

NAFTA

MIESIĘCZNIK POŚWIĘCONY NAUCE, TECHNICIE, STATYSTYCE
ORAZ ORGANIZACJI W PRZEMYSŁE NAFTOWYM

REDAGUJE INSTYTUT NAFTOWY

Rok IV

Wrzesień 1948 r.

Nr 9

Doc. Inż. Jan Czastka

Z dziejów kopalni nafty w Krościenku Niżnym koło Krosna

(Z okazji sześćdziesięciolecia kopalni)

Kopalnia nafty w Krościenku Niżnym obchodzi w bieżącym roku 60-lecie swego istnienia. W 1888 roku bowiem rozpoczęło Hanowersko-Galicyskie Gwarectwo Naftowe wiercenia za ropą w Krościenku Niżnym na terenie dzisiejszej kopalni „Kronem”^{1,2)}.

Wprawdzie roboty poszukiwawcze za ropą rozpoczęły się o wiele wcześniej, bo już Edward Windakiewicz³⁾ wspomina, że w r. 1874 były w Krościenku Niżnym trzy szyby kopane, z których najgłębszy był do 69 m kopany, a następnie 11,5 m wiercony. Szyby te w których roboty były prowadzone przez przedsiębiorstwo Bartha i Ska nie dały prawdopodobnie żadnego wyniku.

Rozwój kopalni nafty w Krościenku Niżnym zaczyna się więc dopiero z chwilą rozpoczęcia robót wiertniczych w 1888 r. przez Hanowersko-Galicyskie Gwarectwo Naftowe. Technicznym kierownikiem robót wiertniczych był inż. cyw. Juliusz Timoftiewicz. Odwierconych zostało wówczas 8 otworów, z czego 4 były produktywne. W tym mniej więcej czasie odwiercony został również otwór Dunieckiego, który założony na północnym skrzydle na warstwach krośnieńskich nie dał oczywiście żadnego wyniku.

Wierciło również w Krościenku Niżnym w r. 1886 Poznańskie Towarzystwo Naftowe (hr. Edward Żółtowski) i uzyskało w głęb. 220 m przyływ ropy⁴⁾. W tymże czasie odwierciło Akcyjne Towarzystwo

dla Przemysłu Naftowego (Nafta) dwa otwory na terenie położonym na zachód od gościńca prowadzącego z Krosna do Korczyny. Oba wiercenia doprowadzone do głęb. ok. 400 m nie dały żadnego wyniku. Otwory te wiercił w akordzie inż. Leon Mikucki, kierownikiem robót wiertniczych był Kazimierz Girtler⁵⁾. W r. 1889 prowadziła roboty poszukiwawcze za ropą w Krościenku Niżnym firma Ludwik baron Graeve. Pełnomocnikiem firmy był Jan Nepomucen z Oleksowa Gniewosz, a kierownikiem technicznym robót inż. Juliusz Timoftiewicz⁶⁾. W jednym z otworów o głęb. 360 m, dowiezionym w sierpniu 1889 r. napotkano piasko-



Kopalnia nafty „Kronem” w Krościenku Niżnym

wieć ropny, z którego przysłyły wybuchy ropne. W ciągu trzech dni było 26 wybuchów ropnych, niektóre z nich pod koronę wieży. W tych trzech dniach wypłynęło samoczynnie do zbiorników i rowów przeszło 200 beczek ropy, zaś gazami z tego otworu opalano 2 kotłownie⁷⁾.

W r. 1894 kopalnia Hanowersko-Galicyskiego Gwarectwa Naftowego przeszła na własność firmy „The Nouveau Monde and General Mining Co., Ltd.” w Londynie. Dyrektorem i prezesem Rady Nadzorczej tej spółki był Adolf Zipperlen zamieszkały w Paryżu, pełnomocnikiem August Fürster w Krośnie, zaś kierownikiem technicznym kopalni był inż. gór. Edward Merson. W tym samym roku rozpoczął pracę w powyższej firmie w 18 roku życia, zatrudniony do dzisiaj na kopalni w Krościenku, wiertacz Jan Wojnar, który odwiercił

¹⁾ Dr Józef Grzybowski, Przegląd obszarów nafto-
nośnych Karpat Polskich, Kraków 1919.

²⁾ Inż. Julian Obtulowicz, Antyklina Potocka, Geo-
logia i Statystyka Naftowa Polski, Rocznik VII, Nr 3, 1932.

³⁾ Edward Windakiewicz, Olej i Wosk Ziemi w Ga-
licji, Lwów, 1875, również po niemiecku: „Erdöl und Erd-
wachs in Galizien”, Wien, 1875.

⁴⁾ Notatka Hansa Urbana w Chemiker und Techni-
ker Zeitung z 1. I. 1897.

⁵⁾ Według informacji udzielonej przez kier. Leopolda
Słotwińskiego.

⁶⁾ Przegląd Górniczy, Technologiczny i Przemysłowy,
Nr 6 z 15. VIII. 1889, Rocznik I.

⁷⁾ Oesterreichisches Montan Handbuch für das Jahr
1890—1895. Herausgegeben von K. K. Ackerbau-Ministerium,
Wien.

większość otworów i który dzięki bogatej wiedzy i niezwykłym zdolnościom uchronił wiele otworów od zagwożdżenia i likwidacji.

Towarzystwo to zasypało wszystkie otwory odwiercone przez poprzednią firmę i rozpoczęło w 1895 r. wiercenie nowych otworów. Prace wiertnicze prowadzone były dosyć intensywnie, gdyż do 1902 r. odwiercono już 20 otworów, z których 18 było produktywnych, przy czym produkcja ropy w tym roku osiągnęła 6560 ton. Wyniki tych wierceń były dobre, gdyż np. otwór Nr 1 po półtorarocznej eksploatacji dawał jeszcze 150 ton miesięcznie¹⁾, zaś otwór Nr 2 dawał początkowo ok. 20 ton dziennie. Firma „The Nouveau Monde and General Mining Co., Ltd.“ wprowadziła na swej kopalni w Krościenku Niżnym — po raz pierwszy w naszym kopalnictwie naft. — motory gazowe²⁾.

Sprowadzono wówczas z Anglii 5 motorów gazowych marki „Tangyes“. Jeden z nich o mocy 20 KM zastosowano przy wierceniu, dwa użyto do napędu kieratów pompowych, jeden ustawiono w elektrowni, a jeden przeznaczono do obsługi warsztatów mechanicznych. Instalacje tych motorów przeprowadził inż. Wiktor Amoretti z Mediolanu.

Kierownikiem kopalni Tow. „The Nouveau Monde and General Mining Co., Ltd.“ w Krościenku Niżnym był w r. 1900 Leopold Słotwiński, obecny instruktor Kopalni Szkolnej Instytutu Naftowego, a po jego odejściu w 1901 r. Mieczysław Romanowski.

W r. 1899 wykonała w Krościenku Niżnym jedno wiercenie metodą płuczkową aparatem Faucka wiedeńska firma Trauzl et Co.³⁾. Wiercenie to zostało wykonane dla wiedeńskiego banku (Länderbank). Otwór doprowadzono w ciągu 24 dni roboczych do głęb. 637 m w 3" rurach, nie osiągając żadnego wyniku.

W latach 1901—1902 rozpoczął wiercenie w Krościenku Wyżnym Stefan hr. Goetzendorf Grabowski. Odwiercił on tam trzy otwory, z których tylko jeden, położony więcej na południe na terenie obecnej kopalni „Arnold“, uzyskał słaby przyływ ropy. Kierownikiem kopalni był wówczas August Podoski.

W 1902 r. kopalnię tow. „The Nouveau Monde and General Mining Co., Ltd.“ w Krościenku Niżnym nabył William Henry Mac Garvey. Pełnomocnikiem Mac Garvey'a został Charles Nicklos.

Mac Garvey odwiercił w Krościenku Niżnym kilka otworów, oraz podjął w r. 1910 na nowo wiercenia w Krościenku Wyżnym.

W r. 1913 kopalnie w Krościenku Niżnym i Wyżnym zakupiła firma francuska Société Française des Pétroles de Potok.

¹⁾ Notatka Hansa Urbana z Chemiker und Techniker Zeitung z l. I. 1897 r. (Leopold Słotwiński natomiast podaje, że otwór nr 1 został z niewiadomych przyczyn zlikwidowany).

²⁾ Motory gazowe przy głębokich wierceniach. Napisał inż. Zygmunt Nowosielecki, Nafta, zesz. 4 i 5, 1903 oraz notatka Mieczysława Romanowskiego z 8. VI. 1902, Nafta, zesz. nr 6, 1902 i notatka F. N., Motory gazowe w wiertnictwie, Nafta, zesz. nr 8, 1902.

³⁾ F. Montag, Wiercenie nową metodą płuczkową Faucka w Krościenku Niżnym, Nafta, zesz. 6, 1899 oraz notatka o wierceniach metodą Faucka, Nafta zesz. 24, 1899.

Firma ta przystąpiła zaraz do wierceń na kopalni w Krościenku Niżnym. Podjęto wówczas wiercenie otworu Nr 30, 31 i 32 na kopalni „Kronem“, usytuowanych nieco na południe od dotychczas odwierconych otworów. Zadaniem tych wierceń było rozszerzenie strefy produktywniej w kierunku południowym. Kierownictwo kopalni w tym czasie sprawował Stanisław Frużyński.

Niedługo potem wybuchła pierwsza wojna światowa, w czasie której kopalnie w Krościenku Niżnym i Wyżnym stały się terenem ożywionego ruchu wiertniczego. Rozszerzono strefę produktywną kopalni „Kronem“ w kierunku południowym, ponadto wykonano wiercenia celem rozszerzenia tej strefy w kierunku zachodnim (na północ od kościółka św. Wojciecha) oraz w kierunku wschodnim, w partii leżącej pomiędzy kopalniami w Krościenku Niżnym i Wyżnym. Wiercenia te jednak nie dały pozytywnego wyniku. Natomiast dodatnie częściowo wyniki uzyskano jeszcze dalej ku zachodowi, gdzie w latach 1918—1920 powstały nowe kopalnie: Jutrzenka, Finerol, Zygmunt, Kresy, Mac Allan, Nawag oraz kopalnia Poznań już na terenie Krosna.

Najszczęśliwiej usytuowane były kopalnie Finerol, Mac Allan i Nawag, które uzyskały produkcję ropy. Wiercenia na innych kopalniach nie dały pozytywnych wyników, tak że zostały zlikwidowane.

W Krościenku Wyżnym odwiercono w tym czasie otwór Nr 6 z dobrą produkcją ropy.

Kierownictwo kopalni w Krościenku Niżnym w czasie pierwszej wojny sprawował inż. Dawid Seelenfreund, człowiek uczynny, zamordowany w czasie drugiej wojny światowej przez Niemców. Dozorcą ruchu kopalni w tym czasie był wiertacz Stanisław Bienia.

Po wojnie kopalnia w Krościenku Niżnym została częściowo zelektryfikowana przez wybudowanie osobnej centrali elektrycznej.

Odwiercenie kilku otworów na południowym skrzydle przyczyniło się do poważniejszego podniesienia produkcji ropy na kopalni „Kronem“. Kierownictwo kopalni w Krościenku Niżnym po wojnie sprawowali Gustaw Dąbski a następnie Konstanty Okólski oraz Jan Kubit.

W wyniku fuzji, jaka się dokonała w naszym przemyśle naftowym w 1928 r., kopalnie w Krościenku Niżnym i Wyżnym weszły w skład kopalni Galicyjskiego Karpackiego Naftowego Towarzystwa Akcyjnego, dawniej Bergheim i Mac Garvey, a następnie koncernu naftowego „Małopolska“.

W okresie od 1925 do 1942 r. kierownictwo kopalni w Krościenku Niżnym i Wyżnym sprawował inż. Henryk Koczarski. Podjął on szereg prób w celu podniesienia produkcji ropy na tych kopalniach przez nowe wiercenia. Wskutek wyczerpania się rezerw terenowych próby nie zawsze były uwieńczone pożądanymi wynikami.

Inż. Koczarskiemu przypada zasługa wprowadzenia wiercenia linowego na kopalniach w Krościenku Niżnym i Wyżnym w miejsce dotychczas stosowanego wiercenia kanadyjskiego na żerdziach.

W r. 1932 odwiercono — z wynikiem pomyślnym — na lewym brzegu rzeki Wisłok otwór Nr 1 nowo założonej kopalni „Karola“.

Okres drugiej wojny światowej przyczynił się bardzo niewiele do rozszerzenia stref produkcyjnych kopalń w Krościenku Niżnym jak i Wyżnym. Niektóre z odwierconych w tym czasie otworów dały bardzo słabą produkcję, inne dały wynik ujemny. Lepszą produkcję dał tylko odwiercony w tym czasie otwór „Karola Nr 2”.

Próby wiertnicze, mające na celu zbadanie północnego sfałdowania na terenie kopalni „Kronem”, nie dały wyniku. Również nie dały wyniku próby wiertnicze podjęte na północ od kopalni Mac Allan, mające na celu zbadanie ewentualnej roponośności warstw czarnorzeczkich. Napotkano tam tylko obfite przypiły wód wgłębnich. Kierownictwo kopalni w Krościenku Niż. i Wyż. sprawowali w tym czasie Jan T. Strzelbicki i Władysław Zajdel.

We wrześniu 1944 r. kopalnie w Krościenku Niżnym i Wyżnym, po uwolnieniu miasta Krosna

spod okupacji niemieckiej, przeszły pod zarząd Państwowego Urzędu Naftowego w Krośnie.

Po objęciu tych kopalń przystąpiono natychmiast do prac w celu podniesienia produkcji ropy przez usprawnienie techniki eksploatacyjnej. W r. 1946 rozpoczęto wtłaczanie sprężonego powietrza do złoża celem zwiększenia wydobycia ropy.

Obecnie kopalnie w Krościenku Niżnym i Wyżnym stały się ośrodkiem praktycznego szkolenia uczniów Szkoły Naftowej Inst. Naft. w Krośnie pod kierownictwem seniora naszych pracowników naftowych, kierownika Leopolda Słotwińskiego.

Kopalnie w Krościenku Niżnym w ciągu 60-letniego okresu swego istnienia przyczyniły się poważnie do podniesienia dobrobytu mieszkańców Krościenka Niżnego. Na kopalni tej znajdowały zawsze zarobek liczne rzesze drobnych rolników, którzy w ten sposób podnosili swój poziom życiowy.

Inż. Michał Gawliński

Z dynamicznych zagadnień wirującego sprężystego przewodu wiertniczego

Zagadnienia związane z wirującym sprężystym przewodem wiertniczym podczas pracy świdra — jak się o tym w dalszym ciągu przekonamy — należą do bardziej skomplikowanych. Dlatego celem zbadania podstawowych zjawisk, zachodzących podczas wirowania przewodu, rozpoczniemy niniejsze rozważania od wypadku najprostszego, jaki przedstawia bieg jałowy przewodu. — rozumiejąc pod tą nazwą wirowanie przewodu wiertniczego wraz ze świdrem nie stykającym się z dnem otworu — początkowo przy uwzględnieniu następujących założeń:

1. oś odwiertu, w którym wiruje przewód, jest pionowa, oraz sam otwór nie jest wypełniony płuczką,
2. średnica odwiertu jest do tego stopnia duża, iż przy dowolnej ilości obrotów stołu rotacyjnego oraz przy dowolnych postaciach sprężystej równowagi wirującego przewodu, nie zetknie się on ze ścianami odwiertu,
3. średnica przewodu wszędzie jest jednakowego rzędu (tzn. bez muf, zworników i spęczeń), oraz pominięty będzie wpływ ciężaru przewodu.

Znajdujący się w stanie spoczynku przewód wiertniczy, skoro zostanie odchyłony z położenia równowagi i następnie pozostawiony samemu sobie, wykonywa drgania około położenia równowagi, przy czym częstość drgań będzie tym większa, im większą przewód przedstawia sztywność, przy jednym i tym samym swym ciężarze¹⁾.

Od sztywności przy zginaniu zależy wartość sił, dążących do przywrócenia początkowej postaci

¹⁾ Teoria wirujących wałów nie obciążonych wyłożona jest w znanym dziele S. Timoszenko-Huber pt. „Kurs wytrzymałości materiałów“, Lwów 1921, z którego autor przy pisaniu niniejszej pracy wiele korzystał.

równowagi przewodu. Jeżeli podczas obrotu przewodu, z dowolną prędkością stałą, wygniemy go nieco i pozostawimy samemu sobie, to dopóki prędkość kątowna jest mniejsza od krytycznej, przewód wykonywa szereg drgań poprzecznych (giętnych) i po ich wygaśnięciu przybierze z powrotem postać prostoliniową, przy czym jednakże siła, dążąca do przywrócenia tej postaci równowagi, niejako słabnie. To zjawisko tłumaczy się wpływem siły odśrodkowej, działającej na masę zgiętego przewodu. Na każdy bowiem element przewodu o długości dx , odchyłonego od pionowego położenia o y , przypada siła odśrodkowa

$$\frac{q}{g} \omega^2 dx y$$

jeżeli oznaczają:

- q — ciężar jednostki długości przewodu, przy założeniu stałego przekroju,
 ω — prędkość kątową obrotu.

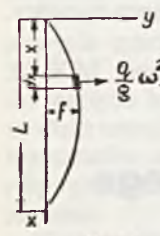
W tych warunkach przedstawia się przewód jak gdyby podległy działaniu obciążenia ciągłego, proporcjonalnego w każdym przekroju, względem wielkości ugięcia. Powiększając prędkość kątową obrotu, zwiększamy zarazem natężenie tego ciągłego obciążenia. Ostatecznie dojdziemy do takiej prędkości, że siły bezwładności wystarczą do zrównoważenia sił sprężystości i przewód pozostanie trwale w stanie ugiętym. Odpowiadająca temu prędkość będzie krytyczna, ponieważ przy niej wszelka przypadkowa przyczyna może za sobą pociągnąć silne skrzywienie przewodu.

W związku z powyższym nasuwa się pytanie, przy jakich obrotach dany przewód osiągnie odpowiadającą mu prędkość krytyczną. Oznaczając natężenie obciążenia przez p

$$\frac{q}{g} \omega^2 y = p \quad (1)$$

Zauważyć należy, że dla danego przekroju p zależy widocznie od wartości ugięcia przewodu w tym przekroju, a zatem wartość obciążenia poprzecznego okazuje się funkcją zmiennej niezależnej x . Tym samym zagadnienie dynamiczne sprowadza się w tym wypadku do rozwiązania zadania statycznego, a mianowicie do przypadku belki w obu końcach swobodnie podpartej i zginanej obciążeniem, rozłożonym wzdłuż całej jej długości, wyrażonym równaniem (1). W praktyce ustalenie obydwu końców przewodu przedstawia się w sposób przezigibny, albowiem górny koniec ujęty jest za pośrednictwem wrzeciona we wkłady stołu rotacyjnego, podczas gdy dolny koniec przewodu wsparty jest na świdrze, którego poprzeczne wymiary w ostrzach nieznacznie się tylko różnią od średnicy odwiertu.

Pod wpływem zewnętrznych obciążeń poprzecznych oś przewodu ugina się (rys. 1), a linię ugięcia wyrazi ogólne równanie różniczkowe:



Rys. 1

$$EJ \frac{d^2 y}{dx^2} = M \quad (2)$$

jeżeli oznaczają:

EJ — sztywność przewodu i
 M — moment zginający w dowolnym przekroju.

Korzystając ze związku, jaki zachodzi między obciążeniem, siłą poprzeczną a momentem zginającym

$$\frac{d^2 M}{dx^2} = \frac{dQ}{dx} = p$$

i różniczkując dwukrotnie równanie (2), otrzymamy

$$EJ \frac{d^4 y}{dx^4} = p = \frac{q}{g} \omega^2 y$$

Oznaczając dla krótkości

$$\frac{q \omega^2}{EJg} = \alpha^4 \quad (3)$$

będzie

$$\frac{d^4 y}{dx^4} = \alpha^4 y \quad (4)$$

Ogólną całkę tego równania przedstawia

$$y = C_1 e^{\alpha x} + C_2 e^{-\alpha x} + C_3 \sin \alpha x + C_4 \cos \alpha x \quad (5)$$

W powyższym równaniu występujące cztery dowolne stałe całkowania wyznaczmy z warunków krańcowych podparcia przewodu. W związku z przezigibnym ustaleniem końców przewodu tak ugięcia jak i momenty zginające w tych miejscach będą równe zero, a więc:

$$y \Big|_{x=0} = 0$$

oraz

$$\frac{d^2 y}{dx^2} \Big|_{x=L} = 0$$

Ponieważ równanie, określające ugiętą oś przewodu, winno spełniać te cztery warunki, zatem podstawienie ich w równanie (4) prowadzi do układu równań, wyrażającego stosunki między niewiadomymi stałymi i α

- 1) $C_1 + C_2 + C_4 = 0$
- 2) $C_1 \alpha^2 + C_2 \alpha^2 - C_4 \alpha^2 = 0$
- 3) $C_1 e^{\alpha L} + C_2 e^{-\alpha L} + C_3 \sin \alpha L + C_4 \cos \alpha L = 0$
- 4) $C_1 \alpha^2 e^{\alpha L} + C_2 \alpha^2 e^{-\alpha L} - C_3 \alpha^2 \sin \alpha L - C_4 \alpha^2 \cos \alpha L = 0$

Ażeby spełnić te warunki należy widocznie przyjąć:

$$C_1 = C_2 = C_4 = 0 \quad \text{oraz} \\ C_3 \sin \alpha L = 0$$

Ostatnie równanie daje dwa rozwiązania. Jeżeli $C_3 = 0$, to z równania ogólnego okazuje się, że $y = 0$, tzn. że w tym przypadku jest możliwa prostoliniowa postać wirującego przewodu wiertniczego. Drugie rozwiązanie, również zadość czyniące rozpatrywanym warunkom, otrzymamy przyjmując

$$\sin \alpha L = 0$$

skąd

$$\alpha = \frac{\pi n}{L} \quad (6)$$

w którym n przyjmuje wszelkie możliwe całkowite wartości.

W tym przypadku ogólne równanie ugiętej osi przewodu przyjmuje postać

$$y = C_3 \sin \frac{\pi n}{L} x$$

Dla $x = \frac{L}{2}$, $y = C_3 = f_n$ największej strzałce ugięcia przewodu, równanie ugiętej linii otrzyma ostateczną postać

$$y = f_n \sin \frac{\pi n}{L} x \quad (7)$$

Jak widać, przy wartościach α czyniących zadość warunkowi (6), okazuje się możliwa postać przewodu w formie tak liniowej jak i ugiętej, ponieważ tylko przy tych wartościach α i $C_3 \neq 0$ może być spełniony warunek $C_3 \sin \alpha L = 0$.

Z drugiej strony, według (3) wartość α określona jest między innymi prędkością kątową wirującego przewodu i dlatego posługując się znalezioną wartością dla x , możemy obliczyć tę wartość prędkości kątowej, przy której jest możliwa albo jedna, albo druga forma postaci wirującego przewodu. Tę wartość prędkości kątowej wirującego przewodu nazywamy krytyczną i obliczamy ją kładąc:

$$\left(\frac{\pi n}{L}\right)^4 = \frac{q \omega^2}{EJg}$$

skąd

$$\omega_{kr} = \frac{\pi^2 n^2}{L^2} \sqrt{\frac{EJg}{q}} \quad (8)$$

i odpowiadający okres jednego obrotu przewodu

$$T = \frac{2\pi}{\omega_{kr}} = 2\pi \frac{L^2}{\pi^2 n^2} \sqrt{\frac{q}{EJg}}$$

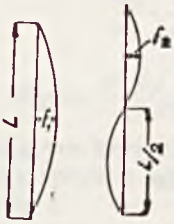
z którego wynika, że prędkość krytyczna jest identyczna z częstością poprzecznych drgań własnych przewodu o długości $L : n$. Wtenczas przewód znajduje się w warunkach rezonansu i dlatego przy krytycznych wartościach ω można oczekiwać znacznych poprzecznych wahań przewodu.

Prostoliniowa postać równowagi przewodu wiertniczego przy wartościach ω_{kr} oczywiście nie może

być statyczna i w tym wypadku dochodzi do głosu druga możliwa forma równowagi, tj. ugięta. Podstawiając w równania (7) i (8) $n = 1$, otrzymamy

$$y = f_1 \sin \frac{\pi}{L} x$$

równanie dla linii ugięcia w postaci jednej półfali (rys. 2), która powstanie przy



Rys. 2

$$\omega_{1kr} = \frac{\pi^2}{L^2} \sqrt{\frac{EJg}{q}}$$

Podobnie, podstawiając $n = 2$, otrzymamy następną z kolei postać równowagi o dwóch półfalach (rys. 3).



Rys. 3

$$y = f_2 \sin \frac{2\pi}{L} x$$

możliwą tylko przy

$$\omega_{2kr} = \frac{4\pi^2}{L^2} \sqrt{\frac{EJg}{q}}$$

i dalsze formy ugięcia, odpowiadające wyższym typom poprzecznych drgań. Każdej takiej postaci odpowiada więc jej właściwa prędkość krytyczna, a stosunek kolejnych prędkości będzie następujący:

$$\omega_{1kr} : \omega_{2kr} : \omega_{3kr} = 1 : 4 : 9$$

Przy pośrednich wartościach prędkości kątowej

$$\omega_{1kr} < \omega < \omega_{2kr}$$

możliwa jest wyłącznie postać ugięta, która okazuje się w tych warunkach statyczną formą równowagi sprężystej przewodu. Im dłuższy przewód oraz znaczniejsze ilości obrotów, tym wyższego rzędu forma równowagi sprężystej przewodu.

Przykład: Jakiego rzędu postacie równowagi przyjmie przewód wiertniczy 68⁸ typu ciężkiego, o długości $L = 1000$ m przy 60 obr./min.

Jeśli dla tego typu żerdzi jest:

$$EJ = 2 \cdot 10^6 \cdot 1707 \text{ kGcm}^2$$

$$q = 0,5 \text{ kG/cm}$$

to przy
$$\omega = \frac{\pi 60}{30} = 6,28$$

otrzymamy ilość półfal z wzoru

$$n = \frac{L}{\pi} \sqrt{\frac{\omega^2 q}{EJg}} = \frac{10^5}{\pi} \sqrt{\frac{6,28^2 \cdot 0,5}{2,10^6 \cdot 1707,981}} \approx 50$$

tnz. 50 półfal na całej długości przewodu.

Obecnie zajmiemy się zbadaniem wpływu, jaki podczas wirowania przewodu wiertniczego wywiera pominięty dotychczas ciężar własny przewodu na wartość krytycznej prędkości kątowej.

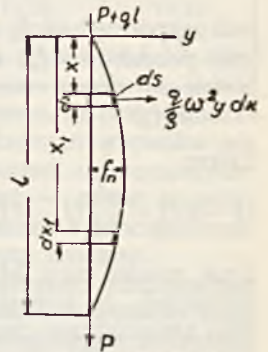
Jeśli rozpatrywać będziemy poszczególne przekroje wzdłuż osi przewodu wiertniczego, to przekonamy się, że znajdują się one w różnych stanach napięcia. Dolne przekroje bowiem (podczas biegu jałowego) wykazują mniejsze wartości naprężeń rozciągających aniżeli górne, będące od poprzednich o wiele większe. Ta okoliczność oczywiście musi mieć wpływ tak na sprężyste formy równowagi wirującego przewodu jak i na wartość krytycznych prędkości kątowych. Z tego też powodu

długości półfal muszą być odmienne w różnych częściach przewodu wiertniczego.

Przypuśćmy, że przewód o ogólnej długości L wiruje pod działaniem pewnego momentu obrotowego ze stałą prędkością kątową ω , przyjmując przy tym ugiętą postać w formie sinusoidy, np.

$$y = f_n \sin \frac{\pi n}{L} x \quad (7a)$$

Wydzielmy z całości jedną dowolną półfalę (rys. 4), o długości $l = L : n$, gdzie $n =$ rząd formy sprężystej równowagi i zastąpmy działanie odrzuconych części przewodu w dolnym przekroju półfali siłą P równą ciężarowi niżej położonych żerdzi, oraz w górnym siłą $(P + ql)$, a więc tą samą siłą, lecz powiększoną o ciężar żerdzi, odpowiadający długości rozpatrywanej półfali, jeśli q oznacza ciężar jednostki długości.



Rys. 4

Celem obliczenia wpływu ciężaru na wartość krytycznej prędkości kątowej, zastosujemy metodę uogólnionych współrzędnych, która w tym przypadku jest najbardziej dogodna. Ponieważ strzałka ugięcia f_n w zupełności określa sprężyste odkształcenie części przewodu, dlatego przyjmiemy ją za uogólnioną współzrędną. Ażeby znaleźć odpowiadającą jej uogólnioną siłę, udzielimy współrzędnej f_n nieskończenie małego przyrostu δf_n i wyznaczmy wartość pracy wykonanej podczas tego przesunięcia przez siły zewnętrzne, tj. rozciągające i odśrodkowe, które decydują o formie równowagi sprężystej rozpatrywanej części przewodu. Czynnikiem, który się znajdzie obok f_n w iloczynie przedstawiającym wyrażenie na pracę, będzie widocznie siłą uogólnioną, odpowiadającą współrzędnej f_n .

Określmy zatem zbliżenie końców półfali przewodu, tj. różnicę pomiędzy długością ugiętej osi przewodu a cięciwą, zamykającą tę krzywą.

Różnica między długością elementu ds a długością jego rzutu dx wynosi

$$ds - dx = ds (1 - \cos \varphi) = 2 ds \sin^2 \frac{\varphi}{2}$$

Ze względu na małe zakrzywienie można tutaj przyjąć $ds = dx$ oraz

$$\sin \frac{\varphi}{2} = \frac{1}{2} \left(\frac{dy}{dx} \right) = \frac{1}{2} y'$$

i wtedy zbliżenie końców półfali przewodu przedstawi wyrażenie

$$\delta l = \int_0^L (ds - dx) = \frac{1}{2} \int_0^L (y')^2 dx$$

Podstawiając w powyższym za y' wartość z (7a), otrzymamy

$$\delta l = \frac{f_n^2 \pi^2 n^2}{2L^2} \int_0^L \cos^2 \frac{\pi n}{L} x dx = \frac{f_n^2 \pi^2 n}{4L}$$

albo, uwzględniając przyjętą długość półfali $l = L : n$, dochodzimy do prostej postaci

$$\delta l = \frac{f_n^2 \pi^2}{4l}$$

Jeśli współrzędnej f_n udzielimy nieskończenie małego przyrostu δf_n , wtenczas i zbliżenie końców półfali δl dozna także przyrostu $\partial \delta l$, ponieważ $\delta l = \varphi(f_n)$

Zatem

$$\delta l - \partial \delta l = \frac{\pi^2}{4l} (f_n - \delta l_n)^2 = \frac{\pi^2}{4} [f_n^2 + 2f_n \delta f_n + (\delta f_n)^2]$$

Znak minus przy $\partial \delta l$ położyliśmy dlatego, ażeby zaznaczyć, że powiększenie strzałki f_n pociąga za sobą zmniejszenie cięciwy krzywej. Pomijając małą wyższego rzędu otrzymamy

$$\partial \delta l = -\frac{\pi^2 f_n}{2l} \delta f_n$$

Zważywszy, że przesunięcie pionowe dowolnego elementu półfali jest proporcjonalne względem jego odległości od końca półfali, wtenczas przesunięcie λ dowolnego elementu o wysokości dx , pod wpływem ciężaru niżej znajdującej się części przewodu, wyznaczmy z proporcji

$$\frac{\partial \delta l}{l} = \frac{\lambda}{x_1}$$

skąd

$$\lambda = \frac{x_1}{l} \partial \delta l$$

Praca elementarna ciężaru własnego będzie

$$\frac{q}{l} \partial \delta l x_1 dx_1$$

a praca ciężaru całej półfali przewodu wypadnie

$$q \frac{\partial \delta l}{l} \int_0^l x_1 dx_1 = \frac{q l}{2} \partial \delta l$$

Jak się zatem okazuje, działanie ciężaru żerdzi w tym przypadku można uważać za równoznaczne z działaniem obciążenia skupionego, równego połowie jego ciężaru, przyłożonego do końcowego przekroju nieważkiej półfali.

Całkowitą pracę ciężaru przewodu można teraz określić równaniem

$$\left(P + \frac{ql}{2}\right) \partial \delta l = -\left(\frac{P f_n \pi^2}{2l} + \frac{q f_n \pi^2}{4}\right) \delta f_n \quad (\text{Sa})$$

Analogicznie wyznaczmy pracę sił odśrodkowych. Przesunięcie poprzeczne dowolnego elementu półfali o wysokości dx podczas przyrostu strzałki ugięcia δf_n wyniesie

$$\delta f_n \sin \frac{\pi n}{L} x$$

zaś wartość siły odśrodkowej, działającej na ten element będzie

$$\frac{q \omega^2}{g} dx$$

Zatem pracę siły odśrodkowej podczas danego przesunięcia określi wyrażenie

$$\frac{q \omega^2}{g} y \delta f_n \sin \frac{\pi n}{L} x dx$$

Po wstawieniu w powyższym wartości za y z równania (7), otrzymamy

$$f_n \delta f_n \frac{q \omega^2}{g} \sin^2 \frac{\pi n}{L} x dx$$

a całkowita praca sił odśrodkowych

$$f_n \delta f_n \frac{q \omega^2}{g} \int_0^l \sin^2 \frac{\pi n}{L} dx$$

i po scałkowaniu wypadnie

$$\frac{f_n q \omega^2 l}{2g} \delta f_n \quad (9)$$

Łączną pracę sił zewnętrznych, podłużnych oraz poprzecznych obliczymy, składając (8a) i (9) i otrzymamy ostatecznie:

$$\left[\frac{f_n q \omega^2 l}{2g} - \left(\frac{q f_n \pi^2}{4} + \frac{P f_n \pi^2}{2l} \right) \right] \delta f_n$$

w którym wyrazy ujęte nawiasem graniastym przedstawiają uogólnioną siłę, odpowiadającą uogólnionej współrzędnej f_n .

Przyrównując pochodną energii potencjalnej względem współrzędnej do odpowiadającej siły, otrzymamy równanie

$$\frac{\partial V}{\partial f_n} = \frac{f_n q \omega^2 l}{2g} - \frac{q f_n \pi^2}{4} - \frac{P f_n \pi^2}{2l}$$

stąd po wstawieniu zamiast V wyrażenia dla energii zgięcia

$$V = \int_0^l \frac{EJ}{2} (y'')^2 dx = \frac{EJ}{2} \cdot \frac{\pi^4 f^2}{l^3} \int_0^l \sin^2 \frac{\pi x}{2} dx = \\ = \frac{\pi^2 EJ}{4l^3} f^2$$

otrzymamy

$$\frac{\pi^4 EJ}{2l^3} f_n = \frac{f_n q \omega^2 l}{2g} - \frac{q f_n \pi^2}{4} - \frac{P f_n \pi^2}{2l}$$

skąd po rozwiązaniu równania względem ω otrzymamy warunek na określenie wartości ω_{kr} z uwzględnieniem wpływu ciężaru własnego półfali przewodu oraz rozciągającego obciążenia P

$$\omega_{kr} = \frac{\pi}{l} \sqrt{\frac{EJ \pi^2 g}{l^2 q} + \frac{gl}{2} + \frac{Pg}{q}} \quad (10)$$

W powyższym człon $gl/2$ uwzględnia wpływ ciężaru żerdzi należących do rozpatrywanej półfali, zaś Pg/q wpływ obciążenia rozciągającego, przyłożonego do dolnego przekroju tejże półfali. Gdy owym członom nadamy wartość zero, otrzymamy wynik uzyskany już uprzednio przy rozpatrywaniu prędkości krytycznej nieważkiego przewodu wiertniczego.

Skoro porównamy wynik (10), dotyczący krytycznych prędkości kątowych ω_1 , w którym uwzględniono wpływ ciężaru własnego z wyrażeniem na ω_2 (8), w którym pominięto ten wpływ, dla jednej i tej samej formy równowagi, tzn. dla jednakowej wartości l , wtenczas otrzymamy

$$\frac{\omega_1}{\omega_2} = \sqrt{1 + \frac{l^2}{\pi^2 EJ} \left(P + \frac{ql}{2} \right)}$$

Wyraz $\frac{\pi^2 EJ}{l^2}$ jest identyczny z wyrażeniem określającym krytyczną siłę Eulera w wypadku ściskanego pręta o końcach przegibnie ustalonych i długości l .

Kładąc $\frac{\pi^2 EJ}{l^2} = S$ otrzymamy wzór

$$\frac{\omega_1}{\omega_2} = \sqrt{1 + \frac{P + \frac{ql}{2}}{S}} \quad (11)$$

Jak z powyższego widać, to wpływ sumy obciążeń na krytyczne prędkości kątowe maleje wraz z zwiększającą się ilością obrotów, ponieważ z rosnącym rzędem formy równowagi sprężystej rośnie też wartość S ; natomiast wpływ ten rośnie wraz z powiększaniem obciążenia rozciągającego P oraz jednostkowego ciężaru żerdzi q .

W nisko położonych półfalach przewodu wartość obciążenia rozciągającego P jest stosunkowo niewielka (ciężar świda i obciążnika) i dlatego poprawka uwzględniająca ciężar nie wypada znaczna. Atoli w górnej części przewodu wspomniana poprawka może przybierać znaczne wartości, ponieważ w tym przypadku obciążenie P w porównaniu z S okazuje się kilkakrotnie większe.

Dla oceny „poprawki”, wynikłej na skutek obciążenia i ciężaru własnego przy określonych prędkościach kątowych, obliczymy kilka wartości ω_{kr} według wzoru (8) i porównamy je z wartościami wyznaczonymi z formuły (10), uwzględniającej obciążenie P . Wynik tych obliczeń zawiera poniższa tabela, przy czym przy obliczaniu wzięto pod uwagę trzy różne przewody cylindryczne: 6⁵/₈”, 5⁹/₁₆” i 4¹/₂” typu lekkiego, przyjmując dla nich obciążenie ciężarem świda i obciążników równe 1 t, oraz długość półfal $l = 25$ i 12,5 m przy uwzględnieniu następujących danych:

Przewód	6 ⁵ / ₈ ”	5 ⁹ / ₁₆ ”	4 ¹ / ₂ ”
D (cm)	16,85	14,13	11,45
d (cm)	15,20	12,60	10,10
q (kG/cm ³)	0,53	0,283	0,19
EJ (kGcm ²)	2,1 · 10 ⁸ · 1327	2,1 · 10 ⁸ · 546	2,1 · 10 ⁸ · 326

Z niniejszej tabeli wynika jasno, że przy obliczaniu prędkości kątowych, w żadnym wypadku nie można pomijać wpływu obciążeń rozciągających, ponieważ wpływ tych obciążeń — nawet w wypadku obciążenia tylko świdem i obciążnikami równego 1 tonie — jest zawsze znaczny.

Chcąc utrzymać na całej długości obciążonego przewodu te same długości półfal, należałoby wraz z rosnącym obciążeniem rozciągającym zwiększać prędkości kątowe poszczególnych odcinków przewodu o wartość „poprawki”. Ponieważ przewód wiruje na całej swej długości z jednakową prędkością kątową, zatem wpływ obciążeń rozciągających odbijać się widocznie będzie na długości poszczególnych półfal, które rosnać będą w miarę przybywania obciążenia P . Stąd wynika oczywisty wniosek, że długość półfal ugiętej osi sprężystego przewodu nie jest jednakowa wzdłuż całej jego długości. Najmniejszą wartość wykazywać będą one u samego spodu ponad obciążnikami, a więc na odcinku najmniej nateżonym obciążeniem rozciągającym, oraz największą w pobliżu wrzeciona. Przewód kształt linii sprężystej wirującego przewodu przedstawi się jak to uwidoczniono na rys. 5.



Rys. 5

Ponieważ w tabeli obciążenia rozciągające tak dobrano, iż odpowiadają one jednakowym długościom różnych dymensyj, przewód również zupełnie jasno zarysowuje się wzmożony wpływ obciążeń rozciągających w wypadku przewodu o malejących dymensjach, a więc których sztywności na zginanie przyjmują coraz mniejsze wartości.

Otrzymane rezultaty dotyczące kształtu sprężystej linii przewodu są o tyle ważne, że wskazują one na miejsca w wirującym przewodzie, w których występują największe naprężenia zginające. Ponieważ wartość tych naprężeń, jak się o tym niebawem przekonamy, jest odwrotnie proporcjonalna do kwadratu długości półfali, stąd wynika bez-

Tabela

Krytyczna ilość obrotów (obr./min.) bez uwzględnienia obciążenia przewodu	Możliwa ilość tworzących się półfal na długości 100 m przewodu			Obciążenie rozciągające (ton) przyłożone do dolnego przekroju półfali przewodu			Poprawka uwzględniająca w % wpływ obciążenia P oraz ciężaru własnego przewodu				
	6 ⁵ / ₈ ”	5 ⁹ / ₁₆ ”	4 ¹ / ₂ ”	6 ⁵ / ₈ ”	5 ⁹ / ₁₆ ”	4 ¹ / ₂ ”	6 ⁵ / ₈ ”	5 ⁹ / ₁₆ ”	4 ¹ / ₂ ”		
43	31	28	4	4	4	1	1	1	14	32	47
43	31	28	4	4	4	25	21	15	160	258	289
43	31	28	4	4	4	50	43	29	249	599	430
176	119	113	8	8	8	1	1	1	3	8	11
176	119	113	8	8	8	25	21	15	56	99	112
176	119	113	8	8	8	50	43	29	96	121	178

pośredni wniosek, że największe naprężenia zginające występują w dolnych częściach przewodu.

Zapoznaliśmy się tedy z wpływem, jaki wywiera obciążenie rozciągające na kształt ugiętej osi przewodu wiertniczego, jednakże pod założeniem, że wymiary poprzecznych przekrojów przewodu są w każdym miejscu jednakowe, a więc z pominięciem zworników¹⁾ i połączeń mufowych.

Atoli wymienione złącza, tak pod względem swoich sztywności jak i masy wielokrotnie przewyższające analogiczne wielkości żerdzi cylindrycznych, nie mogą pozostawać bez wpływu na linię ugięcia przewodu. Ażeby przekonać się, w jakich granicach obracają się te wielkości, w poniższej tabeli zestawiono wartości na sztywność EJ , oraz pole poprzecznego przekroju F , biorąc pod uwagę zworniki o przelocie rozszerzonym (*Ful Hole Tool Joints*), mufy i żerdzie wiertnicze typu lekkiego.

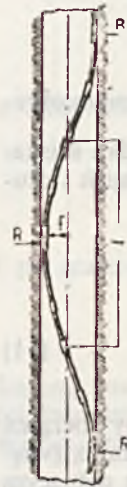
Przewód	6 ⁵ / ₈ "	5 ⁹ / ₁₆ "	4 ¹ / ₂ "	3 ¹ / ₂ "	2 ⁷ / ₈ "
zwornik $EJ = 2,1 \cdot 10^6 \times$ (wnajgr. przekr.)	7055	4416	2030	865	612 kGcm ²
$F =$	197	168,7	117,2	78,2	68,7 cm ²
mufa $EJ = 2,1 \cdot 10^6 \times$	4042	2617	984	599	301 kGcm ²
$F =$	101,3	89,0	66,0	36,7	35,2 cm ²
żerdź $EJ = 2,1 \cdot 10^6 \times$	1327	546	326	125	62 kGcm ²
$F =$	41,1	32,1	22,5	14,3	10,8 cm ²

Z porównania danych w tej tabeli zawartych wynika, że sztywność zworników i muf przewyższa analogiczne wielkości żerdzi cylindrycznej z górną 5- i 5-krotnie, oraz że masa jednostki długości zworników jest niemal 5-ciękrotnie większa od masy, jaką przedstawia jednostka długości odpowiedzialnej części żerdzi.

Zworniki zatem, posiadające największe masy skupione na jednostce długości, pod działaniem sił odśrodkowych dążyć będą do zajęcia położenia przede wszystkim w miejscach najbardziej wypukłych krzywej. Natomiast mufy, symetrycznie

¹⁾ Zwornikami nazywam połączenia żerdziowe, odpowiadające wyrażeniu „*Tool Joints*“.

rozłożone w odniesieniu do zworników, posiadając tę samą sztywność i masę będą starały się zająć na krzywej ugięcia położenie również symetryczne względem zworników, jak przedstawiono na rys. 6. W ten sposób obecność złączy zwornikowych jak i mufowych niejako z góry wyznacza długość półfal ugiętej osi przewodu, czyniąc je równe wielokrotnej długości „świecy“, złożonej z 4 żerdzi.



Rys. 6

Tego rodzaju hipoteza nie budzi w nas żadnych zastrzeżeń, jak długo zajmujemy się dolną częścią przewodu, podległą stosunkowo nieznacznemu wpływowi ciężaru własnego i to tym bardziej, jeśli nawiążemy do rzeczywistych warunków ruchu. Przyjmując brak zworników i muf łączących żerdzie, to w przypadku praktycznie stosowanych 50 do 90 obr./min. w stole rotacyjnym, po przeliczeniu według formuły (10) wypada długość półfali równa 20—23 m, a więc bardzo zbliżona do długości „świecy“.

Jeśli przejdziemy do górnej części przewodu, który jak wiadomo znajduje się pod wpływem bardzo znacznych obciążeń rozciągających, to spotkamy się tutaj z odstępstwami od porządku, ustalonego dla dolnej części przewodu, ponieważ na skutek ciężaru własnego, długości półfali wypadają tutaj różniące się między sobą — o czym już była mowa poprzednio.

Przejście z jednej półfali na drugą odbywa się widocznie na długościach zgoła różniących się od długości „świecy“ i w konsekwencji zworniki i mufy zajmują tutaj odmienne położenia aniżeli w dolnej części przewodu.

Ze tego rodzaju zjawiska zachodzą w praktyce, świadczą o tym położenia wytarc, widoczne na wydobywanym przewodzie wiertniczym, po pracy, z otworu. Wtenczas przewód wykazuje w górnej swej części wytarcia tak na caliźnie żerdzi jak i na zwornikach względnie mufach, podczas gdy w dolnej swej części nie spotykane są one na caliźnie żerdzi, lecz tylko na zwornikach.

Ponieważ z całości, dolna część przewodu jest najbardziej natężona na zginanie, dlatego też na niej zogniskujemy wyłącznie swe dalsze zainteresowanie.

Dokończenie nastąpi

Inż. Tadeusz Regula

Racjonalna kontrola gospodarki złożem gazowym

Referat wygłoszony w Stow. Inż. i Techn. Przem. Naft. w Krośnie w dniu 21 lutego 1948 r.

Gazem ziemnym nazywamy powszechnie gaz, który wydobywa się bezpośrednio z ziemi albo z otworów wiertniczych, zawiera znaczne ilości węglowodorów i w związku z tym jest palny. Gaz ziemny jest jednym z największych rozpowszechnionych

skarbów natury, znajduje się we wszystkich częściach świata i prawie każde państwo ma pewne ilości jego zasobów. Znany jest od bardzo odległych czasów. Wieczne ognie w Albanii w okolicy Durrazzo, oraz przy Rivalta-Salsa i Veleja we Włoszech,

opisane przez Arystotelesa i Pliniusza — to nic innego tylko zapalony gaz ziemny, wydobywający się szczelinami z ziemi.

W Japonii i Chinach znano gaz ziemny w czasach około 600 lat przed Chrystusem. Używano go przy warzelniach soli, a doprowadzano w rurach bambusowych. Również przed naszą erą znano gaz ziemny w Persji, Mezopotamii, Indiach, Małej Azji, na Kaukazie, we Francji i Hiszpanii. Bogate źródła gazu ziemnego na półwyspie Apszeron, koło Baku, były przedmiotem kultu już w VI w. Ponieważ niektóre z wyżej przytoczonych, a przez starożytnych opisane źródła gazowe do dnia dzisiejszego produkują, łatwo można wyciągnąć wniosek, jak nieprzebrane ilości gazu ziemnego musiały być nagromadzone w pokładach tych miejscowości.

Najobfitsze pola gazowe znajdują się w Stanach Zjednoczonych A. P., gdzie od 200 lat znane jest występowanie gazów ziemnych. W r. 1765 gen. Washington odwiedził pałacę się źródła gazowe w Kanahwasale, w pobliżu dzisiejszego miasta Charleston w Zach. Wirginii. Gazy te zużytkowano po raz pierwszy w r. 1841, czyli przeszło 100 lat temu, do ogrzewania solnych panwi, podobnie jak to robili Chińczycy przed wielu wiekami.

Gdy w latach 1859/60 zaczęto w St. Zjedn. A. P. wiercić systematycznie za ropą, nawiercono również mnóstwo szybów gazowych względnie gazoworopnych i wówczas gaz ten wypuszczono w powietrze jako bezwartościowy i przeskadzający produkt. W ten sposób zniszczono bardzo duże ilości gazu bez żadnej potrzeby i korzyści. Dopiero około 1882 r. zaczęto myśleć o transporcie gazu na większe odległości. Pierwszy rurociąg gazowy położono w tym czasie z szybu Newton koło farmy Nelsona na odległość 8,5 km do miasteczka Titusville w Pensylwanii. Centralnym miastem przemysłu gazowego był w tym Stanie Pittsburg. Przemysł oparty na gazie ziemnym tak się rozwijał w tym mieście, że z chwilą wyczerpania się eksploatowanych złóż tego Stanu, musiała większość zakładów przemysłowych być zastanowiona, gdyż kolej żelazna nie była w możności w zastępstwie gazu dostarczyć na czas potrzebnej ilości węgla. Dziś Stany Zjednoczone produkują olbrzymie ilości przemysłowego gazu ziemnego, dochodzące w 1946 r. do 114 miliardów m³, wartości 850 milionów dolarów, dysponują zaś stwierdzonymi zapasami w ilości 4550 miliardów m³. Z wydobytych w 1946 r. ilości zużyto do opalu mieszkań prawie czwartą część, równowartości kalorycznej z górą 40 milionów ton węgla. Z podanych cyfr widzimy, jak olbrzymie znaczenie gospodarcze ma w Stanach Zjednoczonych przemysł gazu ziemnego.

W Europie środkowej gaz ziemny znany jest od bardzo dawnych lat na Węgrzech. Dopiero jednak w 1908 r. nawiercono w Siedmiogrodzie w okolicy Kissamasar złożę gazowe, które miało znaczenie przemysłowe, a w pięć lat później w 1913 r. położono pierwszy rurociąg gazowy 10", długości 52 km z Kissamasar do Torda, a następnie długości 24 km do Maro-sujwar.

W Polsce, podobnie jak w Stanach Zjednoczo-

nych, uzyskano gaz przy wierceniu za ropą już w pierwszych latach po 1865 r., ale problem gazowy powstał u nas dopiero z chwilą nawiercenia dużych ilości gazu w Borysławiu, oraz po dowierceniu gazu w Męcince i Winnicy koło Jasła w 1912 r. Właściwy rozwój przemysłu gazowego rozpoczął się u nas dopiero po pierwszej wojnie. Obecnie produkujemy rocznie około 150 milionów m³ gazu ziemnego i dysponujemy rurociągami gazowymi o łącznej długości około 900 km, ciągniętymi się na przestrzeni od Bielska do Sanoka poprzez Kraków, Tarnów, Przemyśl, a następnie Sandomierz, Stalową Wolę do Starachowic i Lubienia.

Z rozwojem przemysłu rosą niewspółmiernie niektóre zagadnienia i znaczenie ich dla danej gałęzi przemysłu. Odnosi się to również i do przemysłu gazu ziemnego, który należy do typu wielkich przemysłów, zagadnienia bowiem z nim związane rozciągają się od urządzeń na polach gazowych o charakterze wiertniczo-eksploatacyjnym, przez urządzenia do transportu i tłoczenia — do urządzeń dla rozdziału i pomiaru gazu. Zakres jego zainteresowania jest poza tym bardzo szeroki, dotyczy bowiem możliwości rozwoju złóż gazowych, rozwoju rynku zbytu, oraz rozwoju wszelkich konstrukcji i urządzeń potrzebnych do zupełnego zadowolenia tak konsumenta w domach mieszkalnych, jak i odbiorców przemysłowych. Jest to przemysł użyteczności publicznej, który w równej mierze winien dbać o dostawę gazu dla prywatnego odbiorcy gazu w domu mieszkalnym, jak o dostawę do miejsc odbioru dla celów przemysłowych, bez względu na chwilowe koszty związane z dostawą.

Jest rzeczą naturalną, że kapitał inwestycyjny w takiej wysokości, w jakiej wymaga go przemysł gazu ziemnego, tylko wtedy może przynieść zysk netto przez dłuższy okres czasu, gdy przemysł ten zastosuje konserwację złoża gazowego i racjonalną eksploatację gazu, gdy oprze swoje wszystkie poczynania na stałym studiowaniu problemów produkcji, transportu i rozdziału gazu. Musi oprzeć zdrowe zasady techniczne i handlowe o poważne studium wszystkich tych problemów, których wpływ na przemysł gazu ziemnego jest oczywisty.

Do tych problemów należą:

1. metody wiercenia i dowiercania otworów gazowych,
2. zamykanie wód górnych nad złożem gazowym i izolacja warstw porowatych nie zawierających gazu,
3. utrzymanie otworu świdrowego w należytej czystości w okresie eksploatacyjnym,
4. opracowanie wszystkich problemów, związanych z eksploatacją gazu ze złoża, przez stałe badanie dat charakterystycznych dla:
 - a) poszczególnych odwiertów produkujących gaz,
 - b) całego pola gazowego,
 - c) całej grupy pól gazowych związanych z siecią gazociągów dalekobieżnych.

Z przytoczonych wyżej uwag wynika jasno, że problemów mających wpływ na rozwój przemysłu gazowego jest wiele, w rozważaniach dalszych omówione zostaną jednak tylko te problemy, które zwią-

zane są z racjonalną eksploatacją gazu pod wysokim ciśnieniem, ze złóż produkujących gaz suchy — bez ropy. Nawet najkorzystniej rozłożone szyby na polu gazowym nie dadzą maksimum produkcji gazu ze złoża, jeśli nie zostanie zastosowana właściwa metoda eksploatacji. Dotyczy to również otworów należycie odwierconych, tj. takich, na których dokonano dobrego i pewnego zamknięcia wszystkich wód znajdujących się nad złożem gazowym, oraz na których odizolowano w sposób trwały i pewny horyzont gazowy od warstw porowatych. Racjonalna eksploatacja gazu ziemnego polega na odgazowaniu złoża możliwie równomiernie na całym polu gazowym i tylko w takiej ilości z poszczególnych otworów świdrowych, by prąd gazu wydobywający się ze złoża w rury, oraz obniżenie ciśnienia na spodzie otworu nie powodowało warunków ułatwiających przedarcie się wód wierzchnich, okalających lub dolnych, oraz by nie zniszczył lub nie zmienił struktury piaskowca gazonośnego. Naruszona statyczna równowaga złoża, zwłaszcza gwałtownie, grozi konsekwencjami, których ostatecznych skutków nigdy nie można przewidzieć.

Badania przeprowadzone przez Bureau of Mines i American Gas Association na 582 otworach, położonych na różnorodnych polach gazowych St. Zjedn. Ameryki Płn., stwierdziły w sposób niezbity, że spadek absolutnego ciśnienia złożowego, pociąga za sobą proporcjonalny spadek wydajności złoża. Stwierdzono również, że istnieje związek między ciśnieniem złoża, przeciwcisnieniem przy wypływie i ilością wypływu, związek, który charakteryzuje linia prosta przy użyciu współrzędnych logarytmicznych. Poruszona zależność ilości wypływu gazu od ciśnienia złożowego i przeciwcisnienia okazała się prawdziwa na odwiertach gazowych, na których nie było w ciągu okresu eksploatacji żadnych zmian, w warunkach pokładowych piaskowca gazonośnego. Stwierdzono, że jeśli na odnośnych otworach w późniejszym okresie eksploatacji miały miejsce zmiany struktury piaskowca, zdolność produkowania gazu spadała szybciej. Na takich odwiertach jest rzeczą niemożliwą określać zdolność produkcyjną w późniejszych okresach eksploatacji na podstawie początkowych pomiarów, lecz konieczne są stałe okresowe pomiary. Kontrolowany stosunek wypływów do ciśnień w różnych okresach eksploatacji daje na tego rodzaju otworach interesujący obraz zmian, jakie zaszły w piaskowcu gazonośnym.

Jak wynika z przytoczonych wyżej uwag, w kontroli racjonalnej gospodarki gazowej każdego pola bardzo duże znaczenie ma pomiar absolutnego ciśnienia złoża, oraz pomiar tzw. wolnego wypływu, tj. ilości, jaka wydobywa się z otworu świdrowego przez rury wiertnicze lub eksploatacyjne bezpośrednio w atmosferę. Wielkość tego wypływu nie jest stała, ale spada równoległe ze spadkiem ciśnienia złożowego i dlatego musi być okresowo kontrolowana. Pomiar ciśnienia złożowego nie nastrocza specjalnych trudności. Natomiast pomiar wolnego wypływu powoduje straty znacznych ilości gazu wypuszczonego w powietrze i połączony jest z niebezpieczeństwem ewentualnego

zniszczenia struktury złoża, albo wymaga zastosowania specjalnej metody, która usuwa konieczność wypuszczenia całej ilości gazu w powietrze, a stosuje pomiar ilości gazu wypływającego przy kilku różnych (4 do 5) przeciwcisnieniach na głowicy, przy czym gaz wypływający z otworu może być skierowany do gazociągu dalekobieżnego. Związek, jaki zachodzi między różnicą ciśnień w horyzoncie gazowym a wypływem, można matematycznie wyrazić równaniem:

$$Q = c (P_z^2 - P_{ro}^2)^n$$

gdzie Q — wydajność w m^3 na 24 godz. przy odnośnych przeciwcisnieniach,

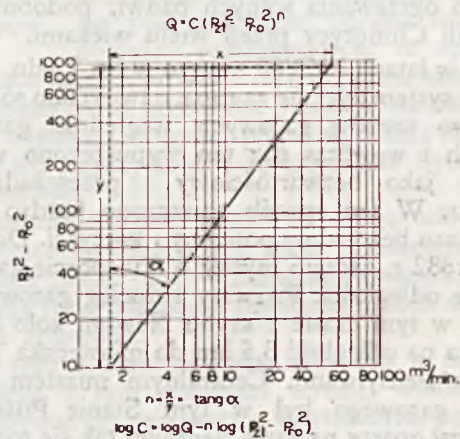
c — współczynnik,

P_z — absolutne ciśnienie złoża przy zamkniętym wypływie w ata,

P_{ro} — ciśnienie panujące w otworze w pobliżu horyzontu gazowego w czasie odnośnych wypływów w ata,

n — wykładnik.

Jak już wyżej zaznaczono, związek wyrażony w podanym równaniu, przy użyciu współrzędnych logarytmicznych, przedstawia prostą, której rzędnymi są różnice kwadratów ciśnień, a odciętymi



Rys. 1

ilości wypływającego gazu w m^3 na dobę. Rys. 1 przedstawia taką prostą.

Wykładnik $n = \text{tg } \alpha = x : y$

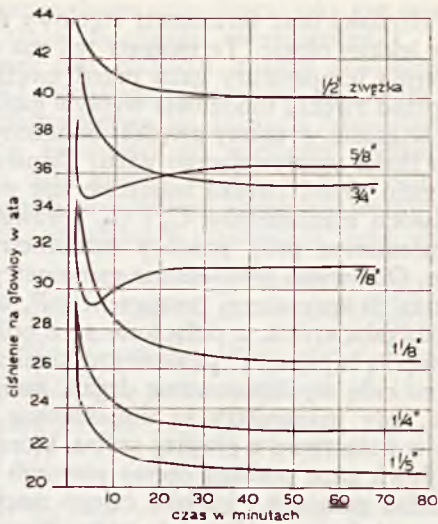
$$\log c = \log Q - n \log (P_z^2 - P_{ro}^2)$$

Wielkość absolutnego wypływu uzyskamy, jeśli przyjmiemy $P_{ro}^2 = 0$, czyli wypływ wprost ze złoża bez przeciwcisnienia.

Aby móc taką prostą logarytmiczną wykreślić musimy:

1. Zmierzyć dokładnie maksymalne ciśnienie na głowicy otworu świdrowego przy zamkniętym wypływie. Ciśnienie to nazwiemy ciśnieniem głowicowym $= P_{gz}$. W czasie pomiaru spód otworu świdrowego winien być czysty, zasyp wyrobiony, błoto, woda i wykropliny wyłyżkowane do spodu. Jeśli eksploatację prowadzi się przy pomocy rurek eksploatacyjnych, konieczne jest zbadanie głowicy na szczelność.

2. Musimy przeprowadzić pomiar ilości wypływu gazu Q przy kilku (5—6) różnych przeciwcisnieniach P (ciśnienie na głowicy w czasie



Rys. 2. Ustalenie się ciśnienia przy odbiorze gazu różnymi zwięzkami

wypływu). Wypływ gazu może być skierowany do gazociągu — należy tylko zwracać uwagę na ustalenie się wypływu przy odpowiednim przeciwcisnieniu. Przeciwcisnienie na głowicy — w czasie pomiaru ilości wypływu — nie powinno schodzić poniżej 75% wielkości ciśnienia przy zamkniętym wypływie.

3. Na podstawie cyfr uzyskanych z powyższych pomiarów możemy obliczyć:

- a) absolutne ciśnienie złoża $P_{zł}$,
- b) absolutne przeciwcisnienie złoża P_{ro} ,
- c) ilość gazu wypływającą przy odpowiednich przeciwcisnieniach Q w m^3 na dobę przy $0^\circ C$ i 760 mm Hg.

Jeśli znana jest dymensja rur eksploatacyjnych, długość tych rur od głowicy do horyzontu gazowego, głęb. horyzontu gazowego oraz gęstość gazu, absolutne ciśnienie złoża obliczymy, gdy ciśnienie na głowicy przy zamkniętym wypływie powiększymy o ciśnienie spowodowane ciężarem słupa sprężonego gazu w rurach od głowicy do złoża na podstawie równania:

$$P_{zł} = P_{gl} \cdot e^{0,000118 LG}$$

w którym G = gęstość gazu przy $0^\circ C$ i 760 Hg w stos. do powietrza = 1,

L = głęb. otworu od głowicy do złoża gazowego (średnia) w m.

Wzór powyższy obowiązuje przy $15,6^\circ C$.

Absolutne przeciwcisnienie P_{ro} obliczymy z ciśnienia zmierzonego na głowicy w czasie wypływu P_r , dodając:

- a) spadek ciśnienia, jaki powstał w rurach eksploatacyjnych przez tarcie gazu w rurach,

b) ciśnienie spowodowane ciśnieniem ruchomego słupa gazu od horyzontu do głowicy.

Spadek ciśnienia powstały przez tarcie w rurach obliczymy na podstawie wzoru Weymoth-Towel'a — dla przepływu gazu w rurociągach. Początkowe ciśnienie

$$P_{r1} = \sqrt{P_r^2 + \frac{G \cdot L}{829440 d^{16/3}} \cdot Q^2}$$

w którym to równaniu:

- P_{r1} i P_r — oznaczają ciśnienie w ata,
- Q — wydajność w m^3 na 24 godzin,
- L — głębokość w metrach od głowicy do spodu rur,
- d — średnica wewnętrzna rur eksploatacyjnych w cm,
- G — gęstość gazu j. w.

Jeśli teraz do obliczonego początkowego ciśnienia w rurach eksploatacyjnych P_{r1} dodamy ciężar ruchomego słupa gazu w rurach eksploatacyjnych otrzymamy

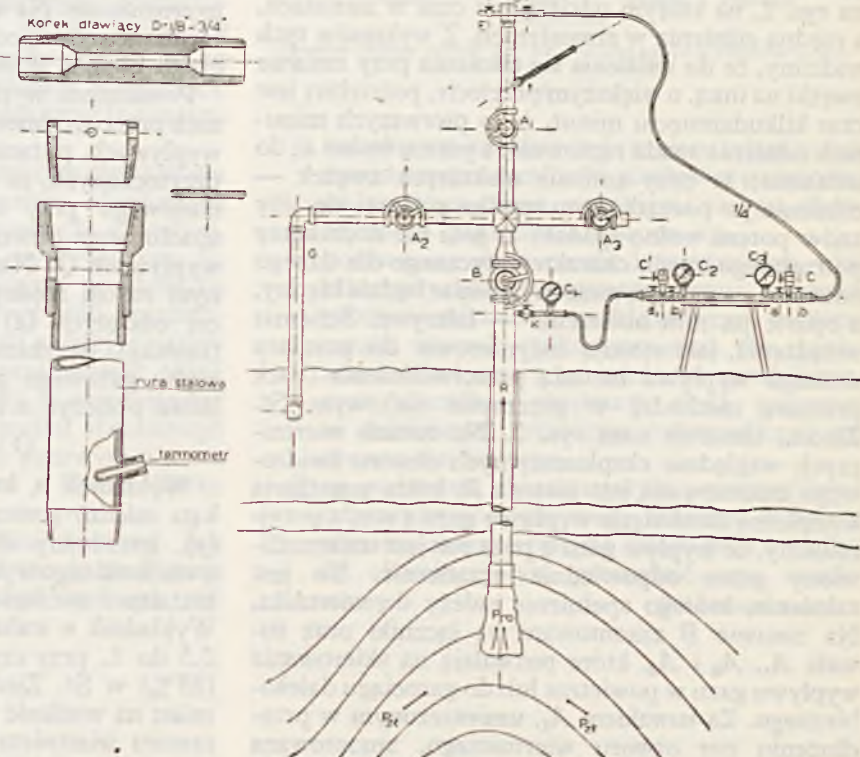
$$P_{ro} = P_{r1} \cdot e^{0,000118 LGC}$$

w którym to wzorze:

C = współczynnik, uwzględniający gęstość gazu w poruszającym się słupie gazu,

$$C = \frac{2}{3} \left(1 + \frac{P_r}{P_{r1}} - \frac{P_r}{1 + \frac{P_r}{P_{r1}}} \right)$$

Mając obliczone $P_{zł}$ oraz P_{ro} dla 5 do 6 wypływów Q , wykreślamy na papierze logarytmicznym jako rzędną (oś y) różnicę kwadratów ciśnień $P_{zł}^2 - P_{ro}^2$, zaś jako odcięta kubaturę wypływu w m^3 na 24 godz. Przeprowadzona prosta przez



Rys. 3. Schemat urządzenia do pomiaru wolnego wypływu metodą przeciwcisnienia

uzyskane punkty określa charakterystykę wypływu gazu z danego otworu świdrowego. Analitycznie można wyrazić ten związek, jak to już wyżej podano, równaniem prostej logarytmicznej:

$$Q = c (P_{zt}^2 - P_{ro}^2)^n$$

Sam pomiar wypływu gazu z otworu świdrowego produkującego pod ciśnieniem, a zwłaszcza pod wysokim ciśnieniem, przeprowadza się przy pomocy zwężek lub korków dławiących, obliczonych na krytyczne chyżości, gdyż pomiar przy pomocy aparatów rejestrujących i normalnej zwężki nie daje dostatecznej gwarancji możliwości utrzymania stałego wypływu w żądanym okresie czasu. Ma to dla pomiarów zasadnicze znaczenie. Wypływ bowiem winien być stały w dosłownym tego słowa znaczeniu, a obserwowany ma być tylko spadek ciśnienia głowicowego, aż do jego praktycznego ustalenia. W zależności od struktury piaskowca, okres czasu, potrzebny do ustalenia się ciśnienia tak przy zamkniętym wypływie, jak i przy wypływie pewnej określonej ilości, będzie różny. Są piaskowce i eksploatujące je odwierty gazowe, na których czas, konieczny do ustalenia ciśnienia przy zmianie wypływu, waha się w granicach od 5—20 minut. Inne znów są mniej podatne i czas potrzebny do ustalenia ciśnienia przy zmianie wypływu trwa godziny, a nawet przeciąga się do 2 lub 3 dni. Znane są odwierty gazowe, na których po zamknięciu wypływu ciśnienie na głowicy rośnie przez okres ponad 2 miesiące, zanim praktycznie się ustali. Są to odwierty, na których piaskowce gazonośne są zbite, o drobnych ziarnach piaskowca i małej przepuszczalności. Wykazują one również małą wydajność przy wolnym wypływie.

Jak się zachowuje ciśnienie przy wypływie na przeciętnym otworze gazowym — ilustrują krzywe na rys. 2, na którym odciętą jest czas w minutach, a rzędną ciśnienia w atmosferach. Z wykresów tych widzimy, że do ustalenia się ciśnienia przy zmianie zwężki na inną, o większym przelocie, potrzebny jest czas kilkudziesięciu minut, że w pierwszych minutach ciśnienie spada raptownie, a potem wolno aż do ustalenia; że przy zmianie niektórych zwężek — ciśnienie po początkowym spadku podnosi się, aby znów potem wolno spadać; że jeśli nie doczekamy potrzebnego czasu, charakterystycznego dla danego odwiertu — przeprowadzony pomiar będzie błędny, a oparte na nim obliczenie — fałszywe. Schemat urządzenia, jaki stosują inżynierowie do pomiaru wolnego wypływu metodą przeciwcisnienia (back pressure methode) w przemyśle naftowym St. Zjedn., ilustruje nam rys. 3. Na rurach wiertniczych względnie eksploatacyjnych otworu świdrowego zmontowana jest zasuwa B, która umożliwia kompletne zamknięcie wypływu gazu z rur, a przyjmujemy, że wypływ gazu z poza rur jest uniemożliwiony przez odpowiednie urządzenie. To jest założenie, którego spełnienie należy do wiertnika. Na zasuwie B zmontowane są łączniki oraz suwaki A_1 , A_2 i A_3 , które pozwalają na skierowanie wypływu gazu w powietrze lub do gazociągu dalekobieżnego. Za suwakiem A_1 , umieszczonym w przedłużeniu rur otworu wiertniczego, zmontowana jest zwężka D, obliczona na przepływ przy kry-

tycznej chyżości oraz termometr rtęciowy t , zanurzony w lekkiej oliwie. Termometr ten ma na celu stwierdzenie temperatury gazu przed zwężką. Suwak E przed zwężką umożliwia wypływ gazu w powietrze w czasie wymiany zwężek, obliczonych dla różnych ilości wypływającego gazu. Ciśnienie statyczne gazu przed zwężką mierzone jest przy pomocy dwóch manometrów C_2 i C_3 , sprawdzonych przed pomiarem przy pomocy manometru kontrolnego. Oba wyżej wymienione manometry umieszczone są na specjalnym postumencie P, ustawionym poza odwiertem, a połączone są z odcinkiem przed zwężką za pomocą $1/4$ -calowej rurki miedzianej. Ma to na celu wyeliminowanie drgań, które mogą powstać, gdy manometry są umieszczone bezpośrednio w połączeniu z głowicą szybu, która w czasie wypływu gazu podlega często pewnym wstrząsom. Układ połączeń i kurków całego zespołu pomiarowego jest tego rodzaju, że pozwala na pomiar ciśnienia przed zwężką i ciśnienia przed głowicą w rurach eksploatacyjnych. Jeśli są otwarte kurki a , b , c' a zamknięte są a' , b' , c , obserwacje czynione są odnośnie wysokości ciśnienia przed zwężką. Natomiast jeśli kurki a , b i c' są zamknięte, a a' , b' i c otwarte, obserwacje dotyczą ciśnienia na głowicy. Umieszczony poza odwiertem 5-ci manometr rejestrujący C_1 , ma na celu badanie zachowania się ciśnienia w rurach eksploatacyjnych, w czasie obserwacji na manometrach C_2 i C_3 ciśnienia przed zwężką, przy pomiarze wypływu gazu z otworu. W okresie wykonywania pomiarów wszystkie manometry są naturalnie chronione zasłonami przed działaniem promieni słonecznych. Z przedstawionego schematu widzimy, jak wielką wagę przywiązują Amerykanie w omawianej metodzie pomiarowej do rzetelnego i ścisłego pomiaru tak ciśnienia przy zamkniętej głowicy — jak i przy wypływie. Jest to zrozumiałe. Na wykresie bowiem logarytmicznym rzędną stanowią różnice kwadratów ciśnień, wobec czego błąd w pomiarze potęguje się.

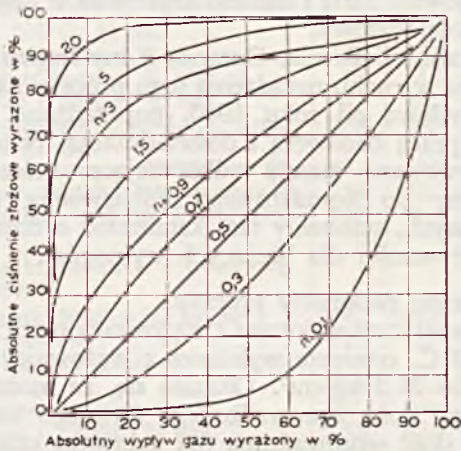
Pomierzone wypływy ilości gazu przy odpowiednich przeciwcisnieniach, ustalonych przy odnośnych wypływach, pozwalają, na podstawie wzorów wyżej przytoczonych, na obliczenie absolutnego ciśnienia złożowego przy zamkniętym wypływie P_{zt} oraz absolutnego przeciwcisnienia P_{ro} przy odnośnych wypływach Q. Nanosząc na papierze logarytmicznym na osi rzędnych (y) $P_{zt}^2 - P_{ro}^2$ w ata, a na osi odciętych (x) wydajność Q w m^3 na dobę (minutę), uzyskamy charakterystyczną dla danego szybu gazowego prostą, z której znowu możemy łatwo obliczyć n i c z równania

$$Q = c (P_{zt}^2 - P_{ro}^2)^n$$

Wykładnik n , który jest ekwiwalentem tangensu kąta między prostą logarytmiczną a osią rzędnych (y), jest różny dla każdego odwiertu gazowego, a wielkość tego wykładnika zależna jest od struktury, kształtu i wielkości ziarn piaskowca gazonośnego. Wykładnik n waha się praktycznie w granicach od 0,5 do 5, przy czym przeważająca ilość odwiertów (85%) w St. Zjedn. ma $n =$ od 0,6 do 1,2. Natomiast na wielkość współczynnika c wpływa średnica otworu wiertniczego w horyzoncie gazowym, dymentja rur eksploatacyjnych, porowatość hory-

zontu gazonośnego oraz droga, jaką gaz musi przebyć w złożu do otworu wiertniczego.

Związek jaki zachodzi między absolutnym wypływem i absolutnym ciśnieniem złożowym w okresie eksploatacyjnym na różnych odwiertach gazowych, w zależności od wielkości wykładnika n , ilustrują nam krzywe na rys. 4. Na rysunku tym oś odciętych przedstawia absolutny wolny wypływ odwiertu, wyrażony w procentach tegoż wypływu,



Rys. 4. Zależność absolutnego ciśnienia i absolutnego wypływu gazu ze złoża dla różnych odwiertów gazowych od wielkości wykładnika „ n ”

zaś oś rzędnych absolutne ciśnienie złożowe, wyrażone w procentach tegoż ciśnienia. Widzimy na nim, w skrajnym wypadku, gdy $n = 0,1$, że przy spadku ciśnienia do 10% początkowego, absolutny wolny wypływ utrzyma się w odwiercie w wysokości ponad 60% początkowego wypływu, natomiast w otworze, którego wykładnik $n = 5$, przy spadku absolutnego ciśnienia złożowego tylko o 10% początkowego ciśnienia, absolutny wolny wypływ wynosić będzie zaledwie 35% absolutnego początkowego wypływu. Związek ten będzie zachodził zgodnie z podanym wykresem tylko wtedy, jak to już wyżej zaznaczono, jeśli w okresie eksploatacji nie nastąpiła żadna zmiana struktury horyzontu gazowego.

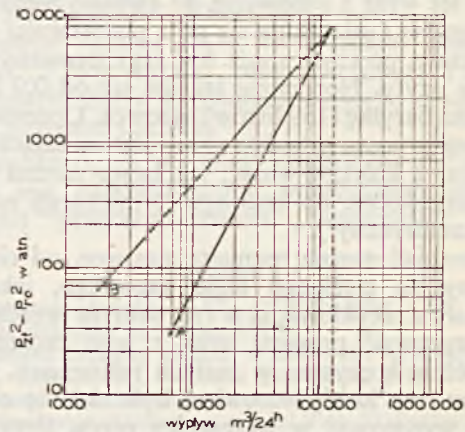
Dwa odwierty A i B, o tym samym absolutnym ciśnieniu złożowym i identycznym absolutnym wypływie, położone na tym samym polu gazowym, jeśli mają różne charakterystyki wypływu (rys. 5), wyrażone równaniem o różnym wykładniku $n = 0,55$ i $n = 0,90$, innymi słowy jeśli przedstawione są prostymi logarytmicznymi o różnym nachyleniu do osi y , będą musiały produkować różne ilości gazu na dobę, jeśli chcemy je eksploatować racjonalnie. Również z chwilą spadku absolutnego ciśnienia złożowego na tym polu gazowym z x ata na y ata, wolny wypływ odwiertu A będzie daleko większy od wolnego wypływu odwiertu B.

Już z tego jednego przykładu widzimy, jak ważnym dla racjonalnej kontroli eksploatacji gazu ziemnego jest pomiar absolutnego wolnego wy-

plywu, oparty na metodzie przeciwcisnienia. Jest on daleko ważniejszy dla złoża, więcej go charakteryzujący, aniżeli rzeczywisty pomiar gazu przy wolnym wypływie, w czasie wypuszczania go w powietrze. Ten ostatni bowiem pomiar daje nam tylko jedną daną charakterystyczną odwiertu gazowego — wolny wypływ z rur eksploatacyjnych.

Zestawmy natomiast, co możemy uzyskać z omawianych wyżej pomiarów metodą przeciwcisnienia:

- absolutny wolny wypływ gazu ze złoża,
- wolny wypływ gazu rurami eksploatacyjnymi lub syfonowymi (tubing),
- absolutny wolny wypływ gazu ze złoża w późniejszej fazie eksploatacyjnej, tj. gdy absolutne ciśnienie złoża spadnie do określonej przez nas wysokości,
- możemy stwierdzić, czy dany otwór gazowy jest czysty, tzn. czy nie ma na spodzie odwiertu zasypu, płynu lub innych przeszkód normalnego wypływu,
- skontrolować wyniki zabiegów, zmierzających do ożywienia produkcji gazowej odwiertu, a więc wyniki torpedowania, wyniki działania



Absolutne ciśnienie złożowe = 90 atm. Absolutny wypływ = 130 000 m³/24 godz.
A, $n = 0,15$ B, $n = 0,90$

Rys. 5

kwasów wpuszczonych do otworu celem zwiększenia przepuszczalności piaskowca gazonośnego, podczyszczania, wyrabiania zasypu, samoczynnego pogłębiania otworu itp.

- porównując daną prostą logarytmiczną, charakterystyczną dla pewnego otworu z innymi prostymi odnośnego pola gazowego, możemy ustalić warunki najkorzystniejsze dla eksploatacji odwiertu, jego zdolność produkcyjną oraz charakter struktury złoża gazowego w najbliższym promieniu interesującego nas otworu świdrowego,
- na podstawie charakterystyki poszczególnych odwiertów pola gazowego możemy wykreślić wspólną charakterystykę całego pola i według tej charakterystyki prowadzić jego eksploatację.

Dokończenie nastąpi

Inż. Roman Glaser

Proces krakingu katalitycznego „Suspensoid”

Proces „Suspensoid” stosowany jest przez Imperial Oil Limited w Kanadzie od 6—7 lat, w urządzeniach przemysłowych, przy czym doświadczenie wykazało, że metoda ta jest tania i nadaje się do dzisiejszych wymogów odnośnie benzyn wysoko-oktanowych.¹⁾ Proces ten nadaje się szczególnie dla małych rafinerii, z powodu swej prostoty i elastyczności, a także dlatego, że zwykłe urządzenie do krakingu termicznego może być łatwo przerobione na proces „Suspensoid”²⁾.

Charakterystycznymi cechami, które odróżniają „Suspensoid” od wszystkich innych przemysłowych procesów katalitycznych, jest stosowanie bardzo małych ilości katalizatora oraz brak specjalnych aparatów reakcyjnych czyli reaktorów. Sproszkowany katalizator w formie zawiesiny wprowadza się wraz z surowcem do zwykłej wężownicy krakingowej i odzyskuje się go z pozostałości przez filtrowanie, po czym może być regenerowany i ponownie użyty. Normalnie stosuje się od 0,9 kg do 4,5 kg na baryłkę (159 litrów) surowca. Uproszczony przebieg procesu przedstawiony jest na załączonym rysunku, z którego widać, jak łatwo można przerobić urządzenie do krakingu termicznego na kraking katalityczny³⁾.

Przerabiać można rozmaite surowce, od ciężkiej benzyny do ciężkiego oleju gazowego, jako też materiały z recyklowania w tym samym urządzeniu.

Elastyczność procesu wraz z jego prostotą są szczególnie korzystne w małych rafineriach. Przerobić można każdy surowiec, byle dał się on zupełnie wyparować w wężownicy pieca. Przy ciężkich surowcach można ułatwić wyparowanie przez dodanie doń ciężkiej benzyny, frakcji propanowej lub butanowej. Okazało się, że przy krakowaniu w ostrych warunkach, celem otrzymania z góry wyznaczonej liczby oktanowej, otrzymuje się znacznie wyższe wydatki destylatów, jeżeli wprowadza

¹⁾ Opracowano na podstawie artykułu C. H. Caesar'a „Petroleum Refiner”, październik 1947 r.

²⁾ Łatwość przerobienia „zwykłego” urządzenia termicznego na urządzenie dla procesu „Suspensoid” jest dosyć względna.

„Zwykłe” urządzenie krakingu termicznego pracuje przy temp. wylotowej z wężownicy pieca nie wyższej od 520°C; tylko specjalne formy krakowania, jak kraking w fazie parowej oraz procesy „Reforming”, „Poliforming” itp., stosują temperatury wyższe (540—620°C).

Jak wynika z treści artykułu warunki krakowania w procesie „Suspensoid” są dosyć „ostre”: temperatura 563—569°C i 582—588°C przy ciśnieniach 25—32 kg/cm². Warunki te wymagają nie tylko rur ze specjalnych stopów, ale napewno także przebudowy „zwykłego” pieca krakowego. Poza tym, jak można zorientować się z załączonego schematu, wieża frakcyjna („kombinowana”) różni się od wież stosowanych w zwykłych urządzeniach krakingowych. Na koniec filtry obrotowe dla oddzielenia katalizatora są elementem nie stosowanym w innych systemach krakingu (zryp. Redakcji).

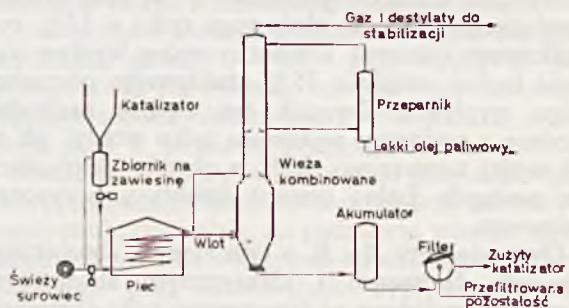
³⁾ Opisy dodatkowych urządzeń można znaleźć w artykułach: 1. Arch. L. Foster, Oil and Gas Journal, 4. V. 1944, i 2. „Suspensoid”, Oil and Gas Journal, 30. III. 1946 r.

się do procesu mieszany surowiec, to znaczy ciężką benzynę z olejem gazowym, niż gdyby się osobno reformowało naftę i osobno krakowało w „Suspensoid” olej gazowy.

W rafinerii Sarnia, Ontario, F-my Imperial Oil, Ltd., są w ruchu urządzenia tego procesu na skalę przemysłową od roku 1940, poprzedzone kilkuletnią pracą badawczą i doświadczalną. Naturalne i aktywowane ziemie odbarwiające, które były używane do kontaktowego odbarwiania olejów smarowych, stanowiły tani katalizator o dostatecznej aktywności dla bieżących wymogów.

Typowe parametry procesu:

Temperatura wylotowa z wężownicy pieca 563°C do 569°C, ciśnienie wylotowe z wężownicy pieca 24,6 do 31,5 kg/cm². Okazało się, że można powiększyć ilość wprowadzonego świeżego surowca ponad ilość wprowadzaną (na jednostkę czasu) do procesów termicznego krakingu i mimo to otrzymywać liczbę oktanową destylatów wyższą o 8 jednostek ASTM Motor Method, a o 11 jednostek metodą Coordinating Fuel Research. Otrzymuje się też okazałe ilości propylenów i butylenów. Tę ostatnią cechę procesu wykorzystano, gdy podczas wojny dał się odczuć brak gumy i rząd Dominionu Kanadyjskiego wybudował fabrykę syntetycznej gumy w Sarnia. Aby móc dostarczyć jak największe



ilości butylenów do fabryki gumy, zaostrożono jeszcze bardziej parametry w procesie „Suspensoid”, doprowadzono bowiem temperatury wylotowe z wężownicy do 582—588°C, przy zmniejszonej ilości wprowadzanego surowca (na jednostkę czasu). Przez tę zmianę osiągnięto oczywiście także wyższe liczby oktanowe wyprodukowanej benzyny.

Typowe wydatki z tych operacji, podane są w tablicy 1.

Należy zauważyć, że gdy się włączyło benzynę polimeryzacyjną do obu procesów, metoda „Suspensoid” daje większe ilości benzyny i to o liczbie oktanowej o 9 do 12 jednostek większej metodą ASTM, zaś o 12 do 16 jedn. większej met. Research niż kraking termiczny, przy podobnych surowcach i w takim samym urządzeniu.

Ilość lat pracy urządzenia przemysłowego wskazuje na to, że proces jest racjonalny i praktyczny.

Tablica 1. Porównanie rezultatów z krakingu termicznego i „Suspensoid“

	Termiczny kraking i reformowanie	Suspensoid	
		normalne warunki	ostre warunki
Wydatki bez benzyny polimer. benzyna, Reid 0,7 kg/cm ² , koniec wrz. 204°C, % obj.	56,1	52,3	55,0
olej paliwowy, % obj.	12,7	12,7	5,1
nadmiar butanu, % obj. pł.	1,3	4,5	6,0
propan i lżejsze, % wag.	6,7	12,5	20,4
olej opałowy (c. wł. 1,00), % obj.	25,6	20,2	19,0
koks, % wag.	0,3	0,2	0,2
l. oktan. benzyny ASTM bez Pb	65,4	73,2	75,0
l. oktan. benzyny Research bez Pb	71,0	82,0	85,0
l. okt. Res. + 3 cm ³ PbEt ₄ /galon	84,8	91,4	94,0
Wydatki łącznie z benzyną, polimer.:			
Benzyna, Reid = 0,7 kg/cm ²	58,3	58,6	62,8
olej paliwowy, % obj.	12,7	12,7	5,1
olej opałowy (cięż. wł. = 1,00), % obj.	25,6	20,2	19,0
nadmiar butanów, % obj. pł.	nic	nic	nic
propan i lżejsze, % wag.	5,9	10,5	16,8
koks, % wag.	0,3	0,2	0,2

Katalizator: naturalna i aktywowana ziemia odbarw. z rafinacji olejów smarowych (kontakt), 0,9 kg na baryłkę surowca.

Próby na urządzeniu półfabrycznym z katalizatorami syntetycznymi:

Produkty otrzymywane w rafinerii Sarnia, przy jednorazowym stosowaniu ziem naturalnych, są jakościowo zupełnie wystarczające w odniesieniu do obecnych wymagań. Przewiduje się jednak, że wymogi w przyszłości będą wyższe i, żeby im sprostać, trzeba będzie stosować wysoko-aktywne katalizatory krakingowe. Katalizatory takie będą oczywiście regenerowane i zawracane do procesu.

Oдноśne próby zostały już przeprowadzone w specjalnie do tego celu skonstruowanym urządzeniu półfabrycznym, które ściśle reprodukuje warunki i wyniki otrzymywane w urządzeniu na skalę przemysłową.

Wyniki prób przeprowadzonych na tej aparaturze wykazały, że przy użyciu świeżego katalizatora „3A“, który jest typowym syntetycznym katalizatorem krakingowym, znajdującym się w handlu, przy tym samym stopniu konwersji, otrzymano benzynę o liczbie oktanowej wyższej o dwie jednostki, niż przy użyciu naturalnych i aktywowanych ziem z rafinacji olejów smarowych. Skala produktów przy tych samych konwersjach była zasadniczo taka sama przy obu katalizatorach. Jeżeli włączało się nieselektywną benzynę polimeryzacyjną (otrzymaną z propenu i nadmiaru butenów, przy czym jako nadmiar butenów należy rozumieć ilość C₄ ponad potrzebną do nadania benzynie zasadniczej prężności par 0,7 kg/cm²), otrzymano 61% benzyny z surowca Mid-Continent-Louden, składającego się z 25% ciężkiej benzyny i 75% mieszanicy olejów gazowych.

Liczba oktanowa takiej benzyny dochodziła do

ASTM — 80, zaś Research do 91 bez dodatku czteroetylku ołowiu.

Regenerowany katalizator „3A“ (otrzymany z instalacji „Fluid Catalyst“) dał rezultaty zbliżone do świeżego katalizatora, jednak wydatek benzyny był nieco większy przy nieco niższej liczbie oktanowej.

Inne katalizatory krakingowe, wypróbowane na tej aparaturze, dają także nieco wyższe wydatki benzyny o nieco niższych liczbach oktanowych niż katalizator „3A“.

Dotychczas osiągnięte wyniki wskazują na to, że proces jest wrażliwy na jakość katalizatora i że będzie mógł wykorzystywać przyszłe postępy w rozwoju katalizatorów.

Na skutek coraz większych wymogów odnośnie własności przeciwstukowych benzyn, aktualny staje się problem podniesienia jakości lżejszych frakcji ciężkiej benzyny. W procesie „Suspensoid“ problem ten można rozwiązać przez dodanie do surowca tej właśnie lekkiej „benzyny ciężkiej“.

Rezultaty osiągnięte przez krakowanie takiej mieszaniny przedstawione są w tabl. 2., przy dwu odmiennych stopniach konwersji.

Surowiec składał się z 15% lekkiej „benzyny ciężkiej“, z 25% ciężkiej „benzyny ciężkiej“ i z 60% mieszanicy olejów gazowych, wszystko z surowca Mid-Continent-Louden.

Zauważono, że wydatek produktów C₃ i lżejszych jest zadowalającym wskaźnikiem stopnia „ostrości“ przebiegu procesu „Suspensoid“.

Tablica 2

Katalizator: świeży „3A“, 4,5 kg/baryłkę (159 litrów)
Ciężar właściwy surowca: 0,8217
Zawartość benzyny ciężkiej w surowcu: 40% obj.
Dest. norm.: 50% surowca przechodzi przy 270,5°C
Ciśnienie w węzownicy pieca: 42 kg/cm²
Szybkość wprowadzania surowca: 9 do 10 objętości plynego surowca przy 15,6°C na objętość węzownicy pieca powyżej 204°C na godzinę.

Przybl. temp. wylot. z węzownicy ¹⁾	571°C	596°C
Wydatek bez benzyny polimer.:		
benzyna (Reid 0,7 kg/cm ² , k. wrz. 204°C), % obj.	56,3	53
olej paliwowy (213/316°C), % obj.	16 (0,887)	8 (0,934)
olej opał. (wrze pow. 316°C), % obj.	8,5 (1,02)	9 (1,07)
nadmiar butanów ²⁾ , % obj. pł.	5	8
propan i lżejsze, % wag.	16	24
koks, % wag.	0,8	1,0
Liczby oktanowe benzyny:		
ASTM nieetylizowana	75,0	78,3
ASTM + 3 cm ³ PbEt ₄	82,9	84,2
Research nieetylizowana	86,3	90,0
Research + 3 cm ³ PbEt ₄	93,7	96,4
Benzyna wraz z polimerem (Reid 0,7 kg/cm ²)		
wydatek na surowiec, % obj.	62,5	62,5
l. okt. ASTM bez etylku	76,0	81,0
Research bez etylku	87,0	91,0

¹⁾ Temperatura łaźni ołowiowej (urządzenie półfabryczne) po stronie wyjściowej węzownicy.

²⁾ Nadmiar butanów ponad ilość potrzebną do nastawienia „Reida“ benzyny na 0,7 kg/cm².

Tablica 3. Surowce z różnych rop

Świeży katalizator „3A”: 4,5 kg na baryłkę surowca

Ciśnienie w węzownicy: 42 kg/cm²

Szybkość wprowadzania surowca: 9—10 objętości płynnego surowca (przy 15,6°C) na objętość węzownicy w temp. 427° C na godzinę

Pochodzenie surowca	Mid-Continent Louden	Jusepin	Colombia	Lloyd-minster
Właściwości surowca:				
ciężar właściwy	0,822	0,809	0,833	0,852
zaw. ciężkiej benzyny, % obj.	40	49	55	27
50% przechodzi w °C	265	226	240	251
indeks charakteryzujący*)	11,9	11,8	11,6	11,5
Konwersja na suchy gaz				
% wag. na surowiec	15	15	15	15
Wydatek — bez polimerów:				
benzyna (koniec 204°C) 0,7 kg/cm ² , % obj.	56,5	63,0	57,4	56,1
olej paliw. (213/316°C), % obj.	19,0	13,6	20,2	18,2
olej opałowy (powyż. 316°C), % obj.	8,5	5,0	5,5	6,6
nadmiar butanu, % obj. pl.	5,0	5,6	4,7	7,5
koks, % wag.	0,8	1,0	0,8	1,1
Liczby oktanowe benzyn:				
ASTM nieetylizowana	74,6	77,4	80,0	80,0
ASTM + 3 cm ³ PbEt ₄ /gal.	83,0	84,2	85,7	84,0
Research nieetylizowana	86,0	88,0	91,6	92,5
Research + 3 cm ³ PbEt ₄ /gal.	93,2	95,0	96,8	96,2
Benzyny wraz z polimerami:				
wydatek, % obj. na surowiec	62,5	68,9	63,1	62,8
ASTM l. o. bez PbEt ₄	76,0	78,3	80,5	80,5
Research bez PbEt ₄	87,0	90,6	91,8	92,7

*) Indeks charakt. (characterization factor) wskazuje parafinowość ropy lub danej frakcji. Wypracowany przez UOP. Oblicza się go z ciężaru wł. i średniej temp. wrzenia¹⁾.

¹⁾ Indeks charakteryzujący oblicza się z wzoru $K = \frac{\sqrt[3]{T}}{S}$, gdzie K — ind. ch., T — średn. temp. wrzenia w stopniach Rankina (stop. $R = \text{stop. } F + 460$), S — ciężar właściwy przy 60°F. Indeks ten waha się od 10 do 12,5, rosnąc wraz z „parafinowością” (przyp. Redakcji).

Wpływ pochodzenia surowca na proces „Suspensoid”

Większość dotychczas przeprowadzanych prac badawczych nad procesem „Suspensoid” oparta była na przeróbce surowca pochodzącego z rop Mid-Continent-Louden. Wykonano jednak kilka próbnych krakowań surowców pochodzących z innych rop. Rezultaty tych prób wykazały, jak zresztą było do przewidzenia, że rodzaj ropy ma duży wpływ na wydatki i jakość produktów krakingu.

Podana tablica 3 uwiadamia rezultaty otrzymane przy krakowaniu czterech różnych surowców (z różnych rop), w kolejności coraz bardziej zmniejszającej się „parafinowości”, przy tym samym stopniu konwersji do suchego gazu (propan i lżejsze).

Chociaż surowce różnią się bardzo pod względem charakterystyki destylacyjnej, liczby oktanowe nie-

etylizowanych benzyn wzrastały w miarę zmniejszania się „parafinowości”. Etylizowane liczby oktanowe wykazywały taki sam wzrost, za wyjątkiem produktu z surowca „Lloydminster”, który miał wyższą zawartość siarki niż inne benzyny. Zawartość ciężkiej benzyny w surowcu odgrywa dużą rolę odnośnie wydatków benzyny przy danej konwersji, jednakowoż także i inne charakterystyki surowca wpływają na to. Nie ma jeszcze dostatecznej ilości danych, aby móc stwierdzić dokładnie tę zależność, tak że przeróbkę nieznanego surowca w procesie „Suspensoid” można tylko ocenić w sposób jakościowy.

Doświadczenie 6-cioletnie Imperial Oil, Limited wykazało, że proces „Suspensoid” jest tani w ruchu, elastyczny i tak jak obecnie zadowala wymogi, oraz będzie im mógł także sprostać w przyszłości.

Od Redakcji!

Z powodów od Redakcji niezależnych a ponadto z powodu braku funduszków nastąpiła zmiana w układzie miesięcznika „Nafta”. Począwszy od numeru wrześniowego br. przestaje wychodzić „Statystyka Naftowa Polski”, zaś w miejsce „Działu Sprawozdawczego” i „Wiadomości bieżących” będzie się ukazywała „Kronika”, w której będą podawane tylko niektóre wiadomości z życia polskiego przemysłu naftowego.

Leon Żukrowski

Zagadnienie cen w przemyśle naftowym

Ustalenie cen rynkowych powinno, według podstawowych zasad ekonomiki, bazować na kosztach własnych danego artykułu, czy produktu, z uwzględnieniem wszystkich elementów kalkulacyjnych, stanowiących skład danej ceny, łącznie z dopuszczalnym godziwym zyskiem.

W sektorze państwowym rozróżniamy dziś dwie ceny:

- a) cenę fabryczną loco zakład, względnie wytwórnia i
- b) cenę rynkową, obowiązującą w punktach sprzedaży.

Przedmiotem rozważań niniejszego artykułu będzie cena fabryczna, która stanowi podstawę wyjściową dla ustalenia ceny rynkowej, względnie sprzedanej.

Cena fabryczna jest zatem głównym i najważniejszym elementem kalkulacyjnym w tym niezbyt trudnym kompleksie poruszonego zagadnienia. Jeśli znamy wartość surowca, materiałów, energii, robocizny i do tego dodamy amortyzację urządzeń fabrycznych, dopuszczalny zysk, oraz wydatki pozaoperacyjne, otrzymujemy w najogólniej zakreszonych zarysach sumę, która stanowi cenę fabryczną. Tym elementarzem kalkulacyjnym mogą się posługiwać wszystkie przemysły, jak węglowy, hutniczy, metalowy i włókienniczy — tylko nie nafta. Przemysł naftowy bowiem jest w samej produkcji tak skomplikowany, że trudno jest uchwycić granice kosztów własnych poszczególnych produktów tak, aby można było w przybliżeniu niezbyt odległym od dokładności udowodnić, że z takiego obliczenia wynika koszt własny tego lub innego produktu.

To zagadnienie było stale tematem badań i dociekań osób, starających się wgłębić w sedno rzeczy, nie tylko w Polsce, ale we wszystkich krajach produkujących i przerabiających ropę. Nigdzie nie znaleziono rozwiązania tego problemu, budzącego stale tyle wątpliwości. W Związku Radzieckim np. dochodzi się do kosztów własnych poszczególnych produktów drogą stosowania odpowiednich współczynników i wyrównania bilansowego różnic cen. W ten sposób otrzymuje się koszt własny, leżący przy niektórych produktach znacznie poniżej ustalonych cen, jak np. przy benzynie i nafcie, przy niektórych zaś produktach leży obliczony koszt własny powyżej obowiązujących cen, jak np. przy asfalcie, koksie itd. W bilansie tych cen jednak musi się uzyskać opłacalność otrzymanej produkcji.

W roku 1930 opublikowali dyr. Jan Bielski i mgr Scheer, b. pracownicy Centralnej Księgowości koncernu naftowego „Małopolska“ we Lwowie w czasopiśmie „Przemysł Naftowy“ artykuł na temat obliczenia kosztów własnych produktów naftowych. Obliczenie to bazowało na zróżniczkowaniu cen według ciężarów gatunkowych produktów. Już wówczas spotkała się ta zupełnie dowolna teza

z silną krytyką kół fachowych i nie znalazła ona aprobaty przemyślnictwa naftowego. Nie długo czekaliśmy na praktyczne wykazanie nonsensu tej tezy. Gdy w Ameryce rozpoczęto produkcję selektywnie rafinowanych olejów, dającą oleje maszynowe i silnikowe o ciężarach gatunkowych zbliżonych do olejów wrzecionowych normalnej produkcji — co później i w Polsce miało miejsce — usunięty został całkowicie fundament, na którym zbudowano powyższą tezę. Runął cały gmach tak mozolnie skonstruowanej teorii obliczania kosztów własnych poszczególnych produktów naftowych na podstawie ciężarów gatunkowych.

Bo też problem ten nie jest taki prosty i łatwy, aby można było uzyskać pewne dane kalkulacyjne, oparte na pewnikach niedopuszczających dyskusji. Wyobraźmy sobie poszczególne fazy procesów przerobczych w przemyśle naftowym. Zaczniemy od surowca, tj. od ropy.

W Polsce mamy ponad 20 gatunków ropy, od bezparafinowej, wysokobenzynowej, olejowej, asfaltowej, poprzez słaboparafinowe do parafinowych i wazelinowych rop, które są przerabiane grupowo niezależnie od zawartych składników, względnie od wysokości zróżniczkowanych cen poszczególnych gatunków rop. Pierwsza trudność powstaje przy uchwyceniu wartości surowca, tj. ropy, przypadającej na uzyskane gotowe produkty. A najciekawsze przy tej pierwszej fazie produkcyjnej jest to, że taki cenny produkt jak benzyna, przypadająca z pierwszej destylacji ropy, wymaga najmniej wkładu pracy i kosztów. Według zasad kalkulacyjnych powinna zatem benzyna wykazać najniższą cenę.

Drugim przykładem jest asfalt. Uzyskanie tego produktu wymaga żmudnej przeróbki ropy we wszystkich procesach od benzyny, nafty, oleju gazowego, do olejów smarowych. W końcu otrzymujemy, zależnie od gatunku ropy, asfalt przemysłowy lub drogowy, którego cena według kosztów własnych, po uwzględnieniu wszystkich przebytych procesów produkcyjnych, byłaby wyższa od benzyny. A wiemy przecież, że asfalt jest na wszystkich rynkach w kraju i w eksporcie tanim produktem. To samo odnosi się do koksu.

Jeszcze trudniejsze jest ustalenie robocizny, przypadającej dla poszczególnych produktów. W rafineriach mamy szereg pomocniczych elementów jak para, woda, prąd i powietrze, warsztaty mechaniczne i plac, koszt których obciąża bieżącą produkcję. Rozdział tych kosztów na poszczególne produkty może nastąpić tylko według jakiegoś skonstruowanego klucza. Klucz taki musi stale ulegać zmianie, zależnie od okresów powodujących zmiany warunków pracy. Ustalenie np. zużycia pary w poszczególnych punktach produkcyjnych jest niemożliwe, jak długo nie można uzyskać potrzebnych urządzeń pomiarowych, wyrabianych niestety dotychczas tylko za granicą.

Z tego wynika, że w przemyśle naftowym mamy zbyt dużo niewiadomych, aby można było ustalić koszt własny każdego poszczególnego produktu z dokładnością innych przemysłów, gdzie znany jest każdy element kalkulacyjny. Tworzenie takich lub innych kluczy procentowych rozdziału elementów kalkulacyjnych, nie dających się uchwylić matematycznie, będzie tylko dowolną operacją bez zasadniczych podstaw. Stworzone paliatywy mogą chwilowo dać złudny obraz kosztów własnych poszczególnych produktów, ale nikt nie może wysunąć twierdzenia, że takie obliczenie ma realną bazę. Może się tylko powtórzyć teza Bielskiego i Scheera z roku 1950, szybko obalona przez postępy techniki rafineryjnej.

Jakie są realne możliwości kalkulacyjne w przemyśle naftowym? W pierwszym rządzie musimy ustalić cenę surowca, tj. ropy. Tu są znane wszystkie elementy kalkulacyjne. Suma kosztów poniesionych przez kopalnictwo naftowe na materiały, robociznę, amortyzację urządzeń wiertniczych, z doliczeniem 10% zysku i wydatków pozaoperacyjnych, podzielona przez otrzymaną produkcję ropy, daje przeciętną cenę wszystkich gatunków rop całego kopalnictwa.

Następnie ustalamy ceny każdego gatunku ropy. Do tego celu potrzebna nam jest procentowa wydajność ropy poszczególnych gatunków na finalne produkty. Tu posługujemy się albo wynikami analizy danej ropy na kociołku laboratoryjnym, albo też — co jest bardziej celowe — wydajnością ruchową tej rafinerii, która przerobiła odnośną ropę. Procentowa wydajność produktów, pomnożona przez poszczególne ceny fabryczne, daje nam utarg na jednostkę ropy (tona, 100 kg lub 1 kg). Od otrzymanego w ten sposób utargu brutto, potrąca się koszt przeróbki rafineryjnej, amortyzację urządzeń przerobczych i 10% zysku, uzyskując w rezultacie sumę netto, stanowiącą cenę danej ropy.

Dla przykładu przytaczamy kalkulację ropy 2 gatunków, tj. Krosno parafinowej i Grabownica bezparafinowej, które dadzą lepsze zrozumienie sposobu tych obliczeń.

Kalkulacja ropy Krosno parafinowej

Produkt	% wyd.	cena zł	kwota zł
Benzyna ekstrakcyjna	1,3	35,65	46,34
„ lakowa	1,0	31,00	31,00
„ motorowa	25,1	27,00	677,70
nafta świetlna	11,9	16,10	191,59
olej gazowy	33,0	14,20	468,60
„ wrzec. 5—7/20 r.	4,5	21,10	94,95
„ maszyn. 4—5/50 r.	3,9	28,50	111,15
„ „ 6—7/50 r.	4,1	31,40	128,74
„ cylindr. do p. nas.	—	—	—
parafina raf. 50/52	1,8	98,10	176,58
asfalt przemysłowy	4,2	7,40	31,08
koks 1% pop.	0,9	3,40	3,06
produkty uboczne	0,8	13,00	10,40
straty	7,5	—	—
R a z e m	100,0	—	1971,19
Minus:			
10% zysk			196,42
koszt przer. i transportu		2,89	289,0
pozostaje na cenę rozlicz. za 100 kg			1485,77

Kalkulacja ropy Grabownica bezparafinowej

Produkt	% wyd.	cena zł	kwota zł
Benzyna apt. i do lamp	1,7	39,60	67,32
„ ekstrakcyjna	7,5	35,65	267,37
„ lakowa	3,0	31,00	93,00
„ motorowa	34,4	27,00	928,80
nafta traktorowa	10,8	18,70	201,96
olej gazowy spec.	12,8	15,20	194,56
„ transformatorowy	2,2	43,30	95,26
„ silnikowy	15,6	71,90	1 121,64
naftolen	3,6	62,00	223,20
straty	8,4	—	—
R a z e m	100,0	—	3 193,11
Minus:			
10% zysku			318,41
koszt przer. i transportu			388,—
pozostaje na cenę rozlicz. za 100 kg			2 486,70

Z przytoczonych przykładów wynika, że cena ropy zależna jest głównie od jej wydajności finalnych produktów oraz od wysokości kosztów przeróbki.

Ten system kalkulacyjny można w kopalnictwie naftowym rozszerzyć nawet na poszczególne szyby, jeśli chcemy wiedzieć, czy i w jakim stopniu dany szyb jest rentowny.

A teraz zbliżamy się do sedna rzeczy, tj. do kalkulacji rafineryjnej.

Ustaliliśmy przeciętną wartość surowca, tj. ropy, która wchodzi do aparatury rafineryjnej do przerobu na finalne produkty. Tu się już zaciera granica odróżnienia, z której ropy uzyskano poszczególne produkty, jeśli rafineria przerabia mieszane gatunki ropy. Również nie można rozgraniczyć w tym ogólnym kotle rafineryjnym, jakie koszty przerobu powstały przy otrzymaniu tego lub innego produktu finalnego. Wiemy tylko, jakie koszty ogólne powstały przy przeróbce całej ropy i to jest nam potrzebne dla ustalenia cen produktów. Suma wartości ropy i kosztów przerobu rafineryjnego, łącznie z 10%-wym zyskiem, daje nam pulę ogólną wydatków, które mają być pokryte z fabrycznego utargu produktów, uzyskanych z tej ropy. To jest bezsporne.

Zachodzi teraz pytanie, jak podzielić te wydatki na poszczególne produkty, względnie jak ustalić wysokość cen tychże, aby poniesione przy tym procesie rafineryjnym wydatki, tak za surowiec jak i za przerób, zostały w całości pokryte. Wykazaliśmy, że obliczenie kosztów własnych poszczególnych produktów finalnych jest niemożliwe w sensie wyniku matematycznego działania, a nie drogą stosowania dowolnie przyjętych kluczy obliczeniowych. Musimy się zatem kierować wartością rynkową każdego produktu, oraz jego użytecznością.

Jak powstały historycznie ceny produktów naftowych i skąd się wzięła budowa dzisiejszych cen?

Gdy Łukasiewicz wynalazł prymitywny sposób destylowania ropy na kociołku, a blacharz Bratkowski skonstruował w roku 1853, według projektu Łukasiewicza, pierwszą lampę naftową, rozpoczęto produkcję nafty świetlnej, która wówczas była poza stosowaniem ropy do lecznictwa, jedynym produktem rynkowym. W miarę udoskonalenia lampy naf-

towej wzrosło zapotrzebowanie nafty, a w związku z tym wprowadziły ówczesne „destylarnie“ kilka gatunków nafty. Frakcje naftowe zawierały zatem benzynę, po odrzuceniu najlżejszych węglowodorów, naftę i częściowo olej gazowy o lekkim ciężarze gatunkowym, tak że z ropy wydestylowano około 45 do 50% w formie nafty. Reszta stanowiła „odpadki“, tj. w dzisiejszym pojęciu pozostałość, z którą nie wiadomo było co zrobić. Wszystkie koszty wydobycia ropy, oraz „destylarni“ łącznie z zyskiem znalazły pokrycie w cenie rynkowej nafty tak dalece, że osiągnięty zysk animował do dalszych poszukiwań i wierceń za ropą.

Gdy w r. 1890 Karol Benz w Mannheimie wynalazł pierwszy samochód o sile niecałego konia i o szybkości 15 km na godzinę, zarysowały się perspektywy zbytu dla benzyny. Zmieniono wówczas sposób przeróbki ropy w „destylarniach“, które wykazały w międzyczasie rozwój urządzeń przerobczych. Pracowano już na kilku kotłach destylacyjnych systemem periodycznym, a następnie ciągłym, na kotłach „kaskadowo“ ustawionych, uzyskano już oleje smarowe i parafinę. Rozwój rafinerii nafty wykazał już takie postępy, że naftę, która wciąż jeszcze była głównym produktem zbytu, obok słabo rozwijającego się zapotrzebowania benzyny, produkowano w 3 gatunkach a mianowicie naftę „salonową“ o c. gat. ok. 0,810, naftę „cesarską“ o c. gat. 0,800/805 i naftę „żarową“ 0,790/800. Ceny tych produktów zostały ustalone według wysokości zapotrzebowania rynku i ciężarów gatunkowych, a więc dowolnie, mając tylko na oku pokrycie wszystkich kosztów produkcji, z uwzględnieniem zysku dla rozwoju dalszej akcji wiertniczej.

Tymczasem zwiększała się produkcja ropy nie tylko w Ameryce, ale również i w Polsce. W latach 1908/1909 produkcja ropy ówczesnej Galicji, należącej do monarchii austro-węgierskiej, doszła do „katastrofalnej“ wysokości ponad 1 milion ton rocznie. Wszystkie zbiorniki kopalniane i rafinerijne były przepelnione ropą, naftą i pozostałością ropną. Mimo, że miasta wprowadziły częściowo oświetlenie naftowe ulic, nie można było znaleźć nabywców na tak dużą produkcję. Ponadto zdolność przerobcza wszystkich rafinerii w kraju nie mogła objąć całej produkcji ropy, a inne kraje były zalane ropą i produktami. W tej sytuacji wniósł ówczesny prezes Koła Polskiego Wł. Długosz interpelację w parlamencie wiedeńskim i domagał się rozwiązania tego problemu, celem przyjęcia z pomocą galicyjskiemu przemysłowi naftowemu.

Zagadnienie to rozwiązano w ten sposób, że przebudowano paleniska okrętów wojennych austriackich, oraz parowozy kolejowe z opału węglowego na opał płynny, a w Drohobyczu wybudowano tzw. „Państwową Odbenzyniarnię“. Odbenzynowanie polegało na tym, że z ropy wydestylowano lekkie węglowodory, nastawiając pozostałość ropną na odpowiedni punkt zapłonu. Cena tych pozostałości pokryła zaledwie koszt wydobycia ropy oraz przerobu „odbenzyniarni“. Była to stosunkowo niska cena, która nie odbiegała od ceny węgla, z uwagi na stale wzrastającą produkcję ropy, po większej części samoczynnie wybuchającej.

Mieliśmy wówczas: 1) małą produkcję benzyny, bo silniki benzynowe nie znalazły jeszcze tak szerokiego rozwoju, 2) dużo nafty oświetleniowej, stanowiącej około 50% wydajności ropy, bo lampa naftowa opanowała miasta i wsie dla oświetlenia ulic i mieszkań, 3) mało olejów smarowych dla będącego jeszcze w powijakach przemysłu, 4) mało parafiny do fabrykacji świec i w końcu, po uruchomieniu „odbenzyniarni“ w Drohobyczu, 5) pozostałości ropne dla celów opałowych w marynarce i w kolejnictwie.

Na tych 5 zasadniczych produktach zostały odpowiednio rozbite wszystkie koszty przemysłu naftowego łącznie z zyskiem i w ten sposób ustalone ceny były podstawą rentowności danych przedsiębiorstw.

Ceny te jednak z biegiem rozwoju przemysłu naftowego i innych przemysłów, nie tylko w Polsce, ale i za granicą, podlegały fluktuacjom, zależnie od kształtowania się zapotrzebowania rynkowego oraz notowań zagranicznych.

Produkcyjne ulepszenia gatunków, w miarę rozwoju techniki rafinerijnej, uzasadniały zmianę cen. Po pewnym czasie powstała „drabinka cennikowa“ przemysłu naftowego, która stworzyła wzajemną zależność cen poszczególnych produktów, a która znalazła również wyraz w cenniku naftowym z roku 1939.

Tym zasadniczym cennikiem posługiwaliśmy się od roku 1945, a więc w okresie powojennym, przy budowie naszego cennika naftowego. Ta sama „drabinka cennikowa“ stanowiła podstawę do ustalenia naszego dzisiejszego cennika fabrycznego, obowiązującego od 1. I. br. A więc suma kosztów wydobycia ropy, jej przerobu w rafineriach, z uwzględnieniem amortyzacji urządzeń kopalnianych i rafinerijnych, oraz 10% zysku, rozbita na produkcję poszczególnych gatunków, daje — w oparciu o procentowy stosunek cen produktów naftowych z roku 1939 — obecnie obowiązujące ceny fabryczne przemysłu rafinerijnego, loco każda rafineria.

W ten sposób mają ustalone ceny fabryczne ściśle oparcie o poniesione wydatki surowca i przerobu, dając produkcji jedynie ekwiwalent w formie 10% zysku. Ceny te nie odbiegają znacznie od notowań zagranicznych, tak że w razie uzyskania nadmiaru niektórych produktów dla sprzedaży eksportowej, moglibyśmy się posługiwać tym samym cennikiem.

Jeśli nasuwają się pewne zastrzeżenia odnośnie stosowania „drabinki cennikowej“ z r. 1939, może się to dotyczyć tylko rewizji tej drabinki dla niektórych produktów, z uwzględnieniem obecnych różnic cen, stosowanych tak przez Związek Radziecki, jak i przez USA. Dzisiejszy cennik tak sowiecki jak i amerykański wykazują np. bardzo małe różnice między ceną benzyny motorowej, nafty traktorowej i oleju gazowego, wychodząc słusznie z założenia, że produkty te służą wszystkie dla tego samego celu, tj. do napędu motorów. To założenie należałoby bezwarunkowo uwzględnić przy ew. zmianie naszego następnego cennika. Uważamy jednak, że budowa naszego cennika

naftowego nie może odbiegać od powyżej nakreślonych zasad, które na razie wyczerpują to zagadnienie w zupełności.

Ceny rynkowe produktów naftowych, oparte

ściśle na cenach fabrycznych, wykazują inną budowę, odbiegającą od powyżej opisanej zasady. Omówienie jednak tych zasad nie należy do tematu powyższych rozważań.

Inż. Mgr Henryk Friedberg, Dr Jan Pawłowski

Zmiana ustawodawstwa regulującego górnictwo naftowe

I. Główne wytyczne zmiany naftowego prawa górniczego

Dla planowego odbudowania gospodarki narodowej, zapewnienia Państwu suwerenności gospodarczej i podniesienia ogólnego dobrobytu przejęło nasze Państwo ustawą z dn. 3 stycznia 1946 r. (Dz. Ust. R. P. Nr 3 poz. 17) na własność przedsiębiorstwa przemysłowe, górnicze, komunikacyjne, bankowe, ubezpieczeniowe oraz handlowe. Na podstawie tej ustawy przemysł naftowy, zaliczający się do przedsiębiorstw górniczo-przemysłowych, został również przejęty na własność Państwa.

W chwili upaństwowienia przemysłu naftowego obowiązywały i obowiązują, odnośnie do górnictwa (kopalnictwa) naftowego, nadal ustawy naftowe dzielnicowe, które uznawały minerały bitumiczne za przynależne do własności gruntu na zasadzie tzw. akcesji. Jedynie na Śląsku Cieszyńskim minerały bitumiczne należą do minerałów wyjętych spod własności gruntowej, podlegają zasadzie tzw. „woli górnicznej“, czyli nadawane mają być poszukiwawcy, który je odkryje i na tych terenach mają do nich zastosowanie przepisy prawa górniczego.

Zasada akcesji nie daje się pogodzić z zasadą upaństwowienia przemysłu naftowego. Zasada akcesji jest przeżytkiem ekonomicznie nieuzasadnionym, a czyniąc prowadzenie poszukiwań i eksploatacji minerałów bitumicznych zależne od woli właściciela gruntu, jest sprzeczna z planowym i racjonalnym przeprowadzeniem poszukiwań i eksploatacji tych tak ważnych dla gospodarki narodowej minerałów.

Jasne więc jest, że właścicielem minerałów bitumicznych winno być Państwo, a nie właściciel gruntu, oraz że faktycznie zasada akcesji przez ustawę z 3 stycznia 1946 r. o przejściu na własność Państwa podstawowych gałęzi gospodarki narodowej została zniesiona.

Wobec tego przewidywana jest w najbliższym czasie zmiana ustaw naftowych w kierunku zniesienia dotychczasowych ustaw dzielnicowych, a poddanie górnictwa naftowego jednolicie na całym obszarze Państwa prawu górniczemu. Jest więc na czasie przedstawić, jak ta zmiana ustawodawstwa wpłynie praktycznie na sposób nabywania praw, na poszukiwanie minerałów i nabywanie własności górnicznej minerału dla prowadzenia eksploatacji i na stosunek przedsiębiorstwa górniczego do właściciela gruntu.

Przez objęcie minerałów bitumicznych prawem górniczym, zawartym w ustawie z dnia 29 listopada 1930 r. Dz. U. R. P. Nr 85/30, poz. 654, które zostało zmienione dekretemi z 22 listopada 1938 r. Dz. U. R. P. Nr 91/38, poz. 627 i z dnia 3 lutego

1947 r. Dz. U. R. P. 24/47, poz. 93, wynikną następujące konsekwencje:

1. minerały bitumiczne stanowić będą odąd własność górniczną, zastrzeżoną dla Państwa, a nie będą związane z prawem własności gruntu;
2. poszukiwania górnicze będą wolne, a podlegać będą tylko zgłoszeniu do terytorialnie właściwego Okręgowego Urzędu Górniczego;
3. prawo do eksploatacji nabywać się będzie przez uzyskanie własności górnicznej minerału w obrębie ściśle określonego terytorium, które nazywa się polem górnicznym; pole górniczne powstaje w drodze nadania przez Wyższy Urząd Górniczy, a warunkiem uzyskania nadania jest dokonanie odkrycia minerału w jego naturalnym złożu w jakości i przypuszczalnej ilości, umożliwiającej racjonalną eksploatację tego złoża, oraz zgłoszenie tego odkrycia Okręgowemu Urzędowi Górniczemu wraz z wnioskiem o nadanie;
4. upadną wszelkie dotychczasowe prawa właściciela gruntu do minerału a więc także i wszelkie stąd wyprowadzone uprawnienia do różnych świadczeń, jak kontraktowego (morgowego), procentów brutto itp. i do wpływania na ruch kopalniany (obowiązki wiertnicze) — przeciwnie właściciel gruntu zobowiązany będzie odstąpić za wynagrodzeniem grunty potrzebne dla prowadzenia tak robót poszukiwawczych, jak i robót eksploatacyjnych (p. niżej).

Z tytułu nadania własności minerału przysługują właścicielowi pola górniczego uprawnienia wymienione w art. 70—80 prawa górniczego, a w stosunku do właściciela gruntu określone w art. 81—92 tego prawa.

Spośród tych uprawnień obchodzić nas będzie specjalnie prawo żądania odstąpienia przez właściciela gruntu na rzecz zakładu górniczego potrzebnych gruntów, piasku i innych materiałów podszkawkowych (do nich można zaliczyć ility do zaitowania otworów i na płuczkę) i wód wierzchnich.

Należy jednak zaznaczyć, że w zasadzie zajęcie gruntu, czy to na cele poszukiwawcze, czy też eksploatacyjne, powinno mieć miejsce na podstawie dobrowolnego porozumienia między przedsiębiorstwem a właścicielem gruntu. Jeśli jednak do porozumienia nie dojdzie, Okręgowy Urząd Górniczy rozstrzyga, na wniosek poszukiwacza względnie właściciela pola górniczego, czy zachodzi potrzeba odstąpienia gruntu i na jakich warunkach. Zasadniczo to przymusowe odstąpienie gruntu dotyczy tylko używania gruntu, a nie jego własności.

Ustawa określa wysokość odszkodowania za odstąpienie gruntu, o ile strony się nie porozumieją dobrowolnie, a mianowicie za czasowe użytkowanie gruntu czynsz roczny płatny z góry w wysokości podwójnego przeciętnego czystego rocznego dochodu z tego gruntu, a w razie nabycia gruntu na własność cenę kupna, w wysokości podwójnej wartości gruntu. Żądanie przez właściciela gruntu wyższego odszkodowania można uważać za odmowę odstąpienia gruntu, a więc upoważnia poszukiwacza wzgl. właściciela pola górniczego do stawiania wniosku o wywłaszczenie.

Od obowiązku odstąpienia, a więc i od możliwości wywłaszczenia wyłączone są w czasie wykonywania robót poszukiwawczych grunta wymienione w art. 7 ust. (3) pr. gór., a w czasie eksploatacji grunta wyliczone w art. 82. Są to przede wszystkim grunta pod budynkami mieszkalnymi, gospodarskimi lub służącymi dla celów przemysłowych lub użyteczności publicznej itp.

Do zajęcia tych gruntów, czy to w czasie poszukiwań, czy też w późniejszej fazie eksploatacji, potrzebna jest zgoda właściciela.

Nie mogą wcale być zajmowane czy to na cele poszukiwań czy eksploatacji grunta wymienione w art. 5, jak publiczne place, ulice, drogi, koleje itp.

Wreszcie nie może ani poszukiwacz ani właściciel pola górniczego zajmować bez specjalnego pozwolenia właściwej władzy gruntów należących do wojewódzkości, położonych w obrębie obszarów warownych lub umocnionych, lotnisk i gruntów w obrębie strefy nadgranicznej (normalnie pas o szerokości 2 km wzdłuż granicy Państwa).

Zajęcie gruntu na cele czy to poszukiwawcze czy kopalniane pociąga za sobą w każdym razie obowiązek przedsiębiorcy górniczego do uiszczenia właścicielom gruntu: 1. odszkodowania jednorazowego za zniszczenie plonów rolnych na zajętej powierzchni i szkód wyrządzonych robotami górniczymi we własności gruntowej i jej przynależnościach i 2. wynagrodzenia za zajętą powierzchnię gruntu, co odpowiadałoby dotychczasowej „metrowce“.

Wynagrodzenie za zajęty grunt ma być świadczone w wypadku zawarcia umowy z właścicielem gruntu według brzmienia tej umowy. Jeżeli do zgody nie doszło, a zajęcie nastąpi na podstawie orzeczenia Okręgowego Urzędu Górniczego, orzeczenie to ustali wysokość wynagrodzenia, które ma być uiszczone corocznie z góry.

Po zakończeniu robót i zlikwidowaniu otworu poszukiwawczego w razie jego negatywnego wyniku, zobowiązany jest przedsiębiorca górniczy zwrócić grunt, zajmowany pod cele poszukiwawcze, właścicielowi po zaprzestaniu użytkowania przez oddanie mu gruntu w posiadanie.

Przedstawiliśmy najważniejsze przepisy dotyczące poszukiwań i nabycia własności górniczej oraz stosunku do właściciela gruntu, jako zupełnie odmienne od przepisów opartych na zasadzie akcesji galicyjskiej ustawy naftowej, do której przywykł nasz świat naftowy. Natomiast reszta przepisów prawa górniczego może być na razie nie rozważana, jako że opiera się na podobnych zasadach, jak analogiczne przepisy dotychczasowego ustawodawstwa naftowego.

Z przedstawionego stanu rzeczy widoczne jest, że zamierzona reforma zacieśni stosunek między zarządami kopalń i robót poszukiwawczych a władzami górniczymi, oraz że, aby stosunki te gładko się rozwijały, niezbędne będzie, by zarządy te przestrzegały przepisanych form, zwłaszcza co do ustalonych prawem górniczym zgłoszeń i wniosków.

Wobec tego wskazane jest, by w drugiej części niniejszej pracy przedstawić najważniejsze bodaj wypadki prawem górniczym przepisanych zgłoszeń do władz górniczych i bliżej objaśnić ich treść i formę. Ze względu na rozmiar artykułu nie można opracować tego materiału wyczerpująco, zresztą byłoby to przedwczesne, skoro reforma nie została jeszcze dokonana. Sądzymy jednak, że te uwagi okażą się pożyteczne, jako z jednej strony bliżej ilustrujące samą reformę, a z drugiej dające praktyczne wskazówki postępowania, które już obecnie mogą w pewnych wypadkach znaleźć bezpośrednie zastosowanie (np. co do obszaru Śląska Cieszyńskiego, gdzie na podstawie ustaw dzielnicowych obowiązuje prawo górnicze) — a w wielu innych mogą pośrednio być wyzyskane.

Zaznaczyć należy, że zmiana ustawy nie naruszy w niczym ważności Przepisów Prawidłowego Przewadzenia Ruchu Kopalń i Zakładów Naftowych wydanych przez Krakowski Wyższy Urząd Górniczy rozporządzeniem z dnia 1 grudnia 1946 r. Nr 4/2726/46, tak samo poszczególnych zarządzeń wydanych przez Wyższy Urząd Górniczy czy Okręgowy Urząd Górniczy, że zatem przepisy te winny być nadal przestrzegane i dokonywane zgłoszenia ustanowione przez przepisy te i zarządzenia.

II. Zgłoszenia do władz górniczych wymagane przez prawo górnicze

Zgłoszenia te winny być dokonywane terminowo, starannie i umiejętnie, albowiem stanowią one podstawę uprawnień górniczych przedsiębiorstwa. Nie wolno sugerować się założeniem, że skoro cały przemysł naftowy jest upaństwowiony, skoro nie ma prywatnej konkurencji, względy prawne są bez znaczenia. Tak nie jest, chociaż odpadły względy na konkurencyjne przedsiębiorstwa naftowe, pozostaje bardzo ważny stosunek przedsiębiorstwa górniczego do właściciela gruntu, niemniej do innych przedsiębiorstw państwowych, samorządowych, spółdzielczych i prywatnych, do urzędów publicznych różnego rodzaju itd. — słowem do całego zewnętrznego świata. Te stosunki nie mogą być regulowane bez rozpatrzenia spraw od strony prawnej. Zresztą ambicją przedsiębiorstw państwowych w państwie demokratycznym powinno być ściśle przestrzeganie praw państwowych.

Z charakteru tych spraw wynika, że przy opracowaniu ich winny współpracować, łącznie z odpowiednimi działami technicznymi, geologiczna służba naftowa, która dostarczy potrzebnych orzeczeń, planów i profili, oraz oddział prawny, który winien wyświetlić stan prawny wchodzących w grę gruntów, ewentualnych sąsiednich zakładów prywatnych i publicznych i w ogóle całokształtu stosunków zachodzących na danym terenie.

Po tych ogólnych uwagach przejdźmy do najważniejszych wypadków zgłoszeń.

1. Zgłoszenie rozpoczęcia robót poszukiwawczych

„O rozpoczęciu robót poszukiwawczych poszukiwacz górniczy powinien zawiadomić niezwłocznie właściwy Okręg. Urząd Górniczy ze wskazaniem miejsca, gdzie roboty mają być prowadzone i sposobu ich wykonania“ (art. 8 pr. górniczy), równocześnie winien zgłosić osoby, pod których kierownictwem i dozorem roboty te będą prowadzone (art. 15 pr. górniczy).

Jeżeli roboty będą prowadzone w obrębie strefy nadgranicznej, należy wprzódy uzyskać pozwolenie właściwego Starostwa powiatowego, a następnie zawiadomić je o rozpoczęciu tych robót.

Jeśli roboty są prowadzone w obrębie pól górniczych, ma się rozumieć nadanych na inny minerał, poszukiwacz winien zawiadomić właścicieli tych pól górniczych o rozpoczęciu poszukiwań. Tak samo należy zawiadomić właścicieli (zarządy) sąsiednich leczniczych źródeł mineralnych.

Forma zgłoszenia nie jest ściśle przepisana, treść powinna zawierać szczegóły, określające miejsce i jakość mających wykonać się robót poszukiwawczych. Ponieważ poszukiwania naftowe odbywają się za pomocą wierceń poszukiwawczych, przeto w myśl § 3 Przepisów Prawidłowego i Bezpiecznego Ruchu ma być dołączona opinia instytucji powołanej do badań geologiczno-naftowych, przy czym należy uwzględnić postanowienia § 38 tych przepisów, dotyczące opracowania projektów wierceń.

Do zgłoszenia należy dołączyć opracowania i plany, wymienione w § 38 przepisów l. 1 pod lit. a)–g), a nadto:

- a) odbitkę mapy katastralnej lub hipotecznej z naniesieniem otworu wiertniczego,
- b) plan sytuacyjny zgłoszonych urządzeń w skali powiększonej z naniesieniem otworu wiertniczego i budynków z ich liczbowym oznaczeniem, legendą, granicami i opisaniem zajętej pod prace górnicze powierzchni gruntu — wszystko w dwu egzemplarzach.

Ponadto należy w piśmie oświadczyć, czy uzyskano zgodę posiadaczy gruntu, albo też ze względu na odmowę tego zezwolenia lub na nieznanie miejsca ich pobytu wystąpić z wnioskiem o udzielenie zezwolenia z urzędu w myśl art. 7 ust. (2) prawa górniczego na zajęcie gruntów.

Przy założeniu otworu wiertniczego na jednym z pól naftowych, otwartym w księdze naftowej, należy dla porządku podać w zgłoszeniu nazwę dotyczącego pola naftowego i liczbę wykazu księgi naftowej. O ile wiercenie jest prowadzone napędem motorowym, należy zgłosić również kwalifikowanych motorowych.

Dalsze zgłoszenia do Okręgowego Urzędu Górniczego w czasie trwania robót wiertniczych będą dotyczyły nawiercenia i zamknięcia wód, zmiany robót czy urządzeń, nawiercenia ropy, gazów lub innych minerałów, zmiany obsady odpowiedzialnego personelu, pogłębiania otworu zastanowionego dłużej niż trzy miesiące, podjęcie eksploatacji itp.

2. Zgłoszenie odkrycia minerału i wniosek o nadanie pola górniczego

Gdy wiercenie poszukiwawcze doprowadzi do odkrycia minerału w jego naturalnym złożu, nabywa

poszukiwacz prawo do ubiegania się o nadanie mu własności pola górniczego na odkryty minerał i w tym celu winien zgłosić dokonane odkrycie właściwemu Okręgowemu Urzędowi Górniczemu i postawić wniosek o nadanie mu pola górniczego. Dopiero uzyskanie nadania upoważnia do eksploatacji odkrytego minerału.

Ponieważ pole górnicze ma charakter prawny nieruchomości, przeto w myśl przepisów o przedsiębiorstwach państwowych staje się ono własnością Państwa a przedsiębiorstwo ma je tylko w użytkowaniu. Zgłoszenie i wniosek muszą być zatem dokonane w imieniu Państwa a nie przedsiębiorstwa.

Według treści art. 2 prawa górniczego zastępcą Państwa, który w jego imieniu zgłasza władzom górniczym dokonane odkrycie minerałów i wnosi o uzyskanie własności górniczej na polach górniczych objętych zgłoszeniem jest, powołany z urzędu przez Ministra Przemysłu i Handlu, Kurator Państwowych Pól Górniczych, mający obecnie swą siedzibę w Katowicach, ul. Piotra Skargi Nr 2.

Kurator jest zobowiązany dokonywać dla państwowych przedsiębiorstw górniczych zgłoszeń dotyczących uzyskania własności górniczej na polach górniczych i sprawy te prowadzić aż do uzyskania nadania. Ponadto reprezentuje kurator wobec władz także i w innych sprawach Państwo jako właściciela państwowych pól górniczych. Przedsiębiorstwo górnicze ma dostarczyć kuratorowi potrzebnych danych, wymaganych do zgłoszenia, wraz ze szkicami sytuacyjnymi odwiertów i obszarów stanowiących pola górnicze. Szkice te winny dokładnie określać położenie punktu odkrycia, tj. odnośnego otworu wiertniczego z nawiązaniem do stałych punktów, znajdujących się w pobliżu w terenie.

Sporządzenie planów pól górniczych ma możliwość kurator zlecić mierniczym górniczym na podstawie orientacyjnych szkiców przedłożonych przez przedsiębiorstwo górnicze.

Kurator ma prawo żądać od przedsiębiorstwa górniczego pokrycia kosztów sporządzenia planów górniczych, kosztów komisji, wydatków połączonych z uzyskaniem nadania, jak opłaty stemplowe, podróże itp.

Właściwą władzą w sprawach nadania własności i pól górniczych jest Wyższy Urząd Górniczy, lecz zgłoszenie i wniosek o nadanie pola składa się do Okręgowego Urzędu Górniczego. Jakże dane winno zawierać zgłoszenie odkrycia, stanowiące zarazem wniosek o nadanie pola górniczego, przepisuje art. 24 pr. górniczy.

Zatem celem uregulowania własności górniczej już odkrytych złóż, jak i z chwilą dowierzenia się nowych złóż ropy lub gazów ziemnych, nadających się do racjonalnej eksploatacji, należy zwrócić się pisemnie do Kuratora Państw. Pól Górniczych, aby zgłosił odkrycie minerału i wniósł wniosek o nadanie pola górniczego i dostarczył kuratorowi potrzebnych danych, o czym była mowa wyżej.

Zgłoszenie odkrycia wraz z prośbą o nadanie przedkłada kurator właściwemu Okręgowemu Urzędowi Górniczemu, który po wpisaniu zgłoszenia do księgi zgłoszeń i przeprowadzeniu na miejscu sprawdzenia odkrycia przesyła akta Wyższemu Urzędowi Górniczemu do załatwienia.

Wyższy Urząd Górniczy po przeprowadzeniu przepisane go prawem postępowania, o ile zgłoszenie odpowiada wymaganiom prawa górniczego, wydaje orzeczenie o nadaniu i wystawia dokument nadawczy (art. 22 do 56 prawa górniczego).

Obszar pola górniczego zależy od głębokości, w której dokonano odkrycia i wynosi od 250 do 800 ha (art. 32 pr. gór.).

3. Zgłoszenie ruchu kopalni

Z uzyskaniem nadania pola górniczego jest właściciel pola uprawniony do podjęcia, w obrębie pola, eksploatacji minerału i do utrzymywania kopalni w ruchu.

Prawo górnicze nie używa wyrażenia „kopalnia” lecz wyrażenia „zakład górniczy”, którym to pojęciem określa (art. 81 a) tak „same roboty górnicze” jak i „budowle i urządzenia przewidziane w artykułach 75 i 76”, a więc wszelkie maszyny, urządzenia transportowe, siłownie i wszelkie budowle wraz z budynkami mieszkalnymi dla pracowników i ich rodzin oraz „urządzenia pomocnicze, służące do obróbki wydobytych materiałów”.

Art. 142 postanawia, że „przemysłowiec górniczy jest obowiązany zawiadomić Okręgowy Urząd Górniczy co najmniej na miesiąc naprzód o zamierzonym przez siebie rozpoczęciu ruchu zakładu górniczego ze wskazaniem miejsca, gdzie roboty mają być prowadzone”.

Art. 144 przepisuje zaś w ustępie (1) że „ruch techniczny zakładu górniczego wolno prowadzić tylko na podstawie planu ruchu, zatwierdzonego uprzednio przez Okręgowy Urząd Górniczy, a obejmującego każdorazowo dwuletni okres czasu. Wykonanie robót, przewidzianych w planie ruchu, przed zatwierdzeniem planu nie jest dozwolone”.

W myśl art. 123 ruch techniczny zakładu może być prowadzony tylko pod kierownictwem i dozorem osób posiadających uznane kwalifikacje, które mają być zgłoszone Okręgowemu Urzędowi Górniczemu.

Mamy tu zatem analogiczne przepisy jak w dotychczasowej ustawie naftowej o zgłoszeniu otwarcia ruchu kopalni (§ 30 kraj. ust. naft.), o przedkładaniu planu ruchu kopalni do zatwierdzenia (§ 32 kraj. ust. naft.) i o kierownictwie i dozorcze (§ 39 i nast. kraj. ust. naft.).

Tak samo jak i dotychczas należy zgłaszać do zatwierdzenia wszelkie późniejsze zmiany i uzupełnienia pierwotnego planu ruchu i zmiany w kierownictwie i dozorcze. Sposób dokonywania tych

zgłoszeń jest znany, nie ma zatem potrzeby nad nim się rozwodzić.

Zauważa się tylko, że w zgłoszeniu otwarcia ruchu należy podać, na którym polu górniczym kopalnia ma być prowadzona, oraz że zgłoszenie rozpoczęcia wierceń powinno być udokumentowane w analogiczny sposób, jak to podano w ustępie 1) odnośnie wierceń poszukiwawczych.

4. Inne zgłoszenia w ciągu ruchu eksploatacyjnego

W ciągu ruchu eksploatacyjnego będą dokonywane w miarę potrzeby także inne zgłoszenia, jak to i obecnie ma miejsce. A więc przede wszystkim ustalone Przepisami Prawidłowego i Bezpiecznego Prowadzenia Ruchu zgłoszenia dotyczące zamykania wód w głębszych, dowiercenia się ropy i gazu itp.

Z postanowień prawa górniczego wynikać mogą wnioski o odstąpienie na rzecz zakładu górniczego (kopalni) pewnych gruntów, których właściciel gruntu nie chce dobrowolnie odstąpić. Szczegóły co do tego przymusowego odstąpienia gruntów pomieszczono już w części pierwszej.

„O zamierzonym wstrzymaniu w całości lub w części ruchu zakładu górniczego przemysłowiec górniczy powinien zawiadomić Okręgowy Urząd Górniczy co najmniej na miesiąc naprzód” (art. 155) — a w wypadkach niespodziewanego, nagłego wstrzymania ruchu, w ciągu 3-ch dni po dniu, w którym zarządzono wstrzymanie ruchu. Jest to przepis analogiczny do dotychczasowego postanowienia § 36 kraj. ust. naft. W wielu wypadkach będzie to ostatnie zgłoszenie dotyczące danej kopalni.

Przypuszczamy, że ten, pod kątem formalnych przepisów prawa górniczego uczyniony przegląd życia kopalni od rozpoczęcia poszukiwania do wstrzymania ruchu, uwypukli pod niejednym względem to, co w I części o zamierzonej reformie powiedziano i ułatwi dyskusję nad samą reformą.

Byłoby bardzo wskazane, by rozpoczęła się dyskusja nad tak ważnym zagadnieniem tym bardziej, że po oddaniu niniejszego artykułu do druku rozpoczęła pracę komisja powołana przez Ministerstwo Przem. i Handlu dla opracowania nowego prawa górniczego. Nie można jeszcze przesądzać, w jakim kierunku pójdzie ta reforma, to jednak jest pewne, że obejmie ona także i minerały bitumiczne nowym prawem górniczym i nie uzna przynależności tych minerałów do własności gruntowej (akcesji).

Rozwój światowej produkcji ropy

(wg „Bergbau und Energiewirtschaft“, czerwiec 1948)

Rozwój przemysłu naftowego w świecie przypada na drugą połowę ubiegłego stulecia i od początku jego istnienia wydobycie ropy stale wzrasta. Rozwój ten ilustruje najlepiej poniższe zestawienie:

1860 — 60 693 t	1890 — 9 817 695 t
1870 — 700 818 t	1900 — 19 570 163 t
1880 — 3 897 203 t	1910 — 43 514 285 t

Światowa produkcja ropy w r. 1947 osiągnęła 409 610 000 t, co w porównaniu z produkcją w r. 1913 stanowi 10-krotny wzrost.

W podanej poniżej tabeli są zestawione cyfry dotyczące

produkcji ropy w najważniejszych krajach na całym świecie.

Stany Zjedn. A. P. zajmują od początku przodujące miejsce między krajami produkującymi ropę naftową i są głównym producentem ropy, ustępując jedynie pierwsze miejsce Rosji w latach 1898 do 1901. Początkowo w St. Zj. Pensylwania i Nowy Jork produkowały ropę („appalachijskie” pola naftowe), jako najważniejsze centra produkcji. Później zostały one znacznie zdystansowane przez Kalifornię i okęgi Mid-Continentu.

Na drugim miejscu znajduje się obecnie Wenezuela,

Światowa produkcja ropy
w tysiącach ton

Kraj	1913	1925	1929	1932	1933	1934	1935	1936	1937
Stany Zjednoczone	34 030	104 622	138 104	107 645	122 536	122 931	134 912	148 868	178 809
Wenezuela	—	2 884	20 402	17 085	17 293	20 112	21 990	22 945	27 771
ZSRR	8 803	6 960	14 477	21 413	21 849	24 218	25 240	27 385	28 596
Iran (Persja)	248	4 652	5 549	6 549	7 200	7 856	7 608	8 330	10 330
Meksyk	3 838	17 626	6 700	4 842	5 087	5 607	5 973	6 091	6 885
Rumunia	848	2 317	4 837	7 348	7 377	8 466	8 376	8 676	7 457
Irak	—	—	116	115	115	1 031	3 682	4 011	4 537
Argentyna	19	924	1 365	1 887	1 951	1 998	2 037	2 202	2 522
Kolumbia	—	144	2 911	2 288	1 834	2 417	2 453	2 614	2 932
Trinidad	72	637	1 215	1 425	1 345	1 533	1 642	1 863	2 262
Peru	276	1 220	1 777	1 313	1 762	2 162	2 253	2 324	2 428
Indie Holenderskie	1 526	3 066	5 239	5 093	5 535	6 055	6 082	6 438	7 262
Egipt	13	180	272	271	238	221	182	183	170
Wyspa Bahrein	—	—	—	—	4	41	184	636	1 061
Kanada	30	48	144	134	147	181	186	193	598
Inne kraje	2 865	3 104	3 507	3 133	2 938	3 387	3 584	3 731	4 146
Razem w świecie	52 573	148 384	206 615	180 541	197 211	208 216	226 384	246 490	286 966

Kraj	1938	1939	1940	1941	1942	1943	1944	1945	1946	1947
Stany Zjednoczone	170 690	171 053	180 900	189 929	187 500	203 300	239 800	244 579	234 000	250 000
Wenezuela	28 107	30 534	27 443	33 353	23 155	31 855	37 500	47 161	56 700	63 500
ZSRR	30 112	29 530	29 120	31 900	28 000	25 500	25 000	25 500	22 800	26 000
Iran (Persja)	10 358	10 367	10 475	8 479	8 500	9 648	14 580	17 108	19 497	19 800
Meksyk	5 523	6 547	6 721	6 571	4 885	5 896	5 076	6 133	7 040	7 200
Rumunia	6 871	6 228	5 915	5 200	5 100	5 284	3 507	4 479	4 193	3 800
Irak	4 368	4 116	3 239	1 683	1 240	3 659	3 948	4 351	4 700	4 700
Argentyna	2 415	2 651	2 915	3 033	3 319	3 458	3 480	3 259	2 976	3 000
Trinidad	2 583	2 711	2 774	2 967	3 850	3 080	3 150	3 079	2 890	2 900
Peru	2 222	1 799	1 775	1 574	2 048	1 930	2 025	1 934	1 663	1 700
Indie Holenderskie	7 394	7 949	7 939	6 885	1 160	—	—	1 359	300	700
Egipt	226	658	865	1 149	1 100	1 267	1 338	1 341	1 280	1 300
Wyspa Bahrein	1 135	1 033	960	927	419	1 090	1 000	1 001	1 100	1 100
Kanada	898	997	1 149	1 298	1 333	1 278	898	891	980	850
Arabia	67	658	727	801	645	747	1 240	2 849	8 200	12 000
Burma	1 061	1 087	1 068	1 069	—	—	—	—	—	—
Borneo Bryt.	914	940	932	897	—	—	—	300	300	1 850
Polska	595	513	512	500	600	350	—	—	—	—
Niemcy	552	741	1 081	960	807	777	779	—	642	550
Austria	75	144	413	625	871	1 104	1 200	—	846	760
Indie	351	321	311	314	340	353	350	356	—	—
Japonia	356	380	377	378	—	—	—	—	—	—
Ekwador	312	322	325	316	308	360	—	—	307	300
Węgry	43	142	237	650	1 000	1 200	—	—	685	600
Kuwait	—	—	—	—	—	—	—	—	800	2 700
Kolumbia	3 118	3 068	3 615	3 502	1 477	3 143	3 250	3 233	4 181	3 500
Inne kraje	200	500	500	2 000	—	—	—	—	1 150	1 300
Razem w świecie	280 535	284 989	292 288	306 961	287 657	305 279	348 121	368 913	376 453	409 610

która w ostatnich latach bardzo wydatnie zwiększyła swoje wydobycie ropy.

Trzecie miejsce zajmuje ZSRR, w którym z powodu działań wojennych produkcja ropy spadła z 31,9 milionów ton do 25,5 milionów ton w r. 1945, a następnie wzrosła do 26 milionów ton w r. 1947.

Dawniej przejściowo Meksyk zajmował poczesne miejsce między krajami naftowymi, osiągając w 1921 r. ponad 25% światowego wydobycia.

Obok wyżej wymienionych wyróżniają się w światowym zaopatrzeniu w naftę następujące kraje: Rumunia, Argentyna, Peru, Kolumbia, Trinidad i Indie Holen-

derskie; do nowych bardzo wydajnych producentów od r. 1939 należą Iran i Irak.

Polska, która przed pierwszą wojną światową produkowała ok. 5% światowego wydobycia, współuczestniczy obecnie zaledwie w 0,03% wydobycia.

W Niemczech, które w r. 1940 wydobyły 1 milion ton, datuje się od tego roku silny spadek i w r. 1946 produkcja niemiecka wynosiła 642 000 t, a w 1947 r. 578 000 t. Ten stały spadek produkcji ropy jest spowodowany rabunkową gospodarką podczas drugiej wojny światowej.

Zestawił inż. J. Wojnar

Przegląd światowego rynku naftowego w lipcu i sierpniu 1948 r.

Charakterystyczną cechą światowego rynku naftowego w ciągu bieżącego lata był pewien zastój w zakresie dokonywanych transakcji.

Popyt na benzynę motorową, bardzo silny w ciągu czerwca, uległ następnie znacznemu osłabieniu w wyniku panującej zarówno w Europie jak i Stanach Zjednoczonych dżdżystej pogody, która wpłynęła na zmniejszenie zużycia tego paliwa dla celów wycieczkowych. Z drugiej strony spóżyte benzyny na terenie Stanów Zjednoczonych, będących jej głównym konsumentem, było hamowane ciągle powtarzającymi przez czynniki oficjalne wezwaniami do jak największych oszczędności w tej dziedzinie. Wezwania te podkreślają, że jedynie na drodze daleko posuniętych dobrowolnych oszczędności tego rodzaju uda się uniknąć przywrócenia racjonowania benzyny. Również towarzystwa naftowe, idąc po linii życzeń rządu, podkreślają stale w stosunku do swoich odbiorców konieczność oszczędnej gospodarki benzyną i innymi produktami naftowymi.

W zakresie transakcji eksportowych zanotowano na rynku amerykańskim w ciągu lipca stosunkowo małą ilość sprzedaży, co było spowodowane w pewnej mierze nieustępliwym stanowiskiem sprzedawców, nie chcących oferować ładunków tankowcowych najbardziej popularnego gatunku amerykańskiej benzyny eksportowej, jakim jest 70/72 oktanowa etylizowana, poniżej osiągniętego z końcem maja poziomu \$ 51.— za tonę f.o.b. Zatoka Meksykańska. Na mały zakres transakcji eksportowych zarówno benzyny jak i innych paliw płynnych na rynku amerykańskim wpływał również w dużej mierze fakt oczekiwania, tak przez sprzedawców jak i kupujących, na ogłoszenie przez Departament Handlu USA ilości poszczególnych produktów naftowych, dopuszczonych do eksportu w II kwartale br. Ilości te zostały ogłoszone dopiero 10 sierpnia, zawierając między innymi 590 000 ton benzyny motorowej.

Poza kilkoma sporadycznymi wypadkami sprzedaży ładunków tankowcowych po \$ 48,60 za tonę, cena benzyny motorowej utrzymywała się na niezmiennym poziomie do połowy sierpnia, gdy nastąpił jej spadek na \$ 49,50 za tonę f.o.b. Zatoka Meksykańska. Charakterystycznym jest, że cena ta jest identyczna również dla innych etylizowanych benzyn motorowych do 78-oktanowej włącznie.

Również skutkiem zmniejszonego popytu zniżkowałą w połowie sierpnia nafta świetlna, spadając z \$ 37,30 na \$ 35,70 za tonę f.o.b. Zatoka Meksykańska.

Olej gazowy zniżkowałą w tym samym czasie z \$ 38,75 na \$ 37,20 za tonę f.o.b. Zatoka Meksykańska. Cena ta jest dziś płacona za wszystkie gatunki tego paliwa o indeksie Diesla od 45 do 58.

Drobna ilość transakcji na rynku amerykańskim w zakresie paliw płynnych znajduje swe odzwierciedlenie w obrotach olejami smarowymi, które w omawianym okresie były bardzo ograniczone pod względem ilościowym. Specjalnie charakterystycznym momentem w odniesieniu do tych produktów był stosunkowo bardzo niski popyt na nie ze strony kupujących zagranicznych, będący wynikiem niedysponowania przez tych ostatnich odpowiednimi kwotami dolarowymi.

Poza tym na ograniczenia popytu wpływały restrykcje wywozowe na produkty naftowe stosowane w Stanach Zjednoczonych od wiosny br.

W rezultacie amerykański rynek olejowy zaczął przejawiać zniżkowe tendencje cen, które wystąpiły po raz pierwszy w końcu lipca, akcentując się wyraźnie w pierwszej połowie sierpnia. Na ogół zniżka objęła w silniejszym stopniu oleje wysoko-wartościowe, na które popyt zmniejszył się silniej, niż miało to miejsce przy tańszych olejach niższej jakości. Oleje pensylwańskie zniżkowały w granicach 6 do 10%, natomiast spadek cen olejów teksaskich wyniósł przeciętnie 5%.

W sierpniu notowano f.a.s. New York wraz z opakowaniem beczkowym:

olej wrzecionowy	\$ 69,—	za tonę
„ silnikowy letni	„ 154,50	„ „
„ cylindrowy do pary przegrzanej	„ 159,—	„ „
brightstock	„ 169,50	„ „

Natomiast f.a.s. New Orleans notowano między innymi brightstock zachodnio-teksaski beczkowo \$ 144,— za tonę w porównaniu z poprzednią ceną \$ 152,—.

Jedynym wyjątkiem w powyższej ogólnej zniżce cen olejów amerykańskich były oleje białe, które nieznacznie zwyżkowały w pierwszej połowie sierpnia, najprawdopodobniej w wyniku poważnych zakupów tych produktów, dokonanych w tym czasie przez importerów indyjskich. W tej grupie olejów zanotowano następujące ceny f.a.s. New York w opakowaniu beczkowym:

olej biały techniczny	\$ 132,—	za tonę
„ „ medycyna	„ 226,50	„ „

Zniżka cen objęła również amerykański rynek parafinowy, na którym notowano w sierpniu parafinę o punkcie topnienia 51/52°C \$ 174,60 za tonę f.a.s. New York w porównaniu z poprzednią ceną \$ 184,25.

Należy jednak dodać, że szereg sprzedawców parafiny utrzymuje swoje eksportowe oferty na poziomie ok. 15% wyższym od cen notowanych, co również jest wynikiem restrykcji wywozowych, które rozciągają się także na parafinę.

Naftowy rynek europejski był nacechowany w omawianym okresie również słabą tendencją, wynikającą zarówno z sytuacji na rynku amerykańskim, jak i z kształtowania się stawek frachtowych na rynku tankowcowym.

Niski poziom stawek tankowcowych jest wynikiem bardzo niewielkiego popytu na wolny tonaż, co odzwierciedla zmniejszenie się ilościowego zakresu transakcji na światowym rynku naftowym w ciągu omawianych dwóch miesięcy. Na ogół koła armatorów tankowcowych liczą się ze wzrostem popytu na tym rynku w okresie zwiększonych przewozów jesiennych, w związku z czym zawierane umowy charterowe odnoszą się w większości do podróży pojedynczych i stypulują stosunkowo szybkie terminy załadunku. Natomiast większość armatorów wstrzymuje się od zawierania charterów na podróże konsekwentne, względnie pojedyncze o późniejszych datach załadunku, na bazie dzisiejszych stawek, które jak się zdaje, osiągnęły już dolny płafon rynku tankowcowego.

K. Tarnowski

Badania w zakresie geologii naftowej w St. Zjedn. A. P.

(wg P. P. Gudkowa w „Izwestiach Akad. Nauk ZSRR“, nr 4, 1947)

Informacje dotyczące badań w zakresie geologii naftowej zostały od czasu opublikowania tej pracy znacznie uzupełnione, dzięki postępowi uzyskanym w stosowanych nowych metodach badawczych oraz dzięki badaniu zjawisk fizykochemiczno-biologicznych.

Redakcja

W biuletynie Amerykańskiego Stowarzyszenia Geologów Naftowych zaczyna ukazywać się coraz więcej prac z genetyki ropy, zaś Komitet Badawczy Stowarzyszenia w 1940 r. podejmuje prace, zmierzające do poznania:

1. procesów sedymentacji i powstawania osadów, mogących być zbiornikami ropy i gazów,
2. wód podziemnych na polach produkcyjnych,

3. substancji macierzystej ropy i dalszej przemiany tej substancji,
4. migracji i akumulacji ropy.

Celem zestawienia prac tych grup, Komitet Badawczy przeprowadził specjalną ankietę oraz zwołał konferencje poświęcone:

1. problemowi genezy ropy,
2. sedymentacji utworów osadowych, oraz
3. metodom poszukiwań nowych złóż ropy i gazów.

W 1942 r. Komitet Badawczy przystąpił do wydawania rocznych przeglądów, omawiających nowe myśli, zasady i metody w dziedzinie geologii ropy w literaturze geologicznej i tektonicznej całego świata. W końcu 1945 r. Instytut

Badawczy Stowarzyszenia Geologów Naftowych wyłonił specjalną komisję dla koordynowania prac oraz opracowywania ogólnego planu badań w zakresie geologii ropy. Komisja ta koordynuje prace Narodowej Rady Badawczej, Komitetu Badawczego Stowarzyszenia geologów naftowych, Amerykańskiego Stowarzyszenia Geologicznego, Amerykańskiego Instytutu Naftowego, Instytutów naukowych Karnegi i Mellona, Głównego Instytutu Geologicznego USA, jak również laboratoriów setek uniwersytetów, szkół i wielu prywatnych towarzystw naftowych.

1. Prace w zakresie genezy ropy

Stan obecnych wiadomości o genezie ropy został nawświetlony przez Healda. Według niego należy uważać za fakty ustalone:

1. pochodzenie organiczne ropy,
2. związek substancji organicznej z morskimi osadami przybrzeżnymi, oraz
3. przemianę pierwotnej substancji organicznej w ropę przy stosunkowo niskiej temperaturze (prawdopodobnie nie wyżej 200°F).

Te warunki, zdaniem Healda, określają warunki fizykochemiczne, w których muszą być przeprowadzone badania laboratoryjne dla wyjaśnienia procesów przemiany pierwotnej substancji organicznej w ropę i gazy.

Cox uzupełnił te zasady:

1. że ciśnienie przy procesie transformacji ropy nie mogło być większe niż 2165 funtów na cal kwadratowy (ok. 150 atm.), chociaż może osiągać i większe wartości na skutek zwiększenia gęstości pierwotnych warstw osadowych oraz nacisku poziomego;
2. że czas, potrzeby dla zupełnego przeistaczania pierwotnej substancji organicznej, nie jest większy od 1 miliona lat.

Duże znaczenie mają badania mikroskopijne ropy, ponieważ mogą one wyjaśnić nie tylko wiele dotyczących spraw genezy ropy, lecz również mogą służyć do korelacji ropy różnego wieku, ustalenia substancji macierzystej ropy oraz stwierdzenia śladów migracji.

2. Badania współczesnych osadów morskich

Najbardziej pełne ujęcie poglądów w tej dziedzinie znajdujemy w dziele P. Shepparda pt. „Osady współczesne”, które jest niejako dalszym ciągiem znanej pracy Twenhofela „Treatise on sedimentation”. Rozdziały tej pracy stanowią: przenoszenie materiału, oceanografia i procesy osadzania się, osady związane ze strefą przybrzeżną (delty, laguny, strefa przypływu), przybrzeżne osady morskie, głębokowodne osady, specjalne cechy osadów, spowodowane szybkością osadzania się, działalnością bakterii, charakterem materiału organicznego itd., oraz metody badań.

Jeżeli chodzi o problemy genezy ropy, to specjalne znaczenie mają zawarte we wspomnianym dziele Shepparda o osadach kontynentalnych oraz Shepparda i Revelle'a, które ustalają zależność charakteru osadów i zawartości w nich substancji organicznej od kształtu dna morskiego.

Badania następnych lat były skierowane na wyjaśnienie różnorodności składu i struktury osadów w zależności od wszystkich stadiów ich formowania się, od chwili powstania z tego lub innego źródła, poznanie specjalnych cech, nabytych w czasie przenoszenia materiału, jak również fizykochemicznych i biologicznych warunków w miejscu gromadzenia się oraz wszelkich zmian doznanych pod wpływem procesów diagenetycznych. Tym problemom poświęcono cały szereg prac opublikowanych w „Journal of Sedimentary Petrology”.

3. Badanie starych utworów osadowych

W ciągu ostatnich lat zostało opublikowanych dużo prac z zakresu sedimentacji, czyli nauki o starszych utworach osadowych, w odróżnieniu od sedimentacji, traktującej o utworach nowych. Rozdział taki jest oparty na tym, że sedimentacja jest rozdziałem geologii fizycznej, gdy natomiast sedimentologia jest gałęzią petrografii osadowej i podaje historię powstawania każdego utworu.

Najbardziej charakterystyczną pracą w tej dziedzinie jest „Diastrofizm i ewolucja utworów osadowych” Krynina. Według niej początkowe cechy utworów osadowych znaj-

dują się w zależności od faz diastrofizmu, zmieniających się w historii każdego kontynentu. Procesy tektoniczne i orogeniczne, charakteryzujące poszczególne fazy diastrofizmu, nie tylko warunkują kształty, wpływając przez nie pośrednio na klimat, lecz określają również głębokość i intensywność metamorfizmu i aktywności wulkanicznej, wprowadzając w strefy erozji różne warstwy skorupy ziemskiej.

Główne fazy diastrofizmu, którym odpowiadają różne typy osadów, są następujące:

1. faza penepleny lub dogeosynkinalna,
2. faza geosynkinalna, oraz
3. faza pogeosynkinalna (lub organiczna).

W tym zasadniczym schemacie faz utworów osadowych mogą zachodzić lokalne komplikacje w związku z szeroką działalnością lodowców i wulkanów.

Opierając się na poprzednich wywodach, Krynin podaje klasyfikację utworów osadowych, analogicznie jak dla utworów magmowych. Klasyfikacja jest opisowa i genetyczna w zależności od składu mineralogicznego (jako punktu wyjściowego) oraz tekstury, jako wyniku zmieniających się procesów, przy czym te obydwie główne cechy są zależne od diastrofizmu.

Praktyczne niejako zastosowanie swoich poglądów przy poszukiwaniach za ropą, daje Krynin w pracy „Osady i poszukiwania za ropą”. Punktem wyjściowym jest fakt, że ropa przedstawia jeden z wyników procesów sedimentacji i jest częścią utworów osadowych. W stanie rozproszonym ropa znajduje się w utworach najbardziej różnowiekowych, lecz w stanie skoncentrowanym spotyka się tylko w niektórych miejscach, powierzchnia sumaryczna których wynosi nie więcej niż 3% ogólnej powierzchni występowania utworów osadowych.

Według nowych pojęć, koncentracja ropy określa się ruchem jej do najbardziej wyniesionych części podziemnych, zamkniętych zbiorników, określonych przez amerykańskim mianem rezerwoarów lub „trapsy”.

Schematycznie te rezerwoary mogą być dwóch typów: strukturalnego oraz stratygraficznego (wg Krynina — litologicznego). Na obszarach typu strukturalnego koncentracja ropy jest wynikiem migracji jej na większe lub mniejsze odległości, wywołanej deformacjami struktury skorupy ziemskiej po okresie powstania danej serii osadowej. Przy poszukiwaniach złóż tego typu należy się kierować danymi badań geologicznych.

Na obszarach litologicznych akumulacja ropy jest bezpośrednio związana z procesami powstawania osadów, co jest powodem, iż dotychczas nie znamy specjalnych sposobów wyszukania takich złóż, oprócz wierceń „dziwicznych”. W tym wypadku badania petrograficzne mogą być bardzo pomocne. Powinny być one skierowane na wyszukanie różnic petrograficznych między obszarami pozbawionymi ropy i obszarami ze złożami ropnymi.

Prace Krynina stwierdzają również, że przed ostateczną akumulacją ropy w częściach strukturalnie najwyższych następuje znaczna koncentracja ropy również i w okresie wcześniejszym, litologicznym. Wskazane jest więc podzielić obszary naftowe przede wszystkim na dwa typy: w jednym proces tworzenia się złóż trwa ciągle i kończy się w stadium petrogenety, w drugim proces ten rozpoczyna się fazą litologiczną i kończy się w okresie deformacji strukturalnej warstw.

Możliwość powstawania tego lub innego typu złóż zależy od początkowej porowatości oraz przepuszczalności utworów, które mogą być zbiornikami, gdyż jest rzeczą oczywistą, iż tworzenie się złóż przeważnie strukturalnych jest zależne od cech utworów, umożliwiających konieczną dla tego typu migrację ropy. Z drugiej strony, są możliwe również wtórne zmiany cech petrograficznych utworów, wpływających na powstawanie nieregularnych typów złóż.

4. Prace paleontologiczne

Prace paleontologiczne wykonane w latach 1939—45, mające pośredni lub bezpośredni związek z geologią ropy, można podzielić na kilka grup. Najważniejszymi z nich są prace z dziedziny szczegółowych badań foraminiferów (otwornic) w przekrojach pionowych jednego i tego samego rejonu. Celem tych prac było wydzielenie możliwie większej ilości stref i ustalenie możliwie dokładnej korelacji utworów na obszarach tak pola jak i w obrębie danego rejonu. W ten

sposób udało się podzielić przekrój stratygraficzny pół Kalifornii, Oklahomy i Louisiany na strefy o miąższości do 3 i nawet 1 metra. Najpełniejsze ujęcie tych badań dał w swej pracy G. Wissler o stratygrafii stref z *Productus* na polach Los Angeles. Podział na strefy („zony”) oparty jest na ogół na:

1. granicach występowania pewnych gatunków lub grup foraminiferów,
2. względnej ilości niektórych gatunków lub grup, oraz
3. specjalnie masowym występowaniu form foraminiferów, tworzących czasem do 90% i więcej ogólnej ilości mikrofauny.

Druga grupa prac paleontologicznych stanowią monografie opisowe składu organicznego warstw jednowiekowych w obrębie jednego Stanu, celem podziału na pigtra, strefy i podstrefy. Tu należy wymienić pracę R. K. Kleinpella o stratygrafii miocenu Kalifornii, B. Laiminga o eoceńskich foraminiferach Kalifornii oraz P. Gudkowa o górnej kredzie Wielkiej Doliny Kalifornii. Do tejszej grupy należy zaliczyć różne opisy foraminiferów z różnych formacji.

Nowy kierunek w pracach geologów amerykańskich zakreślają bardziej systematyczne badania skamielin mikroskopijnych, które dotąd nie były wykorzystywane ani dla określania wieku ani dla celów korelacji.

Bardzo ciekawe wyniki dały badania łusek rybich oraz ostrakod. Prace nad ostatnimi stwierdziły możliwość posługiwania się nimi jako skamielinami przewodnimi i to pewnymi, na skutek ich bardzo ograniczonego pionowego występowania.

Zwrócono uwagę na badania kopalnych nasion traw. M. K. Elias dochodzi w swych badaniach do wniosku o możliwości posługiwania się tymi skamielinami jako przewodnimi w utworach trzeciorzędowych o cechach klimatu suchego.

Z innych prac w dziale foraminiferów należy zanotować katalog foraminiferów, wydany przez F. Eliasa i R. Messina. Praca ta ukazała się w 1940 r. w 29 tomach i zawiera opisy i rysunki wszystkich znanych do tego czasu foraminiferów. Później zostały wydane dodatkowo 7 tomów, w których uzupełniono gatunki poznane później lub mylnie nie wyliczone w poprzednim wydaniu. Jak dotychczas, jest to monumentalna praca z dziedziny foraminiferów, systematyzująca prace uczonych za okres poprzednich 150 lat.

5. Prace z zakresu stratygrafii

Większość poprzednio publikowanych prac z zakresu stratygrafii była poświęcona opisom składu litologicznego, charakteru zawartych skamielin oraz miąższości rozlicznych serii i formacji. Jednak począwszy od 1939 r. obserwuje się w pracach dążenie do badań stratygraficznych z punktu widzenia genetycznego i historycznego, a mianowicie:

1. do analizy wszystkich cech, jakiejś poszczególnej warstwy celem poznania warunków sedymentacji,
2. do poznania poszczególnych formacji lub nawet poszczególnych serii, rozpowszechnionych na danym obszarze, celem odtworzenia warunków sedymentacji i zmian tych warunków w czasie i przestrzeni oraz
3. do korelacji jednowiekowych lecz różnych co do charakteru utworów, tworzących osady na różnych obszarach.

6. Klasyfikacja zbiorników ropnych oraz akumulacji ropy i gazu

W licznych pracach z tej dziedziny rozróżnia się dwa typy zbiorników: 1) związanych ze strukturą, 2) powstałych w związku z lokalnymi zmianami w porowatości, przepuszczalności, wtórnej cementacji itp. Takie najprostsze ujęcie widzimy u K. Healda. W. Hervy wprowadził uzupełnienia: zbiorniki, powstałe na skutek lokalnych zmian w pokładach, podzielił on na tzw. depozycyjne (z pierwotnymi zmianami porowatości) i diagenetyczne (ze zmianami porowatości na skutek zmian wtórnych). Taka klasyfikacja została przyjęta również i przez W. Wilsona, uznając, że termin „typ stratygraficzny” zbiorników zupełnie pokrywa się z typem zbiorników, powstałych na skutek zmiennej przepuszczalności utworów.

Jednak H. Lorelly na nowo zdefiniował termin „stratygraficzny”; zaliczył on do tego typu wszystkie wypadki powstawania zbiorników związanych z lokalnym zni-

kaniem części pokładu na skutek niezgodnego zalegania.

S. Pirson rozróżnia trzy główne typy zbiorników: litologiczny (lub stratygraficzny), strukturalny oraz kombinowany, strukturalno-stratygraficzny. W zależności od charakteru procesów genetycznych, doprowadzających do ostatecznej akumulacji ropy, Pirson dzieli każdą z klas na podklasy i typy. Inni autorzy proponują nieco inny podział, oparty o cechy zewnętrzne występowania tych zbiorników (rzutowe, wyklinowywania się, diapirowe itd.).

Liczne prace z zakresu migracji i akumulacji ropy zostały na wniosek Colorado School of Mines opracowane i usystematyzowane w pracy zbiorowej szeregu autorów, składającej się z trzech części.

Część pierwsza omawia ogólny charakter migracji; tutaj są przytoczone fakty, stwierdzające możliwość lokalnego powstawania ropy i znacznej jej migracji.

W części drugiej poddaje się analizie problemy migracji i akumulacji ropy, zawierające: 1) możliwe typy koncentracji, 2) możliwe formy węglowodorów podczas migracji i akumulacji, 3) źródło i sposoby migracji i lokalizacji nagromadzeń ropy, 4) czas powstawania ropy oraz okres jej nagromadzenia.

Część trzecia zawiera przegląd różnych teorii migracji i akumulacji, z licznymi odwoływaniami się na literaturę oraz niepublikowane opinie różnych autorów.

Najciekawsze wnioski, jakie z tej pracy wypływają są te, że wiadomości o charakterze węglowodorów, z których powstaje ropa w najwcześniejszym stadium ich ewolucji, są bardzo ograniczone, oraz że proces migracji ropy dotąd można było obserwować jedynie na próbach laboratoryjnych, ponieważ jednak czynnik czasu i wpływ przy tym wielu innych czynników nie mogą być należycie ujęte, przeto te doświadczenia nie mogą dać pewnych wyników.

Praktyczne rozwiązanie tego problemu wymaga tak regionalnych, jak również lokalnych badań paleontologicznych i paleogeograficznych. Tylko przy takim wielostronnym zbadaniu można podejść do wyswietlenia kwestii o czasie powstawania i nagromadzenia węglowodorów, pochodzeniu utworów, w których zachodziło powstawanie ropy oraz o stosunku tych utworów do innych, stanowiących zbiorniki ropy i gazu.

7. Metody poszukiwań nowych pól ropnych i gazowych

Historia przemysłu naftowego St. Zjedn., a zwłaszcza Kalifornii, wskazuje, że każda ze stosowanych w różnych czasach metod poszukiwań pól ropnych, przestaje być aktualna w ciągu zaledwie kilku lat. Poszukiwania oparte prawie wyłącznie na śladach ropy lub gazu na powierzchni są już ukończone. Kartowanie geologiczne, mające za cel ustalenie położenia antyklin i wysadów, przestało dawać pozytywne wyniki, kiedy większość z tych „struktur” została zbadana wierceniami.

Metody sejsmiczne, które wyparły poprzednie kartowanie geologiczne, nie mogły mieć zastosowania do poszukiwań złóż „stratygraficznych”, stanowiących główny cel obecnych poszukiwań w St. Zjedn. Tym też tłumaczy się znaczne zmniejszenie nowych odkryć po 1939 r.

Komitet badawczy Ass. of Petrol. Geologists w styczniu 1942 r. zwrócił się do swoich członków z ankietą: „Co należy uważać za najbardziej racjonalne podejście do poszukiwań nowych złóż ropy i gazu?”. Odpowiedzi zostały opublikowane w sprawozdaniu Komitetu 1. IV. 1942 r. Następnie C. Hughes opublikował graficznie opracowaną klasyfikację tych odpowiedzi, z której wynika, że prawie 55% odpowiedzi dotyczy tych lub innych sposobów udoskonalenia i detalizacji badań stratygraficznych; około 25% zaleca koordynację badań geologicznych (głównie „stratygraficznych”) łącznie z badaniami sejsmicznymi; 15% uważa za dostateczne stosowanie tylko badań sejsmicznych; mniejsza część geologów (około 10%) wierzy w powodzenie stosowania metod geochemicznych (głównie analizy gleby).

Kwestii metod poszukiwań nowych złóż jest poświęcona duża praca Levorsena, w której autor podkreśla konieczność odkrycia nowych obszarów. Według autora przy tych poszukiwaniach należy mieć na uwadze zasady:

- 1) ogólnego kierunku wyklinowywania się porowatości w górę upadu warstw, oraz

2) tzw. „warstw geologicznych“ lub serii utworów, oddzielonych jedna od drugiej silną niezgodnością warstwowania.

Autor zaleca stosowanie jako zasady konieczność zwiększenia wydatków na prace geologiczne, bezpośrednio poszukiwawcze. Rozwój badań geologicznych powinien — zdaniem autora — być skierowany na:

1. wyjaśnienie, jakie utwory w danym rejonie należy uważać za macierzyste,
2. wyjaśnienie przyczyn, dlaczego niektóre obszary w zasadzie pozytywne dla akumulacji węglowodorów, nie dały pozytywnych wyników,
3. ustalenie przyczyn, dlaczego na niektórych obszarach (np. Sumatra, Wenezuela, góry Skaliste) ropa występuje nie obok solanek lecz wód słodkich lub prawie słodkich,
4. poznanie stratygraficzne i podział każdej serii utworów na różne typy.

Za najbliższe zadanie praktyczne Levorsen uważa szczegółową stratygraficzną analizę każdego utworu. Ta praca powinna być oparta na krytycznym przeglądzie wszystkich utworów, wychodzących na powierzchnię, jak również różnego rodzaju próbek z otworów i zestawieniu takich badań z wynikami badań elektrycznych w otworach, analizami porowatości i przepuszczalności warstw przewierconych, jak również analizami zawartości w nich ropy, gazu i wody z danymi geofizycznymi i geochemicznymi i w ogóle ze wszystkimi badaniami, które mogą sprzyjać określeniu przebiegu pasów wyklinowywania się porowatości i powierzchni niezgodności między zalegającymi jedna na drugiej seriami. Dla celów przeglądowych wyżej wymienionych danych autor zaleca układanie map paleogeograficznych i innych, uwidoczniających zmiany facji, składu litologicznego, miąższości oraz wyników analiz stratygraficznych jakościowych i ilościowych oraz geochemicznych.

Streścił inż. A. Kisłow

Ropy Środkowego Wschodu

W miesięczniku „Institute of Petroleum Review“, z maja br., ukazał się artykuł L. C. Strang'a z Anglo-Iranian Oil Co., omawiający właściwości rop z basenu irańskiego. Z uwagi na obecną przeróbkę rop perskich w naszych rafineriach, podajemy poniżej ten artykuł w streszczeniu.

Ropy ze Środkowego Wschodu, które są coraz ważniejsze pod kątem widzenia zaopatrzenia świata w produkty naftowe, charakteryzują się korzystnym stosunkiem zawartości składników lekkich i ciężkich, a tym samym są surowcem dla wielu pożądaných produktów.

nafty świetlne można otrzymać przez ekstrakcję naft surowym dwutlenkiem siarki lub innymi rozpuszczalnikami, podczas gdy wysoko aromatyczne ekstrakty są cennymi składnikami paliw motorowych oraz paliw traktorowych. Tak jak przy benzynie, nafty te wymagają procesu „słodzenia“, np. kwasem i plumbitem, na skutek małych zawartości merkaptanów. Nafty mniej wartościowe można też otrzymać przez samo kwaszenie, bez uciekania się do ekstrakcji rozpuszczalnikowej.

Szczególnie cenna, zwłaszcza z uwagi na dający się obecnie

	Haft, Kel, Iran	Gach Saran, Iran	Kirkuk, Irak	D a m m a n	
				Saudi Arabia	Kuwait
ciężar właściwy 15,6° C	0,836	0,866	0,844	0,852	0,860
siarka — %	1,2	1,6	2,0	1,6	2,2—2,5
Destylacja Hempla w % objęt. (średnio):					
benzyna lekka	10,1	9,7	11,3	8,0	9,1
benzyna lekka — ciężka	33,6	28,2	32,8	30,0	28,7
nafta	11,5	9,0	15,7	11,8	8,3
olej gazowy	19,9	16,5	14,0	21,8	16,6
olej smar. nie wiskozny	10,5	9,3	9,9	11,4	9,5
olej smar. średni	3,2	3,4	2,6	4,4	3,6
olej smar. ciężki	—	—	—	—	—
pozostałość	20,8	32,4	23,8	20,4	31,9
straty	1,5	1,3	1,2	0,7	1,4

Ropy te, mimo że różnią się między sobą, należą wszystkie do grupy „pośredniej — parafinowej“, według klasyfikacji U. S. Bureau of Mines.

W skali rop grupy „pośredniej“ zbliżone są one do krańca parafinowego i odznaczają się stosunkowo wysoką zawartością siarki.

W załączonej tabeli podane są właściwości rop z poszczególnych obszarów produkcyjnych.

Benzyzny wprost oddestylowane mają stosunkowo niskie liczby oktanowe, czemu jednak można zaradzić przy pomocy nowoczesnej techniki. Zawierają one małe ilości merkaptanów alkiłowych oraz siarczków i tym samym wymagają rafinowania zwykłymi sposobami (np. kwasem i plumbitem), lecz zachodzą tu dość duże różnice między poszczególnymi kopalniami. Benzyzny do 150° C zawierają związki aromatyczne w ilości od 5—9% (benzen, toluen, ksyleny i etylbenzen). Można otrzymać dobre paliwo motorowe przez zmieszanie benzyny wprost oddestylowanej z benzyną, utrzymaną przez termiczne reformowanie ciężkiej benzyny wzgl. krakowanie destylatu parafinowego.

Nafty zawierają około 18% (obj.) związków aromatycznych i wykazują „punkt kopcenia“ = 20 do 23 mm (wyk. płomienia w lampie bez kopcenia). Bardzo dobre

odczuwać światowy brak olejów paliwowych, jest dobra wydajność i wysoka jakość destylatów olejów paliwowych. Frakcja oleju gazowego, na skutek charakteru wybitnie parafinowego, odznacza się niezwykle wysoką liczbą cetanową (około 50) i nadaje się szczególnie do Diesli o dużych szybkościach; olej ten posiada także zadawalającą wiskozę i temperaturę krzepnięcia.

Celem uzyskania jak największej wydajności tego oleju paliwowego, wskazane jest ograniczenie do minimum pozostałościowego oleju opałowego. Pozostałość, która jest parafinowa i o dużej wiskozie, może być ulepszona zabiegami termicznymi, a także część destylatów parafinowych może być poddana krakowaniu termicznemu.

Frakcja oleju smarowego zawiera parafinę i ma niski indeks wiskozowy, lecz można otrzymać oleje smarowe o dobrym kolorze i trwałości chemicznej, od oleju wrzecionowego do ciężkiego cylindrowego, za pomocą odparafinowania, selektywnej rafinacji i końcowego proskowania.

Do innych cennych produktów, które można otrzymać z tych rop, zaliczyć należy handlowe sorty parafiny, asfalt o penetracji 80 do 100 przy 25° C oraz surowiec do katalitycznego krakingu w celu otrzymania wysoko oktanowych benzyn.

Streścił Inż. R. Glaser

Przetwory chemiczne z ropy naftowej

(wg „Petroleum“, maj 1947)

Shell Petroleum Company przystępuje do budowy fabryki dla produkcji przetworów chemicznych z ropy naftowej w miejscowości Thornton-le-Moors, Cheshire w Anglii. Początkowa produkcja fabryki ustalona została na 24 tys. ton rocznie z możliwością dalszej rozbudowy.

W pierwszej fazie wyrabiane będą następujące chemikalia: aceton, etyl metylo-ketonowy, izobutyl metylo-ketonowy, alkohol izo-propylowy, alkohol diacetonowy, drugorzędny alkohol butylowy, trzeciorzędny alkohol butylowy, tlenek mezytylu, izobutyl metylowy, eter izo-propylowy, karbid metylo-izo-butylowy.

Produkcja nowej fabryki pokryje w dużym zakresie potrzeby rynku krajowego, zaspokajane dotychczas głównie importem ze Stanów Zj. A. P., oszczędzając wydatki w wysokości ok. 4 mil. dolarów rocznie. Zastosowane zostaną najnowsze zautomatyzowane urządzenia tej fabrycy, tak że potrzebnych będzie do obsługi jedynie ok. 200 pracowników. Wartość produkcji przypadająca na jednego pracownika będzie najwyższą z wszystkich dotychczasowych fabryk w W. Brytanii.

Przetwory chemiczne otrzymywane z tej fabryki znajdują zastosowanie bezpośrednio lub pośrednio w bardzo szerokim zakresie wytwórczości przemysłowej oraz potrzeb społeczeństwa. Wymienimy najważniejsze:

1. Rolnictwo, ogrodnictwo itp.:
środki owado- i grzybobójcze, do rozpylania, do niszczenia zielska, pobudzające vegetację, do prania.
2. Budownictwo:
konserwacja drzewa, mieszanki cementowe.
3. Środki kosmetyczne, farmaceutyczne, perfumy i dezynfekcyjne.

4. Środki czyszczące dla celów domowych i przem.
5. Środki techniczne do rozpuszczania kwasów, oczyszczania rudy, powlekania metali i obróbki, oraz oleje dla rdzeni odlewniczych.
6. Szpitalnictwo:
środki czyszczące, znieczulające, do konserwacji specyfików.
7. Skóry i futra:
środki do wyprawiania skór i futer.
8. Farby:
lakiery, farby malarskie, utrwalacze, rozpuszczalniki, środki konserwujące wyprawę drzewną itp.
9. Masy plastyczne:
chemikalia lub rozpuszczalniki dla produkcji żywic, mas pokrywających, fenole, sklejki dla dykty.
10. Guma:
surowiec gumowy oraz przygotowywanie środków do produkcji nieprzemakalnych materiałów.
11. Marynarka:
środki dla użytkowania wody morskiej do pralni, czyszczenia, umebłowania oraz do konserwacji sprzętu i wnętrza.
12. Tekstylija:
wyroby jedwabne, nieprzemakalne, środki do farbowania materiałów i czyszczenia.
13. Różne zastosowania:
środki służące do sporządzania ekstraktów żywnościowych, obróbki metali, rozpuszczalniki i syntetyki do produkcji papieru, środki do produkcji filmów, surowce do wyrobu nietłukącego się szkła, rozpuszczalniki używane w rafineriach naftowych. S. L. S.

Z przeszłości Nafty

Wspomnienia starego nafciarza

(1900—1914)

Zaliczam się zapewne do najstarszych żyjących jeszcze byłych nafciarzy. „Byłych“ nie tyle z racji rozwoju wypadków dziejowych, ile z tej racji, że opuściłem warsztat naftowy jeszcze przed pierwszą wojną światową. Służyłem mu wiernie przez blisko czternaście lat, najpierw w Uryczu koło Schodnicy, potem w Borysławiu—Tustanowicach, a w końcu jako dyrektor „Krajowego Związku Producentów Ropy we Lwowie“. Co było moim osobistym przeżyciem w ciągu tych lat streściłem w odrębnych zapiskach. Teraz skazany na długą, kolczastą bezczynność, ciągnie mnie do pogadanki o tym, czym był ówczesny przemysł naftowy i kim byli ówczesni nafciarze. Pragnąłbym, aby ta pogadanka, która nie chce być czym innym jak tylko pogadanką, dostała się do tak niestety nielicznych już towarzyszy naszej ówczesnej pracy. O ich aprobatę mi chodzi i o to, aby z mego opowiadania wyczytali serdeczność koleżeńskiego pozdrowienia.

Nafciarzom tych odległych lat poświęcam to moje skromne wspomnienie jako dowód wiernej o nich pamięci.

Blisko czterdzieści lat minęło od czasów, o których pragnę mówić, stąd odmienne dziś nastroje, odmienne techniczne warunki, odmienne metody a przede wszystkim odmienne tempo. Kiedy czytam w „Nafcie“, że w Ameryce otwór wiertniczy „Gabriel“ w 5½ miesiącach osiągnął głębokość 3780 metrów, a otwór wiertniczy „Panama“ o głębokości 250 m odwiercono w dwóch dniach, przeciera się oczy, bo dobrze pamiętamy czasy borysławskich wysiłków, kiedy do 1500 albo 1800 m nie dochodziło się prędzej jak w czternaście, nieraz w osiemnaście miesięcy, a nieraz nie dochodziło się wcale, bo coś się urwało, „położyło“ się, zaklinoowało i śmiertelnie zagwoździło. I dlatego, że pamiętamy te czasy, wydaje się nam, że pomimo wszystkich zamorskich rekordów, w naszych warunkach urwany w znacznej głębokości przyrząd jest i dziś takim samym niebezpieczeń-

stwem, jakim zazwyczaj bywał czterdzieści lat temu, a zabieg ratunkowy nieraz takim samym znakiem zapytania. Zapewne i dziś wyznaczenie w nowym terenie otworu wiertniczego poprzedzane bywa nieraz sceptycyzmem, bo niedowierzaniem teoretycznemu orzeczeniu, jak to bywało za moich lat. Może różnica polega w tym, że za moich czasów ten sceptycyzm i to stronięcie od teoretycznych ustaleń miało wówczas swoją ugruntowaną przyczynę. Zresztą nie uchodziliśmy z tym naszym niedowiarstwem za heretyków, skoro jeden z weteranów wśród ówczesnych geologów, profesor Hans von Höfer, którego „Das Erdöl“ uchodziło za „klasyczną pracę w tej dziedzinie, ułożył to ważkie zdanie, że: geologia potrafi lepiej wskazać miejsce, gdzie ropy na pewno nie będzie, jak wyrokować o tym, gdzie ona z pewnością się pojawia.

W czasie długich lat spędzonych na Podkarpaciu mieli nafciarze sposobność doświadczyć i to nie raz, że ten sceptycyzm był uzasadniony.

Poza profesorem Höferem interesowali się naftą galijską, oczywiście przede wszystkim uczeni polscy: Niedźwiecki, Dunikowski, Szajnocha, Zuber, Grzybowski i inni, których wielka zasługa w opracowaniu geologii Podkarpacia ułatwiła pionierskiej przedsiębiorczości orientowanie się w dziewiczych terenach. Ale od takiej „drogowskazej“ pracy nie wymagał przedsiębiorca, bo wymagać tego nie mógł, aby mu profesor wyznaczył miejsce, gdzie „z pewnością“ dowierci się ropy. Pomimo to często się zdarzało, że profesor zachęcony bogactwem znalezionych złazek, decydował się na wyrzeczenie swego *nihil obstat* i miejsce pod wiercenie wyznaczał. Posiadałem do wojny mapę terenów rozciągających się od Działu Schodnickiego do Podhorodziec nad Stryjem, gdzie ręka profesora zakreśliła barwny pas i napisała: „Nadający się do eksploatacji produktywny pas ropny“. A choć ta sama odważna decyzja

wyznaczyła także miejsca wiercenia, powodzenia nie było, pomimo że odwiercone głębokości przekraczały limit profesorski.

Dlatego, kto dłużej pracował na warsztacie, polegał na własnym doświadczeniu, bo chociaż doceniał należycie znaczenie naukowych badań, znał granice zakreślone tym badaniami i orientował się w walorach elementów, będących podstawą orzeczenia. Jego drogowskazem był kosztowny pilot-świder, a instynkt i szczęście pomagały.

O Williamie Mac Garvey'u, prezie największego wówczas w Galicji przedsiębiorstwa naftowego (S. A. „Karpaty”) opowiadano sobie, że gdy trzeba było wyznaczyć nowy otwór wiertniczy, puszczał kapelusze z wiatrem i tam, gdzie się kapelusze usadowiły, wieża wyrastała. Zainterpelowałem go kiedyś w tej sprawie. Śmiał się, i śmiejąc zaprzeczył legendzie. Więc czym się pan kieruje przy wyznaczaniu otworów wiertniczych? Geologia, nie? Wiatrem, także nie? Więc co decyduje o wyborze miejsca? A wtedy on coraz bardziej rozbawiony moją ciekawością: „Der Długos”.

I tak było w rzeczywistości. Jego dyrektor naczelny Władysław Długos miał doświadczenie, instynkt i szczęście i dlatego był pierwszym, który w Borysławiu dowiercił się dużej ropy — w dodatku na terenie, który nauka odsądzała od możliwości szans.

Mówiło się nieraz o tym, że całe galicyjskie Podkarpacie jest jednym olbrzymim pasmem piaskowców ropnych. Była to oczywiście hipoteza możliwa, ale nie stwierdzona, bo liczne głębokie wiercenia, które dowierzały hipotezie, nie dały pozytywnego wyniku.

Tu wspomnieć wypada o szczytnej roli polskiego pioniera wiertniczego owych czasów, o którym tak mało się wie. Pochodzi to stąd, że niechętnie się mówi o niepowodzeniach. Czasem zapomniany szkielec wieży wiertniczej świadczył przez jakiś czas o takim nieudanym wysiłku, a kiedy ją wreszcie wiatry zwały, załamywał się ten ostatni świadek niepowodzenia, a niewdzięczny teren stawał się znowu — dziewiczym.

Kto dziś wie np. o wierceniach w Podhorodcach nad Stryjem, albo w Jamielnicy (pow. Stryj) albo w Uryczu (nie w produktywnej części Urycza graniczącej ze Schodnicą, ale na jego terenach wysuniętych ku dolinie Stryja), gdzie inż. Tomasz Łaszcz, p. Mirynowski i inni zakopali fortuny?

Dziesiątki, jeżeli nie setki wierzeń rozsianych po Podkarpaciu stały się cmentarzyskami — nadziei.

Pamiętam, jak w latach 1936 czy 1937 nauka zainteresowała się terenami położonymi aż w okolicy Halicza i jak uległ sugestii (której nikt nie forsował) śp. poseł Marian Jaroszyński z Błudnik pod Haliczem, który w parku swoim wieżę usadowił i do głębokiego wiercenia się zabrał. Ilekróć spotykał się ze sceptycyzmem, urywał rozmowę. Wiara jego w powodzenie była zbyt dobrze ugruntowana, aby ją można było sceptycyzmem podważyć. Nie podważyło jej nawet przekroczenie preliminowanej głębokości i dopiero wybuch wojny światowej przerwał ten pionierski wysiłek, który pochłonął fortunę.

Więc czym kierował się przedsiębiorca, gdy szedł wiercić na dziewiczym terenie Podkarpacia? Zawsze tym samym: wyciekami ropnymi, odkrytymi w korytach potoków, zalatującym ze szczelin łupków zapachem ropy, niekiedy gazami, które pastuszkowie zapalali, nieraz legendą, która o wielkiej ropie opowiadać umiała. Wtedy wystarczyło, aby ktoś zapalony „zakontraktował” od chłopów teren, a już pośrednicy się zjawiali a za nimi owym pędem — interesanci.

Bo czym jest komar dla malarii, tym był pośrednik w procesie innej niebezpiecznej choroby — gorączki naftowej.

Mówi się, że szczęśliwi nie mają historii. Z naftą było przeciwnie. Przy nafcie niepowodzenie nie miało historii, za to każde powodzenie znajdowało natychmiast swoich kronikarzy, którzy opiewali dzieje gospodarczego rozwoju. O tych dzielnych polskich pionierach naftowych owych czasów, którzy gdy do wiercenia przystępowali, zaczęli nieraz od karczowania lasów, od budowy dróg, od kosztownych robót plantowania, od budowy baraków, w których latami mieszkali cierpliwie a jakże często bezskutecznie — o tych wieść zaginęła.

Mówiło się o nich, że mieli „pecha”. Znaczyło to, że przypłacili swoją energię, odwagę i wytrwałość, niekiedy wiarę w uczoność orzeczenia, załamaniem się nadziei. A takie załamanie się umiało nieraz stać się załamaniem ich całej egzystencji.

To trzeba wiedzieć, gdy się mówi o ówczesnych czasach nafty. Wtedy zrozumieliśmy się staję, co komentarze ustawy albo rozstrzygnięć Najwyższego Sądu nazywały „aleatorycznym” charakterem przemysłu naftowego, a co równie dobrze można zastąpić określeniem o „loteryjności” wysiłku.

Takie określenie tłumaczy zarówno nieprzeciętną pionierską odwagę niejednej śmiałej inicjatywy wiertniczej jak i niejednej lekkomyślności jej towarzyszącej. Bo gdzie „pech” stanowił nieraz o niepowodzeniu a szczęście o dowierceniu się ropy, tam przedsiębiorca stawał się graczem. A że stawka była zawsze wysoka, więc jak przy wysokiej grze jeden wstawał wygrany, drugi zrujnowany.

Codzienna prasa owych czasów żywo interesowała się rozwojem przemysłu naftowego.

Dużo się w niej pisało nawet o tym, jak wygląda podziemne siedlisko ropy naftowej. Czy ropa dostaje się na świat z cienko-ziarnistych piaskowców, „jak gąbka” nasiąkniętych (była to najpopularniejsza definicja), czy te piaskowce stanowią pokłady, czy też pojawiają się w gniazdach, czy też może ma się do czynienia z podziemnymi szczelinami i kawernami zapełnionymi ropą, z których, gdy świder przebijie powłokę, nagromadzone tam gazy ku górze uchodzą i ropę ze sobą porywają? Wskazywano na to, że za każdą z tych hipotez przemawiały zjawiska zaobserwowane przez praktykę wiertniczą i na przykładach to zilustrowano. Mówiono, że jeżeli leniwie za tłokiem pompowym pluskająca ropa urycka albo schodnicka zdawała się pochodzić z „nasiąkniętych” piaskowców, ropa borysławsko-tustanowicka zjawiała się nieraz silnymi długotrwałymi wybuchami wskazywała na pochodzenie z innego siedliska.

Gdy tamte niewinnie pluskające pochodziły z otworów nie głębszych od 400 do 500 metrów, borysławskie wybuchy pojawiały się z reguły poniżej 1200 metrów, a nieraz w głębokościach znacznie większych. Gdy schodnicka i urycka ropa była koloru ciemnozielonego i była płynna, ropa borysławska była koloru prawie że czarnego i przy niskiej temperaturze przechodziła w stan niebezpiecznego dla procesu przetłaczania zgęszczenia, zaś przy temperaturze poniżej albo i równej zero zamieniała się w gęstą masę, którą można było łopata krajać.

Ropa schodnicka zawierała cenne, przeważnie lekkie oleje, borysławska także cenną parafinę. A przecież oddalenie Schodnicy od Borysławia nie przekraczało 12 km. Ale przedsiębiorca naftowy zazwyczaj nie zaprzężywał sobie głowy teoretycznymi dociekaniami. Dla niego praktyczne walory rozdziły się, jak już wspominałem, z doświadczeń zdobywanych świdrem, choć nawet i te nieraz zawodziły.

Nieraz, gdy jakiś otwór wiertniczy dowiercał się produkcji, sąsiad natychmiast podsuwał się do niego ze swoją wieżą, aby skorzystać ze sąsiedzkiego powodzenia. Rozumował poprawnie, że z tego piaskowca ropnego albo z tej szczeliny starczy ropy i dla sąsiada i dla niego. Nieraz rozumowanie okazało się skuteczne, ale jakże często taktyka zawodziła a „podbieranie się” do ropy sąsiada nie udawało się. W tych warunkach bliski sąsiad stawał się zawsze kłopotliwym czynnikiem, bo się nigdy nie wiedziało, jakie będzie oddziaływanie jego otworu na własną produkcję. A im większa była ta własna produkcja, im większy był rozgłos takiego np. „kilkucysternowego” otworu wiertniczego, z tym większą zapilczywością rozsiadywali się dokoła sąsiedzi, aby uszczknąć dla siebie bodaj odrobinę odkrytego szczęścia.

Było nieraz (zwłaszcza na rozdrobionych, borysławsko-tustanowickich terenach) dużo owczego pędu w tym „przysiadaniu się” sąsiedzkim. Ale było to nie do uniknięcia, bo owczy pęd był jednym z charakterystycznych objawów gorączki naftowej.

Pamiętam, kiedy w latach 1906 i 1907 rozpocząłem do spółki z śp. Witem Sulimirskim wiercenie dwóch otworów w Tustanowicach, rozmieściliśmy nasze wiercenia daleko od tłumnie zasiedlonej zachodniocy terenów. Uciekliśmy z nimi aż pod granicę dobrohostowskich lasów, przekonani, że tu chyba sąsiad za nami nie podąży.

Tymczasem, jeszcze woda nie była w naszym pierwszym otworze zamknięta, a już byliśmy otoczeni wieżami, które widocznie optymistycznie oceniały szanse naszych wierzeń: Opeg Nr 1 i Opeg Nr 2. I nie bardzo się pomyliły, bo zwłaszcza Opeg 1 stał się — o ile pamiętam — w 1500 m wielkim powodzeniem. Ale choć nam to powodzenie służyło, sąsiadom nic z tego nie przyszło. Raz jeszcze się

1) Cysterna — 10000 kg.

okazało, że przy nafcie, tak jak na wojnie, kończy się zawsze wszystko inaczej, jak się myślało.

Dodam tu jeszcze, że technicznym kierownikiem „Opegow“ był mój kolega z Akademii leobeńskiej, inż. Stepek¹⁾, który oba otwory odwiercił bez jednej poważniejszej instrumentacji.

Od sąsiada istniała jednak skuteczna obrona: duży teren, ale tej obrony na rozdrobnionych boryslawskich terenach nie często można było stosować.

W warunkach boryslawskich obrona przed sąsiadem ograniczała się często do stawiania wzdłuż „zagrożonej“ granicy budynków mieszkalnych albo nie mieszkalnych, byleby w dymiący komin zaopatrzonych, bo taki komin stawał się automatycznie drogowskazem względnie dyktatem górniczo-policyjnym: „W promieniu 100 metrów otworu wiertniczego zakładać nie wolno“. Z takiego górniczo-policyjnego zakazu rodziły się nieraz pomysły „szykany“.

Kiedy w pierwszych latach tego wieku zarządzałem kopalnią w Boryslawiu, posiadaliśmy poza głównym terenem kopalnianym, położonym „na Potoku“, małą, odosobnioną parcelę niedaleko cerkwi, na której było właśnie miejsce na jeden jedyny otwór wiertniczy. Wyznaczywszy (po dokładnym odmierzeniu wszystkich odległości od sąsiednich obiektów) miejsce projektowanego otworu, zgłosiłem w Urzędzie Górniczym zamiar wiercenia. Kiedy nadszedł dzień „dochodzenia komisijnego“ i uzbrojony w taśmę mierniczą udałem się z komisarzem Urzędu Górniczego na teren, oczom własnym nie wierzyłem: na samej granicy małego terenu stał domeczek, z którego kominą wesoło się dymiło. Domek ten powstał w ciągu ostatniej nocy i choć był

dzoną małą lepianką, ale był budową „z ogniskiem“, wobec czego o zezwoleniu na założenie otworu wiertniczego nie mogło być mowy. „Dom“ stał na terenie osobistości dobrze wówczas w Boryslawiu znanej, będącej współpracownikiem wychodzącego wówczas w Lwowie paszkwiłowego pisma „Monitor“, a jednocześnie był sąsiadem, znającym się na boryslawskich metodach. Rozpocząłem się od artykułów zjadliwych w „Monitorze“, a skończyło się ofertą ugody: za tyle i tyle koron domek zostanie usunięty. Byłem młody i nieskory do kapitulowania. Pośrednika wyrzuciłem, po czym zabrałem się do zbadania genezy całej sprawy. Odkryłem rychło, że „dom“ powstał bez koncesji budowlanej, co mu rychło usunęło grunt spod nóg. Sąsiad bronił się zaciekłe, a „Monitor“ bryzgał i pluł, ale w końcu uzyskałem prawomocne sądowe orzeczenie „rumacji“. Moi mazurzy w ciągu trzydziestu minut usunęli nielegalną budowę, ale zwłoka w rozpoczęciu wiercenia trwała przeszło pół roku.

Osobny obszerny rozdział należałby się sprawie daniny w naturze, a więc tzw. procentom brutto, przypadającym właścicielom terenów, a których wysokość dochodziła nieraz do 20% czyli do $\frac{1}{5}$ uzyskanej produkcji. W ten sposób „bruttowiec“, nie moźląc się i żadnego ryzyka nie ponosząc, stawał się automatycznie „producentem“, bo właścicielem nieraz dużej produkcji. Łatwość, z jaką ropa dostawała się do rąk „bruttowca“ czyniła go nieraz obojętnym na wahanie jej ceny. Niska cena ropy stanowiła dla niego ubytek zysku, która nie zagrażała jednak jego materialnej egzystencji. Stąd „bruttowiec“ bywał zazwyczaj utrudnieniem każdego organizacyjnego wysiłku przemysłu produkcyjnego, bo choć był jego ogniwem, do solidarności się nie przyznawał. Był automatycznym dysponentem produkcji, ale nie był ani przemysłowcem ani producentem.

Jeżeli teraz zesumujemy wszystkie elementy, składające się wówczas na wysiłek wiertniczy, a więc ryzyko przy wyborze miejsca, ryzyko wiercenia, wysokie obciążenie procentami brutto a wreszcie niską cenę ropy, zrozumiemy przyczynę niewydatnych finalnych bilansów wielu polskich przedsiębiorstw naftowych. Czasem wydać się musi niezrozumiałe, że wśród tak uciążliwych warunków tylko naszej przedsiębiorczości skupiało się pod zwodniczym sztandarem nafty, ale co gorsze, że tyle cennego pionierskiego zapału i odwagi pod nim się marnowało. Bo kiedy na innym warsztacie gospodarczym umiejętność kalkulacji, sztuka zapewnienia sobie surowców, racjonalność trybu produkcyjnego, znajomość potrzeb rynku i rynkowych wahań popytu a zwłaszcza umiejętność natychmiastowego

przystawienia się i dostosowania podaży do zmienionych potrzeb rynku — stawały się poręczycielami powodzenia, w przedsiębiorstwie wiertniczym decydowały owe nieuchwytnie momenty, właściwe „aleatorycznemu“ charakterowi wysiłku.

Co po kupieckiej przezorności lub umiejętności, gdy się nieraz stało już nad ropą a tymczasem w 1600 metrach głębokości w 4-calowych już nieraz rurach coś jamę zaklinowało, coś się urwało, co złapać się nie dało, wobec czego trzeba „odbijać“ albo „zwiercać“, a ani jedno ani drugie „nie idzie“, a szósty miesiąc instrumentacja już trwa?

A choć szlak naftowy znaczony nieraz był takimi niepowodzeniami, nie odstraszało to przedsiębiorców, bo nazywali niepowodzenie „pechem“, a ufałi szczęściu. A że jednemu, drugiemu, trzeciemu to szczęście dopisało i wierne zostało, stu innych o takie samo szczęście się ubiegało i na to samo szczęście liczyło.

To jest sekret tej nieprzerwanie trwającej inicjatywy wiertniczej polskiej przedsiębiorców owych czasów, której niepowodzenie zachwiać nie potrafiło, bo niezachwiana była wiara nafciarza w uśmiech fortuny.

Rodzi się pytanie skąd się u nas brały kapitały na tego rodzaju ryzykowne wysiłki? To pytanie nie odnosi się oczywiście do spółek akcyjnych, albo innych osób prawnych, operujących się o duży międzynarodowy kapitał, ani do prywatnej żydowskiej przedsiębiorczości naftowej, dysponującej dużymi środkami swoich rentierów, którzy choć byli ostrożni, ulegali chętnie pokusie ryzykownej „gry“. To pytanie odnosi się do tych licznych polskich nafciarzy, którzy stanowili rdzeń tzw. „czystych producentów“, tak nazwanych, bo nie byli związani z własną rafinerią nafty.

Otóż, aby na to pytanie odpowiedzieć należy wspomnieć o roli, jaką w ożywieniu inicjatywy wiertniczej odegrał polski „akordant“ wiertniczy.

Akordant był przedsiębiorcą, który na własne ryzyko i swoimi środkami i maszynami, tzn. swoim rygiem wiertniczym podejmował się dla osoby trzeciej odwiercenia otworu za ryczałtowo, od odwierconego metra naprzód ustalonym wynagrodzeniem. Choć takie wynagrodzenie od metra było oczywiście wysokie, nie pozostawało ono nigdy w należytych stosunku do poniesionego przez akordanta ryzyka. O ile jednak akordant był dobrym fachowcem, a szczęście (ten nieodzowny protektor wszelkiego naftowego poczynania) mu towarzyszyło, wtedy akordant pomimo to zarabiał. Nieraz inicjatywa dla spróbowania szczęścia na tym albo innym upatrzonym terenie wychodziła od akordanta, wtedy w założonej dla tego celu spółce wiertniczej akordant stał się często jednocześnie także udziałowcem spółki; wtedy zarobku z akordu nie wycofywał z interesu, ale zamieniał go na udział.

Byłem sam akordantem i znałem możliwości zysku lub straty takiej kombinacji — zawsze zależnej od tego, czy szyb dostał ropę czy nie. Jeżeli ropy nie było, akordant wychodził na zero, bo co na akordzie zarobił w udziałach pustego otworu wiertniczego stracił. Gdy była ropa, akordant stał się producentem i to nieraz znacznym. Jednym słowem, zaczynało się często od akordu, aby przy sprzyjających okolicznościach stać się z czasem przedsiębiorcą i producentem.

Stanisław Czerwiński, Felicjan Łoziński, Stanisław Bogusz, Stanisław Szczepanowski (jun.), Leon Mikucki, Zygmunt Duczyński, Tomasz Łaszcz, Wit Sulimirski, Wacław Wolski i wielu innych idąc tą drogą, stawali się z czasem ważnym elementem „czystej produkcji“. Z czasem z ich szeregów wyjdą reorganizatorzy załamującego się, w latach ciężkiego przesilenia, przemysłu naftowego.

Ale i przystępować do wiercenia „na akord“ mógł tylko taki przedsiębiorca, który poza technicznym doświadczeniem rozporządzał potrzebną gotówką dla zakupu rygu wiertniczego, rur, narzędzi, smarów itp. Ponieważ tej gotówki było zawsze za mało, a nafciarz na kredyt w banku liczyć nie mógł, uciekał się do kredytu towarowego. Ale i ten kredyt nie zawsze był łatwo dostępny, a gdy się stawał dostępny, był nieraz nader kosztowny. Wtedy spółdzielczość przysłała akordantowi z pomocą. Należy tu słowo wdzięcznego wspomnienia największemu z tych towarzystw handlowych, mianowicie „Gorlickiemu Towarzystwu dla Handlu i Przemysłu“ (zwanego w kołach naftowych „Towarzystwem Handlowym“), które położyło wielkie zasługi w popieraniu i w rozbudowie polskiej przedsiębiorczości wiertniczej. Na

¹⁾ Po pierwszej wojnie światowej inż. Stepek przeszedł do „S. A. dla Eksploatacji Soli Potasowych“ w Kaluszu, gdzie prowadził wiercenia odkrywcze.

czelę towarzystwa stał Tadeusz Sroczyński, przemysłowiec naftowy, później ziemianin na Gorajowicach pod Jasłem. Dyrektorami byli również nafciarze: Inż. Tomasz Łaszcz i Bolesław Łodziński. Towarzystwo zdobyło szereg zastępstw, między innymi fabryki hermetycznych rur wiertniczych Mannesmana, kotłów parowych, lin stalowych, smarów, materiałów pędnych, różnych narzędzi itp. Kiedy osoba akordanta dawała gwarancję solidności (było to zwykle jedyne zabezpieczenie wierzytelności) dostawał towar na kredyt. Kredyt ten opierał się o jego weksle

co kwartał odnawiane, co ani wygodne ani tanie nie było, ale takie koszty nie odgrywały roli. Ważne było to, że w „Towarzystwie Handlowym” zasiadali nafciarze a więc swoi ludzie, którzy znali i warsztat i przedsiębiorców i że byli zawsze życzliwi dla przemysłu. Ważne wreszcie było, że Towarzystwo Handlowe poczuwało się do obowiązku podtrzymywania wysiłku polskich przedsiębiorców naftowych i akordantów i że bez tej pomocy niejedyn z nafciarzy nie byłby się dźwignął na samodzielny warsztat naftowy.
(c. d. n.)
Inż. Franciszek Zamoyski

Przegląd zagraniczny

Czy pierwszy szyb naftowy na świecie

Pod powyższym tytułem podaje „Institute of Petroleum Review”, Nr 19 następującą ciekawą wiadomość.

Na zebraniu „American Institute of Mining and Metallurgical Engineers” oświadczył jeden z geologów naftowych, W. Foran, że jeszcze ok. 700 lat przed narodzeniem Chr. został wykonany za czasów Nebuchadnezara szyb dołowy naftowy na terenie środkowego Wschodu, a nawet są wiadomości, że jeszcze przed tym za czasów Hammurabiego wykonywano otwory dla eksploatacji asfaltu naturalnego, którego używano do budownictwa.

Odkrycia tych starożytnych naftowych robót kopalnianych dokonało jedno z amerykańskich przedsiębiorstw. Stwierdziło ono, że otwory te były okładane płytami alabastrowymi i zapewne wykonywały je setki niewolników.

Osiągnięcia w I-szym półroczu 1948 r. w Stanach Zjedn.

(wg „Oil and Gas Journal”, 29. VII. 1948)

Z przewidzianej programem cyfry 40201 wierceń w ciągu 1948 roku, było w wierceniu w pierwszej połowie 1948 r. 22364 (+4231) otworów, w tym 18119 (+4231) produkcyjnych i 4245 (+1194) poszukiwawczych (cyfry w nawiasach oznaczają różnicę w stosunku do tego samego okresu roku 1947).

Uwiercono ogółem 23559090 m (+4872750).

Dowiercono w ciągu półroczu ogółem 17837 (+2858) otworów, w tym 10287 (+2018) ropnych, 1273 (—256) gazowych i 6277 (+1096) suchych.

Na ogólną liczbę 17837 dowierceń przypadało 14805 (+2238) na dowiercenia na terenach eksploatacyjnych i 3032 (+620) na dowiercenia poszukiwawcze. Z cyfry 14805 dowierceń pierwszej kategorii było 9813 (+1942) dowierceń ropnych, 1144 (—283) gazowych i 3848 (+579) bez rezultatu. Z 3032 dowierceń poszukiwawczych 474 (+76) otrzymało ropę, 129 (+27) gaz, a 2429 (+517) czyli 80% było suchych.

Z 17837 dowierconych otworów 12836 (72%) było wierconych systemem rotary a 5001 systemem linowym.

Produkcja ropy wynosiła za okres sprawozdawczy 998 157 000 baryłek czyli ok. 134 886 000 (+13 977 000) ton, czyli 742 230 (+77 220) ton dziennie. Średnia dzienna produkcja jednego otworu wynosiła 1,82 tony.

Dla ogólnego obrazu podano poniżej tabelkę średniego dziennego wydobycia ropy w poszczególnych częściach świata poza granicami St. Zjedn. (z wyjątkiem ZSRR):

	Dzienna produkcja	W stos. do tego samego okresu poprzedn. roku
w tonach		
Reszta Ameryki (poza St. Zj.)	247 980	+13 900
Europa (bez ZSRR)	13 940	+ 1 140
Afryka (Egipt)	4 790	+ 1 200
Bliski Wschód	137 700	+22 760
Daleki Wschód	19 090	+10 200
Razem (bez ZSRR i St. Zj.)	428 500	+49 200

Produkcja ropy w Argentynie i Wenezueli w 1947 r.

(wg „Petroleum Times”, 8. V. 1948)

Produkcja ropy w Argentynie wynosiła według oficjalnych źródeł w 1947 r. 3473120 m³ (ok. 3120 tys. ton),

wzrosła więc o 5% w stosunku do r. 1946, kiedy wynosiła 3307221 m³ (ok. 2970 tys. ton).

Dzienna produkcja ropy w Wenezueli wynosiła w 1947 r. 589442 bar. (ang.) czyli ok. 89 tys. ton dziennie. Oznacza to wzrost o 8% w stosunku do produkcji z r. 1946. W roku bieżącym spodziewana jest dalsza zwyżka produkcji o 10%.

W r. 1947 dowiercony został w Wenezueli pierwszy otwór na polu naft. Mara (na zachód od Maracaibo) z początkową produkcją ok. 900 ton dziennie.

Wydobycie ropy w Niemczech w I-szej połowie 1948 r.

(wg „Erdöl-Dienst”, 19. VIII. 1948)

Wydobycie ropy w Niemczech w I-szej połowie bież. roku wynosiło 295910 ton, czyli zwiększyło się o 8% w stosunku do wydobycia w tym samym okresie roku ubiegłego.

Ograniczenie eksportu produktów naftowych w St. Zjedn.

(wg „Petroleum Engineer”, luty 1948)

Z powodu niedostatecznych ilości produktów naftowych na niektórych terenach Stanów Zjedn., Departament Handlu ograniczył przyznany początkowo kontyngent eksportowy produktów naftowych z liczby 11850000 baryłek (1590000 ton) na 9650000 bar. (1295000 ton). Ograniczenie eksportu wynosi zatem ok. 18,5% i będzie stosowane głównie na tych obszarach Stanów, gdzie możliwości magazynowania ropy są największe. Załączona tabelka uwiadcza w szczególach redukcję eksportu poszczególnych produktów naftowych.

	Pierwotny kontyngent eksportowy baryłek	Zredukowany kontyngent eksportowy baryłek
Benzyna lotnicza	700 000	700 000
Benzyna motorowa	5 250 000	4 550 000
Nafta	900 000	600 000
Olej gazowy i olej rafin.	3 200 000	2 800 000
Olej opałowy	1 800 000	1 000 000
R a z e m	11 850 000	9 650 000

Sytuacja naftowa w Europie z końcem 1947 r.

(wg „Oil and Gas Journal”, 4. III. 1948)

Wydajność pól naftowych w Europie — z wyłączeniem ZSRR — począwszy od r. 1943 stale spada. Jedynie Holandia, która w okresie 1943 r. praktycznie nie miała produkcji ropy, w r. 1947 mogła poszczycić się produkcją swych kopalń nafty w wysokości 570 ton dziennie, a potencjalna produkcja z końcem ub. roku wynosiła już 1000 ton dziennie. Istniejące kopalnie znajdują się w Schoonebeek w pobliżu granicy niemieckiej i w sąsiedztwie kopalni niemieckiej Emlicheim, odkrytej w czasie wojny. Dalsze poszukiwania zarówno geofizyczne jak i wiertnicze są prowadzone obok zbadanych złóż ropy oraz w zachodniej części kraju, w pobliżu wybrzeża morskiego.

Produkcja Niemiec w braku odkryć w ostatnich latach ciągle spada; pozostałe kraje zachodniej Europy, tj. Anglia, Francja i Włochy posiadają produkcję zupełnie nieznaczną.

W Europie środkowej i wschodniej tylko Rumunia, Austria i Węgry — jeśli nie liczyć ZSRR — wykazują poważniejsze wydobycie ropy, które jednak również posiada wyraźne tendencje spadku, już to z braku nowych odkryć, względnie z powodu ograniczonej działalności wiertniczej.

Polska, dzięki dobrym rezultatom osiągniętym w zastosowaniu głównie odnowy ciśnienia złóż, utrzymuje się ostatnio na poziomie produkcji powojennej. We wszystkich krajach Europy środkowo-wschodniej prowadzone

są energiczne poszukiwania, które w Polsce np. doprowadziły do odkrycia nowych złóż gazu ziemnego.

Nieznaczące ilości ropy dobywa się także w Czechosłowacji, Jugosławii i Albanii.

Zamieszczona tabela podaje dzienną produkcję ropy w tonach za lata 1943—1947 w poszczególnych krajach europejskich, z wyłączeniem ZSRR:

Kraj	1943	1944	1945	1946	1947
	w t o n a c h				
Albania . . .	450	—	150	150	150
Anglia	320	270	210	160	145
Austria	3 020	3 750	1 240	2 420	2 580
Czechosłowacja	90	85	75	80	75
Francja	210	195	195	160	150
Holandia . . .	—	5	15	170	570
Jugosławia . . .	210	290	140	140	140
Niemcy	1 970	1 850	1 490	1 870	1 450
Polska	390	510	290	320	350
Rumunia	15 260	10 140	13 570	11 850	10 440
Węgry	2 290	2 220	1 800	1 920	1 650
Włochy	20	15	15	30	30
Razem . . .	24 250	19 130	19 190	19 250	17 690

Głębokie otwory wiertnicze

(wg „Petroleum Engineer“, luty 1948)

Na całym świecie odwiercono dotychczas 461 otworów o głębokości ponad 12000 stóp (3658 m), z czego przypada na 1947 r. 144 otworów. Z cyfry tej 132 otworów odwiercono w Stanach Zjedn. a tylko 12 poza granicami Stanów.

Całkowity koszt wiercenia tych otworów, poczynając od r. 1935 wynosi ok. 150 mil. dolarów. Koszty wiercenia poszczególnych otworów były na ogół różne, zależnie od metody wiercenia, różniły się także zależnie od okresu, w którym były wiercone. W Stanach Zjedn. np. koszty wiercenia takiego głębokiego otworu były średnio o 13½% większe w r. 1947 od takichże kosztów w r. 1936, obrażały się jednak w dużych granicach, bo w pewnych nawet wypadkach wynosiły zaledwie 87000 dol. (Louisiana), a przeciwnie w 1947 r. 363 tys. dol. Wybitne skrócenie czasu wiercenia (2—3 miesiące dla tego rodzaju odwiertów) miało również poważny wpływ na zmniejszenie kosztów.

Z 35-ciu odkrytych w r. 1947 nowych pól, względnie horyzontów produktywnych, 10 (od r. 1938 — 22), a więc prawie jedna trzecia — znajdowało się poniżej głębokości 12 tys. stóp. Większe znaczenie, chociaż mniej efektywne od odkrycia nowych rezerw ropnych, miały te odwierty w zakresie poznania stosunków geologicznych na wierconych obszarach, co pozwoliło na racjonalne planowanie nowych wierceń na danym terenie. Niemale także znaczenie miały one w opanowaniu wielu trudności technicznych, związanych z wierceniem głębokich otworów. Stosowano w coraz większym zakresie rdzeniowanie otworów, przy czym rekordowy wyczyn osiągnięto przez uzyskanie z jednego odwiertu przeszło 2 ton rdzeni.

Ulepszenie płuczki poprawiło także w wysokim stopniu stan techniczny wiercenia, który pozwolił uzyskać rekordową głębokość 17823 stóp (5452 m) w otworze Weller w Oklahomie, kosztem ok. 1½ mil. dolarów.

W Stanach Zjednoczonych znajduje się 22 pól naftowych, które produkują z głębokości poniżej 12000 stóp. Są one zgrupowane przeważnie w Stanie Kalifornia i Louisiana.

Import ropy i produktów naftowych do Niemiec w 1947 r.

(wg „Oil and Gas Journal“, 4. III. 1948)

Całkowity import ropy, oleju dieslowego i benzyny wynosił w Niemczech w 1947 r. 891366 ton, w tym 39407 ton ropy z Wenezueli, 500000 ton oleju dieslowego i 351959 ton benzyny.

Import ropy rozpoczął się w drugiej połowie 1947 r., kiedy dziesięć częściowo odbudowanych rafinerii niemieckich było zdolnych do przeróbki ropy. Zdolność przerobcza tych rafinerii była oceniana w ostatnim roku na niecałe 1½ tysiąca ton dziennie.

Światowe wydobycie ropy 1946—1947

wg „Institute of Petroleum Review“, Nr 19

Kraj	Tysiące ton		Tysiące baryłek	
	1947	1946	1947	1946
Stany Zjedn.	266 495	248 157	1 988 110	1 849 680
Wenezuela	63 364	56 684	435 120	388 720
ZSRR ¹⁾	27 100	22 800	197 600	166 200
Iran	20 500	19 497	155 000	146 520
Arabia Saud.	12 208	8 145	89 850	59 940
Meksyk	8 088	7 090	56 460	49 390
Irak	4 721	4 715	35 370	35 300
Rumunia	3 929	4 388	28 920	32 290
Kolumbia	3 542	3 186	25 700	22 110
Argentyna	3 153	2 984	21 910	20 870
Trynidad	3 018	2 972	20 520	20 210
Kuwait	2 225	815	16 230	5 950
Borneo	1 826	296	12 970	2 050
Peru	1 794	1 769	13 700	15 510
Bahrein	1 287	1 096	9 410	8 010
Egipt	1 337	1 278	9 360	8 940
Indie	1 119	302	8 020	2 100
Kanada	1 020	984	7 730	7 610
Austria	928	846	6 220	5 670
Węgry	570	685	4 380	5 270
Niemcy	577	646	4 040	4 520
Ekwador	319	320	2 400	2 410
Indie	257	248	1 910	1 880
Holandia	213	65	1 480	440
Inne kraje	875	789	6 300	5 670
Razem	430 445	390 751	3 158 710	2 865 240

¹⁾ Liczby ocenione.

Wskaźniki światowej produkcji ropy

wg „Monthly Bulletin of Statistics“, June 1948, Vol. II. No 6
1937 = 100

Rok	Światowa	Światowa bez USA
1937	100	100
1938	97	100
1939	101	106
1946	140	150
1947	152	166
1948-I-III	159	176

Światowa produkcja gazu

wg „Monthly Bulletin of Statistics“, June 1948,
Vol. II. Nr 6

Rok	Kanada	Francja	Węgry	Meksyk	Polska	USA
	Średnio miesięcznie w milionach m ³					
1937	0,3	81,3	44,2 ³⁾	3 102
1938	0,7	92,4	48,6	2863
1939	1,1	89,3	55,3 ¹⁾	3 134
1940	2,7	95,1	..	3 402
1941	3,2	80,0	..	3 790
1942	69,7	0,7	3,9	75,9	..	4 172
1943	70,0	3,9	5,9	60,9	..	4 723
1944	73,7	5,4	7,3 ¹⁾	60,7	..	5 090
1945	80,1	7,1	6,7 ²⁾	63,5	11,4	5 088
1946	78,3	9,2	7,6	64,0	12,4	5 180
1947	93,9	12,3	8,4	83,2	12,3	5 913
1948-I	149,3	15,7	8,3	85,8	15,8	7 606
1948-IV	131,7	13,0	6,4	..	11,9	6 975

¹⁾ Od I—VI. ²⁾ Od VII—XII. ³⁾ Obszar przedwojenny.

Najcięższy typ żórawia wiertniczego (wg „World Petroleum“, marzec 1948)

Najcięższy typ żórawia wiertniczego, Marine Rig Nr 7, Shell Oil Co., przeznaczony do wierceń do głębokości 5½ tysiąca metrów, zaopatrzony w kompletne urządzenia ruchowe i nowoczesne urządzenia kontrolne jest w ruchu na bagnistych terenach Louisiany. Zmontowany na tratwie jest wraz z całym urządzeniem ruchomy i może być przewożony z miejsca na miejsce na obszarach płytko-wodnych. Jest on uważany jako żóraw najcięższego typu ze względu na rodzaj i wielkość poszczególnych części całego urządzenia.

Szczegóły konstrukcyjne żórawia są opisane w marcowym zeszycie amerykańskiego miesięcznika „World Petroleum“.

Umowa handlowa czesko-rumuńska

Zawarta została umowa handlowa między Czechosłowacją a Rumunią. W zamian za 45 tys. ton koksu, 18 tys. ton żelaza walcowanego oraz pewnej ilości wyrobów elektro-technicznych i maszyn rolniczych otrzyma Czechosłowacja produkty naftowe, wino, kukurydzę i inne artykuły rolnicze.

Zwyzka cen paliw lotniczych w Anglii (wg „Petroleum Times“, 10. VI. 1948)

Od 1 czerwca br. uległa w Anglii zwyzce cena benzyny lotniczej o 1¼ penny na 1 galonie (angielskim) w odniesieniu do cen z dnia 1. II. br. Obecna cena benzyny lotniczej za 1 galon (4,54 litra) wynosi: benzyna 75-oktanowa 2 s. 3½ d., 87-oktanowa 2 s. 4 d. i 100-oktanowa 2 s. 5½ d.

Projekt urządzenia krakingu termicznego w Kalifornii (wg „Petroleum Times“, 27. III. 1948)

Tow. Standard Oil Comp. of California zaprojektowało według ostatnich wzorów urządzenie krakingu termicznego wraz ze stabilizatorem i innymi urządzeniami pomocniczymi oraz urządzenie „Unisol“ dla ekstrakcji merkaptanów z krakowanej benzyny. Oba te urządzenia zostaną zainstalowane w rafinerii Standardu w Bakersfield, w Kalifornii i stanowić będą składową część programu modernizacji tej rafinerii. Urządzenie krakingowe ma przerabiać ok. 1200 ton ciężkiej ropy dziennie.

Przemysł naftowy w Austrii (wg „Oil and Gas Journal“, 4. III. 1946)

Austria jest obecnie trzecim z rzędu co do wielkości producentem ropy w Europie. Przed wojną posiadała bardzo nieznaczną produkcję, ale już w r. 1944 osiągnęła cyfrę 1213 tys. ton wydobycia ropy. Ponieważ od tego czasu nie odkryto nowych pól naftowych, produkcja uległa spadkowi i wynosiła w 1947 r. niewiele ponad 940 tys. ton.

Działalność poszukiwawcza ześrodkowała się obecnie od r. 1946 w Burgenlandzie, w sąsiedztwie węgierskich pól naftowych. Od 1935 r. odwiercono poza rejonem produktywnego zagłębia wiedeńskiego 40 otworów poszukiwawczych, nie osiągnięto jednak poważniejszych pozytywnych rezultatów.



Mimo że obecnie przemysłowe wydobycie ropy ogranicza się w Austrii jedynie do basenu wiedeńskiego, istnieją uzasadnione możliwości znalezienia nowych złóż w innych punktach kraju, a zwłaszcza u podnóża Alp w Dolnej

Austrii, w miocenijskim basenie Gratzu i w fałdach miocenijskich Burgenlandu. Załączona tabela podaje produkcję poszczególnych pól naftowych i gazowych w Austrii za lata 1946—1947, a mapka rozmieszczenie tych pól w obrębie zagłębia wiedeńskiego.

Pole	Rok odkrycia	Produkcja ropy—ton		Prod. gazu—tys. m ³	
		1946	1947	1946	1947
Wels	1891	—	—	28	—
Leoprechting .	1906	—	100	—	—
Rag	1930	32 383	32 000	1 466	488
Gosting	1932	102 790	108 500	285	364
Oberlaa	1932	—	—	—	—
Neusiedl	1936	—	—	—	—
Gaiselberg . . .	1938	143 411	138 000	5 300	2 551
St.Ulr.-Hausk.	1938	373 234	379 500	22 800	20 000
R.K. van Sickle	1939	42 126	37 500	—	—
Alt-Lichtenw. . .	1940	—	—	5 000	4 000
Hohenrupp. . . .	1941	440	5 000	—	3 000
Maustrenk	1941	38 750	23 500	—	—
Aderklaa	1942	682	1 000	18 305	50 500
Mühlberg.	1942	110 511	215 000	15 600	21 000
Scharfeneck . . .	1944	1 369	—	—	—
St. Marx	1944	—	—	142	—
R a z e m		845 696	940 100	68 926	81 903

Fabryka paliw syntetycznych w Połudn. Afryce (wg „World Petroleum“, marzec 1948)

Pierwsze zastosowanie metody Hydrocol do produkcji syntetycznych paliw z węgla jest oczekiwane wcześniej w Afryce Południowej aniżeli w St. Zjedn. Mianowicie tow. Anglo-Transvaal Investment Co., Ltd. wniosło do rządu prośbę o licencję budowy fabryki systemu Hydrocol dla produkcji rocznej ok. 170 000 ton syntetycznej benzyny i ok. 30 000 ton oleju dieslowego.

Według zapowiedzi ma być w Ameryce również rozpoczęta kosztem 43 mil. dol. budowa fabryki tego systemu dla produkcji ok. 700 ton benzyny, 155 ton oleju gazowego i prawie 100 ton chemikaliów dziennie z przeróbki 4 454 ton węgla. Koszty produkcji mają wynosić 15 centów za 1 galon benzyny.

Zamówienia ZSRR w St. Zjedn.

ZSRR zamówił w USA urządzenia wiertnicze do głęb. 5 000 m na sumę ponad 7 mil. dol. Urządzenia te zostaną wykorzystane na obszarze między Wołgą a Uralem.

Zjednoczenie towarzystw naukowych i przem. we Francji (wg „Petroleum Times“, 27. III. 1948)

We Francji powstał związek towarzystw naukowych i przemysłowych, w skład którego wejdą naukowcy, inżynierowie i technologowie. Związek ten będzie przedstawicielem francuskiej technologii przed władzami i społeczeństwem oraz ma za zadanie nawiązać kontakt z naukowymi towarzystwami w Anglii i reprezentować Francję na międzynarodowych zjazdach i kongresach.

Nowy lekki metal

(wg „Bergbau — Bohrtechniker — u. Erdöl — Zeitung“, nr 4, 1948)

We Włoszech wynaleziono nowy lekki metal o bardzo dużej sprężystości. Nowy ten stop, tzw. „Ergal“, ma duże znaczenie dla budowy samolotów. Waga samolotów obecnych typów zmniejszy się przy użyciu w konstrukcji tego stopu o 15%.

Angielskie świdy gryzakowe

(wg „World Petroleum“, marzec 1948)

Londyńska firma „Carbonmetals, Ltd.“ wyrabia świdy gryzakowe, dostarczane dotychczas prawie wyłącznie przez amerykańskie wytwórnie. Świdy te użyte przy badawczym wierceniu w okolicach Londynu zdały świetnie egzamin przy przewiercaniu bardzo trudnych pokładów.

Wykonanie świdrow ma być bardzo solidne, części zaś trące są powleczone metalem o najwyższej trwałości, tzw. „Carbonmetal“. Uzyskiwanie rdzeni przy użyciu tych świdrow ma być osiągalne w 100 procentach nie tylko w twardej ale i w mniej sprzyjających ku temu celowi pokładach.

Odbudowa rafinerii ropy we Włoszech (wg „Erdöl — Dienst“, 10. VI. 1948)

Zniszczona w czasie wojny rafineria ropy w Liworno ma być obecnie odbudowana. Odbudowę ma finansować firma amerykańska „Standard“ oraz konsorcjum naftowe włoskie.

Przezołne laboratorium polowe (wg „World Petroleum“, marzec 1948)

W St. Zjedn. wybudowano, prawdopodobnie największy z dotychczas używanych typów, polowe laboratorium przezołne do badania rdzeni wiertniczych. To nowe laboratorium będzie dołączone do zespołu urządzeń badawczych tow. Core Laboratories, Inc.

Całość zbudowana jest z aluminium, długość urządzenia wynosi ok. 8 $\frac{1}{2}$ m, waga nieco wyższa od 2700 kg. Koszt budowy tego laboratorium wynosi ok. 10 tysięcy dolarów.

Najdłuższy rurociąg w Ameryce Południowej (wg „Oil and Gas Journal“, 4. III. 1948)

Znajduje się obecnie w budowie najdłuższy, 1770 km długości, gazociąg południowo-amerykański w Argentynie, który połączy pola gazowe w Comodoro Rivadavia z Buenos Aires. Średnica gazociągu wynosi 10 i 10 $\frac{3}{4}$ ” a jego zdolność przepustowa ma wynosić milion metr. sześć. gazu dziennie. Rezerwy pól gazowych, które ma obsługiwać ten gazociąg są szacowane na 15—25 miliardów metr. sześć. Przy budowie gazociągu stosuje się najbardziej nowoczesne metody w technice montażowej.

Kronika

Uznanie dla pracowników przemysłu naftowego

Pierwszy Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Przemysłu i Handlu Ob. E. Szyr w skierowanym do nacz. dyrektora CZPN piśmie z daty Warszawa, 10 sierpnia 1948 r. wyraził w imieniu swoim podziękowanie robotnikom, personelowi inżynieryjno-technicznemu i administracyjnemu oraz Centralnemu Zarządowi za Ich wysiłki, uwieńczone wykonaniem lipcowego planu produkcji ropy w 112% i osiągnięciem po raz pierwszy od czasu wyzwolenia wysokości produkcji ropy przekraczającej 12000 ton miesięcznie.

Polscy fachowcy w przemyśle węgierskim

W drugiej połowie br., w ramach międzynarodowej współpracy przemysłowej, przebywali z polecenia Biura Współpracy przemysłowej Min. P. i H. w węgierskim przemyśle naftowym dwaj polscy fachowcy: dr St. Suknarski i inż. Zb. Onyszkiewicz. Zapoznali się oni szczegółowo z węgierskim przemysłem naftowym, zarówno z kopalnictwem jak i z przeróbką ropy. Ciekawe ich uwagi i spostrzeżenia zamieścimy w następnym numerze „Nafty“.

Eksperti czechosłowaccy w polskim przemyśle naftowym

Dalszym etapem nawiązanej współpracy polsko-czechosłowackiej jest pobyt czeskich ekspertów w polskim przemyśle naftowym. W sierpniu br. przebywali w Polsce przedstawiciele czechosłowackiego przemysłu naftowego w osobach: dra Drabacza, dra inż. Esterka i A. Miczeka. Głównym zadaniem tych ekspertów było zapoznanie się z metodami wtórnej eksploatacji złóż naftowych, a zwłaszcza z metodą odbudowy ciśnienia złoża, z urządzeniami do stabilizacji ropy oraz z urządzeniami do odgazolinowania gazu. Ponadto eksperci zapoznali się szczegółowo z aparaturą laboratoryjną i metodami prac Instytutu Naftowego w celu zorganizowania u siebie podobnej instytucji.

Współpraca zakładów przemysłowych z Radami Pedagogicznymi szkolnictwa przemysłowego

Zarządzeniem Min. Przem. i Handlu z dnia 22 maja br. obowiązani są dyrektorzy zakładów przemysłowych brać udział w posiedzeniach Rad Pedagogicznych szkół, gimnazjów i liceów przemysłowych, podległych Ministrowi Przemysłu i Handlu, zaś dyrektorzy szkół i kierownictwo warsztatów szkolnych w odbywanych w zakładach przemysłowych naradach w sprawach wytwórczych i technicznych. Dotyczy to narad, na których omawiane będą najżywniejsze problemy zakładu, jak plan produkcji, plan techniczny, sprawozdanie z wykonanego planu oraz projekty racjonalizacji i unowocześnienia produkcji.

Dyrektorzy zakładów przemysłowych uczestniczą w posiedzeniach Rad Pedagogicznych, planująco-gospodarczych (3 razy do roku), jak również pożądanym jest ich udział w innych plenarnych posiedzeniach Rad Pedagogicznych.

Dokształcające kursy w szkolnictwie naftowym

W okresie wakacyjnym rozpoczęto 2 nowe kursy:

1. 4-ro miesięczny kurs wierceń obrotowych w Wojsławiu koło Mielca.

Zadaniem kursu, o którego otwarciu donosiliśmy w poprzednim numerze „Nafty“, jest uzupełnienie wiadomości z zakresu wierceń obrotowych pracowników, posiadających praktykę i uprawnienia wiertnicze przy wierceniach udarowych.

2. Kurs dla dowódców przemysłowej straży ogniowej w Krośnie.

Kurs ma na celu zapoznanie słuchaczy z nową techniką ochrony przeciwpożarowej i przeciwybuchowej, systemem sygnalizacji alarmowej.

Egzamin na kursie motorowych kopalnianych

Dnia 16 sierpnia 1948 r. odbył się w Gorlicach egzamin końcowy dla absolwentów 4-miesięcznego kursu motorowych.

Egzaminowi poddało się 29 absolwentów kursu, z których 7 uzyskało postęp bardzo dobry, zaś 22 postęp dobry.

Trzech pierwszych absolwentów wyróżniono nagrodami w postaci książek technicznych.

Pedagogiczne kursy wakacyjne

W Wałbrzychu odbyły się w terminach od 12 do 31 lipca i od 3 do 21 sierpnia br. wakacyjne kursy dla pracowników pedagogicznych i administracyjnych szkół Ministerstwa Przemysłu i Handlu.

Zadaniem kursów było zapoznanie słuchaczy z głównymi dyscyplinami pedagogicznymi i problemami wychowawczymi oraz podstawami współczesnego światopoglądu i wreszcie z zakresem ogólnie-organizacyjnym (kierownictwo) szkoły, pomocami szkolnymi i gospodarką finansową.

Pracownicy Szkolnictwa Zawodowego przemysłu naftowego wzięli udział w następujących kursach:

1. kurs dla personelu wizytującego szkoły,
2. kurs dla dyrektorów szkół,
3. kurs społeczno-ideowy,
4. kurs metodyczny dla nauczycieli zawodu.

Ponadto pracownicy pedagogiczni przedmiotów ogólnokształcących szkół naftowych odbyli praktyki wakacyjne w zakładach przemysłu naftowego, celem zapoznania się z pracą w przemyśle.

Nożyce do wierceń udarowych

Z inicjatywy inż. Smagowicza odbyła się w Gliniku Mariampolskim narada nad sposobami polepszenia jakości nożyc oraz nad możliwościami regeneracji nożyc pękniętych. W naradzie brali udział przedstawiciele Politechniki w Gliwicach, Instytutu Spawalniczego w Katowicach, Instytutu Naftowego, Wierceń Poszukiwawczych, Kopalnictwa Naftowego oraz Warsztatów Centralnych w Gliniku Mariampolskim.

W wyniku obrad opracowano szczegółowe wnioski co do dalszej fabrykacji i regeneracji nożyc, dotyczące materiału, konstrukcji i obróbki termicznej oraz obejmujące kilka sposobów fabrykacji, z których każdy będzie wykonany i poddany praktycznej próbie na kopalni w celu stwierdzenia, który z nich jest najodpowiedniejszy.

Komisja Usprawnień Wierceń Poszukiwawczych

Dnia 21 sierpnia br. odbyło się pierwsze posiedzenie Komisji Usprawnień Wierceń Poszukiwawczych pod przewodnictwem dyr. inż. Z. Wilka.

W przemówieniu wstępnym inż. Wilka zostało podkreślone specjalnie duże znaczenie komisji. Umożliwi ona rozwinięcie własnej inicjatywy w konstrukcjach sprzętu wiertniczego, wykonanego następnie w kraju, co umożliwi w przyszłości pokrycie w 60%, a może i więcej, naszego planu zaopatrzenia.

Następnie ustalono zasady, którymi komisja będzie się kierowała na podstawie odnośnych okólników, a mianowicie:

- 1) wymagana jest obecność 6-ciu członków komisji;
- 2) uchwały zapadają według zgodnej opinii przynajmniej 5-ciu członków komisji;
- 3) o ile członek komisji jest w omawianym wniosku zainteresowany, nie bierze udziału w głosowaniu, zaś na jego miejsce w razie braku quorum komisja kooptuje dalszego członka;
- 4) komisja rozróżnia świadczenia, które należą do obowiązków pracownika z tytułu umowy służbowej w zakresie działalności ruchowej, kierowniczej czy dyspozycyjnej od świadczeń, które wychodzą poza normalne obowiązki, a które należy premiować. Myślą przewodnią będzie, czy dany pomysł był już stosowany w zakładzie, oraz czy przyniesie korzyści.

Z kolei rozpatrzone zgłoszone wnioski i przyznano premie za niżej wymienione urządzenia.

- 1) But dla łyżki, skośnie ścięty w celu zmniejszenia możliwości wcinania się, zgłoszony przez ob. B. Moskałę.
- 2) Urządzenie do ułatwienia nawijania liny przy żorawiach kombinowanych, składające się z wałka prowadnikowego, poruszanego ręcznie przy pomocy układu dźwigni, zgłoszone przez A. Gniadego.
- 3) Żoraw kombinowany obrotowo-udarowy przenośny do maks. głęb. 2000 m, opracowany w formie projektu szkicowego przez dyr. M. Mrazka. Nad powyższym projektem, jako sprawą bardzo poważną, rozwinęła się dłuższa dyskusja, której dalszy ciąg przeprowadzono na posiedzeniu w dniu 5 września po dokładnym zapoznaniu się z projektem. W konkluzji postanowiono przystąpić niezwłocznie do wykonania prototypu, który zostanie poddany kilkumiesięcznej próbie, następnie zostaną rozpracowane rysunki dla seryjnej fabrykacji.

II Międzynarodowy Kongres Techniczny

W dniach 20—26 marca 1949 odbędzie się w Kairze, w Egipcie, II Międzynarodowy Kongres Techniczny, w którym i Polska ma wziąć czynny i liczny udział.

Tematyka kongresu obejmuje 3 główne działy, z których interesujące dla nas są dwa pierwsze, tj. zagadnienie surowców oraz zagadnienie aspektów socjalnych rozwoju techniki i problemu surowcowego.

Naczelna Organizacja Techniczna tworzy specjalną Komisję Kongresu Kairskiego, której zadaniem będzie zorganizowanie prac na kongres. Sprawy te są o tyle pilne, że już we wrześniu powinny być gotowe tematy, które polscy delegaci będą referowali na kongresie. Oczywiście przy delegowaniu na kongres będą mieli pierwszeństwo autorzy prac zgłoszonych.

Wielkość referatów została określona na 10—12 stron maszynopisu z interlinią i marginesem.

Technika bezpieczeństwa pracy na wyższych technicznych uczelniach w Polsce

Ostatnio odbył się staraniem Instytutu Naukowego Organizacji i Kierownictwa w Warszawie zjazd profesorów i wykładowców techniki bezpieczeństwa pracy na politechnikach i szkołach inżynierskich w Polsce dla omówienia całokształtu zagadnienia nauczania w związku z nowymi wymaganiami, jakie stawiane są kadrom inżynierskim, powołanym do kierowania produkcją i związanym z nią czynnikami ludzkim.

W zjeździe brali udział również delegaci Ministerstwa Oświaty, Pracy i Opieki Społecznej, Ministerstwa Przem. i Handlu, Naczelnej Organizacji Technicznej, Komisji Centr. Związków Zawodowych i Zakładu Ubezpieczeń Społecznych. Łącznie wzięło udział w Zjeździe około 30 osób.

Na zjeździe wygłoszone zostały referaty na temat techniki bezpieczeństwa pracy jako nauki, rozwoju nauczania tego przedmiotu zagranicą, wytycznych programowych i metod nauczania. W wyniku dyskusji, prowadzonej na wysokim poziomie, zjazd przyjął uchwały, które będą przedstawione Ministerstwu Oświaty do realizacji.

Cenny dar dla Akademii Górniczej w Krakowie

Ob. Janina Raszkowa ofiarowała Akademii Górniczej w Krakowie model gipsowy pomnika Ignacego Łukasiewicza, wykonany przez niedawno zmarłego artystę rzeźbiarza, Jana Raszkę. Dzieło to posiada dużą wartość artystyczną i jest ideowo nawiązane do rzeźb Jana Raszki, które zdobią wejście do gmachu głównego Akademii Górniczej w Krakowie. Dla naszej techniki i przemysłu naftowego stanowi ono monumentalne utrwalenie wielkiego odkrycia naszego rodaka, który pierwszy w świecie zaświecił lampę naftową, tworząc tym samym podstawę rozwoju światowego przemysłu naftowego.

Z nowych wydawnictw

Nakładem „Czytelnika“ ukazała się drukiem książka, wydana we Wrocławiu pt.

„Oleń, który idzie z kamienia“

napisana przez znanego z szeregu cennych prac towaroznawczych profesora Wyższej Szkoły Handlowej we Wrocławiu Kazimierza Wiśniowskiego.

Książka ta wydana w 95-letnią rocznicę zapalenia pierwszej lampy naftowej, przedstawia historię polskiego kopalnictwa naftowego od zarania jego dziejów aż do czasów ostatnich. Dla pełnego obrazu zawiera ona wiadomości o ropie naftowej z punktu widzenia jej składu chemicznego, warunków jej powstania w przyrodzie, sposobów wiercenia za ropą, jej wydobywania, przeróbki oraz jej roli w gospodarce krajowej.

Więcej uwagi poświęca autor pierwszym próbom destylacji ropy Heckera, jakie miały miejsce z początkiem 19-go stulecia, uwytkła historyczną rolę, jako twórcy przemysłu naftowego, Ignacego Łukasiewicza, podkreśla zasługi Stan. Szczepanowskiego, pioniera polskość kopalnictwa naftowego i innych, których działalność miała na celu przede wszystkim dobro samego przemysłu.

Przedstawione są wzloty i upadki polskiego przemysłu naftowego w zależności od jego warunków prawnych i od koniunktury gospodarczej na rynku naftowym. Podana została również statystyka wydobywa ropy oraz konsumpcji produktów naftowych w Polsce i w innych krajach.

Książka nie ma pretensji ściśle naukowego dzieła. Posiada charakter popularno-naukowy, napisana jest stylem jędrnym, narratorskim i jest we wszystkich szczegółach zrozumiana dla każdego czytelnika, nawet słabo obznajomionego z przemysłem naftowym. Styl niemal powieściowy sprawia, że każdy przeczyta ją z zainteresowaniem.

Nakładem Centralnego Zarządu Przemysłu Naftowego w Krakowie

Kolegium Redakcyjne:

CZPN: Inż. Wiktor Kulczycki

Instytut Naftowy: Inż. Józef Wojnar, Inż. Bronisław Fleszar, Inż. Henryk Górka, Inż. Adam Waliduda
Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego: Inż. Józefa Czaplicka

Red. Nacz.: Inż. Józef Wojnar

Red. Techn. Inż. Bronisław Fleszar

M-47631