

APVE
EXPLO
1700

100 EXPLO

P. F. Barnaba	N.º 10
---------------	--------

R. SCHOLTEN

ALTI SINCRONI: HABITAT PREFERENZIALE DEL PETROLIO ?

* (Traduzione parziale a cura di F. Francini dell'articolo apparso sul Bollettino dell'A.A.P.G. nell'agosto 1959 - pp. 1793-1834 - cui si rimanda per l'eventuale studio dei campi petroliferi, riportati come esempio, e per l'elenco bibliografico)

S. Donato, ⁴Marzo 1961

I N D I C E

Sommario	pag.	3
Scopo di questo studio	"	3
Introduzione	"	4
Tipi di alti sincroni.	"	5
Alti sincroni di origine diastrofica	"	5
Alti sincroni di origine sedimentaria.	"	6
Alti sincroni di origine erosiva	"	6
Alti sincroni ereditati.	"	6
Ruolo degli alti sincroni nella formazione degli accumuli		
Alti sincroni ed origine del petrolio	"	7
Alti sincroni ed accumulo del petrolio	"	10
Alti sincroni ed epoca dell'accumulo	"	10
Alti sincroni e porosità del giacimento.	"	11
Prospezione per gli alti sincroni	"	16
Cambiamenti litologici associati ad alti strutturali	"	16
Cambiamenti di spessore associati ad alti strutturali	"	17
Cambiamenti nel rigetto delle faglie	"	18
Lacune stratigrafiche associate a sollevamenti strutturali	"	19
"Slumps" associati con alti strutturali.	"	19
Diapirismo associato ad alti strutturali	"	19
Indicazioni indirette varie di alti sincroni	"	19
Conclusioni	"	20

SOMMARIO

Gli "alti sincroni" sono "alture" del fondo marino presenti durante la sedimentazione. La loro genesi può essere diastrofica, di deposizione, di erosione, ereditata durante la "compaction" o una combinazione di queste.

Essi tendono a creare condizioni favorevoli a tutti e tre gli stadi della storia naturale del petrolio, (origine, migrazione, accumulo) e quindi rappresentano, forse, gli "habitat" preferenziali dell'olio e del gas. Trappole di questo tipo presentano varie caratteristiche strutturali, topografiche, sedimentarie e stratigrafiche che possono essere scoperte in alcuni casi attraverso il lavoro di superficie, le fotografie aeree e il rilievo geofisico, ma più comunemente attraverso studi accurati sulle carote e sui logs.

SCOPO DI QUESTO STUDIO

La presente discussione vuol richiamare l'attenzione su un ambiente specifico che sembra creare condizioni particolarmente favorevoli a tutti e tre gli stadi della storia naturale del petrolio: origine, migrazione ed accumulo. Questo ambiente è "l'alto sincrono" un termine applicato qui a qualsiasi "area locale che si presentava topograficamente (sia pure in modo lieve e per qualsiasi causa) come un alto sul fondo del mare o di un lago, durante quel periodo di tempo nel quale venivano depositati i sedimenti di quella regione".

L'Autore si è interessato specialmente a quegli alti che erano sincroni con i sedimenti petroliferi e dei quali si trovano esempi sparsi nella letteratura. L'aggiornamento della teoria e la raccolta dei vari dati in un unico schema dovrebbero fornire mezzi utili nella ricerca del petrolio.

INTRODUZIONE

I processi di genesi, migrazione ed accumulo del petrolio, che sono controllati dalle condizioni fisiche dell'ambiente nel quale l'olio si forma, migra e si accumula, seguono logicamente alcune norme.

1) L'olio si accumula in una roccia, adeguatamente permeabile, che presenta una condizione di ostacolo ("trappola") all'olio che migra.

Tale trappola può essere strutturale (anticlinale, faglia, etc.) o granulometrica (l'assottigliarsi di uno strato poroso; il passaggio progressivo da arenaria a marna) o la combinazione di questi. A queste si possono sovrapporre condizioni idrodinamiche relative ad acque di serbatoio.

2) Tali trappole sono inutili dal punto di vista dell'accumulo d'olio a meno che non si trovino lungo il cammino di migrazione dell'olio ed al tempo di tale migrazione.

3) La via di migrazione è determinata dalle condizioni strutturali, di permeabilità ed idrodinamiche del serbatoio e dalla località di provenienza del petrolio.

4) La trappola più vicina all'ambiente di formazione dell'olio, lungo la via di migrazione, sarà la prima ad essere impregnata d'olio. Una trappola molto lontana dall'area di origine dell'olio, può essere impregnata se non intervengono ostacoli strutturali o di permeabilità a bloccarne gli accessi e se sono già state riempite di olio e gas le trappole più vicine lungo tale via di migrazione. A proposito di quest'ultimo caso va ricordato infatti che Gussow pensa che la migrazione dell'olio sia l'equivalente invertito, del drenaggio delle acque superficiali.

TIPI DI "ALTI SINCRONI"

Gli alti sincroni possono avere varie origini. Queste sono elencate ed illustrate nelle figg. 1 e 2 e descritte brevemente nei paragrafi seguenti. Ci occuperemo del loro ruolo teorico nel favorire accumuli d'olio; della loro influenza nella genesi di tali accumuli; del loro riconoscimento attraverso dati di superficie e di sottosuolo, durante l'esplorazione petrolifera.

Per convenienza si possono distinguere quattro tipi principali di "alti sincroni" secondo che la loro genesi è 1) diastrofica, 2) di deposizione, 3) d'erosione, 4) ereditata.

"Alti sincroni" di origine diastrofica

Gli alti sincroni sono intesi talvolta come "strutture in accrescimento". Questo termine indica che un'elevazione strutturale andava crescendo e manifestandosi topograficamente sul fondo del bacino durante la deposizione dei sedimenti, piuttosto che dopo la deposizione di tutte le rocce presenti nella struttura.

Esempi di "strutture in accrescimento" sono le anticlinali di compressione in fase iniziale sorte con intermittenza in una geosinclinale o adiacenti ad uno zoccolo cratonico durante il lungo periodo di sedimentazione prima del parossismo orogenico finale (fig. 1 A).

Altri esempi sono molte delle strutture - accompagnate da colate di rocce incompetenti - come i domi salini e le anticlinali diapiriche con nuclei di sale o di fango (fig. 1 B, 1 C). Un gran numero di tali strutture mostra di essere sorte contemporaneamente alla sedimentazione ed al di sopra del fondo del mare.

Infine, la struttura in accrescimento può essere dovuta ad un sollevamento verticale, quale per es. un blocco faglia to che causa un inarcamento anticlinale degli strati sovrastanti e quindi un alto sul fondo marino (fig. 1 D).

Strutture in accrescimento di quest'ultimo tipo ci si devono aspettare di preferenza nelle vicinanze dello zoccolo cratonico.

"Alti sincroni" di origine sedimentaria

Gli alti sincroni originati da deposizione possono essere chiamati anche "alti sedimentari".

Anche questi sono rappresentati da rilievi nella topografia sottomarina.

Importante fra questi sono i cordoni litorali di sabbia e le bioerme (fig. 2 A e 2 B). Ambedue vanno ricercati nell'ambiente costiero.

"Alti sincroni" di origine erosiva

Le alture sul fondo del mare che sono semplicemente resti d'erosione sommersi di un'antica superficie topografica, possono essere chiamati "alti d'erosione" (fig. 2 C).

Rilievi di questo tipo sono da ricercare dietro linee di costa trasgressive e sopra discordanze marcate ed estese.

"Alti sincroni" ereditati

Alti del fondo ereditati devono la loro condizione alla configurazione ad arco di una superficie stratigrafica sepolta quale una scogliera, un cordone litorale di sabbia o un residuo d'erosione.

Questa configurazione arcuata può venire ereditata dagli strati sovrastanti e mantenuta da questi per "compaction" differenziale (Fig. 2 D).

In alcuni casi di rapida ingressione si possono formare "alti ereditati" attraverso una deposizione di strati paralleli alle pendenze della topografia sommersa.

RUOLO DEGLI "ALTI SINCRONI" NELLA FORMAZIONE DEGLI ACCUMULI

ALTI SINCRONI ED ORIGINE DELL'OLIO

E' già stato messo in evidenza il ruolo degli alti sul fondo del mare, nella genesi dei depositi di idrocarburi.

Secondo il concetto prevalente la maggior sorgente organica di petrolio è il plancton marino il cui sviluppo è a sua volta dipendente, dalla presenza di luce, ossigeno e nutrimento.

Il bisogno della luce solare limita l'abbondanza del plancton alle acque di superficie. L'ossigeno è principalmente abbondante in acque costantemente disturbate dall'azione delle onde e delle correnti.

Il nutrimento è fornito sia dalla costa sia dalle correnti provenienti dagli strati profondi dove sono disciolti i sali degli organismi planctonici morti.

Le zone di maggior abbondanza di plancton, sono dunque le acque vicine alla costa specialmente quelle vicino alle foci dei grandi fiumi o quelle di banchi sabbiosi. Ambedue gli ambienti sono caratterizzati dall'azione di onde e possono dar origine a correnti risorgenti dal fondo.

Perciò le località con abbondanza di organismi generatori d'olio, sarebbero proprio gli alti del fondo marino di tutti i tipi descritti. Infatti questi si trovano, almeno parzialmen

te, sopra la base d'azione delle onde e non troppo distanti dalla costa.

D'altra parte è stato ripetutamente affermato che le stesse condizioni che danno origine ad una vita planctonica abbondante, possono impedire il locale accumulo di organismi planctonici morti e la conservazione degli idrocarburi.

L'azione delle onde e delle correnti impedisce il fissarsi di micro-organismi e facilita l'ossidazione del materiale organico e quindi tali sedimenti generatori di idrocarburi possono accumularsi non sugli alti del fondo, ma piuttosto nella loro vicinanza in località dove le acque sono più profonde e più quiete. Qui il plancton ha la possibilità di fissarsi sul fondo dove la scarsità di ossigeno facilita la concentrazione di idrocarburi.

Si hanno quindi condizioni ideali, ma non necessarie, quando il fondo dell'alto è situato in un bacino con soglia subacquea od in vicinanza di una piccola fossa chiusa, in un grande bacino aperto.

Tali depressioni chiuse possono essere create dalle stesse condizioni che causano l'alto del fondo, cioè possono essere dovute a movimenti tettonici sottomarini.

Si deve tener presente però che il fondo stagnante di bacini chiusi non rappresenta l'unico ambiente nel quale gli idrocarburi hanno la possibilità di conservarsi e accumularsi in quantità.

In carote di sedimenti recenti prelevate nei bacini attuali, i potenziali di ossido-riduzione, sebbene positivi alla superficie dei sedimenti, nella maggior parte dei casi diminuivano con la profondità fino a divenire comunemente negativi pochi piedi sotto tale superficie.

Se il seppellimento dunque, non è troppo lento, gli idrocarburi possono essere protetti dall'ossidazione, in tempo per permettere la genesi dell'olio non solamente in bacini ben chiusi, veramente eusinici, ma anche in depressioni meno limitate o addirittura sul fondo dei mari non chiusi.

Ciò fa pensare ad un altro modo col quale un "alto sincrono" potrebbe causare la genesi dell'olio nelle vicinanze.

I franamenti sottomarini che seppelliscono rapidamente del materiale organico, potrebbero contribuire alla conservazione degli idrocarburi. Un tale franamento potrebbe avvenire sui pendii sottomarini di alti del fondo marino di notevoli dimensioni.

Sul fondo del M. Nero, i franamenti avvengono su pendii dell'ordine di appena un grado.

Presumibilmente potrebbero avere un simile ruolo le correnti di torbida ed anche le colate da vulcani di fango sottomarine associate con "alti strutturali o topografici".

Da queste considerazioni appare che:
"gli alti sincroni sono molto importanti dal punto di vista della presenza dell'olio ed è molto probabile che debbano essere localizzati in vicinanza di ambienti generatori di olio e quindi siano i primi a ricevere l'olio che migra."

ALTI SINCRONI ED ACCUMULO DELL'OLIO

Dal punto di vista dell'accumulo i diversi tipi degli "alti sincroni" descritti presentano una varietà di condizioni che tendono a renderli più importanti, come trappole potenziali, degli alti formati molto dopo la deposizione dei sedimenti generatori d'olio.

"Alti sincroni" ed epoca dell'accumulo

E' nota l'importanza dell'epoca di formazione di una trappola in rapporto all'epoca della migrazione e dell'accumulo degli idrocarburi.

L'inizio della migrazione dell'olio dopo la deposizione dei sedimenti che lo hanno generato, è un dato incerto. Secondo Gussow in area di geosinclinale a sedimentazione rapida e continua, l'inizio della migrazione dovrebbe variare da meno uno a diversi milioni di anni.

Levorsen ha potuto provare che l'olio incomincia a migrare prima di un milione di anni, dopo la sua formazione, fino ad un minimo misurabile in migliaia od anche centinaia di anni.

Smith ha dimostrato la presenza di idrocarburi liquidi in vari sedimenti marini attuali in quantità sufficienti per formare, dopo la migrazione, giacimenti d'olio commerciali.

Il contenuto medio d'idrocarburi maggiore nelle sabbie che nelle argille, fa pensare che la migrazione primaria degli idrocarburi, dall'argilla alla sabbia, abbia luogo molto presto.

La migrazione secondaria attraverso gli strati porosi avverrà con una velocità che dipende da zona a zona secondo la porosità, non appena sia raggiunta una sufficiente pendenza o un suf-

ficiente gradiente idraulico (dovuto alla "compaction" degli strati argillosi od a condizioni idrodinamiche).

Le condizioni per una pronta migrazione ed un accumulo precoci, sono favorevoli specialmente intorno agli alti strutturali caratterizzati da un sollevamento periodico del fondo.

I sedimenti vi raggiungono infatti una certa pendenza subito dopo la deposizione; inoltre la differenza di carico fra la zona di crinale e le aree adiacenti più basse, causa una "compaction" differenziale; questa a sua volta determina un gradiente idraulico verso il crinale.

Ovviamente quanto prima hanno luogo la migrazione primaria e secondaria tanto più importante è il ruolo degli alti sincroni nel controllare l'accumulo dell'olio. Essi divengono trappole potenziali non appena la roccia serbatoio viene ad essere coperta da sedimenti impermeabili. Al contrario le strutture non sincrone possono svilupparsi molto dopo che la migrazione è terminata.

Un altro vantaggio della migrazione immediata negli alti sincroni è il fatto che la presenza d'idrocarburi può prevenire una susseguente circolazione d'acqua e quindi inibire una precipitazione di materiale cementante che potrebbe rendere la roccia impermeabile all'olio.

"Alti sincroni" e porosità del giacimento

Uno degli aspetti più importanti dell' "alto sincrono" è la maggiore porosità e permeabilità delle rocce a questo associate. A questo punto possiamo fare una differenza fra la porosità prodotta dallo stesso processo che ha causato l'alto e la porosità che è stata prodotta secondariamente sull'alto preesistente.

Esempi tipici della prima categoria sono le cavità di una scogliera porosa ed i pori fra i granuli nei cordoni litorali di sabbia formati dalle correnti o dai marosi. Un altro esempio sono le prime fratture, dovute alla tensione, che si formano sul culmine degli "alti sincroni" originati da sollevamenti diastrofici o da "compaction" differenziale. Tali fratture hanno su quelle successive il vantaggio di essere disponibili per i primi idrocarburi che vi migrano o per facilitare la formazione di una porosità secondaria.

In un'area litorale, a deposizione clastica, l'agitazione dell'acqua impedisce la deposizione di argilla e silt sopra gli alti del fondo, il cui culmine è al di sopra della base d'azione delle onde, mentre permette quella di granuli più grossolani. Tale azione selettiva causa una deposizione locale di sedimenti relativamente più grossolani con un miglioramento nella classazione rispetto ai vicini depositi in acque più profonde (fig. 1 A).

Questo d'altra parte causa una maggiore porosità dei sedimenti clastici e di conseguenza una maggiore capacità potenziale d'accumulo di petrolio sul culmine rispetto alle sabbie più siltose od argillose dei depositi vicini o più generalmente delle aree dove il sollevamento non avverrà che più tardi.

In ambienti a deposizione carbonatica clastica il risultato di tali condizioni può essere un calcare oolitico o clastico (da medio a grossolano) sull'alto, o, su una bioerma, un accumulo di detrito di scogliera altamente poroso. Inoltre pre-esistenti rilievi sottomarini di origine tettonica possono offrire condizioni ideali per l'accrescimento della scogliera e quindi essere indirettamente responsabili per un accumulo con porosità singenetica.

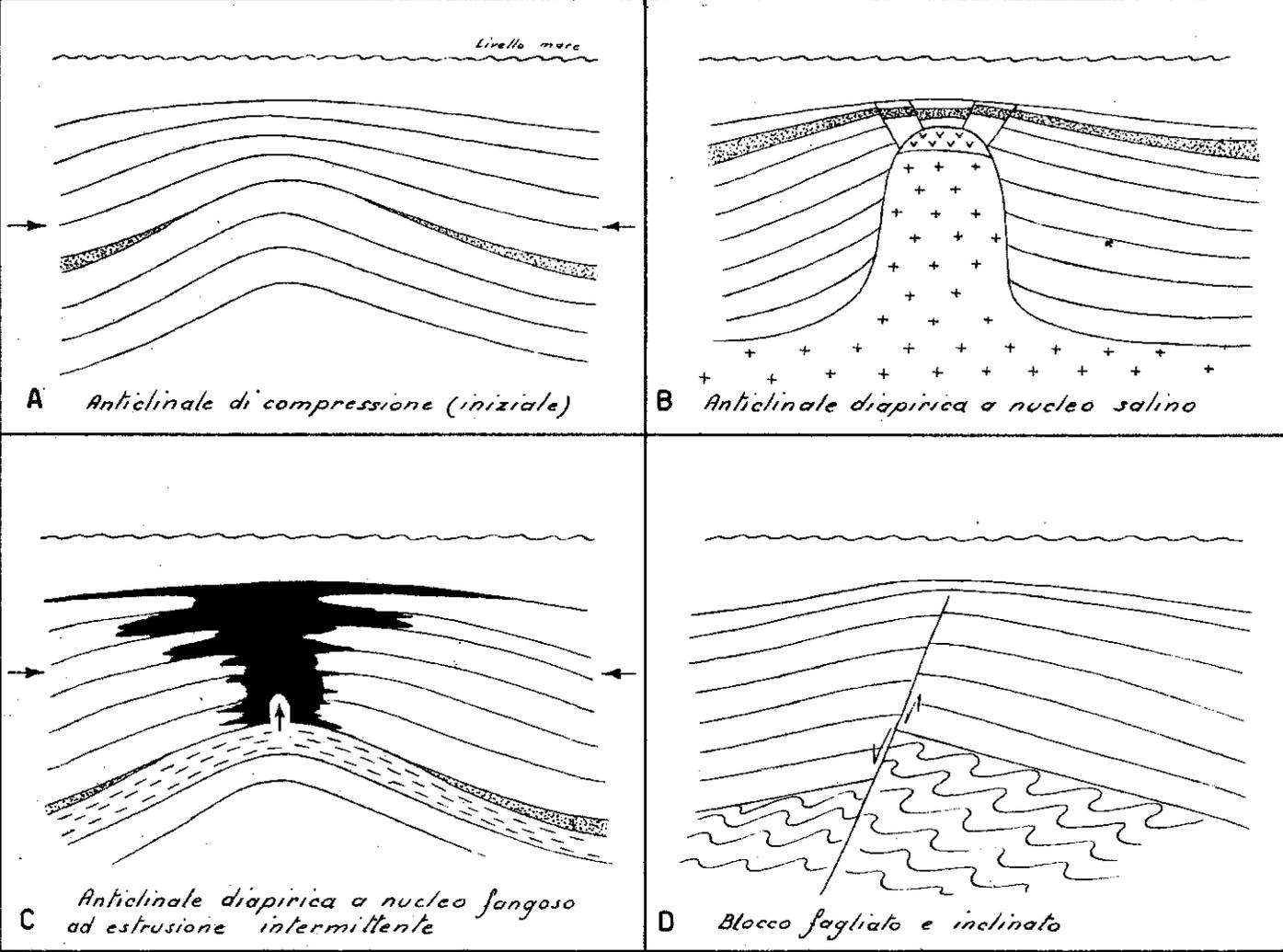


FIG. 1 Schemi di alti sincroni di origine diastrofica (strutture in accrescimento)

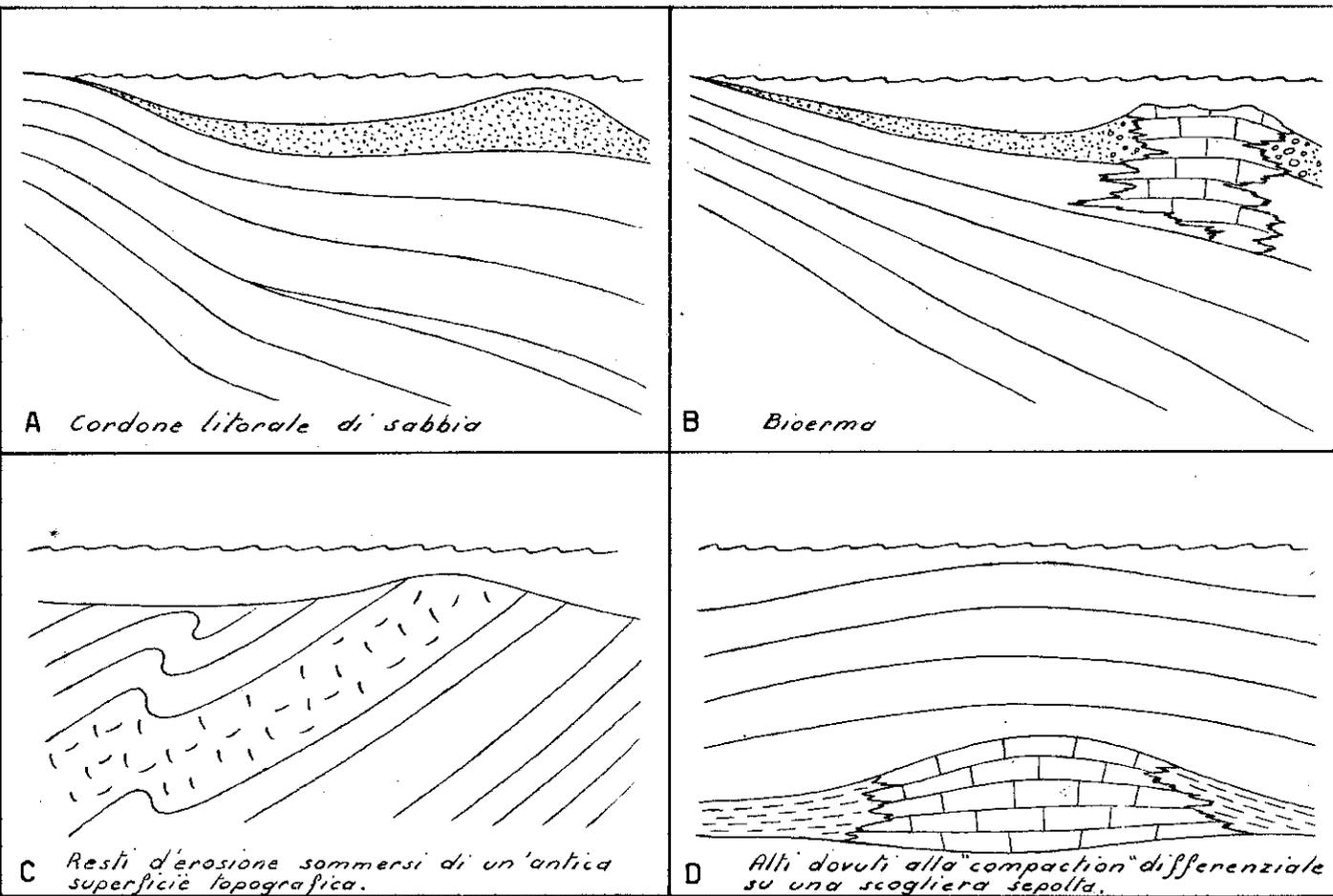


FIG. 2 Schemi di alti sincroni d'origine sedimentaria, erosiva ed ereditaria.

Se l'alto sincrono è una struttura in accrescimento, il processo di vaglio può ripetersi ad ogni nuova pulsazione diastrofica e si potrà trovare sabbia classata a vari orizzonti stratigrafici. Gli alti d'erosione influenzano solo gli strati immediatamente superiori: ne è un esempio eccellente l'arenaria originata dal disfacimento granitico.

Quando un alto d'erosione o deposizione è riesumato per "compaction" differenziale degli strati sovrapposti e diviene un alto ereditato, le sabbie classate possono trovarsi anche a livelli più alti. Poiché tali sabbie sono meno comprimibili dei depositi circondanti, questo tipo d'alto può mantenersi per un considerevole periodo di tempo.

Un comune corollario della maggiore sabbiosità e migliore classazione dei sedimenti clastici sugli alti, è l'ispessimento delle unità cronostatigrafiche nelle zone più basse. Nel caso si abbia una temporanea interruzione nella deposizione di sabbia sopra gli alti, trovandosi questi sopra la base d'azione delle onde, i sedimenti sul culmine possono presentare lacune stratigrafiche. In certe condizioni si possono trovare sui fianchi lenti di sabbia classata che si assottigliano a cuneo verso il culmine (fig. 1 A) formando così un'eccellente trappola stratigrafica. Un'ulteriore causa che contribuisce all'assottigliamento degli strati sul culmine di un alto sincrono può essere lo smottamento contemporaneo dei sedimenti dalla cresta ed una "compaction" differenziale successiva.

Sul culmine di un alto sincrono inoltre, la porosità del giacimento può aumentare con i processi diagenetici successivi alla deposizione.

La formazione di pori o cavità nei sedimenti carbonati ci può essere contemporanea ad una dolomitizzazione o ricristallizzazione; tali fenomeni che sono favoriti da condizioni di scarsa profondità d'acqua e lento sviluppo di CO_2 da materiale organico in decomposizione, si possono riscontrare proprio sugli alti del fondo. La porosità della roccia può aumentare anche per le fratture di tensione nei sedimenti semiconsolidati dovute o ad essiccamento sub-aereo od a slittamento radiale sottomarino dal culmine.

Infine questi alti, favorendo sin dall'inizio una migrazione dell'olio, possono impedire una successiva diminuzione di porosità per cementazione post-diagenetica.

Quando uno strato clastico si è sedimentato sul fondo del bacino con una porosità maggiore sulle parti alte per uno dei processi esaminati, è probabile che prima o poi segua un periodo durante il quale l'intero fondo del mare venga a trovarsi al disotto dell'azione delle onde.

Silt ed argille possono depositarsi allora anche sugli alti sincroni quali sedimenti di copertura. L'accumulo può seguire non solo per l'esistenza di una trappola in posizione più alta dei sedimenti generatori d'idrocarburi, ma forse anche per un gradiente capillare favorevole che spinge l'olio dai pori più fini della zona bassa a quelli più grossi sugli alti.

Se la permeabilità del giacimento è sufficientemente continua questi alti possono diventare trappole di transito dalle quali l'olio passa per accumularsi poi, in alti vicini più grandi.

Un piegamento successivo alla formazione dell'alto, può spostarne il culmine lungo un suo fianco. In tal caso se l'olio non migra diviene un accumulo sul fianco. Questo avviene o per forze capillari che ne impediscono la migrazione verso la parte ora più alta, ma con pori più piccoli o per una precedente cementazione dei sedi

menti intorno all'accumulo. Se però il gradiente idraulico vince le forze capillari si ha una nuova migrazione parziale od intera dell'olio che formerà un accumulo nel nuovo culmine.

Riassumendo gli alti sincroni hanno una grande importanza fra i meccanismi che regolano la migrazione e l'accumulo dell'olio.

Di tutti gli alti, sono quelli che vengono più facilmente impregnati d'olio perchè sono pronti alla migrazione primaria (favorendo essi stessi tale migrazione) e perchè determinano una variazione di porosità che offre sia delle condizioni favorevoli all'accumulo sia un gradiente capillare tendente a spingere l'olio nella loro direzione.

PROSPEZIONE PER GLI ALTI SINCRONI

L'Autore riassume brevemente i criteri che servono a distinguere i sollevamenti sincroni da quelli non sincroni.

Alcune delle caratteristiche elencate possono essere scoperte, in circostanze favorevoli, per mezzo della geologia di superficie ed altre attraverso l'interpretazione geofisica. Questi due metodi hanno l'indubbio vantaggio di poter essere applicabili prima dell'esplorazione meccanica. Ordinariamente però i metodi di geologia del sottosuolo sono necessari per la ricerca degli alti sincroni. Una struttura che si era sviluppata durante la deposizione dei sedimenti mineralizzati è presumibile che continui il suo movimento a lungo. In generale segni di sincronismo a poca profondità, incoraggiano una perforazione più profonda.

Cambiamenti litologici associati ad alti strutturali

Un criterio abbastanza attendibile è un aumento locale della classazione e delle dimensioni medie in un'unità sedimentaria approssimativamente sopra un culmine strutturale. Queste caratteristiche possono essere rilevate dai campioni e rappresentate su carte di facies, sovrapposte a carte strutturali. In casi eccezionalmente chiari tale cambiamento può essere messo in evidenza con carte che rappresentino la percentuale sabbia/argilla.

Comunemente però il cambiamento è meno evidente ed è rilevabile solo su carte di facies con curve che rappresentano la dimensione della classe media od il percentile o quartile delle arenarie. In rocce carbonatiche altri possibili cambiamenti possono essere un aumento in contenuto di oolite o dolomite od un passaggio graduale ad un calcare di scogliera verso il culmine di un alto strutturale.

Il cambiamento non sempre può coincidere con l'attuale culmine strutturale, ma può trovarsi un po' più spostato sul fianco. In tali casi l'olio può essere intrappolato in quantità commerciale sia sui fianchi che sul culmine.

Cambiamenti di tale tipo non sono esclusivi di alti di fondo isolati; essi possono essere regionali in relazione ad un'area vicina in via d'erosione od a deposizione in un delta od in un canale. In ogni caso dovrebbe esser possibile riconoscere i cambiamenti litologici relativi a tali fenomeni con i dati del sottosuolo. In generale si può dire che si ha un alto sincrono se un cambiamento del tipo descritto si riscontra in uno strato lenticolare ed in coincidenza con una posizione alta dei piani di stratificazione.

Cambiamenti di spessore associati ad alti strutturali

Il criterio più comune è l'assottigliamento degli strati o la loro scomparsa sopra un alto strutturale. Un tale assottigliamento può indicare una struttura in accrescimento od un alto ereditato con un nucleo sedimentario o d'erosione. Ciò non vuol dire però che doveva esistere un alto di fondo, anche se in molti casi sia proprio così.

L'assottigliamento può essere rilevato dai dati sismici o di geologia del sottosuolo o, meno comunemente, attraverso il rilievo di campagna. Può esser mostrato su sezioni e carte d'isopa che, dopo aver scelto opportunamente il pacco di strati da mappare. Idealmente dovrebbe essere un'unità cronostratigrafica; ma per cambiamenti di facies vicino agli alti sincroni tali unità possono non coincidere con le unità litologiche.

Per esempio dove una marna, sabbiosa sul fianco, diventa un'arenaria sul culmine, sarebbe un'errore mappare lo spessore dell'arenaria. Se questo venisse fatto la carta delle isopache mostrerebbe sul culmine un'ispessimento invece di un'assottigliamento. Ovviamente è di grande importanza una correlazione di dettaglio.

Nel caso di alti sedimentari (cordoni litorali e scogliere) le isopache delle unità cronostratigrafiche alle quali appartengono, mostrerebbero un locale ispessimento, ma le unità sovrastanti mostrerebbero un assottigliamento per "compaction" differenziale.

Una conseguenza dell'assottigliamento sul culmine è che le pendenze sui fianchi della struttura aumentano con la profondità stratigrafica. Però un aumento di pendenza di per se stesso non è un criterio sufficiente perchè può essere il semplice risultato di un piegamento concentrico degli strati (di spessore costante) intervallato nel tempo.

In ogni caso è forse necessario correggere l'errore di spessore, dovuto alla pendenza, al fine di rilevare leggeri cambiamenti della potenza degli strati sopra un alto strutturale.

Infine è necessario mettere ancora in evidenza che il massimo assottigliamento non coincide necessariamente con la massima altezza della struttura attuale.

Cambiamenti nel rigetto delle faglie

Un'altra conseguenza dell'assottigliamento degli strati sopra gli alti dovuti a strutture fagliate è che in tal caso il rigetto delle faglie aumenta con la profondità. Anche questo può essere messo in evidenza dalla geologia del sottosuolo o coi metodi geofisici.

Lacune stratigrafiche associate a sollevamenti strutturali

La presenza di numerose lacune stratigrafiche locali, in una sezione di un alto strutturale, confrontata con la sezione completa delle zone basse vicine, è pure indicativa di un sollevamento sincrono e delle condizioni di alto.

Questo può essere indicato da un numero eccezionale di "mud-cracks", breccie intraformazionali, cavità dovute a soluzione chimica, stratificazione incrociata, ripple-marks, etc.

"Slumps" associati con alti strutturali

Un numero particolarmente elevato di "slumps" lungo i fianchi di un alto strutturale può essere un altro indice della crescita di un alto sincrono.

Depositi di corrente di torbida nelle zone basse vicine possono avere un simile significato.

Diapirismo associato ad alti strutturali

I fenomeni diapirici forniscono un criterio indiretto per il fatto che moltissime strutture diapiriche hanno una storia simile a quella di un sollevamento sincrono. Il materiale del nucleo può essere un sedimento argilloso od evaporitico e caratteristiche associate possono essere dicchi o colate di fango, intercalati con rocce sedimentarie o estrusi alla superficie sul fianco dell'alto.

Indicazioni indirette varie di alti sincroni

La conoscenza di un distretto petrolifero può indicare quali sono le caratteristiche che distinguono, in quella zona, gli alti sincroni da quelli formati dopo.

Sebbene queste caratteristiche non abbiano diretta relazione con l'esistenza di un alto durante la sedimentazione e quindi possano non essere un criterio di sincronismo, tuttavia esse possono essere molto importanti per l'esplorazione.

I fenomeni diapirici in realtà appartengono a questo gruppo. Un altro esempio possono essere gli alti sincroni che si trovano lungo certe direzioni (linee tettoniche, linee di spiaggia, etc.) le quali differiscono da quelle di strutture non sincrone. Così i domi salini della Germania settentrionale che sono disposti lungo zone di frattura.

C O N C L U S I O N I

Le trappole dovute a situazioni topografiche che esistevano al momento della deposizione dei sedimenti petroliferi, sembrano rappresentare un habitat preferenziale per l'accumulo di olio e gas.

Tale ipotesi abbisogna ancora di prove definitive. Inoltre si deve tener presente che gli alti sincroni non sono il solo habitat, quindi pur potendo rappresentare zone preferenziali per la perforazione esplorativa, non sono le sole.

Viene semplicemente suggerito che in una scelta fra due o più trappole potenziali una delle quali manifesta chiaramente un sollevamento sincrone, è quest'ultima che si dovrebbe preferire per una prima perforazione perchè è la trappola che più probabilmente contiene olio.