

NAFTA

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

REDAGUJE INSTYTUT NAFTOWY

Rok V

Lipiec–Sierpień 1949 r.

Nr 7–8

Inż. Zbigniew Wyszyński

Badanie rdzeni wiertniczych

Analiza rdzeni wiertniczych jest jednym z głównych kroków w badaniu i określaniu warunków złożowych i to zarówno odnośnie samej skały złożowej jak i mediów w niej zawartych, tj. gazów, ropy i wody. W odniesieniu do badania skały złożowej specjalny nacisk położony jest na rozwój szybkich i łatwych metod mierzenia własności fizycznych skały ropo- nośnej, takich jak porowatość, przepuszczalność, wielkość ziaren i ich wzajemny stosunek ilościowy. Jeśli chodzi o media w skale zawarte, określa się ilość obecnych płynów w ogóle, ilość ropy, zawartość wody rodzimej (connate water), wreszcie analizuje się chemicznie tę wodę i węglowodory. Specjalne zupełnie badanie stanowi określenie ilości ropy jaką można z określonej próbki rdzeniowej wydobyć przy zastosowaniu wody lub gazu. To ostatnie ważne jest szczególnie tam, gdzie mamy zastosować wtórne metody eksploatacyjne.

I. Metody pobierania próbek rdzeniowych

Analiza próbek rdzeniowych i jej wyniki zależą od tak wielkiej ilości różnych czynników, że nie sposób nawet wszystkich tutaj wyliczyć. Jednym z podstawowych wszakże czynników, wpływających na wartość próbek rdzeniowych dla dokładnego określenia przewiercanych warstw, jest oczywiście sposób pobierania tych próbek. Zwykle próbki wiertnicze, a więc nie rdzeniowe, uzyskiwane bądź „na świdrze”, bądź łyżką, bądź wreszcie wynoszone przez płuczkę przy wierceniu „Rotary”, są przeważnie w zbyt pokruszonym stanie aby mogły dostarczyć wszelkich potrzebnych informacji, niemniej jednak opracowano dla nich ostatnio szereg metod analizy mechanicznej, z których jedna dotyczy pomiaru przepuszczalności skały na stonkowo małych okrucach. Często próbka jest tak wymieszana z błotem, powstałym ze zwiercenia łupków, że nie sposób jej od tych zanieczyszczeń oddzielić. Już próbki, otrzymywane za pomocą „łyżki” przy systemie udarowym, posiadają nieco większą wartość; nie są tak wymieszane z błotem, zwykle są w nieco większych okrucach, z których można się lepiej zorientować o charakterze formacji, można znaleźć czasami skamienia- liny, wykonać szlify do badań mikroskopowych itp.

Oprócz tego, ponieważ wiadomo dokładnie skąd się próbkę pobrało, zmniejsza się błąd wynikający z zanieczyszczenia próbki urobkiem, pozostającym w zawieszynie w płuczce nieraz przez wiele godzin. Oczywiście można znaleźć wiele zanieczyszczeń pochodzących z zasypów, ponieważ jednak przy metodzie udarowej postępuje się zwykle z rurowaniem otworu w niewielkiej stosunkowo odległości od świdra, więc i ten błąd nie jest zbyt groźny.

Dopiero jednak przy zastosowaniu wiercenia rdzeniowego, tj. jeśli możemy wydobyć na powierzchnię poprostu kawałek przewiercanej skały o wystarczającej wielkości i z dokładnym następstwem, można mówić o wiernych próbkach, na których można w zupełności polegać. Należy oczywiście być ostrożnym w należyтым umiejscowieniu punktu pobrania próbki. Często zdarza się, że pewne odcinki próbki rdzeniowej są tak kruche i tak luźne, że poprostu nie można ich w cylindrze rdzeniowym uchwycić. Wyślizgują się zeń, a wówczas może zaistnieć przerwa w ciągłości rdzenia. W tę przerwę wejdzie następna partia skał przewiercanych, co spowoduje, że krótki kawałek rdzenia będzie odpowiadał dłuższej partii otworu. Otóż bez dodatkowych informacji jest nieraz trudną rzeczą dokładne określenie miejsca położenia danych części rdzenia. Określa się wówczas tylko procentowe wydobycia rdzenia, zaś dodatkowe informacje otrzymuje się z wykresu postępu wiercenia, z profilowania za pomocą tzw. „caliper’a” oraz z profilowania elektrycznego.

W zależności od metody wiertniczej, stosowanej na danym odwiercie, sposoby wiercenia rdzeniowego i pobierania samego rdzenia będą się znacznie pomiędzy sobą różniły.

Tutaj podamy, że istnieje szereg typów aparatów rdzeniowych: aparaty zwykle, gdzie dla wydobycia pobranego rdzenia konieczne jest wydobyć całe urządzenie, a więc i całego przewodu wiertniczego na powierzchnię, względnie aparaty z cylindrem na linie, gdzie sama wewnętrzna część urządzenia posiada wymiary, umożliwiające jej przejście przez przelot płuczkowy żerdzi wiertniczych. Po skończeniu pracy rdzeniowania, zapuszcza się na linie łyżkowej specjalne urządzenie chwytające przez przelot żerdzi płuczkowych i wy-

dobrywa się na powierzchnię sam tylko cylinder rdzeniowy wraz z zawartym w nim rdzeniem. Urządzenie to oszczędza niesłychanie wiele pracy i zgoła niepotrzebnego trudu, daje oszczędność w czasie, i co najważniejsze, dostarcza nam na powierzchnię rdzeń w stanie stosunkowo niezmiennym. Jest to szczególnie ważne tam, gdzie mamy do czynienia z występowaniem śladów ropy czy gazu. Podczas długotrwałej operacji wydobywania przewodu wiertniczego na powierzchnię, ślady takie w postaci np. „pocenia się” rdzenia mogą ulec zniszczeniu — mogą się po prostu ulotnić, albo zostać wymyte przez płuczkę. Ten ostatni problem posiada tak zasadnicze znaczenie dla geologa, że wprowadzono niedawno specjalne aparaty rdzeniowe, zapewniające utrzymanie w cylindrze rdzeniowym wysokiego ciśnienia, zbliżonego do oryginalnego ciśnienia złożowego. Są to tzw. „pressure core barrels”. Rdzeń dostarczony przez taki ciśnieniowy aparat rdzeniowy posiada szczególne znaczenie przy określeniu warunków złożowych, a więc: a) stopnia nasycenia skały złożowej przez wodę i ropę, b) stopnia nasycenia ropy przez gaz, c) wiskozy ropy itp. własności w warunkach ciśnienia i temperatury, zbliżonych do autentycznych warunków złożowych.

Poza metodami wiercenia rdzeniowego, stosowanego przeważnie przy wierceniach głębokich, w poszukiwaniu za złożami ropy i gazu, znane są od dawna różne metody wierceń rdzeniowych, stosowane przeważnie do prac poszukiwawczych za węglem i rudami. Są to po największej części wiercenia koronką diamentową lub inną jej podobną. Aparatury stosowane są typu lekkiego, rzadko tylko można nimi osiągnąć głębokości przekraczające 500 m. Przeważnie stosowana jest metoda obrotowa bez płuczki, ostatnio jednak metoda płuczkowa zaczyna nabierać coraz większej popularności. Cały szereg firm produkuje tego rodzaju aparaty. Są to wszystko aparaty mniej więcej do siebie podobne i stosują przeważnie koronkę diamentową. Firma „Calyx” opracowała swoją metodę, która polega na tym, że oprócz obwiercania i pobierania rdzenia (przy czym obwiercanie odbywa się za pomocą specjalnej koronki śrutowej), unoszony przez płuczkę urobek wiertniczy osadza się częściowo w odpowiednim kielichu, umieszczonym ponad koronką. W ten sposób oprócz rdzenia uzyskujemy jeszcze z otworu następstwo próbek, i możemy w ten sposób sprawdzać rdzeń, tj. stwierdzić jakiegokolwiek w nim braki.

Firmy „Geo Failing & Co” oraz „Sullivan” dostarczają żurawi do wiercenia obrotowego przy użyciu płuczki od najmniejszych, mogących wiercić do 30 m, do stosunkowo ciężkich żurawi, wierzących do 3000 m. Różne typy tych żurawi mają różnorodne zastosowanie.

Wiercenie diamentowe z powodu swej taniości i dokładności dostarczonych informacji ma przed sobą dużą przyszłość w zastosowaniu do wierceń poszukiwawczych. Ich jedyną ujemną cechą jest mała zwykle średnica odwiertu, a w razie uzyskania wydajności ropy stanowi przeszkodę w jej wydobywaniu. Otwór taki wymaga wówczas rozsze-

rzania do żądanej średnicy. Jeżeli jednak z góry założymy, że wiercenie poszukiwawcze ma nam jedynie dostarczyć maksymalnej ilości danych geologicznych, oraz że w razie natrafienia na ropę będą odwiercone otwory eksploatacyjne, przekonamy się, że trudno o metodę lepszą i tańszą.

II. Zabezpieczenie rdzeni i zbieranie danych wiertniczych

Po odwierceniu długości rdzenia, ograniczonej długością cylindra rdzeniowego, wydobywa się aparat rdzeniowy, względnie tylko sam cylinder, na powierzchnię. Podczas samego procesu wiercenia rdzeniowego należy pouczyć załogę wiertniczą, że wszelkie informacje odnośnie postępu wiercenia, nacisku na koronkę, obrotów, ciśnienia i ilości płuczki, posiadają równie wielkie znaczenie jak sam rdzeń. We wszystkich nowoczesnych żurawiach do wiercenia „Rotary” urządzenia takie jak „drillometer” są nieodłączne. Nie zawsze możemy sobie pozwolić na kosztowne urządzenia samozapisujące, np. firmy „Martin-Decker’a”, zawsze jednak musimy mieć przynajmniej najprostszymi wierceniomierz ze zwykłą wskazówką, obracającą się dookoła tarczy z podziałką. Aparat ten podaje nam wielkość nacisku świdra na spód otworu. Nacisk ten podczas wiercenia rdzeniowego staramy się utrzymać na pewnym stałym poziomie; wielkość tę notujemy przy każdym zapuszczeniu koronki i rozpoczęciu nowego rdzenia. Podobnie nie zawsze stać nas będzie na samozapisujący obrotomierz. Natomiast łatwo jest stosunkowo brakowi takiemu zaradzić we własnym zakresie. Ilość obrotów podczas rdzeniowania powinna też być stała i skrupulatnie zanotowana. Podobnie ciśnienie płuczki powinno posiadać wartość stałą.

Należy tu wspomnieć jeszcze o rdzeniowaniu za pomocą aparatu ciśnieniowego, tj. takiego, w którym po pobraniu rdzenia, za pomocą skręcania przewodu wiertniczego w lewo lub przez zastosowanie większego ciśnienia płuczki, zamykamy pobrany rdzeń wraz z otaczającym go płynem wiertniczym hermetycznie i dopiero tak zamknięty aparat względnie sam cylinder rdzeniowy wydobywamy na powierzchnię. Na pierwszy rzut oka widać już, jakie zalety daje taki aparat; wydobyty rdzeń znajduje się niemal w takim stanie w jakim się znajdował na dnie otworu w momencie jego pobrania. Oczywiście ideałem byłoby uzyskanie rdzenia przewiercanej formacji w jej oryginalnym stanie. To jednak nie jest w ogóle możliwe. Przy wierceniu obrotowym suchym w momencie nawiercenia formacji roponośnej, znajdującej się pod jakimś ciśnieniem wyższym od atmosferycznego, następuje momentalny spadek ciśnienia, wskutek czego wszystkie zawarte w rdzeniu pod ciśnieniem płyny uchodzą i pozostaje tylko znikomy ich procent. Przy wierceniu płuczkowym problem jest o tyle bardziej skomplikowany, że z opisanym zjawiskiem zachodzi jeszcze wymywanie rdzenia za pomocą wody, czy innego płynu z płuczki, oraz nasycenie go wodą. W sumie, badając rdzeń wydobyty na powierzchnię, nigdy nie możemy posiadać pewności odnośnie pochodzenia wody za-

wartej w rdzeniu. Można oczywiście, analizując wodę na zasolenie, określić, czy jest ona pochodzenia węgelnego czy powierzchniowego, ale i tak nigdy nie da się określić stopnia ich zmieszania. Rdzeniując za pomocą aparatu ciśnieniowego eliminujemy do pewnego stopnia pierwszy z tych czynników. Mamy możliwość pomierzenia nie tylko ilości „rezidualnych“ płynów w rdzeniu, ale także bezpośrednio ilości wyprodukowanych zeń wskutek ekspansji gazów. Taki aparat daje rdzeń o średnicy $2\frac{3}{8}$ cala i długości 2,6 m. W 90 procentach wydobyty rdzeń jest zamknięty hermetycznie, tj. rzadko tylko zdarza się, aby aparat odmówił posłuszeństwa. Rdzeniuje się przy 30 do 70 obr./min. oraz przy obciążeniu na linie od 4500 do 5500 kg. Płuczkę należy uregulować w taki sposób, ażeby jej przepływ zamykał się w granicach od 1000 do 1300 litrów na min., przy czym należy utrzymywać go na stałym poziomie.

Po złożeniu cylindra rdzeniowego na ziemi (po wydobyty go na powierzchni), pierwszą czynnością będzie pomiar ciśnienia wewnątrz cylindra. Powinno ono być mniej więcej równe ciśnieniu hydrostatycznemu słupa płuczki w otworze. Pomiar ten mówi nam, czy aparat działa poprawnie. Z kolei mierzy się ilość gazu zawartego w rdzeniu. Może to być wolny gaz, albo gaz pochodzący z roztworu w ropie, albo mieszanina obu gazów. Pomiar gazu wykonujemy łącząc zawór upustowy cylindra przez separator z gazomierzem. Zawór ten otwiera się za pomocą przzerwania krążka, po czym płyny uciekają i są mierzone. Należy stosować gazomierz o dokładności do ok. 30 cm³. Jeśli chodzi o temperaturę gazu to przyjmuje się, że jest ona równa temperaturze płuczki w separatorze. Ciśnienia w cylindrze redukuje się z szybkością około 10 atm. na minutę; z chwilą osiągnięcia ciśnienia atmosferycznego mierzy się ilość płuczki pozostałej w cylindrze, po czym dopiero wyjmuje się rdzeń z cylindra, mierzy się dokładnie jego długość i określa się procent wydobywania. Układa się rdzeń na odpowiednich tacach z podłużnymi przegródkami, przy czym należy dopilnować, aby kolejność poszczególnych odcinków rdzenia, wyjmowanych z cylindra była zachowana. We wszystkie miejsca, gdzie widoczny jest brak rdzenia, należy wstawić odpowiedniej długości kawałki (klocki) drewniane w ten sposób, aby całkowita długość tak uzupełnionego rdzenia była równa rdzeniowawej długości otworu. Całkowita długość rdzenia wydobytego będzie nieco mniejsza od odcinka rdzeniowanego otworu; słabsze części rdzenia mogą łatwo wypaść z cylindra. Dzielną rzeczywistą długość rdzenia przez długość odcinka rdzeniowego otrzymamy procentowe wydobywanie rdzenia. Waha się ono od ok. 50% dla skał miękkich lub syplikich do ok. 100% dla skał twardych i zwiezłych, a zależy w dużym stopniu nie tylko od typu używanego aparatu rdzeniowego, ale i od zręczności i wyszkolenia wiertacza. Po umieszczeniu rdzenia na tacy, opatruje się jego dolny i górny koniec w tabliczki, na których podaje się odpowiednią głębokość otworu. Następnie mierzy się odległość poszczególnych warstw, powierzchni osadzania, płaszczyzn uskokowych itp. od podłogi

szybu, tj. ich głębokość i notuje się je skrupulatnie. Należy też zanotować widoczne gołym okiem ślady węglowodorów na rdzeniu w formie tzw. „pocenia się rdzenia“, ropy lub występowanie baniek gazowych. Miejsca te muszą być dokładnie określone a ich głębokość zanotowana. Należy też określić zawartość wody w poszczególnych partiach rdzenia, jak również wydobywanie się gazu, co da się zauważyć natychmiast po wyjęciu rdzenia z cylindra. Jeżeli mamy do czynienia z małymi ilościami węglowodorów, często niezbędne jest wykonanie próby, polegającej na zanurzeniu rozdrobnionego kawałka próbki w chloroformie, eterze, dwusiarczku węgla lub czterochlorku węgla i wstrząsaniu przez kilka lub kilkanaście minut. Nawet bardzo nieznaczne ilości węglowodorów zabarwiają powyższe ciecz na kolor brunatny lub co najmniej żółty. Jeśli spodziewamy się istnienia tzw. białej ropy czyli wykroplin („condensate“), a więc węglowodorów bezbarwnych, wykryjemy ich obecność przez zanurzenie kawałka próbki w wodzie i dodanie kilku kropel acetonu. Jeśli węglowodory płynne są obecne — wówczas woda zmętnieje. Z kolei określić należy rodzaj skał, ich kolor w stanie mokrym, teksturę i stopień sementowania. Inne dane zostaną zbadane w laboratorium geologicznym.

Po tym wstępnym badaniu musimy zabezpieczyć rdzeń przed stratą zawartych w nim węglowodorów i wody oraz przed przenikaniem cieczy z jednej jego warstwy do drugiej. W tym celu odpowiednie partie rdzenia wkłada się do uprzednio przygotowanych puszek blaszanych ze szczelnym wieczkiem (np. puszek po papierosach, sproszkowanym mleku, suszonych jajach lub tp.), zamyka się i zalakowuje lub zalepia taśmą izolacyjną. Korzystne jest przed zamknięciem w pudełku zważyć każdy kawałek rdzenia na wadze o dokładności do 10 mg tak, aby można było przez ponowne zważenie w laboratorium określić straty podczas transportu. Jeśli rdzeń idzie do laboratorium w całości, należy pozostawić pokrywającą go skorupę błotną, która się na nim osadziła z płuczki wiertniczej. Zabezpiecza ona w pewnym stopniu przed stratami węglowodorów, a szczególnie wody. Nigdy nie należy jej zmywać, lecz należy zdrapać, gdyż podczas mycia możemy zmienić zawartość wody w rdzeniu i jej skład chemiczny.

Tak zabezpieczony rdzeń wiertniczy przesyła się do laboratorium, np. w Instytucie Naftowym, gdzie zostaną wykonane dalsze badania.

III. Podział rdzeni na próbki

Charakterystyczne próbki z rdzenia dla badań laboratoryjnych można otrzymać dwiema metodami:

- 1) przez wydzielanie próbek z rdzenia w równych odstępach,
- 2) przez pobieranie próbek w tych wszystkich miejscach, gdzie widoczna jest zmiana charakteru skały rdzeniowej.

W tym wypadku konieczne jest jednak pobieranie pośrednich próbek w jednorodnych grubych warstwach. Interpretowanie wyników analizy będzie zależało od sposobu pobrania próbek; jeśli

próbki były brane w równych odstępach, to wyniki badań mogą być wypośredkowane arytmetycznie; jeśli zaś próbki pobrano zależnie od zmian teksturalnych czy litologicznych, wówczas wyniki analizy należy wypośredkować za pomocą ważenia.

W miarę pobierania próbek z rdzenia, leżącego na tacach rdzeniowych, należy je dokładniej oglądać, zważyć, zapisać wyniki, włożyć do puszek, hermetycznie zamknąć i zanotować na puszcze dane odnośnie jej zawartości. Na miejsce pobranych odcinków rdzenia należy wstawić klocki drewniane, na których można zaznaczyć, że zastępują one odcinki rdzenia zabrane do laboratorium. Najlepiej używać do tego celu klocków jakiegoś innego koloru, niż klocki używane do pierwszego uzupełnienia, tj. uzupełnienia straty przy rdzeniu. Następnie rdzeń w całości należy złożyć w magazynie, specjalnie w tym celu zbudowanym. Magazyn taki musi być suchy, dość jasny i zapewniać łatwy dostęp do wszystkich próbek i rdzeni. Próbki zbierane i przechowywane w słoikach szklanych odpowiedniego kształtu, należy magazynować w specjalnych szufladach z przegródkami. Szuflady takie ustawia się w specjalnych szafach zrobionych z żelaza kąowego. Rdzenie powinny także znajdować się na tacach, które w formie szuflad można również umieszczać w podobnych „komodach”. W ogóle kwestia magazynowania próbek wiertniczych i rdzeni powinna znajdować jak największe zrozumienie i być traktowana dużo poważniej, niż to było dotychczas praktykowane. Wszak informacje mogą nam być

jeśli jednak stosowana jest pewna płuczka znormalizowana podczas rdzeniowania, kłopot ten odpada. Przydada się mogą także próbki wody i ropy produkowanej ze strefy rdzeniowanej. Można je łatwo uzyskać z sąsiedniego odwiertu albo też z tego samego odwiertu w późniejszym okresie. Zwykle notuje się także dane odnośnie zarurowania otworu, zamknięcia wód, stanu rur zamykających wodę, dalej dane odnośnie postępu wiercenia, zasypów, chwytania świdra, wreszcie dane z okresu dowiercania otworu, tj. początkowe wydobywanie, ciśnienie i temperaturę na dnie otworu oraz wskaźnik produktywności odwiertu (formacji).

Wydzielając próbki z rdzenia, należy pamiętać, aby oddawały one możliwie najwierniej charakter strefy rdzeniowanej. W wypadkach cienkich warstw, dużej ilości przerostów itp., dobór odpowiedniej ilości próbek, które by oddawały dokładnie warunki, nie jest rzeczą łatwą; jednakże przy pewnej wprawie i znajomości przedmiotu można uzyskać zupełnie zadowalające wyniki.

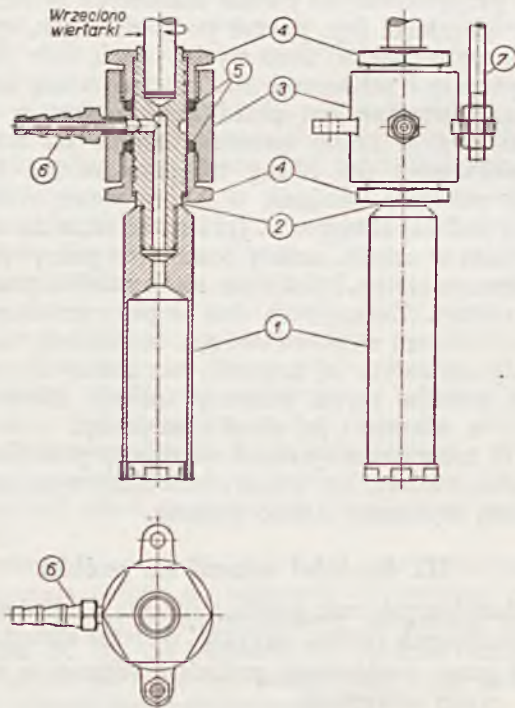
Próbki pobrane można wycinać z rdzenia prostopadłe do jego osi jako krążki, np. o grubości 1 cala, albo też rozłupując rdzeń wzdłuż jego osi podłużnie. Można wreszcie — i to jest zalecane — wiercić za pomocą specjalnego wiertła diamentowego (rys. 1), uzyskując próbki w postaci małych rdzeni o średnicy np. 1 cala i długości np. 5 cm. Takie rdzenie powinno się wycinać dwa; jeden wzdłuż osi otworu, drugi poprzecznie; oczywiście konieczne jest zaznaczyć na każdym z nich za pomocą kreski, odpowiadającej osi otworu, czy jest to rdzeń pionowy czy horyzontalny.

IV. Przygotowanie próbek do badań indywidualnych w laboratorium

W laboratorium geologicznym dzieli się próbki rdzeniowe w miarę ich wyjmowania z zalakowanych pudełek, przy czym należy pamiętać, aby nie rozpakowywać próbek tak długo, dopóki nie ma się pewności, że wszystkie pomiary na niej będzie można natychmiast wykonać. Zwykle dzieli się próbkę na 3 części: jedna służy do określenia zawartości cieczy (wody i węglowodorów), druga — do pomiarów porowatości i przepuszczalności, zaś trzecia — do określenia wielkości zasolenia. Tej ostatniej używa się potem do pomiaru wielkości ziaren, jeżeli chodzi o piaskowce, oraz do badań petrograficznych. Pozostałość próbki wkłada się z powrotem do puszek i zalakowuje — może się nam ona przydać później.

1) Jako pierwsze wykonuje się pomiary zawartości cieczy, przy czym jest rzeczą konieczną przeprowadzenie ich natychmiast po wyjęciu próbki z puszek. Przygotowanie polega na pokruszeniu próbki na kawałki o średnicy np. 0,5 cm lub mniejsze. Kruszyć można w moździerzu, lub wyjątkowo lekkim młotkiem, baczając jednak, aby nie miażdżyć samych ziaren. Następnie umieszcza się pokruszoną próbkę w retortie destylacyjnej (rys. 3, A). Zadowalające wyniki uzyskamy przy ilości ok. 150 gramów.

2) Dla określenia wielkości zasolenia, rozdrabnia się ok. 100 gramów próbki do wielkości



1-wiertło diamentowe, 2-przedłużenie wrzeciona, 3-łożysko dławikowe, 4-śruby dławikowe, 5-uszczelki, 6-końcówka do węza gumowego, 8-pręty usztywniające

Rys. 1. Wiertło diamentowe z głowicą chłodzącą

potrzebne nieraz i po upływie kilku czy kilkunastu lat.

Korzystne jest posiadanie charakterystycznych próbek płuczki używanej podczas rdzeniowania;

ziaren w moździerz, po czym umieszcza się ją w kolbie o pojemności 200 ml. i poddaje się suszeniu w suszarce elektrycznej przez najmniej 2 godziny, utrzymując temperaturę ok. 110°C.

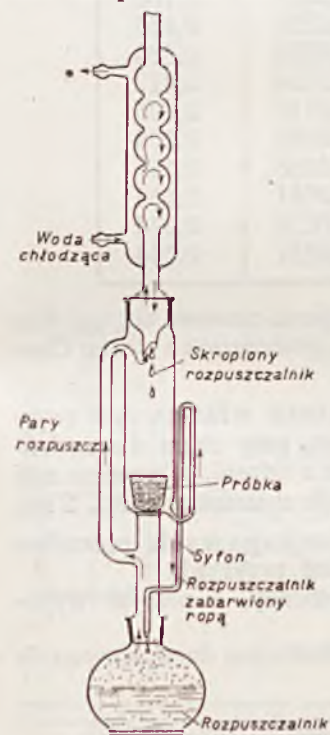
5) Sposób przygotowania próbki do badań przepuszczalności i porowatości zależy od stopnia scementowania skały i jej zwięzłości. I tak dla skał zwięzłych najlepszą metodą jest wycięcie korka (rdzenia o małej średnicy) za pomocą świderka o koronce diamentowej albo karborundowej. Średnica rdzenia — np. $\frac{3}{4}$ cala. Jeśli jednak mamy do czynienia ze skałą kruchą, słabo scementowaną, to takiego korka nie uda nam się wyciąć, a wówczas należy wyciąć kostkę (sześciian lub prostopadłościan), o objętości równej objętości korka poprzednio opisanego. Można to zrobić używając noża lub piłki, lub — jeśli mamy do dyspozycji — za pomocą szybkiej tarczy stalowej takiej, jakiej się używa do cięcia skał na szlify cienkie. Dalsze dokładniejsze obróbenie takiej kostki można uzyskać za pomocą wirującej szcztocetki drucianej. Dla badania przepuszczalności ważne jest, aby próbka była wycięta równoległe do płaszczyzny osiadania (uwarstwienia), czyli ogólnie biorąc, przy słabych upadach, prostopadle do osi szybu. Czasem jednak potrzebna nam będzie także próbka wycięta równoległe do tej osi.

4) Cechy litologiczne widoczne w próbce, zauważa się bez żadnych szczególnych przygotowań; być może, czasem będzie konieczne dokładne umycie próbki. Czasem też widoczne będą one dopiero po zmoczeniu lub zgoła zanurzeniu w wodzie lub parafinie. Do badania struktury (tekstury)

itp. nie potrzeba żadnych specjalnych przygotowań poza zwykłym przemyciem, ewent. rozkruszeniem, czasem rozpuszczeniem spoiwa itp.

5) Do badań petrograficznych konieczne jest przygotowanie szlifów cienkich, a także bardzo często separacja w cieczach ciężkich dla oddzielenia minerałów ciężkich. Sposób wykonywania szlifów cienkich wymagałby zbyt długiego opisu, aby go można tutaj umieścić, poza tym jest to czynność zasadnicza dla każdego petrografa.

6) Próba na wydobywanie ropy z rdzenia wymagać będzie przygotowania rdzenia o pewnych wymiarach



Rys. 2. Aparat Soxhleta

znormalizowanych. Rdzeń taki trzeba będzie najpierw pozbawić wszelkich zawartych w nim cieczy przez suszenie w suszarce elektrycznej przy temp. 110°C. W dalszym ciągu będzie się nasycać rdzeń

wodą słodką lub słoną, ropą, gazoliną lub gazem, w takich proporcjach, w jakich nam to będzie potrzebne (tak by odpowiadało ilościom tych cieczy, znajdujących się w skale złożowej w danym momencie i warunkach).

V. Urządzenia laboratorium dla badań rdzeni

1. Badania próbek na zawartość cieczy: wody i węglowodorów

Aparatura dla badania próbek na zawartość cieczy (rys. 5) tak wody jak i węglowodorów składa się z żeliwnej retorty destylacyjnej (A) zamkniętej hermetycznie, prostej chłodnicy o płaszczu wodnym, zamkniętej rurką zawierającą chlorek wapnia i zamykającą dostęp wilgoci z powietrza oraz uniemożliwiająca ucieczkę par z chłodnicy; u dołu chłodnica połączona jest — także szczelnie — za pomocą pierścienia z neoprenu (syntetyczna guma) z menzurką (B). Menzurka ta jest właściwie częścią składową wirówki i tam też wkłada się ją z powrotem dla kończenia pomiaru zawartości cieczy. Retortę podgrzewa się za pomocą palnika bunsenowskiego.

Aparat Soxhleta (rys. 2) składa się z małej kolbki szklanej, podgrzewanej na płycie elektrycznej lub nad palnikiem bunsenowskim przez siatkę azbestową; do szyjki tej kolbki wchodzi dolny koniec naczynia o specjalnym kształcie; do górnej szyjki tegoż wchodzi dolny koniec chłodnicy wodnej. Działanie tego urządzenia polega na wypłukiwaniu węglowodorów z próbki za pomocą takich płynów, jak np. czterochlorek węgla lub dwusiarczek węgla. Operacja jest prosta, jednak bardzo długotrwała.

Aparat „Rotarex” produkowany przez firmę „Dulin”. Działanie jego polega na równoczesnym wypłukiwaniu i odwirowywaniu uzyskanych z próbek płynów.

Spśród wymienionych aparatów, najbardziej godnym zalecenia jest aparat „Rotarex”, chociaż jeśli zastosujemy metodę destylacyjną, wyniki będą bodajże dokładniejsze.

Waga analityczna o dokładności do 5 mg.

Wirówka, o ile możliwe, o napędzie elektrycznym.

Moździerz agatowy lub porcelanowy do kruszenia skały na ziarna.

Naczynia laboratoryjne jak: kolby, lejki, chłodnice wodne, palniki bunsenowskie, flaszki, rurki i rury szklane i miedziane różnych średnic, także kapilarne, węże gumowe i neoprenowe, termometry, kurki i zaworki szklane itp.

Rozpuszczalniki: chloroform, eter, dwusiarczek węgla (CS₂), czterochlorek węgla (CCl₄), aceton.

2. Określenie przepuszczalności

Do określenia przepuszczalności jest używana:

- aparatura do skał luźnych (piasków),
- aparatura do skał zwięzłych,
- sprężarka ze zbiornikiem na powietrze, napęd elektryczny, gazomierz.

a) Aparatura do określania przepuszczalności skał luźnych składa się z rury szklanej (lub metalowej), którą napełniamy badanym piaskiem i zamykamy z dwu stron za pomocą korków gumowych z otworami. Krążki siatkowe uniemożliwiają wysypywanie się piasku przez te otwory. W otwory te wetknięte są rurki opatrzone trójdrożnymi kurkami szklanymi. Powietrze sprężane w zbiorniczku przechodzi za pomocą węża gumowego przez gazomierz do jednego z kurków, po czym przez próbkę w rurze i drugi kurek uchodzi w atmosferę. Pozostałe odgałęzienie w każdym kurku służy do połączenia obu końców rury z dwoma ramionami manometru wodnego. Jeśli zamiast powietrza stosujemy ciecz jako medium przepływające, wówczas w miejsce połączenia z gazomierzem i sprężarką, łączymy aparat za pomocą węża gumowego ze słojem szklanym, zawierającym daną ciecz. Dla uzyskania równomiernego i kontrolowanego wypływu cieczy ze słoja umieszcza się rurkę wylotową w ścianie bocznej u dołu, zaś w górnym otworze słoja umieszcza się korek z otwartą rurką. Podnosząc lub obniżając tę rurkę, tj. zanurzając jej koniec więcej lub mniej w cieczy, uzyskujemy regulację wysokości słupa cieczy bez względu na ilość całkowitą cieczy w słoju.

b) Stosowane są różne typy aparatów do określania przepuszczalności skał zwięzłych. Jeden z nich przedstawiony jest na rys. 5. Zasada działania jest ta sama, różnica polega jedynie na konstrukcji samego uchwytu próbki skały zwięzłej. Szczegółową konstrukcję jednego z takich uchwytów przedstawia rys. 6.

3. Przyrządy do mierzenia porowatości

a) Aparatura do badań nasycenia cieczą jest bardzo prosta do zmontowania. Składa się z płaskodennego naczynia (słoja) z dużym otworem u góry, zamkniętego szczelnie przylegającą pokrywą, w której znajduje się otwór zatkany korkiem gumowym. W otworze tego korka tkwi 3-drożny kurek szklany. Przez ten kurek naczynie może być połączone albo z pompą próżniową albo z naczyniem zawierającym wodę destylowaną. Wysokość próżni można mierzyć za pomocą manometru rtęciowego, włączonego w przewód łączący aparat z pompą. Niedogodność polega wszakże na konieczności zakładania i zdejmowania przewodu od pompy próżniowej za każdym razem.

b) Aparatura działająca na zasadzie ekspansji gazu: jeden typ aparatu, stosującego rtęć jako motor służący do opróżniania próbki z powietrza, stanowi aparat „Washburn-Buntinga”.

Urządzenie alternatywne, nieco bardziej skomplikowane, za to nieco dokładniejsze i łatwiejsze przy tym do zaimprovizowania we własnym zakresie (rys. 12), składa się z naczynia o pewnej znanej pojemności, połączonego za pomocą grubościennych węzów gumowych przez trójdrożny kurek do naczynia ekspansyjnego, które z kolei łączy się od dołu z manometrem rtęciowym. Manometr ten posiada odnogę, za pomocą której połączony jest z naczyniem zawierającym rtęć, służącą jako motor wyciągający powietrze z próbki. Naczynie

to wisi na specjalnym jarzmie i może być opuszczane lub podnoszone ręką lub za pomocą specjalnego bębena obracanego korbką. Pojemność naczynia ekspansyjnego wynosi połowę, ćwierć lub $\frac{1}{8}$ objętości naczynia na próbkę. Od kurka trójdrożnego osobny przewód prowadzi do pompy próżniowej.

Urządzenie znormalizowane przez U. S. Bureau of Mines składa się z pompy wysokociśnieniowej, do której wkłada się próbkę, manometru sprężynowego, manometru o stałym obciążeniu, dającego stałe ciśnienie, biurety, do której wchodzi rozprężający się gaz i w której też jest pod ciśnieniem atmosferycznym mierzony.

4. Pomiar zasolenia wykonuje się za pomocą miareczkowania, potrzebne są więc biurety, zlewki, cylindry z podziałką, pipety, lejki, kolby itp. szklane naczynia laboratoryjne.

5. Dla pomiaru wielkości ziaren potrzebne jest następujące wyposażenie:

- kruszarka (w jej braku używa się moździerca),
- suszarka elektryczna, pozwalająca na utrzymanie regularnej temperatury, np. 110°C przez pewien czas, np. 2 godz.,
- zestaw sit znormalizowanych, np. w skali Tylera, o następujących lub zbliżonych wielkościach oczek:

MESH	Wielkość otworu sita	
	cale	milimetry
10	0,065	1,651
14	0,046	1,168
20	0,0528	0,853
28	0,0332	0,589
35	0,0164	0,417
48	0,0116	0,295
65	0,0082	0,208
100	0,0058	0,147
150	0,0041	0,104
200	0,0029	0,074
325	0,0017	0,044

d) Maszyna do wstrząsania zestawu sit, np. maszyna „RO-TAP”, produkowana przez Central Scientific Co.

6. Do pomiaru ciężaru właściwego ropy potrzebny jest piknometr, przy czym dla małych ilości uzyskiwanych z rdzeni, piknometr taki musi mieć pojemność jak najmniejszą, np. 2 ml.

7. Do badań mikroskopowych potrzebne są następujące aparaty lub przyrządy:

- mikroskop petrograficzny, z pełnym wyposażeniem,
- tarcza stalowa szybkobieźna do wykonywania szlifów cienkich,
- balsam kanadyjski,
- szkiełka przedmiotowe i nakrywkowe.

8. Do badań makroskopowych:

- zwykła lupa,
- lupa stereoskopowa,
- mikroskop binokularowy (ewent.) o 10, 20 i $30\times$ powiększeniu.

9. Do separacji minerałów ciężkich potrzebna jest selekcja ciężkich cieczy, z których najpotrzebniejsze i najczęściej używane będą:

- a) bromoform (CHBr_3), c. wł. 2,88,
- b) jodek metylenu, c. wł. 3,35,
- c) azotan rtęciowy (HgNO_3), c. wł. 4,3.

Dalszy kontyngent cieczy do separacji dzieli się na takie, których używa się przy zwykłych temperaturach i takie, które muszą wprawdzie być podgrzane do punktu topliwości. W wielu wypadkach związki są trujące i trzeba być bardzo ostrożnym przy ich używaniu.

VI. Indywidualne badania próbek w laboratorium

A. Określenie zawartości cieczy — wody i węglowodorów

Istnieją dwie zasadnicze, różniące się od siebie metody określania zawartości płynów w badanej próbce:

- 1) metoda ekstrakcyjna,
- 2) metoda destylacyjna.

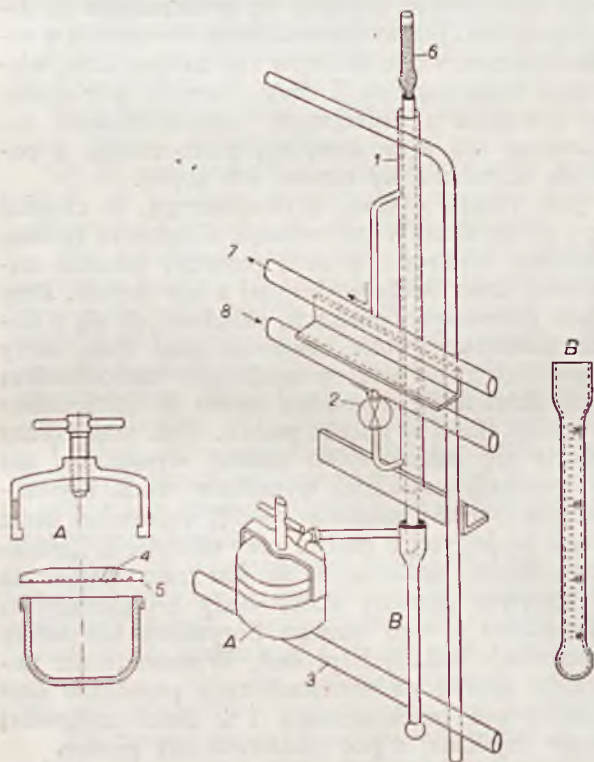
1) Metoda ekstrakcyjna

Jest ona szczególnie pożyteczna dla szybkiego określenia, czy badana próbka zawiera w ogóle

rozpuszczalnika takiego jak chloroform, eter, czterochlorek węgla lub dwusiarczek węgla i wstrząsa się probówką przez kilka minut. W zależności od ilości obecnych węglowodorów rozpuszczalnik zabarwi się na jasnożółto, ciemnożółto lub brązowo. Po odparowaniu rozpuszczalnika, na parownicze szklanej lub porcelanowej, otrzymamy osad odpowiedniego koloru. Jeśli próbka zawiera tylko bardzo drobne ślady węglowodorów, należy zastosować bardziej skomplikowaną metodę. Próbkę rozartaną w moździerzu umieszcza się w kolbce, dolewa się ok. 3 łyżeczki czystego chloroformu lub innego rozpuszczalnika, zatyka się kolbkę czystym korkiem i wstrząsa się nią przez jakąś godzinę, uważając, aby płyn nie dotykał korka, może on bowiem zawierać w szczelinach drobniutkie ilości węglowodorów i zabarwić płyn. Z kolei przesącza się płyn przez bibułę, umieszczoną na lejku, do drugiej kolbki. Otrzymany filtrat, uwolniony od ziaren piasku i innych mechanicznych zanieczyszczeń, odparowuje się następnie na parownicze umieszczonej w dygestorium lub przynajmniej w pobliżu okna bez podgrzewania. Jeśli węglowodory były w próbce obecne, otrzymuje się osad koloru jasnożółtego lub brązowego. Należy pamiętać, że przy zetknięciu się otwartego płomienia z parami chloroformu mogą powstać takie gazy trujące jak chlor, fosgen itp., dlatego nie wolno przyspieszać odparowywania przez podgrzewanie.

Aparat ekstrakcyjny Soxhleta (rys. 2) pozwala określić dokładnie zawartość węglowodorów w badanej próbce, jest to jednak dużo kosztowniejsza metoda zarówno ze względu na koszt samego aparatu jak i wielkich ilości potrzebnych doń rozpuszczalników. Poza tym ekstrahowanie za pomocą tego aparatu zajmuje bardzo dużo czasu. Tygiel z próbką umieszcza się w specjalnym naczyniu, zaś rozpuszczalnik w kolbce. Podgrzewając kolbkę z rozpuszczalnikiem (na płycie ogrzewanej elektrycznie), powoduje się odparowywanie rozpuszczalnika. Jego pary przechodzą przez boczny przewód do naczynia z tygielkiem, a stąd do chłodnicy wodnej. Tutaj skraplają się i spływają w dół do tygielka, na próbkę, wsiąkają w nią i ekstrahują z niej węglowodory. Rozpuszczalnik zbiera się w naczyniu i przez drugi przewód boczny przelewa się z powrotem do kolbki, pociągając większą ilość rozpuszczalnika działaniem syfonowym. W ten sposób stale zagęszczający się węglowodorami rozpuszczalnik jest ciągle odparowywany z kolbki, skraplany w chłodnicy i obiega w koło, wypłukując próbkę bardzo dokładnie z zawartych węglowodorów. Po ukończeniu ekstrakcji (stwierdzić można po kolorze rozpuszczalnika w rurce syfonowej) odparowujemy rozpuszczalnik i możemy określić wagowo zawartość węglowodorów, a co za tym idzie, procentową zawartość na jednostkę objętości próbki lub na jednostkę objętości przestrzemi woidalnej. Ostatnio określa się najczęściej zawartość cieczy (wody i węglowodorów) jako procent porowatości (por).

Aparat „Rotarex” stosuje metodę równoczesnej ekstrakcji i odwirowywania.



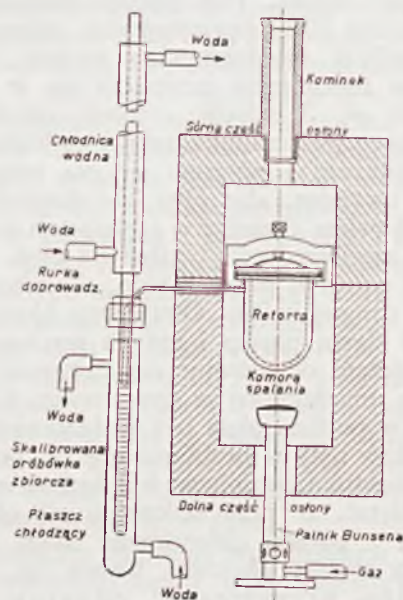
A—retorta. B—mierzurka. 1—kondensator, 2—zawór do regul. przepływu wody chłodzącej. 3—doprowadzenie gazu do palnika Bunsena, 4—wkład dla rurki, 5—plaszczyzna styku, 6—chlerek wapnia, 7—wypływ wody chłodzącej, 8—wplyw wody chłodzącej

Rys. 3. Aparatura do pomiaru zawartości płynów

węglowodory. Próbkę taką wykonuje się zwykle na miejscu wiercenia. Umieszcza się kawałeczek rozkruszonej próbki w probówce, wlewa się nieco

2) Metoda destylacyjna

Retortę zawierającą rozkruszoną próbkę, poddaje się prażeniu nad otwartym płomieniem palnika bunsenowskiego lub lepiej, w specjalnej komorze otaczającej retortę i zapewniającej równomierne ogrzewanie. Dwa takie typy urządzenia destylacyjnego przedstawione są na rys. 3 i 4.



Rys. 4. Aparatura destylacyjna dla określenia zawartości płynów w badanej próbce

Rozwój metody destylacyjnej i jej zastosowanie dla badania próbek pochodzi w prostej linii od destylacji łupków bitumicznych. Ponieważ zarówno węglowodory jak i woda są w próbce obecne, destylacja posiada charakter złożony. Pary obydwo cieczy uchodzą przez miedzianą rurkę z retorty do chłodnicy, gdzie skraplają się, ściekając do menzurki, szczelnie połączonej z chłodnicą. Zwykle stosuje się od razu menzurkę wyjętą z wirówki (dla uniknięcia straty przy przelewaniu kondensatu). Wstawia się ją, odpowiednio podtrzymaną, do większego naczynia z wodą dla obniżenia temperatury kondensatu i uniknięcia strat, spowodowanych parowaniem. Woda zbiera się na dnie menzurki, węglowodory wyżej. Jeśli granica nie występuje jasno, wkłada się menzurkę do wirówki (nie zapominać jej zrównoważyć!) i odwirowuje się przez parę minut. Po wyjęciu odczytuje się menisk wodny i menisk węglodorów i w ten sposób dostaje się ilość poszczególnych cieczy wydestylowanych.

Odpowiednio proporcjonalnie dodać należy do uzyskanych wartości zwiększenie się ciężaru rurki zawierającej CaCl_2 , a zamykającej górny wylot chłodnicy, gdzie część par nieskroplonych w chłodnicy została zatrzymana. Ponieważ pewne ilości

ropy (cięższe węglowodory) koksują wespół z piaskiem, należy koniecznie przeprowadzić szereg próbnych pomiarów, stosując znane ilości ropy zmieszane ze znaną ilością wyprażonego piasku z danej próbki. Po ochłodzeniu wyprażony piasek wysypuje się z retorty na lekką parowniczkę i waży się dokładnie, notując stratę ciężaru. Oczywiście konieczne jest wprowadzenie tutaj szeregu poprawek, gdyż piasek traci także i wodę krystalizacyjną oraz dwutlenek węgla. Poza tym, jak już wspomniano, pewne ilości ropy zostają stracone wskutek krakingu i koksowania. Straty wody rzadko przekraczają 1% wody oddestylowanej, można je więc pominąć. Jeśli chodzi o węgiel osadzający się wskutek koksowania, to rzadko stanowi on więcej niż 10% całkowitej zawartości ropy w próbce; ponieważ całkowita masa węglodorów w próbce rzadko wynosi więcej niż 5% masy próbki, więc wynikający stąd wzrost ciężaru próbki nie przekracza przeważnie 0,5%. Dlatego straty te pomija się.

Kalibrowanie retorty i kondensatora wykonuje się przez destylowanie pewnej pomierzonej ilości ropy, zmieszanej w rozmaitych proporcjach ze zważoną ilością piasku i pomiar uzyskanego destylatu. Wykazano za pomocą dużej ilości wykonanych pomiarów, przy zastosowaniu różnych typów ropy o różnych c. wł., że odzyskanie wody było całkowite, zaś ilość odzyskanej ropy wahała się w zależności od jej c. wł. Przy zmniejszającym się c. wł. ropy destylowanej uzyskuje się zmniejszające się ilości destylatu. Jest to spowodowane obecnością w ropie cięższych węglodorów i co za tym idzie, większym koksowaniem. Z drugiej strony, gdy mamy do czynienia z najlżejszymi węglodorami, dostaniemy ich przy destylacji nieco mniej, z powodu ulatniania się pewnej ich części.

Jeśli chodzi o wodę krystalizacyjną, to chociaż jest jej nie dużo w porównaniu z ciężarem próbki, jednakże stanowi ona dość poważny procent całkowitej ilości wody wydobytej z por próbki. Przy mało porowatych piaskach, składających się z ziaren minerałów, które zawierają dość dużo wody krystalizacyjnej, błąd spowodowany zaniedbaniem tych ilości może dochodzić nawet do 25% całkowitej ich ilości w porach piasku. Taki stan rzeczy zdarza się jednak tylko bardzo wyjątkowo, zaś w przeważającej ilości wypadków woda krystalizacyjna stanowi zaledwie 5—6% całkowitej ilości wody wydobytej z próbki przy destylacji. Zostało stwierdzone i ustalone, że nie jest rzeczą konieczną wykonywać pomiary ilości wody krystalizacyjnej dla piasku z tego samego horyzontu lub strefy wszystkich badanych próbek. Wprowadzenie poprawki opartej na wynikach tych pomiarów daje różnicę nie przekraczającą 1% ilości całkowitej wody uzyskanej z por piaskowca czy piasku.

ciąg dalszy nastąpi

Jerzy Czernikowski

Otwornice serii fliszowej facjesu śląskiego na pograniczu kredy górnej i dolnej

Praca ta obejmuje krótkie zestawienie dotychczasowych obserwacji nad otwornicami serii godulskiej i margli węglowieckich. Stanowi ona swego rodzaju krótkie paleontologiczne uzasadnienie zamieszczonego uprzednio w „Nafcie” Nr 5 artykułu pt. „Wiek warstw godulskich i margli węglowieckich”.

Poza tym pracę tę można potraktować jako niezależny przegląd najważniejszych i najczęstszych otwornic, które charakteryzują serię pstrych osadów, na pograniczu kredy górnej i dolnej, w ramach pięter od albu do turonu włącznie.

W sensie poziomym streszczono tu obserwacje tych warstw w rejonach dość rzadko rozrzuconych, na przestrzeni od Sanoka do Skoczowa, oczywiście w ramach facjesu śląskiego.

Praca ta nie jest pełna tak zarówno dla braku dalszych materiałów jak i literatury.

Wielkim brakiem jest tu część ilustracyjna. I na tym polu autor jest ograniczony brakiem optyki tak, że zamieszczono tu fotografie z czasów okupacji i rysunki J. Grzybowskiego z r. 1896.

Zanim przystąpimy do właściwego tematu, scharakteryzujemy pokrótce omawiane serie litologiczne pod względem petrograficznym.

Seria margli węglowieckich została już przez autora opisana w poprzedniej pracy.

Co do serii godulskiej względnie warstw godulskich, to najlepiej powtórzmy jej opis według „Słownika Karpackiego” H. Świdzińskiego.

„Na przelomie kredy dolnej i górnej znajduje się seria godulska, która z racji swego stanowiska zapoczątkowuje wielkie zmiany regionalne w rozwoju fliszu, w okresie górnej kredy i eocenu. Najnowsze badania pozwalają rozciągnąć tę nazwę na obszar prawie całych Karpat”. Stwierdzenie powyższe określa ważność ścisłego ustalenia wieku tej serii.

I dalej: „Pstra seria godulska przedstawia pewien jednolity zespół sedymentacyjny, coś w rodzaju „podcyklu”, który w rejonie śląskim kończy wielki cykl dolno kredowy”.

Chodzi tu w pierwszym rzędzie o łupki ilaste, zwykle bezwapienne, czasem margliste, jak np. w wypadku Węglówki, barwy czerwono-zielonej z tzw. piaskowcem godulskim w stropie i skałami radiolariumowymi w spągu, do których jeszcze powrócimy w ciągu dyskusji nad wiekiem serii godulskiej.

„Zaliczane dawniej do eocenu, niesłychanie utrudniały zrozumienie sensu budowy wielu odcinków Karpat, póki nie ustalono ich rzeczywistej pozycji, zobrazowanej w popularnej dziś stosowanej nazwie „pstrych łupków środkowo kredowych”.

Na tym miejscu należy wspomnieć o występowaniu tu i ówdzie czerwonych łupków, oprócz godulskich i margli węglowieckich, których pozycję stratygraficzną uważa H. Świdziński za bardzo niepewną.

W swoim „Słowniku Karpackim” H. Świdziński

pisze. „Np. wśród czarnych łupków kredy Liwocza obserwowałem w r. 1955 wąskie pasy łupków czerwonych. Mogą to być wklonowane od góry (lub od dołu — uwaga autora artykułu) łupki godulskie, może nawet eoceńskie(?), ale mogą to być i wkładki stratygraficzne.

Takie same bowiem smugi, w większej tylko ilości, widział J. Wdowiarz (wiadomość ustna) w dolnej czarnej kredzie śląskiej, w strefie Kokoczy (między Tarnowem a Pilznem).

Według tegoż autora robią one wrażenie wkładek stratygraficznych. W przedłużeniu tej strefy na ark. Strzyżów (strefa Chełmu) stwierdził je również H. Teisseyre (wiadomość ustna). „Wąskie smugi czerwonych łupków w czarnych łupkach dolno kredowych strefy Kokocza zawierają wśród mikrofauny liczne globotrunkany oznaczone przez J. Syniewską, a zatem nie mogą być starsze niż cenoman, podczas gdy dolna kreda tej strefy zawiera faunę barremską, oznaczoną przez B. Koszyńską. A zatem nie mogą tu czerwone łupki stanowić wkładek stratygraficznych. Przebijając od spodu, te łupki czerwone należą zapewne do niżejległej jednostki tektonicznej o charakterze płaszczowiny lub potężnej dygitalacji czołowej partii płaszczowiny śląskiej. Istnienie wielkich mas czerwonych łożysk pod czarnymi łupkami dolno kredowymi w okolicy Stępniny stwierdziły wiercenia wykonane tu w poszukiwaniu za rudami żelaza.

Być może, że ze względu na globotrunkany łączą się one ze słynnymi marglami z Węglówki ku E i pstrymi łożyskami w rejonie Skoczowa na brzegu Karpaku W.

W ogólnym obrazie stosunków mikrofaunistycznych serii godulskiej możemy wyróżnić na pierwszym miejscu zespół przedstawiony na tablicy 1, gdzie obok załączono listę najpospolitszych form. Tablica ta jest zaczerpnięta z pracy J. Grzybowskiego z r. 1896 o otwornicach czerwonych łożysk z Wadowic, które zaliczył J. Grzybowski do oligocenu. Są to formy wyłącznie aglutynujące. Ze względu na powszechne rozprzestrzenienie tego zespołu w typowych warstwach godulskich, zespół ten stanowi swego rodzaju tło i bazę, na których to pojawiają się, to znikają, że się tak wyrażę, dodatkowe zespoły otwornic, bądźto wapiennych, bądź to aglutynujących zależnie od regionu lub facjesu.

Wśród tego zespołu na pierwszy plan wybijają się jako formy przewodnie *Textularia subhaerigen-sis*, *Verneuilina Szajnochae* i *Arenobulimina sp.*

W obrębie serii godulskiej pierwsza jest charakterystyczna dla turonu, druga dla cenomanu, zaś trzecia dla albienu. Zdanie to dlatego jest specjalnie zaakcentowane, albowiem formy te można czasem napotkać i w wyższych poziomach stratygraficznych, ale pozbawione ich „tła zespołowego”.



TABLICA 1

- | | |
|---|---|
| <p>1. <i>Psammospaera fusca</i> Schultze
 2. <i>Saccamina sphaerica</i> Brady
 3. <i>Hyperamina nodata</i> Grzyb.
 4. " <i>dilatata</i> Rzk.
 5. " <i>vagens</i> Brady
 6. <i>Reophax ovulum</i> Grzyb.
 7. " <i>lenticularis</i> Grzyb.
 8, 9. " <i>duplex</i> Grzyb.
 10. " <i>guttifera v. scalaria</i> Brady
 11. " <i>pilulifera</i> Brady
 12. <i>Haplophragmium Wazaczi</i> Rzk.
 13. " <i>turpe</i> Grzyb.
 14. " <i>quadrilobum</i> Grzyb.
 15. " <i>bulloidiforme</i> Grzyb.
 16. <i>Ammodiscus fallax</i> Rzk.
 17. <i>Haplophragmium bulloidiforme</i> Grzyb.
 18. <i>Trochamina subglobosa</i> Grzyb.
 19. " <i>pauciloculata</i> Brady
 20. " <i>intermedia</i> Rzk.
 21. " <i>Carpenteri</i> Grzyb.
 22. " <i>subcoronata</i> Rzk.
 23. " <i>Carpenteri</i> Grzyb.
 24. " <i>acervulata</i> Grzyb.
 25, 26. <i>Cyclamina suborbicularis</i> Rzk.
 27, 28. " <i>retrosepta</i> Grzyb.
 29. " <i>setosa</i> Grzyb.
 30. " <i>globulosa</i> Grzyb.
 31, 32. <i>Textularia attenuata</i> Rss.
 33. " <i>subhaerigensis</i> Grzyb.
 34. " <i>flabelliformis</i> Gümb.</p> | <p>35. <i>Plecanium sublime</i> Grzyb.
 36. <i>Textularia subhaerigensis</i> Grzyb.
 37. " <i>calix</i> Grzyb.
 38. <i>Verneuilina abbreviata</i> Rzk.
 39. " <i>Szajnochae</i> Grzyb.
 40. <i>Bigenerina fallax</i> Rzk.
 41, 42. <i>Bigenerina nuda</i> Grzyb.
 43. <i>Spiroplecta lenis</i> Grzyb.
 44. " <i>deflexa</i> Grzyb.
 45. <i>Gaudryina Schwageri</i> Rzk.
 46. <i>Ataxophragmium conulus</i> Rzk.
 47. <i>Virgulina digitalis</i> Grzyb.
 48. <i>Pleurostomella Zuberi</i> Grzyb.
 49. <i>Clavulina subparisiensis</i> Grzyb.
 50. <i>Pleurostomella Zuberi</i> Grzyb.
 51, 52. <i>Rhabdammina abyssorum v. irregularis</i> M. Sars
 53. " <i>subdiscreta</i> Rzk.
 54. <i>Nubecularia tibia</i> I. i P.
 55. <i>Ammodiscus angygyrus</i> Rss.
 56. " <i>polygyrus</i> Rss.
 57. <i>Glomospira charoides</i> I. i P.
 58. <i>Ammodiscus gordialis</i> I. i P.
 59. " <i>involveris</i> Rss.
 60. " <i>septatus</i> Grzyb.
 61. <i>Clavulina Szaboi</i> Hant.
 62. <i>Reophax ovulum</i> Grzyb.
 63. <i>Gaudryina apicularis</i> Grzyb.
 64. <i>Bathysiphon</i> sp.
 65. <i>Arenobulimina n. sp.</i></p> |
|---|---|



TABLICA 2 i 3

Margle węglowieckie, poziom z *Textularia subhaerigensis* i *Globotruncana linneiana*, turon (dolny?)



TABLICA 4 i 5

Margle węglowieckie, poziom z *Verneuilina Szajnochae* i *Globotruncana appenninica*, cenoman



TABLICA 6 i 7
Margle węglowieckie, poziom z *Arenobulimina sp.*, albien

Ten sam porządek stratygraficzny istnieje i wśród margli węglowieckich z tym, że obok *Textularia subhaerigensis* występuje *Globotruncana lineiana* (tabl. 2 i 3), *Verneulina Szajnochae* (tabl. 4 i 5) z *Globotruncana appenninica*. Oprócz globotrunkan są tu reprezentowane i inne formy wapienne jak *Pullenia sp.*, *Truncatulina sp.*, *Anomalina sp.*, *Pulvinulina sp.*, *Robulina sp.*, *Rotalia sp.*, *Vaginulina sp.*, *Lagena sp.*, *Nodosaria sp.*, *Dentalina sp.*, *Cristellaria sp.*, *Glandulina sp.*, *Polimorphina sp.*, *Flabellina sp.*, *Globigerina sp.*, *Bulimina sp.*

Porównanie tych dwu facjesów margli węglowieckich i serii godulskiej Czarnego Potoka, w rejonie Węglówki, określiło w wyniku wiek tych ostatnich na cenoman-turon.

Spąg serii godulskiej obejmuje poziom z *Arenobulimina sp.* (tabl. 6 i 7), wspólny dla wszystkich odmian facjalnych serii godulskiej.

Jest ten poziom znowu wyłącznie aglutynujący, gdzie ponadto występują często i radiolarie z rodz.: *Sphaeroidina*, kuliste i stożkowe *Crytoidea*.

W poziomach tym częste są kryształki dolomitu, tworzące czasami masowe horyzonty, wypierając całkowicie mikrofaunę.

Po raz drugi w takiej ilości występują w pstrych ilach trzeciorzędu.

Tu powrócimy do kwestii wkładek czerwonych łupków wśród utworów dolno kredowych facji śląskiej. Jak tego dowiodły materiały z rejonu Grabownicy i Wiśniowej, właśnie kryształki dolomitu są głównym składnikiem tych ilolupków, oprócz substancji koloidalnej. W wierceniach Grabownicy

próbowano je wyjaśniać jako powtórzenia o charakterze tektonicznym. Tymczasem wkładki górne zawierają jeszcze zwykle reminiscencje mikrofaunistyczne poziomu z *Arenobulimina sp.*, podczas gdy horyzonty niższe wypełniają wyłącznie kryształki dolomitów lub radiolarie, łącznie z kryształkami.

Poziom z *Arenobulimina sp.* występuje w całej miąższości warstw godulskich w rejonie Brzozowa, na kopalni Las, a w ich spągu poziom z radiolariami, głównie *Sphaeroidea*. Być może, że w kierunku N wyższe poziomy serie godulskiej wyklinowują się.

Wreszcie czwarty typ serie godulskiej wykryto ostatnio na S skrzydle fałdu Załuża. Jest on całkowicie identyczny z mikrofauną, znaną przez J. Grzybowskiego w Wadowicach, tzn. zespół mieszany, wapienno aglutynujący, ale bez globotrunkan.

Czy jednak mikrofauna Załuża nie łączy się z marglami Węglówki, to może jedynie rozstrzygnąć bliższe oznaczenie niektórych form wapiennych zespołu Załuża. Przypominają one bardzo genotyp globotrunkan nazwany przez Cushman'a *Pulvinulina arca*.

Wyznaczenie dalszego kierunku przebiegu fałdu Węglówki ku E jest właściwie nieustalone i to tym bardziej, że nie natrafiono do dziś na podobną mikrofaunę wśród czerwonych względnie pstrych ilolupków rejonu Sanoka.

W zakończeniu trzeba podkreślić, że względu na globotrunkany, łączność geosynkliny karpackiej z geosynkliną kaukaską, co specjalnie zostało podkreślone w mikrofaunie eocenu i paleocenu Karpac.

Edward Mikus

Cementowanie odwiertów pod ciśnieniem

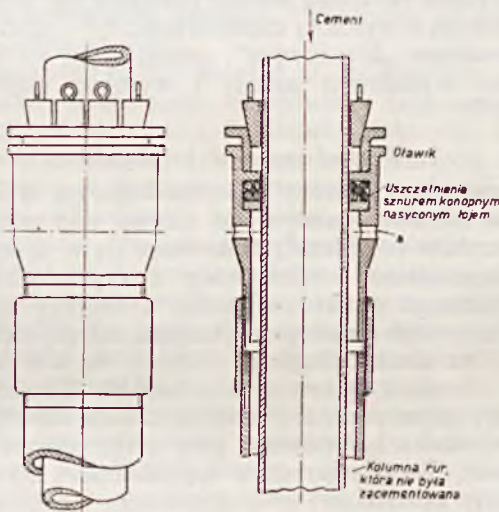
Sposób i przebieg cementowania odwiertu jest w zasadzie u nas dosyć znany, pozostaje zatem do wyjaśnienia techniczne przeprowadzenie cementowania kilku horyzontów gazowych jedną kolumną rur z przeciwcisnieniem.

Celem uniknięcia jakiegokolwiek ruchu gazów poza rurami, należy zastosować uszczelnienie dławikowe kolumny w czasie cementowania.

Najprostszym sposobem byłoby zastosowanie tzw. połączenia krzyżowego, na którym spoczywa później dana kolumna rur. Jednak na skutek trudności dokładnego dostosowania górnej rury do wymienionego połączenia, powinno się zastosować odpowiedniejsze zabezpieczenie.

Poniżej podany został taki sposób, w którym zastosowano w czasie cementowania dławik klinowy. Zapuszczenie rur może odbywać się również na tymże dławiku klinowym.

Na poprzednią kolumnę rur nakręcamy dławik cementacyjny (rysunek). Po doprowadzeniu rur do głębokości, gdzie mamy je zacementować — nakładamy na kolumnę głowicę cementacyjną, np. typu „Mac Clatchie” i cyrkulujemy dokładnie otwór.



Przed rozpoczęciem włączania cementu uszczelniamy pierścień dławika sznurem konopnym, nasyconym łojem. Włączamy obliczoną ilość cementu, po czym natłaczamy odpowiednią ilość płuczki — potrzebną do wypchnięcia cementu poza rury, pozostawiając przewidzianą zakładkę w rurach. Stawiamy rury w klinach dławika celem uszczelnienia. Zamykamy boczne wylotowe zasuwy w dławiku *a* i wywieramy dodatkowe ciśnienie pompami względnie agregatem cementacyjnym. Zamykamy górną zasuwę na głowicy cementacyjnej i pozostawiamy otwór pod ciśnieniem.

Cement w takich warunkach pozostaje poza rurami w zupełnym spokoju i mamy tę pewność, że żaden ruch cementu nie może być wywołany poza

cementowaną kolumną. Takie cementowanie należy uważać za zupełnie udane.

Podając powyższe, należy podkreślić duże znaczenie samego uszczelnienia dławikowego rur w czasie cementowania, po przewierceniu kilku horyzontów gazowych czy też gazowo-ropnych.

Na podstawie doświadczenia z odwiertu nr 46 w Daszawie należy wnioskować, że istnieje możliwość w podobnych warunkach niezwiązania, a następnie wyrzucenia cementu z poza rur. Gazy na wspomnianym odwiercie nawiercono w głębokości 471 m (I horyzont), 564 m (II horyzont) i 646 m (III horyzont). Gazy II-go horyzontu o dosyć dużym ciśnieniu nie pozwoliły na wiązanie cementu, na skutek czego po 6 godzinach zaczęło powoli wyrzucać niezwiązany cement a następnie doszło do silnej erupcji gazów z poza rur, tak z II-go jak i III-go horyzontu.

Aby podobnych niespodzianek uniknąć, podajemy wymieniony sposób uszczelnienia dławikowego, uważając, że szersza dyskusja na ten temat mogłaby ewentualnie wnieść wiele nowego materiału w tym przedmiocie.

Do obliczenia potrzebnej ilości cementu używamy wzorów podanych w poniższym przykładzie.

Przykład:

1. Kolumna rur o średn. 18" = 457/457 mm.
2. Głębokość zapuszczenia kolumny $H = 170$ m.
3. Otwór odwiercony świdrem o średn. 510 mm.
4. Projektowane zacementowanie od buta rur do wierzchu.
5. Wysokość zakładki cementowej w rurach 18", $h = 5$ m.
6. Ciężar właściwy cementu — 3,15.
7. Ciężar właściwy mleczka cementowego 1,9.
8. Ciężar właściwy płuczki — 1,2.

a) Objętość przestrzeni poza rurowej:

$$v_1 = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \cdot H = \\ = 0,785 (0,510^2 - 0,457^2) \cdot 170 = 6,80 \text{ m}^3$$

b) Objętość cementowej zakładki w rurach:

$$v_2 = 0,785 \cdot 0,457^2 \cdot 5 = 0,75 \text{ m}^3$$

c) Całkowita objętość:

$$V = 6,80 + 0,75 = 7,55 \text{ m}^3$$

d) Ilość potrzebnego cementu do przygotowania 1 m³ mleczka cementowego:

$$q = \frac{3,15 (1,9 - 1)}{3,15 - 1} = 1,32 \text{ tony}$$

e) Ogólna ilość potrzebnego cementu:

$$Q = 7,55 \cdot 1,32 \cdot 1,2 = 11,95 \text{ ton,}$$

przy czym współczynnik uwzględniający powiększenie średnicy otworu i strat cementu = 1,2

- f) Ilość wody potrzebnej na 1 tonę suchego cementu dla otrzymania mleczka cementowego o ciężarze właściwym 1,9:

$$q_w = \frac{3,15 - 1,9}{3,15 (1,9 - 1)} = 0,44 \text{ tony}$$

- g) Ogólna ilość wody potrzebnej dla cementu:

$$Q_w = 0,44 \cdot 11,95 = 5,25 \text{ tony}$$

- h) Potrzebna ilość płuczki dla wytłoczenia mleczka cementowego poza rury:

$$Q_p = \frac{\pi}{4} \cdot d^2 (H - h) = 24,75 \text{ tony.}$$

Dla ułatwienia obliczeń — podajemy uproszczoną tabelę cementacyjną (dla ciężaru właściwego cementu = 3,15):

Stosunek wody: cementu ($\frac{w}{c}$) =	1	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3
Waga cementu, g	500	500	500	500	500	500
Ilość wody, g	500	350	300	250	200	150
Ilość mleczka cement., cm ³	658,7	508,7	458,7	408,7	358,7	308,7
Ciężar wł. mleczka cementowego	1,52	1,67	1,74	1,83	1,95	2,10
Na 1 worek cement. (50kg) litr. wody	50	35	30	25	20	15
Mleczka cement. z worka cementu	66	51	46	41	36	31

Doc. Dr Inż. Stefan Pawlikowski

Działanie elektrycznych wyładowań koronowych na gaz ziemny

CZĘŚĆ I

Historia i istota zagadnienia, aparatura i metody badań

Działanie chemiczne wyładowań elektrycznych było przedmiotem rozlicznych badań od czasów, gdy nauczono się wywoływać te wyładowania przy pomocy urządzeń wytwarzających wystarczające ilości energii elektrycznej; a więc począwszy od elektrostatycznej maszyny Wintera, poprzez unowocześnioną maszynę influencyjną Wimshursta i Holtza, cewkę indukcyjną Rhumkorffa, dochodzimy do dzisiejszych transformatorów elektrycznych, lamp katodowych Slacka i Lenarda oraz innych nowoczesnych urządzeń, mogących dostarczać prawie że dowolnych ilości elektronów o różnorodnych prędkościach. Wszystkie te aparaty były stosowane do badań nad działaniem chemicznym elektrycznych wyładowań.

Jeżeli chodzi o zrealizowane metody technicznego otrzymywania pewnych produktów z węglowodorów pod wpływem wyładowań elektrycznych, to nie są one zbyt liczne; z dawniejszych wymienić tu należy otrzymywanie cjanowodoru w łuku elektrycznym przez Mościckiego oraz „woltolizację“ olejów.

Podczas ostatniej wojny rozwinięta została na wielką skalę metoda otrzymywania w łuku elektrycznym acetyleny z metanu, zawartego w gazie koksowniczym, którą opracowało I. G. w zakładach w Hüls⁽¹⁾. Metodę tę również opisuje Monrad⁽²⁾ oraz wspomina o niej Fastowski⁽³⁾.

O całkiem nowej metodzie otrzymywania acetyleny z gazu ziemnego w „żarzącym się“ łuku elektrycznym, która miała zostać zrealizowana na dużą skalę w Houston (Teksas) w jesieni 1948 r., wspomina techniczna prasa amerykańska⁽⁴⁾.

Pierwsze wzmianki w literaturze o działaniu chemicznym iskry elektrycznej, o których należy wspomnieć ze względów historycznych, datują się z roku 1796 (Fourcroy⁽⁵⁾).

Początkowe eksperymenty polegały na stosowaniu wyładowań iskrowych i badaniu ich działania na rozmaite substancje. Dopiero później, gdy na-

uczono się nadawać wyładowaniom inne formy, zakres badań reakcji chemicznych, wywoływanych przez poszczególne rodzaje wyładowań, rozszerzył się znacznie (działanie chemiczne wyładowań cichych, koronowych, iskrowych i łuku elektrycznego).

W ostatnich latach daje się zauważyć duże zainteresowanie reakcjami chemicznymi, prowadzonymi przy współdziałaniu wyładowań elektrycznych, przy czym specjalną uwagę poświęca się prądom zmiennym o wysokiej częstotliwości^(6, 7) i tzw. wyładowaniom „krzyżowym“, polegającym na kombinacji wyładowań niskiej i wysokiej częstotliwości⁽⁸⁾.

1. Wyładowania koronowe

Zjawiskiem „korony“, poprzedzającym wyładowania iskrowe, znanym od dawna pod postacią „płomyków św. Elma“, zajmowano się w ubiegłym trzydziestolecu bardzo wiele z czysto elektro-technicznego punktu widzenia, a to przy sposobności studiów nad przesyłaniem energii elektrycznej na duże odległości. Istnieje na ten temat dość obszerna literatura fachowa^(9, 10). Zjawiskiem korony zajmowano się również z racji stosowania wyładowania koronowego przy elektrycznym odpylaniu. Tutaj zajmowano się badaniem zjawiska korony, powstającej pod działaniem prądu elektrycznego jednokierunkowego, jaki stosowany jest przy tym procesie.

Zjawisko korony występuje na przewodniku elektrycznym przede wszystkim w miejscach, gdzie mamy silnie zakrzywioną powierzchnię, tam bowiem natężenie pola elektrycznego posiada wysoką wartość, powodując tak znaczne przyspieszenie istniejących w polu elektronów, że są one w stanie w wypadku spotkania na swej drodze neutralnych cząsteczek gazowych jonizować je i wywoływać lawinę jonów⁽¹¹⁾.

Zjawisko korony, pokrywające całkowicie jednostajnie elektrodę promieniującą, występować może jedynie przy użyciu bardzo cienkiego drutu, o idealnie gładkiej powierzchni⁽¹²⁾.

Z prac nad zjawiskiem korony wymieniamy

kilka najbardziej interesujących. I tak Kip⁽¹³⁾, prowadząc doświadczenia nad zjawiskiem korony w układzie kolec-płyta, przy kolcu naładowanym ujemnie, określił między innymi wielkość pola promieniującego na kolcu (średn. ok. 0,2 mm).

Podobne badania prowadził Trichel⁽¹⁴⁾, zajmując się mechanizmem wyładowań koronowych w układzie kolec (—) — płyta (+). Kapcow⁽¹⁵⁾ przeprowadza szereg eksperymentów nad wyładowaniami koronowymi pomiędzy drutem (umieszczonym współśrodkowo) a cylindrem, dyskutując je z punktu widzenia nowszych teorii wyładowań w gazach.

Dalej Hinderer i Walter⁽¹⁶⁾ badają zależność strat wyładowania korony prądu stałego od ciśnienia powietrza i napięcia.

Zjawisko korony nie przestaje interesować różnych badaczy aż do najnowszych czasów. Poza badaniami nad charakterem i regularnością uderzeń prądu⁽¹⁷⁾, prowadzone są badania w kierunku wyjaśnienia, dlaczego np. wyładowanie rozpoczyna się łatwiej przy niższej różnicy potencjałów, gdy kolec jest naładowany ujemnie, aniżeli w przypadku odwrotnym⁽¹⁸⁾. Wiele kwestii z tej dziedziny pozostaje jeszcze otwartych względnie całkowicie niewyjaśnionych.

Przy doświadczeniach opisanych w niniejszej pracy wyładowania koronowe odbywały się wewnątrz poszczególnych rur, pomiędzy rozpiętym drutem, a wewnętrzną powierzchnią szklanej rury, oddzielającej jako stały dielektryk obydwa bieguny prądu o wysokim napięciu. Urządzenie to nazwałem „koronator”.

Koronator należy uważać za cylindryczny kondensator elektryczny, o wybitnie zagęszczonych liniach sił w pobliżu środkowej elektrody, którą stanowi cienki drut. Przebieg natężenia pola elektrycznego w koronatorze można by określić na drodze rachunkowej, zakładając jednak, że na całej długości środkowej elektrody promieniującej natężenie prądu jest jednakowe. Ponieważ jednak natężenie prądu wzdłuż długości drutu jest różne od punktu do punktu⁽¹¹⁾, dyskusja matematyczna nie dałaby prawdziwego obrazu zjawisk elektrycznych, zachodzących w koronatorze.

Obserwując w ciemni koronator załączony do źródła prądu, możemy zauważyć, że dopiero od pewnego określonego napięcia środkowa elektroda koronatora zaczyna się pokrywać szeregiem świecących punkcików. Opisane zjawisko ma miejsce wtedy, gdy w części dielektryka, którym jest w danej chwili ośrodek gazowy, otaczający elektrodę promieniującą, natężenie pola elektrycznego staje się większe, niż wytrzymałość dielektryka na przebicie w istniejących warunkach⁽²⁰⁾. Wyładowania te wywołują przepływ elektryczności, odbywający się za pośrednictwem zjonizowanych cząsteczek gazu w przestrzeni gazowej, oddzielającej obie elektrody.

Jonizacja ta, z towarzyszącymi jej zjawiskami świetlnymi, powstaje wg Ladenburga⁽¹¹⁾ na skutek zderzenia się drobin z rozpędzonymi elektronami, które znajdowały się w gazie czy to na skutek działania znajdujących się w pobliżu radioaktywnych substancji, czy też promieniowania kosmi-

cznego. Na skutek „udarowej” jonizacji powstają jony dodatnie i nowe elektrony, które ze swej strony, przyłączając się ewentualnie do neutralnych cząstek, wytwarzają znowu jony ujemne. Świecenie, wzgl. jarzenie się gazu, uważa Ladenburg częściowo za bezpośrednie następstwo jonizacji i przypisuje je łączeniu się pierwotnie oddzielonego elektronu z jonem dodatnim, przy czym uwalnia się energia pod postacią światła, częściowo zaś za zjawisko towarzyszące aktywacji cząsteczek przez powolne elektrony. Zjonizowane cząsteczki gazu (jony), dążąc pod wpływem panującej różnicy potencjałów w kierunku elektrody przeciwnego znaku, umożliwiają przepływ prądu.

Jak wiadomo, wyładowania występujące w urządzeniu, w którym jedna z elektrod posiada zakrzywioną powierzchnię o bardzo małym promieniu krzywizny, jak np. ostry kolec, przeciwległa zaś elektroda ma kształt płyty, mogą być przyrównane do zjawisk elektrycznych, zachodzących podczas wyładowań w rurze katodowej w rozrzedzonym ośrodku gazowym⁽¹⁹⁾.

Musimy się zatem spodziewać, że największe przyspieszenie elektronów będzie miało miejsce zaraz za punktem świecącym kolca naładowanego ujemnie, w tzw. ciemni katodowej Crookesa, tutaj bowiem panuje największe natężenie pola elektrycznego. Koronator uważać powinniśmy za analogiczny układ kolec-płyta, z tą jednak różnicą, że rolę kolca przejmuje tutaj rozpięty cienki drut, stanowiący elektrodę koronującą. Elektrodę płytową przedstawiać będzie stosunkowo słabo zakrzywiona wewnętrzna powierzchnia rury, odgrywająca rolę drugiej elektrody.

2. Działanie chemiczne wyładowań

Po wynalezieniu przez Siemens'a w r. 1857 tzw. „ozonizatora”, tj. rury szklanej o podwójnych ścianach, opatrzonej dwiema okładkami kondensatora, pomiędzy którymi odbywały się wyładowania poprzez szkło, a więc już nie zwyczajne wyładowania iskrowe, a tylko tzw. „ciche”, zaczęto prowadzić doświadczenia nad zachowywaniem się różnych związków pod działaniem cichych wyładowań. Wyładowania elektryczne ciche oraz koronowe są tymi formami wyładowań, przy których ośrodek gazowy, w którym się one odbywają, prawie nie zmienia swojej temperatury; wysoka energia elektronów aktywuje niektóre drobiny tak dalece, że mogą zachodzić pewne reakcje, które w danej temperaturze ośrodka bez aktywacji nie mogłyby mieć miejsca.

Pierwszym, który zastosował ciche wyładowania do badań nad węglowodorami, był de Wilde⁽²¹⁾. W tym samym czasie Berthelot⁽²²⁾ badał zachowanie się metanu i etanu w wyładowaniach koronowych i znalazł w gazach poreakcyjnych acetylen w małych ilościach, wolny wodór oraz skondensowane, wzgl. spolimeryzowane węglowodory.

Losanić i Jovićić⁽²³⁾ obserwowali zachowanie się nienasyconych węglowodorów pod wpływem cichych wyładowań i stwierdzili polimeryzację i kondensację. Podobne wyniki otrzymali ich poprzednicy P. i A. Thenardowie⁽²⁴⁾, którzy konden-

sując etylen w ozonizatorze, otrzymali ciecz o bardzo przenikliwej woni.

Losanić⁽²⁵⁾ poza jednorodnymi węglowodorami badał również najrozmaitsze mieszaniny gazów.

Działanie wyładowań na wilgotny metan studiował Löb⁽²⁶⁾. Obok Losanića badania nad zachowaniem się rozmaitych węglowodorów i ich mieszanin przy cichych wyładowaniach elektrycznych prowadził Jovičić⁽²⁷⁾.

Losanić w pracy ogłoszonej w r. 1914⁽²⁸⁾ dochodzi do wniosku, że nasycone węglowodory posiadają tendencję zdwabiania długości swych łańcuchów pod wpływem wyładowań elektrycznych.

Badaniami nad wpływem wyładowań koronowych prądu zmiennego wysokiego napięcia przy krakowaniu produktów naftowych w stanie pary zajmował się Jakosky⁽²⁹⁾.

Krakowano również i ciekłe węglowodory przy pomocy elektrycznych wyładowań, w celu otrzymywania acetyleny^(30, 31). Badacze rosyjscy Demjanow i Prianisznikow⁽³²⁾ badali zachowanie się etylenu i izobutyleny w ozonizatorze i otrzymali ciecz reagującą energicznie z bromem.

Rozległe badania nad reakcjami niższych węglowodorów w obecności wyładowań elektrycznych prowadzili Lind i Glockler⁽³³⁾. Wyniki ich badań można streścić następująco: nasycone węglowodory kondensują z wydzielaniem wodoru i metanu, tworząc wyższe związki, aż do utworzenia substancji ciekłych i stałych.

Zasadniczym celem tych badań było sprawdzenie, czy zjawiska przebiegające w węglowodorach pod działaniem wyładowań elektrycznych posiadają te same charakterystyczne cechy, co przebiegające pod wpływem promieni alfa; w ten sposób chcieli autorzy przez analogię wysnuwać wnioski o zjawiskach zachodzących w ozonizatorze. Wyniki doświadczeń były istotnie zbliżone do wyników otrzymanych przy poddaniu tych samych węglowodorów działaniu promieni alfa. Według Linda⁽³⁴⁾, dwie cząsteczki węglowodoru, reagując tworzą jedną parę jonów.

Z badań nad powstawaniem produktów polimeryzowanych z różnych węglowodorów gazowych okazało się, że na ogół najbardziej odporny jest metan, który najtrudniej polimeryzuje pod wpływem wyładowań elektrycznych, jak również pod działaniem strumienia elektronów, wychodzącego przez okienko glinowe z rury katodowej Coolidge'a⁽³⁵⁾, względnie przez cieniutką ściankę lampy Slacka⁽³⁶⁾.

Według badań Mc Lennana i Patricka⁽³⁷⁾ pod działaniem promieni katodowych metan aktywuje się powoli, dając w pierwszej chwili etan i wodór, powstały zaś etan w dalszym ciągu, pod wpływem promieni katodowych, ulega procesowi dalszej kondensacji.

Schoepfle i Connel⁽³⁸⁾, badając niszczenie się masy izolacyjnej w kablach, służących do przesyłania energii pod wysokim napięciem, posługiwali się bombardowaniem elektronowym dla obserwacji zachowania się ciekłych olejów węglowodorowych w tych warunkach. Otrzymali oni produkty kondensacji i polimeryzacji analogiczne, jak uzyskiwane pod działaniem wyładowań elektrycznych.

Badania Schoepfle'a i Fellowsa⁽³⁹⁾, prowadzone nad olejami izolacyjnymi, można ująć następująco: czyste węglowodory nasycone dawały większe objętości produktów gazowych niż nienasycone. Produkty gazowe składały się głównie z wodoru i nasyconych węglowodorów. Węglowodory aromatyczne praktycznie nie dawały produktów gazowych. Węglowodory o rozgałęzionych łańcuchach dawały więcej metanu oraz więcej węglowodorów nasyconych, niż węglowodory o łańcuchu prostym. Bliższe badania nad izomerami rozgałęzionych węglowodorów nie wykazywały większych różnic, z czego należy wnosić, że formy łańcuchów bocznych nie mają większego znaczenia. Nafteny dawały, podobnie jak odpowiadające im parafiny o łańcuchu prostym, dość znaczne ilości produktów gazowych. Substancje o pośrednim charakterze zachowują się w sposób wskazujący na to, że przeważa w nich charakter aromatyczny.

Doświadczenia powyższe prowadzone były stosunkowo krótko, gdyż czas każdego z doświadczeń wynosił zaledwie 30 minut. Badania prowadzone przez Linda, Marksa i Glocklera⁽⁴⁰⁾ nad czterema węglowodorami (metan-butan), przy stosowaniu rury elektronowej Slacka, były o tyle ciekawe, że mierzono w nich straty energii, jakich doznawał elektron, przechodząc przez gaz.

Zachowaniem się samego metanu, pod zmniejszonym ciśnieniem, przy działaniu strumienia elektronów, wychodzącego z rury Coolidge'a, zajmowali się również Mc Lennan i Glass⁽⁴¹⁾. Lind i Glockler⁽⁴²⁾, prowadząc kolejno metan, etan, propan, n-butan i etylen przez szereg „koronatorów“, stwierdzili między innymi, że węglowodory lżejsze dawały mniej produktu ciekłego niż ich wyższe homologi. Ilość zbierającego się produktu w poszczególnych odbieralnikach rosła w kierunku przepływu gazu do pewnego maksimum, a potem spadała.

Tworzeniu się acetyleny i etylenu z metanu przy różnych rodzajach wyładowań elektrycznych poświęca pracę Peters⁽⁴³⁾, nad tym tematem pracuje również Montagne⁽⁴⁴⁾ i Lefebvre⁽⁴⁵⁾. W celu zbadania możliwości otrzymywania acetyleny z metanu, zawartego w gazie koksowniczym, przeprowadzili szereg doświadczeń Fischer i Peters⁽⁴⁶⁾; pod zmniejszonym ciśnieniem otrzymywali oni lepsze rezultaty, niż pod ciśnieniem atmosferycznym⁽⁴⁷⁾.

Nad otrzymywaniem acetyleny z gazu koksowniczego, przy stosowaniu wyładowań elektrycznych o wysokiej częstotliwości pod bardzo niskimi ciśnieniami, pracuje Briner z współpracownikami⁽⁴⁸⁾. Kündig i Briner⁽⁴⁹⁾ studiują ponadto syntezę metanu z wodoru i węgla, stosując wyładowania prądu elektrycznego o wysokiej częstotliwości.

Badania nad wpływem rozmaitych czynników na reakcje, przebiegające przy poddawaniu poszczególnych węglowodorów działaniu cichych wyładowań, prowadzili Lind i Schultze⁽⁵⁰⁾, wykazując, że stopień przereagowania metanu i ilość tworzącego się przy tym wodoru wzrasta przy zmniejszeniu ciśnienia. W doświadczeniach autorzy stwierdzili, że dla powyższej reakcji istnieje okres indukcji, wynoszący ok. 25 minut.

Badacze włoscy Stratta i Verazza⁽⁵¹⁾ przypisują działaniu cichych wyładowań na etylen kondensację dwu lub więcej drobin w jedną, tworzenie się związków nienasyconych z uwolnieniem lub bez uwolnienia wodoru oraz wytwarzanie się nasyconych węglowodorów przy współdziałaniu uwolnionego wodoru.

Nowsze badania Rubanowskiego⁽⁵²⁾, prowadzone nad polimeryzacją mieszaniny butadienu i wodoru pod bardzo niskim ciśnieniem, przy wyładowaniu „jarzącym” w rurze Croockesa, wykazywały łańcuchowy charakter reakcji. Powyższym tematem zajmuje się również Andrejew⁽⁵³⁾. Powstawaniem butadienu z etylenu pod działaniem wyładowań elektrycznych zajmuje się Eidus⁽⁵⁴⁾, studiując poza tym zachowanie się par alkoholu etylowego w wyładowaniach prądu o wysokiej częstotliwości⁽⁵⁵⁾. Badania Balandina, Eidusa i Zalogina⁽⁵⁶⁾, prowadzone nad polimeryzacją etylenu w wyładowaniach prądu o bardzo wysokiej częstotliwości (780 kHz), na skutek wrażliwości reakcji na ślady pary wodnej oraz zaobserwowanego okresu indukcji, nasunęły badaczom podejrzenie, że mają do czynienia z reakcją łańcuchową.

Eidus i Neczajewa⁽⁵⁷⁾ próbują ująć rachunkowo wpływ natężenia prądu i jego częstotliwości na dehydrogenizację etylenu na acetylen. Sticker i Piper⁽⁵⁸⁾ działali wyładowaniami koronowymi na oleje izolacyjne, stwierdzając stały wzrost współczynnika strat w ciągu wyładowań; próbują bezskutecznie zidentyfikować działającą w tym kierunku substancję.

Z polskich badaczy zagadnieniem polimeryzacji węglowodorów przy wyładowaniach elektrycznych zajmowali się: Rabek, Kuczyński i Szukiewicz, a działanie fotochemiczne promieni pozafioletkowych na metan badali Kemula i Dyduszyński. Rabek⁽⁵⁹⁾, pracując nad woltolizacją olejów, zbadał zależność między czasem potrzebnym dla podniesienia ich lepkości a częstotliwością stosowanego prądu. Kuczyński⁽⁶⁰⁾ starał się zastosować zasadę Le Chateliera do reakcji, zachodzących przy wyładowaniach elektrycznych. Z rozważań tych wynikałoby, że pole elektryczne powinno sprzyjać tworzeniu się składników o wyższej stałej dielektrycznej, tj. polimeryzatorów i składników o niesymetrycznych łańcuchach (znany związek między stałą dielektryczną a współczynnikiem załamania światła). Szukiewicz⁽⁶¹⁾ przeprowadzał polimeryzację etylenu, stosując rurę ozonową typu Siemens. Kemula i Dyduszyński⁽⁶²⁾, naświetlając metan lampą kwarcową, stwierdzili bardzo słabe działanie chemiczne promieniowania.

3. Poglądy różnych autorów na mechanizm reakcji

Zgodnie z poglądami nowoczesnej teorii atomowej i drobinowej możemy mieć następujące typy zderzeń elektronowych, występujących przy wyładowaniach elektrycznych⁽⁶³⁾:

- Zderzenia elastyczne, nie mające wpływu na reakcję chemiczną.
- Zderzenia aktywujące, przy których kinetyczna energia pędzącego elektronu zamienia się w potencjalną, nadając na pewien krótki

okres czasu (ok. 10^{-8} sek.) uderzonej cząsteczce wyższy potencjał energetyczny.

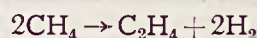
- Zderzenia jonizujące elektronu z obojętnym atomem, dające jako wynik tworzenie dodatniego jonu i drugiego elektronu.
- Zderzenia dysocjujące, polegające na rozbięciu kompleksu cząsteczek na atomy względnie rodniki.

Poza tymi typowymi zderzeniami, wyliczonymi powyżej, istnieje jeszcze szereg innych możliwości zderzeń. Istnieje też możliwość tworzenia się kompleksów jonowych (clusterion), którą to nazwą określamy zgrupowanie kilku neutralnych cząstek lub atomów przy dodatnim lub ujemnym jonie.

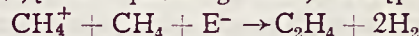
Kompleksy jonowe posiadają znacznie mniejszą ruchliwość w stosunku do normalnych jonów. Cząsteczki o wyraźnym charakterze biegunowym, którą to własność posiadają pary wielu związków organicznych, prowadzą do zgrupowań, obejmujących w pewnych warunkach wiele setek pojedynczych cząsteczek, zgromadzonych dookoła jednego ładunku elementarnego⁽⁶³⁾. Stosunek skutecznych zderzeń elektronowych do ogólnej ilości zderzeń jest różny od wypadku do wypadku (10^{-2} — 10^{-4}) i zależy od szybkości uderzających elektronów.

W całościście reakcji chemicznych, prowadzonych przy wyładowaniach elektrycznych, wszystkie powyżej rozważone kolizje grają swoje role, przy czym — zależnie od warunków — jeden lub więcej typów zderzeń staje się dominujący.

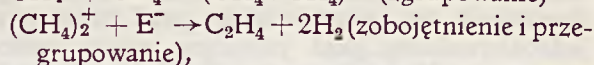
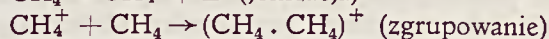
Brewer i Kueck⁽⁶⁴⁾, którzy prowadzili badania nad reagowaniem metanu w wyładowaniu jarzącym w sensie



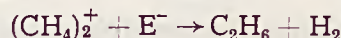
wyobrazają sobie przebieg reakcji następująco:



Powyższą reakcję można by przedstawić również pod kątem teorii zgrupowań jonowych, której wyznawcami są Lind i Glockler⁽⁴⁵⁾:



względnie w przypadku powstania węglowodoru nasyconego:



Jasne jest, że tego rodzaju rozumowanie nie może być całkowicie słuszne, obejmuje bowiem tylko pewne szczególne wypadki spośród bardzo wielu możliwych, bowiem może mieć tutaj miejsce nie tylko podwajanie cząsteczek jednakowych, ale również wiązanie się cząsteczek o różnych ilościach atomów węgla.

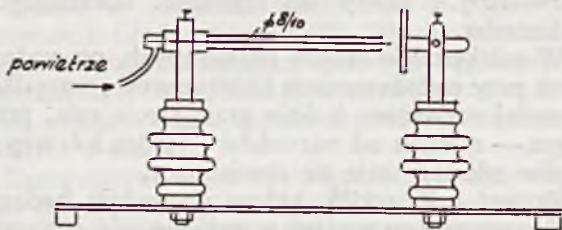
4. Aparatura — część elektryczna

Posługiwanie się prądami elektrycznymi o wysokim napięciu i stosunkowo dużej mocy w normalnym laboratorium chemicznym, a więc w warunkach odbiegających daleko od stawianych przez elektrotechnika, stanowi odrębny dział techniki laboratoryjnej.

Na pierwszy plan wysuwa się tutaj sprawa bezpieczeństwa pracy. Drugą z kolei troską jest sprawa zabezpieczenia kosztownej elektrycznej części urządzenia przed uszkodzeniami. Trzecim z kolei zagadnieniem jest sama izolacja elektryczna aparatury. Podstawą urządzenia, które służyło mi do wywoływania wyładowań, był transformator elektryczny 3-fazowy o mocy 5 kVA, o górnej granicy napięcia międzyfazowego 22 kV (przekładnia 220/22000 V). Do regulacji napięcia służył specjalny obrotowy transformator, załączony po stronie pierwotnej transformatora wysokiego napięcia.

Jako zabezpieczenie transformatora na wypadek zwarcia w obsługiwanej aparaturze zastosowano — poza bezpiecznikami topikowymi — opory z drutu żelaznego, które automatycznie ograniczały prąd zwarcia do granic dopuszczalnych dla transformatora.

Po wstępnych eksperymentach, oraz na podstawie rozważań na temat różnicy wysokości napięcia przebijającego dielektryk w silnie zdeformowanym polu elektrycznym (kolec-płyta), zależnie od jego kierunkowości, nasuwał się bezpośredni wniosek zastosowania do doświadczeń prądu

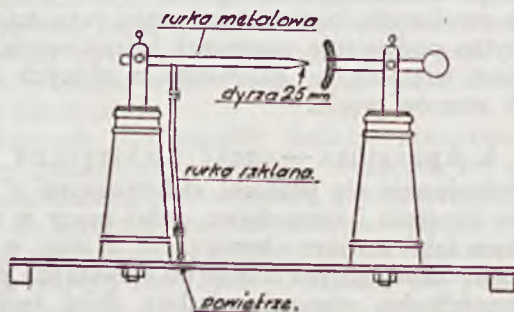


Rys. 1. Prostownik Mościckiego

jednokierunkowego, zbliżonego o ile możności do prądu stałego. Stosowanie do doświadczeń prądu jedнокierunkowego mogło mieć poza innymi również i tę zaletę, że pozwalało na pomiar ilości przepływającej elektryczności przy pomocy kulometru.

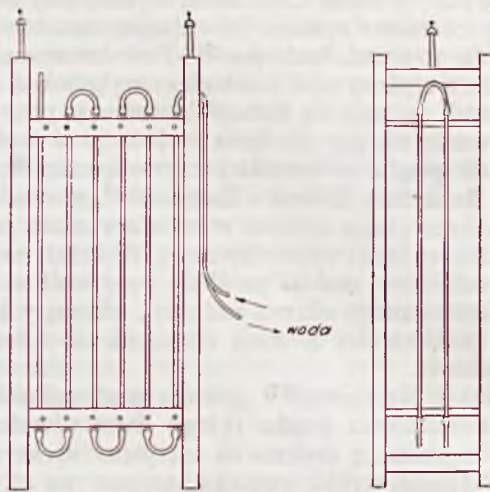
Nie mając chwilowo do dyspozycji innych urządzeń prostujących, zdecydowano się na wybudowanie laboratoryjnego prostownika Mościckiego. Prostownik ten, przetwarzający prąd zmienny na jedнокierunkowy prąd pulsujący, został opracowany przez Mościckiego — o ile wiadomo — w latach 1916—1918; opis jego nie był nigdzie opublikowany.

Prostownik (rys. 1) w swojej pierwotnej postaci posiadający cienkie srebrne elektrody (średn. 0,5 mm) w rurkach szklanych, przez które przedmuchiwane było powietrze, nie wytrzymał długo-



Rys. 2. Zmodyfikowany prostownik Mościckiego

trwałych okresów pracy na skutek pęknięcia rurek szklanych oraz rozpylania się drutowej elektrody. Dla uniknięcia tej niedogodności przekonstruowano prostownik ten w taki sposób, że w miejsce szklanej rurki z elektrodą z drutu wstawiono rurkę mosiężną, zakończoną stożkowo, przez którą przechodził strumień powietrza, a zamiast płaskiej płytki stanowiącej przeciwległą elektrodę użyto słabo wklęsłego zwierciadła mosiężnego (rys. 2). Tak przerobiony prostownik działał bez zarzutu

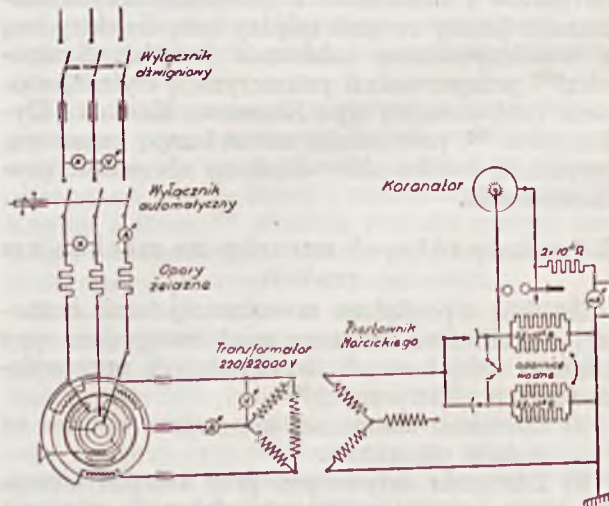


Rys. 3. Opornica wodna Mościckiego

i pozwalał ponadto na zmianę kierunku prostowania zależnie od odległości elektrod, szybkości przedmuchiwanego powietrza oraz stosowanego napięcia.

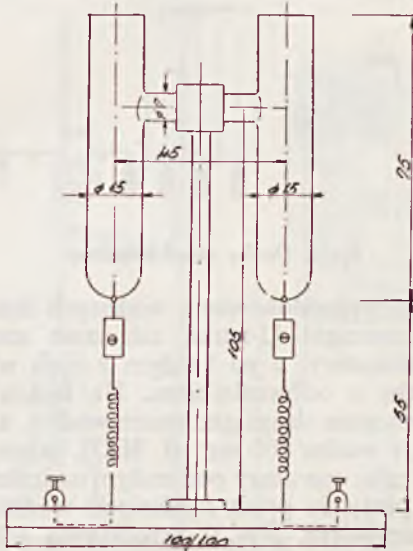
Dla stabilizacji elektrycznej całego urządzenia obciążono układ stałym przepływem prądu przez włączenie w obwód dwu laboratoryjnych opornic wodnych z ciągłym przepływem wody, również systemu Mościckiego (rys. 3). Obie opornice połączone były z dwoma prostownikami przepuszczającymi prąd w przeciwnych kierunkach (rys. 4). Równoległe do opornic włączano rury, w których odbywały się wyładowania koronowe.

Kierunkowość prądu badano, prowadząc elektrolizę roztworu jodku potasu z dodatkiem skrobi



Rys. 4. Układ połączeń do wyładowań koronowych

w naczyniu szklanym w kształcie litery H (rys. 5). W wypadku, gdy przez naczynko płynął prąd stały, wydzielający się na anodzie jod barwił zawartość w jednym ramieniu naczynka na kolor fioletowy. Przy przepuszczaniu przez naczynko prądu zmiennego, ciecz w obydwu ramionach na-



Rys. 5. Naczynko z roztworem KI

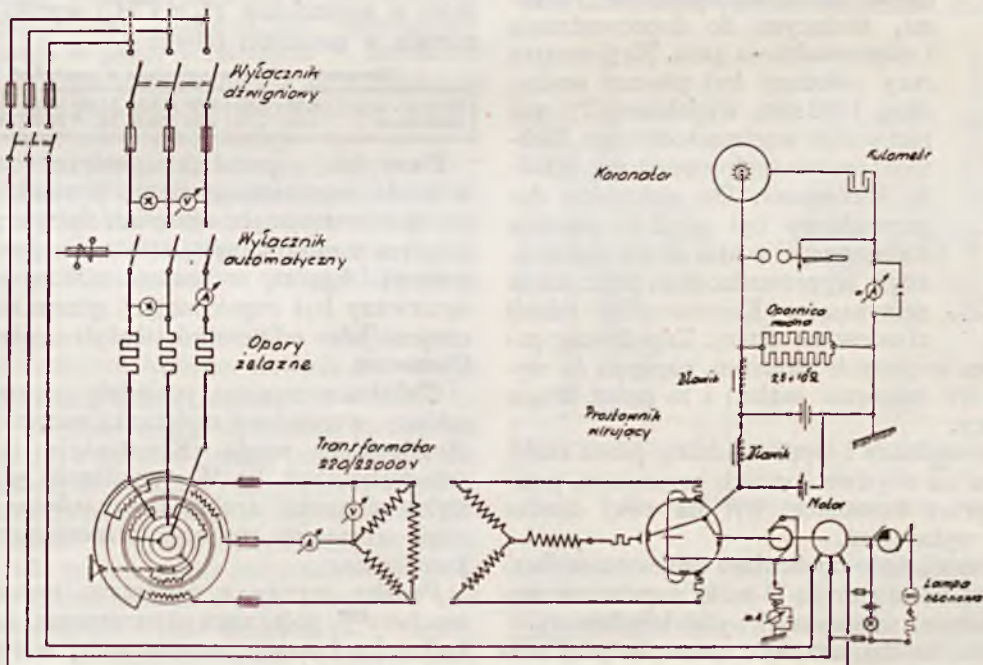
czyńka przybierała barwę fioletową. Do pomiaru napięcia na samych rurach, w których odbywały się wyładowania koronowe, posługiwano się kalibrowanym iskiernikiem (średn. kulek 25 mm), wyznaczając przy jego pomocy wprost napięcie maksymalne.

Poza pomiarem całkowitego prądu pobieranego przez transformator, a mierzonego po jego stronie pierwotnej na każdej z faz, natężenie prądu w samych aparatach reakcyjnych kontrolowano przy pomocy miliamperomierza cieplikowego. Ilość prą-

du jednokierunkowego, pobieraną efektywnie przez urządzenia, w których odbywały się reakcje, mierzono przy pomocy kulometru. Przy pierwszych doświadczeniach posługiwano się kulometrem srebrowym, później miedziowym z katodą ze srebra, w końcowych doświadczeniach stosowano opracowany przez autora kulometr jodowy, który pozwalał na szybkie zmiareczkowanie wydzielonego jodu. Pomiaru przy pomocy kulometru uważano za najważniejsze dla otrzymania cyfr, na których próbowano oprzeć bilans energetyczny przeprowadzonych kondensacji.

Po pierwszej serii doświadczeń, przy której pracowano z jednym koronatorom i po nabraniu pewnej orientacji co do kierunku, w jakim należy prowadzić dalsze eksperymenty, przystąpiono do następnych doświadczeń na większą skalę z czterema koronatorami, a to w celu otrzymania większej ilości kondensatów, umożliwiającej bliższe poznanie ich własności. Po ustawieniu czterech koronatorów, zamiast pierwotnie używanego jednego, okazało się, że na skutek zwiększonej pojemności cały układ wpadał w oscylacje, których nie był w stanie stłumić załączony w tym celu opór bezindukcyjny rzędu 50000 ohmów. Przy tych zatem doświadczeniach musiano ograniczyć się jedynie do obserwacji napięcia, gdyż wszystkie inne pomiary energetyczne, na skutek strat powodowanych prądami pojemnościowymi oraz wyładowaniami pełzającymi, nie prowadziłyby do żadnego wiarygodnego wyniku.

Dla dalszych doświadczeń, których celem miały być pomiary energetyczne, zmontowano wirujący synchronicznie prostownik mechaniczny, zasilany prądem trójfazowym. Prostownik ten dawał prąd wyprostowany, niezależnie od obciążenia, wykorzystując wszystkie stojące do dyspozycji fazy transformatora. Równocześnie zastosowano urządzenie filtrujące, złożone z dławików z rdzeniami żelaz-



Rys. 6. Zmodyfikowany układ połączeń

nymi oraz kondensatorów, mające na celu niedopuszczenie oscylacji do obwodu koronatora. Urządzenie to — jak się później okazało — działało niezłe także i przy prostowniku Mościckiego.

Nowy układ połączeń przedstawiony jest na rys. 6. Cała aparatura, pracująca pod wysokim napięciem, ustawiona była za uziemioną siatką żelazną.

5. Aparatura — część chemiczna

Gaz ziemny pobierano wprost z rurociągu, w którym znajdował się on pod ciśnieniem ok. 1,15 atm. Gaz po przejściu przez kurki regulujące i bezpiecznik wodny oraz fluometr wchodził do gazomierza, skąd przechodził do dużej wieżyczki, wypełnionej bezwodnym chlorkiem wapnia, a następnie przechodził przez spiralę i naczynko szklane, zanurzone w mieszaninie metanolu i stałego CO₂

(temp. —50°). W ten sposób uwolniony od wilgoci gaz ziemny wchodził do pierwszego koronatora.

Urządzenie nazwane przeze mnie „koronator” (rys. 7) składało się z rury szklanej o średnicy 18/20 mm i długości ok. 1400 mm. Wewnątrz umieszczony był centrycznie drut ze stali chromo-niklowej o średn. 0,4 mm, napięty przy pomocy stalowej sprężyny spiralnej.

Obydwa końce koronatora posiadały osadzone końcówki metalowe, opatrzone rurkami, służącymi do doprowadzania i odprowadzania gazu. Na zewnątrz rury nałożony był płaszcz wodny dług. 1000 mm, wypełniony 2%-ym roztworem węgla sodowego. Elektrolit ten tworzył zewnętrzną okładkę koronatora. Do elektrolitu doprowadzony był prąd z pomocą zanurzonego w nim drutu miedzianego, wyprowadzonego przez korek zamykający. Koronatorów takich zbudowano cztery. Znosiły one pojedynczo bez większych zaburzeń, napięcia do wysokości 21 kV (napięcie maks.) i to przez długie okresy pracy.

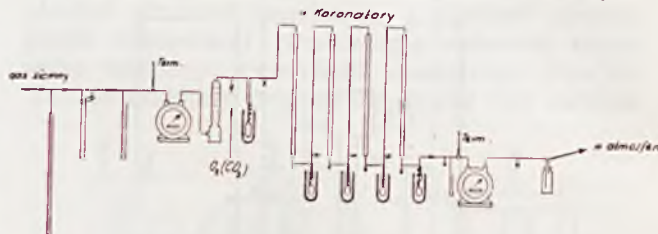
Gaz wprowadzany i wyprowadzany przez rurki, umieszczone na obydwu końcach koronatora, przepływając przez koronator, był na swej drodze ośrodkiem wyładowań.

W pierwszych doświadczeniach umieszczono bezpośrednio za koronatorem U-rurki napełnione węglem aktywnym, mającym chwytać kondensaty.

Urządzenie to działało dość sprawnie przy małych przepływach i niewielkich ilościach kondensatów zawartych w gazie; przy większych prze-

pływach gazu zawodziło. Celem poprawienia tego stanu włączono pomiędzy koronator a U-rurki szklany odbieralnik, opatrzony małą węzownicą szklaną (rys. 8), utrzymywany w temp. —40° C. Tak ulepszona aparatura działała zupełnie sprawnie.

Przy późniejszych doświadczeniach, w których



Rys. 9. Ogólny układ aparatury

chodziło o wyprodukowanie większych ilości kondensatu, usunięto U-rurki, załączono szeregowo cztery koronatory, a po każdym z nich włączono chłodniczkę z odbieralnikami. Na końcu całego układu włączono drugi gazomierz wodny, a za nim zamknięcie wodne (60 mm sł. H₂O), celem utrzymywania całej aparatury pod małym nadciśnieniem. Gaz, po przejściu przez zamknięcie wodne, uchodził w atmosferę. Rys. 9 przedstawia schematycznie zestaw aparatury.

Po każdym koronatorze można było pobierać próbki gazu do analizy przy pomocy zabezpieczonych metalowymi, uziemionymi wstawkami rurek szklanych, opatrzonych kurkami. Kurki znajdowały się za przegrodą siatkową, która oddzielała aparaturę, znajdującą się pod wysokim napięciem, od miejsca dla obsługi.

6. Metody analityczne i pomiary

Analizy gazu były wykonywane zmodyfikowanym aparatem Orsata, przy czym wodór oznaczano metodą Winklera⁽⁶⁵⁾. Wartość metody Winklera sprawdzano, wykonując szereg oznaczeń wodoru w mieszaninie H₂ z CH₄; wyniki zestawione zostały w poniższej tabeli:

Zawartość wodoru w mieszaninie w procentach objętości.

Było	6,25	7,80	9,28	13,52	17,50	30,72	43,80	48,40	58,00
Znaleziono . . .	6,50	7,75	9,35	13,56	18,10	32,00	44,40	47,40	58,80

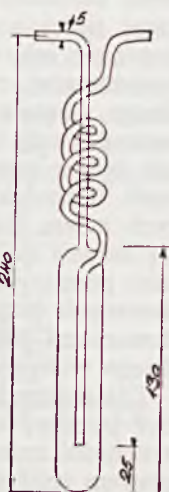
Destylację produktu, którym rozporządzano w bardzo ograniczonej ilości, prowadzono specjalnie skonstruowanym aparatem destylacyjnym, pracującym z minimalnymi stratami substancji destylowanej. Aparat, wykonany całkowicie ze szkła, ogrzewany był regulowanym grzejnikiem elektrycznym. Jako odbieralnik służyła mikropipeta kalibrowana.

Chłodnica zwrotna posiadała nasunięty płaszcz szklany, wypełniony mieszaną metanolu ze stałym dwutlenkiem węgla. Konstrukcję tego aparatu przedstawia rys. 10. W wypadkach, gdy miano destylować bardzo drobne ilości substancji, zastępowano termometr rtęciowy termoelementem żelazno-konstantan.

Punkt wrzenia oznaczano metodą Schleiermachera⁽⁶⁶⁾, polegającą na ogrzewaniu drobnej ilości badanej substancji, umieszczonej w rurce szklanej nad rtęcią, do temperatury, przy której ciśnienie pary badanej substancji staje się równe ciśnieniu

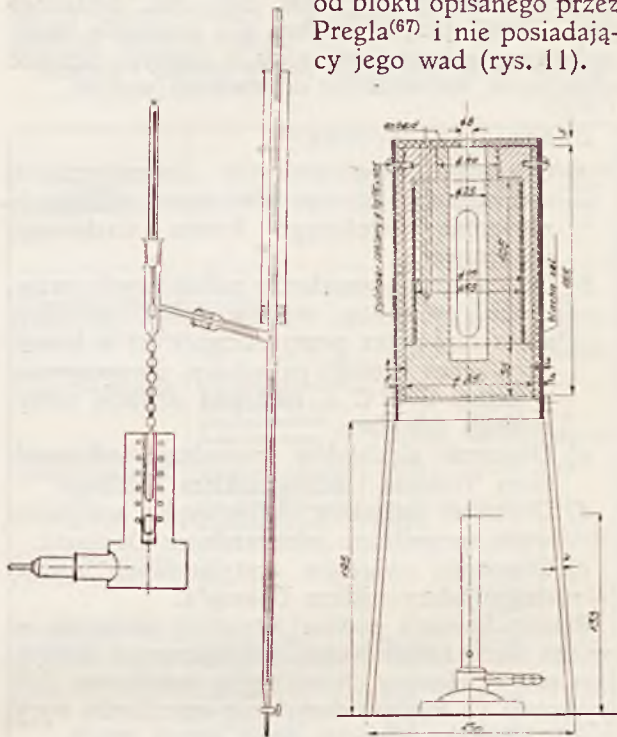


Rys. 7. Koronator



Rys. 8. Wykraplacz-odbieralnik

atmosferycznemu. Do ogrzewania rurek, w których znajdowała się rtęć wraz z badaną substancją, służył blok z glinu, zbudowany jednak odmiennie od bloku opisanego przez Pregla⁽⁶⁷⁾ i nie posiadający jego wad (rys. 11).



Rys. 10. Aparat do pół-mikro destylacji

Rys. 11. Blok glinowy

Rys. 12. Zmodyfikowana biureta Bunté'go

Punkt krzepnięcia oznaczano, stosując jako medium chłodzące ciekły tlen. Do pomiaru temperatury używano specjalnego termometru, wypełnionego eterem.

Ciężar cząsteczkowy otrzymywanych substancji oznaczano krioskopowo, początkowo w naftalenie, później w kamforze, stosując mikrometodę Rasta⁽⁶⁸⁾. Stosowanie naftalenu jako rozpuszczalnika, opisanego w pracy Watermana⁽⁶⁹⁾, zarzucono na skutek występującego zjawiska przechładzania się stopu, powodowanego prawdopodobnie właściwościami otrzymywanej substancji.

Ciężar właściwy oznaczano przy pomocy mikropiknometru Pregla o pojemn. ok. 0,2 cm³. Kilka oznaczeń kontrolnych wykonano mikropiknometrem kwarcowym pomysłu i wykonania dra E. Drozdowskiego. Oznaczenia te potwierdziły dużą dokładność metody Pregla.

Współczynnik załamania światła oznaczano refraktometrem Abbego, stosując jako źródło światła elektryczną lampę sodową ($D = 5895 \text{ \AA}$).

Analizę elementarną wykonano na nowym piecu Suchardy. Piec ten, bardzo łatwy w użyciu, jest uproszczoną, dotychczas nieopublikowaną modyfikacją pieca do półmikroanalizy, opisanego w *Rocznikach Chemii*⁽⁷⁰⁾. Rysunek konstrukcyjny pieca oraz wskazówki postępowania otrzymałem od prof. dra inż. W. Leśniańskiego i jego adiunktów dra inż. T. Mazońskiego i inż. W. Kozaka.

W konstrukcji pieca uzupełniono podparcie rury do spalań, która ulegała wyginaniu pod własnym ciężarem w czasie spalania.

Poza tym skonstruowano przyrząd, umożliwiający zginięcie ampułki szklanej z badaną substancją w czasie spalania wewnątrz rury do spalań. W ten sposób pozostałe w bańce ampułki resztki zwęglonej substancji mogły swobodnie dopalić się w tlenie.

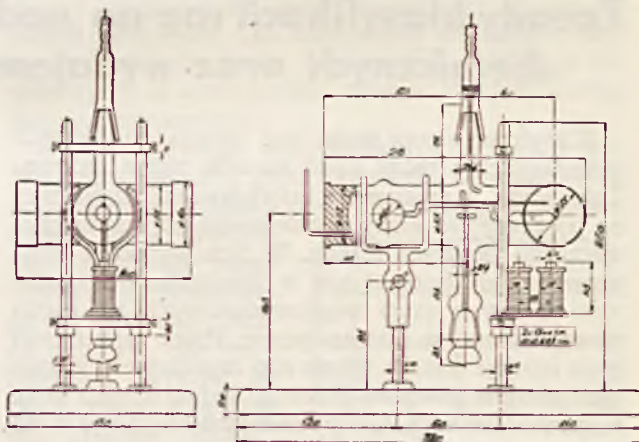
Liczbę bromową, stanowiącą miarę ilości wiązań olefinowych i acetylenowych, oznaczano metodą Mc Ilhineya⁽⁷¹⁾. Liczbę bromową wyrażano w miligramach bromu, zużywanych przez 1 g substancji.

Związki nienasycone w gazach poreakcyjnych oznaczano „liczbą bromową gazu“, określającą ilość obecnych wiązań olefinowych. Oznaczenie polegało na wytrząsaniu odmierzonej próbki gazu w zmodyfikowanej biurecie Buntégo (rys. 12)¹⁾ z mianowanym roztworem bromu w czterochlorku węgla i następnie odmiareczkowanie niezużytego bromu.

Liczbę bromową wyrażano w miligramach bromu wiązanego przez 100 cm³ gazu.

Metodę tę opracowano specjalnie dla celów niniejszej pracy.

Acetylen, zawarty w gazach poreakcyjnych, oznaczano metodą Willstättera i Maschmanna⁽⁷²⁾, polegającą na wymywaniu acetyleny przy pomocy świeżo sporządzonego odczynnika Ilosvaya⁽⁷³⁾. Strącony acetylenek miedzi oznaczano miarowo⁽⁷⁴⁾.



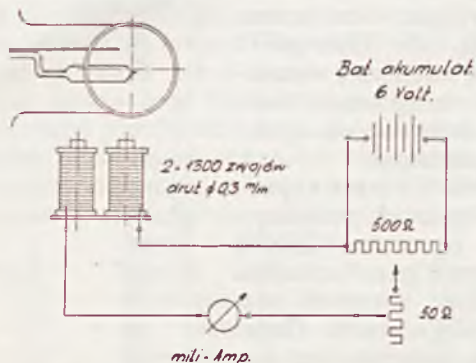
Rys. 13. Elektromagnetyczna waga gazowa

Kwasowość substancji oznaczano przez miareczkowanie 1/100-n NaOH, używając jako wskaźnika metyloranżu. Kwasowość wyrażano w mg NaOH, zużywanych przez 1 g badanej substancji.

¹⁾ Bańka u dołu biurety służyła jako magazyn czterochlorku węgla.

Ciężar właściwy gazu oznaczano przy pomocy wagi gazowej Stocka z przeniesieniem elektromagnetycznym, działającej na zasadzie prawa Archimedesesa (rys. 13). Rys. 14 przedstawia schemat połączeń części elektrycznej.

Waga wykonana z kwarcu, z łożyskami z agatu, umieszczona była w szklanej komorze. Zwora żelazna, umocowana na belce wagi, przyciągana była przez elektromagnes ustawiony u dołu na zewnątrz



Rys. 14. Układ połączeń elektr. wagi gazowej

komory wagi. Całe urządzenie umieszczone było w termostacie na specjalnym statywie, wykonanym z brązu ze względów magnetycznych. Położenie belki wagi kontrolowano przy pomocy lunety, opatrzonej podziałką, poprzez szklane okienka, umieszczone w przeciwległych ścianach termostatu. Dla określenia cięż. gat. gazu wykorzystano tutaj proporcjonalną zależność siły przyciągającej elektromagnesu od natężenia prądu, płynącego przez jego uzwojenie. Zmiana cięż. gat. gazu, wypełniającego komorę wagi, powodowała zmianę po-

łożenia belki wagi, którą przy pomocy elektromagnesu sprowadzano do pierwotnego położenia. Wartość potrzebnego natężenia prądu pozwalała na bezpośrednie określenie cięż. gat. badanego gazu. Przed przystąpieniem do pomiarów wagę cechowano mieszankami gazu o znanym ciężarze właściwym, sporządzając odpowiedni wykres.

Badania jakościowe⁽⁷⁵⁾

- Obecność węglowodorów aromatycznych sprawdzano, nitrując otrzymaną substancję mieszaniną stężonego kwasu siarkowego i azotowego.
- Obecność węglowodorów naftenowych sprawdzano, prowadząc w pierw dehydrogenizację substancji przez przepuszczenie jej w formie pary przez kontakt palladowy, utrzymywany w temp. 300° C i następną nitrację otrzymanego destylatu.
- Obecność aldehydów sprawdzano odczynnikami Tollensa i odczynnikami Fehlinga.
- Obecność związków olefinowych i acetylenowych sprawdzano odczynnikami Denigesa.
- Obecność związków acetylenowych sprawdzano odczynnikami Ilosvay'a.

Przestudiowanie podanej literatury pozwoliło na ogólne ujęcie zarysu badań, prowadzonych dotychczas nad działaniem chemicznym wyładowań elektrycznych na węglowodory, oraz umożliwiło wytyczenie kierunku podjętej przez autora pracy.

Opisana aparatura oraz metody badań przyczyniły się do zebrania dość ciekawego materiału doświadczalnego, stanowiącego treść II-giej części niniejszej publikacji.

Ciąg dalszy nastąpi

Dr Hugo Burstin

Zasady klasyfikacji rop na podstawie ich właściwości fizykochemicznych oraz wydajności produktów handlowych

Klasyfikacja rop może być oparta na różnych przesłankach i może mieć na celu różne zadania. Tak zwana „naukowa klasyfikacja” dzieli ropy na poszczególne klasy w zależności od składu chemicznego pewnych frakcji. W tym wypadku przeprowadza się podział rop w zależności od zawartości znanych grup węglowodorowych na metanowe, naftenowe i aromatyczne. Prócz tych trzech grup istnieje jeszcze grupa rop mieszanych, w których nie ma znacznej przewagi jednej z tych grup węglowodorowych. Grupy mieszane mogą być w ten sposób: metanowo-naftenowe, metanowo-aromatyczne, naftenowo-aromatyczne i metanowo-naftenowo-aromatyczne. Zaproponowano, aby przy klasyfikacji rop mieszanych postąpić tak, aby zawarte w nich grupy umieścić w określonym porządku, a to w zależności od przewagi tej lub innej grupy węglowodorów. Tak np. stawia się na ostatnim miejscu tę grupę, która ilościowo ma najmniejszy udział w odnośnej ropie.

Wspomniana „naukowa klasyfikacja” przedstawia niestety tylko w bardzo ograniczonej mierze charakter danej ropy, jeśli się weźmie pod uwagę jej zdolność przeróbki na pewne ważne produkty handlowe. Tak np. nazwa „ropa metanowo-naftenowa” nie daje żadnego obrazu o antydetonacyjnych właściwościach benzyn. Przy jednakowym, z uwagi na grupę, chemicznym składzie i tych samych granicach wrzenia liczba oktanowa benzyny, otrzymanej z różnych rop, może się wahać o 30 jednostek. Klasyfikacja „naukowa” jeszcze mniejsze ma znaczenie dla charakteryzacji właściwości naft i olejów smarowych, otrzymanych z tak klasyfikowanych rop. Wielką wadą tego systemu klasyfikacji jest okoliczność, że grupowy skład chemiczny odnosi się do całej ropy, podczas gdy on się zmienia od frakcji do frakcji. Tak np. w pewnych ropach przy benzynach przeważa charakter wyraźnie naftenowy, a przy naftach charakter metanowy i na odwrót. Ponadto trzeba brać pod uwagę, że utarte dotych-

czas sposoby oznaczania węglowodorów metanowych i naftenowych w nafcie i we frakcjach olejowych na podstawie punktu anilinowego nie dają rzeczywistego obrazu o prawdziwym chemicznym składzie danych frakcji.

Rossini i Meyer badali dokładnie skład szeregu

Tabl. 1

Grupy węglowodorów	Składniki	Temp. wrzenia °C, 760 mm Hg	Zawartość benz. z różnych rop, licząc na odn. grupę %	Średnia zawartość %
Normalne metanowe	n-heksan	68,74	42—61	48
	n-heptan	98,43	39—58	52/100
Izomery metanowe	C ₆	36,51		47
	C ₇	49,64		53/100
Poszczególne izomery metanowe C ₆	2,2-dimetylo-butan	49,74	2— 7	4
	2,3-dimetylo-butan	57,99	7—12	9
	2-metylopentan . .	60,27	25—56	47
	3-metylopentan . .	63,28	34—63	40/100
Poszczególne izomery metanowe C ₇	2,2-dimetylopentan	79,20	6—16	12
	2,4-dimetylopentan	80,51		
	2,3-dimetylopentan	80,79	50—74	66
	2-metyloheksan . .	90,05		
	3-metyloheksan . .	91,95	14—41	22/100
Cyklopentan i jego pochodne	C ₅		2— 8	3
	C ₆		127—53	58/100
	C ₇		141—68	
Poszczególne cyklopentanowe	Cyklopentan	49,26	2— 8	5
	Metylo-cyklopentan	71,81	27—53	37
	1,1-dimetylo-cyklopentan	87,5	5—12	9
	trans-1,3-dimetylo-cyklopentan	90,8	22—45	33
	trans-1,2-dimetylo-cyklopentan	91,9	7—28	16/100
Poszczególne cykloheksanowe	Cykloheksan	80,74	21,33	28
	Metylo-cykloheksan	100,93	67—79	72/100
Aromaty	C ₈		4—13	7
	C ₇		20—38	31
	C ₆		50—70	62/100
	C ₅			
Indywidualne aromaty	Benzen etylowy . . .	136,19	8—25	17
	p-ksylol	138,35	9—39	17
	m-ksylol	130,11	26—57	46
	o-ksylol	144,42	10—25	20/100

benzyn z różnych rop. W tabelicy 1 podane są w skrócie sumaryczne wyniki z badań wymienionych autorów. Autorzy doszli do następujących wniosków:

- a) Charakter frakcji benzynowej różnych rop może być określony na stosunku ilościowym następujących pięciu klas węglowodorowych: 1) normalne metanowe, 2) izomery metanowe, 3) cyklopentan i jego pochodne, 4) cykloheksan i jego pochodne, 5) aromaty.
- b) Benzynowe frakcje wszystkich rop składają się z tych samych węglowodorów. Różnica między nimi polega na ilościowej różnorodności wymienionych pięciu klas węglowodorów. Skład poszczególnych klas w benzynach wszystkich rop jest bardzo zbliżony.

Gdyby więc przyjęto pięć klas węglowodorów zamiast trzech, możnaby ropy dość dokładnie scharakteryzować odnośnie ich składu chemicznego, jak również odnośnie ich właściwości handlowych. Niestety odnosi się to tylko do niskowrzących frakcji ropy.

W Stanach Zjednoczonych przez długi czas stosowano klasyfikację, według której ropy podzielono na 2 grupy, a mianowicie o podstawie parafinowej i o podstawie asfaltowej. Jednakże za wyjątkiem np. ropy pensylwańskiej o wyraźnym charakterze para-

finowym i ciężkiej kalifornijskiej, typowo asfaltowej ropy, większości amerykańskich rop nie można było podporządkować ani jednej, ani drugiej grupie.

Wyżej wspomniane niedogodności spowodowały Bureau of Mines do zmiany systemu klasyfikacji w sposób zasadniczy. Obecna standaryzowana amerykańska klasyfikacja przewiduje trzy typy rop. O podporządkowaniu poszczególnych rop do poszczególnych typów decyduje ciężar właściwy dwu tzw. kluczowych frakcji. Pierwsza frakcja to destylat naftowy wrzący w temperaturach 250—275°C przy ciśnieniu atmosferycznym i druga frakcja olejowa od 275—300°C, wrząca przy ciśnieniu 40 mm słupa rtęci.

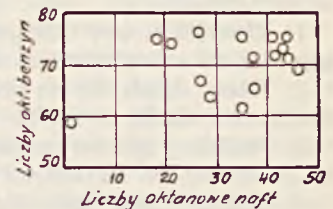
Jeśli pierwsza wspomniana naftowa frakcja posiada przy 15°C ciężar właściwy nie wyższy jak 0,825, uważana jest za parafinową. Jeśli jej ciężar właściwy leży w granicach 0,826—0,875, odnośna frakcja naftowa uważana jest jako należąca do typu przejściowego. Ciężar właściwy powyżej 0,876 decyduje o przynależności tej frakcji do typu naftenowego. W sposób podobny, jeżeli ciężar właściwy próżniowej frakcji olejowej leży w granicach 0,877—0,933, frakcja uważana jest za przejściową. Frakcja poniżej 0,876 nosi nazwę parafinowej, wyżej 0,934 — naftenowej.

Jeżeli więc uwzględnimy ciężary właściwe dwu wspomnianych „kluczowych“ frakcji, wszystkie ropy mogą być podzielone na 9 klas:

1. Parafinowa
2. Parafinowo-przejściowa
3. Przejściowo-parafinowa
4. Przejściowa
5. Przejściowo-naftenowa
6. Naftenowo-przejściowa
7. Naftenowa
8. Parafinowo-naftenowa
9. Naftenowo-parafinowa

W naprowadzonej powyżej klasyfikacji pierwsza nazwa odnosi się do jasnych produktów, druga do frakcji olejowych (dla oznaczenia charakteru jasnych produktów służy frakcja 250—270°C z tej przyczyny, że istnieją takie ropy, w których nie ma frakcji benzynowej).

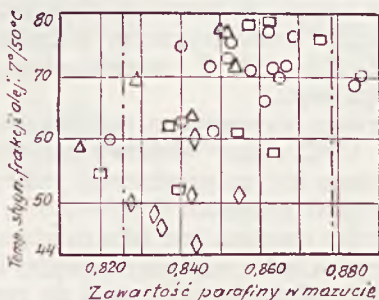
Opisana powyżej amerykańska klasyfikacja nie jest zadowalająca z kilku przyczyn. Najważniejszą z nich jest okoliczność, że ciężar właściwy końcowej frakcji nafty świetlnej ma służyć do oceny charakteru chemicznego nie tylko całej frakcji naftowej, ale też i benzyny. Wykres na rys. 1, wyjęty z broszury „Niefty SSSR“, prof. A.S. Wielikowskiego i S.N. Pawłowej, pokazuje, że nie można sądzić o charakterze benzyn, opierając się na jakości naft. W wykresie tym są przeciwstawione liczby oktanowe naft i benzyn otrzymanych z rop bakińskich. Widać z wykresu, że nie istnieje żadna zależność między tymi jednostkami. To samo wynika z wykresu na rys. 2. Na tym wykresie umieszczono dane



Rys. 1

dla wszystkich zasadniczych rop kaukaskich (Baku, Grozny, Majkop), Emby i „Drugiego Baku”. Wiadac dokładnie, że za małymi wyjątkami wszystkie ropy wedle ciężaru właściwego frakcji 250—275°C powinny należeć do przejściowego typu (0,825—0,875 przy 15°C), przynajmniej odnośnie 32 rop na ogólną liczbę 37 rop.

Liczba oktanowa benzyn pochodzących z rop tej klasy (to znaczy frakcji wrzących w 40-tu procentach do 100°C) waha się w bardzo szerokich



Rys. 2

granicach, mianowicie od 45 do 80. Do tej samej klasy rop należałyby w ten sposób ropy, zawierające benzyny bardzo nisko oktanowe, niezdatne jako paliwa samochodowe, nawet przy tak niskim stopniu sprężenia, jak 5:1, a równocześnie bardzo wysoko oktanowe benzyny, które — po dodaniu czteroetylku ołowiu — mogą być używane w nowoczesnych, bardzo forsowanych silnikach lotniczych. Liczba oktanowa benzyn pochodzących z rop, które wedle ciężaru właściwego frakcji 250—275°C należą do klasy parafinowej, waha się między 55 a 60. Natomiast benzyny, pochodzące z rop należących do klasy naftenowej, posiadają liczby oktanowe 69 do 72. Takie liczby oktanowe powinny więc zakwalifikować ropy, z których pochodzą, do klasy przejściowej. Z wykresu na rys. 2 wynika ponadto, że nie można znaleźć innych granic ciężarów gatunkowych dla frakcji 250—275°C dla klasy przejściowej w ten sposób, aby benzyny każdej klasy posiadały znalezione liczby oktanowe.

W ZSRR przez czas długi posługiwano się tzw. „naukową klasyfikacją”, o której wspomniano wyżej. W roku 1957 wydano standard ^{OST 8792}/_{NKTP 2067} klasyfikacja rop sowieckich. Zasady tej klasyfikacji są następujące:

1. Wszystkie ropy dzielą się na trzy klasy w zależności od ich zawartości ciał żywicznych.
2. Klasy dzielą się na podklasy w zależności od zawartości siarki w ropie.
3. Podklasy znowu rozpadają się na trzy grupy w zależności od zawartości parafinów w ropie.
4. Każda grupa dzieli się na cztery typy w zależności od ilości frakcji benzynowo-ligroinowej.

Dalszy podział uzależniony jest od liczby oktanowej benzyny, jakości nafty, ciężaru właściwego (lub stałej wiskozowo-gęstościowej) frakcji olejowej.

Podział na dalsze, ostatnie podgrupy opiera się na jakości pozostałości ropnej (czy bright stock, nadający się do produkcji olejów smarowych, czy bitum asfaltowy itp.).

W powyższej klasyfikacji OST 8792 wysuwa się

na pierwszy plan rozdział rop wedle zawartości ciał żywicznych, a potem siarki i parafiny. Postąpiono w ten sposób z tego powodu, że wybór kierunku przeróbki ropy i cały szereg nieodzownych operacji przy przeróbce ropy zależy od obecności w ropach wspomnianych ciał względnie związków. Np. możliwość przeróbki ropy na oleje smarowe oraz otrzymania asfaltu drogowego zależy w wysokim stopniu od zawartości w niej ciał smolistych.

W Związku Radzieckim, gdzie istnieje ogromna różnorodność rop, zawartość siarki w ropie odgrywa bardzo ważną rolę i często decyduje o materiale konstrukcyjnym aparatury przerobczej, prostszym, lub więcej skomplikowanym sposobie przeróbki jasnych i krakowych produktów. Oprócz tego stwierdzono, że benzyny, ligroiny i nafty, pochodzące z silnie siarkowych rop, posiadają niską liczbę oktanową. Ropy siarkowe również dają frakcje olejowe ze znaczną zawartością aromatów, sulfonujących się przy rafinacji, co wspólnie z zawartą w nich parafiną powoduje pewne trudności przy ich przeróbce na oleje smarowe. Z takich rop natomiast otrzymuje się znakomite asfalty drogowe.

Parafina jest powodem wysokiej temperatury stygnięcia produktów naftowych, począwszy od nafty aż do najcięższych frakcji olejowych. Usunięcie parafiny wymaga najczęściej dodatkowych operacji i w następstwie tego drogiej aparatury. Z drugiej strony, wysoka zawartość parafiny daje możliwość produkcji cennej parafiny handlowej oraz cerezyny. Stwierdzono, że ropy, które zawierają dużo parafiny, zwykle nie mają kwasów naftenowych. Z zawartością większej ilości parafiny łączy się kwestia magazynowania i transportu ropy. Słabą stroną tej klasyfikacji okazała się okoliczność, że każde dalsze poddzielenia (np. ilość i jakość benzyny, jakość nafty, olejów i bitumu) często nie mają organicznego związku między sobą. Trzeba przyznać, że w ostatniej amerykańskiej klasyfikacji także nie ma takiej wzajemnej zależności właściwości lekkich i ciężkich produktów naftowych; mają one jakoby równe prawa, ponieważ charakter ropy określany jest dwoma równorzędnymi oznaczeniami.

Opracowanie nowego i bardziej celowego schematu metod badania i klasyfikacji rop stanowiło przedmiot prac specjalnej brygady stworzonej w tym celu w Związku Radzieckim, która zebrała obszerny materiał analiz wszystkich rop rosyjskich. W wyniku tego przerobiono normę OST 8792 i stworzono nową ogólnopństwową normę pt. GOST 912-41.

1. W odróżnieniu od OST 8792 jako zasadę głównego podziału i klasyfikacji rop stawia się nie zawartość żywicznych składników w ropie, lecz zawartość siarki. Stanowi ona o podziale rop na klasy. Wybrano ten sposób podziału rop na skutek wyników prac badawczych, zwłaszcza idących w kierunku badania nowo odkrytych pokładów ropnych tzw. Drugiego Baku, zawierających poważne ilości siarki. Okazało się, że zaprojektowanie rafinerii, materiału konstrukcyjnego i sposobu przeróbki rop zależnie od zawartości siarki trzeba było w zupełności inny sposób opracować, aniżeli przy innych, od dawna znanych ropach. Ponieważ ropy kauka-

skie i embeńskie zawierają siarki mniej jak 0,5%, a ropa Drugiego Baku zawiera jej powyżej 0,5%, cyfra 0,50% okazała się górną granicą dla mało-siarkowych rop, a 0,51% dolną granicą dla wysoko-siarkowych rop. Należało wprawdzie pamiętać o tym, że związki siarkowe, zawarte w różnych ropach, posiadają niejednorodną odporność na rozłożenie i w różnych temperaturach odszczepiają siarkowodór. Z tego powodu różne ropy, posiadające tę samą ilość siarki, wykazują różne stopnie korozyjności w różnych stadiach przeróbki.

2. Żywiczne składniki rop jeszcze niedawno decydowały o możliwości otrzymania olejów smarowych z pozostałości ropnych. Uważano, że tylko ropy, zawierające nie więcej jak 8—9% ciał żywicznych, przy oznaczeniu metodą akcyzną (u nas zwana liczbą gudronową), nadają się do produkcji „bright-stocków” pozostałości. Przyjmowano również, że przy takiej zawartości ciał żywicznych ropa nadaje się do produkcji olejów smarowych z pozostałości przez selektywną rafinację. Jednakowoż możliwość odasfaltowania pozostałości przy pomocy propanu dowiodła, że w sposób wspomniany można też przerabiać ropę o wyższej zawartości ciał żywicznych jak 9%. Obecnie już nie mówi się o możliwości, a jedynie o celowości produkcji olejów reduktów tej lub innej ropy, biorąc pod uwagę zarówno jej zawartość ciał żywicznych, zawartość parafiny, jako też chemiczny charakter frakcji olejowych. Zasadniczo z każdej ropy można otrzymać oleje smarowe o dobrych właściwościach. Różnica leży tylko w wydajności oleju. Jako przykład przytacza się cyfry tablicy 2, wziętej z praktyki amerykańskiej.

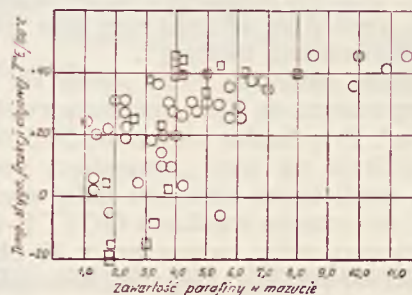
Tabl. 2

Ropa, z której otrzymano olej		Współczynnik wiskozowo-gęstościowy	Wydajność oleju o współczynniku gęst. 0,810 %
Rejon	Sektor		
Gulf Coast	Winkle	0,880	27
	Spindletop	0,875	31
	Barbers Hill	0,870	34
Mid-Continent	West Texas	0,860	43
	Seminole	0,842	58
Pennsylvaniana	—	0,814	82

W klasyfikacji OST 8792 zawartość ciał żywicznych odnosiła się do całej ropy. Ciała żywiczne jednak znajdują się na skutek swego wysokiego ciężaru drobinowego tylko w wysoko wrzających częściach ropy. Z tego powodu przyjęto klasyfikację według zawartości ciał żywicznych w mazucie, tzn. w pozostałości ropnej, z której odpędzono jasne produkty, wrzące do 300°C. W ten sposób znacznie lepiej określa się jakość pozostałości ropnej, bo różna zawartość jasnych produktów w ropach często fałszuje rzeczywistą zawartość żywic w surowcu olejowym przy poprzedniej metodzie klasyfikacji.

3. O wpływie parafiny na jakość produkowanych handlowych towarów i na kierunek przeróbki ropy mówiono już przy rozpatrywaniu normy OST 8792. Niestety, obecne metody oznaczenia parafiny w sposób nieprawidłowy nie odzwierciedlają jej rzeczywistej zawartości w ropach. Oznaczenie parafiny przez krakowanie daje za niskie rezultaty. Przy oznaczeniu parafiny bez krakowania część oleju po-

zostaje w parafinie, natomiast nisko krzepnąca parafina przechodzi do rozpuszczalnika. Stąd też wynika częste zjawisko, że frakcje olejowe, otrzymane z rop o pozornie jednakowej zawartości parafiny, stwierdzonej znanymi analitycznymi metodami, posiadają różne temperatury stygności. Tak np. podała rosyjska komisja normalizacyjna następujący fakt: Kesslerowska ropa zawiera tyle parafiny, licząc na mazut, co ropa Kura-Tsetse, a mianowicie 6,4% przy oznaczeniu bez krakowania. Natomiast destylat olejowy z ostatniej ropy krzepnie przy +38°C, a destylat olejowy z ropy kesslerowskiej przy —10°C. Wprawdzie chodzi tu tylko o wyjątkowe wypadki, a z reguły temperatury stygności olejów są mniej więcej zależne od zawartości parafiny w mazucie. Zależność ta jednak nie jest ścisła, jak wynika z wykresu na rys. 3. Należy ustalić



Rys 3

sposób oznaczenia parafiny, a później dopiero zbadać bliżej wspomniane zależności. Dotychczas przyjmuje się w ZSRR, że bez krakowania otrzymuje się zawartość parafiny 2 razy wyższą, jak przy oznaczeniu z krakowaniem.

Omówione powyżej powody skłoniły rosyjską komisję normalizacyjną do przyjęcia jako zasadniczego elementu dalszego podziału rop nie procentową zawartość parafiny, lecz temperaturę krzepnięcia określonej frakcji. Wybrano w tym celu frakcję o wiskozie 7°E/50°C. Jeżeli frakcja ta stygnie przy —16°C lub niżej, ropę kwalifikuje się jako mało parafinową. Przy temperaturze krzepnięcia frakcji od —15 do +20°C ropę kwalifikuje się jako parafinową, a przy temperaturze krzepnięcia +21°C lub wyżej ropa uważana jest za wysoko parafinową.

Do pierwszej grupy mało parafinowej należą ropy, z których można otrzymać przepisane normami nisko stygnące oleje maszynowe, samochodowe itd. Do drugiej grupy należą ropy, dające oleje smarowe z wyższą temperaturą stygnięcia, która jednak prawdopodobnie może być poprawiona przez dodatek Paraflow, lub podobnych domieszek. Do trzeciej grupy należą ropy, które powinny być przerabiane przy uwzględnieniu odparafinowania destylatów olejowych.

Co się tyczy fabrykacji olejów lotniczych z pozostałości ropnych, można przyjąć, że przed odparafinowaniem posiadają one mniej więcej taką samą, lub nieco wyższą temperaturę krzepnięcia, jak destylaty o wiskozie 7,0°E/50°C. Są jednak też niektóre wyjątki.

Przy klasyfikacji OST 8792 pominięto ropy bez-

parafinowe, ponieważ zupełnie bezparafinowych rop nie ma.

Dalszy podział rop we wspomnianej klasyfikacji oparty jest na właściwościach lekkich i ciężkich produktów naftowych. Pod uwagę brane są:

- 1) liczba oktanowa benzyny, z której 40% wrze do 100°C,
- 2) liczba oktanowa frakcji naftowej, której granice wrzenia odpowiadają standartowi dla nafty traktorowej,
- 3) ciężar właściwy frakcji olejowej o viskozioz 7°E/50°C.

Jeżeli liczba oktanowa wspomnianej benzyny wynosi 65 lub mniej, odnośną ropę kwalifikuje się jako zawierającą „niskooktanową benzynę”. Ropy zawierające benzynę z liczbą oktanową 65,5 do 71,5 kwalifikowane są jako „zawierające benzynę średniooktanową”. Benzyna posiadająca liczbę oktanową 72 lub wyżej, kwalifikuje odnośną ropę jako „zawierającą wysokooktanową benzynę”.

Jeżeli liczba oktanowa nafty równa się 30 lub mniej, ropę oznacza się jako „zawierającą niskooktanową naftę”. Przy liczbie oktanowej 30,5 do 39,5, ropę kwalifikuje się jako „zawierającą pośrednią naftę”. A jeżeli liczba oktanowa nafty wynosi 40 lub wyżej (w ostatnim standardzie GOST B-1842-42 liczbę oktanową nafty traktorowej z 40 obniżono do 37), taką ropę oznacza się jako „zawierającą wysokooktanową naftę”.

Wiadomo, że współczynnik viskozowo-gęstościowy, jak również indeks viskozowy olejów są tym wyższe, czym niższy jest ciężar właściwy oleju o danej viskozioz. W związku z tym ustalono, że ropę kwalifikuje się jako „zawierającą wysokoindeksowe oleje”, jeżeli d_{20} destylatu olejowego o viskozioz 7°E/50°C równe jest 0,903 lub niżej. Przy ciężarze gatunkowym wspomnianego destylatu od 0,904 do 0,927, ropę taką oznacza się jako „zawierającą średnioindeksowe oleje”. W końcu przy ciężarach właściwych wspomnianej frakcji olejowej 0,928 lub wyżej, ropa nazywa się jako „zawierająca niskoindeksowe oleje”.

Dla uzasadnienia ustalonych granic przytacza się następujące argumenty. Benzyny „straight run” przeważnie używane są w lotnictwie. Istnieją następujące 3 zasadnicze marki benzyny lotniczej, posiadające w obecności trzech cm³ płynu etylowego następujące liczby oktanowe:

- a) 91 do 95,
- b) 86 do 89,
- c) 82 do 84.

Tylko benzyny o liczbie oktanowej przynajmniej 72, a wrzące w 40% do 100°C, mogą służyć do produkcji benzyn lotniczych o liczbie oktanowej 91—95, a to albo bez dodatku płynu etylowego, albo po dodaniu 3 cm³ płynu etylowego. Benzyny o wymienionym składzie frakcyjnym i liczbie oktanowej 65 można jako takie lub po nieznacznym obciążeniu górnej granicy wrzenia przy pomocy dodatku 3 cm³ płynu etylowego zamienić na benzynę lotniczą o liczbie oktanowej 87. W końcu benzynę o wspomnianym składzie frakcyjnym, a liczbie oktanowej poniżej 65 trzeba już bardzo silnie obciążyć, aby otrzymać minimalną liczbę oktanową 87, co we wielu wypadkach związane jest z bardzo silnym podwyższeniem prężności par benzyny.

Nafty uważa się za dobre paliwa traktorowe, jeżeli ich liczba oktanowa nie jest niższa od 40. Mimo to nie należy uważać za niskooktanowe wszystkie nafty, posiadające niższą liczbę oktanową. Niektóre ropy, których frakcje naftowe posiadają liczbę oktanową 37 (np. Bibi-Ejbat), a nawet 8 (groźnieńska parafinowa) lub nawet 0 (Zychska), na skutek ich charakterystycznego składu i praktycznych doświadczeń można zakwalifikować jako „zawierające nafty średniooktanowe lub nawet wysokooktanowe”. Jasne jest, że nafty o liczbie oktanowej 30 do 40 można zamienić w dobre nafty traktorowe przez obcinanie końcowych frakcji lub przez kompaundowanie z wyżej oktanową naftą.

Jako wskaźnik dalszego podziału rop odnośnie właściwości olejów smarowych przyjęto ciężar właściwy destylatu olejowego o viskozioz 7°E/50, oznaczony przy 20°C. Albowiem frakcję tę można uważać jako olej średni, wyrażający charakter chemiczny wszystkich olejów z danej ropy. Współczynnik viskozowo-gęstościowy oleju o viskozioz 7/50°C, a ciężarze właściwym 0,903, wynosi około 0,843, natomiast przy ciężarze 0,928 wynosi on 0,873.

Współczynnik ten nie może być przyjęty jako wskaźnik dla klasyfikacji olejów, a tym samym rop, ponieważ nie zawsze stanowi funkcję linearną indeksu viskozowego. Nie mniej jednak na ogół dość dobrze charakteryzuje krzywą viskozy oleju. Wiadomo, że współczynnik viskozowo-gęstościowy

Przykłady klasyfikacji kilku rop rosyjskich wg GOST 912—41

Tabl. 3

Klasa	S z y f r y			Nazwa ropy	Rejon	Klasa	Zaw. S w % ropy	Podklasa	% żywic w maczucie	Grupa	Temp. stygn. oleju T E/60° C	% dest. do 300°	% benz. lotn. 40—100°	Liczba oktan. benz. lotn.	Liczba oktan. nafty	Destylat olejowy 7 l; 50° C			Typ odnośnie do		
	Podklasa	Grupa	Typ													d_{20}	Współcz. viskoz.-gęst.	benzyny	nafty	oleju	
I	1	1	211	Dosorsko-jurajska	Embe	Małosiarkowa	0,28	Małodziwiczna	5,5	Małoparafinowa	-20	45	2,9	71,5	40	0,897	0,835	2	1	1	
I	1	1	011	Makatsko-jurajska	"	"	0,25	"	17	"	-20	32	0	—	51	0,903	0,843	0	1	1	
I	1	3	331	Iskińska-płd.	"	"	0,05	"	5	Wysoko-parafinowa	+38	64	27	59	17	0,870	0,798	3	3	1	
I	2	1	122	Olejowa, I sorta	Baku	"	0,12	Żywiczna	25	Małoparafinowa	-20	47	5,6	75	35	0,908	0,850	1	2	2	
I	2	3	332	Groźnieńska parafinowa	Groźny	"	0,19	"	25	Wysoko-parafinowa	+44	36	14	53	8	0,905	0,846	3	3	2	
I	3	1	113	Artemowska	Baku	"	0,33	Wysokozywiczna	44	Małoparafinowa	-20	24	0,5	76	40	0,931	0,882	1	1	3	
II	3	3	333	Szymbajaska	Drugie Baku	Siarkowa	2,7	"	50	Wysoko-parafinowa	+28	43	15	52	26	0,935	0,887	3	3	3	

jest tym wyższy, im niższy jest indeks wiskozowy i odwrotnie.

W tabl. 3 przytoczone są przykłady klasyfikacji niektórych rop rosyjskich. Typ ropy oznaczony jest trzema cyframi, które odnoszą się kolejno do: benzyny, nafty i destylatu olejowego. Im wyższa jest liczba dla danego produktu, tym gorsze właściwości posiada on w sensie wyżej podanym. Tak np. benzyna o niższej liczbie oktanowej otrzymuje liczbę 3, przy średniej względnie wysokiej liczbie oktanowej otrzymuje liczbę 2 względnie 1. To samo odnosi się do drugiej liczby charakteryzującej właściwości nafty traktorowej. Trzecia liczba odnosi się do destylatu olejowego o podanej wyżej wiskozie. Liczby 3 względnie 2 lub 1 oznaczają nisko — średnio i wysokoindeksowy olej. Jeśli ropa nie zawiera żadnej benzyny, w odnośnym miejscu stawia się liczbę 0.

W celu wygodnego korzystania z tej klasyfikacji, oraz aby dawała szybką orientację o charakterystyce danej ropy, wprowadzono dodatkowo zasadę indeksów. Następujące przykłady objaśniają ten system:

Groźnieńska parafinowa: małosiarkowa, żywicowa, wysokoparafinowa 14; 53; 8; 905.

Binagacka: małosiarkowa, wysokożywiczna, małoparafinowa 3; 70; 46; 938.

Szymbajska: siarkowa, wysokożywiczna, wysokoparafinowa, 15; 52; 26; 935.

Pierwszy z czterech indeksów podaje procent wagi benzyny o zawartości 40% części wrzących do 100°C wg Englera, zawarty w danej ropie. Drugi indeks oznacza liczbę oktanową tejże benzyny, trzeci indeks oznacza liczbę oktanową nafty traktorowej, czwarty indeks ciężar właściwy frakcji olejowej 7/50, pomnożony przez 1000.

W wypadku, gdy ropa nie zawiera benzyny, w miejsce pierwszego i drugiego indeksu stawia się liczbę 0. W tabl. 3 np. ropa makacka klasyfikowana jest jako: małosiarkowa, małoczywiczna, małoparafinowa, 0; 0; 51; 903.

Opisany sposób klasyfikowania rop daje jasny obraz o techniczno-handlowych możliwościach przeróbki rop.

Roman Bittmar

Magazynowanie i transport ropy oraz jej produktów

Problem należytego i racjonalnego magazynowania ropy nabiera coraz większego znaczenia, a to z uwagi na zmniejszające się wydobycie światowe tego produktu oraz ze względu na wzrastające zapotrzebowanie produktów otrzymywanych z przeróbki ropy.

Szczególne znaczenie ma to dla kraju naszego, który nie może zaspokoić swoich potrzeb gospodarczych wydobywaniem ropy z zagłębia Jasielskiego i ucieka się do importu bądź to ropy, bądź też gotowych produktów.

Ropa pod względem chemicznym przedstawia bardzo skomplikowaną mieszaninę płynnych węglowodorów nasyconych typu $C_n H_{2n+2}$ od najlżejszych do stałych, a tym samym rozmaitej lotności.

Znajdują się w niej też inne węglowodory nienasycone, nafteny, związki aromatyczne, asfalty i i.

Z uwagi więc na specjalny charakter tego produktu magazynowanie jego winno być staranniejsze i wymaga specjalnych operacji i urządzeń, które mają zmniejszyć do minimum straty cennych składników lotnych ropy, potrzebnych nieodzownie dla życia gospodarczego. Ideałem więc byłoby wybudowanie takich urządzeń magazynowych, któreby usuwały całkowicie straty magazynowe lub zmniejszały je do najmniejszego procentu.

W początkach kopalnictwa naftowego nie przywiązywano specjalnej uwagi do racjonalnego magazynowania wydobywanej ropy, gdyż wydobywano jej mało, zapotrzebowania prawie nie było i nie zdawano sobie sprawy z ważności tego produktu dla życia gospodarczego. Stosowano więc dla magazynowania prymitywne doły ziemne i drewniane kadzie.

Gdy jednak wydobycie ropy wzrastało, a wartość

jej produktów dla życia gospodarczego nabierała ważności i znaczenia, zaczęto budować dla magazynowania ropy specjalne baseny ziemne (uszczelniano ściany gliną, następnie betonem) o pojemności 10—15000 ton, kryte dachem drewnianym, pociągniętym papą.

Oczywiście, że magazynowanie w takich basenach powodowało również wielkie straty, gdyż wobec nieszczelności dachów i silnego przewiewu powietrza, możliwość odparowywania lżejszych części ropy była bardzo wielka. Dzisiaj używa się takich basenów tylko w razie nieoczekiwanej wielkiego wydobycia ropy, dla której nie przygotowano uprzednio zbiorników żelaznych.

Z czasem poznawano wartość odparowanych składników ropy i chcąc się uchronić przed ich stratami, zaczęto budować zbiorniki żelazne nadziemne.

Budowa takich zbiorników przeszła pewne ewolucje i obecnie buduje się:

Zbiorniki cylindryczne stojące o pojemności najwyżej 10000 m³ (raczej mniejsze).

Zbiorniki cylindryczne leżące o pojemności ok. 100 m³.

Zbiorniki te buduje się z żelaza zlewne o grubości ścianek zależnej od pojemności.

Zbiorniki są szczelne nitowane lub spawane, połączone odpowiednimi rurociągami i pompami, zaopatrzone w wentyle bezpieczeństwa, kondensatory odgromniki itp.

Zbiorniki wolno stojące, nie osłonięte są odpowiednio pomalowane (aluminium), a dla magazynowania lekkich produktów (gazolina, benzyna) zaopatrzone w odpowiednie urządzenia rozlewające

po nich wodę jako zabezpieczenie przed nasłonecznieniem, poza tym zbiorniki otacza się ziemnymi wałami ochronnymi, które mają ograniczać niebezpieczeństwo rozszerzania się ewentualnego pożaru.

Taki sposób budowania zbiorników zastosowany jest nie tylko do przechowywania ropy, ale i do przechowywania produktów otrzymywanych z jej przeróbki (benzyna, nafta, olej gazowy).

Doświadczenia wykazały jednak, że i przy budowie takich zbiorników straty na magazynie są znaczne, a niebezpieczeństwo, na które zbiorniki i zawarte w nich produkty są narażone, jest wielkie.

Na parę lat przed ostatnią wojną zaczęto zatem budować składy podziemne. Zaletą budowy takich składów, przy zupełnej szczelności zbiorników, jest równomierna temperatura zawartego w nich płynu, a za tem mniejsze parowanie i straty, przez co osiągnięty został główny cel zadania, ponadto znacznie zwiększone bezpieczeństwo przeciwpożarowe, prawie zupełne usunięcie złośliwych uszkodzeń zbiorników z zewnątrz i duże bezpieczeństwo przeciwlotnicze.

Składy nafty

Celem należytego i stałego pokrywania potrzeb życia gospodarczego winny być produkty naftowe rozprowadzone z miejsc wytwórczych równomiernie po całym kraju, tak by w każdej chwili mogły one zaspokoić żądania i wymagania fabryk względnie innych ośrodków produkcyjnych lub konsumcyjnych.

Z uwagi na specyficzny charakter produktów naftowych, winny być budowane składy o specjalnych urządzeniach, gdyż produkty te nie łatwo przechowywać, zwłaszcza gdy chodzi o ich większe ilości.

Przechowywanie i magazynowanie olejów mineralnych regulują przepisy podane w Rozp. Min. Przem. i Handlu, Pracy i Opieki Społecznej i Spraw Wewnętrznych (Dz. U.R.P. Nr 53 poz. 508), które dotychczas nie zostały zmienione, a zatem są obowiązujące. Przepisom tym podlegają oleje mineralne, których temperatura zapłonu przy ciśnieniu atmosferycznym 760 mm słupa rtęci nie przekracza 100°C Są to:

- a) ropa naftowa i jej przetwory destylacyjne (benzyna, nafta, olej gazowy, olej wrzecionowy, olej maszynowy itp.), gazolina z gazu ziemnego, płynne węglowodory (benzol, fotogen, oleje łupkowe), otrzymywane z destylacji smoły z węgla kamiennego lub brunatnego, gazów destylacyjnych z węgla, ze smoły łupkowej oraz płynne węglowodory syntetyczne;

b) wszelkie mieszaniny płynów wymienionych pod a);

c) płynne przy 15°C mieszaniny płynów wyliczonych w pkt. a) i b) ze stałymi, w płynach tych rozpuszczalnymi produktami lub też ze zwykłymi albo też zgęszczonymi olejami (olej lniany, pokost), o ile zawartość olejów mineralnych wymienionych w pkt. a) w tych mieszaninach przewyższa 5% ich wagi.

Wyjątek stanowią takie mieszaniny płynów palnych, których temperatura zapłonu leży powyżej 21°C, a które zawierają więcej niż 20% ciał stałych, w płynach tych rozpuszczalnych.

Produkty naftowe ze względu na swój specyficzny charakter są podzielone, wedle wyżej podanego rozporządzenia, na 3 klasy niebezpieczeństwa:

do klasy	I-ej	należą:	gazolina, benzyna wszelkich gatunków, benzol,
"	"	II-ej	" nafta, olej gazowy,
"	"	III-ej	" inne oleje mineralne (oleje maszynowe, smarowe itp.).

Rozporządzenie powyższe określa dokładnie, gdzie i jakie ilości produktów I-szej, II-giej i III-ciej klasy niebezpieczeństwa wolno przechowywać.

- 1) Nie wolno przechowywać produktów naftowych w klatkach schodowych, korytarzach, poddaszach i ubikacjach mieszkalnych niezamkniętych — łatwo dostępnych.
- 2) W lokalach mieszkalnych, publicznych, warsztatach, lokalach dla sprzedaży drobnicowej wolno przechowywać przy zachowaniu ostrożności, wymienionych w powyższym rozporządzeniu, produkty:

I. klasy niebezpieczeństwa od 5— 200 litr.

II. " " " " 35—3000 "

- 3) W składach małych wolno przechowywać w naczyniach żelaznych szczelnie zamkniętych i przy zachowaniu wszelkich środków ostrożności produkty:

I. kl. niebezpieczeństwa od 1000— 6000 litr.

II. " " " " 30000—50000 "

Składy małe wolno budować wszędzie z wyjątkiem gęsto zaludnionych dzielnic i osiedli, o ile przepisy budowlane nie stanowią inaczej. Małe składy podziemne mogą być budowane jednak wszędzie bez wyjątku, pod warunkiem zachowania przepisów wyżej podanego rozporządzenia.

- 4) Średnie składy z własnymi zbiornikami mogą być budowane tylko na krańcach osiedli przy zastosowaniu pasa ochronnego do 20 m. Składy te przechowywać mogą, zależnie od tego, czy zbiorniki są nadziemne czy podziemne, następujące ilości produktów:

I kl. niebezpieczeństwa od 10— 20000 litr.

II " " " " 500—100000 "

- 5) Wielkie składy z żelaznymi zbiornikami mogą być budowane tylko poza granicami osiedli i przy zachowaniu pasa ochronnego 30 m. W składach tych wolno magazynować dowolne ilości wszelkich produktów naftowych.

Magazynowanie olejów mineralnych, jak oleje maszynowe, oleje smarowe, jest dozwolone łącznie z produktami I i II klasy niebezpieczeństwa w stosunku 2/3, tj. jeśli magazynuje się 1000 litrów benzyny wolno równocześnie zamagazynować 1500 litrów olejów mineralnych względnie smarów.

Powyższe przepisy nie dotyczą rafinerii itp., dla których obowiązują specjalne przepisy.

Na wstępie podano ogólną charakterystykę budowy zbiornika i składu do magazynowania produktu naftowego.

W świetle przepisów sprawa ta przedstawia się następująco:

1. Zbiorniki nadziemne

- a) Zbiorniki ustawione pod gołym niebem powinny posiadać odpowiednie fundamenty. Zbiorniki te powinny być zrobione z blachy żelaznej o maksymalnej wytrzymałości 45 kg/mm² na rozerwanie oraz minimalnym wydłużeniu 18—20%. Krawędzie blach należy po obcięciu ich zheblować. Otwory na nity, o ile nie zostały wywiercone, powinny być po przebicciu rozwiercone. Krawędzie blach i główki nitów należy uszczelnić od wewnątrz i od zewnątrz.
- b) Dla sprawdzenia wytrzymałości fundamentów oraz szczelności zbiorników, należy te ostatnie przed oddaniem ich do użytku napełnić wodą i poddać próbie przynajmniej na przeciąg jednego dnia.
- c) Zbiorniki powinny posiadać skuteczne uziemienie.
- d) Zbiorniki powinny być tak urządzone, aby nadciśnienie, powstające w nich w razie wybuchu lub pożaru, mogło być usunięte bez zniszczenia lub pęknięcia płaszczy zbiorników.
- e) W pobliżu najwyższego punktu zbiornika, należy umieścić rurę metalową odpowiedniej średnicy i wysokości, służącą do wypuszczania gazów, przy czym wylot jej powinien być zaopatrzony w ochronną siatkę, zapobiegającą przedostaniu się ciał obcych oraz tak położony, aby wydobywające się zeń gazy nie zbierały się w pobliżu zbiorników. W rurze tej należy umieścić w równych od siebie odstępach 5 siatki Davy'ego z miedzi, mosiądzu lub innego nierdzewiejącego metalu w ten sposób, aby je można było bez trudności kontrolować, czyścić lub odnawiać. Zamiast siatek można używać i innych równie skutecznych urządzeń (jak np. zaworów piaskowych, wiązek drutu, zaworów z rurek włoskowatych, zamknięć hydraulicznych lub rur oddechowych), uznanych przez władze przemysłowe. Rury służące do wypuszczania gazów, mogą odprowadzać je albo do jednego, albo też do kilku naczyń zbiorczych, z których następnie gazy te wydostają się na powietrze lub do miejsc zużycia.
- f) Powstaniu nadciśnień i podciśnień, zagrażających bezpieczeństwu pracy należy przeciwdziałać z pomocą osobnych zaworów, zamknięć hydraulicznych, rur oddechowych lub innych urządzeń uznanych przez władze przemysłowe. Pas ochronny powinien wynosić 50 m. Skład właściwy (miejsce składowe, budynek składowy wzgl. zbiornik) powinien albo leżeć niżej od otaczającego go terenu albo też być otoczony wałem ziemnym o grubości minimalnej szerokości 0,5 m lub masywnym zakotwionym murem, wytrzymałym na parcie cieczy, a posiadającym dobre fundamenty. Pojemność przestrzeni, utworzonej przez zagłębienie placu składowni właściwej, wzgl.

przez otaczający je wał lub mur powinna wynosić:

- a) przy magazynowaniu w beczkach — 75% dopuszczalnej ilości magazynowanych olejów,
 - b) przy zbiornikach nadziemnych — 50% pojemności zbiorników.
2. Zbiorniki podziemne
- a) Zbiornik podziemny powinien być ze wszystkich stron przykryty warstwą ziemi, grubości co najmniej 1 m, zaś najwyższy jego punkt warstwą grubości co najmniej 50 cm. Odstęp między dwoma sąsiadującymi ze sobą zbiornikami powinien wynosić co najmniej 40 cm.
 - b) Znajdujący się ewent. właz (studzienka włazowa) powinien być przykryty za pomocą przykrywy. Przykrywa ta powinna posiadać dostateczną grubość i wytrzymałość na obciążenie jej wskutek ruchu publicznego.
 - c) Dla ochrony zbiornika od rdzy należy przed zakopaniem w ziemi otoczyć go nieprzeziąkliwą i nie niszczącą żelaza powłoką, składającą się np. z kilku warstw smoły, węgla kamiennego i juty, przy czym należy postarać się o skuteczne uziemienie zbiornika.
 - d) Fundamenty zbiorników i ich wykonanie regulują postanowienia, jak przy zbiorniku nadziemnym. Przy próbach szczelności urządzeń do nalewania i odmierzania, ciśnienie próbne powinno o 1/2 atmosfery być wyższe od najwyższego ciśnienia roboczego, nie może jednak wynosić mniej niż 1 atmosferę.
 - e) Rury do odprowadzania gazów ze zbiornika i urządzeń do mierzenia powinny być wykonane według postanowień dla zbiorników nadziemnych. Tam gdzie pompy i urządzenia miernicze połączone są rurociągiem ze zbiornikiem, nie potrzeba siatek Davy'ego ani też zaworów piaskowych. Pompy i naczynia do mierzenia należy zaopatrzyć w topne korki bezpieczeństwa.
 - f) Rury prowadzące do zbiornika na zewnątrz należy celem ochrony ich od mechanicznych uszkodzeń i ognia zasłonić obmurczeniem do wysokości 10—25 cm.
 - g) Poza czasem napełniania wzgl. wydawania olejów mineralnych, te ostatnie nie powinny wyciekać ze składu.
 - h) Urządzenia dla pomiarów stanu płynów w zbiorniku powinny poza czasem używania ich być szczelnie zamknięte i zabezpieczone przed ewent. otwieraniem ich przez osoby niepowołane.
 - i) Rozlewnie olejów mineralnych wzniesione ponad zbiorniki lub w ich pobliżu powinny być zaopatrzone w piorunochron, stanowiący zarazem skuteczną ochronę dla zbiornika.
 - k) Na stacjach ulicznych nie wolno nalewać oleju mineralnego I klasy niebezpieczeństwa do zbiorniczków samochodowych za-

pomocą blaszanek, lecz należy skutecznie to zapomocą rurociągu lub uziemionego węża metalowego.

Kolumna odmierzacza (dystrybutora) ulicznego może być ustawiona na krawędzi chodnika lub w innych odpowiednich miejscach ulicy. Płaszcz odmierzacza powinien stanowić ochronę dla znajdujących się w nim urządzeń (kranów, liczników) przed ewent. zamachami na ich całość. Jeśli korpus nie posiada dostatecznej wytrzymałości na uszkodzenia wskutek ruchu publicznego, to należy zaopatrzyć go w urządzenia zdezakowe.

Przy wyborze miejsca do ustawienia odmierzacza należy uważać, aby rozlana ewent. benzyna nie odpływała bezpośrednio do otworu kanałowego. Poza tym decydują tu ogólne względy bezpieczeństwa ruchu publicznego.

Każdy zatrudniony przy magazynowaniu i dystrybucji produktów naftowych lub osoba mająca zamiar wybudować skład naftowy winna zaznajomić się dokładnie z przepisami powyższego rozporządzenia, ażeby nie narazić się na konsekwencje przekroczenia, lub uniknąć niepotrzebnych kosztów przy sporządzaniu nieodpowiednich kosztorysów. Budowa składów winna być zatwierdzona przez instytucje urzędowe.

Transport

Bardzo ważnym zagadnieniem jest przewiezienie w terminie ropy z kopalni do miejsc przerobczych (rafinerii) i należyte rozprowadzenie uzyskanych z przeróbki ropy produktów z ośrodków produkcyjnych (rafinerii) i wielkich baz składowych (np. morskich) do ośrodków konsumcyjnych. Zagadnienie to łączy się ściśle z transportem i środkami służącymi do przewozu tych produktów.

Do przewozu produktów służą wagony-cysterny i beczki żelazne oraz drewniane.

Produkty naftowe ze względu na swoją masowość i daleki transport z ośrodków produkcyjnych winno się przewozić wyłącznie koleją.

Samochody i samochody-cysterny winny służyć wyłącznie do rozwoju produktów naftowych z głównych składów do najbliższych ośrodków konsumcyjnych względnie zaopatrzenia stacji benzynowych.

Chcąc należyte zaopatrzyć rafinerie w potrzebny im surowiec, a rynek w żądane produkty naftowe, konieczna jest znajomość następujących elementów:

- a) istotnego zapotrzebowania — wedle rodzajów produktów naftowych — dla poszczególnych ośrodków życia gospodarczego i konsumcyjnego kraju,
- b) zdolności przerobczej i możliwości magazynowej rafinerii oraz zdolności magazynowej składów naftowych, zwykle rozsianych po całym kraju,
- c) ilości mającego być przewiezionego surowca i produktów naftowych,
- d) ilości cystern, ich pojemności i czasu trwania przebiegu tych cystern między ośrodkami

składowymi i produkcyjnymi a poszczególnymi ośrodkami konsumcyjnymi,

e) ilości rozporządzanych beczek.

Przeprowadzenie przewozu na podstawie znajomości powyższych elementów da pewność, że ośrodki przerobcze będą należycie i na czas zaopatrzone w surowiec, zapewniający im ciągłość pracy, a ośrodki konsumcyjne otrzymają we właściwym czasie odpowiednie i potrzebne im materiały napędowe i smarnicze dla zaopatrzenia rynku. Zestawienie planu przewozu, szczególnie na dłuższy okres czasu, jest niezmiernie trudne i winno mu się poświęcić wiele uwagi, starań i dokładności, ażeby odpowiadał w jak największym procencie swojemu celowi.

Oczywiście, że najlepiej ułożony plan może zawieść pokładane w nim nadzieje, z przyczyn natury wyższej. To też w zależności od wyrobienia zestawiającego plan (dysponenta) będzie zależało natychmiastowe przystosowanie planu do nowo wytworzonych warunków tak, by ewentualne zaburzenia życia gospodarczego zmniejszyć do minimum.

Pełnienie cystern

Ze względu na to, że do przewozu produktów naftowych służą w znacznej mierze cysterny, które mają nieraz przebyć dłuższą drogę, należy szczególnie starannie postępować przy ich napełnianiu i załadowaniu. Zarządzający pełnieniem i wysyłką produktów w cysternach winien przed podstawieniem ich pod nalewaki stwierdzić:

- a) jakie produkty mogą być do danej cysterny załadowane. Stwierdzenie to jest bezwzględnie konieczne, ażeby nie zepsuć ewentualnie wlanego do tej cysterny produktu. Nie można np. do cysterny po oleju cylindrowym wlewać benzyny. Jeżeli nie ma cystern zdalnych pod nalew benzyny lub nafty, należy zarządzić czyszczenie posiadanych cystern;
- b) stwierdzić stan techniczny cysterny, tj. czy wogóle nadaje się do pełnienia, uszkodzone zaś bezwzględnie odrzucić;
- c) stwierdzić wagę własną cysterny.

Po przeprowadzeniu powyższych czynności można dać dopiero polecenie podstawienia cysterny pod nalewaki i podać jaki produkt do danej cysterny ma być załadowany.

Przed waniem jednak produktu do podstawionych już cystern winien obsługujący zamknąć główny zawór i boczne kurki spustowe. Po przeprowadzeniu tej czynności skierowuje się rurę nalewaka do wężu cysterny i wpuszcza się dany produkt naftowy.

Cysterny nie powinny być pełnione w 100%. Pojemność danej cysterny ze względu na znaczną rozszerzalność produktów naftowych winna być napełniona tylko w 95%.

Po skończonym napełnieniu cysterny winien być wąż zamknięty, a zarówno kurki spustowe jak i wąż zaopatrzone plombami rafinerii względnie składu wysyłającego.

Niezależnie od plomb rafineryjnych winna koleją oplombować dane cysterny swymi plombami o znakach kolejowych i danej stacji nadawczej.

Po napełnieniu cysterny winno się ją zważyć w celu ustalenia brutta i netta załadowanego produktu.

Wszystkie te dane powinny być wstawione do odpowiedniego listu przewozowego.

Beczki

W identyczny sposób jak przy napełnianiu cysterny postępuje się przy pełnieniu beczek.

Przy załadunku beczek do wagonów należy

beczki tak załadować, ażeby w czasie transportu kolejki nie przesuwały się z miejsca na miejsce.

Jeżeli ładowność danego wagonu nie może być w całości wykorzystana, należy beczki umocnić odpowiednimi klinami drewnianymi.

Do listu przewozowego powinna być dołączona specyfikacja załadowanych beczek, na których winna być podana poza nazwą produktu itp. również waga brutto, tara i netto każdej poszczególnej beczki.

Inż. Bronisław Fleszar

Amerykański przemysł naftowy w ostatnich latach

Ciąg dalszy

Odwierty produktywne

Stany Zjedn. posiadają olbrzymią ilość odwiertów wydobywczych. Liczba ich z końcem r. 1948 wynosiła 459965 odwiertów, zwiększyła się zatem bardzo wydatnie w stosunku do roku poprzedniego. Wzrost ten wynosił 11441 odwiertów czyli 2,7% (tabl. 15 i rys. 3). W stosunku do całego okresu 10-letniego (od r. 1939) wzrost ten wynosił 15,7%.

Odwierty produktywne w Stanach Zjednoczonych 1939—1948 wg stanu z końcem każdego roku Tabl. 15

Rok	Samoczynne	Pompowane itp.	Razem
1939	—	—	380 390
1940	—	—	389 010
1941	—	—	399 960
1942	—	—	404 840
1943	—	—	407 170
1944	47 191	365 660	412 851
1945	49 088	372 345	421 433
1946	48 740	376 910	425 650
1947	49 399	379 123	428 522
1948	49 720	390 245	439 963

Na ogólną liczbę 459965 odwiertów wydobywczych (ropnych) w r. 1948 było 49720 (11,3%) odwiertów samoczynnych oraz 390245 (88,7%) odwiertów pompowanych, gas-liftowych i innych, wydobywających ropę przy użyciu przyłożonej siły mechanicznej.

Wydajność odwiertów jest różna, na ogół niewielka. Średnie dzienne wydobywanie w Stanach Zjedn. wynosi 1,74 tony na odwiert (tabl. 14). Istnieje w Stanach Zjedn. na starych polach naftowych olbrzymia ilość odwiertów, wydobywających bardzo nieznaczne ilości ropy dziennie. I tak w r. 1948 znajdowało się w 6 Stanach 192485 odwiertów, a więc prawie 44%, ze średnią wydajnością poniżej 1 tony dziennie, albo 36% ze średnią wydajnością poniżej 250 kg/dz., albo też 33% ze średnią wydajnością poniżej 100 kg/dz. ropy. Odnosi się to głównie do pól naftowych w Ohio i w Pensylwanii, zwłaszcza tej ostatniej. Wydajność odwiertów powyżej 10 ton dziennie należy do kategorii wydajności dobrej. Dotyczy to natu-

ralnie odwiertów albo starych albo otworów dwierconych na polach mniej lub więcej wyczerpanych.

Brak jest dotychczas ostatnich danych co do ilości odwiertów gazowych w ruchu, liczba ich wynosi prawdopodobnie ok. 65000.

Transport ropy i gazu

Podobnie jak w każdej niemal gałęzi przemysłu naftowego, rok 1948 był również rokiem rekordowym, jeśli chodzi o długość nowowybudowanej sieci rurociągowej. Długość nowej sieci, skonstruowanej w r. 1948 była o 85% większa aniżeli w roku poprzednim. W szczegółach stosunek ten przedstawia się znacznie korzystniej dla gazociągów (115%), a zwłaszcza dla ropociągów (178%), jedynie długość nowowybudowanej sieci rurociągów dla produktów naftowych zmniejszyła się z 4181 w r. 1947 na 2797 km w r. 1948.

Na 23851 km wybudowanej w roku ubiegłym sieci rurociągów przypada 9125 km (38%) na ropociągi, 2797 km (12%) na rurociągi dla produktów naftowych oraz 11931 km (50%) na gazociągi. W roku 1947 stosunek ten przedstawiał się nieco odmiennie, jak zresztą w każdym innym poprzedzającym roku, i wynosił 25% dla ropociągów, 32% dla rurociągów dla produktów naftowych i 43% dla gazociągów (tabl. 15).

Całkowita długość sieci rurociągów z końcem r. 1948 wynosiła ok. 610 tysięcy km, z czego przypada ok. 220 tysięcy (36%) na rurociągi ropne, zbiorcze i dalekobieżne, ok. 30 tys. km (5%) na rurociągi dla produktów naftowych i ok. 360 tys. km (59%) na gazociągi.

Znakomite osiągnięcia w budowie rurociągów w ciągu roku 1948 uzyskane zostały głównie dzięki dostatecznej dostawie stali, której dostarczone dla przemysłu rurociągowego ok. 2221000 ton. Zachodziła bowiem obawa z początkiem ubiegłego roku, czy z powodu braku stali będzie możliwe wybudowanie ok. 16000 km sieci rurociągowej.

W zakresie ropociągów ukończono w r. 1948 budowę rurociągu z Corsicana (Teksas) do Patoka (Illinois), długości ok. 1040 km, o średn. 20". Drugim dużym ropociągiem jest rurociąg z Jal

Otwory produktywne w Stanach Zjednoczonych
wg stanu z końcem roku

Tabl. 14

Stan	1 9 4 7				1 9 4 8			
	samocz.	pompow.	razem	ton/dz/ 1 odwiert	samocz.	pompow.	razem	ton/dz/ 1 odwiert
Arkansas	398	2 992	5 370	3,22	340	3 040	3 380	3,45
Illinois	68	28 405	28 473	0,84	58	30 261	30 319	0,80
Indiana	2	2 807	2 809	0,88	18	3 252	3 270	1,00
Kalifornia	2 396	22 792	25 155	4,99	2 136	24 413	26 549	4,89
Kansas	85	26 846	26 931	1,45	143	24 975	25 118	1,62
Kentucky	—	14 509	14 509	0,26	—	14 554	14 554	0,22
Kolorado	127	411	538	11,55	113	611	724	11,82
Louisiana	3 168	4 516	7 684	7,97	3 367	5 508	8 875	7,78
Michigan	276	3 356	3 632	1,81	296	3 131	3 427	1,80
Mississippi	416	636	1 052	14,27	495	737	1 232	14,27
Montana	24	2 455	2 479	1,55	24	3 140	3 164	1,11
New York	—	23 000	23 000	0,08	—	25 000	25 000	0,08
Nowy Meksyk	3 636	1 395	5 031	3,23	3 288	2 004	5 292	3,43
Ohio	50	22 825	22 875	0,05	65	22 945	23 010	0,05
Oklahoma	1 485	50 405	51 890	1,07	1 380	51 731	53 111	1,12
Pennsylvania	—	82 800	82 800	0,05	—	83 400	83 400	0,05
Teksas	37 070	67 909	104 979	3,03	37 654	70 944	108 598	3,15
Wyoming	247	3 905	4 152	4,32	336	4 222	4 558	4,43
Zach. Wirginia	—	17 000	17 000	0,05	—	16 200	16 200	0,07
Inne ¹⁾	4	159	163	27,58	7	175	182	29,69
R a z e m	49 399	379 123	428 522	1,66	49 720	390 243	439 963	1,74

¹⁾ Alabama, Floryda, Missouri, Nebraska, Tennessee, Utah, Wirginia.

(Nowy Meksyk) do Cushing (Oklahoma), o długości 820 km i kombinowanej średnicy 20", 22" i 24".

Znacznie dłuższe budowane są gazociągi, których trasa dochodzi często do 1500 km, a w projekcie istnieje budowa gazociągu z Rio Grande Valley (Teksas) do Nowego Jorku, o długości ok. 2600 km.

Do przewozów morskich ropy importowanej z krajów Ameryki Południowej (Wenezuela) względnie Nowe rurociągi oddane do użytku w Stanach Zjedn. 1939—1948

Tabl. 15

Rok	Ropociągi	Rurociągi dla prod. naft.	Gazociągi	Razem
	k i l o m e t r y			
1939	5 077	1 352	491	6 920
1940	2 599	925	1 304	4 828
1941	4 667	2 736	2 736	10 139
1942	6 759	3 380	2 012	12 151
1943	6 107	5 850	442	12 399
1944	3 571	834	3 579	7 984
1945	2 366	230	2 572	5 168
1946	2 591	2 259	2 045	6 895
1947	3 278	4 181	5 599	13 058
1948	9 123	2 797	11 931	23 851

dnie Bliskiego Wschodu posiadają Stany Zjedn. flotę tankowców, składającą się (wg stanu z maja 1948 r.) z 897 statków, o ogólnym tonażu 12663493 ton. W proporcji światowej posiadają Stany Zjedn. 45% ogólnej ilości tankowców i 53% całkowitego ich tonażu.

Przemysł rafineryjny

W r. 1948 obserwowany był również duży wzrost tonażu przerobionej ropy w amerykańskich rafineriach. Jedynie w r. 1944 wzrost przerobionej ropy w stosunku do roku poprzedniego był wyż-

szy i wynosił 86000 ton, czyli 16,5%, podczas gdy w roku ubiegłym wynosił 64000, czyli 9,5%.

Mimo zaspokojenia rynku w produkty naftowe, rozbudowa zdolności przerobczej rafinerij, już to przez rozbudowę rafinerij istniejących, już to budowę nowych, nie postępuje tak szybko, jakby tego wymagały wzrost zapotrzebowania i wzrastające wydobywanie surowca do przeróbki. Mimo 9,5% wzrostu przeróbki ropy w r. 1948, wzrost zdolności przerobczej rafinerij podniósł się tylko o 5,9%. Wykorzystanie zdolności przerobczej rafinerij w St. Zjedn. rośnie konsekwentnie od r. 1946, osiągając w r. 1948 cyfrę 92%. A trzeba zaznaczyć, że jest to średnia wartość, gdyż w praktyce niektóre rafinerie pracują przy wykorzystaniu swej zdolności przerobczej w 95%.

Ilość czynnych rafinerij, która wynosiła w 1939 r. 461, spadła w roku ubiegłym do cyfry 386, na skutek rozbudowy zdolności przerobczej poszczególnych rafinerij (tabl. 16 i rys. 7).

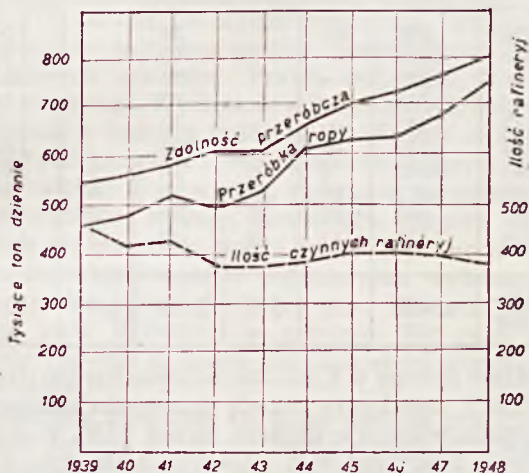
Działalność rafinerij nafty w Stanach Zjednoczonych 1939—1948

Tabl. 16

Rok	Ilość rafinerij czynnych z końcem roku	Zdolność przerobcza	Przerobiono ropy naftowej	Wykorzystana zdolność przerobcza %
		tysiące ton dziennie		
1939	461	549	458	85
1940	420	566	478	84
1941	430	586	522	89
1942	386	607	494	81
1943	384	608	529	87
1944	395	665	615	92
1945	408	707	637	90
1946	408	730	640	88
1947	401	766	686	90
1948	386	811	750	92

Na lata następne stoi przed rafineryjnym przemysłem Stanów Zjedn. trudne zadanie rozbudowy

potencjału przerobczego rafinerii, by zabezpieczyć się przed niebezpieczeństwem nie sprostania zadaniom przeróbki odpowiedniej ilości ropy dla zaspokojenia potrzeb rynku na produkty naftowe. Zadanie to nie będzie na pewno łatwe ze względu



Rys. 7. Działalność rafinerii nafty w Stanach Zjedn.

na brak stali, który był dotychczas głównym czynnikiem należytej rozbudowy zdolności przerobczej rafinerii amerykańskich.

Zdolność przerobcza urządzeń krakingowych w Stanach Zjedn. wynosiła z końcem 1948 r. 540 000 ton, powiększyła się zatem o 410 000 ton (315%) w stosunku do r. 1939. W skali światowej posiadają Stany Zjedn. prawie 75% całkowitej zdolności przerobczej urządzeń krakingowych. Pojemność ta szybko wzrasta; wystarczy dla przykładu podać cyfry za ostatnie 3 lata. I tak w r. 1946 zdolność przerobcza urządzeń krakingowych wynosiła 325 000, w r. 1947 — 507 000 (56% wzrostu), a w r. 1948 — 540 000 ton (6½% wzrostu w stosunku do roku poprzedniego).

W czasie wojny rozwinął się szczególnie kraking katalityczny. W r. 1941 było w ruchu zaledwie kilka zakładów syst. Houdry'ego. Po roku 1942 zjawily się pierwsze zakłady syst. „Thermoform“ i „Fluid“. Z końcem r. 1944 było już zainstalowanych 91 jednostek krakingu katalitycznego: 32 syst. „Fluid“, 34 syst. „Thermoform“ i 25 syst. „Houdry“ oraz 60 zakładów do alkilowania, z czego 39 metodą kwasu siarkowego i 9 metodą hydroformingu.

Ekspert i import ropy i jej pochodnych

Począwszy od r. 1924 Stany Zjedn. eksportowały pokaźne ilości ropy a zwłaszcza jej produktów. Import ropy do Stanów, który przewyższał eksportowane ilości w okresie lat 1920—1925, był poza tym zawsze znacznie mniejszy od eksportu aż do r. 1945. Od r. 1945 kontyngenty importowe ulegają szybkiej zmianie przy równoczesnym ograniczaniu eksportu w latach powojennych.

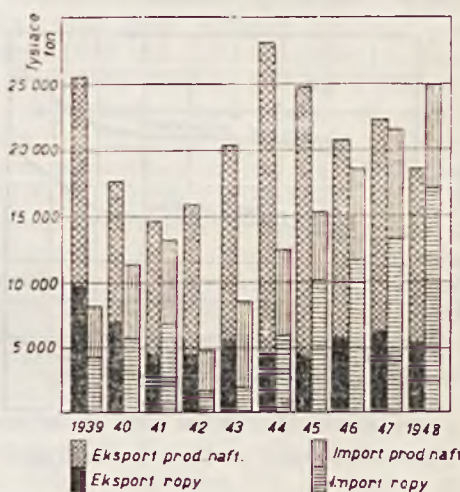
W rezultacie, w drugiej połowie 1947 r. import przewyższył eksport, pogłębiając coraz silniej różnicę między nimi na korzyść importu — netto (tabl. 17 i rys. 8). Przy dużym wzroście własnego wydobycia ropy i dużej nadwyżce importu nad eksportem w roku ubiegłym, zostało w zupełności

Ekspert i import ropy naftowej oraz jej produktów w Stanach Zjednoczonych 1939—1948

Tabl. 17

Rok	Ekspert			Import		
	Ropa naftowa	Produkty naftowe	Razem	Ropa naftowa	Produkty naft.	Razem
tysiące ton						
1939	9 739	15 793	25 532	4 472	5 507	7 979
1940	6 958	10 670	17 628	5 764	5 552	11 316
1941	4 491	10 214	14 705	6 838	6 288	13 126
1942	4 572	11 224	15 796	1 662	3 198	4 860
1943	5 586	14 676	20 262	1 869	6 699	8 568
1944	4 652	25 426	28 058	6 054	6 419	12 473
1945	4 459	20 266	24 725	10 044	5 308	15 352
1946	5 754	14 956	20 690	11 614	6 973	18 587
1947	6 250	15 991	22 221	13 178	8 386	21 564
1948	5 348	13 174	18 522	17 014	7 960	24 974

pokryte z bieżących dostaw zapotrzebowanie krajowe na produkty naftowe oraz wzrosły niemal do



Rys. 8. Ekspert i import ropy oraz produktów naftowych w Stanach Zjedn.

pełnej zdolności magazynowej zapasy ropy i jej pochodnych.

Ponieważ istnieje tendencja dalszego utrzymania przewagi importu nad eksportem, zaszła konieczność ograniczenia własnego wydobycia, co miało częściowo miejsce już z końcem roku ubiegłego.

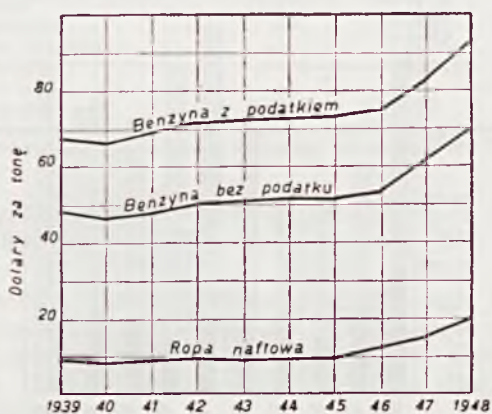
Ceny ropy i benzyny

Niemalą rolę w omówionych poprzednio zjawiskach gra polityka cen. Cena ropy i jej pochodnych, to obok zapotrzebowania główny impuls rozwoju działalności wiertniczej i poszukiwawczej. Są też ceny ropy na przestrzeni lat ostatnich wiernym odzwierciedleniem tej działalności. Szczególnie w ostatnich dwóch latach zwyżka cen ropy i benzyny osiągnęła wysoki poziom. Przeciętna cena ropy podniosła się w tym roku o 34%, a w r. 1947 o 38% w stosunku do roku poprzedniego. Na przestrzeni ostatnich lat dziesięciu cena ropy podniosła się niemal trzykrotnie (tabl. 18 i rys. 9). Cena benzyny podniosła się w r. 1948 i 1947 o ok. 15% w stosunku do roku poprzedniego, nie biorąc pod uwagę podatku od benzyny, doliczanego do cen dla konsumenta.

Ceny ropy naftowej i benzyny w Stanach Zjedn.
1939—1948 Tabl. 18

Rok	Za 100 kg benzyny		
	Za 1 tonę ropy	Za 100 kg benzyny	
		Bez podatku	Wraz z podatkiem
d o l a r y			
1939	7,55	4,75	6,69
1940	7,55	4,55	6,57
1941	8,44	4,75	6,87
1942	8,81	4,98	7,12
1943	8,88	5,04	7,17
1944	8,96	5,07	7,20
1945	9,03	5,08	7,23
1946	10,44	5,24	7,41
1947	14,45	6,07	8,27
1948	19,32	6,97	9,24

Polityka utrzymania cen na ostatnim poziomie może zatem okazać się ważniejsza aniżeli głosy



Rys. 9. Ceny ropy i benzyny w Stanach Zjedn.

sprzeciwu przemysłowców przeciw ograniczaniu wydobycia, z żądaniem zmniejszenia importu względnie zwiększenia eksportu, co byłoby równoznaczne z obniżką cen nafty na rynku światowym.

Kanada

W ciągu ostatnich dwóch lat była Kanada obiektem prawdopodobnie największego zainteresowania świata naftowego. Fenomenalne ostatnie odkrycia pola naftowego Leduc w r. 1947 i pól Woodbend (w sąsiedztwie pola Leduc) oraz Redwater w roku 1948, stawiają Kanadę w najbliższej przyszłości w rzędzie poważnych eksploatorów ropy naftowej na świecie.

Eksploatowane pola Kanady znajdują się głównie w południowo-zachodniej części kraju, w prowincji Alberta i częściowo w sąsiedniej prowincji Saskatchewan. Pola naftowe w Alberta znajdują się w obrębie olbrzymiej geosynkliny kanadyjsko-amerykańskiej, bogatej w złoża roponośne tego rodzaju, jak złoża naftowe Midcontinentu w Stanach Zjedn. Poza prow. Alberta, której wydobycie ropy wynosi obecnie prawie 90%, a wraz z prow. Saskatchewan ponad 95% całkowitego wydobycia Kanady, mniejsze ilości ropy wydobywa się jeszcze w Półn.-Zachodnich Terytoriach (Northwest Territories) oraz w prowincjach Ontario i Nowy Brunświk (tabl. 19).

Wydobycie ropy naftowej w Kanadzie

1939—1948
w tysiącach ton Tabl. 19

Rok	Alberta	Saskatchewan	Półn.-Zach. Terytor.	Ontario	Nowy Brunświk	Razem
1939	978	—	—	31	—	1009
1940	1094	—	—	12	—	1106
1941	1276	—	—	29	—	1305
1942	1305	—	—	30	—	1335
1943	1246	—	—	48	—	1294
1944	1132	—	—	168	—	1300
1945	1028	2	44	14	4	1092
1946	917	18	22	16	4	977
1947	864	68	32	16	3	983
1948	1433	111	45	25	5	1615
Odpo- czątku	13928	199	356	3659	56	18198

Mimo że ropę w Kanadzie odkryto bardzo dawno (r. 1862), zasadniczy rozwój przemysłu naftowego przypada właściwie dopiero na rok 1936, z chwilą rozwoju odkrytego w r. 1924 pola naftowego Turner Valley, które do r. 1947 było właściwie głównym polem naftowym Kanady. Wydobycie ropy na tym polu osiągnęło swoje maksimum w r. 1942, kiedy wydobyto z niego ok. 1300000 ton ropy, tj. ponad 97% całego wydobycia Kanady. Od tego czasu wydobycie tego pola zaczęło spadać, osiągając w r. 1946 cyfrę 824000 ton (mniej niż 90% całego wydobycia Kanady) a w r. 1948 ok. 605000 ton, a więc mniej niż połowę wydobycia z r. 1942. Z końcem roku 1948 było na polu Turner Valley 296 odwiertów eksploatacyjnych. Wydobycie pochodzi z głęb. 1850—2550 m.

W lutym 1947 r. odkryto jednak nowe, bardzo wydajne pole naftowe Leduc, które prawdopodobnie zapoczątkowało nową erę w dziejach przemysłu naftowego Kanady. Odkrywczy odwiert posiadał samoczynny wypływ ropy w ilości ok. 150 ton dziennie, a dalsze odwierty prawie z reguły wydawały po 65—230 ton dziennie. Ropa tego pola pochodzi z wapieni dewońskich z głęb. 1400—1600 m i znajduje się — w poznanych do dzisiaj warunkach — w dwóch horyzontach D-2 i D-5 (horyzont D-1 w stropie warstw dewońskich nie posiada przemysłowego znaczenia). Rozwój pola postępował szybko, odwiercenie otworu nie przekracza bowiem z reguły 2 miesięcy, licząc w to wiercenie i wszystkie dodatkowe czynności aż do uruchomienia wydobycia włącznie.

W marcu ubiegłego roku miało na tym polu miejsce dowiercenie sławnego otworu „Atlantic 3” z olbrzymią wydajnością, której jednak początkowo nie zdołano opanować. W dodatku wokół odwiertu utworzył się na szerokiej przestrzeni krater, przez który przedzierała się z głębi ropa wraz z gazami. Opanowany wreszcie w czerwcu 1948 r. wypływ ropy z odwiertu był dość zmienny i wynosił 1000—1800 ton dziennie. Odwiert uległ następnie pożarowi, który został stłumiony dopiero po zastosowaniu najnowszych metod technicznych. Wydajność gazu ziemnego z tego odwiertu oceniano na 1,5—1,8 miliona m³ dziennie.

W r. 1948 pole Leduc wraz z sąsiednim polem Woodbend, odkrytym z początkiem tego roku,

wydało już 634500 ton ropy, zajmując pierwsze miejsce między eksploatowanymi polami Kanady (prawie 40% wydobycia Kanady). Z końcem 1947 r. było odwierconych na tym polu 40 otworów (w tym 35 wydajnych), a z końcem 1948 r. znajdowało się już 172 odwiertów eksploatacyjnych, przy czym w każdym miesiącu zostaje dowiezionych około 20 nowych otworów. Prawie wszystkie odwierty są samoczynne. Wydajność pola Leduc—Woodbend wynosiła z końcem 1948 roku 2750 ton dziennie.

W październiku 1948 r. zostało odkryte nowe pole naftowe Redwater, położone na północ od poprzedniego, którego potencjalne zasoby ropne ocenia się na miarę pola Leduc. Wydobycie tego pola zapoczątkowane w październiku wynosiło do końca roku ponad 5 tysięcy ton. Dzielne wydobycie pola Redwater w grudniu 1948 roku wynosiło 750 ton dziennie z dwóch eksploatowanych odwiertów.

Ładnymi wynikami może się również poszczycić pole Lloydminster, o dużym obszarze 50×50 km, którego większa część leży już w prowincji Saskatchewan. Wydobycie tego pola, zapoczątkowane po stronie Alberty w r. 1939 a po stronie Saskatchewan w r. 1945, wynosiło w 1948 r. 199 tysięcy ton ropy (z tego ponad 88 tysięcy ton po stronie prow. Alberta), czyli o 86% więcej niż w roku poprzednim (107 tysięcy ton). Z końcem 1948 r. było na tym polu 155 odwiertów eksploatacyjnych. Ropa pochodzi z warstw dolno-kredowych, z głęb. przeciętnej 600 m, jest ciężka, parafinowa i zawiera znaczne ilości siarki.

Poza tym w prowincji Alberta znajduje się kilka pól naftowych z mniejszym wydobyciem ropy, z których np. Princess powiększyło swoje wydobycie w r. 1948 o 110% w stosunku do roku 1947 (tabl. 20).

Wydobycie ropy naftowej w prow. Alberta w Kanadzie
1945—1948
w tonach

Tabl. 20

Pole naftowe	1945	1946	1947	1948
Leduc	—	—	42 000	634 500
Turner Valley	946 300	823 700	703 600	605 100
Lloydminster	3 600	9 900	39 200	88 400
Taber	17 400	24 800	24 100	27 600
Princess . . .	8 200	7 700	11 700	25 600
Conrad	18 500	25 800	24 000	24 900
Vermilion . .	30 700	22 100	16 500	15 400
Redwater . . .	—	—	—	5 100
Wainwright . .	2 100	1 800	2 200	2 300
Del Bonita . .	500	300	600	4 100
Jumping Pound	400	500	300	
Provost	—	—	—	
Red Coulee . .	—	200	—	—
Tilley	100	—	—	—
Razem	1 027 800	916 800	864 200	1 433 000

Poza polami naftowymi prowincji Alberta i Saskatchewan najbardziej interesujące są tereny naftowe w północnej Kanadzie (prowincja Northwest Territories), gdzie znajduje się 60 eksploatacyjnych odwiertów (stan z końcem czerwca 1948 r.) na polu Norman Wells. Pole to znajduje się w pół-

nocnym przedłużeniu geosynkliny, przechodzącej przez prow. Alberta. Ropa pochodzi z wapieni dewońskich, z głęb. 520—600 m. Wydobycie tego pola jest na ogół zmienne, a przyczyna tego tkwi w dużej odległości i braku transportu. W czasie wojny było tu 45 otworów eksploatacyjnych, jednak wydobycie zostało z powodu trudności transportowych ograniczone do potrzeb miejscowych. Należyty rozwój tego pola zapewniłoby wybudowanie ropociągu do wybrzeża morskiego. Wydobycie tego pola, które spadło w r. 1946 do cyfry 22 000 ton, podnosi się stosunkowo szybko i osiągnęło w r. 1948 cyfrę 45 000 ton, czyli przeszło 45% więcej niż w r. 1947, a 2 razy tyle co w r. 1946.

We wschodniej Kanadzie najważniejsze dotąd okazały się pola naftowe w prowincji Ontario. Istnieje tu szereg pól naftowych i gazowych, częściowo zaniechanych, produkujących z warstw dewonu i syluru z różnych głębokości. Odkryte tu w roku 1946 pole naftowe Becher posiadało z końcem 1948 roku 31 odwiertów w pompowaniu z głębokości średnio 550 m, z warstw sylurskich. Wydobycie tego pola w roku 1948 wynosiło ok. 1/3 całego wydobycia w Ontario. Ze starszych pól największe jest Petrolia (ok. 25% wydobycia w Ontario w roku 1947), Oil Springs (ok. 17%), Mosa (ok. 13%), Bothwell i Thamesville (ok. 10%) i inne. Z końcem roku 1948 znajdowało się na wszystkich polach Ontario 971 odwiertów w eksploatacji ropy. Dzięki rozwojowi pola Becher, wydobycie w Ontario podniosło się w r. 1948 do wysokości 23 000 ton, czyli powiększyło się o 45% w stosunku do wydobycia w r. 1947.

Z końcem r. 1948 odkryto w Ontario nowe pole ropno-gazowe w Staples (Essex County), gdzie z głęb. 356 m uzyskano 800 kg ropy i przeszło 8 1/2 tysiąca m³ gazu dziennie.

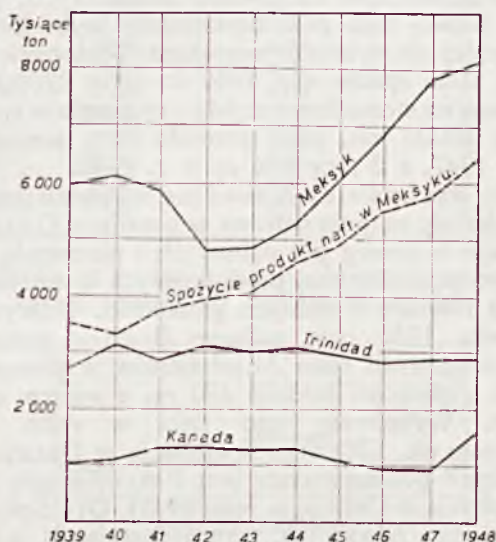
Ostatnim wreszcie eksploatowanym polem Kanady jest Stony Creek w prowincji Nowy Brunświk we wschodniej Kanadzie. Z końcem roku 1948 było tu czynnych 28 odwiertów, które wydały 3 000 ton ropy w r. 1947. Produkcja tego pola spada stale i wynosiła w ubiegłym roku 2 800 t.

Jak z załączonej tabl. 19 i rys. 10 widzimy, całkowite wydobycie ropy w Kanadzie osiągnęło przed r. 1948 maksymalną cyfrę 1 355 tysięcy ton w r. 1942, następnie zaczęło spadać, by osiągnąć w 1946 r. 977 tysięcy ton. Odkrycia nowych pól naftowych w ostatnich dwóch latach doprowadziły wydobycie w r. 1948 do wysokości 1 615 tysięcy ton, czyli o 64% więcej niż w roku 1947, a o 24% więcej niż w r. 1942.

Dzięki nowym odkryciom zwiększyły się w roku 1948 przeszło 3-krotnie stwierdzone zasoby ropy naftowej Kanady w stosunku do znanych zasobów z końcem 1947 r. Zasoby te ocenia się obecnie na 64 585 tysięcy ton, przy czym samo pole Leduc-Woodbend posiada ponad 25 milionów ton stwierdzonych zasobów ropy naftowej. Podczas gdy wydobycie ropy w Kanadzie wynosiło w 1948 r. 0,55% wydobycia światowego, stwierdzone zasoby naftowe wynosiły z końcem tego roku 0,64% zasobów światowych.

Kanada jest również poważnym eksploatatorem gazu ziemnego. Wydajność gazu ziemnego

w Kanadzie wynosiła w 1947 r. 1 509 485 tysięcy m³ (11% więcej niż w r. 1946), przy czym wydajność ta dzieliła się między eksploatowane prowincje następująco: Alberta 1 276 719 tys. m³ (85%), Ontario 214 676 tys. m³ (14%), Nowy Brunświk — 13 174 tys. m³, Saskatchewan — 4 872 tys. m³ i Płn. Zach. Terytoria — 42 tys. m³. Brak jest do-



Rys. 10. Wydobycie ropy naftowej w Kanadzie, Meksyku i Trinidacie

tychczas danych odnośnie wydajności gazu ziemnego w r. 1948, przypuszczać jednak należy, że jest ona znacznie większa, podobnie jak wydobycie ropy, szczególnie w prowincji Alberta. W prowincji Alberta znajdują się 3 większe pola gazowe: Viking Kinsella, Turner Valley i najstarsze z nich Medicine Hat-Redcliff. Z końcem roku 1947 dowieziono w Pincher Creek (płd. Alberta) otwór gazowy z wydajnością przeszło 280 tysięcy m³ gazu dziennie z głęb. 3572 m.

Zasoby stwierdzone gazu ziemnego w Kanadzie ocenia się obecnie na przeszło 100 miliardów m³, w tym ze starych pól ropnych wzgl. gazowych: Turner Valley — 10 miliardów m³, Viking-Kinsella — 28 miliardów m³ i Medicine Hat-Redcliff — 4 ½ miliarda m³. Spożytkowanie takich ilości gazu staje się poważnym problemem regionalnym. Istnieje w projekcie wybudowanie gazoociągu z pól ropno gazowych Alberty do portu Vancouver nad Oceanem Spokojnym, a stąd wzdłuż wybrzeża morskiego do Kalifornii w Stanach Zjedn., ogólnej długości 2250 km.

Z końcem roku 1948 znajdowało się w Kanadzie 1 810 (w r. 1947—1622) odwiertów eksploatacyjnych. Głębokości eksploatowane wynosiły 100—3000 m.

Brak jest dotychczas danych odnośnie uwierconych metrów oraz ilości dowieceń w r. 1948. W roku 1947 dowieziono 691 otworów (w r. 1946 586), w tym 224 ropnych, 230 gazowych i 237 suchych. Z ilości tej dowieziono w prowincji Alberta 204 otwory, Saskatchewan — 119 otworów, Ontario — 360 otworów, Nowy Brunświk — 5 otworów i Nowa Szkocja — 3 otwory.

Uwiercono w 1947 r. w całej Kanadzie 456 ty-

sięcy metrów, w tym w Alberta 269 tys. m (81% więcej niż w r. 1946), w Saskatchewan 68 tys. m (172% więcej niż w r. 1946), w Ontario 111 tys. m (3% więcej niż w r. 1947), w Nowym Brunświku i w Nowej Szkocji po 4 tysiące metrów (w r. 1946 nie wiercono).

Na ogólną liczbę 691 dowieconych otworów w roku 1947 zostało dowieconych 75 otworów poszukiwawczych (w 1946 r. — 47 otworów), w tym 4 ropne (Alberta), 17 gazowych oraz 54 otwory suche. Ogólna ilość odwierconych metrów w otworach poszukiwawczych wynosiła w 1947 r. 95 tys. metrów (63% więcej niż w r. 1946).

Prace poszukiwawcze w Kanadzie — głównie w prow. Alberta — osiągnęły w r. 1947, a zwłaszcza w r. 1948, rzeczywiście olbrzymi rozmach. Oprócz wierceń poszukiwawczych prowadzi się badania geologiczne i geofizyczne na bardzo szeroką skalę. Na Kanadę przypada prawie 6% badań sejsmicznych w skali światowej i zajmuje ona pod tym względem drugie miejsce na świecie po Stanach Zjedn. (prawie 80%). Dobre wyniki zapowiadają wiercenia poszukiwawcze na nowych obszarach prowincji Alberta, jak w Ram River, Bantry, Pincher Creek (gdzie odwiercono w r. 1948 otwór z potencjalną wydajnością ok. 200 ton ropy i 1,25 miliona m³ gazu dziennie), Brooks, Duvernay, Foremost i innych.

Przemysł rafineryjny Kanady jest rozwinięty odpowiednio do zapotrzebowania krajowego na produkty naftowe, Kanada posiadała z końcem 1948 roku 33 rafinerie nafty o zdolności przerobczej 35 400 ton dziennie oraz urządzenia krakingowe o zdolności przerobczej 17 500 ton dziennie. Na ogólną przeróbkę w 1948 r. 34 200 ton dziennie ropy, rafinerie kanadyjskie były niemal w pełni wykorzystane (96,6%) odnośnie swej zdolności przerobczej (w r. 1947 w 86,4%). Oprócz ropy krajowego wydobycia w ilości 4 200 ton dziennie (w r. 1947 — 2 400 ton dziennie) przerobiono w r. 1948 importowanej ropy ze Stanów Zjedn. 12 200 t/dz. (14 400 t/dz. w r. 1947), z basenu morza Karaibskiego (Wenezuela) 16 300 t/dz. (12 400 t/dz. w r. 1947) i 1 500 t/dz. z Bliskiego Wschodu.

Celem zapobieżenia krytycznej sytuacji w związku ze wzrastającym wydobyciem ropy krajowej, buduje się ostatnio w Kanadzie nowe rafinerie.

Drugim ważnym zagadnieniem dla przemysłu naftowego Kanady jest sprawa transportu ropy do rafinerii oraz sprawa odprowadzenia nawierconego gazu ziemnego. Nowo odkryte pola naftowe znajdują się najczęściej w znacznej odległości zarówno od siebie jak i od centrów rafineryjnych i dowiecenie znaczniejszego wydobycia stwarza od razu problem a raczej niemożliwość jego odprowadzenia do miejsca przeróbki. Sprowadza to konieczność całkowitego ograniczenia wydobycia w rejonie Alberta, zwłaszcza nowych pól Leduc-Woodbend i Redwater (na tym ostatnim polu wydobycie ma być ograniczone do 40 t/dz. na odwiert), do czasu wybudowania odpowiedniej sieci ropociągów.

Na zakończenie należy zaznaczyć, że obecne wydobycie Kanady wystarcza zaledwie w 12% na zaspokojenie własnego zapotrzebowania, reszta natomiast była importowana z południowej Ameryki

(48%), Stanów Zjedn. (35%) i Bliskiego Wschodu (5%). Spożycie przypadające na jednego mieszkańca jest tutaj bardzo wysokie i wynosiło np. w 1946 r. 950 kg produktów naftowych rocznie. Kanada zajmuje pod tym względem drugie miejsce na świecie, po Stanach Zjedn.

Alaska

Poszukiwania ropy na Alasce datują się stosunkowo od dawna, bo jeszcze w latach 1898—1903 został na półwyspie Iniskim odwiercony otwór badawczy o głęb. 150—200 m. W okręgu Katalla odwiercono parę otworów w latach 1896—1901 do głęb. 110—540 m. Z odwiertów tych wydobyto ok. 20 tys. ton ropy w latach 1902—1933. W tym ostatnim roku po spaleniu się małej miejscowej rafinerii, ruch na kopalni został wstrzymany. Wiercony w r. 1946 otwór poszukiwawczy w okręgu Yakataga nie otrzymał żadnych śladów ropy, mimo znanych niedaleko wycieków ropnych na powierzchni. W roku 1939 odwiercono na półwyspie Iniskim otwór o głęb. 2675 m, w którym otrzymano niewielką ilość ciężkiej ropy.

W latach 1909, 1917 i 1921 przeprowadzono badania geologiczne w północnej części kraju, które doprowadziły w r. 1923 do wydzielenia terenu o obszarze ok. 90 tys. km², tzw. „U.S. Naval Petroleum Reserve No 4”, do ściślejszych poszukiwań wiertniczych. W r. 1943 zbadano ponownie teren geologicznie a w r. 1945 geofizycznie (sejsmicznie), w r. 1944 założono tam bazę operacyjną, a w r. 1945 zwieziono urządzenia 2 żurawi wiertniczych.

Rozpoczęte następnie wiercenia doprowadziły w r. 1947 do odwiercenia otworu „Umiat 1” do głęb. 1850 m. W głęb. 554 m w warstwach dolnej kredy otrzymał on znaczne ślady ropy. Drugi odwiert „Umiat 2”, ukończony w tym samym roku w głęb. 1893 m, otrzymał w dolnych partiach otworu znacznie większe ślady ropy, ale bez przemysłowego znaczenia. W ciągu roku 1947 rozpoczęto wiercenie nowego otworu na obszarze przylądka Simpson, który w roku 1948 doprowadzono do głęb. 1881 m w warstwach kredowych. Oprócz tych głębokich odwiertów wiercono kilka otworów płytkich, badawczych, doprowadzonych do trzeciorzędu względnie kredy. Otrzymywały one ślady ropy w nieznacznych głębokościach 80—105 m.

Z geologicznego punktu widzenia można północną Alaskę podzielić na 4 prowincje: prowincję górską (tzw. Brooks Range), północną przedgórską prowincję, płytę arktyczną i prow. wybrzeża morskiego. Warstwy roponośne należą zasadniczo do kredy.

Wiercenia na Alasce stawiają technikowi wiertniczemu bardzo trudne warunki. Główną przeszkodę stanowi mróz polarny, a więc konieczność ogrzewania płuczki wiertniczej, trudności cementowania odwiertów, trudności transportowe, mieszkaniowe itp.

W planie na rok 1949 istnieje — poza badaniami sejsmicznymi — odwiercenie 6—7 otworów o głęb. 400—2000 m. Wiercenia eksploracyjne mają zostać ukończone w połowie roku 1950. Zasoby ropne w rejonie Point Barrow ocenia się w przybliżeniu na 1 milion ton.

Meksyk

Wzrost konsumpcji krajowej i wysoka cena nafty były bodźcem do rozwinięcia dużego ruchu w przemyśle naftowym zarówno w wierceniu jak i wydobyciu ropy i w jej przeróbce. Rozwinęły się przy tym silnie prace poszukiwawcze celem zwiększenia znanych zasobów ropy, które zamiast powiększać się maleją i wynosiły z końcem 1948 r. 118615 tys. ton (Poza Rica 88%, Tampico 8 1/2% i Międzymorze 3 1/2%), tj. 1,2% zasobów światowych ropy.

Prace poszukiwawcze były w r. 1948 prowadzone w północno-wschodnim Meksyku, następnie wzdłuż wybrzeża Zatoki Meksykańskiej przez Stany Tamaulipas, Vera Cruz i Tabasco, zwłaszcza w obrębie basenu ropnego Vera Cruz, ciągnącego się od Jalapa na północy do Saline Basin na Międzymorzu. Prowadzono badania geologiczne i geofizyczne przy zatrudnieniu 59 zespołów badawczych (9 zesp. więcej niż w r. 1947). Odkryto ogółem ok. 70 nowych struktur jako wynik tych prac. W odwiercie poszukiwawczym „Morabillo 6” (okręg Faja de Oro) otrzymano samoczynny wpływ przeszło 200 ton ropy dziennie. Również ładne ślady otrzymano na innym południowym polu w otworze „Agua Dulce Poniente 1”. Również stwierdzono dobre rezultaty w czasie wiercenia w otworze na polu Soledad (południowy koniec okręgu Faja de Oro).

Niemniej ważne odkrycia dokonano w roku ubiegłym w okręgu północno-wschodnim. W sierpniu 1948 r. dowercono tutaj na polu Reynosa otwór Nr 1 do głęb. 2475 m z wydajnością (samoczynną) ok. 70 ton ropy dziennie. Drugi otwór, ukończony obok pierwszego w tym samym miesiącu wydawał ok. 95 ton dziennie, trzeci również 95 ton dz., czwarty — 54 tony dz., piąty — 25 tony dz. i szósty — 35 ton dz. Jeden odwiert otrzymał same gazy w ilości ok. 85 tys. m³ dziennie.

Poprzednio stwierdzono w tym okręgu na polach Rancherías, Lajitas i La Presa występowanie gazów, ale ropy o przemysłowej wartości na nich nie odkryto. Pola tego okręgu są przedłużeniem pól naftowych Teksasu w St. Zjedn. Złoża produktywnie znajdują się w piaskowcach eoceńskich.

Wierceń poszukiwawczych było w Meksyku w r. 1948 tylko 58 z powodu trudności w uzyskaniu urządzeń i materiałów wiertniczych. W r. 1947 z powodu słabej działalności poszukiwawczej było dowerconych tylko 18 otworów poszukiwawczych (5 ropne, 1 gazowy i 14 suchych) przy 30450 uwierconych metrach w tego rodzaju odwiertach, a w 1946 r. — 12 odwiertów (wszystkie bez rezultatu) przy ilości 16962 uwierconych metrów.

Ogółem wiercono w Meksyku w 1948 roku 82 otwory (128290 m uwierc.), podczas gdy w 1947 r. 75 otworów o łącznej ilości 88003 uwierconych metrów. Z dowerconych w 1948 r. 80 otworów (w 1947 r. — 51 otworów) 40 uzyskało ropę, 5 — gaz, a 37 czyli prawie połowa było suchych. Dwie trzecie urządzeń wiertniczych należy do typu nowoczesnych i znajduje się w doskonałym stanie.

W r. 1948 po raz pierwszy od czasu wywłaszczenia zagranicznych koncesji naftowych przez rząd

meksykański (w 1938 r.), udzielił tenże towarzystwom amerykańskim koncesji na wiercenia poszukiwawcze, przy czym „Pemex” (Petroleos Mexicanos — rządowe meksykańskie tow. naftowe) będzie wydzielalo tereny do eksploracji, będzie nad nią miało nadzór oraz towarzystwa amerykańskie zobowiązują się dostarczyć całkowity sprzęt wiertniczy. Tytułem rekompensaty Amerykanie otrzymają 50% wydobycia (15% za dostarczone urządzenia i 35% tytułem amortyzacji kapitałów i zysków) oraz rząd meksykański zobowiązuje się zapłacić za wyłączone w r. 1938 prawa własności naftowych (do r. 1962).

Przy wprowadzeniu kapitałów obcych rząd projektuje w swym planie 5-letnim podwojenie wydobycia ropy, przy czym projektuje również w tym okresie budowę 3 nowych rafinerii, rozbudowę sieci rurociągów (np. gazociąg Reynosa-Mexico City), budowę instalacji odbudowy ciśnienia złoża (repressuring) na polu Poza Rica itp.

Ostatnie 6 lat cechuje wydobycie ropy w Meksyku stały wzrost. Wzrost ten wynosił w roku ubiegłym — mimo wzmożonej działalności poszukiwawczej — tylko 3,6%, podczas gdy w latach poprzednich mimo słabej działalności poszukiwawczej wzrost ten wynosił 13—14% w stosunku do roku poprzedniego (tabl. 21 i rys. 10).

Wydobycie ropy w okręgach naftowych Meksyku 1946—1948
w tysiącach ton

Tabl. 21

Strefa (okręgi)	1946	1947	1948	Od początku	% w r. 1948
Północny-Wschód (Reynosa)	—	—	35	35	0,4
Północ (Tampico i Panuco)	1208	1409	1379	110678	16,9
Południe (Faja de Oro lub Golden Lane)	1187	1096	1073	150470	13,1
Poza Rica	3660	4455	4842	45411	59,3
Międzymorze (Tehuantepec)	816	894	817	21185	10,3
Razem	6871	7854	8146	327779	100,0

Z pięciu stref eksploatacyjnych Meksyku, jeśli wyeliminujemy strefę Północny-Wschód, jako do wierconą dopiero z końcem ubiegłego roku i o nieznanym sumarycznym wydobyciu, jedynie okręg Poza Rica zwiększył w r. 1948 swoje wydobycie o 8,7% w stosunku do wydobycia z r. 1947, inne natomiast strefy zmniejszyły swoje wydobycie w mniejszym lub większym stopniu, obniżając w ten sposób ogólny procent wyżki wydobycia ropy całego Meksyku.

Strefa Północno-Wschodnia (pole Reynosa i inne) znajduje się obok granicy Stanów Zjedn. Do ubiegłego roku znana była jedynie z wydajności gazu ziemnego z formacji eoceńskiej, z głęb. 700—950 m i oligoceńskiej z głęb. ponad 1800 m. Odkrycie ropy w roku ubiegłym na polu Reynosa zapoczątkowało wydobycie ropy w tej strefie. Warstwy produktywne tworzą tutaj struktury antyklinalne. Odwiercono w tej strefie dotychczas 19 otworów gazowych oraz ostatnio 7 ropnych o średniej wydajności 62 tony dziennie.

Strefa Północ (okręgi Tampico, Panuco, Ebano i inne) zbudowana jest z łagodnych antyklin kredowych. Obszar tej strefy wynosi około 1880 km², z powodu jednak nieregularnej akumulacji ropy zwiercony teren wynosi zaledwie 142 km². Na obszarze tym odwiercono ok. 4400 otworów o średniej głęb. 650 m (w rzadkich wypadkach ponad 2000 m), z których 1650 odwiertów było produktywnych. Z końcem roku 1948 było w eksploatacji ok. 561 samoczynnych odwiertów, które wydobyły 1379 tys. ton ropy (średnio 6,7 tony dziennie na 1 odwiert). Akumulacja ropy w spękanych wapieniach kredowych powoduje silne zawodnienie złoża wodą okalającą. Teren jest już silnie wyczerpany i należy oczekiwać w przyszłości ok. 10% spadku rocznego wydobycia (tabl. 22).

Wydobycie ropy naftowej i konsumpcja produktów naftowych w Meksyku

1939—1948

w tysiącach ton

Tabl. 22

Rok	Wydobycie ropy	Konsumpcja kraj.	Rok	Wydobycie ropy	Konsumpcja kraj.
1939	5 986	3 496	1944	5 331	4 650
1940	6 145	3 335	1945	6 077	4 953
1941	5 888	3 778	1946	6 871	5 535
1942	4 858	3 970	1947	7 854	5 839
1943	4 907	4 122	1948	8 146	6 457

Strefa Południe (okręgi Faja de Oro lub Golden Lane, Moralillo i inne) oddalona jest o ok. 155 km na południe od poprzedniej. Warstwy roponośne składają się tu z wapieni środkowej kredy o teksturze porowatej z licznymi kawernami. Otrzymywano tu odwierty o najwyższym na świecie wydobyciu, np. odwiert „Cerro Azul 4” otrzymał w 1916 r. z głęb. 534 m wydobycie prawie 35000 ton dziennie. Odwiert ten stracił wybuchowe wydobycie jeszcze przy wydajności prawie 300 ton dziennie, po wydobyciu sumarycznym 13570000 ton ropy. Wydobycie całkowite tej strefy wynosi za lata 1910—1948 — 15 milionów ton. Na obszarze tym odwiercono ok. 1320 otworów, w tym 571 eksploatowanych. Z końcem roku 1948 znajdowało się tu w eksploatacji 193 otworów samoczynnych ze średnią wydajnością 15,2 tony dziennie na 1 odwiert. Obszar ten jest również silnie szcerpany, zawodnienie także postępuje szybko. Oczekiwany spadek wydobycia 10%.

Najbogatsza obecnie w ropę strefa Poza Rica oddalona jest w kierunku południowym od poprzedniej o 155 km i zbudowana — podobnie jak dwie poprzednie — w formie antyklin z wapieni środkowej kredy. Porowatość roponośnych wapieni słaba w górnych partiach warstw, wzrasta w partiach spągowych. Odwierconych zostało w tym okręgu ok. 100 otworów (wydajne lub zagwożdżone). Obecnie w wydobywaniu ropy bierze udział 71 odwiertów samoczynnych z przeciętną wydajnością 186,3 tony dziennie na 1 odwiert, co stanowi nienaturalny kontrast w porównaniu z wydajnością odwiertów sąsiednich pól naftowych w Stanach Zjedn. (3,1 tony dziennie w Teksasie).

Ostatni obszar naftowy Międzymorza (okręg Tehuantepec) eksploatuje ropę z licznych pól

naftowych (St. Cristobal, Capocan, Nuevo Teapa, Cuichapa, Frisola, Tonalá, El Burro, El Plan, Acalapa i inne), związanych z wysadami solnymi. Od r. 1900 odkryto tu ok. 14 małych pól naftowych, które wydawały dotychczas ok. 2 miliony ton ropy. Odwiercono tutaj ok. 750 otworów, w tym ok. 400 eksploatacyjnych. Z końcem 1948 roku było w eksploatacji 220 odwiertów (75 samoczynnych i 147 pompowanych), o średniej wydajności 10,1 tony dziennie na 1 odwiert. Warstwy ropoносne stanowią piaskowce miocenijskie. Wydobycie spadło w roku ubiegłym stosunkowo znacznie (8,6%).

W sumie 1052 odwiertów wydobywczych w Meksyku wydało w r. 1948 — 8146000 ton ropy, co czyni przeciętnie po 21,2 tony dziennie na 1 odwiert (w Stanach Zjednoczonych 1,7 tony dziennie).

Z końcem r. 1948 było w Meksyku 7 rafinerij o łącznej zdolności przerobczej 25600 ton dziennie. Przy własnym wydobyciu 22255 ton dziennie rafinerie te mogły być wykorzystane prawie w 87% swej zdolności przerobczej. Urządzenia krakin-

gowe (kraking termiczny) posiadały z końcem tego roku zdolność przerobczą 5600 ton dziennie.

Na terenach naftowych Poza Rica zbudowano gazoliniarnię typu absorbcyjnego oraz urządzenie do stabilizacji ropy. W r. 1948 ukończono budowę urządzenia do odsiarkowania gazu ziemnego z gazociągu prowadzącego do Mexico City; w urządzeniu tym można odsiarkować ok. 2 mil. m³ gazu dziennie.

W obecnych warunkach ważnym zagadnieniem dla Meksyku staje się znalezienie nowych zasobów ropy. Istniejące pola naftowe — poza okręgiem Poza Rica — są stare. Spadek wydobycia w Poza Rica przy jego wysokim wydobyciu jednostkowym, pociągnąłby za sobą silny spadek wydobycia całego Meksyku, o ile nie znalazłyby się do tego czasu nowe pola naftowe.

Przy szybkim wzroście konsumpcji krajowej (w r. 1946 — 290 kg na 1 mieszkańca), stworzyłoby to od razu niebezpieczeństwo niemożności zaspokojenia zapotrzebowania krajowego (tabl. 22). Tym się po części tłumaczy zaproszenie dolara St. Zjedn. do spółki w wierceniach w Meksyku.

Dokończenie nastąpi

Z praktyki głębokiego wiercenia w Stanach Zjednoczonych

(na podstawie „Petroleum Engineer“, kwiecień 1949 r.)

Tow. „Superior Oil Comp.“ prawie równocześnie osiągnęło w dwóch otworach rekordową głębokość wiercenia.

Otwór „Limoneira 1“ w Kalifornii (okr. póln. Montalva) ukończył 14. III. br. wiercenie w głęb. 18734 stóp = 5710 m. Równocześnie wiercono otwór poszukiwawczy w Sublette, Wyoming, osiągnął w kwietniu głębokość 18772 stopy = 5722 m i wierci w dalszym ciągu.

Dane techniczne dla odwiertu „Limoneira 1“

Czas wiercenia od 6 września 1948 r. do 14 marca 1949 r., tj. 189 dni. Do głębokości 5620 m zużyto 2052 godz., co daje średni postęp 2,74 m/godz., oraz wykonano 185 marszów, zatem średnio 30,4 m/marsz. Tak znaczny postęp na jeden marsz możliwy był dlatego, że było to wiercenie eksploatacyjne, rdzeniowano bardzo niewiele i nie było prawie żadnych wypadków w czasie wiercenia.

Zarurowanie i średnica otworu

Rozpoczęto wiercenie średn. 12¹/₄”, a następnie rozszerzono do średn. 17¹/₂” do głęb. 1979 stóp = 603 m. W tej głębokości zacementowano rury 13³/₈”.

Dalej wiercono na średn. 12¹/₄” do 12030 stóp, tj. 3667 m. Zapuszczone 9⁵/₈” rury stanęły w 3417 m i zostały sperforowane od 3388 do 3389 m. Wykonano 10 otworów o średnicy 1¹/₆”, przez które wtłoczono cement pod ciśnieniem. Głębokość rur po cementowaniu wynosiła 3415 m.

Od 3667 m do ostatniej głębokości wiercono na średnicy 8³/₈”.

Profil geologiczny

Od 0—799 m piaskowce (słodka woda) i konglomeraty, od 799—1725 m przeważnie łupki, od 1725 m do spodu piaskowce z ilolupkami.

Warstw produktywnych nie nawiercono.

Rdzeniowanie

Zużyto 5 koronek 12¹/₄” oraz 14 koronek 8³/₈”.

Ogółem rdzeniowano 87 m wyciągając 47 m rdzenia, tzn. 53%.

Zużyto na rdzeniowanie 85¹/₂ godz., średni postęp wynosił zatem 0,9—1,2 m/godz. Najgłębszy rdzeń pobierano na przestrzemi 3 m od 5527—5530 m, przy czym wyciągnięto 2,1 m rdzenia, tzn. 70%.

Przewód wiertniczy

Otwór 17¹/₂” był wiercony i rozszerzany do głęb. 603 m na rurach płuczkowych 5⁹/₁₆” (22 funty/stope), gat. „D“ po 12 m długości, zworniki API pełnego przelotu (FH).

Otwór 12¹/₄” od 603—3667 m wiercono na rurach płucz-

kowych 4¹/₂” (18,1 f/s), gat. „E“, po 12 m długości, zworniki o średn. zewn. 6¹/₂”.

Po zacementowaniu rur 9⁵/₈” w 3415 m użyto rur płuczkowych 4¹/₄” (18,1 funt./st.), gat. „E“, po 9 m długości, zworniki o średn. zewn. 6¹/₈”. Przewód powyższy wiercił od głęb. 3667—5216 m.

Od głęb. 5216 m zestawiono przewód kombinowany: 3658 m rur 4¹/₂”, poprzednio opisanych, oraz resztę rur o średn. 3¹/₂” (15,5 f/st.), gat. „E“, po 12 m długości, ze zwornikami spawanymi, gładkiego przelotu (IF). Tym przewodem osiągnięto spód odwiertu.

Do głębokości 3659 m pracowało 90 m obciążników średn. 7³/₄”, każdy po 12 m, a w rurach 9⁵/₈” — 75 m obciążników średn. 6¹/₈”, każdy po 12 m długości. Od głęb. 5436 m założono 72 m obciążników średn. 5³/₄”, każdy po 9 m długości.

Instrumentacje

Sześć razy przewód był przychwycony i uruchamiano go bez stosowania właściwych robót ratunkowych. Po czwarty od głęb. 5143 m wstawiono w przewód nożyce a ponad nimi łączniki bezpieczeństwa. Nie zwiększono jednak dostatecznie masy przewodu nad nożycami, aby podbijanie mogło być skuteczne w wypadku przychwycenia przewodu. Stwierdzono to wtedy, gdy w głęb. 5436 m przewód został przychwycony. Odkręcono przewód na łączniku bezpieczeństwa i dodano dziewięć obciążników średn. 6” po 12 m długości. Dopiero po 8¹/₂ godz. podbijania przewód uwolniono. Był to jedyny moment, który można by uważać jako właściwą instrumentację.

Szybka likwidację każdego przychwycenia przewodu zabezpieczano doskonałą płuczką.

Płuczka

Podczas całego wiercenia przestrzegano, by ciężar gat. płuczki wynosił 1,27—1,30, a wiskoza 40, aby filtracja była minimalna, stabilność i koloidalność wysoka oraz zachowana pewna smarność.

Wieża z uzbrojeniem i wyciąg również jak i reszta urządzeń stanowiła normalny zespół ciężkiego typu o udźwigu 300 ton. Całe urządzenie było już poprzednio 9 lat w użyciu. Ten fakt ostatni należy podkreślić, gdyż jeszcze w r. 1948 otwory, osiągające głęb. 5000 m były wiercone sprzętem specjalnie przygotowanym i badanym przed i podczas samej pracy.

Zestawił inż. K. Mischke

Próby złoża na polu gazowym w St. Marcet

(na podstawie prac inż. P. Joncquiert'a)

Gazem wyprodukowanym na polu St. Marcet towarzyszyła zawsze gazolina, której ilości w stosunku do wyprodukowanego gazu były na ogół różne. I tak w okresie od 23 do 24. XI. 1941 r. wyprodukowano 25000 m³ gazu i 600 litrów gazoliny (stosunek 1:42000), od 25. I. do 1. II. 1942 r. — 200000 m³ gazu i 7,6 m³ gazoliny (1:26000) a od 9. III. do 16. III. 1942 r. — 364000 m³ gazu i 14,6 m³ gazoliny (1:25000).

Stosunek ilości gazu do ilości gazoliny był dokładnie mierzony, przy czym stwierdzono, że zwiększa się on wraz ze wzrostem produkcji, czyli że w otworze następuje mechaniczne porywanie płynu przez gaz zależnie od szybkości gazu.

Zanotowano:

dla dyszy o średnicy 5 mm produkcja dzienna gazu wynosiła 75000 m³ (stosunek gazoliny do gazu 1:28000), dla dyszy o średnicy 7 mm produkcja dzienna gazu wynosiła 88000 m³ (stosunek gazoliny do gazu 1:18000), dla dyszy o średnicy 8 mm produkcja dzienna gazu wynosiła 116000 m³ (stosunek gazoliny do gazu 1:11000).

Niemniej zdarzyły się w tym otworze dwa wyjątkowe wypadki, a mianowicie:

1) Od 8 do 30. IV. 1941 r. po zacementowaniu spodu otworu w głęb. 1439,50 m i perforowaniu rur od 1405 do 1421 m wyprodukowano 54450 m³ gazu, nie uzyskując w separatorze nawet najmniejszej ilości gazoliny. Po ukończeniu prób dla zabicia pokładu zastosowano cyrkulację płuczki przez rurki produkcyjne, co — na mocy różnicy gęstości — spowodowało uzyskanie 750 litrów gazoliny, która wydzieliła się podczas poprzedniej próby, lecz nie wydostała się na powierzchnię wspólnie z gazem.

2) Od listopada 1941 r. do marca 1942 r. w tych samych warunkach otworu wyprodukowano znaczne ilości gazoliny, mianowicie przy produkcji 250000 m³ gazu uzyskano 8500 litrów gazoliny (średnio 1:30000). Stosunek ten zmienia się znacznie z dnia na dzień, gdyż istnieją dłuższe okresy bez produkcji gazoliny.

Próby przeprowadzono przy różnych sposobach eksploatacji:

a) starano się utrzymać odbiór gazoliniarni na niskim poziomie od 1000 do 2000 m³ dziennie, produkując gaz w sposób jednostajny przez dysze o średnicy 1—2 mm, lub też

b) produkowano okresami, tzn. od 1—2 godzin dziennie, jednak przez dyszę o średnicy 3—5 mm, przy czym produkcja gazoliny wzrastała.

W lutym 1942 r. produkowano przez dyszę o średnicy 4 mm, przy czym ilości wyprodukowanej w tym czasie gazoliny bardzo się zmieniły.

Z uzyskanych doświadczeń można postawić wnioski:

1. W sporadycznych wypadkach odnosiło się wrażenie, że eksploatowało się płyn, któremu gaz nie towarzyszył. Charakterystyczne syczenie gazu przy przepływie przez dyszę ustawało wtedy, również rury nie były oszronione. Natomiast poziom płynu w separatorze szybko się podnosił.

Zanotowano przyływ 140 litrów gazoliny w przeciągu 4 minut, czyli szybkość przelotu w dyszy o średnicy 4 mm wynosiła 45 m/sek. Zjawisko to powstało w pół godziny po otwarciu otworu.

Objętość rurek produkcyjnych wynosiła 4237 litrów, ciśnienie 140 atm., czyli odpowiada to ilości około 600 m³ gazu.

Porównując ilość wyprodukowanej gazoliny z objętością gazu wyprodukowanego podczas tego okresu, można to zjawisko wytłumaczyć tym, że pewna rezerwa płynu powstała na spodzie rur wiertniczych poniżej buta rurek produkcyjnych. Gaz zawarty w rurach wyrzuca ten płyn na powierzchnię, potem gdy cały gaz zawarty w rurkach produkcyjnych został wyrzucony. Gdy jednak poziom płynu w rurach spadnie poniżej buta rurek produkcyjnych, to z powodu niemożności utrzymania stanu równowagi dla płynu spoczywającego na gazie w swej dolnej partii, płyn opada na dno otworu, zostaje jednak częściowo wyrzucany na powierzchnię, czego dowodem, że gaz chwilami jest bardzo mokry.

2. Dla dokładniejszego badania notowano wydajność gazoliny jako funkcję czasu w odstępach 1/2-godzinnych, przy czym zjawisko to nie powtarzało się stale z taką samą wyrazistością.

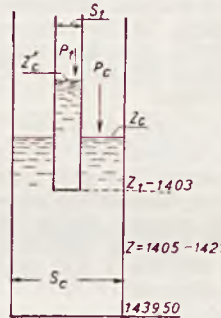
W każdym razie na 15 notowań w 12 wypadkach produkcja gazoliny była w proporcji większa w drugiej półgodzinie niż w pierwszej. W dwóch wypadkach było odwrotnie, a w jednym z nich ciśnienie w rurkach produkcyjnych przy rozpoczęciu produkowania wynosiło tylko 119 atm. zamiast 133—140 atm. Pojemność rurek była zatem mniejsza. W większości wypadków wydajność gazoliny była nieznaczna począwszy od pierwszej godziny produkowania.

Po tym doświadczeniu otwierano odwiert przy dyszy o średnicy 4 mm każdorazowo tylko na przeciąg jednej godziny, aby uzyskać maksimum produkcji gazoliny.

3. Pozostaje jeszcze wytłumaczyć, dlaczego przy małej średnicy dyszy (1—2 mm) produkcja gazoliny była nieznaczna, jak np. od 28 do 6. II. 1942 r. na 11500 m³ gazu uzyskano tylko 70 litrów gazoliny. Pierwszym powodem byłoby zmniejszenie się stosunku uzyskanej gazoliny do wyprodukowanego gazu wraz ze szybkością przelotu gazu, czyli ze średnicą dyszy.

Zauważono również, że produkcja gazoliny była większa w początkach krótkotrwałego okresu produkcyjnego (1 godz. dziennie), który następował po okresie stałego produkowania gazu, jednak bez produkcji gazoliny.

Mamy tutaj zatem do czynienia z płynem porywanym przez gaz, który nagromadzony jest na dnie otworu i tworzy tam pewną rezerwę. Płyn ten pod pewnymi warunkami dostaje się na powierzchnię, które to zjawisko notowano przez długi czas eksploatacji (rysunek).



Z = głębokość perforacji rur wiertniczych
 Z_t = „ buta rur wydobywczych
 Z_c = „ płynu w rurach wiertniczych
 Z_c' = „ wydobywczych
 Sc = powierzchnia przekroju rur wiertniczych
 St = powierzchnia przekroju rur wydobywczych
 P_c = ciśnienie gazu w rurach wiertniczych
 P_t = „ „ wydobywczych
 δ = gęstość płynu

W Z_c wewnątrz rurek produkcyjnych można mieć

$$P_t + (Z_c' - Z_c) \delta = P_c$$

a więc

$$P_t < P_c$$

Po wyprodukowaniu ok. 800 litrów gazoliny ciśnienia się wyrównywały.

Ciśnienie w Z wynosi $P_z = P_c + (Z - Z_c) \cdot \delta$

Ciśnienie w rurach P_c stara się wyrównać z ciśnieniem złoża, gdy produkowanie ustaje.

Poziom płynu nie może się podnieść ponad głębokość taką, aby

$$(Z - Z_c) \cdot \delta = P_c$$

gdyż w przeciwnym razie gazolina przenikałaby w teren.

Co do sposobu podnoszenia się płynu w rurkach produkcyjnych, to wydaje się, że z wyjątkiem dużej produkcji następuje ono pod działaniem ruchu gazu ku górze wzdłuż wewnętrznych ścian rurek, na których osiada on w postaci błony.

Nie robiono natomiast prób dla zbadania możliwości zwiększenia produkcji gazoliny przez:

- 1) zmianę głębokości zanurzenia rurek produkcyjnych,
- 2) zmianę średnicy rurek produkcyjnych,
- 3) zmianę powierzchni zanurzonej w płynie przez zapuszczenie np. drugich rur produkcyjnych mniejszych do rurek 2^{1/2}''.

Inż. Z. Onyszkiewicz

Przegląd zagraniczny

Nowa metoda sejsmiczna

(wg „Oil and Gas Journal”, 11. XI. 1948)

Koszty wiercenia otworów strzałowych przy dotychczasowej metodzie terenowych badań sejsmicznych wyniosły 20 a nawet więcej procent wszystkich kosztów związanych z pracami polowymi przy badaniach sejsmicznych. Doświadczenia wykazały poza tym, że 95% energii wybuchowej zostaje przy tej metodzie roztrwonione wskutek jej absorpcji przez utwory skalne.

Obecnie została w San Antonio (St. Zjedn.) zademonstrowana nowa metoda sejsmiczna, wynaleziona przez dra T. C. Poultera, a zbadana i rozwinięta przez instytucję „Slick Institute of Inventive Research”.

Metoda ta eliminuje wiercenie otworów strzałowych oraz przez detonację w takim elastycznym medium jak powietrze, eliminuje także straty energii wybuchowej. Odstrzał następuje w powietrzu w odpowiedniej odległości od powierzchni ziemi, przy czym ładunki są rozstawione na wierzchołkach sześcioboku umiarowego oraz z jednym ładunkiem w środku (7 ładunków) względnie na wierzchołkach i wcięciach gwiazdy (albo podwójnego sześcioboku) z jednym ładunkiem pośrodku (11 ładunków). Odległość punktów strzałowych wynosi 6—25 m, zależnie od jakości podłoża.

Wykonane dotychczas doświadczenia wskazują na to, że metoda ta będzie mogła zapewnić uzyskanie dobrych wyników, w każdym razie nie gorszych od uzyskiwanych przy obecnie stosowanej metodzie z wierconymi otworami strzałowymi.

Alaska jako kraj naftowy

(wg „Erdöl-Dienst”, 9. VI. 1949)

Dawniej panowało przekonanie, że okolice podbiegunowe nie były objęte roślinnością, a tym samym, że nie występuje w nich nafta. Później przekonano się, że podczas różnych okresów geologicznych cała ziemia była objęta roślinnością i dlatego istniały również wszędzie warunki powstawania ropy. Pokrywa lodowa w okolicy biegunów jest stosunkowo młoda.

Obecnie ocenia się powierzchnię o przypuszczalnej ropności dla samej Syberii powyżej 60° szerokości geograficznej na 1 milion mil kwadrat. (przeszło 2½ miliona km²), a dla Alaski na około 1,5 miliona mil kwadr. (około 3900000 km²). Dla porównania warto tu przytoczyć, że powierzchnia obecnie eksploatowanych pól naftowych Stanów Zjedn. A. P. wynosi 2,4 miliona mil kwadrat. (ok. 6,2 miliona km²) i że z tej powierzchni pochodzi ok. 60% światowej produkcji ropy naftowej. Nie należy z tego powodu pod względem analogii wyciągać pewnych wniosków co do ropności Alaski, niemniej jednak porównanie wielkości obszarów naftowych jest godne uwagi.

Od roku 1867, awizowali ciągle zarówno tubylcy jak i przyjezdni objawy ropy na Alasce, co ostatecznie znalazło swój wyraz w badaniach, przeprowadzonych przez amerykańską służbę geologiczną w latach 1909, 1917 i 1921. Dalsze badania doprowadziły w końcu do tego, że prezydent Harding w roku 1925 uznał powierzchnię o 35000 mil kwadr. jako ropną.

Podczas ostatniej wojny Alaska była ważnym ośrodkiem nie tylko z uwagi na występowanie tam ropy, ale również ze względów politycznych. W r. 1945 podjęto na nowo badania geologiczne, a w końcu rozpoczęto tam prace techniczne. Wszystkie te prace były prowadzone przede wszystkim w jasne dni letnie, kiedy to przy świetle dziennym można je prowadzić przez 24 godzin na dobę.

W ten sposób w lecie 1944 r. urządzono składy magazynowe w okolicach uznanych za ropne. W lutym 1945 r. zaprowadzono regularną komunikację lotniczą między miejscowościami Fairbanks i Brooks Range, odległymi od siebie o 600 km. W kwietniu i maju 1945 r. przewieziono do tamtejszych składów ok. 1000 ton materiałów, w tym jedno kompletne urządzenie wiertnicze do 1800 m głębokości. Ustanowiono zarząd dla prowadzenia robót wiertniczych i przeznaczono 96 milionów dolarów na inwestycje do r. 1950.

Urządzenie wiertnicze składa się obecnie z dwóch żurawi z napędem dieslowym i 37 m wieżami wiertniczymi.

Urządzenie wyposażono w nowoczesną aparaturę kontrolną do badania rdzeni, do mierzenia krzywizny odwiertów itp., które dają gwarancję pewności robót wiertniczych. W każdym szybie jest oprócz pełnej załogi wiertniczej jeden inżynier i jeden geolog. Ze względu na panującą tam temperaturę od —50° C do —70° C musiano również zaopatrzyć szyby w centralne ogrzewanie.

Podczas wiercenia musi się najpierw przewiercić 5 m grubości pokrywę lodową. Pierwszy odwiert pod nazwą „Umiat 1” był wykonany na wysokości 200 m n.p.m. do głębokości 1830 m; w głębokościach 153, 468, 532 i 709 m nawiercono słabe ślady ropy. Normalne wiercenie odbywało się z postępem ok. 15 m na dzień. Następnymi odwiertami miały lepsze wyniki. Nawiercono ropę wysokowartościową, nie kwaśną, o temp. krzepnięcia —30° C.

Inne dane z poszukiwań na Alasce można znaleźć w artykule pt. „Amerykański przemysł naftowy w ostatnich latach”, zamieszczonym w bieżącym numerze „Nafty”.

Nafta na Ziemi Ognistej

(wg „Oil and Gas Journal”, 13. I. 1949)

Na południowym krańcu Ameryki Południowej, Ziemi Ognistej, zostało odkryte w r. 1945 pole naftowe Spring Hill w Cerro Manantiales, odległe ok. 11 km od wybrzeża morskiego. Dotychczas odwiercono tam 17 otworów, ale ropy nie wydobywano z powodu braku transportu. Rząd chilijski zamierza wybudować z tego pola 8-calowy ropociąg o długości 68 km do najbliższego portu na wybrzeżu morskim, Caleta Clarenca.

Z 17 odwierconych otworów 6 odwiertów otrzymało ropę, 3 gaz z małą ilością ropy, 4 gaz wraz z wykroplinami, 2 są wyłącznie gazowe a 2 odwiercono bez rezultatu. Dwa żurawie wiertnicze są czynne w Cerro Manantiales, a jeden 80 km dalej na południe w San Sebastian, gdzie ukończono wiercenie jednego odwiertu, w którym otrzymano ropę w głęb. ok. 2100 m w tych samych warstwach co w Cerro Manantiales.

Wydobycie potencjalne na polu Spring Hill ocenia się na 400 ton dziennie. Ropa pochodzi z głęb. ok. 2250 m.

W projekcie jest wiercenie otworu na strukturze w Cerro Sombrero, w połowie drogi między Manantiales a San Sebastian oraz w Espoza, ok. 11 km na północ od Cerro Manantiales.

XXII Kongres Chemii Przemysłowej

(wg „Chimie & Industrie”, czerwiec 1949)

W dniach 25—30 października 1949 r. odbędzie się w Barcelonie XXII Kongres Chemii Przemysłowej.

Wśród 25 sekcji na jakie zostaną podzielone prace Kongresu znajdują się dwie interesujące nas sekcje, sekcja paliw stałych i gazowych oraz sekcja paliw płynnych.

Na zakończenie Kongresu przewidziane są wycieczki i zwiedzanie fabryk.

Ropa we francuskim Marokko

(wg „Oil and Gas Journal”, 17. II. 1949)

Według wiadomości z Paryża dowiercono złożę ropne ok. 10 km na połudn.-zachód od pola naftowego Oued Beth we francuskim Marokko. Ropę nawiercono w głęb. ok. 600 m.

Pole Oued Beth, odkryte w r. 1947, wydaje obecnie z 3-ch odwiertów ok. 40 ton ropy dziennie i jest największym dotychczas polem na terenie Algieru i Marokko.

Okrety wojenne na usługach wierceń podwodnych

(wg „Bergbau-Bohrtechniker- und Erdöl-Zeitung”, nr 10, 1948)

Wiele zbadanych wysadów solnych, z którymi związane jest występowanie złóż ropnościowych, zostało stwierdzonych na wybrzeżu Louisiany i Teksasu w obrębie wód zatoki morskiej.

Koszty podwodnych wierceń są duże, a już specjalnie drogie są ryzykowne wiercenia poszukiwawcze. W Stanach

Zjednoczonych znajduje się bardzo wiele wierceń podwodnych, jednak znajdujących się niedaleko wybrzeża, tak że samo wiercenie było połączone pomostem z lądem stałym.

Obecnie przeprowadza się bardzo ciekawy eksperyment wiercenia na otwartym morzu w odległości ok. 15 km od wybrzeża. Ponieważ połączenie z lądem stałym za pomocą pomostu było w tym wypadku wykluczone, zakupiono za cenę 75000 dolarów kilka starych okrętów wojennych, które kosztem 150 tysięcy dolarów zostały przebudowane na elektrownie, warsztaty reparacyjne, składy, mieszkania robotnicze itp. Okręty te zostały zakotwiczone i połączone z platformą stałą, na której znajduje się właściwy żuraw wiertniczy. Platforma o wymiarach 24×15 spoczywa na 47 m długich, silnych palach, wbitych 35 m głęboko w dno morskie. Koszt jej montażu wyniósł 240 tys. dolarów. Komunikacja z lądem odbywa się za pomocą szybkich łodzi motorowych, zakupionych również w marynarce wojennej.

Pierwsze takie wiercenie nawierciło ropę w głęb. 515 m i kosztowało ok. 450 tysięcy dolarów, ale opłaty koncesji, zakup okrętów, pomiary sejsmiczne, montaż i wiercenie kosztowały łącznie z wierceniem tego pierwszego otworu 2 miliony dolarów. Okręty wraz z ich wyposażeniem nadają się jednak do dalszych wierceń innych otworów, skutkiem czego koszty tych wierceń nie będą już tak duże.

Plan wydobywania ropy w Rumunii

(wg „Erdöl-Dienst“, 3. III. 1949)

Plan naftowy w Rumunii przewiduje w roku bieżącym wzrost wydobywania ropy o 13,7% oraz wzrost uwierconych metrów o 48,2% w stosunku do roku ubiegłego.

Spadek wydobywania ropy w Stanach Zjedn.

(wg „World Oil“, czerwiec 1949 r.)

W pierwszym kwartale bieżącego roku wydobywanie ropy w Stanach Zjedn. spadło o ok. 14% w stosunku do tego samego okresu roku 1948, głównie z powodu wydatnego spadku cen olejów opałowych. Z tego samego powodu oczekuje się, że wydobywanie za cały rok 1949 będzie mniejsze niż w roku ubiegłym.

W kwietniu br. dzienne wydobywanie ropy osiągnęło swój najniższy poziom w ciągu ostatnich dwóch lat i wynosiło zaledwie 675650 ton dziennie, czyli zmniejszyło się o 27570 ton w stosunku do wydobywania w marcu br. i okrążyło o 67500 ton mniej niż w tym samym miesiącu roku ubiegłego.

Ograniczenie przez Teksas Railroad Commission wydobywania w Teksasie wynosi 270000 ton dziennie, licząc od stycznia 1947 r.

Wprawdzie w ciągu pierwszych czterech miesięcy bieżącego roku zapotrzebowanie na produkty naftowe spadło również o 2% w stosunku do tego samego okresu roku ubiegłego, jednak przypuszcza się, że podniesie się ono jeszcze w ciągu tego roku i wzrośnie o 4% w stosunku do roku 1948.

Ilość dowień (3244) podniosła się jednak w kwietniu o 6% w stosunku do kwietnia 1948 r. (3186) oraz nieznacznie w stosunku do miesiąca poprzedniego (3230).

Podnoszą się głosy z żądaniem ograniczenia importu, czemu dała wyraz uchwała „Independent Petroleum Association of America“ na zebraniu odbytym w maju br., która żąda ingerencji Kongresu celem ograniczenia importu do normy, która by zapewniła odpowiedni rozwój rodzimego przemysłu.

Z przemysłu naftowego Niemiec

(wg „Erdöl-Dienst“, 3. III. i 7. III. 1949)

Niemieckie wydobywanie ropy naftowej wynosiło w 1948 r. 643000 ton wobec 577000 ton w roku 1947, co należy głównie zawdzięczać wydajności pól naftowych w Emsland, gdzie wydobywanie w roku ubiegłym wyniosło 168000 ton, wobec 114000 ton w roku poprzednim.

Dzięki lepszemu zaopatrzeniu w ropę i lepszemu wyposażeniu technicznemu rafinerie niemieckie wyprodukowały w 1948 roku 744000 ton produktów naftowych, wobec 625000 ton w roku ubiegłym.

W ciągu ostatnich czterech miesięcy 1948 r. zostało importowane ok. 90000 ton ropy z Kuwait i Arabii Saudyjskiej.

Wzrost wydobywania ropy w Kanadzie w r. 1948

(wg „Oil and Gas Journal“, 10. III. 1949)

Dzienne wydobywanie ropy w Kanadzie w 1948 roku wynosiło ok. 4350 ton dziennie wobec ok. 2730 ton dziennie w r. 1947, czyli prawie o 60% więcej niż w roku poprzednim.

W grudniu 1948 r. dzienne wydobywanie Kanady wynosiło ok. 5180 ton, z czego 54% przypada na pola naftowe Leduc i Redwater. Pierwsze z nich rozpoczęło eksploatację w kwietniu 1947 r., drugie w październiku 1948 r.

Ograniczenie wydobywania ropy w Stanach Louisiana, Oklahoma i Nowy Meksyk

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

Dzienne wydobywanie ropy w Louisianie, które stale wzrastało od 3 lat, zostało z urzędu ograniczone na marzec br. o 20000 baryłek (ok. 2700 ton). Dzienne wydobywanie ma wynosić w marcu 72160 ton wobec 74860 ton w lutym, czyli o 3,6% mniej.

Ograniczenie to wynosi dla otworów odwierconych przed 1. III. br. właściwie 25000 baryłek (ok. 3380 ton), gdyż 5000 baryłek (680 ton) zostało przewidziane na nowe dowieńczenia w ciągu marca.

W Stanie Oklahoma wydobywanie w marcu zostało ograniczone do wysokości 52540 ton dziennie czyli o 3020 ton mniej niż w miesiącu lutym (55560 ton). Wydobywanie w styczniu br. wynosiło w tym Stanie 57310 ton dziennie.

Dopuszczalne dzienne wydobywanie w Stanie Nowy Meksyk zostało określone na 19190 ton dziennie, czyli o 270 ton mniej niż w miesiącu poprzednim.

Powodem ograniczenia wydobywania, według oficjalnych enuncjacji, jest mniejszy popyt na krajowym rynku naftowym na produkty naftowe.

Z kanadyjskiego przemysłu naftowego

(wg „Erdöl-Dienst“, 25. XI. 1948)

Na północ od Edmonton w Kanadzie znajdują się złoża piasku bitumicznego, zawierające ok. 35 mil. ton ropy, której produkcja byłaby możliwa, gdyby znaleziono odpowiedni ekonomiczny sposób jej wydobywania.

Rząd kanadyjski założył w Bitumont nad rzeką Atabasca zakład, w którym otrzymano 80—90% ropy z tego piasku za pomocą przemywania piasku gorącą wodą.

Obecnie jest zamiar przeprowadzić doświadczenie przepłukiwania samego złoża gorącą wodą, w sposób podobny do „water-floodingu“, przy czym temperatura wody nie mogłaby być niższa od 40°C, gdyż zbyt wysoka wiskozja ropy wyklucza skuteczną użycia w procesie wody zimnej.

Istnieje nadzieja, że przy użyciu wody do wymywania złoża o temperaturze 65°C można będzie uzyskać 50% ropy zawartej w piaskowcu bitumicznym, wprost ze złoża.

Gaz ziemny we Włoszech

(wg „Erdöl-Dienst“, 14. IV. i 19. IV. 1949)

Obok wsi Basiaco, koło Caviaga (niedaleko Mediolanu), występują od pewnego czasu liczne wybuchy gazu ze szczylin ziemi, przy czym wyrzucają one większe ilości wody i szlamu. Ponieważ rozchodzi się tu o wartościowy gaz metanowy, usiłuje się nie tylko zamknąć miejsce wybuchów ale także ująć gaz i odprowadzić go do miejsca zużycia. Tymczasowo ludność okoliczna została ewakuowana z sąsiedztwa wybuchów, by zapobiec ewentualnym niebezpiecznym wypadkom.

Łupki bitumiczne w Stanach Zjednoczonych

(wg „Erdöl-Dienst“, 5 i 8. XI. 1948 oraz „Oil and Gas Journal“, 11. XI. 1948)

Według ogólnego mniemania zasoby łupków bitumicznych w Stanach Zjedn. są — może z wyjątkiem Związku Radzieckiego — największe na świecie. Zawartość oleju w amerykańskich łupkach bitumicznych szacuje się na ok. 20 miliardów ton. Około 82% tych olbrzymich rezerw znajduje się w zagłębiu „Green River“.

Z kredytu 6 milionów dolarów, które kongres amerykański uchwalił na badania związane z przeróbką łupków bitumicznych do roku 1949, zostały wybudowane zakłady badawcze w Laremia (Wyoming) i Rifle (Kolorado).

W Rifle znajdują się łupki bitumiczne o miąższości ponad 20 m i są odbudowywane za pomocą dwóch równo-

ległych sztolni. Wydobyty urobek, należycie rozdrobniony zostaje poddany przeróbce w dużych retortach o zawartości ok. 40 ton. Same instalacje przerobcze są odległe od kopalni łupku ok. 2 km w linii powietrznej, przy różnicy wzniesień 750 m. Zakład zatrudnia 244 górników, a wydajność kopalni oblicza się na 25 ton łupku na 1 górnik a i 1 zmianę.

W trakcie badania są również możliwości rafinacji uzyskanego oleju łupkowego celem otrzymania z niego benzyny, której drogą znanych dotychczas metod destylacyjnych uzyskać z niego nie udało się.

Według danych z zakładu badawczego w Rifie koszty odbudowy 1 tony łupku wynoszą ok. 70 centów, należy się jednak spodziewać, że przy ulepszeniu metod wydobycia koszty te dadzą się obniżyć na 50 centów od 1 tony. Wydajność oleju z 1½ tony łupku wynosi w zakładach Rifie ok. 140 litrów, a więc ilość, jaką można uzyskać z 0,65 tony węgla, jednak należy zauważyć, że górnicza odbudowa łupku jest znacznie łatwiejsza i tańsza.

Ostatnio zagadnieniem wytwórczości oleju łupkowego zajęto się laboratorium firmy „Esso” w Baton Rouge (Louisiana). W badaniach ma się zastosować pewne ciała stałe dla ekstrakcji oleju z łupku, które były z pozytywnymi wynikami używane w procesach katalitycznego krakingu. W metodzie tej materiał łupkowy musi być drobno sproszkowany i przechodzi przez 2 nacynia, w których podlega ogrzaniu, krakowaniu i wyparowaniu cząstek olejowych.

Automatyczne odsiarkowanie gazu ziemnego

(wg „Petroleum Engineer”, grudzień 1948)

W Stanach Zjedn. skonstruowano urządzenie do ciągłego automatycznego odsiarkowania gazu ziemnego. Instalacja składa się z absorbera i regeneratora. Zanieczyszczony siarkowodorem gaz ziemny wchodzi do absorbera, przez który przepływa roztwór etanolaminy, który wiąże ze sobą siarkowodór. Oczyszczony gaz wchodzi do rurociągu a roztwór etanolaminy przechodzi do regeneratora, gdzie przy pomocy przeparu oddziela się siarkowodór, wypuszczany w atmosferę, a czysty roztwór etanolaminy przechodzi z powrotem do absorbera.

Dalsze ograniczenie wydobycia ropy w Teksasie

(wg „Chimie & Industrie”, czerwiec 1949)

Na podstawie decyzji „Railroad Commission” zostało wydobycie ropy w Stanie Teksas ograniczone w maju do 267 600 ton dziennie, czyli o 7 300 ton mniej niż w miesiącu kwietniu. Jest to już piąte z rzędu ograniczenie wydobycia ropy od początku bieżącego roku.

Paliwa syntetyczne w Czechosłowacji

(wg „Erdöl-Dienst”, 14. II. 1949)

Przewidziana planem 2-letnim wytwórczość płynnych paliw syntetycznych w Czechosłowacji została przez czechosłowacki przemysł chemiczny przekroczone.

Problem produkcji syntetycznych paliw płynnych w Stanach Zjedn.

(wg „Oil and Gas Journal”, 11. XI. 1948)

Zagadnienie wytwórczości syntetycznych paliw płynnych w St. Zjedn. — głównie z węgla i lignitu — nabiera ciągle na znaczeniu. Przy szacowaniu źródeł paliw płynnych w St. Zjedn. przyjęto 343 miliardów ton, tj. 86,5%, z węgla i lignitu, 35,5 miliardów ton, czyli 9% z łupków bitumicznych, a tylko 11,4 miliardów ton (2,9%) ropy naftowej i gazoliny z gazu ziemnego oraz 6,3 miliardów ton (1,6%) z gazu ziemnego.

Program inwestycyjny na uruchomienie tej całej wytwórczości przewiduje kwotę 8,7 miliarda dolarów łącznie z fabrykami, kopalniami i rurociągami.

Opracowane ostatnio plany rozwoju produkcji paliw syntetycznych idą po linii wytwórczości 132 000 ton paliw syntetycznych dziennie z węgla i lignitu, co w szczególności ma dać 11 400 ton płynnego propanu i butanu, 85 500 ton wysokogatunkowej benzyny motorowej i 35 100 ton olejów dieslowych i innych. Koszt wytwórczości tych wszystkich produktów ma wynosić 32,8—33,3 centa od 10 litrów.

Obecnie został puszczony w ruch w Stanach Zjedn. zakład w skali półprzemysłowej celem ustalenia kosztów produkcji benzyny z węgla i optymalnych metod jej wytwórczości.

Płynne węglowodory z gazu ziemnego

(wg „Petroleum Engineer”, październik 1948)

W Stanach Zjedn. została ukończona budowa półtechnicznej aparatury celem prowadzenia doświadczeń nad wytwórczością paliw płynnych z gazu ziemnego na drodze elektrochemicznej. Metoda ta daje 0,53 litra płynnych węglowodorów z 1 m³ gazu ziemnego.

Istnieje przy tym możliwość wytwórczości z początkowych produktów tego rodzaju chemiczaliów, jak aldehydy, kwasy, alkohole, ketony itp.

Zakład syntetycznej przeróbki gazu ziemnego

(wg „Erdöl-Dienst”, 18. XI. 1948)

W Monte Carmelo (Illinois) w St. Zjedn. został ostatnio z inicjatywy „Elektronic Chemical Corp.” zbudowany zakład do syntetycznej przeróbki gazu ziemnego metodą elektrochemiczną. Uzyskany z przeróbki gazu materiał może być wyjściowym produktem do produkcji wysoko-oktanowej benzyny, acetonu, alkoholu etylowego itp. Przy tej metodzie istnieje możliwość otrzymania z 1 m³ gazu 0,53 litra płynnego paliwa.

Budowa rurociągu na Węgrzech

(wg „Erdöl-Dienst”, 4. IV. 1949)

Wkrótce ma się rozpocząć budowa rurociągu z Lispe do gazowni Ofnera w Budapeszcie. Budowa gazociągu ma zostać ukończona w ciągu paru miesięcy. Wartość opałowa miejskiego gazu w Budapeszcie podniesie się przez domieszanie do niego gazu ziemnego z 3400 na 4000 kalorii. Budowa gazociągu ma kosztować ok. 8 milionów forintów.

Eksploatacja łupków bitumicznych na Madagaskarze

(wg „Erdöl-Dienst”, 6. I. 1949)

W ramach wielkiego programu poszukiwawczego we Francji zostały poddane badaniom złoża łupków bitumicznych na Madagaskarze pod względem możliwości ich przemysłowej eksploatacji.

Zakład badawczy w Antanifotsy otrzymał średnią wydajność 10% oleju z przerobionego łupku, ale jest nadzieja, że przy zastosowaniu ulepszeń w procesie przeróbki osiągnie się 18% wydajności oleju.

Zniesienie reglamentacji paliw motorowych we Francji

(wg „Oil and Gas Journal”, 14. IV. 1949)

Francuskie Zgromadzenie Narodowe uchwaliło zniesienie reglamentacji wszystkich paliw motorowych we Francji z dniem 1 lipca br.

Francuski Instytut Naftowy

(wg „Petroleum Engineer”, X. 1948)

Instytut Naftowy we Francji został utworzony w drugiej połowie 1945 r. przy Dyrekcji Paliw i Smarów (Direction des Carburants et Lubrifiants) Ministerstwa Przemysłu i Handlu, jako pomocniczy organ rządu dla kontroli nad działalnością towarzystw naftowych oraz sprawujący nadzór nad szkoleniem młodych kadr francuskich techników we wszystkich gałęziach przemysłu naftowego.

Oprócz powyższego programu Instytut działa również jako organ doradczy prawie we wszystkich działach przemysłu naftowego. Na czele różnych sekcji Instytutu stoją ludzie, będący specjalistami w danej gałęzi wiedzy. Cały czas i energia Instytutu jest poświęcona celowi odzyskania przez Francję przedwojennego stanowiska w światowym przemyśle naftowym, kierując równocześnie energicznie francuskim programem poszukiwawczym.

Rezultaty prac badawczych Instytutu publikowane są w redagowanym przez niego miesięczniku „Revue de l'Institut Français du Pétrole”.

Instytut mieści się w Paryżu we wspaniałym, 3-piętrowym gmachu, będącym niegdyś siedzibą książęcą. Mieszczą się w nim główne biura Instytutu, natomiast laboratoria, biblioteka i inne biura mieszczą się w zakupionej przez Instytut w r. 1947 posiadłości Rueil-Mailmaison, na przedmieściu Paryża, w której mieścił się uprzednio szpital, a składającej się z kilku obszernych budynków. Tutaj znalazła także pomieszczenie Wyższa Szkoła Naftowa (Ecole Nationale Supérieure du Pétrole), w której zostały ześrodkowane wszystkie dotychczasowe szkoły naftowe ze Strassburga, Tuluzji i Clermont-Ferrand.

Organizacyjnie Instytut, na czele którego stoi naczelny dyrektor i dyrektor techniczny ze swoimi sekretariatami, dzieli się na szereg sekcji: geologiczną, wiertniczą i produkcyjną, chemii fizycznej, przeróbki i syntetyki, smarów, paliw motorowych, ekonomiczną, materiałową oraz bibliotekę.

Import nafty do Stanów Zjedn. w r. 1948 (wg „Erdöl-Dienst“, 27. V. 1949)

Według obliczeń H. Hoffmanna całkowity import nafty do Stanów Zjedn. w r. 1948 wynosił 129 756 000 baryłek (ok. 13 670 000 ton), z czego na zachodnią półkulę przypada 15 725 000 ton, a na Bliski Wschód 2 945 000 ton. Na tę ostatnią cyfrę składają się: 1 445 000 ton z Arabii Saudyjskiej, 1 005 000 ton z Kuwait, 447 000 ton z Persji i 88 000 ton z Iraku.

Eksport produktów naftowych ze Stanów Zjedn. (wg „Erdöl-Dienst“, 10. II. 1949)

Kontyngent eksportowy w pierwszym kwartale br. został ustalony na 14 180 000 baryłek (ok. 1 960 000 ton) w stosunku do 15 180 000 baryłek (ok. 2 051 000 ton) w czwartym kwartale 1948 r.

Na obniżce eksportu nafty ze Stanów Zjedn. ucierpiał głównie Anglia, Francja i Szwecja.

Koszty wiercenia w Stanach Zjedn. (wg „Petroleum Data Book“)

Średni koszt wiercenia w Stanach Zjedn. wynosi 13,15 dolara od 1 uwierconej stopy (0,5 m). Koszty te zmieniają się zależnie od głębokości wierconego otworu. Do głęb. 3 000 stóp (ok. 900 m) wynoszą one 7,53 dolara od 1 stopy, a np. 21,48 dolara od 1 stopy przy głębokości od 12 000—14 000 stóp.

Najbliższy światowy kongres naftowy (wg „Petroleum Times“, lipiec 1949, nr 1354)

Królewski Instytut Inżynierski w Holandii przyjął na siebie prace związane z organizacją III światowego kongresu naftowego, który ma odbyć się w Hadze (Holandia) w r. 1951.

Kongres światowy poprzedzą krajowe zjazdy naftowe, które winny się odbyć w poszczególnych krajach.

Termiczno-kwasowa obróbka odwiertów (wg „Nieftianoj Choziajstwo“, nr 6, 1948)

Celem zwiększenia wydajności odwiertów, będących na wyczerpaniu, zastosowano w treści Iszymbajnieft obróbkę termiczno-kwasową odwiertów. Przebieg operacji składa się z 2-ch zasadniczych części:

1. Obróbki termo-chemicznej, polegającej na iniekcji do odwiertu pewnej ilości kwasu, który w zetknięciu ze znajdującym się na spodzie odwiertu czynnikiem chemicznym prowadzi do reakcji egzotermicznej, wytwarzającej temperaturę 80—90°C. Proces ten ma za zadanie oczyszczenie ścian odwiertu z parafiny i osadów gudronu, jednak bez zasięgu w głąb pokładu od odwiertu.

2. Tak przygotowany odwiert podlega następnie kwasowaniu w zwyczajnej temperaturze, przy czym działanie to ma miejsce w pewnej odległości od osi odwiertu w piaskowcu roponośnym.

Doświadczenia wykonane wykazały, że można było osiągnąć w ten sposób 4-krotne zwiększenie wydobywania, podczas gdy sam zabieg kwasowania zwykłego miał bardzo mały, a często żaden wpływ na zwiększenie wydobywania odwiertu.

Należy jednak zaznaczyć, że metoda ta może być stosowana tylko w wypadkach, gdy zwykle kwasowanie nie dało już rezultatów. W przeciwnym wypadku korzyść jej stosowania byłaby nieznaczna.

Wiercenia poszukiwawcze w Szwajcarii (wg „Erdöl Dienst“, 25. XI. 1948)

Dotychczas odwiercono w Szwajcarii 3 głębokie otwory poszukiwawcze. Jeden otwór odwiercono w górnym końcu jeziora Züryckiego w podalpejskiej molassie do głęb. 1 635 m, który otrzymał ślady ropy i gazów w warstwach „chattyjskich“. Drugie głębokie wiercenie zostało wykonane niedaleko jeziora Neuenburgskiego i otrzymało w tych samych warstwach kilka horyzontów ropno- i gazonośnych a w głęb. 2 228 m w warstwach doggeru zostało zastanowione.

Wreszcie trzeci otwór na półn.-wschód od Lozany został doprowadzony do głęb. 1 432 m w dolnych warstwach akwitańskich, gdzie ze względów technicznych zostało wiercenie zastanowione.

Poza tym wiercenie w kantonie Genf napotkało 9 słabych horyzontów piaskowców roponośnych, jednak zostało zastanowione już w głęb. 293 m w spągu trzeciorzędu.

W dolinie Renu wiercono liczne płytkie otwory za gazem w utworach alluwialnych, które jednak niewiele przekraczały głębokość 100 m. Produktywne jest jedynie naturalne źródło gazowe w Langensee, które wydaje rocznie 50 tysięcy m³ gazu.

Istnieje mniemanie, że dotychczasowe wiercenia nie były zbyt szczęśliwie usytuowane i że budowa geologiczna Szwajcarii uzasadnia nadzieje na dowiercenie złóż ropnych o przemysłowym znaczeniu.

Wydobycie ropy na Nowej Gwinei (wg „Oil and Gas Journal“, 6. I. 1949)

Na polu naftowym Klamono, w zachodniej części Nowej Gwinei, otrzymano przemysłowej wartości wydobywanie ropy naftowej w ilości ok. 600 ton dziennie. Jest to pierwsze przemysłowe wydobywanie ropy na tej wyspie. Celem transportu ropy został wybudowany 8-calowy ropociąg o długości ok. 50 km do portu Sorong.

Ropa została wprawdzie odkryta na tym polu jeszcze przed wojną, jednak podczas inwazji Japończyków w czasie wojny, wszelkie urządzenia zostały zniszczone względnie wywiezione. Roboty rozpoczęto dopiero po wojnie, przy czym 2 lata stracono dla wybudowania drogi przez dżunglę na tereny pola naftowego.

Występowanie nafty zostało przed wojną stwierdzone również w 2-ch innych miejscowościach, Mogoi i Wasian, ok. 240 km na wschód od Klamono.

Ograniczenie wydobywania ropy w Kanadzie (wg „Petroleum Times“, 3. VI. 1949)

W Kanadzie ma być ograniczone wydobywanie ropy naftowej na trzech najwydatniejszych polach, Leduc, Woodbend i Redwater, w granicach od 25—37% poniżej dotychczasowego wydobywania. Ograniczenie to zostało powzięte dobrowolnie przez towarzystwa naftowe, bez nacisku ze strony rządu kanadyjskiego. Tow. „Imperial Oil Co.“ na samym tylko polu Redwater (odkryte w r. 1948) ograniczyło wydobywanie do ok. 45 ton dziennie na 1 odwiert. Głównym powodem tych ograniczeń jest niedostatecznie rozbudowana sieć ropociągów z nowych pól naftowych.

Ograniczenie wydobywania ropy w Wenezueli (wg „Oil and Gas Journal“, 10. III. 1949)

Dwa duże towarzystwa naftowe, „Mene Grande Oil Co.“ (Gulf) i „Shell“, ograniczyły swoje wydobywanie ropy naftowej w Wenezueli. Brak jest dokładnych szczegółów o wysokości ograniczenia, jedynie nieoficjalna wiadomość podaje ograniczenie wydobywania ropy przez Tow. „Shell“ o ok. 9 650 ton w ciągu pierwszego tygodnia marca br. Dzień wydobywania tego towarzystwa wynosiło w 1948 roku ok. 60 tys. ton, zaś Tow. „Mene Grande Oil Co.“ — ok. 32 tysiące ton.

Również Tow. „Creole Petroleum Corp.“ ograniczyło w styczniu swoje wydobywanie dziennie do wysokości 75 500 ton, czyli o 13 800 ton (15,5%) mniej niż w grudniu ubiegłego roku. Towarzystwo rozpoczęło ograniczanie swego wydobywania ropy w grudniu ubiegłego roku.

Ograniczenia te mają związek z jakością ropy z Wenezueli, która w 60% należy do typu ropy o dużej zawartości ciężkich olejów opałowych, na które brak obecnie większego popytu na rynkach naftowych i których ceny ostatnio spadły znacznie.

W najbliższej przyszłości rząd Wenezueli ma dla ratowania wytworzonej sytuacji zrewidować swój stosunek do towarzystw naftowych, tak odnośnie podatków jak i własnego udziału w zyskach towarzystw naftowych.

Ceny gazu ziemnego w Stanach Zjedn. (wg „Oil and Gas Journal“, 17. III. 1949)

Wobec różnych cen gazu ziemnego na terenie Stanów Zjedn. (3—10 centów za 1000 stóp sześciennych) istnieje projekt ujednolicenia tych cen przez ustalenie minimalnych cen gazu ziemnego z pól gazowych w Hugoton i w Panhandle na 7½ centa za 1000 stóp³, czyli 26½ centa za 100 m³ gazu ziemnego.

Kronika

Z kroniki żałobnej

Dnia 9 sierpnia br. zmarł w wieku 22 lat śmiercią tragiczną na skutek nieszczęśliwego wypadku śp. Mieczysław Winiarski, pracownik Instytutu Naftowego.

Jako pracownik cieszył się zmarły uznaniem dyrektora Instytutu a jako towarzysz pracy był ceniony i lubiany przez kolegów.

Cześć Jego pamięci.

Odnaczenia w przemyśle naftowym

Orderem „Sztandar Pracy“ II klasy zostali odznaczeni: Buła Bolesław, ślusarz warsztatowy w P. P. „Wiercenia Poszukiwawcze“,

Warga Andrzej, kierowca samochodowy w CZPN, Bania Aleksander, zawiad. Sekcji w Gorl. Kop. Naft. Ordery te zostaną wręczone uroczystie dnia 24 i 25 sierpnia br. przez wiceministra dra inż. J. Salcewicza.

Personalne

Inż. Jan Borowski został mianowany w kwietniu br. wicedyrektorem Departamentu Produkcji i Techniki Ministerstwa Górnictwa i Energetyki.

Inż. Mieczysław Krygowski, st. inspektor Ministerstwa Górnictwa i Energetyki, został mianowany dnia 20 sierpnia br. Doradcą dla spraw naftowych w Gabinetie Ministra Górnictwa i Energetyki.

Dekretem Ministerstwa Górnictwa i Energetyki z dnia 10. VIII. 1949 r. inż. Jan Małecki został powołany na stanowisko wicedyrektora technicznego P. P. „Biuro Projektowań Zakładów Przemysłu Naftowego“ z siedzibą w Krakowie.

Ob. Mieczysław Mrazek został odwołany ze stanowiska dyrektora technicznego P. P. „Wiercenia Poszukiwawcze“.

Ob. Leopold Soroczyński został odwołany ze stanowiska wicedyrektora Administracji i Finansów dla Spraw Socjalnych w Centr. Zarz. Przem. Naftowego.

Zebrań Rady Naukowej Głównego Instytutu Paliw Naturalnych

Dnia 23 sierpnia br. odbyło się w Katowicach 2-gie zebranie członków Rady Naukowej Głównego Instytutu Paliw Naturalnych przy współudziale dyrektorów Głównego Instytutu, Instytutu Węglowego, Instytutu Naftowego i Instytutu Torfowego oraz kierowników zakładów tych instytutów. Tematem zebrania były sprawozdania Komitetów Naukowych instytutów specjalnych, 6-letni plan działalności oraz plan inwestycyjny.

Przedterminowe wykonanie planu

Kopalnictwo Naftowe wykonało przedterminowo 3-letni plan wierceń w dniu 4 lipca 1949 r.

P. P. Krośnieńskie Kopalnictwo Naftowe wykonało przedterminowo 3-letni plan produkcji ropy, osiągając 100% planu w dniu 17 sierpnia 1949 r.

Konferencje w sprawie 6-letniego planu przemysłu naftowego

Z inicjatywy Wydziału Ekonomicznego KC PZPR odbyła się dnia 25 lipca br. w Rzeszowie pod przewodnictwem Ob. Jakubowicza, konferencja Przemysłu Naftowego w sprawie 6-letniego planu. Referaty na temat planowanego metrażu i produkcji ropy na 6-lecie oraz wskaźników technicznych wygłosili inż. W. Kulczycki i inż. M. Ptak.

Po referatach została przeprowadzona obszerna bardzo rzeczowa dyskusja, która w wyniku dała wiele cennych stwierdzeń, wskazówek i wytycznych na przyszłość. Podsumowania dyskusji dokonał Ob. Jakubowicz z Wydz. Ekonom. KC PZPR.

Taka sama konferencja na temat rozbudowy zakładów przerobczych odbyła się w Trzebini dnia 30 lipca 1949 r.

pod przewodnictwem ob. J. Guzka, szefa Wydziału Ekonomicznego KW PZPR. Referat na ten temat wygłosił dr S. Suknarowski, koreferentem był inż. M. Kozłowski. Podsumowania dyskusji dokonał nacz. dyr. CZPN mgr. T. Trawiński.

Referat psychotechniczny Instytutu Naftowego

Instytut Naftowy w Krakowie zorganizował w sierpniu 1949 r. w ramach Oddziału Społecznego referat psychotechniczny.

Do zadań tego referatu należy organizacja i przeprowadzenie badań przydatności zawodowej tak uczniów szkół naftowych jak i pracowników przemysłu naftowego.

Pierwsze badania uczniów liceum naftowego o kierunku mechanicznym oraz pracowników warsztatowych będą mogły być przeprowadzone w październiku 1949 r.

Biuro Projektowań Zakładów Przemysłu Naftowego

Zarządzeniem Min. Przem. i Handlu z dnia 21. IV. 1949 r., ogłoszonym w Monitorze Polskim, utworzone zostało Przeds. Państw. „Biuro Projektowań Zakładów Przemysłu Naftowego“ z siedzibą w Krakowie.

Przedmiotem działalności przedsiębiorstwa jest opracowywanie całokształtu dokumentacji technicznej, obejmującej projekty technologiczne, techniczne i wykonawcze, obliczenia techniczne i ekonomiczne oraz kosztorysy budynków, urządzeń i instalacji, stanowiących obiekty budowy, przebudowy lub rozbudowy zakładów przemysłu naftowego.

Zakres działania Państw. Kom. Planowania Gospodarczego

Dziennik Ustaw R. P. Nr 26 ogłasza rozporządzenie Rady Ministrów z 22 kwietnia 1949 r. w sprawie zakresu działania Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego.

Rozporządzenie to ustala termin rozpoczęcia działalności Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego na 22 kwietnia 1949 r., z którym to dniem zniesiony został Centralny Urząd Planowania i Urząd Ministra Przemysłu i Handlu.

Rozporządzenie zawiera szczegółowe przepisy dotyczące zakresu działania Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego, obejmującego kierowanie całokształtem spraw planowania gospodarczego, koordynowanie gospodarczej działalności wszystkich działów zarządu państwowego, koordynację w zakresie planowania finansowego, kierowanie sprawami planu technicznego w gospodarce narodowej, opracowywanie zagadnień rozszerzania i pogłębiania stosunków ekonomicznych z ZSRR i krajami demokracji ludowej, opiniowanie wniosków zgłaszanych na Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów, prowadzenie sekretariatu tegoż Komitetu, kierowanie działalnością w wojewódzkich urzędach planowania gospodarczego, opracowywanie zagadnień gospodarki narodowej oraz wszystkie inne sprawy, które z dniem wejścia w życie omawianego rozporządzenia należałyby do zakresu działania Centralnego Urzędu Planowania i Ministra Przemysłu i Handlu, o ile nie zostały lub nie zostaną przekazane innym ministrom i urzędom na mocy rozporządzeń Rady Ministrów, wydanych na podstawie art. 23 ustawy z 10 lutego 1949 r. o zmianie organizacji naczelných władz gospodarczych.

Statut Państw. Kom. Plan. Gospod.

Monitor Polski Nr A-28 zawiera uchwałę Rady Ministrów z 22 kwietnia 1949 r. w sprawie tymczasowego statutu organizacyjnego Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego. Państwowa Komisja Planowania Gospodarczego składa się z: Prezydium, Kierowników Zespołu, Biur: Prawnego, Wojskowego, Współpracy Gospodarczej, Departamentów: 1) Organizacyjno-Administracyjnego, 2) Przemysłu, 3) Rolnictwa i Leśnictwa, 4) Budownictwa, 5) Komunikacji i Łączności, 6) Urzędów

Kulturalnych i Socjalnych, 7) Drobnoego Przemysłu i Rzemiosła, 8) Handlu, 9) Planów Regionalnych i Lokalizacji, 10) Inwestycji, 11) Zatrudnienia, Płac i Norm, 12) Techniki, 13) Bilansów Towarowych Artykułów Przemysłowych, 14) Cen, Kosztów i Rozliczeń, 15) Finansowego, 16) Koordynacji Planów Gospodarczych. Ponadto Przewodniczącemu Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego podlegają: 1) Główny Urząd Statystyczny, 2) Urząd Patentowy R.P., 3) Polski Komitet Normalizacyjny, 4) Główny Instytut Pracy, 5) Pełnomocnik do Spraw dostaw i umów inwestycyjnych między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządami ZSRR i krajów demokracji ludowej. Przy Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego działa Główna Komisja do spraw upaństwowienia przedsiębiorstw i Sekretariat Komitetu Ekonomicznego Rady Ministrów.

Przewodniczący Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego może tworzyć zespoły departamentów i biur pod kierownictwem Kierownika Zespołu.

Ponadto tymczasowy statut organizacyjny ustala skład Prezydium oraz podział Biur i Departamentów na Wydziały.

Centralny Urząd Szkolenia Zawodowego

Na podstawie art. 23 i 26 ustawy z dnia 10. II. 1949 o zmianie naczelných władz gospodarki narodowej (Dz. U. Rz. P. Nr 7, poz. 45) został powołany do życia Centralny Urząd Szkolenia Zawodowego.

Zadaniem CUSZ w myśl Rozp. Rady Ministrów z dnia 21. VI. 1949 (Dz. U. R. P. Nr 40 z dnia 12. VII. 1949) jest przygotowanie dla podstawowych gałęzi gospodarki narodowej kadr, niezbędnych do wykonania zadań, określonych przez narodowe plany gospodarcze i zabezpieczenie prawidłowego podziału tych kadr pomiędzy poszczególne gałęzie gospodarki narodowej, w szczególności dla przemysłu, rękodziela i handlu.

Spod zakresu działania CUSZ są wyłączone szkoły wyższe oraz szkoły rolnicze.

CUSZ wykonuje swoje zadania przez:

- 1) opracowanie planów przygotowania kadr i przez kontrolę wykonania tych planów,
- 2) opracowywanie potrzebnych projektów aktów prawodawczych i zarządzeń w sprawach szkolnictwa zawodowego,
- 3) kierowanie sprawami szkolenia i przysposobienia zawodowego.

Ponadto poza sprawami czysto szkoleniowymi do zakresu działania CUSZ należy:

- a) organizowanie lub prowadzenie bezpośrednio poradnictwa zawodowego dla młodzieży i dorosłych,
- b) czuwanie nad wykonaniem obowiązku dokształcenia zawodowego,
- c) organizowanie prac naukowo-badawczych oraz publikacje i wydawnictwa szkolne.

W związku z powyższym CUSZ przejmuje wszystkie szkoły i kursy zawodowe podległe dotychczas Ministerstwu Przemysłu i Handlu oraz Ministrowi Oświaty.

Istniejące przy Centralnych Zarządach Przemysłu jednostki organizacyjne działające w zakresie szkolnictwa i przysposobienia zawodowego podlegają instrukcjom CUSZ.

Ponadto kompetencja CUSZ rozciąga się na szkoły i kursy zawodowe innych resortów w sprawach dotyczących:

- a) planów szkolenia,
- b) organizacji szkół i kursów,
- c) przyjęć do szkół i rozdziału absolwentów,
- d) programów nauczania oraz zatwierdzania podręczników.

W myśl § 10 wspomnianego wyżej rozporządzenia CUSZ wykonuje swój zakres działalności w ścisłej współpracy ze związkami zawodowymi oraz innymi organizacjami społecznymi.

Zgodnie z § 12 rozporządzenia zostają utworzone dyrekcje okręgowe szkolenia zawodowego jako terenowe organa CUSZ oraz delegatury dyrekcji okręgowych.

Termin rozpoczęcia działalności CUSZ został ustalony na dzień 21. VI. 1949.

Jak z powyższego wynika, całość zagadnienia dostarczenia gospodarce narodowej kadr kwalifikowanych pracowników została skoncentrowana w Centralnym Urzędzie Szkolenia Zawodowego.

Udostępnienie technicznych i fachowych czasopism pracownikom zakładów pracy i instytucji

Wobec zagadnienia realizacji planu sześcioletniego staje się bardzo aktualna sprawa stałego podwyższania praktycznego i teoretycznego poziomu technicznych wiadomości kwalifikowanych kadr pracowników przemysłu naftowego. Jednym z najbardziej efektywnych środków podnoszenia poziomu technicznego są czasopisma techniczne, które pogłębiają wiedzę techniczną nie tylko inżyniera, technika i majstra ale i robotnika poprzez postawione na odpowiednim poziomie artykuły.

W związku z tym, że wychodzące czasopisma techniczne ukazują się w małym nakładzie i są wysokie w cenie, Departament Techniki Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego rozesłał do podległych zakładów pracy i instytucji pismo ogólne nr 5 z dnia 12 lipca br. w sprawie udostępnienia technicznych i fachowych czasopism swoim pracownikom. Poniżej podajemy w skrócie główne wytyczne tego okólnika:

Wydawnictwa czasopism technicznych powinny dobierać tematy artykułów, odpowiadające potrzebom naszego życia gospodarczego i powinny posiadać poziom taki, by docierały tak do inżynierów i techników jak i ogółu kwalifikowanych robotników przez wydawanie czasopism na wyższym i niższym poziomie.

Kierownictwa zakładów pracy i instytucji przy pomocy odpowiedniej propagandy winny przyzwyczajać personel techniczny zakładów do systematycznego czytania czasopism technicznych. W tym celu obowiązane są do prenumerowania czasopism technicznych na niższym poziomie w ilości 1 egzemplarza na każdych 50 zatrudnionych pracowników przy odpowiednich fachowych pracach. Czasopisma na wyższym poziomie winny być abonowane w ilości 1 egz. na 20 inżynierów lub techników danej specjalności. Wszystkie zakłady pracy i instytucje winny prenumerować co najmniej 1 egz. ogólnotechnicznego czasopisma „Przegląd Techniczny” oraz czasopismo popularyzujące problemy techniki pt.: „Horyzonty Techniki” w ilości 1 egz. na 100 pracowników.

Abonowane przez zakłady i instytucje czasopisma winny być kierowane do bibliotek, ewidencjonowane i zaopatrywane w specjalną kartę obiegową celem ewidencji i kontroli czytających. Po wyczerpaniu czytelników czasopisma są włączone w skład biblioteki technicznej zakładu wzgl. instytucji.

Powyższe zasady obiegu czasopism technicznych dotyczą także prenumerowanych przez zakłady i instytucje czasopism zagranicznych.

Akcja abonowania czasopism technicznych dla zakładów pracy i instytucji winna być ukończona do dnia 1. IX. br. odnośnie prenumerat na rok 1949 względnie do dn. 1. XI. br. odnośnie abonamentów na rok 1950. Właściwe organy nadzorcze powinny sprawdzić wykonanie akcji abonowania czasopism technicznych.

Wszystkie przedsiębiorstwa i instytucje winny w swoich budżetach na r. 1950 przewidzieć odpowiednie sumy na opłatę abonamentu za czasopisma techniczne.

Celem doboru i sposobu opracowania tematów w czasopismach technicznych, obowiązane są zakłady pracy i instytucje oraz zatrudnieni w nich pracownicy do wyrażania redakcjom zainteresowanych czasopism swych uwag i życzeń odnośnie treści, doboru i sposobu opracowania tematów, które następnie powinny być rozpatrzone przez odpowiednie komitety redakcyjne. Poza tym czasopisma techniczne winny w ciągu IV kwartału br. i I kwartału 1950 r. zorganizować konferencję z czytelnikami dla omówienia tematyki i sposobu opracowania artykułów.

Specjalny numer „Nafty”

Następny numer „Nafty” będzie poświęcony 6-letniemu planowi technicznemu w przemyśle naftowym. Oprócz wstępu będzie zamieszczonych 5 artykułów specjalnych z różnych dziedzin przemysłu naftowego. Celem tego specjalnego wydawnictwa będzie poinformowanie czytelników o tezach i założeniach 6-letniego planu technicznego oraz wywołanie dyskusji na ten temat.

Bibliografia naftowa

Wiertnictwo

Nowy elektryczny żuraw przewoźny. Anonim, Portable Electric Rig Presents New Features. *World Petroleum*, 19, 4, 72, 1948. Artykuł zawiera opis nowego żurawia skonstruowanego dla „Shell Oil Co.“. Cena tego żurawia wynosi 250 000 dol. Żuraw posiada dwie pompy płuczkowe, jeden podwójny zbiornik płuczkowy, jeden zbiornik dla chemicznej obróbki płuczki, trzy 12-cylindrowe motory gazowe oraz przynależny do nich 200 KW generator, 500 HP motor wyciągowy. Wszystko to jest zmontowane na kołach. Stół rotacyjny napędzany jest osobnym 250 HP motorem. Podany jest również opis urządzeń pomocniczych oraz przyrządów kontrolnych, w jakie jest żuraw zaopatrzony.

H. G.

Płuczka ropna na polach naftowych Mid-Continent. T. Randolph, Oil-base Mud in Mid-Continent Area. *Oil and Gas Journal*, 47, 4, 78, 27. V. 1948. W wielu wypadkach stosowanie płuczki wodnej prowadzi do powstawania szkód w odwiercie. Do takich należą:

- 1) pęcznienie ilów w piaskowcach,
- 2) hamowanie wypływu ropy przez wodę,
- 3) trudności usunięcia omułki ze ścian odwiertu.

Najważniejszą z nich jest sprawa pęcznienia ilów i łupków w piaskowcach.

Wysokość, jaką posiada płuczka ropna nad wodną, można wyrazić w następujących punktach:

- 1) różnica w ciężarze od 7,8 do 16 funtów/gal.,
- 2) żadne straty płynu,
- 3) na płuczce nie działa sól, anhydryt, cement itp.,
- 4) omulka ścian jest rozpuszczalna w ropie,
- 5) nie czyni szkód w piaskowcu.

Autor podaje wiele przykładów z zastosowania płuczki ropnej na różnych polach, tak przy normalnym wierceniu, jak również przy innych czynnościach takich, jak przy rdzeniu, likwidacji odwiertów, instrumentacji i przewiercaniu pęczniających łupków.

Stosowanie płuczki ropnej wymaga pewnych dodatkowych urządzeń, jak: posypanie podłogi szybu trocinami, używanie gumy nierozpuszczalnej w ropie itd. H. G.

Nowy przyrząd elektronyowy do oznaczania miejsca przychwycenia kolumny rurowej. H. Dawid, New Electronic Tool Determines Sticking Point of Frozen Pipe. *Oil and Gas Journal*, 47, 6, 107, 10. VI. 1948. Autor podaje opis przyrządu, przy pomocy którego można przeprowadzać następujące pomiary:

- 1) Oznaczenie, czy rury przychwycane są powyżej czy poniżej uszczelnacza.
- 2) Stwierdzenie możliwości wyciągnięcia całej kolumny rur.
- 3) Ustalenie poziomu cementu w odwiercie.
- 4) Ustalenie położenia zwornika w przewodzie wiertniczym.

Aparat składa się z dwóch elektromagnesów w połączeniu z przyrządem teleskopowym i aparatem elektronyowym. Gdy zapuścimy przyrząd do miejsca pomiaru, wzbudzone elektromagnesy przylegają do ścian rur. Następnie napina się z góry rury, które przez to ulegają pewnemu wydłużeniu. Zmiana położenia danego punktu rur w stosunku do elektromagnesów jest notowana przez aparat elektronyowy. Czułość aparatu jest bardzo znaczna, gdyż rejestruje on przesunięcia w granicach do 0,001 cala. Pomiar przeprowadza się w ten sposób, że ustala się taki punkt, w którym rury nie ulegają wydłużeniu.

W artykule znajdujemy szereg przykładów zastosowania powyższego przyrządu. H. G.

Wydobywanie ropy

Postęp w metodach wydobywania ropy. J. J. Zunino, Evaluation of Oil Exploratory Methods. *World Oil*, 126, 6, 13, (7. VII. 1947). Przy poszukiwaniach za ropą należy ustalić:

- 1) czy występują skały osadowe,
- 2) czy skały te posiadają odpowiednią porowatość i przepuszczalność,
- 3) czy istnieją skały izolujące złoża (cap rock),
- 4) czy istnieją skały macierzyste,

- 5) czy metamorfizm nie spowodował rozkładu ropy,
- 6) czy istnieje odpowiednia struktura geologiczna,
- 7) czy akumulacja ropy mogła być spowodowana przez cyrkulację wody.

Artykuł omawia następnie znaczenie każdego wyżej podanego problemu, oraz podaje metody ich badań. H. G.

Pompy odwadniające horyzonty zawodnione. R. Sneddon, Pumps De-water Flooded Oil-Zone. *Petroleum Engineer*, 18, 13, 51, (IX. 1947). Autor podaje historię pola naftowego „Kern River“, w Kalifornii. Wydobywanie wody było tutaj zawsze poważnym problemem, co doprowadziło do zaniechania kopalni w r. 1925. Począwszy od r. 1940 uruchomiono stopniowo poszczególne odwierty, opracowując równocześnie jednolity plan odwadniania. Użyto do tego celu turbin, które mogły pompować w dużych ilościach wodę z odwiertów kluczowych (specjalnie wybranych). Usuwając wodę z tych odwiertów, obniżono jej poziom w złożu, co pozwalało na uruchamianie coraz większych ilości odwiertów produktywnych. W r. 1940 uzyskano 2075 akrow stonkowo wolnego od wody piaskowca ropnego. Do r. 1943 powierzchnię tę zwiększono do 2925 akrow, na której znajdowało się 2003 odwiertów produkujących łącznie 271 318 bar. ropy i 6 361 295 bar. wody miesięcznie. Obecnie istnieje 3300 akrow wolnego od wody piaskowca, z którego eksploatuje 2237 odwiertów produkujących 291 660 baryłek ropy i 50 050 98 bar. wody miesięcznie.

W artykule podane zostało również wiele aspektów odnośnie procesu odwadniania. H. G.

Stosowanie zawadniania wodą słoną na polach Wschodniego Teksasu. W. S. Morris, Salt Water Injection and Pressure Maintenance in the East Texas Oil-field. *Petroleum*, 10, 209, IX. 1947. Na Polach Teksasu, odznaczających się spadkiem ciśnienia złożowego, zastosowano metodę wtłaczania wody słonej, którą czerpie się z horyzontu Woodbine.

Wtłaczania wody słodkiej zaprzestano zupełnie na tym obszarze. Ocenia się, że od tego czasu wydobyto ze złoża ok. 600 milionów dodatkowej ropy.

Do pracy załączone są dane statystyczne. H. G.

Stosunek minerałów ilastych do powstawania i wydobywania ropy. R. E. Grim, Relation of Clay Mineralogy to Origin and Recovery of Petroleum. *Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol.* 31, 1491—1499, 1947. Artykuł omawia znaczenie składu ilów i łupków dla powstawania ropy i gazu. Materiał ilasty tworzący osady jest produktem zmian diagenetycznych w okresie akumulacji. Autor opisuje te zmiany, opierając się na najnowszych spostrzeżeniach. Stosunki materiałów ilastych w pewnych warunkach są czynnikiem zasadniczym, warunkującym przetwarzanie materii organicznej w ropę naftową.

Własności minerałów ilastych zostały w powyższym artykule omówione jako podstawa do analizy działania wody, zawierającej pewne elektrolity, a przepływającej przez piaskowiec.

Autor jest zdania, że najważniejszym czynnikiem, wpływającym na wydobywanie ropy, jest charakter materiału ilastego, zawartego w piaskowcach. H. G.

Wtórne metody eksploatacji złóż ropy w Niemczech. W. Ruhl, Secondary Recovery of Crude Oil in Germany. *Producers Monthly*, V. 1948, 13, 7, 16. W artykule omówiono rozwój przemysłu naftowego w Niemczech. Większość złóż ropnych przywiązana jest tu do wyśado solnych w cechsztynie. Ponadto złoża te charakteryzują się znacznymi zaburzeniami tektonicznymi, uskokami itp. Złoża niemieckie posiadają mało gazu, niską energię oraz mały współczynnik wydajności. Przyczyny te wywołały konieczność zastosowania tu wtórnych metod eksploatacji. Niestety, potrząskanie pól naftowych na odrębne bloki zmniejsza zakres działania tego zabiegu.

Jako wtórne metody eksploatacji złóż ropy w Niemczech stosowane są: odbudowa górnicza, nagazowanie złóż i zawadnianie złóż. Autor opisuje, jak stosuje się te metody na poszczególnych polach. Podaje on również, że w opracowaniu znajdują się metody chemiczne i metody termiczne. H. G.

Aparat do mierzenia ilości gazów w odwiertach. E. Morgan, D. W. Read, L. L. Gray, Meter for Measuring Distribution of Gas Flow in Well Bores. *Petroleum Technology*, 10, 6, 1—16. Do mierzenia szybkości wypływu gazu, autorzy proponują użycie anemometru (hot-wire). Aparat ten zapuszcza się do odwiertu w sposób ciągły, jednakowoż szybkość tego zapuszczania musi być mała i uzależniona od wypływu gazu. Anemometr cechuje się przez przepuszczanie przez niego znanych ilości gazu.

Podana jest również pewna ilość przykładów użycia tego aparatu. Gdy wtłaczamy gaz, jest możliwe obliczenie efektywnej przepuszczalności pokładów.

W omawianym artykule podany jest opis konstrukcji aparatu i różnych odmian tej konstrukcji. H. G.

Transport i magazynowanie

Ochrona przed korozją rurociągów. E. W. Unruhi E. M. Waikins, Rust Prevention in Products Pipelines. *Oil and Gas Journal*, 47, 7, 63, 17. VI. 1948. Podano tu opis właściwości nowego inhibitora, Sinclair RD-119 oraz wyniki laboratoryjnych prób jego stosowania. Koncentracja, w jakiej może być on stosowany, wynosi ok. 0,006—0,007% objętości.

Doświadczenie wykazało, że zupełną ochronę przed rdzewieniem można uzyskać przy niższej koncentracji inhibitora, oraz gdy się go zastosuje raczej w prądzie aniżeli w systemie statycznym.

Autor podaje, że skład chemiczny nowego inhibitora jest tajemniczą wynalazcy. H. G.

Magazynowanie gazu ziemnego w podziemnych rurach. D. V. Meiller, Storage of Natural Gas in Underground Pipe Sections. *J. Western Soc. Engineers*, V. 1948, 5, 3, 1, 19. Dla pokrycia szczytowych okresów zapotrzebowania gazu, konieczne są zbiorniki magazynowe dla gazu. Używa się do tego celu:

1. Niskociśnieniowe zbiorniki gazowe.
2. Zwykłe wysokociśnieniowe zbiorniki gazowe, nadziemne, dla ciśnień 60—100 psi.
3. Magazynowanie gazu ziemnego w stanie płynnym przy niskiej temperaturze i normalnym ciśnieniu.
4. Gaz absorbowany w propanie, bądź przy niskich temperaturach i normalnych ciśnieniach, bądź też przy normalnych temperaturach i wysokich ciśnieniach.
5. Inne metody, jak absorbcja.
6. Magazynowanie w zakopanych rurach przy wysokim ciśnieniu.

Sposób magazynowania winien odpowiadać następującym wymogom:

- a) warunkom bezpieczeństwa,
- b) łatwej instalacji,
- c) niskim kosztem inwestycyjnym i ruchowym,
- d) łatwej obsłudze.

Uznano, że najlepszą metodą jest magazynowanie gazu w zakopanych rurach. Magazyn taki składa się z rur stalowych bez szwu, dług. 40 stóp i średn. 24 cale. Rury te połączone są przy pomocy 1½ calowego przewodu. Gaz jest magazynowany przy ciśnieniu 2240 psi. Przy tym ciśnieniu może być zamagazynowane ok. 43% więcej gazu, aniżeli

to wynikałoby z obliczeń teoretycznych. Magazyn na 40 milionów stóp sześć. został zbudowany w ciągu 6-ciu miesięcy, przy kosztach ok. 55 dol. na 1000 stóp sześć.

Do budowy użyto stali 1780 API. Każda sekcja posiadała pojemność ok. 25 tys. stóp sześć. przy ciśnieniu 2240 psi. Jednostka magazynowa obejmuje 40 sekcji. Rury magazynowe są izolowane masą bitumiczną i owinięte bandażem azbestowym.

Dla zapobiegania zamarzaniu wentyli przy wypuszczaniu gazu, zamontowany jest podgrzewacz parowy. Przy danej metodzie można magazynować ok. 75—80 milionów stóp sześć. gazu na przestrzeni 160 akrów. H. G.

Różne

Program prac laboratorium Cartera. L. S. Mc Cashlin Jr., Research Programme for Required Data. *Oil and Gas Journal*, 47, 3, 205, 20. V. 1948. W powyższym laboratorium w Tulsa opracowywane są następujące problemy:

- 1) Studia i analizy złoża w celu ustalenia teorii o pochodzeniu i akumulacji ropy.
- 2) Ustalenie najlepszych metod poszukiwań ropy (metody geofizyczne).
- 3) Problem wydobywania ropy, który dzieli się na:
 - a) zachowanie się cieczy w porowatym medium,
 - b) problem wtórnej eksploatacji złóż ropnych,
 - c) zmniejszenie kosztów wydobycia.
- 4) Ustalenie najodpowiedniejszych narzędzi i urządzeń dla wierceń i wydobywania. H. G.

Czynniki wpływające na mierzoną pozornie odporność pokładów. S. J. Pirson, Factors Affecting Measured Apparent Formation Resistivities. *Oil and Gas Journal*, 46, 29, 63, 22. XI. 1947. Czynniki wpływającymi na różnicę pomiędzy odpornością pozorną a rzeczywistą są: obecność płynu w odwiercie o odporności p_m , występowanie prawdopodobnej strefy objętej płynem z odwiertu o odporności p_1 , układ elektrod oraz miąższość pokładów. Wyprowadzone wzory dają podstawę do skonstruowania wykresów odporności $\frac{x}{a}$ w stosunku $\frac{p_2}{p_1}$ gdzie x jest odległością elektrody od granic, a jest rozstawem elektrod, $\frac{p_2}{p_1}$ oznacza stosunek odporności dla dwóch mediów. W celu obliczenia odporności rzeczywistej przyjmujemy, że krzywe odporności dla dwóch sąsiednich granic sumują się. Więc przyjmując, że rozstaw elektrod jest znany, a miąższość pokładu uzyskamy z krzywej potencjalnej, możemy uzyskać na podstawie wykresu krzywą rzeczywistej odporności. H. G.

Przegląd światowych pól naftowych. Anon., Survey of World Oil Fields. *Oil and Gas Journal*, 46, 34, 171, 27. XII. 1947. Artykuł podaje pola naftowe świata z wyszczególnieniem roku odkrycia, liczby odwiertów produkujących samoczynnie i pompowaniem, głębokości odwiertów, przeciętnego dziennego wydobycia, dotychczasowej łącznej produkcji, ilości otworów wierconych, formacji produktywnej i ciężaru gat. ropy. 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 Cieśliński

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-57341