

Irena Matyasik, Wojciech Bielań, Marek Janiga  
Instytut Nafty i Gazu, Kraków

Leszek Jankowski  
Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa

# Geochemiczna charakterystyka naturalnych powierzchniowych wycieków węglowodorowych na podstawie badań GC oraz GC-MS

## Wstęp

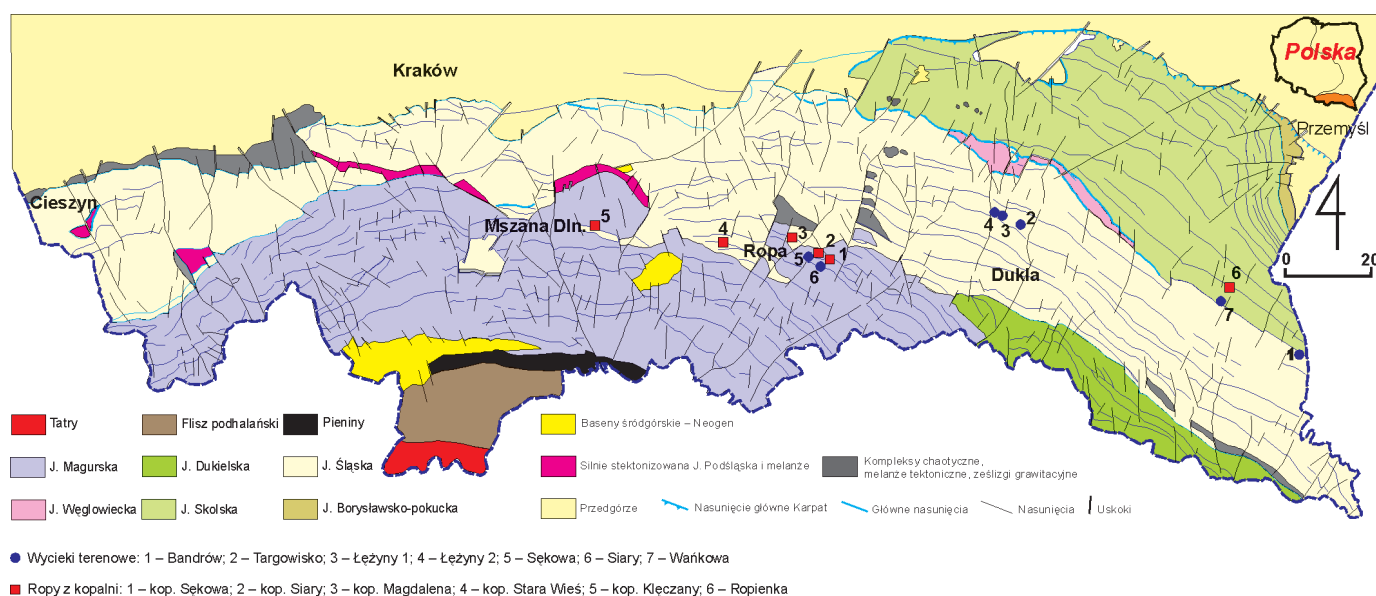
Wycieki węglowodorów są najbardziej charakterystycznym naturalnym przejawem ropo- i gazonośności basenów naftowych. Pod pojęciem naturalnych przejawów węglowodorów rozumie się samoistne ich występowanie na powierzchni terenu.

Celem badań było poznanie charakteru geochemicznego i genetycznego wycieków ropy naftowej oraz ocena ich przydatności w pracach korelacyjnych z ropami naftowymi występującymi w złożach karpackiej prowincji roponośnej.

## Lokalizacja badanych próbek

Próbki zostały pobrane z sześciu powierzchniowych wycieków węglowodorowych oraz z pięciu kopalń, które zostały usytuowane na terenach występowania wycieków

węglowodorowych. Lokalizacja miejsc poboru została pokazana na mapie (rysunek 1). Przykładowe wycieki pokazano na rysunkach 2 i 3.



Rys. 1. Mapa powierzchniowa Karpat z naniesioną lokalizacją punktów poboru próbek [6]



Rys. 2. Sękowa – wyciek ropy naftowej, ropa wypełnia zagłębienie o średnicy ok. 80 cm



Rys. 3. Bandrów – wyciek ropy naftowej

### Metodyka poboru próbek i badań

W zależności od rodzaju i formy powierzchniowego wycieku węglowodorowego pobieranie oraz przygotowanie próbek do analiz może się różnić. W przypadku występowania grubej warstwy ropy naftowej była ona zbierana do pojemnika i traktowana jak klasyczna próbka ropy naftowej. Jeżeli ropa naftowa występowała jako cienka warstwa na powierzchni wody, wtedy do naczynia była nabierana wraz z wodą. W laboratorium ropa była ściągana łyżką laboratoryjną lub próbka była odwirowywana (przez 10 minut przy 4000 obrotów na minutę), a następnie ropa była ściągana. Ewentualne zanieczyszczenia (liście, kora, kawałki drewna) były usuwane ręcznie. W przypadku występowania wycieku węglowodorowego pod postacią gleby zanieczyszczonej produktami naftowymi pobierano ziemię do pojemnika. W laboratorium usuwano duże fragmenty zanieczyszczeń, a następnie umieszczano około 25 gramów próbki w gilzie Soxhleta i ekstrahowano dichlorometanem przez 24 godziny. Otrzymany ekstrakt był traktowany tak jak pozostałe próbki ciekłe. Następnie dokonano rozdziału grupowego rop naftowych pochodzących z kopalń oraz rop naftowych/ekstraktów pochodzących z powierzchniowych wycieków węglowodorowych metodą chromatografii kolumnowej, po wstępnej ich deasfaltyzacji.

Pomiaru gęstości dokonano metodą piknometryczną (temperatura pomiaru: 293 K, niepewność pomiaru  $0,5 \text{ kg/m}^3$ ). Lepkość kinematyczną badano przy użyciu lepkościomierza kapilarnego (niepewność pomiaru  $0,1 \text{ mm}^2/\text{s}$ ). Zawartość siarki badano z zastosowaniem analizatora elementarnego EA 1108 wyposażonego w detektor ECD (niepewność pomiaru 0,06% wag). Rozdział grupowy kondycjonowanych próbek ropy naftowej/ekstraktów został wykonany metodą chromatografii kolumnowej. Skład grupowy obliczono w procentach w odniesieniu do sumy ciężarów oznaczonych frakcji, którą przyjęto za 100% (niepewność pomiaru 0,1% wag).

Analiza chromatograficzna surowych rop naftowych (pochodzących z kopalń lub z powierzchniowych wycieków) została wykonana przy użyciu chromatografu Trace GC Ultra firmy Thermo. Oznaczenia wykonano z wykorzystaniem kolumny Rtx-1 i detektora FID. Próbki były rozpuszczane w disiarczku węgla.

Analizę frakcji nasyconej i aromatycznej przeprowadzano techniką chromatografii gazowej sprzężonej ze spektrometrią masową – GC-MS. Otrzymane chromatogramy jonowe (w trybie pełnego skanowania – TIC oraz w trybie wybranych jonów fragmentacyjnych – SIM) poddawano obróbce komputerowej.

### Wyniki oznaczeń fizykochemicznych

Wyniki oznaczeń gęstości, lepkości kinematycznej, zawartości siarki oraz składu grupowego zostały przedstawione w tabelicy 1. Wartości oznaczanych parametrów fizykochemicznych wyraźnie pokazują, że badane próbki można podzielić na dwie grupy: normalne ropy naftowe o gęstości poniżej  $870 \text{ kg/m}^3$  oraz próbki wykazują-

ce cechy biodegradacji, dla których parametr gęstości przyjmuje wartości wyższe niż  $870 \text{ kg/m}^3$ . Drugą cechą, która podobnie różnicuje badane próbki, jest lepkość kinematyczna oraz zawartość siarki. Niestety powyższe cechy nie pozwalają na dokonanie żadnej klasyfikacji genetycznej.

Tablica 1. Parametry fizykochemiczne oraz skład grupowy badanych próbek wycieków węglowodorowych oraz rop naftowych ze złóż

Lokalizacja	Gęstość [kg/m <sup>3</sup> ]	Lepkość kinematyczna [mm <sup>2</sup> /s]	Siarka [% wag]	Skład grupowy [% wag.]				Nas./ arom.
				Nas.	Arom.	Żyw.	Asfal.	
Bandrów – wyciek 1	958	n.o.	0,40	42,3	35,8	20,7	1,2	1,2
Targowisko – wyciek 2	n.o.	n.o.	0,10	51,4	29,1	18,5	1,0	1,8
Łężyny-1 – wyciek 3	842	6,4	0,20	53,5	25,4	18,7	2,4	2,1
Łężyny-2 – wyciek 4	n.o.	n.o.	0,40	46,2	28,4	22,6	2,8	1,6
Sękowa – wyciek 5	944	n.o.	0,10	50,4	25,0	19,7	4,9	2,0
Siary – wyciek 6	917	n.o.	0,00	51,6	26,8	20,1	1,5	1,9
Sękowa – kopalnia 1	817	3,0	0,00	53,7	29,1	16,3	0,9	1,8
Siary – kopalnia 2	854	6,9	0,00	48,9	32,8	14,3	4,0	1,5
Magdalena – kopalnia 3	849	6,8	0,10	59,4	25,5	14,5	0,6	2,3
Stara Wieś – kopalnia 4	825	3,8	0,00	67,8	23,3	8,6	0,3	2,9
Kłęczany – kopalnia 5	815	3,1	0,00	82,6	14,5	2,7	0,2	5,7

n.o. – nie oznaczono

### Wyniki analiz chromatograficznych GC-FID

Analizy chromatograficzne surowych rop naftowych (pochodzących z kopalń lub z powierzchniowych wycieków) pozwoliły podzielić badane próbki na te wykazujące cechy normalnych rop naftowych i zbiodegradowanych w różnym stopniu. Próbki rop naftowych pochodzące z powierzchniowych wycieków: Bandrów (jednostka skolska), Targowisko, Łężyny-2, Sękowa oraz Siary, wykazywały cechy biodegradacji, ale i zróżnicowane zawartości siarki. Najwyższą zawartość siarki stwierdzono w wycieku

z jednostki skolskiej. Próbki ropy naftowej z kopalń oraz próbka z powierzchniowego wycieku Łężyny-1 nie były zbiodegradowane. Cztery przykładowe chromatogramy próbek naturalnych wycieków oraz ropy z kopalni zostały przedstawione na rysunkach od 4 do 7. Próbka z kopalni Magdalena wykazuje cechy normalnej ropy naftowej (rysunek 7) w zakresie n-alkanów do n-C<sub>26</sub> z dominującym metylocykloheksanem, jak w większości karpaccich rop naftowych. Próbka z wycieku Bandrów (rysunek 6) wyka-

Tablica 2. Wskaźniki geochemiczne obliczone na podstawie dystrybucji n- i izo-alkanów

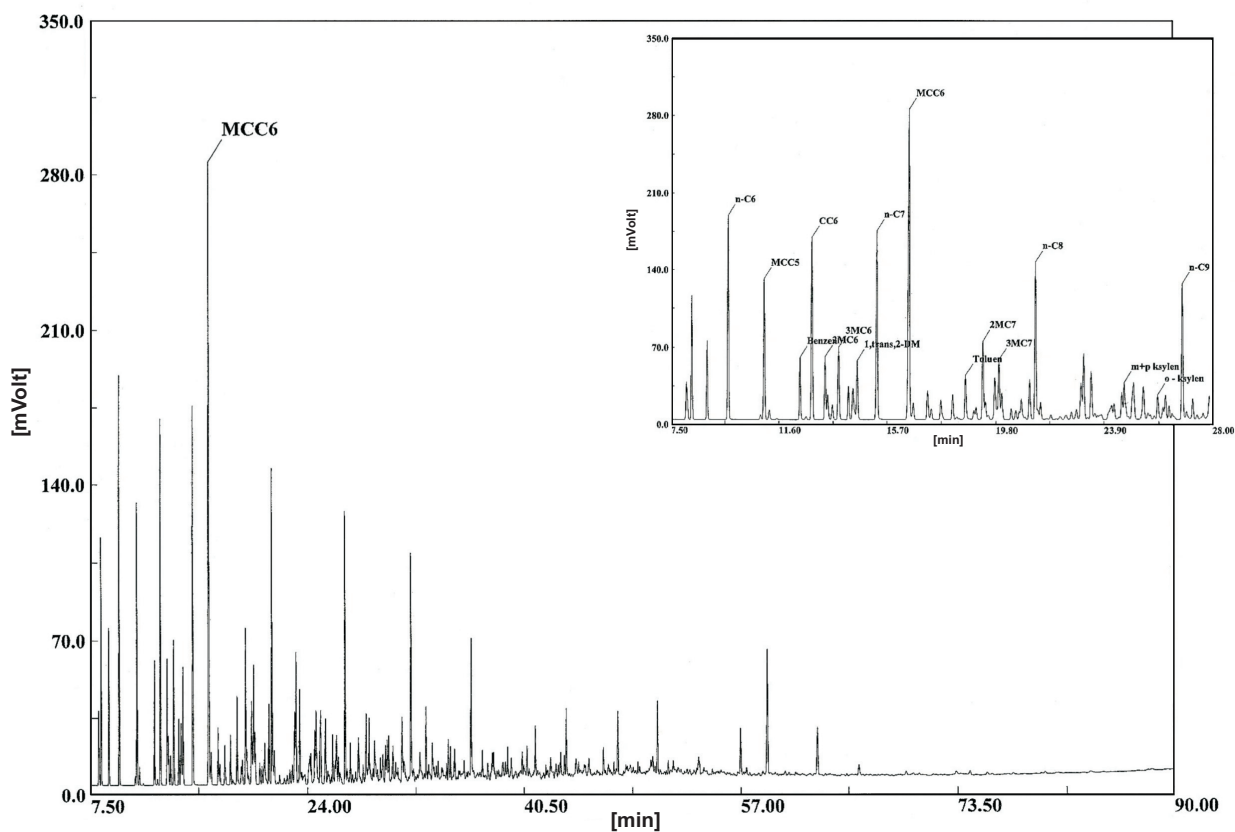
Lokalizacja	CPI <sub>(Total)</sub>	CPI <sub>(17-23)</sub>	CPI <sub>(25-31)</sub>	n-C <sub>max</sub>	Pr/Ph	Pr/n-C <sub>17</sub>	Ph/n-C <sub>18</sub>
Bandrów – wyciek 1	–	–	–	–	1,85	–	–
Targowisko – wyciek 2	–	–	–	–	1,64	4,61	2,47
Łężyny-1 – wyciek 3	–	–	–	–	1,85	–	–
Łężyny-2 – wyciek 4	–	–	–	–	–	–	–
Sękowa – wyciek 5	–	–	–	–	1,93	–	–
Siary – wyciek 6	–	–	–	–	1,68	–	–
Sękowa – kopalnia 1	–	–	–	–	1,62	–	–
Siary – kopalnia 2	–	–	–	–	0,63	–	–
Magdalena – kopalnia 3	1,01	1,08	0,99	n-C <sub>24</sub>	2,21	1,99	0,83
Stara Wieś – kopalnia 4	1,03	1,03	1,08	n-C <sub>23</sub>	2,40	1,22	0,46
Kłęczany – kopalnia 5	1,00	1,04	0,92	n-C <sub>25</sub>	1,88	1,41	0,72

– wskaźnik nie został obliczony ze względu na brak lub śladowe ilości związków

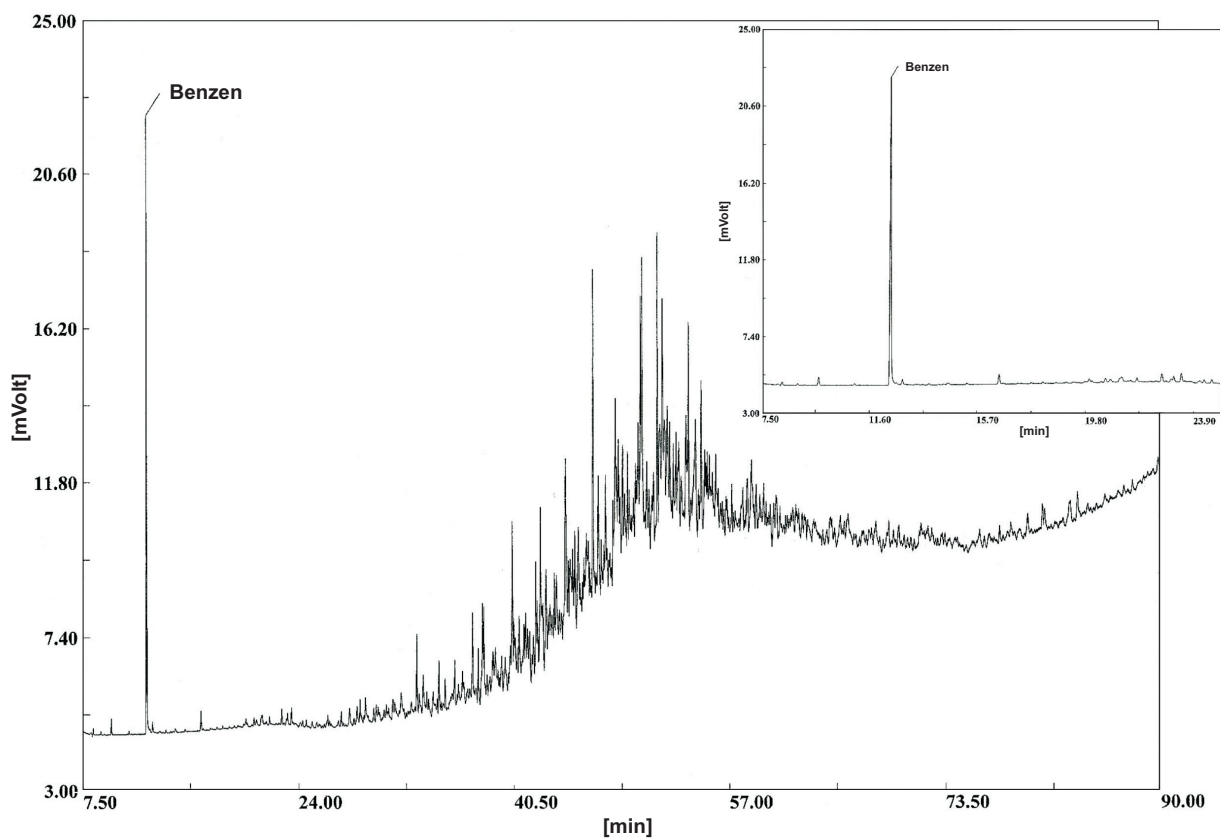
$$CPI_{(Total)} = [(C_{17} + C_{19} + \dots + C_{27} + C_{29}) + (C_{19} + C_{21} + \dots + C_{29} + C_{31})] / [2 \cdot (C_{18} + C_{20} + \dots + C_{28} + C_{30})]$$

$$CPI_{(17-23)} = [(C_{17} + C_{19} + C_{21}) + (C_{19} + C_{21} + C_{23})] / [2 \cdot (C_{18} + C_{20} + C_{22})]$$

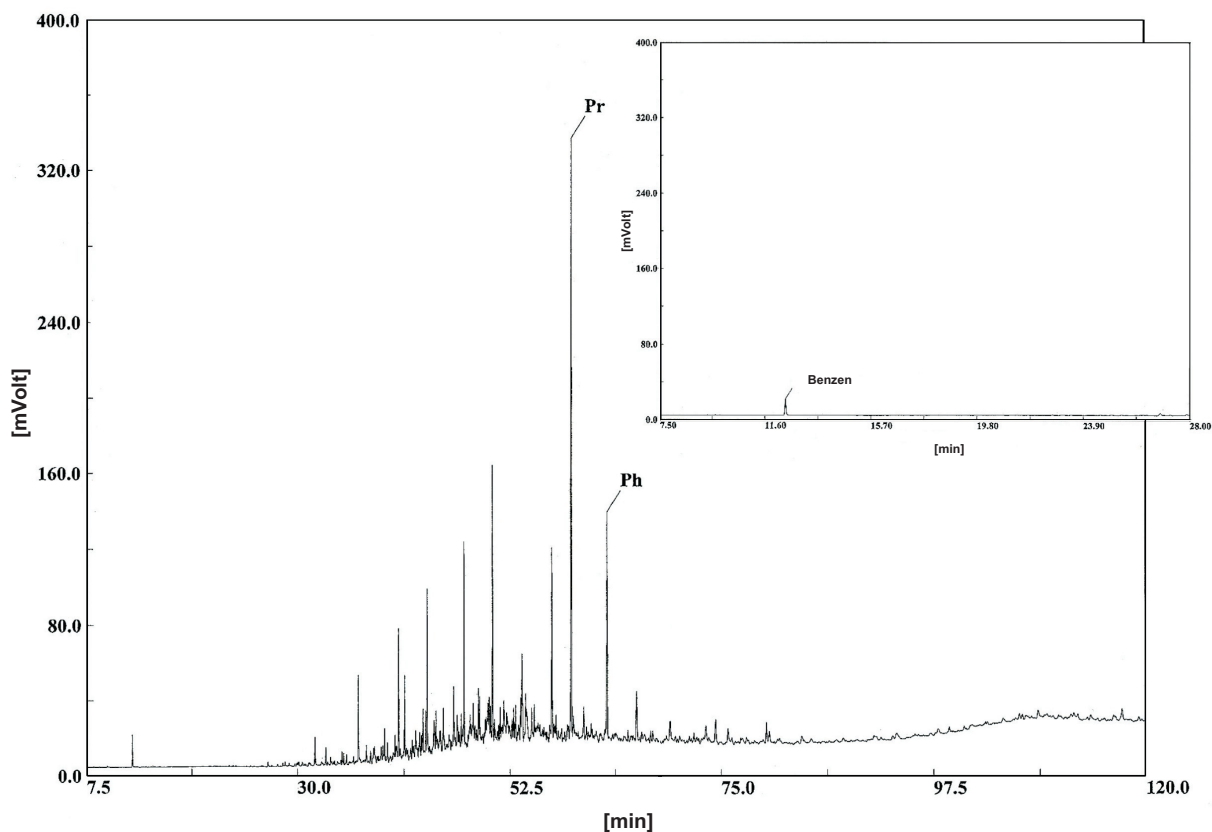
$$CPI_{(25-31)} = [(C_{25} + C_{27} + C_{29}) + (C_{27} + C_{29} + C_{31})] / [2 \cdot (C_{26} + C_{28} + C_{30})]$$



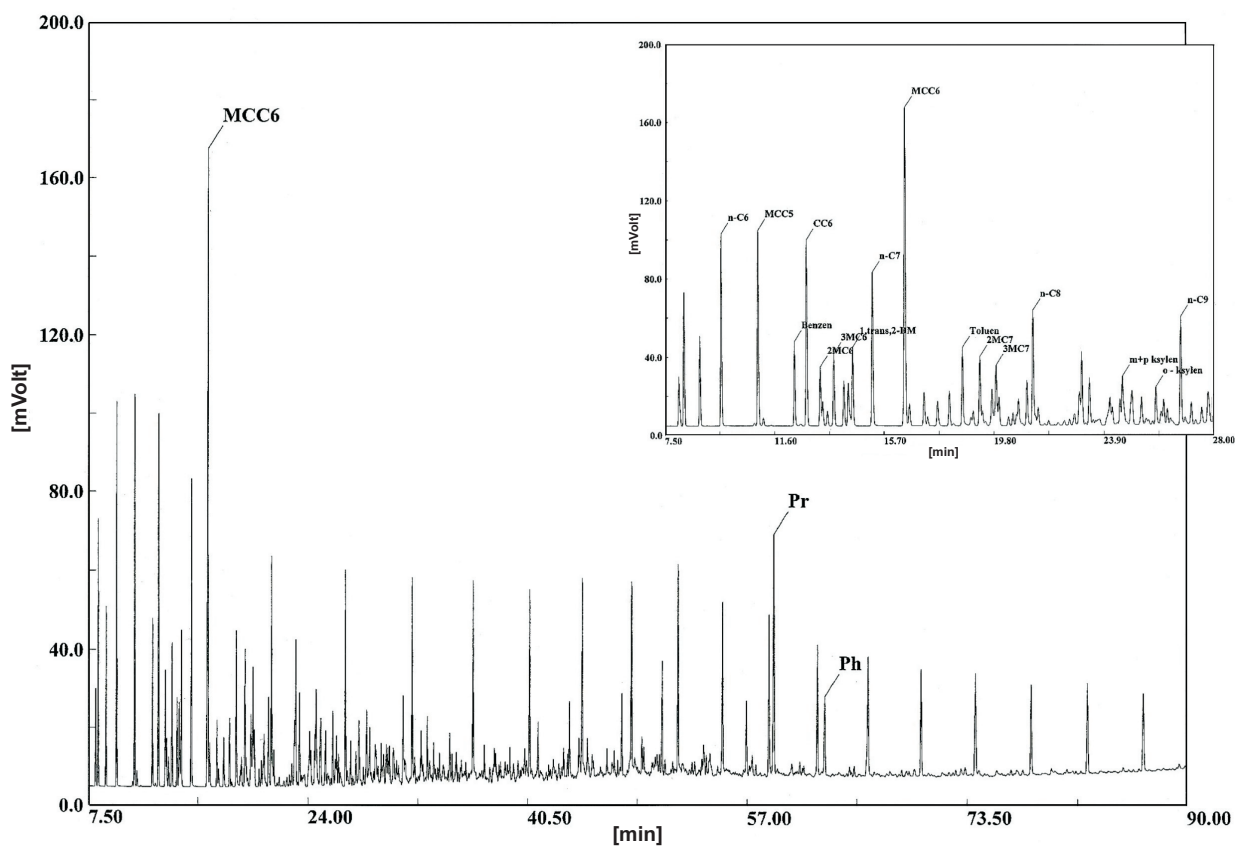
Rys. 4. Chromatogram surowej ropy – próbka Łężyny-1 (wyciek)



Rys. 5. Chromatogram surowej ropy – próbka Łężyny-2 (wyciek)



Rys. 6. Chromatogram surowej ropy – próbka Bandrów (wyciek)



Rys. 7. Chromatogram surowej ropy – próbka Magdalena (kopalnia)



zuje cechy ropy lekko zbiodegradowanej, gdzie węglowodory lekkie nie występują, a pozostałe n-alkany zawierają się w zakresie od C<sub>10</sub> do około C<sub>20</sub>. W badanych ropach występują również izoprenoidy z dominującym pristanem i fitanem nad n-C<sub>17</sub> i n-C<sub>18</sub>. W Łęczynach pobrano dwie próbki oddalone od siebie o około 100 metrów, z których próbka numer 2 wykazuje cechy ropy mocno zbiodegradowanej (rysunek 5). Próbka z Łęczyn-1 ma charakter ropy niezbiodegradowanej (rysunek 4). Różnice mogą być związane z „oruwaniem” i zabetonowaniem wycieku Łęczyny-1, podczas gdy Łęczyny-2 były wyciekiem w stanie naturalnym, poddanym wpływowi atmosferycznym. Te dwie próbki mogą być najlepszym przykładem do obser-

wowania zmian w składzie węglowodorów nasyconych i aromatycznych, które zachodzą w ropie naftowej wraz z biodegradacją i innymi procesami wtórnymi [1, 2].

Wartości wskaźników obliczone na podstawie dystrybucji węglowodorów frakcji nasyconej przedstawiono w tabelicy 2. Są to pierwsze informacje o charakterze genetycznym występujących wycieków i pozwalają określić jedynie środowisko sedimentacji osadów źródłowych. Poza jednym przypadkiem jest to substancja pochodzenia morsko-lądowego deponowana w środowisku tlenowym [3, 7]. Wyjątek stanowi próbka z kopalni Siary, w której zawartość izoprenoidów jest bardzo niska i wyliczony wskaźnik Pr/Ph może być obarczony błędem.

### Wyniki analiz chromatograficznych GC-MS

Analizy GC-MS frakcji nasyconej badanych próbek pokazały ich duże zróżnicowanie w zależności od stopnia biodegradacji (począwszy od rop normalnych, np. Magdalena, po zbiodegradowane wycieki, np. Łęczyny-2, rysunek 8). Badania wykazały obecność hopanów (m/z 191) z dominującym C<sub>30</sub> hopanem (tablica 3). Nie stwierdzono obecności bisnorhopanu poza pojedynczym przypadkiem próbki wycieku z Bandrowa, co jest rzeczą oczywistą, jako że pochodzi ona z innej jednostki tektonicznej Karpat (jednostka skolska). Poza tym stwierdzono obecność sterołów (m/z 217), wśród których dominowały izomery  $\alpha\alpha$ R (tablica 4). Dominacja tych izomerów zazwyczaj wskazuje na brak osiągniętego stanu równowagi izomerycznej, co oznacza niską dojrzałość badanych próbek. Stoi to w pew-

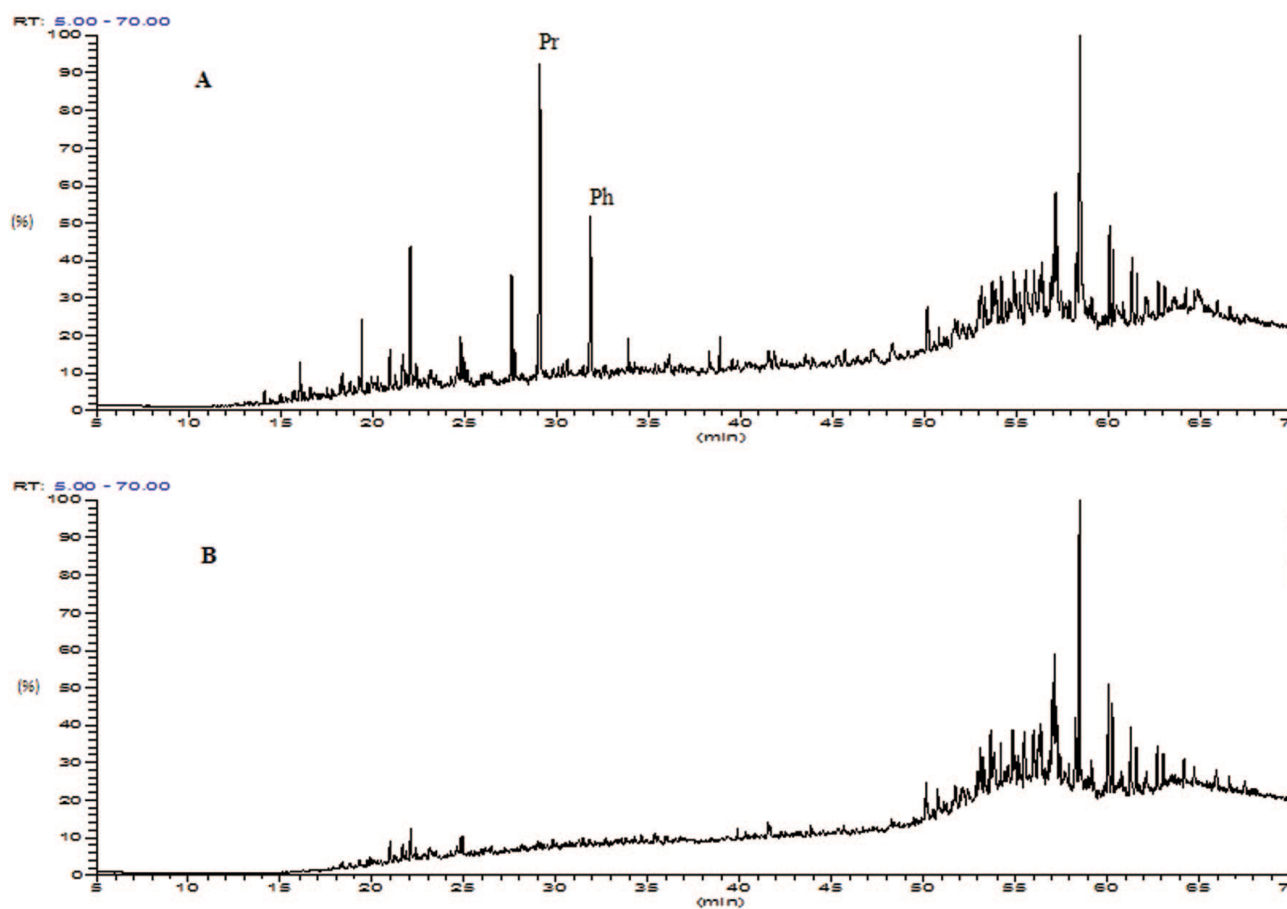
nej sprzeczności z wskaźnikami dojrzałości otrzymanymi na podstawie składu frakcji aromatycznej, jednakże znane są liczne przypadki takiej sprzeczności pomiędzy wskaźnikami tych dwóch frakcji. Frakcja węglowodorów nasyconych na drodze migracji do skał o niższej dojrzałości zostaje wzbogacona w izomery  $\alpha\alpha$ R z utworów płycej zalegających o niskiej dojrzałości. W takich przypadkach bardziej właściwym jest bazować na wskaźnikach obliczonych na podstawie analizy frakcji aromatycznych [4, 5].

W rozkładzie węglowodorów frakcji aromatycznej dominowały związki naftalenowe nad fenantrenowymi (tablica 5). Dibenzotiofen i jego pochodne występowały w śladowych ilościach w większości badanych próbek, co uniemożliwiło obliczenie wskaźników opartych na tych

Tablica 3. Wskaźniki geochemiczne obliczone na podstawie dystrybucji biomarkerów z grupy hopanów (m/z 191)

Lokalizacja	Ts/Tm	S/(S+R) C <sub>31</sub> homohopan	M/C <sub>30</sub> hopan	Oleanan/C <sub>30</sub> hopan
Bandrów – wyciek 1	0,78	0,49	0,16	0,22
Targowisko – wyciek 2	1,05	0,55	0,13	0,19
Łęczyny-1 – wyciek 3	1,33	0,55	0,13	0,19
Łęczyny-2 – wyciek 4	1,00	0,54	0,14	0,21
Sękowa – wyciek 5	0,98	0,56	0,12	0,14
Siary – wyciek 6	1,16	0,56	0,12	0,16
Sękowa – kopalnia 1	1,14	0,55	0,12	0,14
Siary – kopalnia 2	0,97	0,56	0,13	0,18
Magdalena – kopalnia 3	1,04	0,57	0,12	0,28
Stara Wieś – kopalnia 4	1,36	0,58	0,10	0,18
Kłęczany – kopalnia 5	–	–	–	–

– wskaźnik nie został obliczony ze względu na brak lub śladowe ilości związków  
 Ts/Tm = C<sub>27</sub> 18  $\alpha$ (H) trisnorhopan/C<sub>27</sub> 17  $\alpha$ (H) trisnorhopan; S/(S+R)C<sub>31</sub> homohopan = homohopan 22S/(22S + 22R);  
 M/C<sub>30hopan</sub> = moretan(30  $\beta\alpha$ )/17 $\alpha$ (H), 21  $\beta$ (H) hopan



Rys. 8. Rozkład węglowodorów nasyconych w próbce ropy naftowej z odwiertu: A – Łężyny-1 oraz B – Łężyny-2

Tablica 4. Wskaźniki geochemiczne obliczone na podstawie dystrybucji biomarkerów z grupy steranów (m/z 217)

Lokalizacja	Sterany [%] C <sub>27</sub>	Sterany [%] C <sub>28</sub>	Sterany [%] C <sub>29</sub>	S/(S + R) C <sub>29</sub> <i>aaa</i> ster	ββ/(αα + ββ) C <sub>29</sub> <i>α</i> ster
Bandrów – wyciek 1	25	35	40	0,32	0,40
Targowisko – wyciek 2	25	35	40	0,34	0,32
Łężyny-1 – wyciek 3	26	31	43	0,30	0,36
Łężyny-2 – wyciek 4	28	31	41	0,28	0,36
Sękowa – wyciek 5	34	33	33	0,42	0,38
Siary – wyciek 6	34	33	34	0,40	0,39
Sękowa – kopalnia 1	28	34	38	0,42	0,39
Siary – kopalnia 2	28	36	36	0,42	0,36
Magdalena – kopalnia 3	26	35	39	0,37	0,36
Stara Wieś – kopalnia 4	21	32	47	0,45	0,40
Kłęczany – kopalnia 5	–	–	–	0,63	0,44

– wskaźnik nie został obliczony ze względu na brak lub śladowe ilości związków  
 $C_{27} = [C_{27} \text{ } \alpha\alpha\alpha\text{20R steran} / (C_{27} + C_{28} + C_{29}) \text{ } \alpha\alpha\alpha\text{20R sterany}] \cdot 100$ ;  $C_{28} = [C_{28} \text{ } \alpha\alpha\alpha\text{20R steran} / (C_{27} + C_{28} + C_{29}) \text{ } \alpha\alpha\alpha\text{20R sterany}] \cdot 100$ ;  
 $C_{29} = [C_{29} \text{ } \alpha\alpha\alpha\text{20R steran} / (C_{27} + C_{28} + C_{29}) \text{ } \alpha\alpha\alpha\text{20R sterany}] \cdot 100$ ; S/(S + R) C<sub>29</sub> *aaa* steran = stosunek izomerów optycznych steranu C<sub>29</sub>; ββ/(αα + ββ) C<sub>29</sub> *αα* steran = stosunek ββ epimerów do αα epimerów steranu C<sub>29</sub>

Tablica 5. Wskaźniki geochemiczne obliczone na podstawie dystrybucji metylowych pochodnych naftalenu i fenantrenu

Lokalizacja	MNR	DNR-1	TNR-1	MPI-1	MPI-3	2-MP/ 9-MP	MPR	MP/P	R <sub>c1</sub>
Bandrów – wyciek 1	–	–	1,76	0,56	0,56	0,64	0,64	3,13	0,74
Targowisko – wyciek 2	–	–	0,65	0,47	0,44	0,41	0,50	3,46	0,68
Łęczyny-1 – wyciek 3	–	1,58	0,68	0,43	0,52	0,47	0,58	1,89	0,66
Łęczyny-2 – wyciek 4	0,00	2,52	0,79	–	–	–	–	–	–
Sękowa – wyciek 5	–	2,24	1,03	0,55	0,60	0,59	0,62	2,46	0,73
Siary – wyciek 6	–	2,11	0,94	0,51	0,59	0,52	0,57	2,19	0,71
Sękowa – kopalnia 1	0,00	2,52	0,79	0,48	0,60	0,62	0,60	1,86	0,69
Siary – kopalnia 2	0,40	2,27	0,77	0,44	0,51	0,47	0,54	2,04	0,66
Magdalena – kopalnia 3	0,96	3,21	0,80	0,50	0,58	0,65	0,63	2,10	0,70
Stara Wieś – kopalnia 4	1,18	5,11	1,06	0,66	0,80	0,76	0,90	2,22	0,80
Klęczany – kopalnia 5	2,24	7,19	1,07	1,19	1,80	1,39	2,48	2,20	1,11

MNR = 2-MN/1-MN; MN – metylo-naftalen  
DNR-1 = (2,6-DMN + 2,7-DMN)/1,5-DMN; DMN – dimetylo-naftalen  
TNR-1 = 2,3,6-TMN/1,4,6-TMN + 1,3,5-TMN; TMN – trimetylo-naftalen  
MPI-1 = 1,5 (2-MP + 3-MP)/(P + 1-MP + 9-MP); P – fenantren, MP – metylofenantren  
MPI-3 = (2-MP + 3-MP)/(1-MP + 9-MP)  
MPR = 2-MP/1-MP  
R<sub>c1</sub>(MPI-1) = 0,60·MPI-1 + 0,40, dla R<sub>o</sub> < 1,35%  
– wskaźnik nie został obliczony ze względu na brak lub śladowe ilości związków

Tablica 6. Wskaźniki geochemiczne obliczone na podstawie dystrybucji aromatycznych połączeń siarkowych

Lokalizacja	MDR	2,4-DMDBT/ 1,4-DMDBT	4,6-DMDBT/ 1,4-DMDBT	pik3/pik5 TMDBT	DBT/P	R <sub>c2</sub>
Bandrów – wyciek 1	2,00	0,61	1,74	1,55	0,17	0,66
Targowisko – wyciek 2	2,93	0,53	1,58	1,43	–	0,72
Łęczyny-1 – wyciek 3	–	–	–	1,78	–	–
Łęczyny-2 – wyciek 4	–	–	–	–	–	–
Sękowa – wyciek 5	–	–	–	–	–	–
Siary – wyciek 6	1,63	–	–	–	–	0,63
Sękowa – kopalnia 1	–	–	–	–	–	–
Siary – kopalnia 2	2,90	–	–	–	–	0,72
Magdalena – kopalnia 3	–	–	–	–	–	–
Stara Wieś – kopalnia 4	–	–	–	–	–	–
Klęczany – kopalnia 5	3,30	–	–	3,03	–	0,75

MDR = 4-MDBT/1-MDBT; MDBT – metylo-dibenzotiofen  
DMDBT – dimetylo-dibenzotiofen  
TMDBT – trimetylo-dibenzotiofen  
DBT – dibenzotiofen  
R<sub>c2</sub> = 0,073 · MDR + 0,51  
– wskaźnik nie został obliczony ze względu na brak lub śladowe ilości związków

związkach. Dla pojedynczych próbek wyliczono wartości tych wskaźników (tablica 6). Z obliczonych wskaźników dojrzałości – zarówno R<sub>c1</sub> i R<sub>c2</sub> – jak steraanów wynika, że najwyższą dojrzałością charakteryzują się próbki z kopalń Klęczany oraz Stara Wieś. Oznacza to, że ropy te zostały wygenerowane ze skał macierzystych będących

na wyższym etapie dojrzałości termicznej niż pozostałe ropy pobrane z kopalni lub wycieki powierzchniowe. Skład biomarkerów wskazuje natomiast na podobne cechy genetyczne (dominacja materiału lądowego) i podobne środowisko sedymentacji substancji źródłowej, z której ropy te zostały wygenerowane.



## Podsumowanie

Wykonane badania pokazały przydatność wycieków ropnych dla oceny genetycznej węglowodorów w Karpatach. Po raz pierwszy zostały scharakteryzowane próbki naturalnych wycieków na powierzchnię w tak szerokim zakresie badań geochemicznych. W większości przypadków wycieki węglowodorów mogą być badane i analizowane tak jak próbki rop naftowych pobieranych z produkcyjnych odwiertów, jednakże interpretacja wyników badań i prace korelacyjne oparte na tych wynikach powinny uwzględniać poniższe wskazówki:

- Nie powinny być korelowane wskaźniki oparte na lekkich węglowodorach w zakresie  $C_1$  do  $C_9$ , które najłatwiej ulegają degradacji.
- Nie należy bezkrytycznie brać pod uwagę wskaźników:  $Pr/n-C_{17}$  i  $Ph/n-C_{18}$ , które w wielu przypadkach nie charakteryzują wprost typu substancji źródłowej, ponieważ wpływ na wzajemne stosunki izoprenoidów do n-alkanów mają czynniki zewnętrzne (biodegradacja, wietrzenie, wymywanie wodą).

- Biodegradacja nie powoduje zmian składu hopanów, a więc wszystkie wskaźniki wyliczone na ich podstawie mogą być dobrym czynnikiem korelacyjnym zarówno dla próbek rop naftowych ze złóż, jak i wycieków węglowodorowych.
- Biodegradacja nie powoduje także zmian składu procentowego sterań, ale proces migracji może zaburzać skład izomerów, wpływający na obliczone wskaźniki dojrzałości.
- Wskaźniki dojrzałości obliczone na podstawie składu metylofenantrenów mogą być w takich przypadkach rozstrzygające o poziomie dojrzałości.

Badanie wycieków węglowodorowych, zwłaszcza w Karpatach, powinno być kontynuowane pod względem dogłębnej charakterystyki genetycznej, a rezultaty badań korelowane z ropami naftowymi pobranymi z karpackich złóż. Może to w znacznym stopniu przyczynić się do rekonstrukcji historii tektonicznej karpackiej prowincji roponośnej.

## Literatura

- [1] Blanc P., Connan, J.: *Preservation, degradation, and destruction of trapped oil* [w:] Magoon L. B. & Dow W. G. (eds): *The petroleum system – from source to trap*. „American Association of Petroleum Geologists Memoirs” 1994, vol. 60, s. 237–247.
- [2] Brooks J., Welte D.: *Advances in petroleum geochemistry*. Academic Press, 1984.
- [3] Connan J., Cassou A. M.: *Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels*. „Geochimica et Cosmochimica Acta” 1980, vol. 44, s. 1–23.
- [4] Curiale J. A., Cameron D., Davis D. V.: *Biological marker distribution and significance in oils and rocks of the Monterey Formation*. California, „Geochimica et Cosmochimica Acta” 1985, vol. 49, s. 271–288.
- [5] Curiale J. A.: *A review of the occurrences and causes of migration – contamination in crude oil*. „Organic Geochemistry” 2002, vol. 33, s. 1389–1400.
- [6] Jarmołowicz-Szulc K., Jankowski L.: *Analiza geochemiczna i korelacje genetyczne bituminów i skał typu czarnych łupków w jednostkach tektonicznych Karpat Zewnętrznych w południowo-wschodniej Polsce i na obszarze przyległym*. Biuletyn PIG 2011, nr 444, s. 73–98.
- [7] Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M.: *The biomarkers guide: Biomarkers and isotopes in the petroleum exploration and Earth history*. Vol. 2. Cambridge, Cambridge University Press, 2005.



Dr inż. Irena MATYASIK – adiunkt, kierownik Laboratorium Nafty i Gazu w Zakładzie Geologii i Geochemii INiG. Ukończyła Wydział Chemiczny Politechniki Krakowskiej. Prowadzi prace z zakresu geochemii naftowej. Specjalizuje się w badaniach geochemii organicznej skał macierzystych i mediów złożowych oraz korelacją rop naftowych i skał macierzystych w oparciu o wyniki analiz biomarkerów.



Mgr inż. Wojciech BIELEŃ – absolwent Wydziału Inżynierii i Technologii Chemicznej na Politechnice Krakowskiej. Pracuje w Zakładzie Geologii i Geochemii Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie na stanowisku asystenta. Zajmuje się analizami w zakresie GC oraz GC/MS i ich interpretacją.



Mgr inż. Marek JANIGA – absolwent Wydziału Geologii, Geochemii i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Asystent w Laboratorium Nafty i Gazu, w Zakładzie Geologii i Geochemii Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie.



Dr Leszek JANKOWSKI – pracownik Oddziału Karpackiego Państwowego Instytutu Geologicznego. Specjalizuje się w kartografii geologicznej. Przedmiotem jego badań jest górotwór karpacki wraz z przedpołem i Roztoczem. Jednym z istotniejszych tematów badawczych są tzw. kompleksy chaotyczne (m.in. melanże tektoniczne).