profilo di progetto predeterminato che prevede il passaggio al di sotto dell'ostacolo da superare, raggiungendo la superficie al lato opposto rispetto al Rig stesso.



Figura 7 - Rig di perforazione

Il foro viene successivamente allargato fino al diametro richiesto per il contenimento della condotta, preassemblata e precollaudata, all'interno del foro. I lavori sono agevolati dall'uso di fluidi di perforazione che garantiscono il sostegno del foro, il trasporto a giorno del materiale di scavo, il raffreddamento e la lubrificazione. Il controllo direzionale della perforazione, altimetrico e planimetrico, è verificato in continuo mediante strumentazione elettronica. Questa tecnologia, che verrà ampiamente sviluppata in questa sede, è utilizzata principalmente nell'attraversamento in subalveo di corsi d'acqua e nel superamento di pendii di frana. Caratterizzano tale tecnologia i ridotti tempi di esecuzione e l'assenza di pozzi di partenza e di arrivo. Gli svantaggi sono lo smaltimento dei fanghi di perforazione, i rischi connessi al collasso del foro in fase di tiro-posa con conseguente blocco totale, le difficoltà connesse al superamento di eventuali ostacoli non evidenziate dalle indagini geognostiche (come trovanti, palizzate, discariche, ecc.).

I diametri installabili mediante la tecnologia H.D.D. variano da 25,4 mm a circa 1500 mm con lunghezze che possono raggiungere e superare anche i 1000 m. In applicazioni particolari, tali limiti sono stati superati, realizzando veri e propri record, per raggiungere i quali sono state realizzate macchine speciali espressamente costruite per quei particolari progetti.

3. Microtunnelling

Consiste nella realizzazione di tunnel di piccolo diametro, completamente rivestiti con un tubo di protezione in cemento armato o in acciaio. Lo scavo

viene eseguito da una fresa spinta nel sottosuolo per mezzo di martinetti idraulici ubicati nella stazione di partenza (Figura 8).

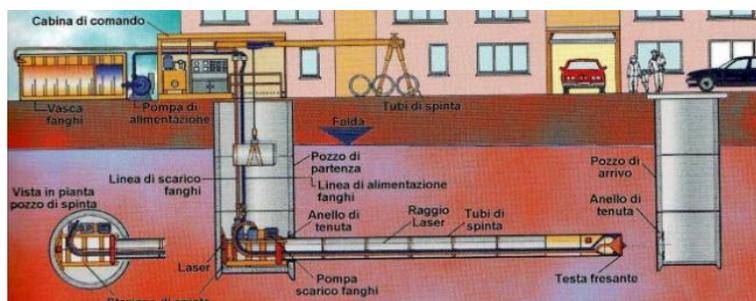


Figura 8 - Schema di perforazione mediante microtunneling

Il controllo della direzione viene effettuato mediante strumentazione laser mentre la rimozione del terreno scavato (smarino) viene effettuato con circuito a fanghi. Il microtunneling è utilizzato per il superamento dei corsi d'acqua, dossi rocciosi e infrastrutture in genere. Consente la realizzazione di scavi che vanno oltre i 1000 m di lunghezza, di diametro non superiore ai 2,5 m. Vi sono alcuni svantaggi tipici: limitazioni sul raggio di curvatura del tunnel, rischi connessi ad un eventuale blocco della perforazione con conseguente perdita della macchina, limitazioni sulla lunghezza (a causa delle difficoltà di manutenzione della testa fresante in fase di avanzamento), difficoltà nel superamento di determinati ostacoli (come trovanti, palizzate, discariche, ecc.) non evidenziati dalle campagne geognostiche.

4. Tunnel boring machine

Consiste nella realizzazione di tunnel di piccolo e medio diametro, non rivestiti, che sono scavati in roccia di qualsiasi natura e consistenza. Lo scavo avviene per mezzo di una fresa autoavanzante a piena sezione (Figura 9), provvista di taglienti a rullo che demoliscono la roccia per attrito.

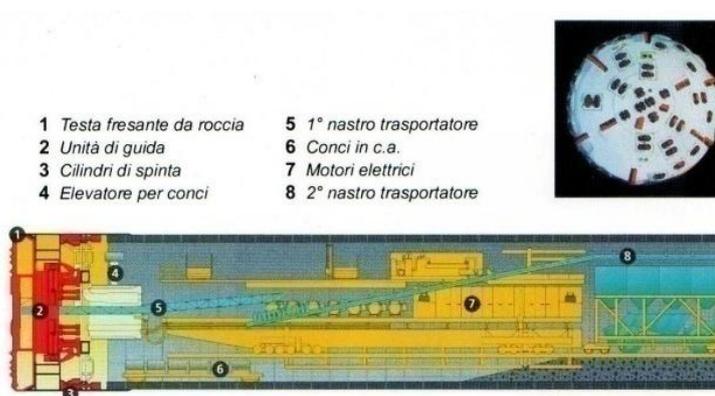


Figura 9 - Tunnel boring machine

Lo smarino viene rimosso con nastri trasportatori, dumper, carrelli con argano, treni di servizio. L'eventuale rivestimento del cavo può essere installato contemporaneamente all'avanzamento della fresa o ad ultimazione dei lavori, a seconda delle necessità e del tipo di macchina impiegata.

Questa tecnologia viene principalmente usata nell'attraversamento di zone rocciose, impervie, anche estese e morfologicamente difficili.

Consente la realizzazione di scavi che vanno dai 600 m di lunghezza a qualche chilometro, di diametro compreso tra i 3 e i 12 m. Risulta economicamente sconveniente per lunghezze al di sotto dei 500 m.

1.4 - Fattori che influenzano la scelta del metodo

La selezione di un determinato metodo di attraversamento viene effettuata mediante un'analisi di comparazione tra fattori diversi. Note, infatti, le caratteristiche morfologiche, idrologiche ed idrauliche di un attraversamento, oltre alla profondità di sicurezza da assegnare alla tubazione, occorre procedere al confronto dei dati disponibili con alcuni fattori, quali i fattori geotecnici, i fattori fisico-oggettivi e i fattori economico-ambientali.

1. Fattori geotecnici

Sono legati sia alle caratteristiche litologiche e geotecniche dei terreni da attraversare (e al rapporto tra gli stessi), ma anche al livello della falda ed alla permeabilità nella zona d'attraversamento.

I parametri geotecnici e l'andamento idrogeologico locale si desumono dalla campagna geognostica.

Dal confronto dei dati sperimentali scaturiscono varie possibilità metodologiche di attraversamento che si possono riassumere nelle Tabelle 1 e 2.

Tabella 1 - Fattibilità attraversamento in funzione della falda e della permeabilità
(Fonte: Vescovo, Lazzarini)

Tipo attraversamento	Sopra falda	Sotto falda, terreni impermeabili	Sotto falda, terreni permeabili
A cielo aperto	fattibile	fattibile	fattibile
Spingitubo	fattibile	fattibile	non fattibile
Raise Boring	fattibile	fattibile	non fattibile
H.D.D.	fattibile	fattibile	fattibile
Microtunnelling	fattibile	fattibile	fattibile
T.B.M.	fattibile	fattibile	fattibile

Tabella 2 - Fattibilità attraversamento in funzione del terreno
(Fonte: Vescovo, Lazzarini)

Terreno	A cielo aperto	Spingi-tubo	Raise boring	H.D.D.	Microtunneling	T.B.M.
Torba	difficile	buona	non fattibile	ottima	buona	non fattibile
Argilla	buona	buona	non fattibile	ottima	buona	non fattibile
Limo	buona	buona	non fattibile	ottima	ottima	non fattibile
Sabbia	buona	buona	non fattibile	buona	ottima	non fattibile
Ghiaia	buona	buona	non fattibile	non fattibile	buona	non fattibile
Ciottoli	buona	difficile	non fattibile	non fattibile	buona	non fattibile
Roccia tenera	buona	non fattibile	buona ^(a)	buona	buona	buona ^(a)
Roccia dura	difficile	non fattibile	buona ^(b)	buona	buona	buona

Note: ^(a) escluso marna, ^(b) escluso il caso di roccia molto fratturata.

2. Fattori fisico-oggettivi

Sono fattori connessi essenzialmente alle caratteristiche morfologiche del sito da attraversare. Essi sono infatti legati alla disponibilità di spazi adeguati alla installazione del cantiere, alla profondità di posa prevista in progetto, al raggio elastico della tubazione e alla lunghezza della colonna di varo. Inoltre, tali fattori sono anche legati alla presenza di strade di accesso (o alla possibilità di realizzarle) e alla presenza di argini e limiti di rispetto dagli stessi per attraversamenti fluviali.

3. Fattori economico-ambientali

Alcuni fattori da considerare riguardano i costi di installazione del cantiere, i costi per gli scavi e per i ripristini, i costi sociali, l'impatto ambientale, le aree di cantiere, il superamento di strutture sotterranee e superficiali esistenti. Altro fattore vincolante sulla scelta del metodo è l'ottenimento di permessi pubblici e/o privati.

Importante, poi, nella scelta della soluzione tecnica è l'analisi Costi-Efficacia e lo Studio di Impatto Ambientale (SIA): la prima permette di selezionare il progetto che a parità di efficacia (cioè di risultati ottenuti) minimizza i costi mentre la seconda valuta la compatibilità del progetto sulla base della stima degli effetti negativi o positivi con le condizioni ambientali del sito.

Il SIA introduce criteri di scelta basati sulla stima degli effetti ambientali, spesso non economicamente quantificabili. I criteri di paragone sono gli effetti che ognuna delle azioni progettuali provoca sull'ambiente, tenendo conto anche della possibilità di adottare misure di mitigazione che possono diminuire gli impatti negativi.

Sono aspetti che condizionano notevolmente la scelta del metodo di attraversamento e come tali richiedono un attento esame di comparazione tra le varie soluzioni di intervento.

La Tabella 3 riassume i vantaggi e gli svantaggi che caratterizzano le diverse metodologie.

La presenza sul mercato di un numero sempre maggiore di ditte specializzate nelle tecnologie sopra illustrate ha determinato un andamento dei costi tale da avvicinarli sempre più a quelli delle tecniche di scavo a cielo aperto. In taluni casi ormai, specie con le tecniche H.D.D. che utilizzano midi o mini Rig, i costi diretti di realizzazione sono inferiori a quelli tradizionali. Un confronto esauriente fra le varie tecniche deve tuttavia tenere conto di altri fattori, quali:

- Costi di realizzazione delle opere di ripristino ambientale necessarie;
- Costi per la realizzazione delle opere di protezione della condotta;
- Costi di manutenzione ordinaria e straordinaria della suddette opere;
- Lunghezza dei possibili tracciati;
- Costi sociali e costi indiretti, come il recupero ambientale più o meno lungo delle aree interessate, l'interferenza con le attività sociali (disturbi al traffico, ridotta fruibilità dei luoghi, ecc.), danni/interferenze con infrastrutture e impianti terzi.

Tenuto conto di tutti gli elementi di costo, da considerare in un confronto economico fra le varie soluzioni progettuali disponibili, non di rado le tecnologie trenchless risultano competitive a quelle tradizionali.

Nelle Tabelle 4 e 5, infine, sono riportate le fasi e le opere che portano alla formazione del costo, sia in fase di costruzione che in fase di esercizio, per le vari tipologie di attraversamento.

Tabella 3 - Differenti metodologie a confronto: vantaggi e svantaggi
(Fonte: Vescovo, Lazzarini)

Metodologia	Vantaggi	Svantaggi
Scavo tradizionale	Possibilità di rimozione ostacoli incontrati durante i lavori; Possibilità di migliorare il progetto in fase di realizzazione.	Permessi pubblici e privati; Interruzione del traffico (stradale e/o fluviale); Rilevanti volumi di scavo e necessità di ampi spazi; Realizzazione trincea; Disturbo sulla vegetazione; Costi per il ripristino; Difficoltà di pose profonde o in pendii molto acclivi.
Raise Boring	<p><u>Vantaggi comuni a tutte le tecnologie trenchless:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • No interruzioni traffico (stradale e/o fluviale); • Ridotti volumi di scavo e aree di cantiere; • Integrità opere preesistenti; • Limitato disturbo ambiente; • Limitati costi di ripristino; • No costi di manutenzione; • No vincoli di profondità; • Realizzazione indipendente da condizioni idrauliche (eccetto per la spingitubo); • Ottimizzazione dei tracciati. 	Difficoltà nella guida direzionale; Difficoltà nel varo della condotta.
Microtunnelling	<u>Vantaggi comuni a tutte le tecnologie trenchless</u> (elencati sopra).	Limitazioni sul raggio di curvatura del tunnel; Limitazioni sulla lunghezza; Difficoltà nel superamento di alcuni ostacoli (trovanti, palizzate, discariche, ecc.); Rischi di blocco perforazione con perdita della macchina.
T.B.M.	<u>Vantaggi comuni a tutte le tecnologie trenchless</u> (elencati sopra).	Economicamente conveniente per lunghezze sopra i 500 m.
H.D.D.	<p><u>Vantaggi comuni a tutte le tecnologie trenchless</u> (elencati sopra) +</p> <p>Ridotti tempi di esecuzione; No pozzi di partenza ed arrivo.</p>	Smaltimento fluidi di perforazione; Rischio collasso foro; Difficoltà nel superamento di alcuni ostacoli (trovanti, palizzate, discariche, ecc.).
Spingitubo	<u>Vantaggi comuni a tutte le tecnologie trenchless</u> (elencati sopra).	Mancanza di guida direzionale; Difficoltà a lavorare sottofaldia.

Tabella 4 - Voci in fase di costruzione per la formazione del costo
(Fonte: Vescovo, Lazzarini)

Voci in fase di costruzione	Scavo a cielo aperto	Spingi-tubo	H.D.D	Raise boring	Microtunneling	T.B.M
Progettazione ed indagini	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Mobilizzazione e smobilizzazione	Si! (rilevanti)	Si	Si	Si	Si	Si! (rilevanti)
Scavi e rinterri	Si! (rilevanti)		Si (limitati)			
Pozzi, muri reggipista, rinterri, imbocchi		Si		Se richiesto	Si	Si
Well-point, pompe	Si	Si			Si	Si
Setti impermeabili		Se richiesto	Se richiesto		Se richiesto	
Perforazioni		Si	Si	Si	Si	Si
Smaltimento fanghi			Si	Si	Si	Si
Scavo in alveo	Si					
Pericolo esondazioni	Si					
Tubo di protezione		Si		Se richiesto		
Appesantimento condotta	Se richiesto					
Montaggio, installazione e collaudo condotta	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Difese spondali ed eventuali regimazioni in alveo	Si					
Ripristini aree di cantiere	Si! (rilevanti)	Si	Si	Si	Si	Si
Assicurazioni	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Danni ambientali	Si! (rilevanti)	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)
Costi sociali (collettivi)	Si! (rilevanti)	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)

Tabella 5 - Voci in fase di esercizio per la formazione del costo
 (Fonte: Vescovo, Lazzarini)

Voci in fase di costruzione	Scavo a cielo aperto	Spingi-tubo	H.D.D	Raise boring	Microtunneling	T.B.M.
Manutenzione opere di difesa	Si					
Opere di protezione aggiuntive	Si					
Controllo difese	Si					
Manutenzione imbocchi	Si			Si (se presenti)		Si (se presenti)
Controllo periodico attraversam.	Si	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)
Danni esondazioni	Possibili	Improb.	Improb.	Improb.	Improb.	Improb.
Assicurazioni	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Danni ambientali temporanei	Si! (rilevanti)	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)
Danni ambientali permanenti	Si (limitati)			Si (limitati)		Si (limitati)
Costi sociali (collettivi)	Si! (rilevanti)	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)	Si (limitati)

CAPITOLO SECONDO

HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING (H.D.D.)

2.1 - Generalità

Nel caso di attraversamenti d'ostacoli durante l'installazione di condotte, le tecnologie trenchless offrono, come detto, innumerevoli vantaggi non solo a livello ambientale.

Fra le diverse tecnologie trenchless, è ampiamente applicata la Trivellazione Orizzontale Controllata (T.O.C.), o Horizontal Directional Drilling (H.D.D.) poiché, oltre ad essere provvista di controllo direzionale, presenta alcuni tipici vantaggi tra cui si ricordano i ridotti tempi di esecuzione, l'assenza di pozzi di partenza e di arrivo, le ridotte aree di cantiere, i relativi bassi costi di esecuzione dei lavori.

Questa tecnologia è anche nota con altri termini, ma meno utilizzati: Directional Drilling (D.D.), Perforazione Orizzontale Controllata, Trivellazione Orizzontale Teleguidata (T.O.T.), Perforazione Teleguidata o Perforazione Direzionale.

La metodologia H.D.D. è considerata una evoluzione della perforazione deviata nata in campo petrolifero nel 1930: quest'ultima, illustrata in Figura 10, consiste nel nell'eseguire un pozzo verticale fino ad una certa profondità e, successivamente, effettuare una deviazione di direzione con un certo angolo. L'esecuzione del pozzo orizzontale in campo petrolifero permette di aumentare l'area della zona produttiva a contatto con il pozzo, incrementando così la produzione del giacimento. La perforazione deviata consente inoltre di raggiungere obiettivi non situati sulla verticale del pozzo, di perforare più pozzi con obiettivi distanti tra loro senza dover spostare l'impianto, di perforare un



Figura 10 - La perforazione deviata in ambito petrolifero

pozzo di “relief”³, di raggiungere il giacimento situato sotto un duomo salino⁴ o di eseguire un sidetrack⁵.

Naturalmente per effettuare la deviazione occorrono tecniche particolari che sfruttano l’elasticità della batteria o particolari attrezzi montati all’estremità della stessa. La perforazione deviata ha conferito dunque alla tecnologia H.D.D. solide basi tecniche e metodologie e da cui poter partire per potersi sviluppare.

Tuttavia la metodologia H.D.D. presenta importanti differenze, sia dal punto di vista delle macchine e delle attrezzature utilizzate per la trivellazione sia dal punto di vista dei fluidi di perforazione usati.

La tecnica H.D.D. si sviluppò in particolare agli inizi degli anni '70 negli Stati Uniti, quando Martin Cherrington (fondatore della Titan Contractors⁶) intuì che le punte che avevano il “difetto” di deviare dall’asse rettilineo (e che sino ad allora venivano scartate dalla produzione) gli avrebbero permesso di realizzare il primo vero e proprio attraversamento del fiume Pajaro lungo un percorso curvilineo, installando una tubazione di acciaio di 100 mm di diametro e 187 m di lunghezza. È da allora che è nata l’Horizontal Directional Drilling, così come lo conosciamo oggi.

Tale tecnologia approdò in Europa nel 1981 ed in Italia nel 1982 con la realizzazione da parte della Snam dell’attraversamento del fiume Po per l’allacciamento alla centrale Enel di Sermide con una condotta di De 500 mm ed una lunghezza di 760 m. In questo periodo, pur essendo un’esperienza molto interessante e innovativa, la tecnica e le attrezzature utilizzate erano oltremodo precarie ed approssimative, in particolare per quel che riguarda il controllo direzionale. Risulta pertanto eccezionale la realizzazione dell’attraversamento del fiume St. Lawrence (Quebec), lungo 1830 m con una condotta di 200 mm di diametro. Con il passare del tempo, questa tecnica è stata utilizzata sempre con maggiore frequenza anche in Europa e, con l’avvento di nuove compagnie specializzate nella perforazione direzionale (anche europee), si è ulteriormente affinata ed estesa ad applicazioni e a tipi di terreno prima impensabili.

³ Il pozzo di “relief” consiste nell’esecuzione di un pozzo direzionato che va ad intersecare un pozzo già perforato e di cui si è perso il controllo poichè andato in eruzione per l’entrata di fluidi in pressione. In tal modo si recupera il pozzo in condizioni di sicurezza.

⁴ La ragione per cui non si vuole attraversare il duomo salino è che la colonna di casing eventualmente posta nel duomo sarebbe soggetta a forti sollecitazioni meccaniche per effetto del lento scorrimento dei livelli salini.

⁵ Quando si riscontrano problemi nella presa della batteria, oppure quando si verifica la rottura della stessa, si lascia la parte persa (cementandola in pozzo) e si riprende la trivellazione realizzando un nuovo foro, cioè il sidetrack.

⁶ La californiana Titan Contractors costruì la prima macchina di perforazione per l’installazione di servizi interrati. Essa veniva utilizzata prevalentemente per l’attraversamento di corpi stradali e permetteva perforazioni solamente rettilinee e senza alcun controllo direzionale.

L'impulso maggiore allo sviluppo di questa metodologia è derivato dal suo impiego nel campo delle telecomunicazioni (in particolare per il traffico dati su fibra ottica e cavo coassiale), dove ha permesso la posa di centinaia di migliaia di chilometri di cavi senza ricorrere agli scavi a cielo aperto. Questo impiego ha portato pertanto allo studio di nuove macchine ed attrezzature che, oggi, soddisfano le esigenze di tutti gli operatori del settore a costi sempre più concorrenziali rispetto alle tecniche tradizionali. Un sistema H.D.D. si compone, in linea di massima, da quattro componenti principali:

1. Perforatrice direzionale (da superficie o da buca), detta anche *Rig*;
2. Batteria fondo foro, compresi gli utensili di perforazione direzionale e gli utensili per l'alesatura e il tiro;
3. Sistema di guida;
4. Sistema per la produzione, l'immissione in foro e l'eventuale recupero, filtraggio e ricircolo dei fluidi di perforazione.

Attualmente, la metodologia H.D.D., a prescindere dalle caratteristiche geologiche dei terreni da attraversare, è applicata in molteplici campi di applicazione, quali:

- posa di condotte o cavi nel caso di attraversamenti in subalveo di corsi e specchi d'acqua (fiumi, torrenti, canali, laghi, paludi, lagune, ecc.);
- posa di condotte o cavi nel caso di attraversamenti di ostacoli naturali come i salti morfologici (dossi rocciosi, colline, pendii in frana, forre, ecc.);
- posa di condotte o cavi nel caso di attraversamenti di ostacoli artificiali (strade ed autostrade, ferrovie, fabbricati, dighe, aeroporti, aree urbane, piazzali, ecc.);
- posa di condotte o cavi nel caso di realizzazione di approdi costieri;
- realizzazioni di drenaggi (di pendii, di discariche, ecc.);
- realizzazione di pose longitudinali (parallelismi di strade, sottopasso di coltivazioni, ecc.);
- posa di condotte o cavi nel caso di sottopasso di aree di particolare pregio ambientale e/o archeologico.
- ricerca petrolifera;
- difesa del suolo (stabilizzazione di pendii, trattamenti localizzati del sottosuolo, ecc.);
- difesa ambientale (bonifica ed isolamento di siti inquinati o inquinanti).

2.2 - Il cantiere

Gli elementi dell'unità H.D.D. sono, come detto, simili a quelli impiegati nella perforazione di un pozzo petrolifero, con la differenza che, al posto dell'albero verticale e del blocco di fine corsa, l'impianto di perforazione è

costituito da una rampa inclinata sulla quale trasla un carrello mobile che provvede alla rotazione alla spinta alla tensione ad all'immissione dei fanghi necessari alla perforazione. In Figura 11 è mostrato un possibile schema di cantiere per la trivellazione orizzontale controllata, completo di tutte le componenti.



Figura 11 - Schema di cantiere per l'unità H.D.D.

Il cantiere per la trivellazione orizzontale controllata si compone dell'impianto di perforazione (Rig), dall'unità di produzione dell'energia, dalla cabina di comando, dall'unità fanghi e vibrovaglio, dall'unità di approvvigionamento idrico, dall'officina e ricambi, dalle trivelle, dalle aste pilota, dalle aste di tiro, dalle attrezzature di alesaggio e tiro-posa. In funzione caratteristiche della posa in opera (lunghezza, diametro, ecc.) queste attrezzature sono più o meno compatte e nei piccoli Rig sono concentrate in due sole unità. In ogni caso sono sempre dimensionate e assemblate in modo da essere trasportabili su strada.

Il Rig di perforazione

Il Rig è l'attrezzatura specifica utilizzata nelle operazioni di trivellazione orizzontale controllata (Figura 12). È costituito da una torre di perforazione posta su di un piano inclinato (slittone) a pendenza variabile, dove nei piccoli impianti può raggiungere i 25°.



Figura 12 - Unità di perforazione Rig

Sul Rig trasla il carrello ed i motori, generalmente idraulici, che permettono la traslazione e la rotazione del mandrino. Le aste di perforazione vengono installate sul mandrino ed il loro montaggio e smontaggio viene eseguito con morse idrauliche. I modelli più recenti di Rig e di norma quelli piccoli sono semoventi.

In commercio esistono diverse tipologie di Rig, che consentono di ottimizzare l'impiego degli impianti in funzione delle caratteristiche dell'attraversamento da realizzare. Attualmente sono in uso diverse tipologie che si differenziano per la potenza dell'impianto e per le modalità di traslazione del carrello.

Per quanto riguarda la potenza dell'impianto, la Tabella 6 riporta le caratteristiche delle principali classi di Rig e i relativi limiti di applicazione. All'aumentare del diametro e della lunghezza di installazione, aumenta in generale la dimensione della macchina di perforazione: in particolare aumentano le capacità di tiro-spinta e la sua torsione e, corrispondentemente, il suo ingombro ed il suo peso.

Per quanto concerne la traslazione del carrello, invece, i sistemi più diffusi sono quelli a cavo di acciaio, a cremagliera, a cilindro idraulico e a catena.

Nei grossi Rig, il sistema più affidabile è quello garantito dalla doppia cremagliera⁷ centrale, mentre in quelli di più piccola taglia, il sistema più usato è quello a catena. Spesso si possono incontrare sistemi misti cremagliera-cavo di acciaio, che vengono abbinati in caso di necessità nella fase finale del tiro-posa.

⁷ La cremagliera permette di trasmettere in modo costante e perfettamente uniforme gli sforzi, riducendo i tempi di reazione e l'assestamento elastico.

Tabella 6 - Potenzialità e limiti di applicazione dei Rig
(Fonte: Vescovo, Lazzarini)

Tipo di Rig	Caratteristiche dell'impianto		Limiti di perforazione	
	Tiro max (kN)	Torsione max (kN·m)	Lunghezza max (m)	Diametro max (mm)
Mega	4000	58	2000 (con DN 900)	1600
Maxi	2400	50	2000 (con DN 500)	1200
Midi	800	25	800 (con DN 300)	600
Mini	400	20	500 (con DN 200)	400
Micro	220	10	200 (con DN 120)	200

Cabina di manovra

La cabina di comando contiene tutti i dispositivi necessari per manovrare il Rig e le altre attrezzature. Alcuni tipi di cabina hanno un doppio sistema di controllo con i manometri riportanti le pressioni di tutti i circuiti idraulici dell'impianto. Nella cabina trova anche posto il sistema di controllo direzionale ed i computer per l'analisi e il raffronto dei dati.

Nel Rig di piccole dimensioni non è presente la cabina di manovra ma le strumentazioni di controllo sono direttamente sul Rig, dove trova posto anche l'operatore addetto.

Unità generatore

L'unità di produzione dell'energia necessaria al funzionamento dell'impianto è generalmente costituita da una serie di motori elettrici o diesel che azionano una centrale idraulica. L'energia viene trasmessa al Rig tramite la cabina di manovra e serve per la traslazione del carrello e per la rotazione del mandrino. Nei vecchi Rig, invece, la coppia è garantita da un motore diesel installato direttamente sul carrello.

L'unità generatore fornisce altresì l'energia necessaria per la miscelazione dei fluidi di perforazione ed il loro pompaggio attraverso il Rig, durante le fasi di perforazione, nelle quantità ed alla pressione richiesta.

Unità fanghi, vibrovaglio

Questa unità è costituita da una o più vasche, nelle quali vengono preparati i fanghi (o fluidi) di perforazione per mezzo di una tramoggia Venturi e di miscelatori (Figura 13).

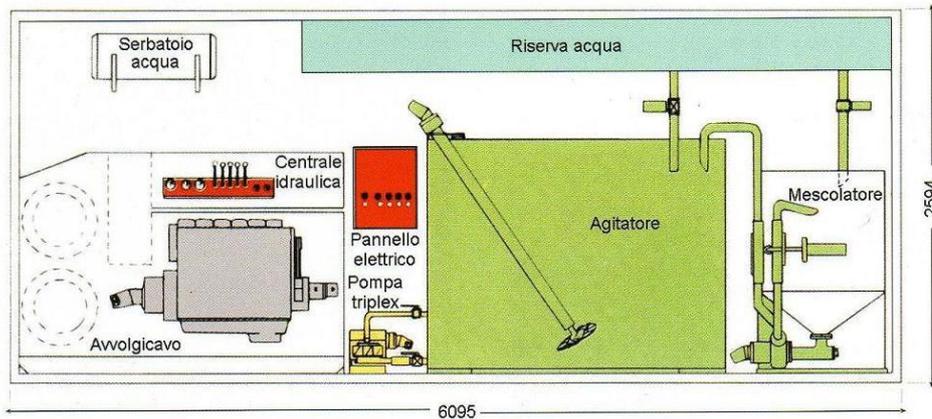


Figura 13 - Tipico impianto di miscelazione

Tramite pompe sommerse comandate dall'operatore, i fluidi vengono immessi nel circuito.

Di norma gli stessi vanno al riciclo (Figura 14) per una successiva utilizzazione grazie ad appositi filtraggi per mezzi di vibrovagli.

I fanghi, come si vedrà in seguito, sono costituiti da una miscela di acqua e bentonite, talvolta con aggiunta di polimeri che ne conferiscono particolari caratteristiche.



Figura 14 - Attrezzatura per la vagliatura e il riciclo dei fanghi di perforazione

Unità di approvvigionamento idrico

È costituita generalmente da una pompa sommersa ubicata in un corso d'acqua (ove possibile) che, tramite tubi flessibili, invia all'unità apposita l'acqua necessaria alla preparazione dei fanghi.

Si utilizzano inoltre altre fonti di approvvigionamento, soprattutto per i Rig di piccole dimensioni, quali acquedotti, pozzi, autobotti, ecc.

Unità officina e ricambi

A garanzia di una buona riuscita del lavoro è necessario avere sempre a disposizione un'officina mobile completa di tutte le attrezzature necessarie ad eseguire la manutenzione e le eventuali riparazioni. Dovrà essere disponibile anche una serie di parti di ricambio ed accessori di perforazione, la più vasta possibile.

Trivella, lancia di perforazione, scarpa direzionale

Per la perforazione del foro pilota vengono utilizzati due sistemi:

- mediante taglio meccanico, per mezzo di una trivella azionata da un motore a fanghi;
 - mediante taglio idraulico per mezzo di una lancia di perforazione a getti.
- La trivella a fanghi serve per perforazioni in roccia e in terreni ad elevata consistenza; la lancia serve per perforazioni in terreni sciolti a scarsa consistenza (Figura 15).

In entrambi i casi è presente la scarpa direzionale⁸ che assicura il necessario piano asimmetrico di appoggio permettendo di cambiare la direzione di scavo (Figura 16).

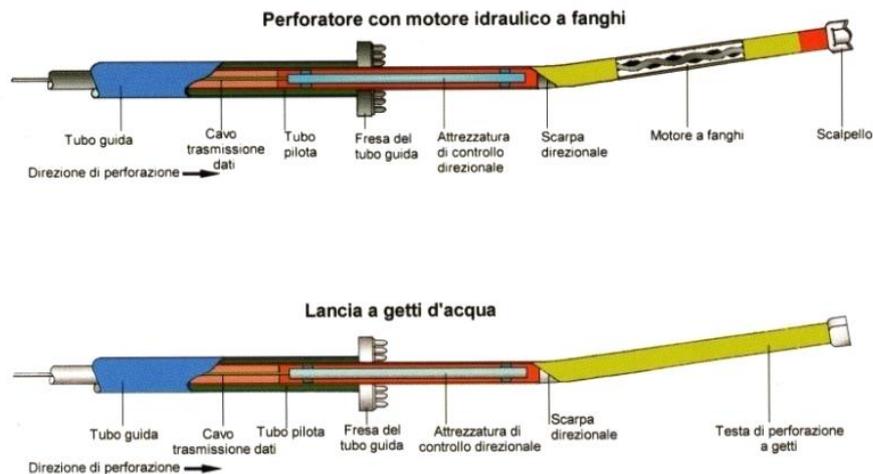


Figura 15 - Sopra: lancia di perforazione azionata da motore a fanghi
Sotto: lancia di perforazione a getti di fanghi

In alcuni casi la scarpa direzionale può essere ricavata all'estremità stessa della lancia disponendo gli ugelli disassati rispetto all'asse longitudinale di avanzamento dell'asta di perforazione, in altri è costituita da un ringrosso eccentrico posto sul corpo della trivella o della lancia ed in altri casi ancora il corpo stesso della lancia o della trivella presenta una deviazione.

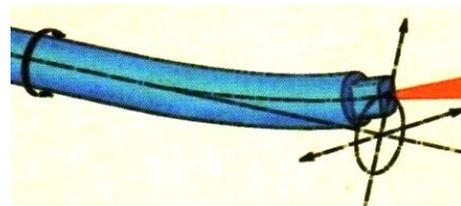


Figura 16 - Testa di perforazione a getti con piano asimmetrico per il cambio di direzione (HDI)

⁸ La scarpa direzionale crea un angolo fra l'asse di avanzamento e la posizione della testa di perforazione. Ciò, come si vedrà più avanti, garantisce la capacità direzionale.

Gli utensili di taglio delle trivelle sono intercambiabili in modo da utilizzare il tipo più idoneo in funzione delle caratteristiche del terreno o della roccia da perforare (Figura 17).



Figura 17 - Utensili di perforazione

La gamma di utensili presenti sul mercato permette di eseguire perforazioni di qualsiasi tipologia di terreno, anche in roccia dura, con l'ausilio del tricono e di taglienti con inserti al tungsteno.

Aste di perforazione

Le aste di perforazione (*drill pipe* o *drill rod*) sono barre in acciaio, di lunghezza variabile fra i 3 e i 10 m circa, di diametro compreso fra i 40 e i 200 mm, con giunti generalmente a filettatura conica (Figura 18). La loro funzione è quella di trasmettere forze e fluidi dalla perforatrice all'utensile fondo foro.



Figura 18 - Aste di perforazione

Un'asta è costituita da un tubo (*pipe*) e da due terminazioni filettate (*manicotti* o *tool joint*) dotate di passaggio idraulico, che permettono la connessione di più aste tra di loro formando la cosiddetta batteria di perforazione (*drill string*). È importante rilevare la necessità di mantenere integri i giunti delle aste e rispettare i raggi minimi di curvatura, per evitare problemi durante le fasi operative.

Le aste di perforazione costituiscono uno degli elementi più critici degli impianti per l'H.D.D., in quanto l'utilizzo a fondo delle capacità prestazionali dell'impianto è strettamente legato alle caratteristiche di tali componenti. Aste costruite con materiali a basso limite di snervamento o con sistemi di assemblaggio non affidabili non consentono di seguire le traiettorie di perforazione volute e, soprattutto, sono soggette a continue rotture⁹.

L'asta può essere considerata secondo due differenti criteri di utilizzo:

- come materiale di consumo (impiego estremo);
- come componente meccanico dell'impianto.

Secondo il primo criterio è ammissibile (anche sotto l'aspetto economico) che le aste vengano usate anche una sola volta e successivamente

⁹ Per rottura si intende non solo il sezionamento dell'asta in una delle parti componenti (tubo, manicotto, eventuale saldatura, ecc.), ma anche distorsioni permanenti (piegamenti, torsioni, imbozzamenti, ecc.).

accantonate, in quanto si utilizzano al massimo delle loro possibilità superando i limiti ammissibili di impiego meccanico: si possono manifestare distorsioni o lesioni (*cracks*) che ne sconsigliano un uso ulteriore in sicurezza. Nel secondo criterio, invece, le aste devono essere impiegate entro precisi limiti di utilizzo, in funzione delle caratteristiche geometrico-meccaniche delle aste stesse nonché da quelle dell'attrezzatura componente l'impianto di perforazione. In tal caso le aste possono (in teoria) essere usate continuamente, ma è opportuno provvedere a procedure di controllo e manutenzione.

Secondo quanto indicato dal diagramma di Wöhler (Figura 19), che illustra le prove sperimentali per la determinazione del limite di fatica, l'impiego del materiale al di sotto di tale limite ne permette l'uso indefinito: al crescere della tensione di esercizio si abbassa il numero dei cicli in cui si verifica la rottura. Dunque, secondo il criterio di esercizio continuo, se non si supera mai il tasso di lavoro σ_d la batteria può lavorare indefinitamente salvo il problemi causati dall'usura del materiale.

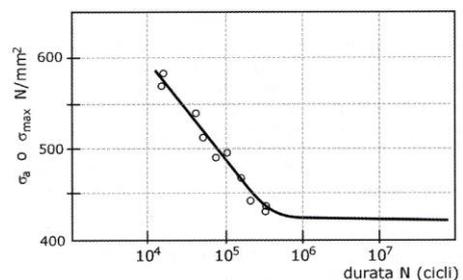


Figura 19 - Diagramma di Wöhler

Attrezzature di alesaggio e tiro-posa

Nonostante l'ampia varietà di attrezzature che caratterizza tale metodologia, oltre all'esistenza di diversi brevetti internazionali che ne proteggono i diritti, il treno di alesaggio ha una composizione piuttosto standard: esso è composto dalla batteria di aste di tiro, dall'alesatore, dal giunto antirotazione, dalla testa di tiro e dalla condotta. La Figura 20 mostra una tipica configurazione del treno di alesaggio.

L'alesatore classico (Figura 21) è formato da una corona dentata sulla quale sono posti da sei a nove ugelli per l'uscita dei fanghi e una quantità variabile di taglienti. Detti taglienti sono spesso posizionati a gruppi e possono avere diverse caratteristiche meccaniche.

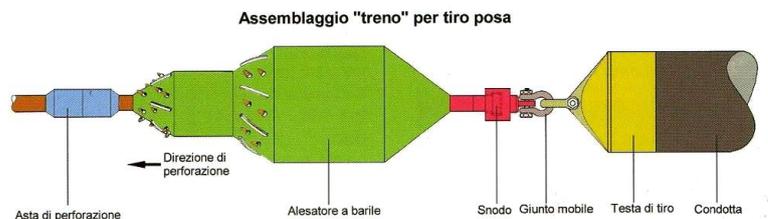


Figura 20 - Treno di alesaggio e tiro-posa della condotta (DCA)



Figura 21 - Alesatore a raggi per terreni sciolti



Figura 22 - Alesatore cilindrico

Un'altra tipologia è costituita dall'alesatore a barile, composto da un cilindro bombato e dentato alle estremità e completo di ugelli (Figura 22): è molto utile se usato in coppia al precedente in quanto migliora la coassialità della fresa col foro; non è indicato per terreni molto compatti.

La terza tipologia è costituita dall'alesatore a compattazione (conico e autocentrante) che, oltre ad asportare il terreno, permette di compattare meccanicamente le pareti del foro (Figura 23).

Il giunto antirotazione (o snodo, Figura 24) è indispensabile per evitare che la condotta ruoti durante l'operazione di tiro-posa.

Posto tra la fresa e la condotta, esso è costituito da un reggispinta autolubrificante con cuscinetto in teflon o a rulli. È ovviamente importante mantenerlo integro, evitando che si surriscaldi, per scongiurare il bloccaggio della condotta durante la fase di tiro-posa.



Figura 23 - Alesatore conico a compattazione



Figura 24 - Giunto antirotazione

Controllo direzionale

Il principio su cui si basa il controllo direzionale deriva dall'uso combinato di due fattori molto importanti: il *sistema di guida* (che fornisce informazioni circa la posizione, l'inclinazione e l'orientamento della testa di perforazione) e gli *utensili fondo foro* (che permettono la manovrabilità mediante un complesso di forze asimmetriche).

La scelta di un'adeguata strumentazione dipende da alcuni fattori, quali la precisione richiesta, la velocità, la classificazione e la qualità dei dati, il costo, ecc.

1. Sistema di guida

Il sistema di guida fornisce istante per istante informazioni planimetriche riguardanti la sonda permettendo così di valutare se si sta seguendo la traiettoria di perforazione prestabilita oppure no (ed in quest'ultima eventualità quali devono essere le manovre correttive da attuare).

I sistemi di guida per la tecnologia H.D.D., destinata all'installazione di servizi interrati, sono fondamentalmente di due tipi: i sistemi *walk-over* e i *sistemi magnetici (MGS)*.

- Sistemi walk-over

I sistemi di tipo walk-over si basano, tipicamente, sull'impiego di un trasmettitore radio montato solidalmente alla punta di perforazione.

Il trasmettitore radio, chiamato sonda (*sonde*), è alloggiato in un particolare portasonda (*sonde housing*) che è una sorta di asta di perforazione corta e tozza, dotata di speciale vano interno. Una volta alloggiato nel portasonda, il trasmettitore dovrebbe risultare coassiale allo stesso e quindi perfettamente centrato con l'asse della batteria di perforazione.

Il portasonda è dotato di una serie di scanalature radiali (in genere 4) che permettono il passaggio e la propagazione del campo elettromagnetico generato dal trasmettitore.

La forma del campo (cioè la distribuzione spaziale della funzione intensità del campo elettromagnetico) è determinante per il funzionamento di questo genere di sistemi. Un opportuno ricevitore (*receiver*) manovrato in superficie da un operatore (*strumentista*), che si muove in prossimità della verticale del trasmettitore di fondo foro (da qui il nome sistema walk-over), rileva le caratteristiche fondamentali del campo generato dal trasmettitore. La Figura 25 illustra il ricevitore di superficie e il trasmettitore di fondo foro che compongono tale sistema.

In funzione dell'intensità del campo magnetico misurato, il ricevitore è in grado di determinare la distanza dal trasmettitore (cioè la profondità rispetto alla superficie del suolo), l'inclinazione (*pitch*) del trasmettitore rispetto

all'orizzontale e l'orientamento del trasmettitore rispetto all'asse di rotazione della batteria di perforazione (*tool-face*).

Poiché, attraverso il portasonda, il trasmettitore risulta perfettamente solidale alla punta di perforazione, allora tutte le informazioni ricavate con riferimento al trasmettitore possono essere estese, con le opportune correzioni, alla punta di perforazione.

La posizione planimetrica dello strumentista, quando questo si trova esattamente sulla verticale del trasmettitore, determina anche la posizione planimetrica del trasmettitore e quindi della punta di perforazione. In questo modo sono note le tre coordinate spaziali x , y , z (con origine ad esempio rispetto alla perforatrice), nonché l'inclinazione e l'orientamento della punta.

I sistemi walk-over non sono in grado di effettuare misure degli angoli azimutali e, pertanto, le coordinate spaziali vengono ricavate in maniera indiretta, proprio grazie alla posizione che lo strumentista raggiunge sul campo per portarsi sulla verticale precisa del trasmettitore.

Le misure di profondità, un po' in tutti i sistemi di tipo walk-over oggi disponibili sul mercato, presentano una risoluzione nella misura del pitch di 0.1% ed una precisione nella misura della profondità pari a $\pm 5\%$ della lettura nominale restituita¹⁰.

Tali dati sono sufficienti per consentire, all'operatore di macchina ed allo strumentista, di verificare se la punta di perforazione si trova correttamente entro la traiettoria prestabilita. Permettono altresì di ricostruire con facilità la traiettoria seguita, nei casi in cui la perforazione si sviluppa in un piano verticale, attraverso una semplice tabella distanza-profondità.

Di conseguenza questi dati servono per stabilire se e in che modo devono essere effettuate eventuali manovre di deviazione, potendone allo stesso modo verificare l'esito.

I limiti dei sistemi walk-over risiedono nella sensibilità che questi sistemi manifestano in presenza di interferenze elettromagnetiche. La presenza di forti campi elettromagnetici o di sorgenti radio (le cosiddette interferenze attive) può alterare o addirittura rendere impossibile la lettura dei dati. Allo stesso modo possono agire le cosiddette interferenze passive, costituite ad esempio dalle armature metalliche del cemento armato presenti in alcune



Figura 25 - Sistema di guida di tipo walk-over radio: montaggio del trasmettitore di fondo foro nel portasonda

¹⁰ Ad esempio, se la misura nominale è di 1 m allora la precisione è di ± 5 cm.

pavimentazioni stradali o in manufatti interrati. Un altro tipo di interferenza passiva è costituita dall'acqua salmastra o marina perché, essendo un conduttore, agisce a schermo elettromagnetico.

La profondità massima di ricezione dei segnali emessi dal trasmettitore nei sistemi più avanzati oggi disponibili non supera i 15-20 m e questo può costituire un limite per certe applicazioni. Tuttavia, l'uso di tali sistemi è opportuno per una profondità massima di 7÷10 m: oltre ne è sconsigliata l'applicazione.

Un ulteriore limite dei sistemi walk-over può essere costituito dalla non accessibilità del sito o, in altri termini, dalla non remotabilità del sistema di guida. Poiché tutte le letture si effettuano portando il ricevitore sulla verticale del trasmettitore, quando questa posizione non è accessibile, ad esempio per la presenza di ostacoli (un fabbricato, una infrastruttura non praticabile, ecc.) allora la lettura stessa può risultare impossibile. Nei sistemi walk-over di ultima generazione questa limitazione viene in parte superata (per applicazioni limitate) con la cosiddetta *guida in remoto*, tuttavia ben diversa dalla effettiva guida in remoto che si può attuare con i sistemi guida di tipo magnetico. Guida in remoto significa in sostanza che i dati dal fondo foro vengono direttamente trasmessi ad una consolle di comando posta in posizione remota rispetto alla verticale della punta di perforazione.

Questo è il sistema più economico e di più semplice utilizzazione ed è utilizzato soprattutto per le perforazioni eseguite con micro e mini Rig e principalmente per la posa dei cavi (ove la necessità di precisione è meno determinante che per le condotte).

Solo un cenno, di carattere puramente storico, meritano i sistemi di tipo walk-over basati sull'impiego di magneti permanenti posti al fondo foro, la cui posizione ed orientamento viene rilevata da un opportuno sensore di superficie. Si tratta tuttavia di sistemi di scarsa diffusione e limitato impiego rispetto ai sistemi di tipo walk-over radio.

- *Sistemi magnetici (MGS)*

I sistemi di guida magnetici (Magnetic Guidance System, MGS) permettono di effettuare la guida in remoto perché sono in grado di restituire tutte le misure posizionali della sonda di fondo foro, incluso l'angolo azimutale. In questo caso la posizione della punta di perforazione viene determinata utilizzando una complessa sensoristica che viene posizionata in un'apposita sezione della batteria di fondo foro, in prossimità della punta di perforazione.

Il sistema MGS si compone di una sonda (posizionata all'interno dell'asta di trivellazione, il più vicino possibile alla testa), di un computer (e dalla relativa interfaccia) e di un cavo di collegamento che, attraverso le aste di perforazione, collega la sonda al computer. La sonda contiene gli strumenti

elettronici di rilevamento che misurano l'angolo azimutale, l'inclinazione sull'orizzontale (*pitch*, espresso in gradi percentuali), la posizione planimetrica e l'orientamento della scarpa direzionale (*tool face orientation*).

In Figura 26 è rappresentato lo schema per il controllo direzionale MGS.

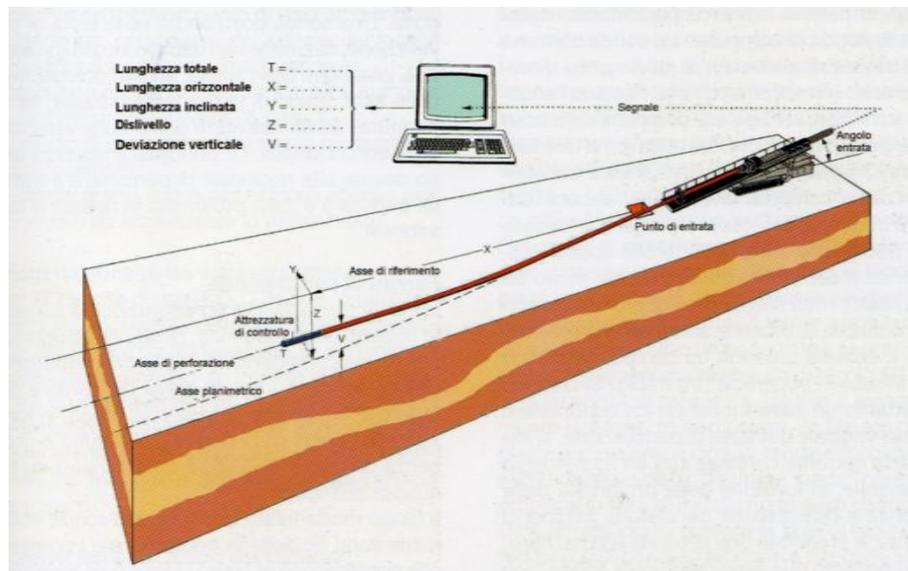


Figura 26 - Sistema di guida MGS (Magnetic Guidance System)

La sensoristica fondamentale di questo sistema è costituita da magnetometri ed accelerometri triassiali: i primi misurano l'intensità del campo magnetico (che può essere quello terrestre o uno artificiale creato appositamente), mentre i secondi misurano le accelerazioni del sistema (da intendersi principalmente come variazioni di direzione).

Poiché il campo magnetico locale è molto spesso disturbato, i dati rilevati potrebbero non essere accettabili. Si preferisce quindi implementare il sistema creando un campo magnetico artificiale in superficie (*tru track*): si dispone un cavo formando un quadrilatero sulla verticale dell'asse di perforazione, si immette corrente continua con amperaggio variabile (in funzione della profondità della sonda e dell'intensità dei disturbi magnetici locali) e si effettua una seconda lettura¹¹.

I dati ricavati da questi sensori sono generalmente trasmessi in superficie attraverso un cavo elettrico montato internamente alle aste di perforazione: per questo tali sistemi vengono talvolta indicati come sistemi wire-line.

¹¹ Si disporrà quindi di due letture della sonda: una riferita al campo magnetico naturale e l'altra riferita a quello artificiale. Dal loro confronto si ubicherà la posizione della sonda con estrema precisione.

Il cavo ha la duplice funzione: fornisce energia alla sonda e trasmette i dati al computer. Tali dati vengono opportunamente processati per ricavare le coordinate spaziali del sistema, consentendo di ricostruire la traiettoria seguita, nonché l'orientamento degli utensili.

Con il sistema MGS è possibile rilevare la posizione dei sensori (e quindi attuare la guida direzionale) anche con elevate profondità di ricoprimento: se il terreno è favorevole e non ci sono intense sorgenti di interferenza elettromagnetica, si possono raggiungere e superare anche i 100 m.

Di contro, questi sistemi sono molto più complessi e costosi di quelli walk-over radio e richiedono personale altamente qualificato per il loro utilizzo. Quasi sempre questi sistemi vengono forniti sotto forma di service in sito.

Il loro utilizzo è quasi sempre destinato ai grandi attraversamenti e comunque laddove i sistemi walk-over radio non risultano efficaci.

Un cenno merita un secondo sistema che prevede la trasmissione dei dati radio. Simile al precedente, è stato soppiantato da quello via cavo poiché meno costoso, di più facile utilizzazione e più affidabile nel tempo. In questo caso la sonda, oltre che dalla strumentazione di rilevamento dati, è dotata di una ricetrasmittente che manda i dati direttamente al computer. Il principale difetto di tale sistema era l'alimentazione per mezzo di batterie: oggi, grazie a un minigeneratore azionato dai fluidi di perforazione il problema sembra risolto. Tale sistema, se ulteriormente sviluppato, sarà di notevole aiuto nelle perforazioni in roccia (specialmente in presenza di dossi rocciosi), dove il sistema magnetico aggiuntivo di superficie risulta difficilmente utilizzabile.

- Altri sistemi

Di recente introduzione nel mercato sono i sistemi misti che integrano le funzionalità dei sistemi walk-over più avanzati con la possibilità di effettuare misure azimutali (Figura 27).



Figura 27 - Sistema ibrido walk-over/magnetico

Si tratta di sistemi di costo intermedio tra i classici walk-over e gli MGS. Basano la loro capacità di misurare angoli azimutali sull'uso di bussole magnetiche integrate nei trasmettitori radio. Pertanto i limiti del loro utilizzo risiedono essenzialmente nella sensibilità di questi sensori alle interferenze elettromagnetiche presenti nell'ambiente.

Solo un cenno, infine, ai sistemi che utilizzano giroscopi o veri e propri IMU (Inertial Measurement Unit). Sebbene i primi sistemi di guida si basassero proprio sull'utilizzo di giroscopi di tipo meccanico, con lo sviluppo dei giroscopi in stato solido e soprattutto con lo sviluppo delle piattaforme inerziali e dei connessi sistemi di misura e tracciamento, la guida anche nel sottosuolo con IMU è diventata possibile. Si tratta però di tecnologie ancora allo stato sperimentale.

2. Utensili di perforazione direzionabili

Gli utensili di perforazione direzionabili devono la propria manovrabilità (*steerability*) alla loro caratteristica asimmetria assiale. Come evidenziato in Figura 28, tale asimmetria può essere di due tipi:

- asimmetria trasversale;
- asimmetria longitudinale.

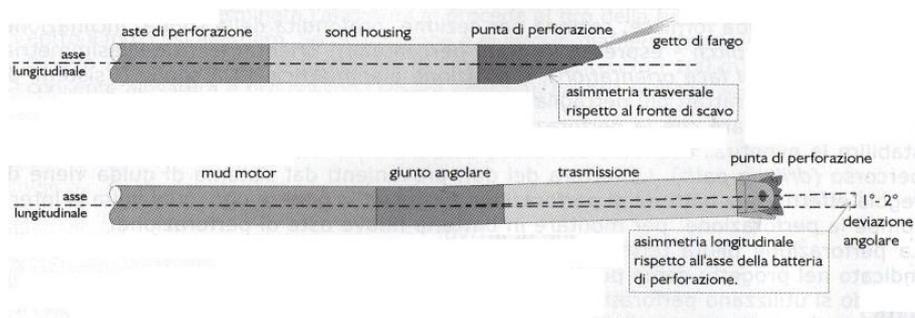


Figura 28 - Asimmetrie assiali degli utensili di perforazione

L'asimmetria trasversale caratterizza la punta di perforazione (Figura 29), che tipicamente presenta una superficie inclinata (*scarpa direzionale*) rispetto all'asse di rotazione della batteria di perforazione.

Questa geometria è quella utilizzata nelle cosiddette punte a becco d'oca (*duck bill*) o di flauto, nelle punte eccentriche e nelle lance a getto (nelle quali l'azione di perforazione è in gran parte esercitata da getti ad alta pressione di acqua o fango bentonitico). Per deviare è necessario interrompere la rotazione della batteria di perforazione ed imprimere una spinta: la deviazione è possibile proprio perché, grazie all'esistenza di tali asimmetrie, possono generarsi al contatto utensile-terreno, delle reazioni che, non agendo lungo l'asse longitudinale della batteria, danno origine a dei momenti flettenti di estremità ad azione deviante (*momenti devianti*). Una volta ottenuta una sufficiente deviazione, sia in termini di angolo che

di distanza (cioè tale da creare un vincolo fisico in grado di richiamare una sufficiente resistenza passiva del terreno, che assorba le reazioni sviluppate dalla batteria in reazione alla deformazione imposta) si riprende la rotazione e quindi un'azione di demolizione sul fronte di avanzamento avente risultante, per ciascun giro completo della batteria, coassiale rispetto alla batteria stessa. Occorre tuttavia precisare che la deviazione, in questo caso, funziona se il terreno offre una certa resistenza, altrimenti si avranno delle deviazioni molto ampie¹².

L'asimmetria longitudinale consiste invece in una distorsione (in genere una deviazione angolare) del tratto terminale della batteria di perforazione rispetto all'asse longitudinale. Tipicamente, nella perforazione con *mud motors* (turbine a fango, Figura 30), di esteso impiego nel directional drilling petrolifero e civile, si utilizza questo genere di asimmetria.

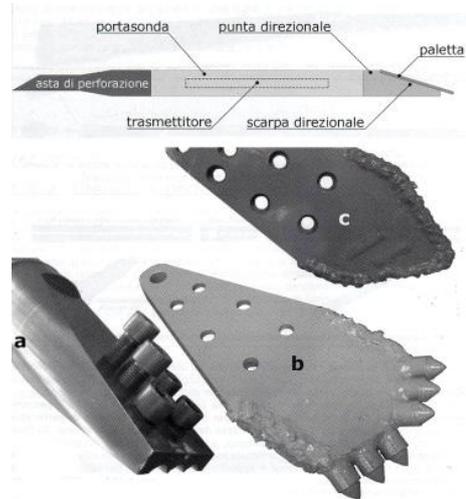


Figura 29 - Sopra: punta con asimmetria trasversale (scarpa direzionale)
Sotto: (a) particolare di una scarpa direzionale; (b) paletta per terreni duri; (c) paletta per terreni teneri



Figura 30 - Mud motor ed esplosivo delle componenti del sistema

Essa si manifesta attraverso deviazioni angolari di un tratto terminale della batteria di perforazione ottenute per interposizione, tra turbina e trasmissione, di un opportuno giunto angolare regolabile (*bent sub*): tale deviazione varia in genere nel campo $0^\circ \div 2^\circ$. Recentemente questo tipo di asimmetria ha trovato applicazione anche in sistemi di perforazione a secco con martelli pneumatici fondo foro roto-percussivi (Figura 31).

¹² Nel caso di torbe organiche si avranno delle deviazioni quasi nulle poiché esse non presentano una sufficiente consistenza. Delle ottime deviazioni si otterranno invece nel caso di argille.

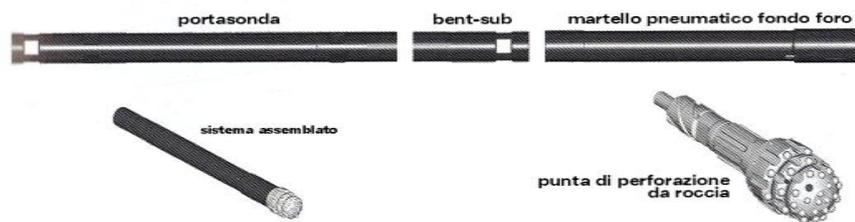


Figura 31 - Sistema direzionale da roccia pneumatico rotopercussivo con asimmetria longitudinale

La deviazione è in questo caso possibile perché gli utensili (sia rotativi che percussivi) sono dotati di un moto autonomo (quello che occorre per esplicare l'azione demolitrice) rispetto a quello impresso dalla rotazione della batteria di perforazione. Pertanto, finché la batteria è in rotazione e la punta si muove lungo un percorso orbitale, la risultante delle azioni di scavo, per ogni giro della batteria di perforazione, risulterà simmetrica e centrata lungo l'asse della batteria. Se invece si interrompe la rotazione della batteria e si lascia in azione l'utensile, questo avanzerà secondo l'asse del tratto terminale inclinato. Naturalmente, affinché la deviazione di tutta la batteria abbia luogo è opportuno che l'utensile nel suo moto autonomo (a batteria non rotante) avanzi per un tratto sufficiente perché si possano sviluppare, alla ripresa della rotazione di tutta la batteria, reazioni di vincolo opportune a far deviare l'intera batteria.

Fluido di perforazione

La scelta del fluido di perforazione, in funzione dei terreni da attraversare (soprattutto in presenza di sabbie sciolte), è cruciale per la riuscita dell'opera.

In funzione della tipologia di fluido di perforazione impiegato, si distingueranno sistemi per H.D.D. in:

1. sistemi a liquido, quando i fluidi di perforazione sono in fase prevalentemente liquida (si parla in questo caso di *wet boring*);
2. sistemi a secco, quando i fluidi di perforazione sono in fase prevalentemente aeriforme (si parla in questo caso di *dry boring* o anche di *dry directional drilling*[®] o *DDD*[®]).

Sebbene le fasi di lavoro siano simili, esistono tuttavia profonde differenze tra *wet boring* e *dry directional drilling*, che non risiedono soltanto sul differente stato fisico dei fluidi impiegati, ma anche (e soprattutto) nella diversa modalità di escavazione e nella differente possibilità di impiego a seconda delle condizioni litologiche presenti.

Durante tutte le fasi di lavoro della trivellazione orizzontale controllata, si fa costante uso del fluido di perforazione che assolve molteplici funzioni, tra le quali:

- raffreddamento degli utensili di fondo foro (utensili di perforazione, strumenti di guida, aste, giunti, ecc.);
- allontanamento di parte (dry boring) o di tutti (wet boring) i detriti prodotti;
- sostentamento delle pareti del foro (solo nel caso di wet boring)
- eventuale alimentazione, sia nel dry che nel wet boring, degli utensili fondo foro a movimento autonomo (come martelli pneumatici, turbine a fango, martelli idraulici).

La tecnologia dei fluidi di perforazione costituisce una materia a se stante e verrà ampiamente approfondita in questa sede. Molto della tecnologia dei fluidi di perforazione deriva da quanto sviluppato ed utilizzato in campo petrolifero.

Il wet boring è la tecnologia H.D.D. più diffusa ed almeno il 95% degli impianti in circolazione (dalle micro alle mega perforatrici) sono di questo tipo: proprio per tale ragione si confondono spesso i termini fluido di perforazione e fango¹³, utilizzandoli impropriamente come sinonimi.

Il fango penetra nel terreno circostante il foro, si miscela con esso (specie nei terreni sciolti) e ne modifica la struttura. In tal modo le pareti del foro acquisiscono una maggiore stabilità consentendo la realizzazione del lavoro.

La qualità dei fanghi, nel campo della trivellazioni orizzontali, ha già subito un'evoluzione nel tempo arrivando a definire delle caratteristiche che consentono di contenere il possibile inquinamento entro i termini di “non tossicità” e “non pericolosità”. Attualmente vengono utilizzati miscele di bentonite con pH elevato, talora addizionata con polimeri viscosizzanti e riduttori di filtrato: in tal modo si evita la contaminazione di falde acquifere, se non per intorbidamenti di breve durata e limitati agli immediati dintorni dei lavori.

In commercio esistono diverse tipologie di fanghi: ci sono quelli a bassissimo tempo di idratazione (*quick grout*) utilissimi per lunghi percorsi di trivellazione che possono essere additivati con polimeri anionici; altri tipi sono invece biodegradabili, utilizzati in aree particolarmente sensibili dal punto di vista ambientale.

Nel settore dei fanghi ci si sta indirizzando in generale ad accurate analisi in modo da dimostrarne il basso livello di tossicità, all'utilizzo di prodotti perfettamente biodegradabili (polimeri) e all'utilizzo di sola acqua senza alcun additivo ove i terreni lo permettano.

¹³ Il fango è costituito dall'acqua nella quale sono disciolte la bentonite e/o i polimeri che conferiscono le proprietà tixotropiche necessarie.

2.3 - Fasi principali di lavoro

Il procedimento impiegato con metodologia H.D.D., nella maggioranza degli attraversamenti, consta di tre fasi principali. La prima (detta *perforazione pilota*) comporta l'esecuzione di un foro pilota di piccolo diametro lungo un profilo prestabilito. La seconda (detta *alesatura*) implica l'allargamento di questo foro pilota fino ad un diametro tale da permettere l'alloggiamento della tubazione. La terza (detta *tiro-posa*) consiste nel varo della tubazione all'interno del foro. Durante tutte le tre fasi viene utilizzato il fango di perforazione opportunamente dosato in base al tipo di terreno.

Le sequenze operative mostrate in Figura 32 mostrano schematicamente le tre fasi principali.

È da notare che tale procedura è la medesima anche se al posto di una condotta in acciaio è necessario installare una condotta in polietilene, un cavo od un fascio di tubi e/o cavi.

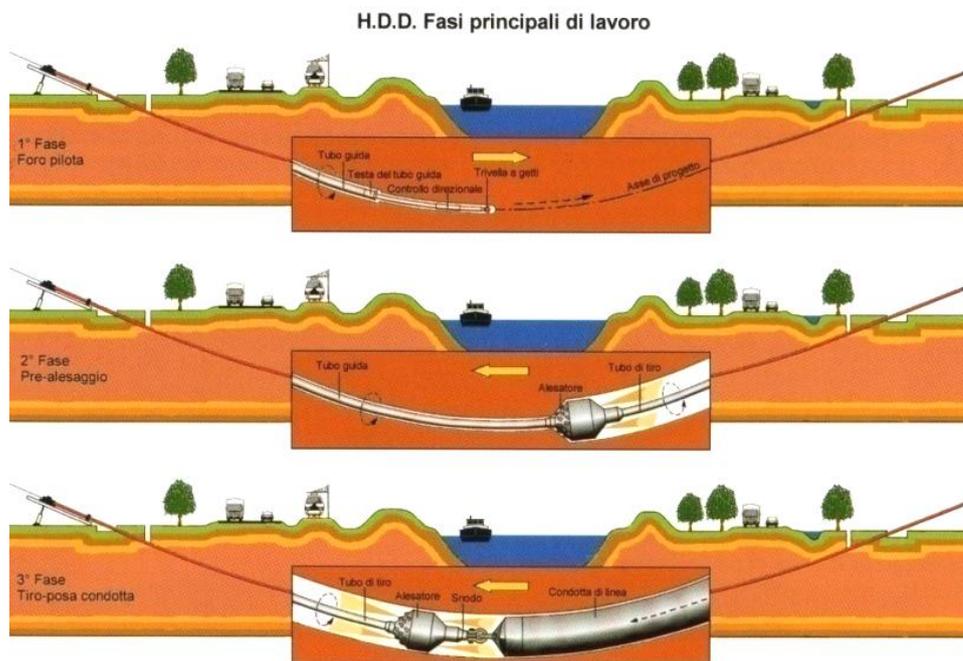


Figura 32 - Fasi tipiche per la realizzazione di un attraversamento di un corso d'acqua

1. Prima fase: realizzazione del foro pilota (*pilote bore*)

I lavori per la realizzazione dell'opera cominciano con la trivellazione lungo l'asse di progetto.

L'operazione di perforazione propriamente detta, può avvenire, a seconda della natura litologica dei terreni presenti, mediante diverse tecniche: perforazione rotativa, idromeccanica, rotopercussiva, mista.

La punta di perforazione viene inserita nel terreno nel punto indicato dal progetto come "punto iniziale", orientando la perforazione sia in altimetria

che in planimetria come dagli elaborati di progetto. Una volta intestata la perforazione si procede seguendo il tracciato indicato, montando man mano nuove aste e operando quando necessario le manovre di deviazione¹⁴.

La capacità direzionale è garantita da un'asta di perforazione tubolare di piccolo diametro, munita della scarpa direzionale e contenente al suo interno la sonda in grado di determinare in ogni momento la posizione, l'inclinazione e l'orientamento della testa di perforazione. Il piano asimmetrico della scarpa direzionale crea un angolo fra l'asse di avanzamento e l'asta di perforazione: se è necessario un cambio di direzione, l'asta di perforazione viene ruotata in modo che il piano asimmetrico coincida con il cambio di direzione desiderato. Quando non sono richiesti cambi di direzione, si procede facendo avanzare e contemporaneamente ruotare l'asta di perforazione: in tal modo l'effetto di deviazione viene ripartito uniformemente su tutta la circonferenza e pertanto si annulla. Attraverso la lettura dei dati¹⁵ provenienti dal sistema di guida si controlla che la perforazione proceda lungo il percorso prestabilito: nel caso di scostamenti, si apportano le opportune manovre correttive atte a mantenere la perforazione entro tale percorso (*drilling path*).

Come è stato detto precedentemente, l'azione di taglio è effettuata da una trivella posta all'estremità, che può lavorare per taglio meccanico (trivella azionata da motore a fanghi) o per taglio idraulico (lancia di perforazione a getti).

Il tracciato del foro pilota è controllato durante la perforazione da frequenti letture dell'inclinazione e dell'azimut. Queste letture, unite ai dati relativi alla lunghezza delle aste di perforazione già installate, sono utilizzate per calcolare le coordinate dell'estremità della trivella in rapporto al punto di inizio della perforazione stessa. Le nuove attrezzature per il controllo direzionale permettono un controllo in continuo della posizione della testa di perforazione: di norma tale controllo viene effettuato ad ogni giunto dell'asta pilota (da 3 a 10 m circa a seconda del tipo di aste utilizzate) e successivamente confrontato con il profilo di progetto, in modo da avere un riscontro immediato delle eventuali deviazioni. Nei casi di sensibile deviazione dall'asse di progetto, le aste pilota vengono retratte quanto necessario per permettere la correzione. In particolare sono misurati angoli di deviazione tra un'asta e l'altra in modo da confrontarli con il raggio minimo ammesso per la condotta da posare.

¹⁴ Le deviazioni vengono effettuate compatibilmente con le variazioni di inclinazione percentuale che derivano dai raggi di curvatura impostati dal progetto.

¹⁵ La lettura dei dati provenienti dal sistema guida viene di regola effettuata a batteria di perforazione ferma ed in genere ogni qualvolta si interrompe la perforazione per montare in batteria le nuove aste.

Di tanto in tanto, in funzione delle difficoltà incontrate in fase di perforazione, un tubo guida viene fatto ruotare ed avanzare in modo concentrico alle aste pilota. Tale tubo guida (detto anche tubo di lavaggio o wash pipe) evita il bloccaggio delle aste pilota, permette di orientare con facilità l'asta di perforazione e facilita il trasporto verso la superficie dei materiali di scavo. Esso, inoltre, mantiene aperto il foro, nel caso sia necessario ritirare le aste pilota. È bene evidenziare che sempre più spesso si procede all'esecuzione del foro pilota direttamente, senza tubo guida, in quanto si riducono i tempi di realizzazione.

Il foro pilota può ritenersi completato quando le aste pilota (e l'eventuale tubo guida) escono in superficie all'estremità opposta dell'attraversamento, in prossimità del punto di uscita predefinito (Figura 33). A questo punto, nel caso sia utilizzato il tubo guida, le aste pilota vengono ritirate lasciando il primo all'interno del foro, lungo il profilo di progetto. In caso contrario viene recuperata la trivella e la sonda per il controllo direzionale, lasciando la batteria di aste pilota all'interno del foro. In entrambi i casi, nel corso delle fasi successive, la batteria di aste rimaste nel foro viene utilizzata come asta di tiro.



Figura 33 - Perforazione con il tubo guida completata

2. Seconda fase: alesatura del foro (*back reaming*)

La seconda fase consiste nell'allargare il foro pilota per mezzo di un alesatore di diametro adeguato alle dimensioni della condotta da posare (Figura 34).

Al termine della perforazione pilota, in corrispondenza del punto di uscita gli utensili della perforazione ed il sistema di guida vengono smontati ed al loro posto viene montato un alesatore (*back-reamer* o semplicemente *reamer*). Si procede quindi a ritroso tirando e ruotando l'alesatore in modo che esso allarghi il foro pilota. Man mano che l'alesatore procede, vengono assemblate, dietro di esso, nuove aste di tiro per garantire la continuità di collegamento all'interno del foro. In

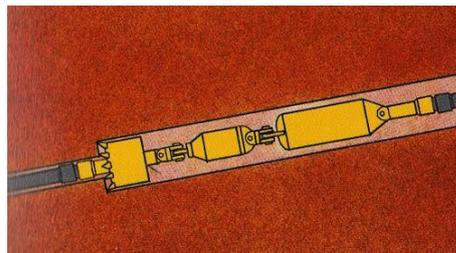


Figura 34 - Treno di alesaggio (HDI)

funzione del diametro della condotta, dei terreni attraversati e della lunghezza dell'attraversamento, la fase di alesatura può essere ripetuta più volte, aumentando progressivamente il diametro dell'alesatore, sino a raggiungere le dimensioni del foro desiderate.

3. Terza fase: tiro-posa della condotta (*pullback*)

La terza fase consiste nel posare la condotta all'interno del foro mediante il tiro della stessa con le apposite aste, fino al Rig. Di norma fra la condotta e le aste di tiro vengono interposti uno o più alesatori e un giunto reggispira girevole (*swivel*) che impedisce che la condotta sia sollecitata a torsione durante il tiro-posa. Il collegamento tra *swivel* e tubazione (o pacco di tubi) avviene attraverso un apparecchio di aggancio (*pipe ruller*) che a seconda della forma e delle modalità di attacco può prendere vari nomi (*fisher*, *calza*, ecc.).

Particolare importanza assumono in questa fase la cosiddetta sovralesatura e la lubrificazione. Per sovralesatura si intende la maggiore dimensione che deve avere il diametro nominale del foro allargato rispetto al diametro nominale esterno della tubazione da installare. Essa è necessaria per creare un opportuno distacco tra le pareti del perforo e la tubazione (*anulus*). Questo distacco si rende necessario per una serie di motivi, quali:

- Ridurre l'ampiezza delle aree di contatto tubazione-terreno al fine di ridurre le forze di attrito complessive;
- Permettere il ricircolo dei fluidi di perforazione e, nei casi in cui esso risulti determinante, garantire che vi sia sufficiente spazio perché svolga anche un'azione di sostentamento del foro;
- Permettere che tra tubazione e pareti del perforo, vi sia sempre un'adeguata quantità di agente lubrificante (che nella quasi totalità dei casi è rappresentato dal fluido di perforazione stesso, alle volte opportunamente additivato).

Talvolta, generalmente per condotte di piccolo diametro, non superiori a 500 mm, la fase di alesatura e la fase di tiro-posa, sono eseguite contemporaneamente riducendo notevolmente i tempi occorrenti per l'installazione. La decisione di riunire le due fasi viene di norma presa dopo il completamento del foro pilota ed è strettamente connessa con le caratteristiche dei terreni attraversati.

Il pre-assemblaggio della condotta è simile a quello per un varo tradizionale, in genere senza alcun appesantimento. La colonna di varo viene preferibilmente costruita in un'unica tratta (Figura 35) e predisposta su una linea di scorrimento (rulli, carrelli, acqua, mezzi di sollevamento, ecc.).

In fase di varo, l'ingresso della condotta nel foro viene facilitata, facendole assumere una catenaria predeterminata in base all'angolo di ingresso nel terreno: ciò permette di evitare inutili e dannose sollecitazioni. La condotta è costituita essenzialmente da materiale duttile poiché si presta bene ad essere installato tramite la tecnologia H.D.D. Sono ampiamente usate tubazioni in polietilene (a bassa ed alta densità) o in acciaio, ma si stanno diffondendo anche tubazioni in PVC giuntate a freddo e si comincia a sperimentare l'installazione di propilene giuntate a freddo e ghisa pretensionata.



Figura 35 - Varo della condotta mediante tiro-posa: catenaria di varo garantita da mezzi di sollevamento

2.4 - Principi sulla progettazione di un attraversamento mediante tecnologia H.D.D.

Per la buona riuscita di una H.D.D. è determinante la conoscenza delle condizioni geotecniche dei terreni da attraversare. È pertanto indispensabile, prima di procedere alla progettazione dell'attraversamento, reperire quante più informazioni possibili in merito all'area di interesse e analizzarle congiuntamente alle caratteristiche tecniche e dimensionali del servizio da posare.

Le caratteristiche geotecniche del terreno influiscono essenzialmente il comportamento del foro, che può presentarsi in due possibili modi:

- foro aperto;
- foro fluido.

Nel comportamento a foro aperto, il terreno è tagliato meccanicamente e può restare aperto per un lasso di tempo più o meno lungo, comunque sufficiente a completare le operazioni di scavo e di tiro-posa. In questo caso esiste un flusso costante di fluidi di perforazione all'interno del foro, che mantiene in sospensione il materiale di scavo e lo avvia all'esterno.

Nel comportamento a foro fluido, invece, l'azione di taglio è prevalentemente idraulica, provocata dai getti del fluido di perforazione che, miscelandosi ai detriti, costituiscono un'unica massa di terreno fluido, assimilabile a un tubo di flusso.

I terreni coesivi si comportano generalmente con caratteristiche di foro aperto. Le argille e le marne in particolare, sono considerate materiale

ideale per l'installazione di una condotta mediante perforazione direzionale. Tuttavia in questi casi l'avanzamento dell'alesatore può risultare difficoltoso in quanto i suddetti materiali si impastano: occorre a questo riguardo utilizzare adeguati tipi di frese che consentano una buona lavorazione del materiale di scavo e un suo convogliamento verso la superficie.

I terreni non coesivi presentano generalmente caratteristiche di foro fluido. In questi casi affinché la perforazione sia fattibile senza grosse difficoltà occorre che la densità dei fanghi e l'intensità di circolazione siano adeguate alla granulometria del terreno. Secondo le tecnologie di trivellazione in uso, la percentuale di ghiaia grossolana e ciottoli non deve superare il 50÷60%. Infatti oltre un certo limite, la granulometria dei terreni costituisce un ostacolo sia per le operazioni di alesatura sia per il mantenimento del foro. In particolare, la presenza di ghiaia grossolana e ciottoli rende difficoltoso il mantenimento della struttura fluida perchè, durante la fase di tiro-posa, tendono a depositarsi sia sul fondo che davanti alla sezione di tiro. In questi casi è opportuno realizzare un foro con un diametro almeno doppio rispetto a quello della condotta da posare: in tal modo la condotta scorrerà al di sopra di tali depositi senza trascinarli, evitando il blocco totale delle operazioni.

Le rocce si comportano con caratteristiche di foro aperto: in questi casi occorre dimensionare opportunamente le attrezzature di perforazione perchè, in base alle caratteristiche geomeccaniche della roccia (durezza), aumentano gli sforzi meccanici di torsione e trazione ed aumenta inoltre l'usura degli utensili di taglio.

Nella Tabella 7 si riportano le diverse litologie ed il tipo di foro corrispondente.

Tabella 7 - Comportamento fisico del terreno e fattibilità
(Fonte: Vescovo, Lazzarini)

Tipologia terreni	Tipo foro	Fattibilità	Condizioni necessarie a garanzia di successo	Attrezzatura ausiliaria / problematiche
Argille da prive a poco consistenti, limi e depositi organici	Aperto	Si	-	Vibrovaglio
Argille da moderatamente a molto consistenti e limi	Aperto	Si	Limitate pressioni di lavoro, alesatori opportuni, elevata fluidità dei fluidi di perforazione	Vibrovaglio con centrifuga; possibile rottura dei terreni sovrastanti
Argille consistenti e scisti fortemente alterati	Aperto	Si	Limitate pressioni di lavoro, alesatori opportuni, elevata fluidità dei fluidi di perforazione, alesaggi intermedi frequenti (intervalli di diametro ridotti)	Vibrovaglio con centrifuga; possibile rottura dei terreni sovrastanti
Sabbie da sciolte a molto sciolte, sopra e sotto falda	Fluidido	Si (difficile)	Riduzione dei tempi operativi, alta viscosità del fluido di perforazione	Vibrovaglio; possibilità di blocco, utilizzare per diametri medio-piccoli evitando alesaggi intermedi
Sabbie da mediamente addensate ad addensate, sopra e sotto falda	Fluidido	Si	Riduzione dei tempi operativi, alta viscosità del fluido di perforazione	Vibrovaglio; ridotti alesaggi intermedi
Ghiaie e ciottoli¹⁶ con diametro minore di 10 cm	Crollo	No	-	-
Ghiaie e ciottoli con diametro minore di 10 cm in abbondante matrice sabbiosa o limosa	Fluidido con deposito	Si	Adeguati scalpelli a motore, riduzione dei tempi operativi, alta viscosità del fluido di perforazione, maggiorazione del diametro finale di scavo in funzione della effettiva percentuale di materiale grossolano presente	Casing, vibrovaglio
Terreni con significativa presenza di ciottoli maggiori di 10 cm e trovanti	Crollo	No	-	-
Rocce alterate, marne, gessi e terreni fortemente cementati	Aperto con deposito	Si	Adeguati scalpelli a motore e alesatori, notevole quantità di fluidi di perforazione opportunamente studiati, alesaggi intermedi frequenti (intervalli di diametro ridotti), maggiorazione del diametro finale di scavo	Vibrovaglio, triconi, alesatori a rulli e/o inserti
Rocce da poco alterate a non alterate	Aperto con deposito	Si (difficile)	Adeguati scalpelli a motore e alesatori, notevole quantità di fluidi di perforazione opportunamente studiati, alesaggi intermedi frequenti (intervalli di diametro ridotti), maggiorazione del diametro finale di scavo	Vibrovaglio, triconi, alesatori a rulli e/o inserti; studiare accuratamente la maggiorazione del diametro finale onde evitare il blocco in fase di tiro-posa

¹⁶ La presenza di ghiaie e ciottoli negli strati da attraversare può comportare molti problemi talvolta superabili, talvolta tali da scongiurare la perforazione stessa. Infatti la presenza di questi materiali può dar luogo a scavernamenti ed accumuli all'interno del foro. La condizione più favorevole si incontra quando questi strati sono superficiali, nel qual caso si può provvedere a sostituire il terreno con altro più idoneo, a inserire nel terreno un tubo camicia (casing), ad attraversarli con angoli di perforazione elevati.

Le indagini geognostiche del terreno devono, in questo caso, essere finalizzate a:

- Definire la fattibilità della perforazione ed individuazione del profilo più idoneo; è preferibile scegliere un profilo che resti il più possibile confinato all'interno di uno strato litologicamente omogeneo, anche spingendo la perforazione a notevole profondità e aumentandone la lunghezza complessiva;
- Individuare le attrezzature e i parametri di perforazione più idonee;
- Definire la composizione del fluido di perforazione in funzione della stabilità nel tempo del foro (aperto o fluido).

Per tali scopi è importante individuare: la caratterizzazione stratigrafica del terreno; il livello di falda; la caratterizzazione geotecnica (granulometria, distribuzione e forma delle particelle, densità relativa, consistenza plasticità, resistenza al taglio, coefficiente di permeabilità, contenuto d'acqua); la caratterizzazione litologico-strutturale delle rocce (struttura dei giunti e loro orientamento spaziale, minerali e legami tra essi, grado di alterazione, omogeneità, resistenza a compressione e al taglio, quantità d'acqua raccolta nei giunti).

Le indagini comprendono sondaggi, prove di laboratorio, studi geologici e geomorfologici oltre all'acquisizione di esperienze locali. I sondaggi possono essere integrati da prove penetrometriche statiche, eventualmente con piezocono, per completare la stratigrafia.

Le prove di laboratorio da eseguire sono:

- curve granulometriche e addensamento dei materiali incoerenti (per valutare la tenuta del foro nel tempo);
- limiti di atterberg nei materiali coesivi (per valutare rischi di bloccaggio sia in fase di perforazione che in fase di tiro della condotta);
- prove di compressione non confinata in presenza di roccia, eventualmente prove di abrasione e di durezza (per valutare la capacità degli scalpelli e degli alesatori nell'affrontare tale materiale).

La maggiore difficoltà nell'acquisizione di questi dati risiede nel prelievo di campioni di terreno indisturbati, che permettano una effettiva classificazione degli stessi.

Col progetto esecutivo si dimensiona la catenaria di varo, tenendo conto di tutti i dati acquisiti e delle caratteristiche meccaniche della condotta.

Definiti sul profilo i punti di inizio e di fine perforazione¹⁷ e posizionata la condotta nella sezione geologico-tecnica più idonea, si ricavano la

¹⁷ I punti di ingresso e di uscita della condotta con le relative tolleranze devono essere determinati in funzione della geometria del tracciato e sulla base di tutti gli elementi di progetto (raggio di curvatura, angoli di ingresso e di uscita, quote topografiche, presenza di ostacoli naturali e artificiali), tenendo presente anche dei vincoli imposti dagli Enti competenti. Parimenti dovranno essere definiti gli scostamenti massimi ammissibili dell'asse di progetto.

lunghezza da perforare e la quota di posa della condotta rispetto al piano campagna¹⁸. Questi dati, uniti ai raggi minimi di curvatura e agli angoli di ingresso e uscita dal terreno dell'asta di perforazione permettono il dimensionamento del profilo teorico della condotta, che sarà determinato raccordando le rette di entrata, di uscita, orizzontale e/o inclinata di fondo, con le curve ad esse tangenti. Si deve tener presente che, per facilitare le operazioni di tiro-posa, l'angolo di uscita della perforazione (che diventerà in fase di tiro-posa angolo di ingresso della condotta) dovrà essere progettato in funzione della catenaria di varo. La Tabella 8 riporta i valori consigliati dell'angolo massimo di ingresso e di uscita in funzione del diametro della condotta da installare.

Tabella 8 - Valori consigliati per il dimensionamento del profilo della perforazione
(Fonte: Vescovo, Lazzarini)

Diametro condotta (mm)	Raggio minimo (mm)	Angolo d'ingresso massimo	Angolo d'uscita massimo
<200	250	18°	16°
250÷300	350÷400	18°	14°
350÷400	450÷500	14°	12°
450÷500	550÷600	12°	10°
550÷600	650÷700	12°	8°
650÷700	800÷850	10°	8°
750÷800	850÷950	8°	6°
850÷900	900÷1000	8°	6°
950÷1000	1000÷1100	6°	4°
1050÷1100	1100÷1200	6°	4°
1200÷1400	>1400	6°	4°

Il profilo viene portato sul rilievo della sezione d'attraversamento e ricontrollato, per vedere se tutte le prescrizioni di progetto sono soddisfatte. L'alta gamma di Rig oggi disponibili sul mercato permette di posizionare il servizio di nostro interesse (condotta o cavo) alla profondità desiderata, senza limitazioni di profondità (anche minime) e per lunghi tratti, in funzione del diametro da realizzare.

Nella Tabella 9 sono riportati i limiti prudenziali delle lunghezze di perforazione per la posa di condotte in acciaio.

¹⁸ Di solito, nel caso di attraversamenti di corsi d'acqua importanti, si tende ad assegnare una profondità minima di copertura pari a 10 m per garantire un congruo margine di sicurezza contro eventuali fenomeni di erosione che potrebbero scalzare la condotta nel tempo.

Tabella 9 - Horizontal Directional Drilling: potenzialità
(Fonte: Vescovo, Lazzarini)

Diametro (mm)	Lunghezza (m)
< 400	≈ 2000
400÷750	≈ 1500
> 750	> 1000

Bisogna notare che tali limiti sono in continuo aggiornamento e vengo stabiliti nuovi record continuamente. In un lavoro eseguito nel dicembre 2004 da un contractor americano (Michelis Directional Crossing), ad esempio, è stata installata una tubazione in acciaio da 150 mm in un unico tiro di 3.905 m attraverso un perforo di circa 300 mm di diametro: ciò è stato possibile realizzando due perforazioni pilota contrapposte (di 2.041 m e 1.864 m rispettivamente) attraverso due macchine (di tiro-spinta 544 t e l'altra da 380 t).

La realizzazioni di attraversamenti con diametro maggiore di 750 mm va sempre valutata con molta attenzione in fase di fattibilità, correlandola soprattutto alle caratteristiche del terreno da attraversare: poiché il foro deve avere un diametro circa 300÷400 mm maggiore della condotta da posare, si raggiungono diametri elevati e potrebbero innescarsi fenomeni di instabilità.

Le condotte di grosso diametro, inoltre, presentano problematiche di galleggiamento molto rilevanti e pertanto si dovrà provvedere ad un appesantimento in fase di tiro-posa che, se ben realizzato, può sensibilmente ridurre gli sforzi.

Esistono diversi sistemi per appesantire la condotta: fra questi si ritiene più efficace quello che prevede di riempire parzialmente d'acqua il tratto di condotta in testa, avvalendosi di un tubo in gomma vuoto, chiuso alle estremità e di sezione tale da mantenere nulla la spinta idrostatica (Figura 36). Il riempimento e lo svuotamento verrà garantito da un tubo di servizio opportunamente collegato.

La condotta dovrà avere, in funzione dai terreni da attraversare, un rivestimento resistente all'abrasione e che possa resistere alle problematiche elettriche derivanti dalle spesso notevoli profondità di posa.



Figura 36 - Condotta in Pead per appesantimento/alleggerimento condotta di varo

È bene notare che la definizione delle aree a disposizione dell'Appaltatore dovrà essere effettuata tenendo conto delle caratteristiche dell'impianto di perforazione (ingombri, ecc.) e della pista di varo che dovrà permettere di pre-assemblare la condotta, preferibilmente in un'unica sezione, non necessariamente rettilinea.

Per completare il progetto d'installazione di una condotta in acciaio occorre procedere alla *verifica a stress*: si deve verificare che le tensioni sulla condotta non superino i valori ammissibili di resistenza del tubo. Le cause che inducono tensioni sono:

- campata libera tra due appoggi lungo la colonna di varo;
- prova idraulica;
- forza di tiro durante l'installazione;
- raggio di curvatura lungo l'attraversamento;
- pressioni del terreno;
- pressione di esercizio della condotta.

Nella fase di pre-installazione si procede:

1. al calcolo delle tensioni radiali ad assiali dovuti alla prova idraulica;
2. al calcolo del massimo momento (e quindi della tensione) utilizzando la lunghezza della campata libera tra i rulli di appoggio;

nella fase di installazione:

3. si considerano anche in questo stadio le tensioni di cui al punto 2;
4. si calcola la tensione longitudinale utilizzando una teorica forza di tiro¹⁹;
5. si calcola la tensione longitudinale per la curvatura²⁰;
6. devono anche essere considerate le pressioni esterne dovute ai carichi permanenti e/o le pressioni dei sovraccarichi;

nella fase d'esercizio, infine:

7. si calcolano le tensioni dovute alla curvatura (come per il punto 5);
8. si calcolano le tensioni dovute ai carichi esterni (vedi punto 6);
9. la massima pressione di esercizio della condotta è usata per il calcolo delle tensioni longitudinali e radiali.

Avendo determinato le massime tensioni per ciascuna fase della costruzione e quelle in esercizio, si procede al confronto con quelle massime ammissibili.

Le ASME B31.8-1992 riportano i seguenti limiti:

- ✓ Max tensione ammiss. longitudinale = 80% SMYS;
- ✓ Max tensione ammiss. radiale = 72 % SMYS;

¹⁹ Cautelativamente, se non si hanno precisi dati geotecnici, si assume come fattore di attrito 1, includendo anche il maggiore attrito sulle curve per effetto della spinta idrostatica.

²⁰ Se si consente, durante la perforazione una tolleranza del 10%, si dovrà usare un raggio di curvatura pari al 90% di quello teorico

✓ Max tensione ammiss. combinata = 90% SMYS;
dove SMYS è la resistenza minima allo snervamento del materiale della condotta.

Per una corretta progettazione esecutiva, infine, la documentazione e i dati da avere in possesso devono comprendere: le caratteristiche della condotta e del rivestimento, le stratigrafie dei sondaggi e prove di laboratorio, il progetto di massima dell'attraversamento (completo di profilo e planimetria), le prescrizioni e tolleranze, l'elenco della documentazione da fornire all'Appaltatore, l'elenco della documentazione da richiedere all'Appaltatore, le specifiche e i capitolati di riferimento.

2.5 - Applicazioni speciali e sviluppi in corso

Per lunghezze e diametri limitati, l'applicazione di tale metodologia fa uso di moderne attrezzature di perforazione "Mini" e "Micro" (Figura 37). Essi consentono perforazione e posa in terreni alquanto complessi e con costi sempre più limitati.

Una ulteriore applicazione per le perforatrici di piccole dimensioni è nella realizzazione del foro pilota per Raise borer direzionati. In questo caso il foro pilota viene realizzato mediante Rig di perforazione provvisti di attrezzatura da roccia: le piccole dimensioni dei MiniRig ne consente infatti il trasporto anche in ambiente montano di difficile accesso. Realizzato il foro pilota, viene



Figura 37 - Perforazione con MiniRig

allargato con la stessa attrezzatura di perforazione fino a un diametro di 300÷350 mm. Successivamente l'allargamento finale, sino al diametro richiesto (spesso oltre 1000 mm) può essere effettuato in un'unica passata con un alesatore azionato da un impianto per Raise borer. Questa applicazione è valida sia per pozzi inclinati, sia sub-orizzontali: il vantaggio è quello di utilizzare piccoli impianti, facilmente gestibili e di norma più economici di quelli necessari all'impianto classico di Raise borer per realizzare il foro pilota direzionato.

Un altro caso riguarda l'applicazione H.D.D. che prevede l'utilizzo di due Rig, posti rispettivamente alle due estremità dell'attraversamento: essi scavano da ambedue le parti e si incontrano in profondità creando un unico tunnel. Per la prima volta tale metodo (denominato *drill & intersect*) è stato portato a termine dalla The Crossing Company Inc, in Canada nel 2004. Il merito di tale innovazione è dato principalmente dal sistema di navigazione:

in pratica si guidano i due Bit dalle due posizioni di partenza (in superficie) sino ad un unico obiettivo intermedio attraverso speciali utensili di intersezione (Figura 38). Quest'ultimi comprendono un magnete passivo fondoforo e un modulo direzionale nella prima batteria e un altro modulo direzionale nella seconda batteria. Il secondo modulo direzionale include, inoltre, un insieme di sensori che rilevano il campo generato dal magnete passivo. Le due batterie con gli utensili di intersezione vengono quindi riportate nel punto centrale: i sensori rilevano le informazioni e le inviano ad un computer che determina la posizione del magnete e indica le manovre da effettuare per generare l'intersezione voluta. Una volta che l'intersezione è stata portata a termine, una batteria viene detratta e l'altra viene fatta avanzare attraverso il tunnel sino alla superficie opposta.

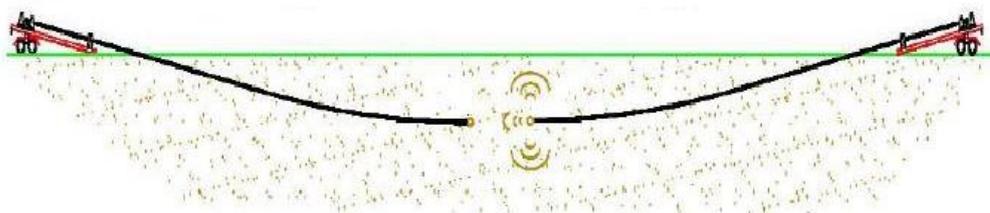


Figura 38 - Metodo *drill & intersect*: due Rig contrapposti si incontrano nel punto centrale formando un unico tunnel

Le operazioni di alesatura e tiro-posa della condotta sono effettuate allo stesso modo dell'attraversamento con H.D.D. convenzionale. I vantaggi del metodo *drill & intersect* riguardano innanzitutto il raddoppio delle distanze raggiungibili (sono stati eseguiti attraversamenti di 3905 m con 150 mm di diametro, ma tali record vengono superati continuamente). Altri vantaggi riguardano la riduzione del rischio frac-out nelle lunghe distanze e la possibilità di attraversamenti di banchi di ghiaia (che si trovano spesso sulle sponde dei fiumi) perforando con casing superficiale dalle due estremità.

In generale, la metodologia H.D.D. negli anni si è fortemente intensificata in funzione sia della tipologia del servizio da porre in opera sia in funzione del terreno da attraversare. Lo sforzo, sia dei progettisti che degli utilizzatori, è teso in particolare al raggiungimento di obiettivi sempre più ardui, tra i quali figurano i seguenti:

- pose in opera di condotte di grande diametro in rocce dure;
- superamento di distanze sempre maggiori;
- studio di metodologie operative (come consolidamenti localizzati, sostituzioni localizzate di terreno, casing), di nuovi fluidi di perforazione a base di polimeri biodegradabili con alto potere coesivo e massima fluidità e di nuovi utensili (a secco a fondo foro, ecc.) onde poter applicare la metodologia H.D.D. anche in presenza di ghiaia e ciottoli;

- ricerca di nuovi campi di applicazione, quali pendii, drenaggi, drenaggi puntuali per discariche, ecc;
- studio e sperimentazione di perforazione dry, ovvero senza l'impiego dei fluidi di perforazione, per condotte in acciaio e per lunghezze rilevanti.
- realizzazione di approdi a mare (Figura 39), con possibilità di superare dune costiere e spiagge, senza creare disturbi all'ambiente e alle attività in essere (spingendo pertanto la fuoriuscita del terreno più a largo possibile); questa applicazione permetterebbe pertanto di superare anche i bassi fondali in prossimità delle spiagge.



Figura 39 - Realizzazione di una perforazione a mare con il Rig installato su una piattaforma

CAPITOLO TERZO

L'UTILIZZO DEI FLUIDI DI PERFORAZIONE

3.1 - Generalità

Quando si sente parlare di fango, o più in generale di fluido di perforazione, si pensa quasi subito a qualcosa di relativamente poco importante o comunque secondario. Niente di più sbagliato: tale componente è cruciale per la riuscita dei lavori, il controllo dei costi e la sicurezza delle operazioni.

Nell'esecuzione di un pozzo il circuito del fango è una delle parti essenziali dell'impianto di perforazione, al pari del sistema rotativo (che trasmette il moto di rotazione dalla superficie fino allo scalpello) e del sistema di sollevamento (che sostiene il carico della batteria, permette le manovre di sollevamento e di discesa nel foro).

La conoscenza dei fenomeni reologici ed idraulici che si presentano durante la realizzazione di perforo può portare, infatti, ad innovazioni che erano impensabili anche solo pochi anni fa.

Originariamente i fluidi di perforazione furono ideati e utilizzati con l'unico scopo di trasportare a giorno i detriti prodotti dallo scalpello durante la perforazione. Nel tempo ci si accorse che essi svolgevano molte altre funzioni, sia durante la perforazione che durante le manovre della drill string, quando cioè non si aveva flusso di fango nel circuito idraulico.

Grazie a nuove e continue ricerche ed all'evoluzione delle tecnologie di laboratorio, negli ultimi anni sono state sviluppate numerose formulazioni del fluido, sempre più complesse ed in grado di soddisfare sempre più le esigenze operative (soprattutto per quel che riguarda i costi di gestione).

Occorre precisare che per fluido di perforazione si intende non solo il cosiddetto "fango" (ossia una sospensione colloidale di minerali argillosi in acqua, Figura 40) ma anche altri fluidi come il gas, l'aria, il gasolio, ecc. che vengono correntemente usati nella tecnica petrolifera.



Figura 40 - Fluido di perforazione (o fango)

Tuttavia, soprattutto in campo civile, il fango classico è la tipologia di fluido che viene quasi sempre utilizzata, pertanto il termine fluido di perforazione è usato spesso per indicare proprio il fango.

Fattori che influenzano la scelta del fluido di perforazione sono la litologia delle formazioni da attraversare, la velocità di avanzamento, la possibilità di perforare in sicurezza, la capacità di smaltimento e l'influenza sui costi di esecuzione.

Poiché molteplici sono le funzioni che il fluido deve soddisfare, è praticamente impossibile avere un fango che le soddisfi tutte per cui sono stati sviluppati differenti tipi di fango a seconda delle caratteristiche del perforo da eseguire e del tipo di formazioni da attraversare.

Gran parte delle conoscenze che si hanno sui fluidi di perforazione, nascono da ricerche fatte in campo petrolifero e le considerazioni che si fanno per i pozzi verticali sono, in linea di massima, le medesime anche nel caso di perfori orizzontali.

3.2 - Funzioni del fluido di perforazione

Come si è detto, le funzioni che deve assolvere il fango sono molteplici e variano in base agli impieghi. Alcune caratteristiche richieste, inoltre, sono tra loro in contrasto ed è quindi compito del tecnico giungere ad un compromesso soddisfacente.

Fissando l'attenzione sul fango "classico", le più importanti funzioni che esso riveste sono riassunte come segue:

1. *Rimuovere e trasportare a giorno i detriti.*

È una delle funzioni principali che viene svolta nell'intercapedine determinata dal foro (o dal casing) e dalla batteria di perforazione (Figura 41). Il fango deve possedere caratteristiche tali da non permettere ai detriti di cadere verso il basso durante il suo flusso verso la superficie.

Un parametro molto importante è sicuramente la velocità di risalita del fluido (solitamente $0,5 \div 1$ m/s) ma altrettanto importanti sono le proprietà reologiche che esso deve possedere: elevate viscosità a basse velocità di flusso, elevati valori di yield stress, ottima stabilità alla pressione e alla temperatura. Inoltre la densità determina l'effetto di galleggiamento delle particelle solide: aumentando la densità aumenta, infatti, la capacità di trasporto del fluido grazie sia ad un maggiore effetto di galleggiamento sulle particelle solide che anche ad

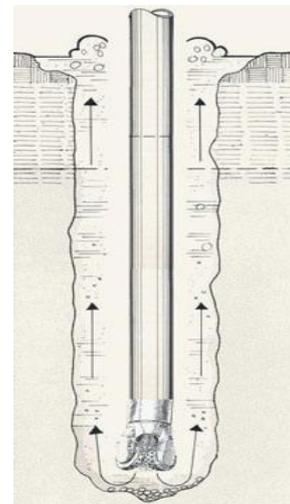


Figura 41 - Rimozione e trasporto in superficie dei detriti di perforazione attraverso l'intercapedine foro-batteria

un aumento dei valori di viscosità.

2. *Evitare la sedimentazione dei detriti in sospensione quando si arresta la circolazione del fango.*

Si ottiene tale obiettivo formulando un fango con elevate proprietà tissotropiche in modo tale che, passando dal moto alla quiete, possa rapidamente formare una struttura gel sufficientemente elastica e forte da trattenere i solidi inerti in sospensione. Tuttavia, una gelificazione eccessiva del fango in condizioni statiche (ad esempio in caso di contaminazione del fango con conseguente flocculazione dell'argilla) può causare problemi di elevati spunti di pressione durante la ripresa della circolazione del fango e problemi di pistonaggio (*surge pressure*) nei lunghi tempi di manovra per la discesa dello scalpello in pozzo. Inoltre, una gelificazione troppo veloce impedirebbe un'efficace separazione dei detriti sul vibrovaglio.

La tissotropia del fango deve quindi essere accuratamente controllata in modo da bilanciare correttamente le differenti esigenze nelle diverse condizioni operative.

3. *Raffreddare e lubrificare gli utensili di perforazione.*

Il calore sviluppato dallo scalpello dovuto all'azione di incisione della roccia ed alla macinazione dei detriti, sommato alla quantità di calore che si libera per conduzione al contatto tra formazione e scalpello (nei casi di elevate profondità o in zone ad elevato gradiente geotermico) oltre a quello sviluppato per attrito dovuto allo strisciamento della batteria di perforazione con la parete del pozzo, tende a ridurre drasticamente la vita dell'utensile.

Molto spesso in perforazione si possono raggiungere allo scalpello temperature anche di parecchie centinaia di gradi Celsius²¹. In questi casi è importantissima la presenza del fluido di perforazione poiché, passando attraverso le duse dello scalpello, oltre a lubrificare lo stesso, tende a portare con sé parte della quantità di calore sviluppato raffreddando l'utensile e a ridurre gli attriti. In tal modo si permette una più lunga conservazione dello scalpello all'usura.

4. *Evitare il franamento delle pareti del perforo.*

Questo effetto è ottenuto sia mediante la formazione di un pannello sottile, resistente ed impermeabile sulla parete del foro che mediante la pressione esercitata dal fango sulla parete stessa. Esso si forma perché la pressione del fango è maggiore della pressione del fluido interstiziale.

A proposito del pannello, si noti che questo si forma solo in corrispondenza delle formazioni più permeabili ed agisce in duplice modo:

²¹ Nel caso tecnologia H.D.D., già a temperature di 70 °C il sistema di guida walk-over smette di funzionare, mentre a 100 °C si brucia!

- formando un intonaco sulla parete che mantiene localmente stabile le formazioni franose;
- impedendo l'equilibrio tra la pressione del fango e quella in formazione e mantenendo quindi una pressione effettiva stabilizzante sulla parete.

Un buon fango dovrebbe essere in grado di consolidare le formazioni più permeabili che si attraversano e a ritardare (o annullare del tutto) il passaggio di fluido nella formazione, evitandone il danneggiamento.

Nel caso di formazioni produttive permeabili, inoltre, la creazione di un buon pannello sottile, resistente e impermeabile risulta estremamente importante per evitare il deterioramento della produttività del pozzo dovuto ad un'eccessiva filtrazione da parte del fango. Tale proprietà viene migliorata con l'aggiunta di bentonite nel fango. Inoltre in alcuni casi è utile aggiungere amido od altri additivi per il controllo del filtrato per ridurre le perdite di fluido del fango nella formazione.

In Figura 42 è riportato un esempio di formazione di un pannello di fango lungo la parete di un foro e della zona invasa durante la perforazione.

Il fango, infine, può contribuire alla stabilità del foro anche attraverso interazioni con i materiali argillosi di natura chimico/fisica dovuti alla presenza di additivi specifici (quali sali, *shale inhibitors*, ecc.).

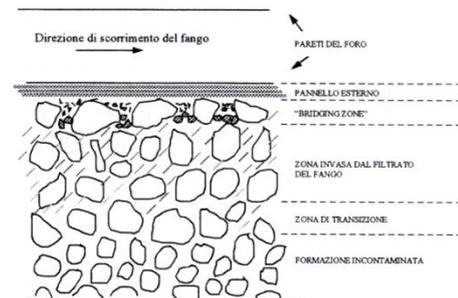


Figura 42 - Formazione del pannello

5. Controllare la pressione delle formazioni ed impedire l'ingresso dei fluidi di strato (olio, gas ed acqua) nel pozzo.

Per poter svolgere questa funzione è necessario che la pressione idrostatica esercitata dalla colonna di fango in pozzo, in corrispondenza dello strato, sia eguale o maggiore della pressione nello strato stesso.

Se analizziamo i valori di pressione del fango e dello strato ad una certa profondità h , dovrà essere soddisfatta la seguente condizione:

$$p_h \geq p_f$$

dove si è posto:

$$p_h = p_a + \gamma \cdot h = \text{pressione}^{22} \text{ idrostatica del fango;}$$

$$p_a = \text{pressione atmosferica;}$$

²² La pressione evidenziata nella relazione è quella *assoluta* del fluido. Nella pratica, però, si parla spesso di pressione *relativa*, cioè riferita alla pressione atmosferica. In questo caso si assume la pressione atmosferica come valore di riferimento per cui la pressione si ridurrà semplicemente alla seguente formulazione: $p_h = \gamma \cdot h$.

p_f = pressione di strato;
 $\gamma = \rho \cdot g$ = peso specifico del fango;
 ρ = densità del fluido;
 g = accelerazione di gravità;
 h = profondità dello strato.

In Figura 43 è evidenziato l'andamento della pressione idrostatica dovuta alla presenza di una colonna di fango nella sezione anulare di pozzo.

È uso comune mantenere sempre il peso specifico del fango superiore di $0,05 \div 0,1 \text{ kg/dm}^3$ di quello dei fluidi contenuti nella formazione che, se non esistono zone in sovrappressione, vale circa $1,03 \text{ kg/dm}^3$.

Per ragioni di sicurezza, di solito si pone:

$$p_h = (1,2 \div 1,4) \cdot p_f$$

È importante, però, non utilizzare un fango con eccessivo peso specifico poiché procurerebbe una diminuzione della velocità di perforazione e, soprattutto, delle fratture nelle formazioni con pericolo di perdite di circolazione del fango.

6. *Trasmettere potenza idraulica allo scalpello e garantire basse perdite di carico nel circuito del fango.*

Il fluido deve aiutare la perforazione effettuando il taglio idraulico del terreno, disgregandolo, grazie all'energia cinetica accumulata e/o azionare il motore a fanghi.

La reologia del fango, inoltre, gioca un ruolo di fondamentale importanza nelle riduzioni delle perdite di carico. In particolare, la scelta di un profilo di flusso che comporti viscosità molto basse ad elevate velocità di flusso (*shear rates*) può permettere, a parità di altre condizioni operative, di ridurre notevolmente le perdite di carico e quindi di aumentare la portata, migliorando la pulizia del foro, il raffreddamento dello scalpello, ecc.

7. *Controllare e prevenire la corrosione del materiale tubolare in pozzo.*

La batteria di perforazione, l'eventuale colonna di casing e tutti i materiali metallici presenti in pozzo possono essere danneggiati dalla corrosione dovuta a gas disciolti nel fango quali l'ossigeno, il diossido di carbonio e il solfuro di idrogeno. Il fango di perforazione deve pertanto essere sottoposto

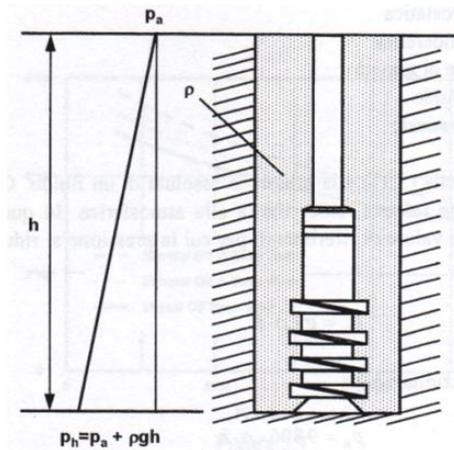


Figura 43 - Pressione idrostatica in pozzo

ad adeguati trattamenti chimici in modo da prevenire tali fenomeni poiché senza i necessari accorgimenti si potrebbe ridurre notevolmente la durata dei materiali tubolari presenti nel perforo.

8. *Permettere di effettuare eventuali diagrafie in pozzo di buona qualità e assicurare la protezione delle formazioni.*

La scelta del tipo di fango e della sua specifica formulazione influenza anche la qualità delle diagrafie (*logs*). Nel caso di perforazione di pozzi per la messa in produzione di giacimenti, infatti, tali indagini sono particolarmente importanti per studiare l'interazione tra la roccia ed i fluidi di giacimento in condizioni statiche e dinamiche.

In particolare, esse permettono di valutare sia le caratteristiche chimico-fisiche della roccia che le capacità di flusso degli idrocarburi in essa. Queste informazioni sono preziose per valutare le effettive prestazioni del giacimento e per ottimizzare l'eventuale risalita degli idrocarburi in posto.

3.3 - Il circuito idraulico di perforazione

Nella perforazione rotary il circuito del fango è una parte molto importante dell'impianto. I principali elementi che costituiscono il circuito idraulico del fango nel proprio percorso in pozzo sono:

- le pompe di mandata,
- il manifold²³,
- le condotte di superficie (rigide e flessibili),
- la testa di iniezione,
- la batteria di perforazione,
- l'intercapedine tra le pareti del foro e le aste,
- il vibrovaglio,
- le vasche del fango ed il vascone per i reflui.

La Figura 44 evidenzia le principali componenti del circuito idraulico del fango.

Una volta che è stato confezionato in superficie, il fango è depositato nelle vasche superficiali in attesa di essere aspirato dalle pompe. Queste lo mandano, attraverso il circuito di distribuzione superficiale, alla testa di iniezione, passa attraverso le aste ed esce dagli ugelli dello scalpello (*duse*). Risale quindi a giorno passando nell'intercapedine tra aste e foro (*annulus*), inglobando nel contempo i detriti perforati. In superficie attraversa le attrezzature per la separazione dei contaminanti (sistema di trattamento solidi) e torna nelle vasche iniziali.

²³ Il manifold è costituito da un complesso di valvole posto a valle delle pompe.

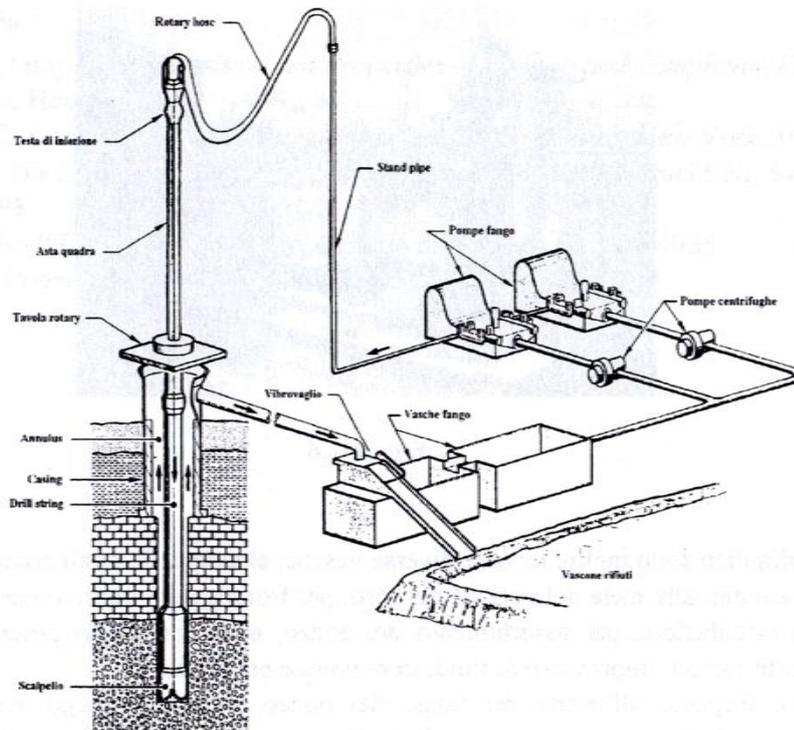


Figura 44 - Circuito idraulico del fango

Le pompe forniscono al fango l'energia necessaria a vincere le perdite di carico nel circuito e a circolarvi a velocità opportuna, nonché a favorire il distacco a fondo foro dei detriti allentati dallo scalpello.

Le pompe sono usualmente di tipo alternativo a doppio effetto, a due (*duplex*) o a tre pistoni (*triplex*). A causa del funzionamento alternativo la portata e la pressione sono pulsanti. Queste oscillazioni di portata e di pressione sono deleterie per la durata delle condutture del fango e per l'efficienza della pompa. Si installa perciò uno smorzatore di pulsazioni costituito da un serbatoio di volume opportuno contenente gas in pressione che assorbe energia alla mandata e la restituisce nella fase di quiete, livellando così la curva pressione-tempo.

Le condotte di superficie, assieme al manifold di sonda, consentono di distribuire il fango alle aste, o al colmataggio, o ad altre utenze (eiettore, mescolatori, ecc.), o di convogliarlo in circuito chiuso escludendone l'immissione nel pozzo, quando lo richiedono le operazioni in corso.

Nel circuito idraulico, in genere, sono inserite diverse vasche: alcune contengono una riserva di fango pari ad almeno la metà del volume del foro (per fronteggiare improvvise necessità derivanti da perdite di circolazione per assorbimento del pozzo), mentre altre contengono fango pesante per contrastare eventuali manifestazioni improvvise di fluidi in pressione nel pozzo.

Il vibrovaglio, disposto all'uscita del fango dal pozzo, separa il fango stesso dai detriti di perforazione: questi ultimi vengono accumulati nel vascone dei rifiuti che (negli impianti a terra) è sovente costituito da uno scavo nel terreno rivestito da un telo impermeabile.

Oltre agli elementi del circuito del fango descritti ci sono alcuni apparecchi accessori della circolazione. Tra questi ci sono:

- la tramoggia, per l'introduzione in circuito degli additivi solidi del fango;
- gli agitatori, per uniformare il composto.

Quando si attraversano formazioni sabbiose o siltose è necessario impiegare il "desander" o il "desilter" per la rimozione dei detriti di perforazione dal fango, per i quali il vibrovaglio sarebbe inefficace.

L'eventuale gas presente nelle formazioni perforate e che potrebbe risalire col fango, viene eliminato invece con un "degasser". Questo perché ricircolare tale gas potrebbe portare ad un alleggerimento progressivo del fango sino ad arrivare all'eruzione del pozzo.

È in questo contesto che sempre di più nel tempo si è reso necessario il miglioramento e l'ottimizzazione delle prestazioni del fluido di perforazione da utilizzare in pozzo. In questo modo la reologia e l'idraulica dei fanghi hanno assunto sempre più importanza fino a raggiungere uno sviluppo tale da poter essere considerate come un vero e proprio argomento fondamentale per l'ingegneria della perforazione.

3.4 - Tipi di fluido: composizione ed additivi

La tecnologia riguardante i fluidi di perforazione si è continuamente evoluta attraverso studi che hanno evidenziato una serie di importanti fenomeni. Il problema dei fluidi è comunque lontano dalla sua soluzione definitiva, visto che non esiste ancora un fango di perforazione universale, in grado di soddisfare contemporaneamente qualsiasi circostanza ed esigenza.

Come si è detto, il tipico fango di perforazione (a base d'acqua) è una sospensione colloidale²⁴ composto da una fase liquida disperdente (acqua) e da una fase solida dispersa (costituita da minerali argillosi). A tale sistema

²⁴ Un colloide è una sostanza che si trova in uno stato finemente disperso, intermedio tra la soluzione omogenea e la dispersione eterogenea. Questo stato "microeterogeneo" consiste quindi di due fasi: una sostanza di dimensioni microscopiche (diametro da 10^{-9} m a $1 \mu\text{m}$) dispersa in una fase continua.

La differenza con le soluzioni consiste nel fatto che queste ultime sono sistemi omogenei contenenti ioni o molecole di soluto disperse in un solvente, libere di muoversi le une rispetto alle altre; esse risultano inoltre limpide, sottostanno alle leggi dell'ebullioscopia e crioscopia, ed hanno tensione di vapore e pressione osmotica regolari.

I sistemi colloidali, invece, si presentano torbidi, non seguono le precedenti leggi e presentano tensioni di vapore e pressione osmotica non regolari.

Molte sostanze comuni sono colloidali, come per esempio il burro, la maionese, l'asfalto, la colla, la nebbia ed il fumo.

si aggiungono, allo stato di sospensione o di soluzione, altre sostanze allo scopo di migliorarne le caratteristiche (si parla in questo caso di additivi) oppure composti che entrano a far parte del fango perché si incontrano durante la perforazione (frammenti di rocce o di suoli, sali, liquidi o gas, ecc.).

Un buon fango deve presentare:

- giusta viscosità (serve per portare i detriti in superficie, ma se è troppo elevata rende eccessive le perdite di carico nel circuito);
- giusta forza di gel (serve per evitare la sedimentazione dei detriti, ma se è troppo elevata diviene difficile separare i detriti stessi al vibrovaglio);
- poca acqua libera (per non danneggiare le formazioni mineralizzate);
- un pannello impermeabile, sottile, resistente ed elastico.

Per variare le caratteristiche del fango (data l'interdipendenza delle varie proprietà ed i requisiti a volte contrastanti), è necessario agire con opportune correzioni sui fattori più idonei, fino ad arrivare alla formulazione ottimale per le applicazioni di interesse locale. I principali additivi che vengono utilizzati sono:

- materiali di appesantimento (quali barite $\rho=4,2 \text{ g/cm}^3$, carbonato di calcio $\rho=2,4\div 2,5 \text{ g/cm}^3$, la galena $\rho=6,7\div 7 \text{ g/cm}^3$, ecc.); sono materiali inerti che sedimentano facilmente e vengono aggiunti, finemente macinati, al fango per aumentarne la densità;
- materiali che aumentano la viscosità (quali bentonite, attapulgit, asbesto in fibre, ecc.);
- disperdenti e fluidificanti (quali ferro-cromo-lignosulfonato, cromo-lignine, ligniti, composti tannici, ecc.);
- riduttori del filtrato, che diminuiscono la permeabilità del pannello (quali sodio-carbossimetilcellulosa detto anche CMC, amido pretrattato, polimeri, ecc.);
- battericidi;
- stabilizzanti per le alte temperature;
- lubrificanti;
- materiali intasanti, utilizzati per ostruire le fratture o gli strati molto permeabili ove si verificano perdite di circolazione; essi sono lamellari (mica, ritagli di cellofane, ecc.), fibrosi (residui di lavorazione di canapa, cotone, juta, ecc.) o granulari (gusci di mandorle, di noci, ecc.);
- ecc.

L'efficacia dei suindicati materiali dipende dalle condizioni di lavoro (pressione, temperatura, pH, ecc.) e, specie nei materiali organici, hanno durata limitata. In commercio, inoltre, esistono moltissimi altri additivi che sono mirati a specifici scopi.

Per quel che riguarda i fanghi in generale, esistono nella pratica diverse formulazioni, in funzione delle necessità che si presentano nell'esecuzione

di un pozzo o nell'attraversamento di particolari formazioni. I fanghi, in linea di principio, possono essere suddivisi come segue:

- ✓ Fanghi a base acquosa non inibente;
- ✓ Fanghi a base acquosa inibente;
- ✓ Fanghi a base olio;
- ✓ Fanghi a base gassosa.

Fanghi a base acquosa non inibenti

Sono i fluidi più semplici, dove l'acqua costituisce la fase continua ed i solidi la fase dispersa. La fase solida è, in genere, costituita prevalentemente da argilla e/o polimeri (per il controllo della filtrazione e/o delle proprietà reologiche) e da materiali di appesantimento (barite, calcare) per il controllo della densità.

Al sistema possono essere aggiunte altre sostanze (come fase solida, gas o liquidi disciolti) per migliorarne le prestazioni (reologia, filtrazione, inibizione). La presenza di queste sostanze consente di definire diverse tipologie di fanghi ad acqua adatti a diverse condizioni di perforazione.

Le formulazioni più utilizzate nella pratica sono elencate di seguito.

1. Fanghi bentonitici

Sono i fluidi più semplici ed economici che vengono solitamente usati all'inizio della perforazione (in assenza di contaminanti) e possono essere successivamente convertiti in fluidi più complessi.

Il sistema mostra scarsa tollerabilità ai solidi e ai comuni contaminanti chimici e questi limiti lo rendono inadeguato per condizioni diverse da quelle di inizio perforazione in quanto il suo mantenimento richiederebbe eccessive diluizioni, comportando la produzione di enormi volumi di fango esausto da smaltire. Inoltre, il sistema richiede la disponibilità di acqua dolce per il confezionamento in quanto la bentonite rende meglio quando l'acqua ha un basso grado di durezza e in acqua di mare necessiterebbe preidratazione.

Nelle condizioni di impiego suggerite, il fango bentonitico è un ottimo sistema, semplice ed economico; è dotato, ad alte concentrazioni di bentonite, di una buona capacità di trasporto anche in presenza di detriti di notevoli dimensioni, come ghiaie e ciottoli e facilmente convertibile, se necessario, in un sistema disperso.

Infine, il fango bentonitico può essere utilizzato come cuscino viscoso non inquinante per limitare gli assorbimenti di fango ed il rischio di inquinamento degli acquiferi superficiali nell'attraversamento di terreni incoerenti o poco consolidati. Quando necessario, per aumentarne la

capacità intasante, si agisce sulla reologia con viscosizzanti²⁵ (polimeri, bentonite) oppure si interviene con flocculanti (cemento, idrato di calcio) e/o prodotti intasanti di diversa natura (fibre).

2. *Sospensione di Guar gum*

Una possibile alternativa al fango bentonitico per quanto riguarda l'inizio perforazione è costituita dalla sospensione di Guar gum.

La principale motivazione per l'impiego di questo fango consiste nella possibilità di confezionarlo anche in assenza di acqua dolce e con basse concentrazioni di utilizzo evidenziando, in definitiva, il suo basso costo. Questo vantaggio risulta particolarmente evidente nei pozzi off-shore e/o con problemi logistici. A basse concentrazioni il Guar gum può essere usato come extender della bentonite.

I limiti principali per questo tipo di fango si identificano in una mancata resistenza alla temperatura, alla possibilità che non sia adatto ad altre applicazioni, se non quelle sopraelencate, ed alla fermentazione.

3. *Fanghi bentonitici e CMC*

Si tratta di un'evoluzione del fluido bentonitico per fasi superficiali di formazioni non reattive con gradienti inferiori a $1,1 \text{ kg/dm}^3$.

La CMC (Carboxyl Methyl Cellulosa) è un polimero largamente utilizzato sia in perforazione che durante i completamenti per il controllo della filtrazione e/o della reologia del fango sia in acqua dolce che in acqua salata. Esistono due tipi di CMC:

- CMC HV (high viscosity): polimero ad alto peso molecolare che interviene sia sulle proprietà di filtrazione che sui valori di viscosità.
- CMC LV (low viscosity): polimero a basso peso molecolare che agisce solo sulle proprietà di filtrazione senza modificare le proprietà reologiche del fango.

Il limite principale per questo tipo di fluidi si identifica nell'elevata sensibilità alle contaminazioni chimiche mentre, a suo favore, corrisponde la sua capacità di conduzione a basso costo e quindi molto economica.

4. *Fanghi a basso contenuto di solidi con "bentonite extender"*

Anche questa tipologia di fanghi può essere considerata una versione più complessa dei fanghi a base bentonitica. Si distingue dal fango precedente

²⁵ I viscosizzanti sono rappresentati da speciali argille o polimeri capaci di dare al fango le seguenti proprietà:

- viscosità tale da mantenere in sospensione i materiali di appesantimento e rimuovere i detriti dal fondo del pozzo;
- forza "gelificante" atta a mantenere gli stessi in sospensione anche a circolazione ferma;
- lubrificazione delle parti metalliche sottoposte ad attrito grazie al loro potere ricoprente;
- formazione di un intonaco (panello) lungo tutta la parete del foro per rallentare la filtrazione di fluido verso la formazione.

in quanto contiene una quantità molto più bassa di argilla. L'azione sospendente e viscosizzante della bentonite, infatti, viene potenziata dalla presenza di un'extender (come per esempio alcuni additivi polimerici) che interagiscono con la bentonite permettendo di ottenere elevata tixotropia e forza di gel anche a basse concentrazioni di bentonite.

L'obiettivo principale nella scelta di questo fango è quello di ottenere la massima velocità di avanzamento e pulizia foro, senza sacrificare la stabilità delle formazioni attraversate.

Quando non è necessario un basso filtrato, con un fango avente basso peso ed alto filtrato (bassa concentrazione di CMC LV) si ottengono migliori prestazioni in termini di velocità di avanzamento. Ovviamente, non tutte le formazioni possono essere attraversate con fanghi a basso peso e ad alto filtrato, perché in alcuni casi si potrebbero avere eruzioni, franamenti o restringimenti di foro.

In questi fanghi (con reverse flow properties), la viscosità assume valori molto elevati a basse velocità di taglio e diminuisce drasticamente alle alte velocità.

I principali vantaggi di questo tipo di fanghi sono:

- alta velocità, ottimo trasporto dei detriti nell'intercapedine (viscosità di circa 150 cP e ottimo profilo di velocità) e bassa velocità nel resto del circuito, con ridotte perdite di carico;
- alta velocità di avanzamento, infatti con l'aumento della velocità di flusso e corrispondentemente della velocità di taglio, la viscosità del sistema diminuisce (alle dusi dello scalpello può raggiungere 2/3 cP), consentendo un'ottima velocità di avanzamento.

Questo tipo di fluidi dimostrano un'elevata sensibilità alle contaminazioni chimiche, una scarsa tolleranza ai solidi e, nella formulazione con i biopolimeri, devono essere protetti da fenomeni di fermentazione.

Possibili variazioni nella formulazioni dei fanghi a basso contenuto di solidi includono in particolare i fanghi ai biopolimeri (Xanthan Gum o Scleroglucano) nei quali la funzione sospendente e viscosizzante della bentonite è interamente assolta dal biopolimero. Diversamente da quanto avviene con gli altri tipi di polimeri (quali CMC), i biopolimeri sono in grado di formare essi stessi delle strutture gel like anche in assenza di bentonite, ma solo al di sopra di una certa concentrazione critica che deve essere definita considerando tutti i parametri dell'applicazione di campo (temperatura, salinità, geometrie).

5. *Fanghi ai lignosolfonati*

Si tratta dell'evoluzione tradizionale dei fanghi bentonitici per le fasi più profonde della perforazione: l'impiego di disperdenti, i lignosolfonati (FCL), serve per aumentare la tolleranza ai solidi del sistema bentonitico ed

è ancora largamente diffuso dove non esistono particolari problemi di impatto ambientale e/o formazioni instabili e/o reattive.

In generale i fanghi ai lignosolfonati sono sistemi molto versatili che presentano buona stabilità alla temperatura (<150°C), elevata resistenza ai contaminanti chimici o fisici (cloruri, solfati e solidi inglobati durante la perforazione) e sono facilmente convertibili in un fango alla calce o al gesso.

I limiti, invece, evidenziano problemi del tipo:

- impatto ambientale e dovuti al Cr^{3+} ;
- inefficacia dei lignosolfonati in fanghi saturi di sale;
- il pH ottimale 10 favorisce la dispersione dell'argilla;
- il lignosolfonato stabilizza la dispersione colloidale dell'argilla in acqua riducendo l'efficacia di eventuali incapsulanti.

Un'ulteriore evoluzione di questo sistema potrebbe essere considerata la formulazione di fanghi bentonitici dispersi mediante l'impiego di disperdenti alternativi, più ambientalmente compatibili dei lignosolfonati. Tra questi nuovi disperdenti, per esempio, lo zirconio citrato (ZrC) presenta elevati potenzialità ed è già stato testato nella perforazione di alcuni pozzi con successo.

6. *Fanghi alle (cromo) lignine*

Sono fanghi ai lignosolfonati ai quali vengono aggiunte le (cromo) lignine (CL) per aumentarne la resistenza alla temperatura.

Allo stato naturale le lignine sono sotto forma di lignite, leonardite, lignina di miniera. Il materiale più usato nell'industria petrolifera è la leonardite, lignite ossidata con alto contenuto di acidi umici, costituiti da fenoli e composti carbossilici.

La lignina è un ottimo componente nella formulazione dei fanghi ai lignosolfonati per pozzi geotermici, con resistenza fino a 260°C, mentre non è efficace come disperdente nei fanghi contaminati da cemento, a base calcica o salati in quanto precipita; anche questo tipo di fluidi, come i precedenti, evidenziano problemi d'impatto ambientale vista la presenza di Cr^{3+} .

7. *Fanghi al PHPA*

È un fango che si basa sulla cosiddetta azione incapsulante del polimero PHPA (Partially Hydrolized Poly Acrilamide) nei confronti dei detriti di perforazione. Con questo termine si intende la presunta capacità del polimero ad aggregare i detriti di perforazione riducendone la dispersione nel fango e facilitandone la rimozione al vibrovaglio.

Come per i fanghi a basso contenuto di solidi, anche nel caso di questo fango risulta talvolta consigliabile sostituire la bentonite con opportune concentrazioni di biopolimero, soprattutto quando si converte il sistema in

un fango inibente mediante l'aggiunta di KCl o di altri sali potassici (sali inibenti).

Questo fango dimostra un'elevata tolleranza ai solidi, è un'ottima base per la preparazione di un fango al KCl ed ha una buona stabilità alla temperatura. Per contro, un'alta salinità può ridurre la resa e si dimostra sensibile ai sali polivalenti.

Fanghi a base acquosa inibenti

Come visto, durante la perforazione avviene un contatto fra il fluido e la roccia attraversata. In questo modo la realizzazione del pozzo sarà svolta in maniera ottimale se si garantiscono le condizioni meccaniche in modo che il foro rimanga il più stabile possibile.

Attraversando formazioni argillose si determinano interazioni con la fase acquosa del fango e, di conseguenza, ne derivano degli stress nella matrice con conseguenti instabilità.

Inoltre, l'inglobamento di argilla plastica e idratata all'interno del fango può provocare un forte aumento della viscosità e della densità, in quanto i solidi che si dissolvono nel fluido non possono essere rimossi al vibrovaglio.

Per evitare questi problemi vengono spesso impiegati dei fluidi inibenti che minimizzano l'idratazione dell'argilla all'interno del fango, stabilizzano le pareti del foro e favoriscono la rimozione dei detriti mediante diversi tipi di meccanismi.

I fanghi inibenti maggiormente utilizzati possono essere classificati in tre categorie principali: a base potassica (con glicoli o con polimeri incapsulanti), calcica (alla calce o al gesso) o polimerica (per esempio basati sull'azione inibente di particolari polimeri cationici). Tra i fanghi inibenti può essere inclusa anche la categoria dei fanghi saturi di sale.

Le formulazioni più utilizzate nella pratica sono elencate di seguito.

1. Fanghi al cloruro di potassio

I fanghi che utilizzano il potassio come sale inibente sono particolarmente indicati per perforare formazioni con argille giovani prevalentemente smectitiche e facilmente idratate in acqua. L'azione inibente del potassio è nota da molto tempo e si esplica principalmente in una forte riduzione dell'idratazione dell'argilla all'interno del fango e quindi nella riduzione dei fenomeni di *bit balling*²⁶ e della flocculazione del fango durante la circolazione. Per quanto riguarda l'azione stabilizzante nei confronti dell'argilla e delle pareti del foro, il potassio contribuisce a prevenire

²⁶ Il bit balling consiste nell'adesione di argilla bagnata sui *cutters*, sulla faccia del *Bit* (punta di perforazione) e sull'area attorno alla superficie di taglio. L'effetto più evidente del bit balling è la significativa riduzione dei tassi di penetrazione, che si manifesta attraverso una serie di problemi come difficoltà ad avanzare o a retrocedere nel foro, difficile foratura, alesatura ampia, instabilità del foro, ecc.

fenomeni di instabilità soprattutto quando viene associato ad altri prodotti *shale inhibitor* quali i polimeri incapsulanti oppure i glicoli. L'azione benefica di queste formulazioni si riscontra nel contenimento dei fenomeni di scavamento (come evidenziato dai caliper log) e nello stato integro, indurito e poco disperso dei detriti ai vibrovaglio. Ultimamente sono state proposte e impiegate formulazioni nelle quali il cloruro di potassio è stato sostituito dall'acetato di potassio o dal formiato di potassio. Il KCl, infatti, presenta alcuni svantaggi perché può portare problemi di corrosione e di smaltimento dei reflui a causa della presenza di cloruri nel fango. L'acetato e il formiato di potassio, quindi, sono stati introdotti proprio per ovviare a queste difficoltà e le applicazioni sono state valutate complessivamente soddisfacenti ed economicamente vantaggiose nonostante il maggior costo di questi sali rispetto al KCl.

2. Fanghi al gesso

Anche i fanghi al gesso sono inibenti, a base calcica, prevalentemente utilizzati dove si perforano gesso od anidriti e dove s'incontrano alte temperature di fondo pozzo. Servono per ridurre l'idratazione delle argille e degli scisti argillosi in quanto sostituisce i cationi Na^+ con quelli Ca^{++} . Per le stesse ragioni riesce a sopportare anche una forte percentuale di detriti di perforazione argillosi senza aumentare molto la viscosità²⁷. Il gesso viene aggiunto in eccesso per ottenere una concentrazione di calcio nel filtrato intorno alla saturazione. La formulazione base di questo sistema è di tipo disperso e quindi contiene argilla e lignosolfonati.

Alcuni autori tuttavia, hanno recentemente proposto delle versioni non disperse polimeriche di questo fango che hanno il vantaggio di offrire una migliore capacità di trasporto e pulizia del foro. In pratica, però, l'impiego di questi fanghi è attualmente limitato dalle leggi che regolano gli smaltimenti imponendo limiti molto forti sulla concentrazione di solfati.

Il fango con questo tipo di formulazione dimostra un'elevata tolleranza ai solidi ed una buona inibizione dei detriti, può essere appesantito ad elevati valori, ha un basso costo ed è possibile migliorarne l'efficienza utilizzando KOH o $\text{Ca}(\text{OH})_2$ come alcali. I fanghi al gesso, invece, evidenziano qualche problema se vengono utilizzati con acqua dolce perché più inibenti ed il loro utilizzo ad alte temperature può essere effettuato solo se si abbassa il contenuto di solidi.

3. Fanghi alla calce

I fanghi alla calce vengono impiegati in aree dove esistono problemi dovuti ad argille facilmente idratibili o ad acque con alta concentrazione salina. Sono principalmente costituiti da una base argillosa additivata da soda caustica, disperdenti organici, calce e riduttori di filtrato.

²⁷ Usi simili ha il fango al calcio.

Esistono due formulazioni base: a basso e ad alto contenuto di calce che contengono rispettivamente da 5 a 20 kg/m³ di eccesso di calce nel filtrato. Il fango con questo tipo di formulazione dimostra un'elevata tolleranza ai solidi ed una buona inibizione dei detriti, può essere appesantito ad elevati valori, ha un basso costo ed è possibile migliorarne l'efficienza utilizzando KOH oppure Ca(OH)₂ come alcali. I fanghi alla calce, invece, evidenziano qualche problema se il loro utilizzo ad alte temperature viene effettuato con un alto contenuto di particelle fini per la loro tendenza a gelificare.

4. Fanghi saturi di sale

Il fango saturo di sale può contenere concentrazioni di NaCl variabili da 40.000 ppm, fino al dato di saturazione di 315.000 ppm. Come evidenziato in Tabella 10, a seconda della concentrazione salina il fango può essere considerato nel seguente modo:

Tabella 10 - Classificazione del fango in funzione della concentrazione salina

Concentrazione salina (ppm)	Fango
< 10.000	ad acqua dolce
> 10.000	ad acqua salata
10.000÷20.000	ad acqua salmastra
20.000÷40.000	ad acqua di mare

Il fango saturo di sale, dati i suoi bassi costi e la sua facile reperibilità, viene impiegato, per esempio, quando l'acqua contiene già elevate quantità di sale (NaCl), quando esiste la possibilità di ingresso nel pozzo di acque salate della formazione perforata, quando vengono attraversate bancate di salgemma ed infine, più raramente, per inibire l'idratazione di formazioni sensibili all'acqua dolce.

Il fango saturo di sale, utilizzato nel caso di attraversamento di formazioni saline, previene la dissoluzione delle stesse. Non è adatto però alle alte temperature e forma un pannello permeabile e di grosso spessore.

Altri limiti nell'applicazione di questo tipo di fluido di perforazione corrispondono a:

- lo ione sodio (Na⁺) è inibente solo ad alte concentrazioni e, per bassi valori, favorisce la dispersione delle argille;
- il fango saturo di sale viene considerato refluo speciale ed ha, quindi, alti costi di smaltimento;
- l'alta salinità diminuisce la resa dei prodotti, i disperdenti tipo FCL sono poco efficaci e tutta la gestione si basa solo sulle diluizioni.

Fanghi a base olio

La fase liquida di questo tipo di fluidi è costituita da olio ed acqua, dove il primo è la fase continua e la seconda è quella dispersa. I sistemi in uso nella perforazione sono, infatti, emulsioni di acqua in olio anche definite come fanghi ad emulsione inversa²⁸.

In alcuni casi sono stati usati come fluidi anche solo greggi o gasolio: tali liquidi non hanno tuttavia le proprietà richieste ad un buon fluido di perforazione (neanche dopo l'aggiunta di additivi) e vengono impiegati in casi particolari (cuscini per liberare la batteria, per perforare formazioni difficili, ecc.).

I fluidi di perforazione a base oleosa rappresentano una categoria di fanghi completamente diversa in quanto la sua fase continua (l'olio) è non ionica e quindi interagisce con la formazione con modalità completamente differenti dall'acqua presentando migliori prestazioni in termini di stabilizzazione del foro, potere lubrificante, prevenzione del danneggiamento, resistenza alla temperatura e alle contaminazioni. Il fango ad olio, quindi, presenta anche una maggiore facilità di conduzione.

A parte le limitazioni ambientali, gli svantaggi principali di questi fanghi rispetto a quelli a base acquosa, includono:

- gli alti costi di confezionamento e di smaltimento
- i problemi di inquinamento ed i costi legati ad eventuali perdite di circolazione
- le maggiori difficoltà nella rilevazione e gestione di kick di gas (entrate di gas in pressione da parte della formazione)
- le minori prestazioni (in generale) per quanto riguarda la sospensione ed il trasporto dei solidi inerti e dei detriti.

In conclusione, il fango ad olio è molto adatto alla perforazione di argille idratibili, formazioni saline, pozzi geotermici, pozzi deviati, giacimenti danneggiabili con acqua, fluidi di completamento e fanghi ad alta densità e in tutte le situazioni in cui il recupero e riutilizzo del fango è vantaggioso.

Nel caso di problemi di pulizia foro, però, è opportuno correggerne la formulazione aumentando per esempio il contenuto di argilla organofila²⁹

²⁸ Un'emulsione può essere definita come la dispersione di un liquido, definito *fase interna*, in un altro liquido, chiamato *fase esterna* o *fase continua*. I due liquidi sono immiscibili, ma la fase interna rimane dispersa nella fase continua sottoforma di minutissime gocce.

Un'emulsione di acqua in olio si ottiene quando le gocce di acqua sono disperse in olio; si ha, viceversa, un'emulsione di olio in acqua quando le gocce di olio sono disperse in acqua.

I "fanghi a base d'olio" contengono generalmente dal 3 al 5% di acqua emulsionata nella fase continua costituita dall'olio.

I "fanghi ad emulsione inversa" contengono mediamente il 25-30% di acqua emulsionata in olio (fase continua), in cui in alcuni casi particolari può arrivare fino al 50%.

²⁹ L'argilla organofila è il viscosizzante primario più comune. Essa ha una base amminica, di preferenza bagnabile e disperdibile in olio. Di solito per la sua produzione si utilizza la montmorillonite. A differenza della bentonite, in acqua dolce non rigonfia rapidamente.

ed, eventualmente, rafforzandone l'azione mediante altri prodotti viscosizzanti.

Fanghi a base gassosa

Questa tipologia di fanghi prevede l'uso di aria compressa e di gas singoli o miscelati con altri fluidi.

Questi fluidi si dividono in due tipi:

1. Aria (od altri gas)

In questi fluidi, l'aria (o un altro gas) costituisce la fase continua. I principali vantaggi derivanti dall'impiego dell'aria (o del gas) come fluido di perforazione sono una notevole riduzione della colonna idrostatica, una maggiore velocità di avanzamento e l'eliminazione dei danni alle formazioni produttive oltre ad evitare perdite di fluido circolante nelle formazioni beanti. Di contro, si possono, riscontrare pericoli di esplosione, di forti deviazioni con la formazione di gomiti e di eruzioni per i fluidi in pressione. La perforazione ad aria è di impiego più generale di quello a gas naturale sia per i costi di gestione sia perché non limitata alle zone ove il gas sia disponibile.

2. Schiume

In questo caso, invece, la fase gassosa è discontinua. Questo tipo di fluidi sono costituiti da una schiuma compatta e stabile nel tempo (*stiff-foam*) e si ottengono iniettando in un flusso d'aria una piccola quantità di fango contenente schiumogeno.

Con questo fango si ottengono buone capacità di trasporto a giorno dei detriti e di protezione sulle pareti del foro e, generalmente, vengono applicati nei seguenti casi:

- nella perforazione di pozzi con la tecnica *underbalanced*
- quando si devono perforare fori di grande diametro
- nella perforazione di formazioni non consolidate (sabbia, argille, ghiaie e conglomerati)
- nella perforazione di formazioni a bassa pressione
- quando si devono perforare argille sensibili all'acqua che hanno la tendenza a franare
- nelle operazioni di pulizia dei pozzi in produzione insabbiati (*work over*)

L'applicazione dello *stiff-foam* viene considerata utile fino ad una profondità di perforazione di 1500÷1800 m. Inoltre, se sono presenti ingressi d'acqua, gas od olio dalle formazioni attraversate è necessario cambiare sistema, cioè passare ad un fango aerato. Solitamente questi fanghi vengono usati nella perforazione *underbalanced*, fondamentalmente basata sulla riduzione della pressione idrostatica del battente di fluido

nell'intercapedine, che favorisce la perforazione in condizioni di sbilanciamento delle pressioni a favore della formazione. L'uso di tali tipi di fango comunque richiede, quando la perforazione viene effettuata con impianti standard, un circuito idraulico chiuso del tipo sotto choke e l'uso di BOP rotanti. Nel caso invece si perfori con la tecnologia *coil tubing* possono invece essere usati i dispositivi di sicurezza tradizionali pur mantenendo sempre il circuito idraulico chiuso (perforazione sotto choke).

Altri tipi di fanghi

Esistono altri tipi di fanghi, utilizzati in casi particolari.

1. Acqua chiara

Si può utilizzare talvolta, in presenza di rocce dure e compatte a pressione normale, un fango costituito semplicemente da acqua (dolce o salata).

2. Fanghi naturali

Sono fanghi che si ottengono perforando ad acqua formazioni contenenti minerali argillosi. Spesso si tratta di argille di qualità non buona e si formano fanghi ad alto contenuto di solidi che formano pannelli permeabili e di grosso spessore.

3. Fanghi a basso contenuto in solidi

Questi fanghi vengono impiegati, in assenza di pressioni anomale, onde ottenere la massima velocità di avanzamento. Per mantenere basso il contenuto di solidi è necessario introdurre nel circuito fanghi le batterie di cicloni onde eliminare i detriti fini. Al limite anche l'acqua dolce o salata può considerarsi un fango di questo tipo, ma solitamente tale denominazione viene applicata ai fluidi più complessi. Tra questi ricordiamo quelli dove, mediante opportuni additivi, le caratteristiche di viscosità variano con le velocità di taglio: in particolare, si fa in modo che la viscosità raggiunga alti valori nell'intercapedine (e quindi con un buon trasporto di solidi) e bassi valori nel circuito (e quindi basse perdite di carico). Per avere un'idea delle variazioni di viscosità si cita un fango che presenta una viscosità di circa 150 cP nell'intercapedine e 2÷3 cP nelle duse dello scalpello.

4. Fanghi contenenti olio emulsionato

Si considerano ancora ad acqua quei fanghi ove l'acqua forma la fase continua e l'olio la fase dispersa. L'olio (che usualmente presenta una

composizione intorno al 5÷10% in volume) è di solito gasolio o greggio leggero e l'emulsione è mantenuta stabile con emulsionanti³⁰.

L'aggiunta di olio al fango aumenta la velocità di perforazione, perfeziona le qualità del pannello e, migliorando la lubrificazione, prolunga la durata dello scalpello e diminuisce la potenza richiesta alla tavola rotary³¹. I fanghi con olio emulsionato prevengono inoltre l'intasamento dello scalpello quando si perforano formazioni argillose.

³⁰ Gli agenti emulsionanti sono sostanze capaci di impartire alle emulsioni alcune proprietà caratteristiche, come la stabilità nel tempo ed una maggiore facilità di formazione. Possono essere classificati nei seguenti tre gruppi:

- gruppo dei tensioattivi (possono essere cationici, anionici, anfoteri oppure non ionici);
- gruppo delle sostanze macromolecolari (come le proteine o i derivati degli amidi e della cellulosa);
- solidi finemente suddivisi.

³¹ La tecnica rotary è un'azione di scavo data dalla rotazione e, contemporaneamente, dalla pressione dello scalpello posto all'estremità della batteria di aste.

CAPITOLO QUARTO

REOLOGIA E IDRAULICA

4.1 - Generalità

Per perforare un pozzo di qualunque tipo esso sia (verticale, deviato od orizzontale) e con qualunque tecnologia, sia a terra (*on-shore*) che a mare (*off-shore*) è necessaria un'approfondita conoscenza dei principi che regolano sia la reologia che l'idraulica dei fluidi di perforazione. Infatti il fluido di perforazione (o fango) deve svolgere contemporaneamente ed in modo soddisfacente una serie di funzioni (esaminate nel capitolo precedente) che sono fondamentali per l'esecuzione del pozzo e per la sua sicurezza. Inoltre tale conoscenza assume importanza poiché, nell'esecuzione del foro, si presenta una notevole varietà e disparità di problemi di flusso.

La reologia e l'idraulica dei fluidi di perforazione sono, almeno in parte, una particolare applicazione dei principi che regolano la meccanica dei fluidi³² ovvero dello studio del comportamento dei fluidi quando soggetti a deformazione e flusso.

4.2 - Comportamento reologico di un fluido

La reologia è la scienza che analizza le proprietà meccaniche dei materiali e che, quindi, studia la deformazione ed il flusso che presentano i corpi solidi liquidi e gassosi quando sono sottoposti a delle sollecitazioni esterne.

L'equazione che lega lo sforzo applicato ad un corpo (*stress*) e la corrispondente deformazione (*strain*) caratterizza il comportamento reologico tipico di un determinato materiale.

Da un punto di vista pratico i fluidi reali si possono dividere in due grandi classi:

³² I principi fondamentali della meccanica dei fluidi sono derivati dai principi della meccanica Newtoniana dei corpi solidi. Le differenze che si incontrano nel trattare tale materia sono dovute sostanzialmente alla diversa interpretazione del fenomeno dovuta alla particolare natura del mezzo fluido.

- ✓ Fluidi Newtoniani,
- ✓ Fluidi non Newtoniani.

Fluidi newtoniani

Per fissare le idee si esamini un fluido posto tra due lamine parallele, cui aderisce: la lamina A è ferma, mentre la B è soggetta alla forza T e pertanto è in moto con velocità v_B .

Se si considera il fluido diviso in tanti strati paralleli, questi scorrono l'uno rispetto all'altro con velocità riportata in Figura 45.

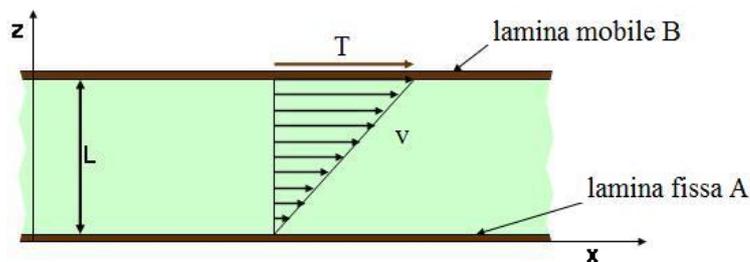


Figura 45 - Distribuzione delle velocità nel fluido posto tra due lamine

In generale i fluidi tendono a resistere, in misura maggiore o minore, alla deformazione continua e al flusso a seconda della loro natura viscosa.

Nel caso dei fluidi newtoniani, se pressione e temperatura rimangono costanti, la relazione tra tensione e gradiente di velocità è una costante che non dipende né dal gradiente di velocità né dalla durata dell'applicazione della tensione. Vale cioè la seguente relazione, nota come *legge di Newton*:

$$\tau = \mu \cdot \frac{dv}{dz}$$

dove:

$\tau = \frac{T}{S}$ = tensione, sforzo tangenziale, tensione d'attrito o shear stress

S = area di una lamina

T = forza applicata alla lamina B

$\frac{dv}{dz}$ = gradiente velocità o shear rate³³

μ = viscosità (dinamica).

La *viscosità* μ del fluido (che è funzione solo della temperatura e della pressione), si può essere definita come quell'azione frenante (o di resistenza

³³ Per shear rate si intende la velocità relativa, in regime di moto laminare, tra i piani paralleli di corpi fluidi soggetti ad uno sforzo di taglio.

al taglio) che si realizza quando uno strato di fluido è fatto scorrere l'uno sopra l'altro. Tale viscosità, detta anche viscosità dinamica per distinguerla da quella cinematica³⁴, si misura in Poise (P) nel Sistema CGS e in $Pa \cdot s$ nel Sistema Internazionale:

$$1 P = 1 \frac{g}{cm \cdot s}$$

$$1 P = 0,1 Pa \cdot s.$$

Per comodità è spesso usato il sottomultiplo centipoise³⁵, poiché la viscosità dell'acqua a temperatura ambiente è circa 1 cP (1,001 cP a 20 °C):

$$1 cP = 10^{-3} Pa \cdot s.$$

In Figura 46 è rappresentata la relazione tra sforzo di taglio (*shear stress*) e gradiente di velocità (*shear rate*): per i fluidi newtoniani, in caso di moto laminare, tale relazione è una retta passante per l'origine, con una pendenza data dalla viscosità (costante, per data temperatura e pressione):

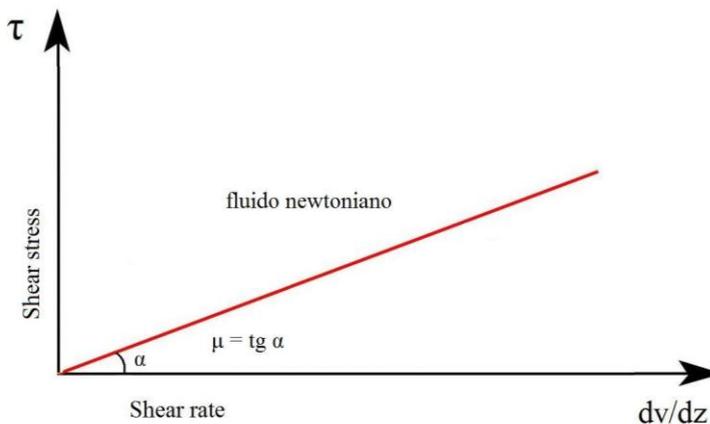


Figura 46 - relazione tra shear stress e shear rate per un fluido newtoniano

Fluidi non newtoniani

I fluidi non newtoniani, invece, non presentano, a definiti valori di temperatura e pressione, un rapporto costante tra sforzo di taglio e gradiente di velocità. Tali fluidi sono, infatti, caratterizzati da valori di viscosità (detta

³⁴ La relazione tra la viscosità cinematica e la viscosità dinamica è la seguente: $\nu = \frac{\mu}{\rho}$

dove:

ν = viscosità cinematica

μ = viscosità dinamica

ρ = densità.

³⁵ $1 cP = 10^{-2} P.$

apparente³⁶) che dipendono dalla velocità di scorrimento, dal range di shear rate considerato, dalle caratteristiche chimico-fisiche del fluido e da diversi parametri operativi quali temperatura, pressione, tempo di riposo e storia di shear.

I fluidi non newtoniani si dividono in vari tipi più o meno complessi. Se ci riferiamo al caso di quelli impiegati nella perforazione, è opportuno ricordare che si distinguono due diverse categorie di fluidi a seconda che le caratteristiche siano o meno funzioni del tempo.

a) Fluidi non newtoniani che le cui caratteristiche non sono dipendenti dal tempo di applicazione della tensione

In questo primo caso, la *viscosità apparente* (μ_a) varia con il gradiente di velocità e la relazione di riferimento è la seguente:

$$\tau = \mu_a \cdot \frac{dv}{dz}$$

Si hanno due diverse categorie di curve (Figura 47), che fanno riferimento ai *fluidi pseudoplastici* e *fluidi dilatanti*.

Nei fluidi pseudoplastici la viscosità diminuisce all'aumentare del gradiente di velocità mentre in quelli dilatanti la viscosità aumenta all'aumentare del gradiente di velocità.

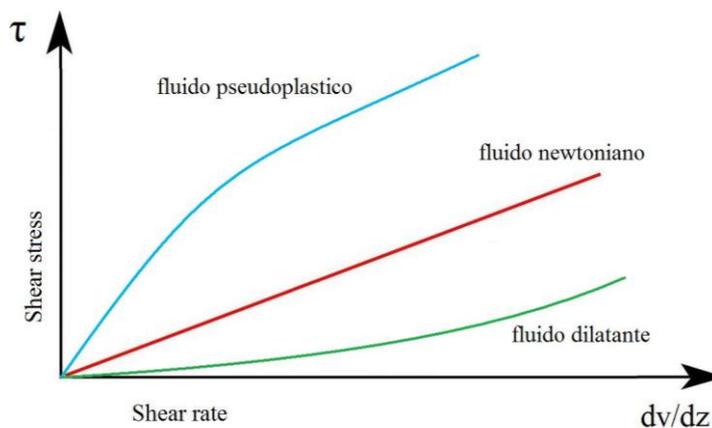


Figura 47 - I fluidi non newtoniani si dividono in *pseudoplastici* e *dilatanti*: entrambi presentano una curva diversa dai fluidi newtoniani poiché la viscosità non si mantiene costante al variare del gradiente di velocità

³⁶ La viscosità dei fluidi non newtoniani è detta apparente (o effettiva) per distinguerla dalla viscosità dei fluidi newtoniani.

b) Fluidi non newtoniani che le cui caratteristiche sono dipendenti dal tempo di applicazione della tensione

In questo secondo caso si distinguono due sottocategorie: i *fluidi tissotropici* e i *fluidi reopectici*.

I fluidi tissotropici³⁷ sono quelli che, soggetti ad un gradiente di velocità costante, presentano una diminuzione di resistenza al taglio all'aumentare del tempo di applicazione del gradiente velocità.

I fluidi reopectici hanno invece comportamento opposto: la viscosità μ_a aumenta all'aumentare del tempo di applicazione del gradiente di velocità.

Per spiegare tali comportamenti, bisogna analizzare la chimica e la struttura interna delle diverse tipologie di fluidi. Le particelle disperse nel fluido mostrano interazioni molecolari e supermolecolari (cioè tra aggregati di più molecole) di tipo ionico che portano alla formazione di agglomerati di maggior dimensioni e di reticoli tridimensionali. L'applicazione di una velocità di scorrimento o di uno sforzo di taglio tende a rompere o rafforzare questi legami ed a portare il materiale in una determinata condizione configurazionale legata all'entità della sollecitazione. A variazioni di sollecitazione corrispondono conseguentemente variazioni configurazionali.

Nel caso dei fluidi pseudoplastici, all'aumentare della velocità di scorrimento, consegue una dissociazione e un orientamento delle particelle nella direzione del flusso che porta ad una diminuzione di viscosità: tale comportamento, infatti, è la conseguenza della rottura di deboli legami secondari. Si ottiene il processo inverso, cioè l'aumento di viscosità, quando si passa da una data velocità di deformazione ad una più piccola. Ciò è dovuto ad una parziale ricostruzione della struttura precedentemente distrutta.

Discorso analogo ma invertito vale per i fluidi dilatanti, che vedono aumentare la viscosità all'aumentare della velocità di scorrimento.

Diverso è il caso dei fluidi tissotropici poichè, a velocità di scorrimento costante, dissociazione e orientamento delle particelle nella direzione del flusso non sono istantanee: la conseguenza è una diminuzione della viscosità con il tempo verso un valore asintotico.

Nei fluidi reopectici, invece, il comportamento è opposto al precedente: applicando una velocità di deformazione costante, si ha la graduale formazione di una struttura interna e quindi un aumento della viscosità. Tale comportamento è verificato per moderati valori di scorrimento, inferiore ad un valore di soglia, oltre il quale la struttura formata viene distrutta.

³⁷ La tissotropia è l'attitudine di un fluido a sviluppare una forza di gel nel tempo, cioè a costruire una struttura rigida quando esso si trova in stato di quiete (o in lento movimento); questa può tornare allo stato fluido in seguito ad agitazione meccanica od alla ripresa del flusso.

Se lo sforzo di taglio iniziale misura le forze attrattive di un fluido nelle condizioni di flusso (ed è un parametro costante per una data dispersione) la *forza di gel* misura le forze attrattive nelle condizioni statiche del fluido. Nel caso di sistemi tissotropici più è elevato il tempo di quiete più aumenta la forza di gel.

Si distinguono due tipi di gel (Figura 48): gel debole (fragile gel strength od anche weak gel strength) quando la forza aumenta lentamente nel tempo e gel forte (progressive gel strength od anche strong gel strength) quando l'aumento si fa più veloce. Quest'ultimo, nei fanghi classici, è dovuto all'aumento della concentrazione delle particelle argillose nella dispersione.

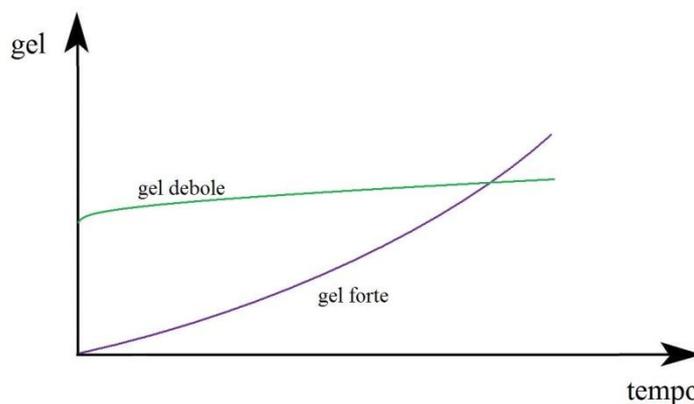


Figura 48 - Andamento qualitativo di gel forti e gel deboli in funzione del tempo

Fanghi con eccessiva forza di gel sono generalmente da evitare poiché possono creare problemi operativi come la necessità di avere elevate pressioni per la rottura del gel quando si inizia la circolazione in pozzo, con potenziali rischi per l'integrità di tutto il circuito idraulico. Infatti, proprio per questo motivo, spesso la pressione di mandata a testa pozzo all'inizio della circolazione può essere molto più elevata di quella richiesta in seguito per mantenere il flusso. Se si conosce il valore della forza di gel³⁸, si può determinare il gradiente di pressione necessario per rompere tale gel ed iniziare la circolazione nel pozzo alla portata di flusso voluta, senza creare danneggiamenti nel circuito idraulico.

³⁸ Come si dirà più avanti, la forza di gel si misura al viscosimetro rotazionale Fann.

4.3 - Modelli reologici del fluido di perforazione

Un modello reologico rappresenta il comportamento di un fluido al flusso correlando, attraverso una relazione matematica, lo shear rate e lo shear stress. Attualmente, nello studio della proprietà dei fanghi di perforazione vengono considerati solamente gli effetti dovuti al flusso viscoso, mentre sono trascurati gli effetti dovuti alle proprietà elastiche che il fluido può presentare sotto flusso.

Alcuni fluidi di perforazione (quali acqua, olio leggero, gas, ecc.) hanno un comportamento tipico dei fluidi newtoniani: il flusso in questo caso è facilmente identificato poiché è sufficiente conoscere una coppia di dati (gradiente di velocità e sforzo di taglio) per definire completamente le proprietà del fluido in tutto il campo delle velocità di flusso. Tuttavia, i fluidi usati nella perforazione raramente si comportano come tali.

In generale i fanghi classici (cioè sospensioni colloidali di minerali argillosi in acqua) presentano comportamento pseudoplastico: a bassi gradienti di velocità, le viscosità apparenti sono più elevate in quanto le interazioni tra le particelle di argilla e/o polimeri presenti nel fango mantengono la loro struttura gel-like (sviluppatasi in condizioni statiche) che oppone una forte azione frenante o resistenza al taglio. All'aumentare del gradiente di velocità, le viscosità apparenti diminuiscono in quanto la struttura gel-like si rompe e le unità fluidodinamiche si orientano lungo la direzione del flusso opponendo una minore azione frenante.

Molti fanghi hanno, inoltre, anche proprietà tissotropiche: tuttavia, dopo un breve periodo di agitazione, la relazione tra tensione e gradiente di velocità diviene indipendente dal tempo.

Fluidi a comportamento plastico: il modello di Bingham e la legge di potenza

I fluidi pseudoplastici sono spesso schematizzati con modelli più semplici come il modello di Bingham o la legge di potenza.

I fluidi di Bingham (Figura 49), hanno una relazione tra sforzo di taglio e gradiente di velocità lineare molto simile a quanto visto per i fluidi newtoniani. L'espressione matematica che definisce tale comportamento reologico è la seguente:

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \cdot \frac{dv}{dz}$$

dove:

τ_0 = soglia di scorrimento (*yield point* o *yield stress*)

$\mu_p = tg \alpha_p$ = *viscosità plastica*.

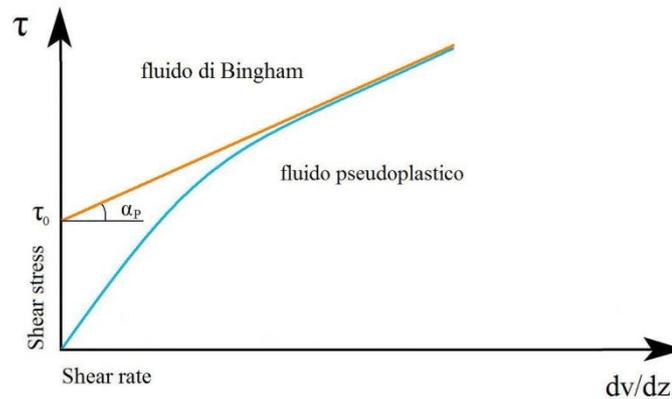


Figura 49 - Il modello di Bingham

Lo yield point τ_0 è l'intercetta positiva sull'asse degli shear stress: a differenza dei fluidi a comportamento newtoniano, il fluido di Bingham non scorre finché lo sforzo di taglio applicato non supera non supera tale valore. Dopodiché, per ulteriori incrementi dello sforzo di taglio, incrementa il gradiente di velocità di taglio (shear rate) proporzionalmente alla viscosità plastica.

La viscosità apparente è definita come il rapporto tra lo shear stress e lo shear rate ed è data dalla pendenza della linea che congiunge l'origine con un generico punto della curva di Bingham. Da come mostrato in Figura 50, la viscosità apparente è data, per i differenti valori dello shear rate, dalle relazioni seguenti:

$$\mu_1 = tg \alpha_1$$

$$\mu_2 = tg \alpha_2$$

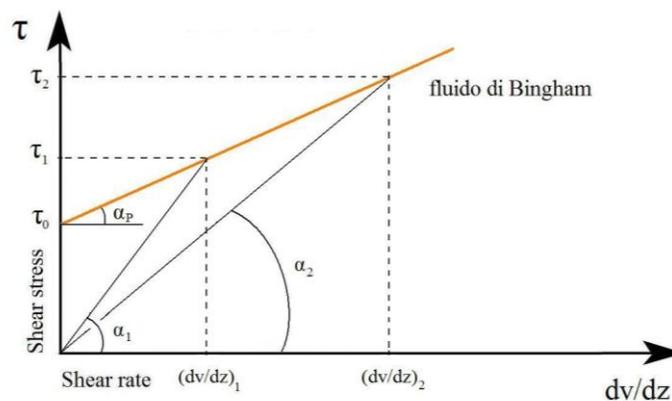


Figura 50 - Viscosità apparente per un fluido di Bingham

Si può notare che la viscosità apparente diminuisce all'aumentare del gradiente di velocità, fino a raggiungere, quando lo shear rate tende

all'infinito, il valore della viscosità plastica: tale fenomeno è chiamato *shear thinning* (Figura 51). Si ha pertanto:

$$\mu_a = \frac{\tau}{dv/dz} = \frac{\tau_0 + \mu_P \cdot \left(\frac{dv}{dz} \right)}{dv/dz} = \frac{\tau_0}{dv/dz} + \mu_P$$

$$\lim_{dv/dz \rightarrow \infty} \mu_a = \lim_{dv/dz \rightarrow \infty} \left(\frac{\tau_0}{dv/dz} + \mu_P \right) = \mu_P$$

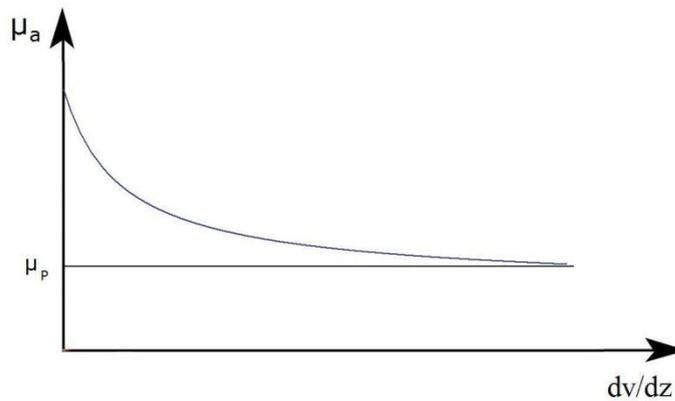


Figura 51 - Shear thinning: per alti valori dello shear rate, la viscosità apparente tende alla viscosità plastica

Il secondo modello, usato per schematizzare sia i fluidi pseudoplastici, ma anche quelli dilatanti, è il modello di Ostward & de Waele, meglio noto come legge di potenza a due parametri costanti. Esso è il seguente:

$$\tau = k \cdot \left(\frac{dv}{dz} \right)^n$$

dove:

k = indice di consistenza del fluido (*consistency index*)

n = indice di comportamento al flusso (*flow behaviour index*)

Generalmente il fattore di consistenza k indica il grado di viscosità del fluido e talvolta è analogo alla viscosità apparente: aumentando il valore di k , infatti, il fluido diventa più viscoso. L'esponente n è un indice

quantitativo che può essere usato per valutare il grado di comportamento di un fluido non newtoniano: maggiore è la differenza di n da 1 (in entrambe le direzioni) e più pronunciate sono le caratteristiche non newtoniane di un fluido. Si può fare la seguente distinzione:

- $0 < n < 1$ fluido pseudoplastico;
- $n = 1$ fluido newtoniano;
- $n > 1$ fluido dilatante

In Figura 52 è riportato l'andamento delle curve di flusso al variare del valore dell'indice di comportamento al flusso.

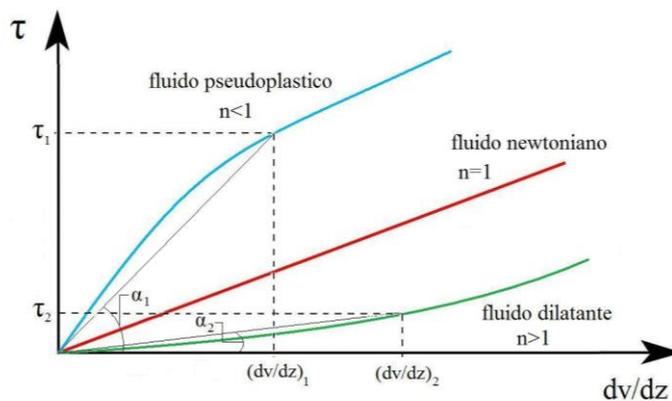


Figura 52 - Legge di potenza

Tale modello, ancora oggi, è ampiamente utilizzato nell'industria petrolifera ed ha sostituito in gran parte quello che un tempo era il più comune, cioè il modello di Bingham. Il modello della legge di potenza è, infatti di più semplice poiché si presta bene per analisi di tipo grafico. Questo modello, pur simulando bene il comportamento dei fluidi a bassi shear rate, non include il valore di yield stress e pertanto è poco preciso³⁹. Per tale motivo è stato elaborato agli inizi del secolo scorso da Herschel & Bulkley un modello reologico che include il punto di yield τ_0 (Figura 53):

$$\tau = \tau_0 + k \cdot \left(\frac{dv}{dz} \right)^n$$

³⁹ Un tipico fluido di perforazione oltre ad avere un comportamento molto simile a quello pseudoplastico possiede un valore di yield stress (più o meno elevato) e proprietà di shear thinning.

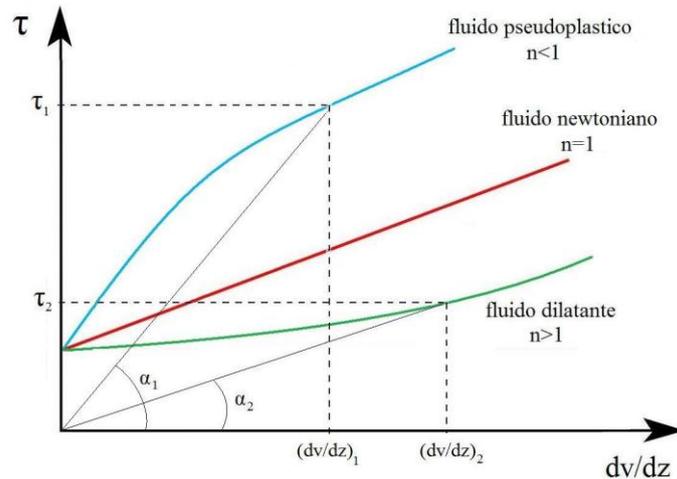


Figura 53 - Legge di potenza con punto di yield

Attualmente il modello di Herschel e Bulkley è quello più utilizzato per descrivere il comportamento sotto flusso di un fluido di perforazione. Gran parte degli altri modelli o sono casi particolari del precedente (come i modelli di Newton, Bingham ed Ostwald & de Waele) oppure presentano delle formulazioni matematiche differenti, approssimando l'andamento dei dati di laboratorio in modo più o meno preciso.

Per completezza di trattazione si riporta un ulteriore modello, meno utilizzato poiché fornisce risultati meno precisi del precedente. Si tratta del modello di Robertson & Stiff, la cui espressione è la seguente:

$$\tau = k \cdot \left[\left(\frac{dv}{dz} \right)_0 + \left(\frac{dv}{dz} \right) \right]^n$$

dove $\left(\frac{dv}{dz} \right)_0$ è l'intercetta del gradiente della velocità di taglio.

Altri modelli reologici

In letteratura, oltre ai modelli precedentemente citati, che sono i più importanti e di più comune utilizzo nella pratica per simulare il comportamento dei rispettivi fluidi, esistono numerose altre espressioni. Spesso tali formulazioni sono state ideate per simulare comportamenti reologici di fluidi completamente diversi da quelli usati per i fluidi di perforazione: tuttavia, o per la loro struttura analitica e precisione dei dati forniti o per la loro semplicità d'uso, possono essere ugualmente utilizzati alla pari di quelli attualmente in uso. Inoltre per quanto riguarda i fluidi non newtoniani, dove la viscosità è un parametro variabile con la

variazione del gradiente di velocità e quindi dello sforzo di taglio, non c'è un modello matematico universale adatto a descrivere il comportamento di tutti i fluidi.

Qui di seguito verranno esposti alcuni dei più comuni modelli reologici esistenti in letteratura per la simulazione del comportamento di un fluido non newtoniano. Essi sono divisi in gruppi a seconda del numero di parametri costanti presenti nella equazione costitutiva.

1. Modelli ad un parametro costante

Oltre al modello di Newton, un altro modello ad un solo parametro costante è quello di Schwedoff, ideato verso la fine del secolo scorso da colui che è considerato l'iniziatore della reologia moderna, per simulare il flusso delle soluzioni di gelatina. La sua espressione è la seguente:

$$\tau = \tau_0 + \frac{dv}{dz}$$

dove τ_0 è lo yield stress. Tale modello ha un'importanza soprattutto storica in quanto oggi è praticamente in disuso.

2. Modelli a due parametri costanti

Numerosi sono i modelli a due parametri costanti ideati per simulare i fluidi a comportamento plastico, pseudoplastico e yield pseudoplastico. La Tabella 11 riporta le diverse espressioni disponibili in letteratura.

3. Modelli a tre parametri costanti

Numerosi sono i modelli a tre parametri costanti, ideati per simulare fluidi a comportamento pseudoplastico e yield pseudoplastico. Alcuni di essi sono elencati in Tabella 12.

4. Modelli a quattro parametri costanti

Pochi modelli sono stati sviluppati aventi quattro parametri costanti soprattutto per la difficoltà di determinare analiticamente i valori dei parametri caratteristici del modello. I più importanti sono raggruppati in Tabella 13.

5. Modelli a cinque parametri costanti

I modelli a cinque parametri costanti sono sicuramente i più precisi ma la soluzione deve avvenire mediante l'utilizzo di sofisticate procedure di calcolo numerico, che rende l'applicazione in pratica molto problematica. Pochissimi sono i modelli in questo caso e i più importanti sono indicati in Tabella 14.

Tabella 11 - Modelli reologici a due parametri costanti

Modello	Espressione analitica	Parametri costanti	Note
<i>Steiger & Ory</i>	$\tau = a \cdot \frac{dv}{dz} + b \cdot \left(\frac{dv}{dz}\right)^3$	a, b	comportamento pseudoplastico
<i>Prandtl & Eyring</i>	$\tau = A \cdot \sinh^{-1}\left(\frac{dv/dz}{B}\right)$	A, B	comportamento pseudoplastico (per bassi shear rate simula un fluido newtoniano)
<i>Iperbolico</i>	$\tau = \tau_0 + \left(\frac{k}{dv/dz}\right)$	τ_0, k	
<i>Logaritmico</i>	$\tau = \tau_0 + k \cdot \ln\left(\frac{dv}{dz}\right)$	τ_0, k	
<i>Cubico</i>	$\tau^3 = a^3 + c^2 \cdot \left(\frac{dv}{dz}\right)^2$	a, c	comportamento yield pseudoplastico
<i>Heinz</i>	$\tau^{2/3} = \tau_0^{2/3} + k \cdot \left(\frac{dv}{dz}\right)^{2/3}$	τ_0, k	caso particolare del modello di Bruss con $n=2/3$; usato per simulare vernici, olio di lino e ketchup

Tabella 12 - Modelli reologici a tre parametri costanti

Modello	Espressione analitica	Parametri costanti	Note
<i>Collins & Graves</i>	$\tau = \left(A + B \frac{dv}{dz}\right) \left(1 - e^{-C \frac{dv}{dz}}\right)$	A, B, C	comportamento pseudoplastico a bassi shear rate, plastico ad elevati; per la mancanza di punti di singolarità è facilmente trattabile con simulatori
<i>Parzonka & Vocadlo</i>	$\tau^{1/n} = \tau_0^{1/n} + k^{1/n} \cdot \sqrt{\frac{dv}{dz}}$	τ_0, k, n	comportamento yield pseudoplastico
<i>Gucuyener</i>	$\tau^{1/n} = \tau_0^{1/n} + k \cdot \sqrt{\frac{dv}{dz}}$	τ_0, k, n	comportamento yield pseudoplastico

<i>Bruss</i>	$\tau^n = \tau_0^n + k \cdot \left(\frac{dv}{dz}\right)^n$	τ_0, k, n	utilizzato per le sospensioni in olio; se $n=2/3$ si ha il modello di <i>Heinz</i>
<i>Maglione & Gallino</i>	$\tau^{1/n} = \left(b \cdot \frac{dv}{dz}\right)^{1/m}$	b, n, m	comportamento pseudoplastico; usato per la semplificazione del modello a 5 parametri <i>MFRC</i>
<i>Reiner & Philippoff</i>	$\tau = \frac{dv}{dz} \cdot \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_s}\right)^2}$	$\mu_0, \mu_\infty, \tau_s$	comportamento pseudoplastico e comportamento newtoniano per valori molto alti e molto bassi dello shear rate
<i>Cross</i>	$\mu_a = \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \alpha \left(\frac{dv}{dz}\right)^{2/3}}$	$\mu_0, \mu_\infty, \alpha$	comportamento newtoniano per elevati valori di shear rate e pseudoplastico nella regione intermedia; è usato per il flusso del sangue, degli yogurt e dello Xanthan gum
<i>Casson & Shulman</i>	$\tau^{1/m} = \tau_0^{1/m} + \left(\mu_p \cdot \frac{dv}{dz}\right)^{1/m}$	τ_0, μ_p, m	comportamento pseudoplastico; talvolta in letteratura è attribuito a Saunders
<i>Papanastasiou</i>	$\tau = \eta_\infty \frac{dv}{dz} + \tau_0 \left(1 - e^{(-n \cdot \frac{dv}{dz})}\right)$	τ_0, μ_∞, n	
<i>Sisko</i>	$\tau = a \cdot \frac{dv}{dz} + b \cdot \left(\frac{dv}{dz}\right)^c$	a, b, c	Comportamento pseudoplastico con caratteristiche di shear thinning; usato per il flusso di grassi ad elevato shear rate; se lo shear rate $\rightarrow \infty$ descrive un comportamento newtoniano; se $c=3$ si ha il modello di Steiger & Ory
<i>Parabolico</i>	$\tau = a + b \left(\frac{dv}{dz}\right) + c \left(\frac{dv}{dz}\right)^2$	a, b, c	

Tabella 13 - Modelli reologici a quattro parametri costanti

Modello	Espressione analitica	Parametri costanti	Note
<i>Meter</i>	$\tau = \mu_{\infty} + \frac{\mu_0 - \mu_{\infty}}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^{\alpha-1}}$	$\mu_0, \mu_{\infty}, \tau_m, \alpha$	
<i>Shulman</i>	$\tau^{1/n} = \tau_0^{1/n} + \left(k \cdot \frac{dv}{dz}\right)^{1/m}$	τ_0, k, n, m	è uno dei migliori modelli per i fluidi di perforazione ma non è molto diffuso per la complessità analitica
<i>Shangraw, Grim & Mattocks (SGM)</i>	$\tau = \tau_0 + \eta_{\infty} \frac{dv}{dz} + (\tau_{\infty} - \tau_0) \left[1 - e^{(-\alpha \frac{dv}{dz})}\right]$	$\tau_0, \tau_{\infty}, \eta_{\infty}, \alpha$	comportamento yield pseudoplastico
<i>Carreau</i>	$\tau = \eta_{\infty} \frac{dv}{dz} + \frac{(\eta_0 - \eta_{\infty}) \frac{dv}{dz}}{\left[1 + \left(\lambda \frac{dv}{dz}\right)^2\right]^{\frac{1-n}{2}}}$	$\eta_0, \eta_{\infty}, \lambda, n$	

Tabella 14 - Modelli reologici a cinque parametri costanti

Modello	Espressione analitica	Parametri costanti	Note
<i>Lapasin, Pricl & Esposito (LPE)</i>	$\tau = \tau_0 + \eta_{\infty} \frac{dv}{dz} + \frac{(\eta_0 - \eta_{\infty}) \frac{dv}{dz}}{1 + \left(\lambda \frac{dv}{dz}\right)^n}$	$\tau_0, \eta_0, \eta_{\infty}, \lambda, n$	
<i>Maglione, Ferrario, Rrokaj & Calderoni (MFRC)</i>	$\tau^{1/n} = a^{1/n} + \left(b \frac{dv}{dz}\right)^{1/m} + \left(c \frac{dv}{dz}\right)^{\frac{1}{m}+1}$	a, b, c, n, m	comportamento plastico, pseudoplastico, yield pseudoplastico e dilatante; a è correlato allo yield point, b e c alla viscosità, n e m al comportamento del flusso

4.4 - Regimi di flusso del fluido di perforazione

Il comportamento reologico e i parametri principali di un fango in flusso nel circuito idraulico di perforazione devono essere associati alle condizioni di moto del sistema.

Le condizioni di moto del fluido possono essere:

- flusso a tappo (plug flow)⁴⁰;
- flusso laminare;
- flusso nella zona di transizione;
- flusso turbolento.

In Figura 54 è mostrata la differente distribuzione della velocità nei diversi tipi di flusso.

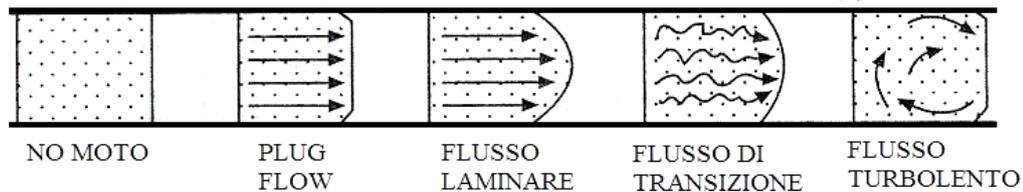


Figura 54 -Tipi di flusso

Il criterio fondamentale per il passaggio di un fluido, all'interno di un condotto a sezione circolare, da moto a tappo a moto laminare e nella zona di transizione verso un flusso di tipo turbolento, è rappresentato dai valori critici del numero adimensionale di Reynolds. Esso è definito come il rapporto tra le forze d'inerzia e le forze viscosive:

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot d_i}{\mu}$$

dove si è posto:

ρ = densità del fluido, kg/m^3

v = velocità media del flusso del fluido, m/s

d_i = diametro interno del condotto a sezione circolare, m

μ = viscosità dinamica del fluido, $Pa \cdot s$.

Dalla relazione precedente, si può notare come le caratteristiche del flusso siano determinate non solo dalla velocità media ma, in eguale importanza, dalla geometria del sistema, dalla densità e dalla viscosità del fluido.

⁴⁰ Il flusso a tappo si realizza solamente per i fluidi che presentano una soglia di scorrimento come i fluidi a comportamento plastico e yield pseudoplastico, mentre per i fluidi a comportamento newtoniano e pseudoplastico tale tipo di flusso non si presenta.

L'incremento del numero di Reynolds fa sì che il moto passi da tappo a turbolento secondo dei valori appropriati, dipendenti dal tipo di fluido preso in considerazione. Tra questi due limiti, il flusso può mutare le sue condizioni dando origine ad un flusso di tipo laminare o di transizione.

Per flusso laminare si intende il tipo di scorrimento in cui strati liquidi infinitamente sottili sono in moto l'uno rispetto all'altro; lo strato adiacente alla superficie del condotto si può considerare ad esso solidale, mentre gli altri scivolano con velocità crescente fino a raggiungere un valore massimo, secondo superfici parallele all'asse del condotto.

Se il numero di Reynolds crescendo supera certi valori, il flusso non è più laminare poiché si generano dei vortici e mulinelli alle pareti del condotto che aumentano di frequenza e dimensione.

Norme API⁴¹ stabiliscono il tipo di flusso del fluido a seconda del valore del numero di Reynolds:

$$Re \leq 2100 \Rightarrow \text{flusso laminare}$$

$$Re > 2100 \Rightarrow \text{flusso turbolento}$$

In Figura 55 è mostrato con dettaglio maggiore la differente distribuzione delle velocità nei due casi di flusso laminare e flusso turbolento.

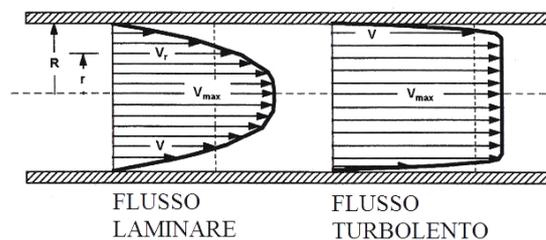


Figura 55 - Differente distribuzione della velocità a seconda del flusso

Nel flusso laminare, la velocità in funzione del raggio varia molto ed è massima nell'asse del condotto. Viceversa, nel moto turbolento la velocità massima si mantiene pressoché costante lungo quasi tutto il raggio, eccetto le zone più vicine alla parete del condotto. Inoltre anche la velocità media è differente nei due casi: infatti nel moto turbolento è maggiore.

Come mostrato in Figura 56, se mettessimo del colorante in un liquido che si muove con moto laminare questo si muoverà in una sottile linea che si mantiene parallela all'asse del condotto; viceversa, nel caso di moto turbolento dove, dopo un piccolo tratto iniziale, il colorante tende a diffondersi nel flusso. Il flusso laminare, pertanto, si comporta come se fosse formato da delle lamine sottili che interagiscono solamente mediante sforzi tangenziali; mentre il flusso turbolento è caratterizzato da un moto disordinato e tridimensionale.

⁴¹ API Recommended Practise 13D Third edition, June 1, 1995, "Recommended Practise on the Rheology and Hydraulics of Oil-Well Drilling Fluids".

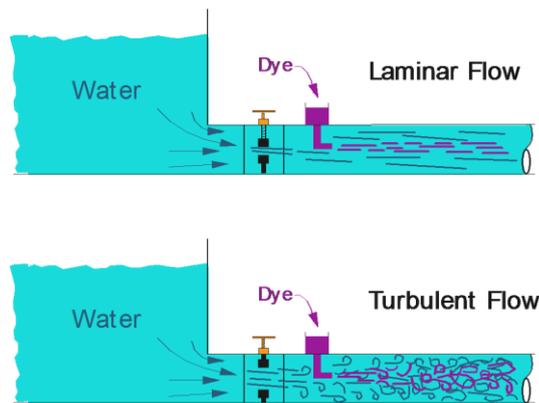


Figura 56 - Immettendo del colorante in un fluido si ha una diffusione o meno dello stesso a seconda del tipo di moto del fl

Le considerazioni sinora fatte, riguardano un flusso in un condotto circolare a sezione piena. Nell'intercapedine tra la batteria d'aste e il foro la sezione non è più circolare ma anulare (Figura 57): considerazioni analoghe alle precedenti dovranno essere fatte per il caso di sezione anulare.

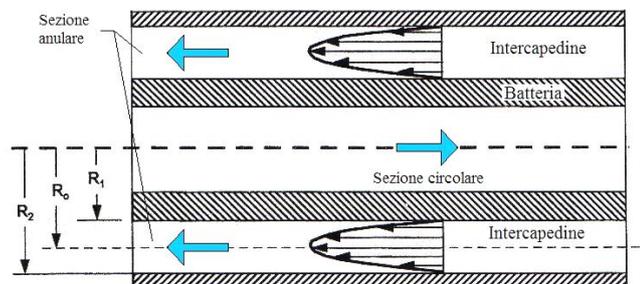


Figura 57 - Nell'intercapedine tra la batteria e il foro la sezione è anulare

In questo caso il numero di Reynolds si modifica nel seguente modo:

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot (D - d_e)}{\mu} = \frac{\rho \cdot v \cdot 2(R_2 - R_1)}{\mu}$$

dove si è posto:

- D = diametro esterno dell'interapedine;
- R_2 = raggio esterno dell'interapedine;
- d_e = diametro interno dell'interapedine;
- R_1 = raggio interno dell'interapedine.

uido.

Nelle perforazioni è importante che venga instaurato il flusso laminare, poiché quello turbolento può compromettere la formazione del pannello, può neutralizzare il concetto di gel e la capacità di trasporto viene meno.

Per il calcolo delle perdite di carico occorre correlare i dati reologici a quelli idraulici. In letteratura esistono diverse considerazioni in merito alle perdite di carico, fatte tra i modelli reologici più importanti e i principali tipi di flusso sopraelencati.

Per avere un'idea delle perdite di carico che si generano nel moto laminare e in quello turbolento, si consideri il semplice caso di una condotta a sezione circolare, lunga L e con diametro D , al cui interno scorre un fluido newtoniano con velocità media \bar{v} (Figura 58).

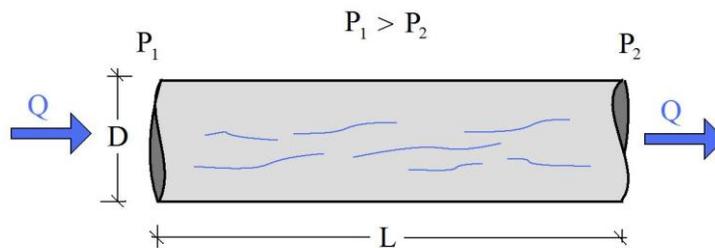


Figura 58 - Calcolo delle perdite di carico nel caso di fluido newtoniano

Per questo semplice caso, se il moto è laminare le perdite di carico ΔP nella condotta si calcolano con la formula di Poiseuille:

$$\Delta P = 32 \cdot \frac{\mu \cdot L \cdot \bar{v}}{D^2}$$

Si noti come le perdite di carico siano proporzionali alla velocità media \bar{v} e inversamente proporzionali al quadrato del diametro D .

Se il moto fosse turbolento, le perdite di carico seguono la relazione di Fanning, che è proporzionale al quadrato della velocità media \bar{v} e inversamente proporzionale al diametro D :

$$\Delta P = \frac{2 \cdot f \cdot L \cdot \bar{v}^2 \cdot \rho}{D}$$

dove f è il fattore di Fanning che è funzione del numero di Reynolds e della scabrosità del condotto.

Nel caso di fluido di perforazione, però, si hanno fluidi non newtoniani. Consideriamo ad esempio una lunga sezione di aste dove inizialmente il fluido è in quiete. All'apertura della pompa (che permette la circolazione del fluido all'interno delle aste) e all'aumentare graduale della portata, la velocità di flusso ed il numero di Reynolds aumentano, partendo da zero

fino ad un valore massimo. Il numero di Reynolds è inizialmente basso, ideale perché avvenga il flusso a tappo (caratteristico solamente di alcuni tipi di fluido) e di seguito laminare, fino a che si incontrano le prime intermittenti condizioni di turbolenza che indicano l'aspetto di flusso nella zona di transizione. Con l'aumentare della velocità gli strati liquidi si muovono in modo sempre più disordinato e caotico, formano vortici e turbini nel fluido, che danno così origine al flusso nella zona di transizione ed in seguito a flusso turbolento.

La Figura 59 rappresenta l'andamento qualitativo della caduta di pressione ΔP , misurata ai due estremi del condotto, dovuta al flusso di un fluido a comportamento yield pseudoplastico in un condotto a sezione circolare (caratteristica dell'interno della batteria di perforazione).

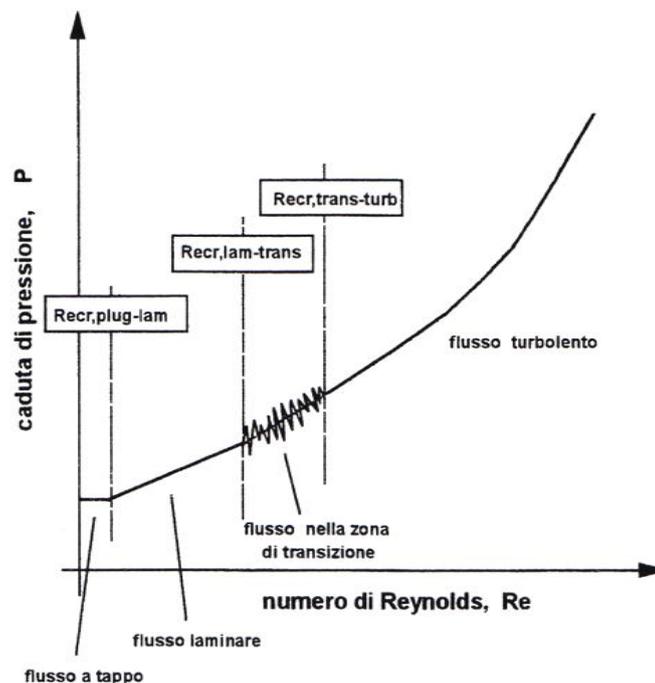


Figura 59 - Andamento delle perdite di carico all'aumentare del numero di Reynolds

A portate molto basse il flusso è a tappo e le perdite di carico sono costanti (cioè non dipendono dalla velocità di flusso o dal numero di Reynolds); a portate via via crescenti si passa prima nel moto laminare, dove le perdite di carico sono direttamente proporzionali alla velocità di flusso, e successivamente al moto di transizione e turbolento, dove le perdite di carico sono proporzionali alla velocità di flusso elevata ad un coefficiente (variabile in genere tra 1 e 2).

Il regime di flusso del fluido di perforazione influenza notevolmente le caratteristiche reologiche del fango. Infatti, nel caso di un fluido

newtoniano, la legge di Newton⁴² è valida in caso di moto laminare: se il moto è turbolento il comportamento del fluido è rappresentato dalla curva di Figura 60. Lo stesso dicasi per un fluido pseudoplastico: in regime laminare il modello può essere schematizzato dai modelli di Bingham mentre in moto turbolento, la relazione tra shear rate e shear stress segue l'andamento schematizzato in Figura 61.

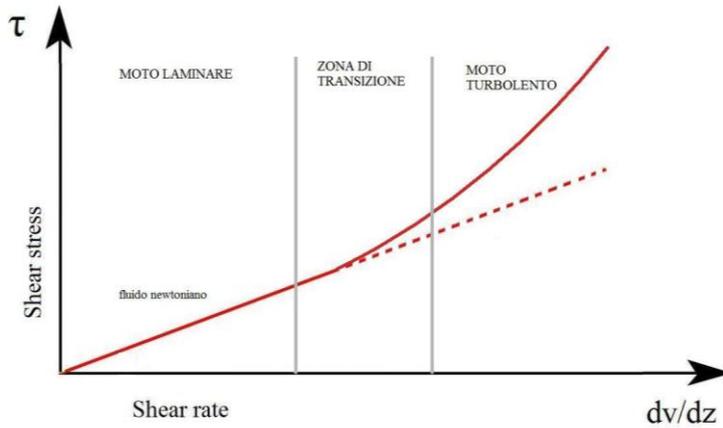


Figura 60 - Un fluido newtoniano, in moto turbolento, non segue più la legge di Newton: la viscosità, infatti, aumenta

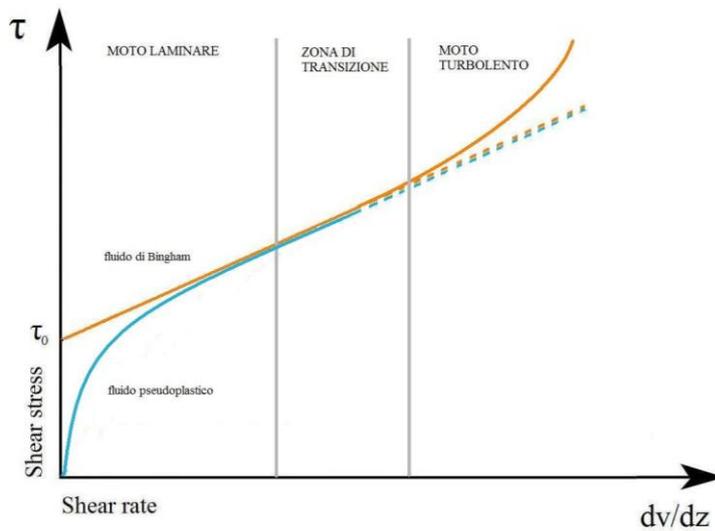


Figura 61 - Un fluido di Bingham, in moto turbolento, non segue più la legge di Bingham: anche in questo caso la viscosità aumenta

⁴² Legge di Newton: $\tau = \mu \frac{dv}{dz}$.

CAPITOLO QUINTO

FLUIDI IMPIEGATI NELLA HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING

5.1 - La perforazione wet boring

Durante tutte le fasi di lavoro della Trivellazione Orizzontale Controllata (*perforazione pilota, alesatura e tiro-posa della condotta*) si utilizza continuamente il fluido di perforazione.

Il successo nel completamento di una trivellazione dipende in generale da molti fattori, ma il fluido di perforazione gioca un ruolo determinante poiché influenza i costi e la riuscita stessa dell'opera.

Come detto, il fluido svolge importanti funzioni, quali: rimozione del cutting, sostentamento e stabilizzazione del perforo, lubrificazione e raffreddamento degli utensili, sospensione del cutting, riduzione di attriti, prevenzione di corrosione e trasmissione di energia idraulica al Bit (*mud motors*).

Nelle applicazioni H.D.D. la classificazione dei fluidi di perforazione si semplifica notevolmente rispetto a quelli in uso in campo petrolifero. Si distinguono, infatti, due famiglie:

1. *fluidi in fase prevalentemente liquida (a base d'acqua):*
 - a) acqua;
 - b) acqua e bentonite;
 - c) acqua, bentonite e polimeri;
2. *fluidi in fase prevalentemente areiforme:*
 - a) aria secca;
 - b) aria con acqua;
 - c) aria con acqua e agente schiumogeno;
 - d) aria con acqua addizionata di polimeri e agenti schiumogeni.

Nel primo caso si parla di *wet boring* (sistema a liquido), nel secondo caso di *dry boring* (sistema 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.

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 di invasione di locali interrati posti in prossimità del perforo;
- la scarsità di risorse idriche costituisce un problema in quanto sono richieste grandi quantitativi di acqua;
- in alcuni casi il fluido può costituire un inquinante fisico per l'ambiente.

Il fluido svolge le importanti funzioni discusse, dalle quali dipende fortemente il tempo necessario al completamento della perforazione 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 influenza drasticamente i costi di realizzazione.

Tradizionalmente i fanghi di perforazione utilizzati sono a base bentonitica⁴³. La bentonite è un'argilla estremamente fine (montmorillonite) che si trova in depositi affioranti. Alcuni di questi depositi sono caratterizzati da proprietà e caratteristiche estremamente peculiari, come nel caso della bentonite del Wyoming (USA) che costituisce senza alcun dubbio lo standard di riferimento a cui tutte le bentoniti vengono comparate.

Spesso la trivellazione inizia con una miscela di bentonite ed acqua (fluidi a base d'acqua) a cui, nel corso della perforazione, si aggiungono gli additivi

⁴³ Il fango bentonitico è una miscela colloidale di acqua e bentonite.

di interesse, mirati cioè ad incrementare o decrementare una specifica proprietà.

I fluidi di perforazione a base acquosa si distinguono in *non inibenti* ed *inibenti*⁴⁴ e le tipologie più comuni (riassunte in Tabella 15) sono già state discusse nel capitolo 3.

Tabella 15 - Tipologie più comuni dei fluidi a base d'acqua

Fanghi a base acquosa	
<i>non inibenti</i>	<i>inibenti</i>
Fanghi bentonitici	Fanghi al cloruro di potassio
Sospensione di Guar gum	Fanghi al gesso
Fanghi bentonitici e CMC	Fanghi alla calce
Fanghi a basso contenuto di solidi con "bentonite extender"	Fanghi saturi di sale
Fanghi ai lignosolfonati	
Fanghi alle (cromo) lignine	
Fanghi al PHPA	

Inoltre, la ricerca nel campo dei fluidi di perforazione in fase liquida ha condotto e conduce fluidi che non hanno alcun contenuto in argilla (i cosiddetti fluidi *clay-free*), chiamati ancora "fanghi", destinati ad applicazioni in cui l'elevatissima biodegradabilità è fondamentale.

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 (forniti generalmente in stato secco in sacchi da 20-25 kg) ed eventuali additivi.

Un importante aspetto legato ai fluidi di perforazione è il calcolo del volume necessario affinché svolga con efficacia la funzione di allontanamento del detrito. Si ricordi infatti che nella perforazione wet boring il terreno scavato viene complessivamente allontanato.

Il calcolo del volume di terreno perforato per unità di lunghezza è banale:

$$V_T \left(m^3/m \right) = \pi \frac{D^2}{4}$$

dove:

D = diametro della punta/alesatore

A questo punto occorre stabilire il rapporto volumetrico tra fango e terreno perforato (ossia il *mud factor*): esso dipenderà particolarmente dalla natura del terreno. Non esistono rapporti rigidi in tal senso, ma tali considerazioni

⁴⁴ I fluidi *inibenti* minimizzano l'idratazione dell'argilla naturalmente presente nelle formazioni, rendendo più stabile il fango. Inoltre stabilizzano meglio le pareti del foro e favoriscono la rimozione dei detriti.

si basano soprattutto sull'esperienza. A titolo esemplificati possiamo sicuramente affermare che nel caso di perforazione 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 potrà variare da 2:1 sino anche a 4:1.

5.2 - 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 e maggiore è la difficoltà di farle mantenere le caratteristiche volute.

Infatti, l'aggiunta di additivi "inutili", e/o la non corretta miscelazione, rappresenta una perdita di denaro e la causa di molti problemi. Questo è uno dei motivi per cui bisogna monitorare continuamente la "bontà" 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. E' 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'*attapulgit*. 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). Le prime in presenza di acqua dolce si idratano fortemente, pertanto aumentano di circa 10 volte il loro volume e danno i fanghi di migliori caratteristiche (alta viscosità e tissotropia, pannello elastico ed impermeabile, ecc.). Le seconde, invece, si idratano meno e rigonfiano solo di 2÷4 volte il loro volume.

È necessario conoscere la chimica di base delle argille per poter comprendere appieno il controllo dei fanghi a base d'acqua: un breve richiamo può spiegarne i comportamenti. La struttura della montmorillonite (mostrata in Figura 62) è formata da un gran numero di sottili lamelle, simili alla mica.

Tali lamelle sono, a loro volta, formati da tre strati (schematizzati in Figura 63): due strati esterni, con reticolo a forma di tetraedro (di atomi di Silicio,

Si) e uno strato centrale con reticolo a forma di ottaedro (di atomi di Alluminio, Al).

Tuttavia, si possono presentare anche configurazioni diverse dalla teorica: infatti può avvenire la sostituzione di Magnesio (Mg), Ferro (Fe) o Zinco (Zn) all'Alluminio nella struttura ottaedrica e/o di Alluminio al Silicio nella struttura tetraedrica.

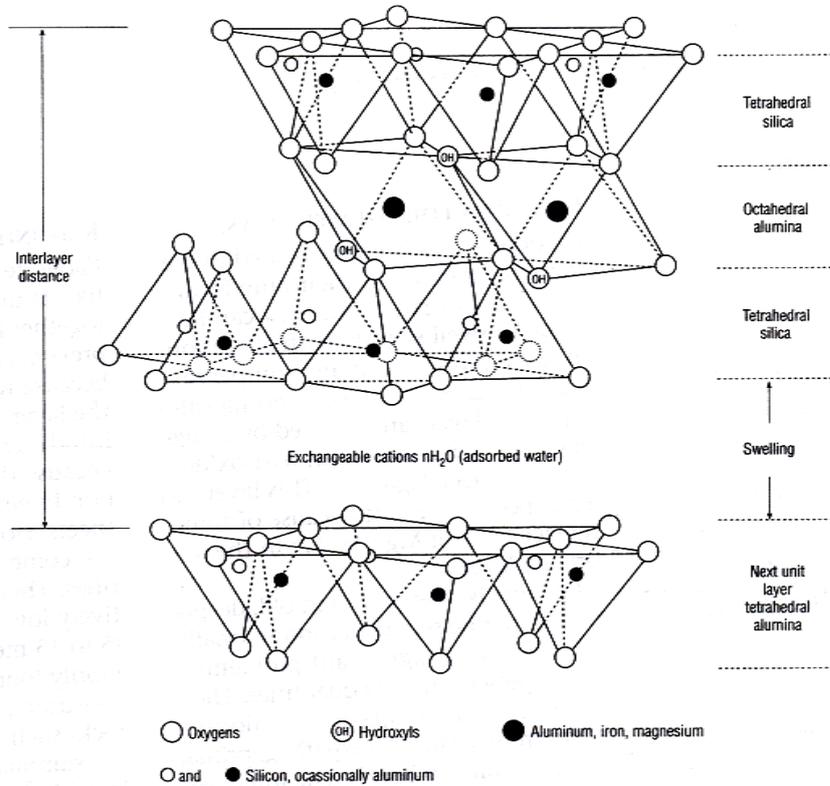


Figura 62 - Struttura della montmorillonite

In caso di sostituzioni, la carica elettrica (neutra originariamente) diviene negativa. Infatti, sia la sostituzione dell'atomo di Alluminio (3 valenze⁴⁵) con quello del Magnesio (2 valenze) sia dell'atomo del Silicio (4 valenze) con quello dell'Alluminio lascia delle cariche negative scoperte sulle particelle argillose, rendendo complessivamente negative quest'ultime. Tali cariche negative, vengono parzialmente compensate da cationi adsorbiti sulle lamelle.

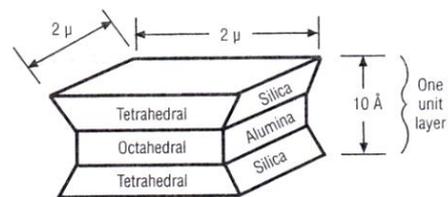


Figura 63 - Schematizzazione di una lamella di montmorillonite

⁴⁵ La valenza di un atomo esprime il numero di elettroni disponibili per formare legami.

compensazione parziale tuttavia le lamelle, nel loro insieme, restano negative e tendono a respingersi.

La differenza nel comportamento delle montmorilloniti dipende dal tipo di questi cationi: nella bentonite la maggior parte di ioni adsorbiti sono ioni Sodio (Na^+), nelle sub-bentoniti, ioni Calcio (Ca^{++}).

Quando l'argilla viene a contatto con l'acqua si idrata e tende a rigonfiare: le molecole d'acqua, infatti, vengono adsorbite tra le lamelle (o aggregati di lamelle) di argilla e quest'ultime tendono così ad allontanarsi (Figura 64).

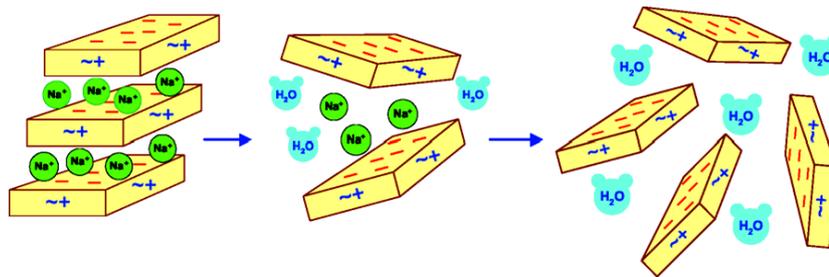


Figura 64 - Idratazione della bentonite sodica

L'aumento del volume è minore nel caso di ione Calcio, che fornisce legami più forti dello ione Sodio tra le lamelle.

Succede così che la montmorillonite sodica rigonfia di più (presentando quindi maggiori proprietà colloidali) perché l'acqua tende, in questo caso, a separare bene le lamelle. Nella montmorillonite calcica, invece, l'acqua tende a separare gruppi di aggregati più grandi e quindi più permeabili (Figura 65).

La bentonite del Wyoming (USA), definita sodica⁴⁶, è considerata pregiata proprio per il contenuto di ioni di Calcio e di Sodio (rispettivamente 40% e 60%). Tali proporzioni conferiscono al fluido di perforazione il giusto grado di consistenza e fluidità e, contemporaneamente, la buona capacità di trasporto del solido.

In presenza di alte concentrazioni di ioni Na^+ e Ca^{++} , inoltre, la repulsione tra le lamelle diminuisce e si giunge così alla flocculazione o, per

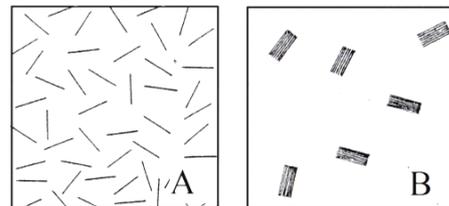


Figura 65 - Bentonite sodica (A) e calcica (B) in acqua dolce

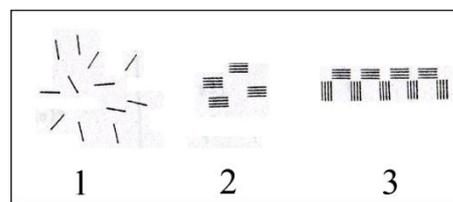


Figura 66 - Stati che può assumere la bentonite in acqua a seconda delle concentrazioni degli ioni sodio e calcio: dispersa (1), flocculata (2) e aggregata (3)

⁴⁶ Una bentonite anche se definita sodica contiene comunque delle percentuali di ioni di Calcio.

concentrazioni ancora maggiori, all'aggregazione dei minerali argillosi (Figura 66). Passando dallo stato disperso a quello flocculato e/o aggregato, dal punto di vista delle caratteristiche del fluido di perforazione fresco (cioè non ancora riciclato) si osserva un aumento della viscosità.

Considerazioni diverse devono essere fatte nel caso di un fango da riciclare, cioè nel caso di circuito provvisto di adeguati impianti di separazione del solido: un fango con struttura flocculata, una volta depurato, darà origine ad un fango riciclato che ha viscosità bassa e filtrazione alta. Ciò è spiegabile proprio dal fatto che avendo una struttura con particelle più grosse, la tendenza alla sedimentazione del solido è maggiore e pertanto il fango si libera anche della bentonite oltre che del solido in sospensione. Per fortissime concentrazioni di ioni Na^+ e Ca^{++} si ha un enorme aumento dello stato di aggregazione dell'argilla, cioè le particelle diventano troppo grandi e la sospensione si comporta come una miscela di acqua e sabbia. Se tale fluido venisse depurato dal solido, ne risulterebbe un fango con viscosità e gel troppo bassi mentre la filtrazione aumenterebbe ulteriormente.

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 sodio⁴⁷, 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 di aggressività degli ioni in acqua, delle alte temperature, degli attacchi batterici, del degrado meccanico ed di altri fattori che possono rendere questi additivi inefficaci.

L'altra tipologia di bentonite, ossia l'attapulgit, 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 Na^+ o Ca^{++} , benché presenti minor grado di idratazione. L'attapulgit, 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 perforazione è rappresentato dagli strati di argille naturali che interagiscono con il fango⁴⁸. 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, la struttura a fogli piatti che non sono strettamente legati tra loro. Per tale motivo, le

⁴⁷ In caso di montmorillonite calcica, l'aggiunta di carbonato di sodio converte la sub-bentonite in una specie di forma sodica. Si rinforzano, quindi, le proprietà di gel ma tale bentonite “modificata” non può, tuttavia, essere comparata con la naturale bentonite sodica.

⁴⁸ Le argille di strato scistose, scagliose, dette anche argilliti (shale), si sono formate da quelle di superficie (clay). Ad alta temperatura e pressione e in tempi molto lunghi ad elevate profondità, quest'ultime hanno dato origine alle argille di strato.

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 aumenta le caratteristiche reologiche.

Infatti, una volta iniziato lo scivolamento dell'argilla può avvenire che:

- una viscosità troppo alta può favorire la tendenza delle argille a slittare nel foro con conseguente influenza sul flusso del fango;
- una viscosità troppo bassa provoca una maggior turbolenza del flusso con pericolo di ulteriori scavernamenti della formazione;
- anche un alto valore di gel può danneggiare le formazioni argillose provocando pistonamenti in pozzo e richiamando altra argilla nel foro;
- un'alta filtrazione acquosa può causare assorbimento di acqua tra i fogli delle formazioni argillose con conseguente rigonfiamento dell'argilla. Questa, per aumento di volume, slitta nel foro.

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

5.3 - Agenti e additivi

In commercio esiste un'ampia gamma di fluidi di perforazione compiti differenti e ogni gruppo include ulteriori sottovarietà.

Generalmente vengono utilizzati agenti ed additivi per migliorare le proprietà del fluido di perforazione. Alcuni additivi, poi, hanno funzioni multiple e possono quindi essere utilizzati con compiti diversi.

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

1. Additivi per il controllo acido/basico

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.

2. Battericidi

Tali prodotti sono utilizzati per la prevenzione della degradazione batterica di additivi organici naturali, come l'amido e xanthan gum.

3. Riduttori di Calcio

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.

4. Inibitori di corrosione

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.

5. Antischiuma

Tali prodotti sono indicati per ridurre la formazione di schiuma, particolarmente nei fanghi salmastri o saturi di sale.

6. Emulsionanti

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.

7. Riduttori di filtrato

I riduttori di filtrato o riduttori di perdite di fluido (come bentonite, lignite, cellulosa polianionica, poliacrilato, amido pregelatinizzato) 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.

8. Flocculanti

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.

9. Materiali per le perdite di circolazione

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.

10. Lubrificanti

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.

11. Agenti sbloccanti per la condotta

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.

12. Inibitori per il controllo dell'argilla

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 scavernamenti mentre si perforano strati di argilla sensibili all'acqua.

13. Agenti tensioattivi

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.

14. Agenti termo-stabilizzanti

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.

15. Solventi e disperdenti

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.

16. Viscosizzanti

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.

17. Materiali di appesantimento

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 scavamenti nella formazione e per facilitare il tiro della condotta.

5.4 - Contaminazione dei fanghi e possibili rimedi

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

Durante la perforazione, 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 (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 NaCl (diverso è il caso dei fanghi formati da acqua salata e bentonite in polvere).

Una forte concentrazione di 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 P_f ⁴⁹.

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.

⁴⁹ Nell'ingegneria dei fanghi, l'alcalinità fenolftaleina (P) è indicata come il numero di millilitri di 0,02 N H₂SO₄ (fanghi a base d'acqua) necessari per la titolazione di uno millilitro di filtrato (P_f) o fango (P_m).

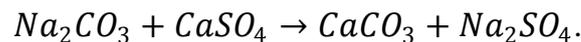
2. Gesso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) e Anidride (CaSO_4)

Gesso e anidride sono entrambi solfati di calcio con composizione chimica molto simile. Con tali minerali il fango si arricchisce di ioni Ca^{++} e 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 P_f 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*, Na_2CO_3), il calcio viene eliminato sotto forma di carbonato di calcio insolubile, attraverso la seguente reazione:

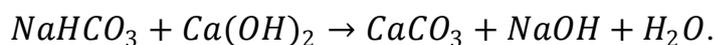


Anche se l'acqua con cui viene confezionato il fango è troppo dura o se il pH è troppo basso, si può procedere al pretrattamento con carbonato di sodio: esso è utilizzato per trattare la maggior parte delle contaminazioni di ioni calcio di acqua dolce e acqua di mare.

3. Cemento

Può capitare di dover perforare tappi di cemento (o simili) e in tal caso il fango viene contaminato dalla calce libera (sempre presente nel cemento). I sintomi della contaminazione, in questo caso, sono un generale aumento della viscosità e del gel strength, del pH, del P_m (specialmente) e del P_f , delle perdite nel circuito, un eccesso di calce e calcio solubile (in seguito).

Il fango inquinato deve essere eliminato ovvero trattato con bicarbonato di sodio che fa precipitare il carbonato di calcio insolubile, secondo la reazione:



4. Gas acidi: diossido di carbonio (CO_2) e idrogeno solforato (H_2S)

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 dalla degradazione biologica o dalla scissione di composti contenenti zolfo.

I sintomi della contaminazione da H_2S 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.

5.5 - Caratteristiche e raccomandazioni

I principali requisiti e le procedure che verranno descritte di seguito riguardano essenzialmente i casi di lavoro standard. Tuttavia, in base alle richieste di un preciso progetto tali raccomandazioni potrebbero subire modifiche, adattamenti o sostituzioni.

Ciononostante, in via del tutto generale, si possono descrivere alcune "regole" che prevengono inconvenienti e consentono quindi un'esecuzione dei lavori più sicura.

Per quanto riguarda il settore H.D.D., nella maggioranza dei casi è la bentonite che viene aggiunta all'acqua, la quale assume struttura portante e conferisce le caratteristiche indispensabili al fango. Un adeguato fluido di perforazione deve infatti avere una giusta capacità di trasporto (*carrying capacity* o *gel strength*⁵⁰) 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 che, 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 e quindi contribuisce alla stabilizzazione delle proprietà del fluido di perforazione, che mantiene l'integrità del foro. 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

⁵⁰ Tale proprietà è chiamata tissotropia ed è l'abilità di un fluido, come quello di perforazione, di sviluppare una struttura gel se è in quiete e liquida se è soggetto a moto. La capacità di trasporto è la fondamentale abilità di un fluido di trasportare i frammenti solidi fuori dal foro. La viscosità di un fluido tissotropico cambia con il tempo sotto costante shear rate fino a raggiungere l'equilibrio. Attraverso la misurazione del gel strength a vari intervalli di tempo si ottiene la relativa tissotropia di un fango.

basso volume di filtrato non può essere ottenuto senza una buona qualità del pannello.

Come si dirà in seguito, 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. A causa delle relative basse profondità a cui le installazioni H.D.D. vengono eseguite, la pressione idrostatica non entra in gioco. 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. Come verrà specificato anche in questo caso più avanti, 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 $1,02 \div 1,05 \text{ g/cm}^3$.

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 plastica⁵¹: ciò è indice di alte velocità di perforazione a causa della bassa viscosità del fango all'uscita del 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 point⁵²: 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 deflocculanti 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 specifica 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

⁵¹ Si ricorda che la viscosità plastica è un parametro del modello reologico di Bingham: è data dalla pendenza tra lo shear stress e lo shear rate al di sopra dello yield point. Essa rappresenta la viscosità di un fango estrapolata a infiniti valori dello shear rate.

⁵² Anche lo yield point è un parametro del modello reologico di Bingham: è dato dal valore dello yield stress estrapolato per valori di shear rate nulli.

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. La concentrazione di altri componenti o additivi abrasivi nel fango (come l'ematite) dovrebbe essere minimizzata. 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. Fermo restando che le raccomandazioni specifiche variano da fornitore a fornitore, rimandando pertanto alla loro consultazione, possono essere presi altri piccoli accorgimenti che migliorano la vita del mud motors. Gli additivi per le perdite di circolazione, ad esempio, dovrebbero essere completamente aggiunti e miscelati al fluido a velocità uniforme per evitare otturazioni. 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. Mai cercare, infine, di cementare attraverso un motore in quanto il motore e i bit-jets tagliano il cemento e pertanto quest'ultimo farà immediatamente presa.

Per quanto riguarda l'idraulica, si è detto che la più importante funzione di un fluido è quella di trasportare i cuttings fuori dal tunnel. Quando si perfora, un'enorme quantità di solido entrerà nel sistema dei fanghi e si dovrà evitare la saturazione poiché potrebbe bloccare la batteria di aste: si potrà evitare non eccedendo con la velocità di perforazione (ROP) di progetto. 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. Potrebbe essere, infatti, necessario uscire dal pozzo per rompere e dislocare le ostruzioni nel foro. Quando il diametro del foro aumenta, alcune parti del foro possono staccarsi e crollare nel foro immettendo ghiaia, ciottoli e pietrischi nei fluidi di perforazione: questi non saranno trasportati dal fango, ma alcuni di essi potranno essere spinti fuori dall'assemblaggio di fondo foro e molti 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 il casing nella sezione che genera 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 penetrazioni superiori alla capacità di pulizia del foro!

Nel caso di perforazione 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 trascinarsi della batteria.

5.6 - L'ingegnere dei fluidi di perforazione (mud engineer)

La figura professionale che si occupa in modo specializzato del mondo dei fanghi in un progetto H.D.D. è l'ingegneria dei fluidi di perforazione o *mud engineer*.

Probabilmente, le più importanti informazioni che il committente dovrebbe rendere disponibili sono costituite da comprensibili e dettagliate relazioni geotecniche e geologiche sul il sottosuolo da perforare. Tali relazioni dovrebbero dare una prima panoramica sulle condizioni del terreno che ci si deve aspettare.

Delle indagini complete dovrebbero comprendere informazioni che hanno influenza sull'esecuzione dei lavori. In particolare dovrebbero essere sviluppati i seguenti punti:

- descrizione dettagliata e classificazione del suolo;
- informazioni idrogeologiche;
- informazioni idrochimiche;
- valutazione delle caratteristiche del suolo;
- relazione sull'esecuzione dei lavori rispetto alle considerazioni tecniche del suolo.

Ancor prima di eseguire il progetto, l'ingegnere dei fluidi di perforazione redige il *mud program*, cioè un piano formale e approfondito per lo specifico tunnel completo di richieste ai vari intervalli del processo di perforazione. Il mud program fornisce dettagli sul tipo di fango,

composizione, densità, reologia, filtrazione ed altre richieste (specifiche e generali) ed esigenze di manutenzione. Le diverse densità del fango sono importanti soprattutto perché devono adattarsi programma progettato e la meccanica dei solidi richiesta dal tunnel per garantire il giusto controllo delle pressioni.

Si dovrà pianificare il mud program per tutte le operazioni specificate nel progetto.

Durante la perforazione del foro pilota, dovrebbe essere determinato il diametro del foro e se occorre una perforazione a getti o a motore. Si dovrà stabilire, inoltre, se sarà utilizzato un sistema aperto o chiuso. In molti casi è sufficiente calcolare il volume di fango richiesto per l'intero foro pilota e raddoppiare tale volume. Se la logistica dovesse essere un problema, è utile incrementare tale volume al fine di avere almeno due giorni di approvvigionamento disponibile sul Rig. Se si usa un sistema chiuso, occorrerà essere sicuri di aver tenuto conto della logistica e dei volumi richiesti se ci si aspetta delle perdite di circolazione.

Durante l'alesatura, l'ingegnere dei fluidi di perforazione calcola i volumi richiesti attraverso il valore della velocità di penetrazione prevista (ROP), tenendo conto dell'aggiunta di ulteriore fango per i passaggi di pulizia del foro. Egli dovrebbe essere sicuro che ci sia abbastanza materiale a disposizione per gestire bassi ROP e/o problemi.

Nella terza fase, tiro-posa della condotta, si calcola la velocità del tiro, il tempo totale ed ancora i volumi richiesti. Si noti che nelle applicazioni H.D.D. il fluido ha anche l'importante compito (aggiuntivo rispetto alle funzioni classiche) di garantire il galleggiamento della condotta nella fase di tiro-posa.

In definitiva, la richiesta di fango totale sarà data dalle richieste per ogni dimensione del foro e del tiro, più eventuali contingenze e/o perdite di circolazione, più eventuali incrementi per la logistica. La somma dei vari contributi darà la richiesta di fango totale.

Il volume e le pressioni determineranno inoltre la potenza che dovrà avere la pompa e i vari equipaggiamenti. Se si progetta un sistema chiuso, occorre specificare l'attrezzatura di pulizia al fine di essere in grado di pulire a velocità vicine al volume che ci si aspetta di utilizzare. Se ciò non fosse possibile, occorre considerare le trattenute nelle cavità e 12 ore di approvvigionamenti attraverso nuovo fango e 24 ore di approvvigionamento attraverso le operazioni di pulizia. Il progetto generale detterà l'impronta e la lista delle attrezzature. Infine, occorrerà essere sicuri che ci siano disponibilità di parti di ricambio.

In cantiere, l'ingegnere dei fluidi di perforazione ha la responsabilità di monitorare il fango e di prescrivere i trattamenti opportuni onde poter mantenere peso specifico, proprietà e chimica. Egli lavora strettamente con il supervisore del Rig, fornendogli informazioni sulle proprietà del fango e

sui trattamenti attesi oltre che su ogni modifica necessaria. Lavora altresì con il *derrickman*⁵³, che è incaricato di apportare le addizioni al fango secondo il programma stabilito.

La sua funzione base è quella di preparare e mantenere i fanghi per le operazioni di perforazione: monitora le varie miscele richieste per ogni fase, così come descritto dal mud program, registrando i dati opportuni.

L'ingegnere dei fluidi di perforazione deve adempiere ai seguenti obblighi:

- Redige e raccomanda un appropriato ed efficiente mud program per le operazioni del Rig;
- Esegue la supervisione in campo del sistema fluido assicurandone la conformità al programma approvato;
- Rileva le informazioni della perforazione (che comprendono velocità di perforazione, proprietà dei composti chimici, quantità e costi dei materiali usati, ecc.);
- Stima la quantità di materiali fluidi e composti chimici (tonnellate di materiale occorrenti per il processo di perforazione, più le riserve di magazzino).

Come verrà approfondito nei prossimi capitoli, durante il processo di perforazione dovrebbero essere monitorati i seguenti parametri in cantiere:

- ✓ Densità del fluido;
- ✓ Viscosità (imbuto di Marsh);
- ✓ Perdite d'acqua e spessore del pannello;
- ✓ Valore del pH;
- ✓ Durezza totale;
- ✓ Quantità di fluido e perdite di fluido.

Se si fa uso del viscosimetro rotazionale le caratteristiche del fluido possono essere determinate e controllate, per ogni tipo di fluido di perforazione, sia in laboratorio che in cantiere per mezzo della cosiddetta curva di flusso.

Se si usano attrezzature per il controllo dei solidi, il fluido riciclato potrebbe ancora essere testato per il contenuto in sabbia: le eventuali deviazioni rispetto al fluido iniziale devono essere corrette aggiungendo nuovo fluido e/o acqua.

Il fango campionato da testare è quello che esce direttamente dall'annulus ed è preso prima che esso passi attraverso il vibrovaglio (*shale shaker*). La linea di flusso che permette la campionatura del fango contiene i cuttings entrati nel fango: tali solidi vengono eliminati dal sistema liquido e dovranno essere monitorati in composizione, taglia, forma, colore, tessitura, contenuto ed altre proprietà dall'ingegnere dei fluidi di perforazione e/o da altro personale in campo.

⁵³ Il *derrickman* è un operatore dell'impianto di perforazione il cui compito principale è quello di azionare a mano la batteria di aste.

Il ritorno di tale linea di flusso dei campioni permette, inoltre, di effettuare considerazioni sulle condizioni del terreno: al variare di quest'ultime occorrerà un conseguente adattamento del sistema dei fluidi di perforazione.

5.7 - Sicurezza, recupero e smaltimento

Da un punto di vista ambientale, l'impatto maggiore che i fluidi arrecano è rappresentato principalmente dalla necessità di smaltimento dei fanghi usati e del solido che esso trasporta. La conservazione e la rimozione del fango di perforazione sono spesso la principale fonte di grande responsabilità per l'Appaltatore in merito a tutte le norme, leggi e regolamenti vigenti in tema di sicurezza e prevenzione.

Esiste la possibilità di riciclare il fango usato, ma è necessario disporre di grandi volumi e rimane comunque il problema dello smaltimento dei solidi portati a giorno. In pratica, oggi giorno le discariche rappresentano ancora il modo più comune di smaltimento dei fanghi usati e del solido estratto. Generalmente i fanghi di perforazione vengono, quindi, smaltiti in apposite discariche a interrimento, presenti in tutto il mondo per lo scarico dei grossi volumi di rifiuti di città, rifiuti industriali e materiali nocivi. In queste discariche a interrimento i rifiuti vengono collocati in appositi serbatoi di ritenuta nel terreno.

Altri impatti meno importanti, se il foro è eseguito rispettando le normali procedure, riguardano le alterazioni che si hanno nell'intorno del tunnel. Infatti anche se la bentonite non è un inquinante, causa una modificazione delle caratteristiche fisiche della formazione nell'intorno circolare del pozzo⁵⁴.

Un problema di cui tenere conto nella fase preliminare è la possibilità che la linea di perforazione prevista possa interferire con siti contenenti materiali pericolosi, altre tubazioni, grandi linee di servizi o cavi ed anche la probabilità che si creino canali di percolazione in uscita o in ingresso nelle aree contaminate. In caso di contaminazione del fango di perforazione occorre eseguire dei test della tossicità e monitorare la situazione in conformità al programma di Salute e Sicurezza Ambientale per:

- evitare la migrazione di fanghi di perforazione contaminati in zone non contaminate;
- garantire la sicurezza per i lavoratori;
- stoccare i fanghi di perforazione del circuito di utilizzo;
- smaltire alla fine dei lavori i fanghi di perforazione contaminati in modo specifico.

⁵⁴ Ci sono casi, ad esempio nei pozzi per acqua, in cui l'uso del fluido a base di bentonite è sconsigliato poiché intaserebbe il pozzo.

I test della tossicità devono essere eseguiti prima dello smaltimento finale del fango di perforazione contaminato.

Al fine di minimizzare i rischi e le responsabilità per tutti i soggetti coinvolti, occorre fare tutto il possibile per rilevare i problemi specifici della zona e cooperare nelle pratiche di richiesta dei permessi necessari per la movimentazione dei fanghi di perforazione.

CAPITOLO SESTO

TEST PER LA CARATTERIZZAZIONE E IL MONITORAGGIO DEI FLUIDI

6.1 - Preparazione e monitoraggio della miscela

Una corretta preparazione del fluido di perforazione richiede test iniziali sull'acqua di fresca (ed eventuali pretrattamenti), un adeguato impianto di miscelazione e dei test di routine sulle proprietà del fluido (con l'aggiunta di eventuali prodotti al fine di mantenere specifiche proprietà).

La preparazione del fluido di perforazione viene effettuata aggiungendo all'acqua fresca (incontaminata) determinati componenti e additivi con una precisa sequenza di miscelazione⁵⁵:

- 1) Soda ash (o carbonato di sodio),
- 2) Bentonite,
- 3) Polimeri:
 - in polvere
 - già emulsionati in fase liquida,
- 4) Lubrificanti e/o tensioattivi.

Per idratare la bentonite occorre tempo ed un adeguato miscelatore in funzione del dosaggio. Lo stesso dicasi per l'idratazione dei polimeri, al fine di aumentarne la resa (almeno 15 min sono necessari quando si miscelano prodotti in polvere). Tutti i prodotti vanno rigorosamente adoperati con cura, rispettando le procedure indicate sui sacchi ai fini della sicurezza.

Una volta preparata la miscela, monitorare il fluido è di fondamentale importanza poiché ne dipendono tutta una serie di fattori che influenzano la riuscita della perforazione stessa. Attraverso test, che vengono eseguiti sia in laboratorio (prima dell'inizio dei lavori, a scopo preventivo) sia in cantiere (per verificare il mantenimento di determinate proprietà), si effettua il monitoraggio del fango. Quest'ultimo, come ribadito, è una miscela più o meno complessa con molteplici funzioni pertanto occorre prestare la massima attenzione nel rilevare i diversi parametri.

Il trattamento-mantenimento del fluido va eseguito costantemente durante l'esecuzione dei lavori: la miscela fluida, infatti, cambia man mano che la

⁵⁵ La bentonite non si miscelerebbe bene se nell'acqua fossero stati aggiunti prima i polimeri.

perforazione avanza poiché cambiano gli strati da attraversare e le condizioni chimico fisiche a cui il fango è esposto. Se, ad esempio, durante i lavori si passasse da uno strato sabbioso ad uno argilloso attraverso le misurazioni in cantiere ci si accorge che variano alcuni parametri (come la viscosità) e, quindi, occorre cambiare la miscela o aggiungere degli agenti inibitori, ecc.

Con l'esecuzione del foro pilota, tali problemi sono marginali poiché il diametro è piccolo; viceversa, i problemi nascono con i grandi diametri e quindi è durante le operazioni di alesatura che diviene necessario il monitoraggio.

Risulta perciò necessario verificare che la miscela mantenga determinati parametri al valore settato al fine di farle assolvere tutte le funzioni fondamentali.

Si vuole in particolare vedere la "bontà" del fango nella rimozione del cutting, nel sostenere e stabilizzare il foro, nel lubrificare e raffreddare gli utensili, nel mantenere in sospensione il cutting, nella trasmissione di energia idraulica al mud motors. Inoltre si vuole verificare l'assenza di proprietà indesiderate, il mantenimento di altre proprietà specifiche, il mantenimento (o se possibile l'aumento) della produttività e il rispetto dell'ambiente.

Norme API raccomandano metodi standard per i test di laboratorio e in campo per il fluidi di perforazione. Le più importanti prove da effettuare sono di seguito elencate:

- Densità e contenuto in solidi;
- Viscosità, gel strength e yield point;
- Contenuto in sabbia;
- Filtrato e pannello;
- pH;
- Durezza totale.

6.2 - La densità e il contenuto in solidi

La densità è una caratteristica fondamentale (soprattutto nei pozzi verticali e nei pozzi petroliferi) poiché permette al fango di creare un carico idrostatico sufficiente a controbilanciare la pressioni di strato. Nel Directional Drilling a causa delle relative basse profondità è meno rilevante tale problematica, ma risulta comunque fondamentale la determinazione della densità per calcolare il contenuto solido.

Il fango non deve avere peso specifico troppo elevato poiché causerebbe fatturazioni idrauliche⁵⁶, con conseguente perdita di circolazione,

⁵⁶ Le fratture idrauliche sono causate dallo sviluppo di pressioni che superano la resistenza a trazione del mezzo.

inquinamento di falde oltre che danni economici. Inoltre una densità eccessiva non permetterebbe al fluido di assolvere la fondamentale funzione di trasporto a giorno del cutting, poiché tenderebbe a rimanere verso il fondo del foro. Le maggiori pressioni che agirebbero nel foro, a causa di un fango eccessivamente pesante, inoltre, migliorerebbero le caratteristiche triassiali del mezzo che risulterebbe più compatto: ne conseguirebbero maggiori difficoltà nella trivellazione, con calo della velocità di perforazione (cioè della produttività) ed aumento dei costi⁵⁷.

Mantenere perciò una giusta densità è fondamentale anche nel Directional Drilling: tale proprietà viene testata, generalmente, attraverso la *mud balance* (Figura 67).



Figura 67 - Bilancia per la misura della densità

Questa bilancia è costituita da un supporto, un recipiente con coperchio munito di forellino al suo centro (per lo scarico del troppo pieno), un cursore scorrevole su asta graduata e impernata al basamento (per il bilanciamento).

Riempito di fango, il contenitore sarà chiuso con il coperchio forato; si garantirà il completo riempimento del contenitore facendo in modo che del fango fuoriesca dal foro. Successivamente si deve avere cura di pulire l'esterno del contenitore e del coperchio, si sposterà il cursore posto sull'asta finché questa assumerà una posizione orizzontale, individuata dalla bolla della livella montata sull'asta.

In tale posizione si leggerà direttamente sull'asta graduata il peso di volume del fango racchiuso nel contenitore (in kg/m^3 , g/cm^3 , lb/gal o lb/ft^3).

Questo strumento dovrebbe essere calibrato frequentemente: per la taratura si riempirà il contenitore di acqua distillata controllando che il peso di volume indicato dal cursore corrisponda a 1 g/cm^3 ; in caso contrario si

⁵⁷ Si pensi, ad esempio, all'aumento dei costi causato dagli ulteriori giorni di noleggio dell'impianto a causa della diminuzione della velocità di perforazione (ROP).

toglieranno o aggiungeranno dei pallini di piombo nel corpo del contrappeso. L'approssimazione delle misure sarà di $\pm 10^{-3} \text{ g/cm}^3$.

In media, per applicazioni H.D.D. un fango (non contenente solidi) ha una densità di $1,01 \div 1,05 \text{ g/cm}^3$.

La determinazione della densità è indispensabile per il calcolo della concentrazione del cutting in sospensione. Dopo aver immesso del fluido fresco in pozzo, esiste una formula empirica che permette di ricavare il contenuto solido a partire dal valore della densità del fango di ritorno (misurata in libbre/gallone)⁵⁸:

$$\% \text{ Solidi in volume} = (\text{Densità, lb/gal} - 8,3) \cdot 7,5$$

In letteratura esiste un'altra formula che fornisce l'esatto valore di questa percentuale, ma occorre conoscere la densità del fango fresco (o, successivamente, del fango riciclato) e la densità del cutting:

$$\% \text{ Solidi in volume} = \frac{\text{Densità PIT OUT} - \text{Densità MIXING IN}}{\text{Densità materiale in posto} - \text{Densità acqua}}$$

dove le densità *PIT OUT* e *MIXING IN* sono rispettivamente quelle del fango in uscita dal foro e del fango che viene immesso nel foro e sono espressi in g/cm^3 . La densità del materiale in posto dipende dal tipo di materiale estratto e la densità dell'acqua è 1 g/cm^3 .

Un valore accettabile dei solidi dovrebbe aggirarsi intorno al 25%: se il valore risultasse più alto (ad esempio 35%) occorre diluire il fango e quindi o si pompa di più o è necessario diminuire la velocità di perforazione (ROP). Viceversa, un basso valore dei solidi (ad esempio 10%) potrebbe andare bene ma bisognerebbe comunque fare riferimento alla velocità di avanzamento (ROP).

Esistono, inoltre, altre relazioni che permettono la previsione del volume di solido generato per metro di scavo:

- durante il foro pilota

$$\text{Solido generato [l/m]} = \frac{(\text{diametro foro pilota [inch]})^2}{2}$$

- durante l'alesatura

$$\text{Solido generato [l/m]} = \frac{(\text{diam. ales. [inch]})^2 - (\text{diam. ales. precedente [inch]})^2}{2}$$

⁵⁸ Si assume densità specifica dei solidi pari a 2,6. Si ricorda che la densità specifica (s.g.) è data dal rapporto tra la densità della sostanza (liquida o solida) e la densità della sostanza di riferimento (acqua) a una determinata temperatura e pressione, normalmente $4 \text{ }^\circ\text{C}$ e 1 atm .

Conoscere il grado di trasporto del cutting in sospensione è indispensabile poiché ci si rende conto dell'efficienza di pulizia del canale. Quest'ultima dirà la quantità di fluido necessaria e dunque il *pump rate*, che determineranno gli effettivi volumi di fango in gioco.

Per comprendere meglio tali relazioni facciamo il seguente esempio. Si consideri un diametro del foro pilota di 5 inch (127 mm); il solido generato sarà:

$$\text{Solido generato} = \frac{(5 \text{ inch})^2}{2} = 12,5 \text{ l/m.}$$

Usando aste di 3 metri, il solido generato per ogni asta, sarà:

$$\text{Solido generato per asta} = 3 \text{ m} \cdot 12,5 \text{ l/m} = 37,5 \text{ l.}$$

Volendo rimuovere il 20% di solido per litro di fluido pompato (valore consigliato) potremmo determinare la quantità fluido che dovremmo pompare per l'asta di 3 m:

$$\text{Fango da pompare per asta} = 37,5 \text{ l} \cdot \frac{100\%}{20\%} = 187,5 \text{ l.}$$

Potremmo fare considerazioni anche sul tempo che impiegherà l'asta di 3 m ad entrare nel terreno utilizzando 4 pump rate differenti, rispettivamente di 38 lpm, 100 lpm, 150 lpm e 250 lpm:

$$\text{Tempo1 di perforazione per asta} = \frac{187,5 \text{ l}}{38 \text{ lpm}} \cong 5 \text{ min}$$

$$\text{Tempo2 di perforazione per asta} = \frac{187,5 \text{ l}}{100 \text{ lpm}} \cong 1,9 \text{ min}$$

$$\text{Tempo3 di perforazione per asta} = \frac{187,5 \text{ l}}{150 \text{ lpm}} \cong 1,3 \text{ min}$$

$$\text{Tempo4 di perforazione per asta} = \frac{187,5 \text{ l}}{250 \text{ lpm}} \cong 0,8 \text{ min}$$

Queste stesse valutazioni potranno essere fatte variando la lunghezza dell'asta: si tratterà di scegliere fra le diverse alternative che si presentano, elencate a titolo di esempio nella Tabella 16.

Tabella 16 - Determinazione del fluido necessario al variare della lunghezza dell'asta e del tempo di perforazione al variare del pump rate

Asta (m)	Solido generato per asta (l)	Fluido da pompare per asta (l)	Tempo1 per pump rate di 38 lpm (min)	Tempo2 per pump rate di 100 lpm (min)	Tempo3 per pump rate di 150 lpm (min)	Tempo4 per pump rate di 250 lpm (min)
3	37,5	187,5	5 min	1,9 min	1,3 min	0,8 min
4,6	57,5	287,5	8 min	2,9 min	1,9 min	1,2 min
6,4	80	400	11 min	4 min	2,7 min	1,6 min
9,2	115	575	15,2 min	5,8 min	3,8 min	2,3 min

La scelta del pump rate dev'essere effettuata tenendo in considerazione che maggiore è la velocità con cui fango viene pompato, maggiori saranno le pressioni in gioco e pertanto occorrerà verificare se il tipo di formazione le permette.

6.3 - La viscosità, il gel strength e lo yield point

Viscosità, gel strength e yield point sono misurazioni relative alla reologia dei fluidi di perforazione.

La viscosità rappresenta in un certo senso la “consistenza” del fango stesso: tale proprietà si traduce nella capacità che presenta il fluido di scorrere ed è un effetto macroscopico di quelli che sono i legami che a livello molecolare si creano all'interno della miscela. A differenza di quanto accade nella perforazione verticale, nel Directional Drilling si tende a mantenere bassa la viscosità plastica. Questo perché all'aumentare di tale viscosità peggiora la circolazione del fluido ed aumenta il dispendio di energia (e quindi consumo di carburante delle pompe, usura dei macchinari) riducendosi l'efficienza e i rendimenti degli impianti.

È possibile ridurre la viscosità aggiungendo agenti disgreganti-diluenti (acqua, solventi, diluenti “thinners”) ed è altresì possibile aumentarla aggiungendo agenti viscosizzanti (bentonite, polimeri PAC).

Il gel strength (letteralmente “forza del gel”) rappresenta invece la capacità di trasporto del fango, ovvero la capacità di portare in sospensione i detriti di perforazione.

La struttura che conferisce la caratteristica di gel si sviluppa attraverso l'orientamento delle particelle solide cariche elettricamente e in posizione di equilibrio l'una rispetto all'altra. Il gel è funzione del tempo, della temperatura, della concentrazione e delle forze di attrazione tra le particelle solide in sospensione. Si tratta della caratteristica più rilevante del fango poiché è da tale proprietà (e non dalla viscosità) che dipende l'efficacia del medesimo in relazione alla sua funzione primaria (cioè allontanare i detriti dal foro). Nella perforazione verticale è invece attraverso la velocità di circolazione e la viscosità che si controlla il trasporto del detrito. Il Directional Drilling, viceversa, è caratterizzato da limitate velocità del fluido e, soprattutto, da foro sub-orizzontale (e quindi la sedimentazione avviene nei pochi centimetri tra cielo del foro e fondo del foro): onde evitare il deposito del cutting (Figura 68) è fondamentale che il detrito rimanga in sospensione nel fluido.

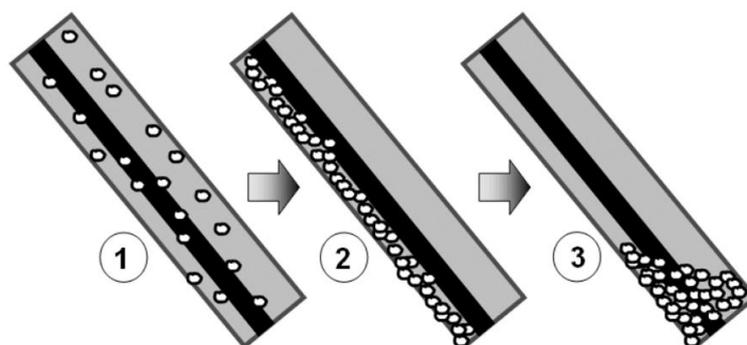


Figura 68 - Sedimentazione del solido: a differenza delle perforazioni verticali, nella H.D.D. il gel strength è la proprietà che previene la sedimentazione del solido. Il caso (1) è quello ideale, caratterizzato da un ottimo valore di gel. Man mano che il gel strength diminuisce si passa ai casi (2) e (3).

Il gel strength si oppone, inoltre, al naturale moto di transizione che porta alla sedimentazione dei solidi in sospensione per effetto della gravità, quando si arresta la circolazione.

Tale proprietà può essere aumentata in varie maniere. Una convinzione errata è quella che un buon trasporto solido sia possibile solo incrementando la viscosità. Questo è in parte vero ma solo perché un cospicuo aumento della viscosità determina un certo incremento del gel strength (essendo in qualche modo legati). Tuttavia l'aggiunta di specifici additivi fa variare significativamente il valore del gel strength senza determinare aumenti significativi della viscosità, a vantaggio di una migliore efficienza della circolazione dei fanghi e del rendimento di tutto l'impianto.

Sia la viscosità che il gel strength devono avere giusti valori: se si eccede si riscontreranno tutta una serie di problemi, quali affaticamento dei gruppi pompanti, frac-out, flusso in regime turbolento, solido abrasivo in sospensione.

Il terzo parametro reologico da rilevare è lo yield point: un alto valore implica un fluido che trasporta cuttings meglio di un fluido di densità simile ma che ha bassi valori di yield point. Il valore di tale parametro può essere abbassato aggiungendo deflocculanti in un fango a base d'argilla e incrementato aggiungendo argilla fresca dispersa o flocculanti, come la calce.

Occorre notare che le proprietà reologiche dei fluidi di perforazione nelle condizioni di pozzo possono essere molto differenti da quelle misurate in condizioni di pressione e temperatura ambiente.

Infatti a profondità elevate (per esempio nel caso di pozzi petroliferi) la pressione esercitata dalla colonna di fango può anche superare valori di 1400 bar, mentre la temperatura dipende dal gradiente geotermico e può essere anche maggiore di 260 °C a fondo foro e in pozzi molto profondi. In queste condizioni i fanghi in profondità possono essere più o meno viscosi

di quello che viene misurato in superficie e, addirittura, un additivo che riduce la viscosità in condizioni di temperatura e superficie può aumentarla in condizioni di fondo pozzo.

Tuttavia, nei calcoli idraulici le proprietà reologiche di un fluido di perforazione vengono considerate indipendenti dalla pressione e temperatura del pozzo e, in molti casi, questa assunzione dà buone approssimazioni.

1. L'imbuto di Marsh

Il viscosimetro di Marsh è un recipiente a forma di imbuto (Figura 69) con dimensioni standardizzate da norme API⁵⁹, il quale mediante una prova convenzionale esegue la misura della viscosità in secondi. In particolare si rileva un parametro che fornisce indicazioni circa la viscosità apparente (da cui si ricava la viscosità effettiva). Il test è molto semplice da eseguire: si rileva il tempo complessivo occorrente per far defluire 1 quarto di gallone di fango (1 quart, cioè circa 946 cm³).

In pratica bisogna agganciare l'imbuto al supporto e posizionarci sotto la caraffa, chiudere l'orifizio dell'imbuto con un dito; si versa il fluido attraverso il setaccio posto sulla bocca del recipiente, permettendo così il filtraggio di eventuali impurità; raggiunto il livello indicato (all'altezza della rete metallica) si toglie il dito e contemporaneamente si aziona il cronometro; la viscosità del fango sarà determinata misurando con un cronometro il tempo di deflusso di 946 cm³ di fango (segnalati da una tacca posta nella caraffa)⁶⁰.

La taratura dello strumento viene effettuata facendo defluire 1 quart di acqua alla temperatura di 21±3°C: il valore di riferimento del tempo di efflusso del suddetto volume è di 26± 0,5 secondi.



Figura 69 - Imbuto di Marsh

⁵⁹ Le dimensioni standard dell'imbuto di Marsh sono le seguenti: diametro della base superiore di 6 in, altezza del tronco di cono di 12 in, base inferiore costituita da un ugello cilindrico di 3/16 in ed altezza 2 in. Si ricorda che 1 inch corrisponde a 2,54 cm. L'imbuto ha una capacità dal fondo della maglia di 1500 cm³.

⁶⁰ Si noti che al termine della prova l'imbuto non si è ancora svuotato del tutto, in quanto il volume di fango che conteneva è maggiore di 946 cm³.

La viscosità di Marsh può essere rilevata rapidamente, ma non permette una grande precisione perché è influenzata dai valori di densità⁶¹ e dalle forze tissotropiche del fango. Il valore ottenuto indica infatti in parte la viscosità effettiva, in funzione del gradiente di velocità in fondo all'orifizio, in parte lo stato di gelificazione del fluido. Tuttavia tale test viene utilizzato perché molto speditivo e una misura frequente della viscosità di Marsh allenterà il *mud engineer* qualora ci fossero improvvisi cambiamenti nella viscosità del fango per poter intraprendere immediatamente le opportune azioni correttive.

La viscosità effettiva può essere determinata con l'imbuto di Marsh attraverso la seguente formula:

$$\mu = \rho \cdot (t - 25)$$

dove:

μ = viscosità efficace (o effettiva) in cP;

ρ = densità in g/cm³;

t = tempo in secondi misurato nel test (o Marsh Fannel Viscosity).

2. Il viscosimetro a rotazione

Il viscosimetro rotazionale è uno strumento che permette di misurare la viscosità e il gel strength dei fluidi di perforazione. In commercio esistono differenti tipologie di viscosimetri rotazionali ma il principio di funzionamento è il medesimo e le misure sono standardizzate da norme API. Vi è, ad esempio, il viscosimetro azionato da un motore elettrico (più adatto per misure di laboratorio) o un'altra tipologia di viscosimetro più speditivo, azionato a mano e che meglio si presta a misurazioni in campo.

Il viscosimetro, mostrato in Figura 70, è costituito da due cilindri coassiali in cui quello esterno ruota a velocità costante sotto l'impulso di un motorino elettrico. Due velocità di rotazione, 300 e 600 RPM, sono disponibili in tutte le tipologie, ma alcuni strumenti hanno 6 velocità differenti o velocità variabili a seconda della casa costruttrice. Il cilindro interno (bob) è collegato ad una molla tarata e viene trascinato in rotazione dal fango contenuto nello spazio anulare dei due cilindri. Attraverso l'entità dello spostamento del bob viene rilevato lo shear stress che verrà mostrato sul quadrante (dial reading).

La procedura per eseguire il test con il viscosimetro rotazionale consiste nelle seguenti operazioni successive: mettere un campione di fango, recentemente agitato, nel recipiente fino alla tacca indicata ed immergere il rotore fino alla linea descritta; le misure in campo dovrebbero essere fatte con un minimo di attesa (circa 5 min) e alla temperatura quanto più vicina

⁶¹ Un fango ad alta densità fluisce dall'imbuto con maggiore rapidità di un fango a bassa densità.

possibile di quella del fluido nel posto di campionamento⁶² (è ammessa una differenza massima di 6 °C); impostare la velocità di rotazione a 600 RPM ed aspettare che il quadrante del viscosimetro segni un valore costante e registrarlo (il tempo richiesto è dipendente dalle caratteristiche del fluido); ridurre successivamente la velocità del rotore a 300 RPM ed aspettare nuovamente che il quadrante dia un valore costante per registrarlo.

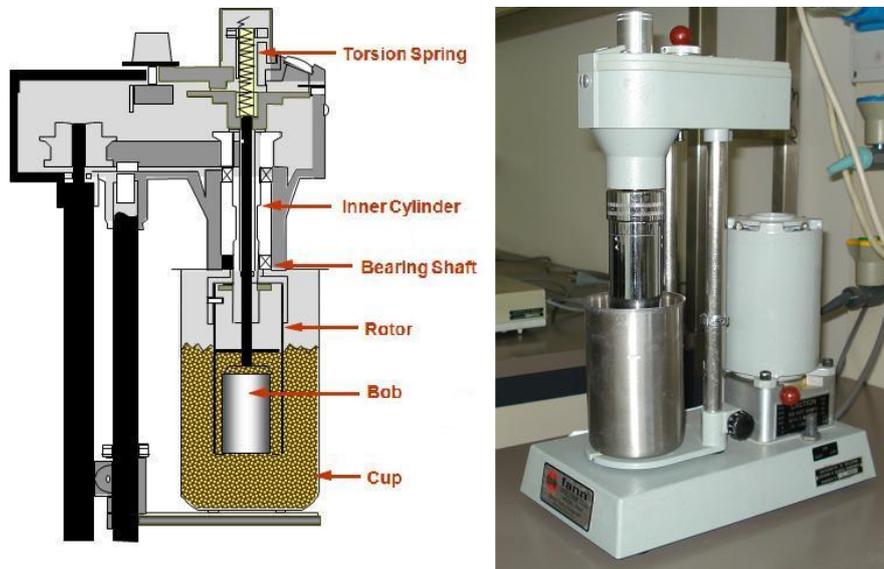


Figura 70 - Viscosimetro rotazionale

A questo punto si possono determinare una serie di parametri come la viscosità plastica (PV o μ_p), lo yield point (YP), la viscosità apparente (AV o μ_A) e la viscosità effettiva (EV):

$$PV (cP) = 600 \text{ RPM Dial Reading} - 300 \text{ RPM Dial Reading}$$

$$YP \left(\frac{lb}{100 ft^2} \right) = 300 \text{ RPM Dial Reading} - PV (cP)$$

$$AV (cP) = \frac{600 \text{ RPM Dial Reading}}{2}$$

$$EV (cP) = \frac{300 \cdot \text{Dial Reading}}{RPM}$$

A proposito delle unità di misura, si ricorda che:

⁶² La temperatura massima ammessa per l'esecuzione di questo test è di 90 °C. Se il fluido viene testato al di sopra di tale temperatura potrebbe causare l'esplosione del bob.

$$1 \text{ cP} = 10^{-3} \text{ Pa} \cdot \text{s}$$

$$1 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2 = 0,48 \text{ Pa}$$

La viscosità plastica varia in funzione della concentrazione dei solidi in sospensione, della dimensione e forma delle particelle solide in sospensione e della viscosità intrinseca della fase fluida. I fattori che ne determinano l'incremento sono l'idratazione dei solidi (argilla), la percentuale dei solidi inerti (quali sabbia, limi, ecc.), i polimeri (amidi, cellulosa), il frazionamento delle particelle solide (cioè, l'aumento della superficie) e il peso specifico dei solidi. Viceversa, fattori che determinano il decremento della viscosità plastica consistono nella rimozione dei solidi attraverso lo shale shaker (vibrovaglio), il D-sanders, il D-silters, le centrifughe oppure attraverso la diminuzione del gel strength o mediante la diluizione con acqua.

Valori raccomandati della viscosità plastica in funzione della densità del fluido sono indicati in Figura 71.

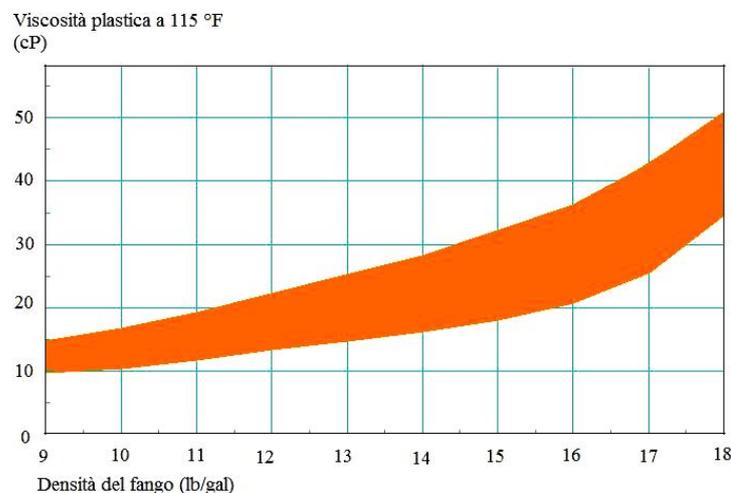


Figura 71 - Il valore della viscosità plastica, al variare della densità, dovrebbe mantenersi all'interno della fascia indicata; Nota: 115 °F \approx 46 °C, 1 lb/gal \approx 0,12 kg/l

Per quel che riguarda lo yield point (che indica la resistenza al flusso) i fattori che ne influenzano i valori sono: tipo di solidi e carica associata (attrazione o repulsione), concentrazione dei solidi in sospensione e sali disciolti in soluzione. I fattori che ne determinano l'incremento sono: il grado di idratazione dell'argilla e contenuto di solidi reattivi, l'insufficiente concentrazione dei deflocculanti, alte concentrazioni di soda ash (o carbonato sodico) e alta concentrazione di solido inerte (Barite⁶³). Viceversa, i valori che ne determinano il decremento sono la presenza di

⁶³ La Barite provoca un aumento delle forze attrattive che, a sua volta causa, l'aumento dello yield point.

agenti disgreganti, solfati e lignosulfonati o la presenza di agenti contaminanti⁶⁴ (quali sali, cemento, gas acidi, ecc.).

Viscosità plastica e yield point sono parametri correlati, ma è possibile modificare o l'uno o l'altro. Per esempio se si volesse ridurre lo yield point (senza modificare la viscosità plastica) si potrebbero immettere nella miscela fluida agenti deflocculanti; se si volesse, invece, ridurre la viscosità plastica (senza modificare lo yield point) si potrebbe aggiungere dell'acqua fresca oppure si potrebbe sfruttare l'equipaggiamento per il controllo dei solidi in sospensione.

Attraverso il viscosimetro rotazionale è possibile determinare il valore del gel strength mediante le seguenti operazioni: dopo aver fatto riposare per 10 secondi il fluido campionato si pone in rotazione a 6 RPM (o 3 RPM, per misurazioni più accurate); la massima deviazione dell'indice ottenuta prima che si verifichi la rottura dello strato tissotropico restituisce direttamente la forza del gel (*initial gel*) espressa in lb/100ft²; la misura viene ripetuta, ma dopo aver aspettato 10 minuti, ottenendo un altro valore della forza del gel (*10-minute gel*).

3. Lo shearometer o rheometer

L'esperienza ha dimostrato che alcuni tipi di fluidi tendono a sviluppare eccessiva forza di gel in condizioni statiche, specialmente ad elevate temperature. Ciò può causare, con pompe ad alta pressione, difficoltà generali nelle operazioni fondo foro. Attraverso il seguente test, effettuato mediante lo shearometer, si può misurare questa tendenza e stimare quanto è eccessiva la forza del gel. Esso può eseguirsi alla temperatura in cui si trova il fango nelle vicinanze del Bit e alla pressione corrispondente (mediante apposite celle).

Lo shearometer (Figura 72), che ha misure stabilite dalle norme API, consiste di un contenitore (entro cui viene versato il fango) dotato di un'asticella graduata che emerge dal fondo. Un cilindro metallico di circa un pollice di diametro (25,4 mm) e del peso di 5 grammi, viene immerso verticalmente sulla superficie del fango lungo l'asticella graduata. Il cilindro affonda, per effetto del suo peso, sino ad un livello che dipenderà dal gel strength del fango. La lettura, eseguita



Figura 72 - Rheometer

⁶⁴ Alcuni contaminanti neutralizzano le cariche dell'argilla provocando la deflocculazione.

ad intervalli di tempo di 1 minuto e 10 minuti, verrà fatta direttamente sull'asticella graduata e fornisce rispettivamente il valore *initial gel strength* e *10-minute gel strength* in $lb/100 ft^2$.

6.4 - Il contenuto in sabbia

Con contenuto in sabbia di un fluido di perforazione si intende la percentuale in volume delle particelle che hanno diametro maggiore o uguale a 74 micron.

Determinare il contenuto in sabbia è di fondamentale importanza perché essa è la causa innumerevoli problemi. La sabbia, infatti, è abrasiva e può consumare rapidamente tutti gli organi del sistema di circolazione dei fanghi. Un alto contenuto in sabbia contribuisce altresì all'ispessimento del pannello. Inoltre, l'eccessivo peso del fango a causa del contenuto in sabbia può indurre perdita di circolazione e intasamento del canale anulare.

Per tali motivi occorre limitare il contenuto di sabbia (riportato come percentuale in volume) al valore più basso possibile ($\leq 1\%$). Per misurare tale parametro si utilizza il sabbimetro (o *sand content kit*, illustrato in Figura 73): esso comprende una provetta conica graduata (0÷20%), un imbuto, un filtro con rete a 200 mesh (74 μm) e un flacone dosatore.

La prova consiste nel riempire con fango la provetta sino al primo livello; si aggiunge acqua con il flacone dosatore sino al secondo livello indicato sulla provetta stessa; si ottura col pollice la bocca della provetta e si agita energicamente in modo da diluire il fango; si versa quindi il contenuto della provetta attraverso il filtro, avendo cura di sciacquare la provetta con acqua pulita; si pone quindi l'imbuto sulla provetta lavata e su di esso si dispone il filtro rovesciato, in modo che tutte le parti sabbiose trattenute cadano nella provetta; lavando il filtro con acqua pulita si fa scendere tutta la sabbia nella provetta, facendola decantare; il contenuto percentuale volumetrico in sabbia del fango esaminato si leggerà direttamente sulla gradazione della provetta⁶⁵.

Ovviamente, tale prova non ha senso eseguirla con nuovo fluido di perforazione: si farà con il fango riciclato che si reimmette nel foro.



Figura 73 - Sand content kit

⁶⁵ Si noti che il valore letto comprende anche lo spazio vuoto tra i grani.

6.5 - Il filtrato e il pannello

Una delle componenti principali del fango è costituita dall'acqua. Essa viene in parte conglobata dalle sostanze colloidali, in parte dai grani che ne trattengono un sottile velo in superficie e in parte è presente allo stato libero. L'esistenza dell'acqua libera è una esigenza legata alla circolazione: essa mantiene il fango nello stato fluido e limita, quindi, la richiesta di potenza alle pompe.

L'acqua libera può essere separata facilmente dal resto del fango. Ciò avviene normalmente all'interno del pozzo dove, per effetto delle pressioni, l'acqua filtra attraverso le formazioni più porose lasciandosi alle "spalle", lungo la parete interna del canale, uno strato solido detto *pannello* (o *filter cake*). Quest'ultimo è costituito dalla fase solida più fine e colloidale del fango. Il *filtrato* è invece la quantità di fase fluida del fango che riesce ad infiltrarsi nella formazione (Figura 74).

In laboratorio questo fenomeno è riprodotto e studiato per mezzo della filtropressa, designata dalle raccomandazioni API (Figura 75).

Essa è costituita da un telaio, sul quale viene alloggiato un contenitore cilindrico munito superiormente di un'apposita vite di blocco ed inferiormente di un tubicino che lo collega ad un cilindretto graduato. Il contenitore, a sua volta, è costituito dal basso verso l'alto dai seguenti elementi: un basamento nel quale è inserito il tubicino, una guarnizione in gomma, una rete metallica, una carta da filtro, una seconda guarnizione, una cella, una terza guarnizione e un coperchio. In Figura 76 è mostrato un particolare esploso di tale strumento.

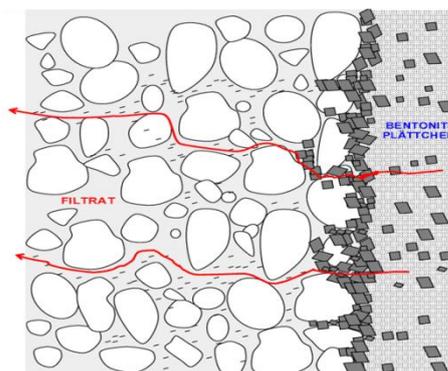


Figura 74 - Filtrato e pannello



Figura 75 - Filtropressa

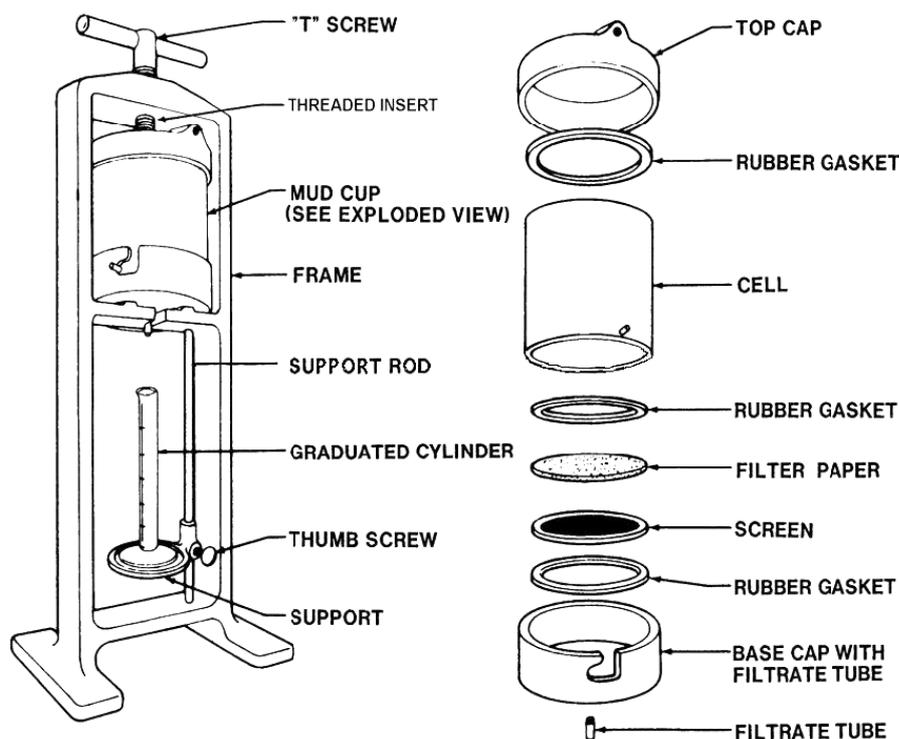


Figura 76 - Vista esplosa del mud cup della filtropressa

La prova si esegue mediante le seguenti operazioni successive: si versa il fango nell'apposito recipiente metallico, tenendo chiuso con un dito il forellino inferiore; si riempie sino a circa un centimetro dal bordo per permettere l'espansione; all'interno della cella è situata una rete metallica a tessitura minuta sulla quale, inserendo una carta da filtro, si viene a formare il pannello; la cella viene posta ad una pressione di circa 7 atmosfere (100 psi) attraverso una cartuccia di gas compresso (normalmente CO_2), per una durata di 30 minuti; nell'istante in cui si sottopone il provino a pressione si avvia anche il cronometro; si effettuano due letture dei millilitri d'acqua che, uscendo dal tubicino, si raccolgono nel cilindro: rispettivamente a 7,5 minuti e 30 minuti; infine, si apre la cella per estrarre il filtro e, dopo averlo lavato delicatamente (rimuovendo il fango in eccesso), si rileva lo spessore del pannello in millimetri (Figura 77). In genere un buon pannello ha uno spessore di circa 1,5 mm.



Figura 77 - Pannello che si forma sul filtro

Bassi volumi di filtrato indicano in genere un pannello sottile e viscoelastico: a tal fine è bene mantenere il volume al di sotto dei 15 ml. È preferibile avere un pannello sottile, resistente e impermeabile.

Il filtrato è funzione di una serie di variabili, quali: la superficie filtrante, la natura del fango, la pressione, il tempo di filtrazione e la temperatura. Perciò, per casi particolari, esistono test che sono eseguiti ad alta temperatura e ad alte pressioni. Il filtrato dipende particolarmente dalla qualità superficie del setto poroso e diminuisce al migliorare delle qualità colloidali del fango.

La conoscenza della quantità dell'acqua libera e del relativo pannello che si viene a formare sulla carta da filtro è utile per migliorare le condizioni di perforazione. Infatti, un fango che dia un pannello troppo sottile può causare una eccessiva perdita di fluido attraverso le pareti del tunnel; d'altra parte un pannello di notevole spessore può impedire l'introduzione dello scalpello nel pozzo o bloccare la batteria. Il fango più indicato, quindi, è quello che forma un pannello sottile a bassa permeabilità e sufficientemente resistente alle pressioni che si verificheranno sul posto di lavoro.

Il filtrato, invece, se è eccessivo può dar luogo a diversi inconvenienti:

- il pannello può diventare così spesso da provocare un restringimento notevole del pozzo e tale da provocare il blocco della batteria di aste;
- l'acqua che entra nella formazione può provocare il franamento della parete del foro con possibile presa della batteria.

Per la riduzione dell'acqua libera si possono usare due sostanze: CMC (carbossimetilcellulosa o sale sodico) e amido.

Bentonite e/o PAC (cellulosa polianionica) sono invece prodotti che agiscono da controllo per le perdite di fluido nelle formazioni non-consolidate e incoerenti.

6.6 - Il controllo del pH

Il controllo del pH è di fondamentale importanza per i fluidi di perforazione. L'interazione con l'argilla, la solubilità di vari componenti o contaminanti e l'efficacia degli additivi dipendono dal pH così come il controllo dei processi di corrosione acida.

Il termine pH indica il logaritmo negativo dell'attività dello ione idrogeno $[H^+]$ in soluzioni acquose⁶⁶: $pH = -\log_{10}[H^+]$.

⁶⁶ Attività e concentrazioni sono termini coincidenti per le soluzioni diluite. Per l'acqua distillata a 24 °C, l'attività dello ione idrogeno è 10^{-7} moli/litro e il pH=7. Tale sistema è detto neutro poiché l'attività dello ione idrossido $[OH^-]$ è anche 10^{-7} moli/litro. In un sistema acquoso a 24 °C il prodotto ionico $[H^+]\cdot[OH^-]$ vale 10^{-14} (costante). Conseguentemente un incremento in $[H^+]$ denota un decremento in $[OH^-]$.

Soluzioni con pH minori di 7 sono definite acide, mentre soluzioni con pH maggiori di 7 sono dette basiche.

Per misurare il pH si utilizzano le cosiddette pH strips (Figura 78), che danno il valore dell'acidità o della basicità a seconda del colore segnato dalla cartina a contatto col fango. Sebbene questo sia il metodo più utilizzato, non è tuttavia quello raccomandato. Per misurazioni più accurate e affidabili (e soprattutto quando si ha a che fare con fanghi complessi) dovrebbe utilizzarsi l'elettrodo in vetro (Figura 79).



Figura 78 - pH strips



Figura 79 - Elettrodo in vetro

Il controllo del pH nei fluidi di perforazione deve garantire che si abbia un ambiente basico: a meno che non si perfori in argille reattive, valori ideali del pH dovrebbero attestarsi attorno a $8,5 \div 9,5$. Se questo controllo risultasse negativo (ovvero ambiente acido) è probabile la presenza di calcio.

Se il pH ha valore più basso di quello ideale, occorrerebbe aggiungere soda ash (carbonato di sodio) per correggerne il valore; viceversa se il pH ha valore più alto di quello ideale bisognerebbe aggiungere bicarbonato di sodio.

6.7 - Le analisi chimiche all'acqua fresca: la durezza totale (calcio)

Naturalmente, poiché l'acqua di miscelazione è un ingrediente fondamentale del fluido di perforazione, i controlli chimici sull'acqua sono indispensabili. Tra queste ricordiamo quelle che fanno riferimento alla durezza totale dell'acqua (o del filtrato), dovuta principalmente alla presenza di sali di calcio e magnesio disciolti. In molti casi in cantiere è disponibile acqua piuttosto dura e ne conseguirebbe un fluido di perforazione con un yield basso e un gel piuttosto forte. Inoltre la presenza di calcio in acqua ritarda l'idratazione della bentonite e dei polimeri.

La durezza totale (misurata in ppm o mg/l) viene rilevata con delle strisce (mostrate in Figura 80). Tali strisce forniscono il valore del contenuto di Calcio in gradi inglesi: le corrispondenze sono indicate in Tabella 17.

Tabella 17- Corrispondenza tra gradi inglesi e mg/l Ca

°e	mg/l Ca	qualità dell'acqua
<9	<50	leggera
9÷17,5	50÷100	moderatamente dura
17,5÷26	100÷150	dura
>26	>150	molto dura



Figura 80 - Test durezza totale

Il contenuto di Calcio non deve risultare maggiore di 240 mg/l, ma comunque è bene sia ≤ 150 mg/l. Se così non fosse, è possibile pretrattare l'acqua di miscelazione aggiungendo soda ash (carbonato di sodio). Generalmente però, quando c'è la possibilità di due o più scelte di sorgente d'acqua è sufficiente fare un semplice test per poter preferire quella meno dura.

Un cenno merita infine, il contenuto di cloruri: se si riscontrano alte concentrazioni (oltre 500 ppm per acqua di mare o oltre 100-120 ppm per acqua dolce) occorre sostituire l'adduzione di fonte fresca.

*CAPITOLO SETTIMO***ANALISI DI LABORATORIO
ED ESPERIENZE DI CANTIERE****7.1 - Test di laboratorio per la caratterizzazione di alcuni fluidi di perforazione a base d'acqua**

Si eseguono alcuni test in laboratorio sui principali fluidi di perforazione utilizzati nella trivellazione orizzontale controllata nel caso di suoli non coesivi. Due di essi saranno utilizzati in due perforazioni e testati direttamente in cantiere per verificare il riscontro dei dati ottenuti in laboratorio. I test sono eseguiti secondo le normali procedure raccomandate dalle norme API⁶⁷.

Si caratterizzeranno, evidenziando le differenze, due miscele base costituite da:

- acqua e bentonite sodica pura;
- acqua e bentonite sodica pretrattata (prodotto *ready mix*).

Successivamente si faranno alcune prove con:

- acqua (senza bentonite) e principali polimeri utilizzati nel settore H.D.D., risaltando le proprietà per cui essi si caratterizzano; dopodiché si esamineranno miscele bentonitiche aggiungendo diverse dosi di alcuni viscosizzanti e/o gelificanti per esaminare come e quali proprietà variano.

Infine sarà testata una miscela innovativa, costituita da:

- bentonite sodica e modificatore reologico (DRILPLEX HDD[®]).

Si metteranno altresì a confronto tutti i risultati, ottenendo così diversi grafici che prendono in esame le principali caratteristiche che dovrebbe possedere un buon fluido.

Si caratterizzeranno dette miscele fluide, misurando:

- densità,
- viscosità di Marsh,
- viscosità apparente, viscosità plastica e yield point,
- initial gel e 10-minute gel,

⁶⁷ API Recommended practice 13B-1, Third Edition, December 2003 ed ANSI/API Specification 13A, Seventeenth Edition, November 2006.

- filtrato e pannello.

7.1.1 - Confronto tra due fluidi ottenuti con due bentoniti sodiche: pura e pretrattata (ready mix)

Si vogliono caratterizzare in primo luogo due miscele bentonitiche a base d'acqua. La bentonite in esame proviene dal Wyoming (USA) e contiene percentuali di ioni Calcio (40%) e Sodio (60%) che conferiscono le proprietà gradite.

Si utilizza, per la prima miscela, bentonite sodica pura⁶⁸ (MAX GEL®); mentre per l'altra miscela si utilizza bentonite sodica pretrattata con alcuni polimeri⁶⁹ (MAX BORE®).

Per la preparazione dei due campioni occorre fare in primo luogo le analisi all'acqua fresca (Figura 81): essa mostra un pH neutro ed una durezza eccessiva:

$pH = 7$;

Durezza totale > 30 °e.

Poiché l'acqua deve avere un pH leggermente basico e una durezza contenuta si è provato prima a trattare l'acqua con 0,5 g/l di carbonato di sodio (soda ash), miscelandola per qualche minuto in un apposito agitatore (Figura 82). Tuttavia la durezza totale misurata risulta ancora eccessivamente alta:

$pH = 10$;

Durezza totale > 30 °e.



Figura 81 - Analisi all'acqua fresca: pH e Durezza Totale



Figura 82 - Miscelazione di tap water, acqua distillata e soda ash per circa 2 min

⁶⁸ Definirla “pura” non è proprio corretto in quanto è miscelata comunque con speciali extenders che ne incrementano la viscosità rispetto alla normale bentonite del Wyoming.

⁶⁹ È costituita da una mix di prodotti che conferiscono in un'unica confezione alta capacità di sospensione, stabilità del foro e buon controllo del filtrato, riducendo quindi gli additivi richiesti per confezionare il fluido di perforazione.

Pertanto si è aggiunta alla *tap water* disponibile in laboratorio, oltre il carbonato di sodio, dell'acqua distillata (con pH leggermente acido e durezza nulla) nelle seguenti proporzioni:

0,75 l di tap water + 0,75 l di acqua distillata + 0,75 g di soda ash.

In questo caso le misure risultavano ottimali:

$pH = 9$

Durezza totale = 12 °e.

Questa costituirà, pertanto, la *make-up water* di base per tutti i campioni di fluido che si faranno d'ora in avanti.

Come mostrato in Figura 83, con l'aiuto di una bilancia elettronica si preparano, per questo primo test, due set di campioni (MAX GEL® e MAX BORE®), contenenti ciascuno 4 diversi dosaggi⁷⁰ elencati in Tabella 18.

Tabella 18 - Dosaggi dei vari campioni di bentonite

MAX GEL®	MAX BORE®
a) 25 kg/m ³	a') 20 kg/m ³
b) 35 kg/m ³	b') 30 kg/m ³
c) 45 kg/m ³	c') 35 kg/m ³
d) 50 kg/m ³	d') 40 kg/m ³

A questo punto occorre miscelare i campioni di bentonite con la *make-up water* attraverso l'agitatore mostrato in Figura 84. Si lascia quindi il fluido in agitazione per 10 min e, successivamente, si fa maturare per circa 5 minuti prima di iniziare le prove.

Per ogni campione si è preparato 1,5 litri di fluido di perforazione, che è la quantità minima per poter eseguire il



Figura 83 - Preparazione di 4 campioni di MAX GEL® e 4 campioni di MAX BORE® con differenti dosaggi



Figura 84 - Per la preparazione del fluido occorre miscelare la bentonite alla *make-up water* attraverso l'agitatore per 10 minuti.

⁷⁰ I dosaggi dei campioni da esaminare sono stati scelti sulla base di quelli consigliati dalle schede tecniche dei prodotti Mi-Swaco.

test all'imbuto di Marsh.

Per ciascun set e per ogni campione si sono fatte le seguenti misure: densità (con la mud balance, Figura 85); viscosità di Marsh (attraverso l'imbuto, Figura 86); viscosità plastica, viscosità apparente, yield point, initial gel e 10-minute gel (con il viscosimetro rotazionale, Figura 87); filtrato e pannello (con la filtropressa Figura 88).



Figura 85 - Mud balance

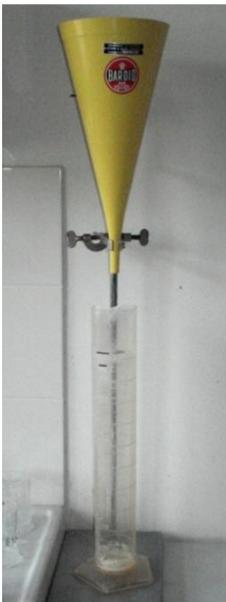


Figura 86 - Imbuto di Marsh



Figura 87 - Viscosimetro rotazionale



Figura 88 - Filtropressa

I dati ottenuti col primo set di campioni di MAX GEL[®] sono riassunti in Tabella 19, mentre quelli ottenuti con il secondo set di MAX BORE[®] sono riassunti in Tabella 20.

Tabella 19 - Dati ottenuti col primo set di campioni

MAX GEL®		Dose, g/l = kg/m³	25	35	45	50
<i>Mud balance</i>	Densità, g/cm ³		1,015	1,015	1,02	1,02
<i>Imbuto Marsh</i>	MFV, s		33	43	59	1920
<i>Reometro</i>	600 RPM		15	31	50	78,7
	300 RPM		11,5	25	43,4	72
	200 RPM		10	23	41,5	70
	100 RPM		8	20	38	64
	6 RPM	immediata	5,5	15,5	30	52
		attesa 10 s: <i>initial gel</i> , lb/100ft ²	10	20	32	56
	3 RPM	immediata	5	14,5	28	49,5
		attesa 10 s: <i>initial gel</i> , lb/100ft ²	8,5	17,5	27,5	44
		attesa 10 min: <i>10-minute gel</i> , lb/100ft ²	10	18	28	46
	<i>Valori calcolati</i>	<i>PV</i> , cP	3,5	6	6,6	6,7
<i>YP</i> , lb/100ft ²		8	19	38,8	65,3	
<i>AV</i> , cP		7,5	15,5	25	39,35	
<i>Filtropressa</i>	Filtrato, ml	7,5 min	25	16	15	10
		30 min (totale)	47	31	27	21,5
	Pannello, mm		2,18	2,19	2,18	2,84

Tabella 20 - Dati ottenuti col secondo set di campioni

MAX BORE®		Dose, g/l = kg/m³	20	30	35	40
<i>Mud balance</i>	Densità, g/cm ³		1,01	1,015	1,015	1,02
<i>Imbuto Marsh</i>	MFV, s		33	45	58	110
<i>Reometro</i>	600 RPM		17	42	52	71
	300 RPM		12	32	40,5	59
	200 RPM		10	28	36,5	53
	100 RPM		7,5	23	31	46,5
	6 RPM	immediata	3,5	13	19	31
		attesa 10 s: <i>initial gel</i> , lb/100ft ²	6	15	22	32
	3 RPM	immediata	3	11,5	17	28
		attesa 10 s: <i>initial gel</i> , lb/100ft ²	5	12,5	17,5	19
		attesa 10 min: <i>10-minute gel</i> , lb/100ft ²	6,5	14	25	26
	<i>Valori calcolati</i>	<i>PV</i> , cP	5	10	11,5	12
<i>YP</i> , lb/100ft ²		7	22	29	47	
<i>AV</i> , cP		8,5	21	26	35,5	
<i>Filtropressa</i>	Filtrato, ml	7,5 min	11,5	10	8	7,5
		30 min (totale)	24	19,5	16,5	15,5
	Pannello, mm		1,2	1,55	1,66	1,7

Dai dati ricavati si evince immediatamente come il MAX BORE[®] sia più performante del MAX GEL[®] a parità di dosaggio utilizzato. Infatti, considerando il dosaggio a 35 kg/m³ per entrambi i campioni, si vede che il primo ha migliori valori di viscosità di Marsh, gel, viscosità plastica, viscosità apparente, yield point, filtrato e spessore del pannello.

A parità di dosaggio, nel caso di MAX BORE[®] è dimostrato pertanto che occorrono minori quantitativi di eventuali polimeri da aggiungere; viceversa, per la produzione di un fluido di perforazione con eguali caratteristiche servirono minori quantitativi di MAX BORE[®].

L'interpolazione dei punti ottenuti con il viscosimetro rotazionale (ottenuti alle velocità di 600, 300, 200, 100, 6 e 3 RPM) fornisce direttamente la curva di consistenza (simile alla curva di Bingham). Due esempi di tali interpolazioni sono illustrati nel grafico di Figura 89: anche qui si evince che a parità di dosaggio considerato, il MAX BORE[®] raggiunge performance migliori.

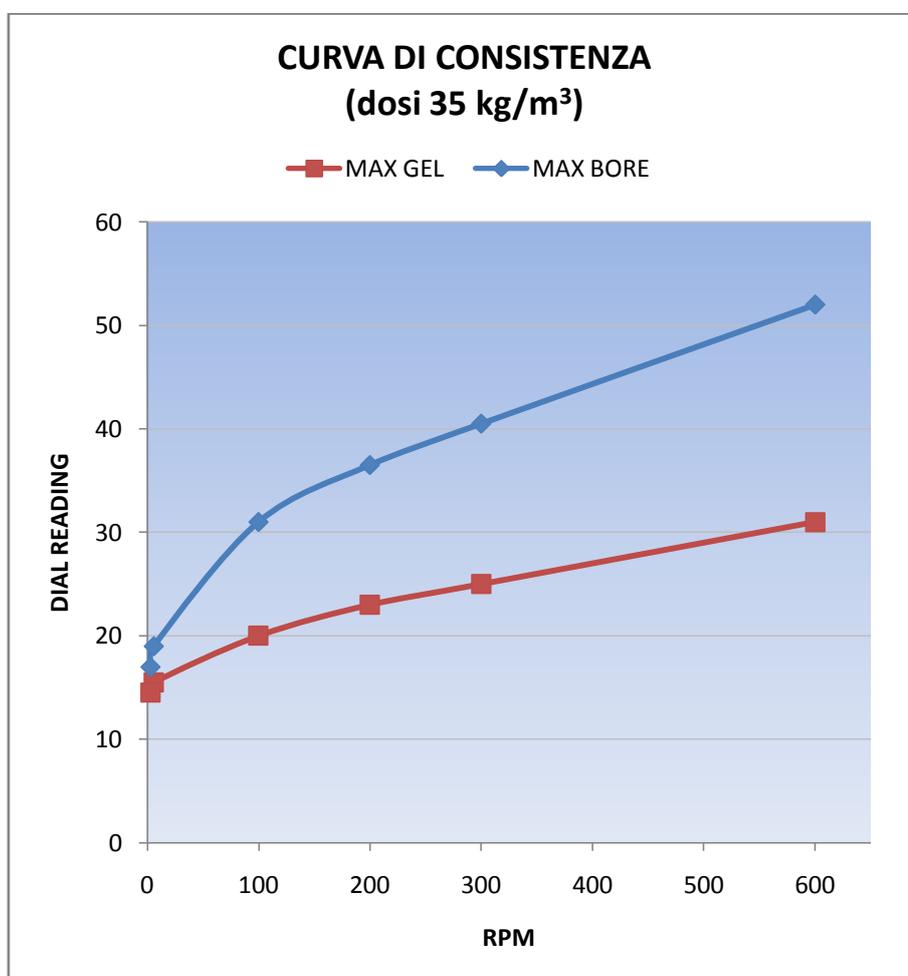


Figura 89 - Curva di consistenza e confronto tra i due prodotti a parità di dosaggio

A parità di prodotto considerato, invece, la curva di consistenza varia con la quantità di bentonite immessa: man mano che il dosaggio aumenta si osserva uno spostamento verso l'alto della curva. Le Figure 90 e 91 mostrano la variazione della curva di consistenza all'aumentare del dosaggio.

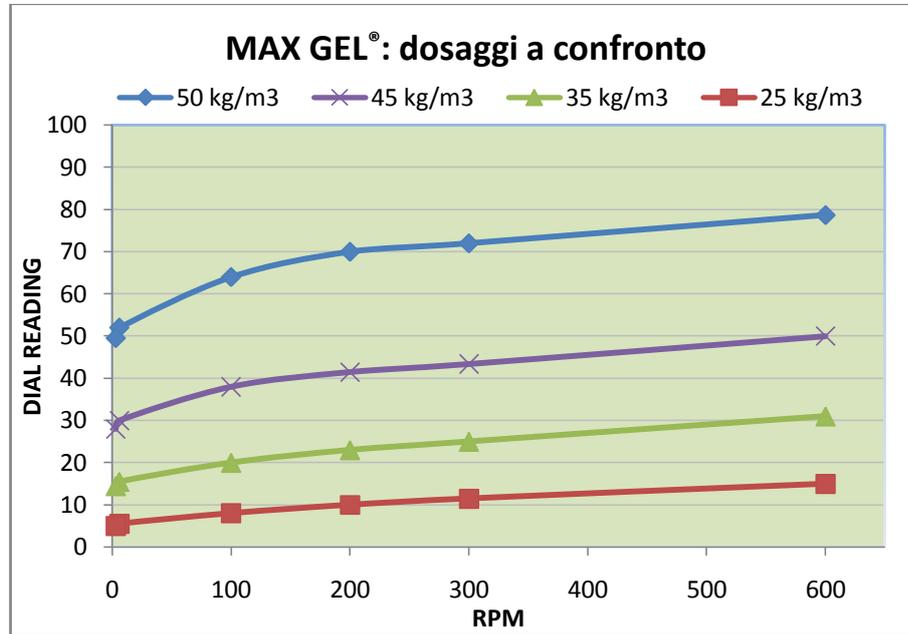


Figura 90 - Aumentando il dosaggio di MAX GEL® la curva di consistenza si sposta verso l'alto

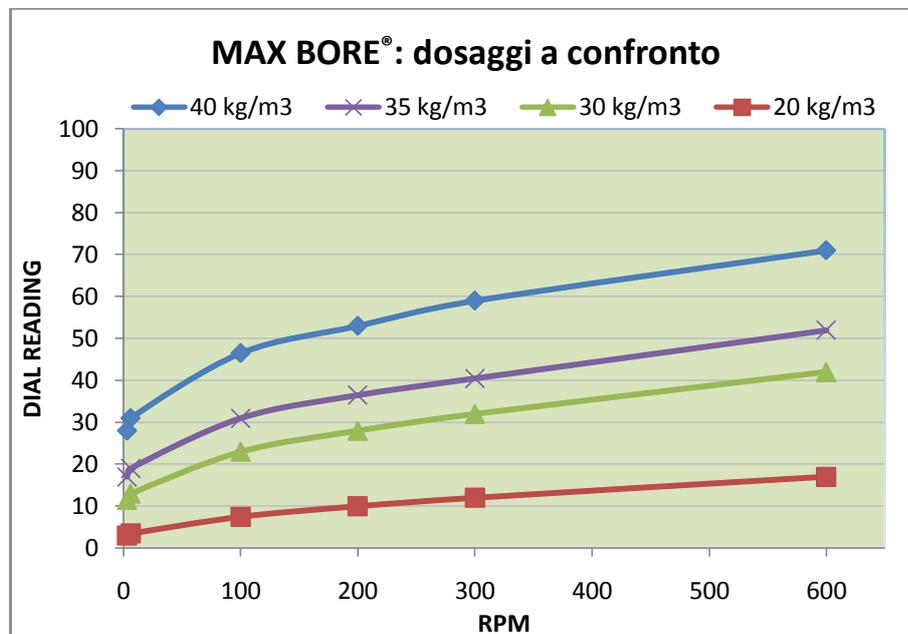


Figura 91 - Aumentando il dosaggio di MAX BORE® la curva di consistenza si sposta verso l'alto

Sempre a parità di prodotto considerato, all'aumentare del dosaggio si osserva un aumento della viscosità plastica, della viscosità apparente e della viscosità di Marsh. Tuttavia sembra che ci siano relazioni più che proporzionali tra le diverse viscosità: infatti, all'aumentare del dosaggio, la viscosità plastica varia meno rispetto alla viscosità apparente e (soprattutto) rispetto alla viscosità di Marsh. Le Figure 92 e 93 illustrano tali variazioni per il MAX GEL[®] e per il MAX BORE[®].

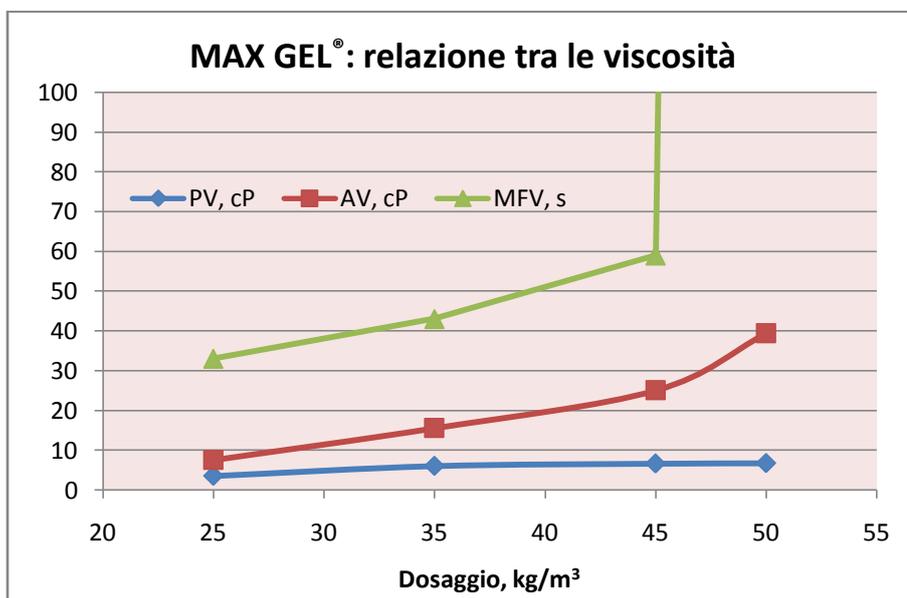


Figura 92 - Variazione della viscosità plastica (PV), apparente (AV) e di Marsh (MFV) all'aumentare del dosaggio

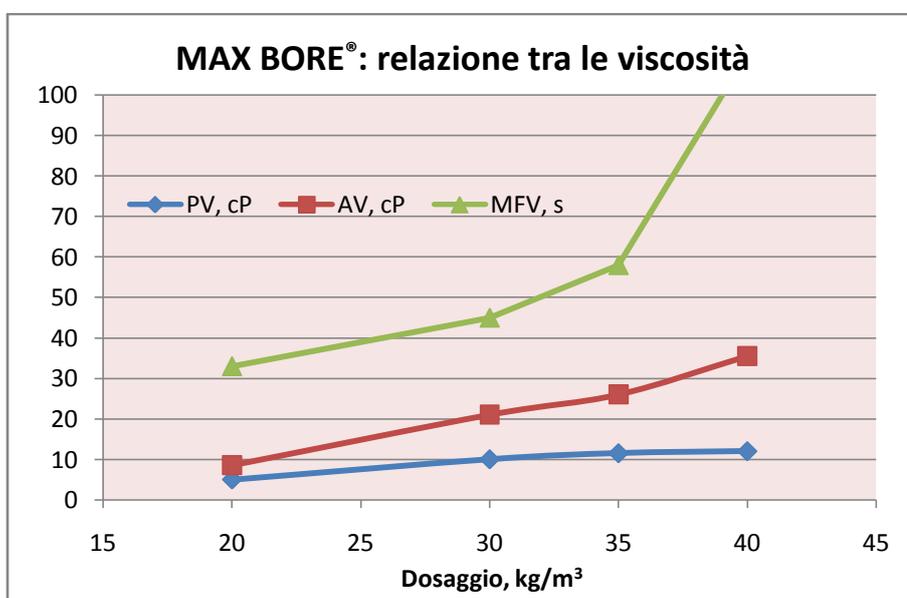


Figura 93 - Variazione della viscosità plastica (PV), apparente (AV) e di Marsh (MFV) all'aumentare del dosaggio

Le curve mostrate nelle Figure 94 e 95 sintetizzano invece le variazioni dei principali parametri reologici all'aumentare dei dosaggi di MAX GEL[®] o di MAX BORE[®].

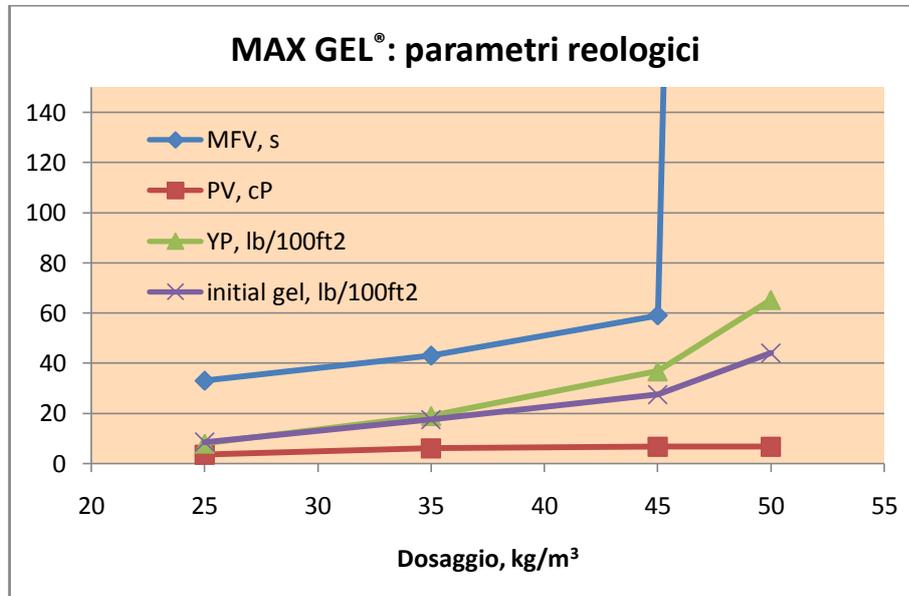


Figura 94 - Variazione dei parametri reologici al variare del dosaggio di MAX GEL[®]

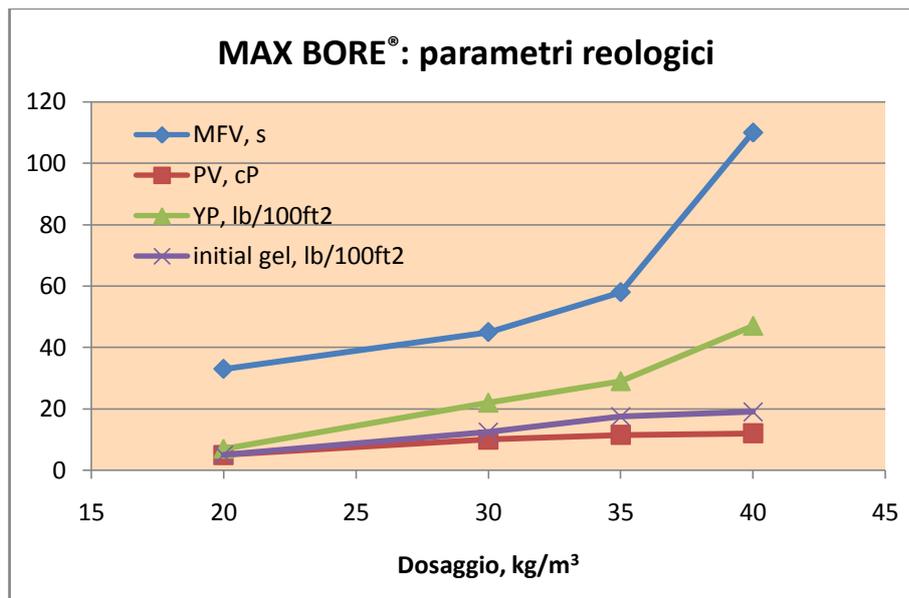


Figura 95 - Variazione dei parametri reologici al variare del dosaggio di MAX BORE[®]

Infine per quel che riguarda il test alla filtropressa, nelle Figure 96 e 97 si osserva che, per ciascun prodotto, man mano che il dosaggio aumenta, il pannello subisce un lieve aumento mentre il filtrato cala drasticamente. Si

noti in particolare, per il dosaggio di confronto tra i due prodotti (35 kg/m^3), come nel caso di MAX BORE[®] il filtrato è dimezzato e il pannello è più sottile.

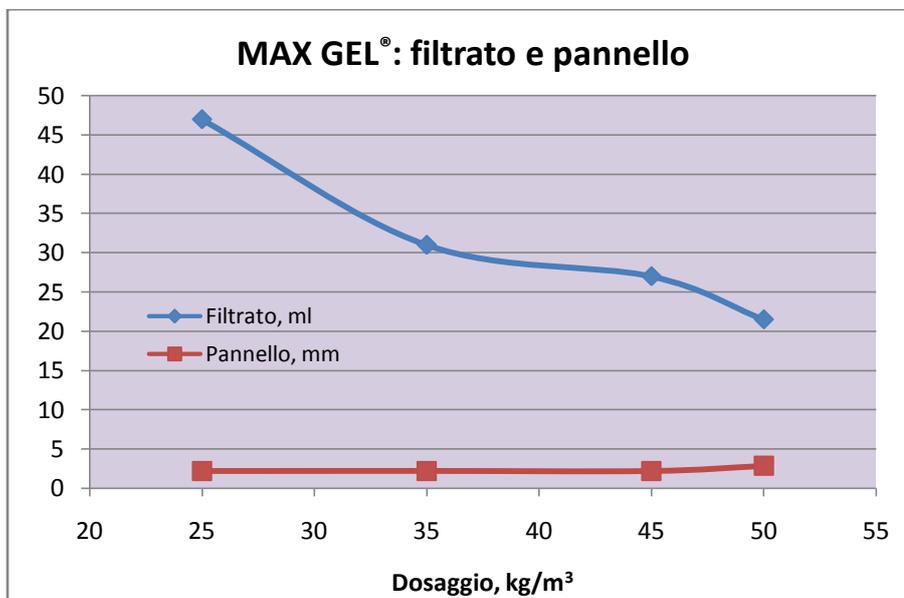


Figura 96 - Variazione dei dati ottenuti alla filtropressa con l'aumentare del dosaggio

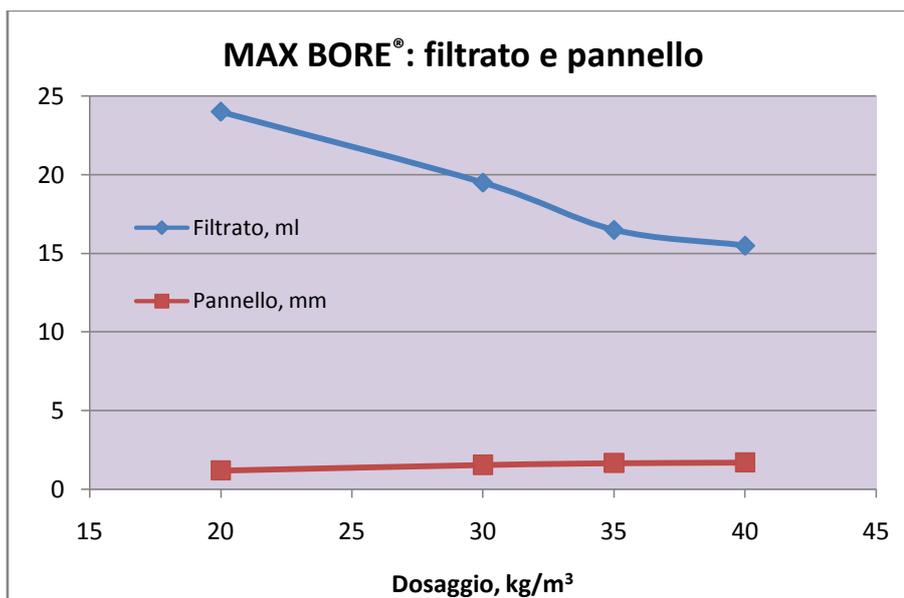


Figura 97 - Variazione dei dati ottenuti alla filtropressa con l'aumentare del dosaggio

Per il campione contenente 25 kg/m^3 di MAX GEL[®] e dopo un periodo di riposo pari a 16÷18 ore, si osserva separazione tra fluido e acqua come mostrato il Figura 98. Tale fenomeno è dovuto al fatto che non vi è

abbastanza bentonite rispetto al quantitativo di *make-up water*, infatti nei dosaggi superiori non si osserva questo fenomeno. Lo stesso fenomeno è stato osservato nel MAX BORE[®] da 20 kg/m³.

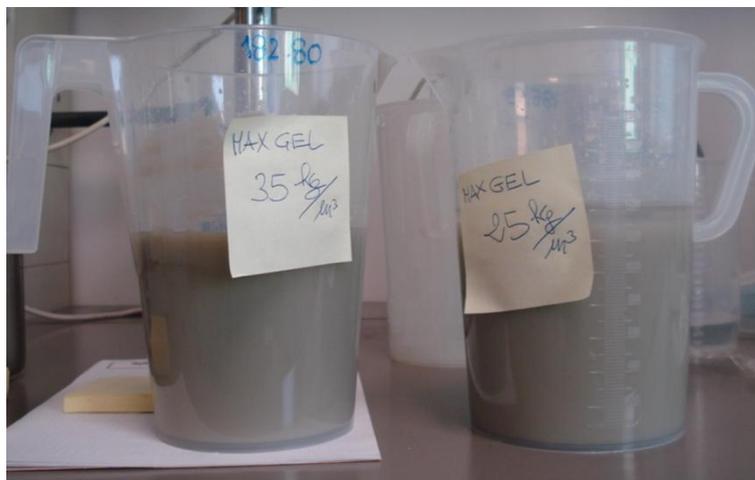


Figura 98 - Separazione di acqua dal resto del fluido nel campione di MAX GEL[®] a destra

7.1.2 - Confronto tra alcuni polimeri che esaltano le proprietà reologiche della miscela

In questa fase si eseguono test all'imbuto di Marsh e al viscosimetro rotazionale al fine di verificare come e quali proprietà reologiche influenzano alcuni polimeri ampiamente utilizzati nel settore H.D.D.

La miscela da analizzare è costituita semplicemente da acqua (o meglio dalla *make-up water*⁷¹) e polimeri, senza bentonite.

Per l'esecuzione di questo test si sono prese in considerazione 3 tipi principali di polimeri:

- Xanthan Gum (DUO TEC[®]), che incrementa la viscosità e il gel;
- Cellulosa Polianionica (PAC R[®]), che incrementa la viscosità;
- Guar Gum, che incrementa la viscosità, il gel e lo yield point.

Lo Xanthan Gum e il Guar Gum sono due biopolimeri naturali che si biodegradano al 100%. La Cellulosa Polianionica è invece sintetizzata artificialmente.

Si è miscelata 1,5 litri di *make-up water* per ogni polimero, nelle dosi indicate in Tabella 21. Ciascun campione è stato agitato, per circa 10 minuti e si è fatto maturare per 5 minuti prima di eseguire i test (Figura 99).

⁷¹ Al fine di avere un adeguato pH e un'adeguata durezza, si ricorda che la *make-up water* è composta da: 0,75 l di tap water + 0,75 l di acqua distillata + 0,75 g di soda ash.

Tabella 21 - Dosaggi per il test sui polimeri

Camp.	Make-up water	Polimero
A)	1,5 l	2,5 g/l di Xanthan Gum (DUO TEC [®])
B)	1,5 l	4,2 g/l di Cellulosa Polianionica (PAC R [®])
C)	1,5 l	5,8 g/l di Guar Gum



Figura 99 - Campioni di Make-up water e polimeri

Si sono quindi fatti test all'imbuto di Marsh e al viscosimetro rotazionale, ottenendo per ciascun campione i dati illustrati in Tabella 22.

Tabella 22 - Risultati dei test sui polimeri

ACQUA 1,5 l + POLIM.	Dose POLIMERO, g/l = kg/m ³	A) DUO TEC [®] 2,5	B) PAC R [®] 4,2	C) GUAR GUM 5,8	
Imbuto Marsh	MFV, s	35	40	fuori scala	
	Grado di gelificazione, s	56	68	fuori scala	
Reometro	600 RPM	27	32,5	75,5	
	300 RPM	13,5	23	58,5	
	200 RPM	11	18,5	51,5	
	100 RPM	9	13	42	
	6 RPM	4	3	25	
	3 RPM	immediata	3,5	2	24,5
		attesa 10 s: initial gel, lb/100ft ²	4,5	2,5	27
		attesa 10 min: 10-minute gel, lb/100ft ²	6	3	35,5
	Valori calcolati	PV, cP	13,5	9,5	17
		YP, lb/100ft ²	0	13,5	41,5
AV, cP		13,5	16,25	37,75	

Il profilo reologico delle tre miscele di acqua e polimeri è illustrato in Figura 100. Si noti come il DUO TEC[®], a differenza di PAC R[®] e GUAR GUM, agisce solo esclusivamente come gelificante (infatti $YP=0$ e $AV=PV$). Viceversa nel PAC R[®] e GUAR GUM si nota incremento YP , PV e gel: questi possono essere utilizzabili anche nelle miscele *clay free* (ossia senza bentonite) per caratterizzare la miscela plastica.

In Figura 101 sono invece illustrati i parametri reologici più significativi nei tre casi.

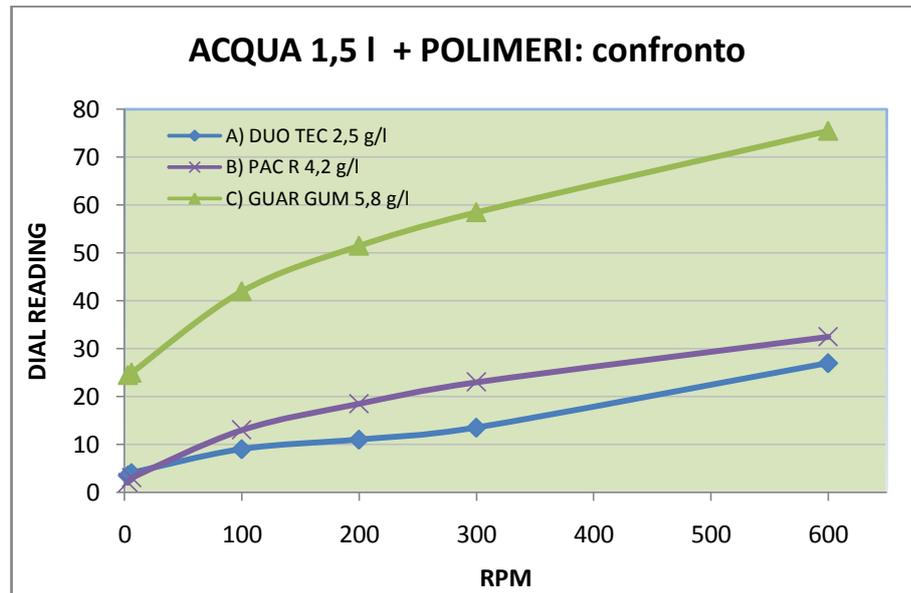


Figura 100 - Curve di consistenza per i tre casi: a differenza del DUO TEC[®], PAC R[®] e GUAR GUM presentano il classico andamento dei fluidi caratterizzati da tixotropia

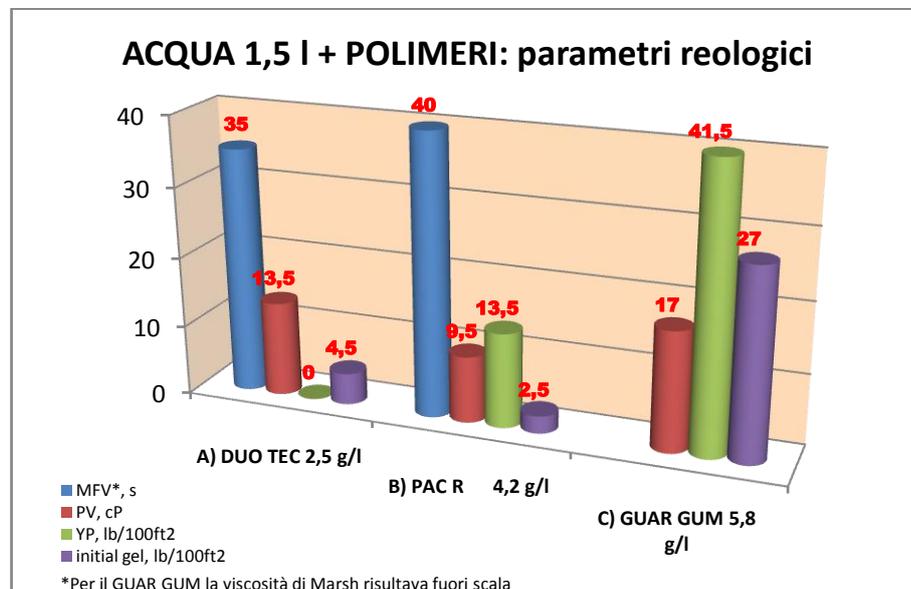


Figura 101 - Confronto tra i parametri reologici nei tre casi

Come si evince dai risultati, il Guar Gum è il polimero che fornisce maggiore viscosità di Marsh e relativo grado di gel: non è stato possibile determinarli perché il test risultava fuori scala. Il DUO TEC[®] dà invece bassa viscosità di Marsh e il PAC R[®] si colloca in una via di mezzo.

Attraverso il reometro invece è stato possibile asserire che il DUO TEC[®] è il polimero che dà un buon gel rispetto al PAC R[®], ma è il Guar Gum che dà il gel più alto.

7.1.3 Confronto tra diversi fluidi ottenuti con bentonite e polimeri viscosizzanti e/o gelificanti

Una volta caratterizzati i polimeri, si è provato a fare diversi campioni di miscele fluide che differiscono per dosaggio e composizione del polimero. È stata invece mantenuta costante la quantità di bentonite sodica (pura, MAX GEL[®]), pari a 35 kg/m³. In particolare si sono preparate due miscele bentonitiche contenenti cellulosa polianionica (PAC R[®]) con due diversi dosaggi. Successivamente si sono preparate cinque miscele bentonitiche contenenti Xanthan Gum (DUO TEC[®]), variando solo i dosaggi di tale polimero. E infine si è preparata una miscela contenente entrambi i polimeri: cellulosa polianionica (PAC R[®]) e Xanthan Gum (DUO TEC[®]) convenientemente dosati.

I dati ottenuti sono indicati nelle Tabelle 23, 24 e 25. Le Figure successive (dalla 102 alla 108) forniscono informazioni sui parametri reologici, sul filtrato e sul pannello per ciascun campione.

Dall'esame dei risultati ottenuti si evince come la Cellulosa Polianionica (PAC R[®]), in relazione alla Xanthan Gum (DUO TEC[®]), si mostri decisamente in modo più efficace già a piccole dosi sulla modificazione dei principali parametri reologici. Anche per il gel strength, il PAC R[®] si mostra più efficace del DUO TEC[®] se usati in modo non combinato: infatti a parità di dosaggio quest'ultimo mostra un gel iniziale inferiore (21 lb/100ft² contro 29 lb/100ft²). Addirittura, dimezzando il PAC R[®] e aggiungendo il DUO TEC[®] allo stesso dosaggio, si osserva un gel iniziale comunque inferiore (pari a 23 lb/100ft²) rispetto alla miscela bentonitica con solo PAC R[®]. Questa tendenza è dovuta al fatto che il DUO TEC[®] sviluppa una soddisfacente forza di gel se aggiunto in un fluido sufficientemente viscoso. Per tale ragione, nelle applicazioni H.D.D., il DUO TEC[®] si usa sempre in abbinamento al PAC R[®] o comunque con un polimero che incrementa la viscosità.

Per quel che riguarda la viscosità plastica, invece si apprezza il minor valore registrato col campione di MAX GEL[®] + DUO TEC[®] rispetto agli altri due casi.

Tabella 23 - Risultati test MAX GEL[®] + PAC R[®]

MAX GEL [®] 35 kg/m ³ + PAC R [®]	Dose PAC R [®] , g/l = kg/m ³		0,5	1	
<i>Mud balance</i>	Densità, g/cm ³		1,02	1,02	
<i>Imbuto Marsh</i>	MFV, s		57	102	
	Grado di gelificazione, s		128	271	
<i>Reometro</i>	600 RPM		48	68,5	
	300 RPM		36	52,5	
	200 RPM		31	46	
	100 RPM		26	39	
	6 RPM	immediata		18	27,5
		attesa 10 s: initial gel, lb/100ft ²		22	33
	3 RPM	immediata		17	26,5
		attesa 10 s: initial gel, lb/100ft ²		18,5	29
		attesa 10 min: 10-minute gel, lb/100ft ²		23	31
	Valori calcolati	PV, cP		12	16
YP, lb/100ft ²			24	36,5	
AV, cP			24	34,25	
<i>Filtropressa</i>	Filtrato, ml	7,5 min	11	8	
		30 min (totale)	21,5	16	
		Pannello, mm	1,6	1,57	

Tabella 24 - Risultati test MAX GEL[®] + DUO TEC[®]

MAX GEL [®] 35 kg/m ³ + DUO TEC [®]	Dose DUO TEC [®] , g/l = kg/m ³					0,25	0,5	1	1,5	2,5	
<i>Mud balance</i>	Densità, g/cm ³					1,02	1,02	1,02	1,02	1,025	
<i>Imbuto Marsh</i>	MFV, s					50	59	68	87	153	
	Grado di gelificazione, s					104	134	159	197	486	
<i>Reometro</i>	600 RPM					41	49	57	68	89	
	300 RPM					31,5	38	43	51	71	
	200 RPM					27	32,5	37	43	62	
	100 RPM					23	27	30,5	34,5	50,5	
	6 RPM	immediata					16,5	18,5	19,5	20	29,5
		attesa 10 s: initial gel, lb/100ft ²					20	24,5	25	26	-
	3 RPM	immediata					15,5	17,5	18,5	19	28
		attesa 10 s: initial gel, lb/100ft ²					17	20	21	22	32,5
		attesa 10 min: 10-minute gel, lb/100ft ²					18,5	23	23,5	27	36,5
	Valori calcolati	PV, cP					9,5	11	14	17	18
YP, lb/100ft ²					22	27	29	34	53		
AV, cP					20,5	24,5	28,5	34	44,5		
<i>Filtropressa</i>	Filtrato, ml	7,5 min					12	10	9	8	7
		30 min (totale)					24	19,5	17	16	13,5
		Pannello, mm					1,58	1,56	1,33	1,26	1,07

Tabella 25 - Risultati test MAX GEL® + PAC R® + DUO TEC®

MAX GEL® 35 kg/m ³ + PAC R® 0,5 kg/m ³ + DUO TEC® 1 kg/m ³			
Mud balance	Densità, g/cm ³	1,02	
Imbuto Marsh	MFV, s	78	
	Grado di gelificazione, s	198	
Reometro	600 RPM	64	
	300 RPM	49	
	200 RPM	42	
	100 RPM	34	
	6 RPM	immediata	21
		attesa 10 s: initial gel, lb/100ft ²	28
	3 RPM	immediata	20
		attesa 10 s: initial gel, lb/100ft ²	23
		attesa 10 min: 10-minute gel, lb/100ft ²	27,5
	Valori calcolati	PV, cP	15
YP, lb/100ft ²		34	
AV, cP		32	
Filtropressa	Filtrato, ml	7,5 min	8
		30 min (totale)	15
	Pannello, mm		1,15

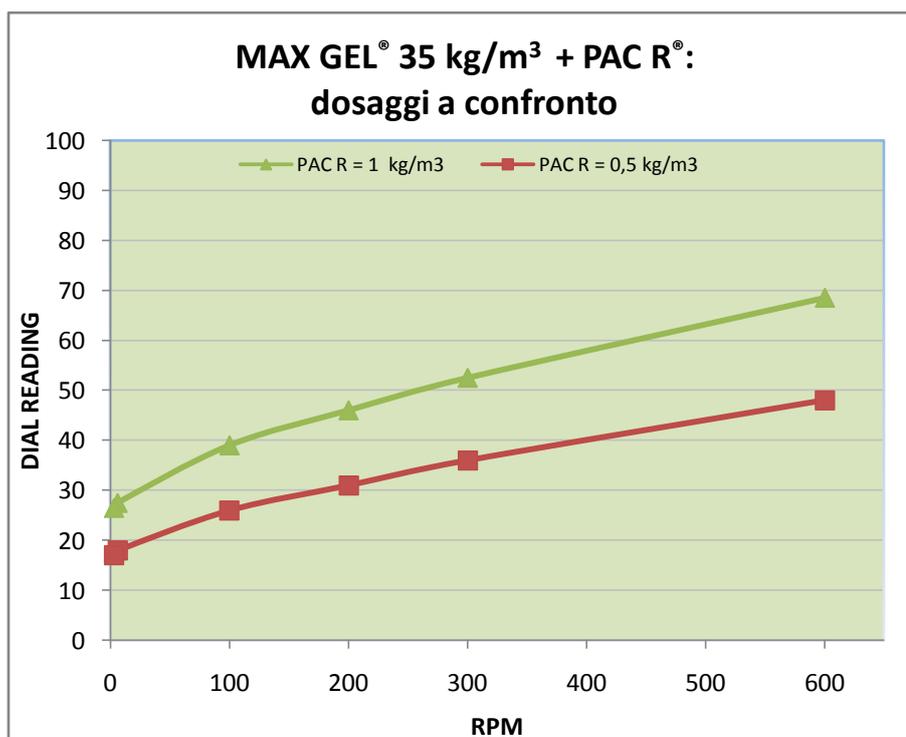


Figura 102 - Curva di consistenza: all'aumentare del dosaggio di PAC R® si sposta verso l'alto

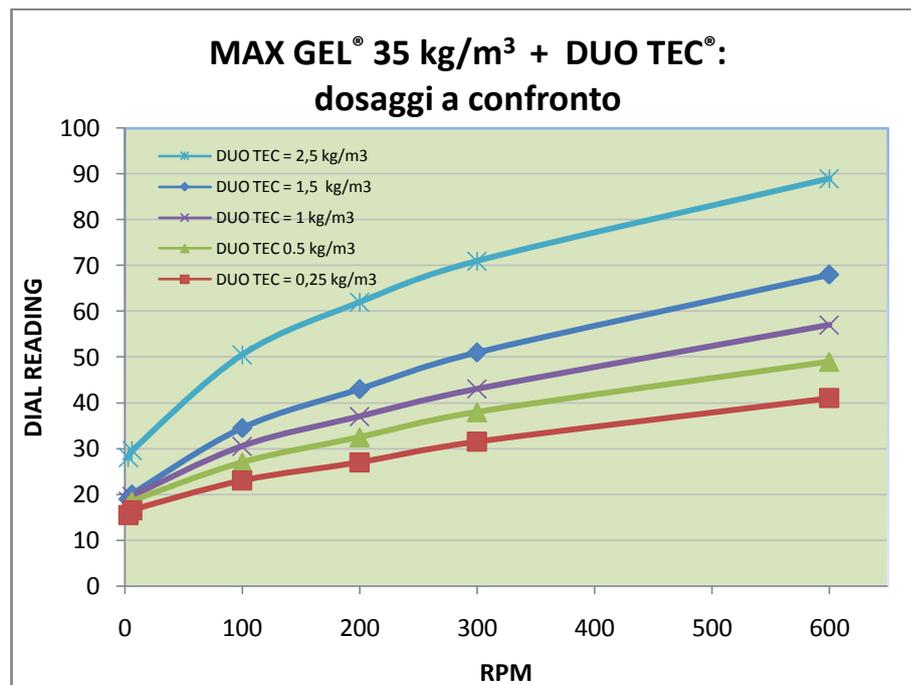


Figura 103- Curve di consistenza: all'aumentare del dosaggio di DUO TEC® si sposta verso l'alto

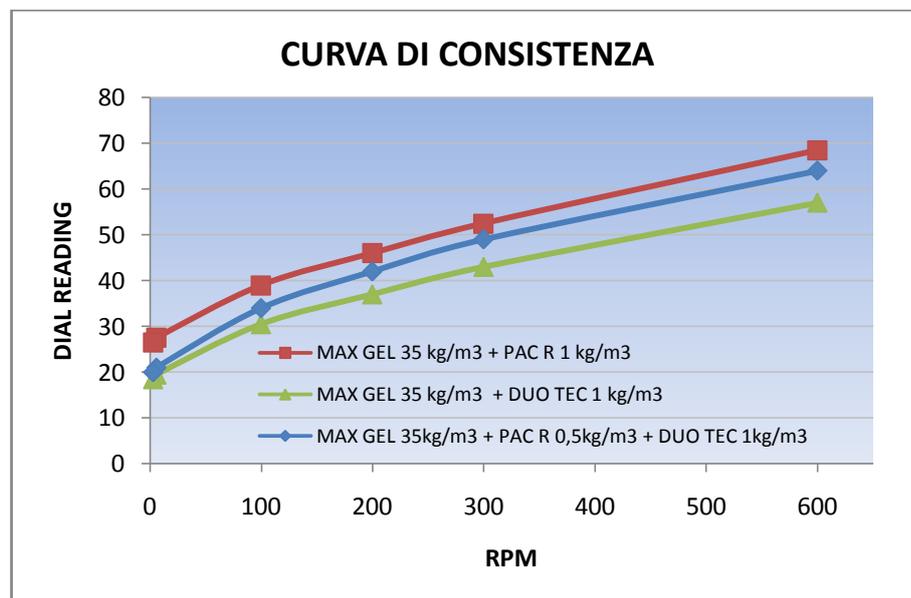


Figura 104 - La miscela costituita da MAX GEL®+PAC R® mostra, a parità di dosaggio, la curva di consistenza spostata più in alto; la curva della miscela composta da PAC R® (con dosaggio dimezzato) e DUO TEC® si colloca in una posizione intermedia tra le altre due;

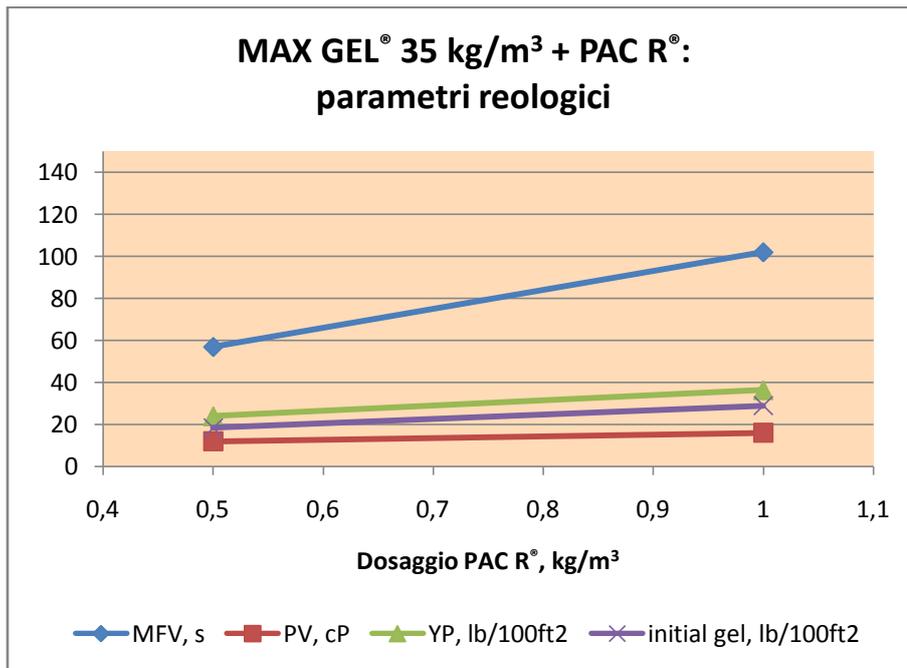


Figura 105 - Aumentando il dosaggio di PAC R®, si nota un aumento sproporzionato della viscosità di Marsh, rispetto all'aumento della viscosità plastica (che è bene mantenere bassa nel settore H.D.D.); la PV, in relazione a YP e gel, subisce un incremento abbastanza lineare (condizione non ottimale!)

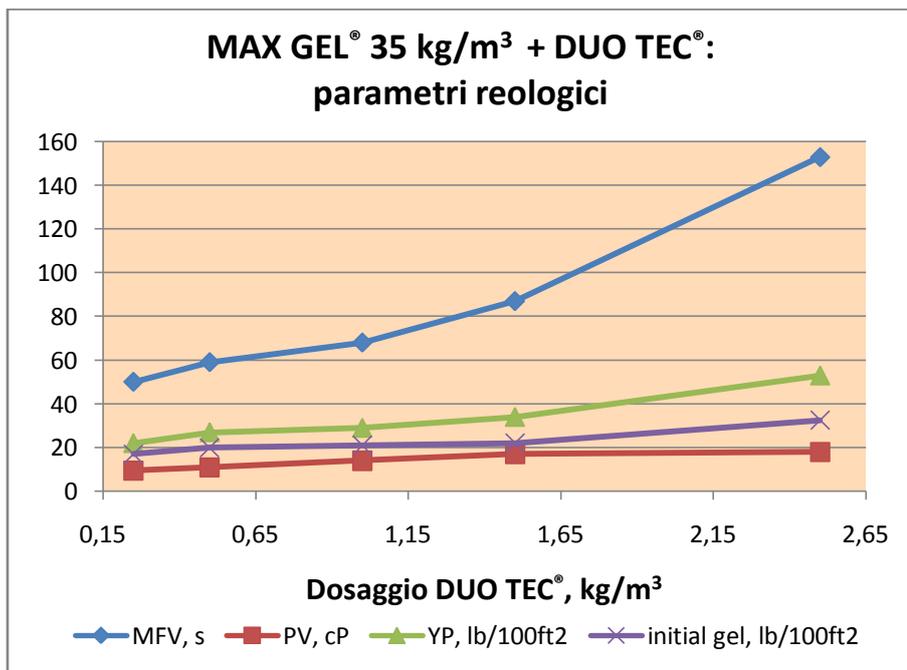


Figura 106 - Anche per il DUO TEC® si osserva che, all'aumentare del dosaggio, la viscosità di Marsh aumenta più che proporzionalmente rispetto alla viscosità plastica; ad alte dosi si osserva anche un significativo aumento di yield point; da notare che la PV, in relazione a YP e gel, cresce e poi tende a stabilizzarsi (condizione ottimale!)

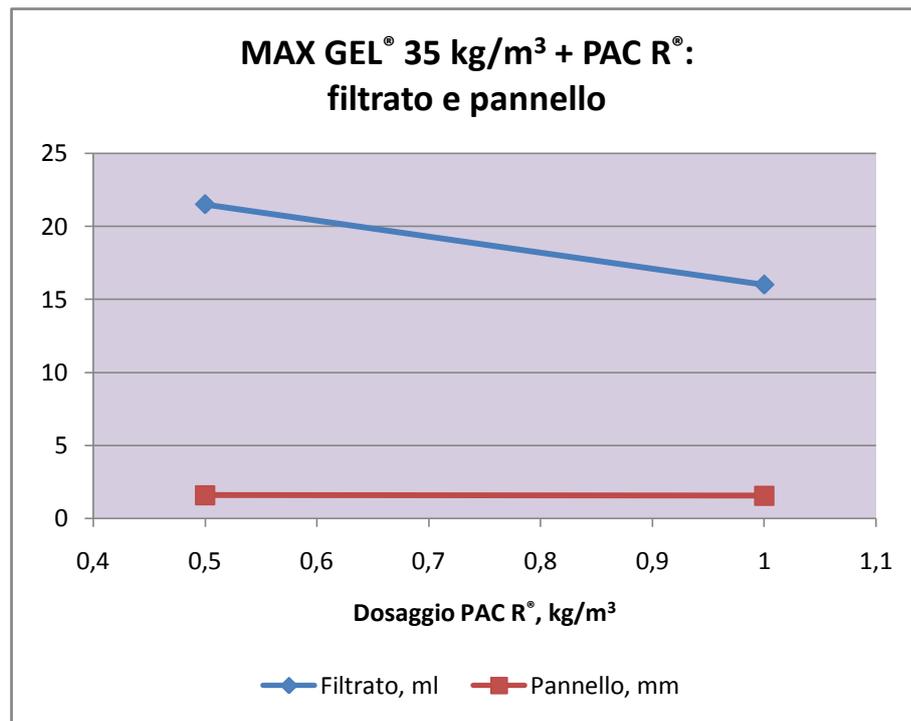


Figura 107 - Aumentando il dosaggio di PAC R® si osserva una diminuzione di filtrato mentre lo spessore del pannello rimane circa lo stesso

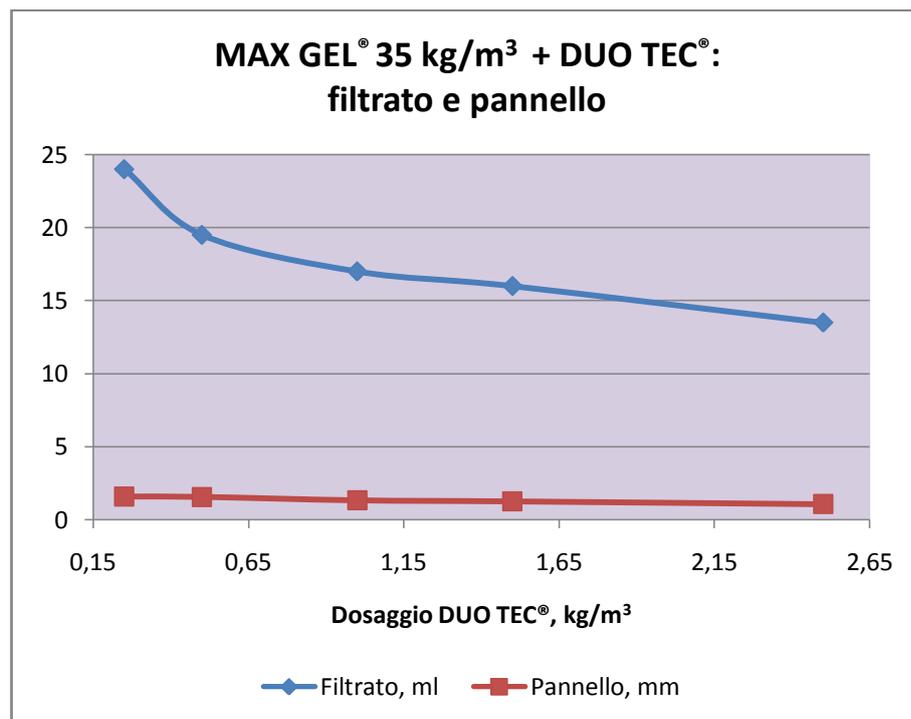


Figura 108 - Aumentando il dosaggio di DUO TEC® si osserva una diminuzione di filtrato

Si noti che il filtrato inferiore si registra comunque per la miscela composta da entrambi i polimeri (Cellulosa Polianionica e Xanthan Gum).

7.1.4 Miscela di carattere innovativo composta da bentonite sodica e modificatore reologico

Ora si vuole testare una nuova miscela composta da bentonite sodica pura (cioè MAX GEL[®]) e modificatore reologico (il DRILPLEX[®]) che nasce appositamente per le applicazioni H.D.D. A differenza dei composti analizzati precedentemente, il DRILPLEX[®] modifica tutti i principali parametri reologici: pertanto la miscela non necessita di ulteriori prodotti. Esso non è un polimero, ma un cristallo cationico costituito da ossidi di metalli (MMO, Mixed Metal Oxide): lavora a livello molecolare con la bentonite, attraverso interazioni di natura anionica/cationica. In sostanza il DRILPLEX[®] è costituito da una carica positiva che si combina con la carica superficiale negativa delle lamelle di bentonite: in tal modo si genera una struttura che garantisce un'alta capacità di sospensione rispetto alla sola bentonite. Tale struttura, a riposo, si composta come un solido elastico mentre se è applicata una forza (per esempio la pressione di pompaggio) si rompe temporaneamente e il sistema torna nello stato fluido. Non appena tale forza viene meno, la struttura si riforma nuovamente garantendo una eccellente proprietà di sospensione (Figura 109).

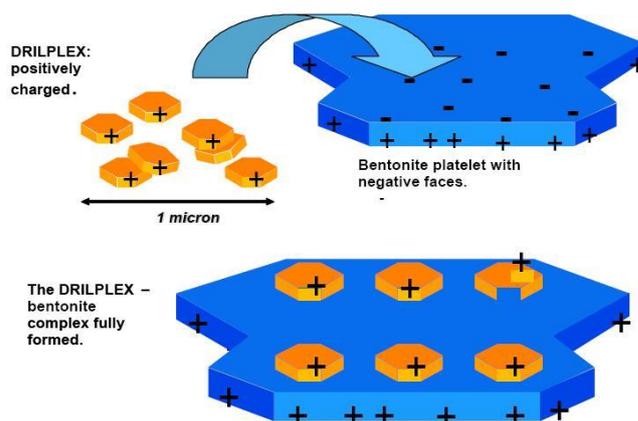


Figura 109 - Formazione della struttura DRILPLEX[®]-bentonite

Questo sistema è incompatibile però con i polimeri (come la cellulosa polianionica) e con i lubrificanti perchè inibiscono la formazione della delicata struttura: il DRILPLEX[®] deve essere utilizzato solo per incrementare le proprietà reologiche dei fluidi a base di bentonite. Esso si usa in formazioni non consolidate, dalle sabbie medio-fini sino al campo dei limi, molto difficile da trasportare fuori dal canale. Non va bene invece per le argille perchè la viscosità aumenterebbe a dismisura.

Il DRILPLEX[®] lavora bene con pH abbastanza alti (10,5÷11) e con durezza e cloruri bassi: la *make-up water* è costituita, per questo caso, da un supplemento di soda ash che ne alza ulteriormente il valore. In particolare:

0,75 l di tap water + 0,75 l di acqua distillata + 0,95 g di soda ash.

Il pH misurato si attesta dunque intorno a 10.

Tenendo presente che il rapporto consigliato tra bentonite e DRILPLEX[®] è di 10:1, si sono fatti tre campioni di tale miscela: la bentonite è stata mantenuta costante e pari a 35 kg/m³, mentre le dosi di DRILPLEX[®] variano come indicato in Tabella 26.

Tabella 26 - Dosaggi per i test dei fluidi con bentonite e DRILPLEX[®]

Make-up water	MAX GEL[®]	DRILPLEX[®]
1,5 l	35 kg/m ³	1 kg/m ³
1,5 l	35 kg/m ³	2 kg/m ³
1,5 l	35 kg/m ³	3 kg/m ³

Dopo aver miscelato i vari fluidi per un tempo sufficientemente lungo, si sono lasciati i campioni a maturazione per circa mezz'ora.

Successivamente si sono eseguite le varie prove, tra le quali quella con lo shearometer (Figura 111) per la misura del gel.

I risultati ottenuti sono indicati in Tabella 27.



Figura 110 - Test allo shearometer per la misura del gel

I grafici delle Figure successive (dalla 111 alla 113) spiegano bene il comportamento di questo nuovo fluido di perforazione. In particolare la Figura 112 dimostra che il DRILPLEX[®] è un modificatore reologico perché lavora su gel, viscosità e yield point, mentre nel mondo dei polimeri esiste un prodotto specifico per modificare ogni parametro reologico.

Tabella 27 - Risultati test MAX GEL[®] + DRILPLEX[®]

MAX GEL [®] 35kg/m ³ + DRILPLEX [®]	Dose DRILPLEX [®] , g/l = kg/m ³	1	2	3	
<i>Mud balance</i>	Densità, g/cm ³	1,02	1,02	1,025	
<i>Imbuto Marsh</i>	MFV, s	51	92	f.s.	
	Grado di gelificazione, s	103	201	f.s.	
<i>Reometro</i>	600 RPM	42	77	154	
	300 RPM	35	65	132	
	200 RPM	31,2	63,5	125	
	100 RPM	29	56	105	
	6 RPM	21,5	34	52	
	3 RPM	immediata	20	30	44
		attesa 10 s: initial gel, lb/100ft ²	20	22	43
		attesa 10 min: 10-minute gel, lb/100ft ²	6	17	36
	Valori calcolati	PV, cP	7	12	22
		YP, lb/100ft ²	28	53	110
AV, cP		21	38,5	77	
<i>Filtropressa</i>	Filtrato, ml	7,5 min	15,5	20,5	21,5
		30 min (totale)	31,5	38,5	43
		Pannello, mm	2,59	3,8	4,47
<i>Shearometer</i>	1-minute gel, lb/100ft ²	8	10	30	
	10-minute gel, lb/100ft ²	5,1	7	11	

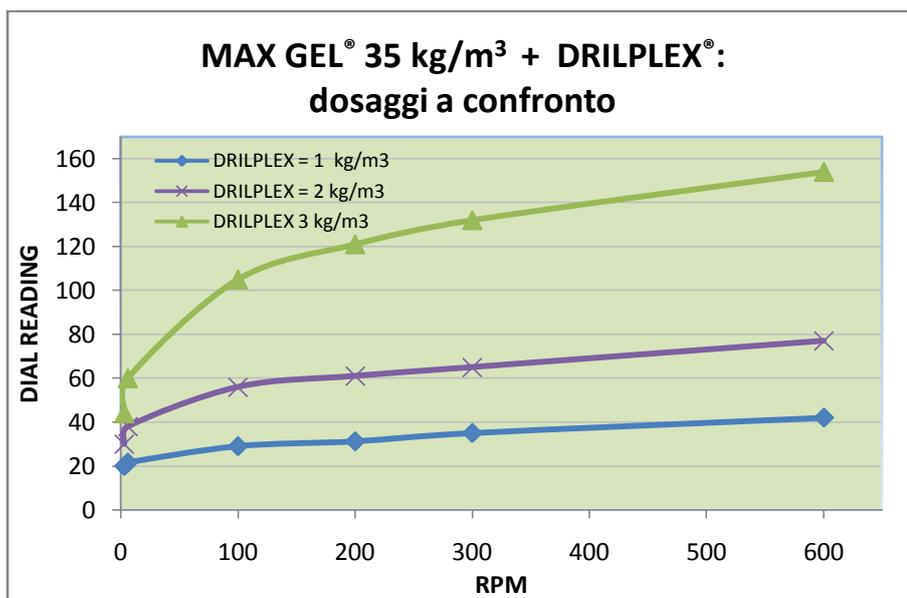


Figura 111 - Curve di consistenza: all'aumentare del dosaggio del DRILPLEX[®] si spostano verso l'alto; da notare che YP e PV presentano un andamento incrementale piuttosto lineare

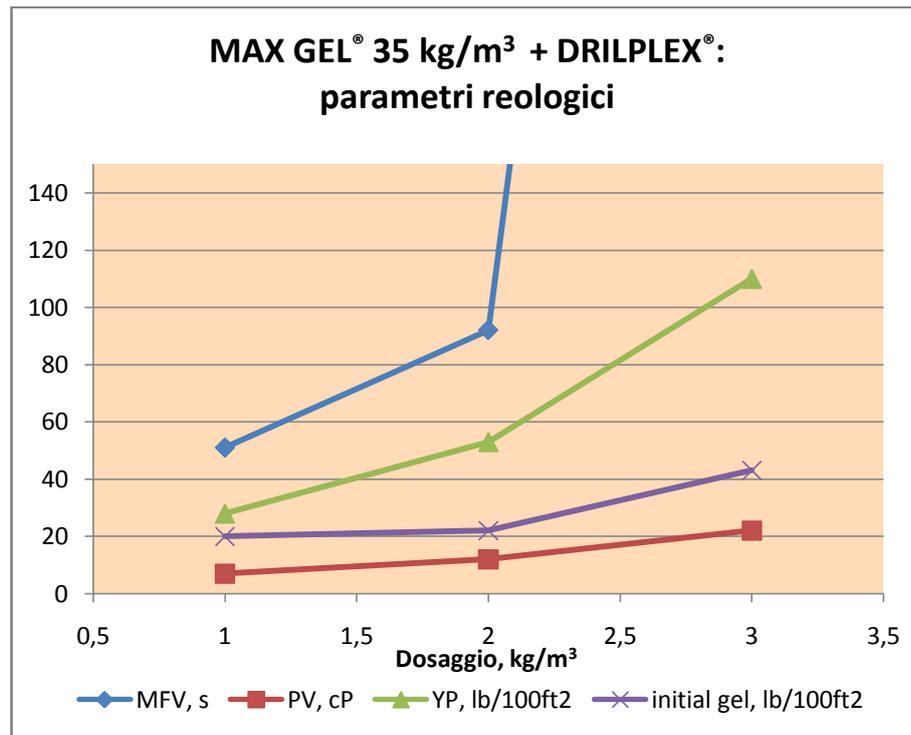


Figura 112 - La PV in relazione a YP subisce un incremento linearmente inferiore (condizione ottimale); alti valori di gel e YP si ottengono a bassi valori di PV (condizione ottimale)

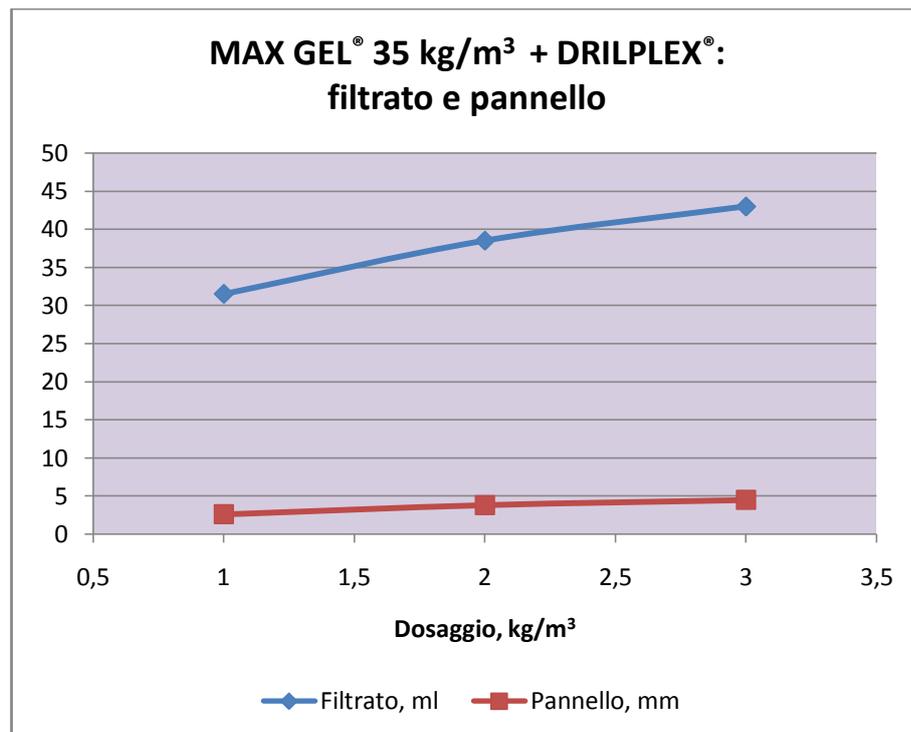


Figura 113 - Un'apprezzabile quantità di filtrato si evidenzia man mano che le dosi aumentano

La corrispondenza lineare in modo incrementale tra YP, PV e gel dimostra quindi che il DRILPLEX[®] è un modificatore reologico, ossia va ad intercettare insieme tutti i parametri che definiscono la reologia della miscela, inclusa la sospensione (vedi gel). In sostanza, questo prodotto promuove le caratteristiche reologiche delle bentoniti sodiche non trattate incrementandone notevolmente le funzioni.

Tuttavia il gel strength, sebbene si noti alto sin da subito, è molto poco stabile nel tempo. Infatti all'aumentare del tempo, per gradienti di velocità nulli, diminuisce l'effetto tixotropico. Ciò si nota dai valori di gel strength misurati con il reometro a 10 secondi e a 10 minuti: il valore del secondo risulta minore rispetto al primo. Ciò induce a pensare che il DRILPLEX[®] dà ottimi risultati se si vuole trasportare molto solido in sospensione quando la miscela è in regime di flusso. Si comporta invece poco bene (rispetto ad una miscela costituita da bentonite, xanthan gum e cellulosa polianionica⁷²) nel momento in cui si interrompe il flusso per molto tempo, in quanto il gel cala e il solido tende nel tempo a sedimentare.

Un altro problema è costituito dal filtrato: più cresce il quantitativo di DRILPLEX[®] nella miscela e maggiore è la quantità di acqua libera che si osserva. Peraltro in tutti e tre campioni lasciati a riposo per una notte sono stati notati quantitativi non indifferenti di acqua separata dalla miscela. Di conseguenza il pannello che si forma, esaminato dopo il test alla filtropressa, è di scarsa qualità (Figura 114).

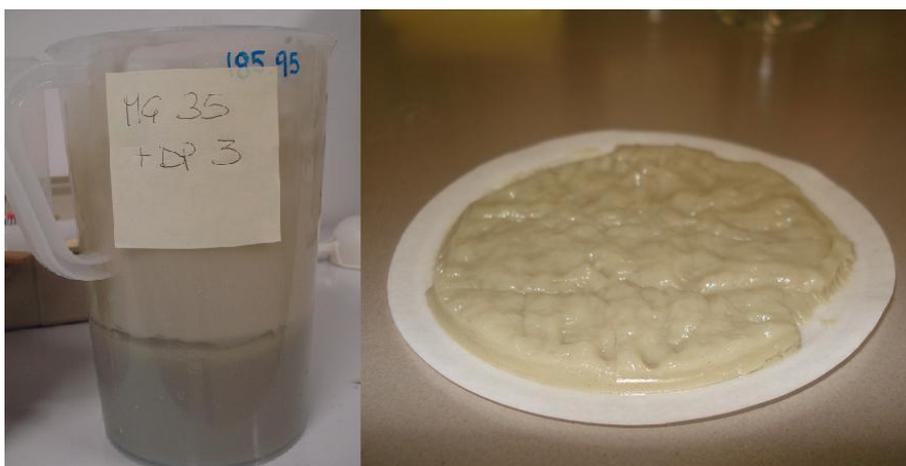


Figura 114 - Si noti, per il fluido costituito da bentonite (35 kg/m^3) e DRILPLEX[®] (3 kg/m^3), la separazione dell'acqua dalla miscela dopo 16 ore di maturazione e il relativo pannello

Tale fenomeno è spiegabile dal fatto che il DRILPLEX[®] lavora a livello elettrochimico e non forma nuove molecole (a differenza dei polimeri che invece generano composti che inglobano molta acqua).

⁷² Una miscela così costituita fornisce infatti una struttura tixotropica meno ampia ma più stabile!

Si potrebbe comunque porre rimedio a questo problema immettendo nella miscela dell'amido che ingloba l'acqua libera e previene il problema del *fluid loss*.

7.2 - Attraversamento in H.D.D. del fiume Brenta

Il caso in esame riguarda l'attraversamento del fiume Brenta, nei pressi di Chioggia (VE). Si vuole eseguire l'installazione di una condotta per gas, oltrepassando il fiume nel punto indicato dalla freccia rossa in Figura 115. La condotta è in HDPE (o PEAD, polietilene alta densità), ha un diametro di 225 mm e spessore di 13,4 mm.



Figura 115 - Attraversamento del fiume Brenta a Chioggia (VE)

La lunghezza del perforo è di circa 450 metri di cui 190 metri sono in subalveo. Si hanno a disposizione informazioni sulla geologia del sito grazie ad alcune relazioni storiche: è stato constatato che l'attraversamento interessa una formazione prevalentemente di natura sabbiosa, con strati marginali di natura argillosa e limosa.

L'attraversamento del fiume sarà effettuato tramite la tecnologia trenchless H.D.D. *wet boring* che, come detto, prevede l'impiego di fluidi di perforazione.

7.2.1 - Il cantiere

Il cantiere è stato approntato in un piccolo spazio verde ricavato a ridosso di un incrocio. In tal modo i lavori vengono eseguiti senza interruzione del traffico (Figura 116).

L'Appaltatore ha optato per l'impiego di un Rig da 17,8 tonnellate modello Ditch-Witch JT4020 (Figura 117), anche se per il lavoro da eseguire risulta un po' al limite delle sue possibilità. Le aste adoperate hanno una lunghezza di 4,50 metri e il sistema di guida impiegato è di tipo walk-over con asimmetria trasversale. Anche l'impiego di tale sistema per il controllo direzionale risulta poco appropriato in relazione all'attraversamento in questione: il segnale della sonda si avverte sino ad una decina di metri in profondità e, inoltre, nella zona esistono interferenze elettromagnetiche di varia natura che disturbano notevolmente la lettura.

Per i fluidi di perforazione si è scelto di utilizzare un circuito aperto (cioè senza sistema di riciclo) e pertanto una volta che il fluido esce dal foro dovrà essere smaltito in discarica.

7.2.2 - Calcoli progettuali relativi al fluido

Il calcolo del volume di fluido necessario è stato effettuato tenendo conto dei seguenti fattori di progetto:

- mud factor⁷³: pari a 4; segue un contenuto in solido del fango (cutting transport) pari al 25%;
- fattore di sovralesatura⁷⁴: pari a 1,40
- fattore di forma⁷⁵: assunto pari a 1,10.



Figura 116 - Cantiere (da notare l'area a disposizione molto ristretta)



Figura 117 - Modello Rig: Ditch-Witch

⁷³ Il mud factor assume valori che in genere variano da 1 a 4. Esso esprime la quantità di fango da utilizzare in rapporto al volume totale di solido da estrarre e quindi ne definisce il contenuto in solido del fango.

⁷⁴ Il fattore di sovralesatura (od *overcut*) permette di creare uno spazio tra la parete del tunnel e la tubazione, al fine di ridurre le forze di attrito e di permettere la circolazione dei fluidi. In genere questo varia da 1,15 a 1,40. Nel caso in esame, trattandosi di formazione costituita prevalentemente da materiale sciolto e incoerente, occorrerà utilizzare un fattore di 1,25÷1,40.

Una stima del volume totale di fango occorrente viene effettuata nel seguente modo.

Si determina la sezione massima del tunnel: il diametro dell'alesatura finale dovrà essere di:

$$\Phi_{finale} = \Phi_{tubo} \cdot overcut = 225 \cdot 1,40 = 315 \text{ mm} \Rightarrow \Phi_{ales} = 400 \text{ mm}$$

dove Φ_{tubo} e Φ_{finale} sono rispettivamente i diametri del tubo e dell'alesatura finale. È stato quindi selezionato un alesatore con un diametro commerciale di 400 mm.

Si calcola quindi il volume totale di solido da estrarre: una stima abbastanza veritiera prevede la determinazione del solido estratto per ogni passaggio di alesatura più quello per il foro pilota. Per il caso in esame il volume totale di solido, tenendo conto del fattore di forma, è pari a $V_s = 87,2 \text{ m}^3$. Pertanto, considerando il mud factor e tenendo conto che si procederà secondo un sistema aperto (senza riciclo⁷⁶), si ha un volume di fluido occorrente pari a:

$$V_{FLUIDO} = V_s \cdot mud \ factor = 87,2 \cdot 4 = 348,8 \text{ m}^3.$$

In Tabella 28 si evidenziano i valori stimati dei volumi di solido estratti e dei volumi di fluido necessari per le diverse fasi.

Tabella 28 - Volume di solido estratto su tutta la lunghezza del tunnel (l=450 m)

Fase	Diametro [inch]	Volume di solido ^(a) [m ³]	Volume di fluido di perforazione [m ³]
		$V_s = \left(\frac{\Phi_{attuale}^2 - \Phi_{preced}^2}{2} \right) \cdot l \cdot f_f$	
Foro pilota	5	6,2	24,8
Alesatura 1	10	18,6	74,4
Alesatura 2	16	38,6	154,4
Tiro	14	23,8	95,2
TOT:		87,2 m³	348,8 m³

Note: ^(a) Per il calcolo del volume di solido si tiene conto di un fattore di forma (f_f) pari a 1,1.

Vista la condizione geologiche esistente, caratterizzata prevalentemente da suolo non coesivo, occorre produrre una miscela a base bentonitica con un elevato grado di gel strength per la sospensione dei solidi. Infatti i suoli non

⁷⁵ Il fattore di forma tiene conto dell'effetto di restringimento della sezione del canale a causa delle spinte esercitate dal terreno. Dipende dal tipo di terreno e in genere varia da 1 a 1,4.

⁷⁶ Se si procedesse al riciclo del fango si risparmierebbe circa un terzo del fluido. Infatti in tali casi il volume di fluido che occorrerebbe è: $V_{FLUIDO_RICICLO} = \frac{V_s \cdot mud \ factor}{1,5}$.

coesivi (sabbia, ghiaia, ciottolato) hanno una specific gravity (s.g.) superiore rispetto alle formazioni caratterizzate da materiale fine argilloso. Essendo quindi più “oneroso” dal punto di vista dei fluidi prevenire la sedimentazione, occorre la produzione di una miscela a base bentonitica con un grado elevato di gel strength per la sospensione dei solidi. Si ritiene opportuno progettare un fluido di perforazione costituito da una miscela di bentonite sodica, cellulosa polianionica e xanthan gum. I dosaggi variano in base alla fase di perforazione e le quantità totali necessarie sia di bentonite che di additivi sono riassunti in Tabella 29.

Tabella 29 - Dosaggi e quantitativi di bentonite ed additivi necessari

Miscela	Dosaggio foro pilota [kg/m ³]	Dosaggio alesatura 1 [kg/m ³]	Dosaggio alesatura 2 [kg/m ³]	Totale ^(b) [kg]
Bentonite	25	30	35	11578,1
Cellulosa polianionica	0,5	1	1,5	460,8
Xanthan gum	0,25	0,5	0,75	230,4

Note: ^(b) Il totale fa riferimento alla quantità occorrente per il confezionamento dei 348,8 m³ di fluido di perforazione.

Le variabili di progettazione sono quattro:

- *Pump Rate* (l/m o lpm, fluido da pompare in litri per minuto);
- *ROP - Rate of Penetration* (m/min, avanzamento in metri per minuto);
- *Cutting transport* (%);
- *Annular velocity* (m/min, valore ottimale 2 m/min);

Il cutting transport è stato fissato al 25% (si noti che il valore ottimale è pari a 25÷30%). La velocità nell’annulus (annular velocity) è funzione sia della pressione dinamica (strettamente legata alla velocità anulare e alla densità del fluido) sia della pressione statica (dipendente dalla quota e dalla densità del fluido). L’annular velocity ottimale è pari a 2 m/min. Rimangono quindi da fissare il Pump Rate e il ROP. Tutte queste quattro variabili sono dipendenti tra di loro e fissandone alcune è possibile determinare le rimanenti. Prendiamo ad esempio il caso dell’alesatura finale (alesatura 2): il diametro è di 400 mm e il volume di solido estratto per metro risulta di:

$$\text{Volume di solido per metro} = \frac{\Phi^2}{4} \cdot \pi = \frac{0,4^2}{4} \cdot \pi = 0,13 \text{ m}^3/\text{m}.$$

Se si sceglie un ROP unitario e un mud factor pari a 4 (equivale a dire cutting transport pari a 25%), si determina il pump rate nel seguente modo:
 $ROP = 1 \text{ m}/\text{min}$

$$\text{Mud factor} = 4$$

$$\begin{aligned} \text{Volume di solido per minuto} &= \text{Volume di solido per metro} \cdot \text{ROP} \\ &= 0,13 \text{ m}^3/\text{m} \cdot 1 \text{ m}/\text{min} = 0,13 \text{ m}^3/\text{min} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Pump rate} &= \text{Volume di solido per minuto} \cdot \text{mud factor} \\ &= 0,13 \text{ m}^3/\text{min} \cdot 4 = 0,52 \text{ m}^3/\text{min} = 520 \text{ l}/\text{min} \end{aligned}$$

Viceversa se si fissa il pump rate a 300 l/min e un ROP unitario, si determina il cutting transport nel seguente modo:

$$\text{Pump rate} = 300 \text{ l}/\text{min} = 0,3 \text{ m}^3/\text{min}$$

$$\text{ROP} = 1 \text{ m}/\text{min}$$

$$\begin{aligned} \text{Volume di solido per minuto} &= \text{Volume di solido per metro} \cdot \text{ROP} \\ &= 0,13 \text{ m}^3/\text{m} \cdot 1 \text{ m}/\text{min} = 0,13 \text{ m}^3/\text{min} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cutting transport} &= \frac{\text{Volume di solido per minuto}}{\text{Pump rate}} = \frac{0,13 \text{ m}^3/\text{min}}{0,3 \text{ m}^3/\text{min}} \\ &= 43\% \end{aligned}$$

Si tratterà quindi di fissare alcune variabili nel loro valore ottimale e quindi ricavare le rimanenti; successivamente, si dovrà verificare in cantiere (attraverso i test) l'effettivo valore di tali parametri ed il mantenimento.

7.2.3 - Monitoraggio del fluido in cantiere

Il *mud engineer* effettua in cantiere le opportune analisi sulla base dei dati ottenuti in fase di progettazione. I primi test vengono fatti all'acqua fresca utilizzata per la produzione del fango. La fonte scelta nel caso in esame è l'acqua del fiume. I test riguardano il pH e la durezza totale, rilevati entrambi attraverso le apposite strisce (Figura 118). I dati misurati risultano i seguenti:

$$\text{pH} = 7;$$

$$\text{Durezza totale} = 19 \text{ }^\circ\text{e}.$$



Figura 118 - Misura di pH e durezza dell'acqua

Si denota quindi un ambiente neutro e un'acqua piuttosto dura. Pertanto, per far fronte all'alta salinità e per spostare il pH in ambiente basico, si prepara la miscela aggiungendo all'acqua fresca soda ash (carbonato di calcio), nella seguente quantità:

$$0,65 \frac{\text{kg di soda ash}}{\text{m}^3 \text{ di acqua}}.$$

Per il confezionamento del fluido di perforazione si hanno a disposizione alcuni miscelatori di 3 m³ di volume: sono stati immessi (per ogni miscelatore, Figura 119) 2 kg di soda ash.



Figura 119 - Miscelatore per il confezionamento dei fluidi di perforazione

Dopo aver aspettato 5 minuti circa per la mescolatura, il passo successivo è quello di aggiungere la bentonite. Si è scelto di utilizzare il Max Gel[®], ossia una bentonite sodica miscelata con speciali extenders che ne incrementano la viscosità. Essa presenta inoltre buone caratteristiche di pulizia del foro, assicura la stabilità nella formazioni non consolidate, ha un yield alto e non è tossica. In perforazioni normali le quantità consigliate sono 15-30 kg/m³. Per l'esecuzione del foro pilota è stata utilizzata la seguente quantità:

$$23 \frac{\text{kg di Max Gel}^{\text{®}}}{\text{m}^3 \text{ di acqua}}.$$

Quindi si sono aggiunti 69 kg di bentonite, cioè 3 sacchi da 50 lb ciascuno (circa 22,7 kg). A questo punto si aspetta 15÷20 minuti per dare il tempo alla bentonite di idratarsi. Per verificare se l'idratazione è avvenuta correttamente e per vedere se i 3 sacchi sono sufficienti occorre effettuare un test all'imbuto di Marsh ed ottenere quanto più è possibile un tempo di 35÷40 secondi (Figura 120). Se così non fosse bisognerebbe lasciare idratare ancora un po' o aggiungere dell'altra bentonite. Il test fornisce un tempo abbastanza soddisfacente:



Figura 120 - Test all'imbuto di Marsh

Marsh funnel = 34,16 s.

Al fine di incrementare la viscosità⁷⁷ e di controllare le perdite di fluido è stata aggiunta alla miscela la cellulosa polianionica (Polypac R[®]). Tale additivo forma un pannello sottile e resistente ed è resistente all'attacco batterico. Incapsula il cutting e l'argilla di strato, impedendone la dispersione e limitandone l'interazione col fluido. È efficace per una vasta gamma di valori di pH, salinità e durezza totale. È effettivo a basse concentrazioni: normalmente il range usato varia tra 0,71÷2,85 kg/m³. Inizialmente sono stati immessi 1,5 kg, pertanto la quantità scelta è la seguente:

$$0,5 \frac{\text{kg di Polypac R}^{\text{®}}}{\text{m}^3 \text{ di acqua}}.$$

Nel foro pilota, la dose immessa è minore della minima consigliata perché in questa fase è sufficiente avere soltanto un buon gel per trasportare fuori il solido.

Dopo aver miscelato il fluido per 5 minuti circa, si è rifatto il test all'imbuto di Marsh ottenendo il seguente valore:

Marsh funnel = 38 s.

Infine, per produrre un fluido con ottime caratteristiche tissotropiche e altamente shear-thinning, si è aggiunto un ulteriore additivo: xanthan gum

⁷⁷ La viscosità che si incrementa con tale additivo è quella effettiva, calcolata mediante l'imbuto di Marsh (non quella plastica che la si vuole mantenere sufficientemente bassa).

(DuoTec®). La sua funzione principale è quella di incrementare la sospensione del cuttings. Ottimizza il profilo reologico, fornendo elevate viscosità già a bassi shear rate. Viceversa, tali fluidi shear-thinning hanno basse viscosità effettive agli alti shear rate che si incontrano all'interno della batteria e nel Bit, ottimizzando così l'idraulica e massimizzando la velocità di penetrazione. Tale additivo dovrebbe essere aggiunto lentamente attraverso la tramoggia (grossomodo per un sacco da 11,3 kg occorrerebbero 7 minuti). Inoltre, la xanthan gum è soggetta a fermentazione batterica, pertanto sarebbe adeguato un opportuno pretrattamento della miscela con biocidi. Generalmente le concentrazioni richieste per tale additivo sono $1,43 \div 7,1 \text{ kg/m}^3$, ma per fluidi speciali in condizioni di pulizia del foro difficoltose si possono immettere concentrazioni che arrivano a $11,4 \text{ kg/m}^3$. Nel nostro caso, per il foro pilota è stata considerata opportuna una concentrazione di:

$$0,25 \frac{\text{kg di DuoTec}^{\circledR}}{\text{m}^3 \text{ di acqua}}.$$

Dunque la quantità totale introdotta per ogni miscelatore è di 750 grammi. Dopo aver atteso qualche minuto per la completa miscelazione, è stato eseguito ancora il test all'imbutto di Marsh ottenendo un ottimo valore:

Marsh funnel = 40 s.

Il confezionamento del fluido di perforazione può considerarsi completato, ma prima di iniziare la perforazione pilota occorre effettuare il test della densità. Attraverso la mud balance (Figura 121), è stato rilevato un valore della densità abbastanza tipico per il fluido di perforazione⁷⁸:



Figura 121 - Test alla mud balance

$$\text{Densità fluido di perforazione} = 1,025 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}.$$

⁷⁸ Si ricorda che il valore della densità di un buon fluido di perforazione per applicazioni H.D.D. medie dovrebbe aggirarsi intorno a $\rho_{\text{MIXING-IN}} = 1,025 \div 1,050 \text{ g/cm}^3$.

7.2.4 - Perforazione pilota

Avendo superato tutti i test eseguiti al fluido, può iniziare la perforazione pilota lungo l'asse di progetto: si inserisce la punta nella base iniziale e la si orienta sia in altimetria che in planimetria e si avvia la rotary. Per tale fase iniziale si è fissato un pump rate di 250 lpm. In genere è buona norma che il valore della pressione del fango agli ugelli non superi i 15 bar, mentre il valore della pressione che dovrà esserci nel foro dipende dai casi (per il caso in esame è bene che non superi i 2÷3 bar).

Man mano si montano le aste una dopo l'altra seguendo e controllando il tracciato attraverso frequenti letture con il sistema di controllo direzionale (Figura 122). Compito del mud engineer è adesso effettuare il controllo di tanto in tanto del fango di ritorno, verificando anzitutto che vi sia un adeguato spurgo così come mostrato in Figura 123.

In particolare, avendo considerato un mud factor del 25% occorrerà riscontrare tale percentuale anche nel fango carico di solidi che torna indietro. Pertanto l'ingegnere dei fluidi di perforazione dovrà di tanto in tanto prendere un campione di fango (nel punto più vicino possibile allo spurgo, come mostrato in Figura 124) che risale in superficie carico di solidi e verificarne il contenuto in solidi attraverso la misura della densità.

Un equilibrato valore del fango di ritorno dovrebbe segnare la densità in un valore che stia intorno a $\rho_{PIT-OUT} = 1,20 \div 1,25 \text{ g/cm}^3$.

La misura però rileva una densità un po' maggiore:



Figura 122 - Realizzazione del foro pilota: in fondo si nota l'operatore che segue la punta con il sistema walk-over



Figura 123 - Occorre verificare la presenza di uno spurgo adeguato



Figura 124 - Campionamento del fango

$$\text{Densità fango di ritorno} = 1,38 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}.$$

Avendo a che fare con un terreno costituito quasi unicamente da sabbia umida, il valore della densità di riferimento del materiale in posto (determinato in letteratura) è di $\rho_{\text{SABBIA UMIDA}} = 2,10 \text{ g/cm}^3$.

Pertanto il contenuto solido del fango risulta di:

$$\text{solidi in volume} = \frac{1,38-1,025}{2,10-1} = 32,3 \text{ \%}.$$

Quest'ultimo risulta un po' più alto rispetto al mud factor progettato: pertanto occorre pompare più fluido (pump rate) o rallentare la velocità di penetrazione (ROP) per cercare di riportare la percentuale dei solidi il più vicina possibile al valore settato (25%).

Lasciando il campione di fango a riposare per qualche ora, inoltre, si è notata una modesta pellicola d'acqua venire in superficie. Questo fenomeno non dovrebbe succedere e, per correggere tale tendenza, si preferisce aumentare la dose di Polypac R[®] a:

$$0,65 \frac{\text{kg di Polypac R}^{\text{®}}}{\text{m}^3 \text{ di acqua}}.$$

La perforazione pilota è una fase indicativa sulla fattibilità dell'opera con i mezzi che si hanno a disposizione. Il verificarsi o meno di alcune problematiche stabilisce se è conveniente procedere con le fasi di alesatura e tiro-posa della condotta. Nel caso in esame si sono riscontrati numerosi problemi. In primo luogo, prima di trovare l'effettivo tracciato, si è dovuto procedere a diversi tentativi di perforazione per la presenza di numerose interferenze che alteravano il segnale del sistema walk over. Infatti nella zona sono presenti elementi di disturbo di varia natura (come alcune condotte preesistenti) che fanno perdere il segnale e quando ciò accade occorre ritrarre le aste fino a quando non si ritrova la sonda e procedere nuovamente cambiando direzione. Purtroppo tali tentativi sono notevolmente dannosi per la stabilità del canale, in quanto si creano vie di fuga artificiali al fango, che è in pressione. Inoltre, il continuo deviare crea un canale eccessivamente tortuoso che rende molto più difficile il completamento dell'installazione della condotta, creando sforzi maggiori alle aste e alla condotta.

Un secondo problema si è verificato nei pressi della sezione in cui il fiume raggiunge la massima profondità (13 metri), quando l'operatore che aziona il Rig ha rilevato delle anomalie sull'avanzamento della punta. Egli ha segnalato di procedere per qualche metro in una formazione con consistenza estremamente "soffice". Quasi certamente si è scavato in una zona costituita da materiale alluvionale e/o vuoti: infatti si sono riscontrate perdite di fluido tali da non avere più ritorno di fango nella sezione di partenza, che man mano si è prosciugata.

La punta di perforazione con asimmetria trasversale (Figura 125) per poter essere guidata ha bisogno di un terreno con una certa resistenza e in uno strato con queste caratteristiche non permette quindi di poter deviare. Il grosso limite è infatti dovuto al sistema di guida poco appropriato per il tipo di lavoro da eseguire perché non permette di andare a maggiori profondità. Probabilmente si è scavato troppo vicino alla superficie per non perdere il segnale della sonda: si stima infatti di essere ad una profondità di 4÷5 metri dal letto e, in questa posizione, l'installazione della condotta è alquanto rischiosa perché a tale profondità si ha l'interazione con il regime fluviale. Bisognerebbe infatti stare almeno 6÷8 metri dal letto, per non ricadere nella fascia soggetta a fenomeni di erosione e deposito. In sostanza, il rischio è quello che con il tempo la zona che circonda il tunnel possa erodere portando a giorno la condotta. Ciononostante è stato ritenuto opportuno terminare la perforazione pilota per poi decidere se effettuare la posa della condotta in base alla risposta del terreno.

Il terzo problema si è verificato vicino alla sezione di arrivo: è stata notata una leggera fuoriuscita di fluido in superficie (Figura 126). Con ogni probabilità esso è dovuto al fatto che la pressione del fluido, non trovando



Figura 125 - Punta di perforazione ad asimmetria trasversale



Figura 126 - Frac-out nei pressi della sezione di arrivo

sfogo né avanti né indietro, ha trovato dei canali di sfogo naturalmente presenti nei terreni incoerenti. D'ora in avanti, in questo punto si avranno sempre fuoriuscite di fango perché è molto difficile arrestare tale fenomeno. Dopo qualche giorno di lavoro, si è comunque giunti in superficie, nella sezione di arrivo prevista (Figura 127). Anche qui senza non poche difficoltà: è stato necessario, infatti, effettuare una deviazione importante qualche metro sotto la superficie, per la presenza di una tubazione preesistente. Ciò incrementa i problemi connessi alla tortuosità, allontanandosi sempre più dal perforo teorico progettato. Un tunnel non ben definito porta, in fase di tiro-posa, allo spostamento verso l'alto della condotta a causa delle spinte esercitate.

L'uscita della punta è stata facilitata realizzando un piccolo scavo per mezzo di un escavatore, come mostrato in Figura 128. Nell'esecuzione dello scavo è stata notata qualche vena di argilla blu che tuttavia non ha causato disturbo al completamento del foro pilota.

7.2.5 - Alesatura

Al termine della perforazione pilota, si è smontata la punta di perforazione e la sonda: al loro posto si è montato il primo alesatore. Sono infatti previsti 2 passaggi di alesatura con diametri rispettivamente di 300 e 400 mm.

Il numero dei passaggi di alesatura dipende in particolare dal tipo di Rig, dal tipo di pompa, dal tipo di terreno e dal tipo di fango. In genere si preferisce eseguire un numero di passaggi di alesatura minore possibile perché si disturba meno il terreno.

I dosaggi di bentonite e dei vari additivi che compongono il fluido, in tale fase devono essere aumentate secondo quanto stabilito in sede progettuale. Occorre infatti un fluido di perforazione con proprietà più vigorose man



Figura 127 - Profilo planimetrico della perforazione pilota



Figura 128 - Perforazione pilota completata

mano che il diametro del tunnel aumenta. Il dosaggio di soda ash, invece, rimane lo stesso. In questa fase si è verificato il pH del fango:

$pH = 10$.

Dietro l'alesatore (Figura 129) vengono assemblate a mano altre aste, per non perdere la continuità quando si procede a ritroso. Sotto la supervisione del mud engineer, viste le rilevanti difficoltà riscontrate nella prima fase, si vorrebbe eseguire l'alesatura pompando tanto fango e tirando le aste molto piano. Il pump rate nella fase della prima alesatura è stato pertanto elevato a 500 lpm.

Si procede quindi con l'inizio della seconda fase (Figura 130), ruotando l'alesatore tramite la rotary e pompando il fango in modo da allargare il foro pilota. Man mano che l'alesatore procede vengono montate nuove aste (Figura 131) sempre per



Figura 129 - Alesatore di diametro 300 mm

garantire la continuità lungo il tunnel. Inizialmente è stato osservato un ottimo spurgo nella sezione di arrivo (Figura 132). Nel frattempo, purtroppo la sezione di partenza si era completamente asciugata (Figura 133) a conferma dell'assenza di continuità idraulica.

Un ulteriore problema che dovrebbe evitarsi è la mancata continuità dei lavori. La Ditta vincitrice dell'appalto ha a disposizione per la produzione del fango 2 miscelatori da 3 m³ ciascuno e 1 miscelatore da 5 m³: questi risultano assolutamente insufficienti per pompare il fluido alla portata di 500 lpm. Pertanto spesso occorre fermare spesso i lavori per permettere agli operai la produzione di nuovo fango. Questo non dovrebbe accadere sia per questioni di ottimizzazione dei lavori sia perché è meglio mantenere il circuito dei fanghi in continuo movimento.

Quando si è raggiunta la sezione critica, ossia nei pressi di massima profondità del Brenta, è stato notato il prosciugamento completo anche della sezione di arrivo. Si osserva quindi una completa perdita del fluido, senza alcun ritorno di fango né in testa né in coda. Tale fenomeno è stato interpretato come l'instaurarsi di vie anomale di flussi di fango a causa di probabili differenti carichi piezometrici tra la falda e il fiume. Questa problematica si sarebbe dovuta evitare attraverso indagini idrogeologiche

che si dovrebbero effettuare prima dell'inizio dei lavori. Tuttavia non sono state eseguite perché non ritenute necessarie in sede progettuale. Nonostante i continui e numerosi problemi si è comunque voluto completare la prima fase di alesatura.



Figura 130 - Inizio dell'alesatura ($\Phi=300$ mm)



Figura 131 - Montaggio manuale delle aste



Figura 132 - Spurgo nella sezione di arrivo



Figura 133 - Sezione di partenza prosciugata

7.2.6 - Arresto dei lavori e scelta di un nuovo tracciato

A causa dei continui e anomali problemi riscontrati durante la perforazione pilota e nella prima alesatura, si preferisce non procedere con la seconda alesatura e con la successiva fase di tiro-posa.

Un buon progetto di un attraversamento richiederebbe non solo la ricerca bibliografica sulle condizioni geologiche ma anche tutta una serie di indagini geognostiche, topografiche, idrologiche ed idrauliche che, nel caso in esame, non sono state effettuate. Si ritenevano infatti più che sufficienti le analisi storiche in possesso per l'installazione di una condotta da 225 mm. Ciò ha portato però a notevoli imprevisti: i differenti carichi piezometrici tra fiume e falda, ad esempio, hanno fatto sì che ci fossero rilevanti perdite di fluido. Probabilmente l'essere eccessivamente vicini al letto del fiume è stato cruciale per la perdita totale di circolazione e la mancata continuità idraulica nel tunnel. Difatti il prosciugamento della

sezione di partenza e della sezione di arrivo, si è avuto quando si era vicini alla sezione più critica. La mancata di continuità idraulica ha creato inoltre il frac-out.

Se si fosse scelto di completare i lavori, con ogni probabilità si sarebbe arrivati all'installazione della condotta: tuttavia il rischio è quello che quest'ultima potesse essere scoperta in seguito a fenomeni di erosione.

L'altro grosso problema è stato il sistema di guida utilizzato che limitava le profondità raggiungibili. Per di più, a causa delle numerose interferenze riscontrate vicino alla sezione di partenza e di arrivo, si è perforato per tentativi, ritraendo le aste tutte le volte che si perdeva il segnale. Questo ha creato un tunnel eccessivamente tortuoso che, oltre a favorire le perdite di fluido, non giova all'installazione e all'esercizio della condotta.

Per tutti questi motivi è stato ritenuto opportuno sospendere i lavori e riprogettare l'attraversamento, cercando di scendere più in basso e accrescendo (se ve ne fosse la necessità) la lunghezza del tunnel. Bisogna altresì utilizzare un Rig con un tiro più potente e soprattutto utilizzare il sistema di guida MGS (Magnetic Guidance System), che permette di perforare a profondità decisamente maggiori, by-passando la zona "soffice". Occorrono anche più vasche di miscelazione per non fermarsi spesso per la produzione del fango: in tal modo si ottimizzano i tempi di esecuzione e ne giova la qualità dei lavori.

In conclusione il fluido di perforazione di per sé, anche se si è dimostrato opportuno per il tipo di formazione esistente, non basta a risolvere tutti i problemi e a garantire l'esito positivo dei lavori. Occorre infatti una buona cooperazione tra tutte le componenti dell'impianto, che devono essere correttamente dimensionate per il tipo di lavoro da eseguire. Inoltre non bisogna trascurare l'iter procedurale di progettazione: il successo di un attraversamento nasce in primo luogo dalle corrette e complete indagini che si devono eseguire nello studio pre-fattibilità e nello studio di fattibilità.

7.3 - Analisi di un fluido campionato durante la perforazione pilota dell'attraversamento in H.D.D. del canale Muzza

In questo caso si analizza il fluido di perforazione proveniente da un cantiere riguardante l'attraversamento del canale Muzza, nei pressi di Turano Lodigiano (LO).

Si vuole eseguire l'installazione di un gasdotto che andrà ad alimentare una centrale termoelettrica da 800 MW ricadente nei comuni di Turano Lodigiano e Bertinico. In corrispondenza del chilometro 5,15 circa è previsto l'attraversamento del Canale Muzza (di circa 20 m) e della roggia Cotta.

La condotta da installare è in acciaio, ha un diametro nominale di 500 mm (20 inch) e con pressione di esercizio pari a 83 bar.

Sono previsti tre passaggi di alesatura (con diametro finale di 880 mm) che si eseguiranno con un Rig di 35 tonnellate. Il sistema di guida utilizzato sarà necessariamente l'MGS. È altresì previsto un adeguato sistema di riciclo del fluido di perforazione, che permette di diminuire di circa un terzo i quantitativi richiesti.

Dalla relazione geologica del sito in questione si evince una formazione costituita da depositi fluvio-glaciali e fluviali della glaciazione più recente (Würm), ovvero una alternanza di ghiaie e sabbie con orizzonti a forte percentuale di limo sabbioso, tipica di tutto il livello fondamentale della pianura. Questi depositi presentano in genere uno strato superiore di alterazione, con sabbia mista a ghiaia, alterate, di colore bruno rossiccio.

Tali condizioni geologiche, come noto, sono fortemente estremi per i lavori in H.D.D., considerando soprattutto il grosso diametro da eseguire.

Un altro problema è costituito dalla macchina (da 35 tonnellate) considerata a limite per il lavoro da eseguire. Oltre al tiro limitato, essa è anche dotata di una pompa che si considera sottodimensionata per tale installazione poiché si deve portare fuori tanto materiale pesante ma non si ha la possibilità di sfruttare alte velocità anulari. Le richieste di pulizia del canale, soprattutto per l'installazione di grandi diametri, specialmente in formazioni non consolidate, richiederebbero infatti fluidi di perforazione altamente viscosi ed alte velocità di flusso. Tali fluidi hanno alto gel strength e sono difficili da pompare con la macchina a disposizione. In ogni caso, qualora si scegliesse di usare fluidi di tale tipo, ne risulterebbe comunque una bassa velocità di penetrazione e inoltre i rischi di frac-out sarebbero eccessivi.

Occorrerebbe in definitiva un fluido costituito da alto gel strength e alto yield point ma con un bassa viscosità plastica per poter essere ben pompato dalla pompa che si ha a disposizione.

Per tali ragioni questo sembra essere il caso ideale per testare il fluido innovativo composto da bentonite sodica e modificatore reologico (MAX GEL[®] e DRILPLEX[®]) poiché si è visto che possiede caratteristiche che si addicono al caso in esame:

- capacità alta di mantenere il materiale in sospensione;
- un gel molto alto;
- facilità di pompaggio;
- resistenza al flusso senza frac-out;
- “ambientalmente” compatibile.

Prima di eseguire tale installazione è prevista la posa in opera un altro tubo, della stessa lunghezza a circa 5 metri di distanza dalla condotta principale e di diametro decisamente inferiore (pari a 4 inch, circa 100 mm) e spessore 4 mm. Esso ha il duplice scopo di permettere il rilancio dei fanghi per il riciclo, in sede di installazione della condotta più grande e, una volta completati i lavori, sarà utilizzato come cavidotto contenente fibra ottica.

Occorre dunque realizzare un altro attraversamento, anche se più modesto. Per tale lavoro è previsto l'utilizzo dello stesso fluido di perforazione ma per questo primo step non è previsto alcun riciclo.

L'installazione di tale condotta minore sarà fatta mediante il sistema di guida walk over ed è eseguita mediante il Rig Vermeer 24x40A Navigator di 18t, mostrato in Figura 134. Questo ha una pompa assemblata direttamente sulla macchina, ma di relativa bassa portata (circa 150 lpm).

È previsto un unico passaggio di alesatura con diametro pari a 200 mm. La preparazione del fluido è fatta in due miscelatori da 3 m³ ciascuno e la fonte d'acqua è situata in un piccolo canale confinante con il cantiere (Figura 135): quest'ultima mostra un pH abbastanza neutro e una durezza molto contenuta.



Figura 134 - Rig utilizzato per la posa in opera della condotta più piccola



Figura 135 - Approvvigionamento idrico per la produzione del fluido di perforazione

Tuttavia occorre aumentare il pH a 10,5÷11 poiché il DRILPLEX[®], come si è detto, lavora bene in condizioni basiche. Si aggiungono pertanto 2 kg di soda ash per ogni miscelatore.

Per l'installazione della prima condotta si provvede alla produzione di un fluido di perforazione (Figura 136) costituito da:

$$25 \frac{\text{kg di MAX GEL}^{\text{®}}}{\text{m}^3 \text{ di acqua}} + 0,7 \frac{\text{kg di DRILPLEX}^{\text{®}}}{\text{m}^3 \text{ di acqua}}$$

Si inizia quindi la perforazione pilota e si vede uno spurgo iniziale molto accentuato (Figura 137).

Si è misurata la densità sia del fluido di perforazione fresco sia del fluido che torna indietro carico di solidi, al fine di verificarne il contenuto, che grossomodo rispecchia il valore di progettazione:

$$\text{Densità fluido di perf.} = 1,01 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3};$$

$$\text{Densità fango di rit.} = 1,20 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3};$$

$$\text{Solidi in volume} = \frac{1,20-1,01}{1,8-1} = 23,8 \%$$

Ad un certo punto, mentre la perforazione pilota continuava, è stata osservata la separazione dell'acqua nella parte della cavità in cui il fluido risultava maggiormente stagnante (Figura 138). Ciò era ampiamente previsto dopo la campagna di analisi effettuata in laboratorio e si poteva prevenire aggiungendo dell'amido alla miscela.



Figura 136 - Confezionamento del fluido di perforazione



Figura 137 - Spurgo



Figura 138 - Separazione dell'acqua dal fluido di perforazione che torna indietro carico di solido

È stato preso un campione del fluido di perforazione utilizzato nel cantiere ed è stato portato in laboratorio per poterlo analizzare e per testarne le proprietà.

Dopo circa una settimana di riposo il fluido campionato si presentava nelle condizioni di Figura 139, ossia con un quantitativo non indifferente di acqua separata dal resto del fluido.

Si sono eseguiti diversi test, tra i quali una nuova misura di densità (che peraltro confermava il valore ottenuto in cantiere), il test all'imbuto di Marsh, alla filtropressa, il test del contenuto in sabbia, le misure di viscosità plastica, gel strength e yield point al viscosimetro rotazionale. I risultati ottenuti sono illustrati in Tabella 30.



Figura 139 - Separazione dell'acqua nel fluido campionato nel canale

Tabella 30 - Caratteristiche del fluido campionato

FLUIDO CANALE MUZZA (foro pilota)	Dosi: MAX GEL® 25 kg/m³ + DRILPLEX® 0,7 kg/m³		
Mud balance	Densità, g/cm ³	1,2	
Imbuto Marsh	MFV, s	37	
	Grado di gelificazione, s	60	
Reometro	600 RPM	24	
	300 RPM	15	
	200 RPM	13	
	100 RPM	9	
	6 RPM	4	
	3 RPM	immediata	3,5
		attesa 10 s: initial gel, lb/100ft ²	5
		attesa 10 min: 10-minute gel, lb/100ft ²	9
Valori calcolati	PV, cP	9	
	YP, lb/100ft ²	6	
	AV, cP	12	
Filtropressa	Filtrato, ml	7,5 min	15
		30 min (totale)	29
	Pannello, mm		2,62
Contenuto in sabbia	%	2,5	

Il fluido di perforazione campionato mostra i risultati attesi. Innanzitutto si osserva un alto valore del contenuto in sabbia (Figura 140) che conferma l'eccellente pulizia del foro: ciò è dovuto alle ottime caratteristiche reologiche conferitogli dal DRILPLEX[®] che viene aggiunto alla bentonite.

In particolare confrontando tale composizione con quella testata in laboratorio precedentemente (con dose pari a 35 kg/m³ MAX GEL[®] + 1 kg/m³ DRILPLEX[®]) si possono fare alcune considerazioni. Il fluido campionato nel canale Muzza presenta una viscosità plastica maggiore (9 cP contro 7 cP), nonostante i dosaggi inferiori di bentonite e di modificatore reologico. Ciò è dovuto al fatto che il fluido campionato è arricchito in solidi, a differenza di quello fresco testato in laboratorio. Pertanto il solido incapsulato causa un aumento della viscosità plastica. Questo cambiamento genera, a sua volta, un andamento del gel strength tipico dei fluidi di perforazione, a differenza di quanto accadeva precedentemente con i fluidi freschi contenenti DRILPLEX[®] testati precedentemente in laboratorio: nel

fluido campionato infatti il *10-minute gel* è maggiore dell'*initial gel* (rispettivamente 9 lb/100ft² e 5 lb/100ft²). Pertanto in realtà il gel reale non è quello testato in laboratorio col fluido fresco ma migliora un po' quando si arricchisce in solidi in sospensione. Infine, anche il test alla filtropressa mostra un pannello di buone condizioni come mostrato in Figura 141.

L'attraversamento del canale Muzza, per l'installazione della condotta da 4 inch, è stato completato con successo dopo qualche giorno dall'inizio della perforazione pilota.



Figura 140 - Il test del contenuto in sabbia rileva un valore del 2,5%



Figura 141 - Il test alla filtropressa fornisce un pannello in ottimo stato

CONCLUSIONI

Lo scopo della tesi è stato quello di definire un fluido di perforazione appropriato, in relazione al tipo di lavoro da eseguire, negli attraversamenti in *Horizontal Directional Drilling*.

Un buon fluido assolve diverse funzioni: deve permettere di evacuare il *cuttings*, ma anche evitare la sedimentazione quando si ferma la circolazione, stabilizzare il foro, trasmettere potenza idraulica all'eventuale *mud motors*, raffreddare e lubrificare gli utensili. Questi compiti sono controllati da un set di parametri che vanno testati sia in laboratorio, per la scelta della miscela ideale, sia in cantiere per monitorare la bontà del fluido in relazione ai risultati attesi.

Non esiste un fluido universalmente valido poiché in ogni perforazione sono tante le variabili in gioco da tenere in considerazione, quali: natura della formazione e condizioni idrogeologiche, tipo di installazione da eseguire (diametro, lunghezza), tipi di mezzi che si hanno a disposizione (tiro della macchina, pompa), ecc.

Si è visto che nelle trivellazioni orizzontali controllate (*T.O.C.* o *H.D.D.*) i fluidi impiegati sono a base acquosa. Possono essere aggiunti eventualmente additivi vari che conferiscono al fluido specifiche proprietà. Ad esempio, si possono aggiungere agenti inibitori (come il cloruro di potassio) che rendono stabile il fluido quando la perforazione interessa strati argillosi reattivi. Oppure si possono aggiungere polimeri (quali la cellulosa polianionica e/o lo xanthan gum) per conferire al fluido migliori caratteristiche reologiche.

Le proprietà reologiche fondamentali che deve possedere un buon fluido utilizzato nella *Horizontal Directional Drilling* sono: alto potere gelificante, alto yield point e bassa viscosità plastica. Le prime due sono necessarie per evacuare i detriti solidi che si generano durante la perforazione (vedi Figura 142), mentre la viscosità plastica deve essere mantenuta bassa per poter fare circolare facilmente il fluido.



Figura 142 - Il fluido di destra possiede un alto gel strength che permette al solido di rimanere in sospensione

Inoltre, poiché non si raggiungono profondità eccessive, occorre che la densità rimanga entro valori contenuti.

In questo studio si sono quindi caratterizzati alcuni tipi di fluidi di perforazione di tipologia standard per il settore *H.D.D.* Si è cercato di capire, in particolar modo, come alcuni composti che vengono aggiunti alla miscela influenzano determinate proprietà.

Successivamente, si è testato un fluido innovativo per il settore, composto da bentonite e modificatore reologico: a differenza dei polimeri, è stato dimostrato come questo influenzi contemporaneamente diversi parametri che conferiscono alla miscela precise caratteristiche.

Nei fluidi testati si sono utilizzati i seguenti prodotti:

- bentonite sodica pura proveniente dal Wyoming (USA), MAX GEL[®];
- bentonite sodica proveniente dal Wyoming (USA) premiscelata a secco con alcuni polimeri, MAX BORE[®];
- cellulosa polianionica, PAC R[®];
- xanthan gum, DUO TEC[®];
- modificatore reologico di carattere innovativo, DRILPLEX[®].

Dai diversi campioni testati in laboratorio si evince che i fluidi con migliore potere gelificante sono quelli composti da MAX GEL[®] 50 kg/m³ e il MAX GEL[®] 35 kg/m³ + 3 kg/m³ di DRILPLEX[®] (vedi Figura 143). Si nota anche che i valori di gel aumentano sensibilmente con l'aumentare del dosaggio di bentonite e, a parità di quest'ultima, aumenta con l'aumentare del dosaggio di DRILPLEX[®], DUO TEC[®] o PAC R[®].

Dal punto di vista dello yield point, che rappresenta lo sforzo che deve essere prodotto per poter rompere il gel e poter muovere il fluido, il grafico di Figura 144 mostra che le migliori miscele sono, anche per questo caso, quelle contenenti MAX GEL[®] 35 kg/m³ + 3 kg/m³ di DRILPLEX[®] e il MAX GEL[®] 50 kg/m³. Si nota che i valori di yield point aumentano con l'aumentare del dosaggio di bentonite e, a parità di quest'ultima, aumenta con l'aumentare del dosaggio di DRILPLEX[®], DUO TEC[®] o PAC R[®].

La viscosità plastica migliore (che si vuole tenere convenientemente bassa) si ottiene con i campioni MAX GEL[®] 25 kg/m³ e MAX BORE[®] 20 kg/m³. Analizzando il grafico di Figura 145 si evince che a parità di bentonite, essa cala con il diminuire delle dosi di DRILPLEX[®], DUO TEC[®] o PAC R[®].

Esaminando il filtrato, infine, in Figura 146 si evince che esso diminuisce all'aumentare delle dosi di bentonite e, a parità di questa, cala all'aumentare delle dosi di DUO TEC[®] o PAC R[®]. Viceversa aumenta con l'aumentare del dosaggio di DRILPLEX[®]: poiché esso è un modificatore reologico che lavora attraverso legami elettrochimici, non forma nuove molecole che trattengono l'acqua (così come invece fanno i polimeri).

In cantiere, invece, si è valutata la composizione e l'efficacia di due differenti tipi di fluidi utilizzati in due perforazioni, entrambe in suoli non

coesivi. Il corretto impiego dei fluidi di perforazione prevede oltre l'esecuzione di test in laboratorio prima dell'inizio dei lavori, il monitoraggio continuo in cantiere per far sì che esso mantenga le caratteristiche volute. Infatti, man mano che la perforazione avanza, il fluido viene a contatto con "agenti esterni" che modificano alcune proprietà.

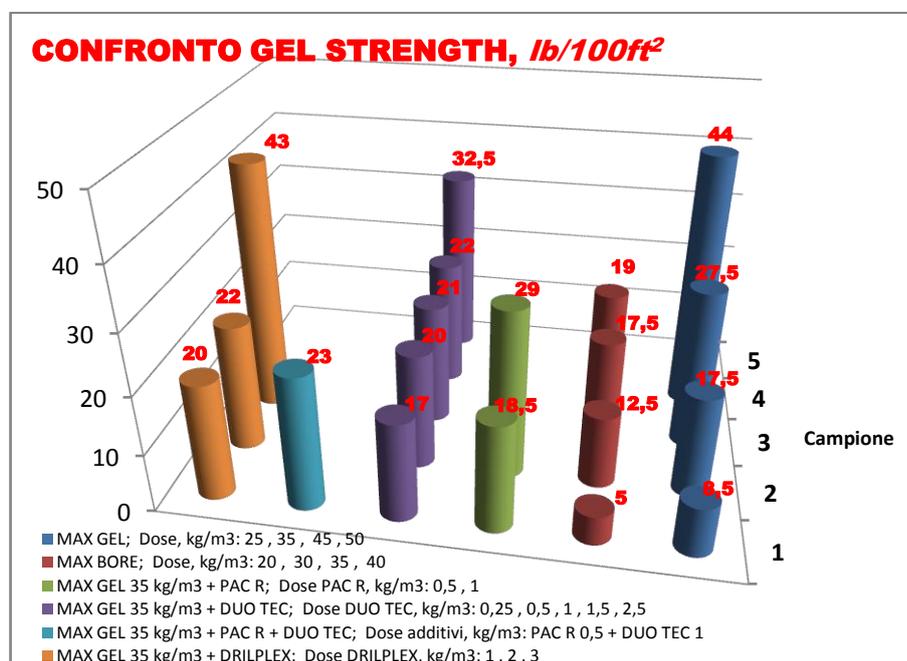


Figura 143- Valori del gel strength dei fluidi esaminati

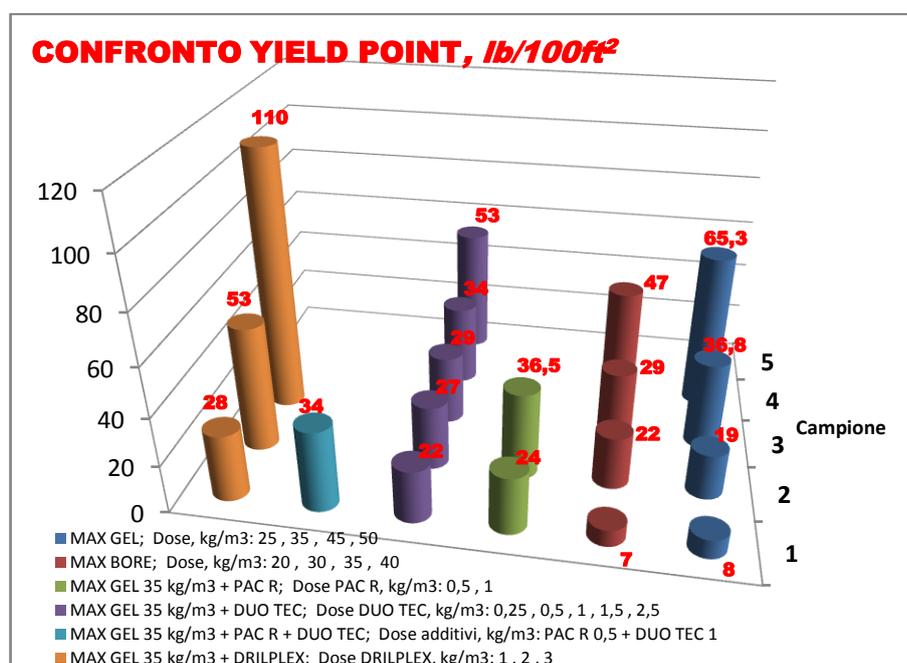


Figura 144 - Valori dello yield point dei fluidi esaminati

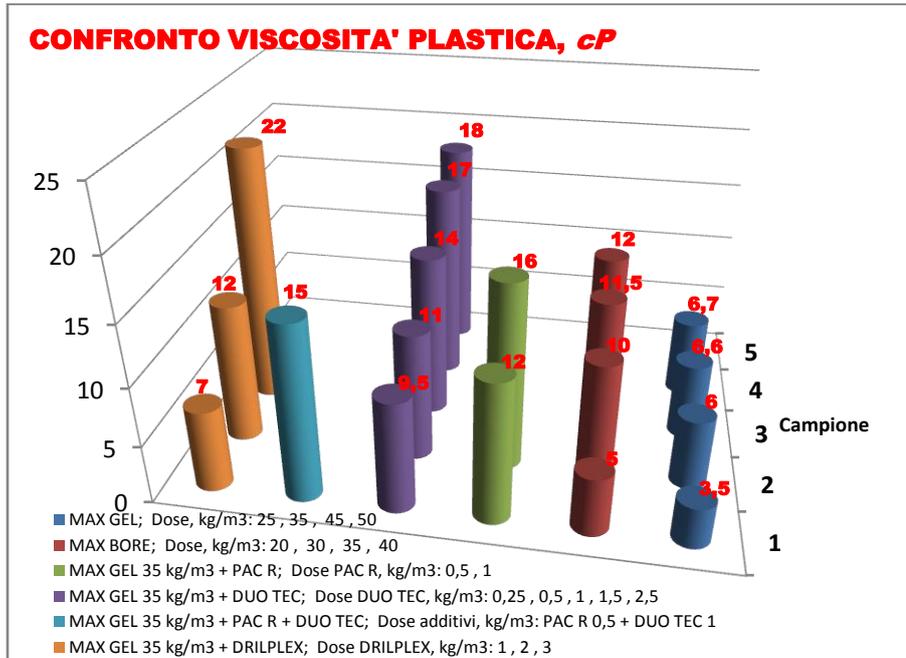


Figura 145 - Valori della viscosità plastica dei fluidi esaminati

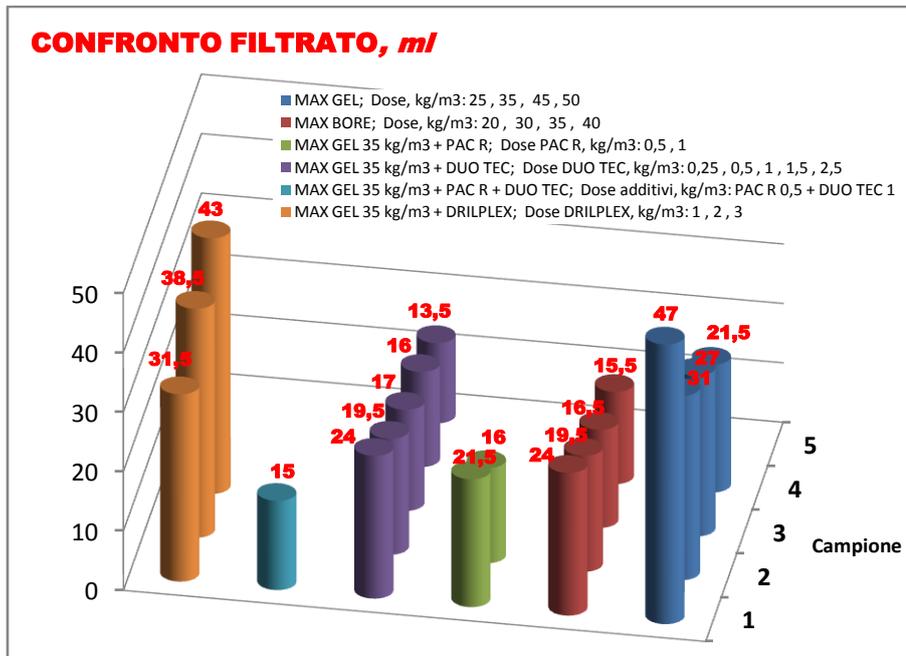


Figura 146 - Valori del filtrato dei fluidi esaminati

Tuttavia la scelta del fluido di perforazione non può essere effettuata esaminando distintamente tali parametri osservati ma occorre trovare il

giusto compromesso tra essi, avendo ben presente le condizioni geologiche del sito e le caratteristiche delle macchine a disposizione.

La viscosità plastica, come detto, è bene si mantenga bassa per poter avere un fluido facile da far circolare. Inoltre, bisogna mantenerla bassa perché il fluido si arricchirà in solidi durante la perforazione e pertanto essa è destinata ad aumentare. Un alto yield point dà, invece, consistenza al fluido e un alto gel costituisce una buona tixotropia della miscela. Tenendo conto di queste considerazioni, sono stati scelti un insieme di fluidi (con precise composizioni) tra quelli testati in laboratorio e si sono messi a confronto (Figura 147).

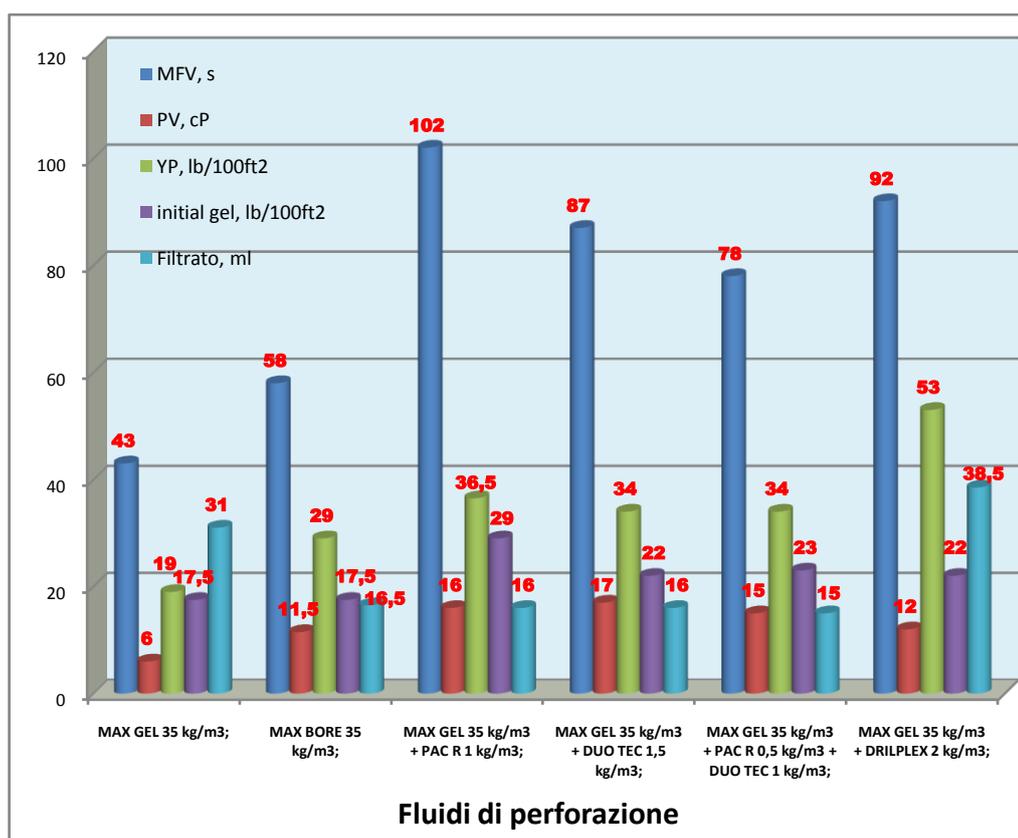


Figura 147 - Caratteristiche dei principali fluidi di perforazione

Il MAX GEL[®] è una bentonite sodica pura e fornisce un eccellente valore di viscosità plastica (6 cP), ma possiede un basso gel e yield point. Pertanto, in alternativa, si potrebbe utilizzare il MAX BORE[®] che è un prodotto *ready mix*, cioè bentonite tagliata a secco con alcuni polimeri: infatti si nota come esso presenti viscosità plastica e yield point aumentati rispetto al primo caso, mentre il filtrato diminuisce. Oppure si potrebbe preparare un fluido costituito da bentonite sodica pura (MAX GEL[®]) e cellulosa polianionica (PAC R[®]): mostra ottimi valori di gel e yield point ma viscosità plastica aumentata. Si è testato anche un fluido costituito da bentonite sodica pura (MAX GEL[®]) con xanthan gum (DUO TEC[®]): esso però mostra viscosità

plastica, yield point e gel peggiori. Tale fluido, infatti, ha soltanto scopo di ricerca perché il DUO TEC[®] in cantiere non viene mai utilizzato da solo, ma si aggiunge ad un fluido un po' viscoso (per esempio un fluido che è già stato miscelato alla cellulosa polianionica).

Infatti aggiungendo la stessa quantità di DUO TEC[®] a una miscela bentonitica che contiene già PAC R[®] (in dosi dimezzate rispetto al precedente caso) si notano migliorie nei valori di viscosità, gel e filtrato. Infine, la miscela innovativa, costituita da MAX GEL[®] e DRILPLEX[®], mostra un eccellente valore di yield point (53 lb/100ft²), apprezzabili valori di gel e viscosità plastica, ma un filtrato eccessivo.

Pertanto, anche se non esiste una miscela ideale per tutte le perforazioni in suoli non coesivi, si possono comunque fare delle considerazioni. Sembra infatti che quest'ultimo fluido posseda le migliori caratteristiche in caso di attraversamenti con diametri grandi, in suoli di natura sabbiosa e con impianto di pompaggio limitato. Il sistema bentonite DRILPLEX[®] garantisce il trasporto di tanto materiale anche a basse velocità anulari: è considerato un prodotto speciale proprio perché innalza la forza del gel pur mantenendo bassa la viscosità plastica. Infatti, per una buona pulizia del foro (in questo tipo di formazione) sarebbero necessarie alte viscosità e moto turbolento: a causa della singolare reologia, il sistema DRILPLEX[®], sebbene abbia una bassa viscosità, garantisce un trasporto dei solidi migliore dei fluidi molto viscosi, difficili da far circolare. Esso trasporta notevoli quantità di cuttings proprio grazie all'elevato gel e yield point. Ciò è stato verificato mediante il test al sabbimetro, durante l'attraversamento del canale Muzza, che forniva un valore di contenuto in sabbia pari a 2,5 % (solitamente, utilizzando fluidi classici, questo valore si attesta intorno all'1,5%).

Mantenere bassa la viscosità plastica è possibile poiché il DRILPLEX[®] lavora sulle cariche anioniche/cationiche e non forma, a differenza dei polimeri, molecole ad alto peso molecolare (che sono i principali responsabili dell'aumento di viscosità).

Il filtrato eccessivo potrebbe essere risolto con l'aggiunta di amidi nella miscela, che inglobano le molecole di acqua. Da un punto di vista ambientale, l'ossido di metallo di cui si compone il DRILPLEX[®] non è considerato tossico ed è quindi accettato dall'agenzia americana EPA (Environmental Protection Agency). Esso è in definitiva un buon prodotto se utilizzato per aumentare la capacità di trasporto del solido. Viene in aiuto soprattutto in attraversamenti, come nel caso del canale Muzza, con macchine limitate: infatti gel e yield point simili si potevano ottenere anche con una miscela bentonitica, cellulosa polianionica e xanthan gum ma per contro si sarebbero raggiunte viscosità plastiche alte che necessitano di pompe potenziate. Oltre all'alto filtrato, i limiti del DRILPLEX[®] sono rappresentati dall'incompatibilità con i polimeri anionici (come la cellulosa

polianionica) e con i diluenti perché distruggono le proprietà reologiche del fluido. Inoltre, esso genera un gel che diminuisce nel tempo a shear rate nulli: per ottimizzare i lavori dovrebbe pertanto utilizzarsi in ciclo continuo, senza l'interruzione dei lavori che favorirebbe la sedimentazione dei detriti. Nel caso di frequenti e prolungate interruzioni la miscela che meglio si adatta è costituita invece da bentonite, cellulosa polianionica e xanthan gum: benché sia caratterizzata da un gel strength minore, quest'ultimo è tuttavia stabile nel tempo.

Il fluido di perforazione è quindi uno dei elementi che influiscono sul buon risultato della tecnologia *H.D.D.* Tuttavia, pur riconoscendo che esso assolve in se molte funzioni fondamentali, non basta comunque a garantire il successo dell'installazione. Come infatti si è verificato nel cantiere di Chioggia, anche se il fluido testato lavorava molto bene occorreva garantire sinergia tra le varie componenti dell'impianto. In quel caso, l'attraversamento non è andato a buon fine perché serviva un sistema di guida adeguato e un impianto con un tiro maggiore. Infine, anche le indagini preliminari in fase di fattibilità sono essenziali per la riuscita dei lavori: infatti, nell'attraversamento del Brenta era indispensabile l'esecuzione di indagini geognostiche, topografiche idrauliche e idrogeologiche che non sono state eseguite.

BIBLIOGRAFIA

1. Vescovo C., Lazzarini U., *LA COSTRUZIONE DI CONDOTTE IN ACCIAIO NEL SEGNO DEL RISPETTO AMBIENTALE: LE TECNOLOGIE TRENCHLESS*, Snam Rete Gas, 2^a ed. 2002.
2. Chirulli R., *MANUALE: PROGETTO NO-DIG (volumi 1,2,3,4,5)*, La Fiaccola, aprile 2005.
3. Manley Osback, NEW HDD “DRILL & INTERSECT” METHOD OFFERS ALTERNATE SOLUTION TO HIGH IMPACT EXCAVATIONS, The Crossing Company, 2004.
4. Maglione R., Romagnoli R., *REOLOGIA ED IDRAULICA DEI FLUIDI DI PERFORAZIONE*, CUSL P.G. Frassati, luglio 1999.
5. Brighenti G., Appunti del prof. Brighenti del corso di “Tecnica dei sondaggi L”, a.a. 2005/2006.
6. Mi-Swaco, DRILLING FLUIDS ENGINEERING MANUAL, Mi-Swaco USA, marzo 1998.
7. Gianni Luigi Bragadin, IDRAULICA, Cedam, 1999.
8. Mi-Swaco, DRILLING FLUIDS AND MUD HANDLING, Mi-Swaco Deutschland GmbH, Celle.
9. API - American Petroleum Institute, RECOMMENDED PRACTISE FOR FIELD TESTING WATER-BASED DRILLING FLUIDS, API Recommended practice 13B-1, Third Edition, Washington D.C., December 2003.
10. API - American Petroleum Institute, SPECIFICATION FOR DRILLING-FLUID MATERIALS, ANSI/API Specification 13A, Seventeenth Edition, Washington D.C., November 2006.
11. Mi-Swaco, DRILLING SOLUTIONS CATALOG, Mi-Swaco USA, 2008.
12. MI-Swaco, UNDERSTANDING THE DRILPLEX (MMO) FLUID SYSTEM, CHOOSING THE APPLICATIONS, AND ENGINEERING CONSIDERATIONS, Mi-Swaco USA, 2007.
13. MI-Swaco, DRILPLEX HDD RHEOLOGY MODIFIER FOR HDD DRILLING FLUIDS, Mi-Swaco USA, 2007.

SITI INTERNET

1. www.google.it
2. www.chirulli.it
3. www.wikipedia.it
4. www.glossary.oilfield.slb.com/default.cfm
5. www.miswaco.com