

OPORNOŚCIOWE MIKROPROFILOWANIE ZMIAN ZWILŻALNOŚCI SKAŁ

UKD 550.837.3:622.241:551.782.1:553. 981/.982

Stosowane dotychczas metody geofizyczne nie rozwiązują zagadnienia wykrywania horyzontów produktywnych w miocenie z powodu małych miąższości poszczególnych warstw oraz bardzo małych różnicowań opornościowych horyzontów produktywnych i wodnych. Spośród stosowanych metod geofizycznych, stosunkowo najlepsze zróżnicowanie w omawianych utworach uzyskuje się na krzywych potencjałów polaryzacji naturalnej. Na krzywych profilowania oporności obserwuje się na ogół niskie tło oporności właściwych, przy czym uzyskiwane w niektórych przypadkach nieznaczne zróżnicowania są uwarunkowane zmianą zawartości materiału ilastego, stopnia cementacji skał, a więc rozwojem facji piaszczystych. Ze względu na to, że kolektorami złóż miocennych są zwykle utwory ilasto-piaszczyste, w których wkładki piaszczyste mają miąższości bardzo małe — trudne jest a niekiedy nawet niemożliwe bezpośrednie wydzielanie wszystkich wkładek przepuszczalnych za pomocą zwykle stosowanych metod geofizycznych.

W Instytucie Naftowym opracowywane jest sposób wydzielenia horyzontów ropno-gazowych w miocenie za pomocą opornościowego profilowania zmian zwilżalności skał*. Sposób ten polega na dodaniu do płuczki wiertniczej podczas wiercenia substancji powierzchniowo-aktywnej, a następnie przeprowadzeniu mikroprofilowania oporności. Powierzchniowo aktywne substancjami nazywamy takie, które wykazują zdolność obniżania napięcia powierzchniowego na ciekłej lub stałej powierzchni rozdziela w wyniku adsorpcji tych substancji na danej powierzchni. Adsorpcja stanowi wynik działania sił molekularnych nie zrównoważonych na powierzchni i zawsze towarzyszy jej obniżanie się napięcia powierzchniowego. Aby molekuła danej substancji mogła wykazywać własności powierzchniowo-aktywne, powinna ona być zbudowana asymetrycznie z polarnej grupy hydrofilnej, która jest rozpuszczalna w wodzie i z hydrofobnej grupy węglowodorowej nie rozpuszczalnej w wodzie, lecz rozpuszczalnej w cieczach węglowodorowych. Najsilniejszymi powierzchniowo-aktywnymi substancjami są połączenia chemiczne typu $C_nH_{2n+1}-A$, w których A jest grupą polarną.

Według składu i własności chemicznych substancje powierzchniowo-aktywne dzielą się na dwie grupy (1): niejonogeniczne i jonogeniczne. Jonogeniczne substancje dzielą się również na dwie grupy:

a) anionoaktywne — tworzące w wodnych roztworach przy jonizacji powierzchniowo-aktywne aniony, w skład których wchodzi część węglowodorowa molekuli i kationy stanowiące nieorganiczne jony,

b) kationoaktywne — podlegające jonizacji w wodnych roztworach z tworzeniem się powierzchniowo-aktywnych kationów, składających się z węglowodorowych grup i anionów zwykle nieorganicznych.

Niejonogeniczne substancje powierzchniowo-aktywne charakteryzują się specyficzną budową, która warunkuje ich koloidalny charakter oraz odpowiednią aktywność powierzchniową. Posiadają one asymetryczną molekularną strukturę składającą się z grup polarnych i niepolarnych. Niejonogeniczne substancje nie wykazują zdolności dysocjacji na jony. Rozpuszczalność ich obniża się ze wzrostem temperatury w wyniku tworzenia się odpowiednich hydratów.

Działanie substancji powierzchniowo-aktywnej sprowadza się do tego, aby w miarę możliwości jak największą ilość ropy zawartej w przestrzeni porowej doprowadzić do stanu swobodnego. Uzyskuje się to wówczas, gdy substancja powierzchniowo-aktywna silnie zmniejsza napięcie powierzchniowe na granicy ropa — woda oraz kąt zwilżania między ropą i powierzchnią skały. Powierzchniowo-aktywne substancje stosuje się w szeregu gałęziach przemysłu dzięki ich zdolności zmieniania własności zwilżających danych powierzchni.

Rozpuszczalne w wodzie powierzchniowo-aktywne substancje zmieniają fizyko-chemiczne zjawiska na powierzchni kontaktu ropy, wody i skały. Zmiany te są uwarunkowane obecnością adsorbowanej warstwy molekuł lub jonów substancji powierzchniowo-aktywnej, a więc i obniżeniem powierzchniowego napięcia na granicy rozdziału faz; zmianą warunków przemieszczania ropy w kapilarach i porach skalnych; rozluźnieniem emulsji wody w ropie i in. Powierzchniowo-aktywne substancje adsorbują się na skałach. Charakter adsorpcji zależy od właściwości substancji oraz powierzchni adsorbenta. Największą zdolność adsorpcyjną wykazują powierzchnie cząstek ilastych, szczególnie w stanie dyspersyjnym, tak jak to ma miejsce np. w ilastych roztworach. Przy tym zasadnicze znaczenie ma mineralogiczna charakterystyka ilów oraz ich własności fizyko-chemiczne.

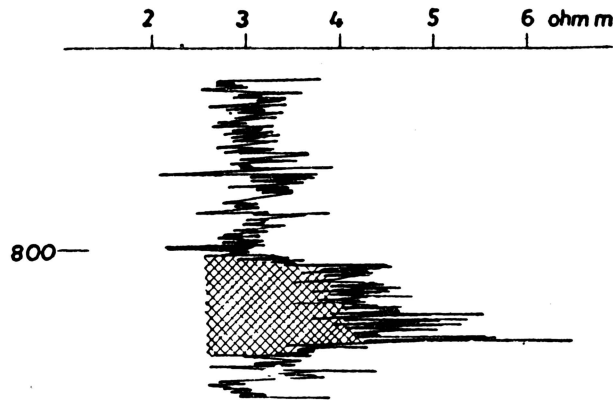
Obecność rozpuszczalnych soli w składzie skał wykazuje główny wpływ na roztwory substancji powierzchniowo-aktywnych. Typ substancji i jej stężenie w roztworze wybiera się zależnie od charakteru własności ropy, warunków wiercenia, składu mineralnego i litologicznego skał oraz chemicznego składu wód złożowych. Znajomość własności ropy potrzebna jest dlatego, iż powierzchniowo-aktywne substancje niejednokrotnie obniżają napięcie powierzchniowe rop z różnych rejonów. A więc wielkość napięcia powierzchniowego zależy nie tylko od natury substancji powierzchniowo-aktywnej, lecz i od charakteru ropy.

Znając mineralny i litologiczny skład skał można przewidzieć intensywność adsorpcji substancji na poszczególnych typach skał. Na ilastych skałach substancje adsorbują się intensywnie, szczególnie niejonogeniczne i kationoaktywne. Przy przewiercaniu takich skał stężenie substancji powierzchniowo-aktywnej w roztworze powinno być zwiększone. Na piaskowcach i kwarcytach adsorpcja jest nieznaczna. Konieczność znajomości chemicznego składu wód złożowych jest związana z tym, że sole mineralne rozpuszczone w wodzie intensywnie oddziałują z molekułami (jonami) anionoaktywnych powierzchniowo-aktywnych substancji, co prowadzi do nieodwracalnych reakcji chemicznych, a mianowicie do tworzenia się nierozpuszczalnych soli. Dla sporządzenia powierzchniowo-aktywnych roztworów celowe jest wykorzystywać rozpuszczalne w wodzie substancje kationo-aktywne i niejonogeniczne. Zaletą ich jest to, że nie zmieniają swoich własności w wodach zmineralizowanych. W wyniku adsorpcji substancji powierzchniowo-aktywnej na powierzchni cząstek skały następuje zmiana charakteru zwilżalności. Powoduje to zmiany rozkładu płynów w przestrzeni porowej do nowego układu równowagi stanowiącego nowy warunek zwilżalności, a zarazem następują zmiany oporności (2, 3). W normalnych warunkach woda złożowa jest fazą zwilżającą, a ropa niezwilżającą.

* Patent PRL Nr 48711, autorzy: Zdzisława Balowa, Stanisław Plewa.

Główną właściwością substancji powierzchniowo-aktywnej zastosowanej w niniejszym opracowaniu jest jej zdolność odwracania charakteru zwilżalności (ropa przechodzi w fazę zwilżającą). W przypadkach skał zwilżonych ropą oporności są większe niż dla skał zwilżonych wodą. A więc w wyniku dodania odpowiedniej substancji powierzchniowo-aktywnej do płuczki wiertniczej następuje wzrost oporności skał nasyconych ropą (gazem). W praktyce wzrost oporności horyzontów produktywnych osiąga 100% i więcej, gdy oporność horyzontów wodonośnych i skał płonnych pozostaje nie zmieniona (niska).

Jako substancję powierzchniowo-aktywną zastosowano związek chemiczny „HDM” o stężeniu 0,5 g/l w płuczce wiertniczej. Po przewierceniu otworu wiertniczego na płuczce, w której znajdowała się substancja „HDM”, wykonano eksperymentalne pomiary geofizyczne. Ze względu na to, że zastosowana substancja jest adsorbowana na powierzchniach cząstek w strefie przyodwiertowej, a obszar leżący głębiej wykazuje niezmienną oporność strefy filtracji, przeprowadzono pomiary mikroprofilowania oporności sondą o długości 2,54 cm oraz 5,08 cm. W przedziałach, gdzie występują warstwy nasycone gazem (ropą) obserwuje się wyraźny wzrost wartości oporności.



Na rycinie przedstawiono wynik pomiarów przeprowadzonych w otworze Ż-111 metodą opornościowego mikroprofilowania zmian zwilżalności. W przedziale głębokości 800—810 m obserwuje się znaczny wzrost oporności osiągający nawet 100% w stosunku do skał otaczających. Przedział ten odpowiada znanemu gazowemu horyzontowi tortońskiemu. W omawianym otworze wiertniczym, oprócz znanego ogólnie horyzon-

tu gazowego, stwierdzono również występowanie dwu innych horyzontów gazowych, a mianowicie: na głębokości 408—548 m oraz 597—625 m.

W obecnej chwili w Zakładzie Geofizyki Instytutu Naftowego w dalszym ciągu prowadzone są prace eksperymentalne związane z wykorzystaniem opornościowego profilowania zmian zwilżalności do wydzielenia horyzontów ropno-gazowych w utworach mioceńskich.

LITERATURA

1. Babalian G. A., Krawczenko I. I., Nar-chasin I. L., Rudakow G. W. — Fiziko-chemiczne osnowy primienienija powierzchniowo-aktywnych wieszczestw pri razrabotkie neftianych płastow. Gostoptechizdat 1962.
2. Graham J. W. — Journ. of Petrol. Techn. Vol. X, 1958.
3. Skoblikowa G. I., Winokurova A. S. — Příkladnaja geofizika. Wyp. 33, 1962.

SUMMARY

The so far applied geophysical methods do not resolve the problem of detecting pay horizons in the Miocene formations, mainly due to small thicknesses of the individual beds and because of low differentiation between pay and watered horizons.

The Petroleum Institute is now elaborating a technique of testing the Miocene oil-gas horizons by means of resistivity micrologging of changes in moisture absorption of rocks.

The present paper gives a description of this method.

РЕЗЮМЕ

Применяющиеся в настоящее время геофизические методы не решают вопроса о выявлении продуктивных горизонтов в миоцене вследствие небольших мощностей отдельных слоев и весьма малых различий между продуктивными и водными горизонтами.

В Нефтяном институте разрабатывается способ определения нефтегазоносных горизонтов в миоцене при помощи профилирования изменений увлажнения пород методом сопротивления.

В статье содержится описание этого метода.