

# NAFTA

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

REDAGUJE INSTYTUT NAFTOWY

Rok V

Kwiecień 1949 r.

Nr 4

*Mgr Tadeusz Trawiński*

## Zadania oszczędnościowe w przemyśle naftowym na r. 1949

Kongres Zjednoczeniowy Polskiej Klasy Robotniczej postawił w dziedzinie działalności gospodarczej na 1949 r. następujące zadania podstawowe:

- a) przedterminowe wykonanie planu 3-letniego i planu na r. 1949,
- b) upowszechnienie i pogłębienie współzawodnictwa pracy,
- c) wprowadzenie do wszystkich dziedzin gospodarki narodowej planowego systemu oszczędnościowego.

Zadania te ściśle się łączą, gdyż przedterminowe wykonanie planów gospodarczych jest niemożliwe bez zmobilizowania mas pracowniczych do podjęcia w tym kierunku wszystkich wysiłków w ramach masowego ruchu współzawodnictwa, a z drugiej strony planowy, powszechny i stały system oszczędnościowy umożliwi maksymalne wykorzystanie olbrzymich rezerw do walki o przedterminowe wykonanie planu 3-letniego i planu na 1949 r.

W jakim celu Kongres Zjednoczeniowy postawił na rok bieżący te podstawowe zadania?

Cel jest jasny. Chodzi o gigantyczne zadanie Budowy Podstaw Socjalizmu w Polsce. Przedterminowe wykonanie planu 3-letniego i planu na 1949 r. przy pełnym zastosowaniu dobrze zaplanowanego i dobrze zorganizowanego, mobilizującego wszystkie ukryte rezerwy systemu oszczędnościowego, da gospodarce narodowej nie tylko olbrzymie wartości całej produkcji wykonanej ponad plan, ale nadto obniży koszt planowej i ponadplanowej produkcji o dziesiątki miliardów złotych. Uchwała Rady Ministrów z 19 lutego br. ustaliła sumę tych oszczędności na 1949 r. na kwotę 115 miliardów złotych.

Tych 115 miliardów i setki miliardów, które gospodarka narodowa zaoszczędzi w latach następnych, oto środki finansowe, których wymaga realizacja sześcioletniego Planu Budowy Podstaw Socjalizmu, planu dobrobytu materialnego i rozkwitu kultury szerokich mas pracujących w naszym Państwie.

Dzięki zastosowaniu systemu oszczędnościowego mamy naszej gospodarce niezbędne środki realizacji jej zadań, uzyskane w sposób właściwy naszemu ustrojowi, a nie drogą zaciągania zagranicznych pożyczek.

Wprowadzany w bieżącym roku planowy system oszczędnościowy tym różni się od planów oszczędnościowych lat ubiegłych, że po raz pierwszy został skonstruowany w sposób socjalistyczny, jako wynik oddolnej, masowej pracy rzesz pracujących, organizacji partyjnej, rad zakładowych, związku zawodowego i administracji.

W przemyśle naftowym ten pierwszy oddolny plan oszczędnościowy na 1949 r. zamyka się kwotą niespełna miliarda złotych, gdy w 1948 roku przewidywał zaledwie 275 mil. złotych.

W tej chwili masy pracownicze kończą swe prace nad dalszą, dodatkową korekturą planu oszczędnościowego na r. 1949, należy więc oczekiwać, że ostateczny plan oszczędnościowy na 1949 r. przekroczy znacznie kwotę 1 miliarda złotych.

Przystępując do oddolnego opracowania planowanego systemu oszczędnościowego w przemyśle naftowym korzystaliśmy w całej pełni z bogatego materiału, jakiego dostarczyła odprawa generalnych i naczelnych dyrektorów oraz komisarzy oszczędnościowych, odbyta po linii administracyjnej pod przewodnictwem wiceministra Szyra w dniu 12 lutego 1949 r. w Warszawie, z wskazań Krajowej Narady Oszczędnościowej, odbytej w dniach 20 i 21 marca 1949 r. w Warszawie, z wytycznych Uchwały Rady Ministrów z 19. II. 1949 r. o wprowadzeniu planowego systemu oszczędzania w gospodarce narodowej i zadaniach oszczędnościowych na r. 1949, z „Szczegółowych wytycznych“ dla przedsiębiorstw społecznych, wydanych przez przewodniczącego Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego z 26. II. 1949 r.

W przemyśle naftowym kierunki planu oszczędnościowego wytyczył okólnik CZPN nr 16 z dnia 14. II. 1949 oraz odprawa oszczędnościowa z 19 lutego 1949, w której wzięli udział kierownicy i komisarze oszczędnościowi przedsiębiorstw i zakładów jako przedstawiciele administracji, przewodniczący rad zakładowych, poszczególnych kół i oddziałów Związku Zawodowego oraz przedstawiciele egzekutywy podstawowej organizacji partyjnej przy dyrekcjach przedsiębiorstw i zakładach pracy.

Następnym etapem było zorganizowanie zebrań załogowych, na których przedyskutowano możliwości oszczędnościowe w poszczególnych zakładach

i podjęto uchwały zawierające konkretne zobowiązania oszczędnościowe załóg zakładowych.

Na szczeblu dyrekcji przedsiębiorstw dokonano wywartościowania podjętych zobowiązań i obliczono wynikające z tych zobowiązań wskaźniki ekonomiczne, konfrontując je z wskaźnikami już osiągniętymi w 1948 roku. Zarazem na szczeblu dyrekcji poddano ponownej analizie pierwotne założenia planów przemysłowo-finansowych poszczególnych przedsiębiorstw i stosując wskazania oszczędnościowe, plany te zrewidowano, uzupełniając w ten sposób o dalsze poważne sumy oszczędnościowe zobowiązania podjęte przez załogi w zakładach.

W ten sposób skonstruowany zbiorczy plan oszczędnościowy przemysłu naftowego w zestawieniu CZPN przewiduje oszczędności:

a) w grupie produkcyjnej na sumę .	595 mil. zł
b) w grupie inwestycyjnej na sumę .	168 „ „
c) w grupie pozaoperacyjnej na sumę	17 „ „
oraz zwiększenie dochodu na kwotę .	202 „ „
<hr/>	
o g ó ł e m . . . .	980 mil. zł

Plan ten został poddany ponownej oddolnej korekturze mas pracujących w ciągu kwietnia br., której wyniki będą wiadome w czasie najbliższym. Zgodnie ze wskazaniami władz partyjnych i związkowych z inicjatywą dodatkowej korektury wystąpił okólnikiem z 2. IV. 1949 Zarząd Główny Związku Zawodowego Prac. P. N. przy zapewnionej współpracy organizacji partyjnej i administracji zakładów przemysłu naftowego.

W wyniku tej korektury powstanie uzupełniający plan oszczędnościowy przemysłu naftowego na 1949 r.

W ten sposób skonstruowany plan oszczędnościowy na 1949 r. będzie z miesiąca na miesiąc kontrolowany przez porównywanie osiągniętych w danym miesiącu wskaźników ze wskaźnikami osiągniętymi w miesiącu poprzednim i zaplanowanymi w planie oszczędnościowym. Omawianie realizacji i osiągniętych wyników systemu oszczędnościowego będzie stałym punktem porządku dziennego wszelkich narad wytwórczych na zakładach przemysłu naftowego. Realizacja systemu oszczędnościowego będzie poddana również kontroli organizacji partyjnej i związku zawodowego.

Decydujące znaczenie dla realizacji systemu oszczędnościowego będzie miała stała współpraca i pomoc ze strony każdego robotnika i pracownika umysłowego przemysłu naftowego na jego odcinku pracy. Plan oszczędnościowy powstał w sposób socjalistyczny, trzeba go też w sposób socjalistyczny wykonać. Każdy robotnik i pracownik umysłowy zna plan na swoim odcinku i jest świadom celów, dla których system oszczędnościowy wprowadzono. Jesteśmy przekonani, że każdy robotnik i pracownik umysłowy wypełni na swoim odcinku zadania systemu oszczędnościowego, a w razie potrzeby zwróci natychmiast uwagę na ewentualne niedociągnięcia swoim towarzyszom pracy, przełożonym, przedstawi je na zebraniu załogowym, organizacji partyjnej czy radzie zakładowej.

Przy takim podejściu do zadań planu oszczędnościowego system ten nie tylko stanie się żelaznym prawem naszej codziennej działalności, lecz

zezwoili na daleko idące przekroczenie zaplanowanych oszczędności, na dostarczenie gospodarce narodowej dalszych środków dla realizacji Planu Budowy Socjalizmu.

Zgodnie z wytycznymi Krajowej Narady Oszczędnościowej z 20 i 21. III. 1949, Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego z 26. II. 1949 system oszczędnościowy w przemyśle naftowym zmierza do uzyskania zaplanowanych oszczędności:

- w zakresie stanu zatrudnienia,
- w zakresie wydajności pracy,
- w zakresie gospodarki materiałowej, urządzeniami i środkami transportowymi, oraz organizacji przedsiębiorstw.

### Stan zatrudnienia

Poprzez etatyzację pracowników fizycznych i umysłowych w każdym przedsiębiorstwie i zakładzie oraz zakaz przekraczania etatów bez zezwolenia władz nadrzędnych, dążymy do ustalenia takiego stanu zatrudnienia, jakiego wymaga optymalne wykonanie planów działalności gospodarczej przedsiębiorstw. Chodzi nam o stworzenie właściwego stosunku ilościowego pracowników produkcyjnych do nieprodukcyjnych, oraz pracowników umysłowych do fizycznych.

Dwukrotnie przeprowadzona etatyzacja pracowników fizycznych w Kopalnictwie Naftowym ujawniła szkodliwe dla gospodarki narodowej przerosty, które zostały obecnie zlikwidowane przez redukcję, a przede wszystkim przez przeniesienie zbędnych pracowników z produkcji do robót inwestycyjnych w drodze zorganizowania własnych brygad inwestycyjnych i przejścia z systemu zlecenia prac inwestycyjnych akordantom i przedsiębiorstwom obecnym na wykonywanie robót inwestycyjnych we własnym zakresie.

W miarę postępu elektryfikacji ruchu w Kopalnictwie Naftowym będą powstawać dodatkowe przerosty w ilości zatrudnionych pracowników i stąd etatyzacja będzie stale kontrolowana.

Etatyzacja pracowników umysłowych została przeprowadzona na wszystkich szczeblach jednostek ustrojowych przemysłu naftowego i dostosowana do niezbędnych potrzeb racjonalnego wykonania zadań tego przemysłu. W miarę postępu racjonalnej gospodarki etatyzacja będzie do każdorazowych zadań odpowiednio dostosowywana. Dodatkowe potrzeby etatyzacyjne wywołuje obecnie racjonalizacja gospodarki materiałowej, energetycznej, maszynowej i inwestycyjnej. Bolączką przemysłu naftowego jest tutaj brak dostatecznej ilości sił kwalifikowanych dla zapewnienia pełnej realizacji zadań wytyczonych w tych dziedzinach naszej działalności.

### Wydajność pracy

Oszczędności poprzez wzrost wydajności pracy zamierzamy uzyskać:

- przez upowszechnienie i pogłębienie ruchu współzawodnictwa pracy indywidualnego, zespołowego, między-oddziałowego i międzyzakładowego,
- szerokie stosowanie systemu akordowego,

- c) łączne obsługiwanie stanowisk roboczych i przestawienie zbędnych placówek gospodarczych na system spółdzielni,
- d) wzmoczenie dyscypliny pracy — walka z nieusprawiedliwioną absencją, spóźnieniami i nadmiernymi godzinami nadliczbowymi,
- e) racjonalne wykorzystanie kadr i ich przeszkolenie,
- f) ściśle wykonywanie postanowień umowy zbiorowej,
- g) przez realizowanie postępu technicznego, popieranie wynalazczości robotniczej i wprowadzenie technicznych i usprawnionych norm pracy.

Oszczędności zaplanowane w zakresie racjonalizacji stanu zatrudnienia i wzrostu wydajności na rok 1949 przedstawiają się następująco (w tys. zł):

Przedsiębiorstwo	Grupa produkcyjna	Grupa inwestycyjna	Grupa pozaoferacyjna	Razem
Kopalnictwo Naftowe . Zjednoczone Rafinerie Naftowy . . . . .	268 522 40 187	15 250 22 425	8 406 3 858	292 178 66 450
Centralne Warsztaty Naftowe . . . . .	1 375	—	—	1 375
Gaz Ziemny . . . . .	1 274	—	—	1 274
Wiercenia Poszukiwaw. Centr. Zaop. Mater. Przem. Naft. . . . .	— 7 079	35 576 —	— —	35 576 7 079
Centralny Zarząd Przem. Naft. . . . .	1 523	—	—	1 523
Ogółem . . . . .	319 960	71 251	12 244	403 455

Kopalnictwo Naftowe zobowiązało się użyć następującą poprawę wskaźników wydajności na roboczo-godzinę robotników grupy produkcyjnej:

ropa . . . 1,26 kg  
gazolina . . 0,01 kg  
gaz . . . . 4,52 m<sup>3</sup>

oraz podnieść ilość uwierconych metrów na 1 pracownika zatrudnionego przy wierceniach w stosunku do planu pierwotnego na 1949 r. z 17,67 m na 18,56 m.

Wiercenia Poszukiwawcze w zakresie wzrostu wydajności pracy zobowiązały się w stosunku do osiągniętych wskaźników w 1948 r.:

- a) zwiększyć ilość odwierconych metrów na 1 robotnika o 0,66 m,
- b) zwiększyć ilość odwierconych metrów na 1 żuraw w ruchu ciągłym o 75 m.

Zjednoczone Rafinerie zobowiązały się w zakresie wydajności pracy przerobić w stosunku do 1948 r. — 1,4 kg ropy na 1 pracownika więcej.

Centralne Warsztaty Naftowe zobowiązały się przez wzrost wydajności pracy zwiększyć wartość produkcji na pracownika/godzinę w stosunku do 1948 r. o 0,21 zł.

Gaz Ziemny zobowiązał się w stosunku do 1948 r. zwiększyć ilość przetłoczonego gazu przypadającą na 1 pracownika o 140,9 tys. m<sup>3</sup>.

Centrala Zaopatrzenia Materiałowego PN zobowiązała się podnieść przypadającą na pracownika wartość zaopatrzenia w stosunku do r. 1948 o 9720 tys. zł.

## Gospodarka materiałowa, energetyczna, maszynowa, inwestycyjna, transport i organizacja

Przemysł Naftowy planuje osiągnięcie poważnych oszczędności przez:

1. Zasadniczą reformę gospodarki materiałami i surowcami:

- a) wprowadzenie racjonalnych norm zużycia i ich stałe obniżanie na jednostkę produkcji,
- b) wprowadzenie norm magazynowych,
- c) ewidencję i kontrolę zużycia materiałów (walka z marnotrawstwem i kradzieżami), walka z zwinioną złą jakością surowców,
- d) zastosowanie materiałów zastępczych, zwłaszcza w miejsce importowanych,
- e) racjonalizacja gospodarki odpadkami (regeneracja olejów),
- f) powtórne wykorzystanie materiałów będących już w użyciu (rury w Wierc. Poszuk. i Kopalnictwie Naftowym),
- g) szeroką akcję uświadamiającą celem wzmoczenia wynalazczości i nowatorstwa robotniczego,
- h) wprowadzenie nowych procesów technologicznych celem obniżenia kosztów własnych, podwyższenia jakości produktów i wzrostu rentowności,
- i) pogłębienie analiz kosztów własnych przy jak największym udziale kierownictwa i wciąganiu przedstawicieli mas pracowniczych do udziału w analizie, celem wykazania źródeł marnotrawstwa, oraz nieracjonalnego wykorzystania pracy i materiałów,
- j) upłynnienie „nadmiernych zapasów magazynowych materiałów i sprzętu chodliwego i niechodliwego w przemyśle naftowym. Udostępnienie tych materiałów dla potrzeb innych zakładów jest akcją szczególnie doniosłą w skali ogólnopaństwowej, upłynni poważne kapitały zamrożone w nadmiernych zapasach, odciąży produkcję ogólnopaństwową o ilości upłynnione i zezwoli na wykorzystanie potencjału produkcyjnego gospodarki narodowej na produkcję dodatkową materiałów i sprzętu deficytowego.

2. Usprawnienie technicznej gospodarki inwentarzowej przez:

- a) Racjonalną gospodarkę sprzętem i urządzeniami technicznymi. Przez opracowanie należytej paszportyzacji i ewidencji parku maszynowego, urządzeń i narzędzi, przez modernizację i normalizację sprzętu i urządzeń, przez racjonalną konserwację i remonty, należyte wyposażenie sprzętu w części zamienne i narzędzia, wreszcie przez stałą kontrolę prawidłowej dyslokacji sprzętu i urządzeń umożliwi się racjonalną gospodarkę sprzętem technicznym, optymalne jego wykorzystanie, zmniejszenie ilości awarii, bezruchu i stójek, eliminację sprzętu za mało wykorzystanego i upłynnienie go dla wykorzystania w innych działach gospodarki narodowej.
- b) Poważne obniżenie kosztów osobowych i rzeczowych transportu przez redukcję personelu i taboru samochodowego do niezbędnego minimum celem zwiększenia przebiegu na po-

jazd, wyeliminowania pojazdów nierentownych, wprowadzenie oszczędnych norm zużycia paliwa i smarów, racjonalną konserwację i remonty pojazdów, prawidłowe planowanie transportu przy maksymalnym stosowaniu transportu kolejowego, eliminację pustych przebiegów i wykorzystanie pełnej nośności pojazdów.

5. Usprawnienie gospodarki energetycznej przez:

a) Obniżenie kosztów energii cieplnej i smarów przez opracowanie racjonalnego planu energetycznego opartego na technicznych normach zużycia, przez zainstalowanie niezbędnej aparatury pomiarowej i stałą kontrolę zużycia energii, przez zastępowanie tam gdzie to możliwe gazu miałem węglowym, przez oszczędne zużywanie prądu, gazu, węgla, materiałów pędnych, smarów i wody, przez konsekwentną realizację programu elektryfikacji ruchu i eliminację nieekonomicznego napędu parowego, przez stosowanie smarów regenerowanych w miejsce kosztownych smarów motorowych, oraz stałą kontrolę i analizę wskaźników zużycia.

4. Usprawnienie gospodarki warsztatów przez:

a) pełne wykorzystanie maszyn i urządzeń (unikanie stójek),  
 b) stosowanie właściwych surowców i półfabrykatów (oszczędność na materiale i czasie),  
 c) wykorzystanie odpadków,  
 d) kontrolę racjonalnej gospodarki warsztatowej przez stałą analizę wskaźników wykorzystania urządzeń i wskaźników zużycia materiałów.

5. Usprawnienie gospodarki inwestycyjnej przez:

a) Znaczne oszczędności w gospodarce inwestycyjnej przez precyzyjne i terminowe projektowanie inwestycji, przez stosowanie najbardziej ekonomicznych sposobów wykonawstwa robót inwestycyjnych, stosowanie własnych brygad inwestycyjnych pracujących na akord, przez terminowe dostawy niezbędnego sprzętu i materiałów, przez opracowanie prawidłowych harmonogramów prac inwestycyjnych i dopilnowanie terminów oznaczonych tymi harmonogramami.

6. Usprawnienie organizacyjne, celem zmniejszenia kosztów administracyjnych przez:

a) kontrolę i redukcję wydatków pocztowo-telegraficznych i wydatków telefonicznych,  
 b) zmniejszenie wydatków na papier i przybory biurowe,  
 c) zmniejszenie wydatków na oświetlenie w urzędach,  
 d) zmniejszenie wydatków na koszty podróży.

**Zadania oszczędnościowe specjalne dla poszczególnych przedsiębiorstw przemysłu naftowego**

**Kopalnictwo Naftowe**

Niezależnie od możliwości oszczędnościowych, przedstawionych w rozdziale poprzednim, winno KN wygospodarować dodatkowo oszczędności przez:

a) Usprawnienia organizacyjne, łączenie sekcji karłowatych w zakłady ekonomicznie silne,

przez zmniejszenie ilości pracowników gospodarczych w drodze przekształcenia wszelkiego rodzaju zakładów ogrodniczych, fryzjerskich, krawieckich, szewskich itp. na spółdzielnie.

b) Podniesienie produkcji odwiertów przez pełne wykorzystanie istniejących urządzeń do obróbki odwiertów i pracę na 2 — 3 zmian przy tych urządzeniach, wyposażenie ich w niezbędne narzędzia, uzupełnienie ilości sprzętu obróbczego do rozmiarów zapewniających pełną obsługę odwiertów.

c) Poważne zwiększenie czasu tzw. czystego wiercenia czynnych żurawi przy osiągnięciu przeciętnej wydajności 100 m miesięcznie z żurawia udarowego i 200 m z żurawia obrotowego obniży wydatnie koszt wierzonego metra, zezwoli na wykonanie programu wierzeń i podniesienie produkcji z nowych odwiertów.

d) Osiągnięcia poważnych oszczędności przez obniżenie zaplanowanego zużycia gazu ziemnego o 5 mil. m<sup>3</sup> oraz zmniejszenie zużycia smarów maszynowych o 15% i smarów silnikowych o 18% przez zastosowanie smarów regenerowanych.

e) Racjonalizacja i centralizacja urządzeń do czyszczenia, magazynowania i przetłaczania ropy przez przejście z gospodarki kopalnianej na centralną gospodarkę sekcyjną.

f) Obniżenie kosztów materiałowych na jednostkę produkcji przez oszczędną gospodarkę drzewem, wykorzystywanie wydobytych rur do rurowania odwiertów i budowy masztów wiertniczych.

g) Uzyskanie znacznych oszczędności w kosztach ruchu i zmniejszenie strat produkcyjnych przez konsekwentne realizowanie planu elektryfikacji kopalń, stosowanie kieratów, eliminację tłokowania i maksymalne ograniczenie łyżkowania ropy, budowę urządzeń stabilizacyjnych, stosowanie kotłów niskoprężnych do podgrzewania ropy, stosowania filtrów do pracy pomp wglębnych, zmniejszenie manka ropy, gazu i gazoliny przez zbieranie całej ropy z łapaczek, wtłaczanie całego gazu do rurociągów i komprimowanie w gazoliniarniach tzw. gazów dzikich dla uchwycenia z nich węglowodorów ciekłych.

h) Racjonalną gospodarkę techniczną sprzętem przez unowocześnienie, znormalizowanie i standaryzację urządzeń i sprzętu wiertniczego i eksploatacyjnego.

**Wiercenia Poszukiwawcze**

Dodatkowe możliwości osiągnięcia oszczędności przez:

a) Zwiększenie wydajności z żurawia udarowego 80 m miesięcznie i z żurawia obrotowego do 200 m miesięcznie.

b) Dalszą eliminację wierzeń udarowych i ograniczenie ich do wyjątkowo uzasadnionych wypadków wierzeń w szczególnie twarde i ciężkie pokłady karpackich.

c) Normalizację i standaryzację sprzętu, oraz zwiększenie wysiłków w kierunku należytego

wyposażenia sprzętu w narzędzia i części zamienne.

- d) Wydatne zmniejszenie zużycia energii cieplnej i smarów przez opracowanie i stosowanie racjonalnych norm zużycia.
- e) Wykorzystanie płuczki z dołów osadowych.
- f) Upłynnienie nadmiernych i niechodliwych materiałów i sprzętu w magazynach.
- g) Prawidłowe obliczanie czasów nadawanych przy powierzaniu prac akordowych.
- h) Kontrolę racjonalnej gospodarki przez analizę i obniżenie składników kosztów własnych, prawidłowo zestawionych przy uporządkowaniu księgowości inwentarzowej i materiałowej.

### Zjednoczone Rafinerie Nafty

Możliwości wygospodarowania dodatkowych oszczędności przez:

- a) Dodatkowe odolejenie wód opuszczających teren fabryczny po centralnej klarownicy.
- b) Obniżenie strat przerobczych przez hermetyzację gazówek destylacji, zbiorników i odbieralników.
- c) Wydatne obniżenie zużycia gazu na tonę przerobionej ropy przez częściowe przejście na opał węglowy.
- d) Wykorzystanie gazów z koksowania asfaltu dla celów opałowych.
- e) Zmniejszenie strat przy sporządzaniu mieszanki motorowej, racjonalne wykorzystanie smoły odpadkowej, regenerację ziem odbarwiających, zmniejszenie zużycia kwasu siarkowego.
- f) Eliminację periodycznej destylacji kotłowej, rafinację selektywną dla produkcji wysokogatunkowych olejów, stosowanie odparafinowania rozpuszczalnikowego.

### Centralne Warsztaty Naftowe

Niezależnie od ogólnych kierunków systemu oszczędnościowego CWN mają dodatkowe możliwości osiągnięcia oszczędności przez:

- a) Zmniejszenie zużycia stali szybko tnącej na jednostkę produkcji w drodze odpowiedniego doboru wymiarów materiału obrabianego, zmniejszenie strat przy toczeniu, braków w odlewach i obróbce termicznej.
- b) Zastąpienie w miarę możliwości miedzi stopami cynkowo-aluminiowymi.

- c) Powiększenie współczynnika wykorzystania mocy silników i likwidację biegów jałowych.
- d) Wyższe wykorzystanie zwrotów materiałowych i odpadków.
- e) Obniżenie zużycia gazu ziemnego oraz obniżenie zużycia smarów maszynowych o 15% przez stosowanie smarów regenerowanych.
- f) Upłynnienie rewydykacyjnych zapasów materiałowych.

### Gaz Ziemny

Poważne oszczędności należy osiągnąć przede wszystkim przez:

- a) Przebudowę i racjonalną konserwację sieci gazociągowej w celu obniżenia strat rurociągowych.
- b) Rozpowszechnienie ekonomicznego sprzętu gazowego, palników kuchenek zwiększających racjonalne wykorzystanie wartości kalorycznej gazu ziemnego.
- c) Eliminowanie odbiorców gazu na ryczałt przez instalowanie gazomierzy.
- d) Instalację manometrów rejestrujących dla umożliwienia prawidłowych rozliczeń gazowych.
- e) Zwalczanie nielegalnego poboru gazu.
- f) Obniżenie kosztów dystrybucji gazu przez usprawnienie obsługi gazociągów i urządzeń pomiarowych.

Oszczędności zaplanowane w przemyśle naftowym na 1949 r. w zakresie kosztów rzeczowych przedstawiają się następująco:

Przedsiębiorstwo	Grupa produkcyjna	Grupa inwestycyjna	Grupa pozaprodukcyjna	Razem
Kopalnictwo Naftowe . Zjednoczone Rafinerie Nafty . . . . .	202473 22700	21679 —	4000 47	228152 22747
Centralne Warsztaty Naftowe . . . . .	9680	—	—	9680
Wiercenia Poszukiwaw. Gaz Ziemny . . . . .	— 24141	91480 —	— 520	91480 24661
Centr. Zaop. Mater. Przem. Naft. . . . .	5075	323	—	5398
Centralny Zarząd Przem. Naft. . . . .	1742	—	—	1742
Ogółem . . . . .	265811	115482	4567	385860

Inż. Michał Konecki

## Praca geologa kopalnianego przy wierceniu poszukiwawczym

Dokończenie

### 7. Pilotowanie otworów

Pod tą nazwą należy rozumieć wiercenie otworu na pewnym jego odcinku o znacznie mniejszej średnicy niż przewidziana, a to w celu wczesnego uzyskania informacji, przede wszystkim geologicznych, na których podstawie będziemy w stanie powziąć późniejsze decyzje co do prac i czynności, których nie mogliśmy wykonać, gdybyśmy wierceili otwór

normalnej średnicy. Są również z tym pośrednio związane względy oszczędności czasu, np. przy rdzeniu, a także koszt wiercenia i rdzenia.

Pilotowanie można porównać z rekonesansem czyli wczesniejszym rozpoznaniem profilu geologicznego.

Jeśli chodzi o względy geologiczne — to pilotu-

jemy głównie w celu uchwycenia pewnych horyzontów lub warstw porowatych, w których powinniśmy przeprowadzić próby złożowe.

W takim wypadku już w pewnej odległości od spodziewanego horyzontu lub partii otworu zawierającej horyzonty porowate, które chcemy zbadać na zawartość cieczy, zmieniamy średnicę otworu (np. z 10" na 7<sup>7</sup>/<sub>8</sub>") i wiercimy świdrem o zmniejszonej średnicy aż do stropu danego horyzontu, badając pilnie próbki i postęp wiercenia. Jeśli decydujemy się na pobranie rdzenia z tego horyzontu, czynimy to używając koronki tej samej średnicy. Zwykle staramy się przerdzeniować cały przekrój porowaty. Jeśli po uzyskaniu i zbadaniu rdzenia zdecydujemy się na wykonanie próby złożowej — to w zależności od stosunku długości przerdzeniowanego odcinka otworu do długości próbnika wraz z uszczelniaczem i rurkami albo pilotujemy jeszcze dalej do uzyskania potrzebnej długości odcinka otworu, albo nie pilotujemy lecz rozszerzamy otwór do miejsca tuż nad stropem badanego horyzontu (np. 1—1<sup>1</sup>/<sub>2</sub> m), wykonujemy próg na tej granicy zmiany średnic otworów, osadzamy uszczelniacz stożkowy wraz z próbnikiem i rurkami i wykonujemy próbę. Po wykonaniu próby lub prób, rozszerzamy otwór do spodu i pilotujemy dalej w zależności od potrzeby.

Jeśli nie chcemy pobierać rdzenia, a polegamy na próbkach urobku i obserwacji postępu wiercenia, to pilotujemy poprzez cały przekrój porowaty i nieco poniżej, następnie rozszerzamy od stropu horyzontu porowatego i postępujemy jak uprzednio.

Należy tutaj nawiasem zauważyć, że izolowanie dolnej części otworu od jego części górnej jest skuteczniejsze przy użyciu pakera stożkowego, a więc w miejscu przejścia otworu normalnego w pilotowany.

Jeśli nie znamy przekroju stratygraficznego dokładnie lub wcale, a jednocześnie nie chcemy ze względów ekonomicznych lub pośpiechu rdzeniać na znacznej długości — to stosujemy często pilotowanie naprzemian z rozszerzaniem. Np. pilotujemy 30 m i jeśli nie spotkamy nic interesującego możemy albo pilotować następne 30 m lub rozszerzyć owe pierwsze 30 m i pilotować następne. Taka procedura jest ekonomiczna w czasie, gdyż postęp wiercenia małą średnicą świdra jest szybki a rozszerzenie jest stosunkowo łatwe i nie zabiera też wiele czasu. Geolog ma natomiast możliwość wczesnego uzyskania informacji z pilotowanych odcinków otworu jako elementów do powzięcia decyzji i nakazania odpowiednich czynności rdzenia, wykonania prób itp.

Pilotowanie otworu przychodzi czasem z wielką pomocą geologowi, jeśli z jakichś powodów potrzeba uzyskać ponownie próbki urobku z przewierconego (pilotowanego) odcinka otworu; takie pobieranie próbek uzyskujemy przy rozszerzaniu przewierconego już odcinka otworu. Jest to oczywiście wypadek wyjątkowy lecz nie niemożliwy.

Pilotowanie i następne rozszerzanie otworu może w pewnych wypadkach okazać się tańsze niż wiercenie otworu tą samą średnicą na znacznej przestrzeni. Dla przykładu podamy, że przy zmianie świdra gryzakowego 10" (typu „Reed rock bit”) na 7<sup>7</sup>/<sub>8</sub>" różnica w cenie wynosi 39 dolarów. Przyjmując

nawet dość znaczne zużycie gryzaka o średnicy 10" w czasie rozszerzania, wiercenie cały czas gryzakiem 10" okaże się droższe i wiercenie mniejszym gryzakiem oraz następne rozszerzanie otworu może okazać się tańsze.

## 8. Próby warstw porowatych w czasie wiercenia

Podczas wiercenia poszukiwawczego każda warstwa porowata jest interesująca i winna być zbadana na zawartość cieczy (wody, ewent. ropy i gazu). Wykonuje się to zwykle przy pomocy odpowiedniego próbnika złożowego, umieszczonego na końcu przewodu wiertniczego, a badany odcinek otworu zamyka się odpowiednim uszczelniaczem („pakerem”) od góry. Zachodzą tutaj dwa wypadki:

- 1) kiedy wiercimy normalnie, nie zmieniając średnicy otworu, używamy wtedy uszczelniacza cylindrycznego, którym możemy zamknąć otwór w dowolnym miejscu przy danej średnicy otworu, oraz
- 2) kiedy od pewnego interesującego miejsca w otworze „pilotujemy”, tzn. wiercimy świdrem o mniejszej średnicy, używamy wtedy uszczelniacza stożkowego i osadzamy go w miejscu zmiany średnicy otworu. W ten sposób próbę złożową wykonujemy dla odcinka otworu od miejsca zmiany ostatniej średnicy do spodu otworu.

Pomiary produkcji wykonuje się, używając przeważnie dwóch typów próbników złożowych, a mianowicie:

- 1) Halliburton Formation Testing Device oraz
- 2) Johnson Tester.

Działanie obu tych próbników polega na tym, że produkowane pod pewnym ciśnieniem przez dane złożo medium (ropa, gaz lub woda) wypycha powietrze z pustego przewodu żerdzi wiertniczych; ilość tak wypychanego powietrza w stosunku do czasu mierzymy na powierzchni przy pomocy skrzydełkowego gazomierza połączonego z przewodem żerdzi wiertniczych.

Zestaw próbnikowy składa się:

- 1) z uszczelniacza, uszczelniającego próbnik w otworze i izolującego badaną partię otworu (od spodu otworu do miejsca osadzenia uszczelniacza) od reszty odwiertu,
- 2) urządzenia otwierającego wlot do przewodu żerdzi płuczkowych,
- 3) stopy z sitem i
- 4) urządzenia wyrównującego różnicę ciśnień między badaną częścią otworu a słupem płuczki ponad uszczelniaczem.

Wykonanie próby w otworze napełnionym płuczką odbywa się przez zapuszczenie na żerdziach płuczkowych zamkniętego próbnika z nadległym uszczelniaczem. Jeśli uszczelniacz jest cylindryczny, to osadzamy go tuż nad badanym horyzontem — jeśli jest stożkowy (w wypadku otworu pilotowanego) to osadzenie wykonujemy w miejscu zmiany średnicy otworu. U spodu próbnika przykręcamy zwykle pewną ilość rurek, z których pierwsza pod próbnikiem jest perforowana; ich ilość zależy od długości badanego odcinka otworu w stosunku do długości próbnika z uszczelniaczem. Następnie zamykamy przewód żer-

dzi płuczkowych przez nakręcenie od góry na pierwszą żerdź (uchwyconą w elewator) łącznika z otworkiem  $\frac{3}{4}$ ", z którym łączymy przewodem gumowym skrzydełkowy gazomierz. Połączenie badanej partii otworu (pod uszczelniaczem) z wnętrzem przewodu żerdzi płuczkowych, umożliwiające działanie próbnika, uskuteczniamy przez obrót (w lewo) przewodu żerdziowego. Wtedy płyn (płuczka wiertnicza) zmieszana z cieczą ewentualnie produkowaną przez badaną partię otworu) wchodzi poprzez próbnik do przewodu żerdzi płuczkowych, wypychając część zawartego w nich powietrza. Przepływ wypychanego z żerdzi powietrza odczytujemy na tarczy gazomierza notując jednocześnie czasy przepływu, aż do ustalenia się ewentualnej równowagi. Po naniesieniu odczytów na układ osi współrzędnych (czas i objętość) możemy skalkulować naszą początkową produkcję.

Dla szybkiego zorientowania się co do przybliżonej początkowej wielkości produkcji możemy wykonać proste obliczenie na miejscu. Jeśli np. gazomierz wykazał przyływ  $0,75 \text{ m}^3$  w ciągu jednej godziny czyli  $0,75 \times 24 = 18 \text{ m}^3$  na dobę — to początkowa produkcja dzienna wyniesie 18 tysięcy litrów płynu na dobę.

Poniżej podajemy praktyczne informacje dotyczące zasad, których trzeba przestrzegać przy wykonywaniu takich prób:

1. Gdy tylko zauważymy zmianę (wyraźną) postępu wiercenia, co najczęściej wskazuje na zmianę formacji — należy wierzenie zaraz zatrzymać po minimalnym zawierceniu tylko nowej formacji (60—120 cm) i utrzymać obieg płuczki aż do uzyskania próbek urobku z dna otworu.

2. Geolog po zbadaniu tych próbek i stwierdzeniu, że istotnie otwór wszedł w warstwę porowatą (np. piaskowiec), zasługującą na zbadanie jej zawartości — zarządza przede wszystkim rdzeniowanie. Przed rdzeniowaniem należy dodać do płuczki barwnika, np. fluorescynę („fluoresceine”) a to w celu stwierdzenia czy dana warstwa nie zawiera wody. Jeśli otworu nie pilotowano, wskutek czego średnica otworu pozostaje stała — to rdzeń wiertniczy należy pobrać o średnicy mniejszej, tj. o średnicy pilotowania.

3. Rdzeń należy zbadać bezpośrednio po jego wyciągnięciu. Jeśli zawiera ślady ropy lub gazu należy bezwzględnie i bez zwłoki zarządzić próbę złożową. W takim wypadku należy telefonicznie zawiadomić przełożonego geologa lub oddział geologiczny.

4. Po osadzeniu uszczelniacza (pakera) należy:

- a) obserwować zachowanie się płynu (płuczki) w otworze powyżej próbnika,
- b) notować (np. co jedną minutę) przyływ cieczy, gazu, ropy lub wody, pokazywany na zamontowanym na powierzchni otworu gazomierzu,
- c) jeśli badana warstwa istotnie wydaje („produkuje”) jakieś medium, wydostające się z płuczka na powierzchnię, to oprócz notowania przyływu tego medium, pobieramy jej próbki, zamykamy następnie zawór na żerdziach płuczkowych i mierzymy wzrost ciśnienia w stosunku do czasu, aż do ustalenia się równowagi,

d) należy notować czasy wykonywania poszczególnych czynności, jak również czasy zachodzenia odpowiednich zjawisk.

5. W czasie wyciągania uszczelniacza należy obserwować ilość i rodzaj płynu w żerdziach wiertniczych oraz pobrać jego próbki. Jeśli tylko możliwe, próbki płynu należy pobierać z górnej, środkowej i dolnej partii kolumny żerdzi wiertniczych. Dla celów porównawczych należy również wziąć próbkę płuczki wiertniczej z obiegu przed rozpoczęciem próby.

6. Wyniki próby należy meldować natychmiast do kierownictwa zanim powźmie się dalsze decyzje.

Instrukcja ta obowiązuje przede wszystkim geologa odpowiedzialnego za wiercenie i nie jest wcale szczegółowa, lecz dla celów geologicznych zupełnie wystarcza. Jeśli zachodzi potrzeba, próbę tę wykonuje inżynier produkcyjny.

W wypadkach mniej ważnych możemy zaniechać pobierania rdzenia i przeprowadzić próbę z uszczelniaczem wyłącznie na podstawie badania próbek wiertniczych.

Jak już na wstępie wspomniano, wykonując wiercenie czysto pionierskie — każda prawie formacja porowata winna być uważana jako potencjalny zbiornik ropy lub gazu i jako taki poddana próbom według powyższej instrukcji.

W terenach bardziej znanych geologicznie możemy z góry przewidzieć, jakie partie otworu są interesujące i pewne formacje porowate możemy z góry wyłączyć z tych prób. W każdym razie pilna i delikatna obserwacja próbek wiertniczych, postępu wiercenia, zachowania się i charakteru płuczki wiertniczej oraz rzetelne sporządzenie profilu stratygraficznego — są decydującymi wskaźnikami, kiedy i gdzie należy przeprowadzić próby porowatych formacji w czasie wiercenia poszukiwawczego.

## 9. Raporty tygodniowe, miesięczne, końcowe

Obowiązkiem geologa przy wierceniu poszukiwawczym jest regularne i ściśle informowanie kierownika oddziału geologicznego o przebiegu wiercenia i uzyskanych wynikach z punktu widzenia geologicznego, a częściowo także i technicznego (np. stan płuczki, postęp wiercenia, przerwy, stójki itp.). Tam, gdzie to jest możliwe, geolog przy wierceniu poszukiwawczym winien być w stałym codziennym kontakcie telefonicznym ze swoim przełożonym i codzienny raport telefoniczny jest wtedy obowiązujący. Oprócz tego obowiązują pisemne raporty tygodniowe, miesięczne i końcowe — po zakończeniu wiercenia (tzw. „finał report”). Oczywiście każdy oddział geologiczny może sobie ustalić pewną znormalizowaną formę tych raportów i podane przykładowo formy niekoniecznie są najlepsze.

Jeśli chodzi o raporty tygodniowe to podane w przykładzie wykonane są na jednym formularzu wspólnie z kierownikiem wiercenia (rys. 5).

Geolog wypełnia rubrykę „opis formacji” i „uwagi geologa”. Przy opisie formacji podaje głębokości zmian formacji lub poszczególnych warstw, szczegóły litologiczne i paleontologiczne. W uwagach podaje się przybliżony podział straty-





interpretowane w zależności od warunków lokalnych, organizacji oddziału geologicznego, organizacji przedsiębiorstwa wiertniczego itp. W polskim przemyśle naftowym takie specjalne stanowisko nie jest przewidziane i trudno tego wymagać ze względu na brak geologów oraz dość znaczne obciążenie finansowe, jeśliby się chciało każde wiercenie poszukiwawcze obsadzić geologiem. Wydaje się jednak, że tak jak do tego doszedł światowy przemysł naftowy, tak i polski przemysł naftowy powinien o tym pomyśleć i zacząć szkolić w tym celu młodych geologów. Dobrze wykonane wiercenie pod względem geologicznym i pełne, w sposób fachowy i celowy zebranie informacji z wiercenia poszukiwawczego niewątpliwie warte jest więcej niż koszt opłacenia geologa na tym wierceniu.

Na jeden jeszcze szczegół pracy geologa przy wierceniu poszukiwawczym należy zwrócić uwagę, tj. na jego współpracę z kierownikiem wiercenia na miejscu, a także z załogą szybową. Geolog jakkolwiek pracujący samodzielnie, jeśli chodzi o jego obowiązki, wchodzi w skład zespołu, który rzucony bywa nierzadko daleko od środka dyspozycji wiercenia, jakim zwykle jest dyrekcja z oddziałem geologicznym przy niej. Wiele decyzji geolog podejmuje samodzielnie, ale nawet i te byłyby często niemożliwe bez chętniej współpracy załogi i kierownika wiercenia. Takt i dostosowanie się do atmosfery zespołu wierzącego są koniecznymi warunkami pomyślnej współpracy.

Wiertnik nie zawsze docenia celowość sugerowa-

nych przez geologa czynności i naturalnie nastawiony jest na szybkość wiercenia. Zadaniem ubocznym geologa, lecz wcale nie mniej ważnym, jest zainteresowanie zespołu z kierownikiem na czele z celem i szczegółami geologicznymi wiercenia i wytłumaczenie ich ważności i celowości. Wiercenie poszukiwawcze nie jest podejmowane w celu pobicia rekordów szybkości jego postępu, lecz w celu zdobycia pełnych informacji, które sumiennie zebrane, opracowane i zinterpretowane — w jednym tylko czasie wierceniu mogą wystarczyć do odkrycia złóż węglowodorów tam, gdzie trzeba byłoby na to wielu, szybko lecz niedbale z punktu geologicznego wykonanych wierceń.

### The Duties of Geologist in Petroleum Exploration Drilling

#### Summary

The author discusses the duties of resident geologist in petroleum exploration drilling. He points out the significance of geologic reconnaissance and describes the methods of analysis of formation samples. Afterwards gives the author informations of the laboratory equipment, necessary to the resident geologist and of the laboratory inspection and testing of formation samples.

The paper deals also with the distribution of grander components of samples, identification of microfossils in formation samples, methods of displaying results of core analyses and graphic methods of recording field data.

Prof. Inż. Jan Cząstka

## Rozwój wiertnictwa naftowego w Związku Radzieckim

(Odczyt wygłoszony dnia 4. II. 1949 r. z ramienia Tow. Przyjaźni Polsko-Radzieckiej dla pracowników Centrali Produktów Naftowych w Krakowie)

Ciąg dalszy

### Wiercenie turbinowe

Wiercenie obrotowe syst. Rotary czyli tzw. wiercenie rotacyjne pomimo dużego udoskonalenia zarówno samych urządzeń jak i narzędzi wiertniczych wykazuje z technicznego punktu widzenia wiele słabych stron, z których najważniejszą stanowi przewód wiertniczy będący źródłem różnych trudności, głównie wskutek urywania się rurek płuczkowych.

Racjonalne rozwiązanie tych trudności jest możliwe tylko przez przeniesienie silnika napędowego z powierzchni na spód odwiertu i umieszczenie go tuż ponad świdrem. Wówczas obracanie świdra na dnie odwiertu odbywa się bez pośrednictwa przewodu płuczkowego, który w tym wypadku nie obraca się, lecz znajduje się w spoczynku, dzięki czemu nie podlega on tym szkodliwym wpływom, na jakie narażony jest przewód wiertniczy przy syst. Rotary, przenoszący ruch obrotowy do świdra od stołu roboczego (rotacyjnego) umieszczonego na powierzchni.

Myśl przeniesienia w wiertnictwie silnika napędowego z powierzchni na spód odwiertu nurtowała od dawna w umysłach wiertników i z wiertnictwem związanych konstruktorów. Pojawiło się w tej dziedzinie wiele pomysłów urządzeń przeznaczonych do wiercenia zarówno udarowego<sup>1)</sup> jak i obrotowego. Żaden z tych pomysłów jednak nie zdołał utrzymać się na stałe w wiertnictwie. Dopiero przedstawiony w 1923 roku przez konstruktora radzieckiego M. A. Kapelusznikowa pomysł wiercenia obrotowego z silnikiem hydraulicznym, umieszczonym w odwiercie tuż ponad świdrem, stał się jednym z praktycznych rozwiązań tego zagadnienia na skalę przemysłową. Myśl wiercenia obrotowego z silnikiem napędowym na spodzie odwiertu, czyli tzw. wiercenie turbinowe, zostało

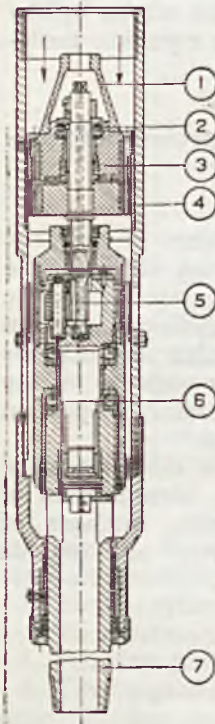
<sup>1)</sup> Do dawniejszych pomysłów urządzeń do wiercenia udarowego z silnikiem umieszczonym w odwiercie tuż ponad świdrem należały pomiędzy innymi taran hydrauliczny inż. Wolskiego i taran inż. Pruszkowskiego. Patrz Głuszko I. N. Rukowodstwo k bureniu skważin, Moskwa-Leningrad, 1924, Tom II, str. 318—322.

następnie z całą konsekwencją i wytrzymałością rozpracowane przez inżynierów radzieckich.

Istota przyrządu skonstruowanego przez Kapelusznikowa, zwanego turbowiertem (turbowiertem) (rys. 2) polegała na tym, że tuż nad świdrem znajdowała się turbina hydrauliczna napędzana ciśnieniem płuczki ilowej, doprowadzanej z powierzchni za pośrednictwem kolumny rurek płuczkowych.

Z uwagi na to, że silnik napędowy przeniesiony został tutaj z powierzchni na spód odwiertu, prze-

wód wiertniczy złożony z rurek płuczkowych nie obracał się, lecz służył do zawieszenia turbowiertu w odwiercie jako też przejścia momentu reakcyjnego, a wreszcie dla doprowadzenia płuczki ilowej, której zadaniem jest tutaj nie tylko wynoszenie urobku wiertniczego, lecz również napędzanie turbiny. Użyta w turbowiercie Kapelusznikowa turbina była turbiną jednostopniową o wysokiej ilości obrotów, wynoszących od 1600 do 2100 na minutę. Dzięki zastosowaniu przekładni kół zębatach planetowych, czyli tzw. reduktora, ilość obrotów wału, na którym osadzony był świder, wynosiła od 60 do 200 na mi-



1-kolpak, 2-łożysko kulkowe, 3-kolo kierujące, 4-kolo lopatkowe turbiny, 5-wał turbiny i przekładnia planetowa (reduktor), 6-łożysko kulkowe, 7-wał turbowiertu

Rys. 2. Turbowiert jednostopniowy M. A. Kapelusznikowa

(wg R. I. Sziszczenko, Burowyje i eksploatacionnyje maszyny i mehanizmy, 1947)

nutę. Turbina pracowała przy spadku ciśnienia wynoszącym 15 do 20 atm., czemu odpowiadały prędkości przepływu płuczki przez kanały turbiny od 60 do 70 m/sek.

Próby z turbowiertem Kapelusznikowa, przeprowadzone w latach 1924—1934, jakkolwiek ujawniły pewne słabe strony tego urządzenia, to jednak wykazały wyższość tego sposobu wiercenia nad wierceniem rotacyjnym w większych głębokościach.

Przeprowadzone również w Stanach Zjednoczonych w latach 1929—1930 próby wiercenia turbowiertem Kapelusznikowa wykazały, że postęp wiercenia turbowiertem jest średnio o 40% wyższy od postępu wiercenia rotacyjnego w tych samych warunkach geologicznych.

Słabe strony turbowiertu Kapelusznikowa, które ujawniły się podczas prób, były następujące:

- 1) zbyt niska moc turbiny wynosząca od 15 do 20 KM,
- 2) szybkie zużywanie się łopatek w turbinie wskutek bardzo wysokiej prędkości przepływu płuczki (50 m/sek. i więcej), która zawiera zawsze pewne, choćby nawet nieznaczne ilości piasku. Z chwilą jak tylko łopatki uległy pewnemu zużyciu, kanały dla przepływu rozszerzały się, wskutek czego prędkość przepływu płuczki w nich spadała, a tym samym

spadała i moc turbiny, co znowu pociągało za sobą spadek wydajności całego urządzenia.

- 3) szybkie zużywanie się przekładni zębataj turbowiertu nie dopuszczało na dłuższe jego bywanie na dnie odwiertu,
- 4) stosowany w tym czasie do wiercenia obrotowego świder (dłuto) „rybi ogon“ okazał się nieodpowiednim narzędziem do wiercenia turbinowego, natomiast najwięcej odpowiednie okazały się tutaj świdry gryzakowe.

W celu usunięcia wyżej wymienionych niedomagań turbowiertu Kapelusznikowa podjęto szereg prób konstrukcyjnych i doświadczalnych, które doprowadziły w końcu do zastosowania bezreduktorych turbin wielostopniowych, posiadających większą ilość kół łopatkowych, wskutek czego udało się zwiększyć moc turbiny do 120 KM i więcej.

Pierwszą doświadczalną turbiną wielostopniową konstrukcji inż. Lubimowa wykonano w Baku z początkiem 1933 roku<sup>1)</sup>. Próby przeprowadzone z tą turbiną zarówno w laboratorium jak i w terenie dały zadowalniające wyniki. W odwiercie pracowała ona bez przerwy 73 godzin, podczas gdy jednostopniowe turbiny Kapelusznikowa nie pracowały dłużej jak 6 do 8 godzin. Współczynnik sprawności tej turbiny wynosił 0,55—0,60.

W tym samym czasie, kiedy przeprowadzano próby z turbiną Lubimowa, inżynierowie Państwowego Badawczego Instytutu Naftowego (GINI): P. P. Szumiłow, R. A. Joannesian, E. I. Tagijew i M. T. Gusman skonstruowali wielostopniową turbinę hydrauliczną do napędu turbowiertu, przy użyciu której uzyskano świetne wyniki. Moc turbiny wynosiła od 60 do 80 KM przy średnim współczynniku sprawności 0,75. Pierwszą próbę z tą turbiną przeprowadzono w odwiercie Nr 1015 w sektorze im. Ordżonikidze w Baku. Wiercenie rozpoczęto świdrem o średnicy 605 mm (23<sup>3</sup>/<sub>4</sub>”) i w czasie 42 godzin odwiercono 272 metrów.

Dla przeprowadzenia doświadczeń i prób z wielostopniowymi turbowiertami utworzono w roku 1934 w Baku „Doświadczalne Biuro Wiercenia Turbinowego“ (EKTB), w którym ześrodkowane zostały wszystkie prace naukowo-badawcze i doświadczalne w tej dziedzinie.

Turbowiert z turbinami wielostopniowymi wykazały następujące zalety:

- 1) zwiększona moc turbiny, uzyskana przez zastosowanie większej ilości (100) kół turbiniowych (łopatkowych),
- 2) zmniejszenie zużycia łopatek turbiny wskutek obniżenia prędkości przepływu płuczki na 10 do 15 m/sek.,
- 3) spokojniejszy przebieg pracy turbiny z utrzymaniem bardziej stałej ilości obrotów, dzięki zmniejszeniu prędkości przepływu płuczki w kanałach turbiny.

W latach 1936—1938 zbudowano i wypróbowano turbowiert z turbinami wielostopniowymi turbinami o średnicach od 6” do 10”. Tymi turbowiertami odwiercono ponad 15000 m.

W 1939 r. zbudowano 150 i 200-stopniowe turbiny o średnicach 8<sup>1</sup>/<sub>2</sub>” i 9<sup>3</sup>/<sub>4</sub>”. Turbiny te zostały

<sup>1)</sup> N. I. Szacow, Głębokoje wraszczatielnoje burenije, Moskwa-Leningrad, 1938, str. 663.

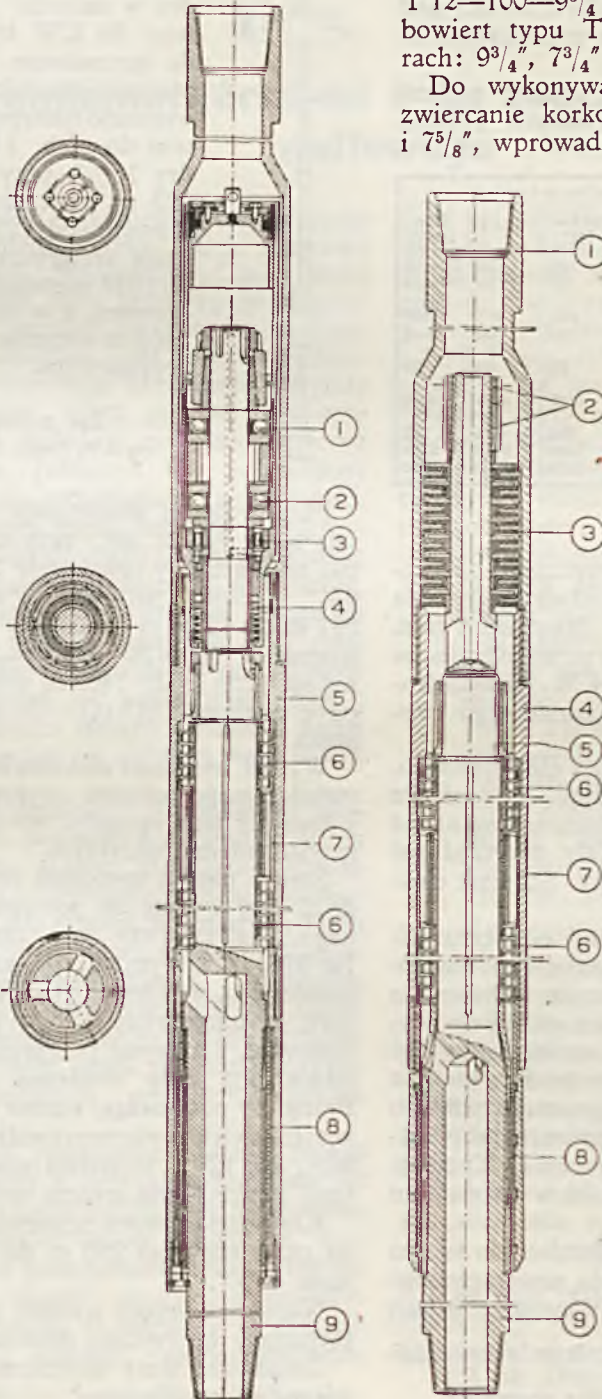
zastosowane do wierceń na polach naftowych Kaukazu i Uralu.

Moc tych turbin wynosiła od 70 do 120 KW przy 350 do 500 obrotach na minutę. Turbowiertami napędzanymi tymi turbinami odwiercono ponad 20000 m.

W 1940 r. zbudowano nową serię turbin stopniowych o średnicy  $8\frac{3}{4}$ " z profilowanymi łopatkami. Moc tych turbin wynosiła od 125 do 225 KW, a ilość obrotów od 400 do 700 na minutę. W wyniku całego szeregu prób doświadczalnych ustalono maksymalną średnicę turbiny na 250 mm ( $9\frac{3}{4}$ "). Turbiny te przeznaczone były do odwiercania otworów o średnicy od  $11\frac{3}{4}$ " do  $27\frac{3}{4}$ ".

Do wiercenia świdrami o średnicy  $9\frac{3}{4}$ " zastosowano turbinę o średnicy 200 mm ( $7\frac{3}{4}$ " ), a do wiercenia świdrami  $7\frac{3}{4}$ " turbinę o średnicy 150 mm ( $5\frac{3}{4}$ " ). Długość turbiny o średnicy  $9\frac{3}{4}$ " wynosi 8500 mm, a jej ciężar 2500 kg. Wykonane w latach 1940—1941 turbowiert typu T 10—100— $9\frac{3}{4}$ " (rys. 5) zastosowane na polach naftowych w ZSRR, wykazały wysokie postępy wiertnicze wynoszące od 1000 do 1700 m na agregat i miesiąc. Postępy te uzyskano w głębokich odwiertach na polach naftowych Baku jak i na obszarze naftowym Iszimbajew (republika baszkirska).

Trudności w turbowiertach z kulkowymi i wałkowymi łożyskami oporowymi spowodowały ich zaniechanie i wykonanie turbowiertu T 12—100— $9\frac{3}{4}$ " z gumowym łożyskiem oporowym, wykonanym w postaci łożyska grzebieniowego. Krażki grzebieniowe stojnika (sta-



1-łożysko kulkowe, oporowe, osłowe, 2-łożysko kulkowe, 3-łożysko wałkowe, 4-dławik, 5-korpus, 6-turbina wielostopniowa, 7-tuleja kierunkowa, 8-łożysko kierunkowe (gumowe), 9-wal turbowiertu

Rys. 3. Turbowiert wielostopniowy bezreduktorowy T-10-100- $9\frac{3}{4}$ "

(wg N. I. Szacow, Burenije nieftianych skważyn)

tor), wyłożone w partiach czołowych i od wewnątrz gumą, spełniają razem z krażkami grzebieniowymi wirnika (rotora) rolę łożyska oporowego.

W turbowiercie typu T 12—100— $9\frac{3}{4}$ " brak jest więc łożysk kulkowych i urządzenia do smarowania, które to części sprawiały wiele trudności w początkowo skonstruowanych turbowiertach. W związku z tym, ilość części składowych w turbowiercie T 12—100— $9\frac{3}{4}$ " zmniejszyła się do 10 względnie 12 zamiast 40 części znajdujących się dotychczas w turboburze T 10—100— $9\frac{3}{4}$ ".

Współczynnik sprawności „gumowego” turbowiertu wynosił na podstawie prób 0,33.

Obecnie stosowane są na polach naftowych Związku Radzieckiego dwa typy turbowiertów: T 12—100— $9\frac{3}{4}$ " i T 14—100— $9\frac{3}{4}$ " (rys. 4). Turbowiert typu T 14 wykonywany jest w wymiarach:  $9\frac{3}{4}$ ",  $7\frac{3}{4}$ " i 7".

Do wykonywania specjalnych robót, jak np. zwiercanie korków cementowych w rurach  $6\frac{5}{8}$ " i  $7\frac{5}{8}$ ", wprowadzono w 1959 r. tak zwane „małolitrażowe” turbowiert. Do takich należy turbowiert T 9—50—5". Próba zwiercania cementu tym turbowiertem dała wynik 1,2 do 1,5 m na godzinę, przy nacisku na świder 250 do 300 kg i rozchodzie płuczki 10 do 12 litr./sek.

Wiercenie turbinowe posiada w porównaniu z wierceniem rotacyjnym następujące zalety:

- 1) odpada strata mocy zużywanej na obracanie kolumny rurek płuczkowych,
- 2) odpadają kłopoty z rurkami płuczkowymi, gdyż dzięki temu, że nie obracają się, nie podlegają one w tak dużym stopniu różnym szkodliwym naprężeniom, a więc mniej się urywają. Również dzięki temu rurki płuczkowe przy wierceniu turbinowym mogą być cieńsze i lżejsze,
- 3) wskutek tego że rurki płuczkowe nie obracają się, łatwiejsze jest wiercenie prostego otworu, co następnie ułatwia zapuszczanie rur okładzinowych,
- 4) postęp wiercenia zależy tutaj w mniejszym stopniu od głębokości odwiertu aniżeli przy wierceniu rotacyjnym. Moc turbowiertu z głębokością odwiertu nie zmienia się, a praca

1-łącznik redukcyjny, 2-nakrętka, 3-łożysko oporowe grzebieniowe (gumowe), 4-korpus, 3-nakrętka, 6-turbina wielostopniowa, 7-tuleja kierunkowa, 8-łożysko kierunkowe, 9-wal turbowiertu

Rys. 4. Turbowiert wielostopniowy T-14-100- $9\frac{3}{4}$ "

(wg N. I. Szacow, Burenije nieftianych skważyn, 1947)

jego przebiega równo i spokojnie w każdej dowolnej głębokości. Jest to szczególnie cenna właściwość wiercenia turbinowego przy odwiercaniu głębokich otworów,

- 5) urządzenia napowierzchniowe przy wierceniu turbinowym mogą być lżejsze, gdyż np. stół rotacyjny przy wierceniu turbinowym staje się zasadniczo niepotrzebny. Głowica płuczkowa może posiadać lżejszą i prostszą budowę.

Natomiast pompy płuczkowe i silniki służące do ich napędu muszą być przy wierceniu turbinowym znacznie większe aniżeli przy wierceniu rotacyjnym. Pompy płuczkowe w wierceniu turbinowym są niejako „sercem“ całego urządzenia wiertniczego, gdyż muszą one zapewnić dostarczanie dużych ilości płuczki (nie mniej jak 25—30 litr./sek.) pod odpowiednio wysokim ciśnieniem wynoszącym od 60 do 100 atm.

W niżej zamieszczonej tabeli mamy podaną techniczną charakterystykę stosowanych obecnie w Związku Radzieckim turbowiertów<sup>1)</sup>.

Przedmiot	Typ turbowiertu				
	T12— 9 3/4"	T14— 9 3/4"	T14— 7 3/4"	T14—7"	T9— 50—5"
Moc efektywna w KM . . .	180	180	100	55	10—15
Rozchód płuczki w litr./sek.	40	40	30	22	10—12
Ilość obrotu wału na minutę przy maksymalnej mocy	600	600	685	665	1500
Moment obrotowy w kgm	205	205	105	60	5—7
Spadek ciśnienia płuczki w turbinie atm . . . . .	60	60	55	40	30
Współczynnik sprawności turbowiertu . . . . .	0,5	0,5	0,45	0,40	0,40
Średnica zewnętrzna korpusu turbowiertu, mm . . . .	255	250	205	180	125
Długość turbowiertu, mm . .	7145	7525	7550	6455	2700
Ciężar turbowiertu, kg . . .	1800	2200	1300	1000	225

### Elektrowiert

Myśl zastosowania silnika elektrycznego do bezpośredniego obracania świda w odwiercie istniała już od dawna<sup>2)</sup>, jednak dopiero elektrowiert (ros. elektrobur), opracowany w 1940 r. przez inżynierów radzieckich A. P. Ostrowskiego i N. W. Aleksandrowa oraz innych, stanowił rozwiązanie tego problemu na skalę przemysłową.

Elektrowiert składa się z silnika elektrycznego, umieszczonego w hermetycznej osłonie, reduktora obniżającego ilość obrotów i wrzeciona (wału), na którym osadzony jest świder. Cały przyrząd zaś wstawiony jest w płaszcz ochronny. Schemat elektrowiertu przedstawia rys. 5.

Doprowadzenie płuczki na spód odwiertu odbywa się kolumną rurek płuczkowych, a następnie przestrzenią pomiędzy płaszczem ochronnym a osłoną motoru i reduktora i otworkami do wydrążonego wrzeciona, na którym umieszczony jest świder. Wyptywająca z otworów w świdrze płuczka porywa ze sobą okruchy przewierconego pokładu i płynąc ku górze przestrzenią poza rurkami płuczkowymi, wynosi je na powierzchnię. Krążenie płuczki jest więc tutaj takie samo jak w normalnym wierceniu rotacyjnym.

Doprowadzenie prądu z powierzchni do silnika odbywa się za pośrednictwem kabla, umieszczonego wewnątrz rurek płuczkowych. Wewnątrz każdej



rurki płuczkowej znajduje się odpowiednio długi odcinek kabla zakończony po obu stronach odpowiednimi kontaktami.

Pierwszą próbę wiercenia elektrowiertem przeprowadzono w otworze Nr 978 trestu Azizbekownieft. Do głębokości 198 m wiercono sposobem rotacyjnym świdrem 2 1/4" dla zapuszczenia konduktora. Próba wiercenia elektrowiertem od początku do głęb. 30 m nie dała pomyślnego wyniku, gdyż silnik elektrowiertu zbyt szybko nagrzewał. Okazało się bowiem, że przy 350 obrotach świda w minucie i nacisku 1—2 ton moc 90 KW była niewystarczająca do normalnego wiercenia. Po zapuszczeniu konduktora do głęb. 198 m wiercono następnie 1 3/4" elektrowiertem do głęb. 1465 m, stosując świdy 1 5/4", przy czym od 198 m do 725 m wiercono świdrem trójskrzydłowym, od 725 m do 1027 m świdrem trójgryzakowym, zaś od 1027 do 1042 wiercono świdrem dwuskrzydłowym, a w końcu od 1042 m do 1465 m wiercono znów świdrem trójgryzakowym.

Rys. 5. Schemat elektrowiertu

(wg S. M. Kultjew, Burenije neftianych skwaziń, 1947)

Płuczki ilowej dostarczały dwie pompy o wymiarach 7 1/4" × 16", przy czym do głębokości 691 m pracowały równolegle 2 pompy z tulejami 6 1/4" (Q = 40 litr./sek., P = 25—40 atm.). Od 691 m do 1255 m pracowały dwie pompy z tulejami 6" (Q = 36 litr./sek., P = 45—60 atm.), zaś od 1255 m do 1465 m pracowała tylko 1 pompa z tulejami 7 1/4" (Q = 28 litr./sek., P = 40—45 atm.).

Wyniki wiercenia elektrowiertem pierwszego doświadczalnego otworu wykazały wysokie zalety i korzyści tego sposobu wiercenia w porównaniu z wierceniem rotacyjnym.

Średni postęp wiercenia elektrowiertem był 1,5 do 2 razy wyższy od postępów wiercenia rotacyjnego. Należy przy tym zaznaczyć, że odwiert Nr 978, na którym przeprowadzono próby z elektrowiertem, wiercono był świdrem o większej średnicy, a mianowicie 1 5/4", podczas gdy otwory rotacyjne, z którymi przeprowadzono porównanie, odwiercane były świdrami od 1 1/2" do 1 1/2". Biorąc to pod uwagę, można by przyjąć, że gdyby wiercono elektrowiertem świdrami o mniejszej średnicy, np. 1 3/4", to średni postęp wiercenia byłby tutaj niewątpliwie jeszcze wyższy.

Krzywizna otworu odwierconego elektrowiertem na przestrzeni od 250 m do 925 m nie przewyższała 4° 30'.

Nacisk na świder wynosił do 18 ton, a moment skręcający na świdrze dochodził do 312 kgm.

Zasadnicze dane techniczne dotyczące elektrowiertu są następujące:

<sup>1)</sup> M. A. Jewsiejenko, Sprawocznik po bureniju neftianych skwaziń, Moskwa-Leningrad, 1947, str. 579.

<sup>2)</sup> Głuszkow N. I. Dzieło cytowane poprzednio.

Moc elektrowiertu uzyskana przy próbach . . . . .	80 KW
Krótkotrwała maksym. moc elektrowiertu uzyskana na świdrze	155 KW
Ilość obrotów świdra . . . . .	363 obr./min.
Ogólny współczynnik sprawności całego elektrowiertu . . . . .	0,7
Średnica zewnętrzna (osłony) . . . . .	325 mm (12 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> " )
Całkowita długość elektrowiertu . . . . .	8500 mm
Ciężar elektrowiertu . . . . .	4000 kg

Próby przeprowadzone z doświadczalnym elektrowiertem wykazały pewne jego słabe strony, jak niedostateczna moc i za duża średnica zewnętrzna.

Władysław Chajec

## Badania promieniotwórczości i ich znaczenie dla przemysłu naftowego

Promieniotwórczość i zagadnienia z nią związane są bliskie sercu każdego Polaka, dzięki nazwisku naszej rodaczki Marii Skłodowskiej-Curie, która odkryty w lipcu 1898 roku pierwszy promieniotwórczy pierwiastek nazwała na cześć kraju ojczystego polonem. W ubiegłym roku minęło pięćdziesiąt lat od tego przełomowego dla chemii odkrycia; przełomowego dlatego, gdyż po raz pierwszy przedmiotem badań stało się zjawisko atomowe a nie cząsteczkowe. Jubileusz ten przypomina wkład Polski do nauki, zobowiązuje na przyszłość.

Do wybuchu drugiej wojny światowej podtrzymywaliśmy tradycje Skłodowskiej-Curie, prowadząc owocne badania. Z prac interesujących naftowców, obok doświadczeń Grabianki, zwrócimy uwagę na bardzo wczesną, bo wydaną jeszcze w 1921 roku pracę doktora Zdzisława Staneckiego pt. „Wpływ ciał promieniotwórczych na powstawanie ropy”, w której autor przytacza bardzo ciekawe i nadal aktualne tezy, popierając je licznym materiałem doświadczalnym.

Niestety, w dobie dzisiejszej pozwoliliśmy zdystansować się innym narodom i na skutek wojny pozostaliśmy w tyle, prawie za całym światem naukowym. Nie chcę porównywać sytuacji panującej u nas ze stanem jaki istnieje w Ameryce, Rosji czy Francji, gdzie daty podające nasilenie promieniotwórczości są taką nieodzowną i normalną częścią każdej analizy chemicznej, jak np. ciężar właściwy badanej próbki. Zwróć uwagę czytelników na nieduże Węgry, gdzie przebadano systematycznie pod względem promieniotwórczym pasmo gór Mecsek<sup>1)</sup>.

Zjawisko naturalnej promieniotwórczości polega na tym, że pierwiastki o liczbie porządkowej od 81—92 względnie ich poszczególne izotopy wysyłają promieniowanie. Również izotop potasu <sup>40</sup>K oraz rubid wykazują słabą promieniotwórczość. Odróżnić też należy pierwiastki sztucznie promieniotwórcze, gdyż dziś wiemy, że wszystkie pierwiastki chemiczne posiadają izotopy promieniotwórcze,

Pomimo tego wiercenie elektrowiertem wykazało wysoką rentowność i zdolność konkurencyjną tego sposobu w porównaniu z wierceniem rotacyjnym.

Do wiercenia turbinowego przywiązuje się w Związku Radzieckim wielkie znaczenie z uwagi na to, że przewód wiertniczy stanowiący główne źródło różnych trudności w wierceniu rotacyjnym znajduje się w wierceniu turbinowym w spoczynku, a więc jest mniej narażony na różne szkodliwe natężenia, co wpływa bardzo korzystnie na jego trwałość i użyteczność i zmniejsza do minimum straty czasu, powodowane urwanianiem się żerdzi płuczkowych.

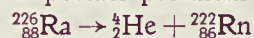
*Dokończenie nastąpi*

lecz nie spotykamy ich w przyrodzie, ponieważ żyją za krótko, aby mogły przetrwać geologiczne epoki istnienia ziemi. Można je otrzymać sztucznie, stosując odpowiednie pociski jądrowe. Po raz pierwszy zjawisko naturalnej promieniotwórczości odkrył Becquerel w roku 1896 na minerałach uranowych, zaś pierwszymi pierwiastkami silnie aktywnymi były odkryte przez małżeństwo Curie w roku 1898 polon i rad. Badając zachowanie się tego promieniowania w polu elektrycznym i magnetycznym stwierdzamy, że składa się ono z trzech różnych części:

1. Promieniowanie alfa niosące podwójny dodatni ładunek elementarny, którego istotą są po prostu cząsteczki helu o masie = 4, pędzące z szybkością 14000 — 20000 km/sek. Rozcho-dzą się one w linii prostej o zasięgu 7 cm, wywołując jonizację, rozszczepiając wodę na wodór i tlen i przyczyniając się do polimeryzacji węglowodorów.
2. Promieniowanie beta, którego istotą są elektrony pędzące z szybkością bliską szybkości światła i które przebijają płytkę aluminiową grubości do 5 mm.
3. Promieniowanie gamma jest promieniowaniem elektromagnetycznym o fali krótszej od 0,1Å (Ångströma), przenikającym blachę ołowianą decymetrowej grubości, lub — co interesuje nas w przemyśle naftowym — przebijającym pięć kolumn rur wiertniczych.

Promieniotwórczość prowadzi do chemicznego przekształcenia pierwiastka promieniotwórczego. Dla przykładu podaję przemiany, jakim kolejno ulega rad.

Rad przechodzi w emanację radową, wyemitowując jądra helu w postaci promieni alfa:



Następnie emanacja podlega rozpadowi, któremu towarzyszy emisja cząsteczek alfa i powstawanie dalszego izotopu radu:

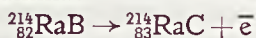


<sup>1)</sup> Bányászati es Kohászati Lapok, Nr 6, 1948.

Przy dalszej emisji cząstek alfa rad RaA przemienia się w rad RaB



Ten ulega dalszemu rozpadowi z udziałem promieni beta i gamma:



Wszystkie zjawiska zachodzące w materii we wszechświecie następują na skutek przemian energetycznych. Przemianom promieniotwórczym z ubytkiem masy towarzyszy wydzielanie energii na zewnątrz. Pomiar ściśle wykazały, że jeden gram radu znajdujący się w równowadze ze swymi produktami rozpadu wyzwala na godzinę 138 kalorii gramowych ciepła, a więc ilość aż nadto wystarczająca, by 1 gram wody ogrzać od zera stopni aż do wrzenia. Całkowita ilość ciepła, którą może wytworzyć 1 g radu w ciągu swej egzystencji wynosi tyle, co przy spalaniu pół tony węgla. Reakcja wodoru z tlenem należąca do najenergiczniejszych reakcji chemicznych wytwarza na gram wodoru 100 000 razy mniej ciepła niż promieniowanie radu. Skala tych energii jest więc zupełnie inna niż w reakcjach chemicznych, przy czym promieniotwórczość jest absolutnie niezależna od jakichkolwiek wpływów termicznych, optycznych, magnetycznych czy innych.

Oprócz energii cieplnej promieniowanie alfa, beta i gamma związane jest z takimi działaniami chemicznymi, jak reakcja fotochemiczna, wzniesienie fluorescencji, zjawisko jonizacji ciał, przez które przechodzi. Głównie promienie alfa wytwarzają ozon, co pociąga za sobą szybkie utlenianie rtęci, ołowiu, glinu i innych metali.

Promienie te rozkładają nie tylko swobodną, ale też krystalizacyjną wodę (eksplozyjne rozbicie naczyń ze związkami radu). Rozkładają gwałtownie substancje organiczne, np. tłuszcze, bezwodnik węglowy na węgiel, tlen i tlenek węgla (ten ostatni na tlen i węgiel), amoniak na wodór i azot, kwas solny na wodór i chlor. Również pod wpływem promieniotwórczości zachodzą działania odwrotne, jak np. z tlenu i wodoru powstaje woda.

Fakt rozkładu tłuszczów, parafin i innych substancji organicznych pod wpływem ciał promieniotwórczych nasuwa wiele przypuszczeń i jak z dalszego ciągu artykułu wyniknie, mógł mieć duży wpływ na powstawanie bitumów.

Zjawisko promieniotwórczego rozpadu i kolejnego przekształcania pierwiastków promieniotwórczych w inne dało podstawy obliczania wieku minerałów i warstw geologicznych. Ważny tutaj jest tzw. „okres połowicznego rozpadu“ pierwiastków promieniotwórczych czyli czas, po którym z określonej masy pierwiastka rozpada się jego połowa. Dla uranu okres połowicznego rozpadu jest bardzo duży, gdyż wynosi  $4,8 \cdot 10^9$  lat, z radu pozostaje połowa po 1580 latach, z polonu po 136,5 dniach, połowa radonu czyli emanacji radu rozpada się po 3,8 dniach a RaC rozkłada się bardzo szybko, połowa pozostaje po  $1,5 \cdot 10^{-4}$  sekundy. Uran, zanim zamieni się w ołów, ulega ośmiokrotnie przemianom, wytwarzając za każdym razem promienie alfa. Przyjmuje się, że minerały zawierające ciała promieniotwórcze, jak np. uranity, torianity,

można uważać za zamknięte od wieków naczyń, w których znajdują się produkty rozpadu, np. hel.

Ze stosunku helu do uranu w mineralach można oznaczyć wiek minerału. Oczywiście należy się liczyć z ubytkiem helu przez dyfuzję, a więc w ten sposób obliczamy dolną granicę wieku minerałów.

Poddany analizom torianit z Cejlonu, zawierający 11% uranu i 68% toru wykazał w jednym gramie  $8,9 \text{ cm}^3$  helu. Na tej podstawie obliczono wiek na 270 milionów lat. Wiek uranitu z Glastonbury ustalono w ten sposób na 250 milionów lat, przy czym zaznaczyć należy, że jest to dolna granica jego wieku.

Według Strutta minerały jednego wieku geologicznego wykazują ten sam stosunek uranu do helu. Przy oznaczaniu wieku warstw geologicznych trudność polega na tym, że najodpowiedniejsze do tego celu ility łatwo utraciły hel. Dlatego Strutt oparł swe obliczenia na badaniach buł fosforytowych, np. wiek oligoceńskiego sferysyderytu z prowincji Rhine oznaczył na minimum 8 milionów lat.

Natomiast na podstawie zawartości ołowiu — końcowego produktu rozpadu uranu można określić górną granicę wieku minerałów. Z obliczeń Holmes'a wynika, że górna granica wieku takich okresów geologicznych, jak karboński o stosunku  $\text{Pb/U} = 0,041$  wynosi 340 milionów lat, zaś prekambryjskiego z Cejlonu o stosunku  $\text{Pb/U} = 0,20$  liczy maksymalnie 1640 milionów lat.

Są też i inne sposoby obliczania wieku minerałów na podstawie zawartości produktów rozpadu ciał promieniotwórczych. Na przykład ostatnio H. Anderson, F. Fermi i F. Grosse zauważyli wśród produktów rozpadu uranu trwałe izotopy ksenonu. W. G. Chłopin i współpracownicy oznaczyli zawartość ksenonu w uranicy, którego wiek określony metodą ołowiową i tlenową wynosił  $1,85 \cdot 10^9$  lat. Wiek zaś tego minerału oznaczony z zawartości ksenonu wynosi  $1,26 \cdot 10^9$  lat, a więc jest tego samego rzędu<sup>1)</sup>.

Z ciałami promieniotwórczymi lub z produktami ich rozpadu spotykamy się w litosferze, hydrosferze, jak również w atmosferze. W powietrzu znajdują się przeważnie emanacje radu, toru i aktynu, przy czym znaleźć je można, jak wykazały obserwacje balonowe, nawet na wysokości 3000 metrów. Jednak największe ich nasilenie jest w pobliżu ziemi, gdyż właśnie z ziemi dyfundują one do atmosfery. Duży wpływ na zawartość emanacji w powietrzu mają czynniki meteorologiczne.

Z minerałów promieniotwórczych znamy karnotyt i uranit zawierające uran, toryt i orangit zawierające tor i inne. Ostatnio w Kongo belgijskim znaleziono nowy minerał zawierający miedź, uran i wanad, budową przypominający karnotyt. Na uniwersytecie kolumbijskim zbadano skład i ustalono jego wzór:



oraz nazwano go „sengierytem“<sup>2)</sup>.

Skąły kwaśne są najbardziej promieniotwórcze, a więc takie jak leucyt, sienity nefelinowe, kwaśne

<sup>1)</sup> Wiadomości Chemiczne, zeszyt 19—20, 1948.

<sup>2)</sup> Bányászati és Kohászati Lapok, Nr 3, 1949.



Którakolwiek z powyższych teorii byłaby prawdziwa, to w każdym wypadku może istnieć zależność występowania złóż ropośnych od substancji promieniotwórczych, jako jednego z czynników potrzebnych do powstawania ropy.

Oczywiście na procesy chemiczne powstawania ropy miały też duży wpływ i inne okoliczności, że wymienimy wpływ wód słonych. Jeżeli przyjmiemy roślinne pochodzenie ropy, to Z. Stanecki zwraca uwagę na fakt występowania węgla w otoczeniu wód słodkich i przy małym nasyceniu ciał promieniotwórczych, zaś występowanie bitumów wraz z wodami słonymi oraz w towarzystwie substancji radioaktywnych. Jeżeli w wyjątkowych wypadkach znajdujemy w pokładach torfowych ropę, wszędzie jest ona przykryta warstwą piasku morskiego o po każdym nasileniu promieniotwórczości.

Wpływ krzemianów, a co się z tym wiąże i zawartości ciał promieniotwórczych, można zauważyć też przy występowaniu kerogenu, który znajduje się w łupkach bitumicznych.

Asfalt występuje najobficiej na wyspie Trinidad, gdzie znajdujemy go w ilasto-piaszczystych warstwach miocenijskich pochodzenia bez wątplenia morskiego. Lecz nie tylko tam, bo również asfalt naturalny na wyspie Pedernales czy koło Guanoco, z Pescary, Raguzu czy też węgierski z okolic Bihar, wszędzie geneza jego prowadzi nas do osedymentów morskich, a jego otoczenie geologiczne cechuje wybitna radioaktywność.

Teoretycy powstawania ozokerytu, jak np. Thorpe, Young, Kreutz, Wurtz czy Grabowski nie uwzględnili wpływu promieniotwórczości i dlatego ich teorie nie są dostatecznie przekonujące. Badania prowadzone z uwzględnieniem tego czynnika mogą przynieść wiele ciekawych szczegółów.

Z. Stanecki uważa, że od promieniotwórczości jest też zależne zjawisko występujące we wszystkich złożach bitumów: im bliżej powierzchni ziemi tym większą gęstość posiadają bitumy. Wosk borysławski z partii płytszych jest twardszy, zaś głębiej jest on płynniejszy, aż przechodzi w tzw. kindybał, utwór przejściowy między ropą a woskiem ziemnym. Również eoceńska ropa borysławska jest lżejsza i uboższa w parafinę niż ropy z horyzontów górnych. Na Węgrzech w partiach głębszych znajdujemy lżejszą ropę zieloną, zaś gęsta, czarna ropa pochodzi z warstw płytszych. Z tym samym zjawiskiem spotykamy się w Oil Creek w Pensylwanii, jakoteż w Karpatach wschodnich. Tłumaczy się to różnorodnością materiałów pierwotnych, czy też poprostu utratą lżejszych węglowodorów drogą dyfuzji. Do wyświetlenia tego zjawiska posłużyć może uwzględnienie wpływu ciał promieniotwórczych. Przecież substancje organiczne, znajdujące się w warstwach geologicznie starszych, dłużej pozostawały pod działaniem ciał promieniotwórczych, a więc proces ich chemicznego rozkładu trwał dłużej.

Doświadczenia J. D. Hasemana prowadzone od roku 1921, a szczególnie między rokiem 1941 a 1945, nad wpływem energii promieniotwórczej na różne procesy przemian chemicznych dowiodły, że w laboratorium można w przybliżeniu odtworzyć przemiany, jakie zachodziły w ziemi w ciągu

wieków pod wpływem substancji promieniotwórczych<sup>1)</sup>. Obserwacje swe próbował Haseman wykorzystać dla opracowania sposobu otrzymywania syntetycznego paliwa płynnego z organicznych odpadków gospodarskich. Zauważył on duże zaangażowanie się w działaniu ciał promieniotwórczych z pewnymi gatunkami bakterii oraz enzymów. J. D. Haseman zwraca uwagę na pierwiastki promieniotwórcze o krótkim życiu, które odznaczają się ostrością promieni gamma, co miało duże znaczenie przy tworzeniu się ropy naftowej. Nie należy więc o nich zapominać, mimo że nie znajdujemy ich śladu w pokładach starszych łupków, piaskowców i wapieni.

Duży wpływ na rozmieszczenie ciał promieniotwórczych w głębi ziemi mają, jak wykazały prace Ramseya, wody wglębne, gdyż materiały radioaktywne zostają przez nie splukiwane.

Analizy gazów amerykańskich, pochodzących z różnych kopalń wykazują ciekawą zależność zawartości helu, dwutlenku węgla i azotu, przy czym gazy nie zawierające helu wykazują dużo dwutlenku węgla, zaś gazy bogate w hel nie mają go wcale. Zawartość natomiast azotu rośnie wraz ze wzrostem ilości helu<sup>2)</sup>.

Kopalnia	He	CO <sub>2</sub>	N
	w procentach		
Los Angeles . . . . .	—	6,68	6,31
Caddo . . . . .	—	2,43	2,56
Jola . . . . .	0,132	0,70	6,97
Endora . . . . .	0,27	0,62	10,20
Moline . . . . .	0,51	0,34	24,85
Eureka (new field) . .	1,50	0,20	46,40
Dexter . . . . .	1,84	—	82,70

Związek między pojawieniem się helu a równoczesnym zanikiem dwutlenku węgla tłumaczy Stanecki wpływem ciał promieniotwórczych na rozkład gazów. Im dłużej działało promieniowanie na materiał organiczny, a więc im złoże są wiekiem starsze, tym w większym stopniu uległy rozłożeniu organiczne substancje na związki prostsze czyli znajdujące się w nich mniej wyższych węglowodorów i dwutlenku węgla. Z trzech promieniowań najczynniejsze w tym wypadku jest promieniowanie alfa, czyli zrozumiąca jest zależność występowania dwutlenku węgla od helu. Tą samą okolicznością tłumaczyć należy wzrost zawartości azotu, produktu rozkładu proteinowych składników roślin i zwierząt pod wpływem ciał radioaktywnych, głównie promieni alfa.

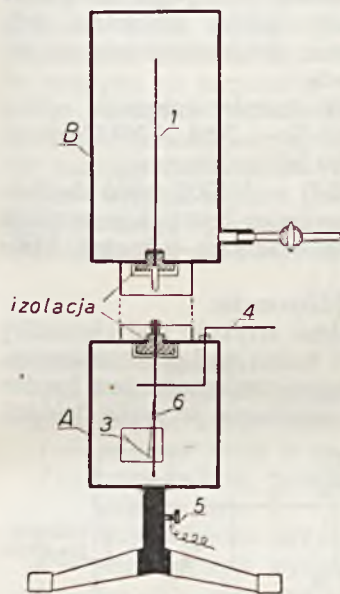
Powyższe rozważania opierają się na całym szeregu systematycznie prowadzonych pomiarów promieniotwórczości. Mimo to nie można powiedzieć, by którekolwiek z zagadnień zostało zupełnie szczegółowo opracowane. Dla przyszłych badaczy pozostaje jeszcze dużo do zrobienia, aby wyświetlić wiele niejasności natury teoretycznej. Już teraz jednak odnosi się z pomiarów radioaktywności również i praktyczne korzyści. Przy ich pomocy odkrywa się nowe pokłady ropośne na starych

<sup>1)</sup> The Petroleum Engineer, IV, 1947.

<sup>2)</sup> Dr Z. Stanecki: „Wpływ ciał promieniotwórczych na powstawanie ropy“.



polach naftowych i poszukuje się ropy na takich obszarach, gdzie zawodzą inne metody. Korelacja poziomów na podstawie pomiarów promieniotwórczości ma duże zastosowanie w takich odwiertach, w których nie przeprowadzono rdzeniowania elektrycznego lub mechanicznego. Również pomiary te oddają duże usługi w skałach pochodzenia lądowego, gdzie zawodzą inne metody korelacji. Bentonity i popioły zaznaczają się na wykresie wykonanym na podstawie pomiarów promieniotwórczości jako ostre i wyraźne piki, czego nie obserwuje się przy użyciu metody elektrycznej.



Rys. 1

nik Geigera-Müllera. Pierwszy nadaje się do pomiarów silnej promieniotwórczości i takich, które trwają krótko, drugi pozwala zastosować aparaturę samopiszącą, co umożliwi zautomatyzowanie pomiarów i wykonywanie ich na odległość. To ostatnie ma miejsce w odwiertach naftowych.

Czułość metod mierzenia promieniotwórczości jest nadzwyczaj wielka, gdyż przewyższa znacznie analizę widmową, która należy do najczulszych metod analitycznych. Metodą jonizacyjną wykrywa się  $10^{-15}$  grama radonu a więc  $1/300\,000$  część masy wykrywalnej w analizie widmowej ( $3 \cdot 10^{-10}$  sodu).

Zależnie od tego, który z rodzajów promieniowania zamierza się oznaczyć, używa się odpowiednio dostosowanych elektroskopów.

Dla badania emanacji w gazach, ropie czy wodzie stosuje się zestaw typu przedstawionego na rys. 1. Badany gaz lub powietrze, zawierające emanację uwolnioną drogą mieszania, podgrzewania, czy też wstrząsania wody lub ropy, wprowadza się do ewakuowanej uprzednio komory jonizacyjnej B. W komorze tej znajduje się elektroda (1) wychodząca na zewnątrz poprzez bursztynową izolację.

Czuły elektroskop A jedno- lub dwulistkowy, zapatrzony w skałę (3) i dla dokładności odczytu w mikroskop, ładuje się za pośrednictwem pręta (4). Pudło elektroskopu jest uziemione (5).

Mierzy się nie tylko promieniotwórczość pierwotną, lecz również wzbudzoną pod wpływem bombardowania neutronami badanych skał. Przy tej metodzie można oznaczyć efekt zawilgoceń<sup>1)</sup>.

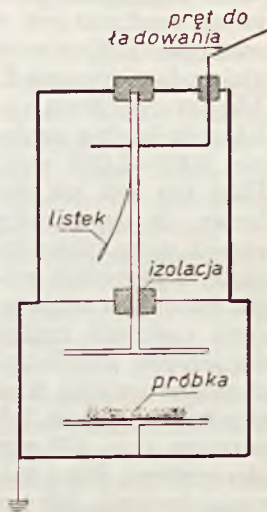
Jak wygląda technika samych pomiarów natężenia promieniotwórczości?

Zasada aparatów służących do tego celu opiera się na zjawisku jonizacji gazów, np. powietrza znajdującego się pod wpływem promieniowania.

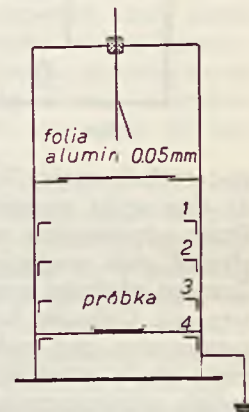
Istnieją dwa zasadnicze rodzaje aparatów: elektroskop i licznik

Najpierw oznacza się tzw. „stratę normalną“, czyli mierzy się szybkość rozładowania elektroskopu w powietrzu normalnym. Po ponownym naładowaniu elektroskopu umieszcza się komorę jonizacyjną z badanym gazem tak, by zapewnić połączenie elektrody (1) z prętem elektroskopu (6).

Ponieważ w komorze znajduje się gaz zawierający emanację, a więc gaz zjonizowany, elektroskop poprzez elektrodę rozładowuje się znacznie szybciej niż w normalnym powietrzu. Wiadomo bo-



Rys. 2



Rys. 3

wiem, że powietrze czy gaz im bardziej są zjonizowane tym lepiej przewodzą elektryczność.

Porównując szybkości tych rozładowań w czasie mierzonym stoperem można wnioskować o ilości emanacji w badanej próbce. Jeżeli elektroskop jest skalibrowany w voltach, to po uwzględnieniu różnych poprawek oznaczenie to można wykonać ilościowo.

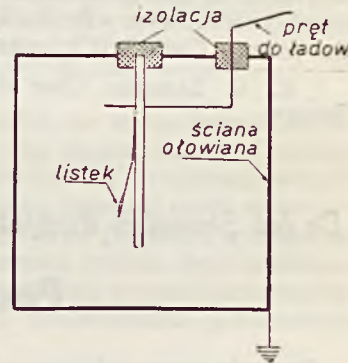
W podobny sposób bada się promieniotwórczość ciał stałych, przy czym oddzielnie można oznaczyć nasilenie promieniowania alfa, beta i gamma.

Elektroskop dla oznaczenia całkowitego promieniowania przedstawia rys. 2.

Dla badania promieniowania beta i gamma służy zestaw typu, jak na rys. 3. W elektroskopie tym stosuje się rodzaj filtru zrobionego z aluminiowej folii, która nie przepuszcza promieniowania alfa. Zmieniając odległość preparatu od aluminiowej folii możemy również częściowo wyeliminować słabsze promieniowanie beta.

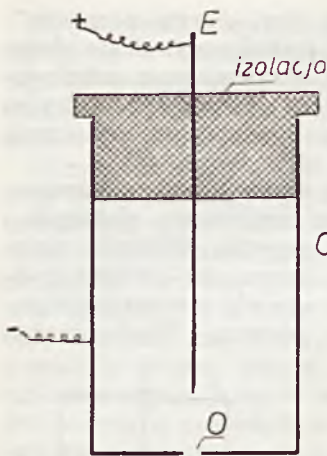
W elektroskopie, służącym do badania wyłącznie promieniowania gamma, stosuje się osłony z blachy ołowianej grubości 5 mm, która przepuszcza tylko promienie gamma (rys. 4).

Oczywiście używa się elektroskopów różnych typów, mniej lub więcej precyzyjnych, aż do takich, które mają pojemność zaledwie  $0,3 \cdot 10^{-12}$  Farada



Rys. 4

<sup>1)</sup> The Petroleum Engineer, VIII, 1947.



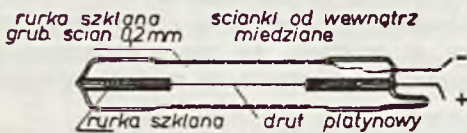
Rys. 5

i są zdolne do wykrycia 10 cząsteczek beta na minutę.

Najprostszy schemat licznika Geigera-Müllera wyobraża rys. 5.

Metaliczny cylinder C posiada w dnie okienko O. W przeciwległym końcu osadzona jest w materiale izolacyjnym elektroda platynowa E. Między cylindrem a elektrodą istnieje napięcie 1000—2000 volt. Prąd ten jest tak dobrany, że najmniejszy impuls może spowodować rozładowanie. Rozładowanie to powoduje każda cząsteczka promieniowania, jonizująca wnętrze. Przez odpowiednie wzmacniacze i głośnik można słyszeć stuk wtargnięcia poszczególnych cząsteczek. Zamiast głośnika wmontować można automat rejestrujący. Cylinder licznika napełnia się gazem lub powietrzem pod niskim ciśnieniem (np. 100 mm Hg); wtedy oczywiście okienko zrobione jest z materiału przepuszczającego promieniowanie, jak np. z miki lub cieniutkiej szybki szklanej.

Zależnie od tego czy liczone mają być cząsteczki alfa czy beta, czy też promienie gamma lub kwanty światła, buduje się liczniki z najróżnorodniejszych materiałów, różnego kształ-



Rys. 6 (wg K. F. Zimensa)

tu i napełnione różnymi gazami. Na przykład jedną z form licznika przedstawia rys. 6, zaś najprostszy schemat połączenia rys. 7<sup>1)</sup>.

Dla wyrażenia nasilenia promieniotwórczości używane są następujące jednostki: na kongresie międzynarodowym w Brukseli w 1910 roku ustalono, że przez „Curie” (C) oznaczać się będzie ilość

<sup>1)</sup> K. E. Zimens: Über die Messung radioaktiver Isotope.

radonu będącą w równowadze z jednym gramem radu. Aktywność jednego Curie posiada zatem ciało, w którym w jednostce czasu ulega przemianie tyle atomów, ile w jednym gramie radu, to znaczy  $2,21 \cdot 10^{12}$  atomów na minutę.

1 Milicurie =  $10^{-3}$  Curie

1 Mikrocure =  $10^{-6}$  „

1 Stat (St) = ilość emanacji, która wprowadzona do elektroskopu podtrzymuje w nim — przy całkowitym wykorzystaniu swego promieniowania (bez produktów rozpadu) — prąd nasycenia równy jednej absolutnej jednostce elektrostatycznej na sekundę

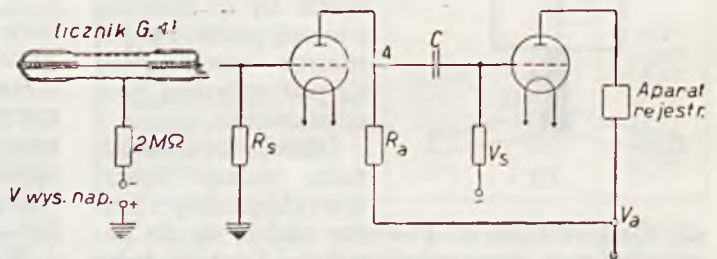
1 Mikrostat = 6600 atomów emanacji

1 Milistat = 0,001 St =  $3,64 \cdot 10^{-10}$  Curie = 0,364 Milimikrocure.

Jednostka Mache'a (M) = 1/1000 część absolutnej jednostki elektrostatycznej. Jest to koncentracja emanacji w litrze, odpowiadająca jednemu Milistatowi.

2500 jedn. M  $\approx$  1 Mikrocure.

Trudno jest w krótkim artykule dać chociażby główne zarysy i wyniki badań nad promieniotwórczością. Nauka o promieniotwórczości jest bardzo obszerna i znalazła zastosowanie w wielu dziedzi-



wg K. F. Zimensa)

nach życia współczesnego człowieka. Jakie ma znaczenie dla przemysłu naftowego, widzimy z przytoczonych niektórych przykładów; ma ona tak naukowo-teoretyczne jakoteż praktyczne znaczenie, głównie dla geologa naftowego.

Badania, jakie w tym kierunku podejmuje Instytut Naftowy przyczynią się bez wątpienia do potwierdzenia przytoczonych w tym artykule tez, wiele zagadnień wyświetlą a może dadzą podstawy nowym.

Dr Inż. Stanisław Radfał

## Podgrzewanie cystern kolejowych

Przewóz ropy naftowej i jej produktów cysternami kolejowymi należy do najważniejszych środków transportowych. Obejmuje on w Polsce wszystkie produkty naftowe i przeszło 65% ropy krajowej dostarczanej rafineriom, nie licząc ropy i produktów naftowych importowanych do kraju z zagranicy.

Jedną z największych, szczególnie w zimie wiele kłopotu przedsiębiorstwom naftowym sprawiają-

cych bolączek jest wylew cystern nadeszłych do miejsca wyładowania z produktem zakrzepłym. Dotyczy to zwłaszcza gatunkowo ciężkiej ropy i produktów o dużej zawartości parafiny, oraz innych wysoko lepkich, w niskich temperaturach krzepnących płynów, które przed wylewem muszą być podgrzewane.

Pod wpływem nakładanych przez kolej na ra-

finerie wysokich opłat postojowego za przetrzymywanie cystern ponad określony termin, rafinerie, nie dysponując przeważnie odpowiednimi urządzeniami do podgrzewania cystern, nie mogły nadażyć z ich wylewem; pozostawiały więc cysterny ropne często w stanie nienależycie opróżnionym. Ponieważ takie cysterny nie wracały już zazwyczaj na miejsce ich poprzedniego nalewu, okoliczność ta doprowadzała w ubiegłych latach niekiedy do dużych rozbieżności w różnicach wagowych między kopalniami a rafineriami.

Jakkolwiek sprawa opłat karnych za przetrzymywanie cystern przestała być aktualna, z chwilą przejścia przez rafinerie parku cysternowego do przewoźów ropnych, sprawny i szybki ich wylew, ze względu na racjonalne wykorzystanie cystern, torów i urządzeń wyładowniczych, nie przestał być nadal problemem, nie rozwiązany dotąd w sposób nie budzący żadnych zastrzeżeń.

Czas wylewu cystern jest uzależniony od wielkości cysterny, lepkości płynu oraz przekroju otworów odpływowych i wyraża się równaniem

$$t = \frac{8 L r^2}{3 \mu f \sqrt{g r}} \quad (1)$$

w którym oznaczają:

- $t$  — czas wypływu płynu w sek.,
- $L$  — długość kotła cysterny w m,
- $r$  — promień kotła w m,
- $f$  — powierzchnię przekroju sztucznego odpustowego w  $m^2$ ,
- $g$  — przyspieszenie siły ciężkości = 9,81 m/sek.,
- $\mu$  — współczynnik wydatku prądu.

Współczynnik wydatku  $\mu$ , zależny od lepkości kinematycznej produktu  $\nu$ , nie został dotąd jeszcze eksperymentalnie dokładnie zbadany.

Przy obliczeniach, drogą interpolacji, można się posługiwać następującymi równaniami:

$$1) \text{ dla wielkości } \nu \text{ i } \mu \text{ w granicach:} \\ \nu = 0,1 \text{ do } 0,69 \text{ i } \mu = 0,61 \text{ do } 0,54 \\ \mu + 0,458 \nu = 0,656; \quad (2)$$

$$2) \text{ dla wielkości } \nu \text{ i } \mu \text{ w granicach:} \\ \nu = 0,69 \text{ do } 5,5 \text{ i } \mu = 0,34 \text{ do } 0,24 \\ \mu + 0,208 \nu = 0,3544; \quad (3)$$

$$3) \text{ dla wielkości } \nu \text{ i } \mu \text{ w granicach:} \\ \nu = 5,5 \text{ do } 150 \text{ i } \mu = 0,24 \text{ do } 0,015 \\ \mu + 0,00156 \nu = 0,249 \quad (4)$$

Wartość  $\mu$  obliczyć możemy z równania (1), podstawiając w nim określony z góry przez nas czas wylewu cysterny oraz pozostałe wielkości. Następnie posługując się jednym z wyżej podanych wzorów i wstawiając w nie obliczoną wielkość  $\mu$ , znajdujemy lepkość  $\nu$  wyrażoną w  $cm^2/sek.$ , odpowiadającą wymaganej szybkości wylewu. Z krzywej lepkości (wiskozogramu) odnośnego produktu odczytujemy następnie optymalną temperaturę, zapewniającą produktowi samoczynny wylew w określonych warunkach.

Ogólnie przyjmuje się w praktyce temperaturę podgrzewania dla krzepnących i wysoko-lepkich produktów naftowych o  $15^\circ$  wyższą od temperatury krzepnięcia. Dla bardzo lepkich, w wysokich temperaturach krzepnących mazutów przyjmuje się temperaturę 50 do  $60^\circ C$ .

Wedle dotychczasowego stanu praktyki, podgrzewanie produktów naftowych w cysternach kolejowych może być dokonywane następującymi metodami:

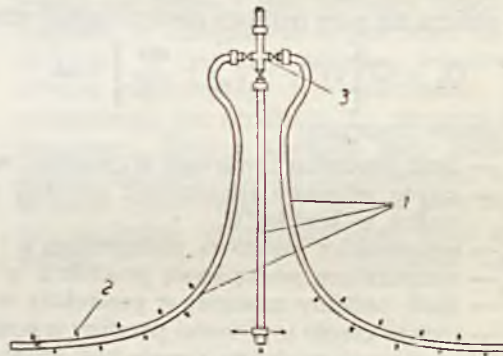
- 1) parą wodną otwartą (ostrą),
- 2) parą zamkniętą (głuchą),
- 3) sposobem cyrkulacyjnym (wymiwywaniem),
- 4) ogrzewaniem elektrycznym,
- 5) podgrzewaniem pod ciśnieniem.

### 1. Podgrzewanie otwartą parą

Brak cystern dostosowanych specjalnie do przewoźów lepkich produktów naftowych, duży ciężar i nieporęczność, przy stosunkowo małym termicznym efekcie zamkniętych węzownic parowych oraz mała dotąd popularność podgrzewania elektrycznego spowodowały, że sposób ten należy do najbardziej rozpowszechnionych.

Podgrzewanie otwartą parą dokonuje się przez doprowadzenie pary wodnej bezpośrednio do produktu naftowego, przy pomocy otwartych ogrzewaczy, przy czym para kondensuje się i pozostaje w produkcie. Sposób ten nie może być użyty do ogrzewania smarów. Niektóre rafinerie z konieczności ogrzewają w takich wypadkach produkt otwartą parą, doprowadzoną pod dno cysterny.

Używane do tego celu przenośne ogrzewacze złożone są zazwyczaj z 3-ech parowych rurek o średnicy  $3/4$  do  $1 1/2$ "", jednej centralnej i dwóch bocznych, łączonych razem nakrętkami za pośrednictwem krzyżaka, o konstrukcji przedstawionej na rys. 1. Rurki boczne są w dolnej połowie perforowane.



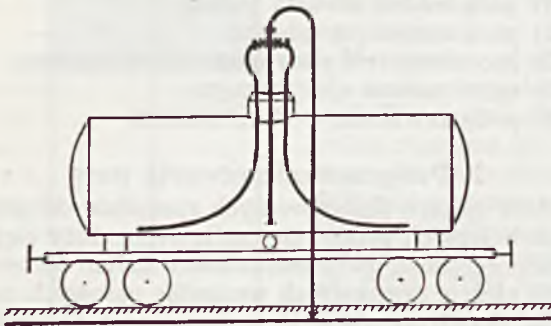
1-rurki dziurkowane, 2-otwory, 3-krzyżak  
Rys. 1. Ogrzewacz dla pary otwartej

Otwory nawierca się w szachowym układzie, przy czym rurki  $1 1/2$ " zaopatruje się w otwory o średnicy 6 mm, rurki zaś  $1 1/4$ " otrzymują otwory o średnicy 5 mm. Czynny przekrój rurek wprowadzanych do wnętrza cysterny powinien być równy przekrojowi wewnętrznemu stojaka doprowadzającego parę, czynny zaś przekrój wszystkich otworów powinien być równy podwójnemu przekrojowi rury.

Celem zapewnienia podgrzewanemu produktowi intensywniejszej cyrkulacji, wygina się końce przewodów bocznych na możliwie dużą długość. Dopływ pary do ogrzewacza regulowany jest wentylami, umieszczonymi na każdym odgałęzieniu krzyżaka.

Rurki wprowadza się kolejno przez kołpak do wnętrza cysterny, poczynając od środkowej, w spo-

sób uwidoczony na rys. 2. Po opuszczeniu, łączy się je z krzyżakiem przy pomocy nasuwanych nakrętek. Do doprowadzenia pary z kolektora do ogrzewacza używa się giętkiego, metalowego węża.



główny parociąg

Rys. 2. Schemat ogrzewania cysterny parą otwartą

Ilość pary, którą należy doprowadzić do podgrzania cysterny przy tym systemie, wyraża się równaniem:

$$Q = \frac{Q_1}{t} + Q_2 \text{ kcal/h} \quad (5)$$

w którym oznaczają:

$Q$  — pełną ilość ciepła zapotrzebowanego, w kcal/h,

$Q_1$  — ilość ciepła użytecznego, rozchodowanego na podgrzanie w kcal,

$Q_2$  — ilość ciepła straconego przy ogrzewaniu w kcal/h,

$t$  — czas podgrzewania w godzinach.

$Q_1$  oblicza się przy pomocy następującego wzoru:

$$Q_1 = G \left[ c(T_k - T_p) + \frac{\alpha\sigma}{100} \right] \text{ kcal} \quad (6)$$

przy czym oznaczają:

$G$  — ilość produktu zawartego w cysternie w kg,  
 $c$  — ciepło właściwe (pojemność cieplną) produktu w kcal/kg $^{\circ}$ C,

$T_k$  — temperaturę końcową podgrzania w  $^{\circ}$ C,

$T_p$  — temperaturę początkową produktu w  $^{\circ}$ C,

$\alpha$  — ilość parafiny zawartej w produkcie w %,

$\sigma$  — ukryte ciepło topliwości parafiny w kcal/kg.

Ciepło właściwe produktu  $c$  może być oznaczone przy pomocy wzoru Karawajewa:

$$c = 0,415 + 0,0006 T_{sr} \quad (7)$$

w którym  $T_{sr}$  wyraża średnią temperaturę produktu w okresie ogrzewania. Dla orientacyjnych obliczeń przyjmuje się  $c = 0,5$  kcal/kg $^{\circ}$ C.

Temperaturę końcową  $T_k$  ustala się przy pomocy krzywej lepkości w sposób wyżej opisany.

Zawartość parafiny w produktach naftowych  $\alpha$  oznaczyć można w przybliżeniu na podstawie temperatury krzepnięcia produktu, posilując się następującą tabelą:

Temperatura krzepnięcia produktu naftowego w $^{\circ}$ C	Przybliżona zawartość parafiny w %	Temperatura krzepnięcia produktu naftowego w $^{\circ}$ C	Przybliżona zawartość parafiny w %
+ 5	3	+ 20	6
+ 10	4	+ 25	8
+ 15	5	+ 36	12

Utajone ciepło topliwości  $\sigma$  przyjmuje się = 50 kcal/kg.

Wielkość  $Q_2$ , uzależnioną od czasu wylewu i warunków atmosferycznych, określa następujące równanie:

$$Q_2 = F_{cyst} \cdot k_{cyst} \cdot (T_{sr} - T_{pow}) \text{ kcal/h} \quad (8)$$

przy czym oznaczają:

$Q_2$  — ilość ciepła utraconego przez wypromieniowanie przez ścianki kotła cysterny w otaczające powietrze w kcal/h,

$F_{cyst}$  — powierzchnię ochładzania się kotła w  $m^2$ ,

$T_{sr}$  — średnią temperaturę produktu naftowego w czasie ogrzewania, równą  $\frac{2}{3}T_k + \frac{1}{3}T_p$ ,

$T_{pow}$  — temperaturę średnią powietrza w czasie ogrzewania w  $^{\circ}$ C,

$k_{cyst}$  — współczynnik całkowitego przechodzenia ciepła od produktu przez ścianki kotła w okružające powietrze w kcal/ $m^2h^{\circ}$ C.

Dla przybliżonych obliczeń przyjmuje się  $k_{cyst} = 7$  kcal/ $m^2h^{\circ}$ C. Przy bardziej dokładnych obliczeniach należy posługiwać się następującymi wzorami.

Oznaczając przez

$\alpha_1$  — wewnętrzny współczynnik przenikania ciepła od produktu w ścianki kotła w kcal/ $m^2^{\circ}$ C,

$\alpha_2$  — zewnętrzny współczynnik przechodzenia ciepła z zewnętrznych ścianek kotła w okružające powietrze w kcal/ $m^2h^{\circ}$ C,

$\alpha_3$  — współczynnik konwekcji cieplnej pod wpływem prądów tworzących się w sąsiedztwie nagrzanego cysterny,

współczynnik całkowitego przechodzenia ciepła wyniesie:

$$k_{cyst} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2 + \alpha_3}} \text{ kcal}/m^2h^{\circ}C \quad (9)$$

Opory cieplne ściany kotła cysterny, jako znikome, mogą być pominięte.

Przy średnich wartościach stałych fizycznych produktów naftowych  $\alpha_1$  wyraża się równaniem Chugena i Kolburna:

$$\alpha_1 = 1,92 \sqrt[4]{\frac{T_{sr} - T_{sc}}{v \cdot d_{cyst}}} \text{ kcal}/m^2h^{\circ}C \quad (10)$$

gdzie  $T_{sc}$  określa temperaturę ścianek kotła, którą oznacza się ze stosunku ustalającego bilans ciepła przekazywanego przez produkt ściankom kotła, a ciepła oddanego przez te ścianki w zewnętrzne powietrze:

$$\alpha_1 (T_{sr} - T_{sc}) = \alpha_2 (T_{sc} - T_{pow}) \quad (11)$$

$v$  — kinematyczna lepkość produktu naftowego w  $m^2$ /sek. w odniesieniu do  $T_{sr}$

$d$  — średnica cysterny w m.

Aby móc oznaczyć  $T_{sc}$ , należy najpierw obliczyć  $\alpha_2$ . Podstawiając następnie otrzymaną wielkość w równaniu (11), jakoteż wielkość  $\alpha_1$ , wyrażoną wzorem (10), otrzymamy równanie:

$$1,92 \sqrt[4]{\frac{T_{sr} - T_{sc}}{v \cdot d_{cyst}}} (T_{sr} - T_{sc}) = \alpha_2 (T_{sc} - T_{pow}) \quad (12)$$

jako funkcję uwikłaną, z której drogą graficzną oznacza się niewiadomą  $T_{sc}$ .

Zewnętrzny współczynnik oddania ciepła w okrajające powietrze  $\alpha_2$  może być oznaczony przy pomocy wzoru Reiera:

$$\alpha_2 = \frac{0,55 \lambda_{pow}}{d_{cyst}} \left( \frac{w_{pow} \cdot d_{cyst}}{v_{pow}} \right)^{0,56} \text{ kcal/m}^2\text{h}^\circ\text{C} \quad (13)$$

jeżeli wyraża

$\lambda_{pow}$  — przewodnictwo cieplne powietrza w  $\text{kcal/m}^2\text{n}^\circ\text{C}$ ,

$v_{pow}$  — lepkość powietrza w  $\text{m}^2/\text{sek.}$ ,

$w_{pow}$  — szybkość wiatru w  $\text{m}/\text{sek.}$

W praktyce przyjmuje się  $\lambda_{pow} = 0,02 \text{ kcal/m}^2\text{h}^\circ\text{C}$ ,  
 $v_{pow} = 0,15 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2/\text{sek.}$

Współczynnik konwekcji cieplnej jest objęty wzorem:

$$\alpha_3 = \varepsilon \cdot c_s \cdot a \text{ kcal/m}^2\text{h}^\circ\text{C} \quad (14)$$

w którym

$\varepsilon$  — jest współczynnikiem promieniowania powierzchni ciała (wielkość abstrakcyjna),

$c_s$  — stała promieniowania absolutnie czarnego ciała, które pochłania całą promieniującą energię padającą na jego powierzchnię.

Przy obliczeniach przyjętą należy następujące wartości na  $\varepsilon$ :

żelazo matowe (oksydowane) 0,96

„ pokryte jasną farbą 0,91

„ pokryte farbą aluminiową 0,25

$c_s$  dla produktów naftowych jest równe 4,96  $\text{kcal/m}^2\text{h}^\circ\text{C}$ .

Współczynnik  $a$  oznacza się przy pomocy następującego równania:

$$a = \frac{\left( \frac{T_{sc} + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_{pow} + 273}{100} \right)^4}{T_{sc} - T_{pow}} \quad (15)$$

w którym wyrażają:

$T_{sc}$  — temperaturę promieniującej powierzchni,

$T_{pow}$  — średnią temperaturę zewnętrznego powietrza.

Właściwa norma wydatku pary przy podgrzewaniu otwartą parą wynosi 51  $\text{kg/t}$ .

Przy podgrzewaniu cystern otwartą parą konieczne jest stosowanie się do następujących zasadniczych prawideł:

- 1) ciśnienie pary w miejscu wylewu nie powinno przewyższać 5 atn.;
- 2) para doprowadzona do ogrzewania powinna być dostatecznie sucha;
- 3) przewód parowy, doprowadzający z kotłowni parę do kolektora, powinien być obliczony na przepuszczenie koniecznej jej ilości. Przewód ten należy połączyć ze środkiem kolektora;
- 4) decydującym czynnikiem przy ogrzewaniu jest intensywna cyrkulacja, którą osiąga się przez posługiwanie się żywą siłą pary, wychodzącej z otworów perforowanych rurek, jak i też wykorzystanie konwekcyjnych prądów, wytwarzających się przy ogrzewaniu, pod wpływem różnicy ciężarów właściwych chłodnych i ciepłych warstw;
- 5) użycie do tego celu jednej tylko rury o małej średnicy przedłuża czas ogrzewania i powiększa zawodnienie produktu. Nie osiąga się również celu przez powiększenie przekroju rurki, gdyż w tym wypadku para szybko rozgrzewa produkt, w strefie usytuowania przyrządu i rozpoczyna przedostawać się na zewnątrz, okrążająca zaś masa produktu przez bardzo długi czas pozostaje chłodna. Dlatego też celowe jest wprowadzenie pary równocześnie trzema przewodami;
- 6) doprowadzając do wnętrza cysterny maksymalną ilość pary, nie wolno dopuścić do burzenia się płynu i jego wybiegu przez właz kołpaka, w następstwie rozszerzenia się jego objętości. W tym celu wskazane jest otwarcie otworu odpustowego i wypuszczenie części rozgrzanego już produktu do rynsztoku wylewowego. Śledząc uważnie stan produktu, należy, zależnie od stopnia płynności, w stosownym czasie zamknąć dopływ pary do jednej względnie wszystkich składowych ogrzewacza.

*Ciąg dalszy nastąpi*

Inż. Bronisław Fleszar

## Światowy przemysł naftowy w latach 1947–1948

Artykuł niniejszy został opracowany na podstawie technicznej literatury naftowej amerykańskiej, angielskiej i francuskiej, a w szczególności na podstawie danych zawartych w „Petroleum Data Book 1947”, „World Oil Atlas 1948”, „API Petroleum Facts and Figures 1947”, „Oil Weekly”, „World Oil”, „World Petroleum”, „Oil and Gas Journal”, „Petroleum Engineer”, „Petroleum Times”, „Petroleum”, „Bulletin de l'Association Française des Techniciens du Pétrole” i i.

Przed dwudziestu laty panowało ogólne przekonanie, zwłaszcza wśród teoretyków naftowych, że ropa naftowej przy ówczesnym tonażu wydobycia wystarczy co najwyżej na lat 15–20, po czym świat będzie musiał znaleźć sobie inny rodzaj energii napędowej. Sugerowano przy tym możliwość zastosowania do tego celu — poza energią elektryczną i energią paliw stałych — energii słonecznej.

Twierdzenie powyższe oparte było wtedy na bardzo prostym i przekonywującym w tych czasach rachunku. Ówczesne wydobycie roczne w ilości

ok. 200 mil. ton przy znanych w tym czasie 3200 milionach ton stwierdzonych zasobów ropy na świecie musiało wyczerpać istniejące zasoby ropy naftowej w przewidzianym czasie. Swoje obliczenia popierało twierdzeniem, że właściwie wszystkie już niemal zasoby ropy naftowej na świecie zostały odkryte. Pewne określone obszary zostały uznane za niezdatne do poszukiwań naftowych względnie oceniono je jako mało znaczące dla wydobywania ropy o charakterze przemysłowym. Nic w tym dziwnego, gdyż struktur roponośnych szukano wtedy przeważnie na podstawie przesłanek głównie geolo-

gicznych, a więc przeważnie w obrębie sfałdowań widzialnych „gołym okiem“ w postaci łańcuchów górskich. Klasycznym przykładem tego poglądu były poszukiwania ropy naftowej w basenie nadunajskim, gdzie główną uwagę w poszukiwaniach naftowych skierowano w dawnych czasach na południowe tereny górskiego łuku karpackiego (np. w okolicy Jasiny, Medzölaborców i Turzowki). Odnosnie samej kotliny węgierskiej uważano sprawę poszukiwań na tych obszarach za niepotrzebną stratę czasu i pieniędzy. Taki sam los spotkał półwysep arabski na Bliskim Wschodzie, gdzie jedynym bogactwem wśród piasków pustynnych miały być tylko — oazy, mimo że od wschodu sąsiedował on z bogatymi polami naftowymi Persji i Iraku.

Obecnie obraz światowego przemysłu naftowego przedstawia się zupełnie inaczej. W pomoc geologom wyruszyły w teren ekipy geofizyczne, geochemiczne i przy zgodnej współpracy młotka geologicznego z aparatami pomiarowymi dokonały przy pomocy swego organu wykonawczego — świdra wiertniczego — tego, że stwierdzone zasoby nafty na świecie powiększyły się z końcem 1948 r. prawie 3-krotnie, mimo że i wydobyte ropy powiększyło się w międzyczasie przeszło 2-krotnie. Koroną tych „niespodzianek“ jest fakt, że prawie 44% stwierdzonych zasobów ropnych należy do obszarów Bliskiego Wschodu, gdzie głównym basenem ropnym jest właśnie bezwartościowa niegdyś pod tym względem Arabia, reprezentująca obecnie dokładnie 27,7% światowych zasobów ropy naftowej. W międzyczasie odkryto bogate tereny naftowe w Austrii, na Węgrzech, w Holandii, w ZSRR (drugie Baku), Egipcie, Kanadzie, nie licząc Stanów Zjednoczonych, Wenezueli i innych.

Pesymistyczne zapatrywania, głoszone przez znaczną większość naftowców, co do przyszłości przemysłu naftowego nie miały zatem ugruntowanej podstawy. Również i obecnie stwierdzone zasoby ropy naftowej na świecie nie są na pewno ostateczne i wzmagająca się z roku na rok działalność poszukiwawcza dorzuci z pewnością nie jeden miliard ton dodatkowych zasobów ropnych do obecnie stwierdzonych. Dokładne badania całej olbrzymiej geosynkliny kanadyjsko-amerykańskiej, ciągnącej się od zatoki meksykańskiej przez eksploatowane pola Midcontinentu w St. Zjedn. i pola naftowe w prowincji Alberta w Kanadzie aż do północnego krańca Ameryki Północnej, odkryją zapewne niejedno jeszcze wydajne pole naftowe, czego mieliśmy w ostatnich dwu latach najlepszy dowód w odkryciu sławnych pól naftowych Leduc i Redwater w Kanadzie.

Geologia zna również inne baseny sedymentacyjne z bogatymi zasobami ropy, częściowo odkrytymi a częściowo czekającymi na swoje zupełne odkrycie. Do nich należą baseny tego typu jak basen kalifornijski, basen Maracaibo w północnej części Ameryki Południowej z bogatymi polami naftowymi w Wenezueli, basen Orinoco w sąsiedztwie poprzedniego, niezbadany jeszcze basen Amazonki, olbrzymi basen ciągnący się wzdłuż łańcucha górskiego Andów i basen argentyński w południowej części Ameryki Południowej.

W Europie do najważniejszych basenów należy

bez wątpienia seria basenów przykaukaskich po większej części zbadanych, oraz basen poduralski (Wolga—Ural), gdzie odkryto świetnie rozwijającą się Drugie Baku w ZSRR.

Z innych basenów świata wymienić należy — prawdopodobnie najważniejszy z nich — basen Bliskiego Wschodu i ewentualnie mało znany pod względem zasobów ropnych basen północno-afrkański (Tunis—Algier—Marokko).

Z tego pobieżnego przeglądu widzimy, że widoki na odkrycie nowych złóż naftowych są olbrzymie i słusznie geolodzy radzieccy i amerykańscy twierdzą, że ropy naftowej wystarczy jeszcze co najmniej na lat 200. A w rezerwie posiadamy olbrzymie zapasy energii w produkcji paliw syntetycznych z węgla i wreszcie — energię atomową.

Zasoby naftowe. Całkowite zasoby ropy naftowej zostały z końcem r. 1947 ocenione na prawie 9½ miliarda ton, co stanowi zwykłą zasobów w stosunku do r. 1946 prawie o 135 milionów ton, nie licząc oczywiście wyprodukowanej w tym roku ropy w ilości przeszło 414 milionów ton.

Ożywiona działalność poszukiwawcza w r. 1948 podniosła stan stwierdzonych zasobów nafty na świecie z końcem tego roku do cyfry prawie 10058 milionów ton, czyli mimo rekordowego wydobycia ropy naftowej w 1948 r. w ilości przeszło 466 milionów ton, zasoby ropne netto zwiększyły się o dalsze 570 milionów ton (tabl. 1).

Rekordzista we wszystkich gałęziach przemysłu naftowego, Stany Zjednoczone Amer. Płn., ustąpiły w tym jednym wypadku pierwszego miejsca obszarom Bliskiego Wschodu. Podczas gdy Stany Zjedn. posiadały z końcem 1948 r. 31,3% światowych stwierdzonych zasobów ropnych, czyli ok. 3,15 miliarda ton (2,9 miliarda z końcem 1947 r.), obszary Bliskiego Wschodu reprezentują z końcem ubiegłego roku prawie 44% stwierdzonych zasobów ropnych świata, czyli 4,43 miliarda ton (z końcem 1947 r. 3,73 miliarda ton).

Największe zasoby na Bliskim Wschodzie wykazuje niewielki kraj Kuwait, bo prawie 15% zasobów światowych nafty a 1/3 zasobów Bliskiego Wschodu, następnie idzie Arabia Saudyjska z 12%, Persja z 9,2% oraz Irak z 6,6% stwierdzonych zasobów ropy z końcem r. 1948. Pozostałe kraje Bliskiego Wschodu (Egipt, Qatar, Bahrein i inne) posiadają razem zaledwie 1,1% stwierdzonych zasobów światowych nafty.

Inne kraje Ameryki Półn. poza Stanami Zjednoczonymi, tj. Kanada, Meksyk i Kuba, posiadają łącznie 1,9% światowych zasobów stwierdzonych ropy naftowej (przeszło 187 milionów ton z końcem 1948 r., a ok. 172,5 miliona ton z końcem r. 1947).

Trzecią grupę co do wielkości zasobów ropnych stanowią kraje Ameryki Południowej, których stwierdzone zasoby nafty oceniono z końcem 1948 r. na blisko 1,5 miliarda ton (51. XII. 1947 r. — 1,37 miliarda ton) czyli 14,5% w skali zasobów światowych. Z owych 14,5% prawie 13,1% przypada na Wenezuelę a tylko 1,4% na resztę krajów Ameryki Łacińskiej.

Europa, kolebka przemysłu naftowego, reprezen-

Stwierdzone światowe zasoby ropy naftowej

Tabl. 1

Kraj	31. XII. 1946	31. XII. 1947	31. XII. 1948		Całkowite wydoby- cie do 31. XII. 1948		Zasoby + wydoby- cie	
	tysiące ton		%		tysiące ton	%	tysiące ton	%
Kanada . . . . .	19 315	21 760	64 385	0,64	18 199	0,23	82 584	0,46
Kuba . . . . .	4 285	4 285	4 285	0,04	293	—	4 578	0,02
Meksyk . . . . .	120 010	146 525	118 615	1,18	327 780	4,12	446 595	2,48
St. Zjedn. A. P. . . . .	2,820 370	2 903 725	3 145 580	31,28	5,012 662	63,00	8 158 242	45,29
<b>Razem Ameryka Półn.</b>	<b>2 965 980</b>	<b>3 076 295</b>	<b>3 332 865</b>	<b>33,14</b>	<b>5 358 934</b>	<b>67,35</b>	<b>8 691 799</b>	<b>48,25</b>
Argentyna . . . . .	42 725	35 600	35 600	0,36	58 598	0,74	94 198	0,52
Boliwia . . . . .	6 480	6 480	1 945	0,02	548	0,01	2 493	0,01
Brazylia . . . . .	145	145	2 145	0,02	76	—	2 221	0,01
Chile . . . . .	—	—	1 350	0,01	—	—	1 350	0,01
Ekwador . . . . .	3 295	3 295	3 955	0,04	5 756	0,07	9 711	0,05
Kolumbia . . . . .	74 670	71 115	42 670	0,42	62 966	0,79	105 636	0,59
Peru . . . . .	22 020	21 755	21 225	0,21	49 269	0,62	70 494	0,39
Trinidad . . . . .	40 255	31 780	35 310	0,35	52 600	0,66	87 910	0,49
Wenezuela . . . . .	1 096 170	1 198 470	1 315 405	13,08	661 059	8,31	1 976 464	10,97
<b>Razem Ameryka Połud.</b>	<b>1 285 760</b>	<b>1 368 640</b>	<b>1 459 605</b>	<b>14,51</b>	<b>890 872</b>	<b>11,20</b>	<b>2 350 477</b>	<b>13,04</b>
Albania . . . . .	3 745	3 745	1 350	0,01	1 773	0,02	3 123	0,02
Austria . . . . .	10 480	10 185	11 070	0,11	7 727	0,10	18 797	0,10
Holandia . . . . .	—	2 855	7 145	0,07	731	0,01	7 876	0,05
Niemcy . . . . .	11 725	11 440	6 455	0,07	13 972	0,17	20 407	0,11
Polska . . . . .	2 695	2 695	2 695	0,03	38 716	0,49	41 411	0,23
Rumunia . . . . .	65 275	64 605	47 105	0,47	159 765	2,01	206 870	1,15
Węgry . . . . .	9 555	9 285	5 305	0,05	5 527	0,07	10 832	0,06
ZSRR bez Sachalinu . . . . .	1 311 140	1 021 205	577 355	5,74	832 821	10,46	1 410 176	7,83
Inne <sup>1)</sup> . . . . .	3 550	3 130	2 155	0,02	3 920	0,05	6 075	0,03
<b>Razem Europa . . . . .</b>	<b>1 418 165</b>	<b>1 129 145</b>	<b>660 615</b>	<b>6,57</b>	<b>1 064 952</b>	<b>13,38</b>	<b>1 725 567</b>	<b>9,58</b>
Arabia Saudyjska . . . . .	—	—	1 213 429	12,06	46 522	0,58	1 259 951	6,99
Qatar . . . . .	675 675	898 650	67 570	0,67	—	—	67 570	0,38
Bahrein . . . . .	—	—	23 200	0,24	13 484	0,17	36 684	0,20
Egipt . . . . .	10 710	14 280	17 135	0,17	16 925	0,21	34 060	0,19
Irak . . . . .	802 030	668 360	668 360	6,64	54 419	0,68	722 779	4,01
Kuwait . . . . .	1 220 670	1 220 670	1 504 810	14,96	9 261	0,12	1 514 071	8,41
Persja . . . . .	793 020	925 190	925 190	9,20	256 093	3,22	1 181 283	6,56
Inne . . . . .	145	145	420	0,01	75	—	495	—
<b>Razem Bliski Wschód . . . . .</b>	<b>3 502 250</b>	<b>3 727 295</b>	<b>4 420 114</b>	<b>43,95</b>	<b>396 779</b>	<b>4,98</b>	<b>4 816 893</b>	<b>26,74</b>
Bryt. Borneo . . . . .	30 250	30 250	21 610	0,21	22 499	0,28	44 109	0,24
Burma . . . . .	14 920	15 195	6 910	0,07	—	—	—	—
Indie . . . . .	—	—	3 455	0,03	46 586	0,59	57 916	0,32
Pakistan . . . . .	4 420	4 420	965	0,01	—	—	—	—
Chiny z Formozą . . . . .	3 715	3 285	2 855	0,03	508	0,01	3 363	0,02
Hol. Indie Wsch. . . . .	107 900	107 900	128 450	1,28	150 719	1,89	279 169	1,55
Japonia . . . . .	4 835	4 580	2 135	0,02	13 536	0,17	15 671	0,09
Nowa Gwinea . . . . .	—	—	7 140	0,07	—	—	7 140	0,04
Sachalin . . . . .	7 330	11 000	11 000	0,11	11 582	0,15	22 582	0,13
Inne . . . . .	—	—	—	—	156	—	156	—
<b>Razem Daleki Wschód . . . . .</b>	<b>173 370</b>	<b>176 630</b>	<b>184 520</b>	<b>1,85</b>	<b>245 586</b>	<b>3,09</b>	<b>430 106</b>	<b>2,39</b>
<b>Cały świat . . . . .</b>	<b>9 343 525</b>	<b>9 478 005</b>	<b>10 057 719</b>	<b>100,00</b>	<b>7 957 123</b>	<b>100,00</b>	<b>18 014 842</b>	<b>100,00</b>

<sup>1)</sup> Czechosłowacja, Francja, Jugosławia, Wielka Brytania, Włochy (w żadnym z tych krajów zasoby ropne nie przekraczają w 1948 r. 600 tys. ton).

tuje z końcem 1948 r. zaledwie 6,6% światowych stwierdzonych zasobów ropnych, czyli niewiele ponad 660 milionów ton. Cyfra ta podana za czasopismem „Oil and Gas Journal” budzi jednakże duże zastrzeżenia. Ocenione w latach poprzednich zasoby ropne Europy przez Bureau of Mines na 1 129 milionów ton w r. 1947, a nawet 1 418 milionów ton w r. 1946 zostały bez wyraźnego uzasadnienia zmniejszone do połowy w roku ubiegłym. Nie wdając się w bliższą analizę słuszności silniejszego zmniejszenia zasobów ropnych Rumunii, Węgier i Niemiec, redukcja zasobów stwierdzonych Związku Radzieckiego do połowy wydaje się niczym nie uzasadniona. Odkrycia w basenie Wołga—Ural

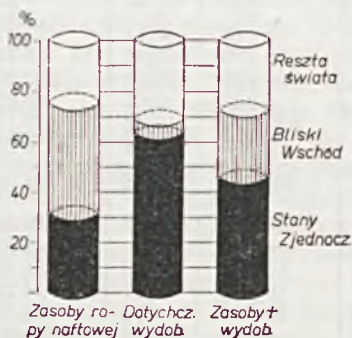
oraz w rejonie morza Kaspijskiego wskazują, że cyfra 1311 milionów ton zasobów ZSRR stwierdzonych do końca r. 1946 a tym bardziej 1021 milionów w r. 1947 nie będzie nie tylko przesadzona ale z pewnością bardzo skromna.

Ostatnie miejsce odnośnie stwierdzonych zasobów ropnych zajmuje Daleki Wschód. Zasoby te wyrażają się skromną cyfrą niespełna 185 milionów ton czyli ok. 1,8% zasobów światowych. Dwie trzecie tych zasobów przywiązane są do obszarów Indii Wschodnich, a tylko 1/2% zasobów rozrzucone są na obszarach Indii, Pakistanu, Burmy, Chin, Japonii i Oceanii.

Podana powyżej analiza stwierdzonych zasobów

ropy naftowej na świecie jest jednak w dużej mierze odzwierciedleniem wysiłku poszukiwawczego, wyrażonego przez mniej lub więcej intensywną akcję wiertniczą w poszczególnych krajach. Horoskopy na dalsze zwiększenie zasobów są duże i mogą przynieść wielkie niespodzianki zwłaszcza na terenach nie objętych dotychczas działalnością poszukiwawczą. Rozszerzenie zakresu możliwej ropo- nośności do warstw starszych (dewonu) i możliwości technicznych wiercenia otworów bardzo głębokich, rozszerza w równym stopniu nadzieje na nowe odkrycia, zwłaszcza na terenach dotych- czas niezupełnie zbadanych. Już obecnie np. zwraca się uwagę na północno-zachodnie ob- szary Związku Radzieckiego, Szwecji a nawet Finlandii.

Powyższe rozważania dotyczyły stwierdzonych zasobów ropy naftowej, które oczekują na swoje wydobywanie, nie wzięto natomiast pod uwagę wydo- bytej dotychczas ropy, która dopiero wraz z zasobami niewyekspluatowanymi daje miarę totalnej



Rys. 1. Procentowy stosunek zasobów i wydobywania ropy naftowej w St. Zjedn., na Bliskim Wschodzie i w reszcie świata

ekonomicznej wartości danego obszaru naftowego. W tym wypadku prymat St. Zjedn., które party- cypują w 65% dotychczasowego światowego wydo- bywania odzyskuje z powrotem swoje miejsce. Ogólną wartość wydobywania i zasobów w St. Zjedn. ocenia się z końcem 1948 r. na 45,5% w skali świa- towej, co wraz z 5% reszty krajów Ameryki Półn. daje w sumie 48,5% dla całego kontynentu Ame- ryki Półn. Ameryka Połudn. posiada zasobów wraz z wydobytą ropą 13%, Europa 9,6%, Bliski Wschód 26,7% a Daleki Wschód 2,4%.

Ogólne wydobywanie światowe ropy do końca 1948 r. w wysokości ponad 7957 milionów ton oraz prawie 10058 milionów ton stwierdzonych zasobów daje łącznie cyfrę prawie 18015 milionów ton stwierd- zonych do dzisiaj zawartości ropy naftowej w ba- senach sedimentacyjnych świata. Cyfra ta wzorem lat ubiegłych będzie się z pewnością zwiększała i przynajmniej na najbliższy okres nie widać możliwości stałego zmniejszania się zasobów rop- nych świata, spowodowanych wyczerpywaniem się jego złóż ropnych i brakiem nowych odkryć.

Na rys. 1 przedstawiono obrazowo stosunek procentowy dotychczasowego wydobywania, stwierd- zonych zasobów ropnych według stanu z końcem r. 1948 oraz sumy dotychczasowego wydobywania ropy i pozostałych stwierdzonych jej zasobów w Stanach Zjednoczonych do reszty świata.

Wydobywanie ropy. Światowe wydobywanie ropy naftowej osiągnęło w roku 1947 cyfrę ponad 414 mi- lionów ton ropy, co stanowiło zwykłą wydobywania o 38 milionów czyli przeszło o 10% w stosunku do wydobywania w r. 1946. Rok 1948 osiągnął nowy rek- ord w wydobywaniu światowym, ustanawiając równo- cześnie w historii przemysłu naftowego nowy rekord w wysokości rocznego wzrostu wydobywania ropy. W ciągu r. 1948 wydobyto na polach naftowych świata prawie 466,3 milionów ton ropy, czyli o przeszło 48 milionów ton (12,5%) więcej niż w r. 1947 (tabl. 2).

Stale zwiększające się odkrycia nowych zasobów ropnych na świecie odzwierciedlają się w proporcjo- nalnym stosunku w zwiększaniu rocznego wydo- bywania ropy. Ostatnie dwa lata przyniosły odkrycie wielu nowych, bardzo wydajnych terenów względnie rozwiercanie odkrytych nieco wcześniej, co w su- mie musiało się walcie przyczynić do wzrostu ogólnego wydobywania. Wystarczy wymienić tu szybki wzrost wydobywania w Kuwait i Arabii Saudyjskiej na Bliskim Wschodzie, odkrycie nowych wydajnych kopalń w Kanadzie (Leduc, Woodbend i Redwater), szybka rozbudowa holenderskich kopalń i sąsied- nich niemieckich kopalń w Emsland, stały rozwój terenów Drugiego Baku w Związku Radzieckim itp. Duże nadzieje wiąże się na okres najbliższy ze względu na nowe dowiercenie ropy w Qatar i Egip- cie (półwysep Sinajski) na Bliskim Wschodzie.

Dominującą rolę w światowym wydobywaniu ropy grają w dalszym ciągu Stany Zjednoczone i prawdo- podobnie wiele czasu jeszcze upłynie, zanim zo- staną pozbawione — o ile w ogóle dojdzie do tego — swego tradycyjnego pierwszego miejsca. Ze swoim wydobywaniem przeszło 272 milionów ton w r. 1948 partycypują one w 58,4% światowego wydobywania i dzieli je od najbliższego sąsiada w tabeli, Wene- zueli, trudny do wyrównania dystans, gdyż ta ostatnia musiałaby zwiększyć swoje wydobywanie przeszło 3½ razy, by pierwsze miejsce St. Zjedn. mogło ulec zagrożeniu. Do tej roli predystynowany jest raczej Bliski Wschód, posiadający obecnie naj- większe zasoby stwierdzone ropy naftowej względnie nawet Związek Radziecki, na którego olbrzymich przestrzeniach może mieć miejsce jeszcze niejedna rewelacja odkrywca.

W obecnym układzie stosunków wydobywania drugie miejsce Wenezueli zapewnia wydobywanie w r. 1948 prawie 72 miliony ton ropy (15,4%), trzecie miejsce zajmuje Związek Radziecki (6,2%), którego wydobywanie szybko wzrasta na skutek no- wych odkryć i usuwania szkód poniesionych przez jego przemysł naftowy w ostatniej wojnie światowej.

Czwarte miejsce zajmuje Persja (5,4%), której wydobywanie wprawdzie wzrasta wydatnio, jest jednak poważnie zagrożone przez wydobywanie Arabii Sau- dyjskiej (piąte miejsce — 4,1%) i Kuwaitu (siódme miejsce — 1,5%), których procentowy wzrost wydo- bywania jest bez porównania wyższy aniżeli Persji.

Meksyk (1,7%) zajmuje obecnie 6-te miejsce w tabeli eksploratorów nafty, ale już w roku przy- szłym będzie musiał zamienić się swoim miejscem z Kuwaitem.

Dalsze w tabeli Hol. Indie Wschodnie (0,8%) posiadają zaledwie połowę swego wydobywania z okresu



Światowe wydobycie ropy naftowej 1939—1948<sup>1)</sup>  
w tysiącach ton

Tabl. 2

Kraj	Współ- czynnik zamiany bar./1 tonę	1939	1940	1941	1942	1943	1944	1945	1946	1947	1948	% wydoby- cia w r. 1948
St. Zjedn. AP.	7,401	170 918	182 842	189 465	187 359	203 454	226 713	251 544	234 284	250 791	272 423	58,42
Wenezuela . .	6,842	30 177	27 122	33 386	21 584	25 962	37 569	47 231	56 780	63 561	71 815	15,40
ZSRR bez Sa- chalinu. . . .	7,266	29 847	30 085	32 776	31 306	27 629	17 848	20 500	21 700	25 800	29 000	6,22
Persja . . . .	7,566	10 329	8 765	6 711	9 550	9 861	13 487	17 252	19 405	20 422	25 086	5,38
Arabia Saud. .	7,417	530	684	581	611	656	1 051	2 858	8 022	12 114	19 260	4,13
Meksyk . . . .	7,166	5 986	6 145	5 888	4 858	4 907	5 317	6 077	6 871	7 854	8 146	1,73
Kuwait . . . .	7,373	—	—	—	—	—	—	—	804	2 201	6 256	1,34
Holand. Indie Wsch. . . . .	7,785	7 975	7 965	6 898	5 083	6 203	2 859	976	270	1 030	3 942	0,84
Rumunia <sup>2)</sup> . .	7,430	6 240	5 810	5 453	5 665	5 273	3 525	4 680	4 193	3 810	3 926	0,84
Kolumbia . . .	7,031	3 393	3 640	3 492	1 492	1 886	3 170	3 193	3 203	3 681	3 384	0,73
Argentyna . . .	7,022	2 651	2 935	3 115	3 376	3 947	3 451	3 258	2 954	3 111	3 273	0,70
Irak . . . . .	7,481	4 116	3 238	1 691	2 637	3 521	4 136	4 694	4 767	4 790	2 940	0,63
Trinidad . . .	7,080	2 722	3 139	2 896	3 117	3 020	3 127	2 979	2 849	2 893	2 928	0,63
Bryt. Borneo .	6 942	1 022	1 015	989	432	468	864	303	295	1 868	2 526	0,54
Peru . . . . .	7,539	1 832	1 608	1 583	1 808	1 944	1 908	1 823	1 652	1 693	1 835	0,39
Egipt . . . . .	7,003	666	929	1 220	1 182	1 278	1 345	1 342	1 295	1 232	1 631	0,36
Kanada . . . .	7,766	1 009	1 106	1 305	1 335	1 294	1 300	1 092	977	983	1 615	0,35
Bahrein . . . .	7,328	1 036	965	927	852	897	916	997	1 093	1 284	1 475	0,32
Austria . . . .	6,776	183	414	625	871	1 102	1 211	454	846	928	986	0,21
Sachalin . . . .	6,820	587	587	587	587	733	733	880	880	1 026	843	0,18
Niemcy . . . .	6,993	642	1 054	901	742	711	780	565	649	577	643	0,14
Węgry <sup>3)</sup> . . . .	7,536	144	250	422	666	838	810	656	661	575	464	0,10
Holandia . . . .	7,000	—	—	—	—	—	2	6	62	211	450	0,10
Ekwador . . . .	7,585	305	310	205	300	305	391	351	306	301	322	0,07
Indie i Pakistan	7,240	321	318	400	386	378	385	324	303	257	316	0,07
Japonia . . . .	7,030	378	375	274	235	246	228	216	191	179	182	0,04
Inne kraje . . .	7,468	1 892	1 930	1 902	1 293	1 028	952	589	742	868	613	0,13
Cały świat . .	średnio 7,332	284 901	293 231	303 692	285 327	307 321	334 078	354 838	376 034	414 045	466 280	100,00
<b>R e k a p i t u l a c j a</b>												
Ameryka Płn. . . . .		177 829	190 113	196 679	193 574	209 650	233 546	238 734	242 171	259 671	282 226	60,52
Ameryka Płd. . . . .		40 568	38 792	44 708	31 722	36 114	49 665	58 884	67 781	75 308	85 629	17,94
Europa . . . . .		38 451	38 410	40 950	40 068	37 302	24 876	27 192	28 581	32 493	35 850	7,69
Bliski Wschód . . . .		16 681	14 585	11 134	14 838	16 019	20 940	27 147	35 389	42 046	56 637	12,15
Daleki Wschód . . . .		11 372	11 331	10 241	5 125	8 236	5 251	2 881	2 112	4 527	7 918	1,70
R a z e m . . . . .		284 901	293 231	303 692	285 327	307 321	334 078	354 838	376 034	414 045	466 280	100,00

<sup>1)</sup> Wg „Bureau of Mines“, „Petroleum Press Service“, r. 1948 wg „World Oil“ (dane prowizoryczne). <sup>2)</sup> Wydobyte za lata 1939—1945 wg „Monitorul Petrolului Roman“ nr 7—9, 1946. <sup>3)</sup> Za lata 1939—1946 wydobyte wg źródeł węgierskich, „Nafta“ nr 1, 1948. <sup>4)</sup> Całkowite wydobyte wraz z Burmą. <sup>5)</sup> Albania, Boliwia, Brazylia, Burma, Chiny, Czechosłowacja, Formoza, Francja, Jugosławia, Kuba, Marokko, Polska, Wielka Brytania Włochy (w rubryce tej produkcja poszczególnych krajów nie przekroczyła w r. 1948 — 156060 ton).

przedwojennego, ale przemysł ten odradza się w szybkim tempie ze swego stanu zniszczenia, wywołanego okupacją japońską w czasie wojny. Druga na terenie europejskim Rumunia zajmuje w skali światowej dopiero 9-te miejsce z wydobyciem w r. 1948 w wysokości 3926 tysięcy ton (0,8%), czyli zaledwie o 116000 ton więcej niż w r. 1947 (3810 tys. ton).

Dalsze miejsca zajmują w kolejności Kolumbia i Argentyna po 0,7%, Irak i Trinidad po 0,6%, Bryt. Borneo 0,5%. Inne kraje, zajmujące dalsze miejsca, legitymują się cyfrą mniejszą niż 1/2 % światowego wydobycia ropy w r. 1948 (tabl. 2).

Na marginesie powyższych zestawień należy zaznaczyć, że zajmujące dalsze miejsca Egipt, Kanada i Holandia mają całkiem uzasadnione szanse na poprawę swojej lokaty w ogólnej tabeli wydobycia światowego. Wydobyte ich ostatnio szybko rośnie, już to na skutek nowych odkryć, już to na skutek rozbudowy eksploatacji odkrytych przed kilku laty terenów naftowych. Zwłaszcza Kanada ma duże możliwości pod tym względem.

W załączonej rekapitulacji do tabl. 2 bezapelacyjna przewaga kontynentu Ameryki Północnej w wysokości wydobycia ropy jest bardzo wyraźna. Ponad 60% ogólnego wydobycia Ameryki Północnej może przeciwstawić Ameryka Południowa niespełna 18%, Bliski Wschód niewiele ponad 12%, Europa zaledwie 7,7% a Daleki Wschód mało znaczącą cyfrę 1,7% światowego wydobycia ropy naftowej.

Jak na początku niniejszego rozdziału zaznaczono, światowe wydobycie w r. 1948 było wyższe o 12,5% od wydobycia w roku 1947. Wprawdzie cyfry bezwzględne nadwyżki wydobycia Stanów Zjedn. (21,6 mil. ton) i reszty świata (30,7 mil. ton) stoją do siebie mniej więcej w stosunku 2:3, to jednak procentowy stosunek tych nadwyżek stoi do siebie w stosunku 8,6%:18,8%, czyli tak jak 2:4,4, jest więc znacznie korzystniejszy dla reszty krajów na świecie aniżeli dla Stanów Zjedn. W tym właśnie kryje się niebezpieczeństwo dla amerykańskiej supremacji w stosunku do światowego wydobycia nafty.

Stosunek powyższy byłby jeszcze korzystniejszy dla reszty świata, gdyby nie konieczność pokrywania niedoborów w wydobywaniu niektórych krajów. Nie wszystkie bowiem kraje powiększają corocznie swoją produkcję, ale wiele z nich przeszło już okres swego szczytowego wydobywania ropy w stosunku rocznym i obecna ich sytuacja jest raczej walką ze spadkiem wydobywania, prowadzoną ze zmiennym szczęściem, mogącym dać w pewnych latach nawet nieznaczny, chociaż przeważnie chwilową poprawę w sytuacji eksploatacyjnej.

Szczytowe roczne wydobywanie ropy naftowej Tabl. 3

K r a j	Rok szczyt. wydob.	Wydobywanie szczytowe		% spadku wydob.
		tysiące ton		
Meksyk . . . . .	1921	26 988	8 146	69,8
Rumunia . . . . .	1936	8 704	3 926	54,9
Hol. Indie Wsch. . . . .	1939	7 975	3 942	50,6
Irak . . . . .	1947	4 790	2 940	58,6
Indie . . . . .	1930	1 227	316	74,2
Austria . . . . .	1944	1 211	986	18,6
Burma . . . . .	1939	1 087	27	97,5
Niemcy . . . . .	1940	1 054	643	39,0
Węgry . . . . .	1943	838	464	44,6

U w a g a : W tabeli tej uwzględniono jedynie ważniejsze kraje naftowe, których obecne wydobywanie ropy jest znacznie mniejsze od szczytowego. Nie brano zupełnie pod uwagę krajów, których produkcja szczytowa przypada na rok 1948, względnie których obecne wydobywanie jest niewiele mniejsze od szczytowego i wzrasta w ostatnim okresie.

Na tabl. 3 zestawiono najważniejsze kraje ze znacznym spadkiem swego wydobywania w stosunku do wydobywania maksymalnego. Największy spadek notuje tutaj Meksyk, którego maksymalne wydobywanie w 1921 roku w wysokości prawie 27 milionów

ton ropy spadło w roku ubiegłym do niewiele ponad 8 milionów ton, czyli spadek wydobywania wynosi niemal 70%.

W Rumunii spadek produkcji rozpoczął się jeszcze w r. 1937. Maksymalne roczne wydobywanie w r. 1936 w ilości 8,7 miliona ton spadło w r. 1948 do 3,9 miliona ton, tj. o prawie 55%. Wprawdzie zniszczenia wojenne przyczyniły się w znacznym stopniu do tak dużego spadku i da się on prawdopodobnie w okresie najbliższym jeśli nie zmniejszyć to przynajmniej zahamować, jednak obecnie eksploatowane tereny nie zdołają już odwrócić tego faktu, że wydobywanie Rumunii zmniejszyło się prawdopodobnie bezpowrotnie do połowy.

Zmniejszenie do połowy swego maksymalnego wydobywania z r. 1939 (prawie 8 mil. ton) notują także Hol. Indie Wschodnie, gdzie jednak w przeważającej mierze spadek ten ma do zawdźwięczenia skutkiem ostatniej wojny światowej. Duże zasoby ropne tego kraju i rekonstrukcja zniszczonych w czasie wojny odwiertów poprawią w najbliższym okresie ten niedobór w wydobywaniu ropy w tym kraju.

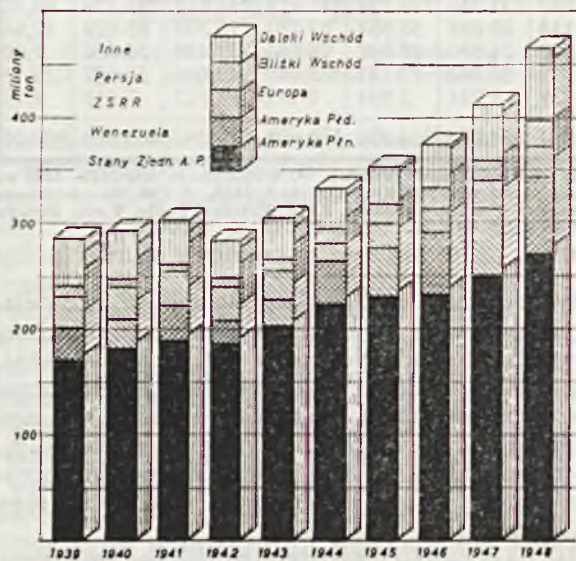
Następny z kolei Irak po raz pierwszy w r. 1948 zaznaczył się znacznym, bo aż 38,6% wynoszącym spadkiem wydobywania w stosunku do roku 1947, będącego szczytowym rokiem wydobywania w ilości prawie 4,8 miliona ton ropy.

Indie, Austria, Burma i Węgry — to są przede wszystkim ofiary wojny i jej skutków. Jedynie Niemcy, które zmuszone koniecznościami wojny eksploatowały nieco zbyt energicznie swoje znane złoża naftowe i wyśrubowały swoje własne wydobywanie w r. 1940 do wysokości 1054 tysięcy ton, muszą prawdopodobnie pogodzić się ze spadkiem swego wydobywania do cyfry 643 tysiące ton w r. 1948 (39%), o ile nie odkryją nowych wydajniejszych terenów. Wzrost wydobywania w Emsland (na granicy holenderskiej) może być właściwie tylko raczej hamulcem intensywniejszego spadku dotychczasowego wydobywania. Rys. 2 podaje graficzny obraz rocznego wydobywania światowego ropy w okresie ostatniego dziesięciolecia.

Biorąc pod uwagę dotychczasowe wydobywanie ropy i stwierdzone zasoby naftowe na świecie, widzimy, że 44% dotychczas poznanych zasobów ropy naftowej zostało wydobytych ze złóż ropnych świata.

Cyfra ta nie jest jednakowa dla wszystkich krajów względnie części świata. I tak dla Stanów Zjedn. wyeksploatowanie znanych zasobów ropnych wynosi 61% (dla całej Ameryki Półn. — 62%), dla Ameryki Południowej 38%, Europy — 62%, Bliskiego Wschodu tylko 8% a dla Dalekiego Wschodu 57%.

Dokończenie nastąpi



Rys. 2. Światowe wydobywanie ropy naftowej

## Przeróbka parafinów normalnych w wysokooktanowe benzyny

(A. J. Łarin, D. J. Oroczo, A. W. Frost, „Niertianoje Choziajstwo, nr 12, 1946 r.)

Problem otrzymywania produktów wysokowartościowych z surowca, składającego się zasadniczo z normalnych węglowodorów parafinowych, dotychczas jeszcze nie znalazł właściwego rozwiązania. Tymczasem rozwijający się przemysł syntezy węglowodorów z tlenku węgla i wodoru przy stosowaniu kontaktów kobaltowych, a w Związku Radzieckim coraz większe wydobywanie ropy z horyzontów dewońskich,

powodują zwiększenie źródeł otrzymywania surowca o normalnej budowie zawartych w nim węglowodorów parafinowych.

Frakcje niskowrzące tych gatunków surowca nie nadają się bez kompaundowania lub dodawania większych ilości substancji wysokooktanowych, nawet do paliwa samochodowego.

Frakcje ligroiny (ciężkiej benzyny) i nafty posiadające wysokie liczby cetanowe, mogą być stosowane jako składniki paliwa dieslowego, lecz w wielu wypadkach z powodu nieodpowiednich temperatur stygności ich wysokowrzące frakcje musi się przerabiać na lekkie paliwo motorowe.

Stąd widać, że zarówno benzynowe, jak i ligroinowo-naftowe frakcje z węglowodorami parafinowymi o budowie normalnej wymagają w większości wypadków przeróbki dopełniającej.

Reforming i kraking termiczny nie dają tutaj rezultatów dodatnich, ponieważ własności antydetonacyjne produktów termicznego krakowania są stosunkowo niskie. Dlatego należy szukać rozwiązania w katalitycznych metodach przeróbki.

Parafiny normalne od C<sub>6</sub> do C<sub>10</sub> łatwo ulegają aromatyzacji pod niskim ciśnieniem nad katalizatorem glinokrzemowym. Lecz ten rodzaj aromatyzującego reformingu nie jest jeszcze dokładnie zbadany.

Procesy hydroformingu nadają się do stosowania przy surowcu o niezbyt wysokiej zawartości parafinów. Prawdopodobnie tworzenie się aromatów w tym procesie odbywa się przede wszystkim wskutek odwadniania naftenów, znajdujących się w destylacie wyjściowym. Nie wiadomo, czy wyniki hydroformingu będą dodatnie dla benzyn i ligroin czysto parafinowych.

Frakcje wysokowrzące węglowodorów parafinowych przy krakingu katalitycznym na katalizatorach glinokrzemowych dają stosunkowo niskie wydajności frakcji benzynowych przy wysokich wydajnościach frakcji gazowych i małej wydajności koksu. Porównanie wyników krakingu parafinów i naftenów wykazuje, że wydajność gazów przy krakingu parafinów jest dwa razy większa od wydajności przy krakingu naftenów.

Przy krakingu katalitycznym normalnych parafinów własności antydetonacyjne benzyn są dosyć wysokie (rzędu 78—80 bez dodatku CTO w przeciwieństwie do 56—60 przy krakingu termicznym).

Własnością charakterystyczną benzyn krakingu katalitycznego jest wysoka zawartość węglowodorów olefinowych (liczba jodowa około 100) i nadmiar lekkich frakcji (Σ C<sub>3</sub>).

Z powodu wysokiej wydajności gazów, należy zawsze rozpatrywać kraking katalityczny normalnych parafinów łącznie z jednoczesnym całkowitym zużycowaniem otrzymanych olefinowych gazowych, izobutanu i nadmiaru izopentanu. W wypadkach poszczególnych, synteza gazów może stanowić proces główny, a sam kraking katalityczny będzie spełniał rolę procesu przygotowania surowca jakościowego do syntez chemicznych.

Przy przeróbce szerokiej frakcji syntyny wydajność gazów krakowych wynosi ok. 21%. Utylizację frakcji gazowej można przeprowadzić według 2 wariantów.

W I-szym stosuje się wyczerpujące zużycowanie Σ C<sub>2</sub> przez odwodornienie i izomeryzację części normalnego butanu i alkilowanie i—C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>. Oprócz tego otrzymany propen skierowuje się do alkilowania pentanu. Otrzymuje się następujące wydajności produktów celowych:

- benzyny lotniczej około 13,8%,
- alkilatów o l. okt. 93—95 20,0%,
- alkilatów (z C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> i i—C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) o l. okt. 88—91 14,8%,
- nadmiaru frakcji pentanowej 7,2%,
- propanu ciekłego do 8,2%,
- razem paliw motorowych około 64%.

W II-gim wariantcie przeróbka polega na zastosowaniu normalnych butenów i butanu dla otrzymywania butadienu. Wydajności mogą być następujące:

- butadienu 5,5—6,0%,
- benzyny lotniczej około 13,8%,
- alkilatów o l. okt. 95—98 do 11,5%,
- alkilatów o l. okt. 88—91 do 14,8%,
- frakcji pentanowej 7,2%,
- i ciekłego propanu 8,2%.

Przy pracy na surowiec dla kauczuku i mas plastycznych może być celowe zastosowanie pyrolizy C<sub>3</sub> na etylen dla następnego otrzymywania etylobenzolu, który przerobi się na styrol.

Taka głęboka chemizacja przeróbki surowca parafinowego może się opłacić tylko przy odpowiednio wielkiej skali wytwórczości, przy setkach tysięcy ton surowca wyściowego rocznie.

Przy katalitycznym krakingu normalnych parafinów należy stosować stosunkowo wysokie temperatury. Najlepiej nadaje się system „Fluid” jako działający w sposób ciągły z transportem pneumatycznym cyrkulującego kontaktu, nie związany granicami temperatury. System ten nadaje się też do przeprowadzania aromatyzacji katalitycznej benzyn i ligroin przy niskich ciśnieniach i prawdopodobnie do odwodornienia gazów.

Kraking katalityczny parafinów Tabl. 1

	Surowiec dla krakingu						
	Heptan	Syntyna, frakcja 200—320	Syntetyczna parafina		Cetan		
Warunki procesu:							
Temperatura, °C . . . . .	550	425	450	500	450	500	500
Szybkość objętościowa, ob./ob./godz. . . . .	2,08	0,515	1,0	1,4	1,9	3,9	0,94
Czas trwania procesu, min. . . . .	—	30	30	30	60	60	60
Katalizator . . . . .	—	Typ Houdry'ego		Glinokrzemian t dodatk. cyrkonu			
Bilans, % wag.							
Wydajność benzyny do 200° C . . . . .		14,4	25,8	25,0	13,5	17,6	25,6
Wydajność pozostałości . . . . .	88,0	60,9	32,5	25,0	74,8	56,4	32,9
Wydajność gazu . . . . .	8,5	21,0	39,4	48,6	11,4	22,2	40,7
Wydajność koksu . . . . .	0,1	3,0	2,3	1,4	0,3	0,4	1,7
Straty . . . . .	3,4	0,7	—	—	—	3,4	0,9
Razem . . . . .	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabl. 2

Skład gazów, % wag.	Surowiec dla krakingu						
	Heptan	Syntyna, frakcja 200—320	Parafina syntetyczna		Cetan		
Wodór . . . . .	0,31	0,37	0,35	0,20	0,17	0,11	0,17
Metan. . . . .	1,63	1,07	0,283	1,24	0,57	0,07	1,78
Eten . . . . .	5,54	2,00	1,367	1,27	1,16	1,27	2,52
Etan . . . . .	4,65	6,02	1,780	1,71		1,18	2,57
Propen . . . . .	25,45	19,75	23,50	28,20	14,85	24,90	21,50
Propan . . . . .	15,32	15,50	4,32	11,03	13,74	12,05	13,82
Izobuten. . . . .	8,46	14,65	20,82	17,20	8,06	12,12	8,62
n-buten . . . . .	14,02				15,45	20,05	12,90
Izobutan. . . . .	24,62	18,89	24,46	15,30	46,00	28,25	36,12
n-butan . . . . .		21,75	23,10	23,85			
Razem . . . . .	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

W załączonej tabeli 1 i 2 podane zostały rezultaty katalitycznego krakingu czystych parafinów.

LITERATURA

1. Wielikowski A. S., Pawłowa S. N. Nefiti S. S. S. R., Gostoptechizat, 1945.
2. Pawłowa S. N., Hofman P. S., Wielikowski A. S. „Nefit. Choz.” Nr 10, 55, 1945.
3. Oroczo D. I. Kierunki rozwoju przemysłu syntetycznych płynnych paliw w Niemczech. Btut. Nr 3, WNITON Gaztopromu, 1946.
4. Kamuszer N. D., Moldawskij B. L., Kobylskaja M. B. DAN. Nr 10, 343, 1936.
5. Greensfelder, Vogt. Ind. Eng. Chem., 37, Nr 6, 514, 1945.
6. Greensfelder, Vogt. Ind. Eng. Chem., 37, Nr 11, 1038, 1945.
7. Mankasz E. K., Borysowa G. P., Oroczo D. I., Frost A. W. „Nefit. Choz.”, Nr 6—7, 26, 1946 r.
8. Kisielow T. A. Współczesne metody przeróbki ropy naftowej. Gostoptechizat, 1945.
9. Bondarenko B. I. Amerykańska technika, XII, Nr 1, 1945.
10. Bergman D., Mekler L. Amerykańska technika, XII, Nr 11, 1945.
11. Keith. Oil and Gas Journal, 45, Nr 6, 102, 1946.

Streszcza mgr I. Niementowska

## Przyczynę do kwestii odsalania rop

(W. G. Bienkowski, „Niefianoje Chożiajstwo“, nr 6—7, 1946 r.)

Rozwiązanie kwestii odsalania rop jest konieczne ze względu na walkę z korozją aparatury rafineryjnej. Z literatury wiemy, że zasadniczymi czynnikami korodującymi, poza połączeniami siarkowymi, są produkty hydrolizy chlorków metali w wysokich temperaturach.

Zawartość chlorków określa się w ropie przez miareczkowanie jonu chlorowego azotanem srebra. Wody pokładowe zanieczyszczające ropę zawierają zasadniczo do 98% chlorku sodowego i około 2% chlorków i siarczanów metali ziem alkalicznych.

Wbrew ogólnemu przekonaniu wśród naftowców autor dowodzi, że ropa nie zawiera soli w postaci zawiesin lub innych systemów koloidalnych. Tłumaczy on, że obecność kryształków o wielkości średnicy rzędu dziesiątek lub setek mikronów jest niemożliwa w kapilarach złoża, których średnica jest wielkości tego samego rzędu. Poza tym viskozita ropy jest siłą zbyt małą w porównaniu do sił jonowo-kryształicznych i nie zdoła skutecznie odrywania się kryształków NaCl. Wypadanie samorzutne kryształków z wód pokładowych również jest niemożliwe, ponieważ wody te są tylko słabo nasyconym roztworem soli.

Obecność soli w ropie powoduje jedynie woda pokładowa emulgowana w ropie. Dla rozbicia tej emulsji i wydzielania kryształków soli należy zastosować demulgator, ogrzewanie i centrifugowanie. Autor stosował kwas oleinowy sulfonowany, zobojętniony wodorotlenkiem sodu do reakcji słabo kwaśnej (pH = 6,7—6,9). Po ogrzewaniu i odwirowaniu, gdyby ropa zawierała zawiesinę soli, zawartość chlorków w wydzielonej wodzie powinna być

być wyższa niż przy samorzutnym wydzielaniu się wody z ropy, ponieważ samorzutne wydzielanie kryształków soli z jej zawiesiny odbyć się nie może. Okazało się, że „suche“ sole nie istnieją w ropie i ilość chlorków w wodzie wydzielonej samorzutnie jest taka sama, jak w wodzie oddzielonej przez wirowanie.

Oznaczanie standardowe zawartości wody według Dina i Starka daje wyniki niższe niż oznaczanie wody przy pomocy wirówki. Procent błędu rośnie przy mniejszej zawartości wody.

Po całkowitym wydzieleniu wody metodą centrifugalną autor analizował 8 próbek ropy przez jej spalenie a w popiele został stwierdzony zupełny brak chlorków. Okazało się, że ropa absolutnie bezwodna nie zawiera chlorków.

Stąd wynika bardzo ścisła metoda obliczania zawartości wody według metody określonej przez bardzo czułą reakcję  $Ag^+ + Cl^-$ .

Stosuje się w tym celu następujący wzór:

$$x = \frac{b \cdot d}{a} \cdot 100 \text{ w } \% \text{ wagowych,}$$

gdzie przez  $x$  oznaczamy zawartość wody w ropie, przez  $b$  — zawartość soli w ropie,  $a$  — koncentrację chlorków w emulgowanej wodzie,  $d$  — ciężar gatunkowy wody emulgowanej.

Na podstawie przytoczonych wyżej rozważań autor wyprowadza wnioski, że odsalanie ropy polega na deemulgowaniu, a całkowite wydzielenie wody gwarantuje całkowite wydalenie soli (chlorków).

Streściła mgr J. Niementowska

## Przegląd zagraniczny

### Nowe odkrycie na Węgrzech (wg „World Oil“, wrzesień 1948)

Donoszą z Budapesztu, że w dolinach rzek Cisy i Koerdese, we wschodniej części Węgier, odkryto przemysłowej wartości złoża naftowe.

Prace poszukiwawcze w tym rejonie były rozpoczęte jeszcze przed zakończeniem wojny światowej.

### Program prac poszukiwawczych i wiertniczych w Niemczech na r. 1949

(wg „World Oil“, styczeń 49 i „Oil and Gas Journal“, 13. I. 49)

Wzrost produkcji obszaru Emsland w ciągu roku 1948 stał się bodźcem do zaplanowania na rok 1949 podwojenia wierceń w zachodniej strefie okupacyjnej Niemiec.

Plan ten obejmuje obszary półn.-zach. Niemiec, przy czym przewidziane są w kilku obszarach wierceń do horyzontów głębszych od eksploatowanych obecnie. Również projektuje się wierceń w obszarach podalpejskich Bawarii i Szwabii, gdzie badania geologiczne stwierdziły pewną ilość struktur geologicznych sprzyjających obecności węglowodorów.

Za pierwsze 9 miesięcy 1948 r. odwiercono w Niemczech 125000 m, w tym 33400 m przez wierceń poszukiwawcze. Ilość odwierconych w tym czasie metrów przekroczyła już metraż z roku 1947, który wynosił 88680 m. Według planu w roku 1949 zostanie odwierconych ponad 300000 m, w tym ok. 155000 m przez wierceń poszukiwawcze oraz ok. 160000 m przez wierceń eksploatacyjne. Program przewiduje wierceń otworów badawczych do głęb. 2500 m i więcej. Jest nadzieja na odkrycie nowych pól naftowych, szczególnie dużą wagę przywiązuje się pod tym względem do wierceń w Bawarii.

Produkcja ropy za pierwsze 10 miesięcy 1948 r. wynosiła w Niemczech półn.-zach. i w Badenii ok. 480000 ton w stosunku do ok. 425000 ton za ten sam okres roku 1947. Obecna produkcja dzienna półn.-zach. Niemiec wynosi ok. 1700 ton, a Badenii ok. 130 ton. Rafinerie nafty w brytyjskiej strefie okupacyjnej przerobiły ponadto w ciągu 1-szych trzech kwartałów 1948 r. ok. 64000 ton ropy importowanej z Wenezueli i Arabii Saudyjskiej i dostarczyły w tym czasie ok. 194000 ton produktów naftowych.

### Występowanie gazu ziemnego w Szwajcarii

(wg „Erdöl-Dienst“, 5. VIII. 1948)

Według mniemania geologów dobrze wyznaczone wierceń poszukiwawcze mogą odkryć złoża gazowe przemysłowej wartości, mimo że dotychczas żadne z wierceń nie natrafiło na warstwy gazonośne.

Występowanie gazu znane jest od dawna w dolinie Renu. W Altstätten przy wierceniu za wodą w r. 1937 miał miejsce wybuch gazu z głęb. 15 m. Dalsze 3 wierceń pogłębiające poniżej pokładów torfu otrzymały z niewielkich głębokości kilka tysięcy m<sup>3</sup> gazu o zawartości 62—76% metanu, 5,7—9,4% CO<sub>2</sub> i 30,8—13,2% azotu, o wartości opałowej 6000 kcal.

Również zużytkowuje się gaz z Langensee, gdzie uchodzi on z wody i zostaje ujęty do zbiorników w kształcie dzwonu a następnie skompresowany do 125 at. i magazynowany we flaszkach stalowych. Dotychczas uzyskano w ten sposób ok. 200000 m<sup>3</sup> gazu ziemnego.

### Ropa w południowej Francji

(wg „World Oil“, styczeń 1949)

W Lalouge, niedaleko Lembeye, został dowieziony przez Tow. „Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine“ otwór poszukiwawczy, który według ostatnich doniesień wydaje przeszło 30 ton ropy dziennie. Jest to najlepszy szyb ropy odwiercony dotychczas w południowej Francji.

Również na terenie południowo-wschodnim, w pobliżu rzeki Rodan, uzyskało Tow. „Soc. Nationale des Pétroles du Languedoc Méditerranéen“ (SNPLM) w jednym otworze w oligocenie, w głęb. ok. 730 m nieco ciężkiej ropy. Otwór wierceń się dalej.

### Wierceń w północnej Irlandii

(wg „World Oil“, wrzesień 1948)

Na terenach na wschód od Coalisland, w północnej Irlandii istnieje zamiar odwiercenia dwóch głębokich otworów eksploatacyjnych celem zbadania bogactw mineralnych tego rejonu.

### Prace poszukiwawcze w Danii

(wg „World Oil“, wrzesień 1948)

Duńsko-amerykańskie towarzystwo poszukiwawcze, subsydiowane przez Gulf Oil Co., będzie prowadziło w dalszym ciągu prace poszukiwawcze za węglowodorami w Danii, które rozpoczęte były jeszcze przed wojną a następnie przerwane wskutek inwazji hitlerowskiej w r. 1940.

Prace poszukiwawcze podjęto po wojnie w lecie 1946 r. Od tego czasu odwiercono ponad 17 tysięcy metrów w różnych częściach kraju, jednak mimo wykonania 40 otworów ropy nigdzie nie napotkano.

Stwierdzenie w 9 odwiertach formacji solnych dało jednak asumpt do dalszych poszukiwań, które będą prowadzone przez wyżej wymienione towarzystwo.

W przygotowaniu jest wiercenie najgłębszego otworu do głęb. 3000—3650 m niedaleko na północ od miasta Randers w Jutlandii.

### Nowe pole naftowe w Turcji

(wg „Erdöl-Dienst“, 13. XII. 1948)

Poza odkrytym polem naftowym w rejonie Ramandag zostało, jak donoszą ze źródeł oficjalnych, odkryte nowe, wydajniejsze pole naftowe w prowincji Mersin.

### Wiercenia w Syrii

(wg „World Oil“, grudzień 1948)

Tow. „Syria Petroleum Co.“ zaniechało wiercenia rozpoczętego z końcem wojny otworu Bafloun 1, ok. 50 km na półn.-zach. od Aleppo. Otwór był wiercony jako badawczy do środkowej kredy i wapieni jurajskich. Osiągnął głębokość ogólną 2641 m, przebijając całą serię warstw mezozoicznych bez uzyskania jakichkolwiek śladów ropy i został zaniechany w warstwach paleozoicznych. Nie używano w nim w ogóle ropy ani gazu.

### Wiercenia naftowe na pustyni Negew

(wg „Oil and Gas Journal“, 9. XII. 1948)

Działalność wiertnicza na pustyni Negew w południowej Palestynie została zastanowiona jeszcze w kwietniu 1948 r. i jest mała nadzieja, by została wznowiona w obecnych warunkach politycznych.

Ostatnie wiadomości z Palestyny, że na pustyni Negew nawiercono produkcję ropną, okazały się nieprawdziwe. Jedyne wiercenie Tow. „Petroleum Development, Ltd.“ zostało zaniechane w głęb. 1056 m.

### Z przemysłu naftowego w Egipcie

(wg „Oil and Gas Journal“, 20. I. 1949)

W dwóch dowieconych w połowie stycznia br. otworach na polu Asl na półwyspie Sinai w Egipcie otrzymano samoczynną produkcję ropy w ilości ponad 5000 ton dziennie, z głębokości ok. 1050 m z wapieni eocenijskich. Jest to szczególnie ciekawe ze względu na podobne warunki geologiczne złóż w rejonie Zatoki Perskiej.

Obecnie rozpoczęto wiercenie szóstego otworu w tym rejonie. Kopalnia Asl leży w odległości ok. 16 km na południe od pola naftowego Sudr, produkującego obecnie ok. 1300 ton ropy dziennie z głęb. 1160 m z wapieni eocenijskich.

W rządowych kołach egipskich uważa się obecnie półwyp. Sinai za jeden z największych obszarów naftowych na świecie.

### Poszukiwania naftowe w Tunisie

(wg „Oil and Gas Journal“, 9. IX. 1948)

Zagraniczne, głównie amerykańskie firmy (Gulf Oil Corp., Shell Transport & Trading Co., Ltd.) starają się u rządu francuskiego o koncesję na poszukiwania naftowe w Tunisie, głównie w jego północnej części, w pobliżu wybrzeża morskiego.

### Nafta w Marokko

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

Tow. „Société Cherifienne des Pétroles“ odwierciło koło Soukeb-Arba, we francuskim Marokko, otwór z niewielką produkcją ropy, ok. 6½ tony dziennie.

Cztery inne odwierty w tym rejonie produkują razem ok. 30 ton ropy dziennie.

### Ropa w Syjamie

(wg „Oil and Gas Journal“, 3. II. 1949)

Według doniesień rządowi geologowie w Syjamie mieli odkryć występowanie ropy w północnej prowincji Chiengmai. Rozpoczęły się prace celem stwierdzenia czy odkrycie to będzie dostatecznym powodem do podjęcia prac poszukiwawczych na większą skalę.

### Rekordowy wyczyn w wiertnictwie

(wg „Niefianoje Choziajstwo“, nr 9, 1948)

W Krasnokamskim treście (Sekcja Siewierokamsk) osiągnięto przy wierceniu turbinowym otworu nr 53 głębokość 1020 m w ciągu 29 dni, co daje rekordową cyfrę 1071 m na miesiąc. Poprzedni rekord w tym samym treście wynosił 753 m na miesiąc.

Średnica konduktora wynosiła 12", jego długość 70 m; średnica kolumny rur eksploatacyjnych 6" do głęb. 989 m.

Do wiercenia zużyto 52 świdrow, na wiercenie zużyto 92,5% całkowitego czasu, reszta, tj. 7,5% czasu zużyto na inne czynności, jak remonty itp. Średnia szybkość wiercenia na godzinę wynosiła 5,3 m.

Wynik ten osiągnięto przez stosowanie wszystkich możliwych ulepszeń tak w zakresie urządzeń wiertniczych jak i doboru odpowiedniej płuczki oraz racjonalnego stosowania „turbowiertu“ (świdra turbinowego), którym wiercono od głębokości 25 m.

Dużą uwagę skierowano również na dobór świdrow i ich obróbkę, dzięki czemu głównie uzyskano tak doskonały rezultat w szybkości wiercenia.

### Z praktyki wierzeń kierunkowych

(wg „Oil and Gas Journal“, 3. II. 1949)

W rejonie wybrzeża Zatoki Meksykańskiej w Louisianie został odwiercony przez firmę Magnolia Petroleum Co., przy ujściu rzeki Atchafalaya otwór kierunkowy, który przy zmiennym na ogół kącie osiągnął największy kąt nachylenia 57°.

Wiercenia kierunkowe mają w tym rejonie szczególnie ważne znaczenie ze względu na wiercenia w obrębie zatoki morskiej, gdzie np. szyb założony na platformie nadwodnej mógłby z jednego miejsca wiercić parę otworów kierunkowych.

### Wzrost produkcji w Turcji

(wg „World Oil“, styczeń 1949)

Produkcja na obszarze Ramandag, w połudn.-wschodniej Turcji, wzrosła do ok. 150 ton dziennie. Równocześnie zbudowano małą rafinerię nafty, tak że drobne ilości produktów naftowych są do nabycia na rynku lokalnym.

### Nowy olej z nafty

(wg „Oil and Gas Journal“, 9. IX. 1948)

Firma Socony-Vacuum wyprodukowała w rafinerii w Paulsboro nowy olej do uplastyczniania, będący produktem naftowym, tzw. „S/V Sovaloid A Spezial“, który świetnie nadaje się w przemyśle kauczukowym i ma lepsze własności od dotychczas używanych składników uplastyczniających. Posiada niską viskozę i jest łatwo płynny w temperaturze poniżej zera.

### Zdolność przetwórcza rafinerij w St. Zjedn.

(wg „Oil and Gas Journal“, 3. II. 1949)

Rozwinięty przemysł rafinerijny w St. Zjedn. posiada obecnie zdolność przerobczą większą o 10% od maksymalnej produkcji ropy Stanów Zjedn.

Dzienna zdolność przerobcza rafinerij amerykańskich wynosiła z dniem 31. XII. 1948 r. ok. 850000 ton; wzrosła ona w ciągu ostatnich 21 miesięcy o prawie 14%.

### Nowy środek napędowy

(wg „Erdöl-Dienst“, 12. VIII. 1948)

Northeastern Regional Research Laboratory w Pretorii w Stanach Zjedn. poddaje próbom nowy środek napędowy, a mianowicie mieszaninę benzyny, alkoholu i wody.

Dotądnie strony tego paliwa motorowego ma stanowić zwiększony stopień działania, zmniejszone osadzenie się węgla i ołowiu i możliwość zastosowania benzyny o mniejszej liczbie oktanowej. Problem stosowania mieszanki alkoholu z benzyną jako materiału pędnego nie jest nowy i możliwość jej zastosowania jest już stwierdzona.

**Nowe paliwo lotnicze**

(wg „Oil and Gas Journal“, 9. IX. 1948)

Tow. Shell Oil Co., Inc. wynalazło nowe, bardzo silne paliwo lotnicze, które pozwoli silnikom rozwinąć prawie dwukrotnie moc, jaką można uzyskać przy użyciu normalnych, obecnie używanych środków pędnych. Paliwo to, nazwane SMT-1 (Shell Methyl Triptane — 1), powstaje drogą przebudowy chemicznej drobin naftowych. Dotychczas wyprodukowane ilości tego nowego paliwa służą jedynie do celów doświadczalnych.

**Zwiększenie pojemności przelotowej rurociągu transarabskiego**

(wg „Oil and Gas Journal“, 9. IX. 1948)

Z uwagi na przyszły rozwój wydobycia ropy na półwyspie arabskim i zwiększone zapotrzebowanie na nią w Europie i innych krajach na zachód od kanału Sueskiego, zostało postanowione zwiększenie zdolności przelotowej rurociągu transarabskiego z projektowanych 40000 na 67000 ton dziennie.

W tym celu zostanie zbudowane sześć nowych pomocniczych stacji pompowych na trasie rurociągu.

Zapotrzebowanie stali do budowy rurociągu zwiększy się tym samym z 323000 na 365000 ton.

Ukończenie budowy rurociągu przewiduje się w połowie 1950 roku.

**Projekt olbrzymiego gazociągu w Meksyku**

(wg „Oil and Gas Journal“, 2. IX. 1948)

Istnieje projekt budowy dużego, blisko 1000 km długości gazociągu z gazowych i naftowych pól Reynosa, Tamaulipas, do przemysłowej strefy leżącej na północ od Mexico City.

**Pojazdy mechaniczne na gaz pędny w Austrii**

(wg „Erdöl-Dienst“, 9. VIII. 1948)

W Wiedniu i Dolnej Austrii kursuje dotąd 4000 pojazdów mechanicznych napędzanych gazem ziemnym. Koszty całkowitego urządzenia napędowego wraz z butlami na gaz wynoszą ok. 2000 do 3000 szylingów (80—120 tys. zł). Ciężar butli wynosi 50 kg.

W Wiedniu znajdują się 4 stacje tankowe na gaz sprężony, jedna stacja znajduje się w Aderklaa a jedna w Neusiedl. Czas tankowania bardzo mały, ok. 1/2 godziny.

Podatki od pojazdów z napędem gazowym zostały w Austrii niższe do połowy.

**Przewidywany wzrost importu ropy do Niemiec**

(wg „Oil and Gas Journal“, 2. IX. 1948)

Do amerykańskiej i angielskiej strefy Niemiec (Bizonii) ma być importowany ok. 1 milion ton ropy w ciągu pierwszego półrocza 1949 roku.

W ciągu tego samego okresu 1948 roku import ropy do Niemiec wynosił jedynie 90 tysięcy ton.

**Międzynarodowa normalizacja w dziedzinie dokumentacji**

(wg „Chimie &amp; Industrie“, sierpień 1948)

Pod egidą Międzynarodowej Organizacji Normalizacyjnej zawiązał się techniczny komitet odnośnie dokumentacji, w którym jest reprezentowanych 11 krajów. Ze względu na różnorodność problemów, w łonie tego komitetu powstały 3 podkomitety, które opracują następujące problemy:

1) Problemy odnoszące się do klasyfikacji norm, redakcji notatek bibliograficznych, recenzji bibliograficznych w ogólności, robienia skrótów z czasopism itp.

2) Technologia reprodukcji fotograficznych dokumentów, mikrokopii na filmie rolkowym, aparaty do odczytywania mikrofilmów itp.

3) Zagadnienie przepisywania alfabetem łacińskim dokumentów pisanych cyrylicą.

**Opalanie lokomotyw ropą w Holandii**

(wg „Erdöl-Dienst“, 2. VIII. 1948)

Wielki plan zaopatrzenia kolei żelaznych w Holandii w lokomotywy opalane ropą został zmniejszony na skutek nie sprzyjającej światowej sytuacji naftowej. Zamiast 1217, zaledwie ok. 90 lokomotyw zostanie przestawionych na opał ropny.

**Nowy typ lekkiego samochodu**

(wg „Erdöl-Dienst“, 2. VIII. 1948)

W Szwecji został opracowany model małego auta, typu SAAB-92, którego produkcja ma się rozpocząć w przyszłym roku. Samochód ten posiada dwutaktowy motor o pojemności cylindra 0,8 litra i o mocy 24 KM. Ten czteroosobowy wóz może osiągnąć maksymalną chyżość 100 km na godzinę.

## Kronika

**Reorganizacja w Ministerstwie Przemysłu i Handlu**

W związku z reorganizacją Min. Przem. i Handlu zostało utworzone Ministerstwo Górnictwa i Energetyki, któremu podlega przemysł naftowy. Ministrem Górnictwa i Energetyki mianowano ob. Ryszarda Niezsporka, Podsekretarzem Stanu w tym Ministerstwie dr inż. Józefa Salcewicza.

**Nowa struktura organizacyjna przemysłu naftowego**

Struktura organizacyjna przemysłu naftowego wg stanu z dnia 1 kwietnia 1949 r. przedstawia się następująco:

I. Centralnemu Zarządowi Przemysłu Naftowego podlegają następujące wyodrębnione przedsiębiorstwa przemysłu naftowego:

1. P. P. „Wierceni Poszukiwawcze“ z siedzibą w Krakowie,
2. P. P. „Sanockie Kopalnictwo Naftowe“ z siedzibą w Sanoku,
3. P. P. „Krośnieńskie Kopalnictwo Naftowe“ z siedzibą w Krośnie,
4. P. P. „Gorlickie Kopalnictwo Naftowe“ z siedzibą w Gorlicach,
5. P. P. „Zjednoczone Rafinerie Nafty“ z siedzibą w Krakowie,
6. P. P. „Gaz Ziemny“ z siedzibą w Tarnowie,
7. P. P. „Centralne Warsztaty Naftowe“ z siedzibą w Gliniku Mariampolskim,

8. P. P. „Centrala Zaopatrzenia Materiałowego P. N.“ z siedzibą w Krakowie.

Ponadto zaprojektowane zostało przedsiębiorstwo wyodrębnione p. n. „Centralne Biuro Projektowań Naftowych“ z siedzibą w Krakowie.

II. Następujące zakłady pracy wchodzą w skład poszczególnych wyodrębnionych przedsiębiorstw przemysłu naftowego:

- ad 1) P. P. „Wierceni Poszukiwawcze“
  - a) Sekcja Wierceń Poszukiwawczych „Północ“ z siedzibą w Kłodawie k. Koła,
  - b) Sekcja Wierceń Poszukiwawczych „Zachód“ z siedzibą w Białej Krakowskiej,
  - c) Sekcja Wierceń Poszukiwawczych „Wschód“ z siedzibą w Tarnowie,
  - d) Warsztat Mechaniczny w Krakowie,
  - e) Kolumna Samochodowa w Krakowie.
- ad 2) P. P. „Sanockie Kopalnictwo Naftowe“
  - a) Sekcja Wańkowa (poczta Ropienka),
  - b) Sekcja Sanok,
  - c) Sekcja Grabownica (poczta Brzozów),
  - d) Sekcja Turzepsze (poczta Brzozów).
- ad 3) P. P. „Krośnieńskie Kopalnictwo Naftowe“
  - a) Sekcja Iwonicz,
  - b) Sekcja Równe (poczta Równe k. Dukli),
  - c) Sekcja Krosno,
  - d) Sekcja Roztoki (poczta Jasło),

- e) Sekcja Dębowiec Śląski (poczta Skoczów k. Bielska),
  - f) Warsztat Mechaniczny w Krośnie,
  - g) Warsztat Elektrotechniczny w Krośnie,
  - h) Warsztat Samochodowy w Krośnie.
- ad 4) P. P. „Gorlickie Kopalnictwo Naftowe“
- a) Sekcja Biecz,
  - b) Sekcja Lipinki (poczta Gorlice),
  - c) Sekcja Kryg (poczta Gorlice),
  - d) Sekcja Gorlice.
- ad 5) P. P. „Zjednoczone Rafinerie Nafty“  
w skład którego wchodzi 5 rafinerij nafty,
- ad 6) P. P. „Gaz Ziemny“
- a) Sekcja Jasło,
  - b) Sekcja Kraków,
  - c) Sekcja Krosno,
  - d) Sekcja Mościce,
  - e) Sekcja Sandomierz,
  - f) Zakład Budowy Stacyj Tankowania.

### Personalne

W związku z reorganizacją Kopalnictwa Naftowego dokonane zostały z dniem 1 kwietnia 1949 r. następujące zmiany personalne w składzie członków dyrekcji:

Z Dyrekcji Kopalnictwa Naftowego w Krośnie zostali odwołani:

- inż. Krygowski Mieczysław — ze stanowiska Naczelnego Dyrektora;
- inż. Psarski Stanisław — ze stanowiska Dyrektora Technicznego;
- inż. Ptak Marian — ze stanowiska Dyrektora Produkcji;
- mgr Stringl Marian — ze stanowiska Dyrektora Administracyjno-Finansowego.

Powołani zostali:

W P. P. „Sanockie Kopalnictwo Naftowe“ z siedzibą w Sanoku:

- inż. Maryjan Stanisław — na stanowisko Dyrektora;
- inż. Kruczek Roman — na stanowisko Wicedyrektora Technicznego;

mgr Bezucha Jan — na stanowisko Wicedyrektora Administracyjno-Finansowego;

W P. P. „Gorlickie Kopalnictwo Naftowe“ z siedzibą w Gorlicach:

- ob. Nowak Stanisław — na stanowisko Dyrektora;
- ob. Wojnarski Tadeusz — na stanowisko Wicedyrektora Technicznego;

mgr Magierowski Kazimierz — na stanowisko Wicedyrektora Administracyjno-Finansowego.

W P. P. „Krośnieńskie Kopalnictwo Naftowe“ z siedzibą w Krośnie:

- ob. Czajkowski Tadeusz — na stanowisko Dyrektora;
- inż. Ptak Marian — na stanowisko Wicedyrektora Technicznego;

mgr Stringl Marian — na stanowisko Wicedyrektora Administracyjno-Finansowego.

### Awans społeczny pracowników naftowych

Centralny Zarząd Przemysłu Naftowego komunikuje, że z okazji tegorocznego Święta Pracy zostały dokonane w przemyśle naftowym wysunięcia następujących pracowników na kierownicze stanowiska:

Biega Piotr, dotychczas. kierownik Oddz. Personalnego w Jedliczu — na stanowisko wicedyrektora w tym samym Zakładzie w Gliniku Mariampolskim.

Klatka Stanisław, dotychczasowy stolarz w Jedliczu (sekretarz O. P.) — na stanowisko kierownika Oddziału Personalnego.

Sowiński Ryszard, dotychczas. mistrz produkcji na Seceji K. N. Biecz — na stanowisko zastępcy zawiadowcy Seceji K. N. Roztoki.

Janocha Antoni, dotycz. robotnik — na stanowisko zastępcy zawiadowcy Seceji K. N. Krosno.

Wolański Andrzej, dotycz. kowal w Warsztatach Mechanicznych K. N. w Krośnie — na stanowisko zastępcy kierownika tychże Warsztatów.

Kopytczak Michał, dotycz. samodz. referent elektro-energetyczny Warsztatów Elektrotechnicznych K. N. w Krośnie — na stanowisko zastępcy kierownika tychże warsztatów.

Kubaszczyk Stanisław, dotycz. wiertacz Seceji K. N. Grabownica — na stanowisko zastępcy zawiadowcy Seceji K. N. Grabownica.

Szopa Władysław, dotycz. dozorca techniczny Seceji K. N. Mokre — na stanowisko zastępcy zawiadowcy Seceji Sanok.

Zawisza Jan, dotycz. motorowy Seceji K. N. Lipinki — na stanowisko p. o. kierownika kopalni w seceji Lipinki.

Niemaszuk Franciszek, dotycz. dozorca-wiertacz Seceji K. N. Lipinki — na stanowisko zastępcy zawiadowcy Seceji K. N. Harkłowa — Biecz.

Pietrusza Józef, dotycz. dozorca (mistrz) produkcji Seceji K. N. Gorlice — na stanowisko zastępcy zawiadowcy Seceji K. N. Kryg.

Zdybek Michał, dotychczasowy mistrz produkcji Seceji K. N. Gorlice — na stanowisko zawiadowcy tejże Seceji Gorlice.

### Zjazd Stow. Wychowanków Akademii Górniczej

Dnia 14 maja br. odbył się Zjazd Stowarzyszenia Wychowanków Akademii Górniczej w Krakowie, na którym w sekcji geologiczno-naftowej zostały wygłoszone 3 referaty dotyczące zagadnień przemysłu naftowego. Na Zjeździe uchwalono cztery rezolucje dotyczące przemysłu naftowego.

### Rekordowe osiągnięcia kop. doświadczalnej Inst. Naft.

Kopalnia doświadczalna Instytutu Naftowego im. Ignacego Łukasiewicza Arnold Nr 117 osiągnęła w miesiącu marcu br. rekordowy postępowanie wiercenia 307 m.

### Wręczenie sztandaru Seceji „Równe“

Dnia 9 kwietnia br. odbyła się w Bóbrce przed pomnikiem Ignacego Łukasiewicza uroczystość wręczenia sztandaru współzawodnictwa pracy Seceji „Równe“ Kopalnictwa Naftowego. Na posiedzeniu Głównego Komitetu Współzawodnictwa Pracy przy CZPN w dn. 25 marca sztandar ten, który ostatnio należał do Seceji „Potok IX“ przyznano Seceji „Równe“. Zwycięska sekcja uzyskała w ogólnej klasyfikacji 200 punktów, wykonując plan miesięczny w 109,5%. Zwycięskiemu zespołowi wręczono dyplom oraz 110 000 zł premii do rozdziału między 43 pracowników fizycznych i 9 umysłowych. Również załoga „Wietrzniaka“, wchodząca w skład Seceji „Równe“ otrzymała 40 000 zł premii do rozdziału dla 21 pracowników fizycznych i 1 umysłowego.

### Konkurs

Na stronie 4-tej okładki niniejszego numeru „Nafty“ zostały zamieszczone warunki konkursu na żuraw przewoźny (przesuwany) do wierceń obrotowych do głębokości 1500 m oraz na żuraw przewoźny (przesuwany) do wierceń udarowych do głębokości 1500 m z pomocniczym urządzeniem do napędu stołu obrotowego.

Warunki techniczne i ogólne konkursu zostały opracowane przez Komisję Wiertniczą Instytutu Naftowego przy udziale przedstawiciela Dyrekcji Technicznej CZPN.

Blisze informacje, jak np. obciążenia statyczne dla obu typów żurawi mogą zainteresowani otrzymać w Instytucie Naftowym.

### Omyłki druku z Nr 3 1949 „Nafty“

Str. 43, lam lewy, 11 wiersz od dołu zamiast „spawania“ ma być „szpenczenia“.

# Bibliografia naftowa

## Geologia i geofizyka

**Mikrobiologiczne przetwarzanie molekularnego wodoru w osadach morskich i jego znaczenie dla powstania ropy.** C. E. Zobell, *Microbial Transformation of Molecular Hydrogen in Marine Sediments, with Particular Reference to Petroleum. Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol.*, 51, 1709—1751, 1947. Molekularny wodór jest produkowany przez wiele gatunków bakterii, z których znaczne ilości przedostają się do osadów morskich. Badania osadów na dnie Pacyfiku wykazały, że w jednym gramie mułu morskiego znajduje się ponad 10000 bakterii wytwarzających wodór. Kultury takich bakterii wytwarzają wodór, uwalniając go z materiału organicznego w temp. 0—65°C. Najłatwiej wodór wydziela się z wodnych węglanów, lub z polihydroxy-alkoholi. Reakcje przebiegające przy pH od 0,5—9,8 sprzyjają powstawaniu wodoru.

Szybkie pochłanianie wodoru przez próbki ilów i osady związane jest z działalnością bakterii lub ich enzymów, które katalizują ich utlenianie. Wielkie znaczenie geologiczne posiadają różne rodzaje anerobów, które utleniają wodór, wytwarzając przy tym metan, kwasy organiczne i siarczany. Bakterie wytwarzają metan przez katalizę redukcowania dwutlenku węgla. Kwasy aminowe i inne związki organiczne są także redukowane przez tego rodzaju bakterie. Pewne bakterie znalezione w osadach zużytkowują energię uzyskaną z utleniania molekularnego wodoru na redukcję siarczanów, inne zaś na redukcję azotanów.

Istnieje przypuszczenie, że bakterie utleniające wodór w związku z radioaktywnością i innymi katalitycznymi czynnikami w osadach, mogą powodować tworzenie się węglowodorów naftowych. H. G.

**Pomiary przepuszczalności względnej małych próbek.** R. A. Morse, P. L. Terwilliger i S. T. Yuster. *Relative Permeability Measurements on Small Core Samples. Producers' Monthly*, 11, 19, (VIII. 1947). Dla różnych piasków względna przepuszczalność zmienia się przy danym nasyceniu cieczą. Dotychczas nie spożytkowano pojęcia względnej przepuszczalności dla studiów polowych, jednakowoż zostały już opracowane matematyczne formuły odnośnie wszystkich możliwych warunków złożowych. Artykuł powyższy daje opis aparatu umożliwiającego szybki pomiar przepuszczalności względnej.

Próbkę zanurza się w lucycie (polimer metylmetakrylatowy) oraz w specjalnym aparacie, którego opis i szkice są podane.

Eksperymentalny pomiar odbywał się w następujący sposób:

- 1) oczyszczona i wysuszona próbka zanurzona w lucycie, została dokładnie ważona,
- 2) określono przepuszczalność dla powietrza,
- 3) określono objętość por za pomocą nasycenia płynem,
- 4) określono przepuszczalność dla płynu i przewodnictwo elektryczne,
- 5) określono równoczesny przepływ powietrza lub ropy razem z płynem.

Stosunek tych mediów był regulowany przez specjalne wentyle. W czasie trwania pomiaru ważono stale próbkę dla zbadania stopnia jej nasycenia płynem.

Artykuł podaje rezultaty badań próbek piaskowców Venango i piasków Bradford. Podaje on również porównanie wyników, uzyskanych tą metodą z metodami dotychczas stosowanymi. H. G.

## Wiertnictwo

**Nowy przewoźny żuraw elektryczny.** H. Dawid, *New Portable Electric Rig. Oil and Gas Journal*, 46, 33, 61, 20. XII. 1947. Firma Shell Co. wyprodukowała żuraw przewoźny, 900 HP, o zdolności wiercenia do 10000 stóp. Interesującymi szczegółami są:

1) Wieża jest zbudowana z ramy o przekroju A. Jej wysokość wynosi 125 stóp, a nośność 300000 funtów. Dla transportu można ją złożyć teleskopowo do wymiarów 8'8" x 8'6" x 63 stóp. Maszt ten podnosi się i opuszcza hydraulicznie. Mechanizm do podnoszenia i opuszczania masztu zaopatrzone jest w specjalne urządzenia zapewniające bezpieczeństwo pracy.

2) Motory są zamontowane na specjalnej podstawie pod podłogą wieży. Można je łatwo umieścić na swoim miejscu, zdejmując z ciągników przy pomocy wind hydraulicznych. Fundamenty są lekkie i przenośne.

Stół rotacyjny zaopatrzone jest w kontrolne przyrządy elektryczne i elektronowe (regulator ciężaru, indykator itp.). Wszystkie części z wyjątkiem masztu, motorów oraz fundamentów są zamontowane na przewoźnych lub półprzewoźnych urządzeniach. H. G.

**Rdzeniowanie elektryczne w Związku Radzieckim. Przewodnictwo w strefie objętej płuczką.** H. Guyod. *Electric Logging Developments in the USSR. Resistivity of Mud Invaded Formations. World Oil*, 127, 9, 67 (I. 1948). Nie ma danych, na jaką odległość wciska się płuczka w kierunku poziomym w pokładzie. Współczynnik ten jest zawsze wyższy od jedności i waha się od 3 dla porowatych piasków do ponad 100 dla pokładów bardzo zbitych. Przeciętnie dla złóż roponośnych wynosi 6. Opory w strefie nieprześniętej płuczką są większe, aniżeli w strefie prześniętej płuczką, woda rodzima jest bardziej słona jak płuczka, a w wypadku nieobecności ropy, opory pokładów są niższe aniżeli opory pokładów prześniętych płuczką.

Artykuł zawiera rysunki formacji prześniętych płuczką, ponadto podaje wykresy ich właściwości. Są trzy rodzaje krzywych. Pierwsza odpowiada małej odległości elektrod, a jej odchylenia zależą od oporów płuczki, średnicy odwiertu i oporów strefy nasyconej płuczką. Następną krzywą ma krzywiznę odwróconą, odpowiada średniemu rozstawieniu elektrod i przedstawia opory strefy prześniętej płuczką. Trzecia krzywa o krzywiznie odwróconej odnosi się do szerokiego rozstawu elektrod. Charakteryzuje ona samą formację. 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-52881