

WSTĘPNA CHARAKTERYSTYKA GEOCHEMICZNA ROPY NAFTOWEJ Z OTWORU DASZEWO 1

UKD 550.4:552.578.2:553.982.061.3/.4:../551.735.022.2(438 – 16 Daszewo 1)

Geochemia naftowa stawia sobie za cel swoich badań rozwiązanie zagadnień, które pokrótce można ująć w następujących punktach:

1) określenie skał, w których zachodziły procesy powstawania węglowodorów płynnych lub gazowych, czyli określenie skał macierzystych dla ropy naftowej i gazu ziemnego,

2) określenie związków genetycznych między skałą, w której były generowane węglowodory a ropą lub gazem,

3) korelacja genetyczna rop naftowych i gazów ziemnych występujących w różnowiekowych osadach i w różnych jednostkach tektoniczno-geologicznych.

Możliwość rozwiązywania tak szerokiego wachlarza zagadnień jest uzależniona z jednej strony od wielkości zbioru posiadanych danych, z drugiej zaś – od techniki badań laboratoryjnych. W Instytucie Geologicznym w Warszawie mamy bogaty zbiór danych geochemicznych, dotyczących rop naftowych i bituminów rozproszonych z obszaru Niżu Polskiego, umożliwiające z dużym prawdopodobieństwem rozwiązywanie wszystkich podanych wyżej zadań geochemii naftowej.

Przedstawiając wyniki niektórych badań geochemicznych ropy naftowej z otworu wiertniczego Daszewo 1, chcielibyśmy na ich tle omówić również genezę tej ropy, porównując otrzymane dane z wynikami badań, uzyskanymi dla bituminów rozproszonych i rop naftowych z sąsiadujących obszarów. Wyniki badań geochemicznych dla badanej ropy, pobranej z głębokości 2779 m, przedstawiono poniżej.

ANALIZA ROPY NAFTOWEJ BEZ ODPAROWANIA CZĘŚCI LOTNYCH

Skład grupowy przedstawia się następująco:
oleje 93%, żywice 2%, asfalteny 5%.

Zawartość węglowodorów w ropie wynosi 50% o następującym składzie:

n-alkany 7,6%,
węglowodory izoprenoidowe 0,56%,
pozostałe węglowodory nasycone 49,8%,
węglowodory aromatyczne 42%.

Szczegółowe badania węglowodorów nasyconych:

skład n-alkanów w procentach –

$C_{14} - 1,0$	$C_{19} - 8,1$	$C_{24} - 4,5$	$C_{29} - 2,5$	$C_{34} - 1,0$
$C_{15} - 4,9$	$C_{20} - 7,6$	$C_{25} - 3,9$	$C_{30} - 2,4$	$C_{35} - 0,9$
$C_{16} - 9,9$	$C_{21} - 5,9$	$C_{26} - 3,7$	$C_{31} - 1,8$	$C_{36} - 0,8$
$C_{17} - 11,1$	$C_{22} - 5,8$	$C_{27} - 3,0$	$C_{32} - 1,6$	$C_{37} - 0,4$
$C_{18} - 10,2$	$C_{23} - 4,7$	$C_{28} - 2,8$	$C_{33} - 1,2$	$C_{38} - 0,1$

Współczynnik CPI, określane jako stosunek zawartości węglowodorów o nieparzystej liczbie atomów węgla w cząsteczce do ilości węglowodorów o parzystej liczbie atomów węgla w cząsteczce, wynosi 0,94. Udział poszczególnych węglowodorów typu izoprenoidowego w tej frakcji przedstawia się następująco:

$C_{18} - 24,4\%$, $C_{19} - 25,0\%$, $C_{20} - 48,2\%$, $C_{21} - 2,4\%$.
Stosunek poszczególnych węglowodorów typu izoprenoidowego do przistanu (C_{19}) wynosi:

$C_{18}/C_{19} = 0,98$, $C_{20}/C_{19} = 1,93$, $C_{21}/C_{19} = 0,09$.

Zawartość części lotnych w ropie wynosi 42%. Analiza składników lotnych pobranych podczas odparowywania

ropy przedstawia się następująco:

skład procentowy węglowodorów –

$C_1 - 0,0159$ $C_3 - 4,7909$ $C_5 - 44,3727$

$C_2 - 0,2524$ $C_4 - 24,5428$ $C_6 - 26,0253$;

udział poszczególnych składników w gazie:

$C_1 - 0,0128\%$ $C_4 - 19,291\%$ $CO_2 - 0,2137\%$

$C_2 - 0,1993\%$ $C_3 - 35,0571\%$ $Ar - 0,8191\%$

$C_3 - 3,7854\%$ $C_6 - 20,5630\%$ $N_2 - 19,9577\%$

ANALIZA ROPY NAFTOWEJ POZBAWIONEJ CZĘŚCI LOTNYCH

Dla celów korelacyjnych i ustalenia związku genetycznego ropy naftowej z bituminami zazwyczaj używa się wyników badań ropy naftowej pozbawionej części lotnych. Poniżej przytoczone są wyniki tych badań dla ropy naftowej Daszewo 1.

Skład grupowy przedstawia się następująco:

oleje 96%, żywice 2%, asfalteny 2%.

Zawartość węglowodorów w ropie wynosi 76%, a jej skład:

n-alkanany 3,48%,

węglowodory izoprenoidowe 0,4%,

pozostałe węglowodory nasycone 55,1%,

węglowodory aromatyczne 41%.

Szczegółowa analiza węglowodorów nasyconych:

skład n-alkanów –

$C_{15} - 3,0\%$ $C_{21} - 7,3\%$ $C_{27} - 2,8\%$

$C_{16} - 10,0\%$ $C_{22} - 7,0\%$ $C_{28} - 2,7\%$

$C_{17} - 11,7\%$ $C_{23} - 6,5\%$ $C_{29} - 1,7\%$

$C_{18} - 10,0\%$ $C_{24} - 6,3\%$ $C_{30} - 1,3\%$

$C_{19} - 9,7\%$ $C_{25} - 4,9\%$ $C_{31} - 1,0\%$

$C_{20} - 9,6\%$ $C_{26} - 4,5\%$ $C_{32} - 0,6\%$

Współczynnik CPI wynosi 0,92. Procentowa zawartość poszczególnych węglowodorów izoprenoidowych:

$C_{18} - 22,2$, $C_{19} - 25,0$, $C_{20} - 50,0$, $C_{21} - 2,8$.

Stosunek poszczególnych węglowodorów typu izoprenoidowego do pristanu wynosi*:

$C_{18}/C_{19} = 0,80$, $C_{20}/C_{19} = 2,0$, $C_{21}/C_{19} = 0,12$.

Na podstawie podanych wyników oraz porównania ich z danymi uzyskanymi z badań rop naftowych i bituminów z utworów cechsztynu i starszego podłoża, można wykazać różnice między ropami występującymi w utworach cechsztynu, jak i podobieństwo między bituminami z podłoża podcechsztyńskiego. Opierając się na wskaźnikach genetycznych (5, 7, 8), tj. dystrybucji węglowodorów n-parafinowych i węglowodorów typu izoprenoidowego, ropę naftową pochodzącą z Daszewa 1 można uznać za ropę starszą od utworów cechsztynu. Dla skrócenia omawianych zagadnień przedstawiamy tylko różnice i podobieństwa wynikające ze stosunku fitanu do pristanu (C_{20}/C_{19}), jakkolwiek w rozważaniach uwzględniano również stosunek pozostałych oznaczanych węglowodorów typu izoprenoidowego do pristanu, jak i dystrybucję n-parafin.

Na obszarze Pomorza Zachodniego stosunek fitanu do pristanu (C_{20}/C_{19}) dla rop naftowych pochodzących z utworów cechsztynu waha się w granicach 2,5–3,6 (np. ropy naftowe z wierceń Zastań 1, Wapnica 1, Wolin IG 1, Kamień Pomorski 4). Dla ropy naftowej z Daszewa 1 stosunek ten wynosi 2,0. Jest więc odmienny od charakterystycznego dla rop cechsztyńskich w północnym rejonie basenu permiego.

Należałoby jeszcze zaznaczyć, że nie tylko ten wskaźnik geochemiczny odróżnia ropę z Daszewa 1 od rop cechsztyńskich. Już w publikacjach (2, 3, 6) dotyczących

badań regionu pomorskiego, a opartych na szczegółowych badaniach różnych grup węglowodorów aromatycznych wykazano, że w regionie tym występuje zjawisko mieszania się rop cechsztyńskich z ropami pochodzącymi ze starszych utworów. Procentowy udział składników pochodzących ze skał macierzystych podłoża zwiększa się w kierunku zachodnim, osiągając największą wartość w strefie Koszalin–Bydgoszcz oraz w strefie, gdzie na sfałdowanych osadach ordowicko-sylurskich występują bezpośrednio osady cechsztynu (1).

Dalszym dowodem wskazującym, że ropa daszewska pochodzi z utworów starszych od cechsztynu jest notowanie zbliżonych wartości stosunku fitan/pristan do wartości charakterystycznych dla rop i bituminów karbońskich. Tak np. w utworach karbonu wiercenia Niekłonicze 1, gdzie w warstwach piaskowców występują stosunkowo duże ilości epigenetycznych bituminów (4), notuje się również ciekawe zjawisko, a mianowicie wartość stosunku fitan/pristan zmniejsza się wraz z głębokością zalegania osadu (od 2,6 do 1,6).

Tu należałoby wspomnieć, że najniższe wartości C_{20}/C_{19} obserwowane są dla bituminów pochodzących ze starszego paleozoiku (np. dla ordowiku $C_{20}/C_{19} = 0,6 - 0,7$). Przyjmując że obniżenie wartości tego wskaźnika geochemicznego jest wywołane migracją węglowodorów z osadów starszych do utworów karbonu (procesy dyfuzji), można włączyć do skał macierzystych również serie osadów starszych od dewonu.

Nie omawiając bliżej znaczenia, jakie ma stwierdzenie pochodzenia ropy naftowej z utworów podłoża cechsztynu, na zakończenie chcielibyśmy zasugerować kontynuację tych badań. Polegałoby to między innymi na okresowym badaniu ropy naftowej w czasie jej eksploatacji ze złoża. Pozwoliłoby to na określenie, która ze skał macierzystych w podłożu jest rzeczywiście generatorem ropy naftowej występującej w złożu Daszewo.

Autorzy dziękują Panom – Dyrektorowi ZGN dr P. Karnkowskiemu i mgr inż. K. Pomykała za dostarczenie próbek ropy naftowej do badań.

LITERATURA

1. Calikowski J. – Ropo- i gazonośność obszaru nadbałtyckiego na tle budowy geologicznej. Arch. Inst. Geol. 1970.
2. Calikowski J., Gondek B. – Związek między składem węglowodorów aromatycznych a procesami migracji w różnowiekowych utworach obszaru platformowego Polski. Prz. Geol. 1977 nr 2.
3. Calikowski J., Gondek B., Šimanek V. – Geochemiczna interpretacja węglowodorów policyklicznych w ropach naftowych Niżu Polskiego. Ibidem nr 12.
4. Depowski S. – Warunki występowania nagromadzeń węglowodorów w utworach mezozoiku Niżu Polskiego. Arch. Inst. Geol. 1974.
5. Gondek B. – Przyczynek do dyskusji o tworzeniu się i przemianach fitanu i pristanu w warunkach geologicznych. Prz. Geol. 1976 nr 6.
6. Gondek B. – Badania struktur węglowodorów aromatycznych w ropach naftowych i bitumicznych rozproszonych. Biul. Inst. Geol. 1979 nr 315.
7. Gondek B. – Geochemia n-alkanów występujących w skałach osadowych Niżu Polskiego. Wyd. Geol. 1980.
8. Tissot B. P., Welte D. H. – Petroleum formation and occurrence. Springer-Verlag 1978.

* Analizę chromatograficzną węglowodorów i gazów wykonali mgr Z. Pomykałowa i mgr M. Sztukowski.

SUMMARY

The comparison of results of geochemical studies on oil from the borehole Daszewo 1 and those obtained for oils and dispersed bitumens from pre-Permian rocks in the western Pomerania and the Koszalin — Bydgoszcz zone shows that the former is also pre-Permian. Parent rocks of that oil may be Carboniferous or older.

РЕЗЮМЕ

На основании сравнения результатов геохимических исследований нефти из скважины Дашево 1, а также результатов геохимических исследований нефтей и рассеянных битумов находящихся в подпермских отложениях на территории Западного Поморья и в зоне Кошалин—Быдгощ, авторы приходят к выводу, что возраст исследованной нефти допермский. Материковой породой для этой нефти могут быть как карбонские, так и старшие осадки.