

NAFTA

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

REDAGUJE INSTYTUT NAFTOWY

Rok V

Maj 1949 r.

Nr 5

Mgr Tadeusz Trawiński
Naczelny Dyrektor CZPN

Przemysł naftowy wobec zadań planu 6-letniego

Długofalowy plan rozwoju i przebudowy ustroju gospodarczego Polski wyznacza przemysłowi naftowemu bardzo poważne zadania. Zadania te wynikają z roli, jaką w gospodarce cywilizowanych narodów spełniają produkty naftowe. Bez zapewnienia pokrycia potrzeb na paliwa płynne i środki smarnicze nie można sobie wyobrazić rozwoju przemysłu maszynowego, motoryzacji transportu, mechanizacji i unowocześnienia gospodarki rolnej, rozwiązania zagadnień obronności państwa itp. Stąd też od włączenia się przemysłu naftowego w ogólny rytm rozwoju gospodarczego, od spełnienia zadań nakreślonych w tym rozwoju przemysłowi naftowemu zależy w bardzo istotnej mierze możliwość realizacji olbrzymiego programu rozbudowy i przebudowy ustroju gospodarczego w naszym kraju.

6-letni plan przemysłu naftowego charakteryzuje:

- 1) Śmiały program wierceń poszukiwawczych i eksploatacyjnych, modernizacja techniki wiertniczej i eksploatacyjnej.
- 2) Program poważnej rozbudowy zdolności przerobowej rafinerji, wzrost jakości wytworów oraz daleko idąca modernizacja przemysłu rafineryjnego.
- 3) Program racjonalnego wykorzystania gazu ziemnego.
- 4) Dążność do zapewnienia pełnego i najbardziej nowoczesnego wyposażenia technicznego z produkcji krajowej.
- 5) Poważny program wyszkolenia kadr fachowców i specjalistów, niezbędnych dla realizacji zadań przemysłu naftowego.

Wiercenia poszukiwawcze i eksploatacyjne

Dla zapewnienia pełnego pokrycia zapotrzebowania gospodarki narodowej na produkty naftowe w okresie jej rozwoju i rekonstrukcji, przemysł naftowy musi dążyć do bardzo poważnego wzrostu produkcji ropy, ażeby w ten sposób wyeliminować kosztowny i niepewny import ropy i produktów finalnych. Przemysł naftowy musi odpowiedzieć na zasadnicze pytanie, czy poza już eksploatowanymi i wyczerpującymi się złożami bitumów strefy karpackiej, kraj nasz posiada złoża ropne i gazowe o wartości przemysłowej, które by całkowicie, lub

przynajmniej w poważnej mierze, deficyt nasz wyeliminowały, lub nawet zapewniły gospodarce narodowej nową bazę eksportu i rozwoju przemysłu naftowego.

W zależności od wyników poszukiwań naszych za nowymi złożami trzeba będzie rozbudować odpowiednio nasz przemysł rafineryjny, bądź to zapewnić pokrycie zapotrzebowania na paliwa płynne i środki smarnicze w drodze maksymalnego wykorzystania środków zastępczych, uruchomienia produkcji syntetycznej paliw płynnych i olejów smarniczych, opartej na bazie węglowej i wreszcie przez import ropy i produktów finalnych.

Z tych przesłanek wynika konieczność realizacji na dużą skalę zakrojonego programu wierceń poszukiwawczych, poprzedzonych przygotowaniem geologicznymi i geofizycznymi dla doboru terenów, rokujących największe widoki dowiercenia złóż.

Plan 6-letni przewiduje:

- a) Kontynuowanie badań wierceniami obszaru Karpat zachodnich i brzegu Karpat.
- b) Zbadanie pewnej ilości struktur głębokich na terenie Karpat.
- c) Rozszerzenie dotychczasowych badań na Przedgórze, między brzegiem Karpat a górami Świętokrzyskimi, dla ustalenia kierunków rozwoju cechsztynu i innych starszych formacji.
- d) Stopniowe umiejscowienie obszarów prawdopodobnie ropnych na antyklinie Gielniowa i Wyżyny Krakowskiej.
- e) Badanie skał przyległych do wysadów solnych Kłodawy, Inowrocławia i innych.
- f) Wiercenia badawcze w rejonie Sudetów.

Realizacja tych zadań wymaga:

- 1) Wyszukanie poważnej ilości fachowców: geofizyków, geologów i wiertników, oraz wykwalifikowanych kadr robotniczych.
- 2) Uzyskanie nowoczesnych aparatów do prac geofizycznych i wykrywania bitumów.
- 3) Zaopatrzenie przemysłu naftowego w nowoczesny, znormalizowany i standaryzowany sprzęt i urządzenia wiertnicze.

Niezależnie od realizacji wielkiego programu wierceń poszukiwawczych plan 6-letni przewiduje

również zwiększenie wysiłku wiertniczego na od-cinku wierceń eksploatacyjnych, a to z jednej strony dla wyrównania spadku produkcji ropy wynikają-cego z procesu naturalnego szczypania złóż, a z drugiej strony celem maksymalnego wzrostu już osiągniętych cyfr produkcji ropy i gazu z tere-nów eksploatowanych. Dla zapewnienia możliwości zwiększenia wydobycia ropy z terenów już eksploa-towanych co najmniej o 50% w stosunku do pro-dukcji planowanej na r. 1949, oraz zwiększenia pro-dukcji gazu ziemnego co najmniej o 55% w stosunku do produkcji planowanej na r. 1949, plan 6-letni przewiduje konsekwentne stosowanie wszystkich zdobyczy postępu technicznego w dziedzinie wiert-nictwa i eksploatacji złóż ropy i gazu.

W dziedzinie wiertnictwa plan 6-letni przewiduje pełne wyposażenie przemysłu naftowego w nowo-czesny, znormalizowany i standaryzowany sprzęt, maszyny, narzędzia i urządzenia wiertnicze, a to celem zapewnienia maksymalnego wzrostu tempa i jakości wierceń oraz wydatnego obniżenia tych kosztów. W ten sposób doprowadzimy do elimi-nacji awarii wiertniczych w części, w której one wy-nikają z niedostatecznej jakości i przemęczenia ma-teriałów, oraz z wadliwej, przestarzałej i poważnie zdezelowanej konstrukcji maszyn, narzędzi i urzą-dzeń wiertniczych. W ten sposób wyeliminujemy bezruch z braku wyposażenia w części zamienne, a przestoje ograniczymy do minimum uzasadnio-nego racjonalną gospodarką maszynową (techniczny przegląd okresowy, remonty zapobiegawcze i ka-pitalne).

W dziedzinie eksploatacji wysiłek przemysłu naf-towego pójdzie w kierunku wybitnego wzrostu pro-centu całkowitego wydobycia ropy ze złóż. Obecnie stosowanymi metodami eksploatacji wydobycie ropy nie przekracza w przeważającej części 30% zasobów złoża. Chodzi nam o osiągnięcie znacznie większego wykorzystania zasobów złóż, a tym samym o umożli-wienie uzyskania dodatkowych milionów ton ropy dla gospodarki narodowej. Tym celem będzie słu-żyć powszechne stosowanie najbardziej nowo-czesnych i racjonalnych systemów techniki eksplo-atacyjnej. Miarą już uzyskanych poważnych rezul-tatów dotychczasowego zastosowania systemów no-woczesnej techniki eksploatacyjnej będzie fakt, że już w r. 1948 około 20% produkcji ropy jest wyni-kiem stosowania odbudowy ciśnienia złóż, torpe-dowań, pogłębiań. Procent produkcji uzyskanej z tych i innych zabiegów nowoczesnej techniki eksploatacyjnej musi w okresie planu 6-letniego osiągnąć daleko idący wzrost. W tym celu przewi-dujemy poważną rozbudowę urządzeń do odbudowy ciśnienia złożowego, stosowanie metod zapobiega-jących nadmiernemu odgazowaniu złóż, powiększe-nie zakresu pogłębiań, torpedowań i rekonstrukcji otworów, racjonalną obróbkę odwiertów, prucie rur, wmywanie złoża, stosowanie wyżarzania, parowa-nia, kwasowania i sodowania odwiertów, całkowitą eliminację tłokowania i lyżkowania, przechodzenie na system eksploatacji przy pomocy pomp wyporo-wych, stosowanie metod zapewniających herme-tyczny system eksploatacji itp.

Plan 6-letni przewiduje również rozbudowę urzą-dzeń stabilizacyjnych, stosowanie stabilizacji pod

ciśnieniem dla uchwycenia tzw. dzikich gazów, oraz rozbudowę i modernizację gazolinarni, celem wzro-stu produkcji gazoliny co najmniej o 26% w sto-sunku do planu na r. 1949 itp.

Jak z tego wynika, plan 6-letni przewiduje wzmo-żenie wszystkich wysiłków, celem znacznego zwięks-zenia produkcji ropy, gazu i gazoliny z jednej strony, a z drugiej strony podjęcie wszelkich za-biegów, celem zapewnienia największego wykorzy-stania już eksploatowanych złóż i zapobieżenia stra-tom eksploatacyjnym.

Przemysł rafineryjny

Zadania przemysłu rafineryjnego w okresie planu 6-letniego zmierzają przede wszystkim do poważ-nego wzrostu zdolności przerobczej, do wydatnego wzrostu produkcji wysoko wartościowych olejów smarowych o niskim punkcie krzepnięcia i wysokim wskaźniku wiskozowym, do zwiększenia asorty-mentu wytworów, do daleko idącego wzrostu pro-dukcji smarów stałych, do wydatnego zniżenia wy-sokości strat przerobczych i wreszcie do rozbudo-wania magazynażu ropy i produktów finalnych.

Przemysł rafineryjny, wobec deficytu produkcji krajowej ropy, bazuje z natury rzeczy w poważnym zakresie również na imporcie. Do chwili zapewnienia naszym rafineriom dostatecznej bazy surowco-wej opartej o produkcję krajową, zagadnieniem pierwszorzędnej wagi jest zapewnienie stałej i nie-zależnej od zmiennych czynników międzynaro-dowej koniunktury gospodarczej i politycznej, do-stawy ropy importowanej. Przerabiając w kraju ropę importowaną w miejsce sprowadzania produktów finalnych, zaoszczędzamy na każdej tonie ropy ekwi-walent około 20\$ wartości dóbr, które musimy do-datkowo eksportować. Przez import dostatecznej ilości ropy zapewnimy pełne wykorzystanie zdol-ności przerobczej naszych rafinerii, a tym samym wydatne obniżenie kosztów przeróbki i wytwór-czości oraz znacznie lepsze wykorzystanie pracy ludzi, maszyn i urządzeń rafineryjnych. Stąd wy-nika, że import produktów finalnych winien w na-szej gospodarce narodowej stanowić wyłącznie uzu-pełnienie niedoboru pozostałego jeszcze po peł-nym wykorzystaniu zdolności przerobczej naszych rafinerii, a ponadto zdolność przerobczą rafinerii należy stale zwiększać dla obniżenia importu pro-duktów finalnych do granic niezbędnej koniecz-ności.

Na tych założeniach opiera się program wydat-nego wzrostu zdolności przerobczej naszych rafi-nerii, a to co najmniej o 40% w stosunku do zdol-ności przerobczej planowanej na r. 1949. W zale-żności od wyników naszych wierceń poszukiwaw-czych za nowymi złożami ropy, program rozbudo-wy zdolności przerobczej naszych rafinerii może ulec dodatkowej podwyżce.

Wartość niedoboru produktów finalnych, pokry-wanego w drodze importu, zależy oczywiście nie tylko od ilości przeróbki krajowej, ale również od ilości i jakości asortymentów. Stąd zadaniem na-szych rafinerii jest zwiększyć asortyment na wy-twory najbardziej wartościowe, kosztem produk-tów finalnych, których import obciąża bilans rozli-czeń międzynarodowych naszej gospodarki naro-

dowej w znacznie mniejszym zakresie. W konsekwencji plan 6-letni przewiduje wielokrotny wzrost produkcji olejów silnikowych i poważne polepszenie jakości tych olejów w drodze zastosowania selektywnej rafinacji rozpuszczalnikowej. Plan 6-letni przewiduje również wzrost asortymentu wytworów rafineryjnych i wzrost produkcji smarów stałych co najmniej o 54% w stosunku do ilości zaplanowanej na r. 1949.

Bardzo doniosłym zadaniem przemysłu rafineryjnego jest wybitne obniżenie strat przerobczych, poprzez hermetyzację odbieralników i zbiorników z produktami lekkimi, rozbudowę łapaczek itp. Ilość strat przerobczych winna w stosunku do kwoty strat za r. 1948 ulec dalszej obniżce o co najmniej 50%.

Poprzez rozbudowę zdolności przerobczej naszych rafinerii, daleko idącą modernizację urządzeń destylacyjnych i rafineryjnych, powszechne zastosowanie selektywnej rafinacji rozpuszczalnikowej, poważny wzrost jakości wytworów i obniżenie strat przerobczych, przemysł rafineryjny winien pod koniec planu 6-letniego osiągnąć więcej niż trzykrotny wzrost globalnej wartości wytworów w stosunku do wartości zaplanowanej na r. 1949.

Gaz ziemny

W zakresie dystrybucji gazu ziemnego plan 6-letni dąży do skierowania energii gazowej tam, gdzie gwarantuje ona najbardziej ekonomiczne jej wykorzystanie, a więc do takich celów, gdzie zastępuje najdroższe formy energii, albo gdzie jego własności wykorzystane są do produkcji. Konsekwentnie plan dąży do ograniczenia zużycia gazu ziemnego w miejsce węgla, lub gazu generatorowego. Zgodnie z tymi zasadami przewidujemy wykorzystanie gazu ziemnego do napędu samochodów ciężarowych, celem zaoszczędzenia importowanych paliw płynnych, do racjonalnej gazyfikacji miast i osiedli i wreszcie dla celów syntezy paliw płynnych i innych produktów chemicznych. Ze względu na to, że przy stosunkowo dużych zapotrzebowaniach syntezy na gaz ziemny znane obecnie zasoby tego gazu nie mogą stanowić dostatecznej bazy do budowy dużych zakładów syntetycznych, oraz ze względu na to, że przed zastosowaniem gazu ziemnego do syntezy trzeba go w pierw skonwertować na tlenek węgla i wodór, zakłady syntezy winny bazować raczej na węglu, a gaz ziemny rezerwować przede wszystkim do napędu samochodów i gazyfikacji miast.

Plan 6-letni przewiduje:

- 1) Doprowadzenie gazu ziemnego do stolicy państwa.
- 2) Doprowadzenie gazu ziemnego do województwa lubelskiego.
- 3) Gazyfikację gazem ziemnym dalszych 29 miast położonych wzdłuż istniejących lub projektowanych gazociągów.
- 4) Wybudowanie dalszych stacji tankowania dla gazyfikacji następnych kilku tysięcy samochodów ciężarowych.
- 5) Lepsze zabezpieczenie ciągłości dostaw gazu ziemnego przez włączenie do sieci nowych złóż gazowych.

- 6) Modernizację i remont urządzeń gazowych idącą w kierunku usprawnienia, bezpieczeństwa i potanienia dystrybucji, oraz zapobieżenia marnotrawstwu gazu ziemnego.

Po zrealizowaniu zadań planu 6-letniego zużycie gazu ziemnego w stosunku do stanu z 1949 roku będzie kształtować się następująco:

Rok	Napęd samoch.	Miasta i osie- dla	Grzej- nictwo przem.	Synteza chem.	Kotły i ogrzew. mieszk.	Razem
	w procentach					
1949	1,5	8,6	35,2	9,2	45,7	100
1955	16,0	21,0	25,0	18,0	20,0	100

Wyposażenie techniczne przemysłu naftowego

Realizacja zadań przemysłu naftowego zależy bezpośrednio od stanu i jakości wyposażenia technicznego. Dążeniem naszym jest, z jednej strony zapewnienie przemysłowi naftowemu najbardziej nowoczesnego, znormalizowanego i standaryzowanego wyposażenia technicznego, z drugiej strony, oparcie tego wyposażenia o produkcję krajową.

Przemysł naftowy ma na tym odcinku bardzo poważne braki i trudności, a oparcie dostaw o import trudności te dodatkowo jeszcze pogłębia, zwłaszcza jeżeli chodzi o dostawy z krajów bloku anglo-amerykańskiego.

Kopalnictwo Naftowe posiada sprzęt w poważnej mierze zdezcelowany, przestarzały, a w dodatku olbrzymia różnorodność tego sprzętu stwarza dodatkowe bardzo poważne trudności przy zaopatrywaniu w części zapasowe i utrzymywaniu sprzętu w ruchu. Stąd zagadnienie znormalizowania sprzętu i standaryzowania sprzętu nabiera w Kopalnictwie Naftowym szczególnej doniosłości.

W zakresie wiertnictwa udarowego zamierzamy w przyszłości stosować 5 typy żurawi wiertniczych standaryzowanych, które by z jednej strony zapewniły poważne skrócenie czasu montażu, demontażu i transportu, a z drugiej strony zagwarantowały największą wydajność i przydatność dla naszych warunków. Chodzi o typ żurawia lekkiego, przewoźnego, do wierceń płytkich, o typ żurawia średniego, przewoźnego i typ żurawia udarowego z możliwością przejścia na system obrotowy, do wierceń do głębokości 1500 m. Typ lekki w zasadzie jest już wprowadzony, wymaga jednak pewnych dodatkowych usprawnień i normalizacji. Typ średni jest w produkcji, a zaprojektowany typ udarowo-obrotowy jest obecnie przedmiotem rozpisanego konkursu.

Równoległe z zaprowadzeniem znormalizowanych i standaryzowanych żurawi wiertniczych, prowadzone są prace nad znormalizowaniem i standaryzacją narzędzi wiertniczych, instrumentacyjnych i pomiarowych dla doboru narzędzi najbardziej przydatnych i najsprawniejszych, oraz dla znacznego ułatwienia zaopatrzenia w niezbędną ilość tych narzędzi.

Na odcinku sprzętu udarowego problem produkcji krajowej jest już całkowicie rozwiązany.

Odmienne i znacznie trudniej przedstawia się sytuacja na odcinku sprzętu do wierceń obroto-

wych. Niezależnie od zagadnienia znormalizowania i standaryzowania tego sprzętu, oparcia wyposażenia o 3 typy żurawi wiertniczych, wyłania się tu problem uniezależnienia dostaw sprzętu obrotowego od importu, a więc pokonania wszystkich trudności związanych z możliwie spiesznym uruchomieniem produkcji krajowej. Na odcinku tym osiągnęliśmy już poważne sukcesy, a ostatnio odbyte wspólne narady z przemysłem hutniczym i metalowym wykazały praktycznie możliwość uniezależnienia przemysłu naftowego od importu w tym zakresie w okresie realizacji planu 6-letniego.

Poważną trudność przedstawia jeszcze rozwiązanie problemu produkcji zasadniczych elementów do żurawi obrotowych, a to: stołów rotacyjnych, wyciągów z przenośnikami, zespołów motorowych napędowych i pomp płuczkowych. W trakcie badań jest kwestia produkcji pomp nurowych, głowic przeciwybuchowych, silników spalinowych od 60—200 KM, kompresorów dwustopniowych, zasuw i wentyli wysokociśnieniowych oraz agregatów do cementowania.

Opierając się na analizie dotychczasowych osiągnięć i możliwości produkcyjnych naszego przemysłu metalowego, przewidujemy jednakże, że i te trudności w okresie realizacji planu 6-letniego pokonamy, tak by do 1953 r. zapewnić całkowitą samowystarczalność produkcji krajowej w zakresie narzędzi wiertniczych, instrumentacyjnych i pompowniczych, a do r. 1955 także w zakresie produkcji kompletnych żurawi do wierceń obrotowych.

W zakresie eksploatacji zasadniczy problem stanowi znormalizowanie, standaryzowanie i zapewnienie dostatecznej ilości wind wyciągowych, oraz dostawa kompresorów i lekkich żurawi do pogłębiania otworów. Przemysł naftowy zamierza zastosować do wind traktory krajowej produkcji, a przez podjęcie produkcji dostatecznej ilości znormalizowanego i standaryzowanego typu wind, usunąć na tym odcinku wszelkie trudności hamujące wzrost produkcji.

Zagadnienie kompresorów jest już w obecnej chwili na najlepszej drodze do pomyślnego rozwiązania, zadaniem naszym jest jednak zapewnienie dostawy dostatecznej ilości kompresorów. Do pogłębiania stosujemy lekki przewoźny żuraw udarowy, którego produkcja jest już realizowana, jednak w niedostatecznej ilości, a ponadto utrudniona poważnym brakiem łańcuchów rolkowych, których produkcję objął obecnie przemysł naftowy we własnym zakresie.

Do chwili pełnego uruchomienia produkcji krajowej omawianego sprzętu i urządzeń do wierceń i eksploatacji, będzie przemysł naftowy musiał jeszcze bazować na imporcie. Ostatnio jednak i na tym odcinku nastąpiła poważna poprawa, albowiem Związek Radziecki przyszedł nam z wydatną pomocą, dostarczając poważnych ilości najbardziej nowoczesnego sprzętu i urządzeń wiertniczych w ramach polsko-radzieckiej umowy inwestycyjnej.

W przemyśle rafineryjnym trudność przedstawia budowa kompletnych urządzeń destylacyjnych. Jak dotąd jedna tylko fabryka podejmuje się dostawy kompletnych takich urządzeń, natomiast inne instalacje trzeba z konieczności składać z części zama-

wianych w różnych fabrykach, a wiele istotnych elementów urządzeń, jak większe motory elektryczne, kompresory i pompy, wreszcie precyzyjne aparaty pomiarowe i sterujące musi się jeszcze wciąż sprowadzać z zagranicy.

W zakresie dystrybucji gazu ziemnego przemysł naftowy stoi wobec zagadnienia zabezpieczenia dostaw wciąż jeszcze niedostatecznej produkcji krajowej gazomierzy na mniejsze przepływy, niedostatecznej dostawy produkcji krajowej ekonomicznego sprzętu gazowego, jak palniki, piecyki kuchenne itp., wobec zagadnienia braku produkcji krajowej manometrów rejestrujących, reduktorów gazowych, elementów kompensacyjnych, wentyli bezpieczeństwa, manometrów różnicowych na wyższe ciśnienie, analizatorów rejestrujących, planimetrów i zwęzek pomiarowych.

Przemysł metalowy przygotowuje jednak w okresie planu 6-letniego produkcję szeregu z wymienionych elementów, tak że praktycznie jedynie manometry rejestrujące i mierniki będziemy w dalszym ciągu importować.

Zagadnienie kadr

Na czoło zagadnień, od których rozwiązania zależy realizacja zadań i przyszłość przemysłu naftowego, wysuwa się obok przeprowadzenia wielkiego programu poszukiwań naftowych, obok zapewnienia stałej i dostatecznie wielkiej dostawy ropy, obok pełnego wyposażenia przemysłu w nowoczesny sprzęt i urządzenia, zagadnienie zapewnienia przemysłowi naftowemu dostatecznego dopływu kadr geologów, geofizyków, inżynierów, techników i wykwalifikowanych pracowników fizycznych.

W tej chwili w przemyśle naftowym zachodzi niezbędna potrzeba zatrudnienia dodatkowych 158 fachowców inżynieryjno-technicznych. Niedobór ten zwiększył się jednak w drodze naturalnego ubytku, gdyż przemysł nasz posiada obecnie:

9	inżynierów w wieku do lat 35
38	" " " " " 45
34	" " " " " 55
35	" " " " " ponad 55 lat.

Minimalne zapotrzebowanie dodatkowych kadr fachowców w okresie realizacji planu 6-letniego, i to niezależnie od wspomnianych wyżej 158 fachowców inżynieryjno-technicznych, wynosi:

- w zakresie sił inżynieryjno-technicznych łącznie z geologią i geofizyką — 214 pracowników,
- w zakresie wysokokwalifikowanych kadr pracowników fizycznych — 1650 pracowników.

W zakresie sił inżynieryjno-technicznych zdolaliśmy w drodze polityki stypendialnej zabezpieczyć przyływ nowych kadr zaledwie w 60%, przy czym na pierwszym miejscu zaznacza się niedobór inżynierów konstruktorów.

W zakresie nie inżynieryjnych technicznych pracowników umysłowych uzupełnimy w okresie realizacji planu 6-letniego niedobór kadr w granicach 80%.

W zakresie wysoko kwalifikowanych kadr pracowników fizycznych program własnego szkolnictwa zawodowego zapewnia pokrycie niedoboru

w 50% przez ukończenie 3- względnie 2-letnich szkół zawodowych przemysłu naftowego, pozostały niedobór w drodze przeszkolenia na kursach kilku-miesięcznych.

W okresie planu 6-letniego przewidujemy przeprowadzenie 52 kursów, 4—6 miesięcznych i przeszkolenie 1365 wykwalifikowanych pracowników fizycznych.

Przemysł naftowy prowadzi we własnym zakresie:

- 1) Technicum Naftowe — przygotowujące kandydatów na kierowników kopalń i gazolniami,
- 2) Szkoły Mistrzów w Gorlicach, Krośnie i Grabownicy — przygotowujące kandydatów na wiertaczy,
- 3) Gimnazjum Przemysłowe — przygotowujące pomocników dla wiertnictwa i produkcji, którzy po odpowiedniej praktyce uzyskują prawo mistrzów wiertniczych, produkcyjnych czy gazowych,
- 4) Gimnazjum Przemysłowe Centr. Warsztatów Naftowych — przygotowujące kandydatów na mistrzów przemysłowych,
- 5) Gimnazjum Przemysłowe rafineryjne — przygotowujące kandydatów na mistrzów rafineryjnych.

Przemysł naftowy zamierza pokryć wynikający z powyższych zestawień niedobór kadr przez odpowiednią rozbudowę szkolnictwa zawodowego i programów kursów przeszkoleniowych, przez u-

skanie wyższych kredytów stypendialnych i podjęcie starań w kierunku zapewnienia takich stawek wynagrodzeń, które by w istotnej mierze zapobiegły szkodliwej dla naszego przemysłu migracji.

Z rozważań tych wynika doniosłość, trudności i problemy wiążące się z realizacją zadań przemysłu naftowego w okresie planu 6-letniego.

Przystępując do przeglądu sił i możliwości przemysłu naftowego w przeddzień rozpoczęcia wielkiej kampanii o realizację i przedterminowe wykonanie zadań planu 6-letniego, trzeba zdać sobie sprawę z decydującej roli jaką w gospodarce narodowej odgrywa człowiek, jako świadomy wytwórca, kierujący planowo i bezpośrednio procesem produkcyjnym i zajmujący w naszym systemie społecznym podstawowe stanowisko odpowiedzialnego za przebieg i wyniki produkcji kolektywnego posiadacza środków produkcyjnych.

Zadania przemysłu naftowego w okresie planu 6-letniego są olbrzymie, wymagają więc pełnej mobilizacji mas pracujących, robotników, personelu inżynieryjno-technicznego, geologów i geofizyków, administracji i służby ekonomicznej. Wszechstronna mobilizacja wysiłku świadomych doniosłości naszych zadań mas pracujących, mobilizacja ujęta w żywiolowo rozwijającym się powszechnym i obejmującym bez reszty wszystkie elementy działalności gospodarczej ruchu społeczeństwa, zapewni pełną, najlepszą i przedterminową realizację tych zadań.

Dr Jan Wdowiarz

Wiercenia Poszukiwawcze w roku 1948

Na wstępie trzeciego roku istnienia i działalności Poszukiwań Naftowych przy Centralnym Zarządzie Przemysłu Paliw Płynnych w Krakowie (później Centralny Zarząd Przemysłu Naftowego) zaszły poważne zmiany w tej instytucji, zwłaszcza natury organizacyjnej. W związku z pewnym powiększeniem się ilości kopalń nastąpił rozrost Dyrekcji w Krakowie; utworzono Naczelną Dyrekcję i trzy Dyrekcje resortowe: Geologii, Techniczną i Administracyjną.

Równocześnie nastąpiła zmiana nazwy instytucji na Państwowe Przedsiębiorstwo „Wiercenia Poszukiwawcze”. Z nową nazwą znowu łączyła się dążność do zmiany zakresu działania tejże instytucji. Dotychczas Poszukiwania Naftowe wykonywały wiercenia poszukiwawcze tylko za ropą naftową względnie gazem, Wiercenia Poszukiwawcze zaś miałyby wiercić i za innymi kopalninami użytecznymi, za wyjątkiem węgla. Poza tym zaistniała tendencja odłączenia Wierceń Poszukiwawczych od C. Z. Przem. Naft. i stworzenia samodzielnej, odrębnej jednostki. Przez dłuższy czas ścierały się poglądy co do zakresu działania i przynależności W.P. Za wierceniem „za wszystkim” przemawiała potrzeba ogólnopolskiego wykrywania wszystkich bogactw naturalnych ziemi, zaś za wierceniami tylko za naftą przemawiała szczupłość urządzeń wiertni-

czych, i to urządzeń do głębszych wierceń. Zatem, w dzisiejszym stanie rzeczy, W.P. nie są jeszcze przygotowane do szerokiego zakresu działania i z trudnością obsługują jedną dziedzinę poszukiwań. W końcu decyzją Ministerstwa Przem. i Handlu W. P. pozostały nadal przy C.Z.P.N., ze zwiększonym zakresem działania.

Działalność P.P. Wierceń Poszukiwawczych obejmowała zakres prac geologicznych, geofizycznych i wiertniczych, przy współpracy aparatu administracyjnego.

W zakres prac geologicznych weszły badawcze prace terenowe i laboratoryjne oraz geologiczna kontrola wierceń. Geologiczne badania terenowe, zdjęcia geologiczne, były wykonywane w okolicy Ropy koło Grybowa i w okolicy Rabki (mgr H. Kozikowski), w okolicy Brzozowej na północny-zachód od Ciężkowic (prof. Fr. Bieda) i w okolicy Mszany Dolnej i Górnej (dr J. Wdowiarz).

W okolicy Ropy do badań zachęciła istniejąca tu dawniej kopalnia ropy w obrębie kredowych warstw inoceramowych. Kartowaniem ustalono dokładnie magurskie formacje kredowe, wypiętrzające się w tej okolicy i formy geologiczne. Zdjęcie stanowi pewną podstawę do przyszłych głębszych wierceń.

W okolicy Mszany Dolnej poddano dokładniejszym badaniom tzw. „okno tektoniczne” w obrębie

plaszczowiny magurskiej, którego dotychczasowa koncepcja została jednak obalona, gdyż — jak się okazało — jest to nie „okno tektoniczne” zbudowane z warstw krośnieńskich, ale duży wysad magurskich utworów kredowych. Ukończone zdjęcie będzie podkładem do głębokiego wiercenia.

W okolicy Rabki stwierdzono budowę geologiczną i przestudiowano możliwości wiercenia.

Na zachód od rzeki Białej badano przedłużenie jednostki tektonicznej Rzepiennika (ze starą kopalnią), gdzie stwierdzono pochyloną formę antyklinalną, częściowo złuskowaną, z dolną kredą śląską w jądrze.

Laboratoryjne prace badawcze obejmowały badania nad mikrofauną z warstw nawierconych oraz częściowo z warstw powierzchniowych dla celów porównawczych.

Próbki i rdzenie skalne z nawierconych warstw były kontrolowane i badane przez geologów W.P. (inż. Z. Obuchowicz, A. Trnobransky, A. Chabrowski, inż. Z. Olewicz, dr J. Wdowiarz) i przybranych geologów Kopalnictwa Naftowego (w sekcji Południe inż. K. Majewski i dr St. Wdowiarz). Nawiercone materiały geologiczne odzwierciedlały stratygrafię i tektonikę odnoszących obszarów. Przy oznaczaniu warstw geologicznych korzystano również z opinii innych geologów (dyr J. Czarnocki, prof. J. Samsonowicz, dr K. Tołwiński, dr H. Świdziński).

Projektowane przez W.P. nowe wiercenia omawiano szeroko na konferencjach geologicznych, korzystając z opinii specjalistów danego obszaru.

Badania geofizyczne były prowadzone w kilku grupach, różnymi metodami. Oddział sejsmiki (kier. inż. A. Kisłow) wykonywał badania koło Kłodawy w celu dokładniejszego zbadania wysadu solnego. Wykonane dwa poprzeczne profile sejsmiczne dały szczegółowy obraz struktury geologicznej wysadu, który okazał się nieco odmienny od dotychczas przyjmowanego.

Oddział grawimetrii (kier. mgr. K. Maryniak) wykonywał pomiary w Karpatach między Cieszyńskiem a Myślenicami o charakterze rekonesansowym. Zadaniem badań było poznanie anomalii grawimetrycznej, która wedle przypuszczeń wiąże się z budową podłoża Karpat.

Oddział elektryczno-oporowy (kier. inż. T. Radwanek) wykonywał pomiary w okolicy Kłodawy— Izbicy. Wyznaczono 20 profili metodą profilowania elektrycznego w poprzek wysadu solnego oraz wykonano 7 pomiarów sondowań elektrycznych wzdłuż wysadu.

Oddział rdzeniowania elektrycznego (kier. J. Szul) wykonywał pomiary we wszystkich otworach odwierconych ostatnio, stwierdzając nawiercenie objawów gazu, ropy i solanki. Wykonywano też pomiary termometrem po cementowaniu otworów, dla odczytania wysokości cementu poza rurami.

Grupa pomiarów ciężarów gatunkowych skał wykonywała pomiary skał nawierconych w otworach.

Wymienione naukowe badania geologiczno-geofizyczne stanowiły substrat do przyszłych wierceń, jak poprzednie, wcześniejsze badania stanowiły podstawę do wierceń w r. 1948. Organem wykonawczym dla praktycznych zamierzeń działów naukowych, geologicznego i geofizycznego, jest dział wiertniczy,

który poprzez kopalnie spełnia nałożone zadania, borykając się często z brakami w urządzeniach wiertniczych i z materiałami często już mocno zużyтыми.

Wśród wykonywanych wierceń jedne były założone przed r. 1948, inne w roku sprawozdawczym.

Szereg wierceń dotyczyło problemu ropy i gazu, kilka soli potasowych a kilka rozwiązań geologicznych.

Przytoczymy niektóre geologiczne wyniki z wierceń, rzucające nowe światło na budowę geologiczną.

Dzięki materiałowi z wierceń na Przedgórzu między Górami Świętokrzyskimi a Przewojskiem stwierdzono, że Góry Świętokrzyskie nie zapadają nagle w kierunku połud.-wschodnim na skutek przewidywanej (W. Teisseyre) potężnej dyslokacji poprzecznej, ale zapadają raczej stopniowo. Tuż na wschód od Wisły warstwy jurajskie nawiercono pod mioceniem w głęb. około 500 m, w rejonie Mielca w głębokości ponad 700 m oraz trias w głęb. ponad 1200 m, gdy w rejonie Przeworska nie przewiercono miocenu do głębokości 1600 m.

Z wierceń w Karpatach (Sekcja Południe) wiercenie (W 1) w dolinie rzeki Osławy w obrębie depresji centralnej, mające przebić warstwy krośnieńskie, łupki menilitowe, eocen, do kredy, nie przebiło jeszcze warstw pierszych. Wykonane wiercenie w rejonie Brzozowa (L. 6), przewierciło piaskowce i serię łupkowo-piaskowcową górnej kredy w bardzo stromym skrzydle południowym szerokiej antykliny. Następne dwa wiercenia między Brzozowem a Krosnem (M. 4 i T. 8) wierciły w łupkach menilitowych, zdążając do przewiercenia tej serii i nawiercenia piaskowców ciężkowickich.

W Karpatach Zachodnich w rejonie Skoczowa ustalono wierceniami płaskie nasunięcie Karpat na podległe utwory miocenijskie, oraz nawiercono podłoże z utworów formacji węglowej w głęb. 1200—1140 m.

W rejonie Żywca na wąskiej jednostce geologicznej Karpat wiercono otwór (G. 1) w warstwach krośnieńskich a następnie w łupkach menilitowych.

W północnej części Polski, w rejonie Kłodawy, szereg wierceń przyczynił się do wyświetlenia struktury geologicznej wysadu solnego.

Poza wymienionymi rejonami są jeszcze pojedyncze wiercenia — jako wstępne — w innych rejonach, dla zbadania serii warstw na roponośność i gazonośność, jak też zarazem dla zbadania geologii terenu.

Dzięki badaniom geologicznym i geofizycznym, oraz dzięki wierceniom w różnych rejonach Polski, posunęliśmy się znowu o krok dalej na polu badań naukowych i praktycznych. Nie wymieniając osiągnięć praktyczno-przemysłowych, osiągnęliśmy poważne wyniki badawczo-naukowe, które stanowią dla nas ważny materiał, ważne wskazówki dla dalszych poszukiwań.

Nasz przemysł wiertniczy jest oryginalny, nie dający się porównać z żadnym innym przemysłem. Trudny pod względem planowania, kapryśny w wykonaniu przewidywanej ilości metrów, często zwoźniczy, jeżeli chodzi o pozytywne osiągnięcia końcowych efektów, tj. ropy i gazu. Stąd przemysł ten wymaga dużej cierpliwości, zrozumienia oraz specjalnej opieki.

Jerzy Czernikowski

Wiek warstw godulskich i margli węglowieckich

Do opublikowania poniższych materiałów mikrofaunistycznych, mogących przyczynić się do wyjaśnienia wieku czerwonych iłów górno-kredowych fliszu karpackiego facji śląskiej, zachęciła mnie praca H. Świdzińskiego pt. „Słownik stratygraficzny z ok. Karpat fliszowych” 1948 r. oraz stara publikacja P. A. U. z r. 1896 J. Grzybowskiego pt. „Die Foraminiferen d. roten Tonen von Wadowice”.

H. Świdziński na str. 22 i 110 swojego słownika po raz pierwszy podaje ścisłą definicję pojęcia dziś powszechnie przyjętego „margli węglowieckich”. Autor pisze co następuje:

„W r. 1942 został odkryty nowy, nieznanый dotychczas w naszym fliszu typ górnej kredy. W słynnych pstrych łupkach Węglówki (a w rzeczywistości — marglach), uważanych konwencjonalnie przez dziesiątki lat za eocen, znalazłem spore okruchy cienkich skorup inoceramów, które nie mogły pochodzić z wtórnego złoża. W następnym roku znalezisko to zostało potwierdzone przez H. Teisseyre'a (wiadomość ustna). Margle okazały się bogate w otornice, zwłaszcza globigeryny, a następnie badania Wichera w Berlinie i H. Hiltermanna w Jaśle stwierdziły zespół charakterystyczny dla górnej kredy (mastrycht i danien). Między innymi oznaczono globotrunkany”; a dalej: „znane są margle węglowieckie tylko w okolicy Węglówki, u czoła wielkiego nasunięcia (płaszczowiny) bonarowieckiego”. Tyle pisze autor Słownika Karpackiego. Teraz przeanalizujemy prace Wichera i Hiltermanna, na które powołuje się H. Świdziński. Zestawienie poglądów Wichera i Hiltermanna na problem stratygrafii margli węglowieckich znajdujemy w pracy H. Hiltermanna, w czasopiśmie „Oel u. Kohle”, No 33/34, wrzesień 1943, str. 751 rozdz. 4 i 5. Aby uniknąć niejasności, mogących wynikać z przekładu oryginału, będę miejscami cytował tekst w języku niemieckim. Hiltermann pisze co następuje: „Die bunten Mergeltone von Węglówka zeigen in ihrer Mikrofossilführung Übereinstimmungen mit der tieferen Teilen der Czarnorzekischichten”.

Poprzednio zaś w rozdziale 4 przydziela Hiltermann warstwy czarnorzeczkie (istebniańskie) do danieniu i paleocenu względnie do mastrychtu. A zatem już pierwsza niekosekwencja, skoro poprzednio Wicher zalicza margle węglowieckie właśnie do danieniu i mastrychtu. Pisze on dalej: „Ihre (m. węglowieckie) Zugehörigkeit zur oberen Kreide ist erwiesen durch das Vorkommen von Globotruncanen (Abb. 7)”.

A zatem Hiltermann przydziela je ostatecznie do górnej kredy na podstawie występowania globotrunkan, które pojawiają się w cenomanie i giną ostatecznie w mastrychcie, tak że ostatecznie brak ich całkowicie w danieniu. Ale to nie przeszkadza mu umieścić fotografii (Nr 7) z następującym

podpisem: „Reiche Danienfauna von Węglówka (Schicht W 3), hellgrüne Mergeltone mit *Flabellina delicatissima*, *Verneuilina Szajnochae*, *Textularia excoalata* und *Globotruncanen*”.

Trudno o większą ilość błędów nagromadzonych na jednym miejscu i w obrębie jednego problemu.

Ostatecznie spróbujemy uporządkować nasze wiadomości o mikrofaunie margli węglowieckich. Ten, kto zna chociaż powierzchownie mikrofaunę czerwonych iłów górnokredowych, tak zwanych warstw godulskich, ten spotyka się z wielką niespodzianką.



1-Pstre łupki, 2-Lupki istebniańskie, 3-Piaskowce istebniańskie, 4-Margle łukoidowe, 5-Piaskowce Suchej Góry, 6-Warstwy godulskie (czerwone ily), 7-Margle krzemionkowe, 8-Czarne ily, 9-Pstre margle węglowieckie, 10-Szaro zielone ilolupki, 11-Piaskowce produktywne

Podczas gdy na całej przestrzeni łuku karpackiego, oczywiście w ramach faciesu śląskiego, warstwy godulskie zawierają wyłącznie formy aglutynujące, margle węglowieckie charakteryzuje zespół mieszaný, wapienno-aglutynujący i to z przewagą ilościową form wapiennych. Tu od razu przychodzi na myśl mikrofauna czerwonych iłów z Wadowic, opracowana przez J. Grzybowskiego w r. 1896, a która nie miała dotychczas żadnego odpowiednika na obszarze Karpat. Jakkolwiek źle przydzielona przez J. Grzybowskiego do piętra liguryjskiego (do dolnego oligocenu), tablice jednak, które ta praca zawiera, mają ogromne znaczenie i pozwalają porównać i przydzielić ily wadowickie do tego samego poziomu stratygraficznego co margle węglowieckie, a z kolei i do poziomu warstw godulskich, jak to później wykażemy. Dlatego należy się dziwić, że Hiltermann szukał porównań do fauny margli węglowieckich z materiałami z Gosau, Comarnic, Opawy i basenu wiedeńskiego, a nie zwrócił uwagi na podobieństwo i identyczność mikrofauny form aglutynujących w obu kompleksach, to jest w naszym wypadku margli węglowieckich i warstw godulskich, leżących w spągu piaskowców Suchej Góry w profilu Czarnego Potoka.

Hiltermann nazywa zespół mikrofaunistyczny warstw godulskich, wykształconych tu pod postacią czerwonych ilolupków, ogólnie zespołem środkowokredowym. Tu na marginesie należy zauważyć niewłaściwość używania terminu „środkowa kreda”. Przede wszystkim nie istnieje on w geologii klasycznej, albowiem paleontologicznie nie znajduje żadnego uzasadnienia, ze względu na wyraźną dwudzielność kredy, co znajduje pewien oddźwięk

i w mikrofaunie. Jest to tym przykrzejsze, że termin ten zakradł się już do nomenklatury w literaturze geologicznej polskiej.

Dalej w pracy swej Hiltermann sugeruje brak globotrunkan w stropie margli węglowieckich i na tej podstawie zalicza je do danieniu, nie orientując się, że popada w sprzeczność z własnym zdaniem powyżej i ze swoją fotografią Nr 7. Pogląd ten pozostaje w sprzeczności z ostatnimi faktami. W całej swej miąższości margle węglowieckie zawierają wśród bogatej mikrofauny wapiennej w pierwszym rzędzie globotrunkany, przeważnie dobrze zachowane, które pozwalają na dokładne ustalenie anatomii ich skorupki. Występują tu dwa ich gatunki: *Globotruncana appenninica*, forma jednokilowa, a w poziomach wyższych *Gl. linneiana*, pierwsza charakterystyczna dla piętra cenomańskiego, druga dla dolnego turonu. A zatem ostatecznie margle węglowieckie możemy przydzielić do poziomów cenoman — turon dolny — turon górny.

Czy istnieje zatem możliwość określenia wieku warstw godulskich, które są całkowicie pozbawione form wapiennych. Natomiast istnieje tu bogata fauna aglutynująca, w której występują formy bardzo charakterystyczne a wspólne z mikrofauną aglutynującą margli węglowieckich. Dotychczasowy przegląd rozmieszczenia form w obu kompleksach daje obraz następujący:

Formy przewodnie

margle węglowieckie		warstwy godulskie	
formy aglutynujące	— formy wapienne	formy aglutynujące	— formy wapienne
<i>Textularia subhaer.</i>	<i>Gl. linneiana</i>	<i>Textularia subhaer.</i>	—
<i>Verneuilina Szajnochae</i>	<i>Gl. appenninica</i>	<i>Verneuilina Szajnochae</i>	—
<i>Arenobulimina sp.</i>	—	<i>Arenobulimina sp.</i>	—

A więc dla obu kompleksów są charakterystyczne jak widzimy wspólne trzy formy: 1) *Textularia subhaerigense*, 2) *Verneuilina Szajnochae* i 3) w poziomie najniższym *Arenobulimina sp.* W poziomie 1 i 2 w marglach węglowieckich występują formy przewodnie, tj. globotrunkany, o znaczeniu stratygraficznym, obejmujące cenoman-turon, a zatem wiek, który należy przypisać w tym wypadku i warstwom godulskim. Brak globotrunkan w warstwach godulskich można wyjaśnić jedynie warunkami paleogeograficznymi.

Co do poziomu 3 z *Arenobulimina sp.*, to jest on w obu faciesach wyłącznie aglutynujący, gdzie oprócz form przewodnich *Arenobulimina sp.*, jako jeszcze jedna być może forma zasługuje na wyróżnienie *Gaudryina apicularis*. W oparciu o nową literaturę forma *Arenobulimina sp.*, masowo występująca w obu kompleksach, a raczej w ich spągu, wskazuje niedwuznacznie na alb, ściślej na górny alb. Habitus zespołu tego poziomu, tak wybitnie odmienny od zespołów wyżej leżących, istotnie zdaje się wskazywać na zupełnie indywidualny poziom.

W kilku wypadkach znaleziona makrofauna

w obrębie czarnych łupków z wkładkami gruboławicowych piaskowców, zalegających w spągu zarówno pstrych margli węglowieckich jak i czerwonych itów godulskich, między innymi *Belemnites minimus* wskazuje niewątpliwie na alb. Partia ta jest niestety prawie zupełnie pozbawiona otwornic. Występują tu jedynie nieliczne radiolarie i igły gąbek.

Jeżeli zechcemy wyciągać z powyższych danych szersze wnioski, to nasuwają się tu w pierwszym rzędzie dwa: 1) paleogeograficzny i 2) tektoniczny o charakterze regionalnym. Wniosek pierwszy wypływa z konsekwencji, jakie pociąga za sobą różnica habitusów zespołów, węglowieckiego i godulskiego. Interpretowane do niedawna margle węglowieckie jako zdwojenie warstw godulskich Czarnego Potoka przez uskoki i nasunięcie ku N, nie zgadza się z wynikami interpretacji n-faunistycznej. Różnice facjalne obu zespołów mikrofaunistycznych nie dają się wytłumaczyć uskokiem o amplitudzie kilkuset metrów. Jest tu jedynie do pomyślenia różnica facjalna, dająca się wytłumaczyć w skali wielu kilometrów w ramach szerokości szelfu kontynentalnego, przy czym warstwy godulskie o formach wyłącznie aglutynujących odpowiadałyby strefie odlądowej (przybrzeżnej). Fauna margli węglowieckich o przewadze ilościowych form wapiennych może reprezentować tu jedynie strefę progów szelfu od strony otwartego morza. Na poparcie tych przesłanek natury paleontologicznej można przytoczyć również występowanie cienko-skorupowych inoceramów, znalezionych przez H. Świdzińskiego w marglach węglowieckich, jak i habitus petrograficzny zarówno warstw godulskich w sąsiedztwie kompleksów piaskowców gruboławicowych (Suchej Góry), jak i margli węglowieckich, utworu wybitnie marglistego. W konkluzji musimy przyjąć, że margle węglowieckie wynurzają się z pod nasunięcia Chełm-Czarnorzeki jako element niezależny, zarówno stratygraficznie jak i tektonicznie. A zatem u czoła płaszczowiny śląskiej i zapewne na S pod nią na pewnej przestrzeni leży niezależna jednostka tektoniczna. Szerokie rozprzestrzenienie facji węglowieckiej ku W i NW, stwierdzone na przestrzeni od Węglówki poprzez Pilzno, Tarnów, Bochnię, Wadowice oraz okolice na W od Wadowic do Skoczowa (Simoradz, Dembowiec), wskazywałyby na niezależną jednostkę płaszczowinową o nieokreślonym bliżej zasięgu i zarysie. Jednostka ta w swym przebiegu ku W stopniowo przechodzi od zdwojonego fałdu Węglówki ku coraz bardziej płaskiej i otwartej i w rezultacie ukazuje się na powierzchni między Wadowicami a Skoczowem na brzegu Karpat jako nasunięcie wynurzające się całkowicie z pod płaszczowiny śląskiej. To szkicowe ujęcie regionalnego zasięgu wyczerpuje na razie dotychczasowe dane wynikające z przesłanek mikropaleontologicznych.

Prof. Inż. Jan Czastka

Rozwój wiertnictwa naftowego w Związku Radzieckim

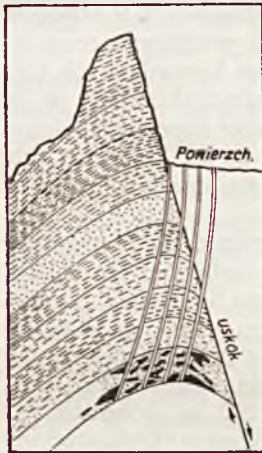
(Odczyt wygłoszony dnia 4. II. 1949 r. z ramienia Tow. Przyjaźni Polsko-Radzieckiej dla pracowników Centrali Produktów Naftowych w Krakowie)

Dokończenie

Wiercenie kierunkowe

Wiercenie kierunkowe czyli wiercenie ukośnych otworów nabrało w ostatnich dziesięciu latach dużego znaczenia i znalazło zastosowanie na niektórych polach naftowych Stanów Zjednoczonych i Związku Radzieckiego.

Pierwsze wiercenie kierunkowe w Związku Radzieckim wykonane zostało w r. 1934 na wyspie im. Artema w rejonie Baku. W tym samym czasie podjęto wiercenie otworów ukośnych również na obszarze naftowym w Groźnym. Na wyspie Artema odwiercono pod morze Kaspjskie 19 ukośnych otworów. Poza tym wiercenia ukośne wykonano również w zatoce Ilicza (rejon Baku), w Izberbaszcie (płn. Kaukaz) i w Krasnokamsku (rejon Uralski). Spodziewany jest rozwój tego sposobu wiercenia na obszarach naftowych Ural-Emba, gdzie występowanie ropy związane jest z istnieniem słupów solnych.



Do odwiercenia ukośnych otworów mogą istnieć różne przyczyny jak przeszkody napowierzchniowe takie, jak morze, jeziora, bagna, górzysty teren, tereny gęsto zabudowane. Mogą tutaj istnieć również przeszkody podpowierzchniowe, jak twarde skały nakrywy słupów solnych, pęcznienie łupki, uskoki, obsunięcia lub przesunięcia warstw

Rys. 6. Wiercenie ukośnych otworów w rejonie Stavropolskim (wg N. I. Szacowa, Burenije nieftlanych skważyn, 1947)

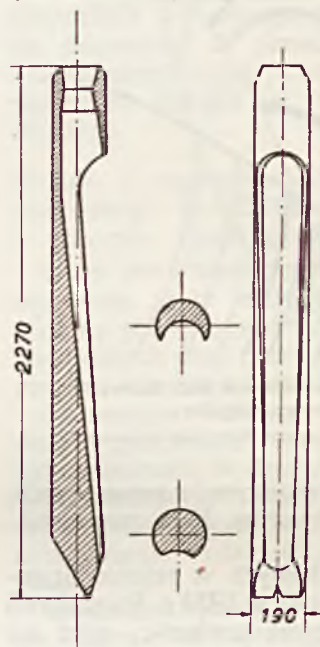
(rys. 6), wreszcie konieczność omińnięcia przeszkody powstałej w czasie wiercenia.

Rejony naftowe położone nad morzem Kaspjskim, jak i obszar naftowy w Groźnym przedstawiają najlepsze pole do zastosowania wierceń kierunkowych, dlatego tutaj skupia się największa ilość tych wierceń. Wiercenie ukośne czyli kierunkowe polega na tym, że urządzenie wiertnicze ustawia się na powierzchni w dogodnym miejscu, a następnie odwierca się celowo odchylony od pionu otwór w pożądanym kierunku.

Odchylenie ukośnych czyli kierunkowych otworów może odbywać się albo po linii prostej nachylonej do pionu pod pewnym kątem, lub też po linii krzywej przestrzennej. Najwięcej rozpowszechniona jest metoda druga.

Technika odwiercania ukośnych otworów osiągnęła wysoki stopień doskonałości, gdyż możliwe

jest obecnie odwiercanie ukośnych otworów, których punkt końcowy odbiega o 5—10 m od punktu



pierwotnie wyznaczonego dla osiągnięcia zamierzonego celu. Tak duża dokładność prowadzenia wiercenia ukośnego otworu w żądanym kierunku stała się możliwa dzięki zastosowaniu odpowiednich metod jakoteż udoskonalonych przyrządów pomiarowych, pozwalających dokładnie wyznaczyć kierunek i kąt odchylenia otworu od pionu w każdej głębokości. Kontrola przebiegu otworu ukośnego w czasie jego

Rys. 7. Wyciągalny klin odchyłający (wg N. I. Szacowa, Burenije nieftlanych skważyn, 1947)

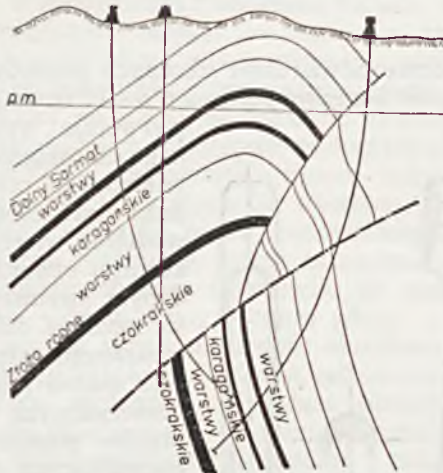
wiercenia posiada zasadnicze znaczenie dla osiągnięcia zamierzonego celu.

Do odchylenia przebiegu otworu w żądanym kierunku przy wierceniach ukośnych stosowane być mogą różne sposoby i przyrządy, a mianowicie:

- 1) wykorzystanie sprzyjających warunków geologicznych i tektonicznych danego terenu,
- 2) nachylenie pod odpowiednim kątem stołu rotacyjnego przed rozpoczęciem ukośnego wiercenia,
- 3) rozmycie ścian otworu (metoda hydrauliczna),
- 4) zastosowanie narzędzi i przyrządów odchylających (specjalne świdy różnych typów, różnego rodzaju kliny odchylające, odchylacze zawiasowe itp.) (rys. 7),
- 5) zastosowanie turbowiertu na specjalnie zakrzywionej rurze lub ekscentrycznym przewodniku,
- 6) kombinowane wykorzystanie przyrządów odchylających i sprzyjających warunków geologicznych.

Praktyka wiercenia kierunkowego w rejonie Baku idzie po linii stosowania narzędzi odchylających, podczas gdy w rejonie Starogroźnieńskim największe rozpowszechnienie znalazło wiercenie kombinowane czyli wiercenie kierunkowe przy uzyskaniu sprzyjających warunków geologicznych jak i przy użyciu narzędzi odchylających. Celem wierceń kierunkowych w rejonie Starogroźnieńskim jest eksploatacja złóż ropnych, występujących

pod nasunięciem (patrz rys. 8). Warstwy ropo-
nośne, zalegające pod nasunięciem, zapadają bardzo
stromo pod kątem 85—90°, podczas gdy płaszczyzna
nasunięcia przebiega łagodniej, bo pod kątem
40—45° do poziomu. Te szczególne warunki bu-
dowy geologicznej stały się przyczyną zastosowania
wiercenia kierunkowego jako tutaj jedynie racjo-
nalnego. Otwory odwiercane z powierzchni pionowo



Rys. 8. Wiercenie otworów ukośnych pod nasunięciem
w rejonie Starogroźnieńskim
(wg A. N. Szangina, Naprawlennoje burenije)

zazwyczaj nie napotykały piaskowców ropo-
nośnych, stąd większość tych otworów była nieproduk-
tywna.

Próby wierzeń kierunkowych w rejonie Staro-
groźnieńskim podjęte zostały w 1934 r. Początkowo
napotkano jednak na pewne trudności, gdyż nie
udało się skrzywić celowo odwiertu w żądanym
kierunku z powodu trudności z klinem odchyła-
jącym i braku doświadczenia w prowadzeniu wier-
cenia kierunkowego. Otwór ten zatem zlikwidowa-
no. W maju 1935 przystąpiono do odwiercania
następnego otworu kierunkowego na obszarze
naftowym Starogroźnieńskim (Nr 30—65), który
jest pierwszym w ZSRR pomyślnie odwierconym
otworem kierunkowym. Odwiercono go sposobem
kombinowanym do głębokości 1803 m przy odchy-
leniu od pionu na spodzie o 507 m, uzyskując
samoczną produkcję ropy w ilości 60 ton dzien-
nie. Postęp wiercenia wynosił tutaj ok. 140 m na
miesiąc. Odwiert ten, jakkolwiek nie rozwiązał
jeszcze wszystkich zagadnień związanych z wier-
ceniem kierunkowym, dostarczył wiele cennych
spostrzeżeń i wykazał, że wiercenie kierunkowe
jest praktycznie możliwe i wykonalne.

Drugi otwór (Nr 5—51) odwiercono w środko-
wej części pola na skrzydle północnym do głębo-
kości 1893 m przy użyciu klinów odchyłających,
z odchyleniem spodu otworu od pionu równym 687 m
i przy kącie skrzywienia dochodzącym do 32°. Postęp
wiercenia wynosił tutaj 199 m na miesiąc.

Zapuszczanie klinów odchyłających i ich nastawie-
nie przy pomocy celowników zajmowało wiele
czasu i mogło być uskuteczniiane tylko za dnia i przy
jasnej pogodzie.

Wypróbowano tutaj sposób nastawiania (orien-
towania) klina odchyłającego pomysłu inżynierów

A. N. Szangina i N. A. Kuligina. Sposób ten ze-
zwalał na wykonywanie tych robót o każdej dowol-
nej porze dnia i nocy. Obaj wyżej wymienieni
inżynierowie przyczynili się w dużym stopniu do
wprowadzenia wiercenia kierunkowego w Związku
Radzieckim.

Wiercenie otworu kierunkowego zajmuje więcej
czasu i jest kosztowniejsze od otworu wierconego
pionowo. Wiele czasu zajmuje nastawianie (orien-
towanie) i zapuszczanie klinów odchyłających
kierunek otworu od pionu. Każde nastawienie
klina odchyłającego wymaga czterokrotnego za-
puszczania i wyciągania całego przyrządu wiert-
niczego, na które to czynności zużywa się co naj-
mniej 35—40 godzin. Dla uzyskania skrzywienia
otworu do 40° na przestrzeni od 500 do 1200 m
trzeba 50 a nawet więcej razy zapuszczać i wyciągać
klin odchyłający, na co zużywa się 2—3 miesięcy
czasu.

W poszukiwaniu więcej skutecznych sposobów
odwiercania otworów kierunkowych zwrócono
uwagę na możliwość zastosowania do tego celu
wiercenia turbinowego. Pierwszą próbę wiercenia
otworu kierunkowego turbowiertem na zakrzywionej
rurze przeprowadzono na obszarze Starogroźnień-
skim w 1939 r. Próby odchylenia otworu od pionu
przy pomocy klina odchyłającego nie dały zadowal-
niających wyników. Zastosowano więc turbowiert
z zakrzywioną rurą i uzyskano nieco lepsze wyniki.
W okresie lat od 1939 do 1946 odwiercono tur-
bowiertem w rejonie Starogroźnieńskim 9 otworów
kierunkowych. Przeszkodą w większym rozpowsze-
czeniu wiercenia otworów kierunkowych tur-
bowiertem w rejonie Starogroźnieńskim było to, że
turbowiert na zakrzywionej rurze zapewniał odchy-
lenie otworu pod kątem 20° do 25°, podczas gdy
w praktyce potrzebne były tutaj odchylenia otwo-
rów pod kątem 35° do 40°.

Na polach naftowych w rejonie Baku pierwszy
otwór kierunkowy odwiercono turbowiertem w 1941
roku. Był to otwór Nr 1385 testu Stalinnieft. Trzeba
było tutaj odchylić spód otworu od 250 m od pionu
przy projektowanym azymucie 360°. Projektowane
zarurowanie tego otworu było następujące: kon-
duktor 16³/₄" do głębokości 200 m, kolumna rur
10³/₄" do głębokości 1200 m, kolumna eksploatacyjna
6⁵/₈" do głębokości 2350 m. Urządzenie wiertnicze
nie różniło się w niczym od urządzenia do wiercenia
turbiniowego. Do zapuszczenia kolumny rur 10³/₄"
wiercono otwór turbowiertem T 10—100—9³/₄"
świdrami trójgryzakowymi 14³/₄". Skrzywienie
otworu zaczęło się w głębokości 650 m i dalsze
wiercenie już skrzywionego otworu było prowa-
dzone aż do głębokości 1920 m. W tej głębokości
uzyskano odchylenie od pionu 220 m przy azymu-
cie 350° i maksymalnej krzywiznie na spodzie wy-
noszącej 22°. Kolumnę rur 10³/₄" zapuszczono do
głębokości 1836 m i zacementowano. W dalszym
ciągu wiercono otwór pionowo aż do głębokości
2356 m, poczem zapuszczono kolumnę eksplo-
atacyjną 6⁵/₈".

W 1943 r. odwiercono w Krasnokamsku turbo-
wierciem szereg otworów do głębokości 1000 m z po-
myślnym wynikiem. Wiercenie otworów kierunko-
wych spowodowane zostało tutaj potrzebą rozbu-

dowy pola naftowego, zalegającego częściowo pod rzeką Kamą, częściowo pod terenami zabudowanymi, a częściowo pod błotami torfiastymi. Wiercenie otworów pionowych napotykało tutaj z tego powodu na pewne trudności. Odwiercanie otworów kierunkowych napotykało tutaj również na pewne trudności, gdyż przy stosunkowo małych głębokościach otworów (1000 m) trzeba było uzyskiwać odchylenie spodu otworu od pionu do 400 m a nawet więcej. Zarurowanie otworów w Krasnokamsku przedstawia się następująco: konduktor 12 $\frac{3}{4}$ " do głębokości 60—70 m, kolumna eksploatacyjna 8 $\frac{5}{8}$ " albo 6 $\frac{5}{8}$ ", zapuszczona do głębokości 950 do 970 m.

Dla ochrony rur eksploatacyjnych i żerdzi pompowych przed zużyciem nakłada się na nie odpowiednie ochroniacze (protektory).

Postęp wiercenia otworów kierunkowych w Krasnokamsku był w wielu wypadkach wyższy (do 2 razy) od postępu wiercenia turbinowego otworów pionowych. Wiercenie kierunkowe turbowiertem przeprowadza się świdrami trójgryzakowymi stosowanymi w normalnym wierceniu turbinowym. Tuż ponad turbowiertem znajduje się zakrzywiona rura pozwalająca na odchylenie otworu na 2° do 5° od pierwotnego kierunku. Ustawienie turbobura do wiercenia ukośnego w żądanym kierunku odbywa się przy użyciu celowników albo inklinometrem i przyrządem inż. A. N. Szangina. Uzyskanie w wielu otworach kierunkowych w Krasnokamsku odchylenia spodu otworu od pionu o 350 do 400 m przy głęb. otworów 1000 m i maksymalnym kącie skrzywienia 32° pozwoliło na rozwiązanie problemu rozbudowy i eksploatacji tych części pola, które były niedostępne do odwiercania otworów pionowych.

Wiercenia kierunkowe w Krasnokamsku wykazały możliwości odchylenia spodu otworu od pionu do 600 m przy głębokości 1000 m a 1200 do 1500 m przy głębokościach do 2500 m.

Opanowanie techniki wiercenia turbinowego otworów kierunkowych stworzyło możliwości zastosowania wiercenia „wielokrotnego” lub „rozgałęzionego”, jako nowej postaci wiertnictwa naftowego. W pewnych warunkach okazuje się jako racjonalne odwiercenie z jednego urządzenia wiertniczego kilku otworów lub też z jednego pionowego otworu odwiercenie w bok jednego lub kilku otworów w pewnym kierunku. Tak np. na wodzie, gdzie przygotowanie fundamentów pod ustawienie urządzenia wiertniczego wypada dosyć drogo, racjonalniej jest odwiercić z jednego miejsca możliwie większą ilość otworów. Ten sposób wykonywania wierceń posiada duże widoki zastosowania w morskich częściach przybrzeżnych półwyspu Apszerońskiego, a także i w innych rejonach ZSRR.

Przy wierceniu „wielokrotnym” mogą być zastosowane dwa sposoby: wiercenie z jednego miejsca kilku ukośnych otworów w różnych kierunkach albo też nieznaczne przesunięcie urządzenia wiertniczego. Nie zachodzi więc tutaj potrzeba przeprowadzenia większych robót montażowych. Takie urządzenia, jak kotły, pompy płuczkowe i inne, pozostają nadal na tym samym miejscu, a przesunięciu ulega tylko wieża i urządzenie wiertnicze.

Praktyczne zastosowanie znalazł ten sposób przeprowadzania wierceń na polu naftowym Krasnokamsk w związku z wykonywanymi tam wierceniami kierunkowymi pod rzeką Kamą. Po ukończeniu jednego wiercenia wieżę wraz z urządzeniem wiertniczym przesunięto o 8 m, pozostawiając pompy płuczkowe na dotychczasowym miejscu. Wiercenie nowego otworu rozpoczęto po upływie niecałych 48 godzin od zakończenia wiercenia poprzedniego otworu przy użyciu tego samego urządzenia.

Wiercenie otworów „rozgałęziających się” w wielu kierunkach od jednego pionowego otworu może się przyczynić do skuteczniejszego, a przy tym i łatwiejszego wyczerpywania ropy z pokładów zalegających głęboko lub w miejscach trudno dostępnych.

Drogi i czynniki rozwoju kopalnictwa naftowego w ZSRR w okresie drugiej i trzeciej „pięciolatki” od 1953—1942 r.

Okres ten charakteryzuje się zwróceniem bacznej uwagi na te wszystkie czynniki, które wpływają na przyspieszenie tempa wykonywania robót wiertniczych oraz przyczyniają się do zwiększenia postępu wiercenia i wzrostu wydajności pracy.

Szczególnie ważnym wydarzeniem w okresie drugiej „pięciolatki”, trwającej od 1953 do 1957 r., było powstanie w drugiej połowie 1955 r. ruchu „stachanowskiego”, który w kopalnictwie naftowym dał ogromny impuls w kierunku zracjonalizowania i zwiększenia wydajności pracy oraz postępu wiercenia.

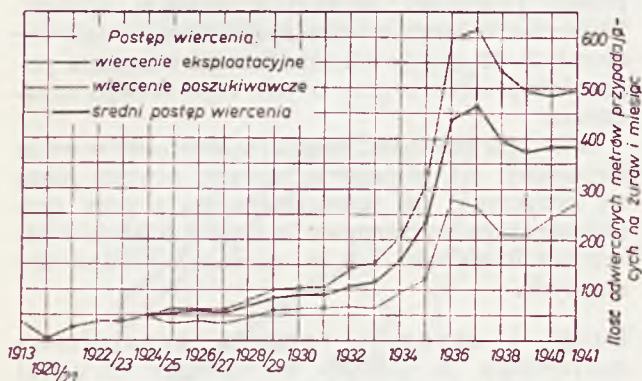
Osiągnięcia ruchu „stachanowskiego” w dziedzinie wiertnictwa naftowego wyraziły się:

- 1) zwiększeniem długości czasu pracy świdra (dłuta) na dnie odwiertu z 15 na 49 godzin,
- 2) zwiększeniem ilości odwierconych metrów za jednym „marszem” od 28 do 300 m, a w pewnych odosobnionych wypadkach nawet więcej,
- 3) zwiększeniem średnicy „mechanicznego” postępu wiercenia z 1,4 do 11,1 m/godz.,
- 4) zwiększeniem długości czasu poświęconego na „bezpośrednie” wiercenie,
- 5) zwiększeniem procentowym długości czasu zużywanego na „czyste” (bezpośrednie) wiercenie w ogólnym bilansie czasu wiercenia z 30 na 57%,
- 6) skróceniem czasu zużywanego na czynności uboczne (pomocnicze) do 2%,
- 7) zmniejszeniem ilości „jazd” (zapuszczanie i wyciąganie przewodu wiertniczego) i ilości czasu zużywanego do tego celu,
- 8) szerokim zastosowaniem świdrów gryzakowych.

Postęp wiercenia w ciągu jednego roku zwiększył się prawie dwukrotnie z 305 m na 595 m na odwiert i miesiąc. Poważnie zwiększył się postęp wiercenia w otworach eksploatacyjnych, a mianowicie gdy w latach 1921—1922 postęp ten wynosił średnio 27 m na odwiert i miesiąc, to w 1957 roku postęp ten wzrósł już do 615 m (rys. 9). Wskutek tego czas wiercenia otworu do głębokości 600—700 m, wynoszący poprzednio około półtora roku,

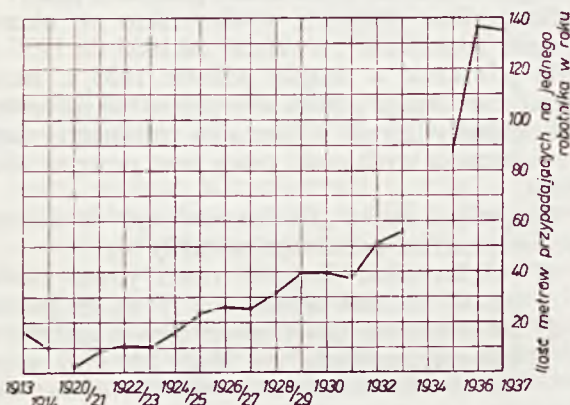
skrócił się do jednego lub dwóch miesięcy. Zwiększyła się również ilość metrów przypadających na jednego robotnika i rok (rys. 10).

Mianowicie w okręgu Bakińskim w okresie pierwszej „pięciolatki“ (trwającej od 1928 do 1932 r.) ilość ta zwiększyła się z 31,6 m na 50,6 m czyli



Rys. 9. Ilość odwierconych metrów przypadających na 1 żuraw i miesiąc

1,5 razy, zaś w okresie drugiej „pięciolatki“ (trwającej od 1933 do 1938 roku) ilość ta zwiększyła się z 50,6 m na 135,1 m czyli 2,5 razy.



Rys. 10. Ilość odwierconych metrów przypadających na 1 robotnika w roku

Dzięki wprowadzeniu „nakładania“ ostrzy świrdrów twardymi stopami, zwiększyła się ilość odwierconych metrów za jednym „marszem“ i tak np. w 1931 r. odwiercano w Baku świrdrem „rybi ogon“ za jednym marszem średnio 8,7 m, natomiast w 1939 r. odwiercono już średnio 45,4 m czyli 5 razy więcej. Również zwiększył się czas pracy świrdra na dnie odwiertu, mianowicie z 3,5 godzin w 1931 r. do 24 godzin w 1939 r. Z rozwojem postępu wiercenia zwiększały się stopniowo również głębokości odwierconych w Związku Radzieckim otworów. I tak np. w 1921 r. średnia głębokość otworów na polach naftowych w rejonie Baku wynosiła 500 m, w r. 1936 wzrosła do 1000 m czyli podwoiła się, zaś w 1939 r. doszła do 1500 m czyli potroiła się. Uproszczone w tym czasie zarzucanie odwiertów, dzięki czemu zmniejszył się rozchód stali na jeden metr odwierconego otworu. Podczas gdy w latach 1926—1927 na polach naftowych w rejonie Baku rozchód stali na 1 m odwierconego otworu wynosił 340 kg, to już w 1931 r. ilość ta zmniejszyła się do 100 kg, zaś na obszarze naf-

towym w Groźnym ilość ta zmniejszyła się odpowiednio z 210 kg na 60 kg. Na polach naftowych „Drugiego Baku“ (rejon Uralski) rozchód stali w ciągu 3 lat zmniejszył się o 30 do 40% i obecnie nie przewyższa 45—50 kg na 1 m odwierconego otworu. Tak znaczne obniżenie rozchodu stali na jeden metr odwierconego otworu tłumaczy się tym, że zamiast zapuszczanych dawniej do otworu 4 lub 5 kolumn rur wiertniczych, zapuszcza się obecnie najwyższej dwie kolumny.

Zmodernizowano i racjonalizowano różne czynności, jak np. przesuwanie wieży i urządzenia wiertniczego bez rozbiórki z miejsca na miejsce. W r. 1939 inż. J. M. Kerschenbaum przedłożył swój sposób budowy wież wiertniczych stalowych. Sposób ten znacznie przyspieszył przebieg robót przy budowie wieży wiertniczej i zwiększył znacznie bezpieczeństwo pracy przy wykonywaniu tych robót.

Celem ułatwienia i zwiększenia wydajności pracy majstra wiertniczego jak i innych członków załogi wiertniczej, wprowadzono mechanizację niektórych czynności, np. przy zapuszczaniu i wyciąganiu przewodu wiertniczego.

Od roku 1940 wprowadza się wieże wiertnicze stalowe w miejsce wież drewnianych. Konieczność przewiercania twardych skał na polach naftowych „Drugiego Baku“ (Okręg Uralski) przyspieszyła wprowadzenie tutaj świrdrów gryzakowych oraz sposobu obniżania twardości skał. Mianowicie P. A. Rebinder, L. A. Schreiner i K. F. Żygacz opracowali w Instytucie Koloido-Elektrochemicznym Akademii Nauk metodę fizyko-chemicznego obniżania twardości skał, polegającą na stosowaniu odpowiednich odczynników chemicznych, jak np. węgla sodu (soda), wodorotlenku sodowego, kwasu solnego i innych, które wnikając w kapilarne pory i szczeliny skały pod wpływem ciśnienia kapilarnego wywołują tam działanie „rozsadzające“ skałę i tworzenie się dalszych pęknięć i szczelin. Wskutek tego skała staje się podatniejsza na mechaniczne kruszenie i skrawanie, co przyczynia się do zwiększenia postępu wiercenia w tego rodzaju skałach.

Najważniejszym osiągnięciem w okresie drugiej pięciolatki, posiadającym wielkie znaczenie dla dalszego rozwoju techniki wiertniczej w Związku Radzieckim, było udoskonalenie urządzeń do wiercenia turbinowego przez wprowadzenie turbin wielostopniowych oraz zastosowanie elektrowiertu, o czym już mówiliśmy poprzednio.

Obecne tendencje rozwojowe wiertnictwa naftowego w ZSRR

Obecne tendencje rozwojowe wiertnictwa naftowego w ZSRR przejawiają się w kilku kierunkach.

Jednym z najważniejszych jest dalsze udoskonalanie i rozpowszechnianie wiercenia turbinowego przy użyciu wielostopniowych turbowiertów oraz elektrowiertów. Następnie przejawia się dążność w kierunku odwiercania otworów o mniejszej średnicy z uwagi na to, że według obecnych poglądów średnica odwiertu nie wywiera większego wpływu na jego wydatek (debit).

W związku z tym wprowadza się coraz więcej do wiercenia $4\frac{1}{2}$ ” rurki płuczkowe zamiast dotychczas stosowanych $6\frac{5}{8}$ ”.

W dziedzinie urządzeń wiertniczych coraz więcej buduje się urządzenia przewożne i półprzewożne (rozbieralne). Wyciągi w tych urządzeniach mają być jednobiegowe, a natomiast zmiana biegów (prędkości) ma się odbywać w osobnej skrzynce biegów.

Celem zwiększenia postępu wiercenia dąży się do stosowania długich obciążników rotacyjnych (do 100 m) i do stopniowego zwiększania ilości obrotów stołu rotacyjnego (400 do 500 obrotów na minutę).

Wiele uwagi, zarówno ze strony pracowników jak i instytutów badawczych, ma być nadal poświęcane warunkom pracy świdra (dłuta) na dnie odwiertu, jakoteż długości czasu zużywanego na efektywne wiercenie. W związku z tym duże znaczenie nadaje się zagadnieniom dotyczącym płuczki ilowej i jej obiegowi. Postanawia się aby prędkość przepływu płuczki ku górze poza rurkami nie była mniejsza niż 1,2 do 1,5 m/sek. Również przewiduje się zwiększanie ilości krążącej płuczki w odwiertcie.

W końcu mają być rozwijane te wszystkie inne czynniki, które wpływają na zwiększenie wydajności pracy i zwiększenie postępu wiercenia.

Wnioski końcowe

Z powyższego przeglądu rozwoju wiertnictwa naftowego w Związku Radzieckim widzimy, że dokonano tam w ostatnich latach olbrzymiego wysiłku zarówno w kierunku wprowadzenia nowych, więcej ekonomicznych sposobów wiercenia, jak i w kierunku ulepszenia urządzeń i narzędzi wiertniczych, jak wreszcie w kierunku zwiększenia wy-

dajności pracy i zwiększenia postępu wiercenia. Dzięki temu Związek Radziecki obok Stanów Zjednoczonych stał się przodującym krajem w dziedzinie rozwoju techniki wiertniczej. O stopniu rozwoju wiertnictwa naftowego w ZSRR świadczą następujące cyfry. Z czasów Rosji carskiej odwiercono od 1871 do 1920 roku 3705000 m, podczas gdy od chwili nacjonalizacji przemysłu naftowego, tj. od roku 1920 do końca 1942 r., odwiercono w Związku Radzieckim ok. 20000000 m, tj. około pięć razy więcej aniżeli za 50 lat w Rosji carskiej. Za dwa lata (1956 i 1957) w drugiej „pięciolatce“ odwiercono 4016000 m, tj. o 311000 m więcej aniżeli przedtem za 50 lat. Z tego wypływają również dla nas ważne wskazania.

Mianowicie i my musimy zdobyć się na wielki wysiłek w dziedzinie wiertnictwa, o ile chcemy odkryć nowe obfite złoża ropy naftowej w możliwie krótkim okresie czasu. Zadanie nasze będzie o tyle ułatwione, że możemy się wzorować na osiągnięciach w tej dziedzinie zarówno w Związku Radzieckim jak i w Stanach Zjednoczonych.

LITERATURA

- Szacow I. N., Głubokoje wraszczatielnoje burenije, Moskwa—Leningrad 1938.
 Szacow I. N., Burenije nieftianych skważyn, T. I. 1944.
 Szacow I. N., Burenije nieftianych skważyn, 1947.
 Kulijew S. M., Burenije nieftianych skważyn, 1947.
 Puti uwieliczenija skorosti burenija, Trudy Wsiesojuznogo Techniczeskogo Sowieszczanija, Gostoptechizdat, 1946.
 Jewsiejenko M. A., Sprawocznik po bureniju nieftianych skważyn, 1947.
 Sziszczenko R. I., Burowyje i eksploatacionnyje masziny i mechanizmy, Baku 1947.
 Szangin A. N., Naprawlennoje burenije głubokich skważyn, Groznyj 1947.

Adiunkt Inż. Zdzisław Wilk

Z mikromechaniki złóż roponośnych

Zadaniem każdego kierownictwa prac eksploatacyjnych pola roponośnego jest nie tylko optymalne wydobywanie w jednostce czasu, lecz także możliwie najwyższe wydobywanie sumaryczne, co jest równoznaczne z pozostawieniem jak najmniejszej ilości ropy w złożu po zakończeniu okresu eksploatacyjnego. W przybliżeniu można określić całkowitą ilość ropy znajdującej się w złożu czyli tzw. pojemność zbiornika ropnego na danym polu o powierzchni P [ha] w złożu o miąższości m [m] następującą relacją:

$$Z = 8500 \cdot p \cdot m \cdot P (1 - w) \quad [\text{ton ropy}] \quad (1)$$

gdzie p oznacza porowatość piaskowca, wyrażoną ułamkiem dziesiętnym iloczynu mP , zaś w jest to ilość wody adhezyjnej zawartej w porach piaskowca, wyrażona ułamkiem dziesiętnym tegoż iloczynu.

Zaraz na wstępie należy zaznaczyć, że jednym z rewelacyjnych odkryć nowoczesnych badań jest stwierdzenie, że w wielu wypadkach złoża, uważane dawniej za czysto ropne, zawierają znaczne ilości wody adhezyjnej i tylko od ukształtowania się

napięć powierzchniowych zależeć będzie, czy wydobywamy czystą ropę, czystą wodę lub wodę z ropą.

Na jednym z pól naftowych w St. Zj. odwiercono znaczną ilość otworów poszukiwawczych zupełnie „suchych“ i postanowiono zlikwidować prace poszukiwawcze w tym rejonie, jednak geolodzy przeforsowali jeszcze kilka dalszych wierceń, w których nawiercono „czystą wodę“, na skutek czego według pojęć starej szkoły eksploatacyjnej teren ten był zupełnie zdyskwalifikowany. Badania oparte na zdobyciach najnowszych, powstającej w naszych oczach nauki o eksploatacji wykazały, że w piaskowcu omawianym znajdowały się pokaźne ilości ropy uwieżionej w porach piaskowca. Istotnie też, przy zastosowaniu odpowiednich zabiegów uzyskano tamże znaczne ilości ropy o wartości przemysłowej, tj. wydobytej i odstawionej do rafinerii.

Relacja (1) nie ma znaczenia dla złóż o charakterze szczelinowym lub kawernowym. Porowatość piaskowców roponośnych wynosi od 0,10 do 0,30, i jeżeli w relacji powyższej wstawimy dalsze war-

tości liczbowe miarodajne dla danego pola, otrzymamy tzw. zapas przemysłowy

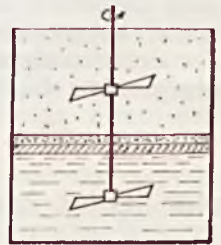
$$R = c \cdot Z \quad (2)$$

gdzie współczynnik c zależy także od metod eksploatacyjnych.

Wydobycie ropy za pewien czasokres W jest ułamkiem wartości R i waha się w dużych granicach, zależy ono bowiem od całego szeregu zmiennych parametrów aż do porowatości włącznie, która także nie jest wielkością stałą i dla tego samego złoża zmienia się, w zależności od czasu i stosowanych metod eksploatacyjnych. Jeżeli zatem w dziennych raportach produkcji widzimy przez dłuższy okres niezmiennie dzienne wydobycie, to raporty takie należy ocenić bardzo krytycznie. Każda kopalnia ulegnie wreszcie wyczerpaniu i zadaniem kierownictwa eksploatacji jest osiągnięcie jak najwyższego wydobywania sumarycznego S . Gdyby współczynnik c osiągał wartość równą jedności, np. przez wyekstrahowanie złoża, wówczas osiągnęlibyśmy ideał eksploatacyjny. Ekstrakcja nie jest taką utopią, jakby się na pierwszy rzut oka wydawało, jest w każdym razie realniejszą koncepcją od tak modnego obecnie zgazowania (mylnie zwanego gazyfikacją) złóż węglowych. Ściśle biorąc, nie mamy na razie zupełnie zlikwidowanych pól naftowych, są tylko pola zaniechane lub opuszczone i pewne jest, że i one odżyją, gdy zastosuje się na nich nowoczesne metody eksploatacji. Warto sobie uświadomić, że między polami naftowymi w USA a w ZSRR lub u nas zachodzi znamienna różnica. Dwa ostatnie, to rejony olbrzymich możliwości zarówno jeżeli chodzi o stare jak i nowe tereny. Ameryka natomiast, dokładniej USA, „robi bokami“, albowiem mimo na olbrzymią skalę przeprowadzanych wierceń poszukiwawczych i eksploatacyjnych, oraz mimo zastosowania już od dłuższego czasu nowych i najnowszych metod eksploatacji, uzyskuje ona przy olbrzymim wysiłku i najnowocześniejszym zapotrzeniu, stosunkowo nieznaczną zwyżkę wydobywania. Pod tym względem, my na naszych starych obecnie eksploatowanych terenach mamy daleko lepsze horoskopy, głównie dlatego, że nie stosowaliśmy jeszcze tych najnowszych metod eksploatacyjnych. W Ameryce $W = 1700$ ton/ha uważane jest za bardzo niską cyfrę. Pole „Long Beach“ w Kalifornii osiągnęło $W = 140000$ ton/ha, a na polu „Spindle Top“ liczba ta dochodzi do 167000 ton/ha. Na naszych obecnie eksploatowanych terenach w przybliżeniu W dochodzi do 3000 ton/ha. Obecnie nie ogłasza się dat statystycznych, toteż oprzemy się tylko na tych, które już były ogłoszone do roku 1948. Otóż wydobyliśmy z naszych starych terenów od początku około sześć milionów ton ropy. Dla najstarszych kopalń (odwiertów) eksploatowanych starymi metodami, współczynnik c wynosi 0,2 do 0,5 a w wyjątkowych może wypadkach i dla najstarszych otworów najwyżej 0,55. Dla nowszych i ostatnio dowiezionych otworów, już choćby ze względu na krótki okres eksploatacyjny, współczynnik ten nie może być wysoki i wynosi od 0,05 do 0,15, za czym nie popełnimy wielkiego błędu, jeżeli średnio dla wszystkich otworów przyjmiemy $c = 0,2$. Jeżeli zatem cyfrę wydobywania dotychczasowego

6000000, podzielimy przez 0,2, to otrzymamy $Z = 30000000$ ton ropy, czyli że mamy jeszcze w naszych znanych, starych, obecnie eksploatowanych terenach 24 miliony ton ropy uwięzionej w porach piaskowca. Można się sprzeczać o dokładność powyższej kalkulacji, jednak rzadkości omawianych nie może ulec zmianie. Nasuwa się zatem pytanie zasadnicze, do jakiej wartości możemy i powinniśmy doprowadzić współczynnik c . Odpowiedź może nam dać jedynie nowoczesna nauka o eksploatacji złóż ropoносnych, oparta w zasadzie o mikromechanikę tychże złóż.

Ropę wydobywamy z piaskowców o średnicy ziaren od 1,5 do 0,05 mm i nasze złożowe „zbiorniki ropy“ mają postać naczyń włoskowatych, utworzonych z przestrzeni między tymi ziarnami. Przekrój tych kapilar zależy nie tyle od wielkości ziaren ile od ich wzajemnego rozmieszczenia i wynosi od 0,15 do 0,0001 mm². Jasne jest, że w tych warunkach siły grawitacyjne odgrywają nieznaczną rolę a dominujący wpływ ma siła napięcia powierzchniowego występującego między czterema fazami — piaskowcem, ropą, wodą i gazem. Gaz odgrywa szczególnie ważną rolę, wpływa bowiem na wzrost lub zmniejszenie napięcia powierzchniowego w zależności od tego, czy jest on absorbowany lub desorbowany, poza tym na ścianach piaskowca zachodzi zjawisko adsorpcji. Należy na tym miejscu koniecznie podkreślić fakt, pomijany niestety przez fachową prasę amerykańską, rozpisującą się obszerne na temat „sorpcji“ w ogólności jakoteż i adsorpcji, że pionierami w tej dziedzinie byli Polacy, Jabłczyński i Przemyski, twórcy teorii tzw. podwójnego filmu, którą przypomniemy przy pomocy rysunku 1. W naczyniu mamy dwie fazy, np. wodę i gaz. Jeżeli dwa mieszalniki umieszczone na wspólnej osi obracają się, to powodują one zarówno ruch płynu jak i gazu, jednak konwekcja ta nie udziela się warstwom granicznym, ponieważ na granicy faz powstaje nieruchomy podwójny film płynu i gazu, utrudniający m. i. absorpcję gazu w płynie. Absorpcja jest zatem niczym innym jak dyfuzją, której „stała dyfuzyjna“ może być eksperymentalnie wyznaczona. Jak dalece wkraczamy w dziedzinę mikromechaniki, świadczy o tym fakt, że dla wydobywania jednej tony ropy musimy częściowo opróżnić około milion kilometrów naczyń włoskowatych.



Rys. 1

Mając za zadanie oddzielić płyn od piaskowca, musimy liczyć się z faktem, że tendencja do zwilżania fazy stałej fazą płynną jest tym większa im mniejsze jest napięcie powierzchniowe między tymi fazami. Bitwa o ropę rozgrywa się w mikrokosmosie przy użyciu potężnej broni, jaką jest w tym wypadku odpowiednio regulowane napięcie powierzchniowe między czterema wyżej wymienionymi fazami. Napięcie powierzchniowe między ropą a wodą jest niskie i wynosi w warunkach normalnych około 20 dyn/cm. W laboratoriach eksploatacji ropy i gazu ziemnego bada się te zjawiska w warunkach o ile możliwości zbliżonych do warunków złożowych, po-

zwalających na wysnucie dedukcji, dających zastosować się do zabiegów w terenie, jakkolwiek nigdy nie można stosować tu ustalonych recept takich, jak np. przy fabrykacji sody, cukru, stali, a choćby na przykład paliw syntetycznych. Otóż stwierdzono m. i., że napięcie powierzchniowe między ropą a wodą nie jest nigdy większe od sumy napięć powierzchniowych — piaskowiec — woda plus piaskowiec — ropa, co możemy wyrazić formułą

$$T_{rw} < (T_{pw} + T_{pr}) \quad (5)$$

Wynikają z tego wnioski o dużej doniosłości.

- 1) Jeżeli $T_{pw} > (T_{rw} + T_{pr})$, wówczas piaskowiec jest zwilżony ropą.
- 2) Gdy natomiast $T_{pr} > (T_{rw} + T_{pw})$, wówczas piaskowiec jest zwilżony wodą.



Rys. 2

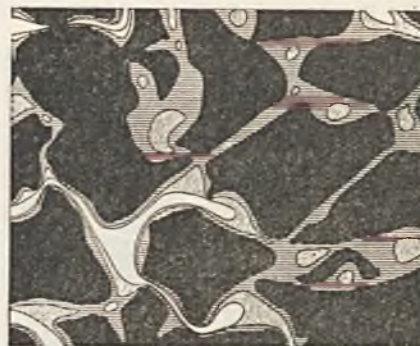
Rysunki 2 do 7 przedstawiają dwie grupy tych dwu zasadniczo różnych przypadków (prace Honnesa i Rydera, wg „World Oil“, 48/6).



Rys. 3 Woda →

Czarne powierzchnie na rys. 2, to ziarna piaskowca (w znacznym powiększeniu) zwilżonego wodą. Ropa, woda i gaz, według oznaczeń przy rysunku 7. Ciśnienie statyczne w tym wypadku jest bardzo niskie, toteż widzimy w porach piaskowca wydzielony wolny gaz, woda jest w kontakcie ze wszystkimi ścianami piaskowca, zaś ropa jest w postaci filmu otaczającego bańki gazu, który to film graniczy wszędzie z wodą. Rys. 5 przedstawia ten sam piaskowiec zwilżony wodą z tą jednak różnicą, że woda jest teraz w ruchu (naturalnym lub sztucznym) w kierunku od lewej ku prawej, ponadto panuje tu umiarkowane ciśnienie, wyższe od poprzedniego, jak również umiarkowany „stopień ciśnienia“ (pressure gradient). Na skutek wyższego ciśnienia

nia gaz rozpuścił się w ropie, zmniejszając napięcie powierzchniowe między fazami płynnymi, jednak przy stosunkowo małym nasyceniu ropą, wynoszącym w tym wypadku poniżej 50%, jest ono jeszcze tak duże, że siły napędowe są mniejsze od



Rys. 4 Gaz →

oporów w kapilarach i ropa nie może poruszać się poprzez labirynt pór piaskowca, woda zaś porusza się naokół enklaw ropnych łatwiej, nie zabierając



Rys. 5

ropy za sobą. Ta obserwacja laboratoryjna została sprawdzona w terenie w piaskowcu „Venango“ przez szereg nieudanych prób wtłaczania wody do złoża. W odwiertach wydobywczych otrzymano wodę, mimo że w jego porach znajdowało się dość dużo ropy. Na rys. 4 widzimy wreszcie tenże sam piaskowiec zwilżony wodą z tą różnicą, że wtłaczamy gaz od lewej ku prawej, przy zastosowaniu takiego samego ciśnienia oraz „stopnia ciśnienia“, jak w przypadku poprzednim. Gaz wyparł nieco wody, najważniejsze jednak jest to, że napięcie powierzchniowe na filmach granicznych tak się ukształtowało, że siły rozwinięte przez ciśnienie gazu przewyciężają przeciwdziałanie napięć powierzchniowych między ropą a wodą i ropa wypierana jest w kierunku strzałki do otworu wydobywczego. W rezultacie przy zaaplikowaniu podobnego zabiegu w terenie, otrzymano z tego piaskowca dość pokaźną produkcję ropy.

Pozostałe trzy zdjęcia przedstawiają piaskowiec zwilżony ropą. Mamy tu do czynienia ze zjawiskiem „hydrofobii“ czyli wodowstrętu piaskowca. Nasycenie ropą jest tutaj wyższe od poprzedniego i wynosi około 45%, natomiast mamy około 15% wody adhezyjnej (rys. 5), ciśnienie statyczne niskie. Jeżeli do tego piaskowca wtłoczmy

wodę pod znacznym ciśnieniem i przy użyciu dużego „stopnia ciśnienia“ to przy szybkim ruchu wody na skutek dużego ciśnienia nastąpi zupełne rozpuszczenie gazu w ropie. Widzimy na rys. 6, że bańki gazu znikły, a ponieważ ropa jest w kontakcie ze ścianami piaskowca, przeto woda nie może po-



Szybki ruch wody
Rys. 6

ruszać się naokoło skupień ropy i nie może przepływać poprzez ropę, lecz musi ją wypierać w kierunku ruchu. W rezultacie pozostanie w złożu na ścianach piaskowca tylko cienki film ropy, czyli że zwiększymy w ten sposób wydobyte w odwiercie wydobywczym, co istotnie zostało potwierdzone w terenie na polu „Bradford“.

W wypadku gdy dla tego samego piaskowca zwilżonego ropą zastosowano ciśnienie niższe, niski stopień ciśnienia i powolny ruch wody, otrzymano obraz wg rys. 7. Widzimy, że tylko część gazu rozpuściła się w ropie i energia rozporządzalna dla uwolnienia ropy od sił absorbcyjnych jest niewystarczająca, rezultatem czego jest gruby film ropy na ścianach piaskowca, czyli małe wydobyte ropy a duża jej pozostałość w porach piaskowca, czyli niski współczynnik c .

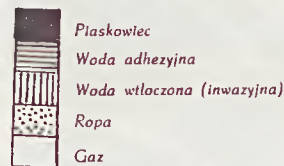
Różnica w grubościach filmu jest stosunkowo nie-duża, ma ona jednak duże znaczenie na wydobyte. Obliczono i stwierdzono praktycznie, że zmniejszenie grubości filmu ropnego na ścianach piaskowca

„Bradford“ zaledwie o 0,000002 mm zwiększyło wydobyte ropy o 10%.

Teraz zrozumiemy już, dlaczego wspomniane na początku wypadki stwierdzenia wody po dokładnej analizie pozwoliły na uzyskanie poważnej produkcji ropy przy zastosowaniu odpowiednich zabiegów.



Wolny przepływ wody



Rys. 7

Aby to było możliwe, należy poświęcić się stałym i żmudnym badaniom. Nie mówiąc na razie o ewentualnych przyszłych nowych dowierceniach, mamy obowiązek zbadania naszych starych terenów przy zastosowaniu nowoczesnych zdobyczy wiedzy eksploatacyjnej i powiększenia współczynnika c , celem otrzymania możliwie najwyższej cyfry wydobycia sumarycznego S .

Czy warto poświęcić choćby jedną dziesiątą promille wartości ropy uwięzionej w porach piaskowców na naszych starych i rzekomo wyczerpanych terenach celem zbadania u nas tych ważnych zagadnień. Śmiem twierdzić, że nie tylko warto, lecz jest to nakazem chwili i będzie na pewno rentowne.

Dr Inż. Stanisław Rachwał

Podgrzewanie cystern kolejowych

Ciąg dalszy

2. Podgrzewanie zamkniętą parą

Ogrzewanie tego rodzaju może być dokonywane przy pomocy podgrzewaczy zainstalowanych stale wewnątrz cystern, lub też przenośnymi węzownikami wpuszczanymi przez kołpak do wnętrza cysterny. Para, doprowadzona do podgrzewacza z głównego parociągu, przechodząc przez ogrzewalnik, oddaje część swego ciepła produktowi, po czym jako kondensat lub mokra para, uchodzi drugim końcem węzownicy na zewnątrz.

Pierwszy sposób podgrzewania góruje nad przenośnymi wymiennikami ciepła znacznie większą

powierzchnią ogrzewalną. Zapobiega ona bowiem zbyt ostremu przepuszczaniu pary i skraca wydatnie czas ogrzewania. Ujemną natomiast stroną podgrzewaczy stałych jest znaczne zwiększenie obciążenia cysterny, przy obniżonej jej pojemności. Ulegają one ponadto łatwo uszkodzeniu pod wpływem natężenia, wywołanego różnicami temperatur wewnątrz cysterny lub wskutek zamrożenia kondensatu. Dlatego też używane są one, niemal że wyłącznie, przy cysternach izolowanych, w których te zjawiska znacznie się osłabiają.

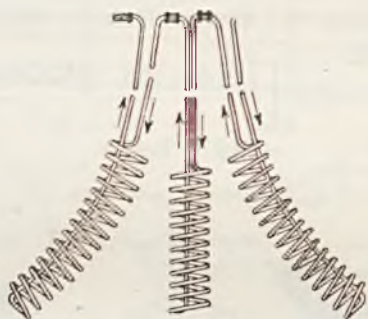
Długość przenośnych węzownic jest o wiele

mniejsza niż ogrzewalników stałych, a zatem mniejsza jest również ich powierzchnia ogrzewalna. Okoliczność ta powoduje przedłużenie czasu ogrzewania i powiększa wydatek pary na podgrzewanie. Próby stosowania przenośnych węzownic o większych wymiarach nie dały pożądanych rezultatów wobec ich dużego ciężaru, wymagającego specjalnych urządzeń do ich podnoszenia i użytkowania.

Podgrzewacze przenośne

Dążenie do zwiększenia powierzchni ogrzewalnej węzownic przenośnych, przy możliwym ograniczeniu ich ciężaru, doprowadziło do skonstruowania kilku typów węzownic, przedstawionych na rys. 3, 4 i 6.

Podgrzewacz Czekmarewa (rys. 3), o powierzchni ogrzewalnej 6 m², wykonany jest z 1" rur.



Rys. 3. Węzownica parowa przenośna systemu Czekmarewa

Złożony on jest z 3-ch odcinków, łączonych ze sobą kolejno giętkimi węzami. Prosty odcinek posiada 12 skrętów o średnicy 50 cm i skoku skrętu 10 cm. Boczne człony, wygięte pod kątem 135°, posiadają po 15 skrętów o takiej samej średnicy i skoku. Długość środkowego odcinka wynosi 16,7 m, bocznych po 21,2 m, czyli razem 59,1 m.

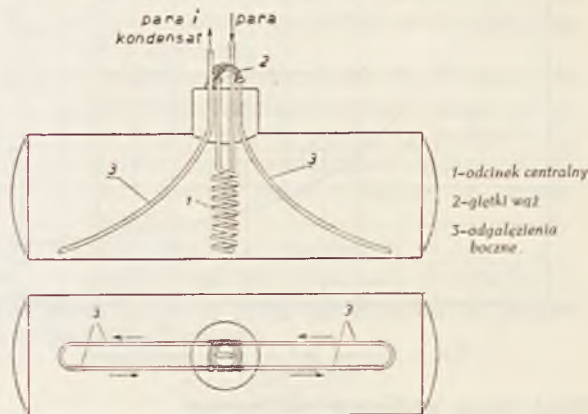
Parę, doprowadzoną do stojaków z magistrali przebiegającej wzdłuż frontu wylewu, łączy się przy pomocy węża najpierw z prawym odcinkiem, następnie dołącza się do tegoż centralny człon, a tenże z lewym odcinkiem, z którego odprowadza się kondensat.

Jeżeli jednak okaże się potrzeba wprowadzenia najpierw środkowego odcinka, celem rozgrzewania środkowej strefy cysterny, co może się zdarzyć przy niskiej temperaturze powietrza, kiedy produkt jest zupełnie zakrzepły, to parę łączy się najpierw ze środkowym członem. Podgrzewając następnie centralną strefę płynu, pogrąża się węzownicę stopniowo aż do otworu wylewowego, po czym włącza się boczne odcinki w opisany wyżej sposób.

Obliczenie zapotrzebowania pary i czas trwania podgrzewania przenośnymi ogrzewalnikami zamkniętymi dokonywane jest w sposób podany w następującym przykładzie:

Dane: cysterna o pojemności 25 m³ i średnicy 1,60 m; ropa parafinowa o ciężarze wł. 0,860, temperaturze krzepnięcia 14,3°C i lepkości wykazanej na rys. 5; temperatura produktu na miejscu wylewu — 5°C; temperatura zewnętrznego powietrza w czasie ogrzewania — 10°C; szybkość wiatru 5 m/sek.; ciśnienie pary 4 atn.

Przybliżona zawartość parafiny, oznaczona z tabeli na podstawie temperatury krzepnięcia, wynosi około 5%. Ciepło właściwe ropy, obliczone przy pomocy wzoru (7) Karawajewa $c = 0,416$. Wedle wiskozogramu (rys. 5), aby uzyskać dogodne wa-



Rys. 4. Podgrzewacz systemu Glastowieckiego

runki wylewu cysterny, należy ropę ogrzać do temperatury 25°C.

Ilość użytecznego ciepła, które należy doprowadzić do produktu, wedle równania (6) wyniesie:

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

$$= 25 \cdot 860 \left[0,416 (25 + 5) + \frac{5 \cdot 50}{100} \right] = 322060 \text{ kcal}$$

Posługując się wzorem (8), oznaczamy utratę ciepła:

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

Średnia temperatura:

$$T_{sr} = \frac{2}{3} \cdot 25 + \frac{1}{3} \cdot (-5) = 14^\circ \text{C.}$$

Powierzchnia ochłodzenia:

$$F_{cyst} = 57,5 \text{ m}^2.$$

Aby obliczyć wielkość współczynnika całkowitego przechodzenia ciepła k_{cyst} , musimy oznaczyć jego składowe, poczynając od α_2 .

Zewnętrzny współczynnik oddania ciepła w otaczające powietrze, obliczony przy pomocy wzoru (13), jest równy:

$$\alpha_2 = \frac{0,35 \lambda_{pow}}{d_{cyst}} \cdot \left(\frac{w_{pow} \cdot d_{cyst}}{v_{pow}} \right)^{0,56} =$$

$$= \frac{0,35 \cdot 0,82}{1,6} \left(\frac{5 \cdot 1,6}{0,13 \cdot 10^{-4}} \right)^{0,56} = 7,6 \text{ kcal/m}^2 \text{ h } ^\circ \text{C}$$

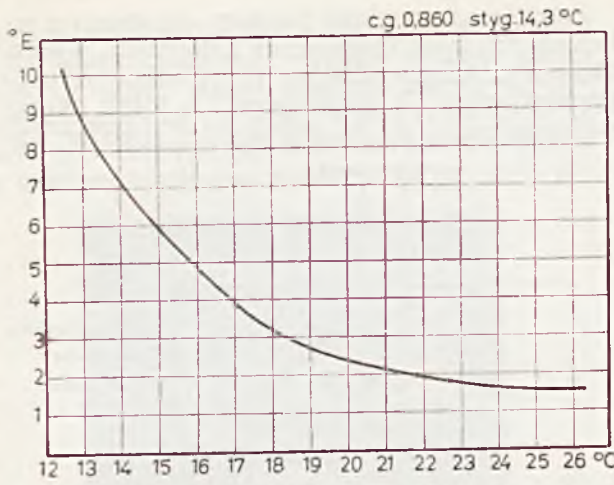
Wypośrodkowana lepkość płynu, w odniesieniu do temperatury $T_{sr} = 14^\circ \text{C}$, wedle wykresu (rys. 5) wynosi $\nu = 7,25^\circ \text{E}$. Przeliczając powyższą wielkość na lepkość kinematyczną, wedle wzoru Garnera i Kelly'ego, wypadnie:

$$\nu_k = 7,6 E - \frac{4}{E} = 7,6 \cdot 7,25 - \frac{4}{7,25} = 54,5 \text{ cSt,}$$

czyli w jednostkach absolutnych $\nu = 0,545 \text{ cm}^2/\text{sek}$.

Wstawiając tę i inne znane wielkości w równanie (12), otrzymamy:

$$1,92 \sqrt[4]{\frac{14 - T_{sc}}{0,545 \cdot 10^{-4} \cdot 1,6}} (14 - T_{sc}) = 7,6 [T_{sc} - (-10)],$$



Rys. 5. Krzywa lepkości ropy parafinowej

skąd drogą graficzną znajdujemy

$$T_{sc} = 9,1^{\circ}\text{C}.$$

Oznaczywszy w taki sposób temperaturę ścianki cysterny, przy pomocy wzoru (10) obliczamy wewnętrzny współczynnik przenikania ciepła od produktu do ścianek cysterny:

$$\alpha_1 = 1,92 \sqrt[4]{\frac{T_{sr} - T_{sc}}{v \cdot d_{cyst}}} = 1,92 \sqrt[4]{\frac{14 - 9,1}{0,545 \cdot 10^{-4} \cdot 1,6}} = 29,6 \text{ kcal/m}^2\text{h}^{\circ}\text{C}.$$

Przystępując z kolei do oznaczenia współczynnika konwekcji α_3 , obliczamy na podstawie wzoru (15) współczynnik a :

$$a = \frac{\left[\frac{4,5 + 273}{100}\right]^4 - \left[\frac{-10 + 273}{100}\right]^4}{9,1 - (-10)} = 0,79$$

Podstawiając tę liczbę w równanie (14), oznaczysz się $\alpha_3 = \epsilon \cdot c_s \cdot a = 0,96 \cdot 4,96 \cdot 0,79 = 3,76 \text{ kcal/m}^2\text{h}^{\circ}\text{C}.$

Z równania (9) wynika następnie:

$$\frac{1}{k_{cyst}} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2 + \alpha_3} = \frac{1}{29,6} + \frac{1}{7,6 + 3,8} = 0,1215,$$

czyli $k_{cyst} = 8,2 \text{ kcal/m}^2\text{h}^{\circ}\text{C}.$

Ilość ciepła straconego wyniesie zatem:

$$Q_2 = 57,5 \cdot 8,2 \cdot (14 - (-10)) = 11360 \text{ kcal/h}.$$

Łączna ilość ciepła, którą należy doprowadzić do węzownicy wyraża się równaniem (5). Czas trwania podgrzewania t obliczymy, znajdując Q , które oznacza się przy pomocy wzoru:

$$Q = F_{grz} \cdot k_{grz} \left(\frac{T_{pw} + T_{kond}}{2} - \frac{T_k + T_p}{2} \right) \text{ kcal/h} \quad (16)$$

w którym oznaczają:

F_{grz} — powierzchnię ogrzewalną podgrzewacza w m^2 ,

k_{grz} — współczynnik przechodzenia ciepła pary do produktu przez ścianki węzownicy w $\text{kcal/m}^2\text{h}^{\circ}\text{C}.$

T_{pw} — temperaturę pary wodnej,

T_{kond} — temperaturę kondensatu,

T_k — końcową temperaturę podgrzania produktu,

T_p — początkową temperaturę produktu.

W przykładzie naszym przyjęliśmy $F_{grz} = 6 \text{ m}^2$, $T_{kond} = 100^{\circ}\text{C}$, $T_p = -5^{\circ}\text{C}$, $T_k = +25^{\circ}\text{C}.$

Oznaczając przez:

T_{sc} — temperaturę ścianek węzownicy parowej w $^{\circ}\text{C}.$

T_{sr} — średnią temperaturę produktu,

v — kinematyczną lepkość produktu w odniesieniu do T_{sr} w $\text{m}^2/\text{sek}.$

d_z — zewnętrzną średnicę węzownicy w m, współczynnik przechodzenia ciepła ogrzewalnika wyrazi się równaniem:

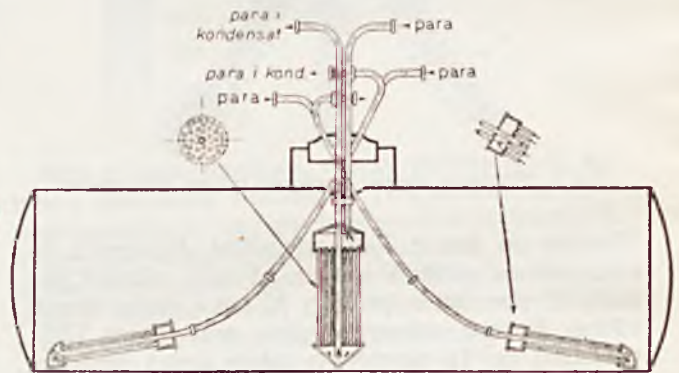
$$k_{grz} = 1,57 \sqrt[4]{\frac{T_{sc} - T_{sr}}{v \cdot d_z}} \text{ kcal/m}^2\text{h}^{\circ}\text{C}. \quad (17)$$

Przyjmując $T_{sc} = T_{pw} = 142,9$, $d_z = 33,5 \text{ mm}.$

$$k_{grz} = 1,57 \sqrt[4]{\frac{142,9 - 14}{0,545 \cdot 10^{-4} \cdot 0,0335}} = 145,9 \text{ kcal/m}^2\text{h}^{\circ}\text{C}.$$

Podstawiając tę i inne wielkości w równanie (15) znajdujemy:

$$Q = 6 \cdot 0,145,9 \left[\frac{142,9 + 100}{2} - \frac{25 + (-5)}{2} \right] = 91910 \text{ kcal/h}.$$



Rys. 6. Schemat ogrzewania cysterny parą zamkniętą systemu Miedwiejewa

Z równania (5) oznaczamy następnie czas podgrzewania:

$$t = \frac{Q_1}{Q - Q_2} = \frac{322060}{91910 - 11360} = 4 \text{ godz}.$$

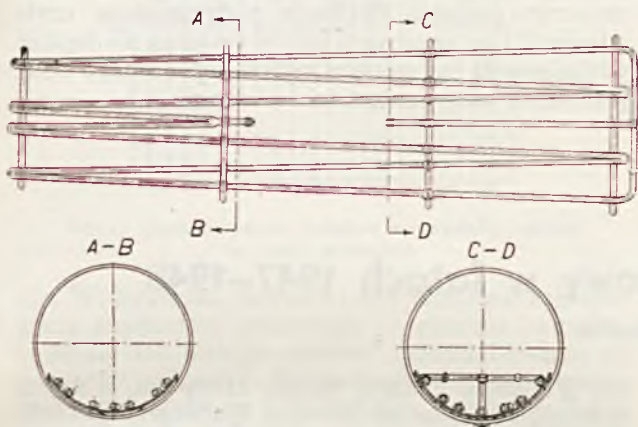
Z analogicznych obliczeń przeprowadzonych dla podgrzewaczy syst. Głastowieckiego o powierzchni ogrzewalnej $4,6 \text{ m}^2$ wynika czas podgrzewania około 5,5 godz. Przy użyciu w tych warunkach podgrzewacza o powierzchni ogrzewalnej $0,7 \text{ m}^2$, straty ciepłne nie pokryłyby się z ciepłem dostarczanym podgrzewanemu produktowi. Podgrzewanie cysterny o pojemności 50 m^3 zamkniętym ogrzewalnikiem o pow. ogrz. 6 m^2 w tych warunkach trwałoby 8,5 godzin.

3. Podgrzewacze stałe

Zaopatrzenie cystern kolejowych w podgrzewacze stałe, umieszczone we wnętrzu cystern, umożliwia stosowanie znacznie większych powierzchni ogrzewalnych, a tym samym lepsze wykorzystanie doprowadzonej do ogrzewalników energii cieplnej. Poczynione jednak w kraju i za granicą doświadczenia dowiodły ponad wszelką wątpliwość, że z przyczyn na wstępie wyjaśnionych, stosowanie ich w cysternach

nieizolowanych nie jest wskazane. Mogą one być natomiast z wielką korzyścią użyte w cysternach izolowanych, przeznaczonych do przewozu wysoko- lepkich produktów naftowych, chronionych izolacją przed nagłym i silnym oziębieniem. Rola ich, w tym wypadku, ogranicza się do szybkiego doprowadzenia oziębionego produktu do stanu umożliwiającego jego swobodny wylew.

Biorąc pod uwagę ciężar izolacji i ogrzewalników, do tego celu mogą być przystosowane jedynie cysterny obliczone na podwyższoną ładowność. Spośród cystern 2-osiowych nadają się cysterny nowszego typu anglo-niemieckiego i kanadyjskiego oraz cysterny 4-osiowe o dużej ładowności.



Rys. 7. Ogrzewalnik parowy w cysternie kolejowej

Wielkość ogrzewalników dostosowuje się do całkowitego lub też do lokalnego podgrzewania. W pierwszym wypadku ogrzewacz rozmieszcza się wzdłuż całej długości cysterny w sposób przedstawiony na rysunku 7, a w drugim — tylko przy otworze wylewowym.

Wedle przepisów kolejowych ZSRR powierzchnia ogrzewalna węzownic parowych w cysternach nieizolowanych, 4-osiowych, o dużej ładowności, wynosi 34 m², w cysternach o pojemności 25 m³—20 m³. Cysterny izolowane 4-osiowe posiadają ogrzewalniki o powierzchni ogrzewalnej 20 m². Podgrzewanie „lokalne” stosuje się tylko w cysternach izolowanych, zaopatrzonych węzownicami o powierzchni ogrzewalnej 5–8 m², umieszczonymi przy otworze wylewowym, w centralnej strefie cysterny.

Cysterny dalekobieżne posiadają przeważnie ogrzewalniki o dużej powierzchni ogrzewalnej. W podgrzewacze lokalne zaopatruje się cysterny przeznaczone do przewozu słabo krzepnących produktów, które w czasie transportu nie tracą jeszcze całkowicie swej płynności i przy niedużym podgrzaniu wypływają swobodnie na zewnątrz.

Ograniczony zakres stosowania ogrzewalników stałych i przeznaczenie cystern izolowanych do przewozów ciepłych produktów nasuwa pytanie, z jakim spadkiem temperatur należy się liczyć w okresie transportu cystern.

Spadek temperatury oznacza się przy pomocy wykresu (rys. 8), lub też oblicza się według następującego równania:

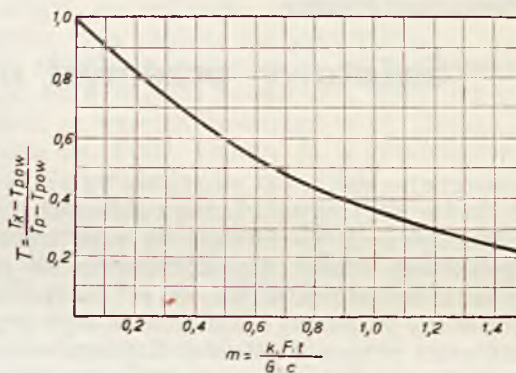
$$-2,5 \log \frac{T_x - T_{pow}}{T_p - T_{pow}} = \frac{F_{cyst} \cdot k_{cyst} \cdot t}{G \cdot c} \quad (18)$$

w którym wyrażają:

- T_x — prawdopodobną temperaturę na miejscu wylewu w °C,
 - T_p — początkową temperaturę po dokonanych nalewie, w miejscu ekspedycji,
 - $T_{pow} = T_o$ — średnią temperaturę powietrza w drodze cysterny,
 - k_{cyst} — całkowity współczynnik wypromieniowania ciepła z produktu przez ściankę cysterny w zewnętrzne powietrze kcal/m²h °C,
 - F_{cyst} — powierzchnię ochładzania cysterny w m²,
 - t — czas przebywania cysterny w drodze w godz.,
 - G — ilość produktu naftowego w kg,
 - c — ciepło właściwe produktu w kcal/kg °C.
- Obliczanie spadku temperatury rozpoczyna się od oznaczania wielkości

$$m = \frac{F_{cyst} \cdot k_{cyst} \cdot t}{G \cdot c}$$

czyli tak zwanego wskaźnika ochładzania.



Rys. 8. Wykres dla przybliżonych obliczeń spadku temperatury

Przy pomocy tego równania można również oznaczyć temp. początkową T_p , tj. temp. do jakiej należy produkt podgrzać przy nalewie cysterny, aby po przybyciu na miejsce wyładowania posiadał jeszcze temperaturę zapewniającą mu samoczynny, względnie mechaniczny wylew, bez potrzeby ogrzewania.

Ogólny współczynnik oddania ciepła w okrążające powietrze k_{cyst} oblicza się, przy cysternach nieizolowanych, przy pomocy wzoru (9); przy cysternach izolowanych dokonuje się obliczenia wedle następującego równania:

$$k_{cyst} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_3}{\lambda_3} + \frac{1}{\alpha_2 + \alpha_3}} \text{ kcal/m}^2\text{h}^\circ\text{C} \quad (19)$$

przy czym elementarne współczynniki α_1 , α_2 i α_3 oznacza się przy pomocy równań (10), (13) i (14), natomiast δ , δ_1 , δ_2 i δ_3 — wyrażają grubość ścianki kotła cysterny, wojłkowej, wzgl. innej izolacji, workowej tkaniny i żelaznej blachy w m, zaś λ , λ_1 , λ_2 i λ_3 — przewodnictwo cieplne tychże materiałów.

Przy obliczaniu współczynnika przewodnictwa izolacyjnych materiałów, przyjmuje się następujące konieczne dane, wyrażone w kcal/m²h °C: wojłok — 0,032, szewelin — 0,035, azbest — 0,19, karton azbestowy — 0,13, korkowe płyty — 0,025 do 0,045. Ostatnie zależne są od struktury korkowej masy i sposobu jej obróbki.

Przyjmijmy dla przykładu cysternę izolowaną z ładunkiem mazutu o wadze 50 t, z początkową temperaturą 80°C. Powierzchnia kotła z izolacją niech wynosi 75 m²; obliczony ze wzoru (18) ogólny współczynnik wypromieniowania ciepła $k_{cyst} = 0,50$ kcal/m²h °C; ciepło właściwe produktu $c = 0,5$ kcal/kg; czas przewozu cysterny 120 godzin. Przewidywana średnia temperatura powietrza w czasie transportu niech wynosi -10°C.

Wskaźnik ochładzania w przyjętych warunkach będzie się równał:

$$m = \frac{F_{cyst} \cdot k_{cyst} \cdot t}{G \cdot c} = \frac{75 \cdot 0,5 \cdot 120}{50 \cdot 1000 \cdot 0,5} = 0,18.$$

Z wykresu na rys. 8 znajdujemy

$$\frac{T_x - T_o}{T_p - T_o} = 0,82, \quad \frac{T_x - (-10)}{80 - (-10)} = 0,82$$

skąd $T_x = 64^\circ \text{C}$,

a zatem spadek temperatury w czasie przewozu wyniesie 16°C.

Stan temperatury, w tym wypadku, umożliwiłby wylw produktu bez potrzeby ogrzewania.

Dane te wykazują, że dla cysterny posiadającej pełną izolację można przy pomocy powyższego rachunku, dla dowolnego produktu naftowego, ustalić temperaturę, do jakiej należy go podgrzać przy nalewie, aby po przybyciu na miejsce wyładowania posiadał jeszcze temperaturę zapewniającą mu swobodny wypływ tj. wylw bez potrzeby ogrzewania.

Przyjmując pewien przeciętny, ustalony przepisami kolejowymi dobowy czas biegu pociągów towarowych, wyrażony w km/godz., można również oznaczyć promień działania podgrzewania, czyli odległość, po przebyciu której cysterna nie będzie potrzebowała na miejscu wylwu specjalnego podgrzewania swej zawartości.

Dokończenie nastąpi

Inż. Bronisław Fleszar

Światowy przemysł naftowy w latach 1947–1948

Dokończenie

Zapotrzebowanie i spożycie światowe produktów naftowych. Jedną z głównych przyczyn intensywnych poszukiwań za ropą naftową jest gwałtowny wzrost zapotrzebowania na produkty naftowe, jaki miał miejsce po zakończeniu drugiej wojny światowej i konieczność jego zaspokojenia przez przemysł naftowy. Zapotrzebowanie to wynosiło w 1947 r. ponad 426 milionów ton wszystkich produktów łącznie z ropą. Stanowiło to wzrost o przeszło 42½ miliona ton, czyli ok. 11% w stosunku do roku 1946. W roku 1948 zapotrzebowanie wzrosło o przeszło 39 milionów ton, czyli 9,2% w stosunku do roku 1947.

Zapotrzebowanie rozkłada się mniej więcej w proporcji wydobycia na Stany Zjednoczone (61% w r. 1947 i 60% w r. 1948) i resztę świata (39% w r. 1947 i 40% w r. 1948). Średni wzrost zapotrzebowania wynoszący w 1948 r. 9,2%, nie jest jednakże taki sam dla obu stron. Dla Stanów Zjednoczonych w r. 1947 wzrost ten wynosił 26½ miliona ton a dla reszty świata ok. 16 milionów ton, czyli w obu wypadkach był równy 11%, natomiast w r. 1948 odnośne daty są zupełnie różne: dla Stanów Zjedn. wzrost zapotrzebowania wynosił prawie 16 milionów ton, czyli 6%, zaś dla reszty krajów na świecie przeszło 23 miliony ton, czyli ok. 15% więcej niż w roku poprzednim (tabl. 4 i rys. 3).

Ten absurdalny stosunek wzrostu zapotrzebowania na produkty naftowe daje się szczególnie dotkliwie odczuwać w Europie, zwłaszcza zachodniej, która w dodatku pozbawiona jest praktycznie własnego wydobycia nafty i zdana wyłącznie na zaopatrzenie w naftę importowaną. Tutaj leży tajemnica szybkiej rozbudowy pól naftowych Bliskiego Wschodu i budowy rurociągu transarabskiego do wybrzeży morza Śródziemnego. Dla ropy tej buduje się w szybkim tempie rafinerie nafty

we Włoszech, Francji, Belgii, Hiszpanii, a nawet w krajach północnych Europy, Norwegii i Szwecji. Dotychczas głównym importerem do zachodniej

Tabl. 4

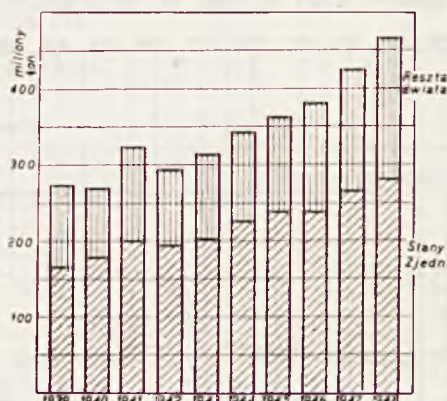
Światowe zapotrzebowanie na produkty naftowe

Rok	Stany Zjedn.	Reszta świata	Razem
	Tysiące ton		
1939	166 371	106 638	273 009
1940	179 208	90 907	270 115
1941	200 754	124 692	325 446
1942	195 907	100 000	295 907
1943	205 573	110 000	315 573
1944	225 816	120 000	345 816
1945	239 520	125 000	364 520
1946	241 989	141 746	383 735
1947	268 732	157 641	426 373
1948	284 598	181 170	465 768

Uwaga: Za lata 1942–1945 cyfry zapotrzebowania, poza St. Zjedn. ocenione.

Europy były kraje Ameryki Południowej (Wenezuela) i w mniejszej mierze Stany Zjednoczone, które zresztą przestawiły się ostatnio na import ropy, przewidziany głównie z krajów Ameryki Łacińskiej. Obecnie jednak wraz ze wzrostem zapotrzebowania Ameryki Południowej i zredukowania eksportu St. Zjedn. import do Europy musi z natury rzeczy ulec ograniczeniu, przynajmniej do czasu rozbudowy przemysłu naftowego na Bliskim Wschodzie. W r. 1947 procentowy wskaźnik spożycia produktów naftowych w niektórych krajach Europy zach. i połudn. w stosunku do spożycia w r. 1938 (= 100) wynosił: w Austrii — 284, Szwecji — 221, Szwajcarii — 216, Belgii — 201, Irlandii — 180, Grecji — 177, Norwegii — 173, Holandii — 164, Danii — 159, W. Brytanii — 158, we Włoszech — 141, Turcji — 140, Luksemburgu — 134, a Francja z 79 procentami spożycia z r. 1938 była prawie

unikatem. Ten silny wzrost zapotrzebowania na produkty naftowe w zachodniej zwłaszcza Europie i ujemny jego wpływ na ekonomię tych krajów, z drugiej strony ograniczenia eksportowe stosowane w r. ubiegłym przez St. Zjedn., były głównym powodem wprowadzenia w niektórych krajach (Fran-



Rys. 3. Zapotrzebowanie światowe na produkty naftowe w latach 1939-1948

cja, W. Brytania, Szwecja i in.) reglamentacji spożycia produktów naftowych — głównie benzyny.

Mimo tak dużego wzrostu zapotrzebowania na produkty naftowe w Europie, obecne, roczne spożycie ich liczone na 1 mieszkańca, wynosi w Europie zaledwie 185 kg, podczas gdy w Stanach Zjednoczonych 1062 kg, czyli jest prawie 6-krotnie większe.

W przeciwieństwie do lat poprzednich, w r. 1947 zapotrzebowanie przewyższało dostawy światowe do spożycia krajowego produktów naftowych. Dostawy w r. 1946 wynosiły 416206 tysięcy ton, były więc większe o 22471 tysięcy ton od ówczesnego zapotrzebowania. W r. 1947 dostawy wprawdzie wzrosły ale nie w tym stosunku jak zapotrzebowanie, skutkiem czego były nieco mniejsze od tego ostatniego.

Tylko 2 duże obszary naftowe świata, obszar morza Karaibskiego i obszar Bliskiego Wschodu, wydobywają obecnie więcej ropy aniżeli jej potrzebują na własny użytek i u nich przede wszystkim muszą wyrównywać swoje niedobory w zapotrzebowaniu kraje o niedostatecznym własnym wydobyciu ropy naftowej. Oba te obszary wydobywają obecnie prawie 50% ropy na świecie, a zużywają zaledwie 4% produktów. Obszary te zatem są przewidziane w przyszłości jako główni eksporterzy ropy z tym, że północny obszar Ameryki Połudn. zaopatrywałby w ropę rynki półkuli zachodniej, a obszar Bliskiego Wschodu rynki półkuli wschodniej, głównie Europy.

Konieczność zaspokojenia zapotrzebowania światowego na produkty naftowe stanowi duży problem dla wyposażenia w potrzebny sprzęt pól naftowych (stal) i w środki transportowe dla dostarczenia produktów do ośrodków konsumcyjnych.

Działalność wiertnicza i poszukiwawcza. Brak danych ilości wierconych otworów i uwierconych metrów w r. 1948, z wyjątkiem Stanów Zjedn., oraz niekompletne daty z roku 1947 stwa-

rzają pewną trudność w zestawieniu całokształtu działalności wiertniczej na polach naftowych świata. Jest ona w każdym razie corocznie większa, wyrażając się zarówno w ilości dowieceń jak i w uwierconym metrażu.

Ilość dowieceń w r. 1947 wynosiła na całym świecie (z wyjątkiem ZSRR) ok. 56500, czyli 10½% więcej aniżeli w r. 1946. Z cyfry tej 35798 otworów — czyli prawie 95% — zostało dowieconych w Stanach Zjedn.

Ilość odwierconych metrów na świecie — z wyjątkiem ZSRR — wynosiła w r. 1947 ok. 37½ miliona. Z cyfry tej przypada prawie 32 miliony (85%) na Stany Zjednoczone. Ta duża różnica w stosunku odwierconych metrów do wydobycia ropy wskazuje na mniejszą wydajność nowych odwiertów w Stanach Zjedn. w porównaniu z innymi głównymi ośrodkami wydobycia — Bliskim Wschodem i obszarem Karaibskim.

Podczas gdy ilość odwierconych otworów wzrosła w r. 1947 o 10½%, uwiercony metraż wzrósł o 12½%, co wskazuje, że średnia głębokość odwiertów była większa niż poprzednio.

W r. 1948 ilość dowieceń jest przypuszczalnie o ok. 6200 większa aniżeli w r. 1947, jak można wnosić ze wzrostu dowieceń w St. Zjedn., który wynosi ok. 6000. Dałoby to w rezultacie wzrost o 17% w stosunku do roku 1947.

Do cyfr dowieceń wyszczególnionych powyżej, należy jeszcze doliczyć ok. 1000—1200 dowieceń nie zarejestrowanych, co dałoby w wyniku ok. 37600 w r. 1947 i ok. 43800 dowieceń w r. 1948 na całym świecie.

Odwiercony metraż w roku 1948 jest znacznie większy aniżeli w roku 1947. W samych Stanach Zjednoczonych wynosił on w roku ubiegłym przeszło 39 milionów metrów, był więc większy o 22½% od ilości odwierconych metrów w r. 1947. Z tej ostatniej cyfry jest widoczne, że oprócz zwiększenia ilości wierceń gra w wiertnictwie naftowym coraz większą rolę zwiększająca się stale głębokość odwiertów. Podczas gdy średnia głębokość odwiertu wynosiła w r. 1947 np. w St. Zjedn. 945 m (w r. 1946 — 928 m), podniosła się ona w roku ubiegłym do cyfry 995 m, czyli powiększyła się o przeszło 5%.

Tabl. 5
Otwory głębsze od 12000 stóp (3658 m) na świecie

R o k	Ilość odwiertów	Średni koszt wiercenia 1 otworu tysiące dolarów
1935	1	415
1937	5	320
1938	13	288
1939	26	251
1940	16	242
1941	19	185
1942	16	150
1943	17	244
1944	38	253
1945	69	303
1946	96	340
1947	115	363
1948	145	354
1948	34	w wierceniu
Razem:	610	

Wzrasta również stale liczba odwiertów bardzo głębokich, o głęb. większej od 12000 stóp (3658 m). Tabl. 5, 6 i 7 ilustrują najlepiej te stosunki. Po-

Tabl. 6

Podział otworów głębokich na grupy wg głębokości

Rok	12-13000	13-14000	14-15000	15-16000	16-17000	17-18000
	stóp 3658-3962 m	stóp 3962-4267 m	stóp 4267-4572 m	stóp 4572-4877 m	stóp 4877-5182 m	stóp 5182-5486 m
1944	32	3	2	—	1	—
1945	50	10	5	3	1	—
1946	67	20	8	1	—	—
1947	71	23	13	5	2	1
1948 ¹⁾	82	39	17	4	1	2
	302	95	45	13	5	3

¹⁾ Nie wzięto pod uwagę 34 otworów będących z końcem roku w wierceniu.

Podział odwiertów głębokich od 12000 stóp, wierconych do końca r. 1948 wg krajów Tabl. 7

	Przed r. 1948	W r. 1948	Razem
Stany Zjednoczone. . .	419	175	594
Kanada.	5	1	6
Bahama.	1	—	1
Ekwador.	1	—	1
Wenezuela.	2	—	2
ZSRR.	1	1	2
Francja.	1	1	2
Niemcy.	1	—	1
Nowa Gwinea.	—	1	1
Ogółem.	431	178	610

dobnie jak w innych gałęziach przemysłu naftowego, głębokie odwierty są również domeną Stanów Zjedn. Przewaga ich wyraża się cyfrą 594 (przeszło 97%) odwiertów głębokich poniżej 12000 stóp na ogólną ich liczbę 610 odwierconych na świecie do końca r. 1948.

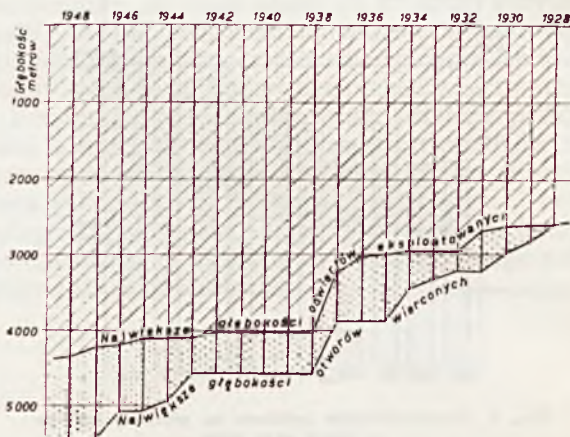
Uzyskiwane rekordy wiertnicze (tabl. 8) są wprawdzie nie tylko poszukiwań za coraz głębszymi

Tabl. 8

Rekordy wiertnicze poniżej głębokości 2500 m

R o k	Najgłębsze odwierty		Najgł. odwierty ekspl.	
	Głęb. m	Miejscowość	Głęb. m	Miejscowość
1928	2 598	Teksas	2 598	Teksas
1929	2 828	Kalifornia	2 598	Teksas
1930	2 973	Kalifornia	2 606	Kalifornia
1931	3 226	Meksyk	2 689	Kalifornia
1932	3 226	Meksyk	2 960	Kalifornia
1933	3 336	Kalifornia	2 960	Kalifornia
1934	3 468	Kalifornia	2 960	Kalifornia
1935	3 897	Teksas	2 998	Kalifornia
1936	3 897	Teksas	3 053	Louisiana
1937	3 897	Teksas	3 445	Kalifornia
1938	4 573	Kalifornia	4 043	Louisiana
1939	4 573	Kalifornia	4 043	Louisiana
1940	4 573	Kalifornia	4 043	Louisiana
1941	4 573	Kalifornia	4 043	Louisiana
1942	4 573	Kalifornia	4 043	Louisiana
1943	4 573	Kalifornia	4 112	Louisiana
1944	4 952	Kalifornia	4 116	Louisiana
1945	5 076	Teksas	4 121	Louisiana
1946	5 080	Kalifornia	4 200	Louisiana
1947	5 432	Oklahoma	4 238	Louisiana
1948	5 432	Oklahoma	4 361	Wyoming

złożami ropy naftowej ale także postępu technicznego w wiertnictwie i coraz większej mechanizacji wiercenia. Efektem tych współczynników jest uzyskanie w r. 1947 obecnego rekordu wiertniczego głębokości otworu wiertniczego 5432 m, a w roku 1948 nowego rekordu głębokości otworu w eksploatacji ropy — 4361 m (rys. 4). W Stanach Zjedn.



Rys. 4. Rekordowe głębokości otworów wierconych w ogóle i odwiertów eksploatacyjnych w latach 1928-1948

zanotowano także największy postęp wiertniczy, wynoszący 5394 m w ciągu 235 dni roboczych (22,8 mb. dziennie).

Zaobserwowany postęp wiertniczy dotyczy głównie wiercenia obrotowego, które jest głównym systemem, stosowanym zwłaszcza w Stanach Zjedn. (tabl. 9). Dalsze ulepszenia techniczne — to

Tabl. 9

Ilość żurawi rotary czynnych z końcem r. 1948

Stany Zjednoczone.	2 177	
Kanada.	70	
Meksyk.	38	
Inne kraje Ameryki Płn.	4	2 289
Argentyna.	58	
Kolumbia.	26	
Ekwador.	11	
Peru.	20	
Trinidad.	23	
Wenezuela.	151	
Inne kraje Ameryki Płd.	12	361
Francja.	15	
Niemcy.	18	
Rumunia.	60	
ZSRR.	500	
Inne kraje Europy.	49	642
Afryka francuska.		9
Bliski Wschód.		50
Holenderskie Indie Wsch.	16	
Indie i Pakistan.	12	
Inne kraje Dalekiego Wschodu.	14	42
Razem.		5 393

W rubryce „Inne kraje” uwzględniono kraje z mniejszą od 10 liczbą czynnych żurawi Rotary.

wprowadzenie wierceń turbinowych, wierceń elektrowiertem; zastosowanie wierceń kierunkowych było głównym bodźcem do rozwoju kosztownych wierceń nawodnych (St. Zjedn. i ZSRR).

Poszukiwania nowych zasobów ropnych powodują coraz większy rozwój wierceń poszukiwawczych. Brak określonych dat z tego rodzaju

Tabl. 10

Działalność badawcza, sejsmiczna i grawimetryczna

	1 9 4 7		1 9 4 8	
	Sejsm.	Grawim.	Sejsm.	Grawim.
	w procentach zespołu-miesiący			
Stany Zjedn.	79,7	68,4	79,6	67,9
Reszta Amer. Płn. . .	5,0	9,1	8,4	8,6
Ameryka Płd.	10,1	18,0	7,5	12,0
Europa	3,4	2,1	1,8	11,5
Reszta świata	1,8	2,4	2,7	—
Razem	100,0	100,0	100,0	100,0

wierceń — poza Stanami Zjedn. — uniemożliwia ścisłą ich analizę w zestawieniu ogólnym. Zanotować jednak należy, że ostatnie lata charakteryzują się w poszukiwaniach naftowych coraz większym zastosowaniem w nich metod naukowo-badawczych. Oprócz terenowych badań geologicznych, stosuje się w coraz większym zakresie badania geofizyczne (sejsmiczne, grawimetryczne, magnetyczne, elektryczne) i geoanalityczne (chemiczne, elektroniczne, biologiczne). Pierwsze skrzypce gra tu również bogaty przemysł naftowy Stanów Zjedn. (tabl. 10). Buduje się w tym celu specjalne laboratoria badaw-

Światowa zdolność przerobcza rafinerii nafty

Tabl. 11

	1 9 4 6			1 9 4 7			1 9 4 8			% wykorzystania w stosunku do wł. wydob.
	Ilość rafinerij	Zdolność przerób. ton/dz.	Własne wydob. ropy t/dz.	Ilość rafinerij	Zdolność przerób. ton/dz.	Własne wydob. t/dz.	Ilość rafinerij	Zdolność przerób. ton/dz.	Własne wydob. t/dz.	
Stany Zjednoczone . . .	408	750 000	641 875	401	766 400	687 090	386	811 100	744 325	91,8
Kanada	31	33 500	2 675	39	53 800	2 695	33	35 400	4 415	12,5
Meksyk	7	25 100	18 825	10	24 100	21 520	7	25 600	22 255	86,9
Kuba	3	900	105	3	700	120	5	900	115	12,8
Ameryka Północna . . .	449	789 500	663 480	453	825 000	711 425	431	873 000	771 110	88,3
Wenezuela	4	13 500	155 560	10	18 100	174 140	11	17 400	196 215	100,0
Argentyna	14	14 700	8 040	18	14 400	8 525	17	14 600	8 945	61,3
Trinidad	4	12 400	7 805	5	13 100	7 940	5	13 600	8 000	58,8
Peru	3	3 900	4 525	4	4 200	4 640	3	4 400	5 015	100,0
Kolumbia	2	2 800	8 775	2	2 500	10 085	2	3 300	9 245	100,0
Ekwador	2	500	840	2	400	825	2	600	880	100,0
Inne z ekspl. ropy ¹⁾ . .	4	700	155	7	700	170	6	1 500	195	13,0
Inne bez ekspl. ropy ²⁾ .	4	91 800	—	7	96 900	—	6	88 000	—	—
Ameryka Południowa . .	37	140 300	185 700	55	150 300	206 325	52	143 400	228 495	100,0
ZSRR (bez Sachalinu) . .	51	73 000	59 450	51	75 000	70 685	53	85 000	79 235	93,2
Rumunia	16	18 600	11 485	24	21 200	10 440	16	24 000	10 725	44,7
Wielka Brytania	16	13 400	150	22	20 200	135	16	20 700	130	0,7
Francja	10	11 900	140	14	15 500	140	14	20 000	135	0,7
Włochy	2	1 600	30	8	4 400	25	7	7 100	30	0,4
Niemcy	22	1 700	1 775	23	4 700	1 580	22	5 600	1 755	31,3
Węgry	4	1 500	1 810	7	1 600	1 575	8	3 100	1 270	41,0
Austria	8	1 800	2 315	8	4 200	2 540	8	2 800	2 695	96,2
Holandia	1	2 200	170	1	3 400	580	1	1 000	1 250	100,0
Inne z ekspl. ropy ³⁾ . .	13	3 200	960	16	2 800	1 320	11	2 300	745	32,4
Inne bez ekspl. ropy ⁴⁾ .	15	6 400	—	18	7 000	—	18	9 900	—	—
Europa	158	132 300	78 285	192	160 000	89 020	174	179 500	97 950	54,6
Persja	2	56 200	53 165	2	55 800	55 950	2	66 400	68 540	100,0
Bahrein	1	15 700	2 995	1	20 900	3 520	1	19 800	4 030	20,4
Arabia Saudyjska	1	13 500	21 980	1	15 500	33 190	1	16 200	52 620	100,0
Egipt	2	3 700	3 545	2	5 300	3 375	2	5 400	4 455	82,5
Irak	3	1 100	13 060	3	1 300	13 120	2	1 200	8 035	100,0
Kuwait	—	—	2 200	—	—	6 030	—	—	17 095	—
Inne z ekspl. ropy ⁵⁾ . .	—	—	10	3	50	10	—	—	25	—
Inne bez ekspl. ropy ⁶⁾ .	2	12 900	—	2	13 600	—	1	11 900	—	—
Bliski Wschód	11	105 100	96 955	14	112 450	115 195	9	120 900	154 800	100,0
Holand. Indie Wsch. . . .	7	8 300	740	5	7 800	2 820	8	20 900	10 765	51,5
Burma	1	1 400	265	1	100	300	2	5 500	75	1,4
Bryt. Borneo	—	—	810	1	4 300	5 120	1	5 000	6 900	100,0
Sachalin	8	6 000	2 410	8	5 000	2 810	8	5 000	2 305	46,1
Japonia	17	5 700	525	17	4 400	490	7	2 300	495	21,5
Indie i Pakistan	2	900	830	3	1 800	705	2	1 500	865	57,7
Inne z ekspl. ropy ⁷⁾ . .	4	1 400	205	7	3 800	160	4	2 700	230	8,5
Inne bez ekspl. ropy ⁸⁾ .	1	200	—	2	300	—	—	—	—	—
Daleki Wschód	44	27 900	5 785	48	32 500	12 405	36	47 900	21 635	45,2
Cały świat	699	1 193 100	1 030 205	762	1 280 250	1 134 370	702	1 364 700	1 273 990	93,4

¹⁾ Boliwia, Brazylia. ²⁾ Aruba, Curacao, Chile, Urugwaj. ³⁾ Albania, Czechosłowacja, Jugosławia, Polska. ⁴⁾ Belgia, Bulgaria, Danii, Hiszpania z wysp. Kanaryjskimi, Irlandia, Norwegia, Portugalia, Szwecja, Szwajcaria, Triest. ⁵⁾ Algier, Marokko. ⁶⁾ Liban, Palestyna. ⁷⁾ Australia, Chiny, Formoza. ⁸⁾ Korea, Siam.

U w a g a: W rubrykach „Inne z ekspl. ropy“ uwzględniono kraje o zdolności przerobczej poniżej 1500 ton dziennie przy równoczesnym wydobyciu własnym ropy poniżej 500 ton dziennie

cze, gdzie ważniejsze wiercenia poszukiwawcze są poddawane bardzo szczegółowej analizie.

Rok 1947 był również pierwszym rokiem przemysłowego stosowania badań aeromagnetycznych, będących w użyciu na obszarach trudno dostępnych, górzystych lub bagnistych (Rocky Mountain w St. Zjedn., Ural w Rosji).

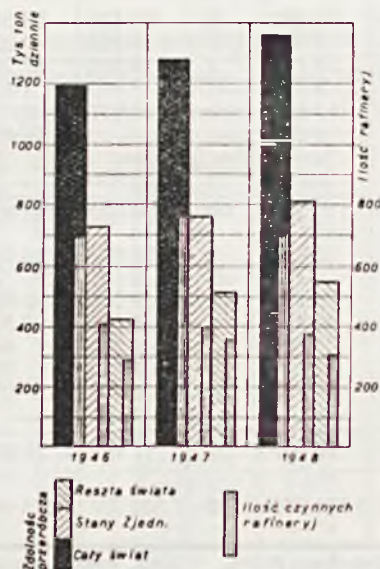
Odwierty wydobywcze. Podobnie jak otwory wiercone, trudno jest również zidentyfikować wszystkie odwierty wydobywcze na świecie, szczegółowa ich analiza w zestawieniu światowym jest zatem niemożliwa.

Z końcem r. 1947 było odwiertów wydobywczych na świecie — poza ZSRR — ok. 458 000 (13 000 więcej aniżeli w r. 1946), w czym Stany Zjedn. posiadały 428,5 tysiąca odwiertów czynnych w eksploatacji ropy (3 000 więcej niż w r. 1946).

W r. 1948 w samych Stanach Zjedn. było prawie 11 500 więcej otworów wydobywczych, można by zatem ocenić całą ich ilość na świecie z końcem r. 1948 na okrągło pół miliona.

Dzienne wydobycie światowe na 1 odwiert wynosi obecnie średnio 2,5 tony. Jest ono jednak bardzo różne dla różnych ośrodków eksploatacyjnych. W Stanach Zjednoczonych wynosi ono ok. 1,7 tony, na Bliskim Wschodzie, w Kuwait i Saudyjskiej Arabii, ok. 700 względnie 800 ton, w Wenezueli ok. 33 tony, w Meksyku 22 tony dziennie na 1 odwiert itp.

Przemysł rafineryjny. Z końcem roku 1947 było czynnych na świecie 762 rafinerie o zdolności przerobczej 1280 tysięcy ton dziennie przy dziennym wydobyciu ropy w ilości 1134 tysięcy ton. Zdolność przerobcza była więc wykorzystana w stosunku do całego wydobycia ropy w 88,6% (tabl. 11 i rys. 5). Bardzo silnemu wzrostowi wydobycia w r. 1948 nie sprostała rozbudowa rafinerii, w rezultacie czego wykorzystanie zdolności przerobczej podniosło się w roku ubiegłym na 93,4%. Trudność rozbudowy zdolności przerobczej, spowodowana głównie brakiem stali, stwarza na przyszłość



Rys. 5. Światowa zdolność przerobcza i ilość rafinerii naftowej 1946-1948

pewnego rodzaju kryzysowy stan w tej gałęzi przemysłu naftowego, zwłaszcza gdyby wydobycie silnie wzrastało. Niektóre np. rafinerie w Stanach Zjedn. pracowały w roku ubiegłym przy wykorzystaniu 95% swej zdolności przerobczej.

W r. 1948 rafinerie na wschodniej półkuli świata okazały się niedostatecznie przygotowane do wytwórczości potrzebnej ilości produktów, czego przyczyną należy szukać przede wszystkim:

- 1) w zniszczeniach wywołanych działaniami wojennymi,
- 2) w zastanowieniu i rekonstrukcji przestarzałych urządzeń rafineryjnych,
- 3) w dostawach ropy surowej z basenu morza Karaibskiego (Wenezuela),
- 4) w obniżeniu dostaw gotowych produktów ze Stanów Zjedn.,
- 5) w braku dostaw z Rumunii i ZSRR,
- 6) we wzroście produkcji na Bliskim Wschodzie.

W planie istnieje duża rozbudowa rafinerii na obu półkulach świata celem zapewnienia należytego funkcjonowania aparatu przerobczego.

Wracając do tabl. 11 widzimy, że ponad 2/3 (70%) zdolności przerobczej znajduje się na terenie Sta-

Światowa zdolność przerobcza urządzeń krakingowych Tabl. 12

K r a j	1940	1947	1948	%
	t o n d z i e n n i e			
Stany Zjedn.	325 100	507 000	540 300	74,8
Kanada	13 600	14 800	17 500	2,4
Meksyk	2 700	2 400	3 600	0,5
Kuba	300	300	200	0,1
Ameryka Półn.	341 700	524 500	561 600	77,8
Argentyna	8 600	6 700	8 900	1,1
Wenezuela	3 300	11 700	3 400	0,7
Trinidad	4 000	5 000	7 200	0,9
Peru	1 000	300	900	0,1
Indie Zachodnie ¹⁾	51 100	43 200	43 600	6,0
Ameryka Połudn.	68 000	64 900	64 000	8,8
ZSRR	25 500	33 600	35 700	4,9
Francja	10 400	8 200	7 200	1,0
Rumunia	7 100	5 600	7 200	1,0
W. Brytania	2 800	2 500	2 400	0,3
Włochy	4 100	1 700	2 300	0,3
Holandia	1 800	2 200	2 200	0,3
Niemcy	900	500	1 400	0,2
Inne z własną ekspl. ropy ²⁾	500	600	600	0,1
Inne bez własnej ekspl. ropy ³⁾	1 500	1 100	1 100	0,2
Europa	54 600	56 000	60 100	8,3
Persja	22 100	17 900	17 900	2,5
Bahrein	1 700	2 100	3 500	0,5
Arabia Saudyjska	—	—	2 900	0,4
Egipt	600	600	1 000	0,1
Palestyna	2 900	3 400	4 700	0,7
Bliski Wschód	27 300	24 000	30 000	4,2
Hol. Indie Wsch.	4 100	1 100	5 800	0,8
Inne z własną ekspl. ropy ⁴⁾	4 000	1 500	500	0,1
Daleki Wschód	8 100	2 600	6 300	0,9
Cały świat	499 700	672 000	722 000	100,0

¹⁾ Aruba i Curacao. ²⁾ Austria, Polska, Węgry. ³⁾ Belgia, Szwecja, wyspy Kanaryjskie. ⁴⁾ Burma, Chiny, Indie, Japonia, Pakistan, Australia.
U w a g a: Punkt 2 i 4 dotyczy krajów ze zdolnością przerobczą poniżej 1000 t/dz.

nów Zjedn. i jest prawie zupełnie wykorzystana, podczas gdy zdolność przetwórcza rafinerij europejskich jest prawie 2-krotnie większa od własnego wydobycia ropy. Zdolność przerobcza rafinerij w Wenezueli może zaledwie w 9% wystarczyć do przeróbki własnej ropy. Również niedostateczna jest możliwość przeróbki własnej ropy przez własne rafinerie na Bliskim Wschodzie, przy czym np. Kuwait nie posiada dla swojego dziennego wydobycia przeszło 17000 ton ani jednej rafinerii.

Niektóre kraje posiadają bardzo małe rafinerie o wydajności dziennej około 300 ton (Kuba, Ekwador, Brazylia, Chiny, Niemcy), inne jak Indie Zachodnie, Persja, Bahrein, Arabia Saudyjska posiadają do przeróbki potężne rafinerie ze zdolnością przerobczą 10—30 tys. ton dziennie.

Tabl. 12 podaje zestawienie światowej zdolności

przerobczej urządzeń krakingowych, z której prawie 75% należy do Stanów Zjedn.

Transport. Dwa lata ubiegłe były świadkiem budowy dużych rurociągów dla ropy a zwłaszcza dla gazu ziemnego. Wybudowano w r. 1948 rekordową cyfrę 42855 km rurociągów zarówno ropnych jak i gazowych, z czego przypada 23851 km (55,7%) na Stany Zjednoczone. Budowano w ostatnich latach rurociągi-olbrzymy, tego rodzaju jak rurociąg Saratow—Moskwa, Estonia—Leningrad, Daszawa-Kijów w ZSRR, będący w budowie rurociąg transarabski z pól naftowych Arabii do wybrzeża morza Śródziemnego, rurociąg Comodoro Rivadavia—Buenos Aires (Argentyna) itp. W projekcie istnieje budowa olbrzymiego gazociągu z pól gazowych w Południowym Teksasie do Nowego Jorku w Stanach Zjednoczonych.

Charakterystyka i właściwości olejów samochodowych w Stanach Zjedn. A. P.

(„Masła i prisadki k nim w S. Sz. A.“, Gostoptechizdat 1944)

Największą uwagę w technicznej literaturze St. Zjedn. w ostatnich latach zwraca się na specyfikację gatunków olejów do silników spalinowych, olejów cylindrowych do pary przegrzanej oraz olejów turbinowych i olejów smarowych do urządzeń z cyrkulacją smaru. Te ostatnie oleje mają znaczenie w związku z tym, że w obecnym czasie większość warsztatów i maszyn konstruuje się z cyrkulacją smaru w systemie, co podwyższa wydajność pracy mechanizmu i wydajność smaru. Zwyczajne oleje przemysłowe typu wrzeczonowych i maszynowych, używane jako smary do ciężkich mechanizmów, wytwarza się z ropy typu naftenowego i mieszanego, a także częściowo z rop typu parafinowego. Specyfikacja tych olejów, sądząc według starych danych, mało się różni od rosyjskich specyfikacji olejów przemysłowych. Zasadnicza różnica polega na dużej ilości gatunków, różniących się między sobą lepkością i pochodzeniem.

Poprzednia specyfikacja związkowa St. Zjedn. dla olejów smarowych, dzieliła je na klasy A, B, C i D.

Do klasy A należy 5 gatunków olejów słaborafinowanych, używanych jako smary do motorów i innych mechanizmów.

Charakterystykę tych olejów podaje tabl. 1.

Tablica 1

Gatunek oleju	Temperatura zapłonu	Temperatura zapalności	Wiskoza w °E przy 38° C	Barwa wg Dubosq w mm	Temperatura krzepnięcia w °C	Reakcja kwaśna
bardzo lekki	157	179	4,1—5,0	4,0	2,0	brak
lekki	163	185	5,4—6,6	4,0	2,0	„
średni	168	193	8,1—9,9	3,5	4,5	„
ciężki	174	199	10,8—13,2	3,0	7,0	„
bardzo ciężki	179	204	13,5—16,5	3,0	10,0	„

Czysta płytka miedziana, zanurzona w oleju o temp. 100°C, nie powinna pokrywać się nalotem szarym ani brunatnym. Ten typ obejmuje oleje przemysłowe, używane przy zwyczajnych systemach smarowania.

Do klasy B należą oleje smarowe, stosowane przez organizacje państwowe St. Zjedn., jak smary do turbin, dynamomaszyn i maszyn parowych o wysokiej liczbie obrotów, z systemem smarowania cyrkulacyjnym lub automatycznym.

Oleje te dzielą się także na 5 gatunków, które posiadają specyfikacje podane na tabl. 2.

- 1) Czysta płytka miedziana zanurzona w oleju na 3 godziny w temperaturze 100°C nie powinna zmienić swej barwy.
- 2) Olej powinien wydzielić się z emulsji z roztworem ługu sodowego w czasie 30 minut. Po upływie 30 mi-

Tablica 2

Gatunek oleju	Temperatura zapłonu	Temperatura zapalności	Wiskoza w °E przy 38° C	Barwa wg Dubosq w mm	Temperatura krzepnięcia w °C
bardzo lekki	157	179	4,1—5,0	4,0	2,0
lekki	163	185	5,4—6,6	4,0	2,0
średni	168	198	8,1—9,9	3,5	4,5
ciężki	174	199	10,8—13,2	3,0	7,0
bardzo ciężki	179	204	13,5—16,5	3,0	10,0

nut w warstwie górnej nie powinno być więcej niż 10% wody.

3) Liczba emulsyjna nie może być mniejsza niż 300.

Po upływie 30 minut od zemułgowania z wodą, górna warstwa olejowa nie powinna zawierać więcej jak 5% wody.

Z porównania specyfikacji A i B widać, że ta ostatnia klasa odznacza się wysokim stopniem rafinacji i dokładnym przemyciem.

W ostatnich latach w St. Zjedn. były przyjęte następujące specyfikacje olejów smarowych do maszyn z wielką liczbą obrotów, do turbin przemysłowych, do urządzeń z cyrkulacją smaru, do dynamomaszyn i szybko idących maszyn parowych (tabl. 3):

Tablica 3

Amerykańskie oznaczenia olejów	Nr 8	Nr 10	Nr 20	Nr 25	Nr 30
Wiskoza w °E przy temp. 54,4°C	2,2—2,7	2,7—3,6	3,6—4,35	4,35—5,5	5,5—6,1
Minimalna temp. zapłonu w °C	157	163	171	177	177
Liczba kwasowa	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4
Liczba demulgacji z parą, nie mniej	120	150	180	180	210
Temp. krzepnięcia w °C, nie więcej	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Utleńnienie wg Slaya, nie więcej	30	30	30	—	30

Porównując te specyfikacje z przyjętymi w ZSRR, trzeba zwrócić uwagę na wyższe temperatury krzepnięcia olejów używanych w St. Zjedn.

Specyfikacja klasy C była ustanowiona w r. 1927 dla olejów przeznaczonych do smarowania turbin i silników spalinowych.

Podług tej specyfikacji oleje dzielą się na 5 gatunków, które różnią się od olejów klasy B tylko uwzględnieniem w specyfikacji liczby koksowania (Conradsona) (tabl. 4).

Zamiast specyfikacji klasy C i następnej D, w r. 1931 wprowadzono dla silników spalinowych (za wyjątkiem lotniczych i dieslowych) specyfikację „Society of Automotive Engineers“ (skrót SAE).

Tablica 4

Gatunek oleju	% koksu
bardzo lekki	0,10
lekki	0,20
średni	0,45
ciężki	0,55
bardzo ciężki	0,70

Specyfikacja ta składa się z 6 gatunków olejów oznaczonych liczbami wiskozy od 20 do 70.

W r. 1936 dodano do tej specyfikacji olej SAE 10 jako specjalny olej zimowy o małej wiskozie.

Wiskozą tych 7 gatunków olejów powinna być następująca (tabl. 5):

Tablica 5

Liczby SAE	Lepkość wg Saybolta				Lepkość wg Englera			
	sek. w 54,4° C		sek. w 99° C		sek. w 54,4° C		sek. w 99° C	
	nie mniej	mniej	nie mniej	mniej	nie mniej	mniej	nie mniej	mniej
10	100	120	—	—	3,0	3,6	—	—
20	120	185	—	—	3,6	5,6	—	—
30	185	255	—	—	5,6	7,7	—	—
40	255	—	—	75	7,7	—	—	2,3
50	—	—	75	105	—	—	—	3,2
60	—	—	105	125	—	—	—	3,8
70	—	—	125	150	—	—	—	4,5

Liczba kwasowa wg Sleigh'a nie powinna przewyższać 50. Dla olejów premiowych ustanowiono liczbę Sleigh'a na 20.

Charakterystyczne dane dla pozostałych właściwości podane są w tabl. 6.

Tablica 6

Liczby SAE	Temperatura zapłonu w °C		Temperatura krzepnięcia w °C maks.		Zawartość koksu w % maks.	
	rynkowy	premiowy	rynkowy	premiowy	rynkowy	premiowy
20	171	204	4,5	—18	0,60	0,10
30	177	210	4,5	—18	0,80	0,15
40	188	218	4,5	—15	1,00	0,25
50	202	229	4,5	—12	1,40	0,40
60	218	246	4,5	—10	1,70	0,70
70	238	266	4,5	—10	2,00	1,00

Oprócz wymienionych gatunków figurują w amerykańskich specyfikacjach z lat 1939 i 1940 specjalne gatunki zimowe olejów samochodowych ze znaczkami W, których dopuszczalne lepkości wg Saybolta oznacza się przy 0° F. Do tej grupy należą oleje specyfikacji 10W i 20W.

Dla nich ustalono następujące granice lepkości przy 0° F (minus 18° C) (tabl. 7):

Tablica 7

Gatunek oleju	Lepkość przy 0° F tys. sek. Saybolta	
	minimum	maksimum
10W	5	10
20W	10	40

Oleje autotraktorowe

Właściwości najwięcej rozpowszechnionych w St. Zjedn. karterowych olejów samochodowych¹⁾ są podane w tabl. 8.

Należy podkreślić, że ta specyfikacja dotyczy lepszych olejów rynku amerykańskiego. Szereg olejów samochodowych posiada gorsze właściwości. Oleje samochodowe średniej jakości posiadają następujące charakterystyki: c. wł. 0,890 do 0,910, indeks wiskozowy 60 do 70, liczba kwasowa 0,1 do 0,2.

¹⁾ J. Soc. Aut. Eng. 1936, str. 136, ASTM Stand. on Petroleum Products and Lubricants, 1939.

Tablica 8

Marka oleju	SAE 10	SAE 20	SAE 30	SAE 40	SAE 50
C. wł. 15,6/15,6° C	0,8628	0,8676	0,8833	0,8827	0,8838
Temp. zapł. °C, nie niżej	210	221	223,9	232,2	151,7
Lep. °E przy 37,8° C, nie wyżej	5,5	9,8	15,8	20,3	29,0
Lep. °E przy 54,0° C, nie wyżej	3,0	4,7	7,5	8,8	12,1
Indeks wiskozowy	140	120	99	101	101
Barwa w markach NRA	4	5	5	jaśn. 5 ASTM	jaśn. 5 ASTM
Koks wg Conrada, nie ponad	0,07	0,09	0,18	0,29	0,30
Temp. krzepn. °C, nie wyżej	—16	—12	—15	od —18 do —5	od —18 do —5
Liczba kwasowa, nie ponad	0,19	0,14	0,05	0,01	0,01
Utlenialność — liczba Slaya, nie ponad	18	14	5	5	—
Wg metody Indian, czas nie mniej	20	35	70	70	—

Bardzo charakterystyczną cechą amerykańskich olejów samochodowych jest ich mała lepkość, zwłaszcza olejów zimowych, dalej bardzo wysoki indeks wiskozowy i niska temperatura krzepnięcia. Powyższe właściwości wskazują na to, że są to oleje rafinowane selektywnie i kompowdowane z domieszkami, które podwyższają ich lepkość i indeks wiskozowy, a obniżają temperaturę krzepnięcia.

Wprowadzenie olejów o małej lepkości do transportu samochodowego, wywołało szereg niepożądanych objawów, do których zalicza się obok gorszej smarności także małą trwałość i duże zużycie olejów.

Mała trwałość pociąga za sobą korozję materiału łożysk, tworzenie się laków w układzie cylindrowo-tłokowym. Okoliczności te wykazały konieczność wprowadzenia do olejów specjalnych domieszek. Zmniejszenie zużycia oleju osiągnięto przez zmniejszenie luzu między cylindrem a tłokiem, a także przez powtórna destylację¹⁾ (albo destylację filtracyjną) olejów o małej lepkości, z odrzuceniem składników najłżejszych. W ten sposób powstały oleje o wiskozie rosyjskich olejów turbinowych, a o temperaturze zapłonu 210° C, tj. prawie o 30° więcej, niż mają rosyjskie oleje turbinowe.

Lepkość olejów SAE 10, SAE 20, SAE 30 przy 100° C — dzięki ich wysokiemu indeksowi wiskozowemu — odpowiada wiskozie następujących rosyjskich olejów:

- SAE 10 — turbinowemu M (albo maszynowemu),
 - SAE 20 — maszynowemu 6,
 - SAE 30 — samochodowemu 10.
- Jednak ich lepkość przy 50° C odpowiada:
- SAE 10 — wrzecionowemu 2,
 - SAE 20 — maszynowemu 4,
 - SAE 30 — maszynowemu 6.

Wobec tego, że wiskozą w temperaturze 100° C jest ważna ze względu na zapewnienie dostatecznej warstwy oleju między wewnętrzną powierzchnią cylindra a tłokiem, trzeba przy stosowaniu rosyjskich olejów nastawić się na oleje typu maszynowego 4, który jest równie mało lepki, a także na olej typu maszynowego 6 i autol 10.

W roku 1936 firmy samochodowe podały dla maszyn swojej produkcji interwały temperatury powietrza, przy których można stosować pewne marki olejów karterowych²⁾. Interwały te podane są w tabl. 9.

Tablica 9

Temperatura powietrza °C	Marka oleju
ponad + 32	SAE 50
od + 38 do — 1	SAE 40
od + 19 do — 6,7	SAE 30
od + 10 do — 18	SAE 20 albo 20
od + 1 do — 26	SAE 10 lub 10
poniżej — 23	10W + 10% nafty

¹⁾ Moore.

²⁾ J. Soc. Autom. Eng. 1936, t. 38, nr 4, str. 136.

W r. 1938 oznaczono lepkość olejów, używanych w rozmaitych warunkach temperatury dla całej grupy modeli samochodów¹⁾: Buick, Cadillac, Chevrolet, Paccard itd. (tab. 10):

Tablica 10

Granice temperatur w °C	Olej
od +43 do +27	SAE 30
od +27 do +4	SAE 20 lub 20W
od +4 do -12	SAE 10 lub 10W
od -12 do -40	SAE 10 + 10% nafty

W ostatnich latach²⁾ przyjęto dla zmotoryzowanej armii lądowej St. Zjedn. osobne specyfikacje olejów. Przy rozpatrzeniu różnych typów motorów, używanych w ciągu ostatnich lat, pokazało się, że szybko idące silniki Diesla i forsowane silniki karburatorowe potrzebują specjalnie trwałych olejów. Trwałych olejów wymagają także smary do łożysk z twardych stopów.

Dla zmniejszenia ilości gatunków olejów smarowych, używanych do silników samochodowych dowolnego typu, przyjęto w lecie 1941 zasadę używania tylko takich olejów, które nadają się przy ciężkich warunkach pracy motorów (typu Diesla).

Abym ustalić specyfikacje na takie oleje zwołano we wrześniu 1941 specjalną konferencję w Detroit, na której uchwalono, że olej przyjęty dla lądowych wojsk zmotoryzowanych powinien przejść z pomyślnym wynikiem próbę na silnikach objętych certyfikatem jakości Katerpillar Tractor Co. i próbę 500-godzinną na Dieslu firmy General Motors.

Pierwsza z tych prób służy do stwierdzenia, czy na pierścieniu tłoka nie wydzielają się ciała smoliste. Przy pomocy drugiej próby stwierdzamy zawartość lub nieobecność w oleju składników korodujących łożyska. Niedawno wniesiono jeszcze żądanie nowej próby na motorze Chevron.

Na konferencji wyżej wspomnianej przyjęto 3 gatunki olejów:

AB-10, AB-30 i AB-50. Specyfikacje ich zostały przyjęte 9. IV. 1942 r. Są one następujące:

1) Oleje silnikowe mają się dzielić według lepkości na 3 gatunki: SAE 10, SAE 30, SAE 50.

2) Olej silnikowy powinien być produktem naftowym, rafinowanym, z dodatkiem domieszek, albo bez.

3) Olej silnikowy nie powinien korodować łożysk ani części silników, nie powinien korodować ani dopuszczać korozji tłoków lub panewek olejowych i powinien zmniejszać do minimum zużycie pierścieni i ścian cylindra. Olej ten musi zapewniać smarowanie silników o wielu obrotach zarówno benzynowych, jak i dieslowych, pracujących w dowolnych warunkach.

Domieszki, o ile dodano je do oleju, nie powinny tworzyć piany.

Jeżeli olej zawiera domieszki, powinny one być równomiernie rozpuszczone w całym oleju we wszystkich temperaturach powyżej temperatury krzepnięcia.

Jeżeli oziębiono olej poniżej tej temperatury, to powinien być już jednorodny w temperaturze nie przewyższającej 10°C powyżej temperatury krzepnięcia.

Warunki techniczne olejów powinny odpowiadać wymaganiom zamieszczonym w tabl. 11.

Tablica 11

Gatunek oleju	SAE 10	SAE 30	SAE 50
Lepkość wg Saybolta w sek. przy 130°F	90—120	185—255	—
przy 210°F	—	—	95—105
Indeks viskozowy, minimum .	85	55	75
Temp. krzep. °F, maksimum .	-10	0	-15
Temp. krzepn. rozcieńczonego 20%-ami nafty, w °F, maks. .	-40	-40	—
Temp. zaplonu °F, minimum .	360	390	400

Oleje typu SAE 10 z domieszkami nowego typu powinny przejść z wynikiem dodatnim następujące próby:

¹⁾ „Oil and Gas Journal“, 1938, 1 październik, str. 19.
²⁾ „Nat. Petr. News“, 1943, 7 lipiec.

- 1) 36-godzinna próba w motorze,
- 2) 480-godzinna próba na wytrzymałość w jednocylin-drowym silniku Diesla, Katerpillar Co.,
- 3) w jednocylin-drowym silniku Diesla próbę na po-wstawianie zarysowań (zadrapań),
- 4) 120-godzinna próba trwałości i na korozję łożysk w 4-cylindrowym silniku Katerpillar Co.

Smary z domieszką wapna nie podlegają próbie 120-godzinnej.

Oleje typu SAE 30 przechodzą takie same próby, jak oleje SAE 10 i dodatkowo 500-godzinna próba w motorze General Motors.

Oleje typu SAE 50, tak z domieszkami nowego typu, jak i z domieszką wapna, podlegają tylko 36-godzinnej próbie w silniku Chevrolet, ponieważ ten gatunek oleju jest nieco za „ciężki“ do normalnej eksploatacji w Dieslach Katerpillar i General Motors.

Wszelkie oleje, wchodzące w skład zaopatrzenia armii, wymagają ponownego zbadania w wypadku, jeżeli zmienio-no coś w ich składzie, czy to surowiec, czy też ilość albo jakość domieszek.

Tylko firma Ford polecała do swoich maszyn na lato oleje SAE 50 i SAE 40, a na zimę 20W i 10W.

Prócz tej firmy do samochodów Graham używa się na lato SAE 40 i SAE 50.

W 1940 r. używano do większości samochodów olejów podanych w tabl. 12.

Tablica 12

Lato	Zima
SAE 10 lub 10W SAE 20 lub 20W SAE 30 SAE 40	10W lub 10W + nafta 20W SAE 30

W ten sposób ze specyfikacji olejów karterowych wy-kлючono w r. 1940¹⁾ oleje typu SAE 50.

Oleje smarowe do skrzyni biegów i dyfere-n-cjałów samochodowych

Powyższe oleje dzielą się na smary zwykłego typu, do ciśnienia bardzo wysokich i transmisji.

Oleje zwykłego typu podaje tabl. 13.

Tablica 13

Marka oleju	SAE 50	SAE 60	SAE 70	SAE 80	SAE 90	SAE 160
Lepkość w °E przy 54,4°C	12,1	—	—	—	—	—
przy 98,9°C	2,7	—	—	3,0	4,8	6,2
przy 100°C	—	3,3—3,5	3,90	—	—	—
Temp. krzepnięcia	do 45	-12	-6	-17	-12	-15

Podług danych z r. 1940 używa się do skrzyni biegów i dyfere-n-cjałów olejów następującej marki (tabl. 14):

Tablica 14

Na lato	Na zimę
SAE 60 albo SAE 70	SAE 50

W ZSRR najczęściej używanym smarem do wyżej wy-mienionych celów jest w lecie autol T z solidolem, w zi-mie sam autol T.

Ta okoliczność zasługuje na specjalną uwagę, ponieważ jakość tych smarów nie odpowiada potrzebom eksploatacji rosyjskich maszyn.

Specyfikacja olejów amerykańskich do wysokich ciśnień, najwięcej rozpowszechniona w St. Zjedn. podana jest w tabl. 15; wszystkie te oleje są wysokiej jakości produktami typu redukatów i zawierają domieszki tłuszczów chlorowanych i siarkowych.

Nowoczesna klasyfikacja tych smarów podana jest w tabl. 16.

¹⁾ „Nat. Petr. News“, 1940, 25 wrzesień.

Tablica 15

Marki SAE olejów do wyższych ciśnień	SAE 90	SAE 110	SAE 160
C. wł. przy 15,6/15,6°C	0,992	0,992	0,910
Lepkość w °E przy 54,4°C	13,6	36,0	41
Lepkość w °E przy 98,9°C	2,1—3	4,8	6,2
Indeks wiskozowy	100	80	102
Temp. zapł. w °C	268—285	301	346
Temp. krzepn. w °C	—20	—12	—15
Zawartość siarki w %	0,6—1,5	0,6	1,55
Zawartość chloru w %	0,5	0,5	—
Maksymalne obciążenie maszyny Tymkena, funtów	33—50	33	45

Tablica 16

Nr smaru	Klasyfikacja
1	Olej mineralny SAE
2	Olej mineralny SAE + sadło wieprzowe
3	Olej z mydłem ołowiowym, nie korodujący taki sam, wolny od siarki
4	Oleje siarkowane
6	Oleje siarkowane i chlorowane (16,67% oleju zasadniczego i 83,33% smaru) ¹⁾
7	taki sam, 72% smaru nr 6 + 28% smaru nr 1
8	Olej rycynowy
9	Oleje z mydłami ołowiowymi (korodujące)

¹⁾ ASTM Standard, 1932.

W listopadzie r. 1942 przyjęto smar uniwersalny do skrzyni biegów (hipoidalnych i innych), złożony z mieszaniny dobrze rafinowanego oleju mineralnego i domieszek, zawierających ółów, siarkę i chlor. Ten smar nadaje się do wszelkich zębatych transmisji samochodów, dla wszelkich zamkniętych transmisji zębatych typu przemysłowego w ciężkich warunkach pracy i uniwersalnych zawiasowych urządzeń samochodowych. Uniwersalne smary do skrzyni biegów powinny zawierać w ustalonych ilościach tylko takie domieszki, jakie były poddane badaniom w biurze standardów na zdolność rozpuszczania, zdolność emulacji oraz wpływ na szybkość zrywu i na wytrzymałość (tabl. 17).

Tablica 17. Techniczne warunki smaru

Marka	80	90	80—90
Lepkość w sek. Saybolta uniwersal. przy 210°F	55—65	80—90	80—90
Indeks wiskozowy	85	85	110
Minimum obciążenia w funtach przy 1000 obr./min., przy nagrzaniu na	300°	325°	325°
Badanie na uderzenie	wytrzymuje		
Trwałość (100 godz. w 300°F)	wytrzymuje		
a) wzrost lepkości w %	25	25	25
b) ciała nierozpuszczone w %	0,5	0,5	0,5
c) straty przy badaniu w %	10	10	10
Badanie korozji, 1 godz. na płytce miedzianej	wytrzymuje		
To samo 1 godz. w 300°F na płytce miedzianej	wytrzymuje		
To samo 24 godz. w 200°F na płytce stalowej, maks. %	0,01	0,01	0,01
Tworzenie się piany w cm ³	150	150	150

Oleje lotnicze

Oleje lotnicze wyrabia się w 5 gatunkach. Oleje przeznaczone dla armii St. Zjedn. powinny wytrzymywać specjalne badania na utlenienie (FSB 320, 12) (tabl. 18).

Z przytoczonej specyfikacji widać, że zimowe oleje lotnicze używane w St. Zjedn., szczególnie marki 62, mają mniejszą lepkość niż rosyjskie lotnicze oleje zimowe Mc i M3c.

Oleje letnie dla strefy gorącej są to produkty o wiskozie bardzo wysokiej, wyższej niż w rosyjskich zwykłych gatunkach letnich olejów. W specyfikacji St. Zjedn. i w rynkowych gatunkach olejów dopuszcza się większą zawartość koksu.

Federalna specyfikacja St. Zjedn. dla olejów smarowych do silników Diesla dzieli te oleje na 5 gatunków (U U-0-511, 6/XI, 1934), czyniących zadość wymaganiom tabl. 19.

Tablica 18. Oleje lotnicze

Marka oleju	62	77	98	120	145
Lepkość w 99°C w sek. Saybolta ¹⁾	62	77	98	120	145
Lepkość °E	1,95	2,45	3,0	3,65	4,4
sek. Saybolta, maksimum	420	690	1250	1730	2540
Lepkość °E przy 38°C	12,7	21	35	52	76,5
Temp. zapł. w °C, minim.	204	218	232	246	260
Temp. zmętnienia w °C, maksimum	—9,5	—7	—4	—	—
Temp. początk. płynności w °C, maksimum	—23	—18	—12	—7	—1
% koksu wg Conradsona, maksimum	0,8	1,0	1,3	1,6	2,0
Liczba kwasowa, maks.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Emulsja z wodą powinna rozdzielić się w 1 godzinie.

¹⁾ Dopuszczalne odchylenia +4%.

Tablica 19

Gatunek oleju	20	30	40	50	55
Lepkość wg Saybolta przy 130°F	120—185	185—225	225—310	—	—
Lepkość °E przy 54°C	3,64—5,89	5,89—7,69	7,69—9,34	—	—
Lepkość wg Saybolta przy temp. 210°F	—	—	—	75—90	90—105
Lepkość °E przy 99°C	—	—	—	2,75	3,19
Temp. zapł. w °C, nie wyżej	171	177	188	199	210
Temp. krzepn. w °C, nie wyżej	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Barwa ASTM, nie ponad	5	6	7	7	7
% koksu, nie więcej	0,3	0,4	0,5	0,8	1
Liczba Sleigha, nie ponad	30	30	30	20	20
Liczba kwasowa, nie ponad	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
korozja	nie ma				

W r. 1939 opublikowano dane o olejach używanych specjalnie do szybkoobrotowych silników Diesla typu używanego do traktorów i samochodów ciężarowych. Te oleje kompowdowane ze specjalnymi domieszkami typu „czyszczącego“ podaje tabl. 20.

Tablica 20. Standardowe gatunki olejów

	SAE 30	SAE 30	SAE 30	SAE 30	SAE 30
C. wł. 15,6/15,6°C	0,9248	0,9260	0,9321	0,9260	0,9267
Lepkość °E przy 37,8°C	16,6	19,8	16,9	15,9	18,5
Lepkość °E przy 98,9°C	1,7	1,8	1,7	1,7	1,8
Temp. początk. płynności °C	—26,1	—23,3	—28,9	—20,6	—26
% koksu wg Conradsona	0,07	0,28	0,54	0,23	0,28
Korodujący wpływ oleju na łożyska	nie	tak	tak	tak	nie

Przegląd tych danych wskazuje, że smary dieslowe produkuje się z rop o charakterze naftowym. Ciężar właściwy tych rop przy danych lepkościach jednoznacznie na to wskazuje. Prócz tego olej etalony według opublikowanych wiadomości jest olejem bezpośredniej destylacji o bazie naftowej, specjalnie wyrafinowanej.

Wszystkie te oleje są kompowdowane z domieszkami typu czyszczącego, przeważnie z solą potasową kwasu fenilo-stearynowego. Widocznie pierwszy i ostatni z przytoczonych olejów ma jeszcze specjalne domieszki typu anty-utleniającego.

Produkcja olejów dieslowych z rop o podstawie naftowej jest wynikiem badań nad wpływem charakteru surowca na zachowanie się oleju w ruchu, które to badania były przeprowadzone przez szereg firm, a w szczególności przez pracowników firmy Katerpillar.

Wyżej podano specyfikacje dla olejów dieslowych, stosowane w warunkach wojennych.

Porównanie podstawowych parametrów tych specyfikacji z jakością rosyjskich olejów do diesli szybkoobrotowych daje następujące wyniki:

Oleje amerykańskiej specyfikacji mają mniejszą lepkość przy 100°C, niż rosyjskie gatunki olejów dieslowych, których lepkość przy 100°C jest normalnie niżej 1,9° dla gatunków zimowych i 2—3° dla letnich.

Ciężar właściwy amerykańskich olejów jest znacznie wyższy niż rosyjskich. W ZSRR nie ma norm odnośnie wpływu korodującego na metal.

Wszystko to wskazuje, że dla rosyjskiego parku maszyn dieslowych śmiało można używać bakijskich autolów pod warunkiem, że będą compoundowane z domieszkami.

Oleje cylindrowe

Federalna specyfikacja St. Zjedn. dla olejów smarowych do cylindrów maszyn parowych i pomp (U U-0-601 i U U-0-611), pracujących z kondensacją i bez kondensacji, dzieli oleje na compoundowane tłuszczem „towiaznym” albo wieprzowym¹⁾ i oleje czysto mineralne.

Specyfikacja olejów compoundowanych do maszyn pracujących z parą kondensacyjną podana jest w tabl. 21.

Tablica 21

Gatunek oleju	1	2	3
Lepkość °E przy 99°C . . .	2,9—3,8	3,6—4,5	5,4—6,6
Temp. stygn. w °C, nie wyżej	4,4	15,5	15,5
Temp. zapłonu w °C, nie niżej	232	246	271
Asfaltów w %, nie więcej . .	0,05	0,05	0,05
Koksu w %, nie ponad . . .	2,0	2,5	4,0
Reakcja	obojętna		
Liczba kwasowa, nie wyżej . .	1,0	1,0	1,0
Korozja	nie zachodzi		
Zawartość popiołu	brak		
Zawartość tłuszczów w % . .	9—10	5—7	5—7

Pierwszy gatunek jest to olej do pary nasyconej o ciśnieniu do 0,3 atm.

¹⁾ Inostrannyje standarty Organniefti, 1938.

Drugi gatunek jest to olej do pary nasyconej o ciśnieniu od 0,5 do 12,2 atm.

Trzeci gatunek jest to olej do pary nasyconej o ciśnieniu powyżej 12,2 atm. oraz do pary przegrzanej przy pracy pod wszystkimi ciśnieniami.

Jako smarów do cylindrów maszyn parowych bez kondensacji używa się czystych olejów mineralnych, dobrze rafinowanych. Takie oleje powinny czynić zadość warunkom podanym w tabl. 22:

Tablica 22

Gatunek oleju	1	2
Lepkość przy 99°C w °E . . .	4—5	5,4—6,6
Temp. stygn. w °C, nie wyżej	15,5	15,5
Temp. zapłonu w °C, nie niżej	254	274
% asfaltów, nie więcej . . .	0,05	0,05
% popiołu, nie więcej . . .	0,05	0,05
% koksu, nie więcej	3,0	4,0
Reakcja	obojętna	
Liczba kwasowa, nie więcej . .	0,15	0,15
Korozja	nie zachodzi	
Zawartość wody	brak	

Gatunek 1-szy stosuje się przy parze nasyconej pod ciśnieniem niższym niż 12,2 atm.

Gatunek 2-gi stosuje się do pary nasyconej i ciśnienia ponad 12,2 atm. oraz do pary przegrzanej pod każdym ciśnieniem.

Tłumaczył Dr H. Burstin

Przegląd zagraniczny

Wzrost produkcji naftowej w Rumunii (wg „Erdöl-Dienst”, 27. I. 1949)

Oficjalny rumuński komunikat podaje, że plan produkcji ropy naftowej w Rumunii na r. 1948 został wypełniony dnia 18 grudnia 1948 r. i że plan wierceń był wykonywany każdego miesiąca, a we wrześniu 1948 r. został przekroczony o 30%. Produkcja ropy w r. 1948 wynosiła w Rumunii 4,5 mil. ton, w przeciwstawieniu do 3,81 mil. ton w r. 1947; w r. 1948 odwiercono 320 000 m a w r. 1947 — 164 000 m. W ten sposób intensywność wierceń wzrosła do stanu z czasów okupacji niemieckiej w latach 1942 i 1943, a produkcja nafty osiągnęła poziom z r. 1945.

W kwietniu 1948 r., tj. w miesiącu, w którym opublikowano ostatnie dane statystyczne, odwiercono 28 000 m. Wydobycie i metraż w ostatnich latach przedstawiają się następująco:

rok	metraż w tys. m	prod. ropy w tys. t.
1938	288	6 610
1942	344	5 665
1943	341	5 273
1944	147	3 525
1945	160	4 640
1946	135	4 193
1947	164	3 810
1948	320	4 500

W komunikacie podano oficjalnie, że wzrost wierceń należy głównie przypisać dostawie urządzeń wiertniczych z ZSRR i dużej aktywności mieszanego sowiecko-rumuńskiego towarzystwa naftowego „Sowrompetrol”.

Dużą pomocą było wprowadzenie różnych nowości technicznych, celowe planowanie robót, właściwe i sprawne rozprawdzenia maszyn i urządzeń przez obecne kierownictwo przemysłu naftowego oraz premie i nagrody udzielane pracownikom.

Nowy plan na r. 1949 przewiduje wzrost wierceń o 48,2% w stosunku do r. 1948; z zaplanowanych inwestycji przeznaczono 39,5% na zaopatrzenie przemysłu w nowe materiały wiertnicze, w 13% na poszukiwania naftowe. 26 nowych odwiertów poszukiwawczych ma być wykonanych w r. 1949.

Poszukiwania za ropą w imperium brytyjskim (wg „Petroleum Press Service”, marzec 1949)

W posiadłościach imperium brytyjskiego mają być prowadzone energiczne prace eksploatacyjne za ropą, poza istniejącymi kopalniami w Bryt. Borneo i Trinidadzie, także w 4-ch innych koloniach, a mianowicie w Nigerii, Adenie Cyprze i wyspach Bahama.

Z włoskiego przemysłu naftowego (wg „Petroleum Times”, 15. II. 1949)

Rozpoczęto budowę nowego gazociągu między Salsomaggiore (koło Parmy, w pln. Italii) a Reggio Emilia dla tamtejszych zakładów mechanicznych i lotniczych. Zakłady stalowe w Dalmine są już połączone gazociągiem z Lodi.

Wiercony do głęb. ok. 1 500 m otwór w prowincji Agrigento (Sycylia) został zaniechany. Możliwości otrzymania ropy w tym otworze ocenia się dopiero na głęb. ok. 3 000 m.

W trójkącie Lodi-Piacenza-Parma poniżej złóż gazowych (metanu) znaleziono znaczne źródła ropy w głęb. 1 900 m (jak donosi AGIP — Azienda Generale Italiana Petroli).

W związku z budową rafinerii w Treccate (Nowara) z roczną zdolnością przerobczą 2 mil. ton, zamówiono w St. Zjedn. 3 urządzenia dla metody „Fluid Catalytic Cracking”.

Rozpoczęcie poszukiwań w Finlandii (wg „Erdöl-Dienst”, 21. X. 1948)

Amerykańska firma Gulf Oil Corp., która uzyskała od rządu fińskiego koncesję na poszukiwania naftowe niedaleko miasta Abo, ma w najbliższym czasie rozpocząć badania wspomnianego obszaru.

Nowe odkrycie w Kanadzie (wg „Petroleum Times”, 25. II. 1949)

W odległości ok. 30 km na południowy-wschód od Edmonton (Alberta) otwór wiertniczy „Superior Joseph Lake No 1” odkrył bardzo lekką ropę w głębokości 995 m, w 4-tym horyzoncie produktywnym, w piaskowcu Viking (dolna kreda).

Ten nowy otwór poszukiwawczy jest odległy o 35 km od produktywnego pola Leduc. W głęb. 987 m nawiercono suche gazy.

Poszukiwania ropy w Chile

(wg „Petroleum Times“, 25. II. 1949)

W Cerro Manantales (Tierra del Fuego) odkryto ropę po raz pierwszy przed 3-ma laty. Dziesięć produktywnych otworów wydawało każdy po ok. 100 ton dziennie a 6 otworów wydawało gaz bogaty w gazolinę. Produkcję potencjalną tego pola szacują na ok. 4 miliony ton w ciągu 8—10 lat.

Projekty nowych gazociągów w St. Zjedn.

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

Gulfcoast Northern Gas Co. projektuje budowę gazociągu o długości 1905 km i o średnicy 26 cali z pół La Gloria i Seeligson obok Corpus Christi na Wybrzeżu Zatoki do obszaru Chicago. Koszt budowy ma wynosić ok. 119 mil. dolarów. Pojemność przelotowa gazociągu ma wynosić początkowo ok. 7 mil. m³ a później nawet prawie 10 mil. m³ dziennie.

Na trasie gazociągu zostanie zainstalowanych 12 stacji kompresorowych o łącznej mocy 115200 KM.

Zasoby gazu dla tego gazociągu oblicza się na 140—170 miliardów m³ na przeciąg 20 lat.

Również Piedmont Natural Gas Corp. projektuje budowę innego gazociągu o długości 1593 km i 20 cali średnicy z pół gazowych górnego Wybrzeża Zatoki (Teksas i pld.-zach. Louisiana) do Danville, Va. Koszt budowy tego gazociągu ma wynosić 75444 tysięcy dolarów, a zdolność przelotowa gazociągu 6 mil. m³ dziennie. Dwanaście stacji kompresorowych na trasie gazociągu ma posiadać łączną moc 87000 KM.

Instytut do poszukiwań naftowych firmy Standard Oil Deve'opment Co.

(wg „Erdöl-Dienst“, 20. XII. 1948)

Założony ostatnio w Linden (New Jersey) w St. Zjedn. instytut badawczy jest przeznaczony do wszelkiego rodzaju prac badawczych i posiada 80 laboratoriów i 250 biur. Personel liczy 700 chemików, fizyków, techników i robotników. Główny gmach instytutu posiada ruchome meta-

lowe ściany celem zwiększania lub zmniejszania przestrzeni sal i posiada najnowocześniejsze urządzenia bezpieczeństwa.

Budowa nowej rafinerii w Holandii

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

Tow. „Caltex“ rozpoczęło budowę nowej rafinerii w Rotterdamie o zdolności przerobczej 2,5—4 tys. ton dziennie ropy. Ukończenie budowy jest przewidziane na rok 1950. Będzie to druga rafineria w Rotterdamie i jest ona częścią składową dużego planu budowy rafinerij w zachodniej Europie, głównie dla przeróbki ropy Bliskiego Wschodu. Zaopatrywałaby ona w produkty naftowe Skandynawię, Niemcy, Austrię i Belgię.

W planie jest budowa rafinerii w Bordeaux o wydajności dziennej ponad 10 tysięcy ton a w późniejszym terminie we Włoszech.

Ograniczenie podatku od benzyny w Szwecji

(wg „Petroleum Press Service“, marzec 1949)

Zaprowadzony w Szwecji 1 kwietnia ub. r. dodatkowy podatek od benzyny w wysokości 27 öre od 1 litra benzyny, zostanie obecnie zniesiony w tych wszystkich wypadkach, gdy benzyna będzie użyta do traktorów rolniczych. Specjalny komitet bada obecnie możliwości barwienia benzyny wolnej od tego podatku i która będzie mogła mieć zastosowanie jedynie do napędu traktorów rolniczych.

Według statystyki rolnictwo zużyło (szacunkowo) za okres od 1. IV. 1948 do 31. III. 1949 ok. 11250000 litrów benzyny przez 5000 traktorów rolniczych.

Angielskie lokomotywy dla Egiptu

(wg „Petroleum Times“, 5. XI. 1948)

Fabryka lokomotyw w Glasgow otrzymała zamówienie na 32 lokomotywy typu 4-6-0, opalane olejem opałowym. Tender lokomotywy może pomieścić ok. 9 ton oleju opałowego i ok. 25000 litrów wody.

Do użycia paliw płynnych do napędu lokomotyw skłoniły Egipt trudności otrzymania węgla przy równoczesnym własnym wydobyciu ropy.

Kronika

Personalne

Dekretem Prezydenta Rzeczypospolitej z dnia 27-go kwietnia 1949 r. mianowany został inż. Jan Cząstka, profesor nadzwyczajny eksploatacji nafty na Wydziale Górniczym Akademii Górniczej w Krakowie profesorem nadzwyczajnym wiertnictwa na tym Wydziale.

Organizacja resortowych Ministerstw Przemysłu

- I. Ministerstwo Górnictwa i Energetyki
 1. Centralny Zarząd Przemysłu Węglowego
 2. Centralny Zarząd Przemysłu Naftowego
 3. Centralny Zarząd Energetyki
 4. Państwowy Monopol Solny
- II. Ministerstwo Przemysłu Ciężkiego
 1. Centralny Zarząd Przemysłu Hutniczego
 2. Centralny Zarząd Przemysłu Metalowego
 3. Centralny Zarząd Przemysłu Elektrotechnicznego
 4. Centralny Zarząd Przemysłu Chemicznego
- III. Ministerstwo Przemysłu Lekkiego
 1. Centralny Zarząd Przemysłu Włókienniczego
 2. Centralny Zarząd Przemysłu Odzieżowego
 3. Centralny Zarząd Przemysłu Mineralnego
 4. Centralny Zarząd Przemysłu Skórzanego
 5. Centralny Zarząd Przemysłu Drzewnego
 6. Centralny Zarząd Przemysłu Papierniczego
 7. Centralny Zarząd Przemysłu Poligraficznego
 8. Centralny Zarząd Budownictwa Przemysłowego
 9. Państwowy Monopol Zapalczany

Instytuty naukowo-badawcze przemysłu

- I. Główny Instytut Metalurgii i Odlewn. — Kraków
 1. Instytut Metalurgii im. Staszica — Gliwice
 2. Instytut Odlewnictwa — Kraków
- II. Główny Instytut Mechaniki — Warszawa
- III. Główny Instytut Paliw Naturalnych — Katowice
 1. Instytut Węglowy — Katowice
 2. Instytut Naftowy — Kraków
 3. Instytut Torfowy — Elbląg
- IV. Główny Instytut Chemii Przemysł. — Warszawa
- V. Główny Instytut Włókienniczy — Łódź
- VI. Główny Instytut Elektrotechniki — Warszawa
- VII. Główny Instytut Lotnictwa — Warszawa
- VIII. Główny Instytut Pracy — Warszawa
- IX. Państwowy Instytut Geologiczny — Warszawa

Zebrań Komitetu Naukowego Instytutu Naftowego

Dnia 28 maja br. w Krakowie w budynku Instytutu Naftowego odbyło się pierwsze zebranie członków Komitetu Naukowego Instytutu Naftowego pod przewodnictwem mgra Tadeusza Trawińskiego. Na porządku dziennym obrad znalazły się sprawy organizacyjne, sprawozdanie z działalności Instytutu w r. 1948 i w I-szym kwartale 1949 r., sprawy finansowe i plan 6-letniej działalności Instytutu. Sprawozdania z działalności za powyższe okresy zostały przyjęte z uznaniem do wiadomości. Długą i ożywioną dyskusję wywołał przedstawiony przez dyrekcję Instytutu plan 6-letniej działalności Instytutu. Centralny Zarząd Przemysłu Naftowego przedłożył na piśmie postulaty i wysunął wiele problemów do rozwiązania, a członkowie Komitetu, reprezentujący wszystkie gałęzie przemysłu nafto-

wego oraz Katedry Wiertnictwa i Eksploatacji Nafty oraz Technologii Nafty na wyższych uczelniach, zgłosili szereg korektur i wnieśli kilka nowych tematów do planu prac naukowo badawczych Instytutu.

Zjazd Naukowy Stowarzyszenia Wychowanków Akademii Górniczej

W uzupełnieniu naszej notatki ze Zjazdu Stowarzyszenia Wychowanków Akademii Górniczej, jaką zamieściliśmy w poprzednim numerze naszego miesięcznika, podajemy obecnie garść szczegółów z tego Zjazdu, który odbył się w Krakowie dnia 14 maja br.

Po zagajeniu Zjazdu przez prezesa Stowarzyszenia prof. inż. F. Zalewskiego, przemówienie powitalne wygłosił rektor Akademii prof. dr W. Goetel. Następnie z ramienia Centralnych Zarządów Przemysłu Węglowego, Hutniczego i Naftowego wygłosili programowe referaty na temat sześcioletniego planu prac w przemyśle dr inż. B. Krupiński, inż. J. Olszak i mgr T. Trawiński.

Sześcioletni plan przemysłu naftowego przedstawił mgr T. Trawiński w referacie pt. „Przemysł naftowy wobec zadań planu 6-letniego”.

Obrazy Zjazdu odbywały się w 8-miu Sekcjach: górniczo-technicznej, górniczej gospodarczej, geologiczno-naftowej, hutniczej technicznej, hutniczej ogólnej, elektromechanicznej, mineralnej i górniczej ogólnej. W łonie każdej Sekcji wygłoszono szereg referatów na aktualne w dobie obecnej techniczne i gospodarcze zagadnienia przemysłu oraz uchwalono w formie wniosków najpilniejsze dezyderaty poszczególnych Sekcji, zatwierdzone następnie w czasie plenarnego zebrania Zjazdu.

W interesującej nas Sekcji geologiczno-naftowej wygłoszono 3 referaty na tematy związane z przemysłem, a to:

Inż. Z. Olewicz: Gdzie w Polsce szukamy ropy naftowej.
Prof. Inż. J. Czastka: Współczesne kierunki w wiertnictwie naftowym.

Inż. Z. Wilk: Z mikromechaniki złoża roponośnego.
Referaty mgr T. Trawińskiego i inż. Z. Wilka znajdują czytelnicy na łamach bieżącego numeru „Nafty”.

Wynikiem przeprowadzonej dyskusji było uchwalenie wniosków dotyczących najbardziej żywotnych zagadnień przemysłu naftowego w chwili obecnej.

1. Konieczność kształcenia konstruktorów urządzeń wiertniczych

Zjazd stwierdza wielkie znaczenie wiertnictwa w pracach poszukiwawczych i geologicznych, które w obecnym stanie techniki przewyżczą wszelkie trudności. Ze względu na to, że prowadzenie prac poszukiwawczych za złożami węglowodorów, rud i minerałów stanowi obecnie jedno z podstawowych zagadnień w skali potrzeb państwowych, apeluje Zjazd do czynników miarodajnych o zorganizowanie studiów dla konstruktorów urządzeń wiertniczych na wyższych i średnich uczelniach mechanicznych w Polsce celem umożliwienia krajowej produkcji tych urządzeń. Poza tym należałoby utworzyć studium wiertnicze na jednej z Politechnik dla przygotowania fachowców do prowadzenia wierceń, które obejmują przeważnie dziedziny wiedzy z zakresu mechaniki (inż. S. Sulimirski).

2. Konieczność zastosowania metod geoanalitycznych w poszukiwaniach złóż naftowych

Przemysł naftowy wymaga stałego uzupełnienia zasobów przez nowe odkrycia. Nadaje to specjalne znaczenie metodom geofizycznym i najnowszym geoanalitycznym, tj. geochemicznym, elektronicznym i biologicznym.

Ponieważ obecnie cały wysiłek musi być włożony w odpowiednio postawione prace poszukiwawcze pod groźbą utraty dla przemysłu naftowego podstaw jego istnienia, podkreśla Zjazd z całym naciskiem konieczność prowadzenia prac poszukiwawczych metodami geoanalitycznymi oraz rozwijania studiów środowiskowo sedymentacyjnych (inż. S. Sulimirski).

3. Celem przyspieszenia odpowiedzi na pytanie czy w Polsce posiadamy złoża ropy i gazu ziemnego o wartości przemysłowej oraz w związku z planem 6-letnim Zjazd Naukowy S.W.A.G. apeluje do czynników kompetentnych, by możliwe szybko opracowano na podstawie prac geologicznych specjalistów, jednolity plan prac badawczych i po-

szukiwawczych, obejmujących wszystkie rejony o charakterze prawdopodobnie pozytywnym na obszarze całego kraju. Dla realizacji powyższego należy powołać komisję złożoną z przedstawicieli Wyższych Uczelni, Państw. Inst. Geolog., Instytutu Naftowego i Centr. Zarz. Przem. Naft. (inż. K. Mischke).

4. Apeluje się do czynników miarodajnych o wydatne poparcie finansowe badań nad mikromechaniką złóż roponośnych, biorąc pod uwagę, że koszt tych badań wyniesie zaledwie 1/1000 części wartości pozostawionej w złożu ropy, a możliwej do wydobycia (inż. Z. Wilk).

Na zakończenie Zjazd Wychowanków A.G. uchwalił rezolucję, której pełną treść zamieszczamy poniżej:

Re z o l u c j a

uchwalona na Zjeździe Naukowym Stowarzyszenia Wychowanków Akademii Górniczej w Krakowie w dniu 14 maja 1949 r.

Biorąc pod uwagę, że:

1. Sześcioletni plan gospodarczy jest następnym etapem w przebudowie i rozbudowie naszego przemysłu i gospodarki narodowej,

2. przemysły hutniczy i górniczy są przemysłami podstawowymi, na których produkcji i osiągnięciach ekonomicznych opierają się inne przemysły oraz gospodarka kraju,

3. do realizacji planu sześcioletniego potrzebne będą olbrzymie środki materialne jako wynik pracy całego społeczeństwa,

4. realizacja szybka planu sześcioletniego będzie możliwa tylko dzięki wielkiemu i harmonijnemu wysiłkowi robotników, techników oraz inżynierów,

5. podstawą składu inżynierskiego przemysłu górniczego i hutniczego są wychowankowie A.G.

Wychowankowie Akademii Górniczej zebrani na Zjeździe naukowym w Akademii Górniczej w dniu 14. V. 1949 r. z okazji Święta Hutniczego uchwalają:

1. W oparciu o rozwijający się ruch współzawodnictwa pracy włożyć w realizację planu sześcioletniego całe swe długoletnie doświadczenie i swą wiedzę fachową oraz stworzyć najodpowiedniejsze warunki dla współzawodnictwa pracy tak na drodze organizacyjnej, jak i na drodze postępu technicznego.

2. Na podstawie swego doświadczenia i wiedzy fachowej udoskonalić metody pracy i procesy technologiczne dla najbardziej rentownego i najszybszego zwiększenia produkcji.

3. Poprawić jakość wytworów.

4. Zorganizować i zrealizować plan sześcioletni tak, aby przy najmniejszych wkładach środków materialnych i sił fizycznych osiągnąć największy wynik gospodarczy w najkrótszym czasie.

5. Mimo wielkiego obciążenia pracą nie ustawać w pracach naukowych dla utrzymania jak największego poziomu nauki i postępu technicznego.

Narada w Krośnie dla przedterminowego wykonania planu

W dniu 16 maja br. odbyła się w Krośnie Krajowa Narada Gospodarcza Przemysłu Naftowego. W obradach uczestniczyli przodownicy pracy przemysłu naftowego, racjonalizatorzy, przedstawiciele rad zakładowych, kierownicy organizacji partyjnych z delegatem K. C. PZPR tow. Jakubowiczem, związków zawodowych przedsiębiorstw przemysłu naftowego i Dyrekcja Naczelna CZPN.

W dyskusji zabierało głos wielu przodowników pracy i racjonalizatorów. Poddano analizie dotychczasowe wyniki pracy prawie wszystkich placówek, podległych CZPN, poświęcając najwięcej uwagi przyczynom hamującym i utrudniającym współzawodnictwo pracy.

Zebrani postanowili m. in., iż przemysł naftowy wykona 3-letni plan produkcji ropy do 19 września br., osiągając do końca br. 110,50 proc. 3-letniego planu, zaś plan produkcji ropy na r. 1949 wykonany zostanie do 12 grudnia br., 3-letni plan wierceń do 24 lipca br., a plan produkcji gazoliny do 8 września br.

Ponadto zebrani postanowili podnieść sumę oszczędności planowanych na rok 1949 o 78,5 mil. zł.

Bibliografia naftowa

Geologia i geofizyka

Rozwój poszukiwań za ropą metodami geofizycznymi w dobie obecnej. S. J. Pirson, An Evaluation of Present Day Geophysical Exploration for Oil. *Oil Weekly*, 125, 2, 45 (10. III. 1947), 3, 39 (17. III. 1947), 125, 5, 37 (31. III. 1947), 125, 6, 45 (7. IV. 1947). Autor omawia obecnie stosowane geofizyczne metody poszukiwawcze. Do najbardziej rozpowszechnionych należy metoda refleksyjna. W elektrycznej metodzie Elflexa głębokość zasięgu zależy od częstotliwości użytego prądu. Metody geochemiczne zostały tu również omówione lecz nie znalazły one uznania w St. Zjedn., gdyż nie dały oczekiwanych rezultatów.

Odwierty bada się metodą rdzeniowania elektrycznego lub radioaktywnego. Elektronowa metoda stosowana jest dla piasków zalegających do 6000 stóp głębokości.

Dla oznaczania stratygrafii i struktury są przeważnie stosowane metody magnetyczne i grawimetryczne, jednakowoż metoda sejsmiczna jest najbardziej rozpowszechniona. Metody radarowa i ultrasoniczna są bezużyteczne wskutek wpływania na nie zjawiska absorpcji.

Usiłowania zastosowania zjawiska prądów tellurycznych, nie dały dotychczas rezultatów, wywołały one jednak duże zainteresowanie. Metody termalne stosuje się niechętnie, gdyż wymagają one wiercenia otworów przynajmniej do 100 stóp.

Dla pomiarów kąta pomiędzy odwiertem a pokładami ma szerokie zastosowanie „S. P. dipmeter”. Metoda pomiarów radioaktywności posiada specjalne znaczenie przy rdzeniowaniu odwiertów zarurowanych. Rdzeniowanie neutronowe wykrywa płyny. H. G.

Wiertnictwo

Nowa metoda dla oznaczania efektu chemicznych zabiegów na płuczkę wiertniczą. N. E. Martello, New Methods for Evaluating the Effect of Chemical Treatment on Drilling Mud, *Oil and Gas Journal*, 3. I. 1948, 46, 36, 70. Opisane tu zostało urządzenie dla badania płuczki w warunkach takich, w jakich znajduje się ona w odwiercie. Jest to aparat utrzymujący płuczkę w stałej cyrkulacji, zaopatrzony w dużą pompę centryfugalną, głowicę do podgrzewania oraz do pobierania próbek tej płuczki. Aparat sporządzony jest z miedzi i brązu. Pojemność jego wynosi 2—6 galonów. Aparat opisany jest bardzo szczegółowo, z zapodaniem diagramów oraz instrukcji jego używania. H. G.

Pomiary krzywizny odwiertów. R. Sneddon, Controlled Vertical Drilling. *Petroleum Engineer*, 13, 13, 113 (IX. 1947). Autor przypisuje duże znaczenie kontroli pionowości wiercenia w odróżnieniu od kontroli kierunku wiercenia. Podaje on sposoby i urządzenia do takiej kontroli. H. G.

Wiercenia boczne w wapiennych złożach ropnych. W. P. Sterne, Lateral Drilling of Limestone Reservoirs. *Oil Weekly*, 122, 13, 34 (26. VIII. 1946). Dla zwiększenia drenażu odwiertów produkcyjnych zastosowano w Tulsa wiercenia boczne z dobrym rezultatem.

Autor podaje w układzie tabelarycznym ilość tych wierceń oraz ich wyniki, ponadto opisuje dokładnie urządzenie dla tej metody wiercenia. Składa się ono z deflektora, osłony deflektora i kotwicy, trzpienia napędowego („biczyska”) oraz gryzaka. Metodą tą można wierceć kilka otworów naraz, co daje dużą oszczędność na czasie wiercenia. H. G.

Różne

Oznaczanie miejsca wtargnięcia wody do odwiertu. D. Silverman and R. A. Brown, Location of Points of Water Entry in Oil Wells. *Petroleum Technologist*, 11, 1—19, I. 1948. Ustalenie miejsca wtargnięcia wody do odwiertu posiada doniosłe znaczenie, jeżeli chcemy przy- pływ tej wody kontrolować. Urządzenie służące do tego celu składa się z zespołu rurowego z dziesięciu pasami elektrod, umieszczonych w odstępach co 4 stopy. Od każdej pary elektrod prowadzi przewód połączony z sele- noidem, przez co możemy obserwować dokładnie przewodnictwo płynu w bezpośrednim sąsiedztwie każdej pary elektrod. Aparat zapuszcza się do głębokości, na której chcemy odwiert skontrolować. Spód pompy umieszcza się poniżej najniższej elektrody. Gdy pompa usunie nagromadzoną w odwiercie wodę, dopływ świeżej wody sygnalizuje aparat.

W artykule znajdujemy dokładny opis tak samego aparatu, jak również sposobu wykonywania pomiarów oraz ich interpretacji. Podane są również przykłady takich pomiarów na różnych polach Stanów Zjedn. H. G.

Zapobieganie korozji powstałej wskutek siarki w odwiertach. P. L. Manual, Inhibiting Subsurface Sulphide Corrosion. *World Oil*, Oct. 1947, 46, 38, 78. Autor wyjaśnia przyczyny, wskutek których siarka działa korodująco na materiały znajdujące się w odwiertach. Korozji tej można zapobiec przez codzienne wlewanie formaldehydu do odwiertu. Stosowanie tej metody dało doskonałe wyniki i pozwoliło w wielu wypadkach na eksploata- wanie odwiertów skazanych na zagładę. Podano także przykłady. Następnie autor omawia technikę stosowania formaldehydu. H. G.

Pseudokrytyczna temperatura gazów. J. C. Cal- houn, Pseudo-Critical Temperature of Gases. *Oil and Gas Journal*, 46, 22, 103 (4. X. 1947). Autor wykazuje, że nie istnieje pojedyncza wartość krytycznej temperatury i ciśnienia dla mieszanki gazowej. Dla takiej mieszanki można obliczyć jedynie pseudokrytyczne temperatury. Dla tych obliczeń autor podaje dwa wykresy oraz tabelę. Obliczenia ilustruje przykładami. H. G.

Nakładem Instytutu Naftowego w Krakowie
Kolegium Redakcyjne:

CZPN: Inż. Wiktor Kulczycki

Instytut Naftowy: Inż. Józef Wojnar, Inż. Bronisław Fleszar, Inż. Henryk Górka, Inż. Adam Waliduda
Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego; Inż. Jan 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-36549