2505 / III cz 62

NAFTA

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

LISTOPAD 1949
Nr 11 ROCZNIK V

P.626/49
BIBLIOTEKA POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ

TREŚĆ:

Strona

1. Inż. Zbigniew Wyszyński: Badanie rdzeni wiertniczych (dokończenie) 293
2. Dr Inż. Stefan Pawlikowski: Działanie elektrycznych wyładowań koronowych na gaz ziemny (dokończenie) 297
3. Dr Inż. Stanisław Rachfał: Obwałowanie zbiorników na ropę i produkty naftowe 305
4. Benzyna syntetyczna w Stanach Zjednoczonych A. P. 308
5. Inż. Bronisław Fleszar: Nafta na Bliskim i Dalekim Wschodzie (dokończenie) 310
6. Wynalazczość i usprawnienia w przemyśle naftowym 320
7. Przegląd zagraniczny 325
8. Kronika 327
9. Bibliografia naftowa 327

„Нефть" № 11. Ноябрь 1949. Нефтяной Институт, Польша, Краков, Лобзовская 49

ОГЛАВЛЕНИЕ:

Стр.

1. Инж. З. Вышински: Исследование буровых образцов (окончание) 293
2. Др Инж. С. Павликовски: Действие электрических щлипсных разрядов на нефтяной газ (окончание) 297
3. Др Инж. Ст. Рахфал: Обведение валами резервуаров для нефти и нефтяных продуктов 305
4. Синтетический бензин в С. Ш. А. 308
5. Инж. Б. Флешар: Нефть на Блиском и Далёком Востоке (окончание) 310
6. Изобретательность и рационализация в нефтяной промышленности . . 320
7. Иностранная хроника 325
8. Хроника 327
9. Нефтяная библиография 327

„Petroleum" Nr 11. November 1949. Petroleum Institute, Poland, Kraków, Łobzowska 49

CONTENTS:

Page

1. Zbigniew Wyszyński: The Analysis of Formation Samples (concluded) 293
2. Dr Stanisław Pawlikowski: The Influence of Electrical Emissions of the Natural Gas (concluded) 297
3. Dr Stanisław Rachfał: The Embankment of Petroleum Reservoirs (concluded) 305
4. The Synthetic Gasoline in U. S. A. 308
5. Bronisław Fleszar: The Middle East and Far East Petroleum Industry (concluded) 310
6. Invention and Improvement in the Petroleum Industry 320
7. Foreign Review 325
8. Current News 327
9. Bibliographie of Peroleum 327

POLITECHNIKA ŚLĄSKA BIBLIOTEKA GŁÓWNA w Gliwicach

NAFTA

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

REDAGUJE INSTYTUT NAFTOWY

Rok V | Listopad 1949 r. | Nr 11

Inż. Zbigniew Wyszyński

Badanie rdzeni wiertniczych

Dokończenie

D. Pomiary zasolenia wód wgłębnych

Stwierdzenie źródła pochodzenia wód wgłębnych, napotykanych podczas wiercenia otworu, specjalnie otworu poszukiwawczego, posiada wielkie znaczenie dla wiertnika i geologa, a to zarówno ze względu na kontrolę przewiercanych warstw jak i na ułożenie sobie przez niego odpowiedniego programu zarurowania w związku z zamknięciem nawierconych horyzontów wodnych.

Wgłębne solanki zawierają dużo większe ilości soli niż zwykła woda morska. Należy więc przypuszczać, że zaszły poważne zmiany w składzie chemicznym tych wód z biegiem czasu geologicznego. Pomiędzy solankami w różnych warstwach i horyzontach istnieją znaczne różnice zarówno w koncentracji soli jak i w składzie chemicznym. Solanki te zawierają przeważnie sole następujące: chlorki, siarczany, azotany, węglany i dwuwęglany alkaliów i minerałów ziem alkalicznych (sodu, potasu, magnezu, wapna, baru i litu). Często spotyka się żelazo, glin i krzem w małych ilościach, czasami znaleźć można także siarkowodór oraz dwutlenek siarki w roztworze. Stosunek wyżej wymienionych związków do siebie, jak również inne cechy stwierdzone w solankach, ułatwiają określenie przynależności danej solanki do danego horyzontu. W ten sposób pewne warstwy mogą być identyfikowane i korelowane od otworu do otworu.

W niektórych zagłębiach naftowych skład chemiczny wód wgłębnych wykazuje wpływ wywierany na nie przez towarzyszące im węglowodory. I tak np. w wielu wypadkach stwierdzono, że woda występująca w towarzystwie ropy wykazuje wybitny brak siarczanów, a za to duże zawartości węglanów. Istnieją podstawy do przypuszczania, że zjawisko to jest wynikiem redukcyjnego działania materii organicznej podczas jej rozkładu i tworzenia się ropy. Może ono jednak również być wynikiem powolnej redukcji siarczanów przy długotrwałym kontakcie wód z ropą w pewnych warunkach ciśnienia i temperatury. Redukcja siarczanów na siarczki połączona jest więc z tworzeniem się węglanów, których ilość wzrasta w ten sposób niepomiernie. W wyniku tych reakcji powstaje niestały siarczek żelaza, nadający charakterystyczny niebieski kolor iłom i łupkom. Brak siarczanów tłumaczy się też nieraz obecnością baru i strontu. Pewne bakterie anaerobowe, zdolne do życia w ropie, mogą przetwarzać siarczany w siarczki. Na polach naftowych w Appalachach (Stany Zjedn.) towarzyszące ropie wody o zagęszczonych chlorkach zawierają także znaczne ilości wapnia. Wody te są bardzo ubogie w siarczany, ale zwykle nie zawierają także i węglanów — i to stanowi ich cechę charakterystyczną.

Oprócz tych danych potrzebnych dla celów korelacyjnych, badanie składu chemicznego wód wgłębnych daje nam potrzebne wskazówki przy zamykaniu tych wód za pomocą cementowania. Znajomość składu chemicznego solanek pozwala na użycie sposobów zabezpieczających rury produkcyjne przed korozją.

Inną dziedziną zastosowania wyników analizy chemicznej solanek są zagadnienia eksploatacyjne. Wreszcie badania chemiczne solanek pomogą nam w naukowych dociekaniach nad pochodzeniem ropy i nad znalezieniem jej skały macierzystej.

Powszechnie sądzi się, że gęstość ropy przy zetknięciu z wodami wgłębnymi wzrasta. Fakt ten da się wytłumaczyć redukcją rozpuszczonych w wodzie siarczków przy zetknięciu się z ropą. W wyniku tych reakcji powstaje siarkowodór, a węgiel poprzednio związany z wodorem, tworzy obecnie węglany lub dwutlenek węgla. Jest zaś faktem ustalonym, że przy zetknięciu z siarczkami ropa zwiększa swoją gęstość i wiskozę wskutek tworzenia się złożonych związków siarko-węglowodorowych.

Temperatura odgrywa niewątpliwie także bardzo ważną rolę, wpływając na zdolność rozpuszczającą wód wgłębnych. Temperatura ta wzrasta z głębokością i może dochodzić do 38, a nawet 93°C przy głębokościach od 1000 do 2700 m. Wody nasycające się łatwo przy tak wysokich temperaturach, mogą podczas chłodzenia łatwo strącać zawarte w nich sole w formie materiału cementującego ziarna piaskowca, do którego mogą

się w międzyczasie dostać. Wzajemne oddziaływanie chemiczne dwu gatunków wód może mieć podobny wpływ. Istnieje mniemanie, że spotykane w otworach naftowych wielkie nagromadzenia soli z solanek, powodujące nieraz zatkanie porów skały produktywnej, spowodowane jest takimi właśnie reakcjami, jakkolwiek przyznać należy, że w niektórych wypadkach mogą one być spowodowane zwyczajnym parowaniem wody, przyspieszonym wskutek wydzielania się gazu. Powoduje to zagęszczenie, a nawet czasem przesycenie solanki w otworze.

Przy wierceniu metodą „rotary" wszelkie solanki wchodzące do otworu zostają natychmiast zmieszane z płuczką, tak że badanie ich wprost napotyka na wielkie trudności. Trudności te łatwo jest przezwyciężyć, badając wodę zawartą w porach skały wydobytej w rdzeniu. Oczywiście należy pamiętać, że woda z płuczki także przedostaje się do tych porów zmieniając skład chemiczny wody wgłębnej. Istnieją jednak metody na pokonanie tych trudności w postaci np. barwików dodawanych do płuczki, które pokazują w rdzeniu, jak daleko woda odsączona z płuczki weszła do niego.

Pomiar zasolenia wody zawartej w porach skały wydobytej w rdzeniu polega na określeniu ilości jonów chlorowych, jaką można z próbki wydobyć, przy założeniu, że w samym piasku nie ma nierozpuszczonych chlorków. Po zmieleniu do wielkości ziaren, osuszeniu i zważeniu wsypuje się próbkę do kolbki, nalewa się 120 ml wody destylowanej i wstrząsa się mocno przez 3—4 minut. Następnie zatkawszy kolbkę zostawia się ją w spokoju co najmniej przez godzinę dla odstania, po czym odfiltrowuje się wodę. 50 ml filtratu wlewa się do mniejszej kolbki, jeśli trzeba — neutralizuje się, po czym miareczkuje się, używając azotanu srebra, a jako indykatora — chromianu potasowego. Jeśli ilość ropy w próbce przekracza 4 ml na 100 g próbki, należy próbkę przed suszeniem przemyć kilkakrotnie rozpuszczalnikiem wolnym od chlorków.

Podczas opracowywania tej metody, która daje zupełnie zadawalające wyniki, wykonywano następujące doświadczenia:

Brano próbki rozmaitych piasków, od ilastych i słabo zróżniczkowanych do jednolitych i gruboziarnistych, ekstrahowano je dopóty, dopóki przestały wykazywać jakąkolwiek zawartość jonów chlorowych, po czym dodawano do nich solankę w znanej ilości i o znanym składzie chemicznym. Następnie próbki tak nasycone suszono, ekstrahowano i miareczkowano. W ten sposób stwierdzono, że ilość jonów chlorowych w ekstrahowanej próbce skały jest wielkością niewymierną. Stąd też wiadomo, że metoda wyżej podana daje nam filtrat zawierający — praktycznie biorąc — całkowitą ilość jonów chlorowych pochodzących z solanki. Stosowanie ciepłej wody posiada małe znaczenie. Jednakże suszenie próbki w temperaturze wyższej niż 93°C powoduje straty jonów chlorowych. Należy więc próbkę suszyć przy niskiej temperaturze, najlepiej stosując suszarkę elektryczną o kontrolowanej temperaturze.

E. Pomiar wielkości ziaren

Wielkość ziaren, a zwłaszcza ilościowa proporcja poszczególnych wielkości ziaren w piaskowcu, jest czynnikiem, od którego zależy porowatość. Jeśli zaś chodzi o przepuszczalność, to wpływ tego czynnika jest jeszcze większy. Piaskowce o ziarnach mniej więcej jednakowej wielkości posiadają zwykle największą porowatość. Piaskowce, w których ziarna mniejsze wypełniają pory pomiędzy ziarnami większymi mają porowatość zmniejszającą się przy zwiększającym się stopniu zróżniczkowania wielkości ziaren. Im mniejsze ziarna, tym większe siły kapilarne występują w porach piaskowca i tym trudniejszy jest wpływ ropy z głębi złoża do otworu eksploatacyjnego.

Pomiar wielkości ziaren w laboratorium kopalnianym odbywa się przy pomocy przesiewania przez zestaw znormalizowanych sit. Zanim jednak przystąpimy do przesiewania, należy próbkę do tego przygotować. A więc najpierw należy ją rozkruszyć do wielkości ziaren. Materiał słabo scementowany łatwo jest rozkruszyć w moździerzu porcelanowym o gładkich powierzchniach, naciskając lekko tłuczkiem. Można też zrobić to, rozbijając próbkę lekko małym młoteczkiem. Inną metodą jest zastosowanie chemikaliów, które w stanie ciekłym wchodzą w pory piaskowca, po czym krystalizując i powiększając przy tym swoją objętość, powodują rozsadzanie skały na ziarna składowe. Hanna i Driver podają, że jakikolwiek związek, który rozpływa się we własnej wodzie krystalizacyjnej, np. aceton sodowy lub tiosiarczan sodowy, nadają się do tego celu. Na parowniczce umieszcza się kawałki próbki i nalewa się mniej więcej równą objętość związku, dodając parę kropel wody. Związek rozpuszcza się przy lekkim podgrzaniu, wchodzi w pory skały i podczas chłodzenia krystalizuje i rozsadza ziarna. Jest to metoda szybka, łatwa i można ją powtarzać dowolną ilość razy, jeśli zachodzi tego potrzeba. Jeszcze inna metoda polega na nasycaniu próbki wodą a następnie zamrażaniu jej — potrzebna jest do tego lodówka. Można też uciec się do kolejnego zanurzania próbki w zimnej wodzie i podgrzewania jej: różnice współczynnika rozszerzalności powodują kruszenie się i pękanie skały. Należy unikać tłuczenia i rozcierania próbki, gdyż przy tej operacji nie obejdzie się bez naruszenia samych ziaren. Czasem jednak w wypadku bardzo twardej skały trzeba się będzie uciec i do tej metody. Oglądnięcie próbki pod lupą stereoskopową pozwoli nam stwierdzić czy stopień rozkruszenia jest dostateczny; jeśli tak, to przystępujemy do dalszych czynności. Jeśli stosowaliśmy chemikalia, musimy ziarna przemyć, aby wszelkie ich ślady usunąć. Robi się to na sączku w lejku, używając wody destylowanej. Jeśli próbka zawiera ropę lub nawet jej ślady, musimy je usunąć za pomocą wypłukiwania przy użyciu czterochlorku węgla lub innego rozpuszczalnika. Z kolei należy próbkę starannie wysuszyć w suszarce elektrycznej lub w braku tejże, nad kąpielą piaskową albo gorącą płytą blaszaną. Następnie waży się próbkę na wadze o dokładności do ok. 5 mg. Dopiero tak przygotowaną próbkę

wsypuje się na sito i rozpoczyna się samą czynność przesiewania.

Najpowszechniej stosowany jest zestaw sit Tylera, składający się z 11-tu sit, przy czym otwory każdego sita są o $\sqrt{2}$ większe od otworów sita poprzedniego w serii.

Sita układamy od góry ku dołowi w porządku od największych otworów do najmniejszych. Umieszczamy próbkę, uprzednio zważoną, na najwyższym sicie, przykrywamy najwyższe sito pokrywą, zaś pod najniższe sito podstawiamy odpowiednie naczynie odbierające, po czym wprawiamy całość w ruch obrotowo-wstrząsany ręcznie, lub lepiej — za pomocą specjalnej maszyny (np. „RO-TAP"). Wszystkie sita, pokrywa i denko łączą się ze sobą ściśle i szczelnie, tak aby nawet najmniejsze ilości piasku nie mogły się wysypać ani przedostać z jednego sita do drugiego nie przesiane. Po półgodzinnym wstrząsaniu sita się rozdziela i waży się zawartość każdego z nich. Wyniki zestawia się na wykresie, tzw. blokowym (histogramie). Na wykresach tych odcięte przedstawiają pewne funkcje wielkości otworów sit, zaś rzędne — procent ziaren zatrzymanych na poszczególnych sitach. Inny sposób przedstawiania wyników analizy sitowej, to ujęcie ich w krzywą kumulatywną.

Wspomnieć należy jeszcze o tzw. „module drobnoziarnistości". Moduł ten dla każdego poszczególnego ziarna jest funkcją logarytmiczną jego średnicy. Jest to termin służący do określania stopnia rozdrobnienia agregatów ziaren, np. dla betonu. Dla oznaczenia tego modułu przesiewa się piasek przez zestaw sit A. S. T. M. No. 100, 50, 30, 16, 8, 4, $^3/_8$, $^3/_4$ i $^1/_2$" albo przez ich B.S. równoważniki, tj. 100, 52, 25, 14, 7 mesh i $^3/_{16}$, $^3/_8$, $^3/_4$ i $^1/_2$ cala (obydwie te serie sit mają otwory o wielkościach pozostających do siebie w stosunku jak 1:2:4:8:16 itd). Moduł rozdrabniania otrzymuje się przez dodanie do siebie kumulatywnych ilości ziaren zatrzymanych na poszczególnych sitach, wyrażonych w procentach i następne podzielenie ich przez 100. Moduł jest więc niczym innym jak liczbą proporcjonalną do wielkości pola znajdującego się pod krzywą wykreśloną na podstawie procentowej zawartości poszczególnych wielkości ziaren w piasku.

F. Pomiar ciężaru właściwego ropy

Pomiar ciężaru właściwego ropy napotkanej w badanej próbce jest szczególnie ważny w tym wypadku, gdy próbka pochodzi ze złoża dotąd nieeksploatowanego. Znajomość ciężaru właściwego potrzebna nam jest do obliczania nasycenia złoża ropą, a co za tym idzie, obliczenia zasobów ropy. Przed wykonaniem pomiaru należy próbkę ropy osuszyć dokładnie z wilgoci. Suszenie to odbywa się w ten sposób, że pozostawia się próbkę ropy w ścisłym kontakcie z chlorkiem wapnia przez pewien okres czasu.

Ponieważ zwykle przy badaniach rdzeni wiertniczych mamy do czynienia z bardzo niewielkimi ilościami ropy, używamy do pomiaru jej ciężaru właściwego specjalnie małego piknometru o pojemności zaledwie 2 ml. Ważymy piknometr pusty, napełniamy go ropą i ważymy ponownie. Następnie przeliczamy uzyskany ciężar ropy na 1 litr.

Istnieją inne metody pomiaru ciężaru właściwego ropy, polegające na zależności pomiędzy ciężarem właściwym a porowatością. Bierze się pasek bibuły (sączek) o szerokości 6 mm i zanurza się go na dług. 5 mm w ropie (jednym końcem), po czym mierzy się czas potrzebny na podniesienie się ropy w bibule na wysokość $1^1/_2$ cm.

G. Badania litologiczne

Mają one na celu określenie typu skały, jej ogólnego wyglądu, tekstury, pewnych cech charakterystycznych jak uwarstwienie, przewarstwienia, szczelinowatość, łupliwość itp. Badania te są ważne dla celów korelacji horyzontów roponośnych oraz dla identyfikowania przewiercanych warstw. Może się czasem zdarzyć podczas wiercenia, że wskutek wysokiego ciśnienia płuczki wiertniczej napotkane ślady ropy ujdą uwadze wiertacza i często nawet dość dobry horyzont roponośny zostaje przewiercony. Jeżeli jednak potrafimy określić na pierwszy rzut oka, czy dana próbka posiada cechy charakterystyczne związane z horyzontem, możemy takich pomyłek uniknąć. Znając upad warstw będziemy wiedzieli, jak uniknąć ewentualnego krzywienia otworu, a co najważniejsze, będziemy mogli określić sposób zalegania poszczególnych warstw, wykryć niezgodności w zaleganiu itp.

Badając rdzenie wiertnicze należy zwrócić uwagę na następujące dane:

a) typ skały, jej teksturę i ogólny wygląd,
b) kąt upadu i jego kierunek,
c) charakter uwarstwienia,
d) wszelkie przewarstwienia i ich charakter,
e) łupliwość i jej główny kierunek, szczelinowatość, spękanie, stopień wymycia, charakter spoiwa.

H. Dane stratygraficzne

Podobnie ważne znaczenie dla identyfikowania przewiercanych warstw i ich korelacji posiada badanie i odpowiednia interpretacja wskazówek paleontologicznych i składu petrograficznego skał przewiercanych.

1) Wskazówki paleontologiczne

Oglądając rdzeń uważnie, cały i pokruszony, zauważymy często obecność pewnych skamielin gołym okiem. Jednak największe znaczenie posiadają dla celów korelacji próbek mikroskamieliny, a mikropaleontologia, szczególnie zaś dobra znajomość otwornic, może być bardzo przydatna. Dlatego próbki oglądać należy zawsze pod silną lupą nie dowierzając gołemu oku, a jeśli chcemy być pewni wyników, należy przeprowadzić badanie na szlifach cienkich pod mikroskopem. Dla sprawnego i szybkiego badania mikropaleontologicznych próbek wiertniczych większość firm naftowych zatrudnia dzisiaj po 1 lub kilku specjalistów, mikropaleontologów.

2) Skład petrograficzny

Badanie właściwości petrograficznych skały musi z konieczności należeć do dobrego i wprawnego

petrografa. Określi on skład skały pod względem mineralogicznym, a posługując się separacją w cieczach ciężkich i uzyskanymi minerałami ciężkimi, będzie mógł dopomóc w korelacji danej warstwy stratygraficznej.

J. Próba na wydobycie ropy z rdzenia

Próba ta polega na wykonaniu miniaturowego „water drive", tj. wypierania ropy za pomocą wody, ze świeżo pobranego rdzenia złoża produktywnego. Rdzeń ten musi być możliwie jak najbardziej podobny do skały złożowej (in situ) czyli pory skały muszą zawierać możliwie tę samą ilość węglowodorów i wody rodzimej, jaka znajdowała się w złożu. Ponadto rdzeń nie powinien zawierać wody z płuczki. Próbę tę wykonuje się szczególnie w tych wypadkach, gdy istnieje zamiar zastosowania wtórnej eksploatacji złoża przy pomocy zawadniania. Można również przeprowadzić tę próbę, stosując wypieranie za pomocą gazu czy powietrza, ale wymaga ona dużo dokładniejszych i bardziej skomplikowanych urządzeń laboratoryjnych, zaś wyniki nie zawsze dają się ze sobą porównywać.

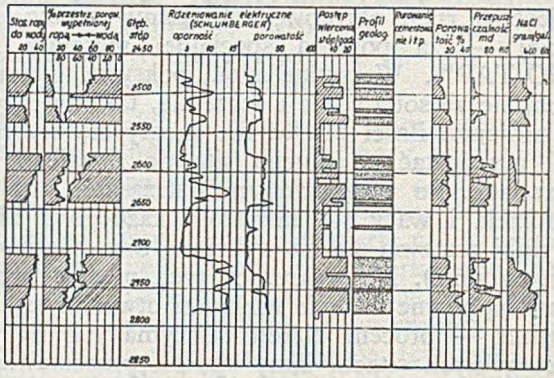
Przygotowaną próbkę rdzeniową zamontowuje się w specjalnym wysoko ciśnieniowym uchwycie rdzeniowym i przepuszcza się przez nią wodę, kontrolując ciśnienie i ilości wody przetłaczanej oraz ilości wody i ropy wypieranej. Próbka jest przewiercona wzdłuż swej osi, zaś woda działa na obwodzie rdzenia. Wypierana ropa dostaje się do kanalika centralnego i ścieka stamtąd do mensurki szklanej, umieszczonej poniżej. Po całkowitym „zatopieniu" rdzenia kruszy się go i określa się pozostałą zawartość ropy za pomocą metody ekstrakcyjnej lub destylacyjnej. Uzyskane z tej próby wyniki dostarczają nam następujących informacji:

1) ilość ropy obecnej w rdzeniu przed próbą,
2) ilość ropy wydobytej przy zastosowaniu próby,
3) ilość ropy pozostałej w rdzeniu po całkowitym jego zatopieniu.

VII. Graficzne przedstawienie wyników analizy rdzeni wiertniczych

Z powodu dużej ilości rozmaitych badań, jakie się zwykle przeprowadza na próbkach rdzeniowych, jest rzeczą pożądaną, a nawet konieczną, zestawienie wyników tych badań przy zastosowaniu jasnej metody. Szczególnie ważne jest tutaj porównanie wyników różnych badań wykonanych na poszczególnych próbkach z różnych głębokości otworu wiertniczego. Rys. 13 przedstawia przykłady takich profilów wiertniczych z naniesionymi wynikami badań rdzeniowych. Na rysunku tym naniesiono także wyniki rdzeniowania elektrycznego. Można także w zestawieniach tych nakreślić np. postęp wiercenia. Dla wygody nanosi się wielkości nasycenia ropą i wodą w procentach całkowitej przestrzeni porów, dla ropy biorąc od lewej, dla wody od prawej strony. Biała przestrzeń wolna pomiędzy tymi dwoma wykresami przedstawia procent całkowitej objętości porów, co do stanu nasycenia których badania nie dały odpowiedzi.

W warunkach początkowych w złożu, przestrzeń ta była prawdopodobnie wypełniona przez ropę lub gaz, który został później wyeksploatowany. Oczywiście zmniejszanie się objętości ropy wskutek kurczenia się i odgazowywania zmniejsza także ilość ropy w złożu. Rozpatrywana w łączności z innymi danymi zależność ilościowa ropy i wody w rdzeniu (ich wzajemny stosunek) daje pożyteczne dane przy określaniu rodzaju i relatywnych ilości płynów wydobywanych. Dlatego też na wykresie nanosi się także i stosunek ropy do wody.



Rys. 13. Profil geologiczny wyników analizy rdzeniowej, danych wiertniczych i elektrycznego profilowania

Wreszcie pozostawia się jedną kolumnę dla wkreślenia w nią późniejszego sposobu zarurowania i danych odnoszących się do cementowania otworu itp. Można umieścić także specjalną kolumnę dla notowania wyników prób i pomiarów ciśnienia, temperatury, radioaktywności itp.

Porównywanie danych uzyskiwanych z analizy rdzeniowej z danymi wiertniczymi i elektrycznymi wykazuje ścisłą zależność tych danych pomiędzy sobą. Wykonawszy na danym terenie kilka wierceń rdzeniowych i opracowawszy ich wyniki w formie graficznej, możemy później przy dalszych wierceniach oszczędzić sobie wiele zbytecznej roboty, zaś w niektórych wypadkach, gdy będziemy musieli się oprzeć na danych wiertniczych lub profilowania elektrycznego, będziemy wiedzieli, którymi wielkościami porównawczymi będziemy mogli posługiwać się.

VIII. Korelacja i interpretacja wyników analizy rdzeni wiertniczych

Wykorzystanie danych dostarczonych przez analizę próbek rdzeniowych zależało będzie w dużej mierze od właściwej korelacji jej wyników. Opisane metody pomiarów zostały opracowane w taki sposób, aby umożliwić najłatwiejszą korelację wyników i tak:

Objętość płynów otrzymanych z destylacji podana jest jako stosunek objętości płynów w mililitrach do masy suchego piasku (piaskowca) wyrażonej w gramach (ml/100 g).

Porowatość — poza wyrażeniem jej jako procentowego stosunku całkowitej objętości porów do całkowitej objętości skały, podaje się także porowatość wyrażoną w jednostkach objętości (ml) w stosunku do masy 100 g piaskowca suchego. Dzięki

temu można wyrazić stan nasycenia próbki ropą i wodą za pomocą następujących wzorów:

$$N = \frac{V_o}{V_p} \cdot 100$$

oraz

$$N' = \frac{V_w}{V_p} \cdot 100$$

gdzie:

N — procent przestrzeni porów wypełnionych ropą,

N' — procent przestrzeni porów wypełnionych wodą,

V_o — objętość ropy na jednostkę masy piasku (ml/100 g),

V_w — objętość wody na jednostkę masy piasku (ml/100 g),

V_p — objętość całkowitej przestrzeni porów piasku (ml/100 g),

Koncentracje jonów chlorowych w wodzie otrzymanej z próbki rdzeniowej otrzymamy w następujący sposób:

$$C = \frac{k \cdot N_s}{V_w}$$

gdzie:

C — koncentracja jonów chlorowych wyrażona w dowolnych jednostkach,

N_s — ilość jonów chlorowych wyrażona jako mg NaCl na 100 g suchego piasku,

V_w — objętość wody na jednostkę masy piasku (ml/100 g),

k — współczynnik, służący do przeliczania uzyskanego wyniku na jakiekolwiek inne jednostki. Np. jeśli $k = 1$ wówczas wynik wyrażony będzie w g/litr.

Prawie wszystkie pomierzone fizyczne cechy charakterysrystyczne piaskowców ropnych jak i płynów w nich zawartych są wzajemnie od siebie zależne, więc dla lepszego zrozumienia i poprawnej interpretacji wyników konieczna jest pewna korelacja wykonanych pomiarów i uzyskanych z nich danych.

I tak na przykład stwierdzono, że przepuszczalność skały zależy od stopnia jej nasycenia wodą złożową, tzn. im więcej wody tym mniejsza będzie przepuszczalność. Opracowano wprawdzie metody określania zawartości złożowej wody rodzimej, jednakże w praktyce podczas rdzeniowania jest rzeczą niemożliwą zabezpieczenie rdzenia przed infiltracją wody z płuczki wiertniczej ani też nie jest możliwe określenie stopnia nasycenia rdzenia tą wodą. Dlatego wskazana jest raczej znajomość stopnia nasycenia próbki wodą z płuczki, jakiej można się spodziewać w rdzeniach uzyskanych przy wierceniach w normalnych warunkach.

Nasycenie ropą próbek piaskowców z warstw roponośnych waha się w szerokich granicach. Dla celów korelacyjnych oblicza się jako stopień nasycenia zawartość ropy w próbkach piaskowca w tzw. aktywnej przestrzeni porów, tj. tej przestrzeni pomiędzy ziarnami, która jest rzeczywiście dla płynów dostępna. Dla tego celu konieczne jest przyjęcie pewnych ilości wody rodzimej w porach piaskowca.

Doc. Dr Inż. Stefan Pawlikowski

Działanie elektrycznych wyładowań koronowych na gaz ziemny

Dokończenie

CZĘŚĆ III

Wpływ obecności tlenu, dwutlenku węgla i pary wodnej na przebieg reakcji oraz wydajność energetyczna procesu powstawania wyższych węglowodorów z gazu ziemnego pod działaniem elektrycznych wyładowań koronowych

Opierając się na przypuszczeniu, że drobne ilości dodanych do gazu ziemnego domieszek mogą katalitycznie przyspieszać lub opóźniać pewne reakcje, np. reakcje łańcuchowe, przebadano wpływ niektórych domieszek do gazu ziemnego na jakość i wydajność produktów, otrzymywanych drogą poddania sporządzonych mieszanek wyładowaniom koronowym.

W pierwszym rzędzie starano się wyjaśnić, czy rzeczywiście powstawanie kwaśnej substancji tworzącej dolną warstwę otrzymywanych kondensatów w odbieralniku należy przypisać obecności drobnych ilości tlenu w gazie wejściowym.

W tym celu przeprowadzono doświadczenia z gazem ziemnym, który uwolniono od tlenu, przepuszczając go — przed wejściem do wieżyczki osuszającej — przez płuczki jenajskie z przegrodami z porowatego szkła, wypełnione roztworem pyrogallolu[1]). W tym doświadczeniu otrzymano również dwie warstwy cieczy w odbieralnikach, prawdopodobnie na skutek mimo wszystko nie dość dokładnego usunięcia śladów tlenu z gazu. Tabl. IX podaje charakterystyczne daty otrzymanej substancji.

Dalsze doświadczenie polegało na poddawaniu wyładowaniom koronowym mieszanki gazu ziemnego z 5-ma procentami tlenu.

Przy tych doświadczeniach otrzymywano stosunkowo bardzo znaczne ilości substancji, tworzącej warstwę dolną, a stosunkowo niewielkie ilości materiału, tworzącego warstwę górną. Warstwa górna zaczynała się zbierać dopiero od drugiego koronatora, a ilość jej rosła w kierunku przepływu gazu. Produkt tworzący warstwę dolną występował w największej ilości w pierwszym odbieralniku po pierwszym koronatorze i był całkowicie wolny od drugiej warstwy. Ilość produktu warstwy dolnej

[1]) Identyczny, jak stosowany w aparacie Orsata

Oznaczenia kondensatów otrzymanych z czystego gazu ziemnego Tabl. IX

L. p.	Koronator	Warstwa	Ilość cm^3 [1]) warstw	%-wy udział	Ciężar właśc.	Ciężar cząst.	nD_{20}	Liczba brom.	Liczba kwas.	Skład element. % C	Skład element. % H
1	I	górna	0,5	50	0,7759	131	1,3520	250,2	2,16	78,0	14,02
2		dolna	0,5	50	1,0031						
3	II	górna	0,9	90	0,7749	133	1,4220	322,0	1,5	78,8	13,60
4		dolna	0,1	10	1,3642						
5	III	górna	1,9	91	0,7477	129	1,4211	285,5	1,5	79,4	13,76
6		dolna	0,2	9			1,3560				
7	IV	górna	2,1	96	0,7396	136,5	1,4138	328,6	1,7	78,8	14,61
8		dolna	0,1	4			1,3638				

[1]) W czasie 70 godzin (otrzymano 5,4 cm^3 warstwy górnej i 0,9 cm^3 warstwy dolnej)

Oznaczenia kondensatów otrzymanych z gazu ziemnego z dodatkiem tlenu Tabl. X

L. p.	Koronator	Warstwa	Ilość cm^3 [1])	%-wy udział warstw	Ciężar właśc.	Ciężar cząst.	nD_{20}	Liczba brom.	Liczba kwas.	Skład element. % C	Skład element. % H
1	I	górna	0,0	100							
2		dolna	14	100	1,0025		1,3560			18,64	10,42
3	II	górna	0,8	32	0,7805	120,5	1,4206	76,8	6,9		
4		dolna	1,7	68			1,3670				
5	III	górna	1,5	60	0,7995	124,2	1,4132	149,0	4,58	70,8	13,18
6		dolna	1,0	40			1,3631				
7	IV	górna	2,2	82	0,7240	118,5	1,4114	167,5	5,0	80,0	14,05
8		dolna	0,5	18			1,3620			18,9	10,59

[1]) W czasie 40 godzin (otrzymano 4,5 cm^3 warstwy górnej i 17,2 cm^3 warstwy dolnej zaw. 82,5% H_2O)

Oznaczenia kondensatów otrzymanych z gazu ziemnego z dodatkiem CO_2 Tabl. XI

L. p.	Koronator	Warstwa	Ilość cm^3 [1])	%-wy udział warstw	Ciężar właśc.	Ciężar cząst.	nD_{20}	Liczba brom.	Liczba kwas.	Skład element. % C	Skład element. % H
1	I	górna	0,1	18		127,8	1,4215		2,5		
2		dolna	0,45	82	0,9438		1,3569	0,0			
3	II	górna	1,0	87	0,7786	125,8	1,4228	55,0	2,3	75,6	13,32
4		dolna	0,15	13	1,001		1,3570				
5	III	górna	1,2	92	0,7570	131,5	1,4182	86,0	2,2	76,1	13,69
6		dolna	0,10	8			1,3571				
7	IV	górna	1,0	93	0,7729	135,2	1,4182	124,3	1,6	77,2	14,66
8		dolna	0,08	7			1,3631				

[1]) W czasie 63 godz. (otrzymano 3,3 cm^3 warstwy górnej i 0,8 cm^3 warstwy dolnej)

Oznaczenia kondensatów otrzymanych z gazu ziemnego w obecności pary wodnej Tabl. XII

L. p.	Koronator	Warstwa	Ilość cm^3 [1])	%-wy udział warstw	Ciężar właśc.	Ciężar cząst.	nD_{20}	Liczba brom.	Liczba kwas.	Skład element. % C	Skład element. % H
1	I	górna	0,2	4		135					
2		dolna	4,5	96	0,9865		1,3383	0,0	3,8		
3	II	górna	0,9	82	0,7823	158	1,4338	150,1		58,8	10,1
4		dolna	0,2	18					10,4		
5	III	górna	2,1	88	0,7433	133,8	1,4268	200	1,12	72,8	13,32
6		dolna	0,3	12			1,349				
7	IV	górna	1,9	93	0,7370	116,2	1,4203	187,8	1,0	71,8	13,48
8		dolna	0,15	7			1,3648				

[1]) W czasie 55 godzin (otrzymano 5,1 cm^3 warstwy górnej i 5,15 cm^3 warstwy dolnej)

w poszczególnych odbieralnikach, w przeciwieństwie do ilości produktu warstwy górnej, malała w kierunku od pierwszego koronatora do ostatniego. Oznaczenia charakteryzujące substancję warstwy dolnej i górnej, otrzymaną w ilości pozwalającej na ich przeprowadzenie, zestawiono w tabl. X.

Zebrana w doświadczeniach prowadzonych z dodatkiem tlenu ilość substancji, stanowiącej warstwę dolną, pozwoliła na przeprowadzenie destylacji z ksylolem, celem oznaczenia zawartej w niej wody. Znaleziono 82,5% wody.

Następną serię doświadczeń przeprowadzono, dodając do gazu ziemnego dwutlenku węgla w ilości ok. 8%. W tych doświadczeniach otrzymywano również dwie warstwy. Dla każdej z nich wyznaczono kilka charakterystycznych dat, które zestawiono w tabl. XI.

Chcąc przekonać się o wpływie obecności pary

Produkcja kondensatów w 100 godzinach (4 koronatory) Tabl. XIII

L.p.	Warunki pracy	Warstwa (cm^3) górna	Warstwa (cm^3) dolna	Zmiana objętości gazów	L. brom. na 100 cm^3 gazu	Gaz końcowy zawiera % CO_2	C_nH_m	O_2	CO	H_2	CH_4	C_2H_2	N_2	Tabl. Nr
1	C akt. załącz.	6,85	1,52											
2	C akt. załącz.	6,15	1,48											
3	bez C aktywn.	6,0	0,85											
4	bez O_2	7,75	1,28	+2,0%	5,60	0,1	2,1	0,2	0,2	22,3	72,8	0,45	0,85	IX
5	z dod. 5% O_2	8,90	43,0	—2,8%	4,01	0,8	2,4	0,4	2,0	24,4		0,36		X
6	z dod. 8% CO_2	5,25	1,27	—2,6%	5,80	1,0	2,0	0,5	2,0	18,3	75,5	0,58	0,12	XI
7	z dod. 4,5% H_2O	9,30	9,40	+1,6%	4,80	0,0	2,5	0,3	0,2	21,3		0,30		XII

wodnej w gazie ziemnym na jakość powstających kondensatów, wyłączono wieżyczkę suszącą z chlorkiem wapnia, tak że gaz, który przechodził przez mokry gazomierz i nasycał się w nim parą wodną w temperaturze 32°C, wchodził do koronatorów z odpowiadającą tej temperaturze ilością pary wodnej (ok. 4,6% obj.). Wykonane oznaczenia w otrzymanych produktach zebrane są w tabl. XII.

Ilości otrzymanych produktów ciekłych z 4-ch koronatorów, w przeliczeniu na 100 godzin ruchu, przy różnym składzie gazu wyjściowego, przy jednakowym natomiast przepływie gazu ziemnego (5 litr./g.) zestawione są w tabl. XIII, włączając w to także doświadczenia z gazem ziemnym bez domieszek, opisane w II-giej części niniejszej publikacji. Tablica ta obejmuje również średnie analizy gazu końcowego z poszczególnych doświadczeń.

Próby oznaczenia wydajności energetycznych

W celu przeprowadzenia pomiarów energetycznych zmieniono częściowo zestaw aparatury, opisany w I-szej części niniejszej publikacji.

W części elektrycznej włączono układ filtrujący, w części zaś chemicznej załączono tylko jeden koronator, którego wylot połączono krótkim przewodem szklanym z komorą wagi gazowej, umieszczoną w termostacie. Rurka szklana, łącząca koronator z komorą wagi gazowej, utrzymywana była w temp. ok. 55° przy pomocy strumienia gorącego powietrza.

Doświadczenia postanowiono prowadzić w temperaturze 50°, była to bowiem średnia temperatura koronatora; przy tej temperaturze, przy pracy tylko jednego koronatora, osiadanie kondensatów tworzących się pod wpływem wyładowań było minimalne, tak że można było nie brać ich pod uwagę. Utrzymywanie w podobnej temperaturze wagi gazowej również nie nastręczało żadnych trudności. Nie należało się także obawiać, że jakiekolwiek kondensowanie substancji odbywać się będzie w komorze lub też na samej belce wagi.

Gaz ziemny, po przejściu przez koronator, wchodził bezpośrednio do komory wagi, z której uchodził przez licznik kropli w atmosferę.

Waga gazowa ustawiona była na ciężkim stole dębowym, a jej brązowa płyta obciążona była ołowiem. Przed każdym pomiarem przeprowadzano kontrolne cechowanie wagi. Do odczytów natężenia prądu, płynącego przez uzwojenie elektromagnesu wagi, służył precyzyjny miliamperomierz, pozwalający mierzyć prąd z dokładnością $^1/_2$ mA w granicach od 1—100 mA.

Dla podwojenia dokładności odczytu w pierwszej połowie skali służył umieszczony w aparacie przełącznik, którego naciśnięcie zwiększało czułość przyrządu — a tym samym dokładność odczytu — dwukrotnie.

Jak się okazało w doświadczeniach, cały układ wagi wraz z jej częścią elektryczną był dostatecznie czuły. Wskazania wagi gazowej potwierdzały z grubsza wyliczone na podstawie wykonanych analiz chemicznych ciężary właściwe gazów.

Natężenie prądu wyprostowanego o wysokim

Wyniki doświadczeń prowadzonych ze suchym gazem ziemnym Tabl. XIV

Ciśnienie gazu	747 3 mm Hg
Temperatura gazu	30° C
Przepływ gazu	
(t = 30°, b = 747,3 mm Hg)	5 litr./g
(t = 50°, b = 747,3 mm Hg)	5,32 litr./g
(t = 0°, b = 760 mm Hg)	4,43 litr./g
Szybkość liniowa gazu w koronatorze (średnio)	0,544 cm/sek.
Cięż. właściwy gazu przed reakc. (t = 50°, b = 747,3 mm Hg)	0,604 g/litr.
Liczba bromowa na 100 cm^3 gazu przed reakcją	0,0 mg Br
Napięcie po str. pierw. transformatora	150 V
Napięcie po str. wtórn. transformatora	15 kV
Natężenie prądu pierw. w transformatorze	ok. 2,2 A
Napięcie na koronatorze, maksymalne	18,6 kV
Napięcie na koronatorze, skuteczne	13,15 kV
Natężenie prądu w koronatorze (mierzone miliamp.)	0,10 mA

Skład gazu po reakcji (w %-ach obj.):

	po 1 godz.	po 2 godz.	po 3 godz.
CO_2	0,0	0,1	0,0
C_nH_m	1,8	1,6	1,6
C_2	0,1	0,1	0,1
CO	0,0	0,0	0,0
H_2	5,5	5,8	5,6
CH_4	92,5	92,9	92,4
N_2			0,3

Liczba bromowa na 100 cm^3 gazu po reakcji	5,8 mg Br
Ciężar właściwy gazu po reakcji (t = 50°, b = 747,3 mm Hg)	0,574 g/litr (wyznacz.)
(t = 50°, b = 747,3 mm Hg)	0,576 g/litr (oblicz.)[1])
Wzrost objętości gazu po reakcji	4,97%
Ilość elektr. znaleziona w 1 godz.	0,332 Coul.
Natężenie prądu wyliczone z kulometru	0,092 mA

[1]) C_nH_m liczone jako etylen.

napięciu, wykazywane przez miliamperomierz, wynosiło przez cały czas doświadczeń 0,10 mA. Ilość przepływającej elektryczności oznaczana była przy pomocy kulometru jodowego.

Wydzielony w kulometrze jod odmiareczkowywano $1/_{100}$-n tiosiarczanem sodowym, którego miano było stale sprawdzane. Przeprowadzono cztery grupy doświadczeń. Średnie wyniki poszczególnych grup zestawione są w oddzielnych tablicach. Każda z tablic obejmuje poza ciężarem właściwym gazu, wyznaczonym przy pomocy wagi gazowej, również ciężar właściwy gazu, wyliczony z jego składu chemicznego; prócz tego w tablicy podana jest analiza gazu po przejściu przez koronator oraz liczba bromowa, określająca ilość miligramów bromu zużytych przez 100 cm³ gazu. Należy zwrócić uwagę, że tutaj analizowany był gaz, z którego nie wykraplano żadnych kondensatów, pobierając próbki „na gorąco" do pipety z płaszczem ogrzewanym. Wzrost objętości gazu w czasie reakcji w koronatorze wyliczano z ciężarów właściwych gazów przed i po przejściu koronatora, oznaczonych przy pomocy wagi gazowej.

Wszystkie powyższe cyfry wraz z oznaczoną

Wyniki doświadczeń prowadzonych z gazem ziemnym nasyconym parą wodną (4,53% obj.) Tabl. XV

Ciśnienie gazu	744,1 mm Hg
Temperatura gazu	31° C
Przepływ gazu (t = 31°, b = 744,1 mm Hg)	5 litr./g
(t = 50°, b = 744,1 mm Hg)	5,32 litr./g
suchego (t = 0°, b = 760)	4,20 litr./g
Szybkość liniowa gazu mokrego w koronatorze średnio	0,544 cm/sek.
Ciężar wł. gazu przed reakcją (t = 50°, b = 744,1 mm Hg)	0,604 g/litr.
Liczba bromowa na 100 cm³ gazu przed reakcją	0,0 mg Br
Napięcie po str. pierw. transformatora	150 V
Napięcie po str. wtórn. transformatora	15 kV
Natężenie pierw. prądu w transformatorze	ok. 2,2 A
Napięcie na koronatorze, maksymalne	18,6 kV
Napięcie na koronatorze, skuteczne	13,15 kV
Natężenie prądu w koronatorze (mierzone miliamp.)	0,10 mA

Skład gazu po reakcji (w %-ach obj.):

	po 1 godz.	po 2 godz.	średnio	przeliczone na 100 cz. suchego gazu
CO_2	0,2	0,2	0,2	0,21
C_nH_m	1,8	1,9	1,8	1,87
O_2	0,2	0,2	0,2	0,21
CO	0,2	0,1	0,1	0,105
H_2	4,0	4,3	4,1	4,3
CH_4	92,8	92,1	92,4	96,8
N_2			1,2	1,25

Liczba bromowa gazu po reakcji	4,2 mg Br, 4,4 mg Br
Ciężar wł. gazu po reakcji (t = 50°, b = 744,1 mm Hg)	0,596 g/litr (wyznacz.)
(t = 50°, b = 744,1 mm Hg)	0,589 g/litr. (oblicz.) [1]
Wzrost obj. gazu po reakcji	1,32%
Ilość elektr. znaleziona w 1 godz.	0,332 Coul.
Natężenie prądu wyliczone z kulometru	0,0956 mA

[1]) C_nH_m liczone jako etylen.

Wyniki doświadczeń prowadzonych z gazem ziemnym zawierającym 6% tlenu Tabl. XVI

Ciśnienie gazu	743,5 mm Hg
Temperatura gazu	26° C
Przepływ gazu ziemnego (t = 26°, b = 743,5 mm Hg)	5 litr./g
Przepływ mieszanki gazowej (t = 26°, b = 743,5 mm Hg)	5,32 litr./g
(t = 50°, b = 743,5 mm Hg)	5,51 litr./g
(t = 0°, b = 760 mm Hg)	4,84 litr./g
Szybkość liniowa mieszanki w koronatorze, średnio	0,607 cm/sek.
Cięż. wł. mieszanki przed reakcją (t = 50°, b = 743,5)	0,628 g/litr.
Liczba bromowa na 100 cm³ mieszanki	0,0 mg Br
Napięcie po str. pierw. transformatora	150 V
Napięcie po str. wtórn. transformatora	15 kV
Natężenie prądu pierw. w transformatorze	2,2 A
Napięcie na koronatorze, maksymalne	18,6 kV
Napięcie na koronatorze, skuteczne	13,15 kV
Natężenie prądu w koronatorze (mierzone miliamp.)	0,10 mA

Skład gazu po reakcji (w %-ach obj.):

	po 1 godz.	po 2 godz.	po 3 godz.	przeliczone na 100 cz. gazu ziemn.
CO_2	0,8	0,9	0,8	0,85
C_nH_m	1,1	1,2	1,1	1,17
O_2	2,1	2,4	2,2	2,34
CO	1,6	1,8	1,6	1,70
H_2	5,6	5,2	5,5	5,85
CH_4	87,2	88,1	87,4	93,00
N_2	1,6	0,4	1,4	1,49

Liczba bromowa na 100 cm³ gazu po reakcji 5,4 mg Br	5,75 mg Br
Ciężar wł. gazu po reakcji (t = 50°, b = 743,5 mm Hg)	0,604 (wyznacz.)
(t = 50°, b = 743,5 mm Hg)	0,594 (oblicz.) [1]
Wzrost objętości gazu po reakcji	3,82% 4,07%
Ilość elektr. znaleziona w 1 godz.	0,329 Coul.
Natężenie prądu wyliczone z kulometru	0,914 mA

[1]) C_nH_m liczone jako etylen.

kulometrem ilością elektryczności, która przepłynęła w jednostce czasu (1 godz.), z wyliczonym z tego średnim natężeniem prądu, dalej zmierzonym napięciem maksymalnym (iskiernik kulkowy) i wyliczonym z niego napięciem skutecznym, tworzą zamkniętą całość dla każdej grupy doświadczeń.

Tabl. XIV obejmuje doświadczenia prowadzone z czystym gazem ziemnym, osuszonym przy pomocy bezwodnego chlorku wapnia. W tabl. XV zestawiono wyniki doświadczeń z gazem ziemnym nasyconym parą wodną w temperaturze 31°C (4,53% obj. H_2O). Tabl. XVI podaje wyniki otrzymane przy gazie ziemnym, do którego dodano 6% objęt. tlenu, a tabl. XVII wyniki przy dodaniu 7% objęt. dwutlenku węgla.

Omówienie wyników doświadczeń

Cztery grupy doświadczeń, prowadzonych w kierunku zbadania wpływu domieszek do gazu ziemnego na jakość i wydajność produktów, których wyniki zestawione są w tablicach IX—XIII, rzucają ciekawe światło na przebieg samych reakcji.

Wyniki doświadczeń prowadzonych z gazem ziemnym zawierającym 7% dwutlenku węgla Tabl. XVII

Ciśnienie gazu	743,0 mm Hg
Temperatura gazu	28°C
Przepływ gazu ziemnego (t = 28°, b = 743,0 mm Hg)	5,0 litr./g
Przepływ mieszanki gazowej (t = 28°, b = 743,0 mm Hg)	5,375 litr./g
(t = 50°, b = 743,0 mm Hg)	5,770 litr./g
(t = 0°, b = 760 mm Hg)	4,770 litr./g
Szybkość liniowa gazu w koronatorze, średnio	0,632 cm/sek.
Ciężar wł. gazu przed reakcją (t = 50°, b = 743,0)	0,668 g/litr.
Liczba bromowa na 100 cm³ gazu przed reakcją	0,0 mg Br
Napięcie po str. pierw. transformatora	150 V
Napięcie po str. wtórn. transformatora	15 kV
Natężenie prądu pierw. w transformatorze	2,2 A
Napięcie na koronatorze, maksymalne	18,6 kV
Napięcie na koronatorze, skuteczne	13,15 kV
Natężenie prądu w koronatorze (mierzone miliamp.)	0,10 mA

Skład gazu po reakcji (w %-ach obj.):

	po 1 godz.	po 2 godz.	po 3 godz.	przeliczone na 100 cz. gazu ziemn.
CO_2	1,8	2,1	2,0	2,15
$CnHm$	1,6	1,8	1,6	1,72
O_2	0,8	0,7	0,8	0,86
CO	0,6	0,4	0,4	0,43
H_2	3,6	3,8	3,8	4,08
CH_4	90,2	90,6	90,5	97,30
N_2	1,4	0,6	0,9	0,97

Liczba bromowa na 100 cm³ gazu po reakcji 4,8 mg Br	5,16 mg Br
Ciężar wł. gazu po reakcji (t = 50°, b = 743 0 mm Hg)	0,628 g/litr. (wyznacz.)
(t = 50°, b = 743,0 mm Hg)	0,612 g/litr (oblicz.)[1])
Wzrost objętości gazu po reakcji 5,99%	6,45
Ilość elektr. znaleziona w 1 godz.	0,363 Coul.
Natężenie prądu wyliczone z kulometru	0,0956 mA

[1]) $CnHm$ liczono jako etylen.

Z tablic powyższych (oraz tablicy II, podanej w poprzedniej części niniejszej pracy) widać wyraźnie, że ilość produktu warstwy górnej, wytwarzanego w poszczególnych koronatorach, rośnie w kierunku przepływu gazu. Produkcja osiąga pewne maksimum i zależnie od składu gazu, leży ono w trzecim, względnie prawdopodobnie czwartym koronatorze.

Ilość koronatorów, stosowanych przez autora, nie była wystarczająca dla eksperymentalnego stwierdzenia przebiegu produkcji przy czystym gazie ziemnym, przy którym maksimum produkcji wypadało na koronator czwarty.

Można powiedzieć, że gęstość produktów pochodzących z poszczególnych koronatorów (o ile chodzi o warstwę górną) spada w miarę wzrostu zawartości wodoru w gazach reagujących.

Jeżeli pracujemy czystym gazem ziemnym (tabl. IX), to najcięższych produktów dostarcza z reguły pierwszy koronator, a więc ten, w którym stężenie wodoru posiada wartość najmniejszą (ok. 5% i to dopiero na końcu koronatora). Najlżejsze produkty powstają w ostatnim koronatorze, na końcu którego stężenie wodoru wynosi ok. 22%.

Dalej rzuca się w oczy korzystny wpływ dodania tlenu, względnie pary wodnej na ilość produkowanej substancji w jednostce czasu, a szkodliwość domieszki dwutlenku węgla.

Jeżeli chodzi o same otrzymane substancje, to różnią się one pomiędzy sobą nie tyle pod względem ciężaru właściwego, czy cząsteczkowego, gdzie różnice leżą — powiedzmy — w granicach błędu doświadczalnego, ale zasadnicze różnice występują w wielkości liczby bromowej i kwasowości produktu.

Najwyższe liczby bromowe, a zarazem niską kwasowość, wykazują produkty otrzymywane z czystego suchego gazu ziemnego (tabl. IX), drugie z kolei są produkty otrzymywane przy dodatku pary wodnej (tabl. XII), na trzecim miejscu stoją produkty otrzymane przy dodatku tlenu (tabl. X), a na ostatnim substancje wyprodukowane z dodatkiem dwutlenku węgla do gazu ziemnego (tabl. XI).

Produkty otrzymane z mieszanki tlenowo-gazowej (tabl. X) posiadają najwyższą kwasowość. Poza tym w tych doświadczeniach otrzymywano stosunkowo bardzo znaczne ilości substancji zawodnionej (82,5% H_2O), zbierającej się na dnie odbieralników.

Zawartość węgla jest najwyższa w produkcie otrzymywanym z czystego gazu ziemnego, podobnie też i zawartość wodoru (tabl. IX).

Ciekawy jest bardzo wzrost liczby bromowej (we wszystkich doświadczeniach) w poszczególnych koronatorach w kierunku przepływu gazu. A zatem związki nienasycone tworzyły się w większej mierze tam, gdzie było większe stężenie cząstkowe wodoru, nie ulegając nasyceniu przez przyłączanie wodoru. Wyniki analizy gazów, uchodzących z ostatniego koronatora pokrywają się na ogół z otrzymanymi rezultatami; jedynie liczba bromowa gazu (poz. 6 w tabl. XIII) pozostaje z nimi w sprzeczności, ale trudności, które trzeba było pokonywać przy pobieraniu próbek gazu dla tego oznaczenia, usprawiedliwić mogą pomyłkę. Oznaczenia acetylenu w gazach wylotowych nie wykazują takich różnic, które by należało brać pod uwagę. Najbardziej miarodajnymi cyframi z przytoczonych analiz są — o ile chodzi o stopień przereagowania — cyfry podające zawartość wodoru w gazie wylotowym, podkreślające wybitnie ujemne działanie dwutlenku węgla na stopień przereagowania.

Na podstawie powyższych wyników można by dwutlenek węgla nazwać czynnikiem katalizującym w kierunku ujemnym reakcję tworzenia się ciekłych węglowodorów z gazu ziemnego w koronatorze.

Po zakończeniu opisanych doświadczeń z prowadzeniem reakcji z mieszankami gazu ziemnego dalszy etap pracy stanowiły próby oznaczenia wydajności energetycznej powyższych reakcji. Prowadzone doświadczenia miały być do pewnego stopnia odpowiednikami doświadczeń, wyjaśniających wpływ domieszek do gazu ziemnego na wynik kondensacji.

Cyfry zestawione w tablicach XIV—XVII posłużyły autorowi za podstawę do obliczenia przybliżo-

nych wydajności energetycznych badanych reakcji. Wyniki powyższych doświadczeń, idących w kierunku uchwycenia bilansu energetycznego prowadzonych reakcji, pozwalają do pewnego stopnia wysnuwać przypuszczalne wnioski co do charakteru samej reakcji.

Dla rozważenia tego zagadnienia zestawione zostały poniżej następujące reakcje:

$$2CH_4 \rightarrow C_2H_6 + H_2$$
$$3CH_4 \rightarrow C_3H_8 + 2H_2$$
$$4CH_4 \rightarrow C_4H_{10} + 3H_2$$

a zatem przy tworzeniu się związków parafinowych według wzoru C_nH_{2n+2} ilość cząstek gazu przed i po reakcji jest taka sama, nie mamy więc żadnego przyrostu objętości.

W przypadku tworzenia się połączeń nienasyconych o wzorze C_nH_{2n}, w myśl równań:

$$2CH_4 \rightarrow C_2H_4 + 2H_2$$
$$3CH_4 \rightarrow C_3H_6 + 3H_2$$
$$4CH_4 \rightarrow C_4H_8 + 4H_2$$

widzimy, że objętość gazów poreakcyjnych jest większa, niż przed reakcją.

Przyjmując dalsze możliwości reagowania CH_4, jak np. tworzenie pierścienia naftenowego:

$$6CH_4 \rightarrow C_6H_{12} + 6H_2,$$

względnie benzolowego:

$$6CH_4 \rightarrow C_6H_6 + 9H_2,$$

jak również przy tworzeniu się acetylenu:

$$2CH_4 \rightarrow C_2H_2 + 3H_2$$

mamy wzrost objętości gazów poreakcyjnych.

Z przytoczonych równań nasuwają się następujące wnioski:

1. Gdy powstają nowe wiązania (alifatyczne, olefinowe lub zamknięcie pierścienia), wydziela się jedna drobina wodoru.
2. Przy tworzeniu się połączeń alifatycznych, ilość drobin reagujących równa się ilości drobin powstających, a zatem nie ma przyrostu objętości. Na każde wytworzone wiązanie alifatyczne przypada jedna utworzona drobina wodoru.
3. Na każde wiązanie dodatkowe (olefinowe, aromatyczne lub zamknięcie łańcucha) powstaje jedna drobina wodoru, przy tym ilość drobin powstających przewyższa pierwotną ilość drobin właśnie o ilość wiązań dodatkowych (przyrost objętości).

W oparciu o powyższe wnioski oraz cyfry tabl. XIV odnoszące się do czystego suchego gazu ziemnego, możemy przeprowadzić przybliżony, orientacyjny bilans energetyczny procesu. Cyfry zebrane w tabl. XV—XVII, odnoszące się do mieszanin gazu ziemnego z dodatkami, jak tlen, para wodna i dwutlenek węgla, nie nadają się do przeprowadzenia tego rodzaju przeliczeń w pierwszym rzędzie dlatego, że obraz reakcji kondensowania się węglowodorów jest zaciemniony przez szereg możliwych w tych wypadkach reakcji ubocznych. W obecności śladów zanieczyszczeń w gazie, poddawanym reakcji w koronatorze, nie mamy żadnych konkretnych podstaw do wyrażania przypuszczeń o etapach przechodzącej reakcji łańcuchowej (np. przez jakie rodniki ona przechodzi), jak również o jej mechaniźmie. Chcąc powiedzieć coś bliższego o tym temacie, należałoby przeprowadzić doświadczenia z chemicznie czystymi substratami, przy równoczesnym oparciu się na precyzyjnych pomiarach refraktometrycznych.

Orientacyjny bilans energetyczny reakcji, opisanej w tabl. XIV, przedstawiałby się zatem następująco:

Ilość elektryczności, która przepłynęła w ciągu

1 godziny wynosi . . . . . 0,332 Coul.,
1 gram-równoważnik = 96490 Coul.,
1 miligram-równoważnik = 96,49 Coul.,

a zatem przez układ koronatora przepłynęła ilość elektr. odpowiadająca:

$0{,}332 \times 96{,}49 = 0{,}00345$ miligrama-równoważnika, co w warunkach reakcji odpowiadałoby w myśl prawa Faradaya:

$$0{,}00345 \times \frac{22{,}4 \times 303 \times 760}{2 \times 273\ 747 \times ,3} = 0{,}0436\ cm^3\ H_2$$

powstałych w ciągu 1 godziny.

Analiza gazów wylotowych z koronatora wykazuje tymczasem zawartość 5,6 % H_2, tzn. że w ciągu godziny wydzieliło się w warunkach reakcji:

$$4{,}43 \times 1{,}0497 \times \frac{303 \times 760 \times 1000}{273 \times 747{,}3} \times 0{,}056 = 294\ cm^3$$

wodoru.

Dzieląc otrzymaną objętość wodoru przez objętość wyliczoną z prawa Faradaya

$$294\ cm^3 : 0{,}0436 = 6740,$$

otrzymujemy cyfrę, która w wypadku 100 %-wej wydajności prądowej wyrażałaby ilość przemian w łańcuchu, wywoływanych przez jedno uderzenie elektronu w cząsteczkę. W rzeczywistości wydajność musiałaby być mniejsza, a tym samym długość łańcuchów większa.

Rachunek powyższy obarczony jest jednak wieloma błędami. Pierwszym jest zasadniczo pomiar ilości elektryczności, która przepłynęła przez koronator. Cyfry wykazane przez kulometr, jak i przez miliamperomierz, podają całkowity prąd, który przepłynął przez urządzenie koronatora, a więc nie tylko tę część, która faktycznie przepłynęła przez przestrzeń gazową koronatora. Cyfry te obejmują zatem też i straty prądu na skutek bocznych upływów, z którymi należy się liczyć dość poważnie ze względu na pulsujący charakter prądu wyprostowanego (możliwość błędu do 30 %). Biorąc pod uwagę powyższe okoliczności, doszlibyśmy do wniosku, że łańcuchy reakcyjne powinny być jeszcze dłuższe.

Niezgodność pomiędzy liczbą bromową, będącą wykładnikiem ilości wiązań olefinowych, wzgl. acetylenowych i wyliczonym z niej odpowiednikiem wodoru, a faktycznie powstałą ilością wodoru w gazie poreakcyjnym, należy tłumaczyć tym, że pewna ilość wytworzonego wodoru pochodzi także z powstania ciężkich kondensatów, które — co prawda w drobnej ilości — musiały powstać na wewnętrznych ścianach koronatora.

Przeliczywszy ilości miligramów bromu, zużywanych przez 100 cm^3 gazu uchodzącego z koronatora, przy uwzględnieniu wzrostu objętości gazów poreakcyjnych, na 100 cm^3 gazu ziemnego, idącego do reakcji, otrzymamy:

$$5{,}8 \times 1{,}0497 = 6{,}09 \text{ mg Br}$$

Dla zbromowania każdego wiązania olefinowego potrzeba dwóch atomów bromu, dzieląc więc otrzymaną liczbę bromową przez podwójny ciężar atomowy bromu, otrzymamy cyfrę odpowiadającą ilości zbromowanych wiązań (w odniesieniu do 100 cm^3 gazu wyjściowego):

$6{,}09 : (2 \times 79{,}92) = 0{,}0381$ milimola wiązań.

Przeliczając otrzymane milimole wiązań na objętość powstającego przy tym wodoru w warunkach reakcji, otrzymamy:

$$0{,}0381 \times 22{,}4 \times \frac{303 \times 760}{273 \times 743{,}3} = 0{,}97 \text{ cm}^3,$$

czyli ok. 1 % wzrostu objętości, na skutek wydzielania się wodoru przy powstawaniu wiązań olefinowych.

W rzeczywistości mieliśmy wzrost objętości o około 4,97 %, część zatem wodoru powstać mogła albo przy reakcjach zamknięcia pierścienia (co należałoby odrzucić ze względu na niestwierdzoną w kondensatach obecność węglowodorów aromatycznych oraz naftenowych), albo też przy powstawaniu nienasyconych kondensatów, których nie było w gazie przy oznaczaniu liczby bromowej (stąd liczba bromowa wypadła za nisko). Rozważając wyniki otrzymane przy dodaniu pary wodnej do gazu ziemnego (tabl. XV), widzimy, że przyrost objętości gazów poreakcyjnych jest bardzo mały, natomiast zawartość wodoru w gazie wylotowym jest niewiele mniejsza, jak w gazie wylotowym, uchodzącym przy doświadczeniach z czystym gazem ziemnym (tabl. XIV).

Liczba bromowa jest też nieznacznie mniejsza, z czego można by wnioskować, że zawartość olefinów i acetylenu jest również nieco mniejsza. Należy przypuszczać, że ilość związków alifatycznych jest podobna, jak przy reakcji z czystym gazem ziemnym.

Cyfry tablicy XV nasuwają zatem przypuszczenie, że obecność pary wodnej w gazie reagującym działa hamująco na tworzenie się związków z wiązaniami olefinowymi i acetylenowymi, jak również na ewent. zamykanie się pierścienia, natomiast nie hamują tworzenia się łańcuchów alifatycznych.

Dodatek tlenu do gazu ziemnego (tabl. XVI) powoduje tworzenie się dość znacznych ilości tlenku (1,6%) i dwutlenku węgla (0,8%) (obok pary wodnej). Przebiegu samej reakcji nie można w tym wypadku interpretować zgodnie z wzorami wyprowadzonymi poprzednio, ponieważ powstawania wodoru nie można przypisywać tutaj wyłącznie tylko tworzeniu się wiązań międzycząsteczkowych, ale w dużej mierze takim reakcjom, jak np.:

$$2CH_4 + O_2 \rightarrow 2CO + 4H_2$$
$$CH_4 + O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2$$

Reakcje te między innymi powodują również przyrost objętości. Jeżeli przeliczymy ilości CO_2 i CO, znajdujące się w gazie wylotowym, na odpowiadające im ilości wodoru, to otrzymamy w sumie:

$$(0{,}8\% \ CO_2 \times 2) + (1{,}6\% \ CO \times 2) = 4{,}8\% \ H_2.$$

Analiza gazu uchodzącego z koronatora wykazuje zawartość wodoru 5,5%. Z powyższego należy wnioskować, że z utworzenia wiązań międzycząsteczkowych powstało tylko:

$$5{,}5 - 4{,}8 = 0{,}7\% \ H_2.$$

Ta bardzo mała ilość wodoru, której powstanie należy przypisać tworzeniu się kondensatów, wskazywałaby na to, że w obecności tlenu w gazie ziemnym w pierwszym rzędzie w koronatorze następuje konwersja metanu. Przypuszczenie to nie jest co prawda całkiem ścisłe, gdyż w produktach kondensacji znajdują się też kwasy, a zatem związki zawierające związany chemicznie tlen. W kondensatach, tworzących warstwę dolną, można poza kwasami stwierdzić również obecność aldehydów.

Jeżeli chodzi o cyfry zebrane w tabl. XVII, charakteryzujące przemianę gazu ziemnego w koronatorze przy dodatku 7% dwutlenku węgla, to należałoby do nich odnieść również uwagi przytoczone przy wynikach doświadczeń z dodatkiem tlenu (tabl. XVI).

W tym przypadku nie można również wzorować się na reakcjach przytoczonych poprzednio, a to ze względu na duże prawdopodobieństwo bezpośredniego reagowania dwutlenku węgla z metanem, zawartym w gazie ziemnym, względnie z utworzonym już wodorem według następujących reakcji:

$$CO_2 + CH_4 \rightarrow 2CO + 2H_2$$
$$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$$
$$CO_2 + H_2 \rightarrow CO + H_2O$$

Obserwacje poczynione przy produkowaniu kondensatów z gazu ziemnego z dodatkiem dwutlenku węgla, zestawione w tabl. XI, wykazują, że w pierwszym koronatorze powstaje bardzo mała ilość kondensatu tworzącego warstwę górną. Zjawisko to wskazywałoby na fakt, że obecność dwutlenku węgla wpływa również niekorzystnie na wydłużanie się łańcuchów węglowych produkowanych w pierwszym koronatorze. W dalszych koronatorach, gdzie wpływ dwutlenku węgla zaczyna maleć na skutek zmniejszania się jego stężenia, spowodowanego przebiegającymi reakcjami ubocznymi, zaczyna wzrastać produkcja ciekłych węglowodorów; obraz procesu staje się podobny do analogicznych doświadczeń, prowadzonych z gazem ziemnym bez dodatku dwutlenku węgla.

Przy wykonywaniu wyżej opisanych doświadczeń nad działaniem wyładowań koronowych na gaz ziemny nasunął się szereg trudności natury eksperymentalnej, które w trakcie pracy mogły być tylko częściowo rozwiązane. Wskutek tego wnioski oparte na opisanych doświadczeniach w znacznym stopniu mogą mieć jedynie charakter jakościowy.

Dla osiągnięcia bardziej dokładnych wyników, należałoby opracować szczegółowo poszczególne fragmenty pracy, stosując udoskonalone sposoby

pomiarów, bardziej dokładne metody analityczne i dążyć do uzyskania większych ilości produktów. Na podstawie uzyskanych wyników byłoby przedwczesne przewidywać już dzisiaj możliwości technicznego zastosowania procesu wytwarzania węglowodorów ciekłych z gazu ziemnego w wyładowaniach koronowych.

Uzyskane wyniki (w szczególności wysoka wydajność energetyczna procesu i charakter uzyskanych produktów) przemawiają za tym, by kontynuować rozpoczętą pracę, niewątpliwie z technicznego punktu widzenia bardzo ciekawą[1]).

Wnioski

Reasumując wyniki doświadczeń, wykonanych i opisanych w niniejszej pracy, można je streścić następująco:

1. Doświadczenia potwierdziły wcześniejsze obserwacje innych autorów nad powstawaniem ciekłych węglowodorów z metanu pod działaniem elektrycznych wyładowań koronowych.
2. Reakcja tworzenia się ciekłych węglowodorów z gazu ziemnego pod działaniem wyładowania koronowego posiada najprawdopodobniej charakter reakcji łańcuchowej.
3. Tlen, para wodna, dwutlenek węgla, dodane w ilości kilku procent do gazu ziemnego, wpływają na przebieg reakcji, zmieniając znacznie ilość i skład uzyskanych produktów.
4. Wszystkie powyższe dodatki wpływają na skrócenie się łańcuchów węglowych węglowodorów, produkowanych na początku reakcji (w pierwszym koronatorze).
5. Dodatek pary wodnej wpływa ujemnie na tworzenie się związków olefinowych i acetylenowych, natomiast sprzyja tworzeniu się związków alifatycznych.
6. Reakcja powstawania węglowodorów ciekłych wykazuje maksimum nasilenia nie przy wejściu gazu ziemnego do aparatury, lecz dopiero w pewnej odległości od wejścia (więc po pewnym czasie działania wyładowań — w trzecim lub czwartym koronatorze). Powyższe potwierdza wcześniejsze obserwacje Linda i Glocklera.

LITERATURA

1) The Chemical Age 58, 548 (1948) komunikuje o ukazaniu się ameryk. raportu No. P. B. 81826, stron 134, pt. „Manufacture and Purification of Arc Acetylene" (Washington).
2) C. C. Monrad, Chem. Met. Eng. 53, Nr 7, 120 (1946).
3) W. G. Fastowskij, „Metan", Moskwa 1947.
4) Chem. Eng. 54, No. 12, 194 (1947).
5) M. Fourcroy, Ann. Chim. (1) 21, 48 (1796).
6) J. E. Nyrop, Pat. Dania, Nr 63297 (26. III. 1945).
7) G. I. Babat, ZSRR, Pat. 66403 (31. V. 1946).
8) W. J. Cotton, Trans. Elektrochem. Soc. 91, I—IV, IVa, V—VII (1947).
9) H. A. Kapcow, „Koronnyj Razriad", Moskwa (1947), p. zestawienie literatury.
10) Herbert Kyser, „Die elektrische Kraftübertragung", Berlin (1923), T. II.
11) R. Ladenburg, Der Chemie-Ingenieur, Euken & Jacob, T. 1, część IV.
12) J. Franck, Ann. Physik, 21, 972 (1907).
13) Art. F. Kip, Bull. Amer. physic. Soc. 14, m. 2, str. 17—18, (1939), Physic. Rev. (2) 55, 1122 (1939).
14) G. W. Trichel, Phys. Rev. (2) 54, 1078—84; 15/12 (1938).
15) H. A. Kapcow, Izwiestia Akadem. Nauk, str. 441—52 (1938).
16) H. Hinderer i Arno Walter, Z. Phys. 117, str. 213—26, 20/1 (1941).
17) L. B. Loeb, A. F. Kip, G. G. Hudson i W. Bennet, Phys. Rev. 12/60, 714—22, 15/11 (1941).
18) L. B. Loeb, Phys. Rev. 71, 712—14 (1947).
19) E. Warburg, Wied, Ann. 40, 9 (1890).
20) E. Marx, Hochspannungs-Prakticum (1941).
21) P. de Wilde, Ber. 7, 352 (1874).
22) M. Berthelot, Compt. rend. 82, 1357 (1876) i Ann. Chim. phys. 5, 1069 (1877).
23) S. M. Losanić i M. Z. Jovićić, Ber. 30, 135 (1897).
24) P. i A. Thenard, Compt. rend. 78, 219 (1874).
25) S. M. Losanić, Ber. 40, 4656 (1907).
26) W. Löb, Ber. 41, 87 (1908).
27) M. Z. Jovićić, Monatsb. 29, 5 (1908) i Monatsb. 29, 1 (1908).
28) S. M. Losanić, Bull. soc. atiin. Becharest 23, 3 (1914).
29) J. J. Jakosky, U. S. Bur. Mines, Tech. Paper 375, (1926).
30) British Thomson-Houston Co. Ltd., Pat. Anglia, 558, 154, 22. VII. (1941).
31) L. A. Matheson, F. C. Hach i M. P. de Haas, Pat.-Amer. 2, 314007, 16. III. 1942.
32) Demjanow i Prianisznikow, Żurnał fiz.-chem. Obszcz. 58, 462 (1926), ZSSR.
33) S. C. Lind i G. Glockler, Trans. Am. Elektrochem. Soc. 52, 37 (1927).
34) S. C. Lind, The chemical effects of alpha particles and electrons, The Chem. Catalog Co., New York (1928).
35) W. G. Coolidge, J. Franklin Inst. 202, 693 (1926).
36) C. M. Slack, J. Optical Soc. Am. 18, 123 (1929).
37) J. C. Mc Lennan i W. L. Patrick, Can. J. Research 5, 470 (1931).
38) C. S. Schoepfle i L. H. Connel, Ind. Eng. Chem. 21, 529 (1929).
39) C. S. Schoepfle i C. H. Fellows, Ind. Eng. Chem. 21, 529 (1929).
40) S. C. Lind, B. M. Marks i G. Glockler, Trans. Elektrochem. Soc. 59, 157 (1931).
41) J. C. Mc Lennan i J. V. S. Glass, Can. J. Research 3, 241 (1930).
42) S. C. Lind i G. Glockler, J. Am. Chem. Soc. 50, 1767 (1928); 51, 2811 i 3655 (1929); 52, 4450 (1930).
43) K. Peters, Brennstoff-Chemie 11, 239 (1930).
44) P. Montagne, Compt. rend. 194, 1490 (1932).
45) H. Lefebvre, Chimie & Industrie, Special No 427 (June, 1933).
46) F. Fischer i K. Peters, Z. physik. Chemie (A) 141, 180 (1929).
47) F. Fischer i K. Peters, Brennstoff-Chem. 10, 108 (1929).
48) E. Brinner, J. G. de Werra i J. P. Jacob, Helv. Chim. Acta, 24, 1010—13 (1941).
49) J. J. Kündig i E. Briner, Helv. Chim. Acta, 25, 1251—5 (1942).
50) S. C. Lind i G. R. Schultze, J. Am. Chem. Soc. 53, 3355 (1931).
51) R. Stratto i E. Vernazza, Industria Chimica 6, 133 (1931).
52) L. Rubanowskij, Żurnał fiziczesko Chimji ZSSR, 4, 431 (1933).
53) D. N. Andrejew, Izwiest. Akadem. Nauk, Ser. Chim. ZSSR, 297—302, (1941).
54) Ja. T. Eidus, Izwiestja Akademji Nauk, Ser. Chim. ZSSR (1938), str. 737—52.
55) Ja. T. Eidus, Izwiestja Akademji Nauk ZSSR (1938) str. 1167—73.
56) A. A. Bałandin, Ja. T. Eidus i N. Załogin, Izwiestja Akademji Nauk, Ser. Chim. ZSSR 4, 132 (1935).

[1]) Oryginał niniejszej pracy znajduje się w archiwum Politechniki Śląskiej w Gliwicach, do którego odsyłamy zainteresowanych poruszonym tematem. Publikacja niniejsza bowiem w pewnej mierze została dla braku miejsca ścieśniona, a niektóre mniej ważne szczegóły opuszczone.

57) Ja. T. Eidus i N. N. Neczajewa, Izwiestja Akad. Nauk. ZSSR (1940), str. 153—60.
58) J. Sticker i J. Piper, Ind. Eng. Chem. ind. Edit. 33, 1567—74 (1941).
59) T. Rabek, Przem. Chem. 12, 240 (1928).
60) T. Kuczyński, Przem. Chem. 13, 137, 161 (1928).
61) W. Szukiewicz, Roczniki Chemii, 13, 245 (1933).
62) W. Kemula i A. Dyduszyński, Roczniki Chem. 17, 8, 423 (1937).
63) J. Dosse i H. Mierdel, Der elektrische Strom im Hochvacuum und in Gasen, Lipsk 1945.
64) A. K. Brewer i P. D. Kueck, J. Phys. Chem., 35, 1281 i 1293 (1931); 36, 2133 (1932); 37, 889 (1933).
65) Cl. Winkler, Anleit. Z. chem. Unters. d. Industrie-Case. 2 Abt. s. 257. — C. Brunck, Z. angew. Chem. s. 695, (1903). — Walt. Hempel, Z. f. angew. Chem. s. 1841 (1912).
66) A. Schleiermacher, Ber. dtsch. chem. Ges. 24, 944 (1891).
67) E. Pregl - H. Roth, Die quantitative organische Mikroanalyse, Berlin, 1935.
68) K. Rast, Ber. dtsch. chem. Ges. 55, 1051 i 3727 (1922).
69) R. J. Waterman, J. C. Vlugten, H. A. van Westen, przekład E. Pilatowej, Przem. Naft. 18, 497, (1936).
70) B. Bobrański i F. Sucharda, Roczniki Chem. VIII. (6), s. 290 (1928).
71) Mc Ilhiney i J. d'Ans, Chem.-techn. Unters. Met. Ergzbd. z. 8, Aufl. II, s. 18 (1939).
72) R. Willstätter & E. Maschman, Ber. dtsch. chem. Ges. 53, s. 939 (1920).
73) L. Ilosvey v. Nagy Ilosva, Ber. dtsch. chem. Ges. 32, s. 2698 (1899).
74) H. Arnold, E. Möller i F. Zimermann, Ber. dtsch. chem. Ges. 53, s. 1034 (1920).
75) M. Struszyński, Analiza jakościowa, (1939).
76) H. Becker i E. Rossenbeck, Wiss. Veröff. Siemens Konzern, 2, 456 (1922).
77) S. Young & W. Prahl, Theorie u. Praxis d. Destilation, Berlin (1932).

The Effect of Electric Corona Discharge on the Natural Gas

Summary

1. The experiments confirmed the earlier observations of the other authors about forming of liquid hydrocarbons from methane by the influence of electric corona discharge.
2. The forming of liquid hydrocarbons from natural gas by the corona discharge has probably the chain reaction character.
3. The addition of some percent of oxygen, water vapour, carbon dioxyde to the natural gas mostly affects the reaction and modifies the quantity and composition of obtained products.
4. All these supplements affect the shortening of the carbon chains of the hydrocarbons arisen in the first stade of the reaction (in the first „coronator" [discharge tube]).
5. The addition of the water vapour shows a negative influence on the formation of unsaturated hydrocarbons and results rather the forming of alifatic hydrocarbons.
6. The forming of liquid hydrocarbons shows maximum of tension not at the inlet of natural gas into the apparatus but in some distance from it (i. e. after some time of the discharge's action — in the third or fourth coronator). That confirm the earlier Lind's and Glockler's observations.

Dr Inż. Stanisław Radfal

Obwałowanie zbiorników na ropę i produkty naftowe

Obwałowanie zbiorników na ropę i produkty naftowe jest koniecznością, mającą na celu zabezpieczenie produktu przed stratami na wypadek przepełnienia lub nieszczelności zbiornika oraz zapobieżenie przerzucenia się pożaru na sąsiednie obiekty, pod wpływem płonącej masy rozlanego po powierzchni ziemi produktu.

Wedle przepisów górniczych prawidłowego i bezpiecznego prowadzenia ruchu kopalń i zakładów naftowych, każdy zbiornik nadziemny z osobna winien być otoczony silnym wałem ziemnym, a w braku miejsca ogniotrwałym murem ochronnym. Wymiary obwałowania zbiorników żelaznych powinny być tak dobrane, aby w zamkniętej, obwałowanej przestrzeni mogła się pomieścić przynajmniej połowa pojemności zbiornika. Racjonalniejsze jest w tym wypadku dostosowanie pojemności przestrzeni obwałowanej do całkowitej objętości zbiornika.

Zbiorniki drewniane, nie wkopane w ziemię, muszą być obwiedzione tak wysokim wałem ziemnym, aby przestrzeń zamknięta tym wałem mogła pomieścić całą zawartość zbiornika.

1. Wybór terenu

Przy wyborze miejsca na ustawienie zbiornika i jego obwałowanie winny być brane pod uwagę i uwzględnione następujące potrzeby i okoliczności:

1. Bezpieczeństwo pracy, przy zachowaniu niezbędnych odległości (pasów ochronnych) od obiektów z otwartym ogniem, dróg publicznych i torów kolejowych, unormowanych wymienionymi na wstępie przepisami i ustawą o składach produktów naftowych (Dz. U. Rzp. P. 1928 Nr 53 poz. 508).
2. Potrzeby ruchu, warunkujące racjonalne odległości zbiornika od innych urządzeń i obiektów, związanych ruchowo ze zbiornikiem, jak produkujące odwierty, tłocznie ropne, urządzenia ładunkowe i wylewowe itp.
3. Ukształtowanie topograficzne terenu, umożliwiające wyzyskanie naturalnego spadku do samoczynnego dopływu wzgl. odpływu magazynowanego produktu. Jest to czynnik bardzo ważny, decydujący o ekonomii ruchu.

Ustawienie zbiornika w terenie zalewowym większych rzek lub górskich potoków, nie

objętych regulacją i zagrożonych wylewem, nie jest dozwolone.

4. Budowa geologiczna terenu i rodzaj gleby, posiadające decydujący wpływ na jakość i trwałość obwałowania.

Iły, gliny i less, jako najpospolitsze i najważniejsze rodzaje gruntów, zawierają prawie zawsze wodę, a nasyciwszy się nią, stają się nieprzepuszczalne. Tworzą one, z domieszką piasku, najodpowiedniejszy materiał na obwałowanie zbiorników. W znacznie mniejszym stopniu kwalifikują się do tego celu niektóre odmiany gliny, gdyż wysycone wodą przechodzą łatwo w stan płynny, ulegając wymuleniu.

Piasek i żwir, stanowiące doskonały materiał do budowy nasypów drogowych i innych budowli ziemnych, jako przepuszczalne, nie nadają się na obwałowania zbiorników.

Ziemia zwykła urodzajna, zawierająca w wierzchnich pokładach duże ilości próchnicy, używana jest do okrywania jałowych stoków budowli ziemnych.

Tereny mokre i zabagnione, nie dające się należycie odwodnić, nie nadają się pod ustawienie zbiorników.

5. Łatwy dostęp do terenu zbiornika na wypadek pożaru lub zagrożenia pożarem.

6. Możliwość najracjonalniejszego usytuowania w granicach stojącej do dyspozycji powierzchni.

Wedle dotychczasowych doświadczeń praktyki, powierzchnia zajęta pod zbiornik i obwałowania, zależna od wielkości zbiornika, winna być tak dobrana, aby odległość zbiornika od stopy szkarpy wynosiła co najmniej 2 m, wysokość wału nie była mniejsza od 1 m przy szerokości korony nie mniejszej niż 0,5 m.

Objęta obwałowaniem powierzchnia zlewiska może posiadać kształt kwadratowy, prostokątny, kołowy lub eliptyczny. Z uwagi na zajętą powierzchnię, kształt kwadratowy lub prostokątny należy uważać za racjonalniejszy.

2. Prace przygotowawcze

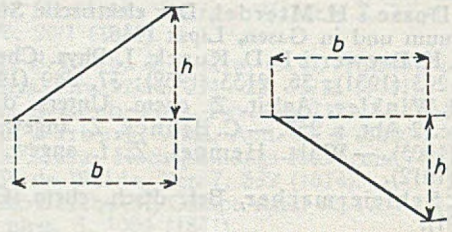
Prace wstępne obejmują wybór miejsca pod zbiornik i obwałowanie, przy uwzględnieniu wymienionych wyżej potrzeb i okoliczności, obliczenie zająć się mającej pod obwałowanie powierzchni oraz zdjęcie profilu, celem splantowania terenu i zaprojektowania przekroju wału jak i ewentualnych wykopów i ogólnego planu sytuacyjnego.

Zdjęcie terenu na pochyłościach przeprowadza się najprościej przy pomocy 4—5 m długiej łaty i poziomnicy przez tzw. schodkowanie, zdejmując kolejno różnicę wysokości między jednym a drugim punktem terenu i nanosząc je w dogodnej skali na papier milimetrowy. Dobre usługi może również w tym wypadku oddać przyrząd złożony z łaty mierniczej i z 4—5 m długiego gumowego węża, zakończonego po obu stronach szklanymi rurkami, który przed użytkiem napełnia się wodą.

3. Profilowanie nasypów i obwałowania

Zależnie od własności, grunt przy nasypach układa się w stosunku do poziomu w pewnym, określonym nachyleniu stoku (szkarpy). Kąt między stokiem a linią poziomu stanowi naturalną granicę, przy której dany rodzaj gruntu może się jeszcze sam utrzymać w stałej równowadze. Szkarpy o większym niż naturalnym nachyleniu winny być umocnione.

W przekopach, gdzie grunt jest bardziej twardy, mogą być przyjęte bardziej strome szkarpy niż przy nasypach.



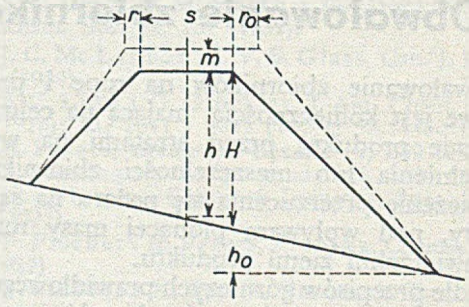
Rys. 1

Stosunek rzutu poziomego stoku b do wysokości h (rys. 1) dla rozmaitych gruntów objęty jest następującą tabelą:

Rodzaj stoku	Piasek drobny	Żwir lub ziemia roślinna	Grunty gliniaste i glina	Grunty kamieniste	Skały
W przekopach stok nieumocniony	1,8—1,7	1,6—1,4	1,5—1,4	1,5—1,0	0,5-0,33
W przekopach stok umocniony	1,5	1,25-1,0	1,0	1,0-1,15	0,75
W nasypach stok nieumocniony	2,0—1,9	1,7—1,5	1,5	1,5	usypany 0,75
W nasypach stok umocniony	1,5	1,4-1,25	1,0	do 1,0	układany 0,5

W praktyce drogowej, przy stosunkowo dużym obciążeniu nasypu, stosuje się zarówno w nasypach jak i w przekopach najczęściej stosunek 1,5. Przy obwałowaniu zbiorników w korzystnych warunkach może być przyjęty stosunek 1,0.

Objętość materiału uzyskiwanego przy kopaniu zwiększa się pod wpływem rozluźnienia. Wykonane nasypy kurczą się w okresie deszczów i osiadają. Przy profilowaniu należy więc, zależnie od wysokości nasypu i rodzaju gruntu użytego do budowy, uwzględnić odpowiednie nadwyżki wysokości i rozszerzenia.



Rys. 2

Wedle danych zaczerpniętych z praktyki, nadwyżki mas przy nasypach (rys. 2), na terenie poziomym lub lekko pochyłym wynoszą[1]):

w ziemi zwykłej

$$m = \frac{1}{15} \cdot h;\ r = \frac{1}{9} \cdot h$$

grunt ilasty, gliniasty

$$m = \frac{1}{12} \cdot h;\ r = \frac{1}{8} \cdot h$$

[1]) St. Bryła, Podręcznik inżynierski, T. I.

piasek

$$m = \frac{1}{25} \cdot h;\ r = \frac{1}{15} \cdot h$$

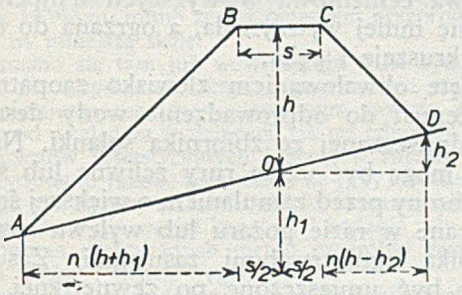
grunt kamienisty

$$m = \frac{1}{40} \cdot h;\ r = \frac{1}{40} \cdot h$$

W terenie mocno pochyłym należy r obliczyć osobno, wstawiając

$$h = H + \frac{h_o}{2}$$

Przed przystąpieniem do wykonania robót wyznacza się w terenie nierównym, przez wypalikowanie, punkty wcięcia wykopów oraz stopowy i szczytowe punkty obwałowania $ABCD$ (rys. 3).



Rys. 3

Oznaczając przez s szerokość korony nasypu a przez n stosunek nachylenia szkarpy, prostopadłe odległości od osi wału wyniosą:

$$OA = \frac{s}{2} + n(h + h_1)$$

$$OD = \frac{s}{2} + n(h - h_2)$$

Powyższe odległości, jako wskaźniki wału, oznacza się profilami z łat, odcinając odnośne punkty od punktu osiowego.

A zatem w punkcie A wbija się drewniany kołek (rys. 4), w niedużej zaś od niego odległości po linii profilu poprzecznego drugi kołek. Następnie przytwierdza się do nich łatę ukośną w taki sposób, aby jej górna krawędź sięgała do wysokości wału i posiadała nachylenie szkarpy $1:n$.

Wymagane nachylenie wyznacza się przy pomocy poziomnicy i trójkąta profilowego o określonym wyżej stosunku przyprostokątni.

W taki sam sposób wytycza się punkt D. Wymierzywszy wreszcie na osi wału (pkt. O) wymaganą wysokość obwałowania i ustawiwszy do poziomu w tej wysokości łatę poprzeczną, przytwierdza się ją do łat ukośnych (rys. 4).

Ustawiając szablony, należy pamiętać o naznaczeniu na nich nadwyżki i rozszerzania, z jakimi nasyp należy wykonać, z uwagi na osiadanie.

Oznaczając przez s szerokość korony wału, a przez $1:n$ stosunek nachylenia stoków, z profilów poprzecznych dokonuje się obliczenia masy ziemi potrzebnej na obwałowanie przy pomocy wzoru:

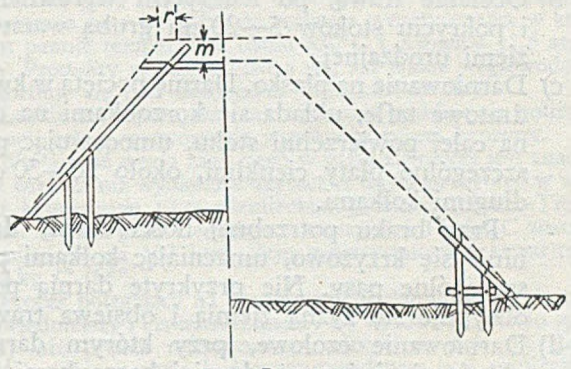
$$F = s \cdot h + n \cdot h^2$$

oraz równania:

$$M = \frac{F_1 + F_2}{2} \cdot l$$

w którym M wyraża obliczoną masę ziemi, zaś F_1 i F_2 powierzchnię dwóch po sobie następujących profilów, a l — osiową odległość między nimi.

Potrzebny do budowy materiał czerpie się bądź to z niwelacji zająć się mającej powierzchni gruntu, bądź też dowozi się z innych terenów. Obniżenie



Rys. 4

zlewiska poniżej poziomu sąsiednich gruntów, zwłaszcza w terenie gliniastym, dla uzyskania materiału na obwałowanie, nie jest wskazane.

4. Roboty ziemne

Roboty ziemne rozpoczyna się od wycięcia darni, o ile grunt jest nią pokryty, względnie od usunięcia warstwy urodzajnej ziemi. Pierwsza zostaje użyta następnie do umocnień najwrażliwszych części obwałowania, druga do okrywania jałowych stoków, celem obsiania ich trawą. Darnie tnie się w płaty kwadratowe 7—10 cm grube, o boku 20—30 cm. Wierzchnią warstwę ziemi urodzajnej zdejmuje się do głębokości 10 do 20 cm.

Nasypy wykonuje się bądź to warstwami, układając dowożony materiał wzdłuż osi obwałowania, bądź też od boku. Pierwszy sposób uchodzi za najracjonalniejszy i jest najczęściej stosowany. Drugi sposób od boku, stosowany na stokach, polega na tworzeniu wąskiego wału na całej długości nasypu, który następnie stopniowo się rozszerza. Trzeci wreszcie sposób sypania wału od czoła polega na jego wykonaniu od razu na całym przekroju. Sposób ten stosowany jest przy krótkich nasypach.

Tereny zawodnione i bagniste muszą być przed wykonaniem nasypów, przez przekopanie rowów, odwodnione.

Gdy ustawienie więcej niż jednego zbiornika nie jest w przyszłości przewidywane, celem trwałego osuszenia gruntu otacza się obwałowane zlewisko niezbyt głębokim wykopem, przebiegającym po zewnętrznej stronie, wzdłuż całego obwałowania.

5. Ubezpieczenie szkarp

Ubezpieczenie szkarp ma na celu umocnienie ich oraz zabezpieczenie przed usuwaniem i erozją. Jest to szczególnie ważne przy większym niż naturalnym nachyleniu stoków i przy nasypach gliniastych, ulegających łatwemu wymulaniu, pod wpływem działania wody z opadów atmosferycznych.

Ubezpieczenia szkarp dokonuje się przez:

a) Obsianie trawą. Do obsiania używa się mieszanek różnych gatunków traw silnie się zakorzeniających. Jest to najzwyczajniejsza ochrona stoków, której nigdy nie wolno pominąć.

b) Obsianie trawą, po należytym wyrównaniu i pokryciu stoków 5—20 cm grubą warstwą ziemi urodzajnej.

c) Darniowanie na płasko. Darnię pociętą w kwadratowe tafle, układa się korzonkami na dół na całej powierzchni stoku, umocowując poszczególne płaty cienkimi, około 20—30 cm długimi kołkami.

Przy braku potrzebnej ilości darni, darniuje się krzyżowo, umacniając kołkami poszczególne pasy. Nie przykryte darnią pola obsypuje się żyzną ziemią i obsiewa trawą.

d) Darniowanie czołowe, przy którym darnie układa się jedną na drugiej korzonkami ku dołowi, jak przy cegle. Najlepszy ten, rzadko używany, sposób stosuje się przy ostrym nachyleniu szkarpy.

Wytworzone przy niwelacji stoków górskich przekopy zabezpiecza się przed usuwaniem murem podporowym. Wykonuje się go z kamienia łamanego lub ciosowego, cegły względnie betonu. Budowany jest on zwykle na zaprawie cementowej, jako pełny mur o szerokości korony przy kamieniu łamanym 0,5 m, przy betonie 0,3 m, przy cegle — 2 cegły. Pochyłość lica pełnego muru winna wynosić w tym wypadku 5:1 do 6:1, a tył wykonuje się pionowo. Dno fundamentu układa się poniżej granicy mrozów, tj. w głębokości 1,0—1,2 m.

6. Mury ochronne

Przy braku miejsca dla obwałowania otacza się zlewisko częściowo lub też w całości murem ochronnym. Mury ochronne wykonuje się z kamienia (nie wapiennego) lub cegły na zaprawie z ogniotrwałej glinki lub cementu, zabezpieczając je przed przenikaniem wilgoci od góry płytą okapową. Zaprawa cementowa w wyższych temperaturach staje się mniej wytrzymała, a ogrzana do czerwoności kruszeje i pęka.

Objęte obwałowaniem zlewisko zaopatruje się w przepust do odprowadzenia wody deszczowej lub odpuszczanej ze zbiornika solanki. Na przepusty mogą być użyte rury żeliwne lub stalowe, dla ochrony przed zamulaniem o większej średnicy, zamykane w razie pożaru lub wylewu zawartości zbiornika ogniotrwałymi zasuwami. Zasuwy te winny być umieszczone po zewnętrznej stronie obwałowania.

Benzyna syntentyczna w Stanach Zjedn. A. P.

(na podstawie artykułu G. Robertsa Jr., i J.A. Phinneya, „The Oil and Gas Journal", 15. III. 1947)

Opracowana obecnie w Stanach Zjedn. wytwórczość benzyny syntetycznej zbliża się szybko do realizacji na skalę przemysłową.

Na razie mają być budowane dwie fabryki: jedna w Bronsville, Texas przez Carthage Hydrocol, Inc., druga zaś na polach gazów ziemnych Hugoton w Kansas przez Stanolind Oil & Gas Co. Przy obu tych fabrykach przewidziano urządzenia do uzyskiwania i oczyszczania chemikaliów z produktów ubocznych.

Procesy te opierają się na niemieckiej metodzie Fischer—Tropscha, nazywane różnie jako proces Syntol, Syntyna i Hydrocol.

Metody te zostały już w prasie fachowej dokładnie opisane od strony chemicznej, a celem niniejszego artykułu jest omówienie strony technologicznej urządzeń na skalę przemysłową w Niemczech oraz urządzeń, które mają powstać w Stanach Zjednoczonych.

Warto się zatrzymać nieco nad opisem konstrukcji niemieckich komór reakcyjnych. Najważniejszymi momentami przy projektowaniu i konstrukcji są tutaj ścisła kontrola temperatury i odprowadzenie ciepła. Reakcja syntezy jest dość silnie egzotermiczna i dla tego konieczne jest odprowadzanie dużych ilości ciepła na jednostkę objętości komory reakcyjnej. Pozatem reakcja ta jest bardzo wrażliwa na temperaturę i musi się bardzo ściśle temperaturę tę kontrolować, aby zapobiec powstawaniu niepożądanych produktów ubocznych.

W Niemczech stosowano dwa rodzaje komór reakcyjnych, jeden dla procesu przy ciśnieniu atmosferycznym, drugi zaś pracujący pod ciśnieniem około 7 kg/cm². Na skutek małego przewodnictwa ciepła masy katalitycznej, którą formowano uprzednio, komory reakcyjne musiały być tak projektowane, aby pozostawiać tylko bardzo małe odległości między katalizatorem a powierzchniami chłodzącymi.

Komora reakcyjna atmosferyczna miała kształt prostokątnej skrzyni z poziomymi rurami kotłowymi. Prostopadle do tych rur umieszczone były płyty stalowe o grubości około 1,6 mm, a odległość między nimi wynosiła około 7,7 mm. Powierzchnia rur w pojedynczym reaktorze wynosiła ok. 400 m², zaś powierzchnia płyt żeberkowych odprowadzających ciepło 3600 m², na całą powierzchnię chłodzącą, wynoszącą 4000 m². Zdolność wytwórcza takiej komory reakcyjnej sięgała zaledwie 2940 litrów oleju syntetycznego dziennie, przy ciężarze komory 41 ton (bez izolacji).

Komora reakcyjna ciśnieniowa miała kształt pionowego cylindra i napełniona była systemem podwójnych rur współśrodkowych między blachami rurowymi. Katalizator umieszczony był w pierścieniowej przestrzeni między rurami współśrodkowymi, zaś woda zajmowała przestrzeń na zewnątrz zewnętrznych rur i wewnątrz rur wewnętrznych. Całkowita powierzchnia chłodząca takiego reaktora wynosiła 2100 m², zaś reaktor ważył 49 ton bez izolacji. Wydajność była taka sama jak reaktora atmosferycznego, to znaczy ok. 2900 litrów dziennie. Natomiast całkowita objętość reaktora ciśnieniowego wynosiła 184 m³, podczas gdy objętość reaktora atmosf. 270 m³.

Doświadczenia wykazały, że zdolność przeróbcza tych reaktorów ograniczona jest wyłącznie możliwością odprowadzania ciepła i kontroli temperatury, nie zaś niedostateczną aktywnością katalizatora. Innymi słowy, ta sama ilość katalizatora mogłaby wyprodukować znacznie więcej oleju, gdyby można ulepszyć konstrukcję reaktora przez większe odprowadzenie ciepła na jednostkę objętości katalizatora. W praktyce cztery takie komory reakcyjne pracowały jako jednostka, ze wspólnym systemem chłodzącym, przy czym temperaturę nastawiano przez regulowanie ciśnienia systemu wyparowywującego wodę. W przeciętnym urządzeniu niemieckim, o zdolności wytwórczej dziennej 212 m³, były w ruchu około 72 komory reakcyjne wraz z 18-ma oddzielnymi systemami kontrolnymi.

Oczywiście koszty inwestycyjne tych urządzeń w Niemczech były duże i obracały się w granicach 7500 do 8000 dolarów na jedną baryłkę produktu dziennie (163,5 litra).

Produkcja benzyny metodą Fischer-Tropscha nie odegrała poważnej roli w technologji materiałów pędnych w Niemczech w czasie wojny.

Produkcja syntetycznych materiałów pędnych rozbudowana została wprawdzie w bardzo dużym zakresie w Niem-

czech w okresie wojennym, lecz odnosi się to głównie do metody uwodorniania pod wysokim ciśnieniem, mimo wysokich kosztów tego procesu w porównaniu z metodą Fischer—Tropscha.

Przyczyną tego była zła jakość benzyny Fischerowskiej, która uniemożliwiała stosowanie jej jako składnika benzyny lotniczej. Dlatego też w czasie wojny Niemcy nie wybudowali nowych urządzeń Fischerowskich, a benzyna otrzymywana z istniejących fabryk była używana wyłącznie jako benzyna samochodowa o niskiej liczbie oktanowej.

Natomiast olej gazowy z tej metody miał bardzo dobre własności i jako taki był stosowany jako domieszka poprawiająca do niżej gatunkowych paliw dieslowych.

Niemcy uważali, że za wyjątkiem frakcji dieslowej, produkty metody Fischer-Tropscha nie nadają się do paliw wysoko gatunkowych i stosowali je głównie jako surowce do dalszej chemicznej i syntetycznej przeróbki.

Jeżeli chodzi o rozwój procesów syntetycznej benzyny w Ameryce, to aktywne zainteresowanie rozpoczęło się z rokiem 1938-ym, mimo że już przedtem przeprowadzano badania na mniejszą skalę.

Przekonano się tam już wówczas, że o ile syntetyczna benzyna ma współzawodniczyć z przemysłem naftowym, należy niemiecką metodę w ogromnym stopniu ulepszyć i to tak pod względem wydajności, jak też odnośnie zmniejszenia kosztów inwestycyjnych i kosztów ruchu.

Zadecydowano przede wszystkim, że przy obecnej strukturze cen, gaz ziemny stanowi bardziej ekonomiczne źródło węgla i wodoru niż węgiel kopalny, i badania szły po linii wypracowania praktycznych metod przeróbki gazu ziemnego na wodór i tlenek węgla.

W równaniu (1) uwidocznione jest działanie pary wodnej na metan i CO_2

$$6CH_4 + 4H_2O + 2CO_2 = 8CO + 16H_2 \qquad (1)$$

Reakcja ta zachodzi pod ciśnieniem atmosferycznym w temperaturze około 815°C z katalizatorem i z racji tej, że jest to reakcja endotermiczna, proces przeprowadza się w piecu reformującym. W urządzeniu tego rodzaju, które jest dziś powszechnie stosowane do otrzymywania wodoru z gazu ziemnego, rury ze stopów specjalnych, zawieszone są pionowo w opalanym piecu, gazy reagujące spływają w dół przez warstwy katalizatora, który znajduje się w rurach.

Inny proces uwidoczniony jest w równaniu (2):

$$8CH_4 + 4O_2 = 8CO + 16H_2 \qquad (2)$$

Metan łączy się pod ciśnieniem przy wyższej temperaturze, dając tlenek węgla i wodór. Reakcja ta jest egzotermiczna i wywiązujące się ciepło może być wykorzystane w innych częściach procesu.

Reakcja ta, polegająca na częściowym spalaniu, nie była dotychczas stosowana na skalę przemysłową, lecz z przyczyn, o których będzie mowa w dalszej części artykułu, jest ona korzystniejsza dla zastosowania przy fabrykacji benzyny syntetycznej, niż w pełni już opracowana metoda reformowania (1).

Następny stopień metody amerykańskiej otrzymywania benzyny syntetycznej jest zasadniczo taki sam jak metody niemieckiej, mianowicie przemiana mieszaniny CO i H_2 na węglowodory.

Lecz i tutaj uzyskano znacznie zwiększoną skuteczność procesu przez ogromne ulepszenia technologiczne i zmniejszenie kosztów inwestycyjnych. Prace nad katalizatorem żelaznym dały materiał o wiele tańszy od niemieckiego katalizatora kobaltowego. W swym skutecznym okresie życia daje on więcej benzyny i to o wyższej jakości niż niemiecki katalizator kobaltowy. Otrzymuje się przy tym cenne chemikalia jako produkty uboczne.

Koszty inwestycyjne, jak też robocizna zostały w dużym stopniu zmniejszone, przez zastosowanie techniki „płynnej", w której pokład katalizatora utrzymywany jest w stanie ruchomym (turbulentnym).

Słowo „płynny" użyte jest dla tego, albowiem warstwa katalizatora zachowuje się jak płyn. Technika ta stosowana jest w dużym zakresie przy krakowaniu katalitycznym i polega na tym, że szybko krążące cząstki katalizatora umożliwiają przenoszenie ogromnych ilości ciepła do sąsiadujących powierzchni chłodzących, przy małych odchyleniach temperatury poprzez złoże katalizatora.

Schemat procesu, który jest obecnie w opracowaniu i który ma być stosowany przy fabrykacji na skalę fabryczną, polega na następujących elementach.

Gaz ziemny pod ciśnieniem oraz tlen, po podgrzaniu, dostają się do komory spalinowej, w której następuje konwersja reagujących gazów na wodór i tlenek węgla przy ciśnieniu około 21 atm. i temperaturze 1370°C.

Gazy te schładza się, zaś uzyskane w ten sposób ciepło w formie pary wodnej jest odpowiednio wykorzystywane. Następnie gazy wchodzą do reaktora syntetycznego, w którym panuje temperatura około 320°C i ciśnienie 17,5 atm. abs. Produkty reakcji ochładza się, zaś lekkie węglowodory absorbuje się pod ciśnieniem 14 kg/cm² w oleju.

Lekkie olefiny uzyskiwane z procesu poddaje się polimeryzacji celem wytworzenia wysokooktanowej benzyny.

Wydajność węgla zawartego w gazie ziemnym jest znacznie większa niż wydajność użyteczna węgla zawartego w węglu kamiennym przy niemieckim procesie Fischer-Tropscha. 283 m³ gazu ziemnego o zawartości 153 kg C zostają zamienione na 163 litry oleju syntetycznego o zawartości 104 kg C (68%).

Proces polegający na częściowym spalaniu okazał się odpowiedniejszy i ekonomiczniejszy do wyrobu gazów do syntezy niż proces reformowania, albowiem daje on duże ilości ciepła i może być przeprowadzony pod ciśnieniem potrzebnym do syntezy, pod jakim gaz ziemny zazwyczaj stoi do dyspozycji.

Jeżeli się rozważa poszczególne stadia procesu otrzymywania benzyny syntetycznej z gazu ziemnego, napotyka się na szereg niezwykłych problemów technologicznych.

Przy sporządzaniu gazu do syntezy metodą częściowego spalania potrzebne będą wielkie ilości tlenu, który będzie wytwarzany zmodyfikowaną metodą Linde-Frankla, polegającą na nisko-temperaturowej destylacji. Metoda ta stosowana już bywa wprawdzie do wytwarzania tlenu na mniejszą skalę, lecz wytwórnia planowana do procesu syntetycznego przekraczać będzie wielokrotnie największe istniejące instalacje, przy czym przewidziano — z uwagi na ekonomię — takie ulepszenia, jak centryfugowe kompresory powietrzne, centryfugowe rozprężarki, odwracalne wymienniki ciepła i inne.

Kompresory powietrzne składają się z dwóch zespołów równoległych, każdy zespół z dwóch kompresorów z indywidualnym popędem.

Zespół składa się z jednego kompresora, który spręża 2640 m³/min. powietrza od 0,93 do 2,8 kg/cm², oraz drugiego, który spręża 2640 m³ powietrza od 2,7 do 7,5 kg/cm² ciśnienia. Zapotrzebowanie siły dla pierwszego kompresora wynosi 12750 KM, dla drugiego 8300 KM. Ilość obrotów na min. pierwszego 2800, drugiego 3000. Prężność pary dla wszystkich turbin kompresorów wynosi 42 kg/cm², temperatura 400°C przy dławiku, zaś wydmuch 60 mm Hg abs.

Instalacja ta będzie zapewne największą instalacją kompresorów powietrznych.

Kompresory tlenowe będą o tyle niezwykłe, że będzie to zapewne pierwsze zastosowanie centryfugowych kompresorów do sprężania tlenu od 1,1 do 22 kg/cm². Ilość tlenu sprężana przez jeden zespół wyniesie 485 m³/min. (instalacja składać się będzie z dwóch zespołów kompresorów tlenowych). Każdy zespół składa się z 3 kompresorów pracujących seryjnie. Pierwsze dwie maszyny pędzone są wspólną turbiną o mocy 4760 KM, zaś ostatni stopień sprężania uskutecznia trzeci kompresor z własnym napędem o sile 1720 KM.

Para do tych turbin ma 42 at. nadciśn. i 400°C na dławiku, zaś wydmuch 13 at. nadciśn. i 260°C. Rozprężacze powietrzne służące do oziębiania będą pracowały z szybkością 9000 obrotów na minutę, ciśnieniem wlotowym około 6,3 kg/cm² i temperaturami: wlotową —147°C i wylotową —188°C. Jednostki o takich wymiarach nie były dotychczas nigdzie stosowane.

Przez stosowanie aluminium jako tworzywa do instalacji tlenowej powstały nowe problemy, mianowicie problem, który wyłonił się przy spawaniu płyt aluminiowych o grubości ponad 1 cal. Znaczna część instalacji tlenowej będzie też wykonana ze stali chromo-niklowej 18—8.

Następującą fazą procesu jest częściowe spalanie gazu ziemnego z tlenem, i tu znowu napotkano na szereg technicznych problemów.

Jak już wspomniano poprzednio, w fazie tej zmieszany metan i tlen poddaje się ciśnieniu około 21 kg/cm² i temperaturze 1380° C.

Problem jaki tu napotkano to wybór odpowiedniego ogniotrwałego materiału, który mógłby wytrzymać tak wysoką temperaturę, następnie konstrukcja urządzenia do mieszania metanu z tlenem oraz ochrona ścian aparatu przed nadmiernym nagrzewaniem.

Obecnie plany idą w kierunku stosowania kotła parowego do chłodzenia gazu do syntezy. Będzie to zapewne również pierwsze zastosowanie wysokociśnieniowego kotła, pracującego w takich warunkach. Urządzenie zostało tak pomyślane, że powierzchnia przenosząca ciepło będzie do wyjmowania celem konserwacji. Ciśnienie pary będzie wynosiło około 45,5 atm. Osłona naczynia będzie chłodzona wodą.

Ulepszenie metody niemieckiej występuje jaskrawo, jeżeli się zważy, że jeden zespół służący do wytwarzania gazu do reakcji, ma dzienną zdolność produkcyjną, odpowiadającą 490 m³ oleju syntetycznego, podczas gdy taka jednostka niemiecka dawała zaledwie ilość gazu, odpowiadająca dziennie 18,7 m³ oleju syntetycznego!

Fabryka, która ma być budowana, o wydajności dziennej 980 m³ oleju syntetycznego, będzie miała tylko dwa takie naczynia.

Przy projektowaniu konwertorów do właściwej syntezy, wypracowano również szereg bardzo interesujących szczegółów technicznych, jak wprowadzenie dostatecznych powierzchni chłodzących bez przeszkody dla wirującego ruchu cząsteczek „płynnego" katalizatora, dobór materiału konstrukcyjnego, odpornego na ścieranie przez ruchomy katalizator przy panującej w komorze reakcyjnej temperaturze i ciśnieniu, konstrukcja odpowiedniego urządzenia do oddzielania zawieszonych cząstek katalizatora od produktów gazowych opuszczających reaktor.

Jeden z projektów przewiduje, że naczynie o pojemności około 96 m³ będzie miało zdolność produkcyjną dzienną 163 m³ oleju syntetycznego. Należy to porównać z normalnym konwertorem niemieckim o pojemności 26,8 m³, którego wydajność dzienna wynosi zaledwie 2,94 m³ oleju. Wydajność konwertora amerykańskiego w stosunku do jego pojemności do konwertora niemieckiego wynosi jak 15,5:1.

A więc, gdy fabryka o dziennej produkcji 980 m³ oleju będzie miała 6 reaktorów, taka sama fabryka systemem niemieckim musiałaby mieć 300 reaktorów.

Reaktory amerykańskie będą dawały prócz oleju 158000 kg pary wodnej na godzinę o ciśnieniu 45,5 kg/cm².

W zakładzie, o którym mowa, przez reaktory przechodzić będzie gaz w ilości 28,3 milionów metrów sześć. dziennie, zaś kompresory recyrkulujące mają przetłaczać 21 mil. m³ z tej ilości.

Jeżeli chodzi o takie urządzenia, jak urządzenie służące do rektyfikacji produktu syntezy, do polimeryzacji lotnych węglowodorów nienasyconych, do rafinacji itp., to będą to instalacje powszechnie dziś w przemyśle rafineryjnym stosowane i tutaj nie ma specjalnych problemów. Ciekawe są tylko ilości pary i wody jakie zapotrzebuje zakład, a także wymiary pewnych urządzeń pomocniczych.

Cały zakład będzie zużywał 540000 kg pary wodnej na godzinę o ciśnieniu 42 kg/cm² i temperaturze 370° C; około dwie trzecie tej ilości pary wyprodukuje sam proces. Zapotrzebowanie wody chłodzącej będzie wynosiło 510000 litrów na minutę.

Projektowane urządzenie będzie wytwarzało benzynę tzw. „premium" o liczbie oktanowej 80, która będzie mogła konkurować z benzyną otrzymaną z ropy o tej samej jakości, biorąc pod uwagę koszty produkcji i amortyzację, oraz uwzględniając dzisiejszą cenę gazu ziemnego w Stanach Zj.

Koszty inwestycyjne będą rzędu 3000 do 3500 dolarów, licząc na jedną baryłkę (163 litry) produktu węglowodorowego dziennie, co stanowi mniej niż połowę kosztów inwestycyjnych urządzenia niemieckiego.

W Stanach Zjedn. oceniają, że za jakich 15 do 20 lat, produkcja syntetycznych węglowodorów przekroczy znacznie 20000 m³ dziennie, i gdy dziś zainteresowanie ześrodkowuje się głównie na gazie ziemnym jako surowcu, to jednak jasne jest, że w miarę wyczerpywania się gazu ziemnego i ropy, wzrośnie zainteresowanie węglem jako surowcem do syntezy, przy odpowiednich zmianach obecnej techniki procesu. Niewątpliwie synteza paliw płynnych z gazu ziemnego i węgla pokryje zapotrzebowanie na te materiały po cenach umiarkowanych conajmniej na tysiąc lat.

Opracował inż. R. Glaser

Inż. Bronisław Fleszar

Nafta na Bliskim i Dalekim Wschodzie

Dokończenie

Arabia Saudyjska

Pola naftowe Arabii Saudyjskiej znajdują się we wschodniej części pustyni arabskiej, w rejonie zachodniego wybrzeża Zatoki Perskiej. Pierwszy raz ropę odkryto tu w r. 1936. W ostatnich latach rozwinięto na polach Arabii Saudyjskiej najbardziej ożywioną działalność wiertniczą i eksploatacyjną spośród krajów Bliskiego Wschodu.

Na odkrytych dotychczas 6 pól naftowych — a raczej 5, gdyż odkryte w roku ubiegłym (1948) pole Buqqa okazało się jedynie północno-wschodnim przedłużeniem pola Abqaiq — w eksploatacji znajdują się 3 pola (tabl. 4), z których największe jest obecnie, odkryte w r. 1940, pole Abqaiq. Wydobycie tego pola podniosło się w roku 1948 prawie dwukrotnie i stanowi ok. 74% całego wydobycia kraju. Drugie co do wielkości jest pole Dammam (23%), którego wydobycie w ciągu ostatnich trzech lat utrzymuje się prawie na jednym poziomie. Reszta wydobycia (3%) należy do pola Qatif, odkrytego w roku 1945. Odkryte w roku 1940 pole Hadriya i w r. 1948 pole Ain Dar do końca roku 1948 ropy nie wydobywały.

Wydobycie ropy na poszczególnych polach naftowych Arabii Saudyjskiej
1946—1948 Tabl. 4

Pole	1946	1947	1948	Od początku
	w tysiącach ton			
Ain Dar . . .	—	—	—	—
Abqaiq	3 295	7 235	14 278	19 149
Buqqa	—	—	—	—
Dammam . . .	4 598	4 694	4 507	26 345
Qatif	129	185	475	1 028
Abu Hadriya .	—	—	—	—
Razem . .	8 022	12 114	19 260	46 522

Właściwy szybki rozwój przemysłu naftowego w Arabii Saudyjskiej datuje się dopiero od roku 1944, a zwłaszcza od roku 1946. Wydobycie ropy w wysokości 1051 tysięcy ton w roku 1944 w ciągu 4-ch lat podniosło się do wysokości 19260 tysięcy ton w 1948 r., 59% więcej niż w roku poprzednim (tabl. 1 i rys. 3).

Ropa na polach Arabii Saudyjskiej jest przywiązana do wapieni (tzw. arabskich) górnej i środ-

kowej jury oraz kredy, wykształconych w formie antyklin. Znajduje się pod wysokim ciśnieniem złożowym, podobnie jak w Persji i Iraku. Horyzontów wydajnych znajduje się kilka (cztery) o ogólnej miąższości ok. 150 m.

Z końcem roku 1948 na polach naftowych Arabii Saudyjskiej znajdowało się ok. 70 odwiertów eksploatacyjnych, samoczynnych (34 na polu Abqaiq, 31— Dammam i 5 — Qatif) oraz 21 odwiertów czasowo nieczynnych (z tego 14 w Abqaiq). W r. 1947 odwiertów samoczynnych było 53 (17 — Abqaiq, 34 — Dammam i 2 — Qatif) oraz 14 czasowo zamkniętych (10 w Abqaiq), w r. 1946 wydobywało ropę 41 odwiertów.

Wydajność odwiertów jest duża (w Abqaiq do 2300 ton dziennie na 1 odwiert), przeciętnie 750 ton, a na polu Abqaiq 1250 ton dziennie na 1 odwiert.

Głębokość odwiertów eksploatacyjnych wynosi 600—3000 m, średnio 2000 m.

Dowiercono w 1948 roku 24 odwierty (18 na polu Abqaiq, 2 — Air Dar i 4 — Dammam), wszystkie ropne, oraz uwiercono 47964 m. W roku 1947 dowiercono również 24 otwory (22 ropne i 2 suche) przy 43655 uwierconych metrach, w r. 1946 już tylko 11 otworów ropnych (19091 m), a w r. 1945 — 4 otwory (7097 m). Do końca 1948 odwiercono w Arabii Saudyjskiej 59 otworów, w tym 88 ropnych.

Z powyższego zestawienia widzimy, że działalność wiertnicza koncentruje się w ostatnich latach na polu Abqaiq, gdzie odwiert nr 19 nawiercił już na granicy pola wodę okalającą.

Na polu Abu Hadriya (260 km na płn. od Dammam) nawiercono ropę w r. 1947 w głęb. 3260 m, jak również ślady ropy w północno-wschodniej części kraju w Al Jauf. Na odkrytym w połowie roku 1948 polu naftowym Ain Dar (30 km na zachód od Abqaiq) zarówno odkrywczy jak i drugi odwiert otrzymały ropę w wapieniach arabskich.

Znajdujące się w wierceniu otwory poszukiwawcze w Haradth (190 km na południe od Ain Dar) i w Fathili (110 km na płn.-zach. od Dammam a 25 km na płd.-zach. od Abu Hadriya) miały z końcem r. 1948 oznaki, wskazujące na odkrycie 2-ch nowych pól naftowych.

Z końcem roku 1948 znajdowało się w ruchu na polach naftowych Arabii Saudyjskiej 9 żurawi rotary.

W tym samym roku prowadziły badania 2 ekipy grawimetryczne, 1 sejsmiczna i 3 wiertnicze ekipy badawcze.

Stwierdzone zasoby nafty w Arabii Saudyjskiej są dużego rzędu i wynosiły z końcem 1948 r. 12% stwierdzonych zasobów świata. Dogodne położenie pól naftowych nad Zatoką Perską i duże zasoby sprzyjają szybkiemu rozwojowi przemysłu naftowego w tym kraju.

Wszystkie kopalnie połączone są systemem rurociągów z rafinerią nafty w Ras Tanura nad Zatoką Perską o zdolności przeróbczej ok. 17 tys. ton dziennie i ok. 2700 ton dziennie na urządzeniach krakingowych.

W budowie znajduje się rurociąg naftowy o średnicy 30" i długości 1670 km, prowadzący z pola naft. Abqaiq do portu Sidon w Libanie. Jego zdolność przelotowa ma wynosić 40 tys. ton dziennie z możliwością powiększenia jej do 70 tys. ton dziennie.

Przemysł naftowy Arabii Saudyjskiej opanowany jest przez kapitał amerykański.

Bahrein

Naftę na wyspie Bahrein w Zatoce Perskiej u wybrzeża Arabii Saudyjskiej odkryto w r. 1932 i już w następnym roku rozpoczęła się normalna eksploatacja. Wydobycie, które nie wykazywało w ciągu ostatnich dziesięciu lat większych zmian, zwiększyło się znaczniej w latach 1947 i 1948 (tabl. 1, rys. 3). W r. 1948 wyeksploatowano 1475000 ton ropy, czyli prawie o 15% więcej niż w roku poprzednim.

Stwierdzone zasoby naftowe wyspy nie są specjalnie duże i oceniane były z końcem 1948 r. na niewiele ponad 23 mil. ton (0,24 zasobów światowych).

Odwiertów eksploatacyjnych było z końcem 1948 r. 66 (samoczynne) oraz 4 odwierty tłoczące gaz do złoża. W r. 1947 wydobywało ropę 64 odwiertów. Głębokość odwiertów eksploatacyjnych wynosi 570—690 m. Horyzonty ropne znajdują się w wapieniach kredowych.

W roku 1947 dowiercono 6 otworów ropnych i uwiercono 4164 m. W r. 1948 otworów eksploatacyjnych nie wiercono, jedynie z końcem roku był czynny 1 żuraw celem zbadania głębszych horyzontów. W trakcie wiercenia osiągnięto z końcem roku głęb. 1533 m i stwierdzono istnienie czwartego, bardzo wydajnego horyzontu. Istniejąca na wyspie rafineria o zdolności przeróbczej 20000 ton dziennie i 3400 ton dziennie na urządzeniach krakingowych przerabia oprócz własnego wydobycia również ropę arabską, doprowadzoną rurociągiem podwodnym z Arabii Saudyjskiej.

Qatar

Pole naftowe Dukham na półwyspie Qatar odkryto jeszcze w r. 1940, w którym odwiercono dwa odwierty wydajne i jeden bez rezultatu. Ze względu jednak na wypadki wojenne w Egipcie otwory zostały zagwożdżone. Po stójce wojennej prace wiertnicze na tym polu rozpoczęto w roku 1947. Dowiercony otwór Qatar 4 posiadał potencjalną wydajność 1200 ton dz.

W pierwszej połowie 1948 r. dowiercono ropny otwór Qatar 5 w głęb. 1170 m. Z końcem tego roku 1 otwór pozostawał w wierceniu. Przemysłowej eksploatacji ropy dotychczas nie rozpoczęto.

Ropa znajduje się w wapieniach jurajskich i kredowych, tzw. wapieniach „kerkrit", będących ekwiwalentem wapieni arabskich, w głęb. 1500—1900 m, ogólnej znanej dziś miąższości 60 m, wykształconych w formie antyklin.

Od roku 1947 prowadzi się energiczne badania geofizyczne na większej części półwyspu. W projekcie jest budowa rurociągu 12-calowego do portu, o długości prawie 100 km.

Kuwait

Naftę w Kuwait odkryto w r. 1938, kiedy dowiercono rozpoczęty w r. 1937 wydajny otwór

Burghan 1 do głęb. 1120 m. Przedtem jeszcze wiercono w północnej części kraju, w Bahra, otwór do głęb. 2440 m, jednak bez rezultatu. W latach 1938—1942 odwiercono ogółem 9 otworów ropnych do głęb. ok. 1450 m, zostały one jednak zacementowane na skutek zbliżających się działań wojennych w Afryce północnej. Te 9 otworów wydawały 4500 ton dziennie.

Po przerwie wojennej przystąpiono w r. 1944 do rekonstrukcji starych odwiertów oraz prac badawczych i poszukiwawczych, które dały nadspodziewane wyniki. Niewielki ten kraj jest pewnego rodzaju fenomenem. Po dowierceniach w r. 1948 całkowity obszar eksploatacyjny pola Burghan wynosi ok. 90 km² (obszar całego kraju ok. 16000 km²), a zawiera olbrzymie zasoby ropy, oceniane z końcem ostatniego roku na przeszło $1^1/_2$ miliarda ton, czyli 15% zasobów światowych (znane zasoby ropy Stanów Zjedn. wynoszą 3,1 miliarda ton). Kuwait posiada zatem największą koncentrację ropy na pojedynczym polu naftowym i spełnia na Bliskim Wschodzie rolę podobną do tej, jaką spełniał rejon Zatoki Meksykańskiej w Ameryce.

Eksploatację ropy rozpoczęto tu dopiero w r. 1946 i wydobycie rosło gwałtownie, osiągając w 1948 r. 6256 tys. ton (tabl. 1 i rys. 3), czyli powiększyło się niemal 3-krotnie w stosunku do wydobycia z r. 1947 (2201000). Tak szybki rozwój jest jedyny w rocznikach przemysłu naftowego.

Ogółem było z końcem 1948 r. 37 odwiertów w samoczynnej eksploatacji ropy (w r. 1947 — 13, w r. 1946 — 8). Głębokość eksploatowanych odwiertów wynosi 1200—1400 m. Ropa występuje w piaskowcach środkowej i dolnej kredy; miąższość znanych 7 horyzontów ropnych wynosi ok. 100 m. Większość odwiertów eksploatuje ropę równocześnie z dwóch horyzontów.

W roku 1948 dowiercono 24 otwory ropne, w r. 1947 — 5 (7260 uwierc. metrów), ogółem dotychczas na polu Burgham 37 odwiertów, wszystkie wydajne. W jednym wypadku stwierdzono kontakt ropy z wodą okalającą.

Wierceń poszukiwawczych było niewiele dzięki dobrym wynikom badań sejsmicznych, które prowadzi się obecnie w dalszym ciągu.

Z końcem roku 1948 było czynnych 9 żurawi rotary.

W Kuwait brak jest rafinerii nafty; większość ropy naftowej wywozi się do rafinerii europejskich.

Projektowany rurociąg z Abadan do wybrzeża morza Śródziemnego o zdolności przelotowej 40 tysięcy ton ropy dziennie byłby również wykorzystany do transportu ropy z Kuwait.

Egipt

Początki kopalnictwa naftowego w Egipcie sięgają jeszcze roku 1900, kiedy zostało odkryte pole naftowe Ras Gemsa, na zachodnim brzegu Morza Czerwonego u wejścia do Zatoki Sueskiej. Mimo to pierwsze wydobycie ropy na skalę przemysłową datuje się dopiero od r. 1911. Było ono nieznaczne i zwiększyło się dopiero po odkryciu w r. 1913 drugiego, wydajniejszego pola naftowego, Ras Hurghada, leżącego dalej na południe od poprzedniego.

Wydobycie w wysokości ok. 200 tysięcy ton rocznie utrzymywało się aż do roku 1939, w którym na skutek odkrycia w r. 1938 największego do dzisiaj pola Ras Gharib wydobycie zaczęło wzrastać. Wraz z rozwojem tego pola, którego wydobycie stanowiło np. w r. 1946 prawie 96% wydobycia całego kraju, wydobycie Egiptu wzrosło w r. 1944 do wysokości 1345 tys. ton (tabl. 1 i rys. 3). Wszystkie 3 pola leżą na zachodnim brzegu zatoki Sueskiej.

Po zakończeniu wojny rozwinęła się energiczna działalność poszukiwawcza przede wszystkim na półwyspie Sinai, która doprowadziła w r. 1946 do odkrycia pola Sudr na wschodnim brzegu północnej części Zatoki Sueskiej (55 km na południe od Suezu). Odkrycie to nie tylko zahamowało spadek wydobycia ropy w Egipcie, ale doprowadziło w r. 1948 do znacznego jego wzrostu o przeszło 41% w stosunku do roku poprzedniego (tabl. 5). Najlepszy wynik na tym polu uzyskał odwiert nr 6 z wydajnością ok. 675 ton dziennie (odwiert odkrywczy dawał niewiele ponad 50 ton dz.). Wydobycie odbywa się tu samoczynnie pod ciśnieniem hydrostatycznym wody okalającej. Do końca 1948 r. dowiercono na polu Sudr 14 otworów, w tym 9 ropnych.

W roku ubiegłym odkryto 2 nowe pola na południe od Sudr. Pierwsze Asl (16 km od Sudr), gdzie odwiercono do końca 1948 roku 5 otworów, w tym 3 ropne oraz pole Ras Matarma (między Asl

Wydobycie ropy na poszcz. polach naft. Egiptu 1946—1948 Tabl. 5

Pole naftowe	1946	1947	1948	Od początku
	w tysiącach ton			
Ras Hurghada .	53	50	49	5 330
Ras Gemsa . .	—	—	—	203
Ras Gharib . .	1 220	1 263	1 332	11 193
Sudr	—	17	500	517
Ras Matarma .	—	—	—	—
Asl	—	—	—	—
Razem . .	1 273	1 330	1 881	17 243

Sudr), gdzie odwiercono do końca roku ubiegłego 2 otwory o bliżej nieustalonym wydobyciu. Otwory w Asl są bardzo wydajne (nr 5—485 ton dziennie, najwydatniejszy w rejonie Asl-Sudr), jednak ropy się nie eksploatuje do czasu ukończenia ropociągu z tego pola do Sudr. Odkrycia na półwyspie Sinai wzmogły znacznie naftowy potencjał Egiptu.

Wiercony dalej ku południowi (80 km od Asl) otwór w Wadi Feiran wskazuje na odkrycie nowego, wydajnego pola naftowego.

Dalsza działalność poszukiwawcza, zwłaszcza na półwyspie Sinai, jest w toku. Działają ekipy geofizyczne, sejsmiczne, grawimetryczne i magnetyczne, oraz wierci się nowe otwory poszukiwawcze w Nebwi, w Lagia i i.

W roku 1947 w wierconym w Wadi Baba odwiercie uzyskano małą wydajność ropy (2—3 tony dziennie), lecz wiercenie zastanowiono.

Badania geofizyczne w tym roku obejmowały również dolinę Nilu i pustynię Libijską w zachodniej części Egiptu, gdzie jednak poszukiwań zanie-

chano z powodu dotychczasowych negatywnych wyników eksploracyjnych.

Odwiertów eksploatacyjnych było z końcem 1948 r. 129, w tym 24 samoczynnych (Ras Gharib— 80, Ras Hurghada — 43, Sudr — 6); 50 otworów było nieczynnych. W roku 1947 eksploatowało ropę 148 odwiertów (28 samoczynnych), a w r. 1946 — 143 odwiertów (25 samocz.).

Ropa znajduje się w piaskowcach i wapieniach, wieku od miocenu do kredy. Głębokość horyzontów ropnych wynosi 600—900 m. Wadą ropy egipskiej jest jej typ ropy bardzo ciężkiej o małej zawartości lżejszych składników (ok. 15% benzyny i nafty oraz 5% oleju gazowego). Zawartość siarki w ropie z Asl i Sudr wynosi nieco ponad 2%.

W r. 1948 dowiercono 20 otworów (12 ropnych i 8 suchych) i uwiercono 24041 m. W ilości tej było 6 otworów poszukiwawczych (2 ropne i 4 suche) i 11397 uwierconych metrów. W r. 1947 było 15 dowierconych otworów — 9 ropnych i 6 suchych (21449 m), w tym 6 otworów poszukiwawczych (10073 m) — wszystkie negatywne. Rok 1946 był okresem wiertniczej działalności poszukiwawczej. Na 16 dowierconych otworów (7 ropnych i 9 suchych) było 9 otworów poszukiwawczych (suche), na 20556 uwierconych metrów — 14914 m uwiercono przy poszukiwaniach. W r. 1945 dowiercono 14 otworów (12 ropnych i 2 suche) przy 17763 uwierconych metrach. Z końcem r. 1948 było czynnych 8 żurawi rotary.

Ropę przerabia się w 2 rafineriach w Suezie o ogólnej zdolności przeróbczej 5400 ton i 1000 ton dziennie na urządzeniach krakingowych.

Przemysł naftowy w Egipcie jest opanowany przez zagraniczne kapitały anglo-amerykańskie, jednak rząd egipski czyni usiłowania przynajmniej częściowego unarodowienia przemysłu naftowego, czemu dał wyraz w nowej ustawie górniczej, ograniczającej prerogatywy towarzystw naftowych.

Turcja

Jedyna turecka kopalnia nafty znajduje się na obszarze Ramandag, w płd.-wschodniej Turcji. Kopalnia jest niejako przedłużeniem naftowym pól irackich w Mosulu. Pierwszą ropę na tej strukturze dowiercono w r. 1940 z niewielką wydajnością 10 ton dziennie z głęb. 1054 m. W r. 1944 eksploatacja została zaniechana.

Po zakończeniu wojny wiercenia kontynuowano dwoma żurawiami. Dowiercone w r. 1947 dwa otwory dały wyniki już więcej zachęcające, a dowiercony w r. 1948 otwór Raman 9 po zastosowaniu kwasowania wydawał z głęb. 1338 m ok. 65 ton dziennie ropy.

Z końcem r. 1948 były 3 otwory produktywne a 2 otwory pozostały w wierceniu. Wydobyto w ciągu tego roku ogółem 3600 ton ciężkiej ropy, typu asfaltowego. Z końcem roku 1948 wydobycie ropy na tym polu wzrosło do ok. 130 ton dziennie. Horyzonty ropne znajdują się w wapieniach kredowych, w głęb. ok. 1350 m.

Ropę przerabia będąca na miejscu mała rafineria nafty o zdolności przeróbczej 70 ton dziennie; druga mała rafineria (200 ton dz.) jest w budowie.

Ostatnio odkryto również ropę w Rizan, na wybrzeżu morza Czarnego, gdzie mają miejsce prace eksploracyjne. Również duże nadzieje łączy się z basenem geologicznym Adama w płd.-zachodniej Turcji, w pobliżu wybrzeża Morza Śródziemnego, gdzie w r. 1948 pracowały badawcze ekipy geologiczne i sejsmiczne.

Inne kraje Bliskiego Wschodu

Największą działalność poszukiwawczą — badawczą i wiertniczą — prowadzono w Syrii. W r. 1947 wiercono 2 otwory w rejonie Aleppo, jeden w Bafloun, gdzie uzyskano znaczne ślady ropy (głęb. 2641 m) i drugi w Dolaa (głęb. z końcem 1948 — 3098 m). W r. 1948 wiercono 5 otworów poszukiwawczych, między innymi w Abba (blisko granicy irackiej).

W latach 1947—1948 prowadzono prace geologiczne i geofizyczne w Libanie. Wiercony w tym czasie otwór „Terbol 1", w pobliżu Tripoli, został zaniechany w głęb. 3066 m.

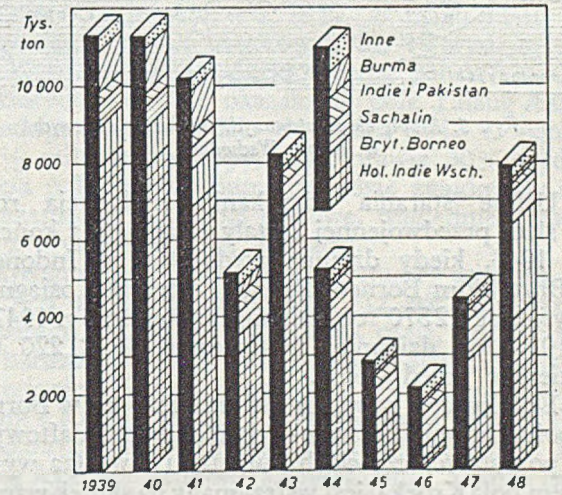
Jedyne wiercenie poszukiwawcze rozpoczęte w r. 1947 w południowej Palestynie w Huleigt, niedaleko miasta Gaza, zostało zaniechane w r. 1948 w głęb. 1056 m.

Prowadzone w r. 1947 i 1948 prace badawcze (geologiczne i geofizyczne) na wyspie Cypr dały w rezultacie wyniki ujemne odnośnie możliwości występowania złóż ropnych na tej wyspie.

W r. 1948 rozpoczęto również prace geologiczne i geofizyczne (grawimetryczne) w Transjordanii.

DALEKI WSCHÓD

Podobnie jak w Europie, również przemysł naftowy na Dalekim Wschodzie odczuł skutki ubiegłej wojny światowej. Okupacja Indii Wschodnich i Burmy doprowadziła w tych krajach przemysł naftowy, kopalniany i rafineryjny, niemal do zera. Po zakończeniu wojny światowej w Indonezji oraz wojna domowa w Burmie i Chinach nie sprzyjały również rekonstrukcji tego przemysłu i doprowadzeniu go do stanu przedwojennego; jedynie na Borneo, zwłaszcza w brytyjskiej jego



Rys. 4. Wydobycie ropy naftowej na Dalekim Wschodzie

części, zarówno prace rekonstrukcyjne, jak i nowe wiercenia doprowadziły w r. 1948 do znacznego podniesienia wydobycia ropy w stosunku do

Wydobycie ropy naftowej na Dalekim Wschodzie
1939—1948
w tysiącach ton

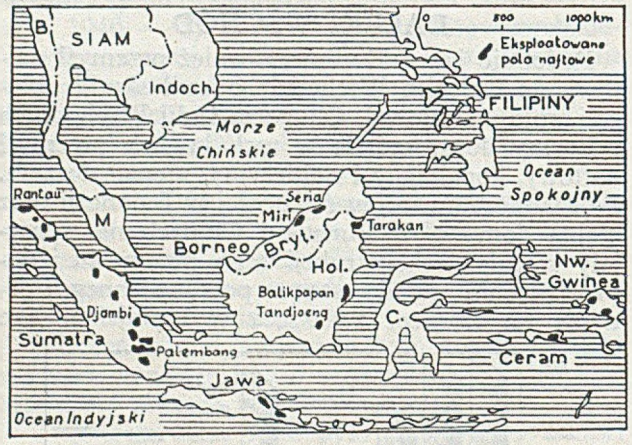
Tabl. 6

	1939	1940	1941	1942	1943	1944	1945	1946	1947	1948	Od pocz.
Hol. Indie Wsch. .	7975	7965	6898	3083	6203	2859	976	1270	1030	3942	150876
Bryt. Borneo . . .	1022	1015	989	432	468	864	303	295	1868	2526	22650
Sachalin	587	587	587	587	733	733	880	880	1026	843	11582
Indie i Pakistan . .	321	318	400	386	378	385	324	303	302	341	46586
Burma	1087	1068	1072	345	138	104	100	97	27	41	
Japonia	378	375	274	235	246	228	216	208	188	184	13538
Chiny	1	1	12	49	64	72	69	73	54	80	472
Formoza	—	—	9	7	5	6	2	2	3	2	36
Australia i Nowa Zelandia	1	—	—	1	—	—	1	—	1	—	6
Razem	11372	11329	10241	5125	8235	5251	2871	2128	4499	7959	245746

lat przedwojennych. Dobre wyniki uzyskano również w południowej części Sumatry. Na tabl. 6 i rys. 4 zostało przedstawione wydobycie ropy naftowej w poszczególnych krajach Dalekiego Wschodu w ciągu ostatniego dziesięciolecia. Widzimy z niej, że ponad 80% wydobycia ropy w roku ubiegłym należało do krajów Indii Wschodnich.

Indie Wschodnie

Pola naftowe w Indiach Wschodnich zgrupowane są na wyspach Borneo (zwłaszcza w jego północnej części), Sumatrze, Jawie oraz w małej skali na wyspie Ceram. W ubiegłym roku rozpoczęto również eksploatację ropy na zachodnim krańcu Nowej Gwinei (rys. 5).



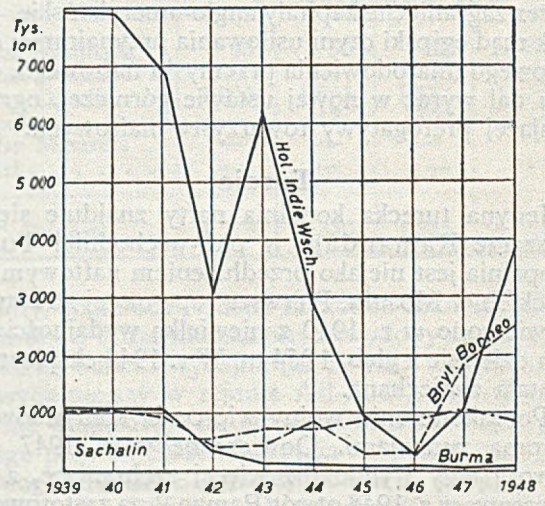
Rys. 5. Mapa eksploatowanych obszarów naftowych w Indiach Wschodnich

Usilne starania odzyskania wydobycia ropy w skali przedwojennej zostały osiągnięte z końcem r. 1948, kiedy dzienne wydobycie w Indonezji i Brytyjskim Borneo (Brunei i Sarawak) osiągnęło wysokość 22370 ton dziennie (z końcem r. 1947—14910 ton dziennie) w stosunku do 21220 ton dziennie przed wojną.

Eksploatacja ropy ma głównie miejsce w Borneo i południowej Sumatrze — ruch na polach naftowych w pozostałych częściach Sumatry i Jawy (za wyjątkiem pola Kroeka) jest wstrzymany na skutek warunków politycznych. W sumie jednakże odbudowa zniszczonego przem. naftowego postępuje w ostatnich czasach szybko, tak że wydobycie w r. 1948 w ilości 6468 tys. ton (tabl. 6) powiększyło się o przeszło 123% w stosunku do roku 1947. W r. 1945 wydobycie wynosiło niespełna 20% wydobycia z roku ubiegłego. Działalność wiertnicza w ostatnich latach (głównie 1947—1948) ogniskuje się przeważnie na polach naftowych wyspy Borneo. Z końcem r. 1948 na wszystkich polach naftowych Indii Wschodnich znajdowało się w ruchu 16 żurawi rotary. Stwierdzone zasoby ropy naftowej w Indiach Wschodnich oceniano z końcem r. 1948 na ok. 150 mil. ton, czyli 1,5% zasobów stwierdzonych ropy naftowej na świecie.

Borneo Brytyjskie

Mimo ogromnego zniszczenia wydobycie ropy naftowej w bryt. Borneo po rekonstrukcji szkód wojennych nie tylko osiągnęło z powrotem swój dawny poziom, ale wydobycie jego w r. 1948 powiększyło się o przeszło 147% w stosunku do wydobycia z r. 1939, a w stosunku do roku poprzedniego (1947) o prawie 83% (tabl. 6 i rys. 6).



Rys. 6. Wydobycie ropy naftowej w Hol. Indiach Wschodnich, Bryt. Borneo, Burmie i na Sachalinie

Pierwsze wydobycie w tym kraju datuje się od roku 1913. Znajdują się tu dwa główne pola naftowe, starsze Miri w Sarawak, odkryte jeszcze w r. 1911, posiadające ongiś wydobycie 170000 ton rocznie ropy naftowej i młodsze Seria w Brunei, odkryte w r. 1929, którego szczególny rozwój rozpoczyna się jednak dopiero w chwili wybuchu wojny.

W r. 1948 wydobycie z pola Seria wynosiło ponad 98% wydobycia w bryt. Borneo i jemu zawdzięcza się dzisiejszy rozkwit przemysłu naftowego w tym kraju (tabl. 7).

Wydobycie ropy na poszczególnych obszarach naftowych Indii Wschodnich 1946—1948 Tabl. 7

KRAJ Okręg	1946	1947	1948	Od pocz.
	w tysiącach ton			
BORNEO BRYT.				
Brunei (pole Seria) . . .	290	1842	2477	12175
Sarawak (pole Miri) . . .	5	26	49	10475
Razem Borneo Bryt. . . .	295	1868	2526	22650
BORNEO HOLEND. . .				
Tarakan (1 pole naft.) . .	151	235	329	21043
Balikpapan (3 pola naft.) .	98	251	383	34126
Południe (1 pole naft.) . .	9	9	10	46
Razem Borneo Holend. . .	258	495	722	55215
SUMATRA				
Północ (12 pól naft.) . . .	—	—	—	20732
Obszar Centralny (2 pola naf.)	—	—	—	32
Południe				
Rejon Djambi (5 pól naft.)	—	—	—	10924
Palembang (17 pól naft.) .	—	492	3144	46925
Razem Sumatra	—	492	3144	78613
JAWA				
Rembang (6 pól naft.) . .	—	—	—	8200
Soerabaja (3 pola naft.) . .	12	42	59	7739
Razem Jawa	12	42	59	15939
CERAM				
Boela-Lemoen (1 pole naft.)	—	—	—	1089
NW. GWINEA HOLEND.				
Klamono (1 pole naft.) . .	—	1	17	19
Mogoi-Wasian (2 pola naft.)	—	—	—	1
Razem Nw. Gwinea Holend.	—	1	17	20
Ogółem Indie Wschodnie .	565	2898	6468	173526

W czasie okupacji Japończycy wywiercili na tym polu ok. 150 otworów, głównie w okolicy wybrzeża i uzyskali wydobycie ok. 2000 ton dz. (ok. 730000 ton rocznie). Mimo dwukrotnego zniszczenia — Anglicy zacementowali wszystkie otwory samoczynne a Japończycy zniszczyli wszystkie urządzenia — pole Seria posiadało z końcem 1948 r. 145 eksploatacyjnych odwiertów (140 w r. 1947), w tym 57 samoczynnych.

Na polu Miri, mimo istnienia 109 odwiertów eksploatacyjnych (2 samoczynne) i zwiększenia ich liczby w stosunku do r. 1947 (57 otworów) niemal dwukrotnie, wydobycie w r. 1948 wynosiło zaledwie 49000 ton.

Ropa z Borneo Bryt., typu mieszanego, pochodzi z piaskowców trzeciorzędu (miocen), z głęb. od 90 (Miri) do 1920 m (Seria), wykształconych w formie antyklin.

W r. 1948 dowiercono w Bryt. Borneo 18 otworów (17 ropnych i 1 gazowy), a w 1947 r. 22 otwory (wszystkie ropne). Uwiercono w roku ubiegłym 30040 m w stosunku do 27980 m uwierconych w roku 1947. W planie znajdują się wiercenia podmorskie na wzór wierceń w Zatoce Meksykańskiej i w zatoce Maracaibo w Wenezueli.

Ponad połowę wydobycia ropy krajowej przerabia się w odbudowanej nowocześnie rafinerii nafty w Lutong (Sarawak) o zdolności przeróbczej 5000 ton dziennie.

Borneo Holenderskie

Istniejące tu w liczbie 5 pola naftowe zgrupowane są w 3-ch rejonach we wschodniej części Borneo. Największym indywidualnie polem naftowym jest Tarakan, odkryte w r. 1906, położone najdalej w kierunku północnym. Z 3-ch pól w okręgu Balikpapan największe są dwa: Anggana-Moeara (1902) i Sanga Sanga (1897); trzecie pole Sambodja (1910) posiada mniejsze znaczenie. Wreszcie ostatnie pole naftowe Tandjoeng, odkryte wr. 1938 położone w południowym Borneo, ze swoim wydobyciem 10000 ton w r. 1948 nie posiada żadnego znaczenia (tab. 7).

Ropa typu mieszanego pochodzi z piaskowców i łupków mioceńskich, jedynie pole Tandjoeng eksploatuje piaskowce i łupki eoceńskie, a pole Tarakan — plioceńskie.

Na wszystkich polach naftowych znajdowało się z końcem r. 1948 w eksploatacji 552 odwiertów (7 samoczynnych), a w r. 1947 — 444 odwierty (15 samoczynnych). Większość odwiertów (73% w r. 1948) eksploatacyjnych znajduje się na polu Tarakan. Wydobycie ropy w r. 1948 zwiększyło się średnio w holenderskiej części Borneo o prawie 46% w stosunku do r. 1947. Ropę wydobywa się z głęb. 50—1320 m.

Ukończono wiercenie w r. 1948 w 20 otworach (14 ropnych i 6 suchych), przy uwierconych 16228 m. W r. 1947 dowiercono 37 ropnych otworów (wyłącznie w Tarakan) i uwiercono w nich 12664 m.

W południowo wschodniej części Borneo odkryto ostatnio pole naftowe w Amoentai z wydobyciem ropy o przemysłowym znaczeniu.

Ropę przerabia się w 4 rafineriach nafty, w Balikpapan, Tjepoe, Wonokromo i Kappean, o łącznej zdolności przeróbczej 2000 ton dz. i ok. 300 ton dz. na krakingu w Tjepoe.

Sumatra

Pierwszym odwiertem na Sumatrze był dowiercony w r. 1885 „gusher" w Langkat, w północnej Sumatrze, gdzie znane były wycieki ropy. W r. 1891 założono pierwszą rafinerię nafty w Panghalan Brandan. Te pierwsze otwory były płytkie, 75—150 m głębokości.

W południowej Sumatrze odkryto ropę znacznie później, bo dopiero w r. 1912. W ciągu 11-tu lat odwiercono tu 105 otworów (tylko 13 wydajnych). W ciągu 35-ciu lat odkryto szereg pól naftowych, z których najlepsze okazało się pole Talang Akar-Pendopo, które wydało do końca 1948 r. ponad 15½ miliona ton ropy, czyli prawie 30% wydobycia południowej Sumatry, gdzie znajdowały się w eksploatacji 22 pola naftowe, względnie prawie 20% wydobycia całej Sumatry.

Geograficznie pola naftowe Sumatry znajdują się w 3-ch okręgach: północnym (12 pól naftowych) z polami Rantau i Perlak na czele, centralnym (2 bardzo małe pola) oraz południowym z 5 polami w rejonie Djambi (największe Tempino, Badjoebang i Kenali Assam) i z 17 polami w rejonie Palembang (najwydajniejsze poza wspomnianym Talang Akar są: Benakat, Talang Djimar, Soeban Djerigi, Moeara Enim, Kloeang i Djirak).

Wydobywanie ropy na Sumatrze odbywa się obecnie jedynie w rejonie Palembang, gdzie wydobycie ze zera w r. 1946 i 492000 ton w r. 1947 wzrosło w roku ubiegłym do 3144000 ton, dzięki

zarówno rekonstrukcji zniszczonych w czasie wojny odwiertów jak i nowym dowierceniom (tabl. 7). W r. 1948 odkryto nowe pole naftowe Kruh w rejonie Palembang.

Ropa typu asfaltowego i parafinowego, względnie mieszanego, znajduje się — podobnie jak w całej Indonezji — w piaskowcach trzeciorzędowych, głównie mioceńskich i w mniejszym stopniu plioceńskich, w głębokości już od 30 do 2400 m.

Z końcem r. 1948 było w południowej Sumatrze 508 otworów w eksploatacji ropy, w tym prawie wszystkie (482) samoczynne. Z ilości tej prawie połowa (253) znajduje się na polu Talang Akar-Pendopo. Z końcem roku 1947 było tylko 282 odwiertów w eksploatacji ropy.

Okręgi — północny, centralny i rejon Djambi w okręgu południowym są dotychczas po wojnie bez ruchu wskutek nieustabilizowanych warunków politycznych.

Do czasów inwazji odwiercono w południowej Sumatrze 784 otworów ropnych i 306 suchych. W r. 1948 dowiercono 79 otworów (70 ropnych, 1 gazowy i 8 suchych) oraz uwiercono 95625 m, a w r. 1947 tylko 6 otworów ropnych (9921 m uw.).

Czynne są 4 rafinerie nafty (Pangkalan Brandan, Pladjoe, Soengei i Gerong) ze zdolnością przeróbczą ok. 21300 ton dziennie i 2 urządzenia krakingowe (Pladjoe i Soengei) — 5000 ton dziennie.

Jawa

Na 9 pól naftowych na Jawie jest obecnie czynne tylko odkryte w r. 1929 pole Kroeka w okręgu Soerabaja z niewielką wydajnością 59000 ton ropy w r. 1948 przy 48 wydajnych otworach. W 1947 r. 44 odwierty wydały 42000 ton ropy (tabl. 7) z głęb. 290—480 m. Pole wydało dotychczas do końca 1948 roku 882 tysiące ton, czyli ok. 5½% całego wydobycia ropy na Jawie.

Pozostałe 5 pól w okręgu Rembang i 3 pola w okręgu Soerabaja nie zostały dotychczas po wojnie uruchomione. Znajdują się tu największe pola Kawengan i Ledok w okr. Rembang oraz pole Soerabaja w okręgu tej samej nazwy.

Ropa znajduje się w marglistych piaskowcach trzeciorzędowych (miocen), w głęb. 95—1800 m.

Dowiercono na polu Kroeka w r. 1948 dwa suche otwory (1328 uwierc. metrów), a w r. 1947 trzy otwory (1 gazowy i 2 suche) oraz uwiercono zaledwie 206 m.

Ceram

Na jedynym polu naftowym tej wyspy, Boela Lemoen, odkrytym w r. 1897, ruchu dotychczas po wojnie nie podjęto. Na polu tym wydobyto dotychczas 1089000 ton ropy z głębokości 70—275 m.

Nowa Gwinea

Na polu naftowym Klamono, w zachodniej części holend. Nowej Gwinei, otrzymano w r. 1948 wydobycie ropy w ilości ok. 530 ton dziennie z końcem 1948 r. Ogółem w roku ubiegłym wyeksploatowano 17000 ton ropy z wapieni mioceńskich, z głęb. 90—195 m (tabl. 7). Jest to pierwsze przemysłowe wydobycie ropy na tej wyspie. Ropa została na tym polu odkryta jeszcze przed wojną, lecz inwazja japońska a następnie brak dróg sprawił, że właściwe wiertnicze roboty eksploatacyjne rozpoczęto dopiero w r. 1947.

Brak transportu chwilowo nie pozwala na należytą rozbudowę kopalni. Ostatnio został wybudowany z kopalni do portu Sorong rurociąg do transportu ropy długości ok. 50 km.

Przed wojną wiercono na tym polu 14 otworów (8 ropnych). W r. 1948 wiercono bez rezultatu 2 otwory i uwiercono 1184 m.

Z końcem r. 1948 znajdowało się w eksploatacji ropy 6 odwiertów, w tym 2 samoczynne. Ropa typu asfaltowego.

Występowanie ropy zostało w r. 1940 stwierdzone w 2-ch innych miejscowościach, Mogoi i Wasian, ok. 240 km na wschód od Klamono (obecnie ruch wstrzymany).

W australijskiej części Nowej Gwinei, Papua, gdzie pierwsze odkrycia datują się jeszcze od r. 1911 (źródło gazowe w Opa), rozpoczęto wiercenie w r. 1938, przerwane przez wojnę. Po wojnie wiercono w Kariava bez rezultatu otwór do głęb. 3847 m, zaniechany z początkiem 1948 r. W przygotowaniu 3 nowe wiercenia — w Oroi (rozpoczęto wiercenie z końcem 1948 r.), Hohoro i w Upoia.

Ogółem na całej Nowej Gwinei znajdowało się z końcem 1948 r. w ruchu 5 żurawi rotary.

Burma

Z powodu wielkiego zniszczenia inwazją japońską oraz nieustalonych obecnie warunków politycznych wydobycie ropy naftowej w Burmie wynosiło w r. 1948 tylko 41000 ton (27000 ton w r. 1947) wobec wydobycia 1087 ton w roku 1939 (tabl. 6).

Wydobycie ropy pochodzi obecnie głównie z pola naftowego Chauk oraz w małym bardzo stopniu z pola Yenangyaung, z niewielkiej ilości zrekonstruowanych po wojnie odwiertów (rys. 7).

Pola naftowe Burmy ciągną się wzdłuż rzeki Irrawaddy i zgrupowane są w 3-ch strefach: północnej — pole Indaw, odkryte w r. 1918, centralnej, gdzie znajduje się 8 pól naftowych (1889—1919) i południowej — 3 pola (1922—1928). Poza tym nieznaczne ilości ropy wydobywano na wyspach Baronga i Kyaukpyu w zatoce Bengalskiej (ok. 1 tonę dziennie).

Ropa pochodzi z piaskowców oligocenu i miocenu z głęb. 100—1500 m. Miąższość piaskowców roponośnych dochodzi do 600 m. Najbardziej wydajne pola naftowe znajdują się w centralnej strefie. W największym z nich, Chauk, odwiercono przed wojną 955 otworów o głęb. 600—1500 m, z wydajnością od paru do stu ton dziennie na odwiert. Na sąsiednim polu Lanywa przed inwazją japońską znajdowało się ok. 100 odwiertów w eksploatacji a na polu Yenangyat wiercono również kilkaset otworów. Znaczne wydobycie posiadało, położone dalej ku południowi od poprzednich, pole naftowe Yenangyaung, na którym przed wojną wydobywano ponad 1000 ton dziennie (na polu Chauk oj. 1800 ton dz.) a w sumie od czasów jego odkrycia (1905 r.) ok. 24 miliony ton ropy.

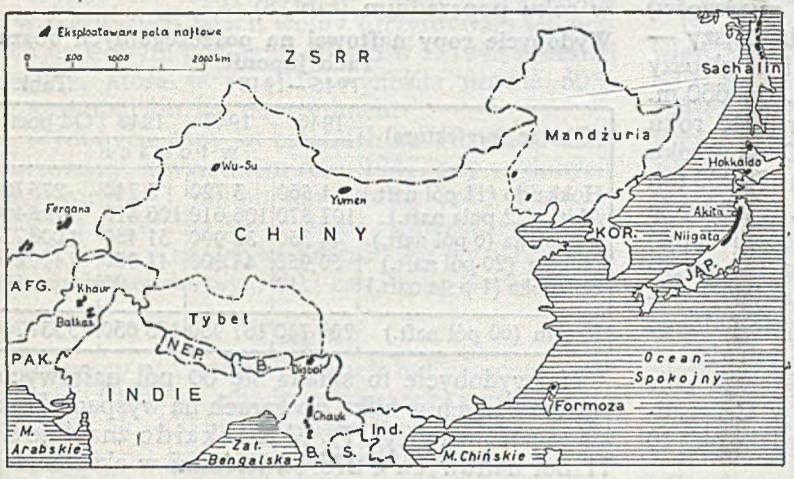
Prace poszukiwawcze, jak również odbudowa rurociągu z pól naftowych do rafinerii w Syriam (przedmieście Rangoon) są obecnie uniemożliwione z powodu wojny domowej. Zniszczone 2 rafinerie

nafty w Rangoon i w Syriam o zdolności przeróbczej 5500 ton dziennie znajdują się w odbudowie. W r. 1948 wybudowano na polu Chauk małą rafinerię nafty o zdolności przeróbczej 160 ton dziennie.

Indie i Pakistan

Indie

Jedyne pole naftowe w Indiach, Digboi, odkryte w r. 1890, znajduje się w północno-wschodniej części kraju (prow. Assam). Znajduje się na nim 625 otworów eksploatacyjnych, w tym 365 samoczynnych, które eksploatują ropę z głęb. 150—1500 m z warstw piaskowców mioceńskich (rys. 7).



Rys. 7. Mapa eksploatowanych obszarów naftowych w Azji

Wydobycie ropy na tym polu zasadniczo zmienia się niewiele. W r. 1948 wydobyto 266600 ton, w r. 1947 — 256900 ton, a w r. 1946 — 255500 ton.

Eksploatacyjne prace wiertnicze napotkały ok. 15 km na południe od Digboi, w Makum-Namdang, w płytkich otworach na ślady ropy. Z końcem 1948 r. rozpoczęto wiercenie otworu badawczego w Tiru Hills (ok. 145 km na południe od Digboi), inny otwór rozpoczęto wiercić w Masimpur (południ. Assam). W górnym Assamie prowadzi się prace geologiczne i geofizyczne.

Z końcem 1948 roku w Indiach łącznie z Pakistanem znajdowało się 12 żurawi rotacyjnych w ruchu.

Jedyna rafineria nafty w Digboi posiada zdolność przeróbczą 800 ton dziennie oraz ok. 200 ton dz. na urządzeniu krakingowym.

Pakistan

Ślady ropy w Pakistanie występują już od miejscowości Karachi (na wybrzeżu morza Arabskiego) u stóp górskiego łańcucha Himalajów, w warstwach trzeciorzędu i kredy.

W Pendżabie (Punjab) wiercono już w r. 1866 otwory badawcze w północnej części okręgu Attock. W Khattan odwiercono w dawniejszych czasach pewną ilość otworów, które w sumie wydały ok. 3000 ton ropy. Dalej w kierunku północno-wschodnim, w prow. Pendżabie, odkryto 3 małe pola naftowe: Khaur (1915), Dhulian (1937) i Chakwal (1944) — ostatnie znane raczej jako dwa oddzielne pola, Joya Mair (1944) i Balkassar (1946) (rys. 7).

Pierwszy otwór w Khaur dał znaczniejszą ropę już z głęb. 66 m; późniejsze odwierty były głębsze (do 390 m), ale rezultaty były gorsze. Rozpoczęte w r. 1943 wiercenie w Joya Mair (55 km na południe od Khaur) doprowadziło do odkrycia asfaltowej ropy w głęb. 2102 m w eoceńskich wapieniach numulitowych; drugi otwór dał podobne rezultaty, trzeci natomiast doprowadzony do głęb. 2748 m nie dał rezultatu.

Największym odkryciem było pole Balkassar. Otwór poszukiwawczy, wiercony tu w r. 1945 i doprowadzony do głęb. 2560 m, napotkał w głęb. 2499 m horyzont ropny z wydajnością ok. 40 ton ropy dziennie. Obecnie pole w rozwiercaniu. Z końcem r. 1948 znajdowało się na polu Joya Mair 2, a na polu Balkassar 3 odwierty eksploatacyjne. Oba te pola wydawały z końcem 1948 roku ok. 140 ton ropy dziennie.

Ogółem znajduje się w Pakistanie ok. 3200 otworów eksploatacyjnych. Wydobycie ropy wynosiło w r. 1948 — 74600 ton, w r. 1947 — 45600 ton. Najwydajniejszym polem jest Dhulian.

Na północ od Khaur i Dhulian wiercono otwory poszukiwawcze w Meyal, Uchhri, Chorlakki, Gandakas, Chharat, Khair Murat (bardzo mała ropa), Golra i Bokkra. Wszystkie płytkie — za wyjątkiem Bokkra (1200 i 1800 m) i — bez wyniku.

W południowej strefie wiercono w Jaba (znikoma ropa), w Khabakki (1946), Gabhir (ślady ropy) i w Jhatla (ślady ropy).

W północno-zachodnich prowincjach wiercono w latach 1926—1928 otwory badawcze w Dalwatti (2 otwory) i w Babai (1 otwór).

Głębokie wiercenie poszukiwawcze w Lakhra (160 km na półn.-wschód od Karachi) osiągnęło z końcem 1948 r. głęb. 1463 m w warstwach kredowych — otwór w dalszym pogłębianiu.

Z końcem roku ubiegłego znajdował się poza tym w wierceniu 1 otwór na zachód od Dhulian oraz 3 otwory na polu Balkassar.

Prowadzone są prace geologiczne w zachodnim i wschodnim Pakistanie oraz geofizyczne (sejsmiczne) przeważnie w dolinie rzeki Indus.

Dwie małe rafinerie nafty znajdują się na polu Dhulian i w Rawalpindi — w tej ostatniej miejscowości także urządzenia krakingowe.

Chiny i Formoza

Chiny

Mimo, że za ropą i gazem ziemnym wiercono jeszcze w starożytnych Chinach, obszar tego kraju jest jeszcze wielką niewiadomą pod względem możliwości występowania złóż naftowych. Chociaż możliwości te są prawdopodobnie bardzo duże, przemysł eksploatacyjny ropy, datujący się dopiero od roku 1939, jest do dzisiaj niewielki a poszukiwania za ropą ograniczają się do naturalnych wycieków ropnych.

Tereny naftowe Chin rozciągają się w kierunku południ.-wschodnim, od północno-zachodniego Sinkiangu w pustyni Gobi przez prow. Kansu, Szensi

i Seczuan do terenów nadbrzeżnych w rejonie miast Hangozou i Kanton. W prow. Szensi i Seczuan eksploatowano ropę i gaz jeszcze w r. 1693.

W r. 1939 odkryte zostało pole Yumen, nazywane również Laochunmiao, w prow. Kansu (rys. 7). Z końcem ubiegłego roku znajdowało się na tym polu ogółem 41 dowierconych otworów, w tym 9 suchych. W eksploatacji ropy było 19 odwiertów samoczynnych. Dowiercono w 1948 r. 7 otworów (w r. 1947 — 6, a w 1946 r. 4 otwory). Ropa z tego pola zawiera 15% parafiny, która powoduje trudności przy eksploatacji. Horyzonty ropne znajdują się w trzech strefach piaskowców trzeciorzędowych, piaskowiec „K" (4 m miąższości) w głęb. ok. 120 m, piask. "L" (najwydajniejszy — 25 m miąższości) w głęb. 400—500 m i najgłębszy piask. "M" (17 m miąższości) w głęb. do 660 m.

Wydobycie pola Yumen wynosiło w 1948 roku 78400 ton (ok. 300 ton dz.) wobec 53900 ton w roku 1947 (z 15 eksploatowanych odwiertów) i 72900 ton w r. 1946 (z 9 otworów w eksploatacji). Wydobycie jest ograniczane do możliwości przeróbczej lokalnej rafinerii (ok. 450 t/dz.). Brak transportu uniemożliwia ekspedycję ropy i jej produktów na dalsze odległości. Ocenia się potencjalne wydobycie jednego odwiertu na tym polu na przeszło 55 ton dz.

W prow. Seczuan znajduje się najstarsze pole gazowe na świecie (od 2 tysięcy lat) w Cze-Lui-Tsing. Pola gazowe w tym rejonie wydają ok. 10 milionów m³ rocznie gazu.

W prow. Sinkiang leży pole naftowe Wu-Su, gdzie w strefie wycieków ropnych odwiercono w latach 1937—1941 ok. 25 otworów (do głęb. 1440 m) z nieznacznym wydobyciem ropy i gazu. Drugie zagłębie w tej prowincji Tsungari wydaje z niewielu odwiertów 10—30 ton dz. ropy.

Znaleziono także ropę w północnej części prow. Szensi, w półn. Mandżurii i we wschodnim Dżeholu. W Mandżurii znajduje się najbardziej rozwinięty na świecie przemysł przeróbki łupków bitumicznych, z ekstrakcji których otrzymuje się ok. 400 ton dz. paliw płynnych.

Działalność wiertnicza w Chinach jest słaba i od r. 1945 ogranicza się głównie do rozwiercania pola naft. Yumen. Wiercony w Kiangsu (prow. Seczuan) otwór poszukiwawczy, został w r. 1947 zaniechany bez uzyskania dodatnich rezultatów. Z końcem 1948 r. były w Chinach w ruchu 4 żurawie rotary.

Formoza (Taiwan)

Zapoczątkowane w r. 1941 wydobycie ropy na Formozie było w r. 1948 bardzo nieznaczne i wynosiło 2400 ton rocznie. Wydobycie w tej mniej więcej wysokości pozostaje bez zmiany jeszcze od r. 1945 (tabl. 6). Poza tym wydobywa się również znaczne ilości gazów ziemnych. Pola naftowe znajdują się w zachodniej części wyspy. W czasie okupacji Japończycy odwiercili tu pewną ilość otworów poszukiwawczych i odkryli 7 struktur geologicznych (3 z nich wydają ropę). Odwiercono na nich do końca 1945 r. 224 otworów — 143 wydajne, 64 suche i 16 nie ukończonych. Najlepsze pole naftowe Szukkoko znajduje się w północnej części wyspy.

Głębokość pokładów roponośnych 90—3500 m.

W r. 1946 wznowiono działalność poszukiwawczą — geologiczną, geofizyczną i wiertniczą. Odkryto nowy gazowy teren w Kinsui.

W Kaoshiung wybudowano dużą rafinerię nafty, o zdolności przeróbczej ok. 2000 ton dziennie.

Japonia

Mimo, że wydobywanie ropy w Japonii na skalę przemysłową odbywa się od r. 1875, nie osiągnęło ono dotychczas imponujących rezultatów. Szczytowe wydobycie ropy w r. 1916 wynosiło zaledwie niespełna 421½ tysiąca ton. W ostatnich latach notuje się stały spadek wydobycia, które wynosiło w 1948 r. 183630 ton, czyli o 2,3% mniej niż w roku poprzednim (tabl. 8).

Wydobycie ropy naftowej na poszczególnych obszarach Japonii
1946—1948 Tabl. 8

Obszar (prefektura)	1946	1947	1948	Od pocz.
	w tonach			
Hokkaido (11 pól naft.)	4 560	3 720	3 740	273700
Akita (22 pola naft.)	107 870	106 610	106 410	4765400
Yamagata (6 pól naft.)	44 350	32 990	31 480	1008770
Niigata (20 pól naft.)	50 950	44 600	41 980	7489640
Shizuoka (1 pole naft.)	10	10	20	190
Razem (60 pól naft.)	207 740	187 930	183 630	13537700

Na wydobycie to składa się 60 pól naftowych, zgrupowanych w kilku obszarach na wyspach Hokkaido i Honshu (rys. 7). W Hokkaido znajduje się 11 pól naftowych z 273 odwiertami w eksploatacji z końcem marca 1948 r. Największe pola znajdują się w Honshu na obszarach Akita (22 pola — 1210 odwiertów w eksploatacji), Yamagata (6 pól — 212 odwiertów), Niigata, najstarszy okręg (20 pól — 2003 odwiertów) i mały obszar Shizuoka (1 pole — 14 odwiertów wydajnych). Na ogólną liczbę 3712 odwiertów w eksploatacji w r. 1948 (4058 w r. 1947) były tylko 33 odwierty samoczynne.

Ropa pochodzi z warstw trzeciorzędu, z głęb. 100—1000 m, a rzadko dochodzi do 1500 m. Tereny naftowe w Honshu są znacznie wydajniejsze niż na Hokkaido i wydobycie wynosi tam 12300 ton na hektar, podczas gdy w Hokkaido tylko niewiele ponad 300 t/ha.

Stwierdzone zasoby ropy są nieduże — 0,02% zasobów światowych.

Wydobycie własne ropy zaspokaja zaledwie w 10% zapotrzebowanie krajowe na produkty naftowe.

Po wojnie rozpoczęto energiczne prace poszukiwawcze, geologiczne i geofizyczne; w rezultacie odkryto w r. 1947 nowe pole naftowe w Narahashi (pref. Yamagata), a w r. 1948 pole Yabase (30 ton ropy dz. z głęb. ok. 900 m) i mniejsze Nishi — Ishinazaka. Odkryto również gaz w Toytomi, w głęb. 864 m, w ilości prawie 10 tys. m³ dziennie.

Dowiercono w Japonii w 1948 r. 53 odwierty (w r. 1947 — 59), w tym 26 ropnych, 3 gazowe i 24 puste. Uwiercono w r. 1948 — 30483 m, w r. 1947 — 40852 m. Powyższe cyfry obejmują dowierconych w 1948 r. 5 otworów poszukiwawczych (1 gazowy i 4 suche) przy 3473 uwierconych metrach. W r. 1947 uwiercono 8671 m i dowiercono 13 otworów poszukiwawczych (2 ropne i 11 suchych).

Podczas wojny zostały zniszczone wszystkie 34 rafinerie nafty. Istniejące obecnie małego typu w liczbie 7 rafinerie posiadają łączną zdolność przeróbczą 2300 ton dziennie.

Sachalin

Pola naftowe w Sachalinie — w ilości 6-ciu — znajdują się wzdłuż wschodniego wybrzeża północnej części kraju (rys. 7), przy czym największe z nich jest Nutowo. Ropa pochodzi z warstw głównie górnego pliocenu w głęb. 50—900 m, w rzadszych wypadkach z głęb. 2700 m (dolny pliocen).

Wydobycie ropy, które w latach przed wojną i w pierwszych latach wojny utrzymywało się prawie na jednym poziomie, uległo w r. 1943 znacznej zwyżce, która w r. 1945 wynosiła prawie 50% w stosunku do lat poprzednich.

Wydobycie ropy lat ostatnich ma charakter ustabilizowany, z wyjątkiem roku 1947, gdy wydobycie przekroczyło 1 milion ton rocznie (tabl. 6).

Ropę przerabia się w kilku rafineriach wschodniej Syberii o zdolności przeróbczej wystarczającej w zupełności do przeróbki całej ropy Sachalinu.

Filipiny

Pierwszy otwór na Filipinach był wiercony jeszcze w r. 1896 na zachodnim wybrzeżu wyspy Cebu do głęb. ok. 400 m (bez rezultatu). W rejonie tym za okupacji hiszpańskiej wydobywano znikome ilości ciężkiej ropy z płytkich otworów. Również na półwyspie Bondoc, w południowej części wyspy Luzon, rozpoczęto wiercenie w r. 1922 bez uzyskania przemysłowej wartości wyników.

Przed wybuchem ostatniej wojny odwiercono na obszarze Medellin-Daanbantyan (płn. Cebu) otwór do głęb. 2530 m. W r. 1947 ukończono tutaj wiercenie drugiego otworu do głęb. 3033 m (najgłębszy na Filipinach). Oba odwierty miały obiecujące ślady ropy.

W r. 1948 rozpoczęto głębokie wiercenie na półwyspie Bondoc. Pierwszy odwiert osiągnął głęb. 418 m, następnie drugi, który posiadał z końcem 1948 r. głęb. 719 m, dostał w głęb. 602 m ok. $3^1/_2$ tony ropy dziennie.

W północnej części wyspy Cebu prowadzono w ciągu ubiegłego roku badania sejsmiczne.

Z końcem r. 1948 był czynny 1 żuraw rotacyjny.

Australia i Nowa Zelandia

Znikome ilości ropy naftowej wydobywane w Australii (tabl. 9) od r. 1935 pochodzą z kopalni w Lakes Entrance (na obszarze Gippsland), w Stanie Victoria, gdzie stosuje się na szeroką skalę eksploatacyjne wiercenia poziome i radialne w głęb. ok. 400 m w warstwach oligocenu (piaskowce glaukonitowe). Pierwszy otwór był wiercony w r. 1924 i do r. 1941 odwiercono 44 otwory, w tym 36 ze śladami ropy. Wydobycie ropy jest b. małe i wynosi 120 kg dz. na odwiert. Ropa nie zawiera ani benzyny ani nafty.

Wydobycie ropy naftowej w Australii i N. Zelandii 1939—1948 Tabl. 9

Rok	Tony	Rok	Tony	Rok	Tony
1939	400	1943	300	1947	300
1940	400	1944	300	1948	300
1941	400	1945	400		
1942	300	1946	300	Od pocz.	6 000

Małe ilości ropy wydobywa się również w Glen Davis (w Górach Błękitnych).

Obecne prace poszukiwawcze dotyczą przeważnie wierceń głębokich.

W Queensland prowadzono wiertnicze prace badawcze w rejonie Rolleston (10 płytkich otworów) i Warrinilla (18 otw.). Geofizyczne (sejsmiczne) prace badawcze są prowadzone obecnie w okręgu Roma, gdzie dawniejsze płytkie wiercenia miały ślady ropy i gazu.

Na obszarze Portland, w zach. Victorii, odwiercono otwór do głęb. 2226 m, a na płn.-zachód od Lake Fromme w Kopperamanna do głęb. 992 m (1948 r.), oba bez rezultatu. Wstrzymano w r. 1948 wiercenie otworu Nerrima w Zach. Australii (głęb. 1301 m).

Badania geologiczne i geofizyczne prowadzone są poza tym w północnej części stanu Zach. Australii (obszar rzeki Fitzroy) i koło zatoki Bonapartego (Północne Terytoria).

Z końcem r. 1948 były w ruchu 2 żurawie rotary.

W Nowej Południ. Walii znajdują się znane złoża łupków bitumicznych, z których w r. 1946 wydestylowano 11000 ton benzyny.

Istniejące w Sydney, Laverton, Clyde i Altona 4 rafinerie nafty posiadają w sumie zdolność przeróbczą niewiele ponad 2000 ton dziennie.

Na Nowej Zelandii rozpoczęto poszukiwania naftowe jeszcze w r. 1880. Odwiercono od tego czasu szereg otworów o głęb. 340—3300 m, na ogół bez rezultatu, jedynie 2 otwory nawierciły na kopułach struktur gaz ziemny.

Słabą ropę znaleziono w Moturoa i Taranaki, gdzie wydobyto ogółem niewiele ponad 10 tysięcy ton ropy.

AFRYKA

Na zakończenie przeglądu pozaeuropejskich obszarów naftowych należałoby jeszcze wymienić niewielkie kopalnie nafty we francuskim Marokko i Tunisie oraz naftowe prace badawcze w pozostałych częściach Afryki.

Marokko

Istnieją tu obecnie cztery małe pola naftowe, odkryte w latach 1918—1947. Bardzo znikome wydobycie poprawiło się nieco po odkryciu pól Tselfat (1934) i Bou Draa (1936), a zwłaszcza po odkryciu na strukturze Rharb „największego" obecnie pola naftowego w Afryce (poza Egiptem) Oued Beth, odkrytego w r. 1947 (tabl. 10). Na tabl. 11 przedstawiono przebieg wydobycia ropy poszczególnych pól naftowych w Marokko w latach 1946—1948. Widzimy z niej, że wydobycie pola Oued Beth w r. 1948 wynosiło przeszło 90% całego wydobycia ropy w Marokko. Z końcem roku 1948 były w Oued

Wydobycie ropy naftowej w Marokko 1939—1948 Tabl. 10

Rok	Tony	Rok	Tony	Rok	Tony
1939	3 850	1943	5 570	1947	3 000
1940	3 850	1944	4 570	1948	13 640
1941	3 850	1945	3 710		
1942	5 850	1946	2 810	Od pocz.	61 930

Wydobycie ropy na poszczególnych polach naftowych w Marokko 1946—1948 Tabl. 11

Pole naftowe	1946	1947	1948	Od pocz.
	w tonach			
Ain Hamra	1170	830	790	8060
Bou Draa	1000	790	240	22590
Tselfat	640	560	140	17990
Oued Beth	—	820	12470	13290
Razem	2810	3000	13640	61930

Beth 4 odwierty w eksploatacji ropy — wszystkie samoczynne — i wydawały ok. 40 ton dziennie ropy. Potencjalne wydobycie odkrywczego odwiertu na tym polu oceniano na 180 ton dziennie.

Ogółem było w Marokko w 1948 roku 25 odwiertów w eksploatacji (4 samoczynne), w r. 1947— 61 odwiertów, w tym 1 samoczynny, a w r. 1946 — 65 odwiertów.

Dowiercono w 1948 w Marokko 57 otworów poszukiwawczych i uwiercono 53172 m. W ruchu jest 7 żurawi wiertniczych. W r. 1947 otworów tej kategorii ukończono 34 (20678 m), w r. 1946 — 19 otworów (13073 m) i 12 odwiertów dla rozbudowy pól, a w r. 1945 — 18 odwiertów (5 ropnych i 13 suchych) przy 7320 uwierconych metrach.

Ropa pochodzi z warstw miocenu i liasu, z głębokości 1000—1700 m.

W Petitjean znajduje się mała rafineria nafty ze zdolnością przeróbczą 35 ton dziennie.

Algier

Dotychczas w Algierze odkryto dwa bardzo małe pola naftowe. Pole Tliouanet wydało od czasu swego odkrycia w r. 1914 ogółem $32^1/_2$ tysiąca ton ropy; w roku 1947 eksploatowano z niego 450—600 kg dz. z 12 odwiertów, a w r. 1948 ok. 300 kg dz. ropy z 5 odwiertów, z głęb. 120—600 m, z piaskowców mioceńskich. W r. 1946 w eksploatacji ropy było 8 odwiertów. Drugie pole Ain Zeft, nieczynne w roku ubiegłym wydało dotychczas zaledwie 3370 ton ropy.

Ropa w Algierze pochodzi z warstw miocenu i kredy.

Z otworów poszukiwawczych ukończono w 1948 r. 6 odwiertów (8900 metrów uwierconych), a w r. 1947 — 5 odwiertów poszukiwawczych i 8 badawczych (4481 m). Przed r. 1947 w ciągu 3-ch lat nie wiercono otworów poszukiwawczych. W kategorii odwiertów eksploatacyjnych odwiercono w 1946 r. 4 otwory (957 m).

Słabe ślady ropy uzyskano w Rabelais (struktura Chelif), a z końcem r. 1948 uruchomiono wiercenie w Aumale. W ruchu znajdują się 4 żurawie wiertnicze.

Czynna jest tylko jedna mała rafineria nafty w Tliouanet ze zdolnością przeróbczą zaledwie 7 ton dziennie.

Inne kraje Afryki

W Tunisie odwiercono od 1931 roku 7 różnych otworów badawczych bez rezultatu. Z końcem roku uruchomiono wiercenie na strukturze Ain Rhelal, a w r. 1948 dwa wiercenia — w Cap Bon i w El Haroun koło Bizerty. Ostatnie zostało zagwożdżone w głęb. 2896 m ze śladami gazu. Ostatnio znajdują się w ruchu 2 żurawie rotary.

W Abisynii prowadzono w ciągu dwu ostatnich lat badawcze prace eksploracyjne. W przygotowaniu było w r. 1948 wiercenie poszukiwawcze w Gumburo Hills, w prow. Ogaden.

Przed laty wykonano w Abisynii 3 odwierty — z nich jeden w rejonie Harraru, jeden obok granicy Somali franc. — wszystkie bez rezultatu.

W Gabon (Franc. Afryka Równikowa) rozpoczęto prace geologiczne i geofizyczne w r. 1945. Rozpoczęte w 1947 r. wiercenie w Mabora ukończono w 1948 r. w głęb. 1080 m. Inny otwór w Madiela osiągnął z końcem r. 1948 głęb. 2100 m.

Poza tym prowadzi się badania geologiczne i geofizyczne w Mozambiku (Portugalska Afryka Wsch.), na Madagaskarze (przygotowanie do wiercenia), w Afryce Południowej, w Ugandzie, w Nigerii, Angoli, w Kongo Belgijskim (wiercenia eksploracyjne z dobrymi rezultatami), w Somali Brytyjskim, w Marokko hiszp. (płytkie wiercenia w r. 1948 ze śladami gazu) i w Libii, gdzie stwierdzono występowanie ropy w rejonie Fezan.

Wynalazczość i usprawnienia w przemyśle naftowym

Wiertniku! Organizuj, usprawniaj, oszczędzaj!

W artykule tym ograniczę się jedynie do rozpatrzenia zakresu pracy w wiertnictwie udarowym, jednak najogólniejsze zasady poruszone niżej stosują się przy rozpatrywaniu pracy również w wiertnictwie obrotowym, eksploatacji ropy i gazu, przeróbce ropy i gazu, oraz we wszystkich pracach technicznych przy dystrybucji gazu. Wszędzie bowiem w ostatecznym rachunku ekonomia sprowadza się do zagadnienia oszczędności czasu.

Jeżeli rozpatrujemy całokształt pracy wiertniczej, to stwierdzimy, że aby wykonać odwiert musimy wykonać bardzo wiele cyklów pracy.

Poza głównym cyklem (wiercenie, łyżkowanie, rurowanie itd.), którego układ powstał na podstawie praktyki, wykonuje się przy wierceniu otworu kilka innych cykli pomocniczych, jak np. cykl pracy w siłowni, cykl pracy w kuźni i równoległy do głównego — pomocniczy cykl pracy w szybie.

Przyglądając się głównemu cyklowi pracy widzimy, że stojąca na pierwszym miejscu praca czystego wiercenia jest najważniejszą i najistotniejszą czynnością cyklu. Wszystkie inne prace są konieczne, ale tylko pomocnicze.

Skrócenie czasu potrzebnego na wykonanie

wszystkich czynności pomocniczych da jako wynik zwiększenie czasu na wykonanie czynności głównej, tj. czystego wiercenia.

Wiertnicy bijcie bezlitośnie w czas czynności pomocniczych tak, aby niektóre z tych pozycyj, jak np. instrumentacje, patronowanie i stójki, znikły w zupełności. W ten sposób uzyskany czas obrócicie na przyspieszenie wykonania odwiertu.

Bić w czas używany na czynności pomocnicze można przez:

1) dobrą organizację pracy,
2) wprowadzenie usprawnień,
3) mądrą, oszczędną gospodarkę.

Na czym polegać będzie dobra organizacja pracy?

Na przykład — w czasie, kiedy wiertacz wykonuje wiercenie, muszą być przygotowane te czynności, które następują po wierceniu.

Urządzenie do wyciągania świdra, następnie do jego ewent. zmiany, do łyżkowania otworu musi być przygotowane, aby bez straty czasu wykonać czynność łyżkowania, a równocześnie zmienić narzędzie.

Nie można i nie powinno się zdarzać, aby dopiero wtenczas sprawdzano, czy zawór łyżkowy działa nienagannie, kiedy przychodzi do łyżkowania. Nie może i nie powinno się zdarzać, aby narzędzia potrzebne do zmiany świdra, jak docinacz gwintu i klucze przygotowywano dopiero wtenczas, gdy wiertacz już świder wyciągnął. Stosowanie bocznych otworów, zezwalających na zmianę świdra w czasie łyżkowania, winno być powszechne, szczególnie w szybach, gdzie przewiduje się dłuższy czas wykonania odwiertu. Utrzymanie w dobrym stanie żurawia, złącza pasów, winno być obowiązkiem.

Długi szereg czynności — może i winien być zrobiony wtedy, kiedy wiertacz wierci.

Rurowanie nie tylko kolumnami, ale nawet pojedynczymi rurami, winno być tak zorganizowane, żeby drogocenny czas zużywany na nie sprowadzić do minimum. Niejednokrotnie obserwuje się, że czop rury nie jest oczyszczony poprzednio na rampie.

Niejednokrotnie obserwuje się w szybie wiertniczym szukanie drobnych narzędzi wtenczas, kiedy przychodzi do ich użycia. Znany jest obrazek, kiedy pomocnik rozgląda się za pilnikiem, młotkiem, szczotką do czyszczenia rur, czyściwem, smarem na pas, kluczem do przykręcania nakrętek itp., a przecież wszystkie narzędzia winny mieć jedno z góry ustalone miejsce.

Zorganizować rurowanie odwiertu — to znaczy przygotować poza żurawiem mostki, wielokrążki, huczki, czy elewator, płytę, but i gdzie trzeba klocek do buta, trzpień do huczków, taśmę do miary rur, metr do miary długości wystającego gwintu, pęto konopne i stalowe, drążek do ręcznego dokręcania i urządzenie do maszynowego docinania rur, czyściwo, smar, kozę do podnoszenia klinów itd. W ten sposób uniknie się żałosnej statystyki, że zamiast zapuszczonych na zmianę np. 32 sztuk rur — zapuszczono tylko 20 sztuk.

W ten sposób bije się w czas stracony niepotrzebnie na czynność rurowania.

W ten sposób, jeżeli przygotuje się i zorganizuje pomocnicze czynności wiertnicze — uzyska się czas potrzebny na czyste wiercenie i zamiast wykonać np. 2 czy 3 marsze wiertnicze, do których przyzwyczajono się przy danej głębokości otworu — wykona się tych marszów 4 lub 5. Przez to przyspieszy się wykonanie odwiertu i osiągnie realną korzyść dla ogółu, zaś w pierwszej linii dla siebie.

Wiertniku, pamiętaj o pobocznych cyklach pracy!

Przygotuj patrony nie dopiero wtenczas, kiedy z procesu wiercenia, tj. z obserwacji zachowania się świdra, lub po oględzinach wyciągniętego świdra zadecydujesz, że otwór trzeba zapatronować, obciąć lub wyprostować!

Rozszerzacz, który leży na rampie szybowej, winien mieć szczęki zdatne do pracy, sprężyny wypróbowane, czop oczyszczony!

Podstawowe narzędzia instrumentacyjne, jak typowa dla dymensji i kalibru — którym pracujemy — koronka, hak po linę, winny być w pogotowiu!

Jeden zasadniczy warsztat instrumentacyjny skręcony winien stać na wieży koło mostków!

Główne łączniki od wymienionych zasadniczych narzędzi instrumentacyjnych do warsztatu i od warsztatu do pasterki winny być oczyszczone! Nie mówię tu o specjalnych narzędziach instrumentacyjnych, a tylko o zasadniczych.

Przykłady, jakie tu podałem, są tylko częścią wskazań organizacyjnych dla prowadzenia szybkiej, sprawnej i dobrej pracy wiertniczej.

A teraz krótko o usprawnieniach.

Usprawnienia dotyczą:

1) urządzeń i narzędzi,
2) procesu pracy.

Przykładowo:

W żurawiach typu bitkowskiego da się podnieść szybkość wyciągania łyżki. Pracę włożoną na czyszczenie czopa rury na rampie zaszanuje się przez wprowadzenie ochraniacza.

Korzystne będzie obmyślenie sposobu dźwignięcia krótkiego świdra z podłogi szybowej i złożenie go na wózek przy pomocy maszyny.

Pęta do rur i kontrpęta i praca nimi czekają na usprawnienia.

Oszczędzajmy! Oszczędzajmy, nie dopuszczając do biegu luzem maszyn. Oszczędzajmy na smarze, nie przesmarowując mechanizmu. Wykonując dobry splot na linie — oszczędzamy tak na własnym czasie, jak i na materiale, a w konsekwencji — na czasie fabryk lin, gdyż lin tych zużyjemy mniej.

Nitujmy pasy umiejętnie.

Pamiętajmy o konieczności szczelności rurociągów gazowych, parowych i wodnych. Pamiętajmy o tym, że utrzymując w dobrym stanie izolację parociągów, oszczędzamy na paliwie. Pamiętajmy i o tym, że przez staranne czyszczenie i ochronę gwintu, oszczędzamy materiał i czas zużyty na warsztatach na wykonanie tych gwintów.

Pamiętajmy wreszcie o tym, że mając w szybie maszynę, zastąpić można w wielu wypadkach pracę mięśni człowieka pracą maszyny i szereg czynności pomocniczych wykonać można będzie szybciej i bezpieczniej.

W szybie obowiązuje surowa dyscyplina pracy. Komendę winien wydawać tylko jeden człowiek. Poddając się dyscyplinie przyspiesza załoga wykonanie odwiertu i sprawdza przez to słuszność tezy, że ekonomia sprowadza się w ostatecznym rachunku do oszczędności czasu.

Inż. W. Kulczycki

Usprawnienia

Inż. Tadeusz Reguła, Kraków

Racjonalna gospodarka złożem gazowym

Nr rejestr. 26K

Do 1948 r. eksploatacyjna gospodarka złożami gazowymi w polskim przemyśle naftowym opierała się na stosowaniu metody ilościowej, dozwalającej — zgodnie z zarządzeniem władz górniczych — na pobór 20% tak zwanego „wolnego wypływu" gazu z poszczególnego otworu świdrowego. Wolny wypływ jest to ta ilość gazu ziemnego, jaka teoretycznie wydobywałaby się z otworu świdrowego przez rury wiertnicze lub eksploatacyjne bezpośrednio w atmosferę.

W wyniku stosowania metody ilościowej, pozwalającej na eksploatację pewnej ilości gazu (20%), nieuwzględniającej zdolności produkowania danego otworu — w zależności od przepuszczalności piaskowca gazonośnego — tworzyły się na poszczególnych otworach gazowych zasypy, korki miałowe, kondensaty gazolinowe i powstawały okresowe, częściowe lub całkowite przytykania odwiertów, zmuszając Kopalnictwo Naftowe do przeprowadzania kosztownych i długotrwałych rekonstrukcji, celem przywrócenia odwiertom normalnej zdolności produkcyjnej. Ten stan uniemożliwiał pewny i spokojny pobór gazu z danego pola.

Istniała przy tej metodzie również możliwość zmniejszenia wydobycia całkowitego zasobu gazu, przypadającego na dany odcinek pola gazowego, przez cementowanie por piaskowca naniesionym pyłem oraz w wyniku nieodwracalnych zaburzeń w samym złożu gazowym.

Usprawnienie inż. Tadeusza Reguły polegało na szczegółowym opracowaniu metody racjonalnej kontroli gospodarki złożem gazowym i na zaproponowaniu:

a) innej metody eksploatacyjnej, polegającej na stosowaniu i utrzymywaniu właściwego przeciwciśnienia w miejsce stosowanej metody ilościowej;
b) wprowadzenia dławiących dysz lub korków, obliczonych na krytyczne chyżości, wykluczających zwiększenia poboru gazu ponad ustaloną normę na gazowych otworach wiertniczych;
c) wprowadzenia racjonalnego wykonywania pomiarów produkcji na wolny wypływ przez użycie zwężek krytycznych;
d) wprowadzenia właściwej interpretacji krzywych produkcji, wykonywanych przy stałej kontroli produkcji, co umożliwia stwierdzenie stanu otworu produkcyjnego.

Dzięki zastosowaniu omawianego usprawnienia, które należy uznać za ważne wydarzenie w naszej gospodarce złożowej, Kopalnictwo Naftowe uzyskało:

a) spokojny, wolny od zaburzeń pobór gazu z odwiertów świdrowych na wszystkich polach gazowych, bez względu na porę roku;
b) stabilizację ciśnienia głowicowego przy poborze gazu na wszystkich polach gazowych, na największym zaś polu podwyższenie z 46—65 atm. w 1947 r. do średnio około 75,5 atm. w 1949 r.;
c) zwiększenie wolnego wypływu na odwiertach świdrowych największego pola gazowego o 500 m³/min., tj. z górą o 20% w stosunku do 1948 roku;
d) uniknęło dużych, kosztownych i długotrwałych rekonstrukcji odwiertów, które poprzednio powstawały w wyniku zaburzeń w produkcji, a kosztowały na jednym tylko polu gazowym w 1947 roku 8871493 zł, nie licząc straty produkcji w okresie rekonstrukcji.

Furczyk Michał — ślusarz maszynowy

Ulepszenie skrzyń wentylowych kulowych pomp parowych (typ mariampolski)

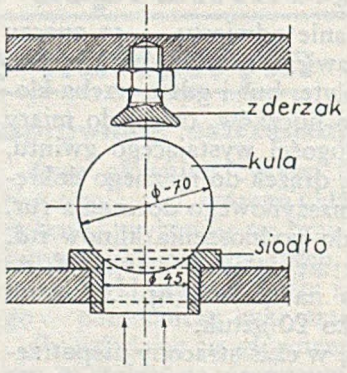
Nr rejestr. 23 R

Pompy z wentylami kulowymi służą do przetłaczania gorących pozostałości (gudron, asfalt, redukaty itp.). W czasie pracy pompy kula skutkiem ciśnienia wywołanego przez ciecz przepływającą podnosi się do góry i uderza w zderzak umieszczony naprzeciw siodła kuli. Jednak przez silne uderzenia kuli zderzak często ulega rozbiciu, skutkiem czego kula wylatuje ze siodła, tj. ze swojego normalnego położenia. To samo dzieje się z siodłem, które ulega rozluźnieniu. Wszystkie te przedmioty, tj. rozbity zderzak, kula i siodło przeszkadzają w pracy pozostałym wentylom powodując ich uszkodzenia, utrudniają pompowanie i zmniejszają w rezultacie wydajność pomp. Często również zostają one porywane przez strumień przetłaczanej cieczy i w następstwie tego powodują zatykania przewodów.

Celem likwidowania powstających awarii, trzeba było niejednokrotnie (dwa do trzy razy w miesiącu) zdejmować górne pokrywy skrzyń wentylowych celem dokonywania napraw. Usprawnienie ob. Furczyka usuwa wszystkie te niedomagania. Usprawnienie to polega na zastosowaniu tzw. latarni, która:

1) nie pozwala na wyskoczenie kuli z siodła,
2) nie dopuszcza do rozluźnienia się siodła.

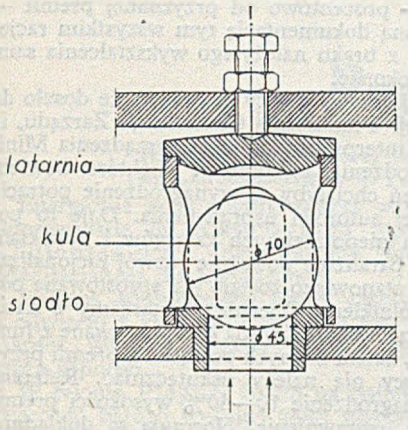
Sama latarnia ma kształt cylindryczny i spoczywa na kołnierzu siodła dociskanego do płyty. Latarnia



Rys. 1. Skrzynia wentylowa przed zastosowaniem ulepszenia

zaopatrzona jest z boku w otwory na przepływ produktu, przy czym przekrój tych otworów w sumie jest tak dobrany, że nie zachodzi dławienie przepływu. Latarnia z góry dociskana jest pokrywą, aby

nie dopuścić do obsunięcia się w czasie ruchu pompy. Całość umocowana jest śrubą, którą zakręca się z góry od zewnątrz pompy. Regulowanie śruby, a tym samym i latarni, odbywa się każdej chwili bez przerw w ruchu pompy.



Rys. 2. Skrzynia wentylowa po zastosowaniu ulepszenia

Pomysł ten został zastosowany przy trzech tego rodzaju pompach i dał bardzo dobre wyniki. Stosuje się go nadal przy generalnych remontach pomp tego typu.

Rys. 1 przedstawia stan przed usprawnieniem, rys. 2 — po zastosowaniu usprawnienia.

Kalkulacja oszczędności wynikających przez zastosowanie usprawnienia:

Remont jednej pompy wymaga średnio 8 godzin pracy.

1 ślusarz maszynowy	po zł 97 za 1 godz...	776 zł
1 pomocnik	po zł 66 za 1 godz...	528 „
1 tokarz	po zł 97 za 1 godz...	776 „
razem 8 godzin pracy zespołu		2080 zł
koszty szczeliwa do pompy		350 zł
Razem		2430 zł

Jeżeli uwzględni się, że w okresie przed wprowadzeniem usprawnienia przeprowadzano rocznie — skutkiem defektów wentyli kulowych — średnio 36 napraw, wówczas oszczędność wynikająca z zastosowania usprawnienia wyniesie 2430 × 36 = 87480 złotych rocznie.

Praktyczne dokształcanie pracowników kopalnianych

Czynniki, kontrolujące gospodarkę na kopalniach, bardzo często wymieniają marnotrawstwo w różnej postaci, jako jeden z czynników wywierających wpływ na wyniki ekonomiczne.

Powodem tego jest w wielu wypadkach niedostateczne uświadomienie pracowników o szczegółach konstrukcji oraz sposobów wykonania danego narzędzia czy urządzenia.

Jakkolwiek trudno byłoby może przeprowadzić przeszkolenie pracowników kopalń w zakresie fabrykacji sprzętu wiertniczego i eksploatacyjnego, to jednak niewątpliwie leży w zakresie możliwości zorganizowanie systematycznych okresowych pokazów, połączonych z ilustracją słowną. Pokazy takie winny się odbywać w Centr. Warsztatach Naftowych a także w większych warsztatach sekcyjnych.

Udział w tego rodzaju pokazach poglądowych powinni brać wszyscy mistrzowie wiertniczy i produkcyjni, kowale, spawacze itp. oraz kwalifikowani pomocnicy wszystkich zawodów kopalnianych. Tego rodzaju pokazy, dobrze zorganizowane oraz przygotowane pod względem praktycznym i teoretycznego objaśnienia, pozwolą pracownikom kopalń zapoznać się z podstawowymi szczegółami wykonywania ich własnych narzędzi pracy codziennej.

Pozwoli to na podniesienie poziomu kwalifikacji pracowników a ponadto może przyczynić się do zmniejszenia ilości stójek z powodu uszkodzeń sprzętu, tym samym więc do lepszego jego wykorzystania. Wreszcie zaś osiągnie się możliwość nawiązania bezpośredniego kontaktu między wytwórcą i użytkownikiem tegoż sprzętu. Okoliczność ta może wyrównać występujące tu i ówdzie „antagonizmy branżowe" (warsztaty i kopalnie) oraz doprowadzić do wzajemnej wymiany i uzupełnienia doświadczeń obu tych grup pracowników. Fakt ten posiada specjalne znaczenie wobec konieczności częstego stosowania konstrukcji dostosowanych do indywidualnych warunków.

Sprawa ta wydaje się ważna również i z tego powodu, że stan techniczny — zwłaszcza naszego wiertnictwa — znajduje się jeszcze w znacznym stopniu pod wpływem skutków wojennej gospodarki okupanta. W wielu zatem wypadkach jedynie inicjatywa i pomysłowość pracowników kopalń, zwłaszcza odległych, może zaradzić różnym trudnościom.

Naszkicowany powyżej system doszkalania powinien stać się silną podbudową racjonalizatorstwa i wynalazczości.

Umiejętna realizacja powyższego projektu niewątpliwie przyniesie korzyści tak dla przemysłu jak i dla pracowników. *Inż. K. Mischke*

Kronika wynalazczości i usprawnień

Wszystkie Komisje Usprawnień nadesłały sprawozdania z odbytych posiedzeń za miesiąc wrzesień z wyjątkiem Komisji przy Kopalnictwie Naftowym w Krośnie.

Następującym pracownikom przyznano premie za usprawnienia w miesiącu sprawozdawczym:

	Wysokość premii	Oszczędność roczna
1. Grabiec Henryk Wyremontowanie frezarki . . .	92400	646000
2. Szypuła Antoni Uruchomienie ze złomu sprężarki powietrznej	71360	246300
3. Grabiec Antoni Konstrukcja windy elektr. do ładowania asfaltu	66900	219000
4. Bernacki Edward Ulepszenie apar. do spawania . .	22000	25900
5. Kotulek Jan Sposób czyszczenia soczewek krystalizatorów	87360	453000
6. Inż. Beck F. Chłodnica wodna dla par	67900	1408000
7. Śliwiński Kaz. Zastosowanie równoczesne dwóch nożyc tokarskich	4200	4200

		Wysokość premii	Oszczędność roczna
8.	Torma Roman Ulepszenie połączenia adsorberów z odpływem par w gazoliniarniach węglowych	12900	70000
9.	Kędra Leon Filtr żwirowy do oddzielania piasku dla pomp wgłębnych . . .	34900	101000
10.	Mazur Stanisław Uszczelniacz do dodatk. zamykakania gazu	32600	210000
11.	Abratowski Ludwik Głowica przeciwwybuch. do wiercenia linowo-udarowego	12900	483000
12.	Kielar Henryk Ulepszenie w ropowskazach przy eksploat. zamkniętej przez zastos. wskaźników pływakowych . . .	13900	50000
13.	Kutyna Marian Amortyzator olejowy do tłumienia drgań reduktorów ciężarkowych .	49770	300000
14.	Basista Julian Uchwyt narzędziowy.	12300	30000
15.	Tokarz Stan. Oszczędność przy frezowaniu . .	21100	99200
16.	Cipra Zbigniew Pomysł „zesztukowanego" wału do motoru Junkersa	32000	200000
17.	Obrzut Stefan Skompletowanie i uruchomienie gętarki do płaskownika	6950	27500
18.	Basista Julian Przyrząd do dokł. szlifowania i ostrzenia noży	7500	7500
19.	Kobierski Michał Przyrząd do znaczenia na płycie oprawy klapek do aparatów . .	5400	5400
20.	Wantuch Jan Ściski do zaokrągl. nożyc ogniowych	7800	7800

Ruch racjonalizatorski w naszym przemyśle ilustruje poniższe zestawienie porównawcze:

	wrzesień 1949	styczeń–wrzesień 1949	rok 1948
1) Ilość usprawnień zgłoszonych . .	53	166	72
2) Ilość usprawnień zatwierdzonych .	20	87	43
3) Ilość usprawnień w badaniu . . .	26	59	12
4) Ilość usprawnień odrzuconych . .	7	20	17
Suma wypłaconych premij w złotych .	662147	3412987	2215400

Uzyskane oszczędności w okresie styczeń-wrzesień 1949 r. wyrażają się kwotą ok. 90 milionów złotych.

Wyniki w dalszym ciągu są skromne, jakkolwiek znacznie lepsze niż w roku ubiegłym. Uderza znaczna stosunkowo ilość wniosków zakwalifikowanych do badania. W istocie rzeczy wiele z tych wniosków nie zostało rozpatrzonych przez Komisje Usprawnień z braku odpowiedniej dokumentacji.

Przerost, czy może nawyk biurokratyczny — pomyśli ktoś, sądząc powierzchownie. Nic podobnego. Ani jedno — ani drugie. Konieczność opracowania należytej dokumentacji wynika z zasady, że usprawnienia nagrodzone stają się własnością ogólną i powinny być upowszechnione dla dźwignięcia wzwyż naszego przemysłu, opartego podobnie jak wszystkie inne na zasadach gospodarki socjalistycznej. Nie wystarczy wykonać, zgłosić, otrzymać premię i zastosować usprawnienia na ciasnym podwórku lokalnego zakładu pracy.

Wiele z nich można i należy z pożytkiem zastosować w zakładzie pokrewnym, albo też nawet w całym przemyśle. Stąd wynika konieczność należytej dokumentacji usprawnienia.

Jeżeli bowiem dane usprawnienie przyjęte i premiowane ma być upowszechnione, musi być ono w taki czy inny sposób podane do wiadomości szerokiego ogółu pracowników. Ma to wówczas tylko sens, jeżeli publikowane usprawnienie jest opisane w sposób jasny, wyczerpujący i zrozumiały dla czytelników. W miarę potrzeby opis ten powinien być ilustrowany rysunkiem wykonanym również przystępnie i zrozumiale. Cały ten proceder jest dziś dostępny dla każdego racjonalizatora. W każdym zakładzie pracy istnieją referenci wynalazczości robotniczej, którzy za osobnym wynagrodzeniem — procentowo od przyznanej premii — sporządzają potrzebną dokumentację tym wszystkim racjonalizatorom, którzy z braku należytego wykształcenia sami nie potrafią tego dokonać.

Na marginesie tej sprawy należy zauważyć, że doszło do wiadomości Dyrekcji Technicznej Centralnego Zarządu, iż niektórzy fałszywie interpretują odnośne zarządzenia Ministerstwa o wynagrodzeniu referentów. Niektóre bowiem Komisje Usprawnień chciałyby to wynagrodzenie potrącić z premii przyznanej autorowi usprawnienia. Daje to powód do rozmaitych niepotrzebnych zatargów i powikłań, a co najważniejsze, paraliżuje poważnie rozwój racjonalizatorstwa. To błędne stanowisko zostało już sprostowane odrazu odnośnym okólnikiem. Obecnie powtarzamy z naciskiem: wynagrodzenie referentów ma być pokrywane z funduszu racjonalizacji, zatem żadnych potrąceń z premii przyznanej wnioskodawcy nie należy uskuteczniać. Referent otrzymuje jako wynagrodzenie 10—40% wysokości premii przyznanej za dane usprawnienie. Normują to dokładnie odnośne przepisy. Jednakże referent tylko wówczas może być honorowany za swoje czynności, jeżeli:

a) wnioskodawcy została przyznana premia za usprawnienie,
b) jeżeli opracowana przez niego dokumentacja odpowiada w zupełności warunkom podanym przez Dyrekcję Techniczną C. Z.

Warunki te streszczają się następująco:

Opis usprawnienia, który według opinii Komisji nadaje się do upowszechnienia, ma być opracowany w sposób jasny, wyczerpujący i zrozumiały. Do opisu powinien być dołączony, o ile zajdzie potrzeba, rysunek przejrzysty i czytelny dla szerokiego ogółu pracowników. Natomiast usprawnienia, które według opinii Komisji mają charakter lokalny, nie wymagają tak opracowanej dokumentacji. Nienależyte opracowanie opisu usprawnienia jest poważną przeszkodą dla akcji upowszechniania, które odbywa się dwoma drogami, tj. na łamach „Nafty" w specjalnym dziale i w specjalnych czasopismach wydawanych przez Urząd Patentowy. Wszystkie gałęzie przemysłu zostały zgrupowane w serie. Wszystkie Centralne Zarządy i podległe Przedsiębiorstwa mają obowiązek prenumerowania tych publikowanych usprawnień w ramach swoich specjalności.

Dzięki temu, szeroki ogół pracowników będzie miał możność zapoznania się z usprawnieniami przyjętymi na terenie całego Państwa. Dzięki temu również każdy zakład pracy będzie miał możność przyswajać sobie te pomysły w innych zakładach premiowane, które ulepszą i podniosą jego dotychczasowy sposób pracy.

Zatrzymaliśmy się specjalnie dłużej nad zagadnieniem upowszechnienia usprawnień drogą publikacji i zwracamy się z prośbą do wszystkich racjonalizatorów o pomoc w urzeczywistnieniu tego zagadnienia. Pomoc ta wyraża się w należycie opracowanej dokumentacji stanowiącej podstawowy materiał redakcyjny.

Z szeregu argumentów, które wysuwaliśmy na dowód znaczenia upowszechnienia usprawnień, przytoczymy jeszcze jeden najważniejszy. Oto Związek Radziecki, który 32 lata temu zaczął dźwigać z gruzów tak rozwinięty dziś przemysł, korzystał również w znacznym stopniu z mrówczej pracy swoich racjonalizatorów.

Tematyka usprawnień

Pierwszym zadaniem, jakie dostały do rozwiązania Kluby Wynalazców, mające powstać w ciągu listopada br. w każdym zakładzie pracy, jest opracowanie 8 (na razie) tematów z zakresu usprawnień, obejmujących wszystkie specjalności naszego przemysłu. Akcja cała ma charakter wychowawczy dla tych kandydatów na przyszłych racjonalizatorów i nowatorów produkcji, którzy nie potrafią jeszcze rozwiązać tego zagadnienia sami dla siebie. Tematy mają być specjalnie starannie dobrane w skali od łatwiejszych do średnio trudnych, przy czym w początkowej fazie opracowywania należy unikać tematów trudnych i specjalnie skomplikowa-

nych. W tematach tych mają znaleźć swój wyraz wszystkie działy naszego przemysłu, tj. wiertnictwo, wydobycie, magazynowanie, transport, przeróbka ropy i jej pochodnych, odgazolinowanie, gazownictwo, maszyny i narzędzia, higiena i bezpieczeństwo pracy. Do opracowania tematów zaproszeni są wszyscy pracownicy. Za najlepsze tematy wybrane przez Główną Komisję Wynalazczości Robotniczej w Krakowie — przyznane będą nagrody, których wysokość ustali się później.

Tematy wybrane będą ogłaszane w „Nafcie" i przesłane do Ministerstwa Górnictwa i Energetyki.

Inż. M. Kozłowski

Przegląd zagraniczny

Nafta w południowej Francji
(wg „Erdöl-Dienst", 4. IV. 1949)

Energiczna akcja poszukiwawcza w południowej Francji doprowadziła do odkrycia złoża ropnego na antyklinie Coulobres przez Tow. „Société Nationale des Pétroles Méditerranées du Languedoc".

Podczas 40-minutowej próby eksploatacyjnej wydobyto z odwiertu z głęb. 1421 m 800 litrów lekkiej ropy, dobrej jakości. Wkrótce zostanie podjęta regularna eksploatacja złoża ropnego.

W rejonie Plagne, 60 km na południe od Tuluzy, nawiercono bardzo wydajne złoże gazowe.

Dowiercenie gazu we Włoszech
(wg „Oil and Gas Journal", 31. III. 1949)

W odwiercie „Cortemaggiore 2", ok. 22 km na wschód od Piacenzy, w górnym biegu doliny Padu, otrzymano ładne gazy oraz niewielkie ilości ciężkiej ropy. Odwiert posiada głęb. 1533 m, z której wydobywa się gaz z wykroplinami w ilości ok. 170 litrów na godzinę. Ciśnienie na zamkniętej głowicy wynosi 150 atm.

Rozpoczęty w kwietniu 1948 r. otwór „Cortemaggiore 1" jest obecnie chwilowo nieczynny. W głęb. 560—970 m miał słabe ślady gazów w czwartorzędzie, a próba w głęb. 1585—1610 m wykazała zawartość ropy z wodą. Końcowa głęb. wynosiła 1650 m.

W dolinie Padu znajduje się wiele pól gazowych, ale nie w bezpośrednim sąsiedztwie z odkrytym obecnie polem. To samo towarzystwo (AGIP) odkryło także gaz w Ripalta, 7 km na północny wschód od pola Lodi.

Inne towarzystwo nawierciło duże gazy w Montalbano, 13 km od Ferrary. Wydajność odwiertu wynosi około 25000 m³ gazu dziennie.

Włochy wydobywają obecnie znaczne ilości gazu ziemnego, ale tylko bardzo małe ilości ropy. Opinia geologów wskazuje na bardzo duże możliwości uzyskania znacznych ilości ropy naftowej w większych głębokościach.

Poszukiwania naftowe w południowych Niemczech
(wg „Erdöl-Dienst", 24. I. 1949)

Rozpoczęte w roku ubiegłym badania geologiczne i geofizyczne na północ od jeziora Bodeńskiego, w rejonach Badenii i Wirtembergii, mają na celu ustalenie struktur geologicznych, rokujących możliwości znalezienia w nich złóż ropnych.

Po badaniach geologicznych względnie geofizycznych zostaną podjęte głębokie wiercenia poszukiwawcze, celem wyjaśnienia naftowego problemu głębokich warstw molassy alpejskiej. Na możliwość złóż ropnych w molassie wskazują liczne źródła gazowe, znane od dawna zwłaszcza we wschodniej części jeziora Bodeńskiego.

Odkrycie nowego pola naftowego w rejonie Emsland w Niemczech
(wg „World Oil", czerwiec 1949 r.)

W otworze wiertniczym „Ruehlertwist 2", na północny zachód od miasta Lingen, nawiercono w głębokości 687—695 m piaskowce nasycone ropą. Rury postawiono w stropie nawierconego piaskowca. Badanie rdzeni i profilowanie elektryczne odwiertu wskazują, że nawiercono horyzont ropny o przemysłowej wartości.

Struktura pola jest tego samego typu co w Georgsdorf i Emlichheim.

Wydobycie ropy na polach Emsland wynosiło w marcu br. 63740 ton, a w pierwszym kwartale 288600 ton, czyli o 71430 ton więcej niż w pierwszym kwartale 1948 r.

W marcu uwiercono w zachodnich Niemczech ogółem 23990 m, z czego 1/3 przypada na wiercenia eksploracyjne.

Z nowych pól naftowych Egiptu
(wg „Petroleum Engineer", marzec 1949)

Potwierdzone wiadomości podają, że dowiercony w Asl, na wyspie Sinai, otwór „Asl 5" otrzymał ok. 485 ton dziennie ropy. Jest to jeden z najlepszych odwiertów na polach naftowych w Asl i Sudr.

Nafta w prowincji Nowy Brunświk w Kanadzie
(wg „Petroleum Times", 14. I. 1949)

Z początkiem bieżącego roku poszukiwania naftowe we wschodniej części Nowego Brunświku stały się intensywniejsze.

Po zaniechaniu odwiertu koło Sussex w głęb. 1620 m, rozpoczęto w październiku ubiegłego roku wiercenie nowego otworu koło Apohaqui na południ.-zachód od miasta Sussex, po uprzednim zbadaniu terenu metodą sejsmiczną.

Jedyna w tej prowincji Kanady kopalnia nafty Stony Creek w Albert County, jest czynna od r. 1908 i jest najbardziej na wschód wysuniętą kopalnią ropy w Ameryce Północnej. Ze 153 otworów, odwierconych dotychczas na tej kopalni, 33 wydają obecnie gaz ziemny, 22 — ropę a 6 ropę i gaz ziemny. Wydobycie ropy wzrosło z 2137 ton w 1936 r. na 3681 ton w r. 1946.

Nowy teren naftowy w Kanadzie
(wg „Petroleum Times", 11. II. 1949)

Z końcem 1947 roku odkryte zostało w Kanadzie nowe pole naftowe Hanna, położone 8 km na wschód od Drumheller i około 240 km na półn.-wschód od Calgary. Dotychczas odwiercono na nim 2 otwory ropne i 1 gazowo-wykroplinowy; jeden otwór był suchy.

Odwiert wykroplinowy wydaje mokry gaz o zawartości 6660 litrów destylatu w 1000 m³ gazu. Odwierty ropne zostały założone na skrzydłach struktury naftowej.

Znaczenie tego odkrycia ma swoją wagę nie tylko w rozmiarach wydobycia ale również we fakcie, że dystans między odkrywczymi odwiertami wynosi 26 km, czyli rozchodzi się tutaj o bardzo rozległy obszar naftowy.

Pierwszy odwiert produkujący destylat wykroplinowy (c. g. 0,7165) został ukończony jeszcze we wrześniu ubiegłego roku. Głębokość odwiertu w porównaniu z innymi odwiertami z mokrym gazem w prowincji Alberta (Turner Valley, Jumping Pound i Pincher Creek) była niewielka i wynosiła niespełna 1200 m, podczas gdy mokre gazy w innych otworach nawiercono w głęb. 2400—3600 m.

Drugi odwiert wiercony 24 km na południ.-zachód od pierwszego nie dał pozytywnych rezultatów, dopiero odwiert nr 3 (26 km na południ.-wschód) nawiercił w grudniu ub. roku horyzont ropny w warstwach kredowych w ilości ok. 46 ton dziennie. Ropa jest najlepszej jakości, o c. wł. 0,855 i zawiera bardzo dobre oleje smarowe.

Wiercenia podmorskie w Bryt. Borneo
(wg „World Oil", styczeń 1949)

„British Malayan Petroleum Co." rozpoczęło prace programowe celem rozpoczęcia wierceń podmorskich w płn. Brunei, Bryt. Borneo. Prace badawcze mają również na celu określenie możliwości produkcyjnych terenów w obrębie wód morza Chińskiego.

Mają być przy tym wykorzystane wszystkie doświadczenia nabyte przy tego rodzaju wierceniach w Zatoce Meksykańskiej, u brzegów Gulf Coast w Stanach Zjedn.

Z wierceń naftowych w Holandii
(wg „Oil and Gas Journal", 14. IV. i 2. VI. 1949)

Działalność wiertnicza na największym obecnie w Europie zachodniej polu naftowym Schoonebeek w Holandii

została czasowo zastanowiona, a żurawie wiertnicze zostały przeniesione w inne rejony poszukiwawcze. Odwiercono na tym polu 41 otworów, a otrzymane wydobycie pokrywa zupełnie istniejące obecnie możliwości magazynowania ropy. Wydobycie ropy w r. 1948 w ilości 495539 ton było przeszło dwukrotnie wyższe niż w r. 1947 (212693 ton). Ostatnio dzienne wydobycie ropy na polu Schoonebeek wynosiło ok. 1600 ton dziennie.

Ostatnio nawiercono w Dalen, $2^1/_2$ km od Schoonebeek, piaskowce roponośne w głęb. 866 m. W projekcie są tu dalsze wiercenia. Ok. 3 km na zachód od Coevorden odwiercono najgłębszy otwór w Holandii do głęb. 2785 m, gdzie napotkano w wapieniach permskich na gazy o wysokim ciśnieniu.

Spadek wierceń w Kolumbii w 1948 r.
(wg „Oil and Gas Journal", 17. III. i 14. IV. 1949)

Całkowita ilość uwierconych metrów w Kolumbii zmniejszyła się w r. 1948 blisko o 19% w stosunku do poprzedniego roku, a wiercenia eksploracyjne uwierciły mniej o 35% w stosunku do r. 1947.

Sześć czynnych towarzystw uwierciło w roku ubiegłym 132238 m wobec 162804 m w r. 1947. W otworach eksploracyjnych uwiercono w 1948 roku 33510 m wobec 51641 m w r. 1947 i 50288 m w r. 1946.

Ostatnio kilka towarzystw poszukiwawczych ze „Stanolind Oil & Gas Co." na czele ma zastanowić prace eksploracyjne w Kolumbii.

Powodem zmniejszania się ilości uwierconych metrów są od kilku lat nie zachęcające do wierceń rezultaty większości odwiertów poszukiwawczych oraz inne okoliczności, nie sprzyjające działalności wiertniczej, jak duże podatki, niepewny tytuł prawny użytkowania terenu naftowego itp.

Nie wiercono w roku ubiegłym na największej w Kolumbii koncesji naftowej De Mares. Najwięcej stosunkowo wiercono w koncesjach Barco (49480 m), Casabe (35630 m), Dificil (13618 m).

Wzrost wydobycia ropy w Niemczech
(wg „Petroleum Times", 26. VIII. 1949)

Wydobycie ropy naftowej w Niemczech wzrasta bardzo wydatnie zwłaszcza w rejonie Emsland. W czerwcu br. wydobyto w Niemczech 69000 ton ropy wobec 65300 ton w miesiącu poprzednim.

Całkowite wydobycie za pierwsze półrocze br. wynosiło 379400 ton ropy w porównaniu z wydobyciem 295900 ton za ten sam okres roku 1948.

Wydobycie nafty w Anglii
(wg „Petroleum Times", 15. VII. 1949)

Wydobycie ropy naftowej na polach naftowych w Anglii, należących do Tow. „Anglo-Iranian Oil Co", wynosiło w roku 1948 łącznie 43428 ton.

Wydobycie ropy naftowej w Arabii Saudyjskiej i w Kuwait
(wg „Petroleum Engineer", marzec 1949 r. i „Oil and Gas Journal", 19. V. 1949)

Wydobycie ropy naftowej w Arabii Saudyjskiej w styczniu br. wynosiło ok. 2190 tysięcy ton, albo ok. 70000 ton dziennie, a w marcu br. ok. 70700 ton dziennie. Wydobycie ropy w r. 1948 wynosiło ok. 19260 tysięcy ton czyli średnio 53 tysiące ton dziennie. Ropę przerabia się w rafinerii nafty w Ras Tanura w ilości ok. 15 tysięcy ton dziennie. W r. 1948 przerabiano w tej rafinerii średnio 17 tysięcy ton na dobę.

W Kuwait wydobywano w styczniu br. ok. 27 tysięcy ton ropy dziennie wobec średniego wydobycia w r. 1948 w ilości ok. 16 tysięcy ton dziennie. W lutym br. wydobywano w Kuwait ok. 35 tysięcy ton dziennie (8 tysięcy więcej niż w miesiącu poprzednim).

Nowe gazy ziemne w Kanadzie
(wg „Petroleum Times", 1. I. 1949)

Na obszarze Stettler, na południowy wschód od pola naftowego Leduc, dowiercono w otworze „Piccadilly Interleduc — Edwards Nr 1" gazy oraz ślady ropy w piaskowcu kredowym w głęb. 1328—1331 m. Odwiert zostanie pogłębiony do 1337 m, celem zbadania horyzontu w wapieniach dewońskich.

Zwiększenie wydobycia ropy w Louisianie i N. Meksyku
(wg „Oil and Gas Journal", 5. V. 1949)

Wydobycie ropy naftowej w maju br. ustalono dla Louisiany na 72180 ton dziennie wobec 71220 ton dziennie w kwietniu br., co oznacza zwiększenie o 960 ton dziennie w stosunku do poprzedniego miesiąca.

Dzienne wydobycie ropy w Nowym Meksyku zostało zwiększone o 940 ton czyli do wysokości 19590 ton (w kwietniu 18650 ton).

Zasoby gazu ziemnego w Stanach Zjedn.
(wg „Oil and Gas Journal", 17. II. 1949)

Stwierdzone zasoby gazu ziemnego przedstawiają obecnie równoważnik 35-letniego zapotrzebowania krajowego w Stanach Zjedn. na gaz ziemny.

Stwierdzono, że amerykański przemysł gazowy jest źródłem $^1/_7$ części całej energii zużytej w kraju.

Pożar rafinerii nafty we Fiume
(wg „Petroleum Times", 9. IX. 1949)

Wielka rafineria nafty w Fiume uległa dużemu zniszczeniu na skutek pożaru, jaki miał miejsce z końcem sierpnia br.

Przemysł rafineryjny w Niemczech
(wg „Erdöl-Dienst", 24. I. 1949)

Przemysł rafineryjny w zachodniej strefie Niemiec ma zostać rozbudowany w latach 1952—1953 do zdolności przeróbczej 4 miliony ton rocznie. Z cyfry tej 3250000 ton ma zostać pokryte przez krajowe wydobycie ropy naftowej, reszta natomiast ma być zakupiona za granicą.

Z rocznej wytwórczości 3514 tysięcy ton gotowych produktów ropy naftowej, 3314 tysięcy ton ma być przeznaczone do krajowej konsumcji a 200 tysięcy tonna eksport.

Działalność rafineryjna we Francji
(wg „Erdöl-Dienst", 24. II. 1949)

Francuskie rafinerie nafty przerobiły w 1948 r. 8268000 ton ropy naftowej. Największe towarzystwa rafineryjne to: „Compagnie Française de Raffinage" (2647000 ton), „Shell Berre" (2265000 ton), „Standard Française des Pétroles" (1412000 ton), „S.G.H.P." (1017500 ton).

Projekty nowych rurociągów w Kanadzie
(wg „Erdöl-Dienst", 24. II. 1949)

Tow. „Imperial Oil Co". projektuje budowę rurociągu z pola naftowego Leduc do Regina, długości ok. 800 km. Budowa rurociągu ma być ukończona w r. 1950 kosztem ok. 35 milionów dolarów.

Przewiduje się w wypadku znalezienia przez to towarzystwo nowych pól naftowych o znaczniejszej wydajności, budowę drugiego rurociągu, który by prowadził aż do wybrzeża oceanu Spokojnego.

Z rynku naftowego w Austrii
(wg „Erdöl-Dienst", 24. I. 1949)

Zaopatrzenie Austrii w produkty naftowe, zwłaszcza w benzynę, mogło być w r. 1948 wykonane zaledwie w 70—75%. Zapotrzebowanie miesięczne wynosiło przeciętnie 8000 ton, a dostawy wynosiły w r. 1948 ogółem 68860 ton, w tym 50% pochodziło z importu. Tylko niektóre produkty, jak nafta i oleje dieslowe mogą być w całości dostarczone z krajowej produkcji.

Mimo że w roku 1948 konsumcja krajowego wydobycia powiększyła się okrągło o 60%, musiano jeszcze 55000 ton importować.

Zmniejszenie importu ropy naftowej z Bliskiego Wschodu do Stanów Zjedn.
(wg „Oil and Gas Journal", 3. II. 1949)

Od lutego br. postanowiły Stany Zjedn. zmniejszyć wybitnie import ropy z Bliskiego Wschodu jako rezultatu możliwości zaspokojenia krajowego zapotrzebowania na produkty naftowe z rodzimego wydobycia. Wszystkie towarzystwa amerykańskie, operujące na Bliskim Wschodzie, ograniczyły już import ropy z zatoki Perskiej, jako znacznie droższy od importu z Ameryki Południowej. Import z tej ostatniej prawdopodobnie nie ulegnie w ciągu roku większym zmianom.

Kronika

Z kroniki żałobnej

W dniu 8 listopada br. zmarł w Katowicach kierownik Oddziału Inwest.-Bud. Ekspozytury CPN śp. Józef Schery, długoletni członek Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego w Polsce — oddział w Warszawie.

Śp. Józef Schery urodził się 19 sierpnia 1902 r. Po ukończeniu szkoły w Jaśle wstąpił w roku 1917 do Szkoły Technicznej — Wydział Mechaniczny w Wiedniu, po ukończeniu której pracował kolejno w latach od 1921 do 1939 w Fabryce Narzędzi Wiertniczych w Gliniku Mariampolskim, w b. Rafinerii Nafty B-cia Nobel w Libuszy, a od roku 1923 w Rafinerii Nafty „Gazy Ziemne" we Lwowie w charakterze kierownika mechanicznego.

Po wojnie wstąpił do Centrali Produktów Naftowych, gdzie z dniem 15 sierpnia 1946 r. objął stanowisko kierownika Oddziału Technicznego ob. Oddziału Inwest.-Budowlanego przy Ekspozyturze Okr. w Katowicach, które to stanowisko zajmował aż do śmierci.

Centrala Produktów Naftowych traci w śp. Scherym wzorowego i obowiązkowego pracownika, który doświadczeniem swoim i pracą przyczynił się w dużej mierze do odbudowy zniszczonych przez działania wojenne naszych placówek, zaś koledzy tracą szczerego przyjaciela.

Cześć Jego pamięci!

Zebranie naukowe w Instytucie Naftowym

Dnia 29 listopada 1949 r. odbyło się w Krakowie, w budynku Instytutu Naftowego zebranie naukowe, na którym dyr. Zakładu Technologii Nafty, inż Roman Glaser i kier. Działu Analityki inż. Janina Kuropieska wygłosili referat pt. „Usuwanie korodujących związków siarkowych z lekkich destylatów ropnych za pomocą ługu sodowego i alkoholu metylowego".

Po odczycie rozwinęła się ożywiona dyskusja z udziałem uczestników zebrania i referentów.

Powołanie komisarza gospodarki energetycznej

W celu zracjonalizowania i usprawnienia gospodarki energetycznej, Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów na posiedzeniu prezydium powziął uchwałę o powołaniu komisarza gospodarki energetycznej. Do zadań komisarza będzie należała m. in. kontrola stosowania właściwych surowców energetycznych do wytwarzania energii (elektrycznej, gazowej, cieplnej itp.) oraz nadzór nad racjonalnym przetwarzaniem tych surowców na różne rodzaje energii. Komisarz będzie miał nadzór nad zużyciem energii przez głównych odbiorców — zgodnie z interesami gospodarczymi państwa.

Centralna Komisja Wydawnicza

Uchwałą Komitetu Ministrów do Spraw Kultury z dn. 29 lipca 1949 r. w sprawie koordynacji prac nad planem wydawniczym powołano przy Prezydium Rady Ministrów Centralną Komisję Wydawniczą. Do zadań Komisji należy ustalanie wytycznych sześcioletniego planu wydawniczego i wytycznych planu wydawniczego na rok 1950. Celem, dla którego powołano do życia Centralną Komisję Wydawniczą jest podniesienie ilości i jakości wydawnictw. Plan wydawniczy przewiduje wzrost ogólnej ilości wydawnictw nieperiodycznych oraz dzienników i czasopism, jak również procentowy udział tych grup w ogólnej puli wydawnictw.

Tempo rozwoju produkcji wydawnictw nieperiodycznych w pierwszych latach Polski Ludowej przedstawia się następująco:

rok	1945	— pozycyj	1183
„	1946	— „	3160
„	1947	— „	4287
„	1948	— „	5332

Jak z powyższych cyfr wynika ilość wydanych pozycyj stale wzrasta. Udział wydawnictw technicznych w ogólnej sumie wydawnictw nieperiodycznych był niewielki (ok. 500 pozycyj w r. 1948).

Jakkolwiek obserwujemy stały wzrost wszystkich wydawnictw, w tym i wydawnictw technicznych, to pomimo tego stan nasycenia książkami jest daleki od pożądanego.

Dla produkcji wydawnictw technicznych zostało powołane do życia Przedsiębiorstwo Państwowe „Państwowe Wydawnictwa Techniczne". Państwowe Wydawnictwa Techniczne zgodnie z ogólnymi wytycznymi postawiły sobie za cel nie tylko zwiększenie ilości pozycji wydawniczych, lecz również podniesienie poziomu publikacyj pod względem treści, przygotowania redakcyjnego i opracowania graficznego. W przyszłości zostanie ustalona odpowiedzialność indywidualna za każdą poszczególną fazę pracy nad książką. Plan przewiduje również wyszkolenie kadr wysoko kwalifikowanych autorów i redaktorów.

Od spełnienia tych wszystkich zadań zależeć będzie pomyślne wykonanie 6-letniego planu produkcji wydawniczej.

Przemysł naftowy zgłosił również swój plan wydawnictw technicznych obejmujący 15 pozycyj w r. 1950 oraz 97 pozycyj w okresie 1950—1955.

Bibliografia naftowa

Wydobywanie ropy

Praktyczne problemy przy badaniach nad stosowaniem wtórnej eksploatacji złóż. R. V. Hughes, Practical problems for secondary recovery research. *Producers Monthly*, 12, 7, 21, V. 1948. Po stosowaniu obecnych metod wtórnej eksploatacji pozostaje w złożu jeszcze $^1/_3$ ropy, której ze względów ekonomicznych nie opłaca się wydobywać. Informacje, które wpływają na wydobycie i ustalenie metod wydobywania są:

1) W jaki sposób uzyskać niezawodne rdzenie. Wypłukiwanie piaskowca w czasie pracy świdra jest jednym z najważniejszych problemów.
2) Należyta interpretacja analiz rdzeni.
3) Interpretacja rdzeniowania elektrycznego.
4) Zadecydowanie, czy należy zastosować metodę zawadniania czy nagazowania.
5) Jak należy ustalić odległość pomiędzy odwiertami zasilającymi oraz jakie należy zastosować ciśnienie w odwiertach zasilających.
6) Jak należy udoskonalić wyposażenie odwiertów.
7) Jak obliczyć ilość wody do wtłaczania.
8) Najlepsze zastępstwo gazu przy stosowaniu metody nagazowania.
9) W jaki sposób odkryć i unieszkodliwić przebitki.
10) W jaki sposób najekonomiczniej wydobyć ropę pozostałą w złożu przy obecnych metodach eksploatacji.
11) W jaki sposób obliczyć rentowność zastosowanej metody wtórnej eksploatacji.

Każdy z tych problemów został w powyższej pracy omówiony i rozwiązany. *H. G.*

Zastosowanie helu w St. Zjedn. do kontroli procesu wtłaczania gazu w złoże. E. M. Forster, Helium Used to Trace Travel of Injection Gas. *Oil and Gas Journal*, 45, 14, 107, (10. VIII. 1946). Metodę tę zastosowano w celu

śledzenia dróg rozchodzenia się gazu w złożu. Warunkiem takiego badania jest dysponowanie czułym i łatwym do obsługi aparatem do wykrywania helu w gazach węglowodorowych.

Doświadczenie przeprowadzono na kop. w Elk Hills przy użyciu aparatu do wykrywania helu o czułości do 0,001%. Gaz ziemny z odwiertów produkujących zawierał pierwotnie przeciętnie ok. 0,0007% helu. Helu na kopalnię dostarczono w tankach motorowych. Do gazu zasilającego dodawano helu 0,14% w jednym doświadczeniu, w drugim zaś 0,05%. Gaz rozchodził się w złożu z niejednakową chyżością. Szybkość rozchodzenia się w jednakowych odstępach czasu oznaczano na mapie sytuacyjnej, konstruując w ten sposób mapy zasięgu działania metody nagazowania złoża.

Doświadczenie wykazało, że na wielu terenach otwory sąsiadujące nie muszą mieć koniecznie te same ilości helu w gazie ziemnym i nie zauważono, aby jego zawartość w gazie w różnych partiach tego samego złoża miała tendencję do wyrównywania. *H. G.*

Gaz ziemny

Rola gazu ziemnego w gazyfikacji Polski, Inż. Marceli Karpiński *Gaz, Woda i Technika Sanitarna.* Nr 7/8, 1949. Pod takim tytułem został ogłoszony w miesięczniku „Gaz, Woda i Technika Sanitarna", Nr 7/8, 1949 referat na XXIV Zjeździe Polskich Gazowników, Wodociągowców i Techników Sanitarnych. Autor omawia własności gazu ziemnego, jego przydatność dla różnych celów oraz przeznaczenie w 6-letnim planie, a to: do napędu samochodów, do grzejnictwa precyzyjnego, do syntezy produktów chemicznych i paliw płynnych oraz do gazyfikacji miast i osiedli.

Zastosowanie gazu ziemnego do syntezy chemicznej winno być — zdaniem autora — ograniczone ze względu na to, że gaz należy najpierw skonwertować na tlenek węgla i wodór, które to gazy można bez trudności otrzymać z węgla oraz z uwagi na to, że obecnie znane zasoby gazu ziemnego są niepomiernie mniejsze od zasobów węgla. Natomiast gazyfikacja gazem ziemnym winna objąć w 6-leciu szereg miast, jak: Kielce, Radom, Chełm, Lublin, Zamość, Bochnia, Chrzanów, Nowy Sącz, Oświęcim, Żywiec, Przemyśl, Rzeszów, Żyrardów, Grodzisk, Warszawa i wiele innych. W związku z tym wyłania się szereg zagadnień, do których należy kwestia, czy należy stosować przy gazyfikacji miast czysty gaz czy mieszaninę powietrza z gazem lub gazu ziemnego z koksowniczym, sprawa ciśnienia roboczego w sieciach miejskich i magazynowanie rezerw gazu. Problemami tymi zajmuje się Instytut Naftowy, jednak wszyscy gazownicy polscy powinni zaznajomić się z tymi zagadnieniami i współpracować przy ich rozwiązaniu. *J. W.*

Różne

Indykator przepływu podziemnego. F. M. Carlisle, A Subsurface Flow-Rate Indicator. *Oil and Gas Journal,* 47, 6, 75, 10. VI. 1948. Przyrządem tym można mierzyć następujące elementy:

1) Straconą cyrkulację, chociażby dwa lub więcej horyzonty pochłaniały równocześnie płyn.
2) Otwory w przewodzie powodujące chyżość przepływu płynu są tak duże, że umożliwiają przepływ większy aniżeli 3 stopy/min.
3) Względną przepuszczalność różnych poziomów przy projektowaniu metody nagazowania złoża.
4) Względną przepuszczalność różnych poziomów w strefie produktywnej.

Aparat posiada małą turbinę płynową, połączoną przewodem elektrycznym z indykatorem oraz urządzeniem na powierzchni. Wał turbiny przechodzi do komory, w której znajduje się przerywacz, zanurzony w lekkim płynie dielektrycznym o małej wiskozie. Przyrządem tym można mierzyć chyżość od 3 do 12 stóp/min. Przyrząd posiada wymiary: średnica: $3^3/_4$ cala, długość 14 cali.

Autor podaje w artykule sposób użycia indykatora oraz przykłady pomiarów i ich interpretację. *H. G.*

Światowe zasoby naftowe. G. C. Gester, World Petroleum Reserves. *World Oil,* XI 1948, 128, 7, 252. Przy końcu 1947 r. oceniono odkryte zasoby naftowe w Stanach Zjednoczonych A. P. na 24000 mil. baryłek (ok. 3240 mil. ton). Nowe odkrycia i rozbudowa pól naftowych często podwyższają zasoby; i tak od roku 1937 do r. 1947 przypisuje się nowym odkryciom przyrost zasobów o 4900 mil. bar. (czyli ok. 660 milionów ton). Dawniejsze doświadczenia pozwalały na ocenę tych dodatkowych zasobów maksymalnie na 14 mil. bar. (1890 milionów ton).

Dane dostępne dla oceny zasobów poza Stanami Zjedn. A. P. nie są tak kompletne, jak dane amerykańskie i dlatego szacowanie zasobów jest różne dla niektórych krajów. Ocena światowych zasobów naftowych waha się między 61914 a 73432 mil. bar. (8360 a 9900 milionów ton). Na osobnej mapie są przedstawione tereny naftowe świata.

W r. 1947 produkcja nafty w Stanach Zjedn. A. P. wynosiła 2011277 tys. bar. (263990 tysięcy ton) (ropa i gazolina); światowa produkcja nafty i gazoliny w r. 1947 wynosiła 3174980 tys. bar. (428000 tysięcy ton). Całkowite wydobycie nafty w Stanach Zjedn. A. P. jest równe 35227486 tys. baryłek (ok. 4754710 tysięcy ton), co stanowi 64% całkowitego wydobycia światowego.

Zasoby krajów zatoki perskiej ocenia się na 25599 mil. baryłek (ok. 3455 mil. ton). Niewiele wiadomo o zasobach naftowych ZSRR, które szacuje się na 6000 milionów baryłek (ok. 826 milionów ton).

Złoża trzeciorzędowe wydały dotychczas 58% całkowitego wydobycia nafty i zawierają 58% jej światowych zasobów. 88% znanych zasobów przynależy do ery mezozoicznej wzgl. młodszej, 13% należy do jury — triasu.

88,3% zasobów naftowych zachodniej półkuli, wynoszących razem 35716 mil. baryłek (4820 milionów ton), jest w posiadaniu Stanów Zjedn. A. P., a 8,6% znajduje się pod kontrolą brytyjsko-holenderską. Za wyjątkiem zasobów ZSRR, około 41,6% pozostałych zasobów wschodniej półkuli znajduje się w posiadaniu Stanów Zjedn. A. P.

62% całkowitych zasobów nafty w świecie jest pod kontrolą Stanów Zjedn., a 20% pod kontrolą Anglii.

Wykresy i tabele podają daty dotyczące zasobów światowych, rocznego wydobycia, wzrostu zasobów, zasobów według formacji geologicznych i według właścicieli. *J. W.*

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 Cieślicki
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-57687

Drukarnia Nr 3, Kraków, ul. Manifestu Lipcowego 19

INSTYTUT NAFTOWY

zakupi przedwojenne wydanie

„PODRĘCZNIKA NAFTOWEGO"

specjalnie tom II „KOPALNICTWO"

oraz pojedyncze zeszyty

„NAFTY"

rocznik 1945 . . . . numer 1–5
„ 1946 . . . . „ 1, 2, 10
„ 1947 . . . . „ 2

Poszukiwane są również inne przedwojenne wydawnictwa naftowe polskie i zagraniczne

Zgłoszenia należy kierować pod adresem
Instytut Naftowy – Kraków, Łobzowska 49 lub Krosno, Lewakowskiego 18