

2505/100

# NAFTA

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

CZERWIEC 1949  
Nr 6 ROCZNIK V

62  
P.626/49  
BIBLIOTEKA  
POLITECHNIKI  
GLASK





## TREŚĆ:

	Strona
1. Inż. Józef Wojnar: Działalność Instytutu Naftowego w r. 1948 . . . . .	137
2. Mgr Jan Jacek Głogoczowski: Analiza termiczna minerałów ilastych . . . . .	141
3. Inż. Stanisław Psarski: Stosowanie skroplonego gazu ziemnego do napędu silników samochodowych . . . . .	143
4. Dr Inż. Stanisław Rachfał: Podgrzewanie cystern kolejowych (dokończenie) . . . . .	145
5. Inż. Roman Glaser: Oleje samochodowe w Stanach Zjednoczonych . . . . .	150
6. Inż. Bronisław Fleszar: Amerykański przemysł naftowy w ostatnich latach . . . . .	153
7. Czynniki względnej oceny ropności . . . . .	161
8. Przegląd zagraniczny . . . . .	162
9. Kronika . . . . .	165
10. Bibliografia naftowa . . . . .	167

„Нефть” № 6. Июнь 1949. Нефтяной Институт Польша, Краков, Лобзовская 49

## ОГЛАВЛЕНИЕ:

	Стр.
1. Инж. Я. Войнар: Результаты деятельности Нефтяного Института в 1948 г. . . . .	137
2. Мгр Я. Я. Глогочовски: Термический анализ глинистых минералов . . . . .	141
3. Инж. Ст. Псарски: Применение сжиженного газа в автомобильных двигателях . . . . .	143
4. Др Инж. Ст. Рахфал: Подогревание нефтяных цистерн (окончание) . . . . .	145
5. Инж. Р. Глязер: Автомобильные масла в США . . . . .	150
6. Инж. Б. Флешар: Американская нефтяная промышленность за последние годы . . . . .	153
7. Показатели относительной оценки содержания нефти в залежах . . . . .	161
8. Иностранная хроника . . . . .	162
9. Хроника . . . . .	165
10. Нефтяная библиография . . . . .	167

„Petroleum” Nr 6. June 1949. Petroleum Institute Poland, Kraków, Lobzowska 49

## CONTENTS:

	Page
1. Józef Wojnar: The Activity of the Polish Institute of Petroleum in 1948 . . . . .	137
2. Jan Jacek Głogoczowski: The Thermal Analysis of Clay Minerals . . . . .	141
3. Stanisław Psarski: The Use of Liquefied Gases for Motor Vehicles . . . . .	143
4. Dr Stanisław Rachfał: Warming of Rail-Road Cisterns (concluded) . . . . .	145
5. Roman Glaser: The Motor Oils in USA . . . . .	150
6. Bronisław Fleszar: The American Petroleum Industry during Last Years . . . . .	153
7. The Factors of Relative Productiveness of Oil Fields . . . . .	161
8. Foreign Review . . . . .	162
9. Current News . . . . .	165
10. Bibliographie of Petroleum . . . . .	167





# NAFTA

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

REDAGUJE INSTYTUT NAFTOWY

Rok V

Czerwiec 1949 r.

Nr 6



Inż. Józef Wojnar  
Dyrektor Instytutu Naftowego

## Działalność Instytutu Naftowego w 1948 r.

Rok 1948 był czwartym z kolei rokiem działalności Instytutu Naftowego. Jak wynika z poniżej przedstawionego sprawozdania, nastąpił dalszy jego rozwój. Liczba pracowników Instytutu wzrosła w stosunku do roku 1947 z 51 do 66, tj. prawie o 30%, wydatki budżetowe wyniosły 29 128 726 zł i były o 37% wyższe aniżeli w roku 1947, wydatki na inwestycje wzrosły o 48%. Zorganizowano nowy dział geologiczno-badawczy, który ma obsługiwać przede wszystkim poszukiwania naftowe i uzyskano dla niego w Krakowie tymczasowe pomieszczenie.

W ciągu roku 1948 miały miejsce zasadnicze zmiany organizacyjne. Instytut Naftowy, który od początku swego istnienia, tj. od stycznia 1945 r., był jednostką organizacyjną Centralnego Zarządu Przem. Naftowego, został w myśl rozporządzenia Ministerstwa Przemysłu i Handlu z dnia 1. IV. 1948 włączony jako Instytut specjalny do utworzonego Głównego Instytutu Paliw Naturalnych w Katowicach, jednego z ośmiu głównych instytutów naukowo-badawczych przemysłu.

Ostateczna prawna forma istnienia i działalności Instytutu Naftowego w ramach Głównego Instytutu Paliw Naturalnych została ustalona rozporządzeniem Ministerstwa Przemysłu i Handlu z dnia 8. VII. 1948, w którym zatwierdzono tymczasowy statut Głównego Instytutu Paliw Naturalnych oraz dekretem z dnia 30. X. 1948 o utworzeniu głównych instytutów.

W związku z tym zmieniono wewnętrzną organizację Instytutu Naftowego. Przed reorganizacją Instytut Naftowy składał się z 5 Wydziałów: a) Kopalnianego, b) Maszynowego, c) Chemicznego, d) Nauczania i Naukowej Organizacji Pracy oraz e) Wydawnictw i w tej formie działał tylko przez część roku 1948.

Po reorganizacji powstały 3 Zakłady i 2 samodzielne Działy: a) Zakład Geologiczno-Badawczy w Krakowie, b) Zakład Kopalnictwa Naftowego wraz z Kopalnią Doświadczalną w Krośnie, c) Zakład Technologii Nafty w Trzebini, d) Dział Techniczny w Krakowie, e) Dział Administracyjny w Krakowie.

W trakcie wstępnych prac organizacyjnych Instytut Naftowy przedkładał władzom naczelnym

w M. P. i H. wnioski uzasadniające konieczność zachowania Instytutu Naftowego jako jednostki samodzielnej. Całkowita odrębność i specjalność tematów prac nie związanych z tematami innych instytutów oraz duże rozrzucone zakładów w terenie stanowiły uzasadnienie pozostawienia Instytutu jako jednostki samodzielnej.

Na skutek reorganizacji Instytutu Naftowego przekazano dnia 25. XI. 1948 Centralnemu Zarządowi Przemysłu Naftowego agendy Naftowego Szkolnictwa Zawodowego.

W roku 1948 zorganizowano w Krakowie Zakład Geologiczno-Badawczy (Geoanalitki), któremu podporządkowano oddział geologiczny b. Wydziału Kopalnianego w Krośnie.

Brak pomieszczeń — specjalnie w Krakowie — utrudniał wcielenie w życie w całości zaprojektowanej organizacji. W związku z tym prace Działu Technicznego i Administracyjnego były prowadzone częściowo w Krośnie.

Przy ustalaniu organizacji i przy rozmieszczaniu zakładów kierowano się wytycznymi statutu wzorcowego dla instytutów, w myśl którego zadaniem Instytutu jest prowadzenie prac naukowo-badawczych przy stałej współpracy z przemysłem, celem stwarzania podstaw teoretycznych i praktycznych dla nowych działów produkcji lub nowych organizacji pracy.

Ponieważ siedzibą Centralnego Zarządu Przemysłu Naftowego i wyższych uczelni, z którymi Instytut współpracuje, jest Kraków, przyjęto jako siedzibę Instytutu Naftowego — Kraków. Za wyborem Krakowa przemawia również bliskość Katowic, siedziby GIPN.

Zakład Geologiczno-Badawczy, który w pracach swoich korzysta z niektórych pracowników Uniwersytetu Jagiellońskiego i Akademii Górniczej i który musi być w stałym kontakcie z Wierczeniami Poszukiwawczymi, ulokowano w Krakowie.

Zakład Kopalnictwa Naftowego, który opracowuje zagadnienia wiążące się z ruchem wiertniczym i eksploatacyjnym, umieszczono w centrum kopalnictwa naftowego, tj. w Krośnie.

Na siedzibę dla Zakładu Technologii Nafty przewidziano Kraków, gdzie znajduje się dyrekcja Zjednoczonych Rafinerii Nafty, a który jest centralnie położony w stosunku do istniejących rafinerii



nafty. Zakład ten z braku pomieszczeń w Krakowie mieści się tymczasowo w Trzebinii.

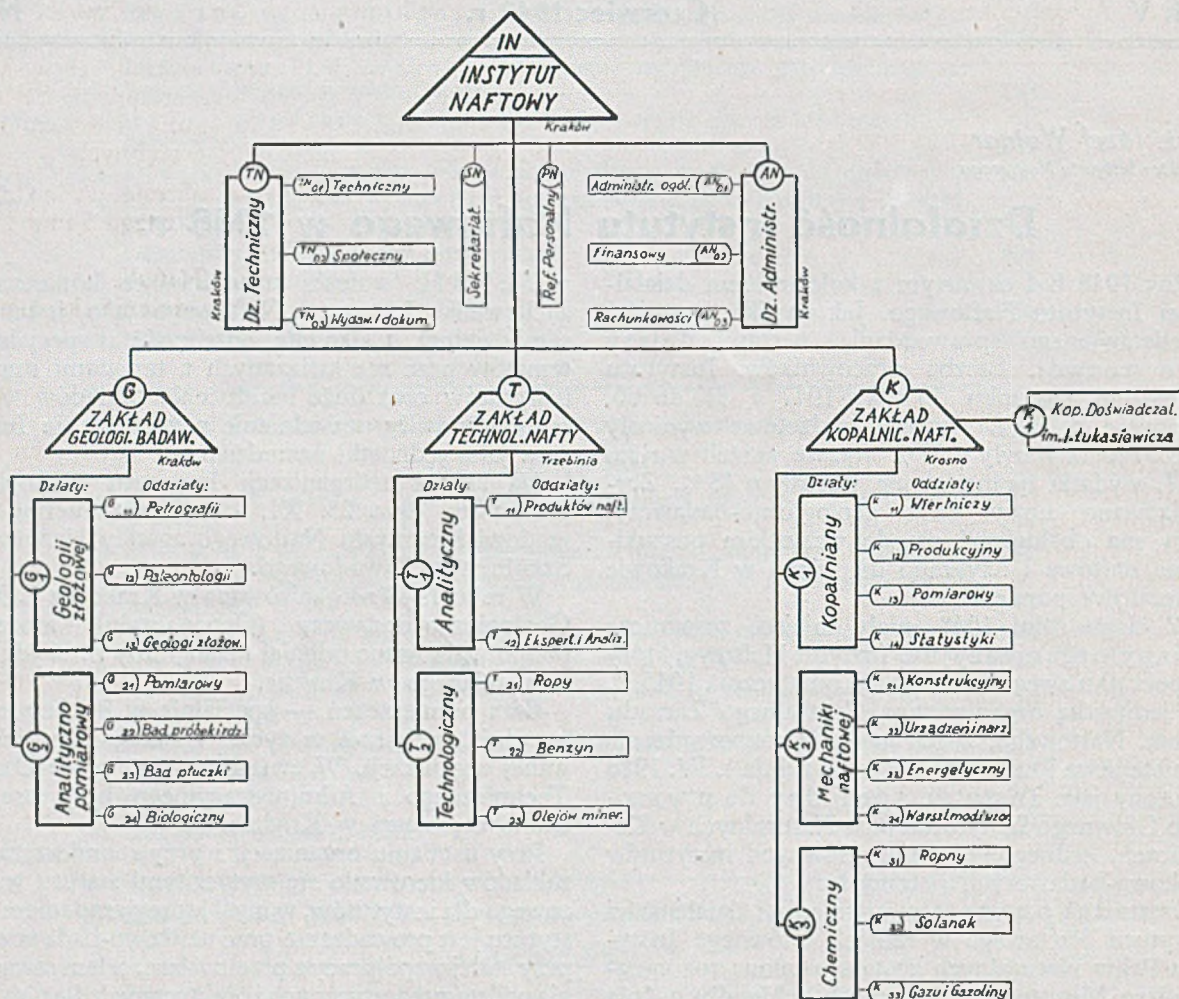
Umieszczenie Działu Technicznego i Administracyjnego w Krakowie wiąże się z ustaleniem siedziby Instytutu Naftowego.

Dla zacieśnienia współpracy Instytutu z przemysłem w okresie sprawozdawczym były czynne przy Instytucie Naftowym 4 fachowe komisje: Wiertnicza, Produkcyjna, Gazowa i Mechaniczna.

1) stałe badania naukowe nad procesami technicznymi i nad wytwarzaną przez przemysł naftowy produkcją, celem wytyczenia kierunków dla ich usprawnienia;

2) opracowanie naukowych podstaw dla praktycznego zastosowania nowych metod poszukiwawczych złóż naftowych w Polsce;

3) wskazanie sposobu właściwego posiłkowania się czynnikiem ludzkim.



Schemat organizacyjny Instytutu Naftowego

Komisje te złożone z przedstawicieli przemysłu naftowego miały charakter opiniodawczy i doradczy w stosunku do prac prowadzonych przez Instytut Naftowy.

W roku 1948 współpracowało z Instytutem w fachowych komisjach około 50 inżynierów i techników z przemysłu naftowego, w komisji i podkomisjach normalizacyjnych około 50 wybitnych fachowców naftowych, a w szkolnictwie zawodowym, które do dnia 25. XI. 1948 wchodziło w skład Instytutu Naftowego, około 70 różnych wykładowców, tak pracowników przemysłu naftowego jak i spoza przemysłu.

W laboratoriach Zakładu Instytutu Naftowego odbywali praktyki wakacyjne oraz ćwiczenia studenci Wyższych Uczelni.

W pracach swoich starał się Instytut współpracować jak najściślej z przemysłem naftowym przez:

Dla szerszego rozpowszechnienia współzawodnictwa pracy Instytut przygotował plan odpowiedzialnych badań na Kopalni Doświadczalnej. Badania te mają ustalić te momenty techniczne i organizacyjne przy pracach wiertniczych i eksploatacyjnych, które następnie zastosowane na innych kopalniach umożliwią szerokim rzeszom robotników naftowych współzawodnictwo i wpłyną na zwiększenie wydajności pracy. Ten sam cel mają opinie pomysłów, wynalazków i usprawnień oraz konsultacje z wynalazcami w celu wyjaśnienia czasem niedostatecznie sprecyzowanych pomysłów.

Pracownicy Instytutu brali udział w różnych komisjach organizowanych przez przemysł, a specjalnie w komisjach usprawnień. Dyrektor Instytutu był członkiem komisji współpracy naukowej polsko-czechosłowackiej.



Według przyjętego ogólnie podziału można prace Instytutu podzielić na 2 grupy: prace naukowo-badawcze, długofalowe, mające ważne znaczenie w rozwoju techniki przemysłowej i prace bieżące dla obsługi przemysłu w zakresie bieżących potrzeb przemysłu.

W r. 1948 wykonano w Instytucie ogółem 56 prac naukowo-badawczych, 353 ekspertyzy i opinii, oraz przeprowadzono 20699 prób i pomiarów (oznaczeń) fizycznych, chemicznych i mechanicznych. Na poszczególne zakłady przypada:

Zakład	Pomiary (oznaczenia chem. fizyczne i próby)	Ekspertyzy i opinie	Prace naukowo-badawcze	
			ukończone	w opracowaniu
Geologiczno-Badawczy	5043	5	3	4
Kopaln. Naft.	11286	200	19	15
Techn. Nafty	4370	148	8	5
Dział Techn.	—	—	6	2
Razem	20699	353	36	24

W roku 1948 zakończono w Instytucie Naftowym 56 prac naukowo-badawczych, a oprócz tego znajdowało się w opracowaniu 24. Odsyłając zainteresowanych do bardziej szczegółowego sprawozdania z działalności Instytutu Naftowego w roku 1948, wydanego osobno drukiem<sup>1)</sup>, podamy tylko pobieżny opis tych prac.

Zakład Geologiczno-Badawczy wykonał trzy prace dotyczące badania łańcuchów do zamykania wód węglanych, określenia właściwości dobrych płuczek wiertniczych oraz własności fizycznych piaskowców ropnych.

Zakład Technologii Nafty wykonał 8 prac, z tego: 1 badanie dotyczące rop krajowych, 2 badania rop zagranicznych, 4 różne badania dotyczące destylatów ropnych, 1 badanie wylewania łupków bitumicznych.

Zakład Kopalnictwa Naftowego wykonał 19 prac, z tego: 3 prace z zakresu wiertnictwa i eksploatacji, a mianowicie: zagadnienie żelaznych składanych budynków kopalnianych, zagadnienie ekonomii podbudowy wież i żurawia wiertniczego typu średniego (Bitków), ustalenie maksymalnej zdolności produkcyjnej pól gazowych, 6 prac dotyczących konstrukcji różnych przyrządów i urządzeń: konstrukcja specjalnego manometru rtęciowo-wodorowego, projekt przewoźnego pieca gazowego do ostrzenia świdrów, konstrukcja aparatu do badania przepuszczalności skał, konstrukcja specjalnego reduktora gazowego do badań energetycznych, konstrukcja absorberów znormalizowanych do pomiarów gazowych, warunki stosowalności gazu płynnego do celów domowych i laboratoryjnych, 5 prac dotyczących zagadnień gazowo-gazolinowych, opracowanie normalizacji, nomenklatury, metody badania oraz sposobu pobierania próbek gazu ziemnego, problem zastosowania podmuchu gazowego do stabilizacji ropy w Turaszówce, badanie problemu korzyści odgazolinowania gazu

z pola gazowego Roztoki, badanie gazu importowanego z ZSRR ze szczególnym uwzględnieniem wartości opałowej, opracowanie nowych metod dokładnego oznaczania CO w gazach i spalinach, 4 prace badawcze różnych właściwości rop krajowych i zagranicznych, badanie zawartości lekkich frakcji w ropie import. i straty lekkich węglowodorów podczas transportu tej ropy, ustalenie zmiany wiskozji ropy poddanej stabilizacji w stosunku do ropy niestabilizowanej, badanie możliwości przetrzymywania rop stabilizowanych, półparafinowych i parafinowych, ze względu na zwiększenie ich wiskozji po stabilizacji w różnych temperaturach, badanie fizycznych właściwości mieszania różnych rop, i praca nad barwieniem wód węglanych.

Dział Techniczny (w zakresie wydawnictw i dokumentacji) wykonał 6 prac, z tego 5 prac z zakresu wydawnictw:

- 10 zeszytów miesięcznika „Nafta”,
- 1 książka „Podstawowe zagadnienia eksploatacji złóż ropnych”,
- 1 skrypt „Silniki odrzutowe”,
- 1 skrypt „Obliczanie podziemnych zapasów ropy i gazu”,
- 1 opracowanie „Dane statystyczne przemysłu naftowego za lata 1946 i 1947”,
- 1 praca z dziedziny opracowania arkuszy chronometrażowych dla czynności wiertniczych przy wierceniu udarowym i obrotowym.

Ponadto wykonano 60 analiz z pism krajowych i zagranicznych do celów dokumentacji, przetłumaczono 72 artykuły techniczne z różnych języków oraz 250 komunikatów o objętości 860 stron maszynopisu.

Instytut Naftowy prowadził prace wydawnicze dla całego przemysłu naftowego.

Zakład Geologiczno-Badawczy wykonał 1321 analiz, w tym:

pomiarów dotyczących łańcuchów i płuczek wiertniczych . . . . .	1527
pomiarów przy badaniu łańcuchów do zamykania wód węglanych . . . . .	62
pomiarów przy badaniu piaskowców . . . . .	3458
pomiarów jakościow. gazu na zawartość helu . . . . .	16
Razem . . . . .	5045

Zakład Technologii Nafty wykonał 373 analiz, w tym: 4370 pomiarów różnych produktów naftowych, próbek węgla z oznaczeniem wartości kalorycznej, analizy minerałów, proszków odbarwiających itp.

Zakład Kopalnictwa Naftowego wykonał 911 analiz, w tym:

różnych pomiarów w dziale mechan. kopaln. . . . .	1586
pomiarów gazu, ropy i solanek . . . . .	10700
Razem . . . . .	11286

Dział Techniczny (w zakresie nauczania) oddał przemysłowi 193 kwalifikowanych pracowników, absolwentów różnych szkół i kursów naftowych, w tym:

- 24 absolwentów Technicum Naftowego,
- 59 „ Szkół Mistrzów Kopalnictwa Naftowego,

<sup>1)</sup> Sprawozdanie z działalności Instytutu Naftowego w roku 1948, Kraków 1949, nakładem własnym.



- 14 kwalifikowanych maszynistów kopalnianych,
- 16 „ „ elektromonterów „
- 25 „ „ motorowych „
- 24 fachowców do wierceń obrotowych,
- 16 kwalifikowanych różnych pracowników warsztatowych,
- 10 kwalifikowanych różnych pracowników rafineryjnych,
- 5 kierowników gazoliniań.

W ramach doszkalania przeprowadzono jednolite pouczenie dla pracowników obsługujących urządzenia pompowe, na których przeszkolono 437 pracowników.

Również do grupy prac związanych z obsługą przemysłu w zakresie bieżących potrzeb przemysłu należy zaliczyć wydane ekspertyzy i opinie. Ogólna ich ilość w roku 1948 wynosi 355. Były one wydawane na różne tematy. I tak: Zakład Geologiczno-Badawczy wydał 5 opinii w zakresie wierceń poszukiwawczych, organizacji prac geologicznych i 6-letniego planu prac geologiczno-poszukiwawczych.

Zakład Technologii Nafty wydał 200 orzeczeń obejmujących około 700 różnych produktów naftowych, próbek węgla i innych minerałów.

Zakład Kopalnictwa Naftowego wydał 148 orzeczeń i opinii w sprawie przyrządów do załączania i wyłączania pomp węgłnych oraz w sprawie różnych wynalazków, usprawnień i innych problemów dotyczących wiertnictwa i eksploatacji ropy i gazu.

Z ważniejszych osiągnięć Instytutu Naftowego w roku 1948 wymienić należy: badania własności fizycznych piaskowców w związku z regeneracją złóż, prace nad wprowadzeniem nowoczesnych metod poszukiwawczych, tzw. geonalitycznych, w wyniku których opracowano własnej konstrukcji aparaty do mikroanalizy terenowej węglowodorów oraz emanometr do badania radioaktywności, przygotowania do stosowania nowoczesnych zdobyczy nauki do profilowania otworów wiertniczych i analizy zawartości bitumów, opracowanie aparatu do jakościowego badania zawartości bitumów, opracowanie aparatu do jakościowego badania zawartości helu w gazach ziemnych i wykonanie analiz z pozytywnym rezultatem, wreszcie przeprowadzenie badań ifów i materiału do płuczek wiertniczych. Uzyskanie Kopalni Doświadczalnej, jako obiektu przemysłowego do celów naukowo-doświadczalnych, zdjęcie jej z planu, aby nie było pośpiechu i aby mieć możliwość prowadzenia prób i doświadczeń, jest znakomitym pomostem między nauką stosowaną a techniką przemysłową, powiąże jeszcze ściślej Instytut z przemysłem i niewątpliwie przyniesie realne korzyści przemysłowi.

Badania spalania gazu ziemnego w gospodarstwach domowych oraz skonstruowanie ekonomicznych urządzeń do spalania gazu ziemnego dały oszczędność w zużyciu gazu na opał w gospodarstwach domowych.

Zastosowanie barwienia wód węgłnych umożliwiło korelację horyzontów wodnych w otworach wiertniczych.

Badanie różnych fizycznych właściwości ropy dało podstawę do właściwego magazynowania tych ropy oraz do skierowania tych ropy do właściwych rafinerii.

Badania chyżości przyływu ropy do odwiertów (170) stworzyły podstawę do ustalenia maksymalnej zdolności produkcyjnej odwiertów i optymalnego wydobycia.

W dziedzinie technologii nafty przeprowadzono szczegółowe analizy trzech ropy krajowych pod ciśnieniem atmosferycznym i w próżni w ramach pracy „systematyczne analizy i klasyfikacja ropy polskich”, ukończono prace nad analizami typowych ośmiu marek ropy polskich metodą Poella dla stwierdzenia, jakiej ilości i o jakich wartościach można z nich otrzymać oleje smarowe, oraz wykonano szczegółowe analizy dwóch ropy importowanych z dokładnym oznaczeniem marki na poszczególne produkty.

W stosunkowo dużym zakresie prowadzono prace nad odkwaszaniem lekkich destylatów z ropy o dużej zawartości siarki (ropa import.) i opracowano własne metody oznaczania związków siarkowych w produktach naftowych za pomocą krajowych odczynników oraz metody określania związków siarkowych w destylatach przy stabilizacji ropy importowanej. Opracowanie nowych metod badania produktów naftowych dało podstawę do „Norm Polskich”.

Spośród prac rozpoczętych na uwagę zasługuje selektywna rafinacja olejów smarowych metodą furfurołową i krezolową, regeneracja zużytych olejów motorowych oraz wykorzystanie kwasu odpadkowego z rafinacji lżejszych destylatów.

Sprawozdanie z działalności Instytutu Naftowego było przedmiotem obrad Zebrania Komitetu Naukowego Instytutu Naftowego, odbytego w Krakowie dnia 28 maja br., w którym oprócz członków Komitetu wzięli udział również wszyscy kierownicy zakładów i działów Instytutu. Po wysłuchaniu szczegółowego sprawozdania i po przeprowadzonej dyskusji zebrani członkowie Komitetu stwierdzili duży wkład pracy Instytutu i wysiłku jego pracowników i przyjęli jednogłośnie sprawozdanie do zatwierdzającej wiadomości. Na tym zebraniu przedyskutowano również szczegółowo plan 6-letniej działalności Instytutu w latach 1950—1955. W myśl ustalonych wytycznych w okresie 6-letnim ma nastąpić ostateczne zorganizowanie Instytutu oraz zaopatrzenie go w budynek, laboratoria, urządzenia i aparaturę laboratoryjną. W planie tym przewiduje się wydatkowanie na prace bieżące ok. 100 milionów złotych rocznie oraz taką samą kwotę rocznie na inwestycje. Liczba pracowników Instytutu Naftowego ma wzrosnąć w okresie 6-letnim do 200.



Mgr Jan Jacek Głogoczowski

## Analiza termiczna minerałów ilastych

Pomiędzy licznymi metodami stosowanymi w geologii bardzo poważną rolę odgrywa analiza termiczna, mająca coraz szersze wzięcie dzięki łatwości jej wykonania.

Analiza termiczna, stosowana od dawna w metalografii do badania zachowania się metali i ich stopów w czasie ogrzewania lub stygnięcia, zdała doskonale swój egzamin. Dostarczyła bowiem danych dotyczących punktów przemiany oraz dokładnego obrazu równowagi termicznej, zachodzącej pomiędzy poszczególnymi modyfikacjami strukturalnymi metali względnie ich wzajemnymi związkami.

Opierając się na wynikach analizy termicznej, właściwą podstawę znalazła jedna z najważniejszych dziedzin przemysłu metalurgicznego — obróbka termiczna.

Nic też dziwnego, że metody te zostały przeszczepione na teren analizy mineralogicznej i petrograficznej. Posłużyły one mianowicie po raz pierwszy H. Le Chatelier'owi<sup>1)</sup> do wnikięcia w tajniki budowy wewnętrznej glin i ilów.

Początkowo nie przywiązywano do metody tej specjalnej wagi, aż dopiero od czasu zastosowania ulepszeń przez I. Orcela i S. Caillera<sup>2)</sup> analiza termiczna znalazła zastosowanie i pełne prawo obywatelstwa jako wartościowa metoda analityczna. Zwłaszcza w okresie ostatniego 10-ciolecia na terenie ZSRR i St. Zjedn. została ona uznana jako nieodzowna pomoc przy badaniu glin, ilów i łupków, a wkrótce także niemal wszystkich minerałów.

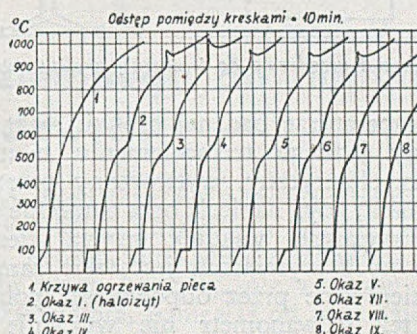
Analiza termiczna polega na mierzeniu wzrostu temperatury badanego ciała w zależności od czasu, w którym zostało doprowadzone ciepło. Wszystkie punkty przemian chemicznych, jak również zmiany w sieci przestrzennej minerałów uwydatniają się w obrazie graficznym krzywej szybkości wzrostu ich temperatury, jako odchylenia od obrazu krzywej szybkości wzrostu temperatury pieca. Takimi punktami charakterystycznymi są: parowanie wody, rozkład, krystalizacja, zmiana układu krystalograficznego, przy czym wszystkie przemiany egzotermiczne przyspieszają ten wzrost, zaś przemiany endotermiczne go opóźniają. Krzywa zatem ogrzewania pewnego minerału posiada odchylenia w charakterystycznych dla niego kierunkach i zakresach temperatury.

Początkowo stosowano metodę bezpośredniego obserwowania i notowania wzrostu temperatury. Mianowicie używano pieca elektrycznego oporowego i wykonano dwa pomiary.

Pomiar pierwszy dawał krzywą wzrostu temperatury samego pieca. Przeprowadzano go przez odczytywanie w odstępach 1-minutowych temperatury tygla pustego umieszczonego w piecu, względnie notowanie czasu, jaki upłynie dla ogrza-

nia tygla w odstępach np. co 10°C. Ponieważ górna granica temperatury wynosi 1000°C, a w niektórych wypadkach stosuje się nawet wyższe temperatury, pomiar wykonuje się przy użyciu termoelementu umieszczonego w tyglu bez substancji badanej. Termoelementy stosowane w tych wypadkach składają się przeważnie z platyny i platyny + 10% rodu ze względu na ich doskonałą wytrzymałość termiczną; dają one jednak zbyt małą dokładność ze względu na niskie napięcie prądu termoelektrycznego (9,56 mV przy 1000°C). Obecnie stosuje się inne zestawy mające wprawdzie mniejszy okres życia, ale za to duże efekty termoelektryczne, np. nikiel i chromnikiel, dający około 36,04 mV przy 1000°C, względnie chromel alumel.

Pomiar drugi wykonuje się z materiałem badanym, przy czym miejsce spojenia termoelementu umieszcza się w środku rozartej na proszek próbki. Przez porównanie obu krzywych wyznacza się



Rys. 1. Krzywe ogrzewania alotanoidów z Lubieni

punkty charakterystyczne przemian termicznych. Dla przykładu podajemy rysunek krzywych termicznych, zaczerpnięty z pracy H. L. Piotrowskiego „O naturze chemicznej haloizytu i o alotanoidach” (rys. 1).

Dla uniknięcia błędów, wywołanych przemianami termicznymi materiału, z którego wykonany jest tygiel, stosuje się tylko takie materiały, które w zakresie badanych temperatur nie wykazują zmian termicznych, np. platyna, nikiel, a nie używa się tygli np. kwarcowych, gdyż w zakresie temperatur stosowanych kwarc posiada kilka punktów przemiany.

Metoda ta, pomimo że posiada pełne zalety, jest jednak bardzo niewygodna w praktyce, wymaga bowiem od operatora ciągłego obserwowania termometru i zegara oraz ciągłego notowania wskazań przez okres jednej do dwu godzin.

Tym też tłumaczy się małe początkowo zainteresowanie się analizą termiczną.

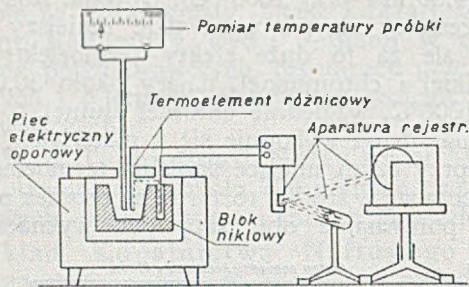
Dopiero zastosowanie analizy termicznej różnicowej przez J. Orcela i S. Caillera'a, oraz następne prawie całkowite zautomatyzowanie obsługi aparatury przez zastosowanie przyrządów samopiszących otworzy drogę do laboratoriów tej tak bardzo obecnie cenionej metodzie.

<sup>1)</sup> H. Le Chatelier, Bull. de la Soc. franç. de Min., 10 (1887).

<sup>2)</sup> I. Orceł i S. Caillere, Comptes Rendus, 147 (1953).



Różnica w stosunku do metody poprzedniej polega na wprowadzeniu dwóch dodatkowych termoelementów włączonych szeregowo, z których jeden jest umieszczony w substancji badanej, drugi zaś w wyżłobieniu tygla. Jako tygla używa się w tym wypadku bloku niklowego; w nim jest wyżłobiony jeden otwór duży na umieszczenie próbki, oraz drugi mniejszy dla osadzenia termoelementu. W tym układzie przy pomocy normalnego termoelementu, umieszczonego w badanym materiale i złączonego z miliwoltomierzem, odczytuje się temperaturę rzeczywistą próbki. Przy pomocy zaś obydwu termoelementów złączonych szeregowo oraz drugiego miliwoltomierza względnie bardziej czułego galwanometru lusterkowego mierzy się różnicę temperatur pomiędzy blokiem niklowym a badaną próbką (rys. 2). Jak długo bowiem temperatura bloku jest



Rys. 2. Schemat urządzenia do termicznej analizy różnicowej

równa temperaturze badanej próbki, efekt termoelektryczny jednego termoelementu neutralizuje efekt termoelektryczny, wytworzony przez drugi termoelement, gdyż napięcie oraz natężenie prądów termoelektrycznych wskutek użycia elementów o identycznych wymiarach jest takie samo, lecz przeciwnokierowane przez odpowiednie połączenie. Dlatego też galwanometr nie wykazuje prądu w obwodzie. Dopiero kiedy na skutek przemian wewnętrznych materiału badanego temperatura próbki badanej przez pewien czas szybciej lub wolniej wzrośnie w stosunku do szybkości ogrzewania bloku niklowego, efekty termoelektryczne nie będą równoważne i galwanometr wykaże obecność prądu o pewnym kierunku w zależności od zmian zaszłych w danym momencie w próbce.

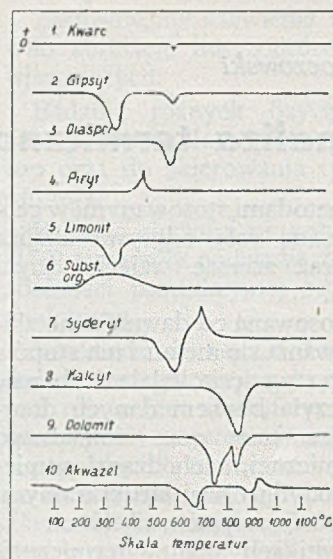
Efekty termoelektryczne, w ten sposób uzyskane, rejestruje się fotograficznie na błonie filmowej lub papierze światłoczułym, umieszczonym na bębnie obracającym przez napęd zegarowy. Równocześnie na tej samej błonie notuje się temperaturę próbki w odstępach co 25° lub 50° C.

W ten sposób, po ukończeniu analizy i wywołaniu fotogramu, otrzymujemy wykres wszystkich zmian termicznych próbki wraz z naniesioną podziałką temperatury.

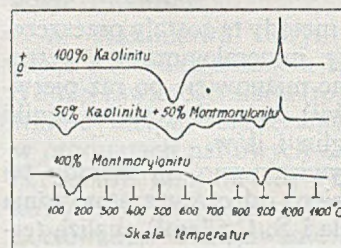
Praca analityka polega teraz na porównaniu otrzymanej w ten sposób krzywej analizy próbki badanej ze standardowymi krzywymi zmian termicznych minerałów znanych.

Na rys. 3 zestawione zostały krzywe zmian termicznych minerałów zazwyczaj towarzyszących łożom.

Okazuje się bowiem, że jeżeli zmieszamy dwa minerały o różnych punktach przemian termicz-



Rys. 3. Krzywe zmian termicznych minerałów towarzyszących łożom



Rys. 4. Wykres zmian termicznych kaolinitu i montmorylonitu i ich mieszaniny

po czym stopniowo coraz wolniej, aż dochodzi do temperatury właściwej dla danego pieca, zależnej od izolacji cieplnej i od natężenia prądu. Zmiana szybkości nagrzewania pieca jest spowodowana przede wszystkim wskutek wzrostu oporu uzwojenia ze wzrostem temperatury. Niejednostajna szybkość ogrzewania jest niepożądana, gdyż przez zdeformowanie skały temperatur wywołuje zaciemnienie wzajemnych stosunków przestrzennych krzywych zmian termicznych. Dlatego aby uzyskać stałą szybkość wzrostu temperatury (około 10—12° C na minutę) konieczne jest wprowadzenie ciągłej regulacji natężenia prądu. Regulację taką wykonuje się automatycznie albo ręcznie przy pomocy opornicy lub specjalnego transformatora.

Uzyskane krzywe zmian termicznych próbki badanej dają obraz nie tylko składu jakościowego petrograficznego, ale również mogą być użyte do analizy ilościowej. Mianowicie powierzchnia pola, ograniczona z jednej strony przez linię zerową, z drugiej strony zaś przez krzywą zmiany termicznej, jest wprost proporcjonalna do zawartości procentowej poszczególnych minerałów składowych. Na podstawie analiz termicznych wzorcowych mieszanin minerałów uzyskujemy graficzny obraz zależności pomiędzy powierzchnią odchyłań a składem procentowym. Przy pomocy planimetru mierzymy na fotogramie analizy termicznej skały badanej powierzchnię odchyłań termicznych, charakterystycznych dla każdego z minerałów składowych z osobna i z wykresu wzorcowego odczytu-

nych i wykonamy analizę termiczną, otrzymany obraz będzie wynikiem dodania się obu krzywych. Krzywa tak otrzymana wykaże obok odchyłań, pochodzących z jednego minerału, również odchylenia właściwe drugiemu minerałowi. Typowym przykładem jest rys. 4, gdzie zestawione zostały krzywe zmian termicznych kaolinitu i montmorylonitu z krzywą właściwą mieszaninie równych ilości obu minerałów.

W analizie termicznej bardzo ważną rolę odgrywa szybkość ogrzewania próbki. Pierwotnie używano normalnych pieców oporowych bez regulacji szybkości wzrostu temperatury. Jak wiadomo, temperatura pieca elektrycznego wzrasta początkowo bardzo szybko,



jemy zawartość procentową, odpowiadającą tej powierzchni.

Tak więc przy pomocy analizy termicznej mineralogia i petrografia uzyskała nowy doskonały instrument dla dokładnych oznaczeń mieszanin mineralnych nawet tak trudnych do oznaczenia, jak ility, gliny itp.; ze względu na bardzo małe wymiary poszczególnych osobników krystalicznych (0,002—0,005 mm) niepodobna ich oznaczyć przy pomocy metod optycznych czy chemicznych, stojących dotychczas do dyspozycji mineraloga i petrografa. Analiza termiczna daje więc możliwość jakościowego i ilościowego oznaczenia minerałów towarzyszących iltom czy też glinom.

Najważniejsze zastosowanie znalazła analiza termiczna iltów dla celów korelacyjnych w poszukiwaniach i kopalnictwie naftowym. Iły są bowiem prawie nieodłącznym składnikiem skał nie tylko złoża naftowego, ale niemal wszystkich skał osadowych, a głównym składnikiem łupków. Dlatego rozpoznanie minerałów wchodzących w skład iltu i określenie ich wzajemnego stosunku prowadzi do wyjaśnienia historii ich powstawania. Drobne

ilości iltów znajdujemy również w piaskowcach roponośnych, gdzie warunkują takie własności jak przepuszczalność, porowatość i zawartość wody syngenetycznej złoża ropnego. Również analiza termiczna iltów, jako materiałów do płuczki wiertniczej, ma olbrzymie znaczenie, gdyż daje doskonały obraz fizykochemicznych warunków zawiesin iltowych. Iły odgrywają też poważną rolę w profilowaniu elektrycznym odwiertów, znajomość więc ich składu mineralogicznego wyjaśnia możliwości istnienia pewnych określonych ładunków elektrycznych, które mają bezpośredni wpływ na przewodnictwo elektryczne.

Jak z powyższego artykułu wynika, ta nowa analityczna metoda odgrywa i będzie odgrywała coraz ważniejszą rolę w rozwiązywaniu tych problemów, które związane są z identyfikacją minerałów iltowych.

Analizę termiczną zajmuje się obecnie Zakład Mineralogii i Petrografii U. J., gdzie zostały już przeprowadzone pierwsze badania. Również Zakład Geoanalizy Instytutu Naftowego, będący w kontakcie naukowym ze wspomnianą katedrą, przygotowuje się do rozpoczęcia badań w tym zakresie.

Inż. Stanisław Psarski

## Stosowanie skroplonego gazu ziemnego do napędu silników samochodowych

Suchy gaz ziemny, który składa się głównie z metanu  $CH_4$ , jest — jak powszechnie wiadomo — znakomitym materiałem pędym do motorów. Jego wartość kaloryczna wynosi 13250 kal./kg, a więc przewyższa normalną benzynę, której wartość kaloryczna wynosi 10450 kal./kg. Metan spala się w cylindrze prawie całkowicie na bezwodnik węglowy i pary wodne, gdy tymczasem gazy wdmuchowe motorów benzynowych zawierają normalnie 3% metanu i około 4% tlenku węgla, co wskazuje na niekompletne spalanie.

Przy przejściu motoru z paliwa benzynowego na gaz generatorowy, jego moc spada do 50%, ponieważ mieszanka benzynowo-powietrzna posiada teoretycznie 885 kal./m<sup>3</sup>, zaś mieszanka gazu generatorowego z powietrzem w tych samych warunkach 582 kal./m<sup>3</sup>, prócz tego gazy generatorowe posiadają znaczne ilości pary wodnej, które jeszcze bardziej obniżają wartość kaloryczną mieszanki. Z tego powodu cylinder o tej samej pojemności otrzymuje mniej kalorii przy gazie generatorowym niż benzynowym i tym tłumaczy się jego spadek mocy.

Wartość kaloryczna mieszanki metanowo-powietrznej wynosi 815 kal./m<sup>3</sup>, a więc jest nieco mniejsza niż mieszanki benzynowo-powietrznej (885 kal./m<sup>3</sup>); mimo tego moc motoru pędzonego gazem nie jest mniejsza dzięki temu, że metan posiada wysoką własność antydetonacyjną (liczba oktanowa powyżej 100) i jego granicą jest 16-krotna kompresja wstępna, podczas gdy dla dobrej benzyny amerykańskiej przy liczbie okta-

nowej 65 dopuszcza się 6-krotną kompresję, zaś dla naszych benzyn krajowych 4-krotną kompresję wstępną. Pędząc samochody pochodzenia amerykańskiego naszą benzyną, nie możemy otwierać całego akceleratora, ponieważ od razu daje się słyszeć stukanie motoru, zwłaszcza przy mniejszych obrotach. Przy nowoczesnych motorach na gaz ziemny kompresja wstępna dochodzi do 12 atm., a przy końcu spalania do 30 atm. Przez podwyższenie kompresji wstępnej, prócz podwyższenia dzielności termodynamicznej, co znakomicie wpływa na długotrwałość tłoków, pierścieni i wentyli, zwiększa się znacznie ciśnienie indykowane, a więc i moc motoru, przy tej samej objętości opisanych tłoków. Przez lepsze spalanie mieszanki metanowo-powietrznej w gazach spalinowych znajdują się tylko ślady CO, zużycie gazu ziemnego jest mniejsze wagowo niż benzyny, zaś moc motoru nie mniejsza, a następnie dzięki antydetonacyjnej własności nie następuje w motorze stukanie, co pozwala na rzadszą zmianę biegów motoru, a zarazem na ponowną oszczędność paliwa. Zastosowanie sprężonego gazu ziemnego jako paliwa do samochodów w butlach, w których znajduje się gaz o ciśnieniu 200 atm., ma tę niedogodność, iż zmuszeni jesteśmy zastosować ciężką tarę dla przewozu tego gazu.

Według Browna, przy zastosowaniu tego rodzaju paliwa motorowego martwy ciężar wynosi 12 kg/l m<sup>3</sup> metanu, ciężar ten możemy jednak nieco zmniejszyć przez zastosowanie cienkościennych butli, owiniętych dla zwiększenia mocy stalowym drutem. W normalnej butli 40-litrowej mieści się zatem 6 m<sup>3</sup> czyli



4,3 kg gazu. Waga butli dochodzi do 80 kg, a więc pożyteczna waga wynosi około 5,1% całkowitego ciężaru napełnionej butli.

Praktyka wykazała, że samochód ciężarowy 4,5-tonowy zużywa 25 kg gazu na 100 km, a więc 1 butla wystarczy na  $\frac{4,5 \times 100}{25} = 17$  km.

Ponieważ trudno więcej niż 4 butle wmontować do 1 samochodu, maksymalny więc jego przebieg wynosi 60—80 km, a więc zasięg działania 30—40 km, ponieważ trzeba się liczyć z jego powrotem, albo też należałoby co kilkadziesiąt kilometrów montować stacje kompresorowe, przy których trzeba by napełniać butle, co powoduje stratę czasu. Następnie wożenie takich butli w większej ilości jest niebezpieczne w razie zderzenia samochodu, a w razie pożaru wszelkie gaszenie jest uniemożliwione, ponieważ obsługa winna w takim wypadku uciekać możliwie najszybciej. Jeżeli zaś coś podobnego nastąpi w mieście, to skutki mogłyby być nieobliczalne.

Naprowadzone wyżej okoliczności wskazują na trudności wynikające z zastosowania gazu sprężonego w charakterze paliwa. Znaczna część tych trudności i nieprzyjemności odpadnie, jeżeli przejdziemy na użycie skroplonego gazu ziemnego.

Przyjmijmy zbiornik kulisty (ze względu na najmniejszy stosunek powierzchni do objętości) o średnicy 650 mm i pojemności około 140 litrów, w którym mieści się około 55 kg skroplonego gazu ziemnego, co umożliwi samochodowi ciężarowemu 4,5-tonowemu przejazd  $\frac{55}{0,25} = 220$  km. Waga tego zbiornika będzie stosunkowo mała, ponieważ znajdujący się w nim skroplony gaz ziemny nie będzie poddany żadnemu ciśnieniu, względnie ciśnienie nie będzie wyższe niż w normalnym zbiorniku benzynowym.

Płynny gaz ziemny wypływa z powyższego zbiornika do węzownicy, nawiniętej na rurze wydechowej motoru. Ciepło gazów wydechowych wykorzystuje się na wyparowanie skroplonego gazu ziemnego, którego pary następnie przechodzą do mieszalnika, zaś stamtąd mieszanka gazowo-powietrzna dostaje się do cylindrów motoru. Długość węzownicy musi być tak dobrana, aby temperatura tych wychodzących par wynosiła 3—5°C; nie może być ona za niska, bo nastąpiłoby oszronienie przewodów i ewentualne ich przytkanie, ale także i za wysoka, ponieważ im temperatura tej mieszanki jest niższa, tym więcej wejdzie mieszanki do motoru, co dodatnio wpływa na jego moc. Reguluje się dopływ paliwa ze zbiornika do węzownicy odpowiednim zaworem zbiornikowym.

Ilość gazu, jaka wyparuje z takiego zbiornika, uzależniona jest od ilości ciepła, jaka z otoczenia przeniknie do znajdującego się wewnątrz upłynnionego gazu, pewna jednak jego ilość musi wyparować, a ilość ta uzależniona jest od stopnia doskonałości izolacji. Nie ma obawy jednak, aby stosowanie upłynnionego gazu w powyższej metodzie dawało znaczne straty. Już teraz opracowano konstrukcję zbiorników na skroplony tlen, w którym może on pozostawać do 20 dni, co czyni 0,2% strat na godzinę. Jeżeli uwzględnimy, że temperatura wrzenia

ciekłego tlenu przy ciśnieniu atmosferycznym wynosi 90° K, a ciepło właściwe w tej temperaturze 0,219 kal., dla metanu temperatura wrzenia 109° K, a jego ciepło właściwe około 0,48 kal., to widoczne jest, że straty przez parowanie ciekłego metanu nie będą wyższe aniżeli ciekłego tlenu, a raczej należy się spodziewać, że będą niższe ze względu na wyższe ciepło właściwe i wyższe ciepło parowania. Naturalnie podczas pracy motoru strat nie będzie żadnych, ponieważ parujący gaz skierowany jest do parownika a z niego do cylindra motoru.

Jeżeli nasz samochód ciężarowy 4,5-tonowy, posiadający zbiornik o pojemności 55 kg skroplonego gazu ziemnego, przebiegnie w ciągu miesiąca 2500 km, a motor będzie pracował w tym czasie 100 godzin, to zużyje on do napędu motoru  $2500 \times 0,25$ , tj. 625 kg gazu, zaś wyparowało w ciągu miesiąca  $(720 - 100) \times 55 \times 0,001 = 34,2$  kg, co czyni 5,5% całego zużycia na miesiąc; jak z tego widać straty nie są wcale tak wielkie. Naturalnie zbiorniki ze względu na straty parowania winny być doskonale izolowane, o kształcie kulistym, podwójnych ściankach z próżnią w środku, coś na kształt naczyń Dewara.

Jak z powyższego widać, sprawa skraplania gazów ziemnych ma ogromne znaczenie dla jego szerokiego rozpowszechnienia, nie tylko dla transportu samochodowego, ale i dla traktorów rolniczych, dla których przy 5 kg zużycia na godzinę, jedno napełnienie zbiornika starczyłoby na 12 godzin pracy traktora, co w żadnym razie przy gazie sprężonym nie dałoby się uskutecznić.

Dla skroplenia gazu ziemnego prócz odpowiedniej instalacji jest potrzebna tylko energia. Im gaz zawiera więcej trudno skraplających się komponentów, jak wodór, azot lub tlenek węgla, tym więcej trzeba włożyć w tym celu pracy. W razie obecności w gazie prócz metanu cięższych węglowodorów (co ma miejsce w naszych gazach), nie potrzeba ich z gazu wydzielać, ponieważ obecność ich wpływa dodatnio na kaloryczność gazu, następnie ich obecność ułatwia skroplenie gazu, a więc zmniejsza zapotrzebowanie energii. Im gaz wchodzi do kompresorów o wyższym ciśnieniu, tym zużycie energii zużytej na sprężanie gazu jest niższe. Wynika z tego, że należałoby gdzie tylko można wykorzystać nawet naturalne ciśnienie złoża, gdzie ciśnienie dochodzi do kilkadziesiątu atmosfer. Następnie zużycie energii uzależnione jest od systemu instalacji upłynniającej gaz, analogicznie jak skrapla się powietrze kilkoma stopniami głębokiego chłodzenia, np. systemem Lindego, Heylandta, Le Rouge'a itp.

Ten lub inny system upłynnienia gazu ziemnego może okazać się bardziej oszczędny z punktu widzenia energetycznego (minimalnego zapotrzebowania prądu), lecz technicznie bardziej skomplikowany, wymagający wielkiej aparatury i wielkich kosztów zakładowych. Dla dużych zakładów upłynniających gaz, należy przede wszystkim starać się o minimalne zużycie prądu; tutaj bardziej złożona aparatura w zupełności się opłaca. Dla małej stacji należy ustalić jak najprostszy system upłynnienia, w tym wypadku nawet system przeciwpłądowy Lindego w zupełności może być wy-



starczający, mimo że na jednostkę wykroplonego gazu może być większe zużycie energii.

Dla upłynnienia gazu ziemnego potrzebna jest tylko energia motoryczna, a zapotrzebowanie jej uzależnione jest od systemu upłynnienia.

Poniżej przytaczamy zużycie prądu w kWh na 1 kg upłynnionego gazu:

System instalacji	Zużycie energii kWh/kg plynu
1. Metoda kaskadowa . . . . .	0,74
2. Metoda Lindego, dwustopniowa, z pośrednim chłodzeniem do 40°C, przy końcowym ciśnieniu do 200 atm. . . . .	0,90
3. Metoda Heylandta, przy końcowym ciśnieniu 40 atm. . . . .	1,01
4. Metoda Lindego z amoniakowym chłodzeniem do 40°C, przy końcowym ciśnieniu 200 atm. . . . .	1,19
5. Zwykły ekspansyjny system Lindego przy końcowym ciśnieniu do 200 atm. . . . .	1,49

Kaskadowy system upłynnienia metanu polega na 3-stopniowym chłodzeniu; w pierwszym stopniu chłodzi się gaz za pomocą par amoniakowych, w drugim za pomocą par etylenu, w trzecim metan spręża się do 150 atm., chłodzi się w wężownicy za pomocą par etylenu, a następnie rozpręża się go za wentylem ekspansyjnym. Część par metanu wykrapla się i te zbierają się w zbiorniku produkcyjnym, jako gaz upłynniony, zaś pary nieskroplone idą z powrotem do kompresora. Skomplikowany, ciężki i drogi ten system z punktu widzenia kosztów zakładowych ma tę zaletę, iż znacznie obniża zapotrzebowanie energii do 0,74 kWh/l kg otrzymanego płynnego metanu.

CZPN w swoim planie 6-letnim projektuje wybudowanie całego szeregu stacji kompresorowych, sprężających gaz do 250 atm., w celu napełniania nim butli stalowych dla napędu silników samochodowych. Zużycie mocy dla sprężonego gazu do 250 atm. wynosić będzie około 0,5 kWh/l kg sprężonego metanu. Niestety, nie mamy tutaj ścisłych danych, ponieważ w zakresie tych wysokich ciśnień następuje już znaczne odchylenie metanu od prawa Boyle'a i Gay-Lussaca ( $pV=Rt$ ), należy więc mieć

daty praktyczne a nie teoretyczne, jak w danym wypadku.

W celach porównawczych należy się liczyć z tym, że zużycie mocy będzie około dwa razy wyższe przy upłynnieniu gazu w stosunku do projektowanych stacji kompresorowych, w przeliczeniu na tę samą jednostkę gazu. Korzystniejsze byłoby jednak zamiast budowania stacji kompresorowych przejść na upłynnienie gazu jako metody bardziej nowoczesnej i bardziej odpowiadającej swojemu celowi.

Zalety tej metody w porównaniu do systemu kompresyjnego są następujące:

1. Uniknięcie ciągłych manipulacji butlami stalowymi pod ciśnieniem 200 atm., które są kosztowne, ciężkie i potrzebne w dużej ilości.

2. Obecność 4-ch butli na samochodzie pod ciśnieniem 200 atm. nastęca niebezpieczeństwo tak dla samej obsługi samochodów jak i dla otoczenia.

3. Niepotrzebne dodatkowe obciążenie samochodu przez butle, a przez to większe obciążenie użytkowe.

4. Zwiększenie możliwości przebiegu samochodu ciężarowego 4,5-tonowego do 200 km, zamiast 60—80 km, przez co unika się potrzeby dopełniania paliwa, rozszerza zakres dysponowania tym wozem, oszczędza dużo czasu i unika się konieczności zatrzymywania przed każdą stacją.

5. Ponieważ zbiornik na gaz upłynniony nie znajduje się pod ciśnieniem, a jest dobrze izolowany, więc nie przedstawia większego niebezpieczeństwa niż zwykły zbiornik benzynowy.

6. Umożliwia zastosowanie gazu upłynnionego do napędu traktorów rolniczych, ponieważ po napełnieniu zbiornika można pracować 12 godzin z rzędu, co znacznie może wpłynąć na obniżenie zapotrzebowania produktów naftowych w tym resorcie.

7. Umożliwia zastosowanie tego paliwa do samochodów osobowych, nie obciąża zbyt mocno samochodu i nie przysparza mu niebezpieczeństwa.

8. Ze względu na dalszą możliwość przebiegu samochodu bez dopełniania paliwa, dla danej ilości wozów, zachodzi potrzeba wybudowania mniejszej ilości stacji.

Dr Inż. Stanisław Radfał

## Podgrzewanie cystern kolejowych

Dokończenie

### 3. Podgrzewanie cyrkulacyjne

Przeprowadzone doświadczenia nad uzyskaniem bardziej racjonalnych metod podgrzewania cystern, doprowadziły do opracowania cyrkulacyjnego sposobu ogrzewania, nazywanego również „gorącym podmywaniem”.

Sposób ten opiera się na następującym postępowaniu (rys. 9):

Celem ogrzania centralnej strefy zakrzepłego produktu, wpuszcza się najpierw do cysterny przenośny podgrzewacz. Po dostatecznym ogrzaniu, podgrzewacz się wyjmuje lub pogrąża niżej, aż do otworu

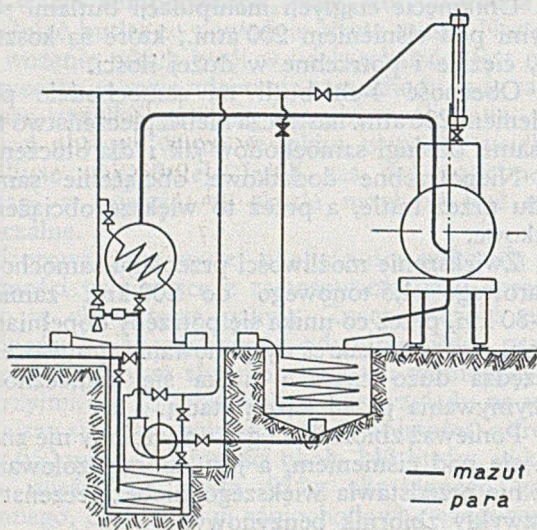
odpływowego, a do ogrzanego już częściowo płynu wpuszcza się syfonową rurę, z przymocowanymi do wylotu rury dwoma prądownicami (tryskaczami). Otwór odpływowy cysterny łączy się z pompą odśrodkową. Pompa zabiera produkt, przepompowuje go przez wymiennik ciepła, ogrzany do stosunkowo wysokiej temperatury i pod wysokim ciśnieniem wtlacza go z powrotem do cysterny. Gorąca struga płynu, wytryskując przez prądownicę, działa jako przenośnik ciepły, rozluźniając równocześnie nieogrzaną jeszcze partię produktu. Podgrzany produkt odtlacza się do zbiorników magazynowych,



częściowo zaś wraca on z powrotem do wymiennika ciepłego, po czym z podwyższoną temperaturą przepompowany zostaje ponownie do cysterny.

Temperatura produktu naftowego w wymienniku ciepłym nie powinna przekraczać temperatury o 15 do 20°C niższej od temperatury zapłonu produktu.

Sposób ten posiada niewątpliwie duże walory, gdyż nie zawadnia produktu, a przyspiesza bardzo wydajnie czas ogrzewania i wylewu. Jego urzeczywistnienie jest jednak związane z budową specjalnych i kosztownych urządzeń, wymagających więk-



Rys. 9. Schemat ogrzewania z otwartą cyrkulacją

szych wkładów kapitału, skomplikowanej manipulacji, kwalifikowanej obsługi, oraz dysponowaniem parą na miejscu wylewu.

Jak wykazały doświadczenia ogólnozwiązkowego Techniczno-Cieplnego Instytutu ZSRR, do wyładowania jednej tylko cysterny o pojemności 25,5 m<sup>3</sup> z wysokoparafinowym mazutem, potrzebne były: jedna pompa odśrodkowa rozwijająca ciśnienie 10—12 atm. o wydajności 16 m<sup>3</sup>/h, 2 wymienniki ciepłe, każdy o powierzchni grzewalnej po 16 m<sup>2</sup>, z ciśnieniem roboczym 15 atm., przenośny zamknięty podgrzewacz, filtr, prądownica z końcówkami rozmaitych rozmiarów, przy czym efekt podmycia był tym wyższy, im wyższe było ciśnienie, rozwijane przez pompę (20—25 atm.).

#### 4. Ogrzewanie prądem elektrycznym

W ostatnim dziesięciu lat, w niektórych krajach posiadających taną energię elektryczną, czynione są próby nad rozpowszechnieniem ogrzewania cystern prądem elektrycznym. Sposób ten, stosowany głównie przy ogrzewaniu smarów, które ze względu na ich właściwości nie mogą być zawadniane, może w przyszłości odegrać dużą rolę, zwłaszcza w składach produktów naftowych, nie dysponujących parą.

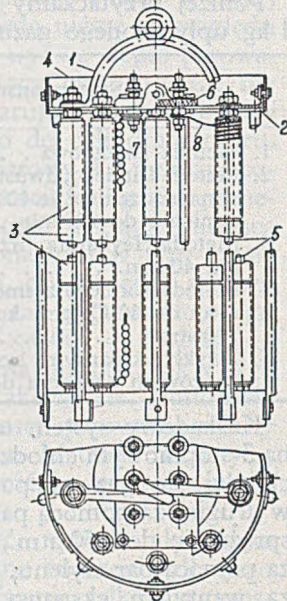
Na rys. 10 przedstawiony jest jeden z najbardziej rozpracowanych typów grzejnika elektrycznego.

Składa się on ze szkieletu złożonego z 9 żelaznych prętów o średnicy 13 mm. Na pręty nałożone są porcelanowe walce specjalnej konstrukcji, zaopatrzone gwintem. Długość walców wynosi zwykle

135 mm, średnica 35 mm. Na walce nawija się drut oporowy chromnikielinowy lub fechalowy, o średnicy do 5,0 mm. Pręty z nawiniętym drutem osadza się na specjalnych tarczach (denkach) o średnicy 350 mm, a cały grzejnik otacza się metalowym płaszczem dla ochrony przed uszkodzeniem. Na górną powierzchnię tarczy nakłada się eternitową lub fibrynową płytę, do której wyprowadza się końcówki dopływowe i odpływowe wszystkich 3-ch faz.

Ogrzewacz może być łączony w „gwiazdę” lub też w „trójkąt”. Przewody doprowadzające prąd zamknięte są w specjalnych rurkach ochronnych, gazowych wzgl. brezentowych.

Znacznie lepsze rezultaty, w kierunku skrócenia czasu ogrzewania, otrzy-

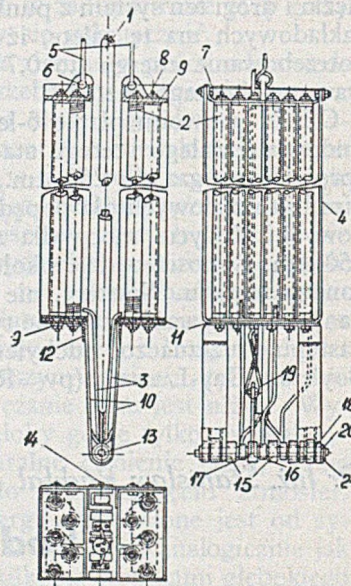


1-rączka, 2-tarcza, 3-walce porcelanowe, 4-płaszcz ochronny, 5-pręt, 6-izolacja, 7-korale, 8-przewodnik

Rys. 10. Okrągły grzejnik elektryczny

muje się przy posługiwaniu się podwójnym ogrzewaczem syst. Bekietowa, przedstawionego na rys. 11.

Złożony on jest z dwóch bliźniaczych grzejników o zmodyfikowanej konstrukcji, związanych ze sobą zawiasami. Grzejnik Bekietowa wpuszcza się w złożonym stanie do cysterny, po czym, w miarę rozgrzewania się produktu, rozkłada się



1-kabel, 2-cewka, 3-korale, 4-ramka, 5-linka stalowa, 6-udziwyl, 7-sztabki żelaza, 8-pręty, 9-podkładka, 10-pelta zawiasowa, 11-płytki fibrynowe, 12-kątówka, 13-tulejka, 14-żelazna oś, 16-pierścień, 17-krańcówka, 18-rurka, 19-izolator, 20-podkładka, 21-zawleczka

Rys. 11. Ogrzewacz elektryczny syst. Bekietowa

go na boki, zwiększając zasięg podgrzewania, czego nie można dokonać grzejnikiem okrągłym.

Oznaczając przez:

$Q$  — ilość ciepła potrzebną dla podgrzania produktu naftowego w kcal/h,

$Q_e$  — ciepło wydzielone przez jeden grzejnik elektryczny kcal/h,

$c$  — ciepło właściwe produktu naftowego w kcal/kg °C,

$G$  — ciężar podgrzewanego produktu w kg,

$T_k$  — temperaturę końcową w °C,

$T_p$  — temperaturę początkową w °C,

$t$  — czas podgrzewania w godz.,



$\eta$  — współczynnik sprawności grzejnika elektrycznego,

$N$  — ilość grzejników,  
ogólna ilość niezbędnego ciepła użytego do podgrzewania wyniesie:

$$Q = \frac{c \cdot G (T_k - T_p)}{t \cdot \eta} \text{ kcal/h} \quad (20)$$

a zatem ilość ciepła wydzielona przez jeden grzejnik elektryczny wypadnie:

$$Q_e = \frac{Q}{N}$$

Właściwy opór przewodnika w temperaturze  $T_1$  obliczy się przy pomocy równania:

$$\rho_{T_1} = \rho_0 (1 + \alpha_p T_1) \Omega \text{ mm}^2/\text{m} \quad (21)$$

w którym oznaczają:

$\rho_{T_1}$  — opór właściwy przewodnika ogrzanego do temperatury  $T_1$  w  $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ ,

$\rho_0$  — opór właściwy przewodnika przy  $0^\circ \text{C}$  w  $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ ,

$T_1$  — temperaturę powierzchni przewodnika w  $^\circ \text{C}$ ,

$\alpha_p$  — współczynnik temperaturowy oporu przewodnika.

Opór właściwy  $\rho_0$  i współczynnik  $\alpha_p$ , zależne od materiału przewodnika, zapodane są w następującej tabeli:

Materiał przewodnika	Opór właściwy przy $0^\circ \text{C}$ $\rho_0$	Współczynnik temperatury $\alpha_p$	Maksym. temperatura robocza przewodnika $^\circ \text{C}$	Ciężar właściwy metalu
Konstantan	0,48	0,00005	500	8,9
Nikielina	0,42	0,00030	200	—
Chromnikielina	1,10	0,00017	1000	8,2
Fechral	1,10	0,00020	850	7,6

Temperaturę  $T_1$  należy przyjmować co najmniej o  $10\text{--}20^\circ \text{C}$  niższą od temperatury samozapłonu ogrzewanego produktu. Temperatura ta nie może być wyższa niż maksymalna temperatura robocza przewodnika wykazana w tabeli.

Przeciętna temperatura produktu naftowego przy ogrzewaniu wyniesie:

$$T_2 = \frac{T_k - T_p}{2} \text{ } ^\circ \text{C}$$

Przekrój przewodnika dla 3-fazowego grzejnika oblicza się przy pomocy następujących wzorów:

1) dla przekroju okrągłego:

$$d = \sqrt[3]{\frac{Q_e \cdot \rho_{T_1}}{n^2 \cdot 0,019 \cdot E_f^2 (T_1 - T_2) \cdot \alpha}} \text{ mm} \quad (22)$$

w którym wyrażają

$d$  — średnicę przekroju okrągłego przewodu w mm,

$n$  — ilość równoległych gałęzi w jednej fazie,

$E_f$  — fazowe napięcie w V,

$\alpha$  — współczynnik przewodzenia ciepła przy konwekcji i promieniowaniu od powierzchni przewodu w okružające środowisko w  $\text{kcal}/\text{m}^2 \text{h } ^\circ \text{C}$ .

2) dla przekroju prostokątnego (przy danym wymiarze jednego boku):

$$b = \frac{Q_e}{0,124 \cdot E_f} \sqrt{\frac{\rho_{T_1}}{\alpha (T_1 - T_2)}} \cdot a \text{ mm} \quad (23)$$

$a, b$  oznaczają wymiary przekroju taśmowego, przy czym  $a$  oznacza bok węższy.

Przy posługiwaniu się jednofazowym grzejnikiem elektrycznym i przy prądzie stałym, wymiary przekroju przewodnika zwiększa się dla okrągłego 2,08 razy, a dla prostokątnego 3 razy. W tych wypadkach napięcie fazowe  $E_f$  jest równe napięciu liniowemu  $E_l$ .

Współczynnik przewodzenia ciepła we wzorach (22) i (23) przy podgrzewaniu produktów naftowych  $\alpha = 120$ .

Dodatkowo należy sprawdzić łączny wymiar przekroju przewodnika, stosownie do dopuszczalnej gęstości prądu wedle następujących wzorów:

1) dla okrągłego przewodnika:

$$\Delta I = 0,068 \sqrt{\frac{\alpha \cdot \Delta T}{\rho_{T_1} \cdot d}} \text{ A}/\text{mm}^2 \quad (24)$$

2) dla prostokątnego przewodnika:

$$\Delta I = 0,048 \sqrt{\frac{\alpha \cdot \Delta T}{\rho_{T_1} \cdot a}} \text{ A}/\text{mm}^2 \quad (25)$$

W wypadku, gdy gęstość prądu przewyższy  $10\text{--}12 \text{ A}/\text{mm}^2$ , konieczne jest odpowiednie zwiększenie wymiaru przewodnika.

Otrzymane z rachunku wymiary przewodnika ocenia się z punktu widzenia konstrukcji ogrzewaczy. Jeżeli wymiar przewodnika wypadnie zbyt duży lub też za mały, zwiększa się lub obniża odpowiednio ilość równoległych gałęzi, przy uwzględnieniu standardowych wymiarów.

Natężenie prądu jednej fazy w oddzielnej gałęzi wyniesie:

$$I_g = \frac{I_f}{n} = \frac{Q_e}{n \cdot 2,6 \cdot E_f} \text{ A} \quad (26)$$

przy czym

$I_g$  — wyraża natężenie prądu w jednej gałęzi w A,

$I_f$  — natężenie fazowe w A,

$n$  — ilość równoległych gałęzi w jednej fazie,

$E_f$  — fazowe napięcie w V.

Opór ohmowy oddzielnej gałęzi dla jednej fazy przy temperaturze  $T_1$  jest równy:

$$R_g = \frac{E_f}{I_g} \Omega \quad (27)$$

Długość drutu każdej gałęzi jednej fazy wyraża się wzorem

$$L_g = \frac{R_g \cdot s}{\rho_{T_1}} \text{ m} \quad (28)$$

w którym  $s$  jest przekrojem przewodnika w  $\text{mm}^2$ .

Moc jednego grzejnika oznacza się przy pomocy równania:

$$w_e = 3 \cdot E_f \cdot I_f \cdot 10^{-3} \text{ kW} \quad (29)$$

Liniowe natężenie prądu, przy połączeniu w „trójkąt”:  $I_f = I_l \sqrt{3}$ , a przy połączeniu w „gwiazdę”  $I_f = I_l$ .

Posługując się naprowadzonymi wyżej wzorami, można, zależnie od warunków podgrzewania, obliczyć wymiary grzejników elektrycznych.



Przy obliczeniach przyjmuje się następujące przeciętne warunki: objętość cysterny 25—30 m<sup>3</sup>, takich bowiem cystern używa się najczęściej przy kolejowym przewozie smarów; przypuszczalna temperatura smarów w cysternie, w chwili przybycia na miejsce wylewu, w zimnej porze roku —4°C; końcowa temperatura podgrzewania smarów średniej lepkości (oleje automobilowo-tractorowe, lotnicze, cylindryczne itp.) +40°C; czas podgrzewania 6 godz.; średni ciężar właściwy 0,920 t/m<sup>3</sup>; współczynnik sprawności grzejników elektrycznych  $\eta = 0,8$ .

Przykład. W przyjętych wyżej warunkach, ilość ciepła potrzebnego do ogrzewania jednej cysterny smaru wyniesie:

$$Q = \frac{G \cdot c (T_k - T_p)}{t \cdot \eta} = \frac{30 \cdot 0,92 \cdot 0,5 [40 - (-4)] \cdot 1000}{6 \cdot 0,8} = 126\,500 \text{ kcal/h.}$$

Przy posługiwaniu się podwójnym ogrzewaczem ilość ciepła na jeden grzejnik wypadnie:

$$Q_e = \frac{126\,500}{2} = 63\,250 \text{ kcal/h}$$

Przyjmijmy chromnikielinę jako jeden z kolorowych stopów o wysokim ohmowym oporze i temperaturze grzejnika  $T_1 = 200^\circ\text{C}$ , leżącą poniżej samozapłonu smaru. W tabeli znajdujemy:  $\rho_o = 1,10$ ,

$$\alpha_p = 0,00017, \\ T_2 = \frac{40 + (-4)}{2} = +18^\circ\text{C},$$

$$\Delta T = 200 - 18 = 182^\circ\text{C}, \alpha = 120.$$

Opór przewodnika przy temperaturze  $T_1 = 200^\circ\text{C}$  będzie równy:

$$(1 + \alpha_p \cdot T_1) = 1,10 (1 + 0,00017 \cdot 200) = 1,14 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$$

Przy liczbie  $n = 6$  równoległych w jednej fazie gałęzi, obliczona z równania (22) średnica przewodnika wyniesie:

$$d = \sqrt[3]{\frac{Q_e \cdot \rho_{11}}{n^2 \cdot 0,019 \cdot E_r^2 (T_1 - T_2) \alpha}} = \\ = \sqrt[3]{\frac{63\,250 \cdot 1,14}{6^2 \cdot 0,019 \cdot 120^2 \cdot 182 \cdot 120}} = 2,8 \text{ mm}$$

Gęstość prądu:

$$\Delta I = 0,068 \sqrt{\frac{\alpha \cdot \Delta T}{\rho_{11} d}} = 0,068 \sqrt{\frac{120 \cdot 182}{1,14 \cdot 2,8}} = 5,6 \text{ A/mm}^2$$

Natężenie prądu w jednej gałęzi:

$$I_g = \frac{Q_e}{n \cdot 2,6 \cdot E_p} = \frac{63\,250}{6 \cdot 2,6 \cdot 120} = 33,8 \text{ A}$$

Opór ohmowy jednej gałęzi:

$$R_g = \frac{E_r}{I_g} = \frac{120}{33,8} = 3,55 \Omega$$

Długość przewodnika jednej gałęzi:

$$L_g = \frac{R_g \cdot s}{\rho_{11}} = \frac{3,55 \cdot 6,2}{1,14} = 19,5 \text{ m}$$

Ogólna długość przewodnika w jednym grzejniku:

$$L_e = 5 \cdot 6 \cdot 19,5 = 547 \text{ m}$$

Moc jednego grzejnika:

$$w_e = 3 \cdot E_r \cdot I_r \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 120 \cdot 33,8 \cdot 6 \cdot 10^{-3} = 73 \text{ kW}$$

Rozchód energii elektrycznej zużywanej na ogrzewanie oznacza się przy pomocy wzoru:

$$w = Q \cdot 1,16 \cdot 10^{-3} \text{ kWh} \quad (30)$$

przy czym  $Q = G(T_k - T_p) \cdot c$

Czas ogrzewania wyrazi się w tym wypadku równaniem:

$$t = \frac{w}{w_e \eta} = \frac{G \cdot 1000 (T_k - T_p) \cdot c \cdot 1,16 \cdot 10^{-3}}{w_e \cdot \eta} \text{ h} \quad (31)$$

Dla prawidłowego wyboru wielkości elektrycznego podgrzewacza, konieczne jest rozpatrzenie kilku wariantów, które mogą się różnić między sobą ilością grzejników, ilością odgałęzień w jednej fazie i okresem podgrzewania. Przy wyborze ilości grzejników konieczne jest uwzględnienie eksploatacyjnych możliwości i udogodnień. Np. przy podgrzewaniu cystern nie udaje się stosowanie więcej niż 3-ch grzejników. Ilość odgałęzień w fazie należy dobierać w zależności od wymiaru posiadanych przewodów. Grzejnik winien być wykonany z 3-ma fazami dla równomiernego obciążenia sieci elektrycznej. Przy mocy 5 kW grzejnik może być również jednofazowy. Napięcie fazowe przyjmuje się 120 V, co umożliwi stosowanie jednego i tego samego grzejnika przy dwóch standardowych napięciach 120 i 220 V. Napięcie wyższe niż 220 V, wedle zasad techniki bezpieczeństwa, nie jest dopuszczalne.

Doprowadzenie energii elektrycznej od stacji transformatorowej lub elektrowni przeprowadza się osobnymi przewodami. Przewody dochodzące do toru wylewowego, począwszy od 30 m, winny być izolowane. Dla każdej grupy grzejników, przeznaczonych do ogrzewania jednej cysterny, przewidziana jest osobna grupowa tablica rozdzielcza, wykwapowana w skrzynię, amperomierz i topne bezpieczniki. Skrzynie rozdzielcze grupowych tablic, jak również cysterna, w której dokonuje się podgrzewania, muszą być uziemione. Uziemia się również wszystkie żelazne części pomostu i szyn. Bocznicę kolejową, na której dokonuje się elektryczne podgrzewanie, oddziela się od innych torów izolowanym stykiem.

Przy ogrzewaniu produktów naftowych elektrycznymi podgrzewaczami konieczne jest zachowanie całego szeregu prawideł bezpieczeństwa, odnoszących się zarówno do samej instalacji i grzejników, jak i do sposobu ich użytkowania. Stosunkowo wysoka temperatura samozapłonu smarów, usuwa do pewnego stopnia możliwość nieszczęśliwych wypadków.

## 5. Ogrzewanie i wylew pod ciśnieniem

Zasada wylewu lepkich produktów naftowych pod ciśnieniem opiera się na przyspieszeniu wypływu cieczy pod wpływem ciśnienia, wywieranego na powierzchnię gęstego płynu, przy niższej temperaturze, niż to jest osiągalne przez zwyczajne ogrzewanie.

Przy niezbyt lepkich produktach można w niektórych wypadkach dokonać wylewu bez stosowania podgrzewania. Jak wykazały obliczenia, poparte doświadczeniami, stosowanie przy wylewie cystern



podwyższonego ciśnienia, w porównaniu ze zwykłym samoczynnym wylewem w tych samych warunkach, skraca czas wylewu więcej niż o 60%.

Nasuwa się przy tym pytanie, czy na ogół stosowanie nadwyżki ciśnienia w cysternach jest dopuszczalne. Sprawa ta, o ile chodzi o stosunki na terenie ZSRR, była przez długi czas kwestią sporną. Dopiero gdy wykazano, że ciśnienie wytwarzające się w cysternach przy uderzeniu o bufory, wynosi więcej niż 1 at. kolejowe władze zezwoliły na stosowanie nadciśnienia do 2 at. Warunki te odpowiadają przypuszczalnie wytrzymałości cystern polskiego taboru kolejowego.

Ciśnienie może być wywierane przez parę, doprowadzoną bezpośrednio do cystern, lub też przy pomocy sprężonego powietrza.

Używane do tego celu urządzenie składa się z metalowej pokrywy, wykonanej z 4 mm grubej blachy, nakładanej na wąż na gumowej podkładce i umocowywanej do kołpaka 3 śrubami o średnicy  $\frac{7}{8}$ ", z haczykowatymi uchwytami do zaczepiania krawężnika od wnętrza cysterny. Na środku pokrywy osadzony jest krótki sztuciec, o średnicy  $1\frac{1}{2}$ ", z łącznikiem do doprowadzania pary wzgl. sprężonego powietrza, celem wytworzenia ciśnienia. Na dwa inne 200 mm w głąb cysterny sięgające sztucce, o średnicy  $1-1\frac{1}{2}$ ", nakłada się giętkie, po 1 m długie metalowe węże parowe, do podgrzewania. Ponadto pokrywa zaopatrzona jest w wentyl bezpieczeństwa i manometr do kontroli ciśnienia.

Przy wylewie z cystern produktów nieogrzewanych lub tylko częściowo podgrzewanych, celem zapobieżenia przepelnienia rynsztoków wylewowych, odprowadza się wypływający z cysterny produkt nałożonymi na przewód odpustowy węzami o średnicy 150 do 200 mm bezpośrednio do niżej ustawionych zbiorników, lub też stosuje się rynsztoki stałe, międzyszynowe, zaopatrzone w parowe ogrzewalniki.

#### Uwagi ogólne i wskazówki techniczne

Przy budowie urządzeń przeznaczonych do wylewu cystern z produktami naftowymi, wymagającymi ogrzewania, winny być brane pod uwagę następujące okoliczności:

1) Przewidywana najwyższa ilość cystern kolejowych równocześnie wyladowanych. Ilość ta uzależniona jest od wielkości zakładu i lokalnych potrzeb.

2) Gatunek przewożonego, wymagającego podgrzewania produktu naftowego, przy uwzględnieniu pełnej jego charakterystyki, a to lepkości, temperatury krzepnięcia i temperatury zapłonu, ciężaru właściwego oraz zawartości wody. Dane dotyczące fizycznych własności produktu winny być oznaczone laboratoryjnie, lub też mogą być do tego celu wykorzystane materiały zaczerpnięte ze sprawozdań i literatury.

3) Warunki termiczne transportu, a w szczególności początkowa temperatura produktu, prawdopodobna temperatura końcowa po przebyciu cysterny na miejsce wylewu, oraz konieczna temperatura wylewu produktu. Temperatury te należy przyjąć dla najzimniejszej pory roku, przy wykorzystaniu meteorologicznych i klimatycznych danych odnośnego regionu.

4) Typ i konstrukcja ogrzewaczy. Jest ona uzależniona od źródła posiadanej na miejscu wylewu energii cieplnej i gatunku produktu naftowego.

Przy wyborze sposobu podgrzewania decydującą okolicznością są właściwości i przeznaczenie produktu, warunkujące jego późniejsze racjonalne wykorzystanie. Na ogół smary i płynne paliwa motorowe muszą być ogrzewane w sposób wykluczający ich zawodnienie, a zatem zamkniętymi ogrzewalnikami stałymi lub przenośnymi, względnie grzejnikami elektrycznymi. Ogrzewanie paliw mazutowych, w skrajnych wypadkach, może być dokonywane otwartą parą.

Ogrzewanie otwartą parą, stosowane na szeroką skalę przy wylewie paliw mazutowych, należy uważać za sposób najmniej racjonalny, zarówno z punktu widzenia ekonomii cieplnej jak i też ze względu na obniżoną jakość zawodnionego mazutu jako paliwa, a wreszcie z uwagi na zwiększone koszty związane z przetłaczaniem zawodnionego kondensatem produktu i jego odwodnieniem. Doświadczenia wykazały, że zawodnianie mazutu dochodzi czasami do 10—12% ciężaru przetłaczanego czystego produktu.

Przenośne ogrzewacze zamknięte zapobiegają wprawdzie zawodnianiu produktu, ale pociągają za sobą straty cieplne, wynikłe z odprowadzenia na zewnątrz cysterny gorącego jeszcze kondensatu, przy stosunkowo małym efekcie termicznym. Poza to jako zbyt ciężkie, wymagają zmechanizowanej obsługi. Kwestię tę rozwiązują nierównie lepiej podgrzewacze stałe, zainstalowane w cysternach, ale ich stosowanie, z przyczyn poprzednio wyjaśnionych, ogranicza się w praktyce do cystern izolowanych, przeznaczonych do przewozów wysokolepkich smarów i krakingowych mazutów. Ten sposób przewozu, w danych warunkach, wydaje się być najekonomiczniejszy.

Wygodne i ekonomiczne w użyciu są grzejniki elektryczne. Wymagają one jednak pewnej i wysoko wykwalifikowanej obsługi. Mało rozpowszechniony dotąd ten sposób ogrzewania okaże się w przyszłości niewątpliwie jako najracjonalniejszy.

Dobre usługi może również oddać, zwłaszcza przy wylewie gatunkowo ciężkich wysokolepkich produktów naftowych, ogrzewanie kombinowane z „gorącym podmywaniem“, lub stosowanie przewozów gorących. Dają one bezspornie wielkie korzyści, skracając wydatnie postoje cystern. Niemniej użyteczną i ekonomiczną metodą jest wylew produktów pod ciśnieniem, szczególnie przy wylewie lepkich lecz dostatecznie jeszcze płynnych produktów.

5) Czasokres, w jakim cysterny winny być ogrzane i opróżnione. Czas ogrzewania, a zatem i straty cieplne, zależne są nie tylko od wielkości cysterny i sposobu jej podgrzewania, ale również w dużej mierze od lepkości produktu. Przy 10-krotnie większej lepkości, przedłuża się niemal 2-krotnie czas ogrzewania. Rozważania te, oparte na teoretycznym rachunku, niezupełnie pokrywają się z praktyką; nie ogrzany bowiem jeszcze zakrzepły płyn stanowi poniekąd sam dla siebie izolację cieplną, chroniąc produkt w dużej mierze, przynajmniej w pierwszym okresie procesu ogrzewania, przed stratami



cieplnymi. Odprowadzając na zewnątrz, w miarę ogrzania, dostatecznie już upłynniony produkt, można straty te wydatnie obniżyć.

Niemniej duży wpływ na czas wylewu i usprawnienie pracy przy mechanicznym wylewie lepkiego produktu wywrzeć może stosowny dobór pompy. Jest możliwe, że najbardziej odpowiednie mogłyby się do tego celu okazać zębate pompy (trybowe) o specjalnej śrubowej konstrukcji.

Z przedstawionego wyżej stanu tej sprawy wynika, że problem podgrzewania i wylewu cystern z lepкими produktami naftowymi nie został jeszcze rozwiązany w sposób nie budzący żadnych zastrzeżeń. Przed technikiem naftowym i konstruktorem

stoi zadanie stworzenia takiego typu cysterny i sposobu jej wylewu, który by zadawała równocześnie wszystkie potrzeby przemysłu.

#### LITERATURA

1. G. M. Grigorian i W. J. Czernikin: Padogriew nieftianych produktow, 1947.
2. I. Ł. Czerniak: Nieftiebazy, 1947.
3. W. S. Jabłoński i P. P. Szumiłow: Prakticzeskij kurs po teorii tiepłopieriedaczi, izd. 2.
4. W. S. Jabłoński, I. A. Czarnyj, W. M. Pokrowskij, E. K. Didienko: Rasczet, sooruzenie i eksploatacija wodozerkalnogo padogriewa, izd. ONTI, NKTP, SSSR, 1933.
5. W. S. Jabłoński: Tiepłowj rasczet pogrużnoj elektrotrełki.

Inż. Roman Glaser

## Oleje samochodowe w Stanach Zjednoczonych

(Opracowano na podstawie prasy amerykańskiej, głównie artykułu H. L. Hemmingway'a, „Petroleum Refiner”, 24, 11)

Dwa czynniki będą zapewne wpływały na ukształtowanie się w przyszłości jakości olejów smarowych stosowanych do pojazdów motorowych.

Jednym z tych czynników będzie rodzaj motoru oraz zalecenia jego wytwórcy odnośnie odpowiedniego smaru, drugim zaś — wyniki prac badawczych, prowadzonych w okresie wojennym i powojennym odnośnie metod rafinowania olejów, syntezy oraz tzw. dodatków.

Celem wypośrodkowania opinii świata przemysłowego, przygotowano odpowiedni kwestionariusz i rozesłano go do 26 przodujących wytwórców samochodów osobowych, ciężarowych, autobusowych i motorów dieslowych o dużej szybkości. Otrzymano odpowiedzi od wytwórców, którzy reprezentują przeszło 75% obecnie używanych motorów samochodowych i dieslowych.

W odpowiedziach tych na ogół przeważało zdanie, że smarowanie motorów powojennych będzie łatwiejsze na skutek zmniejszenia zanieczyszczeń przez stosowanie skuteczniejszych filtrów powietrza i olejów, a także przez powszechniejsze używanie materiałów łożyskowych, niewrażliwych na korozję olejową.

Natomiast trudniejsza będzie praca oleju o tyle, że ta sama ilość oleju w karterze będzie poddana wyższej temperaturze motoru, przez taki sam lub nawet dłuższy okres czasu (w porównaniu z przedwojenną praktyką), jeżeli będzie się stosowało te same okresy wymiany oleju. Prócz tego tendencja używania lżejszych olejów komplikuje problem, albowiem lżejsze oleje są na ogół mniej trwałe.

Jeżeli chodzi o rodzaje olejów, to Amerykański Instytut Naftowy określił trzy rodzaje olejów samochodowych:

„Normalny olej motorowy” (Regular Motor Oil) oznacza zwykły destylat olejowy. „Olej stosowany przy ciężkich warunkach pracy” (Heavy-Duty Motor Oil) oznacza olej o dużej odporności na utlenianie, nie korodujący łożysk i o własnościach przeciwosadowych wzgl. przeciwnagarowych, jak np. olej według specyfikacji armii

Stanów Zjedn. 2-104 B. Wreszcie „Olej motorowy Premium”, rodzaj pośredni między poprzednio wymienionymi, odporny na utlenianie i nie korodujący łożysk.

Na ogół wytwórcy wozów osobowych będą polecali oleje „Normalny” i „Premium”, natomiast wytwórcy samochodów ciężarowych i autobusów — oleje „Premium” i „Heavy-Duty”.

Wytwórcy na ogół zalecają oleje o wysokich indeksach wiskozowych, o małych liczbach zesmalania (sludge formation) i koksowania.

W oparciu o wyniki wspomnianej ankiety, oraz o postępy przyspieszonych przez wojnę badań naukowych, można przystąpić do omówienia stanu przemysłu olejów smarowych, w odniesieniu do możliwości zaspokojenia zapotrzebowań.

### 1. Zwiększenie ilości olejów rafinowanych rozpuszczalnikami

W r. 1938, czyli w ostatnim roku przed wybuchem wojny w Europie, zdolność przerobcza urządzeń do rafinacji rozpuszczalnikowej w Stanach Zjedn. wynosiła 11400000 litrów dziennie. Przez okres wojenny ilość ta wzrosła o 35% i doszła do cyfry 15600000 litrów dziennie.

Poniżej podane zestawienie ilustruje, w jakim stopniu wzrosła zdolność przerobcza poszczególnych procesów selektywnej rafinacji:

Proces	Dzienna zdolność przerobcza				wzrost %
	1938		1945		
	ilość zakładów	tys. litrów	ilość zakładów	tys. litrów	
Chloreks . . .	7	1125	7	1125	0
Nitrobenzol . .	2	515	2	515	0
SO <sub>2</sub> — benzol .	5	1220	5	1220	0
Duo — Sol . . .	5	2930	9	3720	27
Furfurol . . . .	4	2200	9	4350	86
Fenol . . . . .	5	3350	8	4700	40
Razem . . . . .	28	11340	40	15630	36

Niezależnie od tego wzrostu zdolności przerobczej w okresie siedmioletnim szereg nowych za-



kładów znajduje się w stadium budowy wzgl. projektowania, tak że niebawem cyfra dziennej zdolności przerobczej przekroczy 16300000 litrów dziennie, czyli 100000 baryłek, a więc około 50% więcej niż w r. 1938.

Średnie zapotrzebowanie oleju motorowego do samochodów osobowych, ciężarowych i autobusów wynosiło w latach między 1937 a 1941 — 4,7 do 5,2 milionów litrów dziennie, przy zapotrzebowaniu oleju przemysłowego wahającym się między 4,7 a 6,2 milionów litrów dziennie.

Przyjmując podobne zapotrzebowanie powojenne, okazuje się, że w Stanach Zjedn. będzie można pokryć całe zapotrzebowanie, tak olejów motorowych jak też i przemysłowych, olejami selektywnie rafinowanymi dobrej jakości (65 do 75% rafinatów). Oczywiście nie wszystkie urządzenia będą w 100% wykorzystywane, do wielu zastosowań nie są konieczne oleje selektywnie rafinowane oraz nieznaną jest ilość olejów potrzebnych na eksport.

## 2. Wzmoczone zastosowanie „dodatków“

A. Dodatki tzw. „Heavy Duty“ do olejów przeznaczonych do pracy w ciężkich warunkach

W czasie ataku na Pearl Harbour było niespełna 25 kombinacji olejów z dodatkami, które w serii SAE-30 mogły sprostać 500-godzinnej próbie na wytrzymałość na utlenienie i odporność na korozję (metoda badania CRC Nr L-5 = Coordinating Research Council, New York) oraz w seriach SAE-10, 20 i 30 próbie na wytrzymałość na obciążenie i zdolność „czyszcząca“ (detergency) (metoda badania CRC Nr L-1, L-2 i L3 — próby CRC są to próby unormowane na motorach).

Obecnie ocenia się, że istnieje 100 do 200 serii olejów, które mogą sprostać tym wymaganiom.

Z odpowiedzi otrzymanych od wytwórców tych „dodatków“ można wyciągnąć następujące wnioski:

1. Zdolność wytwórcza dodatków „Heavy Duty“ będzie wystarczająca do sporządzania dziennie 2,4 do 2,8 milionów litrów olejów „Heavy Duty“ czyli przeszło dwukrotnej ilości olejów stosowanych przed wojną do samochodów ciężarowych i autobusowych (oleje „Heavy Duty“ są typu 2-104B).

2. Około 15 do 25% wszystkich olejów powojennych będzie odpowiadało typowi 2-104B. Będzie to ilość wystarczająca do pokrycia 50—100% zapotrzebowania na oleje do samochodów ciężarowych i autobusów.

Wydaje się także, że zdolność wytwórcza dodatków, rozbudowana w czasie wojennym, przyczyni się do współzawodnictwa i co za tym idzie, do obniżenia cen „dodatków“.

B. Dodatki wpływające na obniżenie temperatury krzepnięcia

Zainteresowanie w czasie wojny klimatem arktycznym spowodowało intensywne badania nad własnościami nisko-temperaturowymi olejów samochodowych.

Przed wszystkim okazało się, że przyjęte metody badania temperatury krzepnięcia (ASTM) zawadzają przy olejach z dodatkami obniżającymi krzepnięcie, to znaczy nie odpowiadają zachowaniu się tych olejów w terenie, zwłaszcza przy

zmiennych temperaturach (okresach temperatur), i to aż do 30°C powyżej laboratoryjnej temperatury krzepnięcia.

Ilustruje to poniżej podana tabela (w °C):

Próbka oleju	HC -1	IC -6	8	9	10	11	12	13	14
met. ASTM .....	-32	-29	-34	-23	-23	-23	-32	-32	-34
w terenie .....	-4	-23	-4	-9	-9	-9	-4	-20	-7

Na skutek tych doświadczeń opracowuje się obecnie odmienne metody oznaczania temperatury krzepnięcia, a pracami tymi zajmuje się podkomitet XIV Komitetu D-2, amerykańskiego komitetu normalizacyjnego (ASTM). Dążą oni do takiej metody laboratoryjnej, która by dawała „maksymalną“ wzgl. „trwałą“ temperaturę krzepnięcia.

Przekonano się też, że aby zapobiec „nawrotowi“ krzepnięcia, należy stosować bądź większą ilość takich dodatków, bądź inne dodatki, dobrane mieszanki olejowe, lub wreszcie staranniejsze wzgl. zupełniejsze odparafinowanie olejów.

W ostatnich siedmiu latach zdolność przerobcza urządzeń do rozpuszczalnikowego odparafinowania olejów w Stanach Zjedn. wzrosła o 141%, nie licząc urządzeń znajdujących się w stadium konstrukcji.

Odparafinowywanie selektywne umożliwia lepszą kontrolę tzw. „maksymalnej“ temperatury krzepnięcia.

Na tym miejscu należy też wspomnieć o uprzednim rozcieńczaniu olejów benzyną. Zabieg ten stosuje się celem łatwiejszego startowania i szybszej cyrkulacji oleju przy niskiej temperaturze. W używanym oleju karterowym znajduje się zazwyczaj 5 do 10% benzyny. Badania wykazały, że na ogół, jeżeli chodzi o oleje typu parafinowego bez dodatków, temperatura krzepnięcia obniża się o przeszło 3°C na każde 5% dodanej benzyny, zaś przy olejach z dodatkami, o 5,5 do 8,5°C na każde 5% dodanej benzyny.

Tak więc obecność małej ilości obniża krzepnięcia w dobrze odparafinowanym oleju zapewni „płynność“ w karterze motoru (przy normalnym rozcieńczeniu) w znacznie niższej temperaturze, niż by to wynikało z oznaczenia laboratoryjnego metodą ASTM, a nawet „maksymalnej“ temperatury krzepnięcia oryginalnego oleju.

Uprzednie rozcieńczanie olejów rzadko jednak jest stosowane do wozów cywilnych w Stanach Zjedn., albowiem nie zachodzi tego potrzeba.

Na ogół można powiedzieć, że w okresie wojennym ulepszone bardzo tak indeksy viskozowe jak też i charakterystykę krzepnięcia olejów motorowych.

C. Dodatki przeciw pienieniu

Obecnie prawie wszystkie dodatki „Heavy Duty“ (patrz pod A) zawierają domieszkę przeciwpieniącą, oraz wypracowana została metoda oznaczania skłonności olejów do pienienia, która została wcielona 15 stycznia 1944 r. do norm armii Stanów Zjedn. (U. S. Army Specification 2-104B).

Zastosowanie dodatków przeciw pienieniu pomoże w rozwiązaniu wielu problemów pienienia przy stosowaniu innych olejów, jak olejów do przekładni zębatych, hydraulicznych itp.



D. Dodatki poprawiające indeks wiskozowy

Chociaż dodatki takie stosowane były przed wojną, jednak okres wojenny przyczynił się w dużym stopniu do rozwoju jakości i zdolności przerobczej tych dodatków. Do systemów hydraulicznych nowoczesnych samolotów wzrosło ogromnie zapotrzebowanie olejów o skrajnie niskich temperaturach krzepnięcia i o bardzo płaskiej krzywej wiskozy (w odniesieniu do dużej rozpiętości temperatur). Rezultatem tego zapotrzebowania był odpowiednio duży wzrost wytwórczości olejów o indeksie wiskozowym powyżej 150.

Na pytanie, czy w okresie powojennym będą na wielką skalę stosowane do olejów motorowych poprawiacze indeksu wiskozowego, będzie można odpowiedzieć, gdy będzie dostatecznie ustalona ekonomika ich stosowania, ich trwałość czyli zdolność zachowywania własności poprawiających indeks po długotrwałym użyciu w motorze.

Przed wojną stosowano poprawiacze indeksu raczej do olejów, które miały już dość wysoki I. V. (85 do 95) celem podniesienia go do I. V. 120 lub wyżej, niż do olejów o niskim indeksie, aby je podnieść do indeksu średniego. Sporządzenie bowiem olejów o indeksach 120 i wyższych normalnymi metodami rafinacyjnymi jest bardzo trudne.

W okresie powojennym praktyka będzie przypuszczalnie taka sama. Zaletą takiego postępowania jest uproszczenie inwentaryzacji i dystrybucji, albowiem dwoma lub trzema wysoko indeksowymi olejami będzie można pokryć zapotrzebowanie całej gamy marek od „10-W” do SAE-50, a więc olejów do samochodów osobowych, ciężarowych, autobusów, traktorów i lekkich motorów samolotowych, jak to jest widoczne z poniżej podanych tabel:

1) Krzywa wiskozy „uniwersalnego” oleju do samochodów osobowych

VE/-17,8° C	VE/37,8° C	VE/54,0° C	VE/99° C	Indeks wiskozowy
246° E (10 W)	8,4° E	2,5° E (SAE-20)	1,92° E (SAE-30)	140

2) Krzywa wiskozy „uniwersalnego” oleju do samochodów ciężarowych i autobusów

VE/-17,8° C	VE/37,8° C	VE/54,0° C	VE/99° C	Indeks wiskozowy
1370 (SAE-30)	19,0° E	8,9° E	2,5° E (SAE-50)	120

Te dwa oleje, z których lżejszy (1) zachowuje się w niskiej temperaturze jak 10-W, zaś w wysokiej temperaturze jak SAE-30, natomiast cięższy z zachowaniem nisko-temperaturowym jak SAE-30 i wysoko-temperaturowym jak SAE-50, mogłyby z powodzeniem zastąpić dotychczas stosowane oleje 10-W, 20-W, SAE-10, -20, -30, -40 i SAE-50.

E. Dodatki poprawiające „wytrzymałość filmu smarującego” (oiliness)

Na ogół wytwórcy motorów samochodowych nie mają zastrzeżeń odnośnie własności wytrzymałości filmu smarującego olejów obecnie stosowanych. Dlatego też, a także z powodu braku dostatecznie pewnych metod określania „oiliness”, nie wydaje się, by nastąpił wzrost zapotrzebowa-

nia „poprawiaczy oiliness” do olejów samochodowych.

### Oleje syntetyczne

Misje techniczne Stanów Zjedn. przeprowadziły po wojnie dokładne badania niemieckiej wytwórczości syntetycznych olejów smarowych i wyniki tych badań były ogłoszone w prasie fachowej.

Znane są także produkty przemysłu amerykańskiego, wytwarzane do specjalnych celów. Poniżej podane są własności dwóch takich syntetycznych olejów:

Wytwórca	Rohm & Haas	Union Carbide & Carbon
Produkt	„Plexol 21” (sebacynian 2-etylohexylowy)	Olej syntetyczny
Ciepota właściwa	0,917	około 1,0
Temp. zapł. °C	206	powyż. 150
Temp. palen. °C	256	
VE/37,8° C	2,08	każda żądana wisk.
VE/99° C	1,35	każda żądana wisk.
Indeks wiskozowy	150	140—160
Temp. krzep. °C	poniżej —57	—34 do —62
Koks, Conradson %		
Liczba kwasowa maks.	0,04	0,01 (przy wszystkich wisk.)
	0,1	

Produkty te posiadają oczywiście pożądane własności fizyczne, nie dające się zazwyczaj osiągnąć z olejów mineralnych przy zastosowaniu istniejących procesów rafinacyjnych. W literaturze patentowej można znaleźć przeszło 370 patentów dotyczących wyrobu olejów syntetycznych, w tym amerykańskich — 147, brytyjskich — 103 i niemieckich — 50. Jeżeli chodzi o rozdział związków, o których jest mowa w amerykańskiej literaturze patentowej, można je przedstawić następująco:

polimeryzacja i kondensacja węglodorów wzgl. ich pochodnych. . . . . 98  
 uwodornienie. . . . . 61  
 woltolizacja. . . . . 10  
 różne związki chemiczne jako smary. 28  
 kwasy tłuszczowe, alkoholowe itp. jako smary . . . . . 19

Odnośne patenty figurują aż do roku 1910 wstecz, wobec czego syntetyczne oleje nie są niczym nowym. Nie mogą one jednak (na razie) współzawodniczyć z olejami mineralnymi z uwagi na ich cenę. Cena ich waha się w granicach od 0,20 \$ do przeszło 1,00 \$ za funt, podczas gdy dobry olej mineralny kosztuje 0,015 do 0,05 \$ za funt.

Nawet gdyby się udało zmniejszyć cenę olejów syntetycznych w sposób drastyczny, zobaczymy, że istnieje mało surowców, które mogą wchodzić w rachubę przy wyrobie tych produktów, które mogłyby pod względem ceny dorównać gotowym olejom mineralnym:

gotowe oleje smarowe mineralne za funt. . . . . 0,015—0,05  
 surowa parafina. . . . . 0,04  
 rafinowana parafina . . . . . 0,06  
 alkohol butylowy . . . . . 0,19  
 alkohol etyl-hexylowy . . . . . 2,50



alkohol metylowy . . . . .	0,09
olej rącznikowy . . . . .	0,14
chlor (płynny) . . . . .	0,05
fenol . . . . .	0,10
kwas sebacynowy . . . . .	0,55
olej sojowy . . . . .	0,11
siarka (rafinowana) . . . . .	0,015—0,03
łój . . . . .	0,08

Niemniej jednak, to znaczy niezależnie od wysokich kosztów, oleje syntetyczne znalazły i według wszelkiego prawdopodobieństwa będą i w przyszłości znajdowały specjalne zastosowania ekonomicznie uzasadnione, na przykład:

1. Systemy hydrauliczne w samolotach, sprzęgła hydrauliczne, amortyzatory, urządzenia chłodnicze itp.

2. Tam gdzie chodzi o niezwykłą trwałość oleju w wysokiej temperaturze wzgl. w długich okresach czasu, jak motory elektryczne o wysokiej wydajności, oraz w niedostępnych częściach aparatów, w których zamyka się olej na cały „życie” aparatu.

Reasumując to streszczone omawianie syntetycznych olejów, wydaje się, że wysokie koszty i mała zdolność wytwórcza istniejących urządzeń ograniczy na pewien czas stosowanie na większą skalę olejów syntetycznych.

Nie należy jednakowoż nie doceniać ich potencjalnych możliwości, albowiem nadzwyczajne własności, jakimi się odznaczają, stwarzają poważną konkurencję chemikowi rafineryjnemu. Zastosowanie tych produktów w specjalnych wypadkach, w odniesieniu do konsumpcji na dużą skalę olejów z ropy, jest analogiczne jak przedwojenne stosowanie do pewnych specjalnych celów gumy syntetycznej, w odniesieniu do masowej konsumpcji gumy naturalnej.

Niewiele jest przemysłów, w których wytwórca mniej jest zorientowany w zasadniczym składzie materiałów, które wyrabia i sprzedaje, niż rafiner, jeżeli chodzi o oleje smarowe. Mimo tego że przemysł naftowy w Stanach Zjedn. zatrudnia poważny odsetek personelu badawczego, większość badań ma raczej charakter empiryczny niż ścisły. Tak np. utlenianie olejów, mimo że było tematem bardzo wielu prac badawczych, nie jest do dziś opracowane jednolicie i ściśle.

Jednak pocieszające są postępy prac badawczych na tym polu w ostatnich latach i są widoki, że więcej ścisłych wiadomości o składzie olejów smarowych i właściwości ich składników pozwoli na dotrzymanie kroku wymogom nowych motorów i na konkurowanie z olejami syntetycznymi.

Inż. Bronisław Fleszar

## Amerykański przemysł naftowy w ostatnich latach

### Stany Zjednoczone<sup>1)</sup>

Czołowy partner eksploatorów nafty na świecie przechodzi w latach powojennych bardzo specyficzny okres. Ciągłe rosnące zapotrzebowanie na produkty naftowe oraz zwyżka cen ropy podniosły działalność wiertniczą, a w konsekwencji i wydobycie nafty, bardzo wydawnie. Działalność ta notuje w roku 1948 nowe rekordy zarówno w kopalnictwie jak i w przemyśle rafineryjnym, ale stwarza równocześnie krytyczną sytuację rynkową dla nafty. Z jednej strony konieczność zaspokojenia zapotrzebowania na naftę, z drugiej strony brak stali i narzędzi oraz spodziewany spadek cen produktów naftowych w r. 1949, wszystko to wymaga od naftowego przemysłu Stanów Zjedn. rozwiązania dość trudnych problemów ekonomicznych, od których zależny jest racjonalny rozwój tego przemysłu.

### Zasoby naftowe i gazowe

Stwierdzone zasoby naftowe Stanów Zjednoczonych przedstawiają wprawdzie tylko 35% zasobów światowych, ale jeśli dodamy do tego ok. 40% zasobów reszty świata, kontrolowanych przez kapitał amerykański, okaże się, że prawie  $\frac{3}{4}$  wszystkich stwierdzonych zasobów światowych znajduje się

bezpośrednio lub pośrednio w ręku amerykańskich towarzystw naftowych.

Mimo stale wzrastającego wydobycia ropy, stwierdzone zasoby jej w St. Zjedn. nie tylko nie maleją, ale ciągle wzrastają (tabl. 1). Szczególnie w r. 1948 wzmożona działalność poszukiwawcza wydała bogaty plon — podwojenie normalnego przyrostu (netto) zasobów, bez uwzględnienia wydobytej w tym roku ropy. A dodać należy, że przyrost wydobycia ropy w r. 1948 należał również do rekordowych. Podobnie świetne rezultaty w akcji szukania nowych zasobów naftowych w St. Zjedn. notowano jeszcze w latach 1938, 1937 i 1929. Jak z tabl. 1 widzimy, stwierdzone zasoby ropy naftowej podniosły się z końcem 1948 r. do cyfry 3145580000 ton, cyfry prawie 12 razy większej od maksymalnego wydobycia ropy w St. Zjedn. w r. 1948.

W stosunku do roku 1939, a więc za okres 10-letni, stwierdzone zasoby ropy naftowej zwiększyły się z końcem r. 1948 o cyfrę 840977000 ton, czyli o przeszło 36%, przy czym w stosunku do roku poprzedniego, tj. r. 1947 wzrost ten wynosił 241855000 ton, czyli przeszło 10%.

Omawiane powyżej zasoby ropy naftowej dotyczyły zasobów samej ropy naftowej jako surowca. Nie uwzględniono w nich zasobów stwierdzonych złóż wykroplinowych (condensate fields) oraz innych płynnych węglowodorów, jak gazoliny i gazu płynnego. Przy uwzględnieniu tych czynników stwierdzone zasoby płynnych węglowodorów pod-

<sup>1)</sup> Artykuł został opracowany na podstawie dat, zaczerpniętych z czasopism amerykańskich (Oil and Gas Journal, World Oil, Petroleum Engineer, Petroleum Data Book, API Petroleum Facts and Figures), angielskich (Petroleum Times, Petroleum) i i.



niosą się do cyfry 3624 miliony ton z końcem r. 1948 (tabl. 1).

Stwierdzone zasoby nafty i gazu ziemnego w St. Zjedn. 1939—1948  
Tabl. 1

Rok	Ropa naftowa	Złoże wykropolinowe	Inne węglowodory płynne (gazolina, gaz płynny)	Razem	Gaz ziemny miliony m <sup>3</sup>
	T y s i ą c e t o n				
31. XII.					
1939	2 304 603	192 763	298 201	2 795 567	1 982 050
1940	2 457 339	113 059	304 889	2 875 287	2 406 780
1941	2 525 169	121 675	308 567	2 955 411	3 222 250
1942	2 603 820	109 705	310 797	3 024 322	3 114 650
1943	2 674 344	38 010	314 125	3 026 479	3 114 650
1944	2 669 844	93 731	304 928	3 068 503	3 780 050
1945	2 694 480	150 602	288 805	3 133 887	4 184 660
1946	2 820 370	141 988	285 424	3 247 782	4 546 710
1947	2 903 725	136 059	303 608	3 343 392	4 698 220
1948	3 145 580	141 844	336 576	3 624 000	4 923 110

Pozorny ten wzrost zasobów stwierdzonych ropy naftowej przedstawia się w zupełnie innym świetle, jeśli przyłożymy do niego miarę krajowego zapotrzebowania na produkty naftowe. Przy wewnętrznym zapotrzebowaniu na produkty naftowe 284 598 tysięcy ton w r. 1948, końcowe stwierdzone zasoby wszystkich płynnych węglowodorów w ilości 3624 milionów ton wystarczyłyby na lat 13 w razie braku odkrycia nowych zasobów. Przed 10-ciu laty w r. 1939 zapotrzebowanie krajowe na produkty naftowe wynosiło tylko 166 371 tysięcy ton a ówczesny stan stwierdzonych zasobów w ilości 2 795 567 tysięcy ton wystarczał na zaopatrzenie kraju w produkty naftowe w ciągu 17 lat. Sytuacja więc ówczesna była znacznie korzystniejsza od dzisiejszej. Istnieje wprawdzie dzięki energicznej akcji poszukiwawczej możliwość dalszego podniesienia efektywnych zasobów naftowych w latach najbliższych, ale należy także oczekiwać dalszego wzrostu zapotrzebowania krajowego na produkty naftowe, które może być zaspokojone tylko kosztem zmniejszenia praktycznego stanu stwierdzonych zasobów naftowych względnie przez zagraniczny import

ropy i jej produktów. Na tym tle zrozumiałą staje się rzeczą stałe ograniczanie eksportu produktów naftowych ze St. Zjedn. przy równoczesnym podnoszeniu się cyfry importu, chociaż wysokość krajowego wydobycia wydaje się pozornie odpowiednio wysoka, by temu zapotrzebowaniu sprostać.

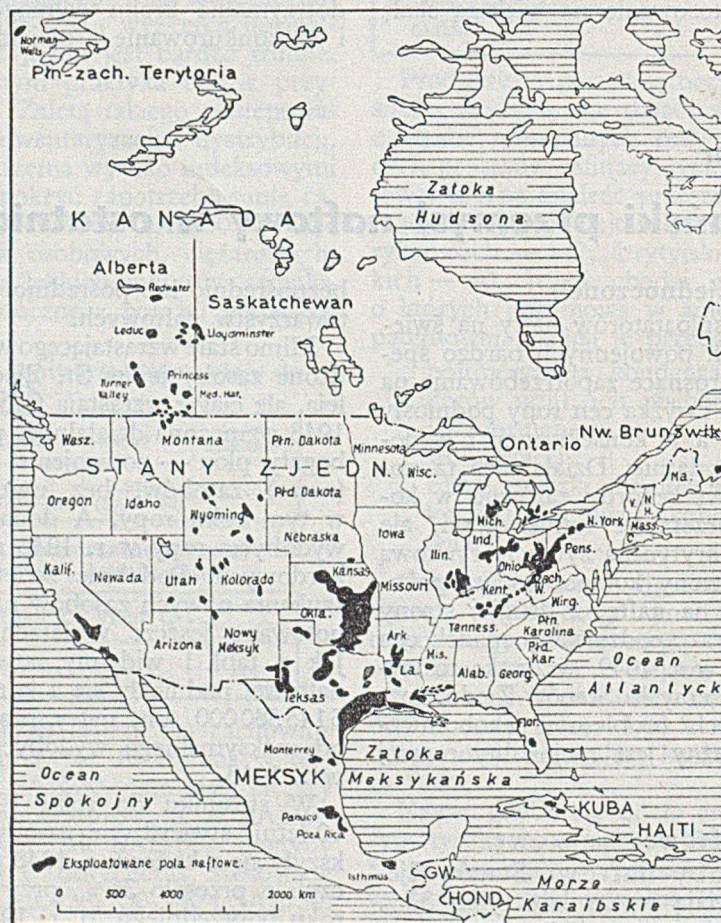
Dotychczasowe rozważania dotyczyły stwierdzonych zasobów ropnych Stanów Zjedn. Jakże są całkowite, możliwe zasoby naftowe Stanów Zjedn., trudno dokładnie ustalić. Że są one dużego rzędu przemawiają za tym olbrzymie obszary możliwości występowania ropy naftowej, ich uprzywilejowane położenie w obrębie występowania dużych geologicznych struktur warunkujących akumulację ropy, wreszcie olbrzymi, niespotykany gdzie indziej rozmach prac poszukiwawczych, bez których te podziemne bogactwa mogłyby w dalszym ciągu spokojnie spoczywać w głębi ziemi.

Znacznie lepsze wyniki w zakresie powiększenia stwierdzonych zasobów uzyskano przy poszukiwaniach za gazem ziemnym. Stwierdzone zasoby netto gazu ziemnego wyrażają się z końcem 1948 r. cyfrą blisko 5 trylionów metrów sześciennych, podczas gdy przed 10-ciu laty zasoby te wynosiły nie-

pełna 2 tryliony m<sup>3</sup>. Powiększyły się zatem stwierdzone zasoby gazu ziemnego St. Zjedn. w ciągu ostatnich dziesięciu lat prawie 2½-krotnie (tabl. 1).

Jeśli chodzi o geograficzne rozmieszczenie zasobów ropy w St. Zjedn., to zgrupowane są one, w stwierdzonych dotychczas obszarach, głównie w południowych Stanach, Teksasie, Kalifornii i Louisianie (rys. 1). W Teksasie znajduje się przy tym na ogólną cyfrę 3 145 580 tysięcy ton prawie 54%, tj. 1 686 870 tysięcy ton, drugie miejsce zajmuje Kalifornia (18%), trzecie Louisiana (8%), czwarte Oklahoma (5%). Inne Stany posiadają stwierdzone zasoby ropy naftowej w ilościach mniejszych od 100 mil. ton (tabl. 2).

Teksas zajmuje również pierwsze miejsce w tabeli stwierdzonych zasobów gazu ziemnego (55%). Drugie miejsce Louisiany zapewnia jej około 679 miliardów m<sup>3</sup> (14%) stwierdzonych zasobów gazu ziemnego, trzecie miejsce zajmuje Kansas (8%), czwarte Oklahoma (7%), a dopiero piąte



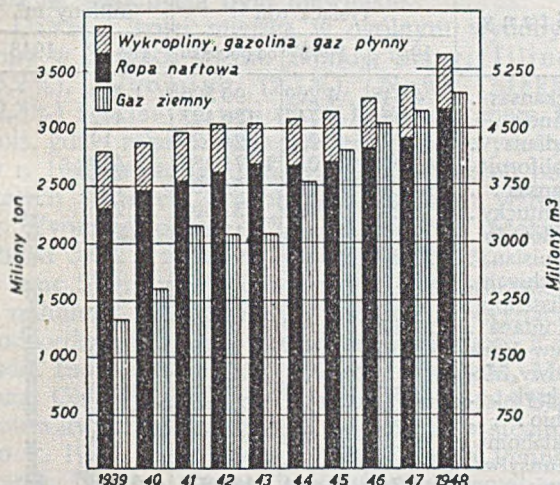
Rys. 1. Mapa eksploatowanych obszarów naftowych w Ameryce Północnej



Stwierdzone zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych Tabl. 2

Stany	Ropa naftowa tysiące ton		G a z miliony m <sup>3</sup>	
	31.XII. 1947	31.XII. 1948	31.XII. 1947	31.XII. 1948
Arkansas . . .	40 121	40 541	25 204	25 536
Illinois . . .	48 023	53 151	6 261	6 450
Indiana . . .	6 216	6 630	368	612
Kalifornia . . .	445 270	580 537	287 803	288 603
Kansas . . .	76 036	91 122	412 179	408 054
Kentucky . . .	8 721	8 000	39 059	39 023
Kolorado . . .	51 607	49 381	9 396	38 203
Louisiana . . .	242 030	252 581	664 871	678 924
Michigan . . .	9 421	9 375	4 770	5 181
Mississippi . . .	41 036	49 309	69 449	70 910
Montana . . .	15 497	16 070	19 834	23 942
New York . . .	9 666	9 070	1 837	1 915
Nowy Meksyk . . .	71 685	74 617	169 614	158 744
Ohio . . .	3 921	3 855	17 306	17 823
Oklahoma . . .	128 783	168 954	321 399	320 878
Pennsylvania . . .	16 582	14 835	15 677	17 482
Teksas . . .	1 591 540	1 686 870	2 549 073	2 709 988
Wyoming . . .	91 798	96 717	33 745	59 284
Zach. Wirginia . . .	4 876	4 960	50 421	49 188
Inne . . .	896	1 005	1 954	2 370
Razem . . .	2 903 725	3 145 580	4 698 220	4 923 110

Kalifornia (6%). Nowy Meksyk zajmuje szóste miejsce (3%), zamykając równocześnie wykaz Stanów ze stwierdzonymi zasobami gazu ziemnego powyżej 100 miliardów m<sup>3</sup>.



Rys. 2. Stwierdzone zasoby nafty i gazów ziemnych w St. Zjedn.

Rys. 2 przedstawia wykres stwierdzonych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w St. Zjedn. w ciągu ostatnich lat dziesięciu, tj. od roku 1939 do 1948.

Zapotrzebowanie, dostawy krajowe oraz zapasy ropy i produktów naftowych

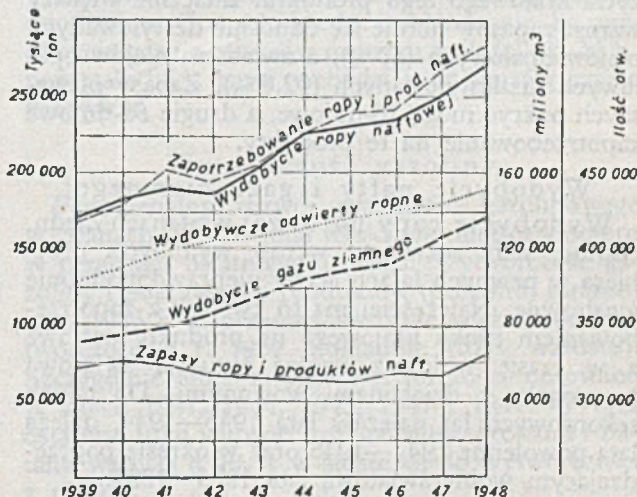
Zapotrzebowanie na produkty naftowe jest obok cen głównym czynnikiem, warunkującym należyty rozwój przemysłu naftowego. Ono też było głównym powodem rekordowej działalności wiertniczej i eksploatacyjnej w Stanach Zjedn. w roku ubiegłym, jak również w latach ostatnich. W r. 1947 zapotrzebowanie wewnętrzne na produkty naftowe wynosiło 268 732 tysiące ton, wzrosło więc w stosunku do roku poprzedniego o 26 743 tysiące ton czyli o 11%, w roku 1948

zapotrzebowanie wzrasta o dalsze 17 866 tysięcy ton, czyli o przeszło 6½% w stosunku do roku 1947. Na przestrzeni ostatnich lat 10 zapotrzebowanie w Stanach Zjedn. na produkty naftowe wzrosło o 71% (tabl. 3 i rys. 3). Zapotrzebowanie na po-

Zapotrzebowanie i dostawy krajowe oraz zapasy ropy i produktów naftowych w Stanach Zjedn. 1939—1948 Tabl. 3

Rok	Zapotrzebowanie wewnętrzne	Dostawy do spożycia krajowego	Zapasy z końcem roku
	T y s i ą c e t o n		
1939	166 371	160 677	71 050
1940	179 208	184 896	76 738
1941	200 754	198 645	74 629
1942	195 907	188 558	67 280
1943	205 573	203 919	65 626
1944	225 816	224 653	64 463
1945	239 520	237 694	62 637
1946	241 989	247 869	68 517
1947	268 732	268 051	67 836
1948	284 598	298 452	81 690

szczególne produkty naftowe było w roku ubiegłym bardzo różne. Jedne z produktów, jak destylowane oleje opałowe, nafta i paliwa motorowe, mogły być z powodu dużego zapotrzebowania z większą trudnością dostarczone na rynek kra-



Rys. 3. Wydobycie ropy naftowej i gazów ziemnych, krajowe zapotrzebowanie, zapasy ropy i prod. naft. oraz ilość wydobyczych odwiertów ropnych w St. Zjedn.

jowy w dostatecznej ilości, inne, jak ciężkie oleje opałowe, wykazywały nawet nieznaczny spadek w zapotrzebowaniu.

Jak widzimy z tabl. 3, przemysł naftowy nie zawsze mógł nadążyć w zaspokojeniu zapotrzebowania krajowego z bieżącej produkcji. Odpowiednio do tego dostawy produktów naftowych do krajowego spożycia były większe lub mniejsze od zapotrzebowania. Od 1939 r. do roku 1947 były te dostawy — z wyjątkiem lat 1940 i 1946 — niemal z reguły mniejsze, dopiero w roku ubiegłym dostawy przekroczyły bardzo poważnie zapotrzebowanie krajowe na produkty naftowe, były bowiem większe od zapotrzebowania o 13 854 tysiące ton czyli prawie o 5%.



Stosownie do tego, czy dostawy pokrywają zapotrzebowanie rynku czy je przewyższają lub są od niego mniejsze, zmieniają się odpowiednio zapasy ropy i jej pochodnych w zbiornikach magazynowych. W roku ubiegłym mimo dużego zapotrzebowania, odpowiednio prowadzona polityka eksportu i importu spowodowała nie tylko pełne zaspokojenie zapotrzebowania ale i dużą nadwyżkę w dostawach krajowych, skutkiem czego wzrosły znacznie zapasy ropy i jej produktów w zbiornikach magazynowych i wynosiły one z końcem 1948 roku 81690 tysięcy ton, ilość dostateczną dla pokrycia 5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>-miesięcznego zapotrzebowania w kraju (tabl. 3 i rys. 3). Jest to cyfra, której powiększenie możliwe byłoby tylko w wypadku rozbudowy istniejących urządzeń magazynowych. Ogólnie istniejące z końcem roku ubiegłego zapasy były większe o 13854 tysiące ton czyli o 20,4% aniżeli z końcem roku 1947.

Nie wszystkich produktów naftowych zapasy powiększyły się w jednakowym stopniu z końcem roku ubiegłego. Zapasy ropy naftowej wzrosły o 9,6%, rafinowanych natomiast produktów o 29,4%. Jeśli chodzi o poszczególne produkty to zapasy paliw motorowych wzrosły o 16,8% i wynoszą równoważnik 41-dniowego zapotrzebowania na paliwa motorowe, zapasy nafty wzrosły o 30,5% i stanowią ekwiwalent 77-dniowego spożycia krajowego tego produktu. Znacznie większy wzrost zapasów notuje się odnośnie destylowanych olejów opałowych (50%), a zwłaszcza olejów opałowych niedestylowanych (62,6%). Zapasy pierwszych pokryć mogą 78-dniowe, a drugie 55-dniowe zapotrzebowanie na te produkty.

#### Wydobycie nafty i gazu ziemnego

Wydobycie ropy naftowej w Stanach Zjedn. cechuje stały rozwój, a wzrost wydobycia przybiera w pewnych latach cechy nieprawdopodobnie gwałtowne. Najczęściej ma to związek z zapotrzebowaniem rynku krajowego na produkty naftowe a w czasie wojny z ogólną sytuacją światową w związku z działaniami wojennymi. Do takich rekordowych lat należały lata 1943—1944, należące lata powojenne 1947—1948 oraz w okresie poprzedzającym wojnę światową lata 1935—1937.

Wydobycie w roku 1948 zostało wyśrubowane do olbrzymiej cyfry 272425000 ton, co stanowi prawie 5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>-krotne podwyższenie wydobycia ropy w okresie ostatnich 30 lat (w r. 1919 wydobycie wynosiło niewiele ponad 51 milionów ton). W okresie tym krzywa wydobycia ropy, za wyjątkiem kryzysowych lat 1930—1932, przejawia szybkie wznoszenie się ku górze, zwłaszcza w drugim etapie od r. 1935.

W okresie ostatniego dziesięciolecia roczne wydobycie ropy naftowej w Stanach Zjedn. podniosło się z 170918 tysięcy w r. 1939 na 272425 tysięcy ton w r. 1948, czyli wzrost wydobycia wynosił ponad 59%. W stosunku do roku 1947 wydobycie nafty w r. 1948 wzrosło o 8,6% (tabl. 4 i rys. 3). Wykonanie olbrzymiego programu wiertniczego w r. 1948 daje pewnik dalszego wzrostu wydobycia ropy w r. 1949, o ile wydobycie to nie będzie celowo ograniczane. Na dalszy wzrost

#### Wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych 1939—1948

Tabl. 4

Rok	Ropa naftowa tysiące ton	Gaz ziemny <sup>1)</sup> miliony m <sup>3</sup>	Rok	Ropa naftowa tysiące ton	Gaz ziemny miliony m <sup>3</sup>
1939	170 918	70 129	1944	226 713	105 078
1940	182 842	75 324	1945	231 544	110 958
1941	189 465	79 640	1946	234 284	114 127
1942	187 359	86 459	1947	250 791	125 851
1943	203 434	96 687	1948	272 423	138 750 <sup>2)</sup>

<sup>1)</sup> Cyfry dotyczą wydobycia gazu handlowego („gas marketed“).

<sup>2)</sup> Wydobycie szacowane.

wydobycia będzie również nie bez wpływu — nawet w wypadku wzrostu zapotrzebowania na produkty naftowe — zagraniczny import ropy, stale rozwijający się przemysł gazolinowy, jak również poważne ilości zapasów zmagazynowanej ropy i jej produktów, wreszcie — ceny ropy.

Mimo, że w wydobywaniu ropy bierze udział 26 Stanów, tylko 5 z nich, tj. Teksas, Kalifornia, Louisiana, Oklahoma i Kansas, reprezentują 84% całkowitego wydobycia ropy w Stanach Zjedn. w r. 1948 (tabl. 5).

#### Wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych

Tabl. 5

Stany	Ropa naftowa tysiące ton			Gaz ziemny <sup>1)</sup> miliony m <sup>3</sup>	
	1947	1948	od początku	1947	1948
Arkansas . . .	4 048	4 269	99 306	1 428	
Illinois . . .	8 980	8 747	186 423	472	
Indiana . . .	791	930	24 320	19	
Kalifornia . . .	45 008	46 032	1 075 480	15 430	
Kansas . . .	14 234	14 877	255 300	5 727	
Kentucky . . .	1 268	1 161	31 462	2 266	
Kolorado . . .	2 128	2 378	13 496	234	
Louisiana . . .	21 658	24 406	291 928	16 230	
Michigan . . .	2 191	2 261	39 153	721	
Mississippi . . .	4 751	6 196	28 110	1 132	
Montana . . .	1 175	1 269	20 401	921	
New York	643	635	22 770	135	
Nowy Meksyk . . .	5 557	6 468	79 379	4 036	
Ohio . . .	420	446	82 939	2 095	
Oklahoma . . .	19 053	20 803	803 231	11 134	
Pennsylvaniana . . .	1 715	1 694	148 872	2 668	
Teksas . . .	110 718	121 994	1 641 238	54 729	
Wyoming . . .	5 977	7 349	108 783	1 135	
Zach. Wirginia . . .	354	364	58 818	5 155	
Inne <sup>2)</sup> . . .	142	144	1 261	184	
Razem . . .	250 791	272 423	5 012 662	125 851	138 750 <sup>3)</sup>

<sup>1)</sup> Wydobycie gazu handlowego („marketed production“).

<sup>2)</sup> Stany z wydobyciem w r. 1948 poniżej 65000 ton.

<sup>3)</sup> Wydobycie szacowane.

Największym Stanem-eksploatatorem nafty jest Teksas, którego wydobycie w r. 1948 w ilości prawie 122 milionów ton stanowiło ponad 45% całkowitego wydobycia Stanów Zjedn. Stan ten ma również do zanotowania ponad połowę ogólnej nadwyżki wydobycia ropy w stosunku do roku poprzedniego. Najlepsze rezultaty osiągnięto tu w Zachodnim Teksasie, w którym wydobycie w roku 1948 wzrosło o przeszło 23% w stosunku do r. 1947 i prawie potroiło się w stosunku do r. 1941. Strefy średniego i górnego rejonu Wy-



brzeża Zatoki (Gulf Coast) zwiększyły swoje wydobycie zaledwie o 6% w stosunku do r. 1947. Należy tu jednak zaznaczyć, że stale rozwijające się wiercenia nawodne w strefie płytkich wód przybrzeżnych Gulf Coast'u, których obszar — przy dzisiejszym stanie techniki tego rodzaju wierceń — oceniają na ok. 340000 km<sup>2</sup>, mogą stać się w przyszłości ważnym obiektem eksploatacyjnym w południowej, brzeżnej strefie Teksasu i Louisiany.

Kalifornia utrzymała swoją drugą pozycję z r. 1947, mimo że jej wydobycie wzrosło w r. 1948 bardzo nieznacznie (niewiele ponad 2%). Roczne jej wydobycie w r. 1948 stanowi prawie 17% całkowitego wydobycia Stanów Zjedn.

Trzeci z kolei Stan Louisiana uczestniczy prawie w 9% ogólnego wydobycia. Wzrost wydobycia Louisiany w stosunku do r. 1947 wynosił w 1948 r. przeszło 12%. Na marginesie wydobycia Louisiany należy zaznaczyć, że wzrost wydobycia obszarów północnej Louisiany wynosił ok. 17%, natomiast w południowej części Stanu zanotowano spadek wydobycia (3,6%) w stosunku do roku 1947.

Wydobycie Oklahomy zwiększyło się w r. 1948 o przeszło 9% w stosunku do roku poprzedniego i stanowiło 7,6% całkowitego wydobycia, w Stanie Kansas (ok. 5,5% całkowitego wydobycia) zwiększenie wydobycia było niewielkie.

Dalsze z kolei miejsca w ogólnym wydobyciu ropy w Stanach Zjedn. zajmują Stany: Illinois (3,2%), Wyoming (2,7%), Nowy Meksyk (2,3%) i Mississippi (2,2%). Poza Stanem Illinois, gdzie miał miejsce pewien spadek wydobycia w r. 1948 w stosunku do r. 1947, w trzech pozostałych Stanach wydobycie wybitnie wzrosło: w Wyoming prawie 25%, w Nowym Meksyku ponad 34% i w Mississippi prawie 31%.

Inne Stany wydobywały w r. 1948 mniejsze od 5 milionów ton ilości ropy naftowej. Nieznaczną podwyżkę wydobycia zanotowały Arkansas, Kolorado, Indiana, Alabama, Floryda, Michigan, Montana, Ohio i Zachodnia Wirginia. Pozostałe Stany notowały nieznaczne zniżki wydobycia w stosunku do r. 1947, a mianowicie Nowy York i Pensylwania. Nowym Stanem producentem został w r. 1948 Utah, gdzie miały miejsce w 1948 roku 3 pozytywne dowiercenia. Wydobycie zapoczątkowane z końcem roku było tu w całości bardzo nieznaczne (ok. 1350 ton).

Uwidocznione na tabl. 5 wydobycie gazu ziemnego w Stanach Zjedn. w r. 1947 jest w przybliżeniu, z małymi wyjątkami (Louisiana), wiernym odbiciem wysokości wydobycia ropy naftowej. Pierwsze miejsce zajmował tutaj również Teksas (przeszło 43%), drugie — Louisiana (ok. 15%), trzecie — Kalifornia (ponad 12%), czwarte — Oklahoma (ok. 9%), piąte — Kansas (ok. 4,5%), szóste — Zach. Wirginia (4,1%), siódme — Nowy Meksyk (3,2%), ósme — Pensylwania (2,1%), dziewiąte — Kentucky (1,8%), dziesiąte — Ohio (1,6%). Inne Stany notowały wydobycie gazu ziemnego mniejsze od 1½ miliarda m<sup>3</sup> w r. 1947. W r. 1948 brak jest dotychczas szczegółowych danych co do ilości wydobycie gazu w poszczegól-

nych Stanach, jednak stosunek wydobycia pozostał prawdopodobnie bez zmiany.

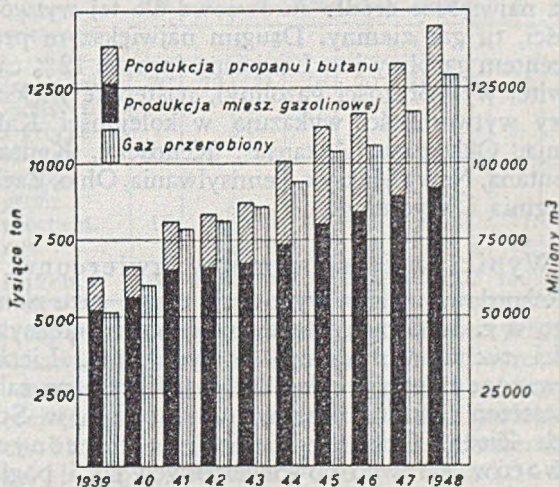
Na przestrzeni ostatnich lat dziesięciu wydobycie gazu ziemnego wzrosło znacznie, zwłaszcza w roku 1947 i 1948 (ponad 10% w stosunku do lat poprzedzających). W stosunku do r. 1939 wzrost wydobycia gazu ziemnego w r. 1948 wynosił prawie 98%, a więc wydobycie było niemal dwukrotnie większe.

W dotychczasowych zestawieniach braliśmy pod uwagę wydobycie gazu „handlowego”, zbytego na rynku spożywczym, a więc przedstawiającego z tego punktu widzenia wartość pozytywną (tzw. „marketed production”). W rzeczywistości całkowite wydobycie gazu (tzw. „gross-production”) jest przeszło o 50% większe od wykazanego, jednak różnica ta zostaje częściowo z powrotem wtłoczona w złożę, jako zbiornik magazynujący gaz, częściowo dla celów regeneracji ciśnienia względnie jego utrzymania w złożach ropnych. Gaz ten jest wydobywany następnie po raz wtóry a nawet kilkakrotnie (obieg cykliczny), nie może być zatem notowany jako gaz użytkowy w handlowym znaczeniu, o ile nie zostaje zużyty na powierzchni ziemi. Ma on jednak duże znaczenie w przemyśle gazolinowym, gdyż zwykle przed powtórny jego wtłoczeniem do złoża podlega odgazolinowaniu, dając cenny produkt, gazolinę.

Całkowite wydobycie gazu ziemnego (gross-production) w Stanach Zjedn. rozkłada się na wydobycie gazu z otworów ropnych w ilości ok. 35%, pozostałe 65% gazu pochodzi z odwiertów czysto gazowych.

#### Wytwórczość gazoliny

Fenomenalny rozwój przemysłu gazolinowego w Stanach Zjedn. miał właściwie miejsce dopiero w przeciągu ostatniego 10-lecia. Wytwórczość gazoliny i pokrewnych produktów (propanu, butanu) w r. 1948 była przeszło 2-krotnie większa od wytwórczości z r. 1939 (dokładnie 132% wzrostu). Szczególnie silne wzrosty wytwórczości notowano w latach 1941, 1944, 1945, 1947 i 1948. W tym ostatnim roku wytwórczość gazoliny, propanu i butanu wzrosła o 9½% w stosunku do wytwórczości z r. 1945.



Rys. 4. Produkcja gazoliny w Stanach Zjednoczonych



Jak wielką wartość posiada ta wytwórczość dla przemysłu naftowego Stanów Zjedn. wystarczy podać, że — niezależnie od większej jej wartości jakościowej — stanowi ona prawie 5,3% całego wydobywania ropy Stanów Zjedn. We wzroście wytwórczości tej gałęzi przemysłu naftowego bierze udział zarówno wytwórczość zwyczajnej mieszanki gazolinowej jak i wytwórczość jej szlachetniejszych pokrewnych produktów, tj. propanu i butanu. Zwłaszcza wytwórczość tych ostatnich wzrasta bardzo szybko (prawie 5-krotnie w stosunku do r. 1939).

Dla uzyskania tych ilości mieszanki gazolinowej i pokrewnych jej produktów przerobiono w gazolinarniach w 1947 r. 116800 milionów m<sup>3</sup> gazu ziemnego, z którego uzyskano 8854 tysiące ton mieszanki gazolinowej i 4346 tysięcy ton propanu i butanu. Średnia wydajność z jednego m<sup>3</sup> gazu wynosi ok. 113 gramów mieszanki wraz z propanem i butanem (w r. 1939 — 105 gramów).

Czynnych gazolinarni było w 1939 roku 684 — następnie w miarę rozwoju różnych technicznych udoskonaleń wytwórczych liczba ta malała, wynosząc w 1944 roku 610 a w r. 1947 tylko 440. Brak jest dotychczas danych odnośnie ilości czynnych gazolinarni w roku 1948 (tabl. 6 i rys. 4).

Wytwórczość gazoliny w Stanach Zjednoczonych  
1939—1948 Tabl. 6

Rok	Ilość czynnych gazolinarni	Przerobiono gazu miliony m <sup>3</sup>	Wyprodukowano		
			Mieszanki gazolinowej	Propanu i butanu	Razem
			T y s i ą c e t o n		
1939	684	60 877	5 165	1 081	6 246
1940	684	69 978	5 570	1 288	6 858
1941	676	78 243	6 459	1 627	8 086
1942	667	81 105	6 553	1 779	8 332
1943	642	85 738	6 617	2 095	8 712
1944	610	93 440	7 313	2 692	10 005
1945	<sup>1)</sup>	105 460	7 950	3 250	11 200
1946	<sup>1)</sup>	105 870	8 333	3 241	11 574
1947	440	116 800	8 854	4 346	13 200
1948	<sup>1)</sup>	<sup>1)</sup>	9 136	5 340	14 476

<sup>1)</sup> Brak danych.

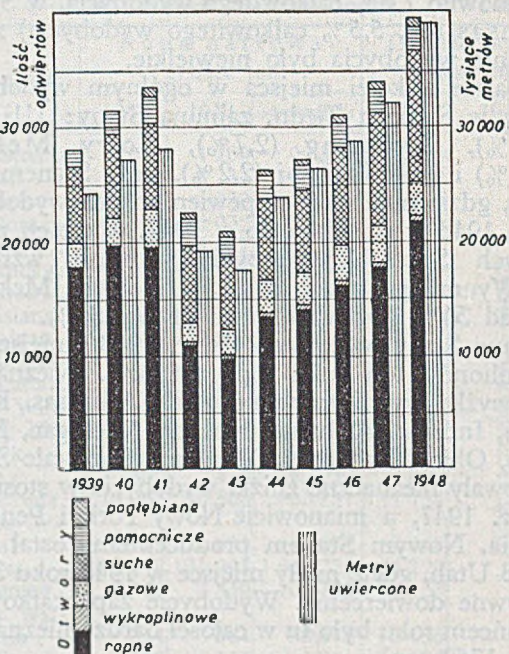
Połowa całkowitej wytwórczości gazoliny przypada na Teksas, gdzie zresztą znajduje się również największe źródło surowcowe dla tej wytwórczości, tj. gaz ziemny. Drugim największym producentem gazoliny jest Louisiana (prawie 12% całkowitej wytwórczości gazoliny), następnie większe cyfry wytwórczości wykazują w kolejności Kalifornia, Oklahoma, Arkansas, Kentucky, Kansas, Montana, Nowy Meksyk, Pensylwania, Ohio, Zach. Wirginia i Wyoming.

#### Wyniki wierceń i metry uwiercone

Rekordowa zwyżka wydobywania ropy i gazu ziemnego w r. 1948 była wiernym odbiciem intensywności ruchu wierniczego w tym roku. Liczba dowierceń w tym roku była największa na całej przestrzeni historii przemysłu naftowego w Stanach Zjedn. Cyfra wszystkich dowierconych otworów, zarówno nowowierconych jak i pogłębianych wynosiła w 1948 r. 39319, była więc

większa o 5521 czyli 16,3% od ilości dowierceń w r. 1947. Podobny, chociaż nieco mniejszy wyczyn zanotowano w r. 1944, w którym liczba dowierceń w stosunku do roku poprzedniego podniosła się o 5343 nowych dowierceń, co procentowo (25,7%) przedstawia się jeszcze korzystniej aniżeli w roku ubiegłym. Zauważyć jednakże należy, że lata 1942—1943 przedstawiały pewnego rodzaju kryzysowy okres wierniczy na terenie Stanów Zjedn., tak że w r. 1943 liczba dowierceń zmniejszyła się w stosunku do roku 1941 o 37,5%. Wzrost zatem dowierceń w r. 1944 należy traktować raczej jako częściowe wyrównanie niedoboru w zakresie nowych odwiertów oddanych przemysłowi do eksploatacji. Na marginesie słabych wyników w zakresie wierceń w latach 1942—1943 warto zaznaczyć, że najbardziej istotnym powodem tego był brak stali na narzędzia wiernicze, mający swe uzasadnienie w okresie wojennym. Brak ten dawał się następnie, chociaż w mniejszym zakresie, odczuwać jeszcze w latach następnych 1944—1947, w roku ubiegłym nastąpiło jednakże na tym odcinku bardzo znaczne odprężenie.

Niemalą również rolę w ilości dokonanych dowierceń gra usprawnienie techniki wierniczej, coraz większa jej mechanizacja i szereg udoskonaleń,



Rys. 5. Wyniki wierceń i metry uwiercone w Stanach Zjedn.

pozwalających zarówno tak na uzyskiwanie większych głębokości jak i wybitne skrócenie czasu wiercenia.

Wracając do wyników wierceń w roku ubiegłym, na ogólną liczbę 39319 dowierceń było 38803 dowierceń otworów nowo dowierconych i 516 pogłębiań. Od liczby 38803 otworów nowo dowierconych należy właściwie odliczyć jeszcze 2144 otworów wierconych specjalnie dla pomocniczych celów eksploatacji złoża, np. do wtlaczania gazu i wody, a więc właściwie tylko 36659 odwiertów (93% ogólnej cyfry dowierceń) miało przed sobą jako właściwy cel wydobywanie ropy czy gazu



## Wyniki wierceń i metry uwiercone w Stanach Zjednoczonych 1939—1948

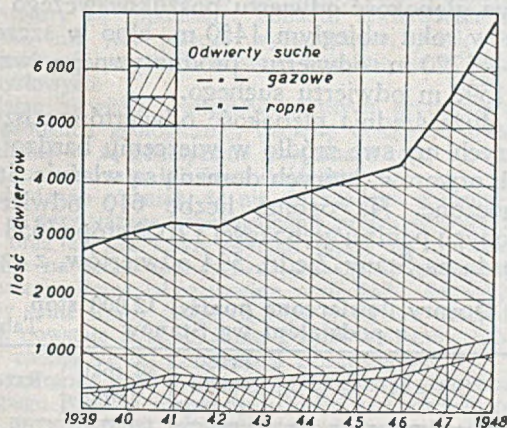
Tabl. 7

Rok	Ropne	Wykroplinowe	Gazowe	Suche	Pomocnicze <sup>1)</sup>	Razem nowowiercone	Pogłębiane	Ogółem	% odwiertów suchych <sup>2)</sup>	Uwiercono m	Średnia głębokość 1 odwiertu m
1939	17 734	—	2 050	6 890	1 358	28 012	—	28 012	26	2 421 586	864
1940	19 845	—	2 265	7 053	1 988	31 149	—	31 149	24	2 725 210	874
1941	19 590	—	3 279	7 280	2 271	32 420	822	33 242	24	2 813 031	844
1942	10 977	105	2 685	5 962	2 261	21 990	588	22 568	30	1 922 675	852
1945	9 887	76	2 314	6 564	1 708	20 549	471	20 820	34	1 755 299	843
1944	13 502	54	3 024	7 153	2 053	25 786	377	26 163	30	2 389 176	913
1945	13 944	155	3 039	7 346	2 167	26 649	491	27 140	30	2 632 789	970
1946	16 087	207	3 555	8 496	2 085	30 230	615	30 845	30	2 865 349	928
1947	17 615	285	3 437	9 751	2 063	35 147	651	35 798	31	3 194 389	945
1948	21 760	346	3 041	11 512	2 144	38 805	516	39 319	31	3 912 872	995

<sup>1)</sup> Do wtłaczania gazu, wody, solankowc. <sup>2)</sup> Bez uwzględnienia odwiertów pomocniczych i pogłębionych.

(tabl. 7 i rys. 5). Ta ostatnia cyfra obejmuje — jeśli chodzi o wyniki 21 760 (60%) odwiertów ropnych, 346 (1%) odwiertów wykroplinowych, 3041 (8%) odwiertów gazowych i 11 512 (31%) odwiertów negatywnych, suchych.

Inny obraz będzie się przedstawiał zwłaszcza w zakresie odwiertów ropnych, a specjalnie odwiertów suchych, jeśli od cyfr powyższych odjęlibyśmy odwierty poszukiwawcze, których charakter jest zupełnie odmienny od odwiertów typowo eksploatacyjnych. W tym wypadku zamiast cyfry 36 659 odwiertów nowodowierconych (bez odwiertów pomocniczych) otrzymamy cyfrę 29 782 dowień, które rozdzielają się na następujące odwierty, jeśli chodzi o wyniki dowień: 20 731 (70%) odwiertów ropnych, 346 (1%) odwiertów wykroplinowych, 2 795 (9%) odwiertów gazowych i 5 910 (20%) odwiertów suchych. Należy tu zaznaczyć, że Amerykanie suche odwierty typu odwiertów eksploatacyjnych zaliczają łącznie z odwiertami poszukiwawczymi (wild-cat wells) do odwiertów eksploracyjnych (exploratory wells).



Rys. 6. Wyniki wierceń poszukiwawczych w Stanach Zjedn.

Ogólny procent odwiertów suchych utrzymuje się już od r. 1942 prawie na tej samej wysokości (30—31%), podczas gdy z początkiem ostatniego 10-letniego okresu był on o wiele niższy (24%).

Równoległe ze zwiększeniem się liczby dowień, względnie wierceń w ogóle, zwiększyła się w roku ubiegłym również ilość uwierconych metrów. Stosunek zwiększenia uwierconych metrów do ilości odwierconych otworów jest tu nawet większy ze względu na stale zwiększającą się

średnią głębokość odwiertów. W roku 1947 uwiercono na wszystkich otworach Stanów Zjedn. 31 943 890 m, czyli o 3,5 miliona metrów, względnie 11,6% więcej niż w r. 1946. W roku ubiegłym uwiercono prawie 40 milionów metrów, ściśle 39 128 720 m, czyli o 7,2 miliona metrów albo 22,5% więcej niż w roku 1947.

Również średnia głębokość odwiertu zwiększyła się w r. 1948 o 50 m w stosunku do roku poprzedniego i wynosiła średnio 995 m (tabl. 7).

## Działalność poszukiwawcza

Podobnie jak zwiększenie wydobywania jest funkcją odkrycia nowych pól naftowych jako wyniku akcji wiertniczej, tak znowu odkrycia tych nowych pól naftowych czy to gazowych są funkcją mniejszego lub większego wysiłku akcji poszukiwawczej, zwłaszcza na terenach nowych, jeszcze nie odkrytych.

Poszukiwania za nowymi terenami naftowymi w Stanach Zjedn. wzmagają się z roku na rok i osiągnęły w roku ubiegłym poziom rzeczywiście olbrzymi. Prace badawcze, geologiczne, geofizyczne i geoanalityczne (głównie geochemiczne), rozwijają się w szybkim tempie, służąc za podstawę do zakładania nowych wierceń poszukiwawczych. Ciekawe daty znajdujemy w tabl. 8, wska-

## Podstawy projektowania wierceń poszukiwawczych w Stanach Zjednoczonych

Tabl. 8

Rodzaj prac badawczych poprzedzających wiercenie	1946			1947			1948		
	Wy-dajne	Suche	Razem	Wy-dajne	Suche	Razem	Wy-dajne	Suche	Razem
w p r o c e n t a c h									
Geologiczne	70	79	71	76	70	71	46	54	53
Geofizyczne i geochemiczne	13	7	11	10	12	12	25	16	17
Geolog., geofiz. i geochem.	15	7	9	10	8	8	20	11	12
Inne	2	7	9	2	10	9	9	19	18
Razem	100	100	100	100	100	100	100	100	100

zującej procentowy stosunek prac badawczych, na podstawie których zakładano nowe wiercenia. W latach 1946 i 1947 stosunek ten był mniej więcej jednakowy, wynosząc dla badań geologicznych 71%, geofizycznych łącznie z geochemicznymi 11—12%, kombinacji obu tych metod 8—9% oraz innych, bliżej nieokreślonych 9%. W roku



ubiegłym stosunek ten ulega zasadniczej zmianie, głównie kosztem badań geologicznych. W szczególności badania geologiczne wynoszą 53%, a więc nie wiele więcej ponad połowę, geofizyczne i geochemiczne podniosły się do 17%, kombinacje obu tych metod do 12% oraz bliżej nieznanne do 18%.

Szczególnie interesujące są badania geofizyczne i ich zakres stosowania. Podczas gdy w r. 1939 ilość zespołów badawczych wynosiła 243, w roku ubiegłym liczba ta podniosła się do wysokości 519 czyli podwyższyła się o 113½% (tabl. 9).

Badania geofizyczne w Stanach Zjednoczonych  
1939—1948 Tabl. 9

Rok	Ilość zespołów badawczych				
	Sejsmiczne	Grawimetryczne	Magnetyczne	Elektryczne	Razem
1939	169	57	13	4	243
1940	181	68	11	5	265
1941	188	54	14	5	259
1942	226	58	13	3	300
1943	239	62	6	2	309
1944	294	118	16	2	430
1945	358	173	29	1	561
1946	251	95	24	—	370
1947	388	96	7	—	491
1948	427	84	8	—	519

W szczególności przeważającą większość w badaniach geofizycznych stanowią badania sejsmiczne. W roku ubiegłym na ogólną cyfrę 519 zespołów było 427 zespołów (82%) sejsmicznych, 84 zespołów (16%) grawimetrycznych i 8 zespołów (2%) magnetycznych. W samych tylko badaniach sejsmicznych ilość zespołów podniosła się w roku 1948 o 153% w stosunku do r. 1939. Metody elektryczne już od paru lat nie mają praktycznego zastosowania na terenie Stanów Zjedn.

Jeśli chodzi o geograficzne rozmieszczenie badań geofizycznych, znajdują się one w ok. 60% na terenie Teksasu i Louisiany, w ok. 25% w rejonie Gór Skalistych (Rocky Mountain) i Oklahomy, a tylko w nieznacznym procencie na terenie innych Stanów (tabl. 10).

Procentowy udział poszczególnych rejonów w Stanach Zjedn. w badaniach geofizycznych Tabl. 10

Rejon	1947		1948	
	Badania sejsmiczne	Badania grawimetryczne	Badania sejsmiczne	Badania grawimetryczne
Teksas . . .	42,7	32,1	43,6	36,5
Louisiana . .	19,9	25,3	17,9	26,2
Rocky Mountain . . .	13,5	26,8	15,3	20,5
Oklahoma . .	11,5	2,8	11,1	2,8
Mississippi .	5,7	6,1	4,6	5,9
Inne . . . .	6,7	6,9	7,5	8,1
Razem . .	100,0	100,0	100,0	100,0

Wyniki wiertnicze działalności poszukiwawczej były w r. 1948 również imponujące. Odwiercono ogółem 6877 otworów w stosunku do 5461 otworów w r. 1947, czyli o 1416 otworów (26%) więcej. Na ogólną liczbę 6877 dowień w r. 1948 było 1029 (15%) odwiertów ropnych, 246 (4%)

odwiertów gazowych i 5602 (81%) odwiertów suchych (tabl. 11 i rys. 6). Ostatnie dwa lata wy-

Wyniki wierceń poszukiwawczych w Stanach Zjedn.  
1939—1948 Tabl. 11

Rok	Ropne	Gazowe	Suche	Razem	% odwiertów suchych
1939	245	56	2 488	2 789	89
1940	300	62	2 676	3 038	88
1941	504	80	2 680	3 264	82
1942	408	84	2 724	3 216	85
1943	432	96	3 072	3 600	85
1944	495	115	3 240	3 848	84
1945	541	130	3 434	4 105	84
1946	597	125	3 581	4 303	83
1947	864	248	4 349	5 461	80
1948	1 029	246	5 602	6 877	81

szczególniają się procentowym zmniejszeniem się liczby odwiertów suchych, co ma swoje odbicie głównie w dokładności badawczych prac poszukiwawczych, mimo zasadniczego kurczenia się obszarów najbardziej przystosowanych do tego rodzaju badań. Inna rzecz, że postęp techniczny badań (badania aeromagnetyczne) otwiera widoki na odkrycie nowych terenów, czy to na obszarze mało dostępnych do badań obszarów Gór Skalistych, czy też na płytkowodnych obszarach morskich w Zatoce, w partiach przybrzeżnych Teksasu i Louisiany.

Dla odwiercenia 6877 otworów poszukiwawczych uwiercono ogółem w 1948 r. 9979490 m, z czego 2188300 m przypada na wiercenia pozytywne, które uzyskały wydajność rocy lub gazu, oraz 7791190 m na wiercenia negatywne, suche.

Rekapitulując, 19% wierconych otworów oraz 22% metrów uwierconych w r. 1948 należało do wierceń pozytywnych. Na 1 metr uwiercony z rezultatem przypada 3,56 m z wierceń negatywnych. Średnia głębokość odwiertu poszukiwawczego wynosiła w roku ubiegłym 1450 m, albo w szczególności — 1720 m odwiertu produktywnego względnie 1390 m odwiertu suchego.

Ta duża średnia głębokość odwiertów poszukiwawczych ma swe źródło w wierceniu bardzo głębokich otworów, których domeną są właśnie Stany Zjednoczone. Na ogólną liczbę 610 odwiertów wierconych poniżej głębokości 12000 stóp (3658 m), przypada na Stany Zjedn. 594 odwiertów, z czego

Otwory dowieńcone poniżej 12 000 stóp z podziałem wg Stanów Tabl. 12

Stany	Przed rokiem 1948	W roku 1948	Razem
Alabama . . . . .	1	—	1
Floryda . . . . .	6	1	7
Kalifornia . . . . .	93	16	109
Kolorado . . . . .	2	—	2
Louisiana . . . . .	208	81	289
Mississippi . . . . .	11	5	16
Nowy Meksyk . . . . .	2	3	5
Oklahoma . . . . .	10	9	19
Teksas . . . . .	81	25	106
Utah . . . . .	1	—	1
Wyoming . . . . .	4	2	6
Ogółem . . . . .	419	142	561



419 zostało odwierconych przed r. 1948, a 175 zostało odwierconych — względnie pozostało jeszcze w wierceniu (35 otwory) — w r. 1948. Jak widzimy z tabl. 12 przeszło połowa tej kategorii odwiertów przypada na Louisianę, następnie ponad 20% na Teksas i nieco poniżej tej cyfry na Kalifornię,

a ok. 10% na resztę Stanów. Do Stanu Oklahoma należy także światowy rekord głębokości odwiertu (5432 m), uzyskany w r. 1947, a do Stanu Wyoming rekordowa głębokość odwiertu eksploatacyjnego (4561 m), uzyskana w roku ubiegłym.

*Dokończenie nastąpi*

## Czynniki względnej oceny roponośności

*Prof. S. F. Fedorow, wykładając w ciągu szeregu lat naukę o złożach ropnych świata i ZSRR przyznaje, że nauka ta dotąd pozostaje jako opisowa, bo konstatując pewne zjawiska i fakty, traktujemy je tylko pobieżnie pod kątem widzenia uogólniania pewnych zależności. Przyczyna tego leżała w tym, że nie było współpracy geologów pracujących w różnych gałęziach, np. geologów-naftowców, litologów, bituminologów, geologów-geochemików. Wielkim krokiem naprzód było stworzenie J. G. J. (Instytutu Kopalni Palnych), gdzie prace różnych specjalistów pokrewnych gałęzi zostały skoordynowane, np. laboratorium genezy ropy łączyło geologów-naftowców, litologów, biochemików, bituminologów, geologów gazowych i mikrobiologów. Na wzór J. G. J. został następnie zreformowany Instytut Naftowy geologiczno-poszukiwawczy w Leningradzie. W poniższym streszczeniu pracy Fedorowa<sup>1)</sup> jest zestawienie ogromnego materiału zebranego przez laboratorium J. G. J. oraz katedry złóż ropnych Instytutu Naftowego w Moskwie.*

Do niedawnych czasów nowe pola naftowe były odkrywane w sposób empiryczny: wiercono koło wycieków ropy lub rozwiercano struktury tektoniczne położone koło starych pól eksploatacyjnych. Ilość nowych terenów odkrytych na podstawie badań naukowych jest bardzo ograniczona, w dodatku są one przywiązane do wycieków na powierzchni. Fakt ten jest spowodowany brakiem naukowo opracowanych kryteriów względnej oceny roponośnych elementów tektonicznych.

Zastosowanie metod geofizycznych sprzyjało odkryciu struktur tektonicznych, na których umieszczano wiercenia. Jednak badania geotektoniczne, czy też geofizyczne, wskazujące na obecność struktur, nie mogły odpowiedzieć, czy te struktury są roponośne. Ponadto stwierdzenie roponośności, nie jest jeszcze wystarczające, jeżeli chodzi o stwierdzenie, czy ropa w złożu znajduje się w ilościach przemysłowych.

Badając zjawisko wulkanów błotnych krymsko-kaukaskiej prowincji geologicznej, badacze doszli do wniosku, że wulkany te są genetycznie związane z ropą i że każdy z nich zawiera taką lub inną ilość ropy.

Stwierdzono również, że nie do każdego wulkanu błotnego są przywiązane nagromadzenia przemysłowych ilości ropy, oraz że nie każdy wyciek ropy na powierzchni wskazuje na teren ropny, nadający się do przemysłowej eksploatacji. Prace laboratoryjne stwierdziły, że wszystkie wysady solne Emby zawierają ropę w tej lub innej ilości. Jednak powstaje pytanie, które z tych wulkanów lub wysadów nadają się do eksploatacji przemysłowej.

Po zebraniu całej literatury geologicznej dla obszaru „Drugiego Baku” i rozpoczęciu badań terenowych, otrzymano duży materiał, odnoszący się do pośrednich i bezpośrednich oznak roponośności, po opracowaniu którego ustalono następujące pięć kryteriów, które można uznać za podstawowe prognozy przy układaniu map.

Pierwszym z nich jest tektonika.

W badaniach zatrzymano się na tych hipotezach i teoriach, które mówią o genezie ropy lub gazów w glinach i ilach basenów wodnych, gdzie ropa i gaz były początkowo w stanie rozproszonym. Jest możliwe, że nawet przy początkowym ułożeniu poziomym utworów ropy i gaz mogły migrować do utworów porowatych, tj. piasków, piaskowców, wapieni itd. W szczególnych wypadkach zdaje się, że mogą powstać kolektory poziomo zalegające

o przemysłowych nagromadzeniach ropy. Są to tzw. „łapanki stratygraficzne”. W ZSRR są takie złoża w Majkopie lecz i tutaj są pokłady zdyslokowane i nachylone. Na ogół na wszystkich polach warstwy roponośne są zdyslokowane i tworzą antykliny, wysady i struktury monoklinalne. Wynika z tego, że tam, gdzie warstwy ułożone są poziomo, ropy o wartości przemysłowej być nie może.

Fałdy antyklinalne, wysady i inne struktury tektoniczne mogą być różnej wartości jako strefy kolektorowe. Np. w strefach fałdów diapirowych najlepsze są struktury kryptodiapirowe i można je oceniać jako równe 100. Fałdy z jądrem przebitym można oceniać na 50, zaś fałdy z jądrem przebitym i dużymi dyslokacjami (do 500—1000 m), na 25. Dla struktur tektonicznych innych rejonów można ułożyć inną skalę.

Obowiązująca pozostaje dla wszystkich obszarów obecność sprzyjających struktur tektonicznych, które powodują nagromadzenia. Jest jasne, że warunek ten nie jest odwrotny: nie wszędzie tam gdzie są struktury musi być ropa.

Drugim czynnikiem jest litologia. Praktyka wszystkich krajów świata wykazuje, że przemysłowe nagromadzenia ropy mogą powstać tylko w utworach porowatych. Właściwości akumulacyjne utworów określano dotąd stopniem ogólnej porowatości. Uważano, że jeżeli utwor posiada porowatość np. 20—25%, wówczas jest doskonałym kolektorem ropy, 15—20% — dobrym itd. Jednak praktyka wykazała, że ogólna wydajność otworów nie zawsze zgadzała się z taką charakterystyką.

P. Awdusin i M. Cwietkowska opracowali nową metodę oceny porowatości opartą na analizie przestrzeni por i na ich składzie mineralogicznym. Ropa w utworze wędruje nie przez wszystkie kanaliki lecz tylko przez kanały względnie szersze. Ta porowatość nazywa się efektywną ( $P_e$ ). Ropa wypełniająca kapilary i subkapilary praktycznie w ruchu udziału nie bierze, dlatego też te kanaliki nie powinny być uwzględniane. Inną wielkością, charakteryzującą strukturę przestrzeni por, jest współczynnik  $F$ , który jest stosunkiem (lub odwrotnością tego) obwodu sumarycznego normalnych przekroji przestrzeni por do obwodu równoważnej pory o przekroju idealnie cylindrycznym. Ta wielkość charakteryzuje szybkość i dynamikę procesów ruchu masy ropy.

Schemat tej klasyfikacji jest następujący:

- |   |                                   |
|---|-----------------------------------|
| 1. Klasa „A” — kolektory z porowatością efektywną $P_e > 20$ . . . . .    | } kolektory o dużej pojemności    |
| 2. Klasa „B” — kolektory z porowatością efektywną $P_e = 20-15$ . . . . . |                                   |
| 3. Klasa „C” — kolektory z porowatością efektywną $P_e = 15-10$ . . . . . | } kolektory o średniej pojemności |
| 4. Klasa „D” — kolektory z porowatością efektywną $P_e = 10-5$ . . . . .  |                                   |
| 5. Klasa „E” — kolektory z porowatością efektywną $P_e < 5$ . . . . .     | } kolekt. o małej pojemn.         |

Każda z tych 5 klas zostaje rozbita według formy przestrzeni por na trzy grupy:

1. grupa — kolektory, mające mniej lub więcej jednakowe przekroje kanalików por, dlatego lekko przenikliwe,  $F > 0,20$ ;
2. grupa — kolektory z własnościami filtrującymi mierzonymi,  $F = 0,20-0,10$ ;
3. grupa — kolektory charakteryzujące się skomplikowaną strukturą przestrzeni por i dlatego trudno przepuszczalne,  $F < 0,10$ .

<sup>1)</sup> Prof. S. F. Fedorow: Trudy, Instyt. Naftow. im. Gubkina w Moskwie, 1940.



Badania nad przepuszczalnością stwierdziły dobrą zgodność z określeniami własności kolektorów według wyżej przytoczonego schematu, który ze swej strony dobrze się wiąże z danymi statystycznymi produkcji otworów.

Geochemia wód — jest trzecim decydującym czynnikiem. Woda zawsze towarzyszy ropie i związanym z nią bitumem. Stałe oddziaływanie wody powoduje specyficzny skład wód terenów naftowych, który umożliwia rozpoznanie złoża, a więc może być wykorzystany przy poszukiwaniach za ropą. Prace geochemików ustaliły, że jako typowa dla pól naftowych występują wody: 1) chlorowapniowe i 2) zasadowe. Ponadto jako zasadnicze składniki biorą udział: jod, brom, bor, czasem wapienie i grupa amonowa. Wody siarczane stanowią oznakę ujemną dla obecności ropy. W ten sposób, badając metodycznie wody ze źródeł, jezior itd., można ustalić występowanie stref możliwych roponośnych. Na podstawie tych analiz np. obszar Azerbajdżanu podzielono na siedem stref, z których główne są:

1. W serii produktywnej występują wody zasadowe. Największą wartość wtórnej słonowatości ( $S_2$ ) oraz zawartości chlorków mają wody warstw stropowych tej serii ( $S_2 > 15$ ). W horyzoncie V zawartość chlorków wapnia maleje (maleje  $S_2$ ) i zjawiają się częściowo wody chlorowo-magnezowe, jako jeden z produktów zastąpienia wód zasadowych i chlorowapniowych. Zasadowość wód wzrasta ze zbliżaniem się serii produktywnej.

2. Wody, zawierające siarczany sodu, nie są obecne na terenach złóż o wartości przemysłowej. Ich obecność w otworach poszukiwawczych, zwłaszcza w dużych głębokościach, stanowi ocenę ujemną roponośności.

3. W wodach złóż naftowych siarczki nie są obecne, ich zawartość nie przewyższa 1 mg/litr. Zjawienie się większej ilości siarczków stwarza ujemną prognozę dla oceny roponośności.

Porównanie wyników analiz wód z danymi geologicznymi daje następujące wyniki:

- W strefach wysokiej roponośności przemysłowej występują wody beziarczkowe, zasadowe i chlorowapniowe. Wody chlorowapniowe wskazują na struktury słabo zerodowane, zasadowe — na głęboko zerodowane.
- W strefach o bardzo dużych możliwościach roponośności występują przeważnie wody beziarczkowe i wysokochlorowapniowe.
- W strefach możliwe roponośnych obecne są wody chlorowapniowe. W wodach otworów występują także siarczki sodu.
- W strefach z lokalną roponośnością występują zwykle wody typów mieszanych.

Dalszy czynnik oceny stanowi geochemia bitumów. Wiadomo, że ropa ma własności regeneracyjne, tzn. może powodować procesy regeneracji chemicznej w otaczającym ośrodku nieorganicznym. W miarę zbliżania się do złoża

ropnego aktywność regeneracyjna wzrasta. W praktyce zwykle określa się nie tę aktywność regeneracyjną, która jest wielkością bardzo małą, lecz logarytm ujemny tej wielkości, tzn. określa się potencjał utleniająco-regeneracyjny, oznaczony przez symbol  $rH$ . Ustalono następujące zależności:

- przy zbliżeniu się do olbrzymiego zbiornika ropnego, wartość  $rH$  maleje prawidłowo, nawet dla warstw o kierunku prostopadłym do rozciągłości;
- przy zbliżeniu się do zbiorników średniej wielkości, wartość  $rH$  maleje tylko po rozciągłości, i wreszcie
- przy małych zbiornikach regularnego zmniejszania się  $rH$  nie ma nawet wzdłuż rozciągłości warstw. Np. przy zbliżeniu się do ośrodka złoża syrańskiego (średniej wielkości) otrzymano wartość dla  $rH$ : 24,67, 24,41, 23,73.

Wreszcie piątym czynnikiem jest gaz. Każde złożo ropne zawiera w tej czy innej ilości gaz, będący mieszaniną różnych węglowodorów lotnych. Na skutek dyfuzji następuje ułatnianie się tych gazów. Badając skład gazów na zawartość różnych składników, zwłaszcza frakcji ciężkich, pobranych z gleby, możemy spostrzec pewną współzależność między ilością gazów a obecnością i wielkością złoża.

W ten sposób podane wyżej metody badań są podstawowymi przy ocenie możliwości roponośności nowych rejonów. Dla każdej z tych metod układa się mapy prognozy, które zestawione razem dają mapę prognozy roponośności przemysłowej badanego obszaru. Każdy z pojedynczych czynników nie jest absolutny, lecz użyte razem stanowią czynnik prognozy i oceny.

Analizując pracę Fedorowa dochodzi się do przekonania, że dużo zawartych w niej kryteriów jest znanych od dawna w postaci sprawozdań z poszczególnych badań różnych autorów. Prawdziwa wartość jej polega jednak na krytycznej ocenie tych badań i uogólnieniu w stosunku do problemu genezy ropy i jej występowania.

Szczególnie ważne te myśli stają się w świetle obecnych poszukiwań za ropą i gazami na terenach, na których dotychczas nie prowadzono takich badań. Badania laboratoryjne wymagają mniejszych wysiłków pieniężnych i technicznych i mogą w znacznym stopniu ułatwić akcję wiertniczą przez ześrodkowanie jej na określonych obszarach. Ponieważ dotąd w kraju nie posiadamy odpowiedniego laboratorium, należałoby je stworzyć i te badania rozpocząć, by w należycie naukowy sposób podejść do kwestii poszukiwań.

Rola tych badań po rozpoczęciu eksploatacji obszarów nie kończy się, lecz może być z nieminiejszym powodzeniem stosowana dalej dla celu rozwiązania szeregu praktycznych problemów, jak badanie porowatości zbiorników, przepuszczalności, opracowanie systemu eksploatacji itd. Życie takiego laboratorium jest zatem tak długie, jak długi będzie okres produkcji ropy, toteż momenty przejściowości nie powinny odgrywać tutaj roli.

Streścił Inż. A. Kistow

## Przegląd zagraniczny

### Nafta w okolicy jez. Bajkalskiego na Syberii (wg „Erdöl-Dienst“, 11. XI. 1948)

Na powierzchni jeziora Bajkalskiego wydostaje się niekiedy lepka, porowata substancja, której okoliczna ludność używa jako smaru.

Chemiczny skład tej substancji wykazuje obecność materiału bitumicznego. Sądzi się na tej podstawie, że okolica jeziora przedstawia teren możliwy do występowania węglowodorów. Jeszcze w latach 1902—1905 prowadzono tutaj wiercenia poszukiwawcze za naftą, były one jednak negatywne, gdyż otwory zostały opuszczone już przy głębokości 350 m.

### Odkrycie pola naftowego w Austrii (wg „Petroleum Press Service“, V. 1949)

Niedaleko Matzen, ok. 30 km na płn.-wschód od Wiednia, odkryło sowiecko-austriackie towarzystwo naftowe (OREAG) bardzo wydajne pole naftowe. Trzy odwiercone otwory wydają każdy po 150—200 ton ropy dziennie. Wyniki

uzyskane na tym polu stawiają go na drugim miejscu, po polu naftowym w Zistersdorfie, co do wydajności.

### Poszukiwania naftowe w Bawarii (wg „Bergbau-, Bohrtechniker- und Erdöl-Zeitung“, nr 10, 1948)

Na skutek podziału koncesyj naftowych w Bawarii między towarzystwa naftowe, który miał miejsce na konferencji majowej w Monachium, spodziewane jest niebawem rozpoczęcie poszukiwań naftowych w Bawarii.

Według dr A. Bentz'a istnieją możliwości na znalezienie wydajnych źródeł nafty w Bawarii. Według jego oceny rozchodzi się tu o olbrzymi obszar przedalpejski od Brünn do Genf o rozciągłości 500 km. Małe złoża naftowe zostały już odkryte w Brünn, Leoprechting i Tegernsee. Liczne oznaki naftowe występują w obrębie molassy szwajcarskiej. Prof. Bentz dowodzi, że nie ma zasadniczej różnicy między strukturami zagłębia (niecki) węgierskiego i wiedeńskiego a zagłębia molassy alpejskiej, która wyka-



zuje przeważnie struktury asymetryczne. Prace poszukiwawcze w obrębie zagłębi wiedeńskiego i węgierskiego dały już praktyczne wyniki, których należy również oczekiwać w zagłębiu bawarskim.

#### Odkrycie ropy w Hiszpanii (wg „Petroleum“, maj 1949)

Według ostatnich wiadomości miano odkryć złoża ropne w Garrucha (prow. Almeria), w Lebrija (prow. Sewilla) i w Chiclana (prow. Kadyks). Brak jednak przy tym informacji, czy rozchodzi się tu o złoża ropne wartości przemysłowej, czy tylko o ślady ropne.

#### Z przemysłu naftowego w południowej Francji (wg „Bulletin de l'Association Française des Techniciens du Pétrole“, nr 73, 1. II. 1949 i nr 74, 1. IV. 1949)

Otwór gazowy Saint-Marcet nr 19 nawiercił w strefie dolomitów w głęb. 1570—1600 m bardzo wydajne złożo gazowe. Próba eksploatacji złoża dała w wyniku teoretyczną potencjalną wydajność odwiertu 1400 tys. m<sup>3</sup> gazu dziennie. Odwiert ten należy zatem do 3-ch najwydatniejszych odwiertów w tym rejonie.

Produkcja odwiertu G. 1 na strukturze Garlin zmniejszyła się do 450 kg dziennie. Zastosowanie kwasowania odwiertu zwiększyło jego wydajność na przeszło 1000 kg dziennie.

Będący w wierceniu na strukturze Bastennes (diapir) otwór BG 1 osiągnął głęb. 4162 m i napotkał bardzo interesujące ślady ropy i gazu. Odwiert zostanie pogłębiony dla zbadania tych śladów.

W dniu 28 lutego br. ukończono budowę rurociągu Tuluza—Bordeaux na całej długości i gaz jest dostarczany obecnie do samego miasta Bordeaux.

Budowa nowej gazoliniarni w Boussens o zdolności przerobczej 1200000 m<sup>3</sup> gazu dziennie została już ukończona. Puszczona w ruch gazoliniarnia została wybudowana z materiału dostarczonego ze Stanów Zjedn.; budowę jej rozpoczęto z początkiem roku 1948. Jest to obecnie jedna z najbardziej nowoczesnych gazoliniarni w Europie, pracuje pod ciśnieniem 70 atm. i produkuje gazolinę, butan i propan.

#### Projekt budowy rafinerii w Danii (wg „Petroleum Times“, 5. XI. 1948)

Według ostatnich wiadomości rząd duński ma zamiar zbudować na terenie Danii rafinerię ropy o zdolności przerobczej ponad 1/2 miliona ton rocznie.

#### Inwestycje anglosaskie na Bliskim Wschodzie (wg „Oil and Gas Journal“, 30. IX. 1948)

Kapitał amerykański i angielski ma zamiar inwestować prawie 2 miliardy dolarów w ciągu najbliższych 5 lat w przemyśle naftowym Bliskiego Wschodu.

Kapitał ten byłby użyty zarówno do rozbudowy pól eksploataowanych jak i do prowadzenia prac poszukiwawczych. Oczekiwane są z tego powodu w tym okresie duże odkrycia nowych pól naftowych.

Rezerwy naftowe Bliskiego Wschodu szacuje się obecnie na przeszło 4 miliardy ton. Obecna dzienna produkcja ropy wynosi ok. 55 tys. ton w Arabii Saudyjskiej, ok. 65 tys. w Persji, ok. 11,5 tys. ton w Iraku, ok. 4 tys. ton na wyspie Bahrein i ok. 13 tys. ton w Kuwait.

#### Rozwój egipskiego kopalnictwa naftowego (wg „Petroleum“, marzec i maj 1949)

Dowiercenie dwóch nowych otworów na wschodnim wybrzeżu kanału Sueskiego, jednego w Asl i drugiego w Wadi Firan przyniosło znacznie potencjał naftowy Egiptu. Dotychczasowa produkcja ropy w Egipcie w ilości ok. 2 milionów ton rocznie, głównie z pól naftowych Ras Gharib i Hugharda, nie pokrywało w zupełności zapotrzebowania krajowego na produkty naftowe, wynoszącego ok. 2 1/2 miliona ton rocznie.

Odkrycie nowych pól i ich przemysłowe rozwiercenie postawi obecnie Egipt od razu w rzędzie państw eksportujących naftę.

Jak donoszą, początkowa produkcja w nowonawierconym polu wynosiła prawie 4 tony na minutę, co dałoby dziennie w przybliżeniu ok. 5 1/2 tysiąca ton. O ile nawet cyfra ta nie

jest przesadzona, to jednak zarówno warunki techniczne eksploatacji jak i magazynażu nie pozwoliłyby wyzyskać całego potencjalnego wydobycia odwiertu. W każdym razie odkrycia te staną się znacznym czynnikiem ekonomicznym Egiptu.

Obecnie główną troską rządu egipskiego jest rozbudowa istniejących dwóch rafinerii w Suezie (jedna mała rządowa i druga—własność tow. „Anglo-Egyptian Oil Co.“) do takiego stanu zdolności przerobczej, by zapobiec eksportowi surowca naftowego a tylko jego produktów.

Wadą ropy egipskiej jest jej charakter ropy ciężkiej, zawierającej jedynie ok. 15% lżejszych produktów i ok. 5% oleju gazowego. Stawia to Egipt w sytuacji równocześnie eksportera produktów naftowych jak i ich importera, głównie benzyny i nafty.

#### Aparat wojenny w służbie poszukiwań naftowych (wg „Erdöl-Dienst“, 24. IX. 1948)

Udoskonalona w czasie ostatniej wojny światowej luneta celownicza przy strzelaniu, umożliwiającą widzialność także w ciemności, znalazła obecnie w zmienionej formie zastosowanie przy poszukiwaniach za ropą naftową.

Wynalazek polega na zasadzie, że pewne elementy są nadmiernie wrażliwe na pozaczzerwone albo termiczne promienie wydzielane przez ciała. Te promienie zostają przez przyrząd elektronowy zamieniane na zwykle światło i mogą być w ten sposób chwyczone na ekran jako wyraźnie dostrzegalny obraz.

Nauka wykorzystywała tę zasadę dla badania na ekranie struktury przewierczanych warstw w głębokich otworach. W ten sposób o wiele łatwiej można śledzić występujące w próbkach skamieniałości, szczątki zwierzęce i roślinne. Tak ważne dla poszukiwań naftowych i dla ustalenia wieku warstw foraminifery dają się tym nowym aparatem dokładnie wykryć i zidentyfikować, a tym samym pozwalają natychmiast poznać szczegóły strukturalne przewiercanego pokładu.

Instrumenty te są już wprowadzone na amerykańskich uniwersytetach.

#### Sytuacja naftowa w Australii (wg „Erdöl-Dienst“, 21. X. 1948)

Rząd australijski postanowił zwrócić baczniejszą uwagę na możliwość rozwoju rodzinnego przemysłu naftowego. Utworzona w tym celu Sekcja Paliw Pędnych zbiera wszystkie dane, dotyczące problemu naftowego w Australii, jak również występowania na terenie kraju łupków bitumicznych, wreszcie zajmuje się zagadnieniem syntetycznych paliw motorowych, jakoteż ewentualnych mieszanek do benzyny, jak benzolu i alkoholu.

#### Rekordowa działalność geofizyczna w r. 1948 (wg „World Oil“, kwiecień 1949)

W roku ubiegłym poszukiwawcza działalność geofizyczna przybrała rozmiary rekordowe tak w St. Zjedn. jak i poza ich granicami. Badania sejsmiczne w St. Zjedn. zwiększyły się w roku ubiegłym o 17,4% w stosunku do r. 1947 i wzrosły również znacznie w innych krajach.

W r. 1948 w Stanach Zjedn. działalność sejsmiczna stanowiła 79,6% światowej działalności. Czynnych było 427 zespołów sejsmicznych, podczas gdy badania grawimetryczne liczyły w St. Zjedn. tylko 84 zespołów badawczych w r. 1948.

Na Kanadę przypada 5,8% badań sejsmicznych i zajmuje ona pod tym względem drugie miejsce po Stanach Zjedn.

#### Utworzenie Instytutu Geologicznego w St. Zjedn. (wg „Oil and Gas Journal“, 25. XI. 1948)

W Stanach Zjedn. zorganizowany został przez 11 krajowych towarzystw geologicznych Amerykański Instytut Geologiczny (American Geological Institute), który będzie skupiał ponad 10000 czynnych zawodowo geologów. Pierwszym prezesem tego instytutu został obrany znany badacz geologiczny dr A. I. Levorsen.

#### Przyszłość przemysłu naftowego Kanady (wg „Petroleum Press Service“, marzec 1949)

Odkrycie dwóch olbrzymich pól naftowych w Kanadzie, Leduc w r. 1947 i Redwater w r. 1948, uzasadnia nadzieje, że Kanada jest na prostej drodze do samowystarczalności,



jeśli chodzi o zaopatrzenie w produkty naftowe. Specjaliści szacują możliwości potencjalnej produkcji Kanady na 650—1300 tysięcy ton ropy miesięcznie, zwłaszcza że energiczna akcja poszukiwawcza (60 zespołów geofizycznych i ponad 40 otworów poszukiwawczych w akcji) dała bardzo obiecujące rezultaty.

Obecnie zapotrzebowanie Kanady na produkty naftowe wynosi ok. 32000 ton dziennie, ale należy oczekiwać podwyższenia go do 52000 ton dziennie w ciągu najbliższych 10 lat. Obecna produkcja ropy 5200 ton dziennie może być podniesiona przypuszczalnie w ciągu dziesięciu lat do poziomu krajowego zapotrzebowania.

Duże znaczenie dla Kanady ma również olbrzymi rozwój przemysłu gazu ziemnego, którego stwierdzone zasoby według ostatnich badań wynoszą przeszło 100 miliardów metrów sześciennych. Przypuszczalnym w przyszłości odkryciom ropy w ilości 250—400 tysięcy ton miesięcznie w ciągu najbliższych 10 lat będzie również towarzyszyło dodatkowe odkrycie 140—280 miliardów metrów sześciennych gazu.

#### Pole naftowe Tucupido w Wenezueli

(wg „World Oil“, maj 1949)

Niedawno odkryte pole naftowe Tucupido, znajdujące się w stanie Quarico, w środkowej części naftowych pól Wschodniej Wenezueli, wydaje obecnie już ok. 1400 ton dziennie ropy naftowej. Dotychczas odwiercono tu 16 produktywnych otworów, z których 13 znajduje się w eksploatacji ropy, 2 są chwilowo nieczynne, a jeden wydaje gaz z głęb. 747 m w ilości ponad pół miliona m<sup>3</sup> dziennie.

#### Nowy rekord głębokości otworu wiertniczego

(wg „World Oil“, maj 1949)

Poszukiwawczy otwór wiertniczy „Pacific Creek Unit 1“, wiercony przez „The Superior Oil Comp.“ w Sublette County, Wyoming, osiągnął w ostatnim tygodniu kwietnia głęb. 5924 m, będąc nowym rekordem wiertniczym na świecie. Brak szczegółowych wiadomości, czy otwór jest w dalszym ciągu wiercony, czy też wiercenie zostało przerwane. Urządzenie wiertnicze w tym odwiercie było już w założeniu przeznaczane do wiercenia do głęb. 20000 stóp, czyli ponad 6000 m. Wiercenie przebiegało ostatnio normalnie, postęp wiertniczy wyniósł w ciągu ostatnich miesięcy 13—15 m dziennie.

#### Urządzenie wiertnicze do głęb. 6000 m

(wg „Oil and Gas Journal“, 7. X. 1948)

Zwiększanie się głębokości wierceń jest bodźcem do prac badawczych dla konstruowania wiertnic (żurawi wiertniczych) specjalnie przeznaczonych do wiercenia do głęb. ok. 6000 m.

Żerdzie wiertnicze są sporządzone ze stali o najlepszej jakości, stół rotacyjny o 50—500 obr./min., siła potrzebna do poruszania kolumny żerdzi wiertniczych o dług. ok. 6000 m wynosi ok. 500 KM.

Przewidziane są tutaj 3 pompy płuczkowe: jedna pompa dla dużego wydatku płuczki o mocy 700 KM, druga pompa pomocnicza o 350 KM i trzecia pompa dla wysokiego ciśnienia o mocy 700 KM. Ta ostatnia jest napędzana dwoma oddzielnymi motorami i posiada dwa rodzaje szybkości.

#### Wydobycie ropy naftowej w Anglii

(wg „Petroleum Times“, 11. III. 1949)

Produkcja ropy naftowej na kopalniach „Anglo-Iranian Oil Co.“ w Wielkiej Brytanii wynosiła w 1948 r. 43400 ton.

#### Budowa rafinerii nafty w Belgii

(wg „Erdöl-Dienst“, 5. XI. 1948)

W Antwerpii rozpoczęto budowę pierwszej w Belgii rafinerii nafty, której zdolność przerobcza ma wynosić ok. 1 miliona ton rocznie. Inicjatorami budowy są Tow. „Belgium Petroleum Co.“ i „L'Alliance“, z których ostatnie należy do „Anlo-Iranian Co.“.

#### Nowy materiał pędny

(wg „Erdöl-Dienst“, 24. IX. 1948)

Na Węgrzech jest w użyciu nowy pełnowartościowy materiał pędny. Posiada on wysoką liczbę oktanową i jest mieszaniną benzyny, gazoliny i alkoholu.

#### Wydobycie gazu ziemnego w Niemczech

(wg „Institute Petroleum Review“, IV. 1948)

Wydobycie gazu ziemnego w Niemczech w r. 1948 wyniosło 67175000 m<sup>3</sup>, czyli zmniejszyło się o 13,6% w stosunku do wydobycia w r. 1947. W szczegółach wydobycie to wyniosło w ostatnich dwu latach wg poniższego zestawienia:

	1948	1947
Pole gazowe Bentheim . . . . .	60391 tys. m <sup>3</sup>	71621 tys. m <sup>3</sup>
„ naftowe Reitbrook . . . . .	2479 „ „	1975 „ „
„ „ Steimbke . . . . .	1177 „ „	1197 „ „
„ „ Nienhagen . . . . .	1102 „ „	993 „ „
„ „ Wesendorf . . . . .	792 „ „	549 „ „
„ „ Heide . . . . .	741 „ „	701 „ „
Inne pola naftowe . . . . .	493 „ „	710 „ „
Razem . . . . .	67175 tys. m <sup>3</sup>	77744 tys. m <sup>3</sup>

#### Program przemysłu rafineryjnego w Anglii

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

Program rozbudowy przemysłu rafineryjnego w Wielkiej Brytanii przewiduje zdolność przerobczą rafinerij angielskich w r. 1950, w którym plan rozbudowy ma być całkowicie wykonany, ok. 20 milionów ton rocznie. Obecna zdolność przerobcza rafinerij angielskich wynosi niewiele ponad 5 milionów ton rocznie. Koszty rozbudowy przemysłu rafineryjnego zaplanowano na 95 milionów funtów szterlingów.

#### Projekt wielkiej rafinerii w Hiszpanii

(wg „Oil and Gas Journal“, 30. IX. 1948)

W Hiszpanii istnieje projekt budowy dużej rafinerii nafty w Cartagena, porcie nad morzem Śródziemnym.

Zdolność przerobcza tej rafinerii ma wynosić 2—2½ tysięcy ton dziennie. Jako surowiec do przeróbki wymienia się ropę z Bliskiego Wschodu.

Amerykańska firma California-Texas Oil Co., Ltd. (Cal-tex) ma mieć 24% udziału w tej rafinerii.

#### Przyszłość przemysłu przeróbki łupków bitumicznych we Francji

(wg „Erdöl-Dienst“, 27. IX. 1948)

Francja posiada bogate złoża łupków bitumicznych, nie eksploatowanych dotychczas na większą skalę. Przemysł ten byłby rentowny, czego dowodem wyniki osiągnięte w Autun.

Zasoby łupków bitumicznych jakoteż zawartość w nich bitumów są szacowane różnie, a mianowicie 60—1800 mil. ton łupków o zawartości 4—150 mil. ton oleju.

Również znane są łupki bitumiczne w koloniach francuskich. Na Madagaskarze np. odkryto pokład 1,5-metrowy łupku bitumicznego o zawartości 18% oleju. Praktyczna przemysłowa wydajność wynosi wprawdzie tylko 10%, ale po ulepszeniach urządzeń destylacyjnych jest możliwość zwiększenia procentowego uzyskania oleju łupkowego. Obecna destylacja łupku przebiega poniżej 350°C w pionowych piecach średnicy 2 m i 4 m wysokości.

#### Fabryka syntetycznej gliceryny w St. Zjedn.

(wg „Oil and Gas Journal“, 16. IX. 1948)

Pierwsza na świecie fabryka syntetycznej gliceryny została wybudowana kosztem 8 mil. dolarów przez Shell Chemical Corp. w Deer Park obok Houston w Teksasie.

Jako surowiec do wyrobu gliceryny będą służyły gazy porafinerijne z ropy naftowej. Fabryka ta jest częścią dużej fabryki chemikaliów, zbudowanej jeszcze przed kilku laty, która produkowała alkohol izopropylowy, aceton i butadien. Wytwórczość syntetycznej gliceryny ma pokryć w 20% zapotrzebowanie St. Zjedn.

#### Konferencje gazowe w roku 1949

(wg „Oil and Gas Journal“, 21. X. 1948)

W dniach 15—17 lipca 1949 r. odbędzie się w Londynie Międzynarodowa Konferencja Gazowa, zorganizowana przez Międzynarodową Unię Gazową. Bezpośrednio przed tą konferencją miało się odbyć 13—14 czerwca również w Londynie zebranie Stowarzyszenia Inżynierów Gazowników.

Międzynarodowa Unia Gazowa składa się z narodowych stowarzyszeń gazowych całego świata i posiada główne siedziby w Londynie i w Zurychu. Podstawą najbliższego rocznego zgromadzenia będą sprawozdania narodowych stowa-



rzyseń gazowych oraz referaty zgłoszone indywidualnie przez członków na tematy obejmujące wszystkie działy przemysłu gazowego.

#### Flota naftowa w 3 lata po wojnie (wg „Erdöl-Dienst”, 24 I. 1949)

Według informacji prasy naftowej St. Zjedn. A.P. znajduje się na świecie 1936 tankowców morskich o łącznym tonażu 23 874 355 ton. Te dane odnoszą się do stanu floty z maja 1948 r. i dotyczą wyłącznie jednostek użytkowych. Poniższa tabela przedstawia ilość jednostek i tonaż dla poszczególnych krajów:

kraj	ilość	tonaż
St. Zjedn. A.P. . . . .	897	12 663 493
Wielka Brytania . . . .	449	4 582 343
Norwegia . . . . .	188	2 374 453
Panama . . . . .	100	1 115 274
Holandia . . . . .	81	556 842
Szwecja . . . . .	34	467 431
Francja . . . . .	37	382 443
Włochy . . . . .	37	376 211
Argentyna . . . . .	32	263 594
ZSRR . . . . .	25	228 781
Hiszpania . . . . .	20	166 705
Dania . . . . .	10	135 145
Meksyk . . . . .	12	117 122
Wenezuela . . . . .	25	100 632
Belgia . . . . .	5	55 411
Brazylia . . . . .	6	55 266
Chiny . . . . .	4	46 000
Portugalia . . . . .	6	45 728
Urugwaj . . . . .	2	33 125
Honduras . . . . .	3	27 728
Grecja . . . . .	3	24 375
Finlandia . . . . .	2	21 990
Szwajcaria . . . . .	1	10 038
Inne kraje . . . . .	7	26 225
<b>R a z e m . . . . .</b>	<b>1936</b>	<b>23 874 355</b>

Przy bliższym rozpatrzeniu powyższej tabeli wynika, że wiele krajów posiada dużą flotę naftową, mimo że nie mają one własnego przemysłu naftowego. W dalszym ciągu należy zauważyć, że pod flagą Panamy znajduje się większość tankowców tego kraju, jakkolwiek są one własnością Anglii i USA. Największy rozwój w dziedzinie tankowców wyka-

zuje Argentyna, która zamówiła w Anglii dalsze tankowce za kwotę ponad 5 mil. funtów szterlingów i która niedawno zakupiła tankowiec „Alfa Limpopo” o wyporności 16400 ton za cenę 800000 funtów szterlingów. Jak widać, światowa flota naftowa, mimo wielkich strat podczas ostatniej wojny, szybko wzrasta i prawie nadąża za potrzebami świata na płynne paliwa.

#### Towarzystwo do badań transportu gazu (wg „Oil and Gas Journal”, 16. IX. 1948)

W teksaskim rolniczym i mechanicznym kolegium związało się przy Tennessee Gas Transmission Co. towarzystwo dla studiów i badań polowych nad transportem gazu ziemnego. Członkowie towarzystwa rekrutują się z absolwentów kolegium lub uniwersytetu.

#### Budowa dużej stacji magazynowej ropy w Holandii (wg „World Oil”, wrzesień 1948)

Druga duża stacja magazynowa na produkty naftowe ma zostać wkrótce wybudowana w Zwolle, głównym mieście prowincji Overijsel, w Holandii. Będzie się ona składała z 5-ciu naziemnych zbiorników. Jeden ze zbiorników ma posiadać pojemność 6440 hl, drugi 3740 hl a trzy pozostałe po 1590 hl. Cała zatem stacja rozporządzałaby pojemnością magazynową ok. 20000 hl.

Tow. Standard A.P.C., które buduje tę stację będzie do niej dostarczało produkty naftowe, przeważnie z Ameryki i z rafinerii w Pernis (koło Rotterdamu), a stąd dopiero jako z głównej stacji rozdzielczej będą rozprowadzane po całej Holandii takie produkty naftowe, jak benzyna, nafta i olej gazowy.

#### Nowy samochód popularny w Austrii (wg „Erdöl-Dienst”, 21. IX. 1948)

W Gmünd, w Karyntii, rozpoczęto seryjny montaż nowego wozu ludowego „Porsche 356”. Jest to samochód sportowy o maksymalnej szybkości 120 km/godz., o sile motoru 40 KM.

#### Termin nowej wystawy naftowej w Stanach Zjedn. (wg „Oil and Gas Journal”, 23. IX. 1948)

Komitet wystawy naftowej w St. Zjedn. uchwalił termin najbliższej wystawy w St. Zjedn. na rok 1952. Dokładna data wystawy nie została określona.

## Kronika

### Podział organizacyjny Ministerstwa Górnictwa i Energetyki

W związku z utworzeniem Ministerstwa Górnictwa i Energetyki podajemy poniżej na podstawie zarządzenia Min. Górnictwa i Energetyki z dnia 21 maja 1949 r. tymczasową organizację nowoutworzonego Ministerstwa:

Gabinet Ministra  
Biuro Kadr  
Departament Organacji, Zatrudnienia i Plac  
Departament Planowania  
Departament Produkcji i Techniki  
Departament Finansowy  
Biuro Kontroli

Ponadto Ministrowi Górnictwa i Energetyki podlegają:  
Wyższe Urzędy Górnicze  
Kolegium Górnicze  
Kurator Państwowych Pól Górniczych  
Pełnomocnik do Spraw Gospodarki Torfem  
Delegat do Spraw Wody Przemysłowej  
Państwowy Instytut Geologiczny  
Główny Instytut Paliw Naturalnych  
Państwowa Rada Geologiczna  
Państwowa Rada Energetyczna

### Zebranie naukowe Instytutu Naftowego

W dniu 27. VI. br. odbyło się w lokalu Instytutu Naftowego w Krakowie zebranie naukowe na temat metod geo-

analitycznych w przemyśle naftowym. Zebranych powitał dyrektor Instytutu Naftowego inż. Józef Wojnar. Przewodniczącym zebrania wybrano prof. dra A. Gawła. W dalszym ciągu zebrania dyr. Zakładu Geoanalitki, inż. S. Lubicz Sulimirski, wygłosił referat pt. „Prace geoanalityczne w przemyśle naftowym”, w którym zostały podane zasady metod geoanalitycznych poszukiwawczych, tj. metody chemiczne, elektroniczne i biologiczne, następnie geoanalityczne metody profilowania otworów oraz zasady studiów środowiskowo-sedymentacyjnych przy poszukiwaniu złóż typu stratygraficznego.

Następnie kier. Działu Analityczno-Pomiarowego Zakł. Geoanalitki mgr J. J. Głogoczowski przedstawił technikę i wyniki prac związanych z przeprowadzonymi w Zakładzie badaniami własności iłów, geochemicznego profilowania otworów wiertniczych; podał konstrukcję aparatu do gazowych zdjęć terenowych oraz aparatu do badania zawartości helu w gazach ziemnych.

Kierownik Katedry Fizyki AG prof. Mięśowicz objaśnił konstrukcję i zademontrował aparat oparty na zasadzie licznika Geigera, skonstruowany w jego zakładzie. Aparat ten na podstawie współpracy w tym zakresie z Zakładem Geoanalitki będzie zastosowany do pierwszych próbnych pomiarów radoczynności skał w otworach wiertniczych. Na zakończenie zebrania wywiązała się obszerna dyskusja, w której kolejno zabierali głos przedstawiciele świata naukowego i technicznego: prof. inż. J. Czastka, dyr. inż. W. Kulczycki, dr J. Wdowiarz, inż. Z. Obuchowicz, dr St.



Wdowiarsz, dr A. Tokarski, inż. A. Kisłow, dr J. Czajkowska, doc. dr H. Świdziński, prof. dr A. Gawel i prelegent.

Podczas zebrania odbył się pokaz aparatów do badań geoanalitycznych, skonstruowanych częściowo przez pracowników Zakładu, częściowo zaś otrzymanych z zagranicy oraz z wytwórni krajowych. Pokaz ten wzbudził żywe zainteresowanie uczestników zebrania.

Treść wygłoszonych referatów oraz dyskusji zostanie ogłoszona drukiem w osobnej publikacji.

#### Posiedzenie Naukowej Komisji Geologicznej Instytutu Naftowego

Dnia 27 czerwca odbyło się pierwsze posiedzenie Naukowej Komisji Geologicznej Instytutu Naftowego w Krakowie pod przewodnictwem prof. dr. A. Gawła.

W zebraniu wzięli udział: doc. dr H. Świdziński, dyr. dr J. Wdowiarsz, inż. J. J. Zieliński, dr J. Tokarski, dyrektor Zakładu Geoanalitiky inż. S. Sulimirski, kierownik Działu Analityczno-Pomiarowego mgr J. J. Glogoczowski i kierownik Oddziału Zakładu w Krośnie dr J. Czajkowska. Dr K. Tołwiński oraz inż. J. Obtulowicz usprawiedliwili swoją nieobecność.

Inż. S. Sulimirski złożył sprawozdanie z prac Zakładu Geoanalitiky Instytutu Naftowego za rok 1948 oraz pierwsze półrocze br.

W wyniku obrad przyjęto sprawozdanie z prac Zakładu do wiadomości i po szczegółowej dyskusji uzgodniono szczegóły programu prac Zakładu na rok 1949.

#### Utworzenie zespołów Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego

Zarządzeniem przewodniczącego Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego z dn. 31 maja br. zostały utworzone na podstawie tymczasowego statutu organizacyjnego PKPG następujące zespoły w Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego:

- Zespół I — obejmujący Departamenty: Przemysłu, Bilansów Towarowych Artykułów Przemysłowych oraz Komunikacji i Łączności;
- Zespół II — obejmujący Departamenty: Finansowy oraz Cen, Kosztów i Rozliczeń;
- Zespół III — obejmujący Departamenty Inwestycji i Budownictwa;
- Zespół IV — obejmujący Departamenty: Organizacyjno-Administracyjny, Biuro Prawne oraz sprawy Komitetu Ekonomicznego Rady Ministrów.

Zadaniem kierowników zespołów, używających w stosunkach służbowych tytułu Dyrektora Generalnego, jest koordynowanie pracy departamentów wzgl. biur należących do zespołu, przy czym nie zwalnia to dyrektorów departamentów wzgl. biur od odpowiedzialności za całość prac departamentu (biura).

#### Dowiercenie otworu nr 117 na Kopalni Doświadczalnej Instytutu Naftowego

W dniu 22 maja br. dowiercony został otwór nr 117 na Kopalni Doświadczalnej Instytutu Naftowego w głębokości 657 m w warstwach eocenijskich. Produkcja początkowa tego odwiertu wynosiła 1300 kg na dobę, po czym ustaliła się na 1000 kg na dobę. Otwór nr 117 rozpoczęty został 7. II. br. W ciągu 105-dniowego efektywnego wiercenia przewiercono 657 m, co czyni przeciętnie 6,07 m na dobę. W porównaniu z przeciętną w całym przemyśle daje to znaczne usprawnienie.

Zaznaczyć należy, że w czasie wiercenia Instytut Naftowy wykonał tu szereg prac i pomiarów doświadczalnych, jak eksperyment wiercenia bez rur, chronometraż wiercenia, zamykanie wody, ostrzenie świrdrów na węglu i gazie, zestawienia bilansu energetycznego, indykowanie maszyn itp.

Wyniki tych pomiarów i doświadczeń będą spożytkowane na nowo projektowanym odwiercie nr 118 oraz na innych kopalniach przemysłu naftowego.

#### Współzawodnictwo pracy w przemyśle naftowym

W dniu 24. VI. br. odbyło się miesięczne zebranie Głównego Komitetu Współzawodnictwa Pracy Przemysłu Naftowego,

na którym omówiono wyniki współzawodnictwa za miesiąc maj br. na podstawie sprawozdań poszczególnych komitetów branżowych.

W obszernej dyskusji omówiono zagadnienie współzawodnictwa wśród pracowników umysłowych i zastosowania właściwego regulaminu, który by dał szansę każdej grupie konkurencyjnej, stosownie do charakteru codziennej pracy pracownika umysłowego.

#### Odbudowa pomnika Ignacego Łukasiewicza w Krośnie

Z inicjatywy Związku Zawodowego Pracowników Przemysłu Naftowego, Instytutu Naftowego oraz Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego został utworzony Komitet Odbudowy pomnika Ignacego Łukasiewicza w Krośnie, do którego weszli przedstawiciele wyżej wymienionych organizacji, jak również przedstawiciele władz, partii politycznych, organizacji społecznych i miejscowego społeczeństwa.

Komitet zwrócił się do tutejszych organizacji przemysłowych, kupieckich, samorządu młodzieży szkolnej, związkówców wszystkich gałęzi przemysłu powiatu krośnieńskiego oraz całego społeczeństwa o moralne i finansowe poparcie akcji zbiorowej, zapoczątkowanej już uprzednio samorzutnie przez pracowników sekcji Rostoki.

Wierzymy, że akcja powyższa przyniesie pożądane rezultaty i pomnik pierwszego pioniera przemysłu naftowego Polski zostanie w niedługim czasie odnowiony.

#### Wycieczka naftowa studentów Akademii Górniczej

W czasie od 20 do 25 czerwca br. odbyła się pod przewodnictwem prof. J. Czastki i adiunkta inż. Z. Wilka wycieczka naukowa studentów Akademii Górniczej do ośrodków naszego przemysłu naftowego. Zwiedzono Centralne Warsztaty Naftowe, rafinerie ropy i gazolinarnie, urzędnictwo do stabilizacji ropy i do selektywnej rafinacji olejów propanem, następnie urzędnictwo do wtlaczania wody do złoża (flooding) oraz wtlaczanie powietrza (Marietta). Zapoznano się również z urządzeniami wiertniczymi i eksploatacyjnymi z napędem elektrycznym.

Na jednej z kopalni zwiedzono urządzenie do wtlaczania sprężonego powietrza do złoża, eksploatowane otwory za pomocą sprężonego powietrza (airlift), podgrzewanie powietrza dla celów wyżarzania ropy w złożu oraz urządzenie do stabilizacji ropy.

W Instytucie Naftowym, po krótkim referacie inż. H. Górki o obecnym stanie naszego przemysłu naftowego i stosunkach geologicznych podkarpackich złóż naftowych, zwiedzono laboratoria i zapoznano się z opracowywanymi tamże różnymi zagadnieniami, jak badania nad solankami złóż ropnych, analizy gazu, badania nad wydobywaniem ropy ze złóż (sztuczne złożo), otrzymywanie jodu ze solanek, badanie itów do płuczek, materiałów na dusze do lin i wiele innych.

Na Kopalni Doświadczalnej Instytutu Naftowego zapoznano się z wykonywanymi tam pracami pomiarowymi. Kopalnia ta szczyli się najlepszym obecnie postępowaniem wiertniczym, gdyż w marcu br. odwiercono tutaj 307 m.

Zwiedzono również najstarsze kopalnie związane z działalnością Ignacego Łukasiewicza.

W czasie wycieczki uczestnicy mieli możliwość zaobserwowania dużego postępu technicznego, jaki się się zaznaczył w naszym przemyśle w ostatnich dwóch latach. Na zakończenie uczestnicy wycieczki wyrazili szczerze podziękowanie dla tych wszystkich pracowników naszego przemysłu, którzy nie szczędzili trudu w pokazywaniu i objaśnianiu nowych obiektów naftowych.

#### Przeniesienie biur CZPN

Z dniem 11 czerwca br. zostały biura Centralnego Zarządu Przemysłu Naftowego, mieszczące się dotychczas przy ul. Oleandry 4, przeniesione do budynku przy ul. Rakowickiej 29 w Krakowie.

#### Od Redakcji

Wakacyjny zeszyt „Nafty“ ukaże się w sierpniu br. w zwiększonej objętości jako podwójny numer za lipiec—sierpień.



# Bibliografia naftowa

## Geologia i geofizyka

Nowe metody badań geofizycznych. A. Van Weelden, *Modern Development in Geophysical Prospecting. Journal of the Institute of Petroleum*, 53, 344—352, 1947. Żadna z dotychczas stosowanych metod badań geofizycznych nie uzyskała specjalnej wyższości nad innymi. Próbowano poszukiwać za pomocą metod analiz gleby, metodą elektro-nową itp., jednakowoż wszystkie te metody potrzebują jeszcze dalszego rozpracowania. Osiągnięto już duży postęp w stosowanych dotychczas metodach. Metodą grawimetryczną osiąga się obecnie dużą dokładność pomiarów, w metodach sejsmicznych można uzyskać pewne wyniki już przy pierwszym ostrzale. Lepsze uszczelnienie ładunku wybuchowego daje maksimum działania detonacji.

Autor omawia w dalszym ciągu pomiary magnetyczne z powietrza, nadające się do odkrywania małych struktur geologicznych. Opisuje również pomiary grawimetryczne podmorskie oraz badania sejsmiczne. H. G.

Zawartość pozostałej ropy w piaskowcach z rdzeni okrucowych i z koronki diamentowej. R. V. Hughes i R. J. Pfister, *Residual Oil Content of Flooded Sands by Chip and Diamond Cores. Producers' Monthly*, 11, 12, 59 (X. 1947). Autorzy podają analizę rdzeni pobranych obydwu metodami z piaskowców obszaru Bradford, eksploatowanych metodą zawadniania złoża. Rezultaty tych analiz są następujące:

1) Porównanie próbek, pobieranych obydwu metodami co 8 stóp, wykazuje dobrą zgodność co do zawartości ropy, pozostałego nasycenia efektywnej porowatości. Jednakowoż pojedyncze wyniki różnią się niekiedy między sobą od 10 do 100%.

2) Górna, więcej przepuszczalna, strefa piaskowca wykazuje, że pozostałe nasycenie wynosi jeszcze 30—40%.

3) Przylegające rdzenie diamentowe analizowane przez dwa różne laboratoria wykazują duże różnice w przepuszczalności, specjalnie w górnych granicach, lecz różnice te między tymi próbkami były nie większe niż różnice w przepuszczalności w pojedynczym rdzeniu, długości 2—6 cali. H. G.

Dielektryczne właściwości piasku ropnego. R. T. Wheeler, *Dielectric Properties of Oil Sands. Petroleum Engineer*, 19, 9, 141 (VI. 1948). Praca powyższa jest wynikiem badań właściwości dielektrycznych piasków ropnych. Te własności stoją w związku ze stałą dielektryczną i współczynnikiem rozpraszania. Ważnymi czynnikami przy dalszych badaniach są straty dielektryczne, współczynnik strat, współczynnik siły, przewodnictwo i spadek siły elektrycznej. Istnieje nadzieja, że praca nad tym problemem da podstawy do dalszych badań nad metodami wtórnej eksploatacji złóż.

Urządzenie do powyższych badań składa się z generatora, mostka radiowego i detektora. Sygnał nadaje się przez mostek i dopóki ten się waha, nie słycać sygnału w detektorze.

Artykuł podaje opis całego urządzenia do badań, metodę oraz teorię tych badań. H. G.

## Wiertnictwo

Problemy zastosowania kwaśnej płuczki i plastyków do odwiercania i eksploatacji. A. C. Polk, Jr., *Mud Acid and Plastics for Completion and Production Problems. Oil and Gas Journal*, 24, VI. 1948, 47, 8, 205. Artykuł opisuje odkrycie sposobu użytkowania kwaśnej płuczki na polach Gulf Coast. Płuczkę tę można zastosować do zwiększania przepuszczalności, usuwania płynu pozostałego po wierceniu, czyszczenia aparatów, oczyszczania strefy roponośnej, oczyszczania otworków w rurach dziurkowanych itp.

Plastyki używane są przede wszystkim do zamykania niepożądanych płynów. W tym wypadku plastyki wprowadza się do danego złoża w stanie płynnym, przy użyciu katalizatorów opóźniających ich twardnienie. Dalej — plastyki są używane do wzmacniania pokładów luźnych.

W tym wypadku plastyki muszą wnikać do pokładu przy niskim ciśnieniu, muszą posiadać odpowiednią wytrzymałość na ściskanie i rozciąganie, a niekiedy również i odpowiednią przepuszczalność. Artykuł zawiera szereg przykładów takiego zastosowania plastyków. H. G.

Elastyczny wąż gumowy przy czynnościach wiertniczych Rotary. L. Crauston and R. Leonard, *Flexible in Rotary Drilling Operations, Oil and Gas Journal*, 47, 5, 62, 3. VI. 1948. W celu dobrej konserwacji węża, należy w czasie wiercenia zwrócić baczną uwagę na jego zamontowanie, obchodzenie się z nim oraz używanie. Uszkodzenia węża następują zwykle w pobliżu jego końców, wskutek utworzenia się węzłów lub urwania. Dzieje się to wskutek zbyt krótkiego węża. Należy również zwrócić uwagę na odpowiedni kąt zgięcia węża, jak i na konieczność unikania pulsacji ciśnienia płuczki. H. G.

Urządzenia do wiercenia turbinowego. G. Weber, *Turbine Drill for Rotating Rock Bits. Oil and Gas Journal*, 47, 5, 58, 3. VI. 1948. Turbina do wiercenia mierzy 30 stóp długości, średnica zewnętrzna  $10\frac{1}{4}$ " , ciężar 9000 funtów. 90-ciostopniowy przepływ osiowy porusza świder bez mechanizmu redukcyjnego. Największe zapotrzebowanie siły wynosi 225—250 r. p. m., cyrkulacja 375 g. p. m. + 0,5% akważelu. Pierwsze próby były przeprowadzane przy głęb. 1152 stóp. Energię dostarczono tu przewodem  $4\frac{1}{2}$ -calowym, jednakowoż okazała się ona niewystarczającą. Wiercenie przy tej niedostatecznej energii dawało postęp 2,5 stóp na minutę. H. G.

## Wydobywanie ropy

Zwiększenie wydobywania ropy ze złóż produkujących metodą zawadniania — przez zastosowanie okresowego nagazowania. R. J. Pfister, *More Oil from Spent-Water Drives by Intermittent Air or Gas Injection. Producers' Monthly*, 11, 10, (IX. 1947). Autor podaje pomysł zwiększenia wydobywania ropy ze złóż produkujących metodą zawadniania — przez zastosowanie okresowego nagazowania. Przeprowadzono w związku z tym kilka doświadczeń, które dały dobre wyniki. Wprowadzenie powietrza lub gazu do zawadnianego złoża zmienia ruch wody, co powoduje redystrybucję ropy. Wprowadzenie gazu do złoża powoduje później lepsze zwilżanie powierzchni piaskowca, a tym samym lepsze usuwanie ropy ze złoża. Wtłaczanie gazu do złoża w ślad za wodą powoduje również upływnienie ropy, a w wyniku jej większe ogólne wydobywanie. H. G.

Zapobieganie procesom mikrobiologicznym przy metodzie zawadniania złoża. J. V. Beck, *Prevention of Microbiological Growths in Water Flood Operations. Producers' Monthly*, 21, 11, 12 (X. 1947). Bakterie, algi i inne mikroorganizmy znajdują się na każdej niechronionej powierzchni i w zbiornikach wody. Takie wody, gdy zostaną użyte do wtłaczania w złoża, mogą spowodować zatykanie piasku w odwiercie zasilającym. Duże znaczenie ma tu zjawisko, że bakterie mają skłonność do zatykania piaskowców bardziej zbitych, co utrudnia w następstwie wydobywanie z nich ropy bardziej aniżeli z piaskowców o większej przepuszczalności.

Doświadczenia wykazały, że używanie chloru i hypochlorinu dla zapobiegania procesom mikrobiologicznym jest niewystarczające. Zostały przeprowadzone badania laboratoryjne nad następującymi środkami bakteriologicznymi: 1) phenyl mercuric lactate, 2) lauryl piridium chloride, 3) lauryl dimethyl benzyl ammonium chloride, 4) cetyl dimethyl ethyl ammonium bromide, 5) sodium pentachlorophenate, 6) formaldehyd. Z badań tych okazało się, że dla zniszczenia bakterii należałoby użyć tych środków w dużych ilościach, tak że taki zabieg nie opłacałby się. Pewne mikroorganizmy (*Pseudomonas*), które najczęściej występują w wodzie są bardzo odporne na środki bakteriobójcze.

Autor opisuje działanie poszczególnych środków na różne bakterie i dochodzi do wniosku, że nie znaleziono jeszcze środka uniwersalnego. Stwierdził on przy tym, że wody odczynające się małym pH nie sprzyjają rozwojowi bakterii, jednakowoż posiadają własności korodujące. H. G.



Czyszczenie odwiertów przy pomocy suchego lodu. L. S. Mc Caslin, Jr., Dry Ice Bailer for Clean — out Operations. *Oil and Gas Journal*, 47, 13, 258, 29. VII. 1948. Metoda powyższa polega na tym, że suchy lód paruje gwałtownie w wodzie, przez co wytwarza się ciśnienie dochodzące do 1000 psi. Urządzenie do tego celu składa się z komory dla pomieszczenia suchego lodu oraz zbiornika dla wody, połączonego automatycznym wentylem. Do zabiegu używa się 45 funtów suchego lodu. Po odczekaniu 30 minut zapuszcza się na spód odwiertu warsztat i wyrabia się błoto. H. G.

### Syntetyka naftowa

Tajemnica niemieckiej produkcji smarów syntetycznych. C. I. Kelly, Secrets of German Lubricating Oil Technology Revealed, *Petroleum Times*, Vol. L., nr 1271—1275. Artykuł został opracowany na podstawie sprawozdań CIOS i BIOS i poświęca specjalną uwagę procesom zachodzącym przy użyciu jako katalizatora chłorku glinu  $AlCl_3$ . Autor podaje zakłady, które przeprowadzały powyższą syntezę, ich wytwórczość, surowiec dla polimeryzacji, materiał wyjściowy, typ krakowania, polimeryzator, temp. reakcji polimeryzacyjnej, sposoby oddzielania produktów polimeryzacyjnych, sposoby destylacji olejów oraz końcowej przeróbki, właściwości końcowego oleju.

Oleje smarowe wyrabiano w Niemczech za pomocą chłorku glinu czterema metodami syntetycznymi, a mianowicie:

- polimeryzacja gazowego olefinu, etylenu,
- polimeryzacja płynnych olefinów,
- polimeryzacja parafinowych i aromatycznych węglowodorów,
- polimeryzacja mieszana spolimeryzowanych już olefinów smarów pochodzenia naftowego.

Autor podaje dokładny przebieg procesu każdej z tych metod, schematy oraz produkty końcowe. H. G.

### Transport i magazynowanie

Planowanie i konstrukcja stacji kompresorowych. P. D. Torrey, Design and Construction of Compressor Plants. *Petroleum Engineer*, December, 1947, 19, 3, 1908. Autor omawia planowanie i konstrukcję stacji dla sprężania i wtłaczania powietrza lub gazu do złóż częściowo wyczerpanych. Przed wyborem odpowiedniego kompresora należy zwrócić uwagę, że jeżeli nie posiadamy dostatecznej ilości gazu, to zajdzie potrzeba zastosowania nagazowania powietrza, a to stwarza problem korozji i ryzyko możliwej eksplozji.

W artykule są omawiane główne czynniki, które muszą być uwzględnione przy projektowaniu stacji kompresorowych. Są to: 1) Rodzaj kompresji gazu. 2) Zapotrzebowanie siły kompresora i kontrola środków pędnych. 3) Rozplanowanie i pojemności kompresorów. 4) Wydajności kompresorów. 5) Wpływ sprężania gazu na kompresor. 6) Wybór sprężania jedno- lub dwustopniowego. 7) Połączenie rurociągów do kompresorów. 8) Chłodnie i wymienniki ciepła. 9) Jakość chłodzącej wody i przygotowania tej wody. 10) System chłodzenia. 11) Filtry gazowe i powietrzne. 12) Ochla-

dzacze ropy i filtry. 13) Urządzenia bezpieczeństwa. 14) Budynki. 15) Podział maszyn. Autor podaje wzory dla obliczeń potrzebnej siły, rozplanowania urządzenia oraz obliczenia wydajności kompresorów. Ważne dla ekonomii pracy kompresorów jest dobranie odpowiedniej średnicy połączeń rurowych przy kompresorach oraz zastosowanie właściwego systemu chłodzenia. Podany jest również sposób obliczania zapotrzebowania wody, sposób jej chłodzenia oraz jej przygotowania. H. G.

Spajanie pod ciśnieniem. A. L. Burns, Jr., *World Oil*, 127, 6, 92 (X. 1947). Autor podaje opis aparatu do spawania pod ciśnieniem. Tego rodzaju spawanie może być stosowane dla zwykłych rurociągów, jak również do przyspajania zworników do żerdzi płuczkowych. Podaje on również, w jaki sposób mogą być wykonane spawki o specjalnej jakości. W artykule omówione zostały złą i dobre spawki, jak również podane zostały mikrofotografie takich spawek. H. G.

### Różne

Inhibitory korozji wód o niskim pH. J. N. Breston i K. Barton, Field Test of Corrosion Inhibitors for Low pH Flood Water. *Oil and Gas Journal*, 46, 91, (6.XII. 1947). Korozja rur wodociagowych wpływa w znacznym stopniu na ekonomię stosowania metody nawadniania złoża. Zwiększenie pH wody zmniejsza korozję, jednakowoż inne czynniki, jak konieczność przepłukiwania złoża, działalność bakterii, wpływ pH na wymianę jonów, a stąd na zapotrzebowanie wody — wymagają niskiego pH. Badania laboratoryjne wykazały, że sole aminowe rozpuszczone w wodzie, zmniejszają korozję wód powierzchniowych o niskim pH. Artykuł podaje wyniki eksperymentów takimi solami. H. G.

Koszty wydobywania ropy. R. S. Knappen, *Petroleum Production Trends*. *Oil and Gas Journal*, 47, 7, 79 (17. VI. 1948). W miarę wzrostu głębokości odwiertów produktywnych wzrastają również koszty wiercenia. Stąd też koszty wiercenia i wydobywania winny być jak najmniejsze, zaś z drugiej strony — wydobycie winno być jak największe. Środkami prowadzącymi obecnie do tego celu jest stosowanie do wierceń turbiny lub napędu elektrycznego dla zaoszczędzenia energii potrzebnej do poruszania bezużytecznego ciężaru. Ponadto duże oszczędności daje stosowanie odpowiedniej płuczki, dobre cementowanie, odpowiedni materiał na rury. W procesach wydobywania wiele oszczędności może przynieść stosowanie centryfugalnych lub hydraulicznych urządzeń pompowych, używanie środków zmniejszających napięcie powierzchniowe, zapobieganie korozji, stosowanie wtórnych metod eksploatacji. H. G.

Rekordowe głębokości otworów wierconych i produktywnych. P. de Armond, Record Breakers: New Records Set for Both Drilling and Producing Wells. *Oil and Gas Journal*, 46, 39, 153, (23. I. 1948). Najgłębszy otwór świata ukończony został w r. 1947 w Caddo County, Oklahoma, w głęb. 17823 stóp. Otwór Queen Bess Island, Jefferson Parish, S. Louisiana, produkuje z głęb. 15904 stóp.

Autor podaje zestawienie rekordowych głębokości otworów wierconych i produktywnych według poszczególnych Stanów A. P. H. G.

Nakładem Instytutu 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. Jan Cieślowski

Red. Nacz.: Inż. Józef Wojnar Red. Techn. Inż. Bronisław Fleszar

Redakcja i Administracja, Kraków, Łobzowska 49

Rachunek bieżący: PKO IV-907 w Krakowie

Prenumerata: Półrocznie 1000 zł, kwartalnie 550 zł. Numer pojedynczy 200 zł.

Cena ogłoszeń: Cała strona 20 000 zł, pół strony 10 000 zł, ćwierć strony 5 000 zł.

Nakład 1300 egz.

M-52939







