

2005 III 071

NAFTA

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

PAŹDZIERNIK-LISTOPAD 1948

Nr 10-11

ROCZNIK IV



P.626/48



TREŚĆ:

	Strona
1. Inż. Zbigniew Wyszyński: Interpretacja danych geologicznych z postępu wiercenia	321
2. Inż. Michał Konecki: Zastosowanie fotografii lotniczej do celów geologicznych	324
3. Inż. Michał Gawliński: Z dynamicznych zagadnień wirującego sprężystego przewodu wiertniczego (dokończenie)	325
4. Inż. Tadeusz Reguła: Racjonalna kontrola gospodarki złożem gazowym (dokończenie)	328
5. Inż. Roman Glaser: Zapobieganie korozji urządzeń rafineryjnych przy przeróbce rop siarkowych	330
6. Wyższe szkolnictwo naftowe w Związku Radzieckim	336
7. Inż. Henryk Olszewski: Gaz w gospodarce Dolnego Śląska	337
8. Inż. Andrzej Mazurkiewicz: Benzyna i rozpuszczalniki a bezpieczeństwo i higiena pracy	339
9. Dr Bolesław Bem: Masyw węgierski i struktura jego pól naftowych	340
10. Nowe metody budowy rurociągów	341
11. Zależność korozyjności gleb od ich oporu	342
12. Postępy w podziemnej gazyfikacji złóż węgla	343
13. Rozpuszczalność gipsu w kwasie solnym i jej znaczenie przy stosowaniu kwasowania odwiertów	344
14. Polimeryzacja izobutenu zawartego w gazach z krakingu	345
15. Postępy w technice wiertniczej i eksploatacyjnej w ostatnich latach	346
16. Z życia Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego	347
17. Przegląd zagraniczny	348
18. Kronika	354

„Нефть“ № 10-11. Октябрь—Ноябрь 1948. Нефт. Институт Польша, Краков

ОГЛАВЛЕНИЕ:

	Стр.
1. Инж. З. Вышински: Интерпретация геологических данных по скорости бурения	321
2. Инж. М. Конечки: Применение авиационной фотографии для геологических целей	324
3. Инж. М. Гавлински: Из проблем динамики вращающегося эластичного бурового провода (окончание)	325
4. Инж. Т. Регула: Рациональное контролирование хозяйства в газовой залежи (окончание)	328
5. Инж. Р. Глязер: Защита перед коррозией нефтезаводских установок при переработке сернистой нефти	330
6. Нефтяные высшие учебные заведения в Советском Союзе	336
7. Инж. Г. Ольшевски: Газ в хозяйстве Нижней Силезии	337
8. Инж. А. Мазуркевич: Бензин и органические растворители в отношении безопасности и гигиены труда	339
9. Др В. Bem: Венгерский массив и структура его нефтяных месторождений	340
10—15. Сводки технических статей	341—346
16. Хроника Общества Инженеров и Техников Нефтяной Промышленности	347
17. Иностранная хроника	348
18. Хроника	354

„Petroleum“ Nr 10-11. October—November 1948. Petroleum Institute Poland, Kraków

CONTENTS:

	Page
1. Z. Wyszyński: Geological Reconnaissance with the Aid of the Observation of the Rate of Penetration Date in Rotary Drilling	321
2. M. Konecki: Aerial Photography in Geologic Survey	324
3. M. Gawliński: Problems of the Dynamics of Elastic Rotating Drilling Column (concluded)	325
4. T. Reguła: The Rational Control of the Development of Natural Gas Reservoirs (concluded)	328
5. R. Glaser: Corrosion Prevention of Refinery Equipments in High Sulphur Crude Oils Processing	330
6. Petroleum Engineering Universities in USSR	336
7. H. Olszewski: Gas Utilizing in Polish Lower Silesia	337
8. A. Mazurkiewicz: The Safety and Hygienic Conditions when Working with Gasoline and Solvents	339
9. Dr B. Bem: Geological Structure of Oil Fields in the Hungarian Massive	340
10—15. The Abstracts of Technical Papers	341—346
16. Association of Graduate Engineers and Technicians of Petroleum Industry	347
17. Foreign Review	348
18. Current News	354



NAFTA

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

REDAGUJE INSTYTUT NAFTOWY

Rok IV

Październik–Listopad 1948 r.

Nr 10–11

Inż. Zbigniew Wyszynski

Interpretacja danych geologicznych z postępu wiercenia

Znajomość wielkości postępu wiercenia w rozmaitych głębokościach otworu wiertniczego jest niezwykle pomocna przy wczesnej interpretacji danych geologicznych. Pomaga nam ona w natychmiastowym niemal orientowaniu się w charakterze warstw zwiercanych świderem lub rdzeniowanymi koronką rdzeniową. Oczywiście metoda ta wymaga studiów wstępnych dla danego terenu i dla lokalnych warunków geologiczno-petrograficznych. Mówiąc bardzo ogólnie, postęp wiercenia jest najszybszy w piaskowcach, piaskach itp. skałach ziarnistych, gdzie wymywające działanie płuczki może odgrywać największą rolę. Szybciej bodaj od piaskowców wierci się w węglu. Postęp zaś w skałach zwięzłych i twardych będzie wolniejszy. W wapieniach, gipsie, anhydrycie itp. postęp ten będzie szybszy niż np. w pirytach, jednak wolniejszy niż w łupkach. W tym ostatnim wypadku dużą rolę odgrywa charakter chemiczno-fizyczny łupków oraz płuczki. Jeśli łupki dobrze dyspergują, a są przy tym pęczniące, następuje łatwo oblepianie świdra i postęp wiercenia maleje wydatnie. Jeśli jednak będziemy się posługiwali odpowiednio dobraną do warunków płuczka, wówczas świder będzie odłupywał kawałki formacji łupkowej, a płuczka będzie je usuwała na powierzchnię zanim cząsteczki ilaste zdążą się rozproszyć w jej strumieniu. Różnice w szybkości wiercenia są takiego rzędu, że zanotowanie ich nie przedstawia większych trudności, nawet bez stosowania jakiegokolwiek aparatury samozapisującej.

Podczas mego pobytu na Trinidadzie, gdzie jako geolog eksploatacyjny byłem odpowiedzialny za dostarczenie maksymalnej ilości danych geologicznych z otworów wierconych, zarówno na znanych jak i czysto poszukiwawczych terenach, w braku instrumentów samozapisujących uciekłem się do najprostszej metody, a mianowicie użyłem specjalnych pracowników do pobierania próbek z płuczki i do zapisywania postępu wiercenia, ciśnienia płuczki, nacisku na świder i obrotów stołu rotacyjnego. W krajach, gdzie robocizna jest stosunkowo niedroga, natomiast zdobycie dobrego instrumentu natrafia na trudności, rozwiązanie to może być w pełni polecane.

Pracownik powinien posiadać przynajmniej wykształcenie ogólne. Zadanie jego polega na:

1. pobieraniu, płukaniu i pakowaniu (w woreczki lub lepiej w puszki blaszane) próbek wyniesionych przez płuczka, w odstępach czasu zaleconych przez geologa;

2. notowaniu w specjalnie przygotowanym zeszycie w podanych odstępach czasu następujących danych:

- ilość odwierconych metrów czy centymetrów,
- stosowany nacisk na świder,
- ilość obrotów stołu rotacyjnego na minutę,
- ciśnienie płuczki.

Temu samemu człowiekowi można powierzyć również wykonywanie pomiarów płuczki, tj. mierzenie co pewien czas jej ciężaru właściwego, wiskozy i zawartości piasku. Wszystkie te pomiary są proste i zwykle wykonywane bezpośrednio na kopalni, jeśli więc wykonywanie ich zostanie powierzono specjalnemu pracownikowi, zostanie w ten sposób odciążona załoga wiertnicza, a wyniki uzyskane będą na pewno dużo lepsze.

Notowanie postępu wiercenia może się odbywać albo przez zapisywanie co pewien czas głębokości otworu, albo lepiej, zapisywanie czasu zużytego na odwiercenie danej jednostki głębokości, np. $\frac{1}{2}$ m. Poniżej podano przykład jednej strony takiego dzienniczka:

Głębokość		Czas		Postęp wierc. m/min.	Nacisk		Obroty na min.	Ciśn. pary	Ciśn. płuczki
m	cm	godz.	min.		pkt.	kg/cm ²			

Na drugiej stronie umieścimy następujące dane:

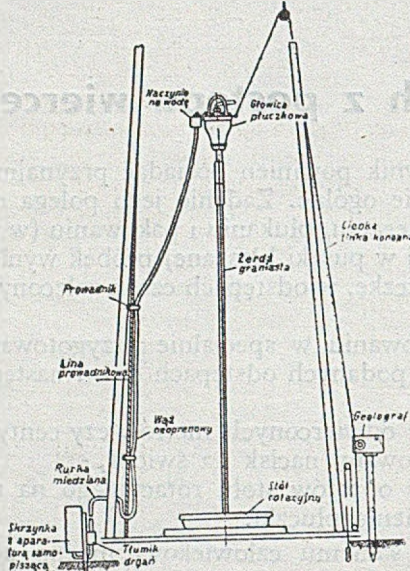
Cięż. wł. płuczki	Wiskoza płuczki	Zawartość piasku	Uwagi: ślady ropy czy gazu w płuczce lub w próbkach, stójki i ich powody, trud- ności w wierceniu, jak za- sypy itp. Dodatki chemicz- ne lub inne do płuczki

Ponieważ do każdej zmiany załogi wiertniczej przydzielić trzeba innego „próbkarza”, należy zapewnić sobie możliwość dobrania zgranego zespołu

tak, aby jeden nie mógł drugiemu robić żadnych „niespodzianek“ i żeby każdy z nich był odpowiedzialny za swoje wyniki. Są to jednak już szczegóły, które należy rozwiązywać w zależności od warunków lokalnych.

Przechodząc teraz do omówienia automatycznego zapisywania postępu wiercenia przy metodzie obrotowej, musimy wspomnieć, że istnieją dwie zasadnicze metody dotychczas stosowane. Jedną jest tzw. „geograf“, drugą — metoda „Martin-Decker’a“.

W wypadku „geografu“, który opisany był po raz pierwszy w Biuletynie A. A. P. G. z roku 1935 (rys. 1), cienka linka, zaczepiona jednym swym koń-



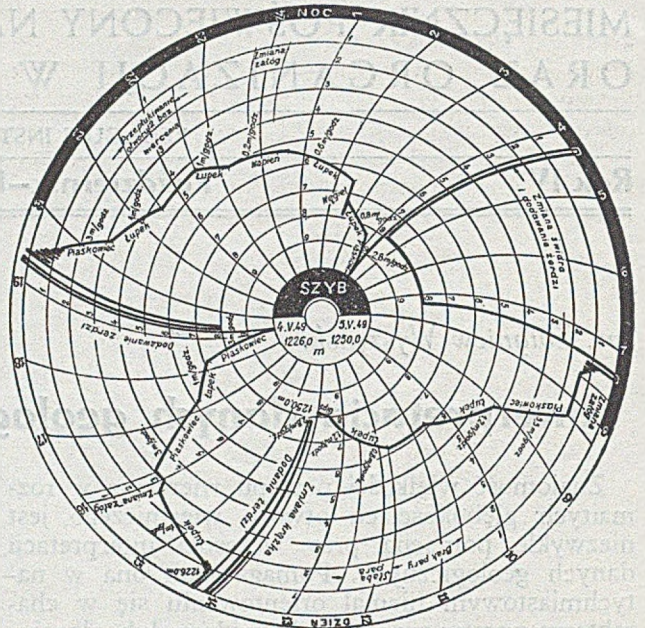
Rys. 1. Aparatura samozapisująca

po lewej stronie - aparat Martin-Decker'a, po prawej stronie - „Geograf“

cem do głowicy płuczkowej, przewleczona jest przez rolkę umieszczoną powyżej najwyższego położenia tej głowicy w wieży, po czym schodząc w dół, okręcona jest wokół bębna, zaś dolny jej koniec obciążony jest odpowiednim ciężarkiem. Każdy ruch głowicy płuczkowej ku górze czy ku dołowi, przenosi się więc na bębenek. Za pomocą odpowiedniego przeniesienia bębnek ten jest połączony ze wskazówką i piórkiem, które zapisuje na krążku papieru, umieszczonym na tarczy, poruszanej mechanizmem zegarowym. Metoda jest łatwa do zaimplementowania nawet z najprostszych części.

Metoda „Martin-Decker'a“ stosuje ciśnienie słupa wody o znanym ciężarze właściwym. Mianowicie na głowicy płuczkowej umieszcza się naczynie napełnione cieczą, przeważnie wodą, o znanym ciężarze właściwym, które za pomocą długiego, swobodnie zwisającego cienkiego węża gumowego (neopren), połączone jest z samozapisującym manometrem. W miarę podnoszenia się głowicy względnie jej obniżania się podczas wiercenia czy manipulacji, wzrasta lub maleje wysokość słupa wody w wężu gumowym, przenosząc różnicę ciśnienia na element ciśnieniowy manometru. Element ten połączony jest z wskazówką opatrzoną piórkiem, które zapisuje na papierowym krążku, obracającym mechanizmem zegarowym (rys. 2). Od-

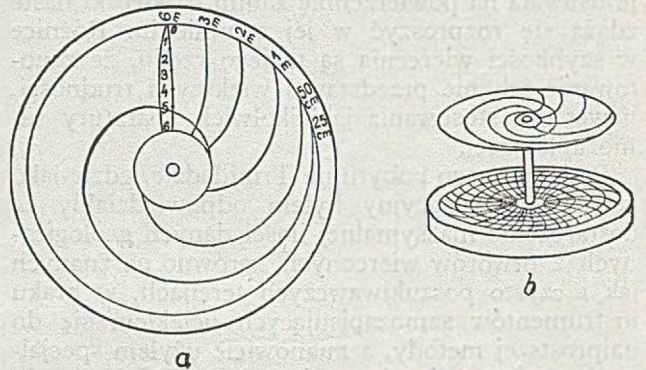
powiednie nisko-ciśnieniowe manometry samozapisujące można dostać w handlu, tak że i w tym wypadku improwizacja jest możliwa. W czasie gdy



Rys. 2. Krążek z aparatury samozapisującej

byłem zatrudniony jako geolog „kopalniany“ przy wierceniach poszukiwawczych za ropą na terenie Wielkiej Brytanii, dysponowaliśmy kilkoma oryginalnymi aparatami „Martin-Decker’a“. Stosowaliśmy jednak także improwizowaną aparaturę, która dawała zupełnie zadawalające wyniki.

W zależności od zastosowanego mechanizmu samozapisującego, wykres postępu wiercenia w czasie może być albo nanoszony wprost na taśmę papieru, albo też na krążek papierowy. W wypadku wykresu na krążku, konieczne jest sporządzenie sobie (dostarcza również „Martin-Decker“) „tarczy wzorcowej“, która by pozwalała na odcyfrowywanie wyników zapisanych przez aparat. Tarcza taka (rys. 3a), sporządzona na krążku z plastyku lub zwykłego grubszego celulojdu, posiadać będzie szereg krzywych helikoidalnych postępu



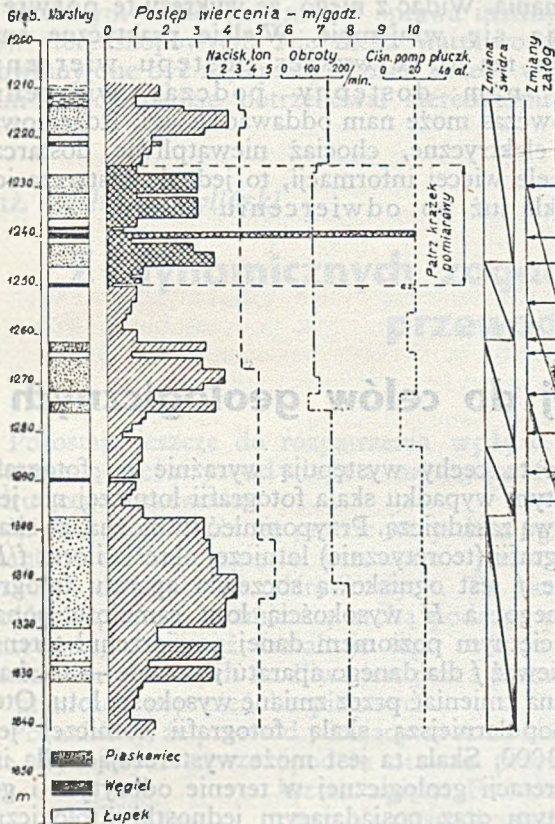
a-tarcza, b-podstawka
Rys. 3. Tarcza wzorcowe

wiercenia: 10, 9, 8, 7, 6, 5, 4, 3, 2 1/2, 2, 1 1/2, 1, 3/4, 1/2, 1/4 m/godz. Krzywe te, po nacięciu ich w plastyku, należy napuścić różnymi kolorami dla łatwiejszego rozróżnienia. Nakładając krążek pa-

pierowy z zanotowanymi krzywymi postępu wiercenia na odpowiednią podstawkę z centralnie umieszczonym drążkiem (rys. 3b) i przykrywając go tarczą wzorcową z celuloidu, możemy, obracając tę ostatnią, dobrać do każdego odcinka wykreślonej krzywej najlepiej mu odpowiadającą krzywą na tarczy wzorcowej. Odchylając brzeg tarczy wzorcowej zanotujemy przy odpowiednim odcinku wykresu odpowiadającą mu wartość postępu wiercenia. Następnie przenosząc te odcinki według ich długości na „rejestr postępu wiercenia” (rys. 4), i odcinając odpowiednie wartości

tów, wskaźnika momentu skręcającego, wskaźnika ciśnienia pomp, jak również aparatury samozapisującej wszystkie powyższe dane oraz postęp wiercenia. Zapisywanie wszystkich tych danych odbywa się na wykresie taśmowym, który jest dostępny dla wiertacza, pozwala więc mu na umieszczenie niezbędnych objaśnień i uwag wprost na wykresie. Aparat ten oddaje bardzo duże usługi, szczególnie przy wszelkiego rodzaju badaniach nad organizacją pracy, wartością różnych świdrów, płuczką wiertniczą, silnikami napędowymi itp., oprócz jego zalet związanych z zastosowaniem interpretacji postępu wiercenia do celów geologicznych.

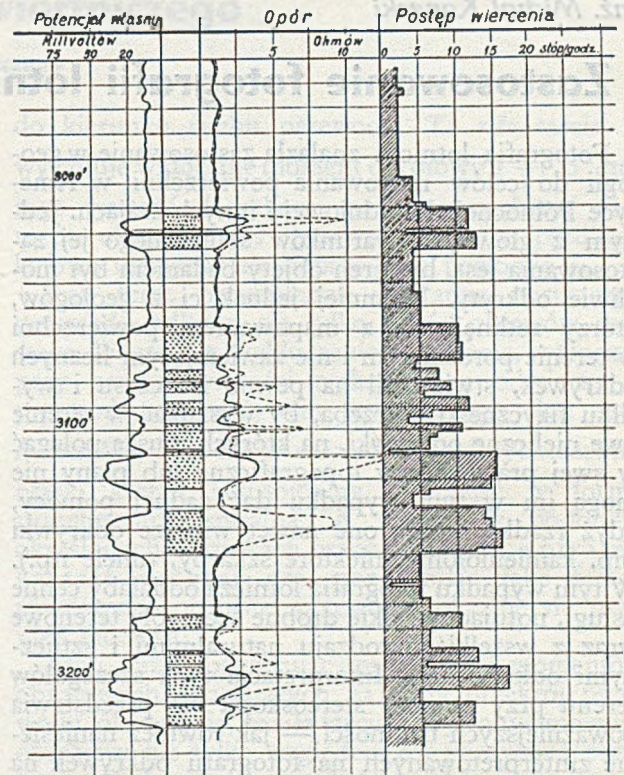
Zastrzec jednak należy, że wykres postępu wiercenia jest tylko narzędziem pomocniczym, które może oddawać ogromne usługi przy korelacji informacyjnej, dostarczanych z próbek wynoszonych przez płuczkę. Okres czasu upływający pomiędzy odkruszeniem odłamka skały z dna otworu przez świder, a jego ukazaniem się na powierzchni jest nieraz bardzo długi, szczególnie w głębokich odwiertach. To „opóźnienie próbek” można w dużym przybliżeniu obliczyć z szybkości



Rys. 4. Rejestr postępu wiercenia

postępu wiercenia na danej głębokości, otrzymamy gotowy obraz zachowania się świdra na dnie odwiertu. Jeśli dysponujemy jeszcze samorejestrującym „wierceniomierzem” (drillometer), który poza naciskiem na świder powinien także notować ilość obrotów stołu, ciśnienie pomp i moment skręcający na żerdziach, wówczas wszystkie te dane nanosimy również na nasz wykres głębokościowy. Umieścimy tam też wszelkie zmiany załóg wiertniczych, zmiany świdrów itp. dane, mogące mieć wpływ na postęp wiercenia. Analizując teraz nasz wykres postępu wiercenia, usuwamy z niego wszelkie zmiany szybkości, których przyczyną można się dopatrzeć w warunkach mechanicznych i wiertniczych. Dopiero tak wykonany „rejestr postępu wiercenia” („log”) posiada pełną wartość przy interpretacji przewierczanych warstw.

„Martin-Decker” wypuścił na rynek niedawno ulepszoną aparaturę, tzw. „drilllogger”. Aparat ten stanowi uzupełnioną odmianę znanego powszechnie „Sealtite” i składa się z szeregu wskaźników tarczowych, a więc wierceniomierza, wskaźnika obro-



Rys. 5. Porównanie wykresu postępu wiercenia z wykresami rdzeniowania elektrycznego tego samego odwiertu

przepływu płuczki w przestrzeni pomiędzy ścianami odwiertu a przewodem wiertniczym oraz z głębokości otworu. Dla danej średnicy otworu i średnicy przewodu wiertniczego szybkość wynoszenia próbek będzie proporcjonalna do ciśnienia pomp płuczkowych, toteż można w pewnych wypadkach w przybliżeniu określać „opóźnienie próbek” na podstawie ciśnienia pomp. Pominięte tu zostały oczywiście wszelkie ściśle teoretyczne rozważania, takie jak wpływ wiskozy płuczki, wielkości i kształtu okruchów urobku itp. Łatwo więc sobie wyobrazić wartość informacji uzyskiwanych o poszczegól-

nych formacjach w momencie ich zwiercania. Jeśli na przykład wykres postępu wiercenia wykazuje słaby postęp na przestrzeni np. 20 metrów, zaś w dwie godziny później zaczynamy otrzymywać próbki piaskowca, to w wypadku „opóźnienia próbki“, wynoszącego w przybliżeniu 2 godziny, możemy z całym spokojem dokładnie określić głębokość na której nawierciliśmy zarówno strop jak i spąg tego piaskowca. Bardzo wyraźnie zaznaczają się na wykresie wszelkie wkładki łupków, gips, warstwy węgla itp.

Odnosnie postępu wiercenia w łupkach należy wspomnieć, że jakkolwiek jest on z zasady wolniejszy niż w piaskowcach, zaś na ogół szybszy niż np. w wapieniach, to jednak mogą zachodzić duże różnice w różnych łupkach i przy rozmaitych gatunkach płuczki. Jeśli np. używamy płuczki, która nie jest całkowicie „nasycona“ cząsteczkami ilastymi, a więc płuczki „rzadkiej“, lekkiej, wówczas następuje dalsze rozrabianie łupków i roz-

praszanie cząstek ilastych w nienasyconym medium rozpraszającym, a więc w wodzie. Szybkość tego rozpraszania może być tak wielka, że postęp wiercenia może chwilowo wzrosnąć, stwarzając pozory wiercenia w piasku. Jeśli jednak mamy do czynienia z dobrze ustabilizowaną płuczka, wówczas można uważać wyniki postępu wiercenia za wystarczająco pewną podstawę do korelacji geologicznych.

Ciekawe jest porównanie sporządzonego wykresu postępu wiercenia z wykresem rdzeniowania elektrycznego. Rys. 5 daje przykład takiego porównania. Widać z niego, że wykresy te potwierdzają się wzajemnie. Wielkie praktyczne znaczenie ma to, że wykres postępu wiercenia jest nam dostępny podczas wiercenia i wówczas może nam oddawać usługi. Rdzeniowanie elektryczne, chociaż niewątpliwie dostarcza o wiele więcej informacji, to jednak dostarcza ich zwykle już po odwierceniu otworu.

Inż. Michał Konecki

Zastosowanie fotografii lotniczej do celów geologicznych

Fotografia lotnicza znalazła zastosowanie w geologii do celów mapowania powierzchni w Ameryce Północnej, Południowej i innych krajach. Jednym z głównych warunków skutecznego jej zastosowania jest, by teren objęty badaniem był możliwie odkryty. Niemniej jednak ci z geologów, którzy zetknęli się z mapowaniem powierzchni w terenie porośniętym i nie zawierającym licznych odkrywek, stwierdzili na pewno ile czasu i wysiłku fizycznego potrzeba, by wyszukać w terenie owe nieliczne odkrywki, na których muszą polegać w swej pracy. Mapy topograficzne lub plany nie mogą im w tym wypadku dać żadnej pomocy, gdyż rzadko notują one nawet większe odkrywki (np. kamieniołomy, niektóre szkarpy, tunele itp.). W tym wypadku fotografia lotnicza oddałaby cenne usługi, notując wszelkie drobne szczegóły terenowe wraz z wszelkiego rodzaju naturalnymi i sztucznymi odkrywkami. Interpretacja tych szczegółów terenu przy pomocy stereoskopu nie przedstawia poważniejszych trudności — jak również naniesienie zinterpretowanych na fotografii odkrywek na mapę topograficzną. W ten sposób geolog bez żadnych poszukiwań w terenie może się udać wprost do tych miejsc i wykorzystać je dla swoich celów — ma on również pewność, że nie pominął żadnej z odkrywek. Oczywiście w rachubę wchodzi koszty. Wyjściem z tej sytuacji może być współpraca z lotnictwem, np. wojskowym, wykonującym fotograficzne ćwiczenia dla swoich celów lub też inne okazje. Przypuszczać należy, że nie nastarczy to dużych trudności, a przyczyni się wiele do ułatwienia pracy geologa mapującego powierzchnię.

Fotografia lotnicza nawet w terenie porośniętym może dostarczyć cennych informacji strukturalnych przez interpretację sieci działów wód (drainage paterus), topografii terenu itp. W terenie górz-

ystym te cechy występują wyraźnie na fotografii i w tym wypadku skala fotografii lotniczej nie jest sprawą zasadniczą. Przypomnieć tu można, że skalę fotografii (teoretycznie) lotniczej określa iloraz f/H , gdzie f jest ogniskową soczewki aparatu fotograficznego, a H wysokością lotu samolotu ponad przeciętnym poziomem danej powierzchni terenu. Ponieważ f dla danego aparatu jest stałe — to skalę można zmieniać przez zmianę wysokości lotu. Otóż najpopularniejszą skalą fotografii lotniczej jest 1:20000. Skala ta jest może wystarczająca dla interpretacji geologicznej w terenie odkrytym i górzystym oraz posiadającym jednostki litologiczne o znacznej miąższości. Jeśli natomiast ma się do czynienia z terenem nawet górzystym, lecz o cienkich jednostkach litologicznych, lub w terenach wyżyn równinnych (plateaus, strata — bench — lands) interpretacja strukturalna jest bardzo utrudniona i wymaga większej skali np. 1:8000, co może być osiągnięte albo przez obniżenie lotu albo przez zwiększenie ogniskowej soczewki aparatu fotograficznego np. do $f = 12$ cali. Dalszym postępowaniem w kierunku umożliwienia interpretacji geologicznej fotografii lotniczej jest użycie najlepszej jakości filmu (bardzo drobnoziarnistego), możliwie najlepszej techniki wywoływania itp., tj. ulepszonej techniki fotograficznej.

Jeśli chodzi o interpretację stereoskopową, która zresztą jest jedną z głównych technik interpretacyjnych dla celów geologicznych, to pożądane jest planowanie wykonywania zdjęć z danego terenu tak, by każda para stereoskopowa posiadała znaczną szerokość pasa zachodzenia na siebie (zakładkę — overlap). Wynosi ona normalnie do 30%; dla celów interpretacji geologicznej pożądana jest szerokość zakładki do 50% i wykorzystanie tylko centralnych partii „stereopary“. Otrzymuje się

wtedy niespaczony obraz stereoskopowy szczegółów terenu.

Nie trzeba dodawać, że skale obu fotografii stereopary muszą być identyczne — inaczej ich skupienie w jeden obraz będzie trudne a interpretacja niemożliwa. Ważną rzeczą również jest wykonywanie zdjęć w tym samym czasie, w jednakowych warunkach oświetlenia itp. Fotografii np. wykonane przed i po południu dadzą odwrotne kierunki cieni drzew, co może np. uniemożliwić zinterpretowanie wzgórza tymi drzewami porośniętego lub innej formy topograficznej.

Osobnym zagadnieniem jest sprawa instrumentów stereoskopowych. Nie ulega wątpliwości, że powinny one być najlepszej jakości. Przede wszystkim geolog będzie potrzebował stereoskopu po-

większającego. Następnie — soczewki stereoskopowe winny być wysokiego gatunku, tak by zniekształcenie drobnych nawet szczegółów było minimalne. Oświetlenie musi być bardzo jasne, a to celem odkrycia i dobrego widzenia najdrobniejszych szczegółów fotografii. Dobrze byłoby posiadać stereoskop z wymiennymi soczewkami w zależności od szerokości zakładki stereopary. Celem usunięcia zmęczenia oczu wskutek długotrwałego patrzenia — specjalne okulary stereoskopowe są wielką pomocą.

Powyższe warunki są niezbędne dla celów interpretacji geologicznej; niestety istniejące stereoskopy dla celów interpretacji fotograficznej w ogóle nie spełniają tych wszystkich warunków i pożądane byłoby rozpoczęcie produkcji stereoskopów geologicznych.

Inż. Michał Gawliński

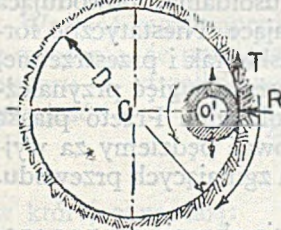
Z dynamicznych zagadnień wirującego sprężystego przewodu wiertniczego

Dokończenie

Pozostaje jeszcze do rozpatrzenia wpływ, jaki wywierają ściany odwiertu na ugięte formy wirującego przewodu.

Wpływ ten wyraża się przede wszystkim ograniczeniem strzałki ugięcia przewodu, powstałego wskutek działania sił odśrodkowych. Ta okoliczność okazuje się znamioną cechą podczas pracy przewodu, ponieważ kształtuje tego rodzaju warunki, wśród których możliwa jest praca przewodu w granicach naprężeń bezpiecznych.

Poznaliśmy, że przewód wirujący wraz z świdrem nie stykającym się ze spodem otworu przybiera kształt ugięty. Pod działaniem sił odśrodkowych ugięcie to szybko wzrasta, osiągając taką wartość, że przewód w miejscach, w których znajdują się zworniki, zaczyna dotykać ścian odwiertu. Od tej chwili wzrastające siły odśrodkowe nie są w stanie wywołać wzrostu ugięcia przewodu



Rys. 7

ze względu na przeszkodę, jaką dalszemu wzrostowi stawia opór ściany, który ze swej strony wywołuje reakcję R (rys. 7). O ile istnienie tych reakcji nie budzi żadnych wątpliwości, niemniej jednak nasuwa się pytanie, jak wielką wartość one przedstawiają i do jakiego stopnia są zdolne wpłynąć na zmianę formy sprężystej równowagi wirującego przewodu.

Niech koło ze środkiem w O przedstawia poprzeczny przekrój odwiertu, pierścień zaś z O' przekrój przewodu wirującego pod wpływem pewnego momentu obrotowego M z prędkością kątową ω . W danych warunkach pracy przewodu, w miejscu zetknięcia się jego ze ścianą otworu będzie działać siła tarcia T skierowana przeciwnie

do kierunku ruchu przewodu. Ta siła tarcia T wywołuje widocznie moment obrotowy $T \frac{d}{2}$, o którego wartość dodatkowo należy powiększyć moment obrotowy M przewodu, ażeby prędkość kątową utrzymać na poprzednim poziomie ω .

Jeśli teraz przyjmujemy, że tarcie wirującego przewodu odbywa się tylko wśród objawów czystego ślizgania z wykluczeniem toczenia, wtenczas przy pewnej wartości reakcji ścian odwiertu R przewód pod wpływem przyłożonego doń momentu $M + T \frac{d}{2}$ może utracić swój dotychczasowy płaski kształt sinusoidalny i przejść w formę przestrzenną, spiralną. A zatem, w podobnych określonych warunkach pracy przewodu, spiralny kształt ugiętej osi przewodu, jako forma równowagi sprężystej przewodu, okazuje się również możliwą.

Atoli bliżej rozpatrując rozkład sił i momentów obrotowych, działających na dany przekrój przewodu, okazuje się, że siła tarcia T wywołuje moment obrotowy nie tylko względem osi wirowania przewodu O , lecz także względem własnej osi przewodu O' .

Zastępując bowiem siłę tarcia T siłą równoległą o tej samej wartości i zwrocie, przeprowadzoną przez środek przewodu O' oraz parą sił o momencie $T \frac{d}{2}$, jeśli d oznacza zewnętrzną średnicę przewodu, nie trudno zauważyć, że moment pary sił $T \frac{d}{2}$ wywołuje ruch obrotowy przewodu około jego własnej osi O' w kierunku przeciwnym do kierunku wirowania i że siła T przechodząca przez O' wpływa hamująco na ogólny ruch wirowania około osi odwiertu O . W ten sposób, w tym przypadku dochodzi do skutku tarcie wśród poślizgu wraz z toczeniem się w odwrotnym kierunku ogólnego ruchu,

a zatem przewód wirować będzie nie tylko około osi odwiertu, lecz również jednocześnie okręcać się będzie około własnej osi.

Dopuszczając możliwość takiego jednoczesnego podwójnego obracania się przewodu, jest oczywiste, że prędkość kątowna wirowania przewodu około osi odwiertu zawsze wypada mniejsza od tej prędkości kątowej, którą przewód posiada w wypadku, kiedy nie zachodzi okręcanie się przewodu.

Ponieważ toczenie się przewodu po ścianie odwiertu pociąga za sobą zmniejszenie prędkości kątowej wirowania przewodu około osi otworu, a zmniejszenie prędkości kątowych natychmiast odbija się na zmniejszeniu się strzałki ugięcia oraz zmniejszeniu sił odśrodkowych, przeto wartość reakcji ścian, która jest funkcją sił odśrodkowych również maleje. W konsekwencji, pod wpływem działania reakcji ściany, przewód okręcając się około własnej osi, podlega odpowiednio zredukowanemu działaniu sił odśrodkowych i będzie usiłował wyprostować się. Lecz z chwilą zaniku działania sił reakcji ścian odwiertu, przewód odzyskuje z powrotem normalną ilość obrotów, uginając się do kształtu poprzednio posiadanego, reakcje ponownie osiągają swą dawną wartość i w ten sposób opisane zjawisko periodycznie powtarza się. Stąd wypływa wniosek, że w danym przypadku przewód pracuje w warunkach niestacystycznej równowagi, na przemian uginając się i prostując.

Jak przeto widzimy, reakcje ścian odwiertu przy pewnych swych wartościach sprawiają to, że poprzednio wyprowadzona forma ugięcia wirującego przewodu traci swój płaski charakter i że przewód przyjmuje nieustannie rozliczne formy sprężyste równowagi, uwarunkowane periodycznie powtarzającym się uginaniem to prostowaniem się przewodu.

Z powyższych roztrząsań wynika jeszcze jeden ważny wniosek dotyczący naprężeń zginających, jakie powstają w wirującym i jednocześnie okręcającym się przewodzie. Podczas czystego wirowania przewodu ze stałą prędkością kątową, pod wpływem powstałego ugięcia w każdym elemencie przewodu wystąpią naprężenia zginające o wartościach stałych. Natomiast kiedy przewód wiruje i jednocześnie okręca się około własnej osi, wtenczas naprężenia zginające, pojawiające się w pewnym elemencie przewodu, nie będą stałe lecz zmienne. Ta okoliczność odgrywa doniosłą rolę w zagadnieniach dotyczących wytrzymałości żerdzi, które stanowiąc będą temat odrębnego opracowania.

O ile wartość reakcji ścian odwiertu — uzależniona od wielu czynników, które niełatwo określić — rachunkowo nie da się dokładnie przedstawić, to jednak wartość sił tarcia można w przybliżeniu ocenić, kierując się danymi, uzyskanymi z pomiarów wykonanych podczas wiercenia otworów.

Opierając się na rezultatach pomiarów¹⁾, wykonanych w St. Zjedn., okazuje się, że w otworze głębokości 1440 m i skrzywieniu osi otworu w granicach od 1,5° do 5°, moc rozwijana przez maszynę parową podczas wiercenia otworu wynosiła 127 KM indyk., natomiast podczas biegu jałowego przewodu

w tej samej głębokości i przy tych samych obrotach 120 KM indyk. Odliczając od tej wartości około 20% na przewyciężenie oporów tarcia maszyny parowej, przeniesienia mocy do stołu i w samym stole rotacyjnym oraz okrętkę, pozostaje w przybliżeniu 70% mocy, zużywanej na pokonanie oporów tarcia przewodu o ściany odwiertu, co świadczy o dużych siłach tarcia podczas wirowania przewodu i możliwości okręcania się przewodu około własnej osi.

Przechodząc do rozpatrzenia wpływu krzywizny osi otworu na ugiętą formę przewodu, należy zauważyć, że wartości reakcji ścian odwiertu wypadają oczywiście większe w wypadku pochylonej osi otworu w porównaniu z otworem pionowym (częściowe kładzenie się przewodu na ścianach). Wskutek większych wartości osiąganych przez siły tarcia przewodu o ściany w takich warunkach pracy, przewód niewątpliwie podlega przemiennym naprężeniom zginającym, które przyjmują wartości (+) i (—).

Roztrząsanie zagadnień, związanych z wirującym przewodem wiertniczym podczas biegu jałowego, wykazało możliwość pojawiania się 3 różnych form sprężystej równowagi przewodu:

płaskiej sinusoidalnej,
przestrzennej spiralnej i wreszcie niestacystycznej zmiennej, przypuszczalnie tak płaskiej jak i przestrzennej.

Z tych wszystkich możliwych form ugięcia najbardziej nas może interesować oczywiście tylko ta, która wywołuje w przewodzie największe naprężenia zginające, ponieważ taka forma będzie z wszystkich możliwych najbardziej niekorzystna dla przewodu.

Porównując przeto wymienione 3 formy ugięcia, nie trudno rozstrzygnąć, że najbardziej niekorzystną pod względem wytrzymałości żerdzi okazuje się płaska forma sinusoidalna, powodująca największe naprężenia zginające. Niestacystyczne formy, które mogą być jak płaskie tak i przestrzenne, nie mogą oczywiście przewyższać ugięć przynależnych płaskiej formie sinusoidalnej. Przeto płaską formę sinusoidalną przyjmować będziemy za wyjściową do obliczeń naprężeń zginających przewodu.

Po tej dyskusji zajmiemy się obecnie wyznaczeniem wartości naprężeń, powstających podczas jałowego biegu przewodu. Już z samych warunków pracy bezpośrednio wynika, że przewód podlega trójkiemu rodzajowi naprężeń, a mianowicie: rozciągającym — pod wpływem ciężaru własnego oraz obciążenia,
zginającym — wskutek sił odśrodkowych,
skręcającym — uwarunkowanych siłami tarcia podczas wirowania przewodu w środowisku płuczki wypełniającej otwór oraz tarcia o ściany otworu.

Naprężenia powstające w dowolnym przekroju pod wpływem ciężaru własnego przewodu oraz obciążników, wyrazimy formułą

$$\sigma = \xi(\gamma_p - \gamma_r)$$

¹⁾ American Society of Mechanical Engineers Reports of Tests on Steam Equipment for Drilling Rotary — Drilled Oil Wells. Research Pub. 1932, New York, N. Y.

przy czym oznaczają:

- ξ — odległość rozpatrywanego przekroju od dolnego końca przewodu,
 $\gamma_p \gamma_r$ — ciężar jednostki objętości materiału przewodu oraz płuczki.

Największe naprężenie wskutek rozciągania znajdziemy w górnym przekroju, tuż poniżej wrzeczona, przy dużych długościach przewodu jako najbardziej niebezpieczne, w którym nie powinno ono przekraczać wartości bezpiecznej.

Naprężenia zginające oblicza się na podstawie warunków określających wytrzymałość na zginanie, które jak wiadomo posiada postać

$$\sigma_{zg} = \frac{M}{W}$$

w którym W oznacza moduł przekroju.

Wartość momentu zginającego M otrzymamy z równania różniczkowego zgiętej osi belki

$$M = EJ \frac{d^2 y}{dx^2}$$

z którego naprężenie zginające

$$\sigma_{zg} = \frac{EJ}{W} \cdot \frac{d^2 y}{dx^2}$$

Zastępując w powyższym $\frac{d^2 y}{dx^2}$ wyrażeniem uzyskanym z sinusoidalnej formy ugięcia przewodu, otrzymamy

$$\sigma_{zg} = \frac{\pi^2 f}{l^2} \cdot \frac{EJ}{W} \sin \frac{\pi}{l} x$$

Naprężenie zginające osiąga największą wartość kiedy $x = \frac{l}{2}$, tzn. w połowie półfali, a zatem

$$\sigma_{zg} = \frac{\pi^2 f}{l^2} \cdot \frac{EJ}{W}$$

Wartość tego naprężenia obliczymy, wychodząc z założenia, że pomiędzy poprzecznym przekrojem otworu a strzałką ugięcia f przewodu istnieje równość

$$f = \frac{D-d}{2} + e$$

w której oznaczają:

- D — średnicę świdra,
 d — średnicę przewodu,
 e — mimośrodowość otworu.

Ponadto, że przy tej wartości strzałki przewód zaczyna zaledwie dotykać ścian odwiertu, albo inaczej się wyrażając, że wartość reakcji ścian jest jeszcze równa zeru.

Całkowitą wartość naprężeń normalnych, w jakimkolwiek punkcie dowolnego przekroju przewodu, można obliczyć, sumując naprężenia wywołane siłą podłużną pod wpływem ciężaru własnego przewodu, z naprężeniem wskutek zginania, a zatem:

$$\sigma_0 = \xi(\gamma_p - \gamma_r) + \frac{\pi^2 f}{l^2} \cdot \frac{EJ}{W} \sin \frac{\pi}{l} x \quad (12)$$

Naprężenia styczne wywołane w przewodzie pod wpływem momentów zginających M_{zg} i skręcających M_{skr} , obliczymy wzorem Guest'a i Mohr'a

$$\tau = \frac{1}{W} \sqrt{M_{zg}^2 + M_{skr}^2}$$

w którym moduł przekroju dla żerdzi rotacyjnych wynosi

$$W = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D^4 - d^4}{D}$$

oraz maksymalny moment zginający M_{zg}

$$M_{zg} = \frac{\pi^2 f}{l^2} EJ$$

Moment skręcający M_{skr} obliczymy z mocy silnika, przeniesionej przez przewód w ciągu jednej sekundy i jednego obrotu, ze znanego wzoru

$$M_{skr} = 7,16 \cdot 10^4 \frac{N}{n}$$

W powyższych wzorach wszystkie siły i dymensje wyrażone są w kg i cm.

Biorąc jeszcze pod uwagę podwyżkę naprężeń, jaka pojawia się w miejscach nacięcia gwintów na obu końcach żerdzi i którą ocenimy — analogicznie do obliczeń wykonanych przez Willers'a a dotyczących przejścia z grubszej do cieńszej części wału — na 75% największego naprężenia w żerdzi o stałym promieniu $\frac{D}{2}$, przeto naprężenie zastępcze wypadnie obliczać według formuły

$$\tau_0 = \frac{1}{W} \sqrt{M_{zg}^2 + (1,75 M_{skr})^2} \quad (13)$$

Jednocześnie należy zwrócić uwagę na to, że powyższe obliczenia naprężeń uwzględniają tylko statyczne warunki równowagi przewodu i nie biorą wcale pod uwagę ani drgań przeważnie przemiennych, wykonywanych przez część przewodu, ani też wpływu stanu powierzchni żerdzi oraz korozji środowiska płynnego, w którym przewód pracuje, a które jednak na wytrzymałość materiału — jak się z badań laboratoryjnych okazuje — posiadają wpływ niemały. Omówienie tych kwestii stanowić już będzie temat innego opracowania.

Problems of the Dynamics of Elastic Rotating Drilling Column

Summary

The paper discusses the different chapes of the elastic equilibrium of rotating drilling column during barren run, taking into account the weight of the drilling column and the friction between the column and the walls of the well.

On the basis of the above consideration it is possible to distinguish three kinds of the elastic equilibrium of the drilling column: 1) flat and sinusoidal, 2) circumferential and spiral, 3) instably, mutable, so flat as circumferential.

Finally the author discusses the stresses in the rotating drilling column during the barren run.

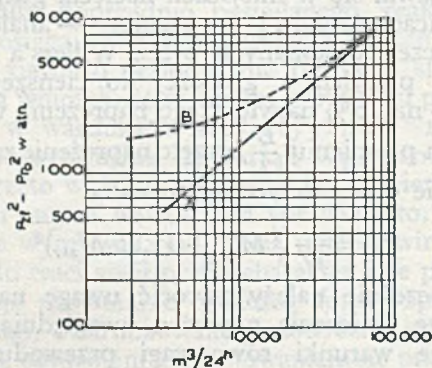
Inż. Tadeusz Reguła

Racjonalna kontrola gospodarki złożem gazowym

Referat wygłoszony w Stow. Inż. i Techn. Przem. Naft. w Krośnie w dniu 21 lutego 1948 r.

Dokończenie

W referacie tym trudno omówić wszystkie wyżej poruszone możliwości zastosowania pomiaru wolnego wypływu metodą przeciwcisnienia. Najważniejsze z nich są dwie możliwości charakterystyczne dla ruchu. Pierwsza, to możliwość stwierdzenia w otworze wykroplin lub płynu. Rys. 6 przedstawia charakterystykę szybu *A*, na którym wykonano pomiar po dowiecieniu, a który następnie w okresie eksploatacji wykazał niezgodność wypływu. Wykonany metodą przeciwcisnienia następny pomiar stwierdził zmianę prostej logarytmicznej (prosta *B*) i zwrócił uwagę kierownictwu na fakt, że w otworze znajduje się płyn, który należy usunąć, jeśli się



Rys. 6. Wpływ płynu w otworze na interpretację dat przeciwcisnienia

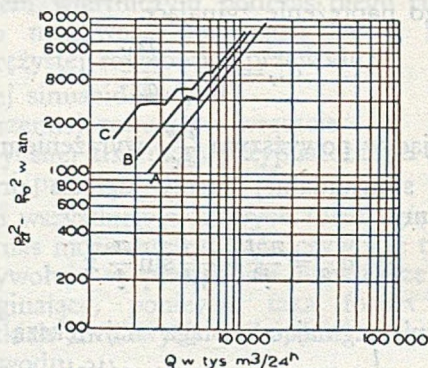
chce odwiert normalnie eksploatować. Drugi częsty wypadek na polach gazowych — to powstawanie w otworach świdrowych tzw. zasypów. Rys. 7 przedstawia prostą logarytmiczną otworu świdrowego, na którym w późniejszym okresie eksploatacyjnym powstał zasyp. Wykonane pomiary metodą przeciwcisnienia, naniesiono na papier logarytmiczny, uzyskując proste *B* i *C*, zaś prosta *A* przedstawia wyniki uzyskane w warunkach normalnych. Proste *B* i *C* charakterystyczne są dla otworów świdrowych, w których powstał na spodzie zasyp. Aby można było otwór ten normalnie eksploatować, musi wyrobić się w pierw zasyp, względnie należy zmniejszyć ilość eksploatowanego gazu do czasu usunięcia zasypu.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że przy stałej kontroli odwiertów gazowych metodą przeciwcisnienia, można łatwo wykryć tak tworzenie się zasypu, jak i gromadzenie płynów w otworze w okresie, gdy usunięcie ich nie natrafi jeszcze na trudności i można je przeprowadzić np. przez krótkotrwałe otwarcie otworu świdrowego lub przez użycie rurek syfonowych, o ile one znajdują się w otworze.

Informacje zebrane przy badaniach metodą przeciwcisnienia wykazały, że instalacje urządzeń

syfonowych (tzw. tubingu) nie zawsze są najlepszym, najwięcej ekonomicznym urządzeniem dla rozwiązania problemu produkcji gazowej na otworach zawodnionych oraz, że na takich odwiertach niejednokrotnie lepsze rezultaty daje odpowiednia kontrola ciśnienia produkcyjnego. Natomiast dane ciśnienia złożowego obliczone z ciśnienia na głowicy są niewątpliwie więcej realne na otworach z instalacją syfonową (tubingową) aniżeli na otworach bez tej instalacji.

Pole gazowe winno być eksploatowane przy użyciu najwyższego przeciwcisnienia, jakie może być utrzymane w horyzoncie gazowym, po uwzglę-



Rys. 7. Wpływ zasypu na interpretację dat przeciwcisnienia

dnienu ekonomicznej strony problemu eksploatacyjnego. Wysokie ciśnienie eksploatacyjne zwiększa również pojemność sieci gazociągowej i ułatwia transport do odległych miejsc zbytu. Ekonomiczny bilans kosztami wierceń, celem uzyskania odpowiednich rezerw dopuszczalnego odbioru gazu przy wysokim przeciwcisnieniu, a kosztami instalacji dla tłoczenia gazu (stacji kompresorowych) — w okresie gdy w związku ze spadkiem ciśnienia złożowego zajdzie konieczność tłoczenia gazu, winien być podstawą do ustalenia ilości otworów, jakie należy na danym polu odwiertić. Na rozmieszczenie i ilość otworów będą miały zatem wpływ z jednej strony zasoby gazowe pola, koszty wiercenia jednego otworu świdrowego, a więc i głębokość horyzontu gazowego, ciśnienie złożowe oraz warunki wodne w horyzoncie gazowym, z drugiej zaś strony duży wpływ będą miały warunki, w jakich przewidujemy użycie instalacji tłoczących celem wydobycia pozostałej ilości gazu ze złoża, oraz ilości przewidziane do tłoczenia gazu w jednostce czasu w późniejszym okresie eksploatacyjnym.

Ekonomicznie uzasadniona duża ilość otworów gazowych, odwiercona na danym polu, pozwala nie tylko na uzyskanie dostatecznych rezerw dla nor-

malnego poboru gazu i na racjonalną eksploatację pod wysokim ciśnieniem, ale daje maksimum wydobycia gazu ze złoża, oraz stwarza warunki umożliwiające dotrzymanie zobowiązań, zaciągniętych przez przemysł gazu ziemnego w stosunku do odbiorcy.

Jak na tle poruszonych w referacie problemów eksploatacyjnych przedstawia się polski przemysł gazu ziemnego?

Posiadamy obecnie 5 stwierdzonych pól gazowych, z których dwa są polami gazowymi eksploataowanymi i rozbudowanymi, dwa pola są w eksploatacji ale nierozbudowane, natomiast ostatnie — to pole gazowe, na którym został stwierdzony horyzont gazowy, nie jest atoli do tej pory ani rozbudowane ani nie jest eksploataowane.

Pole gazowe najstarsze odkryte zostało w r. 1922, przy czym ciśnienie złożowe wynosiło wówczas 125—140 ata.

Pole to wyprodukowało od 1922 r. do końca 1947 r. — 1 879 627 000 m³ gazu. Pozostałe w złożu tego pola zasoby gazowe nie są jednak duże. Prof. Czastka szacuje je na 280 milionów m³, przyjmując, że końcowe ciśnienie eksploatacyjne równe będzie jednej ata. Prawie przez cały okres produkcyjny odbywała się eksploatacja tego pola w sposób niezbyt racjonalny, zaś w okresie okupacji niemieckiej była typowo rabunkowa. Działo się to zwłaszcza w r. 1945-cim, kiedy z tego pola pobierano średnio w roku ponad 500 m³/min., zaś w miesiącach zimowych około 600 m³/min., przy potencjalnej zdolności ówczesnej około 1 500 m³/min. Jeśli się zważy, że w ciągu dnia inne jest zapotrzebowanie gazu aniżeli w nocy, nie będzie żadnej przesady, gdy przyjmujemy, że w pewnych godzinach eksploatowano z tego złoża ilości dochodzące do 800 m³/min., tj. ponad 50% potencjalnej zdolności całego pola. Tego rodzaju gospodarka gazowa musiała spowodować zmianę struktury złoża, oraz przyczynić się do zmniejszenia możliwości ogólnego wydobycia gazu z całego pola. Dzisiaj ocenia się zmniejszenie zasobów gazu tego pola na z górą 40%, w stosunku do obliczonych w 1937 r. na podstawie pewnych danych, uzyskanych na tym polu po 15-letniej eksploatacji. Pomijając nieistotne błędy obliczeniowe przeprowadzonego wówczas szacunku, widzimy na przykładzie tego pola, jak niewątpliwie poważne mogą być następstwa nieracjonalnej, rabunkowej eksploatacji gazu ze złóż gazowych, zwłaszcza zaś gazowo-ropnych.

Drugie pole gazowe zostało odkryte w 1928 r., przy czym jego ciśnienie złożowe wynosiło wówczas około 105 ata., zaś głębokość około 800 m. Zasoby gazowe tego pola ocenia prof. Czastka na 1 426 000 000 m³ jako pewne, zaś odkryte i prawdopodobne na 660 000 000 m³, razem 2 miliardy 86 milionów m³. Jak wywnioskować można z przytoczonych dat i cyfr, do tej pory pole to nie było odpowiednio do swych zasobów rozbudowane. Również i eksploatacja nie odbywała się równomiernie.

Dla informacji warto nadmienić, że w St. Zjedn., gdzie istnieje zarządzane przez władze górnicze —

podobnie jak u nas — ograniczenie eksploatacji gazu, dopuszczające pobór w ilości nieprzekraczającej 20% wolnego wypływu, poszczególne pola gazowe są eksploatowane ze średnią produkcją roczną, wynoszącą 5—6% potencjalnej wydajności pola.

Następne pole gazowe odkryte w latach 1907—1909, tj. w okresie kiedy gaz ziemny w otworze świdrowym był tylko przeszkodą, zostało po 40 latach zapomnienia powtórnie nawiercone w październiku 1946 r. Od tego czasu dowiercono na tym obszarze jeszcze 3 otwory świdrowe głębokości około 400 m. Prof. Czastka szacuje pewne zasoby gazowe tego pola na 90 milionów m³, prawdopodobne zaś na podstawie danych dr Tołwińskiego na 3 miliardy m³, a możliwe na 9 miliardów m³. Jest to zatem obszar gazowy o dużym znaczeniu gospodarczym na przyszłość i tym bardziej wymagający wprowadzenia od początku zasad racjonalnej gospodarki złożem, zwłaszcza że prawdopodobnie dysponuje kilku horyzontami gazowymi (dawne wiercenia), przy skomplikowanych warunkach wodnych. Natomiast w stosunku do wyżej opisanych pól gazowych, złożo to ma niskie początkowe ciśnienie, wynoszące od 32—40 ata, w stwierdzonych ostatnimi wierceniami horyzontach. Przymuszczalnie horyzonty położone poniżej obecnie eksploatowanych będą miały ciśnienia złożowe wyższe.

W 1939 r. odkryto otworem Heddy 1 otwarte pole gazowe. Ciśnienie złożowe tego pola wynosi około 40 ata. Brak gazociągu, który w grudniu ub. roku został uruchomiony, nie pozwolił na eksploatację tego złoża, za wyjątkiem niewielkich ilości zużytych na miejscu przy wierceniach. Otwór Heddy 1 dowiercony w 1939 r. wyprodukował do końca 1947 r. około 1 milion m³, ale znaczną część tej ilości wypuszczono w czasie okupacji w powietrze. Zasoby gazowe tego pola ocenia prof. Czastka na 40 milionów m³ pewnych i 210 milionów m³ prawdopodobnych.

Wysokie ciśnienie złożowe ostatniego pola oraz znaczny wypływ gazu, który wyrzucił płuczkę a następnie 1 500 m³ piasku z otworu 1 175 m głębokiego, każe przypuszczać, że pole to może mieć bardzo duże znaczenie dla naszego przemysłu gazowego. Instrumentacja, jaką spowodował wspomniany wybuch gazu, przeszkodziła w ustaleniu ciśnienia złożowego tego pola oraz możliwości przeprowadzenia pomiaru wolnego wypływu. Na razie nie mamy żadnych podstaw do oszacowania zasobów gazowych tego pola ani ustalenia jego rozciągłości. Mamy nadzieję, że rok 1948 zagadnienie to w pewnej mierze wyjaśni.

Uwagi końcowe

Odkrycie nowych obszarów gazowych w okresie ostatnich ubiegłych dwóch lat napawa nas optymizmem i każe wierzyć, że przed polskim przemysłem gazowym istnieją perspektywy pomyślnego rozwoju. Prócz bowiem odkrytych pól gazowych posiadamy niewątpliwie na terenach Przedgórza inne złoża gazowe, których istnienie należy stwierdzić wierceniami, a następnie rozbudować. Dysponujemy stosunkowo rozległą siecią gazociągów dalekobieżnych

z możliwością rozszerzenia jej tak w kierunku na Warszawę jak i Katowice. Natomiast pola gazowe nie dysponują obecnie dostateczną potencjalną produkcją gazową.

Celem zrationalizowania gospodarki złożami gazowymi należałoby:

- a) Opracować szczegółowo zasadę periodycznych pomiarów wolnego wypływu w oparciu o metodę przeciwcisnienia dla wszystkich pól gazowych, a po opracowaniu natychmiast wprowadzić je w życie.
- b) Zastosować na gazowych otworach wiertniczych dławiące dysze lub korki, obliczone dla dopuszczalnego maksymalnego poboru gazu z poszczególnych odwiertów.
- c) Ograniczyć eksploatację gazów na obszarze gazowo-ropnym z uwagi na charakter ropny tego pola, oraz z uwagi na zawartość ciężkich węglowodorów w tym gazie, tylko do takiej ilości, na jakie pozwalają warunki złożowe. Ograniczenie eksploatacji winno poprzedzić wykonanie prawidłowych pomiarów wolnego wypływu przy pomocy przeciwcisnienia na wszystkich otworach.
- d) Rozbudować możliwie najszerzej pola gazowe aby je w przyszłości odgazowywać równomiernie, a w konsekwencji osiągnąć maksimum wydobywania. Gęstość otworów świdrowych, rozmieszczonych na tych polach, winna być uwarunkowana tylko względami ekonomicznymi. Pola gazowe o dużych zasobach gazu ziemnego winno się eksploatować dużą ilością otworów świdrowych, wykorzystując w sposób racjonalny ciśnienie złożowe jako czynnik decydujący w gospodarce opartej o dalekosiężne gazociągi.
- e) Pola gazowe należy eksploatować od początku w sposób racjonalny, wykorzystując krzywe

charakterystyczne dla poszczególnych odwiertów, wykonane po dowierceniu i periodycznie, oraz krzywe poszczególnych pól gazowych związanych z siecią dalekosiężnych gazociągów.

W końcu należy wyrazić głębokie przekonanie, że przemysł gazu ziemnego, po rozwierceniu pól gazowych i po wprowadzeniu w życie zasad racjonalnej kontroli złożami gazowymi, nie tylko uniknie trudności związanych ze zwiększeniem zapotrzebowania w okresie zimowym, ale będzie mógł bez trudności zawierać kontrakty dostawy gazu na długi okres czasu.

The Rational Control of the Development of Natural Gas Reservoirs

Summary

The author discusses the problems connected with the rational exploitation of dry gas under high working pressure. Particularly he points out the importance of using the back pressure method for the determination of absolute open-flow capacity of a certain well, which is much more useful for the control of gas wells than the measurement of the rates of the open gas flow during its withdrawals in the open air.

The author gives afterwards the description of the conditions of the exploitation in Polish gas-fields and recommends the application: a) the choke nipples or orifices in the gas-wells controlling the maximum rate of flow; b) it is necessary to conduct the rational exploitation of gas field using, from the beginning, special metering equipment, well working and pressure-capacity curves, for each gas-well and for all of the wells in the field.

Inż. Roman Glaser

Zapobieganie korozji urządzeń rafineryjnych przy przeróbce rop siarkowych

(Według artykułu E. Q. Camp'a, Petroleum Refiner, grudzień 1947 r.)

Korozja urządzeń rafineryjnych przy przeróbce rop wysokosiarkowych jest obecnie problemem bardzo aktualnym w całym świecie, albowiem najmłodszy z basenów ropnych, basen Bliskiego Wschodu, o niezmiernie bogatych złożach ropy naftowej, taką właśnie ropę zawiera.

Nawet najbogatsze w ropę naftową Stany Zjednoczone Am. Półn. przygotowują się do przeróbki tej ropy na bardzo dużą skalę w przewidywaniu, że z czasem będą coraz bardziej od importu ropy z Iranu, Iraku i Arabii uzależnione.

Przemysł naftowo-przerobczy w Polsce, aż do czasu znalezienia w kraju poważniejszych ilości ropy, będzie też prawdopodobnie musiał pokrywać swe niedobory surowcowe z tego samego źródła.

Z uwagi na to, że ropy nasze zawierają stosunkowo małe ilości związków siarkowych i nasze aparaty przerobcze nie są wobec tego dostatecznie uodpornione na korodujące działanie tak zwanych w Ameryce „kwaśnych” rop, wzrasta i u nas coraz bardziej zainteresowanie tym problemem.

Jednym z głównych problemów, które nasuwają się przy projektowaniu konstrukcji oraz prowadzeniu ruchu urządzeń rafineryjnych, jest korozja.

Straty spowodowane korozją w przemyśle rafineryjnym ocenia się na jeden procent wyprodukowanej benzyny. Oprócz zwykłych, wspólnych wszystkim przemysłom, problemów korozyjnych,

zachodzą w przemyśle rafineryjnym korozje specyficzne dla tego przemysłu.

Do tego ostatniego rodzaju korozji należy ta, która jest spowodowana obecnością w ropie korodujących związków siarkowych oraz chlorków magnezu i wapnia. Najdrastyczniej występują te cechy w wypadku rop wysoko siarkowych, tzw.

„kwaśnych“, do których należą ropy z West Texas i Panhandle w St. Zjedn.

Artykuł niniejszy omawia problemy korozyjne, które zachodzą przy przeróbce rop siarkowych w rafinerii Baytown, towarzystwa Humble Oil & Refining Company, oraz metody, stosowane tam celem ograniczenia skutków działania korozyjnego.

Ograniczono się tutaj do omówienia tylko najważniejszych problemów, z uwagi na to, że istnieje taka ilość problemów mniejszych, których omówienie przekraczałoby ramy niniejszego artykułu.

Korozja powodowana „kwaśnymi“ ropami omawiana była szczegółowo w całym szeregu artykułów w ciągu okresu ostatnich lat i chociaż niniejsza praca ogranicza się do doświadczeń w jednej tylko rafinerii, należy zauważyć, że wnioski wysnute z tych doświadczeń pokrywają się z wnioskami, do których doszły też inne zakłady przerabiające ropy siarkowe.

Klasyfikacja rodzajów korozji

Korozję dzieli się na nisko-temperaturową, gdy zachodzi w temp. poniżej 260°C i wysoko-temperaturową (w temperaturze powyżej 260°C).

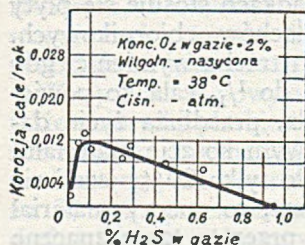
Przy korozji nisko-temperaturowej zasadniczym czynnikiem jest obecność wody. Innym czynnikiem, określającym rozmiar tejże korozji, jest tlen. Duży wpływ na niskotemperaturową korozję mają sole nieorganiczne, obecne w fazie wodnej, natomiast obecność wody i soli nieorganicznych nie zawsze wpływa na wysokotemperaturową korozję. Za mniej ważny czynnik przy wysokotemperaturowej korozji uważany jest tlen, natomiast turbulencja przepływów uważana jest przy obu rodzajach korozji za czynnik bardzo poważny.

Niskotemperaturowa korozja, którą napotyka się przy przeróbce rop siarkowych, powodowana jest przede wszystkim siarkowodorem, kwasem solnym, wodą, tlenem i bezwodnikiem kwasu węglowego.

Woda, jak już powiedzieliśmy, stanowi czynnik zasadniczy, jeżeli chodzi o korozję w niskich temperaturach, zaś inne czynniki, które na tego rodzaju korozję wpływają, zostaną omówione poniżej.

1. Korozja powodowana siarkowodorem

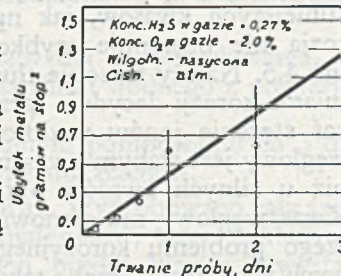
Uznana jest na ogół rzeczą, że tak tlen jak i woda odgrywają rolę „przyspieszaczy“ przy nisko-temperaturowej korozji i że obecność obu tych czynników warunkuje powstawanie poważniejszej korozji. Rys. 1 ilustruje wpływ koncentracji H₂S na niskotemperaturową korozję stali, w atmosferze tlenu, gazu ziemnego i pary wodnej⁽²³⁾. Jak widać z tego rysunku, przy stałej koncentracji tlenu (w naszym wypadku 2%), korozja wzrasta proporcjonalnie ze wzrostem koncentracji H₂S aż do około 0,10%. Przy dalszym podnoszeniu koncentracji H₂S stopień korozji stale się zmniejsza.



Rys. 1. Wpływ koncentracji H₂S na gazową korozję stali

Jak wynika z powyższego, czynnikiem decydującym o rozmiarze korozji jest stosunek koncentracji tlenu do siarkowodoru. Rys. 2 pokazuje, w jakim stopniu postępuje z czasem korozja siarkowodorowa.

Rysunek ten jest bardzo ciekawy jeszcze z tego względu, że wykazuje, iż utworzona na powierzchni stali łuska spowodowana korozją H₂S, nie stanowi ochrony przed dalszą korozją.



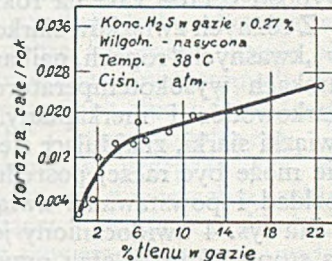
Rys. 2. Postęp gazowej korozji (H₂S) stali

2. Rozpuszczony tlen

Obecność tlenu warunkuje powstawanie poważniejszej korozji przy przeróbce „kwaśnych“ rop, w warunkach niskotemperaturowych. Stosuje się to zwłaszcza do korozji zachodzącej w aparaturze, która poprzedza samą destylację, względnie przy innych procesach, w których podnoszona jest w większym stopniu temperatura ropy.

Niskotemperaturowa korozja, zachodząca przy podgrzewaniu „kwaśnych“ rop do wyższej temperatury, może pochodzić głównie od kwasu solnego.

Do poważnej korozji, spowodowanej kwasem solnym, nie jest konieczny tlen, w odróżnieniu od szybkiej korozji na skutek działania siarkowodoru. Na rys. 3 uwidoczniiony jest wpływ koncentracji tlenu na postęp korozji stali w atmosferze siarkowodoru, pary wodnej i gazu ziemnego. Jak widać z tego rysunku, stopień korozji jest mniej więcej proporcjonalny do koncentracji tlenu, aż do około 5% tlenu. Przy wyższych koncentracjach tlenu, stopień korozji wzrasta w niższym stopniu ze wzrostem koncentracji O₂.



Rys. 3. Wpływ tlenu na gazową (H₂S) korozję stali

3. Kwas solny

Kwas solny jest najbardziej korodującym czynnikiem przy przeróbce „kwaśnych“ rop w niskich temperaturach. Kwas ten powstaje przez hydrolizę chlorków magnezu i wapnia, które zazwyczaj znajdują się w „kwaśnych“ ropach. Korozja tego rodzaju, która co prawda nie zachodzi w większym stopniu przy magazynowaniu i transporcie „kwaśnych“ rop, stanowi jednak jeden z głównych problemów, gdy ropę poddaje się działaniu wysokich temperatur, jak np. przy destylacji, krakingu itp.

4. Bezwodnik kwasu węglowego

Dwutlenek węgla może być czynnikiem korodującym w niskich temperaturach urządzenia destylacyjne w wypadkach, gdy ropa zawiera znaczniejsze ilości kwaśnych węglanów, które rozkładają się w temperaturze destylacyjnej z wydzielaniem CO₂. Kwas węglowy znajduje się wówczas w płynących

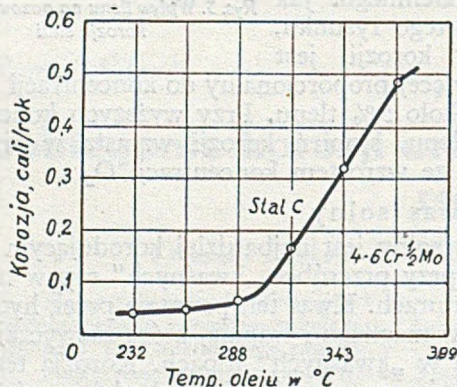
produktach, przy temperaturach poniżej kondensacji wody.

Okazało się, że korozja spowodowana kwasem węglowym może być znaczna przy stężeniu jonów wodorowych ($\text{pH} = 6,0$), podczas gdy w wypadku silniejszych kwasów, jak np. kwasu solnego, korozja nie postępuje szybko przy pH większych niż 4,5. Należy to sobie tłumaczyć tym, że o rozmiarze korozji decyduje raczej cała kwasowość, nie zaś stężenie jonów wodorowych. Ponieważ kwas węglowy jest słabym kwasem, jego pH jest wyższe niż u silnych kwasów o tej samej koncentracji. Kwas węglowy nie stanowi zazwyczaj poważniejszego problemu korozyjnego, a gdy w wyjątkowych wypadkach trzeba takiej korozji przeciwdziałać, stosuje się takie same środki zapobiegawcze jak przy silniejszych kwasach.

Korozję zachodzącą w temperaturach powyżej 260°C nazwano korozją wysokotemperaturową. Ten rodzaj korozji występuje przede wszystkim na skutek związków siarkowych znajdujących się w ropie. Zawartość soli nieorganicznych, zwłaszcza chlorków wapnia i magnezu, może mieć duży wpływ na zasięg korozji. Próby przeprowadzone przy reformowaniu normalnego heksanu w temperaturze 716°C ze stopem o zawartości 18% chromu i 8% niklu wykazały, że gdy przy czystym heksanie nie zauważono żadnej korozji, to przy wtryskiwaniu bezwodnego HCl do surowca stopień korodowania wyniósł 0,1189 cala na rok.

Z różnych związków siarkowych, znajdujących się w „kwaśnych” ropach, najbardziej korodujące w warunkach wysokotemperaturowych są wolna siarka, siarkowodor i merkaptany. Jeżeli chodzi o inne związki siarki, znajdujące się w ropie, to ich działanie może być raczej pośrednie, przez pirogeniczny rozkład i powstawanie związków agresywnych.

Na rys. 4 uwidocznił się wpływ temperatury na stopień korozji stali przy przeróbce rop siarko-



Rys. 4. Wpływ temperatury na korozję rur piecowych przy przeróbce siarkowej ropy z Zach. Teksasu

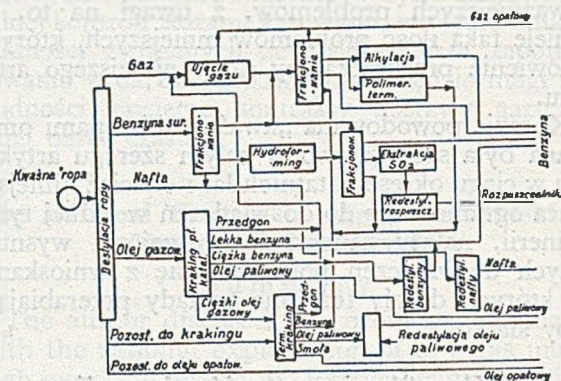
wych. Poza związkami siarkowymi, czynnikiem najbardziej wpływającym na korozję wysokotemperaturową jest temperatura i turbulencja.

Wyniki poprzednich prac wskazują na to, że kwasy naftenowe mogą odgrywać również poważną rolę przy korozji urządzeń stalowych w wysokich temperaturach. Tak na przykład stwierdzono, że kwasy naftenowe w rafinowanym oleju, w temperaturze 343°C , korodowały stal w stopniu 0,06 do

0,2 cala na rok, zależnie przede wszystkim od ilości obecnego kwasu.

Rys. 5 przedstawia uproszczony schemat przeróbki „kwaśnej” ropy w rafinerii. Jak widać, przeróbka taka jest bardzo skomplikowana.

Zjawisko korozji zachodzi poprzez wszystkie urządzenia fabryczne, w których przerabia się siarkową ropę i jej półprodukty.



Rys. 5. Schemat przeróbki „kwaśnych” rop

Poniżej omówione zostaną poszczególne z głównych problemów korozyjnych, na które napotyka się przy magazynowaniu, transporcie, destylacji i krakowaniu „kwaśnych” rop i ich destylatów.

Zbiorniki

Bardzo ważnym problemem jest korozja stalowych zbiorników, w których przechowuje się siarkowe ropy względnie ich destylaty⁽²⁴⁾. Korozja zachodzi na skutek działania siarkowodoru, tlenu i wody, jak to było wspomniane w pierwszej części niniejszego artykułu. Najbardziej narażone na korozję są dachy i dwie górne „cargi” zbiorników, a następnie dna zbiorników. Część cylindryczna zbiornika, poniżej dwóch górnych „carg”, jest najmniej narażona. Trwanie albo inaczej „życie” dachu zbiornika w tych warunkach daje się określić na 5,3 do 11,6 lat, zaś przeciętnie przyjmuje się 8,7 lat. Jeżeli chodzi o „kwaśne” destylaty, to przy ich magazynowaniu życie dachu zbiornika określa się na 3,8 do 14,3 lat, średnio 7,9 lat.

Przedłużanie „życia” zbiorników

1. Cięższa konstrukcja stalowa. Jedną z najskuteczniejszych metod, i to nie kosztowną, jest grubsze dymensjonowanie blach zbiornikowych.

Zazwyczaj w takich wypadkach stosuje się płyty o grubości $\frac{3}{16}$ cala do dachów zbiornikowych. Jeżeli się przyjmie, że dach trzeba wymienić, gdy jego grubość zmniejszy się do $\frac{1}{16}$ cala, to powiększenie grubości o $\frac{1}{16}$ cala, przedłuży życie dachu o 50% przy dodatkowym koszcie materiału, wynoszącym 33%, zaś około tylko 20%, jeżeli się bierze pod uwagę cały koszt, to znaczny materiał plus robocizna. Osiąga się przez to także znaczne oszczędności przy ogólnych rocznych wydatkach na rozbiórkę i montaż. Jeżeli się weźmie pod uwagę „życie” więźarów dachowych i innych szczegółów konstrukcyjnych jest stosunkowo dłuższe niż życie samego dachu o normalnej grubości, to przez grubsze blachy dachowe wyrównuje się mniej więcej okresy wymiany całości.

Prawdopodobnie uzasadnione byłoby stosowanie materiału dachowego o grubości $\frac{5}{16}$ cala przy zbiornikach manipulacyjnych w takich wypadkach, gdy poprzednie dachy trwały mniej niż 6 lat, podczas gdy przy dużych zbiornikach materiał $\frac{1}{4}$ calowy byłby właściwszy, jako że tutaj odgrywa rolę grubsza konstrukcja wewnętrzna.

2. Dachy z aluminium i galwanizowanej stali. W rafinerii Baytown zainstalowano dwadzieścia siedem dachów aluminiowych na zbiornikach manipulacyjnych („vorlagach“) na kwaśne destylaty, przy czym pierwsze z nich założono w marcu 1928 r., zaś resztę między lutym 1931 a lutym 1936 r.

Na wszystkich tych dachach nie zaobserwowano żadnej korozji, poza utworzoną cienką białą powłoką, stanowiącą prawdopodobnie tlenek glinu.

Zauważono natomiast nieco korozji galwanicznej w miejscach, w których dachy były przynitowane do kątówek żelaznych, łączących dachy z częścią cylindryczną zbiorników. Korozję tego samego rodzaju zauważono też w miejscach, w których dachy stykają się z innymi stalowymi częściami konstrukcji.

W grudniu 1930 r. zaopatrzone dwa zbiorniki manipulacyjne w dachy galwanizowane. Dachy te są dotychczas w dobrym stanie. Jedyne na powierzchniach galwanizowanych utworzył się biały proszek.

Obecnie jednak stosuje się przeważnie do zbiorników manipulacyjnych dachy stalowe, albowiem średnie „życie“ dachu stalowego wynosi 8,2 lata, zaś dachy aluminiowe względnie galwanizowane, których koszt jest w przybliżeniu 2 do 3 razy większy, musiałyby trwać bez przerwy przynajmniej 16 lat, aby opłaciły dodatkowy wkład inwestycyjny. Wreszcie dachy stalowe mogą być chronione stosunkowo niewielkim kosztem, o czym będzie mowa przy omówieniu tzw. „gunitowania“.

3. Zmywanie destylatów ługami. Przemycanie destylatów „kwaśnych“ rop ługami przedłużyło życie zbiorników destylatowych (odbieralników i zbiorników manipulacyjnych) o 5,4 lat (dachy). Metodę tą stosuje się w dużym zakresie, zwłaszcza że pożądane jest usuwanie siarkowodoru z destylatów.

4. Dachy płaskie zbiorników ropnych. Zauważono że dachy i górne „cargi“ zbiorników z „kwaśną“ ropą ulegają szybciej korozji niż reszta zbiornika. To zjawisko przypisuje się do pewnego stopnia ochronnemu działaniu filmu ropy, który pozostaje na ścianach zbiornika po jego opróżnieniu.

W oparciu o powyższe, zakłada się czasem na takie zbiorniki płaskie dachy, z urządzeniem umożliwiającym zupełne wypełnienie zbiornika ze zwilżeniem ropą wewnętrzną powierzchnię dachu, raz na 30 dni, przez co osiąga się właśnie pokrycie dachu filmem ochronnym. Zabieg ten przyczynia się też do zmniejszenia przestrzeni par w zbiorniku do minimum, co również wpływa korzystnie na zmniejszenie korozji dachów.

Na skutek widocznych korzyści, osiągniętych przez zwilżanie wewnętrznych powierzchni dachów ropą, zainstalowano w niektórych zbiornikach urządzenia rozpryskowe, przy pomocy których można

opryskiwać w równych odstępach czasu dachy i górne pierścienie ścian zbiornika.

Jednakże, mimo że zabieg powyższy służy celowi, nie wiadomo jeszcze, czy postępowanie takie jest ekonomicznie uzasadnione, a to z następujących powodów:

- wysoki koszt urządzenia do opryskiwania,
- trudność usunięcia filmu wodnego z powierzchni poziomych,
- przerwy w normalnym pompowaniu co 3 do 15 dni celem zwilżania dachów.

5. Powłoki ochronne. Wypróbowano cały szereg nie-metalicznych materiałów, które nakładano na oczyszczone prądem piasku blachy i wystawiano na działanie kwaśnych par w zbiornikach ropnych i odbieralnikowych. Najlepsze z tych materiałów zastosowano do ochrony dachów i okazało się, że żaden z tych materiałów nie dawał skutecznej ochrony nawet na przeciąg dwóch lat. Prace te są kontynuowane wspólnie z wytwórcami powłok ochronnych i nie należy tracić nadziei, że z czasem skuteczny materiał zostanie wynaleziony.

6. „Gunitowanie“. W rafinerii w Baytown już od 18 lat pokrywano dna zbiorników na kwaśną ropę betonem. Pierwszym zastosowaniem betonu było betonowanie samego dna, lecz później podnoszono tę okładzinę do 18 cali w górę na ściany. Na skutek dobrych wyników, osiągniętych przy tym zabiegu, nałożono okładziny „gunitowe“ na całe ściany, dach i konstrukcję kilku zbiorników. Rezultaty okazały się dobre i obecnie stosuje się „gunitowanie“ do pokrywania wewnętrznych powierzchni zasadniczo wszystkich zbiorników destylatowych („vorlagowych“ i manipulacyjnych).

„Gunitowanie“ zbiorników przeprowadza się w trzech fazach: oczyszczanie powierzchni, zakładanie siatki wzmacniającej i wreszcie nakładanie „gunitu“. Oczyszczanie powierzchni przeprowadza się przy pomocy strumienia piasku, który oczyszcza blachę do samego metalu.

Z reguły nowe zbiorniki oczyszcza się piaskiem, celem usunięcia łuski walcowniczej.

Przygotowywanie zbiorników do „gunitowania“, zakładanie siatki wzmacniającej i nakładanie powłoki „gunitu“ (natrysk suchą mieszaniną cementu i piasku), jest szczegółowo opisane w literaturze⁽²⁵⁾.

Koszty „gunitowania“ wynoszą 50 do 60% kosztów nowego zbiornika, zaś uzasadnienie ekonomiczne tego zabiegu polega na co najmniej dwukrotnym przedłużeniu „życia“ tak zabezpieczonego zbiornika.

Nie ustalono natomiast najdłuższego trwania takiej powłoki w zbiornikach z siarkową ropą i „kwaśnymi“ destylatami.

Przewody

Na ogół nie chroni się przewodów przy siarkowych ropach i ich destylatach, chociaż są one narażone na taką samą korozję jak zbiorniki, z tą może różnicą, że w przewodach znajduje się mniej tlenu.

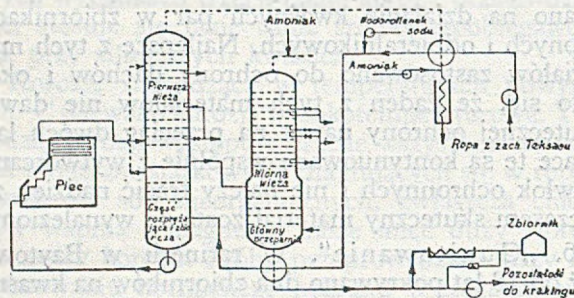
W odosobnionych jednak wypadkach, wtryskuje się do przewodów destylatowych roztwór ługu lub amoniak. W takich wypadkach korozja pochodzi zazwyczaj raczej od kwasów nieorganicznych (HCl) niż od związków siarki.

Aparatura destylacyjna

Dane naprowadzone w niniejszej pracy odnośnie korozji przy frakcjonowaniu „kwaśnych” rop, oparte są na doświadczeniach przy oddestylowaniu ropy z West Texas w „pipe-stillu” do pozostałości ok. 40%-owej.

Rodzaj korozji, który zaobserwowano przy tym zabiegu, odpowiada zjawiskom zauważonym przy innych procesach destylacyjnych, w których surowcami są wszelkie ropy siarkowe, dlatego też omówienie tej sprawy ma charakter ogólny.

Uproszczony schemat przeróbki „pipe still'u”, w którym oddestylowuje się ropę z West Texas, przedstawiony jest na rys. 6.



Rys. 6. Destylacja wieżowa Nr 1

Surowiec przepływa przez podgrzewacz parowy, następnie przez wymiennik ciepła: pary benzynowe-do-ropy i pozostałość-do-ropy i potem ulega wyparowaniu (rozprężeniu) w dolnej części „pierwszej wieży”. Tak stabilizowana ropa przechodzi do pieca rurowego, w którym ogrzewa się do temperatury około 302°C, a następnie do pierwszej wieży, z której oddestylowuje górną benzynę. Pozostałość z pierwszej wieży przechodzi do wieży drugiej, w której oddestylowuje się resztę górnych 60% ropy, jako frakcje górna i boczna.

Pozostałość z „wrtórnej” wieży przetłacza się przez wymiennik ciepła pozostałość-do-ropy i następnie przechodzi do krakingu termicznego.

Gdy rozpoczęto prace na tym „pipe-still'u”, zauważono szybką korozję w rurach piecowych, jako też w przewodach destylatowych (górnym) i w kondensatorach. Te zjawiska korozyjne są szczegółowo omówione poniżej.

Rury piecowe

Złożone z początku rury piecowe były ze stali o małej zawartości węgla. Korozja była tak szybka, że musiało się wymieniać rury po 4 do 6 miesiącach. Pierwszy krok mający na celu zmniejszenie korozji polegał na wprowadzeniu ługu do surowca ropnego. Okazało się, że 6 funtów Na(OH) na 1000 baryłek ropy można było wtryskiwać do surowca bez spowodowania zaburzeń w pecu względnie w krakingu pozostałościowym.

Taka ilość ługu sodowego zmniejszyła korozję rur piecowych, lecz rury blisko wylotu węzownicy trzeba było wymieniać po 6 do 8 miesiącach. Dalsze powiększanie ilości Na(OH) zmniejszało coraz bardziej korozję rur piecowych, lecz ograniczyło pracę w urządzeniu krakingowym pozostałości, na skutek podnoszenia się temperatury rur w węzownicy pieca krakingowego.

Wobec powyższego postanowiono dodawać 6 funtów Na(OH) na 1000 baryłek ropy i wymienić 20 rur od strony wylotowej węzownicy na rury o zawartości 4 do 6% chromu i 0,5% molibdenu.

To postępowanie, kombinacja wtryskiwania ługu i wymiana wylotowych rur na szlachetniejsze, oparowało skutecznie korozję rur piecowych przy przeróbce ropy z West Texas.

Sam fakt, że wtryskiwanie ługu zmniejszyło korozję rur, wskazuje na to, że przyczyną korozji była częściowo zawartość w ropie chlorków wapnia i magnezu, które wywiązywały kwas solny w wyższych temperaturach.

Kondensatory

W początkowym okresie pracy na tym „pipe-still'u” stwierdzono szybką korozję przewodów par destylatów oraz kondensatorów. Przyczyną tej korozji był kwas solny. Wtryskiwanie ługu do surowca wpłynęło znacznie na zmniejszenie się ilości wywiązywanego kwasu solnego, lecz go nie wyeliminowało. Przewody na pary destylatów są ze stali niskowęglowej, zaś wymienniki ciepła pary benzyny-do-ropy składają się z rur mosiężnych w korpusie stalowym, podczas gdy końcowe kondensatory i chłodnice są z żelaza lanego, typu węzownicy w skrzyni.

Do przewodów par destylatów wtryskuje się amoniak przed kondensatorami w celu opanowania korozji w tych urządzeniach.

Wprowadzanie amoniaku i jego kontrola omawiane były wielokrotnie, w tym jednak wypadku stężenie jonów wodorowych wody kondensacyjnej utrzymuje się pH = 6,5 do 7,0. Wodę wprowadza się przed miejscem wprowadzenia amoniaku, aby zapobiec tworzeniu się soli amonowych w przewodach i kondensatorach. Wyższych pH unika się, gwoili zaoszczędzenia amoniaku.

Gdyby się stosowało wyższe pH, zużywałoby się duże ilości amoniaku na zobojętnienie siarkowodoru, a to nie ma większego znaczenia przy opanowaniu korozji tego rodzaju.

Często wprowadza się amoniak przed wymiennikami, które są zaopatrzone w rury wykonane ze stopów zawierających miedź.

Na ogół przyjęło się przekonanie, że amoniak powoduje korodowanie stopów zawierających miedź, zwłaszcza jeżeli by się utrzymywało pH wody kondensacyjnej powyżej punktu zobojętnienia.

W praktyce jednak nie zauważono takich skutków, a tę pozorną anomalię należy prawdopodobnie tłumaczyć tym, że pewne związki siarkowe, jak siarkowodor, merkaptany, dwusiarczek węgla itp., są bardzo skutecznymi środkami wstrzymującymi (inhibitorami) korozję stopów zawierających miedź, w atmosferze amoniaku i tlenu.

Zamieszczona tablica uwidacznia rozmiar zmniejszenia korozji mosiądzu (admiralty metal) w 10% roztworze amoniaku, w temperaturze pokojowej, w okresie czasu 48 godzin, działaniem związków siarkowych.

W innym wypadku, mosiądz poddany próbie wytrzymałości, zawiódł po 3 godzinach przebywania w atmosferze amoniaku, wilgoci i tlenu.

Próbie tę powtórzono, dodając 3% wagowych

Rodzaj związku siarkowego	Dodano %	Korozja cale/rok	Zmniejszenie korozji w %
Zaden		0,5895	
(NH ₄) ₂ S · H ₂ O	0,025	0,0368	93,8
"	0,05	0,0187	96,8
"	0,10	0,0320	94,5
"	0,30	0,0096	98,4
Merkaptan butylowy	0,25	0,3930	33,4
"	0,50	0,0678	88,5
"	2,0	0,0442	92,6
"	2,5	0,0315	94,5

merkaptanu butylowego do roztworu amoniaku, nad którym zawieszono obciążony msiądz (admiralty metal) — po 194 godzinach próbka nie wykazała ani śladu załamania się pod naciskiem. Takie same rezultaty otrzymano z H₂S i CS₂.

Korozja w innych częściach „pipe-still'u nie stanowi żadnego poważniejszego problemu“.

Urządzenia krakingowe

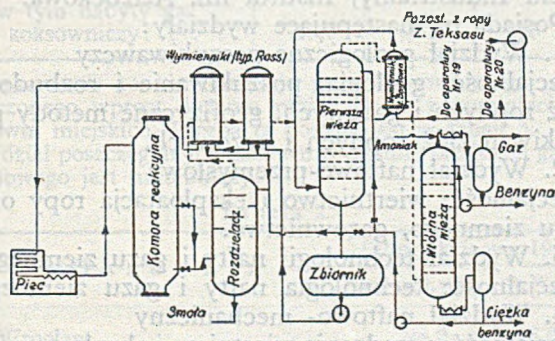
Przy doborze materiału dyskusyjnego na temat korozji i metod stosowanych do jej opanowania, jeżeli chodzi o kraking materiałów pochodzących z rop siarkowych, wybrano trzy odmienne rodzaje krakingu:

1. termiczny kraking pozostałości z ropy West Texas (40%),
2. kraking destylatu w urządzeniu katalitycznym „Fluid Catalyst“,
3. reformowanie w fazie parowej benzyny.

Omówienie korozji napotkanej w tych trzech procesach można zapewne rozciągnąć na wszystkie procesy tego rodzaju.

Kraking termiczny

Ropa z West Texas, po oddestylowaniu 60% lżejszych frakcji w „pipestill'u“, przechodzi do termicznego krakingu, którego schemat przedstawiony jest na rys. 7. Surowiec przechodzi przez



Rys. 7. Kraking pozostałości

wymiennik ciepła i dostaje się do spodu pierwszej wieży destylacyjnej, w której miesza się z materiałem z recykulacji i następnie sływa do zbiornika na gorący surowiec. Łączny surowiec z tego zbiornika przetłacza się pod ciśnieniem około 84 atmosfer przez wymienniki ciepła do węzłownicy piecowej. Następnie surowiec przechodzi z węzłownicy z temperaturą około 370°C i ciśnie-

niem około 49 atm. do komory reakcyjnej, stamtąd przez wentyl redukujący ciśnienie do rozdzielacza, w którym smołę usuwa się dołem, zaś lżejsze produkty odchodzą górą i dostają się przez wymienniki ciepła do pierwszej wieży destylacyjnej. Materiał recyrkulacyjny wypływa ze spodu pierwszej wieży do zbiornika surowcowego. Górny destylat z pierwszej wieży przechodzi przez wymienniki ciepła do drugiej wieży destylacyjnej, w której zostaje rozdzielony na lżejszą i cięższą benzynę.

1. Rury piecowe

Pierwsze rury w sekcji konwekcyjnej pieca, w ilości 72, zrobione są ze stali niskowęglowej, dalsze — w ilości 30 sztuk — ze stali o zawartości 4—6% chromu, wreszcie ostatnie z sekcji konwekcyjnej, w ilości 16 sztuk, oraz rury w sekcji promieniującej pieca, w ilości 39 sztuk, sporządzone są ze stali zawierającej 18% chromu i 8% niklu.

Początkowo wszystkie rury w tym piecu były ze stali niskowęglowej, lecz na skutek szybko zachodzącej korozji, wymieniono rury w sekcji promieniującej, jako też ostatnich 16 rur sekcji konwekcyjnej, na rury nierdzewne 18—8. Później uznano za konieczne wymienić dalsze 30 rur sekcji konwekcyjnej rurami o zawartości 4—6% chromu. Życie rur stalowych w sekcji promieniującej wynosiło zaledwie 30 dni, zaś ostatnich 16 w sekcji konwekcyjnej około 3 miesiące. Na ogół doświadczenia z rurami 18—8 w procesach krakingowych tego rodzaju dały dobre wyniki. Wiele z początkowo założonych rur pracuje do dzisiejszego dnia, po przeszło 100000 godzin pracy. W ciągu tego okresu czasu niektóre rury nie dopisały, zaś inne uległy dość znacznym zmianom własności fizycznych. Okazało się, że rury posiadają zupełnie różną charakterystykę fizyczną. Niektóre są jeszcze ciągliwe, inne są kruche, lecz można im z powrotem nadać ciągliwość działaniem termicznym, zaś znowu inne stały się trwale kruche.

Te zmiany, zachodzące w materiale rur, postępują w miarę czasu, temperatury i napięć. Pewne badania wykazały, że psucie się i wreszcie załamanie rur 18—8 jest spowodowane zmianami strukturalnymi na granicach między ziarnami stopu i że te zmiany zachodzą w austenicie z wytrąceniem się i późniejszym narastaniem ferrytu o dużej zawartości aliażu. Gdy takie wytrącone cząstki dojdą do pewnej wielkości, następują w pewnych warunkach pęknięcia w zależności od czasu, temperatury i napięć. Gdy już takie pęknięcia zaszły, rura staje się stale krucha, lecz w stadiach poprzedzających to zjawisko rura jest nadal ciągliwa, albo też można jej ciągliwość przywrócić odpowiednim traktowaniem termicznym.

2. Przewody na olej gorący

Początkowo natrafiano na silne korozje we wszystkich przewodach, przez które przetłaczano olej o temperaturze między 230 a 260°C. Aby zapobiec tego rodzaju korozji, wymieniono zasadniczo wszystkie przewody za piecem na przewody ze stali 18—8. Takie rury wyeliminowały zasadniczo wszelką korozję przy przepływie gorącego oleju.

5. Komora reakcyjna

Komora reakcyjna skonstruowana jest ze stali niskowęglowej. Warunki temperatury są tego rodzaju, że o ile komora nie byłaby chroniona, musiałaby nastąpić szybka korozja. Ochrona polega na wzmocnionej okładzinie „gunitu“, grubości około 3 cali. Tego rodzaju ochrona jest bardzo skuteczna, lecz ulega uszkodzeniu podczas usuwania koksu i musi być często naprawiana względnie zmieniana. O skuteczności takiej wykładziny świadczy to, że komora znajduje się w zadawalającym stanie po 20 latach pracy z pozostałością rOPY z West Texas.

4. Rozdzielacz

Rozdzielacz był początkowo w całości stalowy. Na skutek szybko zachodzącej korozji, wyłożono korpus „gunitem“, a w otworach włączonych itp. zainstalowano wykładzinę stalą 18—8. Wewnętrzne płyty stalowe zostały zastąpione stalą o analizie 4—6% Cr, w miarę jak niedomagały. Wszystkie podpory tych płyt są ze stali 18—8.

5. Wieże destylacyjne

Wieże destylacyjne sporządzone są ze stali o małej zawartości węgla i wyposażone w płyty stalowe oraz czapki względnie dzwony z lanego żelaza, z wyjątkiem trzech dolnych płyt w pierwszej wieży destylacyjnej.

Te trzy płyty są ze stali o zawartości 11 do 15% chromu, z czapkami z tego samego materiału. Korpus pierwszej wieży wyłożony jest „gunitem“.

6. Zbiornik na gorący surowiec

Zbiornik ten jest konstrukcji stalowej, wyłożony „gunitem“.

7. Wymienniki ciepła (podgrzewacze)

Wymiennik w pierwszym obiegu jest cały ze stali i nie zaobserwowano w nim korozji. Natomiast wymienniki we wtórnym obiegu podgrzewającym mają korpusy stalowe i rury ze stali 18—8. Korpus stalowy jest metalizowany aluminium, co dało dobre rezultaty i przyczyniło się do zmniejszenia kosztów konserwacji.

Dokończenie nastąpi

Wyższe szkolnictwo naftowe w Związku Radzieckim

W Związku Radzieckim istnieją cztery (względnie pięć) wyższych uczelni, przygotowujących pracowników technicznych dla przemysłu naftowego.

Instytut Naftowy w Moskwie

Urzędowa jego nazwa brzmi: Moskowskij Ordena Trudowego Krasnogo Znamieni Nieftjanoj Institut im. akad. I. M. Gubkina.

Instytut moskiewski posiada swoją filię w Czerniakowsku w Baszkirskiej Republice (okręg uralski).

Instytut Naftowy w Moskwie posiada pięć wydziałów (fakultetów) a mianowicie:

1. Wydział geologiczno-poszukiwawczy

Specjalność: geologia, poszukiwanie i rozbudowa złóż ropnych i gazowych, geofizyczne metody poszukiwania złóż ropnych i gazowych.

2. Wydział naftowo-mechaniczny

Specjalność: budowa maszyn i urządzeń mechanicznych dla przemysłu naftowego, urządzenia wiertnicze i eksploatacyjne, urządzenia dla zakładów przeróbki ropy i gazu.

3. Wydział naftowo-przemysłowy

Specjalność: wiertnictwo i eksploatacja ropy oraz gazu ziemnego, transport i magazynowanie ropy, gazownictwo.

4. Wydział technologii ropy i gazu ziemnego

Specjalność: technologia nafty i gazu ziemnego.

5. Wydział inżynierijno-ekonomiczny

Specjalność: ekonomika, organizacja i planowanie w przemyśle naftowym.

6. Oddział korespondencyjny dla wszystkich specjalności.

Instytut Naftowy w Groźnym na Kaukazie

Urzędowa jego nazwa brzmi: Groźnijskij Ordena Trudowego Krasnogo Znamieni Nieftjanoj Institut.

Posiada on te same wydziały co i Instytut Naftowy w Moskwie. Brak jest tylko wydziału inżynierijno-ekonomicznego.

Są więc tutaj wydziały:

1. Wydział geologiczno-poszukiwawczy

2. Wydział naftowo-mechaniczny

3. Wydział naftowo-przemysłowy

4. Wydział technologii nafty i gazu ziemnego

5. Oddział wieczorowy z zakresu wiertnictwa i eksploatacji nafty.

Azerbajdżański Instytut Przem. w Baku

Urzędowa nazwa Instytutu jest następująca: Azerbajdżański Ordena Trudowego Krasnogo Znamieni Industrialnyj Institut im. Azizbekowa.

Posiada on następujące wydziały:

1. Wydział geologiczno-poszukiwawczy

Specjalność: geologia, poszukiwanie i rozbudowa złóż ropnych i gazowych, geofizyczne metody poszukiwania złóż ropnych i gazowych.

2. Wydział naftowo-przemysłowy

Specjalność: wiertnictwo i eksploatacja ropy oraz gazu ziemnego, gazownictwo.

3. Wydział technologii nafty i gazu ziemnego

Specjalność: technologia nafty i gazu ziemnego.

4. Wydział naftowo-mechaniczny

Specjalność: urządzenia wiertnicze i eksploatacyjne, urządzenia dla zakładów przemysłu naftowego, technologia budownictwa naftowo-maszynowego, samochody i gospodarka samochodowa, automatyka i przyrządy kontrolne w przemyśle naftowym.

5. Wydział energetyczny

Specjalność: gospodarka cieplna (cieploenergetyka), siłownie cieplne, silniki cieplne, wyzyskanie energii cieplnej, elektrownie, sieć elektryczna i systemy rozdzielcze, urządzenia elektryczne w zakładach przemysłowych.

6. Wydział budownictwa
Specjalność: budownictwo miejskie i przemysłowe, architektura, drogi automobilowe.

7. Wydział inżynieryjno-ekonomiczny
Specjalność: ekonomika, organizacja i planowanie w przemyśle naftowym.

8. Wydział obrony inżynieryjno-przeciwpożarowej

Specjalność: technika przeciwpożarowa i bezpieczeństwo przeciwpożarowe.

9. Oddział korespondencyjny dla wszystkich specjalności.

Lwowski Instytut Politechniczny we Lwowie

Posiada następujące wydziały:

1. Wydział elektrotechniczny

2. Wydział budowy maszyn elektrycznych

3. Wydział mechaniczny

4. Wydział chemiczno-technologiczny

5. Wydział naftowy

Specjalność: geologia, poszukiwanie i rozbudowa złóż ropy i gazu ziemnego, wiertnictwo, eksploatacja ropy i gazu ziemnego, gazownictwo.

6. Wydział inżynierii i budownictwa

7. Wydział geodezji

8. Wydział przemysłu spożywczego (cukrownictwo i krochmalnictwo).

Zródło: Sprawocznik dla postępujących w wyższe uczebnyje zawiedienija Sojuza SSR. w 1947 g. Ministerstwo Wysszego Obrazowanija SSSR. Gosudarstwiennoje Izdatielstwo „Sowietskaja Nauka“ Moskwa 1947.

Inż. Jan Cząstka

Inż. Henryk Olszewski

Gaz w gospodarce Dolnego Śląska

(Wyjątki z artykułu „Przeglądu Górniczego“, nr 7, 1948)

Stan obecny gazownictwa na Dolnym Śląsku

A. Gazownie

Gazownie Dolnego Śląska są własnością samorządów z wyjątkiem 2 gazowni rozdzielczych: Wałbrzycha i Jeleniej Góry, które należą do państwowego przedsiębiorstwa „Dalgaz“. Organem zwierzchnim gazowni samorządowych jest Centralny Zarząd Energetyki, który przez terytorialne Zjednoczenie Energetyczne sprawuje kontrolę nad techniczną stroną działalności gazowni.

Tabela 1

	Rok 1935/36	Rok 1947	Stan obecny w % stanu przed wojną
Ilość gazowni czynnych	60	38	63
w tym wytwórczych	55	27	50
w tym rozdzielczych	5	11	220
Rozprowadzenie gazu w mil. m ³	103,5	93,7	91
w tym produkcja własna	85,5	45,8	51
w tym nabyty gaz koksowniczy	18,0	47,9	266

Zestawienie to nie obejmuje gazu koksowniczego, dostarczonego wprost dużemu przemysłowi, z pominięciem gazowni miejskich. Liczba ta podana jest w tabeli 3.

Udział poszczególnych gazowni w ogólnej produkcji gazu węglowego jest następujący:

Tabela 2

Gazownia	Produkcja w r. 1947	
	w mil. m ³	w %
Wrocław	28,8	63,0
Dzierżoniów	5,8	12,7
Pozostałe 25 gazowni	11,2	24,5
Ogólna produkcja	45,8	100,0

Dwie czołowe gazownie składają się na 75% całej produkcji, reszta — to małe zakłady, których udział ogranicza się do 25% całej wytwórczości.

Stosunki te zresztą układały się podobnie i przed wojną. Strukturę klienteli największej na Dolnym Śląsku gazowni wrocławskiej wyjaśnia następujące zestawienie za rok 1947:

Tabela 3

Rodzaj odbiorcy	Zużycie w mil. m ³	Udział w %
Gospodarstwa domowe	12,2	42,4
Wielki przemysł	9,6	33,3
Drobny przemysł i rzemiosło	0,5	1,7
Oświetlenie ulic	0,2	0,7
Urzędy i instytucje	1,4	4,9
Zużycie własne	1,2	4,1
Straty	3,7	12,9
Razem	28,8	100,0

B. Gaz koksowniczy i gazociągi dalekosiężne

Udział gazu koksowniczego w ogólnym bilansie gazowym Dolnego Śląska stale wzrasta (tab. 1). Nie tylko cały szereg miast i miasteczek korzysta z tego gazu, ale duża ilość poważnych zakładów przemysłowych opiera swą pracę na tym paliwie.

Gaz koksowniczy zarówno pod względem swojej wartości opałowej, jak i co do składu nie różni się dziś od gazu wytwarzanego w gazowniach.

Przemysł ceramiki szlachetnej, huty szkła, przemysł metalowy, chemiczny, uważają tani gaz koksowniczy za właściwsze paliwo dla swych procesów technologicznych.

Zródłem gazu koksowniczego na Dolnym Śląsku są cztery koksownie, należące do Dolno-Śląskiego Zjednoczenia Węglowego, które po pokryciu swego zapotrzebowania całą resztę produkcji stawiają do dyspozycji rynku.

Rozprowadzeniem gazu koksowniczego na terenie Dolnego Śląska zajmuje się przedsiębiorstwo państwowe pod nazwą Dolno-Śląskie Gazociągi Dalekosiężne — Dalgaz w Wałbrzychu, które wchodzi w skład Zjednoczenia Przemysłu Koksowniczego, podlegającego Centralnemu Zarządowi Przemysłu Chemicznego.

Dolno-Śląski Dalgaz dysponuje siecią gazociągów wysokoprężnych (do 36 atn.) ogólnej długości 369 km, stacjami kompresorowymi w Sobiecinie i Cieplicach, siecią gazociągów średniego ciśnienia (do 3 atn.) długości 78 km oraz siecią dystrybucyjną niskoprężną o długości około 400 km (rysunek).

Stacja sprężarek w Sobiecinie, wyposażona jest w 3 zespoły tłoczące. Każdy zespół składa się z 3-stopniowej leżącej sprężarki, o zdolności tłoczenia 10000 m³/godz. do 36 atn. oraz wolnobieżnego silnika elektrycznego o mocy 1550 kW.

Dalgaz dostarcza gazu do 10 gazowni rozdzielczych, które zaopatrują w gaz swoje miasta i sąsiadujące z nimi gminy



wiejskie. Dwie z tych gazowni, a mianowicie: Wałbrzych i Jelenia Góra, jak powiedziano, są własnością Dalgazu i stanowią duże okręgowe gazownie rozdzielcze. Poza tym Dalgaz zaopatruje w gaz duże zakłady przemysłowe, a nawet eksportuje gaz do strefy radzieckiej w Niemczech (Görlitz).

Strukturę rynku, obsługiwanego przez Dalgaz, obrazuje następujące zestawienie za r. 1947:

Tabela 4

Odbiorca	Udział w mil. m ³	Ilość gazu %
Miasta	47,9	46,1
Przemysł	34,7	33,5
Eksport za granicę	14,7	14,2
Zużycie własne	1,1	1,0
Straty w sieci	5,4	5,2
Razem	103,8	100,0

Jeżeli uwzględnimy całą rozprowadzoną w r. 1947 ilość gazu na Dolnym Śląsku (Dalgaz razem z gazem węglowym), a więc 149,6 milionów m³, to przy ilości mieszkańców województwa wrocławskiego 1,8 milionów otrzymamy spożycie gazu na głowę 83 m³. Ponieważ wskaźnik ten dla całej Polski wyniesie w r. 1947 około 20 m³, przeto porównanie tych dwóch liczb daje pojęcie o stopniu gazyfikacji Dolnego Śląska.

Dla uwypuklenia lokaty, jaka należy się Dolnemu Śląskowi w gazyfikacji polskim, wspomniemy, że w r. 1947, kiedy Dalgaz rozprowadził 103,8 milionów m³, Zjednoczone Zakłady Gazowe Śląska razem z gazownią w Świętochłowicach dostarczyły 98 milionów m³.

Dotąd na Dolnym Śląsku gaz koksowniczy służył przemysłowi jako paliwo, ale w najbliższym czasie będzie użyty przez Zakłady Chemiczne „Rokita” w Brzegu Dolnym jako źródło etylenu do celów chemicznej syntezy. Na rok 1949 zarezerwowano dla „Rokity” 12 milionów m³ gazu.

Osobny rozdział stanowi zastosowanie na Dolnym Śląsku gazu jako materiału pędnego. Sprężony w butlach do 200 atn., służyć może jako namiastka benzyny, przy czym 1,8 m³ gazu koksowniczego odpowiada 1 litrowi benzyny.

Gaz pędny odznacza się wieloma zaletami. Łatwo miesza się z powietrzem, co daje zupełne spalanie i bardzo łatwy rozruch. Poza tym nie zanieczyszcza świec, nie rozcieńcza oleju w cylindrach. Silnik pracuje spokojnie, bez detonacji. Paliwo gazowe jest dużo tańsze od benzyny, co kompensuje niewygody wożenia ze sobą butli, stanowiących balast.

Gdyby tylko połowa wozów ciężarowych województwa wrocławskiego (a jest ich ok. 1700) była przestawiona na gaz, to ogólnie licząc można by oszczędzić rocznie 6000 ton benzyny, zastępując ją 10 milionami m³ gazu.

Uruchomiono na razie jedną stację tankowania gazu w Wałbrzychu i opracowano plan zaopatrzenia w gaz pędny całego Dolnego Śląska. Przewiduje się około 10 stacji tankowania, rozlokowanych mniej więcej co 50 km wzdłuż trasy gazociągów dalekosiężnych, na najbardziej uczęszczanych szlakach.

Perspektywy na przyszłość

Do niedawna istniała opinia, że na Dolnym Śląsku posiadamy duże nadwyżki gazowe, które można by wykorzystać w innych częściach kraju, po ułożeniu odpowiednich gazociągów.

Tak było istotnie w pierwszych latach po wojnie, ale szybki rozwój przemysłu dolnośląskiego sprawił, że już w 1949 r. przewidywane są pewne niedobory.

Zgłoszone zapotrzebowania nowo powstających zakładów, jak Huty Miedzi, Fabryki Kwasu Siarkowego pod Boleśławem, „Rokity” i innych drobniejszych fabryk, nie tylko wyczerpują, ale przekraczają wszystkie nasze możliwości produkcyjne na przestrzeni najbliższych lat.

W dziedzinie gazu węglowego jedyne rezerwy leżą w gazowni wrocławskiej, która w r. 1950 zdoła wyprodukować około 65 milionów m³ gazu oraz w gazowni w Zgorzlecu, która po uruchomieniu może zwiększyć ogólną wytwórczość o 10 milionów m³ rocznie. Małe gazownie prowincjonalne mają znaczenie czysto lokalne i nie mogą odegrać w ogólnym bilansie żadnej roli.

O pokryciu wzrastającego zapotrzebowania na gaz rozstrzygnie jedynie gaz koksowniczy.

Jakkolwiek koksownie dolnośląskie w swym planie 6-letnim przewidują wzrost produkcji o 35% na przestrzeni od 1948 r. do 1955 r., jednak wskutek zwiększenia się własnego zużycia gazu, ilości oddawane Dalgazowi nie wzrosną w tym stopniu, aby pokryć zapotrzebowanie.

Produkcja gazu koksowniczego jest ściśle zależna od warunków, w jakich znajdzie się w następnych latach nasz eksport węglowy.

Jest rzeczą pewną, że eksport polski wobec zapowiedzianej odbudowy zagłębia Ruhry i Saary, a także wobec postanowionej modernizacji kopalnictwa węglowego w Anglii — będzie napotykał na coraz większe trudności, a wówczas Polska będzie zmuszona wejść na drogę szeroko zakrojonej chemicznej przeróbki węgla. Zamiast sprzedawać wówczas za bezcen nasz węgiel, musimy go w Polsce przerabiać na wysoko-wartościowe pochodne, które łatwiej i korzystniej będzie ulokować na rynkach zagranicznych.

Wszystkim procesom przetwarzającym węgiel towarzyszą zawsze większe lub mniejsze ilości gazu (choćby odpadkowego), które poważnie mogą zasilić nasze gazywnictwo i z gruntu zmienić dzisiejsze rachuby.

Przyszłe połączenie gazociągów Górnego Śląska z Dolnym i istniejący już kontakt między gazem Górnego Śląska a siecią gazu ziemnego otworzą szerokie możliwości dla współpracy obu tych przemysłów i wymiany bogactw gazowych między różnymi dzielnicami kraju.

Gdyby zaistniał kiedykolwiek w Polsce brak gazu, to należy pamiętać, że Dolny Śląsk ma niezwykle silne źródło surowcowe w węglu brunatnym. Na tym węglu brunatnym Dolny Śląsk oprócz może produkcję bardzo taniego gazu, wytwarzanego w generatorach i gotowego do dalekosiężnego transportu.

Nasi sąsiedzi — Czesi zbudowali taką gazownię generatorową w Załuzi koło miasta Most, skąd dostarczają gaz do odległej o 80 km Pragi (Paliva a Voda, 1946 r., nr 8).

Produkcja opiera się na czeskim węglu brunatnym, który gazyfikuje się w generatorach czystym tlenem i parą wodną przy ciśnieniu 20 atn. W tych warunkach otrzymuje się gaz o wartości kalorycznej 4080 kal. i ciężarze gatunkowym 0,469.

Jeden generator wytwarza na dobę 75000 m³ gazu. W zakładach im. Stalina w Załuzi pracują dwa generatory, trzeci zaś stanowi rezerwę. Cała gazownia generatorowa kosztuje 1/6 część tego, co równorzędna gazownia węglowa. Produkowany gaz jest bardzo tani: loco Praga kosztuje tyle, ile równoważna ilość kalorii w węglu morawskim przywiezionym do Pragi.

Do zgazowania nadaje się każdy węgiel kamienny czy brunatny o zawartości wody do 30% i popiołu do 25%, w ziarnie 8—20 mm. Obecność siarki nie przeszkadza zupełnie, bo siarkowodor wymywa się pod ciśnieniem wodą razem z CO₂.

Pisząc o perspektywach rozwojowych gazywnictwa dolnośląskiego, niepodobna pominąć milczeniem prób podziemnej gazyfikacji złóż węglowych w ZSRR, które mogą mieć widoki powodzenia i u nas.

Niektóre kopalnie dolnośląskie mają specjalnie trudne warunki geologiczne zalegania pokładów. Pokłady są cienkie, pofaldowane, poprzecinane uskokami. Eksploatacja jest trudna i kosztowna, ponieważ wobec istnienia stałego niebezpieczeństwa ze strony kwasu węglowego i metanu nie można używać środków wybuchowych.

Takie to kopalnie stworzone są na warsztat doświadczalny nowej metody eksploatacji złóż węglowych i tą drogą wydarcia ziemi jej skarbów.

Inż. Andrzej Mazurkiewicz

Benzyna i rozpuszczalniki a bezpieczeństwo i higiena pracy

Poniżej podajemy wyjątki interesującego artykułu inż. A. Mazurkiewicza, zamieszczonego pod powyższym tytułem w Nr 3, 1946, kwartalnika „Praca i Opieka Społeczna”. Redakcja

W ostatnich dziesiątkach lat szeroko rozpowszechniło się użycie płynnych materiałów pędnych oraz rozpuszczalników i to przede wszystkim w innych przemysłach, poza chemicznym, gdzie niebezpieczeństwa i szkodliwości ich były z dawna znane. Stosowanie ich w tych przemysłach przez osoby nie zorientowane w niebezpieczeństwach rozpuszczalników i ich fizjologicznych szkodliwościach, spowodowało wzrost zarówno wypadków z tej dziedziny jak i rozpowszechnienie się chorób zawodowych. Dzieje się tak często dlatego, że prace narażające na niebezpieczeństwa typu chemicznego są lekceważone właśnie przez nie — chemiczne zakłady pracy.

Stąd też wyłania się potrzeba omówienia niebezpieczeństw tych płynów w krótkim choćby artykule, przeznaczonym przede wszystkim dla osób, używających tych płynów a nie posiadających chemicznego wykształcenia.

Rozpuszczalniki

Wszystkie palne rozpuszczalniki tłuszczów celulozy itd. przedstawiają w wyższym lub niższym stopniu bardzo zbliżone do siebie niebezpieczeństwa. Należą tu takie ciecze, jak benzyna, gazolina, nafta, dalej benzol, toluol i inne węglowodory szeregów alifatycznych, aromatycznych, alicykloowych itd., alkohole, aldehydy, ketony, estry, dwusiarczki węgla oraz wiele rozpuszczalników farb i lakierów, znanych pod najrozmaitszymi nazwami handlowymi (około 120 znanych marek), a będących przeważnie mieszaniną estrów organicznych, ketonów, alkoholi.

Niebezpieczeństwa ich polegają przede wszystkim na zdolności tworzenia wybuchowych par z powietrzem w stopniu niższym lub wyższym, zależnym od temperatury ich wrzenia i ciepła ich parowania. Większość wymienionych płynów jest prawie czystymi związkami chemicznymi, a zatem indywidualnie o ściśle określonej temperaturze wrzenia, co powoduje, że niebezpieczeństwo jakie przedstawiają, jest bardziej obliczalne aniżeli płynów mieszanych takich, jak benzyna, których temperatura wrzenia (a więc i lotność) waha się w bardzo dużych granicach, a co gorsza ściśle nieokreślonych.

Szkodliwości fizjologiczne w działaniu zarówno na skórę jak i na wewnętrzne organa człowieka tych wszystkich płynów są zbliżone, różniąc się nieznacznie od siebie. Jedynie działanie dwusiarczku węgla jest zupełnie specyficzne i dlatego musi być odrębnie traktowane.

Z wymienionych powyżej powodów w artykule niniejszym omawiać się będzie przede wszystkim niebezpieczeństwa i szkodliwości benzyny z tym, że na miejsce określenia „benzyna” można bez wielkiego błędu podstawić jakiegokolwiek inny palny rozpuszczalnik.

Natomiast zupełnie inną grupę i to pod każdym względem stanowią niepalne rozpuszczalniki tłuszczów, będące chloropochodnymi węglowodorów alifatycznych, nie dające palnych ani wybuchowych par, ale zato tym szkodliwsze pod względem fizjologicznym. Te szkodliwości, nabierające często wręcz zabójczego charakteru, są niestety u nas lekceważone tak dalece, że stały się w ostatnich czasach przyczyną kilku śmiertelnych wypadków.

Benzyna

Niebezpieczeństwa tego materiału pędnego a zarazem rozpuszczalnika polegają na: 1) palności benzyny w stanie ciekłym oraz wybuchowości jej par, zmieszanych w odpowiednim stosunku z powietrzem, o ile wystąpi jakiegokolwiek czynnik zapalający, 2) szkodliwym działaniu zarówno na skórę jak i na wewnętrzne organa człowieka. Działanie to nabiera groźnego charakteru, jeżeli benzyna zaprawiona jest specjalnymi domieszkami.

Palność i wybuchowość benzyny: temperatura zapalności płynnej benzyny leży stosunkowo bardzo nisko, bo około $+30^{\circ}\text{C}$, wskutek czego może się ona zapalić praktycznie biorąc w każdej temperaturze, jaka występuje w naszej strefie klimatycznej.

Pożar płynnej benzyny w naczyniu otwartym jest zjawiskiem powierzchniowym: silnie kopnąc benzyna płonie na całej swej powierzchni dość spokojnie do czasu, póki ciepło wywiązujące się skutkiem pożaru, nie zacznie powodować jej szybkiego parowania, a następnie i wrzenia.

Natomiast bez porównania niebezpieczniejsze od pożaru benzyny z otwartych naczyń jest jej zapłon w obrębie niewielkiego pomieszczenia a zwłaszcza zamkniętego naczynia, co prawie zawsze spowoduje wybuch mieszaniny par benzyny z powietrzem. Wybuch taki pod wpływem czynnika zapalającego może nastąpić tylko przy odpowiednim stosunku objętościowym do powietrza: stosunek ten wynosi wedle F. Wirtha 2,5 do 4,8% objętościowych par benzyny w powietrzu. Pary benzyny, jako około 3 razy cięższe od powietrza, mieszają się z nim trudno i stąd małe prawdopodobieństwo powstania „idealnej” mieszaniny wybuchowej w całym pomieszczeniu. Natomiast łatwo mogą się te mieszaniny tworzyć w warstwach powietrza, znajdujących się w dolnej części pomieszczenia i dlatego należy dbać o szczególnie staranne usuwanie ich stamtąd.

Niebezpieczeństwo, jakie przedstawia benzyna, zwłaszcza użyta jako rozpuszczalnik, zostało w ostatnich kilkunastu latach znacznie powiększone. W miarę szybkiego rozwoju ruchu zmotoryzowanego, zaczęło brakować benzyn motorowych o ciężarze właściwym około 0,740. W tym samym czasie, tj. po pierwszej wojnie światowej, szybko wzrastała wytwórczość gazoliny oraz bardzo lekkiej benzyny, otrzymywanej z rozkładowej destylacji ciężkich produktów naftowych (kraking). Okoliczność tę wyzyskali wytwórcy benzyny handlowej, mieszając najcięższe, a mniej kupkne jej gatunki (o c. wł. powyżej 0,760), z gazoliną lub „kraking”-benzyną, oraz benzolem i innymi węglowodorami, również nie mającymi odpowiedniego zbytu skutkiem swej nadmiernej lotności. Przez mieszanie ich z sobą wytworzono produkt odpowiadający pod względem ciężaru normalnej (tzw. „frakcyjnej”) benzynie motorowej, ale o zupełnie innych, znacznie szerszych, granicach wrzenia. Należy zatem pamiętać, że miarą lotności benzyny, a więc i niebezpieczeństwa, jakie przedstawiają jej pary, nie może być jej ciężar właściwy, jak to było do niedawna, lecz jedynie granice wrzenia jej tzw. „frakcyj”, o czym nie wie ogromna większość użytkowników benzyny.

Pomieszczenie w którym pracuje się „benzyną mieszaną”, zmienia się w niebezpieczny skład materiału wybuchowego, który zapala się i eksploduje często bez widocznej i określonej przyczyny. Daje to przedsmak tego, jak wielkie jest niebezpieczeństwo wybuchu par benzyny w zamkniętych naczyniach o niewielkiej pojemności, jak zbiorniki lub beczki, jeżeli wprowadzi się tam jakiegokolwiek czynnik zapalający, np. zapalną, żar powstałą przy spawaniu, względnie lutowaniu metalowego zbiornika lub zbiorniczka. Przy małej pojemności żelaznej beczki (200 l), wystarczy ok. 40 g w „baku” samochodowym, nawet kilkanaście gramów odparowanej benzyny, aby te zbiorniki mogły stać się przedmiotami wybuchającymi. Są to ilości tak małe, że praktycznie biorąc znajdują się zawsze nie tylko w beczkach częściowo wypróżnionych, lecz nawet w tzw. „pustych” naczyniach po benzynie. To też jeżeli ma się zamiar spawać lub lutować beczkę lub bak po benzynie, to nie wystarczy jej przewietrzenie i przedmuchiwanie ze względu na ciężkość par benzyny z jednej i wąski wymiar otworu czopa z drugiej strony. Praktycznie i jedynie pewnym sposobem zabezpieczenia się jest kilkukrotne staranne napełnienie naczynia wodą aż po sam czop i wylanie jej. Jednokrotne napełnienie wodą wyprze wprawdzie pary benzynowe, ale nie usunie całkowicie resztek benzyny z naczynia, która w dalszym ciągu będzie wytwarzać niebezpieczne pary.

Szkodliwości fizjologiczne benzyny

Benzyna nie jest trucizną w ścisłym tego słowa znaczeniu, lecz materiałem szkodliwym jako typowa trucizna systemu nerwowego. Jako dobry rozpuszczalnik tłuszczów, wyjąłwia z niego nie tylko ręce pracowników, powodując pęknięcie skóry, lecz także przede wszystkim w postaci par pozbawia tłuszczu komórki nerwowe, co może doprowadzić do wszel-

kiego rodzaju zaburzeń, a są znane wypadki utraty przytomności i śmierci pod wpływem par benzyny. Osobników, którzy już stracili przytomność, należy poza ogólnie znanymi środkami pierwszej pomocy ratować za pomocą wlewania im w usta roztworu soli kuchennej celem spowodowania wymiotów. To też należy dbać o możliwie jak najmniejsze stykanie pracowników z benzyną, a zwłaszcza jej parami, zabezpieczać za pomocą hełmów z doprowadzeniem świeżego powietrza, o ile praca ich jest długotrwała. Ręce

przed pękaniem należy zabezpieczać tłuszczem lub odpowiednimi kremami (np. amerykański krem Nr 53 wyrobu firmy „West“).

Szczególnie niebezpieczny, bo o grozie niemal równej gazom bojowym, jest dodatek do benzyny w postaci czteroetylku ołowiu $Pb(C_2H_5)_4$ jako środka przeciwstukowego, mającego na celu zwiększenie sprężania silników zwłaszcza lotniczych, ponieważ czteroetyłek ołowiu łatwo dyfunduje przez skórę, powodując w krótkim czasie nawet śmierć ofiary.

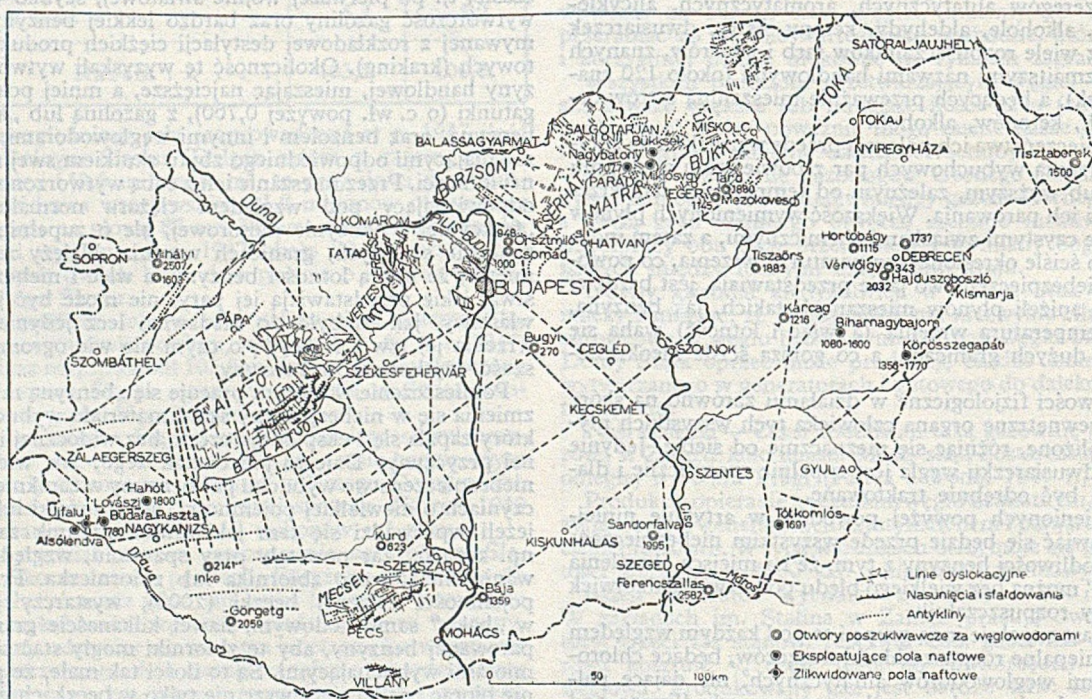
Dr Bolesław Bem

Masyw węgierski i struktura jego pól naftowych

Obszar Węgier dzielimy na dwie różnej wielkości jednostki geograficzne, oddzielone od siebie Dunajem, a mianowicie na wschodnią, tzw. Alföld i zachodnią, tzw. Pannonię względnie Dunantul. Jednostki te tworzą w całości jeden duży masyw, który w zachodniej części podzielony jest wzgórzami (górami) wyspowymi na szereg niecek, we wschodniej zaś części przedstawia budowę jednolita, a góry wyspowe występują tylko w brzeżnych jego partiach. Niecki wypełnione są utworami plioceńsko-pleistocenskimi, góry zaś, jak Bakony, Buda, Bükk, Pécs i Villány zbudowane są z granitów, łupków krystalicznych, dewonu, karbonu, triasu, jury, kredy, eocenu i oligocenu. Sfałdowania i nasunięcia górz przypadają na okres ruchów kimerydzkich i pregosawskich. Pierwsze wolne wypiętrzanie Alföldu przypada na okres górnej kredy. W tym też

węgierskim; i tak np. z początkiem starszego trzeciorzędu (laramijskie), między oligocenem a mioceniem (sawskie) i w końcu średniego miocenu (styryjskie).

Mezozoikum transgredowało razem z permem na fazie waryscyjskiej, jak to np. zostało stwierdzone w górach Bakony-Bükk-Pécs-Bihar. Druga duża transgresja odbyła się w liasie. W tym czasie utworzyły się produktywne węgle kamienne w górach Pécs i Stajerlak-Annina. Większe transgresje notujemy w górnej kredzie (węgle z Ajka). W trzeciorzędzie mamy do czynienia z kilkoma transgresjami. Na początku i w środku eocenu układały się w zatokach waryscyjsko-kimerydzkich gór eoceńskie węgle z Tata-Esztergom-Bakony, ponadto miocenne węgle z Sálgotarjan-Borsód. Bauksyty z gór Bakony i Vértes odpowiadają okresowi dolnej kredy i eocenu.



Szkieł tectoniczny masywu węgierskiego z rozmieszczeniem pól naftowych i odwiertów poszukiwawczych (na podstawie dotychczasowych zdjęć geologicznych oraz danych z literatury węgierskiej)

czasie nastąpiło oddzielenie poszczególnych nasunięć i sfałdowań na szereg brył. Z początkiem eocenu był już cały Alföld jednolitym łądem. W oligocenie, a także w miocenie, nastąpiło pod wpływem epirogenetycznych poruszeń zapadnięcie węgierskiego masywu. Najwyższy punkt tego zapadnięcia przypada na okres mediteranu, tj. na okres wybuchu tufów wulkanicznych w północnej części Alföldu.

Po ustabilizowaniu się systemu nieckowego (zatokowego) przyszło ponowne podniesienie i zapadnięcie masywu węgierskiego. Podniesienia stały w związku z regresją i fazami orogennymi, zapadnięcia zaś z transgresją mórz.

Fazy orogennowe rozgrywały się w górnym permie (waryscyjskie), w górnym triasie i jurze (starsze i młodsze kimerydzkie) i w końcu średniej kredy (pregosawskie). Także w trzeciorzędzie śledzić możemy ruchy na masywie

Największa część węgierskich trzeciorzędowych utworów posiada indywidualne wykształcenie. Podczas gdy średni miocen gór wyspowych spokrewniony jest z utworami średnio-południowej Europy, to górny oligocen wykazuje zbliżenie do utworów oligocenów kotłiny siedmiogrodzkiej. Średni oligocen (rupelien) odpowiada najlepiej takimże utworom Niemiec północnych. Burdigalijskie piaskowce półn. Alföldu są petrograficznie podobne do takichże znanych z Karpat. Helweckie utwory wykazują duże zbliżenie do helwetu kotłiny wiedeńskiej. Tufy dacytowe półn. Alföldu są z petrograficznego punktu widzenia te same, co tufy niecki siedmiogrodzkiej.

Transgresje mórz starszego miocenu i paleogenu nie odbywały się równomiernie na Alföldzie. Szerokie morskie osady występowały tu tylko w półn. części, wzdłuż linii

Budapest—Mislóc oraz w środkowej części, jak Békes-Csomád. Dopiero w górnym mediterranie załaziło morze cały Alföld, o czym świadczą utwory panońsko-pontyjskie o dużym rozprężeniu i dużej grubości, dochodzącej w niektórych miejscach do 2400 m. W górnym pliocenie stał się Alföld ponownie lądem stałym. Jeziora śródlądowe, jak Balaton i Velence powstały w okresie polewantyńskim.

Z tektonicznego punktu widzenia przedstawia masyw węgierski słabo sfałdowany korzeń, od którego tak w kierunku Karpat jak i Dynaryd bieżą promienisto coraz to intensywniejsze sfałdowania. Sam masyw jest pocięty dyslokacjami na szereg brył o charakterze horstowym. Dyslokacje starsze posiadają kierunek NWW—SSE, młodsze zaś SW—NE. W wielu miejscach krzyżują się owe dyslokacje, a niektóre z nich są dalszym przedłużeniem polskich linii tektonicznych, jak np. Gólogóry—Krzemieniec lub Wisła—Tisza. W wielu też miejscach śledzić możemy na powierzchni antykliny o przeważnie łagodnych skrzydłach i o różnym przebiegu. Kierunek warstw na wschodzie jest na ogół jednolity SW—NE z kątem upadu 10—15°, w zachodniej części zmienny od WE do NW—SE a kąt upadu wynosi do 25°.

Na obszarze masywu węgierskiego istnieją trzy koncesje poszukujące za bituminami płynnymi i gazowymi. Najstarszą z nich jest koncesja Maortu, obejmująca całą Pannonię, a więc obszar leżący po prawej stronie Dunaju. Południowo-wschodnia część Alföldu, mniej więcej na linii Budapest—Tisza, Eger—Miskolc—Tisza należy do Sp. Akc. Maszovoa, pozostała zaś część, północna, jest własnością Państwa.

Do odkrytych i eksploatujących już pól naftowych i gazowych należą: a) w koncesji „Maortu”: Budafapuszta, Lovaszi i Hahót, leżące w połudn.-zachodn. części Pannonii, tuż nad granicą jugosłowiańską; b) w koncesji „Maszovola”: Biharnagybajom i Berekböszörmény, znajdujące się w środkowo-wschodniej części Alföldu; c) w własności Państwa: Bükkszék, znajdujący się w obrębie gór Bük, na północ od miasta Eger.

a) Budafapuszta przedstawia długą i wąską o normalnych skrzydłach antyklinę, przebiegającą od zachodu na wschód. Głębokość panońskich horyzontów ropno-gazowych wynosi tutaj od 1000—1260 m, ilość zaś założonych dotąd odwiertów ok. 130.

Lovaszi. Fałd ten posiada niesymetryczną budowę, gdyż skrzydło południowe jest znacznie szersze od północnego. Długość jego wynosi ok. 17 km. Założono tutaj dotąd ok. 137 odwiertów od 1000 do 1600 m głębokich. Złóża ropno-gazowe występują w dolnym panoniu.

Hahót. Struktura ta posiada kierunek podłużny od zachodu na wschód o długość ok. 20 km i szerokości ok. 8 km. Północne jej skrzydło dzieli poprzeczna dyslokacja. Produkcja ropy pochodzi ze środkowego odcinka fałdu z głęb. ok. 1400 m, gazu zaś z głęb. 1600 m z panonu i sarmatu. Ilość odwiertów nie przekracza 33, z nich zaledwie kilka produkuje. Złóża ulegają postępowemu zawodnieniu.

Czwarte pole naftowe w Ujfalu zostało już w r. 1944 zlikwidowane. Produkcja pochodziła tutaj z warstw dolno-panońskich z głęb. 600—700 m i 1100—1250 m.

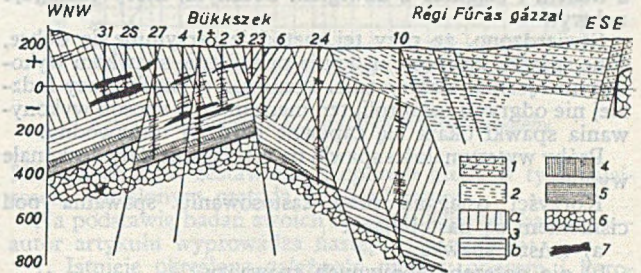
Na koncesji Maortu wykonano ponadto kilka wierzeń eksploracyjnych, jak:

Mihály 1 (r. 1935) do głęb. 1603 m, tj. do podłoża krystalicznego,

Mihály 2 do głęb. 2507 m, tj. tylko do górnego panonu,

Inke (r. 1936) do głęb. 2141 m, do helwetu,

Kurd do głęb. 625 m, do mediterranu, Görgeteg (r. 1935) do głęb. 2059, do dolnego panonu. b) Berekböszörmény, względnie Körösszegápati przedstawia szeroką, o niesymetrycznych skrzydłach strukturę, o kier. SSW—NNE. Ilość założonych odwiertów dochodzi do 10, kilka pierwszych z nich założył „Manat” w czasie wojny. Głębokość odwiertów wynosi od 1356—1770 m. Gazy i rozpuszczona w nich ropa pochodzą z sarmatu, względnie z podstawowych zlepieńców, leżących nad



1. Warstwy dolno mioceneskie, 2. Warstwy górno oligoceneskie, 3. Warstwy średnio oligoceneskie: a) seria foraminifera z wkład. tufów wulkan., b) seria jałowa z takimi wkładkami, 4. Warstwy foraminifera, 5. Wapleń litolamnowy (dolny oligocen), 6. Podłoże irrasowo-karbońskie, 7. Złóża ropno-gazowe

Profil poprzeczny przez kopalnię w Bükkszék

podłożem krystalicznym. Strukturę przecina w dolnej części poprzeczna dyslokacja.

Biharnagybajom. Struktura ta posiada kier. SSW—NNE. Skrzydła jej są niesymetryczne i łagodnie zapadające. Złóża ropno-gazowe występują tutaj w głęb. ok. 1500 m w sarmacie, względnie w zlepieńcach podstawowych starszego podłoża. Pole znajduje się w rozbudowie.

W Bugyi, na południe od Budapesztu, przeprowadzane są wiercenia eksploracyjne. Struktura ta posiada odmienną budowę od dotąd opisanych, gdyż przedstawia zapadnięte, sfałdowane i zdyslokowane wzgórze dolomitowe, przykryte od góry potężnym płaszczem panonu, miocenu, oligocenu i eocenu. Pierwszy otwór napotkał już dolomit w głęb. 270 m, drugi zaś w głęb. 1100 m przebił zaledwie panon i miocen. Podłoża dolomitowego należy tutaj oczekiwać prawdopodobnie w głęb. ok. 1500 m.

Wspomnieć jeszcze należy o strukturze w Tótkomlos która była obiektem poszukiwań za bituminami w okresie wojny przez „Manat”. Posiada ona kształt łukowaty o kier. od W ku NE. Założono na niej 6 odwiertów do głęb. ot. 900—1618 m. Nawiercone duże ilości gazów pochodzą przeważnie z konglomeratów podstawowych.

Na koncesji „Maszovola” rozsiane są liczne otwory poszukiwawcze za bituminami i wodą mineralną. Są one zobrazowane na załączonym szkicu tektonicznym z podaniem ich głębokości.

c) Bükkszék. Pole to leży w obrębie gór Bük, pomiędzy gminami Derecke a Fedemes. Posiada ono kształt długiej (3,5 km) antykliny o kierunku NNE—SSW, pociętej licznymi poprzecznymi dyslokacjami. Na powierzchni występują warstwy średnio-oligoceneskie. Wschodnie skrzydło fałdu na skutek przebiegającej dyslokacji, zapada ku południowi. Ropa i gazy pochodzą ze średniego oligocenu, z nieznacznych głęb. od 100 do 500 m lub ze szczerlin dyslokacyjnych. Załączony profil poprzeczny przez kopalnię w Bükkszék obrazuje dokładnie budowę tego fałdu. Do pola naftowego w Bükkszék należą jeszcze kopalnie naftowe w Nagybatony oraz w Miklósvölgy.

Nowe metody budowy rurociągów

(wg W. G. Heltzel „The Oil and Gas Journal”, Vol. 43, No 20)

Dwa nowe ważne sposoby budowy rozwinęły się w ostatnich kilku latach w St. Zjedn. A. P. Jeden w dziale spawania, drugi zaś w zginaniu rur.

Urządzenie używane do spawania „pod ciśnieniem” jest wyrobem firmy „Pressure Weld Co., Fl. Paso, Tex.” Zasadniczy sposób ten jest zgrzewaniem „kuziennym”. Nie potrzeba tu prądu spawalniczego. Jest to zgrzewanie na styk,

które wykonuje się przez złączenie końcówek rur i dociskanie ich pod ciśnieniem i w określonej temperaturze. Sposób ten różni się od spawania przez topienie i zlewianie, gdyż materiał nie jest ogrzewany do temperatury topliwości. Cała praca jest w większym lub mniejszym stopniu zautomatyzowana. Uchwyt centrujący do spawania posiada szczęki dla scentrowania rur, i hydrauliczne urządzenia dla

dociskania rur pod ciśnieniem. Głowicę z palnikami acetylenowymi zakłada się na połączeniu, po jego scentralizowaniu, a następnie zgrzewa się.

Czas potrzebny dla wykonania spawki, nie wliczając czasu na ułożenie rur i założenie uchwytu, waha się od 37 sek. przy rurze o grubości ścianki 0,187", do 70 sek. przy rurze o grubości ścianki 0,375". Całe urządzenie składa się więc z uchwytu centrującego, pompki hydraulicznej, przyczepki, na której znajduje się generator acetylenowy, oraz butli z tlenem i ciągnika z dźwigiem bocznym, który obsługuje uchwyt.

Stwierdzono, że przy tej metodzie otrzymuje się dobre, silne spawki, które nie ustępują przeciętnie spawkom wykonanym ręcznie, elektrycznie. Ponieważ czynnik pracy ludzkiej nie odgrywa tutaj roli, ten mechaniczny sposób wykonywania spawki okaże się zapewne bardziej niezawodny.

Próby wytrzymałości spawki na rozciąganie dały doskonałe wyniki.

Korzyści osiągnięte przy zastosowaniu spawania pod ciśnieniem są następujące:

- a) tańsza spawka,
- b) nie potrzeba sprawnych spawaczy,
- c) mniej sprzętu (wyposażenia),
- d) nie potrzeba prętów spawalniczych,
- e) o wiele większa szybkość pracy,
- f) lepszy postęp w kładzeniu rurociągu,
- g) czas potrzebny do pracy jest raczej funkcją grubości ścianki rury, niż jej średnicy,
- h) spawki nie wywołują naprężeń wewnętrznych,
- i) każda spawka jest wykonana na styk lub w kielichu,
- j) skład metalu nie ulega zmianie.

System ma poza tym szereg innych zalet, jak możliwości stosowania go w różnych warunkach atmosferycznych i pogody i dlatego jest lepszy od ręcznego, elektrycznego wykonywania spawek przez ludzi.

Obecnie spawanie pod ciśnieniem jest w fazie pierwszej praktycznej próby. Szereg rurociągów zostało już wykonanych z zastosowaniem tej metody.

Ze względów ruchowych wewnętrzny przelot rury, powinien być jak najbardziej czysty. Wewnętrzne występy lub garby, występujące przy tym procesie na spawce, stanowią jego wadę. Jest to nie pożądane dla rurociągu przewidywanego na długi okres użytkowania. Nie odgrywa ona większej roli przy rurociągach, które są budowane na krótki okres pracy. Przekonano się również, że w tym systemie spawania rur cienkościennej (0,25") i o większych średnicach, zmniejszenie przekroju w rurze jest czynnikiem utrudniającym zastosowanie tej metody tak, jak to występuje też w elektrycznym ręcznym spawaniu. Jeśli te dwa zagadnienia, wewnętrzny brzeg i zniekształcenia wewnętrzного przekroju będą rozwiązane, autor przypuszcza, że metoda ta zostanie przyjęta w przemyśle. Niezawodnie metoda ta

będzie jeszcze ulepszona, specjalnie w sposobie podgrzewania, jednak sama zasada została już zasadniczo przyjęta.

Zginanie rur było zawsze bardzo ważnym zagadnieniem w budowie rurociągów, nawet jeszcze w czasach stosowania połączeń gwintowych. Było ono jedną z głównych przyczyn zwłoki w budowie rurociągów. Wiele czasu zmarnowano na dźwigniowe zginanie („buckled"), które było poprzednio stosowane. Znaczenie odpowiedniej metody zginania wzrosło z zastosowaniem rur cienkościennych i o dużej średnicy. Lepiej jest planować zgięcia uprzednio i robić je niezależnie od obsługi rurociągu. Autor jest zdania, że projektowanie głównych zgięć, jak np. dla przekroczenia rzek, bagien itp. winno być robione przez kierownictwo budowy, a nie pozostawiane ocenie człowieka wykonującego bezpośrednio prace na rurociągu.

Nowoczesny spawany rurociąg nie wymaga już tylu zgięć i łuków jak poprzednio. Nowoczesna linia rurociągową, podobna w pewnym stopniu do gumowej wstęgi, jest elastyczna i może się rozciągać oraz kurczyć. Normalne wahanie temperatury powoduje naprężenia nie przekraczające bezpiecznej granicy wytrzymałości. Podczas budowy rurociągu o średn. 24" dla potrzeb wojennych towarzystwo „Crutcher—Rofls—Cunnings" wypróbowało maszynę do zginania rur, która okazała się doskonałą dla budowy rurociągów o dużej średnicy i cienkich ściankach. Szczególnie nadaje się ona do średnic poniżej 10". Sposób ten przyspiesza pracę i umożliwia zginanie na zimno rur o dużej średnicy i cienkich (0,25") ściankach.

Maszyna do zginania składa się z ramy z jednym uchwytem prostym a drugim przegubnym i ruchomym półkolistym wałem, który zgina się wraz z rurą. Uchwyt utrzymuje jeden koniec rury, podczas gdy drugi koniec jest zginany przy pomocy liny, która jest przymocowana do swobodnego końca rury i nawijana na bębnek ramy.

Rama jest zamontowana na saniach wykonanych z kształtówek. Napęd jest pobierany albo z traktora albo silnika, który stanowi część składową urządzenia.

Przedsiębiorstwa zwracały zbyt małą uwagę na należyty stan końcówek rur, jeśli chodzi o ich gładkość, należyty kształt itp. Obecnie zwrócono na to uwagę, gdyż zbyt wiele czasu wymagało kładzenie rur. Zastosowanie rur o większej średnicy i cieńszych ściankach, oraz spawanie pod ciśnieniem przyniosło ze sobą konieczność dokładnego przygotowania końcówek rur.

W wypadkach uszkodzenia końcówek, które może łatwo nastąpić przy manipulacji rurami w ich drodze z fabryki na miejsce budowy, przedsiębiorstwa stosują specjalne urządzenia do nadania końcówkom rur prawidłowego kształtu. Zagadnienie to wymaga wspólnego wysiłku ze strony fabrykantów rur i przedsiębiorstw budowy rurociągów.

S. L. S.

Zależność korozyjności gleb od ich oporu

(wg „Nieftianoje Choziajstwo", nr 6—7, 1946)

Dla prawidłowego doboru sposobu ochrony rurociągu lub innego podziemnego urządzenia, należy określić warunki korozyjności, w których będzie się znajdowało dane urządzenie. Warunki te są bardzo różne i są przyczyną rozmaitości okresów trwania podziemnego urządzenia. Znane są wypadki pracy rurociągów podziemnych bez dostrzegalnego zniszczenia w ciągu 50 i więcej lat. Z drugiej strony zaobserwowano niejednokrotnie wypadki, kiedy zniszczenie na skutek korozji występowało już po upływie 2—3 lat, a nawet w krótszym czasie po montażu. Niszczenie metalu następowało wskutek wpływu korozji gleby bez udziału prądów błędnych.

Obecność prądów błędnych zwiększa ogólne działanie korozji gleby, lecz na rurociągach magistralnych zjawiają się one rzadko.

Wprowadzono termin „korozyjności" gleby analogicznie do amerykańskiego „corrosidness".

Autor dzieli gleby pod względem korozyjności na 4 kategorie w zależności od okresu „życia" rurociągu podziemnego.

W tabeli podany jest okres „życia" rurociągów wykonanych ze stali marek handlowych, o grubości ścian 8—9 mm

i, jak zwykle w magistralach, o ciśnieniu wewnętrznym około 50 atmosfer. Jako okres „życia" przyjmuje się czas, po którym rura otrzymuje „wyzerki" czyli „pittingi" na wyloc.

Nazwa kategorii korozyjności gleby	Spodziewany okres „życia"
Niska korozyjność . . .	ponad 25 lat
Normalna korozyjność .	10—25 „
Zwiększona korozyjność	5—10 „
Wysoka korozyjność . .	1—5 „

Z podanych przez różnych autorów metod określenia korozyjności gleby utrzymały się obecnie metody Sheparda i Schlumbergera, oparte na określeniu pozornego oporu gleby wyrażonego w ohm × cm lub ohm × m.

Wydaje się rzeczą dziwną, że kontrolującym czynnikiem korozji jest opór otaczającego środowiska. Lecz zjawisko to zostało stwierdzone z całą pewnością tylko dla warunków korozji podziemnej i tłumaczy się faktem, że w tej korozji

znaczenie dominujące przy tworzeniu się wyżerek posiadają lokalne makroogniwa, przy obecności których główne znaczenie dla korozji posiada właśnie opór otaczającego środowiska. W warunkach podziemnych urządzeń istnieją warunki specjalnie sprzyjające dla rozwoju makroogniw. Obecność ogniw lokalnych, ciągnących się na długości kilku setek metrów, zostało udowodnione przez szereg badaczy i ogniwa te otrzymały specjalną nazwę „prądów długich linii” (long line currents).

Momentem istotnym przy określaniu korozyjności według oporu jest to, że pomiary odbywają się w całości a nie na poszczególnych próbkach. W ten sposób zmierzona wielkość charakteryzuje nie tylko opór elektrolitu, lecz określa także szereg warunków ważnych dla korozyjności gleby: stopień jej spulchnienia, wilgotność itd. Wpływ wilgotności zaznacza się, poza bezpośrednim wpływem na korozję, także na stopień aeracji powierzchni metalu, co jest często czynnikiem kontrolującym korozję. Rzeczywiście przy pewnych wartościach wilgotności gleby powstaje nad powierzchnią rury warstwa gleby nieprzepuszczająca powietrza, chroniąca przed nim metal. Ale jednocześnie ze wzrostem wilgotności w glebie zmniejsza się koncentracja rozpuszczonych soli, co zwiększa opór gleby. W ten sposób pomiary w całości charakteryzują całokształt warunków gleby i jej korozyjność. W pomiarach na poszczególnych próbkach zależność między oporem a korozyjnością jest mniej wyraźna. W badaniach korozyjności Shepard stwierdził, że pomiar oporu gleby jest cenny dla ustalenia korozyjnych odcinków trasy. Wykrył, że przy oporach poniżej 500 ohmów korozyjność jest specjalnie wysoka. Opory 500—1000 ohmów też są charakterystyczne dla miejsc korozji, przy wyższych oporach zależność ta jest mniej wyraźna.

Szereg autorów amerykańskich i radzieckich opublikowało swoje badania, których rezultaty były analogiczne.

Postępy w podziemnej gazyfikacji złóż węgla

(wg „World Petroleum“, wrzesień i grudzień 1947, „Bergbau-Bohrtechniker- u. Erdöl-Zeitung“, nr 4, 1948 oraz „Przegląd Górniczy“, lipiec 1948)

Idea podziemnej gazyfikacji złóż węgla jest bardzo stara, ale jej myśl praktycznego, przemysłowego zastosowania jest zasadniczo nowa. Asympt do podziemnej gazyfikacji węgla, będącej zwyczajną jego suchą destylacją, dały głównie płonące kopalnie węgla, jak np. 400 lat trwający pożar kopalni w Planitz koło Zwickau w Saksonii, „płonąca góra” w Dudweiler w zagłębiu Saary, pożary kopalń w zagłębiu donieckim itd.

Pierwszy zwrócił uwagę na możliwości praktycznego wykorzystania podziemnej gazyfikacji węgla chemik rosyjski D. J. Mendelejew (r. 1860), następnie Amerykanin A. G. Betts (1909) i Anglik W. Ramsay (1912). Projekty ich zostały jednak w sferze teoretycznych rozważań, a dopiero znacznie później Rosjanie rozpoczęli praktyczne doświadczenia w tej dziedzinie.

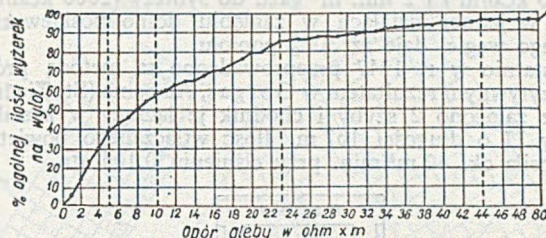
Pierwsze próbné szyby dla podziemnej gazyfikacji węgla wykonano w r. 1932 w Lisiczańsku, a w r. 1938 przystąpiono w Gorłówce (zagł. donieckie) do praktycznych doświadczeń na miarę przemysłową, które w rezultacie potwierdziły teoretyczne wywody możliwości ekonomicznego prowadzenia tej metody.

Do zastosowania podziemnej gazyfikacji nadają się szczególnie takie pokłady, których eksploatacja metodą górniczą nie byłaby rentowna, np. ze względu na zbyt wielką głębokość zalegania złoża i związane z tym trudności natury mechanicznej, termicznej itp., pojedyncze zbyt cienkie pokłady węgla, silnie przerastane pokłady węgla skałą płoną, pokłady silnie zaburzone tektonicznie itp. Nie wyklucza to w pewnych wypadkach stosowania na tej samej kopalni odbudowy górniczej pewnych pokładów węgla a podziemnej gazyfikacji innych.

Dotychczas zostały opracowane 3 metody podziemnej gazyfikacji węgla, które można użyć w zależności od charakteru pokładu: metodę prądu, metodę pasami i metodę filtracji.

Zależnie od medium wtłaczanego do palącego się pokładu otrzymujemy gaz generatorowy przy wtłaczaniu powietrza lub gaz wodny przy wtłaczaniu pary wodnej. Często wobec pewnej wodoności pokładu węglowego

Autor podaje krzywą (rysunek), nakreślona na podstawie otrzymanych danych o wyżerkach w 174 miejscach rurociągów Baku—Batum o średn. 10" i 8", w okresie 1930—40 r.



Krzywa zależności ilości wyżerek od oporu gleby

Miejsca wyżerek zestawiono z oporem gleby w tych miejscach, określonym metodą Schlumbergera.

Na podstawie badań swoich i innych licznych badaczy — autor artykułu wyprowadza następujące wnioski:

1. Istnieje określona zależność między oporem i korozyjnością gleby.

2. Następująca gradacja korozyjności odpowiada najbardziej warunkom rzeczywistym:

bardzo wysoka korozyjność — przy oporach mniejszych od 5 ohm x m,

wysoka korozyjność — przy oporach od 5—10 ohm x m,

zwiększona korozyjność — przy oporach od 10—20 ohm x m,

normalna korozyjność — przy oporach od 20—100 ohm x m,

niska korozyjność — przy oporach powyżej 100 ohm x m.

Streściła mgr I. Niementowska

otrzymuje się gaz wodny bez wtłaczania pary wodnej. Wartość kaloryczna gazu generatorowego wynosi 850—1000 kcal/m³, czyli ok. 3/4 wartości kalorycznej gazu generatorowego, otrzymywanego w zwyczajnych generatorach gazowych na powierzchni ziemi (1200 kcal/m³). Wartość kaloryczna gazu wodnego wynosi ok. 2300—2500 kcal/m³. Gaz generatorowy służy jako materiał opałowy lub pędny (dla kotłowni, turbin gazowych), gaz wodny może być użyty do produkcji syntetycznych paliw płynnych w metodzie Fischer-Tropsch'a, do wyrobu amoniaku, chemikaliów itd.

Dla wytwórczości najlepszej jakości gazu wodnego użyto w ZSRR jako medium tłoczonego mieszaniny pary wodnej z tlenem, przy czym wzrastała temperatura reakcji, pomagając w uzyskaniu w produkowanym gazie pożądanej proporcji CO i H.

Poniżej podajemy w głównych zarysach charakterystykę wspomnianych powyżej trzech metod gazyfikacji podziemnej węgla.

Metoda prądu polega na wybitiu do pokładu węglowego trzech szybów w odległości 200—250 m i połączenie ich na spodzie pokładu węgla tzw. „chodnikiem ognio-wym”, w którym odbywa się palenie węgla. Przez skrajne szyby tłoczy się powietrze lub parę wodną, środkiem odbiera się gaz. Gazyfikacja polega najpierw na utlenieniu węgla, tworzeniu mieszaniny bogatej w CO₂ i następnie redukcji gazu według wzoru: CO₂ + C = 2CO.

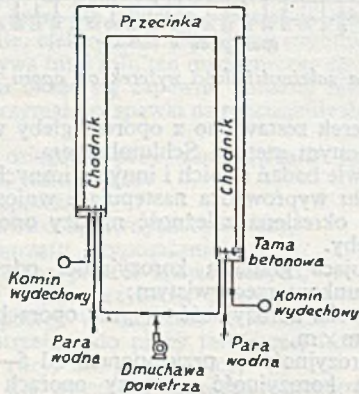
Wydańność instalacji jest funkcją ilości wtłoczonego powietrza względnie pary wodnej, może być zatem regulowana i utrzymana w żądanych granicach.

Z trzech szybów w tej metodzie dwa z nich mogą być odwiertami o dużej średnicy. Zamiast trzech można też użyć w tej metodzie dwóch szybów, jednego tłoczącego powietrze lub parę wodną i drugiego odbierającego gaz, przy czym chodnik łączący te szyby posiada kształt litery „U”, na końcach której znajdują się wspomniane szyby.

Metoda ta daje dobre wyniki w pokładach stromych.

Dobre wyniki uzyskano tą metodą w dwóch instalacjach tego typu w płytkich pokładach w Gorłowce w ZSRR, gdzie wyprodukowano dotąd 7 mil. m³ gazu silnikowego (1100 kcal/m³) i 2 mil. m³ gazu do syntezy (2000 kcal/m³) oraz w jednej instalacji w zagłębiu dolno-moskiewskim, którego węgiel daje aż 30% popiołu.

Ostatnio w r. 1947 przeprowadzono tą metodą próby z pozytywnym rezultatem w Gorgas, Alabama (St. Zjedn.), gdzie założono 2 szyby i chodnik je łączący w kształcie litery U o długości 167 m. Ilość wtłaczanego powietrza wynosiła ok. 40 m³/min. przy ciśnieniu 0,105 atn.



Schemat urządzenia do podziemnej gazyfikacji węgla w Gorgas (St. Zjedn.)

Próby te zastosowano w cienkim, płaskim pokładzie węgla o miąższości 0,914 m, wskutek czego napotkano na tego rodzaju przeszkody, jak niemożność zastosowania zwiększonego ciśnienia pary lub powietrza, wtłaczanego do palącego się pokładu, gdyż zdarzały się lokalne przepalenia nadkładu, zmuszające do stosowania worków z glina lub torkretowania pokładu.

Prace w Alabama stanowią obecnie problem zagadnień technicznych i całkowitej przemiany węgla w gaz.

Załączony szkic przedstawia wykonany chodnik, instalację rurociągów dla wtłaczania pary, powietrza i do odbierania wytworzonego gazu.

Powietrze, względnie parę wodną wtłaczano na przemian do jednego i drugiego chodnika, przy czym gazy wypływały kominem chodnika przeciwległego.

Szczytowe temperatury w miejscach spalania wynosiły 1127°C do 1240°C, przeciętna jednak temperatura wahała się od 740°C do 850°C.

Zależnie od tego czy wdmuchiowano powietrze, czy parę wodną, czy wreszcie mieszaninę 40% pary wodnej i 60%

tlenu otrzymywano różne wyniki tak ilości jak i składu oraz jakości gazu, jak to jasno przedstawia załączona tabelka.

	Wdmuchiwane medium		
	Powietrze	Para wodna	Para wodna + tlen
Ilość wyprodukowanego gazu m ³ /min.	40	6,2	28,3
Ilość kalorii na 1 m ³ gazu	489	1974,8	1334
Składniki gazu w % objęt.::			
Dwutlenek węgla	16,2	26,0	55,4
Tlen	0,4	1,0	1,4
Ciężkie węglowodory	0,2	0,4	0,2
Wodór	7,4	34,4	18,8
Tlenek węgla	4,2	19,2	12,6
Metan	1,4	4,3	4,6
Azot	70,2	14,7	7,0
Razem	100%	100%	100%

Metoda gazyfikacji pasami nadaje się do zastosowania w pokładach płaskich. Polega ona na wybitiu z trzech szybów, odległych ok. 100 m od siebie, chodników równoległych, połączonych między sobą w odstępach co 5 m poziomymi otworami wiertniczymi, przynajmniej 10 cm średnicy, które służą jako kanały ogniowe. Gazyfikacja takiego wycinka pokładu rozpoczyna się od skrajnego otworu poziomego. Metoda ta nosi także nazwę metody gazyfikacji otworami wiertniczymi.

Trzecia metoda filtracji, wzorowana na doświadczeniach Ramsay'a i Betts'a, nadaje się najlepiej do pokładów cienkich, poziomych lub stromo ułożonych, spękanych. W metodzie tej wylaminowane są zupełnie roboty górnicze i polega ona jedynie na odwiercaniu szeregu otworów, zarurowanych podwójnymi rurami, do środka pokładu węglowego, których schemat posiada formę szachownicy lub kół współśrodkowych. Do centralnego otworu, w którym zapala się węgiel, tłoczy się również pod ciśnieniem powietrze lub parę wodną a pozostałymi otworami odbiera się produkt gazyfikacji. Odległość wzajemna otworów wynosi 30—40 m.

Doświadczenia przeprowadzone w ZSRR, Niemczech i w St. Zjedn. wykazały, że metoda gazyfikacji weszła już ze stadium eksperymentów w stan praktycznej realizacji przemysłowej, przy czym koszty podziemnej gazyfikacji węgla wynosiłyby zaledwie 1/4 kosztów jego górniczej odbudowy.
Zestawił inż. B. Fleszar

Rozpuszczalność gipsu w kwasie solnym i jej znaczenie przy stosowaniu kwasowania odwiertów

(wg „Niertianoje Choziajstwo“, nr 3—4, 1945)

Zjawisko zmiennej rozpuszczalności siarczanu wapnia w systemie CaCl₂ — HCl — H₂O występuje przy działaniu kwasu solnego na warstwy wapieni i dolomitów, zawierające ropę naftową. Wskutek obecności gipsu względnie anhidrytu w skale, domieszki kwasu siarkowego w solnym lub wreszcie obecność siarczanów w wodzie używanej do rozcieńczania kwasu, po zobojętnieniu tego ostatniego, działają na resztkę, skutkiem czego powstają osady gipsu w produktach reakcji. Rozpuszczalność gipsu w kwasie solnym przewyższa przeszło 100-krotnie jego rozpuszczalność w roztworze obojętnym chlorku wapnia, który tworzy się skutkiem działania kwasu na skałę wapienną. Osad gipsu ma postać igieł i jest bardzo objętościowy i puszysty, dlatego może nawet przewyższyć objętość rozpuszczonej skały i zatkać jej pory i kanały. Prawdopodobnie ta okoliczność tłumaczy fakt, że nie wszędzie działanie kwasu na skały węglanowe daje pozytywne wyniki. Siarczany zawarte w skałach węglanowej początkowo pod działaniem kwasu solnego przechodzą do roztworu w ilości tym większej im większa jest ich zawartość w skałach i im większy jest stopień dy-

spersji. O ile skała zawiera gips pod postacią znaczniejszych wtrącań, rozpuszcza się on trudniej. Wraz ze zmniejszeniem koncentracji kwasu, na skutek reakcji między kwasem a skałą węglanową, słabnie zjawisko rozpuszczania się siarczanów skały. Lecz zawsze z chwilą ukończenia reakcji roztwór będzie przesycony w stosunku do CaSO₄, który wypada z roztworu. Ilość wypadającego osadu gipsowego dochodzi do bardzo poważnych cyfr i może osiągnąć setki kilogramów. O ile skała zawiera 5% CaSO₄ i z tej ilości 1/3 przejdzie do roztworu, to przy zawartości w handlowym 30% HCl 0,6% SO₂ i objętości stosowanego kwasu (o mocy 15% HCl) równej 20 m³, ogólna ilość osadu gipsowego, wypadającego z całego roztworu obojętnego, osiągnie 200 kg.

Autor poddawał badaniu pod względem rozpuszczalności próbki gipsu w roztworach kwasu solnego, chlorku wapnia i ich mieszanin o różnych koncentracjach pod ciśnieniem normalnym i przy temp. 20°C, stosownie do warunków praktyki. Koncentracja CaSO₄ wyrażona w gramach na 1000 g roztworu używanego dla nasycania nazywa się „po-

jemnością gipsową". Rozpuszczalność CaSO_4 określano w 4, 8, 12, 16 i 20% HCl , w 5, 10, 15, 20 i 25% CaCl_2 i w ich mieszaninach. Zestawione w 21 kombinacjach roztwory po 200 g nasycano bezwodnym CaSO_4 w ciągu 10 dni. Następnie określano zawartość CaSO_4 w fazie ciekłej. Na podstawie danych doświadczalnych autor kreśli trójkątny diagram dla 20-stopniowych izoterm pojemności gipsowej, połączony z grafikami rozpuszczalności CaSO_4 w roztworze HCl , CaCl_2 i ich mieszaninach.

Na podstawie diagramu można stwierdzić, że maksimum rozpuszczalności CaSO_4 w roztworze HCl przypada na jego koncentrację 8,5%. Natomiast wraz ze wzrostem koncentracji CaCl_2 w roztworze, maleje jego pojemność gipsowa i praktycznie przy wysokich koncentracjach spada do zera. Pojemność gipsowa mieszanin HCl i CaCl_2 przy koncentracji chlorku ponad 5% jest zbliżona do pojemności gipsowej roztworu samego chlorku, zgodnie z prawem równowagi chemicznej, że dodatek soli silnie zdysocjowanej (CaCl_2), zawierającej wspólny jon dwuwartościowy (Ca^{++}), powoduje stałe zmniejszenie rozpuszczalności drugiej soli (CaSO_4). Wpływ kationu wapnia jest tak znaczny, że nawet wyraźne zwiększenie koncentracji jonów wodorowych przy dodatku HCl zmienia tylko nieznacznie pojemność gipsową mieszanin roztworów.

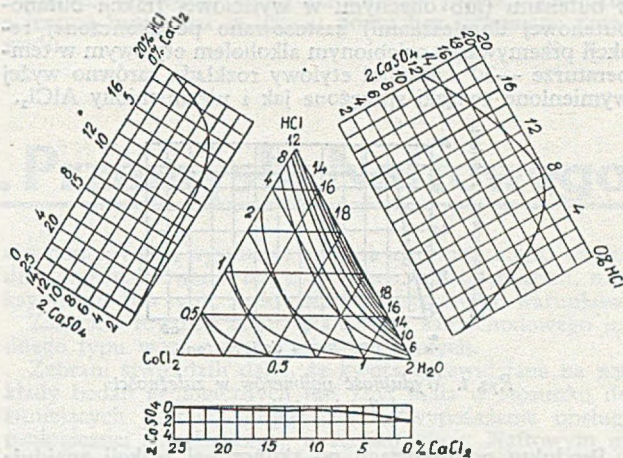
Diagram pozwala określić dopuszczalną domieszkę kwasu siarkowego w handlowym kwasie solnym, przy której nie zachodzi szkodliwy efekt zatykania kanałów skały oraz optymalną koncentrację stosowanego kwasu solnego w zależności od zawartości siarczanów w skale. Autor ujmuje to w następujących wnioskach:

1. Zawartość kwasu siarkowego w handlowym HCl , stosowanym do opisywanego zabiegu, nie powinna przekraczać 0,01% SO_3 w 30% HCl .

2. Przy warstwach wapiennych, nie zawierających siarczanów, dopuszczalne jest stosowanie kwasu solnego z domieszką do 0,1% SO_3 .

3. Przy traktowaniu wapieni, nie zawierających siarczanów, można stosować kwas solny o dowolnej koncentracji.

O ile zawiera on domieszkę kwasu siarkowego w ilości 0,1% SO_3 , nie należy przekraczać koncentracji 10% HCl .



Izotermie gipsowej pojemności przy stosunku 1 g CaSO_4 na 1000 g roztworu

4. Przy traktowaniu wapieni i dolomitów, zawierających poniżej 1% siarczanów, koncentracja nie powinna przewyższać 10% HCl .

5. Przy wapieniach i dolomitach, zawierających siarczan w ilości 1—5%, należy stosować kwas o koncentracji nie większej od 5—6%.

6. Przy powtórznym traktowaniu złoża należy stosować kwas o koncentracji 2—3% niższej w stosunku do kwasu przy pierwszym zabiegu.

7. Dla rozcieńczenia kwasu należy stosować wodę o zawartości siarczanów nie przewyższającej 100 mg na 1 litr.

Streściła mgr I. Niementowska

Polimeryzacja izobutenu zawartego w gazach z krakingu

(wg „Niertianoje Choziajstwo“, nr 6—7, 1946)

Już w latach 1925—1935 S. W. Lebediew ustalił, że z izobutenu i zawierających go mieszanin lekkich węglowodorów można otrzymać przy stosowaniu krzemianowych katalizatorów polimery wysokocząsteczkowe. Proces ten nie był przez Lebediewa dokładnie zbadany.

Późniejsze prace I. G. Farbenindustrie oraz badacze amerykańskich dały metody otrzymywania syntetycznego polimeru podobnego do kauczuku, tzw. opanolu lub wistaneksu i „kauczuku butylowego“, które są polimerami izobutenu i małych ilości węglowodorów dienowych (dwu-nienasyconych). Poprzednio w 1932 roku pojawiły się patenty amerykańskie, podające sposoby polimeryzacji izobutenu z gazów krakingu w produkty typu „eksanol“, które się składały z polimerów izobutenu o ciężarze cząsteczkowym, zawartym w granicach 20000—40000. Produkty te pod nazwą „paratonu“ znalazły w Ameryce szerokie zastosowanie jako dodatki polepszające indeks viskozowy olejów mineralnych.

Powyzsze procesy polimeryzacji odbywają się w temperaturach niższych od -60°C w obecności takich katalizatorów jak fluorek boru, chlorek glinu, chlorek tytanu itp. W procesie tym stosowano izobuten o czystości 99,0—99,5%.

Jednak przed 1940 rokiem nie opublikowano żadnych dokładnych danych co do procesu polimeryzacji izobutenu na związki wysokomolekularne. Jeden jedyny artykuł Thomas'a, Sparks'a i Frölich'a, który ukazał się w 1940 r., o polimeryzacji izobutenu w obecności chlorku glinowego, nie poruszył wcale możliwości otrzymywania wysokomolekularnych polimerów izobutenu z gazów przemysłowych.

Badanie tej możliwości jest tematem niniejszej pracy. Po ustaleniu jej skierowano uwagę na opracowanie metody możliwej prostej i nie wymagającej specjalnego urządzenia.

Jako substancji wyjściowej używano frakcji przemysłowej butano-butenowej, otrzymanej z gazu krakingowego

o składzie następującym: izobuten do 15—17%, n-buten 30%, butan do 52—55%, pentany + penteny poniżej 0,5%. Ponieważ frakcję tę otrzymywano przy krakingu surowca zawierającego siarkę, poddawano ją rafinacji alkaliem.

Do doświadczeń używano chlorku glinowego technicznego zawierającego sole żelaza. Dla wydalenia wilgoci i uwolnienia od domieszek poddawano go sublimacji. Katalizator podlegał mieszanemu z substancją reagującą. Jako naczyń reakcyjnych używano probówek o pojemności 100—300 cm^3 , zamkniętych korkami z otworami dla mieszałki.

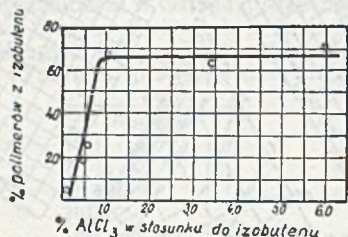
Skondensowany gaz oziębiano do temperatury żądanej i następnie wprowadzano AlCl_3 w specjalnych ampulkach.

Reakcja polimeryzacji posiada okres indukcyjny trwający 5—10 minut, w ciągu którego szybkość reakcji jest niedostrzegalna. Po upływie okresu indukcyjnego reakcja przebiega z szybkością stałą aż do całkowitej przemiany izobutenu na polimer. Przy zawartości we frakcji gazu z krakingu 15—30% izobutenu przy -30°C w ciągu godziny polimeryzuje się 90% całej zawartości. Szybkość ta jest jednak zależna od ilości katalizatora. Przy podwyższeniu zawartości katalizatora od 0,15% do 1,0% (w stosunku do izobutenu) szybkość wzrasta znacznie, lecz przy dalszym podwyższeniu zawartości AlCl_3 do 6% nie zmienia się (rys. 1).

Powyzsze warunki ustalono dopiero po wprowadzeniu pewnych substancji rozcieńczających a nie biorących udziału w reakcji, lecz zmniejszających aktywność chlorku glinowego, który reaguje początkowo w sposób gwałtowny przy znacznym wydzielaniu ciepła, które wpływa ujemnie na wyniki. Jako medium rozcieńczające stosowano dwuchloroetan ($\text{C}_2\text{H}_4\text{Cl}_2$), czterochlorek węgla (CCl_4), normalny heptan lub też roztwór otrzymanych poprzednio polimerów we frakcji butano-butenowej.



Dla uwolnienia produktów reakcji od niewielkich ilości porwanego $AlCl_3$, a także od sprzężonego związku $AlCl_3$ z butenami (lub obecnymi w wyjściowej frakcji butano-butenowej domieszkami) zastosowano po skończonej reakcji przemywanie oziębionym alkoholem etylowym w temperaturze -30° . Alkohol etylowy rozkłada zarówno wyżej wymienione związki sprzężone jak i niezmieniony $AlCl_3$.



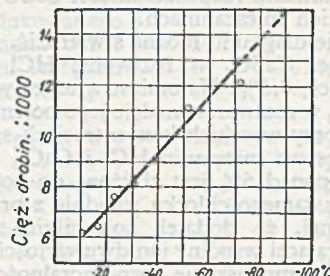
Rys. 1. Wydajność polimerów w zależności od ilości katalizatora

Produkty polimeryzacji po skończonej reakcji znajdują się w postaci roztworu w wyjściowych węglowodorach, które nie uległy reakcji. Wydzielanie polimerów i ich oczyszczanie od śladów lekkich węglowodorów i alkoholu osiąga się przez ogrzewanie do $100^\circ C$ pod ciśnieniem 5–10 mm Hg w ciągu 1–3 godzin. Po tej operacji otrzymujemy polimery w postaci gęstej przezroczystej masy, bezbarwnej lub żółtawej. Misa ta zawiera rozproszone stałe produkty reakcji $AlCl_3$ z alkoholem. Oddzielanie polimerów od tych produktów osiąga się przez rozpuszczenie w benzynie i sączenie przez watę. W niektórych próbach stosowano sączenie roztworu polimerów bezpośrednio po rozkładzie przy pomocy alkoholu $AlCl_3$ i jego związków kompleksowych.

Otrzymane polimery badano pod względem wielkości

ciężaru drobinowego i wpływu ich na viskozę olejów smarowych.

Ciężar drobinowy badano metodą krioskopową w roztworze benzenu i metodą Staudingera według viskozy roztworów benzenowych. Znalezione, że średni ciężar drobinowy polimerów, otrzymanych z frakcji gazów zawierających 15–30% izobutenu, zależy od temperatury



Rys. 2. Zależność ciężaru drobinowego polimerów od temperatury reakcji

procesu. Zależność ta ma charakter liniowy i ciężar drobinowy zmniejsza się równomiernie od 12000 przy temperaturze procesu $-70^\circ C$ do 6000 przy $-10^\circ C$ (rys. 2).

Na podstawie powyższych doświadczeń autorowie stwierdzają, że proces otrzymywania poliizobutenów jest w zasadzie bardzo prosty i nie wymaga specjalnej aparatury. Straty używanego w procesie chlorku glinowego i alkoholu etylowego są niewielkie, w wypadku pierwszym wynoszą one 1%, w drugim 2%, w stosunku do ilości otrzymanych polimerów. Jako surowiec służą butano-butenowe frakcje, w których zawartość izobutenu można zwiększyć do 25–30% przez jednokrotne frakcjonowanie uzupełniające.

Streściła mgr I. Niementowska

Postępy w technice wiertniczej i eksploatacyjnej w ostatnich latach

(wg „Bergbau-Bohrtechniker- u. Erdöl-Zeitung,” nr 5 i 6, 1948)

W czasie wojny amerykańska technika wiertnicza zrobiła olbrzymi krok naprzód. Nie zadawała się jednak tymi sukcesami i dalej postępuje w swym rozwoju w latach powojennych. Znękana wojną Europa z trudem — i to z opóźnieniem — dotrzymuje kroku amerykańskiemu postępowi w tej dziedzinie, stosując zresztą przeważnie wszystkie udoskonalenia techniczne po ich gruntownym wypróbowaniu praktycznym na terenie Ameryki.

Zresztą ogrom przemysłu naftowego predestynuje Stany Zjedn. do roli lidera techniki naftowej. Rezultaty rozwoju techniki w latach ostatnich w St. Zjedn. widoczne są najlepiej w załączonych tabelach, ilustrujących stałe zwiększanie się średniej głębokości odwiertów w St. Zjedn.

Rok	Ilość odwierconych otworów	Metry uwiercone	Średnia głęb. otworu m
1941	32 519	27 232 691	837
1942	21 990	20 696 476	941
1943	20 349	18 894 779	929
1944	25 786	25 718 089	997
1945	26 694	28 340 456	1 062
1946	30 250	30 822 286	1 020
1947	32 995	34 365 226	1 042

Rok	Rekordowa głębokość otworu			
	wierconego		produktywnego	
	stóp	m	stóp	m
1938	15 044	4 585	13 260	4 042
1944	16 264	4 957	—	—
1945	16 655	5 076	13 520	4 121
1946	16 668	5 080	13 778	4 199
1947	17 823	5 432	13 900	4 237

jak i rekordowe osiągnięcia głębokości, będące wynikiem przystosowania teoretycznych studiów nad rozwojem techniki na gruncie praktycznym.

W ostatnich dwóch latach po wojnie technika wiertnicza ma do zanotowania szereg ulepszeń i wynalazków:

1. Wiercenia kierunkowe i poziome wykonywane ze zwykłego zórawia rotary przy użyciu specjalnych przyrządów.

2. Próby wiercenia turbinowego prowadzone od przeszło roku; wiercenie to zapewnia dobry postęp wiertniczy. Metoda ta znana była przed wojną jako wynalazek inż. Kapelusznikowa. Ruch obrotowy świda przynosi się wprost z turbiny, znajdującej się na spodzie otworu.

3. Wiercenie metodą „Reda Pump & Electrodrill Co.”, wynalazek rosyjskiego inż. Arutunowa. Aparat wiertniczy wraz z napędem znajduje się w 10–20 m długim cylindrze, do którego z powierzchni doprowadza się specjalnym kablem energię elektryczną. Aparat taki waży ok. 700 kg.

Według doniesień taki ulepszony „electrodrill” nie będzie wisiał na linie, ale będzie umocowany do pustych żerdzi i cała różnica między nim a klasycznym systemem rotary polegałaby tylko na tym, że ruch świda nie byłby przesyłany przez stół rotacyjny i żerdzie wiertnicze, ale przez specjalny 3-fazowy, 160 KM — motor elektryczny, znajdujący się na spodzie otworu.

4. Ulepszony sposób cementowania rur, zwłaszcza w głębokich otworach.

5. Stosowanie coraz lepszej płuczki wiertniczej, przez dodawanie do niej różnych dodatków, poprawiających jej własności, stosowanie płuczki o zasadzie ropnej itp.

6. Udoskonalenie urządzeń pomocniczych przy wierceniu rotary, ich zmechanizowanie i łatwość obsługi.

7. Ulepszenie materiału żerdzi wiertniczych, które byłyby zdolne do wiercen głębokich otworów do 6000 m. Budowa wieży o wysokości do 60 m dla zapuszczania pasów żerdzi o długość 40 m.

8. Rurowanie bardzo głębokich otworów dostateczną dymensją rur, przy przyjęciu mniejszego współczynnika bezpieczeństwa (1,25).

W przeciwnieństwie do ulepszeń w dziedzinie techniki wiertniczej, technika eksploatacyjna stoi prawie na tym

samym poziomie. Większość otworów (poza samoczynnymi — 11,5%) jest pompowana zwykłymi pompami na żerdziach, mniejsza ilość produkuje za pomocą gas-liftu, a jeszcze mniej jest w użyciu pomp bez sztywnego przewodu.

B. F.

Z życia Stow. Inż. i Techn. Przemysłu Naftowego

Zjazd Naftowy w r. 1949. Notatka, zamieszczona w nr. 7—8 „Nafty“ z r. b., podano do wiadomości ogółu kolegów, że Zjazd Naftowy, przewidziany początkowo na jesień 1948 r., został odłożony do roku przyszłego. Odbędzie się on w Krakowie, na wiosnę 1949 r., poprzedzając Ogólnopolski Kongres Techniczny we Wrocławiu.

Stosownie do życzenia, wyrażonego przez prezesa NOT, inż. Rumińskiego, aby tematyką referatów zjazdowych były objęte sprawy związane z całokształtem naftowego planu technicznego, którego najprostszą definicją byłoby określenie: „Co należy zrobić, aby szybciej, racjonalniej i taniej uzyskać więcej lepszego produktu“, aby tematy zostały ujęte z punktu widzenia nie tylko technicznego, ale również ekonomicznego, wreszcie, aby referaty uwzględniały w miarę możliwości jak najszerzej postęp techniczny, doświadczenia i rozwój gospodarczy zagranicą, Zarząd Główny Stowarzyszenia zwrócił się do wszystkich kolegów, którzy zgłosili na zjazd referaty, z prośbą o ich odpowiednie przeprowadzenie.

W rezultacie zjazd da niewątpliwie bardzo bogaty i wszechstronnie ujęty materiał, który będzie stanowił nie tylko przegląd dotychczasowych osiągnięć, ale i podstawę do dalszych poczynań, zmierzających do rozwoju technicznego i gospodarczego naszego przemysłu.

Plan inwestycyjny Centralnego Zarządu Przemysłu Naftowego na rok 1949 stanowił przedmiot obrad zebrania dyskusyjnego Stowarzyszenia Inż. i Techn. P. N., które odbyło się w Krakowie, w dniu 17 września br. Uczestniczyli w nim przedstawiciele wszystkich Oddziałów Stowarzyszenia oraz wszystkich branż CZPN.

Plan inwestycyjny na rok 1949 przedstawił imieniem CZPN naczelnik wydziału inwestycyjnego ob. Bałaban. Zebrani przedyskutowali kolejno poszczególne pozycje planu, oraz sformułowali odpowiednie rezolucje. W rezolucjach tych podkreślono słuszność i celowość planowanych inwestycji, oraz uzasadniono konieczność uwzględnienia w planie dalszych inwestycji.

W szczególności plan inwestycyjny Zjednoczonych Rafinerii Nafty należałoby uzupełnić następującymi pozycjami:

- 1) budowa urzędnictwa stabilizacyjnego na wybrzeżu celem zmniejszenia strat transportowych, magazynowych oraz destylacyjnych przy ropie importowanej,
- 2) hermetyzacja i izolacja zbiorników oraz uchwycenie i odprowadzenie gazów pokondensacyjnych — celem zmniejszenia strat lekkich węglowodorów przy magazynowaniu i przeróbce ropy oraz benzyny,
- 3) zainstalowanie urządzeń do odmulania i zmiękczenia wody kotłowej w rafineriach wschodnich — celem usprawnienia pracy i lepszej konserwacji kotłów parowych oraz elementów chłodniczych.

Do planu inwestycyjnego Gazu Ziarnego proponowano wstawić:

- 1) budowę 2 dalszych stacji sprężania gazu — ze względu na przewidzianą dostawę agregatów, o ile terminowość dostaw i przygotowanie odpowiedniego personelu umożliwią realizację tej budowy,
- 2) przedłużenie gazociągu Roztoki—Krosno do Iwonicza — celem dostarczenia tamtejszym obiektom gazu odgazolinowanego w miejsce używanego dotychczas gazu mokrego.

Plan inwestycyjny Kopalnictwa Naftowego w zakresie wierceń poszukiwawczych uznano za zbyt szczupły, zwłaszcza w stosunku do planu sześcioletniego.

Zwrócono również uwagę na deficytowość eksploatacji gazu ze względu na zbyt niską stawkę za gaz. Kopalnictwo naftowe powinno wystąpić z wnioskiem o jej podwyższenie.

W związku z zamierzoną budową większej ilości kiera-

tów pompowych, wysunięto wniosek ujednostajnienia względnie znormalizowania ich konstrukcji, ustalając jeden, maksymalnie dwa typy, stosownie do miejscowych warunków.

Zalecono również zakup dla taboru samochodowego jedynego typu wozów oraz części zamiennych.

Zebrani stwierdzili dalej, że kwota przewidziana na nakłady badań geologicznych jest zbyt mała w stosunku do istniejących potrzeb. Organizacja i wyposażenie obsługi geologicznej i geofizycznej w Kopalnictwie Naftowym są niewystarczające dla celowego prowadzenia prac wiertniczych: poszukiwawczych i eksploatacyjnych. Stan ten nie pozwala również na podjęcie prac nad wyeksplorowaniem złóż, które na danych terenach zostały porzucone podczas wierceń, a mogą być zidentyfikowane przy zastosowaniu nowoczesnych metod pomiarowych. W związku z tym konieczne jest odpowiednie wyposażenie laboratoriów badawczych oraz zorganizowanie odpowiedniej komórki geologicznej przy CZPN, która by określała tereny do odwiercania.

Do planu inwestycyjnego CZPN, CZMPN, Instytutu Naftowego oraz Centralnych Warsztatów Naftowych nie zgłoszono żadnych zastrzeżeń.

W końcu zebrani podkreślili, że stan pracowników jest niewystarczający do rozpracowania planu inwestycyjnego na rok 1949. Konieczne jest powiększenie etatów odpowiednio wysoko dotowanych dla Centralnego Biura Projektowań, celem umożliwienia realizacji tego planu.

Zarząd Główny Stow. Inż. i Techn. Przem. Naftowego odbył w okresie letnim 2 posiedzenia, mianowicie w dniu 30. VII. oraz 16. IX. br.

Obok spraw związanych ze Zjazdem Naftowym, który musiano odłożyć ze względu na stanowisko NOT do wiosny roku przyszłego, Zarząd omówił i załatwił szereg innych pilnych kwestii.

Przed wszystkim umożliwiono normalną pracę Sądom Koleżeńskim przy Oddziałach oraz przy Zarządzie Głównym, przyjmując opracowany przez kol. Friedberga tymczasowy regulamin dla tych sądów. Ostateczne zatwierdzenie regulaminów odbędzie się na najbliższym Zjeździe Delegatów Stowarzyszenia.

Stowarzyszenie podjęło się na zamówienie CZMPN opracowania indeksu materiałowego i wyłoniło do tego celu specjalną komisję, która rozpoczęła już prace, powołując szereg fachowców do poszczególnych działów.

Przyjęto propozycję Wyższego Urzędu Górniczego, dotyczącą współpracy przy układaniu wytycznych dla bezpiecznego prowadzenia gazociągów, przekazując ją do wykonania Sekcji Gazowej Stowarzyszenia.

W związku z wnioskiem NOT podwyższenia składek członkowskich na 100 zł miesięcznie, oraz wnioskiem redakcji „Nafty“ podwyższenia prenumeraty dla członków Stowarzyszenia również na 100 zł miesięcznie, uchwalono cenę prenumeraty podnieść począwszy od 1 października br. i zwrócić się do Oddziałów o zatwierdzenie tej uchwały, co do składek zaś postanowiono zasięgnąć wpiętej opinii Oddziałów.

Postanowiono dalej zwrócić się do władz naczelnych z memoriałem w sprawie braku kandydatów na studium naftowe na Akademii Górniczej, wyluszczać powody tego stanu rzeczy.

Poza tym załatwiono sprawy finansowe i inne bieżące.

Działalność Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego w II kwartale 1948 r. Ogólny stan członków Stowarzyszenia wynosi 409, z której to ilości przypada na:

Oddział Czechowice	63
„ Gorlice	106
„ Kraków	70
„ Krosno	145
„ Warszawa	25

Nieobjętych Stowarzyszeniem jest około 45 techników.

Zarząd Główny odbył w tym czasie 3 posiedzenia plenarne, oraz jedno posiedzenie prezydium.

Korespondencja Zarządu Głównego wykazuje 329 pozycji wysłanych i 106 pozycji przyjętych.

Działalność Oddziałów Stowarzyszenia:

Oddział Czechowice — odbył dwa zebrania zarządu, zorganizował odczyt pt. „Energia atomowa“, który wygłosił kol. Kachlik, oraz uzupełnił bibliotekę, wydając kwotę 33248 zł na zakup szeregu czasopism i książek angielskich.

Oddział Gorlice — odbył dwa zebrania zarządu oraz zorganizował odczyt pt. „Zagadnienie łupków bitumicznych w Polsce“, który wygłosił kol. Kowalski Adam.

Oddział Kraków — odbył jedno posiedzenie zarządu i zorganizował dwa wykłady z cyklu prelekcji dla pracowników administracyjnych przemysłu naftowego, mianowicie „Geologia“ — prelegent kol. Olewicz, oraz „Budowa i wiercenie szybów“ — prelegent kol. Porembalski. Z powodu małej frekwencji zaniechano urządzania dalszych odczytów.

Oddział Krosno — odbył 4 zebrania plenarne zarządu i 9 zebrań prezydium, zorganizował dwa odczyty dla członków, które wygłosili kol. kol. Reguła i Czyżowski, oraz jeden odczyt pt. „Stabilizacja ropy“ dla pracowników fizycznych, który wygłosił kol. Schiller. Frekwencja na wszystkich odczytach duża. Urządzono wycieczkę krajoznawczą do Bratkówki. Oddział stara się o otrzymanie z powrotem dawnego własnego lokalu.

Oddział Warszawa — odbył dwa zebrania zarządu i zorganizował jeden odczyt pt. „Ewolucja w dziedzinie smarów“, który wygłosiła kol. Mielnikowa. J. Cz.

Sprawa ustawy o stopniu inżyniera

Brak opublikowania rozporządzeń wykonawczych do ustawy o stopniu inżyniera z dn. 28. I. 1948 r. jest powodem niecierpliwości ze strony zainteresowanych realizacją tej ustawy. Ostatni zeszyt biuletynu informacyjnego NOT podaje, że w wyniku starań i interwencji — przeprowadzonych z ramienia NOT — w niedługim czasie rozporządzenia te ukażą się we właściwym dzienniku urzędowym.

Sekretariat Generalny NOT przygotowuje specjalne wydawnictwo, zarówno tekstów rozporządzeń wykonawczych jak i komentarza informującego o formalnościach związanych ze staraniami o uzyskanie stopnia inżyniera, w jak najkrótszym czasie po ich opublikowaniu.

Odnośnie przedmiotu nieporuszenia w ustawie o stopniu inżyniera sprawy fizyków, chemików i geologów, którzy ukończyli studia uniwersyteckie, należy stwierdzić, że ustawa o stopniu inżyniera nie ma celu zmiany programu szkół akademickich różnego typu.

Absolwenci wydziałów chemii, fizyki i geologii uniwersytetów otrzymują dyplomy magistrów, względnie doktorów tych wydziałów, zaś absolwenci politechniki i wyższych szkół technicznych otrzymują stopnie inżyniera właściwej specjalności i magistra odpowiednich nauk. Nie przewiduje się, ażeby uniwersytety posiadały programy odpowiadające programom wyższych uczelni technicznych, wobec czego absolwenci uniwersytetów nie mogą otrzymać stopnia inżyniera, który przywiązany jest do programu wyższych szkół technicznych.

Wobec różności programów uniwersytetów i wyższych szkół technicznych, absolwenci każdego typu tych szkół akademickich mają inne przygotowanie do pracy zawodowej, co właśnie znajduje swój wyraz w stopniach przewidzianych w dyplomach.

Przegląd zagraniczny

Przemysł naftowy w południowej Francji

(wg „World Petroleum“, X, 1947, „Petroleum Engineer“, X, 1947 i „Bergbau-, Bohrtechniker- u. Erdöl-Zeitung“, nr 6, 1948)

W obrębie trzeciorzędowych sfaldowań północnego przedgórza Pirenejów założono w r. 1938 wiercenie poszukiwawcze „St. Marcet nr 1“, które w roku następnym odkryło poważne złoża gazu ziemnego w głęb. ok. 1500 m. Poszukiwania geologiczne i geofizyczne stwierdziły występowanie szeregu antyklin na całym przedpolu Pirenejów aż po Masyw Centralny. Badania te, jak również wyniki uzyskane na polu St. Marcet dały asumpt do rozległych wierceń poszukiwawczych na wymienionym obszarze przedgórza Pirenejów, prowadzonych przez dwa towarzystwa poszukiwawcze: Régie Autonome des Pétroles (RAP), założone w r. 1937 i Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine (SNPA), powstałe w r. 1941, z których pierwsze jest towarzystwem czysto rządowym. Oba te towarzystwa eksplorują cały basen podpirenejski, tzw. akwitański, a powstałe w r. 1944 trzecie tow. poszukiwawcze Société Nationale des Pétroles du Languedoc Méditerranéen (SNPLM) prowadzi poszukiwania na wschód od poprzednich w obrębie wybrzeża morza Śródziemnego, na zachód od rzeki Rodanu (porównaj mapkę). Wszystkie te obszary poza klasycznym występowaniem struktur roponośnych zawierają także wskazówki, jak wycieki ropy, impregnacje asfaltu w piaskach miocenijskich itp.

Wiercenia w St. Marcet stwierdziły występowanie w jądze fałdu osady triasu, jury (lias) oraz górnej kredy (cenoman, senon). Gaz został nawiercony w utworach cenomanu, utwory głębsze zawierają prawdopodobnie także złoża roponośne, co zostało częściowo potwierdzone przez przypływ ropy w otworze St. Marcet nr 1 w głęb. 300—400 m poniżej poziomu gazowego (jura), oraz St. Marcet nr 11 z produkcją początkową 3 t/dz. ropy i 25000 m³ gazu. Głębokość otworów na produkcyjnym obszarze antykliny St. Marcet wynosi średnio 2000—2300 m, chociaż czasami

przekracza 2500 m, a wiercenia poszukiwawcze nawe 3000 m. Urządzenia wiertnicze rotary są przeważnie stare w niewielu wypadkach spotyka się nowoczesne źródła zmodernizowane. Ciśnienie gazów na zamkniętej głowicy dochodzi do 140 atm., a obecna produkcja dzienna całego produkcyjnego rejonu (6 otworów produkcyjnych) wynosi ponad 500 tys. m³ dziennie (według projektu produkcja ta ma z końcem 1949 r. zostać podwojona). Załączona tabelka podaje produkcję ropy i gazu ziemnego oraz uzyskanej z niego gazoliny:

Rok	Produkcja ropy ton	Produkcja gazu ziemn. tys. m ³	Wytwórczość	
			gazoliny stabil. ton	propanu i butanu ton
1942	—	7 300	230	—
1943	520	46 200	1954	476
1944	940	65 300	2884	542
1945	740	85 000	3800	696
1946	120	109 900	5289	733
1947	490	150 000	9346	1440

Obecnie produkcja ropy wynosi ok. 2,5 t/dz.

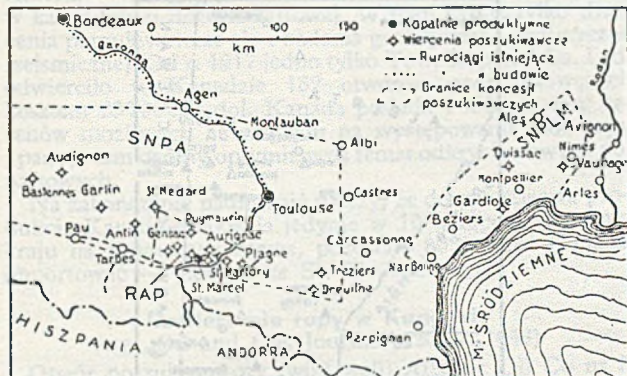
Produkcja gazu odbywa się rurkami produkcyjnymi 2¹/₂”, zakończonymi głowicą rozdzielczą. Gaz przechodzi następnie przez separator, gdzie skutkiem rozprężania się gazu oddzieliła się od niego część gazoliny, transportowanej następnie do gazoliniarni celem jej stabilizacji. Sam gaz przechodzi rurociągiem do gazoliniarni, gdzie poddany zostaje zupełnemu odgazolinowaniu, a następnie dostaje się do sieci rurociągów rozdzielczych, ogólnej długości 324 km, przetwarzających go do użytku miejskiego w Tuluzie, w Tarbes, w Pau, przemysłu chemicznego, metalurgicznego itp. Rezerwy gazu szacują w rejonie St. Marcet na kilka miliardów metrów sześć.

Analiza gazu z St. Marcet wykazuje 93% metanu,

3,6% etanu, 1,9% propanu, 0,5% pentanu i węglowodorów wyższego rzędu. Wartość kaloryczna wynosi 8700 kal/m³.

W r. 1942 zbudowano w Peyrouzet, koło St. Marcet, małą gazolinarnię o zdolności przerobczej ok. 300 tys. m³ gazu dziennie, gdzie znajduje się równocześnie urządzenie stabilizacyjne dla gazoliny surowej.

W r. 1945 wybudowano w St. Marcet centralną gazolinarnię wysoko-ciśnieniową, a w r. 1948 mają zostać obie gazolinarnie zastąpione przez nowy, nowoczesny zakład gazoliny w BousSENS, który będzie posiadał zdolność



przerobczą 1200000 m³ gazu dziennie i będzie pracował pod ciśnieniem 60 atm., podwyższając wydajność gazoliny z 1 m³ gazu na 100 g (2 razy więcej niż dotychczas).

Sieć gazociągów stale ulega rozbudowie. Z końcem r. 1949 jest w projekcie uruchomienie gazociągu Tuluza—Bordeaux. Wzdłuż trasy gazociągów projektuje się instalacje kompresorowe dla zaopatrywania pojazdów mechanicznych w gaz sprężony, jako środek napędowy. Już obecnie duża część pojazdów w tym rejonie używa gazu do napędu, przy czym w r. 1947 zostało skompresowanych 31300000 m³ gazu dla celów napędowych. W tym samym roku 39400000 m³ gazu zużyto dla celów miejskich a 59 mil. m³ w przemyśle, zarówno jako środek energetyczny jak i dla przeróbki wyrób amoniaku).

Jak na wstępie wspomniano, ożywiona działalność poszukiwacza rozwija się stale. Tow. RAP posiadało z końcem 1947 r. poza St. Marcet 6 otworów poszukiwawczych w wierceniu w granicach swojej koncesji, a to w Proupiary (gdzie otrzymano małą produkcję gazową), St. Martory, Richou, Aurignac, Plagne i Puymaurin, oraz 11 wierceń ukończonych (w tych samych miejscowościach i dodatkowo w Gensac).

Tow. SNPA wierce 5 otworów (Bastennes-Gaujack, Garlin, Audignon, Antin i St. Medard) oraz odwierciło w czasie wojny 2 otwory w Dreuilhe i 2 otwory w Tréziers.

Tow. SNPLM wierce po jednym otworze w Vaunage, Quissac i Gardiole, w rejonie wybrzeża morza Śródziemnego.

Dotychczasowe wiercenia poszukiwawcze (z wyjątkiem St. Marcet) nie dały wprawdzie doraźnych rezultatów pozytywnych, uzyskały jednak obiecujące wskazówki dla dalszego prowadzenia poszukiwań. Wszystkie 3 towarzystwa prowadzą także badawcze prace geologiczne i geofizyczne (grawimetryczne, magnetyczne, telluryczne i sejsmiczne).

W projekcie są także wiercenia poszukiwawcze w depart. Jura, gdzie obecnie prowadzi się energiczne badania geologiczne.

B. F.

Kopalnictwo naftowe w Anglii
(wg „World Petroleum“, wrzesień 1947)

Wycieczki ropne znane były w Anglii od r. 1637. Właściwe wiercenia za ropą naftową rozpoczęły się jednak dopiero w r. 1918; w następnym roku otwór wiertniczy „Hardstoft“ jako pierwszy otrzymał produkcję w ilości 800 kg dziennie.

Obowiązujące prawa naftowe utrudniały jednak rozwój kopalnictwa naftowego w Anglii. Dopiero ustawa naftowa z r. 1934 przenosząca prawa własności podziemnych złóż ropy na państwo, była bodźcem do poszukiwań za ropą, przedsiębioranych przez kilka towarzystw. Zastosowano szeroki program poszukiwawczy: geologiczny, geofizyczny i wiertniczy, głównie w południowej i środkowej Anglii. Wyniki były jednak z małymi wyjątkami negatywne. Do-

piero w r. 1939 zostało odkryte pole naftowe Eakring w hrabstwie Nottinghamshire, o przemysłowej wartości. Pierwszy odwiert na tym polu otrzymał początkową produkcję ropy w ilości ok. 11,5 ton dziennie z głęb. 583 m. Na obszarze tym odkryto cztery odrębne struktury geologiczne: Eakring, Duke Wood, Kelham i Caunton. Ropa znajduje się w kilku (pięciu) horyzontach, z których głównym jest Rough Rock, miąższości 15—30 m. Otwory przewiercają trias (200—300 m miąższości), perm (ok. 100 m) i karbon górny, w którym poniżej serii węglowej znajduje się główny horyzont roponośny.

Początkowa produkcja na tym obszarze naftowym jest bardzo różna, od niecałej 1 tony do 50 ton dziennie. Wykładnik gazowy mały, wynosi 10—20 m³ gazu na 1 m³ wydobytej ropy. Ropa o ciężarze własc. średnio 0,84, koloru zielono-brunatnego, typu mieszanego, o nieznacznej zawartości siarki (0,1—0,2%).

Nieco wcześniej aniżeli w Eakring odkryto niewielkie złożo naftowe w Formby w hrabstwie Lancashire, które posiada ropę w głębokości bardzo nieznacznej, ok. 35 m, w dolnych warstwach kaipru. Odwiercono tu ogółem 45 otworów, które określiły dokładnie zasięgi złoża ropnego w kierunku poziomym i pionowym. Największą produkcję miała ta kopalnia w r. 1940 z 11 otworów (6 ton dziennie), następnie spadała do r. 1943 do 2 1/2 tony dziennie (z 9 otworów), na której to wysokości utrzymuje się do dzisiaj. Zawartość siarki w ropie z Formby jest nieco większa, około 0,34%.

Na załączonej tablicy przedstawiono łączną roczną produkcję pól naftowych Eakring i Formby do końca r. 1946:

1939 —	3 145 ton
1940 —	16 689 „
1941 —	29 992 „
1942 —	81 298 „
1943 —	112 760 „
1944 —	94 570 „
1945 —	71 542 „
1946 —	55 387 „
Razem —	465 383 ton

Z tabeli tej widać, że produkcja Anglii spada bardzo silnie i tak w r. 1946 wynosiła już tylko połowę szczytowej produkcji z r. 1945.

Największy udział w produkcji posiada kopalnia w Eakring następnie idą kopalnie w Kelham i Caunton oraz płytkie otwory w Formby.

Do końca roku 1946 odwiercono w Anglii:

w otworach głębokich, poszukiwawczych . . .	66 159 m
w otworach głębokich, eksploatacyjnych . . .	171 960 m
w otworach płytkich, geologicznych	15 689 m
razem	253 808 m

Zwiększa się stale głębokość otworów poszukiwawczych; ostatnia rekordowa głębokość odwiertu wynosiła 2341 m.

Wiercenia poszukiwawcze trwają nadal; wierce się głębokie otwory w Formby, w rejonie Londynu, w hrabstwie Essex itd. Prowadzi się rozległe badania, głównie w południowej Anglii, grawimetryczne, magnetyczne oraz telluryczne, udoskonalone we Francji, gdzie je po raz pierwszy zastosowano. Wyniki badań każą przypuszczać możliwość występowania złóż ropy w Anglii w utworach paleozoicznych.

B. F.

Obecny stan niemieckiego przemysłu naftowego
(wg „World Petroleum“, X. 1947 i I. 1948)

Prawie wszystkie znane niemieckie pola naftowe są zgrupowane w północno-zachodnich Niemczech w prowincjach Schleswig—Holstein—Hamburg, Hanover i Emsland (na granicy holenderskiej). Dwa małe pola naftowe Forst i Weingarten nad Renem w Badenii produkują razem jedynie 500 ton miesięcznie a jedyne pole w Bawarii, Tegernsee, dostarcza tylko 1 tonę miesięcznie ropy.

Wiele pól naftowych jest bardzo starych, często na wyčerpaniu, niektóre z nich liczą już ponad 70 lat a nawet prawie 80 lat, jak np. Wietze i Nienhagen. W r. 1938 było w Niemczech 14 pól naftowych w eksploatacji, które wydały ponad 540 tys. ton ropy. Szybki rozwój niektórych pól (Reitbrook, Heide) doprowadził produkcję ropy w północno-zachodnich Niemczech do jej maksymalnej cyfry 1046151 t w r. 1940. Od tego czasu produkcja spadała mimo odkrycia

w r. 1944 nowych pól — Wesendorf i kopalnie w Emsland — i osiągnęła np. w r. 1945 niewiele ponad połowę tej ilości (543264 ton). Ostatnie najnowsze odkrycie pola naftowego miało miejsce z końcem 1946 r., w którym dowiercono ropę na polu Adorf (rejon Emsland) w głęb. 1240—1340 m w piaskowcach wealdeńskich (dolna kreda). Zasoby tego pola oceniają na 950 tysięcy ton.

Poważne odkrycie stanowiło dowiercenie pola gazowego Bentheim nad granicą holenderską, wkrótce po wybuchu drugiej wojny światowej. Produkcja pochodzi z warstw cechsztynu z głęb. 1600—1700 m i wynosiła w 1945 r. 71 mil. m³ a w 1946 r. — 106 mil. m³ gazu. Z końcem 1947 r. 3 otwory na tym polu produkowały 6 mil. m³ gazu miesięcznie. Zasoby gazowe tego pola oceniają na 4½ miliarda m³.

Wszystkie złoża ropy w hanowerskim przywiązane są do wysadów solnych, których odkryto w ilości około 200. Piętnaście hanowerskich pól znajduje się na brzegach struktur solnych, a tylko pięć znajduje się na szczycie wysadu. Piaskowce roponośne należą wiekowo do dolnej kredy (wealden) oraz górnej i środkowej jury (dogger). Wyjątkowo tylko kopalnie w Wesendorf produkują z dolnego liasu (dolna jura) z głęb. ok. 1670 m i stanowią najgłębszy produktywny horyzont ropy w Niemczech.

Kopalnie w Reitbrook eksploatują z górnej kredy i dolnego eocenu a kopalnie w Heide z paleozoikum (cechsztyń i rotliengendes). Kopalnie w Emsland (Lingen, Emlichheim, Georgsdorf i Adorf) stanowią typ fałdów antyklinalnych i posiadają większą produkcję aniżeli kopalnie typu wyżej opisanego. Zasoby tego obszaru zarówno po stronie niemieckiej jak i holenderskiej (kop. Schoonebeek) ocenia się na 3½ miliona ton ropy. Z pól tych projektuje się rurocią ropy do Hamburga, długości 100 km.

W Wietze znajduje się jedyna — poza Pechelbronn — na świecie, czynna obecnie kopalnia nafty, stosująca odbudowę górniczą złóż ropnych.

Poszukiwania naftowe w Badenie są mało obiecujące. Lepszych natomiast rezultatów należy się spodziewać w Bawarii, gdzie stosunki geologiczne są analogiczne do przedgórz Alp w Austrii.

Rodzima produkcja ropy w Niemczech pokrywa jedynie w małym procencie zapotrzebowanie Niemiec na produkty naftowe, które wynosiło w 1938 r. 7,2 miliona ton. Obecnie istnieją wprawdzie bardzo duże ograniczenia w konsumpcji produktów naftowych, jednak import i to znaczny jest konieczny.

Przemysł naftowy w Kanadzie

(wg „Petroleum Times“, „Petroleum Engineer“, „World Petroleum“ i „Oil and Gas Journal“)

Eksploatowane dotychczas pola naftowe Kanady znajdują się głównie w południowo-zachodniej części kraju. Około 90% produkcji naftowej Kanady pochodzi z prowincji Alberta, gdzie od r. 1924, a głównie od r. 1936, największą kopalnię stanowiło pole naftowe Turner Valley, którego szczytowa produkcja przypada na rok 1942, kiedy osiągnęła ona cyfrę ok. 1305000 ton (przeszło 10 mil. bar.) ropy. Od tego roku produkcja Alberty zaczęła spadać, osiągając w r. ub. cyfrę ok. 876000 ton.

W lutym 1947 r. Tow. „Imperial Oil, Ltd.“ odkryło jednak nowe, bardzo obiecujące pole naftowe w tej prowincji, które prawdopodobnie będzie stanowiło początek nowej ery w rozwoju kanadyjskiej produkcji ropy. Jest to pole Leduc, leżące ok. 30 km na południe od miasta Edmonton. Wiercenie poprzedzono badaniami geofizycznymi.

Odkrywczy szyb posiadał dzienną wydajność ok. 150 ton dziennie samoczynnie. Z końcem ub. roku znajdowało się na tym polu już 34 odwiertów produkcyjnych, a 16 otworów było w wierceniu. Produkujące otwory posiadały początkową produkcję od 65—250 ton dziennie. Produkcja pochodzi z wapieni dewońskich; ropa nie zawiera siarki. Głębokość odwiertów dochodzi do 1600 m. Produkcja pola znajduje się pod działaniem wody okalającej.

Zasoby pola Leduc ocenia się dzisiaj na ok. 15 mil ton a obszar produkcyjny na 24 km². Wiercenie otworu na polu Leduc trwa 2—3 miesiące i nie stanowi poważniejszego problemu. Produkcja otworów odbywa się przy pomocy rurek produkcyjnych, przy częściowym dławieniu produkcji.

Najlepsze dotychczas pole naftowe Kanady Turner Valley wydało dotychczas w ciągu 33 lat prawie 12 mil. ton

ropy. Wszystkie granice tego pola są znane oprócz północnej, gdzie też koncentruje się obecnie główny ruch wiertniczy, prowadzony przez firmę Home Oil Co. Dwa wiercone tu otwory otrzymały już ropę i jest nadzieja, że ta część pola zahamuje spadek wydobywania całego pola, który dotychczas decydował o spadku całej produkcji Kanady.

Pozostałe pola naftowe Alberty, za wyjątkiem pola Lloydminster, stanowią tylko mały ułamek produkcji całej prowincji. Dobre wyniki zapowiadają dowiercenia na nowych obszarach Alberty, jak Jumping Pound (gdzie jeden



z odwiertów osiągnął kanadyjski rekord głębokości 4402 m), Ram River, Bantry, Pincher Creek i Woodbend. Całkowite wydobywanie prowincji Alberta od r. 1914—1947 wynosi ok. 12510000 ton ropy.

W prowincji Alberta znajdują się także główne ośrodki produkcji gazowej Kanady. Dotychczas 3 pola produkują znaczniejsze jego ilości: Viking-Kinsella, Turner Valley i najstarsze z nich Medicine Hat — Redcliff. Z końcem ubiegłego roku dowiercono w Pincher Creek w południowej Albercie otwór gazowy o głębokości 3572 m z wydajnością przeszło 280 tys. m³ mokrego gazu dziennie.

Pole naftowe Lloydminster stanowi najbardziej rozległy obszar naftowy Kanady i gra również niepoślednią rolę w rozwoju obecnej sytuacji produkcyjnej zachodniej Kanady. Wprawdzie nie cały jego obszar stanowi teren produktywny, ale większa jego część posiada wydajne otwory naftowe. Obszar kopalniany leży częściowo w prowincji Alberta, częściowo w prowincji Saskatchewan, przy czym w tej ostatniej produkcja rozpoczęła się dopiero w r. 1945 (w części Alberty w r. 1939). Przeciętna głębokość otworów wynosi tutaj 600 m, ropa znajduje się w kredowych piaskowcach, jest ciężka, parafinowa i zawiera dużo soli i znaczne ilości siarki, jednak o słabych własnościach korodujących. Produkcja całego obszaru wynosiła w r. 1946 — 27200 ton a w 1947 r. już ok. 85000 ton (od r. 1939—1947 — ogółem ok. 114 tys. ton).

Poza omówionymi wyżej znajdują się jeszcze mniejsze pola naftowe w prowincji Ontario (wschodnia Kanada), w Północno-Zachodnich Terytoriach (Forth Norman) i w Nowym Brunświku. Załączona tabela podaje produkcję ropy i gazu za 2 ostatnie lata według prowincji.

Prowincja	Produkcja ropy ton		Produkcja gazu ziemn. tys. m ³	
	1946	1947	1946	1947
Nowy Brunświk	3 700	3 000	15 319	13 174
Ontario	15 700	16 700	199 658	214 676
Saskatchewan	17 500	68 900	5 934	4 872
Alberta	919 200	876 800	1 135 349	1 276 719
Póln.-Zach. Terytoria . .	23 400	29 900	42	42
Razem	979 500	995 300	1 356 302	1 509 483

Rozwój produkcji Północno-Zachodnich Terytoriów cierpi głównie z powodu odległości i braku transportu. Rozwój tych terenów zapewniłoby wybudowanie do wybrzeża morskiego rurociągu dla transportu ropy.

Ostatnio odkryto nowe pole ropno-gazowe w Ontario w Staples, Essex County, 58 km na wschód od Windsor. Wydajność pierwszego odwiertu z głęb. 356 m wynosiła wprawdzie tylko 800 kg/dz. ropy, ale ponad 8½ tys. m³ gazu dziennie.

Prace poszukiwawcze w Kanadzie — głównie w prow. Alberta — osiągnęły w roku 1947 swój szczytowy punkt w kanadyjskiej historii naftowej. W toku są nie tylko wiercenia poszukiwawcze ale i badania geologiczne i geofizyczne (sejsmiczne). Od r. 1917 jedno tylko Tow. Imperial Co. Ltd. odwiertowało w Kanadzie 182 otworów poszukiwawczych kosztem 23700000 dol. Kanada posiada 1450 tys. km² terenów możliwych ze względu na występowanie złóż ropy i panuje tam ogólny optymizm na temat odkrycia nowych pól naftowych.

Na zakończenie nadmienić należy, że dotychczasowa produkcja Kanady zaspokaja jedynie w 10% zapotrzebowanie kraju na produkty naftowe, pozostałe 90% musi Kanada importować — głównie ze St. Zjednoczonych.

Dowiercenie ropy w Kanadzie

(wg „Oil and Gas Journal“, 20. V. 1948)

Otwór poszukiwawczy (wild well) Atlantic Oil Co nr 3 dowiercił w marcu br. na polu naftowym Leduc w Kanadzie olbrzymią produkcją ropy i gazu. Nieopanowana produkcja samoczynna trwała przez 36 godzin. Wydajność ropy szacowano na ok. 400 ton dziennie, która później podniosła się nawet do 1300 ton dziennie. Wydajność gazu określano na 1,5—1,8 mil. m³ dziennie.

Do czasu zorganizowania racjonalnego ujęcia produkcji otwór został czasowo dla normalnej eksploatacji niedostępny.

Najgłębszy otwór produktywny na świecie

(wg „Oil and Gas Journal“, 20 i 27. V. 1948)

Nowy rekord głębokości produktywnego otworu osiągnięto w odwiercie Pure Oil Co. Nr 1 Unit w Wyoming (Natrona County) z produkcją ponad 110 ton dziennie z głęb. 4331 m. Produkcja pochodzi z dolnej kredy.

Odkrycie ropy w Czechosłowacji

(wg „Oil and Gas Journal“, 10. VI. 1948)

Według doniesienia czechosłowackiego Ministerstwa Przemysłu odkryto niedaleko Hodonina w południowych Morawach ropę. Brak jednakże dokładniejszych informacji o ogłoszonym odkryciu. Ropę w Hodoninie odkryto w 1919 r. Całkowitą produkcję ropy Czechosłowacji szacuje się dzisiaj na ok. 75 ton dziennie.

Nowe odkrycie ropy we Francji

(wg „World Oil“, czerwiec 1948)

Według nie potwierdzonych dotychczas wiadomości odkryto znaczne złoża ropoносne koło Beziers w południowej Francji w otworze głębokim 701 m.

W przygotowaniu jest próba eksploatacji nawierconego horzontu.

Donoszą również o nawierceniu ropnych piaskowców obok jeziora Annecy u podnóża Alp francuskich, w rejonie górnej Sabaudii w otworze o głęb. 335 m.

Wznowienie prac wiertniczych w Abisynii

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

Między rządem abisyńskim a brytyjską administracją wojskową toczą się rokowania na temat wznowienia prac wiertniczych przez Tow. Sinclair Oil Corp.

Obecnie prace te w prowincji Ogaden są zastanowione z powodu sabotażu.

Waga aeromagnetyczna dla poszukiwań naftowych

(wg „Petroleum Engineer“, marzec 1948)

W Nassau została zbudowana waga magnetyczna do badań geofizycznych dokonywanych w powietrzu ze samolotu. Jest to największy instrument, zbudowany dotychczas do tego rodzaju badań. Dokonano nią badań na wyspie Bahama na obszarze ok. 220 tys. km²; tylko 10% badanego obszaru było lądem, 80% terenu stanowiły płytkie, a 10% głębokie wody. Do badań użyto odpowiednio przystoso-

wanego samolotu Douglas DC-3, do którego przywiązano instrument pomiarowy na linie długości ok. 30 m. Obsługa składała się z 2-ch ekip po 5 ludzi, które latały na przemian.

Mapy magnetyczne wykreślone na podstawie wyników badań tym aparatem oddają bardzo dokładnie wszelkie zmiany w polu magnetycznym ziemi, nie mogą być jednak w końcowym wyniku zastosowane do ostatecznego określenia terenów z występowaniem węglowodorów, do czego potrzebne są dodatkowo szczegółowe badania geologiczne; dają one jedynie stosunkowo dokładne informacje, gdzie takie badania szczegółowe należy przeprowadzić.

Omawiana waga magnetyczna została zbudowana przez 5 towarzyszt, które ją również wspólnie eksploatują.

Wiercenia w Hiszpanii

(wg „Oil and Gas Journal“, 3. VI. 1948)

Wiercony otwór poszukiwawczy na strukturze Oliana, w hiszpańskiej prowincji Lerida (Katalonia), został zaniechany, osiągnąwszy głęb. 2325 m. Żóraw ma zostać przeniesiony do Burgo de Osma w prowincji Soria.

Możliwość odkrycia nowych pól naftowych w Austrii

(wg „Bergbau-Bohrtechniker- u. Erdöl-Zeitung“, nr 5, 1948)

W rejonie Zistersdorf w okolicy G änsendorf i Gross-Schweinbarth zostało odkryte nowe pole naftowe. W toku są przygotowania do rozwiercania terenu. Drugie pole produkcyjne odkryto w Matzen.

Duże nadzieje przywiązuje się do północnego brzegu Alp od Salzburga do Enns, szczególnie dobre wyniki są spodziewane w okolicy Bad Hall, gdzie w Taufkirchen znane są występowania asfaltu.

W Vorarlbergu na linii Dornbirn-Hohenems-Lustenau znajdują się także przypuszczalnie złoża naftowe na głębokości 1000—1500 m. Podjęto w tym celu poszukiwania — brak jednak danych co do wyniku.

Austriackie koła projektują zainteresować poszukiwaniami za ropą w Austrii zagraniczny kapitał, szczególnie ten, który będzie mógł przeprowadzić badania przy użyciu najbardziej nowoczesnych metod poszukiwawczych.

Warunki ekonomiczne wierceń głębokich

(wg „Journal of the Institute of Petroleum“, kwiecień 1948)

Dodatknie rezultaty osiągane przy głębokich wierceniach w St. Zjedn. spowodowały bankructwo starej zasady, według której porowatość i przepuszczalność skał w głębokościach poniżej 8000 stóp (ok. 2500 m) są bardzo małe i wykluczają rentowną eksploatację ropy, a godne uwagi mogą być tylko brzegi geologicznych basenów ropoносnych.

Osiągnięte wyniki mają duże znaczenie dla systematycznego rozwiercania głębokich struktur ropoносnych, które np. w niektórych wypadkach zalegają w St. Zjedn. na głęb. ok. 12 tysięcy metrów. Intensywny rozwój tego rodzaju wierceń ograniczają jedynie duże koszty wiercenia, które szacuje się na 1,5—2 milionów dolarów dla odwiercenia otworu o głęb. ok. 6 tysięcy metrów.

Włoskie żerdzie wiertnicze dla Indii Holend.

(wg „Erdöl — Dienst“, 20. V. 1948)

Tow. Royal Dutch Shell, eksploatujące kopalnie ropy w Indiach Holenderskich, zawarło umowę z jedną północnowłoską walcownią rur na dostawę rur płuczkowych wzamian za stal specjalną oraz produkty naftowe.

Ilość czynnych żórawi rotary w Stanach Zjednoczonych

(wg „Oil and Gas Journal“, 20. V. 1948)

Według stanu z dnia 1 maja br. było czynnych w Stanach Zjedn. 2208 żórawi rotary, czyli o 557 więcej niż w tym samym czasie roku ubiegłego, a o 248 żórawi więcej niż z końcem poprzedniego miesiąca br. Ponad połowa tej cyfry żórawi rotary znajduje się na polach naftowych zach. Teksasu, N. Meksyku i Wybrzeża Zatoki (Gulf Coast).

Przekroczenie planu wydobycia ropy w Jugosławii

(wg „World Oil“, lipiec 1948)

Według wiadomości z Jugosławii plan wydobycia ropy i gazu w r. 1947 został przekroczony o 14%. Produkcja wynosiła w 1947 roku 35000 ton. Zapoczątkowany w roku ubiegłym plan pięcioletni przewiduje produkcję ok. 450000 ton ropy w r. 1951, jednak nie określa ściśle produkcji w latach poprzednich od tej daty.

Stalý wzrost produkcji ropy w Holandii

(wg „Petroleum Times“, 5. VI. 1948)

Wydobycie ropy w Holandii wynosi obecnie 33 000 ton miesięcznie w porównaniu z 17 000 ton wydobycia miesięcznego w roku 1947 i 5 000 ton miesięcznie w r. 1946.

Produkcja ropy w Arabii Saudyjskiej w 1947 r.

(wg „Oil nad Gas Journal“, 18. III. 1948)

Arabian American Oil Co. (Aramco) ukończyło w 1947 r. 20 otworów produkcyjnych w Arabii Saudyjskiej, w tym 17 otworów na polu Abqaiq a 3 na polu Buqqa oraz 4 otwory bez rezultatu — 3 w Abqaiq i 1 w Qatif. Całkowita produkcja wynosiła w 1947 r. ok. 12 500 000 ton, z czego 7 475 000 ton z Abqaiq, 5 025 000 ton z Dammam i 1 900 000 ton z Qatif.

Szybki wzrost wydobycia ropy w Kuwait

(wg „Oil and Gas Journal“, 5. VIII. 1948)

Wydobycie ropy w Kuwait zwiększa się szybko. Według oficjalnych danych wydobycie w czerwcu br. wynosiło 453 377 ton, podczas gdy w poprzednim miesiącu maju 421 086 ton. Całkowite wydobycie za I-sze półrocze br. wynosi 2 031 134 ton.

Dowiercenie ropy w Qatar

(wg „Oil and Gas Journal“, 20. V. 1948)

Na polu naftowym Qatar w Arabii został dowiercony ostatnio otwór Qatar nr 5 w głębokości 1770 m.

Dwiercony poprzednio w obrębie tej samej struktury otwór Qatar nr 4 posiadał potencjalną produkcję ok. 1200 ton dziennie. Przypuszcza się, że obecnie dowiercony otwór będzie miał tę samą wydajność. Jest to drugi otwór dowiercony w tym rejonie po wojnie.

Z przemysłu naftowego w Egipcie

(wg „Oil and Gas Journal“, 11. III. 1948)

Całkowita produkcja trzech głównych pól naftowych Egiptu w r. 1947 wynosiła: Ras Gharib — 1 265 800 ton, Hurghada — 51 100 ton i Sudr — 16 300 ton czyli razem 1 333 200 ton. Nowo odkryte pole naftowe Asl nie jest dotychczas eksploatowane, do czasu ukończenia budowy rurociągu do zatoki Sueskiej.

W r. 1947 uwiercono na polu naftowym Ras Gharib 4856 m, Hurghada — 770 m, Sudr — 6519 m.

Na polu Ras Gharib znajdowały się (z końcem r. 1947) 24 otwory samoczynne, 59 w pompowaniu i 17 zastanowionych, na polu Hurghada 9 otworów samoczynnych i 48 w pompowaniu, na polu Sudr 4 otwory samoczynne, 1 w pompowaniu i 1 zastanowiony, a na polu Gemsa 1 otwór zastanowiony.

Dotychczas wynosiła całkowita produkcja pól od początku eksploatacji: Ras Gharib (1938) — 9 885 000 ton, Hurghada (1913) — 5 378 800 ton, Gemsa (1908) — 2 066 000 ton i Sudr (1946) — 16 600 ton.

Produkcja ropy w Kolumbii

(wg „World Petroleum“, kwiecień 1948)

Produkcja ropy w Kolumbii wynosiła w 1947 r. — 24 980 729 bar. (ok. 3 570 000 ton), czyli zwiększyła się o 11,5% w stosunku do produkcji 22 423 520 bar. (ok. 3 200 000 ton) w r. 1946.

Z wyprodukowanej w 1947 r. ropy ok. 2 800 000 ton (ok. 78,5%) zostało przeznaczone na eksport.

Rozbudowa przemysłu rafineryjnego w Anglii

(wg „European Correspondents“)

Wielka Brytania postanowiła opracować szeroki program budowy rafinerii ropy naftowej i sprostania wzrastającemu zapotrzebowaniu na produkty naftowe w Europie zachodniej.

W projekcie jest budowa nowych rafinerii (Favley, Haven, Stanlow, North Shields) jak i rozbudowa istniejących, np. w Llandarcy, Grangemouth i w Neysham.

Zrealizowanie tego planu będzie wymagało jednak dłuższego czasu ze względu na brak siły roboczej i niektórych surowców, np. stali.

Potrzeby włoskiego przemysłu rafineryjnego

(wg „World Petroleum“, kwiecień 1948)

Zapotrzebowanie Włoch na produkty naftowe w okresie 1945—1951 ma wynosić (wg planu Marshalla) 5 444 100 ton

rocznie według następującego podziału: 635 600 ton benzyny, 200 000 ton ropy, 666 600 ton oleju gazowego, 3 633 600 ton olejów opałowych i 308 300 innych produktów łącznie z koksem naftowym i smarami.

Zdolność przerobcza 14-tu rafinerii włoskich po naprawieniu szkód wojennych wynosi 2 200 000 ton i może wzrosnąć po projektowanej rozbudowie do 5 000 000 ton rocznie; powinny wtedy wydawać 4 250 000 ton produktów naftowych.

W wypadku realizacji planu budowy nowych ośmiu rafinerii całkowita zdolność przetwórcza rafinerii włoskich wzrosłaby do cyfry 8 107 000 ton z wydajnością 6 850 000 ton produktów naftowych.

Uprzywilejowane stanowisko rafinerii włoskich polega na ich kluczowym położeniu między olbrzymimi polami naftowymi Bliskiego Wschodu a rynkami zbytu na kontynencie europejskim, które gwarantuje im tym samym stanowisko pośrednika handlowego między bazami zaopatrzenia a konsumentem.

Unieruchomienie rafinerii w Haifie

(wg „Oil and Gas Journal“, 6. V. 1948)

Rafineria ropy w Haifie, która przerabiała dziennie prawie 12 tys. ton ropy została z dniem 12 kwietnia br. unieruchomiona na skutek działalności terrorystycznej, jako wyniku wojny w Palestynie.

W projekcie było zwiększenie zdolności przerobczej rafinerii do przeszło 14 tys. ton dziennie.

Budowa nowej fabryki chemikaliów w Anglii

(wg „Oil and Gas Journal“, 5. VI. 1948)

Stosownie do planu rozbudowy fabryk chemicznych, Tow. „Petrochemical, Ltd.“ ma zamiar wybudować obok Manchesteru w Anglii nową fabrykę chemikaliów, której produkcja oparta byłaby na metodzie „Catarole“. Byłaby to pierwsza fabryka na świecie, która produkowałaby w pełnym zakresie aromatyczne węglowodory z ropy naftowej. Produkcja fabryki ma wynosić 50 tys. ton rocznie różnych produktów i ma wzrosnąć z czasem do wysokości 70 tys. ton rocznie.

Produkty tej fabryki mają zastąpić sprowadzane przedtem z Niemiec, przy czym cena ich kalkulowałaby się znacznie niżej. Sama fabryka ma zostać puszczona w ruch z końcem tego roku, jednak jej pełna produkcja ma nastąpić dopiero w przyszłym roku.

Plan rozbudowy tej fabryki przewiduje również produkcję styrenu do wyrobu plastyków i syntetycznej gumy.

Fabryka paliw syntetycznych w Hiszpanii

(wg „Erdöl — Dienst“, 20. V. 1948)

W Hiszpanii na skutek stałego braku środków napędowych planuje się przy współdziałaniu Narodowego Instytutu Przemysłowego budowę fabryki syntetycznych paliw płynnych z mniej wartościowego węgla i lignitu. Zdolność produkcyjna fabryki ma wynosić 700 tysięcy ton rocznie.

Organizacja dystrybucyjna przetworów naftowych w Rumunii

(wg „Chimie & Industrie“, lipiec 1948)

Po państwowieniu przemysłu naftowego w Rumunii, została znacjonalizowana również organizacja dystrybucyjna produktów naftowych. Została w tym celu utworzona organizacja państwowa tzw. „Competrol“.

Ogólny wzrost zapotrzebowania na produkty naftowe

(wg „World Petroleum“, wrzesień 1947)

W okresie powojennym daje się zauważyć we wszystkich krajach silny wzrost zapotrzebowania na produkty naftowe, nie tylko w St. Zjedn., ale również — i to w stopniu jeszcze większym — w krajach europejskich.

Wskutek nadmiernego popytu niektóre kraje były zmuszone wprowadzić reglamentację pewnych produktów naftowych, zwłaszcza benzyny.

Duży wpływ na wzrost zapotrzebowania ma także przemysł. W Anglii np. przemysł stalowy, który przeszedł z opału węglem na opał ropy, zużył w r. 1947 blisko 1 milion ton ropy, a 1200 lokomotyw opalanych ropą zużywa ponad 650 tys. ton ropy rocznie. Na kontynencie europejskim brak wszędzie węgla, skutkiem czego w wielu wypadkach jest on zastępowany przez ropę.

Szczególnie Europa zachodnia oraz częściowo i północna, z wyjątkiem Anglii, konsumuje coraz większe ilości produktów naftowych: Holandia 20%, Francja 40%, Belgia 100%, Irlandia 29%, Szwecja 30%, Norwegia 31% więcej w stosunku do roku 1946 (w Norwegii zapotrzebowanie w r. 1947 przewyższyło o 15% ostatni rok przedwojenny).

Na Bliskim Wschodzie wzrost zapotrzebowania wynosi 26%, w łacińskiej Ameryce 13—16% (w stosunku do 1941 roku — 32%). Załączona tabelka podaje w ogólnych zarysach światowe zapotrzebowanie na produkty naftowe w latach 1946 i 1947 jak również przypuszczalne zapotrzebowanie w r. 1951 (z wyjątkiem ZSRR) w tonach dziennie:

	1946 ton	1947		1951	
		ton	na wywyżka w stos. do 1946 r. %	ton	na wywyżka w stos. do 1946 r. %
Stany Zjednoczone A. P.	647 700	686 300	6,0	795 300	22,8
Zachodnia półkula (z wyjątkiem St. Zjedn.)	108 200	117 200	8,3	142 600	31,7
Wschodnia półkula (z wyjątkiem ZSRR)	201 600	227 200	12,7	302 000	49,8
Razem	957 500	1 030 700	7,6	1 239 900	29,5

Eksport i import ropy naftowej i jej przetworów w Stanach Zjednoczonych

(wg „World Petroleum“, wrzesień 1947)

Import i eksport ropy naftowej i jej przetworów ulegał w St. Zjedn. A. P. w ostatnich 40-tu latach szerokim zmianom.

Pierwsza wojna światowa spowodowała konieczność silnego zwiększenia eksportu do Europy na teren wojny, następnie po zakończeniu teje fenomenalny rozwój motoryzacji zwiłokrotnił istniejące dotychczas zużycie produktów naftowych zwłaszcza benzyny. Wprowadzenie procesu krakingu do przeróbki ropy pozwoliło jednak podwoić wytwórczość benzyny z tej samej ilości ropy.

Wobec okoliczności, że znane wtedy zasoby ropy w St. Zjedn. mogły pokryć istniejące zapotrzebowanie tylko w ciągu 12—15 lat, Amerykanie skierowali swoje zainteresowanie w kierunku rozwoju kopalń zagranicznych i importu ropy do St. Zjedn., początkowo z Meksyku, później z Wenezueli. Późniejsze odkrycie olbrzymich pól naftowych w Oklahomie i Teksasie zredukowało wydatnie import zagraniczny, który znowu zaczyna się silnie powiększać od r. 1944.

Eksport ropy i jej przetworów ze St. Zjedn., osiągnąwszy swoje maksimum w r. 1944, zaczyna się odtąd silnie obniżać, na skutek drastycznych ograniczeń eksportowych, wydawanych przez rząd St. Zjedn.

Poniższa tabelka przedstawia dane eksportu i importu ropy naftowej i jej przetworów w St. Zjedn.

Lata	Eksport		Import	
	w tysiącach baryłek			
	średnio rocznie	średnio rocznie	średnio rocznie	średnio rocznie
1921—25	96 340		107 439	
1926—30	150 165		91 787	
1931—35	115 302		61 821	
1936—37	156 503		57 130	
1938	193 893		54 308	
1939	189 263		59 060	
1940	130 277		83 751	
1941	108 771		97 169	
1942	116 907		35 966	
1943	149 956		63 412	
1944	207 603		92 256	
1945	184 073		113 373	
1946	163 544		135 033	
1947 (I-VI)	76 590		85 670	

Jak z powyższej tabelki widoczne, w roku 1947 po raz pierwszy import przewyższył znacznie eksport zarówno przez zmniejszenie się tego ostatniego, jak i zwiększenie się samego importu.

Import ropy z Wenezueli do Niemiec

(wg „Oil and Gas Journal“, 22. VII. 1948)

W ciągu drugiego półrocza bieżącego roku import ropy z Wenezueli do zachodnich stref Niemiec ma zostać podwyższony do 220 000 ton.

W pierwszym półroczu import ropy z Wenezueli wynosił 90 000 ton. Ten projektowany wzrost importu ma na celu ożywienie działalności odradzającego się przemysłu rafineryjnego w Niemczech.

Utworzenie organizacji eksportowej w Rumunii

(wg „Ercöl — Dienst“, 10. VI. 1948)

W Rumunii postanowiono utworzyć nowe tow. eksportowe „Petrolexport“, którego zadaniem poza organizacją eksportu ropy i jej produktów, będzie również zaopatrywanie przemysłu naftowego i górniczego w potrzebne maszyny, części zapasowe i inne materiały.

Eksport produktów naftowych ze St. Zjedn. w III-cim kwartale 1948 r

(wg „Erdöl-Dienst“, 3. IX. 1948)

Eksport produktów ze Stanów Zjedn. w 3-cim kwartale br. został powiększony do wysokości 14 575 000 baryłek (ok. 1 882 000 ton) w przeciwstawieniu do 13 949 000 baryłek (ok. 1 801 000 ton) w 2-gim kwartale 1948 r.

Eksport w 3-cim kwartale br. obejmował w szczególności: 297 300 ton ropy, 153 530 ton benzyny lotniczej, 576 470 ton benzyny motorowej, 64 460 ton nafty, 583 280 ton oleju gazowego i destylowanego oleju opałowego oraz 207 140 ton oleju opałowego.

Olbrzymia produkcja otworu poszukiwawczego w St. Zjedn.

(wg „Oil and Gas Journal“, 20. V. 1948)

Sześć mil od osady Crossroads w Nowym Meksyku (Lea County) dowiercił poszukiwawczy otwór Mid-Continent Petroleum Corp. nr 1 Saveyer olbrzymią produkcją samoczynną w wysokości przeszło 500 ton dziennie z horyzontu produktywnego w głęb. 3 695—3 723 m. Ogólna głębokość odwiertu wynosiła 3 744 m. Rzeczywisty czas wiercenia wyniósł 213 dni do głęb. 3 688 m, świrdrów gryzakowych zużyto przy wierceniu 197 sztuk, przy na ogół sprzyjających warunkach geologicznych.

Zasoby naftowe w Stanach Zjednoczonych

(wg „World Petroleum“, kwiecień 1948)

Amerykański Instytut Naftowy ogłosił dane dotyczące zasobów ropnych i gazowych St. Zjedn. Stwierdzone zasoby ropne, które wynosiły w dniu 31. XII. 1946 r. — 20 873 560 000 bar. (2 797 057 000 ton) powiększyły się o zbadane w ciągu roku 1947 zasoby w ilości 2 464 570 000 bar. (330 252 400 ton). Po odjęciu wyprodukowanej w ciągu 1947 r. ropy w ilości 1 850 445 000 bar. (247 959 600 ton), pozostałe zbadane zasoby ropy surowej w St. Zjedn. z końcem roku 1947 wynosiły 21 487 685 000 bar. (2 879 349 800 ton) czyli powiększyły się o 3%.

Załączone zestawienie podaje stan stwierdzonych zasobów ropy w St. Zjedn. za lata 1936—1947 według danych z końcem każdego roku (1 baryłka = 134 kg):

1936 — 17 504 956 000 ton	1942 — 26 910 943 000 ton
1937 — 20 779 733 000 „	1943 — 26 885 596 400 „
1938 — 23 246 516 000 „	1944 — 27 407 733 000 „
1939 — 24 767 236 000 „	1945 — 27 907 929 000 „
1940 — 25 492 850 000 „	1946 — 27 962 257 000 „
1941 — 26 259 657 000 „	1947 — 28 793 349 800 „

Zasoby gazu ziemnego zostały oszacowane dla St. Zjedn. przez Amer. Inst. Naftowy przy współpracy Amerykańskiego Związku Gazowego. Zasoby te zostały określone na dzień 31. XII. 1947 w ilości 4 698 220 570 tys. m³ czyli o 151 516 480 tys. m³ więcej niż w roku poprzednim. Te zasoby gazu ziemnego przedstawiają ekwiwalent 436 032 800 ton płynnych węglowodorów, ogólne zatem zapasy płynnych węglowodorów w St. Zjedn. z końcem 1947 r. można przyjąć na 331 538 260 ton.

Ponad połowa zbadanych w r. 1947 nowych zasobów ropy przypada na rozszerzenie starych pól naftowych, 20% zasobów przedstawiają nowo odkryte pola naftowe, reszta (30%) pochodzi z rewizji oszacowania zasobów w r. 1946.

Największy wzrost zasobów ropnych zanotowano w Louisianie, następnie kolejno w Teksasie, Wyoming, Kolorado i w Oklahomie. Tych pięć Stanów reprezentuje 72% tego wzrostu, przy czym Stan Oklahoma w większej części w zasobach gazu ziemnego.

Ruch wiertniczy w Rumunii (wg „Erdöl-Dienst”, 28. VI. 1948)

Przejęty przez rząd rumuński ruch wiertniczy rozwija się w całej pełni. W pierwszych czterech miesiącach bieżącego roku odwiercono 84 000 m (za cały 1947 r. 164 000 m), a to w styczniu 16 000 m, a w kwietniu już 28 000 m. Urządzenia wiertnicze pochodzą przeważnie z ZSRR.

Ożywiony ruch wiertniczy panuje zarówno przy wierceniach eksploatacyjnych, jak również i poszukiwawczych. Przy poszukiwaniach odwiercono w kwietniu 16 000 m, a więc ponad połowę metrażu w tym miesiącu. Plan wiertniczy został przekroczony, o 23%.

Zwyżka produkcji jest bardzo nieznaczna, ale jest nadzieja, że rezultatem intensywnej działalności wiertniczej będzie w niedługim czasie znacznie większa zwyżka wydobycia ropy.

Nowy typ motoru Diesla (wg „Bergbau — Bohrtechniker — u. Erdöl — Zeitung”, nr. 4, 1948)

W czasie wojny zostały opracowane w Holandii plany konstrukcyjne nowego typu motoru Diesla, który obecnie jest w stadium budowy.

Ten nowy motor Diesla jest o połowę mniejszy od normalnego motoru, jest lżejszy i łatwiejszy w obsłudze.

Nazwany od imienia swego konstruktora „Werkspoor-Lukt-Dieselmotor” montowany jest jako motor 2-cylindrowy o sile 1200 KM, może być jednak budowany także jako motor 3, 4 i 6-cylindrowy. Ten ostatni rozwija siłę 3600 KM i waży ok. 140 ton. Normalny motor o tej samej sile, typu z r. 1933, waży 300 ton.

Kronika

Personalne

Dekretem Prezydenta Rzeczypospolitej z dnia 14 września br. mianowany został docent inż. Jan Czastka profesorem nadzwyczajnym eksploatacji nafty na Wydziale Górniczym Akademii Górniczej w Krakowie.

Bilans półrocznej pracy kulturalno-oświatowej Związku Zawodowego Prac. Przem. Naft.

Praca kulturalno-oświatowa Związku w I półroczu br. była prowadzona w wielu kierunkach.

Wobec rosnącego coraz bardziej u członków Związku zainteresowania czytelnictwem — uruchomiono 10 nowych bibliotek terenowych o łącznej ilości 4250 tomów. W chwili obecnej ZZPPN posiada 36 bibliotek z 14280 egz. książek. Najbardziej popularne i najbogatsze — to biblioteki w Krośnie, Jedliczu i Gliniku Mariampolskim.

W wykonaniu planowej akcji odczytowej ogłoszono w świetlicach związkowych 325 referatów, 268 odczytów i 425 pogadanek dla 11 690 członków Związku.

W zakresie akcji szkoleniowej zorganizowano 22 kursy dokształcające w zakresie szkoły powszechnej, 5 kursów księgowości, 2 kursy kroju i szycia dla kobiet i 3 kursy języków obcych. Dla pracy związkowej przeszkolono w Centralnej Szkole Zw. Zawodowego 5 osób, w szkołach wojewódzkich 43 osób.

Duży nacisk położono na zagadnienia akcji artystyczno-rozrywkowej. W chwili obecnej ZZPPN posiada 10 zorganizowanych zespołów teatralnych oraz kilka zespołów śpiewaczych, wśród których na pierwsze miejsce wybija się chór męski w Czechowicach. Oprócz tego istnieje 5 zespołów orkiestrowych, w tym 3 symfoniczne. Tutaj wiedzą prym orkiestra symfoniczna z Krosna.

W ciągu pierwszego półroczia odbyło się ogółem 214 imprez artystyczno-rozrywkowych, co jest wynikiem naprawdę imponującym, jeśli się weźmie przy tym pod uwagę specyficzne, trudne warunki terenowe kopalń naftowych.

Otwarcie Domu Robotniczego w Krośnie przyczyni się niewątpliwie wydatnie do osiągnięcia jeszcze lepszych wyników na polu pracy kulturalno-oświatowej naftowców.

Zakład Ubezpieczeń Społecznych premiuje najlepsze utrzymanie bezpieczeństwa pracy

Dnia 14 sierpnia br. odbyła się uroczystość wręczenia sztandaru współzawodnictwa pracy Sekcji XIII-tej w Lipinkach, należącej do „Kopalnictwa Naftowego” podległego Centralnemu Zarządowi Przem. Naftowego w Krakowie. Na uroczystość tę przybyli przedstawiciele władz państwowych, partii politycznych, Związku Zawodowego, Centralnego Zarządu, oraz Kopalnictwa Naftowego.

Świat pracy reprezentowany był licznie przez pracowników sekcji Lipinki jak i sąsiednich zakładów pracy. Przy okazji uroczystości wręczenia sztandaru współzawodnictwa pracy oraz nagród pieniężnych dla przodowników pracy i zwyciężczyń współzawodniczących zespołów, nastąpiło rozdanie premii pieniężnych oraz dyplomów robotnikom,

jak również kierownikom bezpieczeństwa pracy w zakładach przemysłu naftowego, którzy swą gorliwością i wnikliwą pracą przyczynili się w ostatnim okresie do wydatnego podniesienia stanu bezpieczeństwa pracy w zakładach.

Na wniosek Międzyministerialnej Centralnej Komisji Bezpieczeństwa i Higieny Pracy, Zakład Ubezpieczeń Społecznych przyznał dla wyróżnionych pracowników naszego przemysłu 18 premii na łączną sumę 90 000 zł, tj. 3 premie po zł 10 000 i 12 premii po zł 5 000.

Nagrody oraz dyplomy rozdzielił osobiście po wygłoszeniu okolicznościowego przemówienia dyr. mgr Roman Pelc, przedstawił ZUS, który specjalnie przyjechał na tę uroczystość z Warszawy.

W przemówieniach, jakie zostały wygłoszone, mówcy podnieśli zgodnie znaczenie, jakie dla akcji współzawodnictwa posiada bezpieczeństwo pracy w zakładach.

Jednym z kardynalnych warunków współzawodnictwa jest właśnie przestrzeganie bezpieczeństwa pracy w zakładach oraz unikanie wypadków związanych z pracą. Jak dotychczasowe doświadczenie wykazało, w zakładach przemysłu naftowego — biorących udział w współzawodnictwie, liczba nieszczęśliwych wypadków znacznie się obniżyła.

Naftowcy budują dom robotniczy

W Turaszówce koło Krosna odbyła się ostatnio uroczystość wmurowania aktu erekcyjnego domu robotniczego.

Nowa placówka robotnicza powstaje dzięki inicjatywie Związku Zawodowego Pracowników Przem. Naft. oraz Spółdzielni „Samopomoc Chłopska” w Turaszówce.

Koszty budowy domu o 20 ubikacjach, o ogólnej kubaturze ok. 5000 m³ obliczono na 40 mil. złotych, przy czym prowadzić się będzie wszelkie możliwe prace we własnym zakresie.

Według planu ukończony dom zostanie oddany do użytku w r. 1950.

Do chwili obecnej robotnicy naftowi uzbierali z dobrowolnych składek 80 000 zł, prace szarwarkowe gromady Turaszówka dały 60 000 zł, z imprez uzyskano dalsze 80 000 zł, Zw. Zawod. Prac. P. N. zadeklarował 1 200 000 zł oraz materiał budowlany, tj. cegły, cement i żelazo, Kopalnictwo Naftowe dało 1 500 000 zł, oraz wpłynęło wiele innych ofiar pieniężnych i rzeczowych od osób prywatnych.

Inicjatywa budowy domu robotniczego, w którym robotnicy naftowi i drobni rolnicy znajdą godziwy odpoczynek po ciężkiej pracy, powinna znaleźć dalszych naśladowców w przemyśle naftowym.

Otwarcie sali teatralnej w Domu Robotniczym w Krośnie

Dnia 10 października br. została oddana do użytku naftowców sala teatralna w Domu Robotniczym w Krośnie, której brak dawał się bardzo dotkliwie odczuwać na terenie miasta. Sala przedstawia się imponująco i odpowiada wszelkim wymogom teatru na dobrym poziomie.

Na inauguracyjne przedstawienie wybrano baśń L. Rydla „Zaczarowane koło”, którą odegrał zespół amatorski, złożony z pracowników naftowych.

Naftowcy wybudowali własny przystanek kolejowy

W dniu 17 bm. odbyła się uroczystość przekazania Dyrekcji Okręgowej PKP w Krakowie nowo wzniesionego budynku przystanku kolejowego „Roztoki Kopalnia”. Przystanek ten wybudowali pracownicy Sekcji Roztoki przy pomocy okolicznego włościanstwa.

Wyniki współzawodnictwa pracy w przemyśle naftowym za wrzesień 1948 r.

W dniu 26. X. br. odbyło się w CZPN w Krakowie posiedzenie Głównego Komitetu Współzawodnictwa Pracy, na którym rozpatrzone wrześnie wyniki współzawodnictwa w przemyśle naftowym.

Stwierdzono dalszy wzrost wydajności pracy, uzyskany dzięki współzawodnictwu, które najlepiej ilustrują podane poniżej czolowe wyniki w najważniejszych działach przemysłu naftowego:

1) W Kopalnictwie Naftowym w dziale eksploatacji pierwsze miejsce zajęła Sekcja Potok (111,7% planu), drugie — Sekcja Gorlice (111,6%), trzecie — Sekcja Sanok (110,5%); w przemyśle gazolinowym gazolinarnia Grabownica pierwsze, gazolinarnia Glinik Mariampolski — drugie miejsce.

2) W przemyśle rafineryjnym na pierwszym miejscu uplasowała się rafineria Czechowice (523 pkt.), na drugim — rafineria Jedlicze (483 pkt.) i na trzecim — rafineria Glinik Mariamp. (359 pkt.).

3) W Gazie Ziarnym wyniki wyrównane: trzy sekcje — Jasło, Sandomierz i Kraków — osiągnęły identyczną ilość 175 pkt.

4) W Wierceniach Poszukiwawczych pierwsze miejsce zajęła kop. Kłodawa 3, (zdobywca przechodniego sztandaru współzawodnictwa — 318,7 p.), która odwierciła w miesiącu sprawozdawczym rekordową ilość metrów, uzyskując przy tym około 90% rdzeni.

Drugie miejsce uzyskała kop. Kłodawa 8 (291,6 pkt.), a trzecie kop. Kłodawa 5 (290,6 pkt.).

Współpraca polsko-czechosłowacka na odcinku Podkomitetu Naftowego

W dniach 28—30. IX. 1948 r. odbyło się w Hodoninie (Czechosłowacja) posiedzenie Polsko-Czechosłowackiego Podkomitetu Naftowego, w którym z naszej strony wzięli udział: dyr. inż. W. Kulczycki, przewodniczący Sekcji Polskiej, oraz członkowie tejże Sekcji: dr K. Tołwiński i inż. J. Weryński. Poza codziennymi naradami Sekcja nasza zwiedziła w ruchu urządzenia wiertniczo-eksploatacyjne w okręgach: Ratiskovice, Lužice, Bilovice, Žižkov, Breclav, Cejkovice, Podzvin, Letnice, Gbely — gdzie przedyskutowano ze stroną czechosłowacką pracę urządzeń Counter-Flush, ryków rotacyjnych i kiwonów pompowych, montaż gazolinarni (Žižkov), oraz różne problemy ruchowo-techniczne. Równolegle geolodzy naftowi obu stron omawiali problemy geologiczne związane ze zwiędzanymi terenami naftowymi, nadto odbyli oddzielną wycieczkę geologiczną w rejonie Bilovice—Podzwin. W wyniku obrad Podkomitet powziął — na wniosek Sekcji Polskiej — 11 uchwał, odzwierciedlających obecny stan współpracy Podkomitetu Naftowego, oraz jej program na najbliższą przyszłość.

Z pobytu delegacji naftowej na Węgrzech

W dniach 21—28 lipca br. bawiła na Węgrzech z ramienia Biura Współpracy Przemysłowej Min. Przem. i Handlu polska delegacja naftowa w osobach dra S. Sułkowskiego i inż. Z. Onyszkiewicza.

Celem podróży było zapoznanie się z odpowiednimi gałęziami przemysłu węgierskiego, zaś złożone raporty mają służyć jako podstawy przy rokowaniach handlowych.

Węgierska produkcja ropy wynosi obecnie 1180 ton dziennie i wykazuje stały spadek, przy równoczesnym wzroście produkcji gazowej. Stosunek wyprodukowanego gazu do wydobytej ropy (gas oil ratio) wynosi już na niektórych polach 1200. Wyprodukowany razem z ropą gaz jest po odgazolinowaniu z powrotem wtłaczany do złoża.

W dniach 5—6. X. 1948 r. odbyło się w Bratysławie posiedzenie Polsko-Czechosłowackiego Komitetu Górniczego, w którym z ramienia Sekcji Polskiej Podkomitetu Naftowego wziął udział inż. J. Weryński. Komitet Górniczy — między innymi — zajął się również ostatnimi uchwałami Podkomitetu Naftowego, które częściowo zatwierdził sam, a częściowo skierował do Polsko-Czechosłowackiej Komisji Przemysłowej.

W ramach wymiany fachowców naftowych między Polską a Czechosłowacją ze strony polskiej inż. Stefan Jasieniak (z Dyrekcji ZRN) zwiedził w czasie od 2—10. IX. 1948 rafinerie czechosłowackie w Kolinie, Pardubicach i Morawskiej Ostrawie, interesując się przede wszystkim stroną mechaniczną urządzeń rafineryjnych. Natomiast inż. Józef Weryński (z Dyrekcji Technicznej CZPN) zwiedził w dniach 1—3. X. 1948 Zakłady Witkowiackie (Ostrawa), gdzie zapoznał się z produkcją rur, oraz narzędzi i urządzeń wiertniczych dla przemysłu naftowego. Obaj wymienieni nie mogli odbyć pełnego stażu w zakładach czechosłowackich z powodu innych ważnych zajęć służbowych w Czechosłowacji. Dalsza wymiana fachowców odbywać się będzie po myśli ostatnich uchwał Podkomitetu Naftowego.

Od Redakcji

W numerze 9-tym „Nafty“ z września br. zostały zamieszczone na str. 308 i 317 dwie tabelki światowego wydobycia ropy, zaczerpnięte z dwóch różnych źródeł zagranicznych. Redakcja spotkała się z zarzutem, że dane w obu tablicach wykazują poważne różnice, co miało być rezultatem przeoczenia redakcji, która otrzymała daty zestawione przez 2-ch autorów, nie uwzględnia tych różnic.

W zarzucie tym kryje się pewnego rodzaju nieporozumienie. Prasa anglosaska w swych zestawieniach statystycznych przemysłu naftowego operuje — jak powszechnie wiadomo — baryłkami jako miarą objętościową, a nie miarą wagową, tj. tonami, stosowaną w Europie. Ponieważ każde biuro publikujące statystykę stosuje w tym wypadku, przy przeliczaniu jednych miar na drugie, współczynnik (zależny od przyjętego średnio ciężaru właściwego ropy) mniej lub więcej zbliżony do rzeczywistości, wyniki tych przeliczeń muszą być z natury rzeczy różne.

Każdy orientujący się w międzynarodowej statystyce wie o tym, że różnice te istnieją, a jest rzeczą zrozumiałą, że redakcja nie może wydawać sądu, które z nich są prawdziwe wzgl. najbardziej zbliżone do prawdy, a tym mniej by różnice powstałe uwzględniała i ewentualnie korygowała.

W tym celu jest przyjęte, że podaje się źródło, z którego dana tabela została zaczerpnięta — tak jak to redakcja „Nafty“ postąpiła w Nr 9 swego miesięcznika — a przyjęcie tej czy innej cyfry zostawia się ocenie i orientacji samego czytelnika.

Omyłki druku z Nr 9, 1948 „Nafty“

Str. 285, 1am lewy, wiersz 13 od dołu — zamiast w r. 1886, ma być w r. 1886.

Str. 286, 1am lewy, wiersz 31 od dołu — zamiast 24 dni, ma być 240 dni.

Produkcja ropy w 1946 r. wyniosła ogółem ok. 674 000 ton a gazu ziemnego 412,2 mil. m³.¹⁾

Polna naftowe znajdują się na południowy-wschód od jeziora Balaton: pole Lovázi z 145 otworami (obecnie w produkcji 75), pole Budafapuszta z 132 otw. (w prod. 64), pole Hahót z 22 otworami (obecnie w prod. 5). Poza tym odwiercono na polu Inke dwa otwory, jeden do 1500 m z solanką i drugi z emulsją ropy.

Wierci się systemem rotacyjnym (przeważnie napęd parowy), stawiając i cementując rury 9⁵/₈ w gł. ok. 250 do

¹⁾ Inne dane z węgierskiego przemysłu wiertniczego i eksploatacyjnego znajdują Czytelnicy w artykule dra B. Berta pt.: „Ropa i gaz ziemny na Węgrzech“, Nafta Nr 1, 1948, str. 30—32 (przyp. Redakcji).

300 m, następnie rury $6\frac{3}{8}$ " cementuje się w gł. ok. 1500 m. W razie potrzeby daje się jeszcze rury trącone $4\frac{3}{4}$ ". Produkują się pod ciśnieniem gazu z zastosowaniem rurek produkcyjnych.

Gaz odgizolinowuje się w dwóch gazoliniarniach. W Lovászi gazoliniarnia wybudowana została przez firmę Lang na podstawie planów Lurgi na węgiel aktywny; przeróbka gazu odbywa się pod ciśnieniem 4 atm. Zawartość gazoliny wynosi 90 do 100 g/m³; produkcja gazoliniarni 50 t dziennie. Druga gazoliniarnia olejowa, dostarczona całkowicie z USA przez firmę Brown istnieje na kop. w Kerttyé. Wydajność gazoliny w tej gazoliniarni wynosi 220 g/m³, produkcja 40 t dziennie. Obie gazoliniarnie produkują zatem ok. 2700 t miesięcznie gazoliny.

Poza tym urządzona jest na kop. Lovászi fabryka sidzy, na ozól prymitywna. Przez spalanie ok. 10000 m³ gazu otrzymuje się 100 kg dz. sidzy dla przemysłu gumowego.

W Nagykanizsa znajduje się dyrekcja kopalń, bardzo ładnie urządzone magazyny i warsztaty. Dla urzędników wybudowano 48 wspaniałych domków jednorodzinnych. Na kopalniach znajdują się doskonałe mieszkania, stołówki, świetlice i pierwszorzędne urządzenia socjalne (baseny pływakie, boiska sportowe, teatr, kino, szpital). Kopalnie należą do firmy MAORT (amr. Standard), nie są upaństwowione, ale pracują według planu państwowego.

Wyniki wiertnicze są w porównaniu z naszymi wspaniałe. I tak:

do r. 1937	odwiercono	2	aparatami	12072 m
w r. 1938	"	5	"	10066 "
" " 1939	"	3	"	29988 "
" " 1940	"	4	"	53293 "
" " 1941	"	6	"	66391 "
" " 1942	"	10	"	82751 "
" " 1943	"	11	"	88074 "
" " 1944	"	12	"	66120 "
" " 1945	"	7	"	17200 "
" " 1946	"	9	"	24831 "
" " 1947	"	7	"	43484 "

Rekord został ustalony w r. 1941, gdy jednym urządzeniem uwiercono w ciągu tego roku 25500 m.

Czas wiercenia do 1500 m wynosi od dwóch tygodni do 1 miesiąca. Każde urządzenie posiada dwie wieże, czas przenoszenia urządzeń z miejsca na miejsce oraz demontaż i montaż trwa 4 dni (32 godzin roboczych), przy czym nie wykonuje się fundamentów betonowych, tylko drewniane.

Laboratorium geologiczne jest bardzo dobrze wyposażone: aparaty do pomiarów porowatości, lampy kwarcowe z ekranem Wooda itp.

Firma jak i Ministerstwo zwróciły się do nas z prośbą o wydelegowanie polskich specjalistów, którzy po przebadaniu warunków geologicznych i produkcyjnych, mogliby spakować produkcję na Węgrzech zarządzić względnie wskazać inny, lepszy sposób produkcji.

Tak bardzo potrzebny nam do wiercen bentonit, względnie akważel, którego nadszedł z USA na próżno oczekujemy, jest produkowany na Węgrzech i to przez trzy firmy:

Várszeli és frits, Sarospatak,

Magyar Kaolin művek rt, Budapest,

Altalanos Ipari kft, Budapest

we formie zmielonej, aktywowany 4% sodą amoniakalną, w opakowaniu po 50 kg, cena loco wagon ok. 100 do 140 florintów.

Poza tym huta Manfred Weiss w Budapeszcie wykonuje zawory na wysokie ciśnienie, głowice i uchwyty rurkowe oraz — co najważniejsze — rury i żerdzie rotary, przy produkcji 1200 t miesięcznie. Do połowy r. 1949 produkcja ta idzie w ramach reparacji wojennych do ZSRR, lecz dyrekcja może w przeciągu miesiąca wykonać nam spęczenie i przetoczenie gwintów dla 5000 m żerdzi, które by polskie huty w stanie surowym przysłały. Poza tym nadzinyer huty Duńczyk Knut Hansen chętnie przyjechał by do Polski (gdzie przed wojną w hutach pracował), ażeby zbudować w Polsce takie urządzenia.

Inż. Z. Onyszkiewicz

Niebezpieczeństwo zatrucia przy przeróbce siarkowej ropy perskiej

Niektóre nasze rafinerie przerabiają ropę perską, zawierającą siarkę. Ropa ta wydziela siarkowodor, gaz trujący.

Obecność siarkowodoru łatwo daje się zauważyć po charakterystycznym zapachu nieświeżych jaj. Już przy nieznanym zanieczyszczeniu powietrza siarkowodorem, wywołuje on zapalenie dróg oddechowych oraz oczu. Przy większym zagęszczeniu może wywołać zatrucie, utratę przytomności a nawet śmierć. Zaznacza się, że zagęszczenie (koncentracja) siarkowodoru w powietrzu, już w granicach od 0,05% do 0,1% może spowodować śmierć.

Siarkowodor jest gazem cięższym od powietrza, ciężar właściwy jego wynosi około 1,2 w odniesieniu do powietrza. Dlatego trzymaj się nisko ziemi i w zapadlinach, szczególnie przy cichej pogodzie bez wiatru, gdy nie może być od razu wymieszany z powietrzem. Charakterystyczne w tym wypadku jest to, że człowiek, oddychający w górnych, czystych warstwach powietrza, nie ulega zatruciu, pies zaś lub inny mały czworonóg oddychając w dolnych warstwach powietrza, zanieczyszczonych siarkowodorem, ulega zatruciu.

W rafineriach należy zwracać uwagę by wszelkie manipulacje ropą siarkową odbywały się w warunkach najwyższej szczelności urządzeń.

Zbiorniki magazynowe, mierniki oraz ropociągi powinny być szczelne. Pomiary ropy w zbiornikach winny być zmechanizowane i dokonywane za pomocą pływaków lub innych urządzeń, a nie za pomocą ręcznej łaty.

Szczególną należy zwracać uwagę przy napełnianiu i opróżnianiu cystern.

Robotnicy zatrudnieni przy nalewakach, o ile gdziekolwiek mają do czynienia z gazami ropy siarkowej, powinni być zaopatrzeni w specjalne maski przeciwgazowe. Należy ich pouczyć, jak mają się maskami posługiwać i w nich pracować.

Odpowiednimi osłonami będą również respiratory z zaskiskami nosowymi i ustnikami bez zasłaniania twarzy. W tym wypadku należy zakładać szczelnie przylegające okulary.

Wszelkie pomieszczenia, do których mogłyby się dostać pary siarkowodoru, muszą posiadać mechaniczną wentylację.

Obsługa ambulatorium w rafinerii winna być wyposażona w urządzenia ratunkowe dla niesienia pierwszej pomocy w razie zatrucia siarkowodorem. W miejscach pracy należy umieścić odpowiednie napisy ostrzegawcze i instrukcje.

St. B.

Nakładem Centralnego Zarządu Przemysłu 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. Józefa Czaplicka

Red. Nacz.: Inż. Józef Wojnar

Red. Techn. Inż. Bronisław Fleszar

M-47697

OD REDAKCJI

HONORARIA AUTORSKIE wypłaca Redakcja za wszelkie prace, artykuły, referaty, komunikaty i sprawozdania, o ile zostaną uznane za nadające się do druku. Wysokość honorarium wynosi od 750—1500 zł za jedną stronę druku.

REKOPISY przeznaczone dla „Nafty“ przyjmuje Redakcja bez żadnych ograniczeń. Jeżeli się je sporządza specjalnie dla miesięcznika, to należy je pisać wyraźnie, możliwie na maszynie, na jednej stronie zwykłego arkusza papieru. Rękopisów Redakcja nie zwraca.

RYSUNKI techniczne dla „Nafty“ sporządza zasadniczo sama Redakcja. Należy tylko przelać potrzebny materiał. Mogą to być odręczne szkice z wymiarami, albo też odbitki światłoczułe. Jeżeli mają one być przeznaczone do druku bez potrzeby przerysowania — to winny być wykonane czarnym tuszem na kalce lub na białym papierze rysunkowym, opisane tylko zwyczajnym ołówkiem, a nie tuszem.

PRACE ORYGINALNE, REFERATY I ARTYKUŁY winny obejmować wraz z rysunkami 3—4 strony druku (1 strona druku obejmuje około 5 000 liter). Tematy obszerniejsze należy dzielić, o ile możliwości, na dwa lub więcej artykułów mniejszych rozmiarów.

Na końcu każdego artykułu należy umieścić krótkie zestawienie treści w języku polskim, oraz o ile możliwości także tytuły i treść w języku angielskim i rosyjskim.

KRÓTKIE KOMUNIKATY I SPRAWOZDANIA, odzwierciedlające życie przemysłu naftowego, Redakcja chętnie przyjmuje.

PRZEDRUK dozwolony z podaniem źródła.

POJEDYNCZE EGZEMPLARZE „NAFTY“ można nabywać: w Krośnie w Instytucie Naftowym ul. Lewakowskiego 18 tel. 19 i w „Księgarni Dobrowolskiego“ ul. Sienkiewicza 6; w Krakowie w Instytucie Naftowym przy ul. Łobzowskiej 49 tel. 506-66 i w Księgarni „Stefan Kamiński“, ul. Floriańska 13; w Warszawie w „Nowej Księgarni Technicznej“ przy ul. Poznańskiej 12.

Redakcja i administracja: Krosno, ul. Lewakowskiego 18, tel. 19
Kraków, ul. Łobzowska 49, tel. 506-66

Prenumerata wynosi:

dla pracowników naftowych, uczelni, bibliotek i muzeów:
półrocznie 750 zł
pojedynczy numer 150 „

dla innych:

półrocznie 1000 zł
pojedynczy numer 200 „

Ceny ogłoszeń: Cała strona 20 000 zł, pół strony 10 000 zł, ćwierć strony 5 000 zł
Rachunek bieżący: PKO Nr IV—907 w Krakowie

Wykonano: Drukarnia Narodowa, Kraków

Wydawnictwa Instytutu Naftowego



Cena zł

„Nafta”, miesięcznik poświęcony nauce, technice, statystyce oraz organizacji w przemyśle naftowym	
Rocznik I, Nr 1—7, 1945 (Nr 1—5 wyczerpane). Zeszyt	200
Rocznik II, Nr 1—12, 1946 (Nr 1—2 wyczerpane). Zeszyt	200
Rocznik III, Nr 1—12, 1947. Zeszyt	200
Rocznik IV, Nr 1—11, 1948. Zeszyt	200
Statystyka Naftowa za lata 1930—1939 i 1939—1944. Rejony naftowe: Gorlice, Jasto, Krosno i Sanok, 1945	100
Instrukcja dla przeprowadzenia pomiarów i oddawania do stałej eksploatacji otworów nowodowierconych, 1945	50
Inż. H. Górka: Możliwości wydobywania ropy metodą górnictw w Polsce, 1945	100
Konferencja Techniczna Przemysłu Naftowego w Krośnie w dniu 15 i 16 października 1945 r. Referaty i dyskusje	200
Inż. W. Chyliński: Zagadnienia paliw przeciwstukowych w silnikach, 1945	100
Dr Inż. E. Neyman-Pilat: Rozpuszczalność cieczy w gazach jako podstawa dla zwiększenia produkcji lekkich frakcji ropy naftowej, 1946	150
Dr H. Świdziński: Gazy ziemne w Bieśniku, 1946	60
Inż. J. Wojnar: Słownik naftowy, część I rosyjsko-polska i część II polsko-rosyjska, 1946	300
Płynny gaz, wskazówki dla kierowców pojazdów mechanicznych, 1946	50
Inż. Z. Ziolkowski: Gaz płynny, jego własności i zastosowanie, 1946	200
A. Mikucki: Wskazówki dla obsługujących urządzenia dla nagazowania złoża, 1946	200
Inż. T. Reguła: Odbudowa górnictwa złóż ropnych, 1946	200
Inż. Z. Ziolkowski: Selektywna ekstrakcja furfurolem destylatów z rop parafinowych, 1946	70
Dr A. Tokarski: Zachodnia część fałdu Mrukowej oraz możliwości ropne Pielgrzymki i Folusza, 1946	120
Eksploatacja złóż ropy i gazu, podręcznik dla majstrów i techników produkcji, pod red. Inż. H. Górki, 1946	800
Inż. Z. Obuchowicz: Kopalnie nafty i gazów ziemnych, Roztoki-Sądkowa, 1946	300
Inż. H. Górka: Kopalnie nafty i gazów ziemnych, Potok, 1946	400
Inż. B. Fleszar: Polski Przemysł Naftowy 1926—1945, 1946	300
G. I. Kelly: Tajemnica niemieckiej produkcji smarów syntetycznych, 1947	100
Inż. J. Wojnar: Sprawozdania z działalności Instytutu Naftowego 1945—1946	200
Inż. A. Jellonek: Możliwości poszukiwań złóż ropy przy pomocy prądów dużej częstotliwości, 1947	90
Dr H. Teisseyre: Budowa geologiczna, okolice Węglówki, 1947	200
Mgr H. Kozikowski: Zarys budowy geologicznej płaszczowiny magurskiej w okolicy Męciny Wielkiej koło Gorlic i jej stosunek do przedpola, 1947	150
T. A. Kisielew: Współczesne metody przeróbki ropy naftowej, 1947	600
Dr Inż. U. Nehse: Zwalczanie osadów parafiny w odwiertach naftowych, 1947	300
Inż. M. Konecki: Geochemiczne metody poszukiwań naftowych, 1948	120
Inż. W. Kulczycki: Analityczne podstawy pewnego zagadnienia podziemnej naftowej hydrauliki, 1948	70
Inż. B. Kasiński: Nowoczesny olej samochodowy, 1948	80
Mgr J. Hempel: Nowy obszar gazowy w Szalowej-Bieśniku koło Gorlic, 1948	100
Inż. W. Kulczycki: Marietta i Water-Flooding, 1948	80
Inż. K. Kachlik: Kraking katalityczny, 1948	100
Inż. J. Wojnar: Plan techniczny	50
Inż. H. Górka: Sprawozdanie z działalności Instytutu Naftowego w 1947 r., 1948	100
Inż. A. Kisłow: Przybliżona metoda obliczeń refrakcyjnych, 1948	70
Inż. J. Wójcik: Płuczka do wiercenia rotary, 1948	250
St. Krimmer: Urządzenia do uruchamiania i zatrzymywania pomp wstępnych, 1948	75
Inż. R. Glaser: Analizy typowych rop polskich ze szczególnym uwzględnieniem zawartych w nich części olejowych, 1948	75
Dr Inż. A. Sałustowicz: Wytrzymałość skal na ścianach otworów wiertniczych, 1948	150
Inż. Z. Ziolkowski: Racjonalizacja urządzeń kompresyjnych, 1948	150
Dr J. Wdowiarski: Wyniki wierceń poszukiwawczych w Foluszu k. Gorlic, 1948	75
Inż. J. Ostaszewski i Inż. A. Waliduda: Palniki na gaz ziemny w gospodarstwie domowym, 1948	350
Inż. S. Niementowski: Stosowanie propanu do odasfaltowania i odparafinowania w polskim przemyśle naftowym, 1948	175