

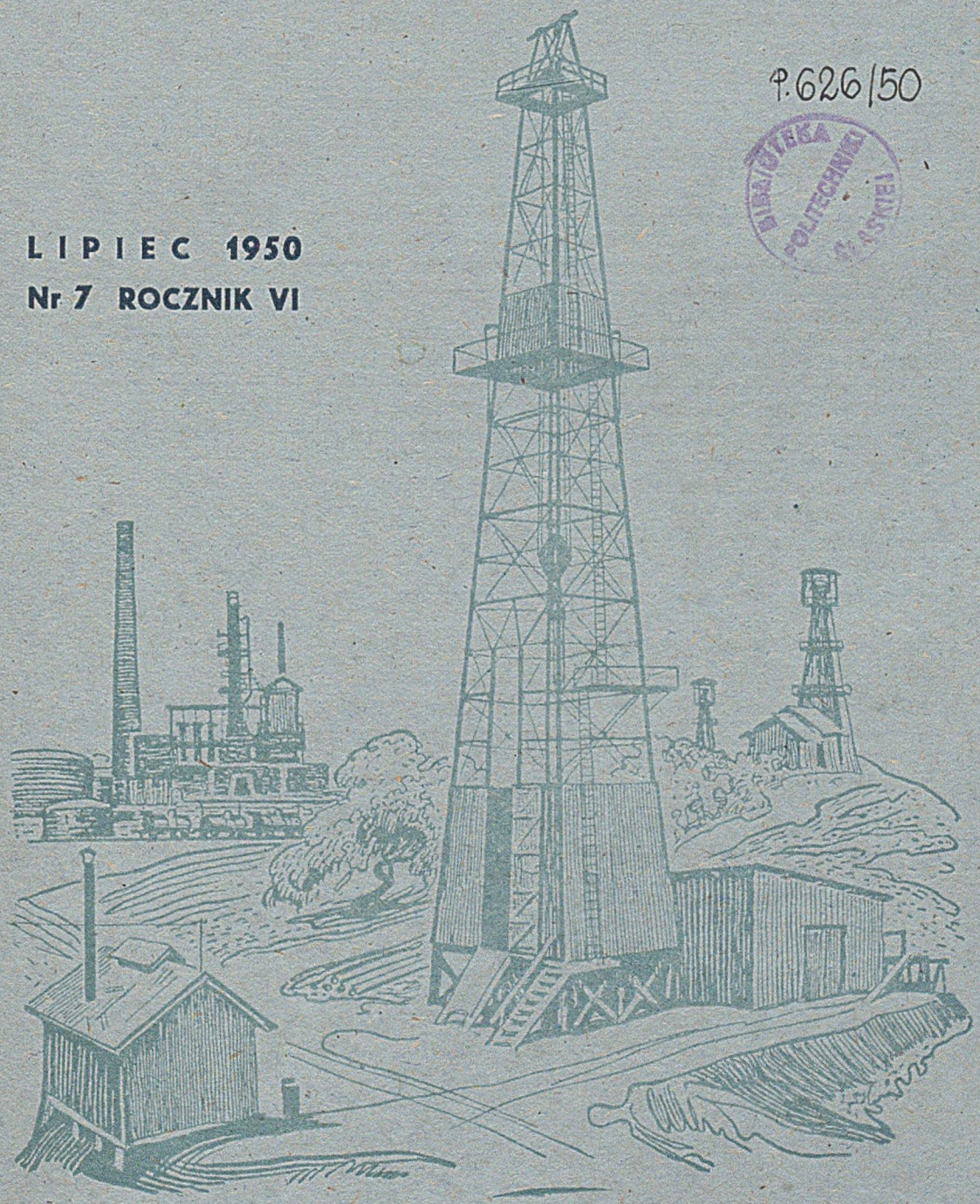
2505 / 10
DN.

NAFTA

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

LIPIEC 1950
Nr 7 ROCZNIK VI

P.626/50



T R E Ś Ć :

	Strona
1. Przemysł naftowy w 6-tą rocznicę Wyzwolenia Narodowego	177
2. Prof. Dr Walery Goetel: Rozwój nauk o ziemi w Polsce Ludowej	178
3. Jerzy Czernikowski: Klasyfikacja złóż ropnych	181
4. Mgr. Inż. Bronisław Fleszar: Technika fotograficzna w poszukiwaniach i w wier- nictwie naftowym	184
5. Mgr. Inż. Michał Gawliński: Wahanie ciśnienia hydrostatycznego podczas wy- dobycia przewodu z otworu wiertniczego	188
6. Mgr. Inż. Aleksander Kahl: Osiągnięcia polskiego przemysłu gazolinowego w la- tach powojennych i zamierzenia w planie 6-letnim	192
7. Mgr. Inż. Zdzisław Wilk: Prawo Ohma dla gazociągów	197
8. Mgr. Inż. Kazimierz Kachlik: Straty naturalne produktów naftowych	198
9. Mgr. Stefan Laskowski: Zasady planowania socjalistycznego	202
10. Przegląd zagraniczny	203
11. Kronika	205
12. Bibliografia naftowa	207

„Нефть“ № 7. Июль 1950. Нефтяной Институт, Польша, Краков, Лобзовская 49

O G Ł A W L E N I E :

	Стр.
1. Нефтяная промышленность в 6-ую годовщину Народного Освобождения	177
2. Проф. Др В. Гетель: Развитие наук о земле в Демократической Польше	178
3. Й. Черниковски: Классификация нефтяных залежей	181
4. Мгр. Инж. Б. Флешар: Фотографическая техника в нефтяных разведках и бурении	184
5. Мгр. Инж. М. Гавлински: Колебания гидростатического давления во вре- мя извлечения бурового провoda из скважины	188
6. Мгр. Инж. А. Каль: Успехи польской газolinовой промышленности в по- военных годах и её намерения в шестилетнем плане	192
7. Мгр. Инж. З. Вильк: Закон Ома в применении к расходу газа в трубопроводах	197
8. Мгр. Инж. К. Кachlik: Естественные потери нефтепродуктов	198
9. Мгр. С. Ляковски: Принципы социалистического планирования	202
10. Иностранная хроника	203
11. Хроника	205
12. Нефтяная библиография	207

„Petroleum“ Nr 7. July 1950. Petroleum Institute Poland, Kraków, Lobzowska 49

C O N T E N T S :

	Page
1. Six-Years-Jubilee of the Independance Day in Polish Petroleum Industry	177
2. Walery Goetel, Dr. Phil.: The Development of the Science of Earth in Demo- cratic Poland	178
3. Jerzy Czernikowski: The Classification of Oil Deposits	181
4. Bronisław Fleszar, M. sc.: Photography's Technique in Petroleum Exploration and Drilling	184
5. Michał Gawliński, M. sc.: Changes in Hydrostatic Pressure due to Withdrawing Drill Pipe from the Hole	188
6. Aleksander Kahl, M. sc.: Achievements in Post War Period and Projects for the Six-Years Plan of the Polish Natural Gasoline Industry	192
7. Zdzisław Wilk, M. sc.: Ohm's Law for Gas Flow in Pipe Lines	197
8. Kazimierz Kachlik, M. sc.: The Natural Wastes of Petroleum Products	198
9. Stefan Laskowski, B. sc.: The Principles of Socialistic Planning	2
10. Foreign Review	203
11. Current News	205
12. Bibliography of Petroleum	207



NAFTA

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

WYDAWCA: GŁÓWNY INSTYTUT NAFTOWY

Rok VI

Lipiec 1950 r.

Nr 7

Przemysł naftowy w 6-tą rocznicę Wyzwolenia Narodowego

Sześć lat minęło od rozpoczęcia zwycięskiego marszu Armii Polskiej i Czerwonej. Sześć lat mija od utworzenia KPWN, który rzucił hasło wyzwolenia narodowego i odbudowy gospodarczej Polski Ludowej.

Hasła te zostały z entuzjazmem podjęte przez naftowców w przemyśle naftowym. Już w chwili ogłoszenia Manifestu Lipcowego część kopalń naftowych była uwolniona od najeźdźcy hitlerowskiego. Tuż za linią frontu, robotnik, inżynier i technik podjęli nieustępliwą walkę dla odbudowy zrujnowanego przemysłu naftowego — zdevastowanych urządzeń wiertniczych i eksploatacyjnych. W samych początkach uruchomienia przemysłu został utworzony Instytut Naftowy, jako pierwsza w Polsce Ludowej instytucja naukowo-badawcza, której głównym zadaniem było wprowadzenie zasad racjonalnej gospodarki złożami naftowymi.

Rzucone hasło współzawodnictwa pracy, hasło racjonalizacji w przemyśle, wprężenie do rydwanu wynalazczości i usprawnień całych rzesz pracowników fizycznych, przyniosło w rezultacie przedterminowe wykonanie planu 3-letniego, planu odbudowy w przemyśle naftowym.

W krótkim tym okresie przemysł naftowy dokonał rzeczy zdawało się nieosiągalnej. Nie tylko został zatrzymany naturalny spadek produkcji ropy, ale wydobywanie ropy naftowej wzrastało konsekwentnie z roku na rok, jako wynik twardej i mozolnej pracy robotników i techników. Dzięki zastosowaniu metody nągowania złóż i torpedowania osiągnęliśmy nie notowaną nigdzie na świecie wyższą produkcję o około 10%. Rafinerie ropy zostały nie tylko odbudowane ale i znacznie rozbudowane i unowocześnione.

Dzisiaj z dumą możemy spojrzeć wstecz na miniony sześćioletni okres naszej pracy, na jej wyniki, które gwarantują nam zwycięski marsz na odcinku przemysłu naftowego w 6-letnim planie budowy gospodarczej Polski, budowy socjalizmu, budowy pokoju.

Święto Państwowe w 6-tą rocznicę Wyzwolenia Narodowego powitał świat pracy w przemyśle naftowym z entuzjazmem. Dla jego uczczenia podjął i wykonał szereg zobowiązań.

Pracownicy Głównego Instytutu Naftowego z okazji 6-tej rocznicy PKWN uchwalili i wykonali zobowiązanie przepracowania przy budowie nowego gmachu Instytutu po 8 godzin na pracownika. Ponadto poszczególni pracownicy wykonali indywidualnie przedterminowe prace w zakresie naukowych referatów, dokumentacji, sprawozdawczości, inwestycji, prac warsztatowych i in.

Wierceni poszukiwawcze uruchomiły w terminie do dn. 22. VII. br. kopalnię poszukiwawczą na Sekcji Zachód.

W Krośn. Kopalnictwie Naftowym Sekcja Równe wykonała plan wiertniczy w 115%, zaś plan wydobywania ropy naftowej w 104%, tj. z nadwyżką 46 ton. Sekcja Krościenko zmontowała żuraw Trauzl do pogłębiania odwiertów w terminie do 22. VII. zamiast do 31 lipca br. według planu. Sekcja Roztoki zobowiązała się wyprodukować dodatkowo 7368 kg gazołiny oraz 12,5 tony ropy naftowej.

W rafineriach ropy uruchomiono przedterminowo instalację do regeneracji krezolu, zobowiązano się zbudować 1000-tonowy zbiornik w ciągu 6300 zamiast 7700 rob./godz., wykonać w terminach skróconych fundamenty pod zbiorniki i odnowienie zbiorników.

To są tylko przykłady z wielu licznych wykonanych z entuzjazmem zobowiązań lipcowych, świadczące o zrozumieniu przez naftowców doniosłego historycznego aktu Manifestu Lipcowego PKWN, utrwalające nas w przekonaniu, że nowy wielki 6-letni plan rozwoju przemysłu naftowego będzie z pewnością zrealizowany.

Polski robotnik, inżynier i technik budują pokój

22. VII. 1944 — 22. VII. 1950

ju, musimy kontynuować i rozszerzać odpowiednie badania, głównie sporządzając podstawową mapę geologiczną Polski i wyznaczając głębokie wiercenia poszukiwawcze. Nieliczne wiercenia, prowadzone w okresie międzywojennym, nie były dostatecznie wykorzystane dla celów badawczych. W dokładnym poznaniu budowy geologicznej kraju muszą w szerokim zakresie współpracować z geologią zaniedbane dotychczas dziedziny badań, jak geofizyka i geochemia.

Dalsze możliwości znalezienia nowych złóż zarysowują się na tle krótkiego, krytycznego przeglądu głównych surowców mineralnych Polski.

W dziale węgla kamiennego okazuje się, że geologiczna znajomość głównych naszych zagłębi węglowych jest niedostateczna. Bieżące badania, prowadzone w AGH, PIG i Gł. Instytucie Górniczym, wskazują na możliwość znalezienia wartościowych nowych pokładów węgla koksujących. Stała geologiczna obsługa istniejących kopalń przyniesie olbrzymie oszczędności i usprawnienia eksploatacji. Nie wolno zapominać również o możliwości występowania węgla kamiennego w innych rejonach kraju (przedwojenne odkrycia węgla kamiennego w okolicach nadbużańskich przez geologów PIG).

Węgiel brunatny — wymaga opracowania geologicznego i górniczego. Należy wykorzystać go szczególnie w okolicach odległych od zagłębia węgla kamiennego, w kopalniach istniejących — usunąć trudności techniczne. Sprawa węgla brunatnego jest zagadnieniem ważnym, gdyż obok wartości opałowych jest on bezcennym produktem wyjściowym dla rozległego przemysłu chemicznego.

Odłogiem leżała dotychczas geologiczna znajomość złóż torfów. Przemysł torfowy ma u nas duże widoki rozwoju.

Rudy żelazne — z racji swej niskoprocenowości niedoceniane u nas wymagają szczegółowego geologicznego opracowania. Niskoprocenowe rudy żelaza będzie można wzbogacać. Zachęcające w tym kierunku badania prowadzi wraz z współpracownikami prof. AGH dr inż. W. Budryk.

Rudy cynkowo-ołowiane są podstawą poważnego eksportu. Złoża ich wymagają stałej opieki geologicznej nad racjonalną eksploatacją. Istnieją możliwości znalezienia nowych pokładów na terenach przyległych do istniejących złóż. Konieczne jest opracowanie metod przeróbki uboższych rud cynku.

W dziedzinie metali kolorowych należy opracować geologicznie tereny występowania odpowiednich rud; w szczególności dotyczy to rud miedzi i niklu.

Prowadzi się obecnie intensywne badania w dziale aluminium i magnezu. Rolą geologów winna być współpraca z górnikami i hutnikami w kierunku wyszukania najodpowiedniejszych surowców.

Prace nad poszukiwaniami ropy naftowej i gazów ziemnych należy zreorganizować, a przede wszystkim włączyć je do jednolitej organizacji badań geologicznych — poszukiwawczych. Konieczna jest tu współpraca wiertników z geo-

logami oraz innymi specjalistami (przykład — współpraca AGH z Instytutem Naftowym). Poszukiwania muszą być prowadzone niezależnie od produkcji syntetycznych paliw płynnych.

W dziale soli na pierwszy plan wysuwają się prace geofizyczne na wale kujawskim, gdzie m. i. stwierdzono obecność soli potasowych.

Wielka różnorodność i ilość surowców kamiennych i ceramicznych wymaga szczegółowego opracowania. W tej dziedzinie szczególnie daje się odczuć brak kadr. Widoki rozwojowe przed naszym przemysłem kamiennym, materiałów budowlanych naturalnych, cementowych, ceramiką czerwoną i szlachetną są duże, prawie nieograniczone.

Źródła mineralne — są poważnym bogactwem naszego kraju. Konieczne są badania i poszukiwania nowych źródeł ze względu na ogromną akcję wczasów leczniczych i korzystanie ze źródeł mineralnych przez szeroki świat pracy. Należy więc i na tym odcinku wzmacniać prace geologiczne.

Ważnym zagadnieniem jest sprawa wody, szczególnie w ośrodkach przemysłowych i wielkich skupieniach miejskich oraz na wielkich nieraz polaciach kraju ubogich w wodę, gdzie ludność wiejska cierpi na dotkliwy jej brak. Konieczne są w tej dziedzinie badania geologiczne, bez których rozwój całych gałęzi przemysłu i budownictwa może być udaremniony.

Ten krótki przegląd głównych naszych surowców mineralnych wskazuje, jak wielkie jest pole pracy dla geologa w Polsce, wskazuje na konieczność rozbudowy wszystkich kierunków nauk geologicznych.

Z całości referatu wynika, iż głównymi zadaniami stojącymi przed geologią polską na najbliższe lata są zadania praktyczne a przede wszystkim zagadnienia poszukiwań i racjonalnej eksploatacji surowców mineralnych oraz zagadnienia geologii technicznej. Dokoła tych zagadnień muszą się skupić wysiłki szczuplej garstki naszych geologów. Nie należy przy tym jednak zaniedbywać zagadnień teoretycznych, gdyż szczególnie w naukach o ziemi może to doprowadzić do ciężkich błędów, których wynikiem będą olbrzymie straty materialne. Aby zadaniami tym podołać, należy przede wszystkim podzielić racjonalnie zadania dla poszczególnych geologów. Łączy się to ściśle ze sprawą planowania w nauce. W związku z tym konieczne jest ustalenie norm mających obowiązywać geologów i ich personal pomocniczy, szczególnie przy pracach terenowych.

Ważna dla geologii jest pomoc ze strony najbliższych jej nauk o ziemi. W organizacji przygotowującego się obecnie Pierwszego Kongresu Nauki Polskiej jedną z głównych sekcji kongresowych jest oryginalna pod względem struktury Sekcja Nauk o Ziemi, w skład której wchodzi podsekcje geologii, surowców mineralnych, górnictwa, geofizyki, geodezji i geografii. Takie ostateczne ustalenie całości Sekcji Nauk o Ziemi jest słuszne i odpowiada zadaniam, jakie stawia państwo przed nauką polską w tym dziale.

Minister Stefan Jędrzychowski¹⁾, rozpatrując zagadnienie pomocy nauki w uprzemysłowieniu kraju, stawia na pierwszym miejscu zbadanie zasobów naturalnych kraju, oraz poszukiwania, głównie rud żelaza, ropy naftowej, gazu ziemnego, rud metali kolorowych, surowców dla nawozów sztucznych, jak soli potasowych, fosforytów itp.

Wynika z tego potrzeba pomocy dla geologii ze strony innych nauk o ziemi, potrzeba, która jest nieodzowna dla wypełnienia najważniejszego postulatu planu sześcioletniego, którym jest uprzemysłowienie kraju.

¹⁾ Stefan Jędrzychowski: „Zadania nauki w planie 6-letnim”. Życie Nauki, Kraków, 1949, tom VII, nr 40—42.

Jerzy Czernikowski
Centr. Zarząd Przem. Naft.

Klasyfikacja złóż ropnych

Streszczenie

Szkic niniejszy wywodzi się z założenia, że dotychczasowa klasyfikacja złóż ropnych z ekonomicznego punktu widzenia jest niewystarczająca. Istnienie złoża ropnego jest określone zespołem pewnych warunków i czynników geologicznych, które powodują zahamowanie migrującej ropy. Wielka liczba najrozmaitszych typów zbiorników ropnych zawdzięcza swoje istnienie rozmaitym kombinacjom takich czynników, które powodują zamknięcie ropy i unieruchomienie jej w danym punkcie skorupy ziemskiej.

Celem tej pracy jest ustalenie i zdefiniowanie tych czynników, opisanie ich działania i współzależności oraz użycie na tej podstawie przybliżonej klasyfikacji, która pozwoli bodaj na powierzchowne przedyskutowanie typów złóż ropnych.

I. Podstawy klasyfikacji

Złoże ropne, w jego najszerszym znaczeniu, jest to porowate medium względnie skała, dostatecznie przepuszczalna, aby pozwolić na przepływ przez nią cieczy. W obecności sprzężonych faz płynnych o rozmaitych gęstościach i lepkości (wiskozie), takich jak woda i węglowodory, przepływ cieczy pozostaje zawsze zarówno pod wpływem ustawicznie działającej siły ciężkości jak i sił kapilarnych. Ciecze zatem, uszeregowane wg gęstości, gdy przepływ ich przez przepuszczalną skałę ulegnie zahamowaniu przez odseparowanie ich przez skałę o niskiej przepuszczalności, tworzą wówczas złoża ropne.

Geologicznie definiując, złoża ropne jest to taki kompleks przepuszczalnych skał, który zawiera nagromadzenia węglowodorów w pewnych określonych warunkach geologicznych, a które zapobiegają rozproszeniu węglowodorów, dzięki siłom grawitacyjnym i kapilarnym.

Wszystkie złoża ropne są zwykle przykryte skałami o niskiej porowatości, a niektóre są nawet całkowicie zamknięte wśród tego rodzaju skał. Z reguły jednak nagromadzenia ropy są podścielone przez wodę. Oczywiście, jak zwykle, reguły mają swoje wyjątki, jakkolwiek nieliczne. Niektóre złoża są przegradzane przez wkładki o słabej przepuszczalności, jak np. potrzaskane łupki wśród poro-

Wykonanie planu 6-letniego zadecyduje o roli naszego państwa na długą przyszłość. W realizacji tego planu nauki o ziemi odgrywają podstawową rolę. Obowiązkiem więc wszystkich pracowników z zakresu nauk o ziemi jest dać największy, celowy i odpowiednio zaplanowany wysiłek dla planu 6-letniego.

Nauki o ziemi stoją dzisiaj na przełomie. Od nas samych, pracowników polskich w dziedzinach nauk o ziemi zależy, czy w przełomie tym odegramy należyta rolę i spełnimy obowiązek ciążyący na nas wobec historii.

watych piaskowców albo częste wolne przestrzenie wśród porowatych stref wapienia.

Mimo te warunki, kontakt wody z ropą zajmuje normalny poziom, co wskazuje, że przepuszczalność była dostateczna, aby doprowadzić do wyrównania układu do stanu równowagi w złożu (wody i bitumów) w ciągu geologicznego czasu. Nie jest to jednak ścisła reguła, a przyjmowanie kontaktów woda — ropa dla stref produktywnych w złożach porowatych, przegradzanych cienkimi wkładkami, musi być czynione ostrożnie i z zastrzeżeniami, w toku bieżących obserwacji kontaktów z wodą, w każdym poziomie produktywnym danej strefy.

Z małymi wyjątkami, złoża ropne mieszczą się w porowatych skałach osadowych, zasadniczo w piaskowcach i wapieniach, a niekiedy w skałach magmowych i metamorficznych.

Charakterystyka warunków porowatości, panujących w skałach piaskowcowych i wapiennych, jest omówiona poniżej.

Złoża piaskowcowe jako zbiorniki ropne

Porowatość i przepuszczalność w klastycznych osadach piaskowcowych pozostaje w związku z ich fragmentaryczną teksturą. Wolna przestrzeń złoża piaskowcowego zależy:

- 1) od wielkości ziarna,
- 2) od rozsortowania,
- 3) od zagęszczenia ziarna,
- 4) od zanieczyszczenia przez drobny materiał, zwykle koloidalny, jak np. ility osadzone między ziarnami piasku,
- 5) od stopnia scementowania, które może wahać się od 0—100% przy porowatości odwrotnie proporcjonalnej; całkowicie scementowane piaskowce mogą być porowate na skutek strzaskania.

Rozległe masy piasków o wielkim zasięgu regionalnym są zwykle dobrze warstwowane, przy czym ich porowatość i przepuszczalność jest zwykle kierowana przez warstwowanie. Soczewkowate złoża piaskowcowe na wybrzeżach i w ławicach położo-

nych w głąb morza, są sortowane przez pracę fal, przy czym porowatość i przepuszczalność przebiega w nich równoległe do linii brzegowej.

Odbija się to całkiem wyraźnie na obszarach produkcyjnych, gdzie czerpie się ropę właśnie z takich piasków, złożonych w minionych epokach geologicznych. Wiele złóż piaskowcowych okazuje horyzontalne i pionowe stopniowanie w porowatości, zgodnie z występowaniem łupków i itów, jako wynik częściowego scementowania. Te zmiany mogą jedynie zredukować objętość wolnej przestrzeni, albo mogą być wystarczające, aby spowodować istnienie przeszkód w ramach złoża, ograniczających ruch zawartości złoża.

Skały wapienne jako zbiorniki ropne

Jakkolwiek poprzedni typ zbiorników piaskowcowych jest najbardziej charakterystyczny dla polskich złóż naftowych na obszarze Karpat, jednak zainteresowanie ewentualnymi złożami bitumów na Niżu Polskim zmusza nas do skierowania uwagi na możliwości istnienia zbiorników ropnych w skałach także innych typów petrograficznych.

Termin „wapień” odnosi się do wapienia i do dolomitu, a w wyjątkowym wypadku używa się terminów takich, jak wapień kalcytowy i wapień dolomityczny. Złoża wapienia tworzą się prawdopodobnie w kilka rozmaitych sposobów:

1. Nagromadzenie części szkieletowych i ochronnych organizmów morskich, żyjących w morzach płytkich i lagunach:

- a) powstają rafa złożone głównie z kolonii organizmów żywych, takich jak gąbki, korale, krynoidy, bryozoa i wapienne algi;
- b) brekcje otwornicowe, algowe i skorupowe, reprezentujące nagromadzenia większych otwornic, jak orbitoidy, gastropoda, ramienionogi, fuzoliny, numulity, małże i ślimaki.

Skały te są na miejscu stratyfikowane działaniem fal morskich i uważamy je za skały klastyczne.

2. Segregacja pod wpływem działania bakterii morskich, w morzach płytkich.

3. Osady powstałe na skutek działania procesów nieorganicznych w morzach płytkich. Grupa (2) i (3) tworzy mniej lub więcej zbite homogeniczne wapień oraz porowate wapień oolityczne.

4. Osady powstałe pod wpływem czynników fizycznych, tj. osady wapienne, klastyczne.

5. Wymiana podstawowa wapnia i magnezu, która jest podstawową dla powstawania morskich wapieni dolomitycznych i dolomitu. Jeden typ takiej skały występuje nawet w Karpatach. Proces ten nie jest jeszcze całkowicie zrozumiały. Według ostatnich danych, węglan wapniowo-magnezowy rzadko występuje w przyrodzie i większość dolomitów jest prawdopodobnie utworzona przez zastąpienie wapienia w obecności roztworu magnezowego w okresie działania na tworzącą się i twardniejącą skałę wapienia.

6. Chemiczna przemiana pozostałego koncentratu anhidrytu na szczyście złóż solnych — wapień, wolna siarka i jej związki, tworzą się przez reakcję z CO_2 doprowadzonym przez wody powierzchniowe i pod działaniem bakteryjnym.

W odniesieniu do pierwotnej tekstury w okresie

osadzania i twardnienia tych sedymentów, można wyróżnić kilka rodzajów „pierwotnej porowatości”. Termin ten jest bezpośrednio przetłumaczony z terminologii zagranicznej i użyto go ze względu na brak odpowiedniego słownictwa polskiego. A więc wyróżniamy tu:

Międzyziarnista względnie międzykrystaliczna porowatość spowodowana jest przez ogólną teksturę krystaliczną na drodze złączenia w skałę wapienną kryształów względnie ziarn. Najdrobniejsze stopnie tej tekstury są z pozoru amorfijne dla nieuzbrojonego oka, zaś okazy grubsze wydają się ziarniste. Obecność porowatości nie jest konieczna, a przepuszczalność bardzo niska. Nawet gdy porowatość jest makroskopowa i wykazuje obecność ropy, formacja może się nie nadawać do eksploatacji.

Niektóre silnie zdolomityzowane wapień, zbliżone do czystego dolomitu, mają dostatecznie wysoką międzyziarnową porowatość, aby utworzyć korzystne zbiorniki ropne. Mają one zwykle wygląd „cukrowaty”, a ich porowatość nosi często w literaturze nazwę sacharoidalnej. Utworzeniu się tej skały towarzyszy skurcz objętościowy o wartości ok. 12,3%, jako wyraz zmian chemicznych przy przemianie wapienia w dolomit (dolomityzacja).

Dobre warunki porowatości możemy znaleźć w wapieniach klastycznych. Ten typ porowatości jest wyższego stopnia aniżeli porowatość krystalicznych wapieni. Jednak ziarna mogą ulec zwiększeniu przez wtórne osadzenie się na nich kalcytu, które znacznie zredukuje porowatość i wolną przestrzeń zbiornika.

Porowatość i przepuszczalność wapieni oolitycznych jest bardzo dogodna dla warunków, jakie mają spełnić zbiorniki ropne, pod warunkiem, że wolne przestrzenie między oolitami nie są scementowane, albo tylko częściowo są wypełnione materiałem cementującym.

Porowatość i przepuszczalność wapienia o teksturze szkieletowej jest odpowiednia na powstanie zbiorników ropnych pod warunkiem, że nie są one scementowane.

Wielka grupa zbiorników ropnych w skałach wapiennych zawdzięcza swoje dogodne warunki porowatości i przepuszczalności wtórnemu rozpuszczeniu pod działaniem krążących wód, po procesie diagenetyzacji skały. Proces ten jest natury chemicznej, a organiczne kwasy powstałe pod wpływem bakterii odgrywają tu wielką rolę.

Wiadomo, że wody gruntowe osiagają wielką głębokość poniżej ich poziomu powierzchniowego i tu działają bardzo intensywnie w obrębie skał wapiennych, tworząc obszerne jaskinie.

Rdzenie ze zbiorników wapiennych wykazują podobne cechy porowatości, określane jako gąbczaste itp. Najwyższa porowatość wapieni, jako zbiorników ropnych, występuje w wapieniach rafowych. Rdzenie z takiej formacji wykazują całkowitą strukturę skamieniałości w postaci negatywu po procesie wylugowania. Ponadto obecność większych przestrzeni pustych w skałach tego typu zdradza się nagłym zapadaniem narzędzi podczas procesu wiercenia.

Niezgodności zwyczajne i niezgodności kątowe są w niektórych wypadkach związane w skałe wa-

piennej ze strefami rozpuszczania. Niekoniecznie jednak trzeba łączyć porowatość powstałą z rozpuszczania z niezgodnościami. Wody gruntowe przenikają znacznie poniżej poziomu swej powierzchni szczelinami wszelkiego rodzaju, albo wzdłuż przepuszczalnych wkładek piasków, które się często trafiają przy dużej porowatości wapienia.

Jeżeli chodzi o skały wapienne, najwyższa porowatość powstała na drodze rozpuszczania i została zanotowana w partiach szczytowych struktur antyklinalnych albo wzdłuż regionalnych fleksur, co ma swoją przyczynę prawdopodobnie w nagromadzeniu strzaskai i uskoków wzdłuż tych linii strukturalnych. W końcu trzeba wspomnieć, że strzaskanie i zuskokowanie samo już może spowodować dostateczny stopień porowatości i przepuszczalności, aby stworzyć dogodne warunki powstania zbiornika ropnego.

W szczególności zbiorniki w skrzemionkowanych wapieniach o małej rozpuszczalności wykazują właśnie ten typ porowatości. Przeważnie porowatość i przepuszczalność w zbiornikach wapiennych przedstawia trudny problem operowania w warunkach głębokich. W dodatku do tego zagadnienia o charakterze porowatości skał wapiennych trzeba podkreślić, że zwykle kilka typów porowatości gromadzi się w obrębie jednego zbiornika i że rozmaite porowatości narzuca z konieczności rozmaite sposoby eksploatacji złoża.

Zestawienie skał zbiornikowych

Reasumując dotychczasowe omówienia najpopularniejszych zbiorników ropnych, możemy ustalić w przybliżeniu następującą listę skał jako zbiorników, uszeregowaną mniej więcej zgodnie z częstotliwością występowania w naturze:

1. Piaski, piaski konglomeratowe, żwiry w rozmaitym stanie skupienia; porowatość występuje w nich na skutek fragmentarycznej tekstury:
 - a) czyste piaski itp. — przestrzeń między ziarnami nie zanieczyszczona,
 - b) piaski krzemionkowe — pory częściowo wypełnione przez substancje krzemionkowe,
 - c) piaski żałowane — pory wypełnione przez il,
 - d) piaski lignitowe — pory częściowo wypełnione przez lignit,
 - e) piaski bentonitowe — pory częściowo wypełnione przez popiół wulkaniczny.
2. Piaskowce porowate, wapniste i krzemionkowe, porowate na skutek niedokładnego scementowania.
3. Piaskowce i konglomeraty potrzaskane — porowatość na skutek strzaskania w czasie procesu fałdowania i uskokowania.
4. Detrytyczne wapienie (kalcytowe i dolomityczne) — porowatość występuje na skutek tekstury ułamkowej, zwiększonej drogą procesu rozpuszczania.
5. Wapienie krystaliczne (kalcytowe lub dolomityczne), porowate na skutek rozpuszczania.
6. Gąbczaste wapienie krystaliczne (kalcytowe lub dolomityczne), porowate na skutek silnego rozpuszczania.
7. Wapienie potrzaskane (kalcytowe lub

dolomityczne); porowatość ich stoi w związku ze szczelinami.

8. Dolomity tzw. „cukrowe“ — porowatość „sacharoidalna“ na skutek skurczu objętościowego w ciągu tworzenia się dolomitu z osadów wapiennych.

9. Wapienie oolityczne, porowate na skutek tekstury oolitycznej, z częściowo zacementowanymi przestrzeniami wolnymi.

10. Wapienie krynoidowe, bardzo rzadkie.

11. Czapa porowata na słupie solnym względnie złożu solnym — porowatość na skutek rozpuszczania.

12. Anhydryty, porowate na skutek procesu wylugowania.

13. Łupki potrzaskane, porowate na skutek potrzaskania w ciągu procesu fałdowania.

14. Rogowce potrzaskane, porowate na skutek fałdowania.

15. Brekcje tektoniczne, porowate na drodze niedostatecznego scementowania wzdłuż stref uskoków i nasunięć.

16. Łupki kontaktowe, metamorficzne, porowate na skutek skurczu objętościowego przy procesie termo-metamorfozy.

17. Skały magmowe, porowate albo na skutek przyczyn pierwotnych, jak np. tufity, albo na drodze systemu szczelinowego, jak u bazaltów, lub też wskutek rozkładu.

Zestawieniem skał, które mogą stanowić zbiorniki bitumiczne, zakończylibyśmy opis niezbędnych warunków petrograficznych, a prowadzących do ściślejszej definicji względnie klasyfikacji złóż ropnych, na przesłankach geologicznych.

Od szeregu lat istnieje tendencja wprowadzenia ścisłej definicji i klasyfikacji złóż ropnych, zwłaszcza w krajach o wysoko rozwiniętej eksploatacji bitumów. Zadanie to prawdopodobnie i dziś jeszcze nie zostało zadowalniająco rozwiązane. Liczne typy zbiorników ropnych czy gazowych są wynikiem całego mnóstwa czynników geologicznych i ich kombinacji, a szukanie bazy wyjściowej dla klasyfikacji okazało się czymś bardzo skomplikowanym. We wcześniejszych próbach podziału i klasyfikacji złóż za podstawę wyjściową przyjmowano wyłącznie cechy strukturalne. Późniejsze próby doprowadziły do rozszerzenia tego problemu przez W. B. Wilsona, który wydzielił dwa typy złóż, mających znaczenie gospodarcze, a mianowicie złoża związane ze zjawiskami tektonicznymi i złoża polegające na różnicy porowatości między skałą roponośną a otaczającymi ją skałami. Wilson nie uwzględnił w swojej klasyfikacji czynników takich jak przepuszczalność, oraz nie przeprowadził bliższego powiązania między sobą czynników — petrograficznego, strukturalnego i fizyko-chemicznego. Ścisłsza analiza wyżej wymienionych czynników, przeprowadzona przez S. J. Pirsona, doprowadziła do nowej syntezy klasyfikacji złóż ropnych, przez zwiększenie możliwości kombinacyjnych między poszczególnymi czynnikami geologicznymi. Przesłanki teorii klasyfikacji Pirsona oparte są w pierwszym rzędzie na geologii.

Dzisiejszy materiał, który napływa bez przerwy od lat, jako rezultat doświadczeń wielu geologów kopalnianych, coraz jaśniej podkreśla przewodnią myśl, że aby powstało typowe złożo ropne, potrzeba sprzęgnięcia dwu i więcej grup geologicznych czynników.

Za takie grupy geologiczne uważa się:

1. Stosunki strukturalne.
2. Stopień pofałdowania powierzchni zbiorników ropnych, zmian porowatości i przepuszczalności, grubości warstwy i kombinacja tych czynników.
3. Utratę porowatości i przepuszczalności w zbiorniku w kierunkach bocznych, włączając w to przerwy w porowatości i przepuszczalności z powodu zmian litologicznych, np. piasków na łupki ilaste.
4. Stratygraficzne wyklinowanie skały zbiornikowej.
5. Strukturalne przerwanie skały zbiornikowej, albo przez uskoki albo przez przebicie.

Czynniki (1) obejmują warunki strukturalne i są zawsze obecne; określają one strukturalne położenie warstw w rejonie zbiornika, ale nie odnoszą się do samego złoża, w którym występuje zbiornik ropny. Z drugiej strony czynniki (2) do (5) obejmują warunki w samym zbiorniku ropnym. One określają rozmaite warunki, jakie zaburzają ruch płynów i powodują ich zahamowanie względnie unieruchomienie.

Czynniki strukturalne (1) dałyby się ująć w następujący schemat:

A. 1) antyklina lub kopuła, najważniejszy reprezentant wypiętrzenia na polu naftowym, gdzie dodatkowo należy podkreślić występowanie punktu maksymalnego wyniesienia centralnej partii kopuły, albo osiową kulminację antykliny:

- a) wyniesienie typu przebiccia, gdzie obecność złoża solnego dominuje w otoczeniu zbiornika ropnego,
 - b) wypiętrzenia diapirowe, gdzie rdzeń łupkowy dominuje w rejonie złoża,
 - c) wyniesienia o charakterze wulkanicznym, gdzie obecność żył magmowych kontroluje otoczenie zbiornika;
- 2) strukturalne guzy;
 - 3) strukturalne platformy albo terasy;

- 4) fałdy monoklinalne, homokliny i fleksury;
- 5) zanurzające się synkliny;
- 6) w ogóle brak czynników strukturalnych, kontrolujących.

Warunki objęte na wstępie cyframi (2) do (5) stanowią czynniki działające w obrębie samego zbiornika i są następujące:

- B. 1) wypukła powierzchnia w ciągłej strefie porowatej;
- 2) zanik porowatości i przepuszczalności w kierunkach bocznych w porowatej skale (warstwie);
- 3) wyklinowanie się porowatej skały;
- 4) rozerwanie skały przez uskoki;
- 5) tektoniczne przebicie porowatej skały.

Logiczne połączenie wyżej wymienionych dwu grup (A) i (B) czynników, definiowałoby do pewnego stopnia i klasyfikowałoby liczne typy zbiorników ropnych. Odnosnie czynników (A) i (B) można by zbiorniki ropne uszeregować w grupy, uwarunkowane przez te indykatory, które powodują zahamowanie przepływu płynów w złożu. Każdą grupę zbiorników ropnych można definiować najlepiej przez ustalenie charakterystyki samego zbiornika ropnego i jego peryferii.

Czasami jednak trzeba wprowadzić i inne czynniki, np. czynniki przypadku, które mogą się pojawić w danym terenie, a których brak nie eliminuje obecności i występowania samego zbiornika.

W końcu zbiorniki ropne mogą powstać przez złączenie kilku jednostek, a to na skutek przepuszczalności, albo i ulec rozłączeniu na tej samej drodze.

Wszystkie poprzednie założenia skłaniają do przyjęcia zasady, że należy wziąć pod uwagę wszelkie czynniki, które biorą udział w tworzeniu się zbiorników ropnych. Być może, że pozwoli to na systematyczny przegląd na drodze logicznej kombinacji ustalonych czynników. Każdy typ warunków złożowych musi być rozpatrzony w zależności od formy strukturalnej, w ramach od kopuły do synkliny. Każdy rejon naftowy winien być rozpatrywany i podzielony na typy złożowe i to zarówno na obszarach eksploatowanych, jak i będących w eksploracji.

Dokończenie nastąpi

Mgr Inż. Bronisław Fleszar
Główny Instytut Naftowy

Technika fotograficzna w poszukiwaniach i w wiertnictwie naftowym

Streszczenie

W ostatnich latach zastosowano nowe metody w technice fotograficznej przy użyciu fotografii dla samolotowych zdjęć terenowych i fotograficznych zdjęć wnętrza otworów wiertniczych.

Artykuł podaje na podstawie fachowej literatury zagranicznej opis metody trójkierunkowych zdjęć fotograficznych terenu ze samolotu oraz opis aparatury i metody jej stosowania do zdjęć głębi otworów wiertniczych oraz możliwości dalszego ich rozwoju.

Obserwowany w czasach dzisiejszych postęp techniczny we wszystkich gałęziach przemysłu,

między innymi także w przemyśle naftowym, jest wynikiem całego zespołu udoskonaleń technicznych, jakich dokonano w latach bezpośrednio poprzedzających ostatnią wojnę, a zwłaszcza w czasie samego okresu wojennego.

Jednym z takich udoskonaleń wzgl. wynalazków jest zastosowanie fotografii do badań geologicznych powierzchni, jak również do fotografowania wnętrza otworów wiertniczych. Zostało to uskutecznione dzięki zarówno skonstruowaniu specjalnych aparatów jak i zastosowaniu nowych metod pracy.



Lotnicze zdjęcia trójkierunkowe

Znana jest każdemu geologowi terenowemu trudność poprawnego kartowania geologicznego przy zastosowaniu topograficznych map, zwłaszcza dawniejszych wydań austriackich. Mapy te wykazywały częstokroć tak rażące niedokładności konfiguracji terenu, że nie pozostawało dla geologa nic innego jak chwilowa zmiana zawodu na topografa. Takie „poprawianie” mapy przy pomocy kompasu i „krokówki” było jednakże tylko półśrodkiem — podkład topograficzny pozostawiał w dalszym ciągu wiele do życzenia, jeśli chodzi o wierność i dokładność zdjęcia.

Jeszcze przed wojną stosowano do celów kartograficznych zdjęcia terenu z powietrza przy pomocy fotografii. Dotyczyło to głównie terenów trudno dostępnych dla normalnych zdjęć terenowych, np. w Tatrach.

Niezależnie od trudności samego zdjęcia i jego interpretacji, dodatkowe utrudnienia stanowiły wąskie odcinki zdjętego terenu w kierunku prostopadłym do lotu samolotu ze względu na technikę pomiaru pionowego przy użyciu jednego tylko aparatu fotograficznego na tym samym samolocie. W rezultacie ilość równoległych lotów dla zdjęcia całego zakreślonego planem terenu była zbyt wielka.

W czasie wojny technika fotografii lotniczej posunęła się jednakże znacznie naprzód. Została zastosowana nowa metoda zdjęć terenowych ze samolotu, umożliwiająca szybkie i tanie sporządzenie potrzebnych map. Zastosowano technikę zdjęć metodą trójkierunkową, przy czym wykonuje się równocześnie zdjęcia z jednego samolotu trzema aparatami fotograficznymi — środkowym pionowo w dół według dawnej metody oraz dwoma pozostałymi aparatami ukośnie, obejmując resztę terenu po przeciwległe krańce horyzontu. To potrójne, równoczesne zdjęcie wszystkimi aparatami powtarza się w pewnych określonych odstępach czasu, by pokrywały się należycie, otrzymując w rezultacie 3 pasy zdjęć ogólnej szerokości ok. 55 km i o długości równej długości lotu samolotu. Otrzymane w ten sposób zdjęcia są zupełnie wystarczające dla dokładnego poznania i odczytania właściwości terenu, mogących oddać znaczne usługi przemysłowi naftowemu, np. dla powierzchniowych badań geologicznych terenu.

Jeśli weźmiemy pod uwagę szerokość zdjętego pasa i porównamy go z szerokością dotychczasowych zdjęć jednokierunkowych, które nie przekraczały 5—6 km, widoczne jest, że ilość oblotów przy metodzie trójkierunkowej znacznie się zmniejsza dla pokrycia tej samej powierzchni terenu. Ogólnie można przyjąć, że metoda trójkierunkowa wymaga dziesięć razy mniej przelotów równoległych niż metoda jednokierunkowa zdjęć pionowych. Otrzymujemy w rezultacie znaczną oszczędność na czasie i materiale, gdyż przyjmując nawet, że przy dzisiejszym stanie zastosowania praktycznego tej metody części skrajne zdjęć ukośnych zostaną odrzucone przy dalszych pracach fotogrametrycznych, jako niezbyt dokładne, oraz że wewnętrzne części każdego zdjęcia ukośnego pokry-

wają część środkowego zdjęcia pionowego — to jednak ilość naświetlonych klisz przy metodzie trójkierunkowej jest pięć razy mniejsza niż przy metodzie jednokierunkowej. Wprawdzie odczytywanie zdjęć ukośnych jest nieco mniej dokładne niż odczytywanie zdjęcia pionowego, jednak te braki w dokładności równoważą oszczędność czasu i kosztów, a uzyskane w wyniku mapy są dla celów geologicznych dostatecznie dokładne i wystarczające.

Obecne prace nad rozwojem tej metody idą po linii ulepszeń przyrządów fotogrametrycznych, warunkujących postęp w umiejętności odczytywania danych, otrzymywanych ze zdjęć tą metodą. Cały szereg tych przyrządów wymyślono w czasie wojny, obsługa których wymaga jednak pewnej specjalizacji. Nadmienić jeszcze wypada, że z otrzymanego z małej skali zdjęcia tą metodą można z łatwością wykonać odbitki w skali większej, a więc znacznie dokładniejsze.

Jeszcze w jednym wypadku mogą lotnicze zdjęcia trójkierunkowe oddać nieocenione usługi geologii. Jest to możliwość poczynienia poprawek błędów i pomyłek na istniejących zdjęciach geologicznych terenu, wykonanych na zwykłych mapach topograficznych. Porównanie tych zdjęć geologicznych z wyraziście zarysowaną morfologią terenu na zdjęciach trójkierunkowych, pozwala na dokonanie stosunkowo dokładnych poprawek a ewentualnie i uzupełnień na posiadanych mapach geologicznych. Naturalnie czynność tę może wykonać jedynie geolog i to mający pewien zasób podstawowych wiadomości z fotogrametrii i który posiada doświadczenie w interpretacji układu geologicznego terenu na podstawie zdjęcia lotniczego. Nie trzeba nadmieniać, że cała ta czynność może być wykonana w biurze, gdzie mając do rozporządzenia dla porównania dwie mapy — wykonane zdjęcie geologiczne i w tej samej skali mapę z trójkierunkowymi zdjęciami lotniczymi tego samego terenu — można sobie wyrobić znacznie lepszy obraz struktury geologicznej danej okolicy aniżeli na miejscu badań terenowych. Te cechy geologiczne terenu rysują się zwłaszcza wyraźnie w terenie górzystym wzgl. pagórkowatym, gdzie rzeźba terenu jest niejako odzwierciedleniem różnego typu warstw, wchodzących w skład budowy struktury geologicznej terenu.

Lotnicze zdjęcia trójkierunkowe mogą oddawać usługi nie tylko geologii czyli w dziedzinie poszukiwań naftowych. Można z nich korzystać przy zakładaniu dalekosiężnych rurociągów naftowych i gazowych, przy budowie dróg, zakładaniu lotnisk oraz w wielu innych jeszcze gałęziach przemysłu i życia społecznego.

Technika fotografii trójkierunkowej znajduje się właściwie dopiero w swym pierwszym stadium rozwoju i możliwości jej wydają się być nieograniczone. W opracowaniu są coraz to inne metody jej stosowania i interpretacji, a dokładność jej polepsza się ciągle. Już obecnie przy zastosowaniu fotografii kolorowej odbitki pełnokolorowe dają znacznie więcej szczegółów niż odbitki czarno-białe, a dokładność odległości i głębokości dochodzi obecnie do 1 metra.

W przemyśle naftowym przyszłość fotografii trójkierunkowej będzie leżała głównie w pracach geologicznych i eksploracyjnych terenów o dużym zasięgu.

Zdjęcia głębi otworów wiertniczych

Nierównie większe znaczenie dla przemysłu naftowego ma zagadnienie fotografowania wnętrza otworu wiertniczego — jego ścian skalnych, rur okładzinowych, położenia pozostawionych urządzeń i narzędzi wiertniczych wzgl. eksploatacyjnych na wypadek instrumentacji itp.

W ostatnich latach zastosowano w tym celu specjalny przyrząd fotograficzny, który odpowiednio użyty może w efekcie dać np. zdjęcie pasa ściany otworu wiertniczego z góry na dół, na podobieństwo zdjęcia terenu przy opisanych powyżej zdjęciach ze samolotu.

Aparat składa się z 2-ch zasadniczych części — górnej komory pomiarowej, wypełnionej powietrzem o normalnym ciśnieniu atmosferycznym i dolnej komory wodnej, wypełnionej czystą wodą. W części górnej, powietrznej, znajduje się właściwy aparat fotograficzny i tego rodzaju urządzenia pomocnicze, jak transformator dla zmiany dostarczanego z powierzchni napięcia prądu elektrycznego na 6 woltów, potrzebnych do świecenia żarówek i uruchamiania zatrzasku aparatu fotograficznego, oraz przyrząd fotografujący. Dwa kontakty sprężynowe zapewniają łączność instalacji elektrycznej aparatury, gdy cały zespół aparatu jest należycie zestawiony.

Sam aparat fotograficzny jest odpowiednio dostosowanym aparatem do zdjęć kinowych o formacie zdjęć $7,4 \times 10,3$ mm. Odpowiednie urządzenie pozwala na wykonywanie tym aparatem pojedynczych zdjęć. Zatrzask migawki połączony z elektromagnesem uruchamiany jest z powierzchni. Przesuwanie filmu jest uskuteczniane automatycznie elektrycznym motorkiem. Taśma filmowa pozwala na wykonanie 450 zdjęć bez wymiany. Ogniskowa obiektywu jest bardzo krótka (15 mm) i musi obejmować szerokie pole a dla większej ostrości obiektyw blenduje się. Używa się panchromatycznego materiału negatywowego, a czas jego naświetlenia wynosi ok. 8 sekund i reguluje się go ręcznie lub automatycznie z tablicy rozdzielczej na powierzchni przez zaświecanie lub gaszenie żarówki oświetlającej.

Dolna komora przyrządu jest wypełniona czystą wodą, aby promienie przechodzące przez okienka aparatu nie ulegały refrakcji. W komorze tej znajduje się źródło światła (2 żarówki 6-woltowe) wraz z reflektorem, owalne lustro nachylone pod kątem ok. 45° — dla odbicia promieni z pionowej ściany otworu do poziomo ustawionego filmu, oraz z miecha w dolnej części komory, którego zadanie polega na wyrównaniu ciśnień wewnątrz komory i zewnątrz niej, w miarę zapuszczania przyrządu i związanego z tym wzrostu ciśnienia w danej głębokości odwiertu. Ma to na celu zapobiec zgnieceniu bocznego, szklanego okienka komory wodnej, przez ciśnienie zewnętrzne.

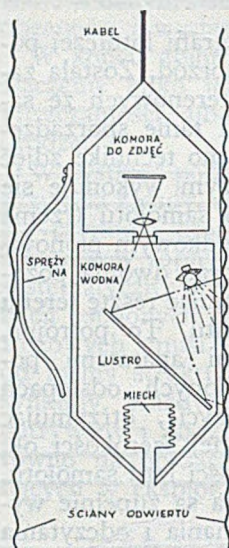
W górnej części komory wodnej osadzone jest szczelnie małe okienko szklane, przytwierdzone

silnie na pierścieniach gumowych, dla przepuszczenia promieni świetlnych do znajdującego się tuż nad okienkiem w górnej komorze obiektywu aparatu fotograficznego.

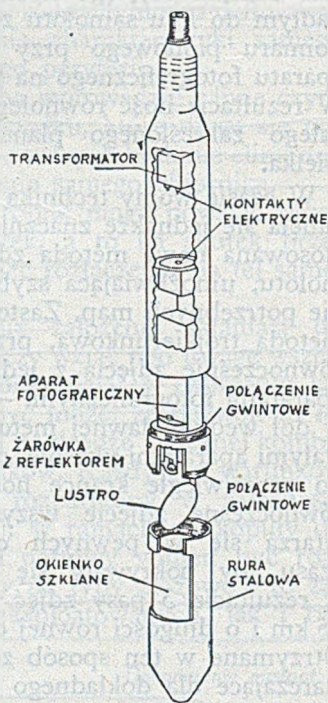
Mimo dużej różnicy ciśnień w obu komorach okienko to nie jest narażone na zgniecenie, a to na skutek zbyt małej średnicy i znacznej jego grubości. Umocowana do aparatu po przeciwnej stronie bocznej szklanej ścianki komory wodnej sprężyna ma na celu przyciskanie bocznej ścianki szklanej do ściany otworu bez względu na średnicę otworu oraz ewentualnie unieruchamianie aparatu na czas potrzebny do wykonania zdjęcia.

To przyleganie aparatu do ściany otworu jest niezwykle ważne, gdyż aparat nastawiony jest na stałą odległość oraz celem ograniczenia do minimum warstwy mniej lub więcej mętnego płynu, jaki znajduje się między szybką a fotografowaną ścianą otworu, a który zaciemnia zdjęcie, co ma miejsce zwłaszcza przy słabym styku szybki ze ścianami odwiertu, np. gdy są one nierówne.

Rys. 1 przedstawia schemat optycznego systemu aparatury i ogólne zasady jej działania, a na rys. 2



Rys. 1



Rys. 2

przedstawiono schematycznie konstrukcyjny zestaw całego zespołu.

Średnica całego aparatu musi być tego rodzaju, by nadawała się do pomiarów w otworach o najmniejszej nawet średnicy. Z drugiej strony otrzymujemy tym lepsze zdjęcia, im średnica komory wodnej jest najwięcej zbliżona do średnicy odwiertu, czyli im pole zdjęcia jest szersze i okienko boczne komory wodnej lepiej przylega do ściany odwiertu. Idealnym rozwiązaniem byłoby tutaj jednakowa, małej średnicy komora górna z aparatem fotograficznym, a komora dolna powinna być dobierana odpowiednio do średnicy poszczególnych odwiertów, lecz posiadałaby w każdym wypadku standartowy gwint do połączenia z komorą górną. Przedłużenie komory dolnej byłoby również ko-

rzystne ze względu na możliwość zwiększenia odległości fotografowanego przedmiotu od aparatu, a tym samym na powiększenie głębi ostrości zdjęcia.

Aparaturę całą zapuszcza się do otworu przy pomocy kabla elektrycznego, służącego równocześnie do przewodzenia prądu do obsługiwanego żarówek i uruchamiania przyrządu fotografującego. Kabel składa się z izolowanego gumą przewodnika elektrycznego otoczonego linką stalową, służącą jako przewodnik powrotny dla prądu. Spuszcza się aparat z szybkością 16—17 m na minutę.

Górny koniec komory górnej zakończony jest odpowiednim uchwytem, który pozwala na łatwiejsze wyinstrumentowanie aparatu w razie urwania się kabla.

Wracając do szczegółów budowy dolnej, wodnej komory urządzenia, składa się ona ze szklanej rury ujętej w rurę stalową z wyciętym prostokątnym otworem na okienko o szerokości 75 mm i wysokości 110 mm. Górny i dolny koniec szklanej rury przymocowany jest za pomocą pierścieni z neoprenu do metalowych części komory wodnej. Całość jest szczelna, chociaż z drugiej strony połączenia te nie są wystawione na wielkie różnice ciśnień, dzięki działaniu miecha, o czym wspomniano na początku tego ustępu. Górna część komory wodnej przykręcona jest do komory górnej.

Górna komora, powietrzna, musi być szczególnie wodoszczelnie zbudowana i wytrzymała na ciśnienie, zwłaszcza że narażona jest na znaczne różnice ciśnień, panujących wewnątrz i na zewnątrz komory. Znajdujący się w tej komorze aparat fotograficzny przyśrubowany jest do górnej części komory wodnej. Obiektyw aparatu znajduje się, jak już wyżej powiedziano, tuż nad małym okienkiem odgraniczającym obie komory.

Średnica całej aparatury wynosi 105 mm, można ją zatem przy użyciu bocznej sprężyny używać w otworach o średnicy do 50 cm a po odjęciu sprężyny — w rurach 4 $\frac{1}{2}$ -calowych.

Całość urządzenia pozostającego na powierzchni zmontowana jest na samochodzie. Urządzenie stanowi specjalny bęben do zapuszczania, poruszany motorem samochodu wraz ze wskaźnikiem głębokości, przenośna prądnica 110-woltowa oraz tablica rozdzielcza zaopatrzone w woltomierz, amperomierz i odpowiednie przełączniki. Bęben zaopatrzony jest w specjalne pierścienie stykowe, umożliwiające zapuszczanie względnie wyciąganie aparatury bez przerywania ciągłości obwodu elektrycznego.

Badania fotograficzne otworu wiertniczego przeprowadza się w sposób dwójaki — albo fotografuje się otwór wiertniczy bezustannie od góry do dołu albo też robi się zdjęcia w pewnych odstępach, zależnych od życzenia. W pierwszym wypadku połączone zdjęcia dają nieprzerwany obraz warstw w otworze wiertniczym od góry do dołu, w drugim posiadamy zdjęcia fragmentów otworu wiertniczego.

Ważnym zagadnieniem przy zdjęciach jest obecność w otworze słupa możliwie czystej wody, obecność bowiem ropy względem bardzo mętnej wody wyklucza możliwość zastosowania zdjęć tego rodzaju. Ponieważ jakość płynu nie jest najczęściej jednakowa na całej głębokości odwiertu, należy przed zdjęciami pobrać próbki wody w głębokoś-

ciach, w których mamy zamiar wykonywać zdjęcia. W razie istnienia płynu mętneho należy go zastąpić płynem czystym przez wpompowanie do otworu odpowiedniej ilości czystej wody.

Zdarza się często, że część dolna otworu, gdzie pragniemy wykonać zdjęcia, napełniona jest prawie czystą wodą, na której spoczywa jednak z wierzchu pewnej długości słup ropy. W tym wypadku pociąga się okienko aparatu substancją nierozpuszczalną w ropie a rozpuszczalną w wodzie. W ten sposób krople ropy, które przylgnęły po drodze do okienka zostaną uwolnione, gdy materiał powlekający okienko zostanie głębiej rozpuszczony w wodzie, i okienko pozostanie czyste w czasie wykonywania zdjęć.

Dla udoskonalenia aparatury i usprawnienia samej techniki zdjęć oraz ominięcia trudności, jakie możemy w czasie badań napotkać, próbuje się różnych ulepszeń, przy czym część ich pozostaje w sferze projektów, nie wypróbowanych praktycznie, z powodu trudności w zastosowaniu. Takim projektem np. pozostała jeszcze jedna rura metalowa na komorze wodnej, która zastąpiłaby okienko szklane w czasie zapuszczania aparatu w odwiercie gazowym, celem jego ochrony przed wilgotnym pyłem, niesionym przez gaz z dna odwiertu, a osiadającym na okienku. Rura ta, elektrycznie uruchomiona, odsłaniałaby okienko dopiero w chwili wykonywania zdjęcia.

Stosowanie aparatu wiszącego na kablu jest o tyle trudne, że nie mamy kontroli ruchu obrotowego aparatu w czasie zapuszczania, zwłaszcza przy odwiertach, których oś nie jest idealnie pionowa. Najmniejsze bowiem odchylenie osi odwiertu od pionu powoduje w aparacie skłonność do obracania się w kierunku niższej części płaszczyzny prostopadłej do osi otworu.

Robiono próby opuszczania aparatu na sztywnej rurce stalowej, co pozwalało na wykonywanie zdjęć w dowolnym kierunku, aparat zaś zaopatrywano w busołę do każdorazowego notowania na filmie obranego kierunku.

Obmyślano wiele sposobów do równoczesnego wykonywania zdjęć we wszystkich kierunkach; jeden z tych sposobów polegał na stosowaniu zamiast okienka szerokiej szczeliny na rurce stalowej komory wodnej, skasowaniu lustra i zastosowaniu aparatu o niezwykłe krótkiej ogniskowej. Inny sposób zalecał przy tym stosowanie lustra stożkowego a spowodowane nim zniekształcenia zdjęć miały być korygowane przez zastosowanie podobnego lustra przy wygotowaniu odbitek zdjęć. Jeszcze inny sposób zaleca stosowanie lustra płaskiego wprawionego w ruch obrotowy za pomocą motorku elektrycznego, z postojami w chwilach wykonywania zdjęć.

Innym udoskonaleniem byłoby wykonywanie zdjęć parami celem otrzymania więcej plastycznego obrazu calizny w otworze.

Ostatni wreszcie projekt zastępuje aparat fotograficzny aparatem telewizyjnym, wysyłającym na powierzchnię ziemi obraz postępującego powoli w głąb odwiertu pierścieniowatego odcinka otworu wiertniczego. Pozwoliłoby to na dokładne badanie całego obrazu geologicznego otworu wiertniczego, oglądanego wprost na ekranie.

Pożądaną są również zmiany konstrukcyjne aparatury do zdjęć, zwłaszcza jej części dolnej, tj. komory wodnej, w sensie możliwości robienia zdjęć w kierunku pionowym w otworze, np. dla zdjęć przedmiotów znajdujących się na dnie otworu. Ustalenie za pomocą zdjęcia położenia tych przedmiotów czy narzędzi ułatwiłoby znacznie ich późniejsze wyinstrumentowanie.

Mgr Inż. Michał Gawliński

Wiercenią Poszukiwawcze

Wahania ciśnienia hydrostatycznego podczas wydobywania przewodu z otworu wiertniczego

Streszczenie

Obserwacje wskazują na to, iż większość wypadków wybuchów gazowych zdarza się przeważnie podczas wydobywania przewodu z otworu wiertniczego. Na podstawie badań przeprowadzonych na kopalniach, w niniejszej publikacji rozpatrzono czynniki, które mogą wpływać na wielkość spadku ciśnienia, spowodowanego wydobywaniem przewodu z otworu wiertniczego.

Z dawna już zauważono, że w wierceniach rotary większość wypadków wybuchów gazowych zbiegała się przeważnie z okresem wydobywania z otworu przewodu wiertniczego.

Z danych statystycznych, dotyczących dwóch zagranicznych terenów wynika, iż na 156 otworów znajdujących się w wierceniach rotacyjnych, w ośmiu z nich zdarzyły się poważne w skutkach wypadki wybuchów gazowych i to wyłącznie podczas wydobywania przewodu, mimo iż podczas wierceni używano płuczki ilowej o ciężarze właściwym 1,14 do 1,26 kg/dm³. W innych terenach na 755 otworów wierconych 19 z nich uległo poważnym wypadkom wybuchów gazowych. Z tej liczby w 12-tu otworach nastąpiły wybuchy podczas wydobywania przewodu, w jednym otworze po wydobywaniu przewodu, zaś w jednym podczas zapuszczania przewodu. Wypadki wybuchów zdarzały się, mimo że przeważnie zachowywano wszelkie możliwe środki ostrożności, które winny były zapobiec wybuchom, przy czym w żadnym ze złożeń pomiary nie wykazały ciśnień przewyższających ciśnienia hydrostatyczne, wywołane słupem płuczki o c. wł. 1,14 kg/dm³.

Wiadomo, że normalne ciśnienia pokładowe rzadko kiedy przekraczają wartość 1,05 atm. na każde 10 m głębokości. Dlatego w głęb. np. 1500 m ciśnienie pokładowe normalnie winno wykazywać 157,5 at. W tej samej głębokości ciśnienie hydrostatyczne wywołane słupem płuczki o c. wł. 1,14 przedstawia wartość 171 atm., a więc przewyższające ciśnienie pokładowe o 13,5 atm. Jak się okazuje, nawet „lekka” płuczka jest zdolna wyrzucić dostateczne ciśnienie hydrostatyczne, aby utrzymać gaz w złożu, pozostający tam w normalnych warunkach. Atoli wypadki wybuchów, zdarzające się przeważnie podczas wydobywania przewodu, wska-

Literatura

1. R. W. Disney: Trimetrogon Aerial Photography. Oil and Gas Journal, 19. X. 1946.
2. B. M. Bench: Discovery of Oil Structures by Aerial Photography. Oil and Gas Journal, 26. VIII. 1948.
3. L. Brundal i A. R. Wase: Photogeology's Place in Petroleum Exploration. World Petroleum, III i IV, 1950.
4. O. E. Barstow i C. M. Bryant: Deep-Well Camera. Oil and Gas Journal, 15. III. 1947.

zują na to, iż wskutek wydobywania go z otworu, w otworze powstaje spadek ciśnienia hydrostatycznego, który może przekroczyć nadwyżkę ciśnienia hydrostatycznego w stosunku do ciśnienia pokładowego.

W celu określenia, czy wydobywanie przewodu powoduje spadek ciśnienia u spodu słupa płuczki, zdolne spowodować wypadek wybuchu gazowego, oraz zbadania czynników, które mogą wpływać na wielkość spadku ciśnienia, przedsięwzięto na kopalniach badania w tym kierunku, które opisuje w swej pracy G. E. Cannon¹⁾.

Wahania ciśnienia mierzono specjalnym, automatycznie rejestrującym manometrem głębinowym, który podczas pomiarów w otworach niezarurowanych stale był przymocowany do spodu przewodu, zaś w otworze zarurowanym — najpierw zapuszczano na spód otworu manometr, a dopiero po nim przewód wiertniczy. Po przeprowadzeniu badania manometr przykręcano do przewodu i wydobywano go wraz z przewodem.

Badania przeprowadzono w 8-miu otworach, z których trzy znajdowały się po zacementowaniu w nich rur 7" do głęb. ok. 1500 m, trzy dalsze niezarurowane o średnicy 9⁷/₈", oraz dwa ostatnie z zacementowanymi rurami 10³/₄" w głęb. około 300 m.

W otworach o zarurowaniu 7" używano przewodu 3¹/₂" w pozostałych zaś 4¹/₂".

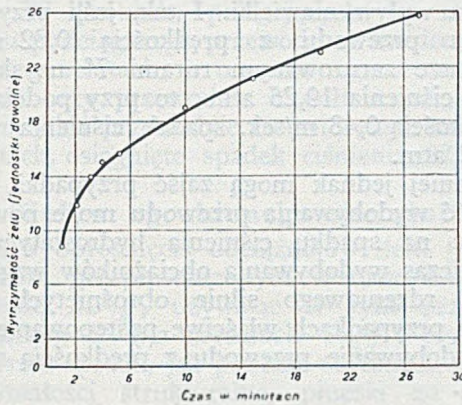
Podczas badań stosowano płuczki ilową o ciężarze właściwym od 1,14 do ok. 1,37 kg/dm³. Niektóre uzupełniające próby przeprowadzono w otworze wypełnionym wodą. Wiskoza płuczki wahała się od 5 do ok. 80 centipoisów, przy zastosowaniu domieszek oraz obróbki chemicznej. Wytrzymałość strukturalną płuczki utrzymywano w granicach od 1,5 do 80 jednostek wytrzymałościowych, przy użyciu bentonitu oraz obróbki chemicznej.

Wiskozę określano wiskozymetrem Stormera przy 600 o/min., zaś wytrzymałość strukturalną aparatem du Nouya, jakiego używa się do badania napięcia powierzchniowego cieczy. Im dłużej

¹⁾ G. E. Cannon: „Changes in Hydrostatic Pressure due to Withdrawing Drill Pipe from the Hole”. Drilling and Production Practice, 1954.

płuczka iłowa pozostaje w spoczynku, tym wyższą przejawia wytrzymałość strukturalną. Typową krzywą, wykazującą związek między czasem pozostawania w spokoju a wytrzymałością strukturalną przedstawia rys. 1.

Jednostki wytrzymałości strukturalnej obrane zostały w tym przypadku dowolnie, albowiem



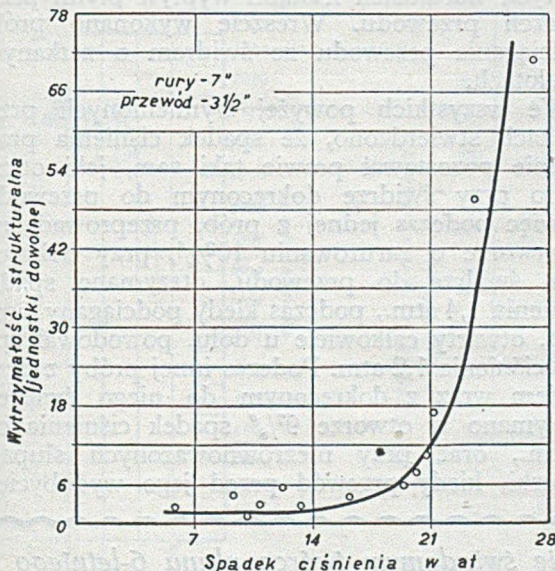
Rys. 1

zadaniem ich było wyrazić tylko względne wartości wytrzymałościowe. W rzeczywistości bowiem jednostka taka przedstawia siłę potrzebną do poruszenia drucianego pierścienia w dynach przypadającą na centymetr bież. zanurzonego drucika, a która nie jest jednoznaczna z wytrzymałością strukturalną.

Badania wartości spadku ciśnienia hydrostatycznego wywołanego wydobywaniem przewodu z otworu przeprowadzono w warunkach uwzględniających wpływ wytrzymałości strukturalnej, prędkości wydobywania, głębokości otworu, wpływu płuczki z przewodu, ciężaru właściwego płuczki, obrośnięcia obciążników iłem oraz wpływ wysokości podciągania przewodu na wartość spadku ciśnienia.

Wpływ wytrzymałości strukturalnej

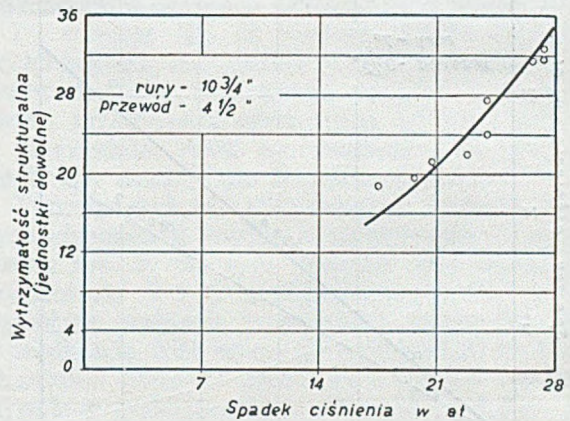
Wpływ ten na spadek ciśnienia hydrostatycznego określano, podciągając przewód na wysokość



Rys. 2

27 m i opuszczając go natychmiast do położenia wyjściowego, powtarzając tę czynność po upływie 5,15 i 30 min., w płuczkach o rozmaitej wytrzymałości strukturalnej.

Na podstawie uzyskanego materiału obserwacyjnego okazuje się, że spadek ciśnienia wywołany wskutek wyciągania przewodu zależy w wysokim stopniu od wytrzymałości strukturalnej płuczki iłowej. W przypadkach kiedy wytrzymałość strukturalna płuczki utrzymywała się w obrębie niskich wartości, wywołany spadek ciśnienia niezbyt wiele odbiegał od tego, kiedy otwór wypełniała woda. I odwrotnie, w obecności wypełniającej otwór płuczki o wysokiej wytrzymałości strukturalnej spadek ciśnienia był wysoki. Zależność tę, w przypadku otworu o głębokości 1500 m, zarurowanego rurami 7", przedstawia rys. 2, z którego wynika, iż przy użyciu płuczki o wytrzymałości strukturalnej 3 jedn. spadek



Rys. 3

ciśnienia podczas wydobywania przewodu wynosił 10,5 atm., a przy wytrzymałości 80 jedn. — obniżenie ciśnienia wynosiło ok. 27 atm. Używano też płuczki, w obecności której obniżenie ciśnienia przekraczało 28 atm., ale rozporządzanym aparatem określenie jej wytrzymałości okazało się niemożliwe. Rys. 3 przedstawia tę samą zależność w otworze zarurowanym rurami 10³/₄".

Wpływ wiskozy

Wiadomo, że tak wiskoza jak i wytrzymałość strukturalna płuczki iłowej są zmienne, zależnie od tego, czy płuczka znajduje się w ruchu, czy pozostaje w spokoju. Najniższą swą wartość wiskoza wykazuje podczas burzliwego przepływu płuczki. Z danych doświadczalnych okazuje się, iż wpływ wiskozy w tym przypadku odgrywa stosunkowo niewielką rolę w porównaniu z wytrzymałością strukturalną.

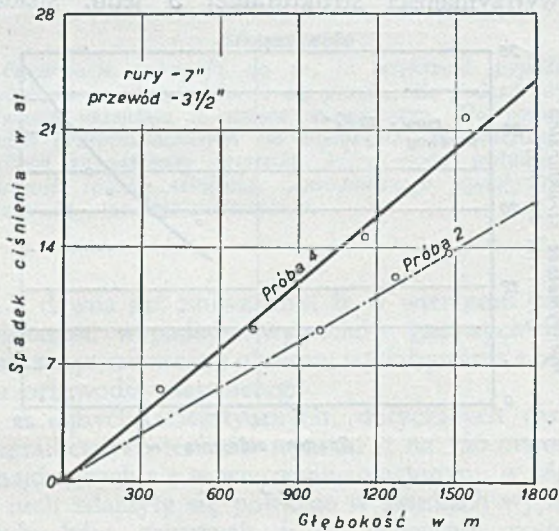
W szeregu prób, przeprowadzonych w otworach o zarurowaniu 10³/₄", niższe spadki ciśnienia hydrostatycznego uzyskano w przypadkach użycia płuczki o wiskozie 45 centipoisów w porównaniu z płuczką o wiskozie 35 centipoisów, ponieważ płuczka o wiskozie 35 centipoisów posiadała wytrzymałość strukturalną wyższą od poprzedniej.

Wpływ ciężaru właściwego

Z materiału doświadczalnego wynika, iż między ciężarem właściwym płuczki a spadkiem ciśnienia hydrostatycznego, spowodowanego wydobywaniem przewodu, nie ma bezpośredniej zależności. Przy jednakowej bowiem wytrzymałości strukturalnej płuczka o c. wł. 1,08 oraz inna o c. wł. 1,2 dawały w tych samych warunkach niemal identyczne spadki ciśnienia. W dalszych badaniach, przeprowadzonych w otworach o zarurowaniu $10\frac{3}{4}$ ", mimo zmiany c. wł. płuczki w granicach od 1,22 do 1,37, spadki ciśnienia hydrostatycznego prawie nie różniły się między sobą, o ile naturalnie wytrzymałość strukturalna pozostawała ta sama.

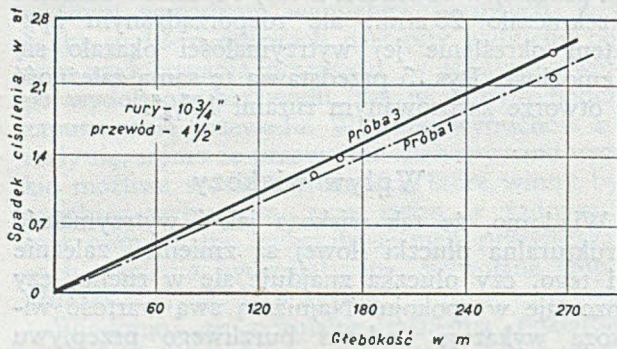
Zależność od głębokości otworu

Z przeprowadzonych pomiarów spadków ciśnienia hydrostatycznego w różnych głęboko-



Rys. 4

ciach wynika, iż spadek ciśnienia spowodowany wydobywaniem przewodu jest proporcjonalny do



Rys. 5

długości przewodu w otworze wiertniczym, jak to zresztą przedstawiają rys. 4 i 5, które wykazują spadek ciśnienia hydrostatycznego w różnych głębokościach, w otworach o zarurowaniu 7 " wzgl. $10\frac{3}{4}$ ".

Wpływ prędkości wydobywania przewodu

Wpływ ten określano, podciągając przewód na wysokość 27 m przy różnych prędkościach, po odczekaniu okresów 15-minutowych.

Dane uzyskane podczas wydobywania przewodu z różnymi prędkościami wskazują na to, iż na spadek ciśnienia hydrostatycznego czynnik ten wywiera wpływ niewielki. I tak, jeśli przy podciąganiu przewodu z prędkością 0,82 m/sec. w otworze zarurowanym rurami 7 " uzyskiwano spadek ciśnienia 19,25 atm., to przy podciąganiu z prędkością 0,48 m/sec. spadek ciśnienia wynosił 18,2 atm.

Niemniej jednak mogą zająć przypadki, kiedy prędkość wydobywania przewodu może poważnie zaważyć na spadku ciśnienia hydrostatycznego, np. podczas wydobywania obciążników względnie aparatu rdzeniowego silnie obrośniętych łem. W tych przypadkach właściwe postępowanie dyktuje wydobywanie przewodu z prędkością zredukowaną.

Wpływ wylewania się płuczki z przewodu

Przeprowadzono liczne próby w celu zbadania wpływu, jaki może przedstawiać wylewanie się płynu zawartego w przewodzie, przy różnych natężeniach, na wahanie ciśnienia podczas wydobywania przewodu. Jedna seria prób polegała na podciąganiu przewodu całkowicie otwartego (bez świdra u spodu) o wysokość 27 m, powtarzanego po upływie 5-, 15- i 30-minutowych okresów. Podczas innych prób u spodu przewodu znajdował się świder, oraz przewód zawierał płuczki o wyższym ciężarze właściwym w porównaniu z płuczka, wypełniająca pierścieniową przestrzeń otworu. Z powodu niezrównoważonych słupów płuczek, podczas podciągania przewodu powstawał wypływ płuczki przez otwory świdrowe z większą prędkością, aniżeli by to było możliwe z płuczka o tym samym c. wł., jaka znajdowała się w pierścieniowej przestrzeni. Również przeprowadzono próbę z płuczka o niższym c. wł. zawartą w przewodzie w porównaniu z płuczka w samym otworze. W tych warunkach nastąpił wypływ płynu przez wierzch przewodu. Wreszcie wykonano próby podciągania przewodu ze świdrem o zatkanych przelotach.

We wszystkich powyżej wymienionych przypadkach stwierdzono, że spadek ciśnienia praktycznie pozostawał prawie taki sam, jaki otrzymano przy świdrze dokręconym do przewodu. A więc podczas jednej z prób, przeprowadzonej w otworze o zarurowaniu $10\frac{3}{4}$ ", przy dokręconym świdrze do przewodu, otrzymano spadek ciśnienia 1,4 atm., podczas kiedy podciągany przewód, otwarty całkowicie u dołu, powodował spadek ciśnienia 1,2 atm. Podczas innej próby z przewodem wraz z dokręconym do niego świdrem otrzymano w otworze $9\frac{7}{8}$ " spadek ciśnienia ok. 6 atm., oraz przy niezrównoważonych słupach płuczki, kiedy przewód przed jego wydobyciem

Każdy człowiek pracy w Polsce winien stać się świadomym twórcą planu 6-letniego

(z przemówienia Przewodn. KC PZPR Boł. Bieruta w dniu 16. VII. 1950)

wypełniono płuczką o większym ciężarze właściwym — tylko 5,6 atm. W próbie przeprowadzonej w otworze o 7" zarurowaniu, przewód przed wydobyciem napełniono wodą. W rezultacie nastąpił wypływ przez wierzch przewodu, przy czym znaleziono, iż prawie żaden spadek ciśnienia nie nastąpił podczas wydobywania przewodu. W próbach, polegających na zbadaniu wpływu podciąganego przewodu ze świdrem o zatkanych przelotach, w otworze o zarurowaniu 7", zarówno przy przewodzie u dołu zupełnie swobodnym jak i przewodzie ze świdrem o zatkanych przelotach, osiągnięto spadek ciśnienia 22,75 atm.

Wpływ zgrubionego obciążnika

Wpływ obrośnięcia obciążników łem poddano badaniom, przeprowadzonym w otworach o zarurowaniu 10³/₄", używając w tym przypadku obciążników 8" (na żerdziach 4¹/₂") i postępując w ten sam sposób, jak podczas określenia wpływu wytrzymałości strukturalnej płuczki na spadek ciśnienia.

Przy podciąganiu przewodu wraz ze zgrubionymi obciążnikami, które miały imitować obrośnięte łem obciążniki, stwierdzono, że wpływ ich na spadek ciśnienia był nieznaczny. W jednej z prób w otworze o głęb. 300 m, o zarurowaniu 10³/₄", uzyskiwano podczas podciągania normalnych obciążników spadki ciśnienia wynoszące 1,7, 2,2 i 2,7 atm., po odczekaniu między próbami okresów czasu 5,15 i 30 min., natomiast 2,1, 2,6 i 2,8 atm. po upływie takich samych okresów w przypadku obciążników 8". Wskazuje to, że o ile luz między ścianami otworu a obciążnikami jest mały, przeważna część spadku ciśnienia jest spowodowana tarciami, jakie zachodzi między łem płuczki a ścianami otworu i przewodu wiertniczego. Zdarzały się jednak przypadki przy świdrach i obciążnikach tak dalece „obronych” łem, iż podczas ciągnięcia ich, płyn wylewał się z otworu. Należy wtedy oczekiwać nadmiernie wysokich spadków ciśnienia hydrostatycznego u spodu otworu.

Wpływ wysokości podciągania przewodu wiertniczego

Związek między wysokością podciągania przewodu a zmianą ciśnienia obserwowano, podciągając przewód o kilka metrów zamiast dotychczasowych 27 m.

Na otrzymanych wykresach ciśnień, kiedy manometr głębinowy nie był przymocowany do przewodu, widać wyraźnie, iż większa część danego spadku ciśnienia przychodziła do skutku już przy najmniejszym ruchu przewodu do góry.

W próbie przeprowadzonej w rurach 7", wskutek podciągania przewodu o długość 27 m, otrzymano spadek ciśnienia 19,25 atm., oraz spadek ciśnienia wynoszący 14,7 atm. po podciągnięciu zaledwie 3 mb. przewodu.

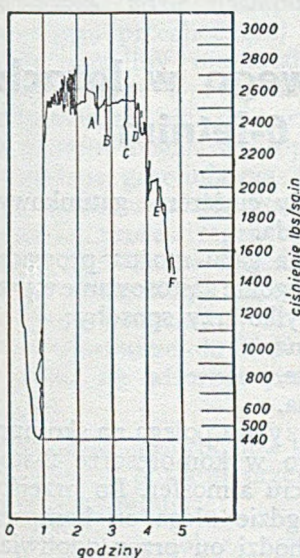
Wpływ przestrzeni pierścieniowej otworu

Porównując dane, uzyskane z prób przeprowadzonych w otworach zarurowanych rurami 10³/₄" i 7", okazuje się, iż wartość spadku ciśnienia, dochodzącego do skutku podczas wydobywania przewodu, stoi w pewnym związku z pierścieniową przestrzenią ograniczoną ścianami otworu a przewodem. Atoli nie posiadano na tyle danych, aby można było tę zależność ustalić.

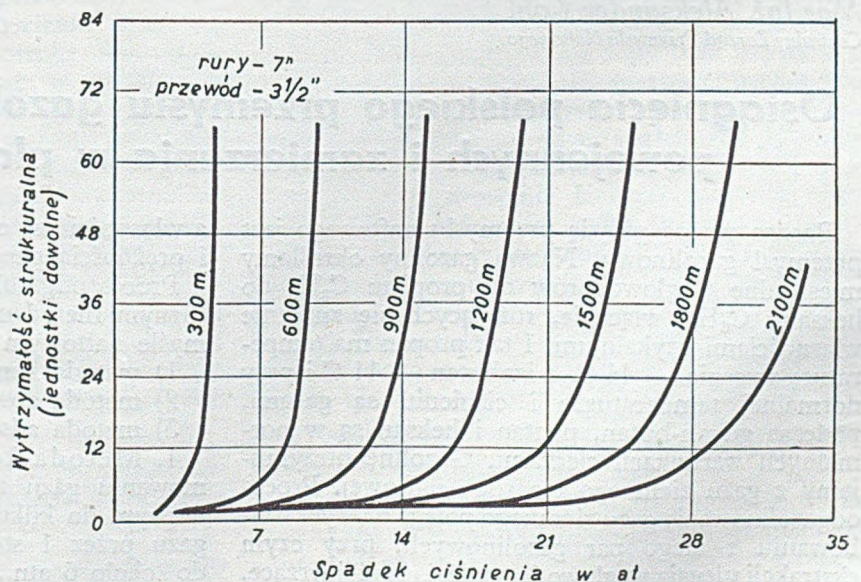
Typowy wykres, otrzymany z badania przeprowadzonego w otworze o zarurowaniu 7" przedstawia rys. 6. Na tym wykresie linie oznaczone literami A, B i C przedstawiają spadki ciśnienia wywołane wskutek podciągania przewodu 3¹/₂" z prędkością 0,81 m/sek. na wysokość 27 m. Linia oznaczona literą D przedstawia spadek ciśnienia wywołany podciągnięciem przewodu o 1,5 m, zaś linie E i F przedstawiają spadki ciśnienia uzyskane w głęb. 1230 wzgl. 960 m.

Wnioski

Jak wykazują podane wyniki badań, głównym czynnikiem wpływającym na spadek ciśnienia, spowodowanego wydobywaniem przewodu wiertniczego z otworu, jest wytrzymałość strukturalna płuczki oraz długość przewodu w otworze. Biorąc pod



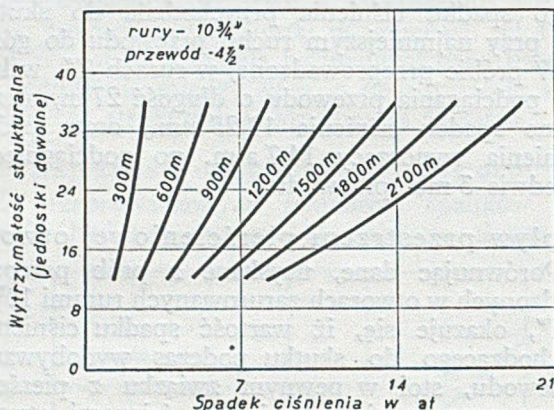
Rys. 6



Rys. 7

uwagę zaobserwowane zależności, skonstruowano rysunki 7 i 8, które przedstawiają przybliżone spadki ciśnienia hydrostatycznego, jakich można oczekiwać w przypadku wydobywania przewodu $5\frac{1}{2}$ " z otworu o zarurowaniu 7" oraz $4\frac{1}{2}$ " z zarurowania $10\frac{3}{4}$ ".

Uzyskane dane z tych doświadczeń wskazują wyraźnie na to, iż redukcja ciśnienia hydrostatycznego może nastąpić, skoro tylko przewód jest



Rys. 8

podciągany w otworze, a redukcja ta może pozwolić na przedostanie się gazu do otworu w wystarczającej ilości, ażeby spowodować wypadek wybuchu gazowego. Owe spadki ciśnienia są krótkotrwałe, oraz stają się coraz mniejsze w miarę ubywania „świeca” przewodu. Jednakowoż kiedy ciśnienie pokładowe góruje nad ciśnieniem hydrostatycznym, wywieranym przez płuczkę, chociażby nawet przez krótki okres czasu, gaz ma sposobność przedrzeć się do otworu, torując sobie drogę na jego ujściu. Wraz z ubytkiem ciśnienia gaz ten rozpręży się i stosunkowo nawet mała jego ilość wystarcza do zgazowania całego słupa płuczki.

Jak się przeto okazuje, wydobywanie przewodu z otworu w pewnych warunkach jest przedsięwzięciem wcale ryzykownym. Lecz wpływając na własności płuczki, można do pewnego stopnia ograniczyć niebezpieczeństwo wybuchów. W celu określenia odpowiedniego ciężaru właściwego płuczki, jakiej należy użyć w tym wypadku, mierzy się jej wytrzymałość strukturalną, oraz ocenia prawdopodobny spadek ciśnienia, jaki może powstać wskutek wydobywania przewodu. Wówczas ciśnienie hydrostatyczne płuczki, pomniejszone o wyceniony spadek ciśnienia, winno przewyższać ciśnienie pokładowe. Skoro odpowiedni ciężar płuczki w ten sposób został ustalony, oraz jeśli podczas wydobywania przewodu zachowuje się wszelkie ostrożności, dyktowane praktyką wiertniczą, niebezpieczeństwo wybuchów może być w bardzo dużym stopniu zmniejszone.

Jeśli z jakichkolwiek powodów przed przystąpieniem do wydobywania przewodu płuczka pozostawała przez dłuższy czas w otworze w spokoju, do racjonalnego postępowania należy uprzednie uruchomienie obiegu płuczki. Stwierdzono bowiem, że samo wirowanie przewodem, któremu nie towarzyszy obieg płuczki nie wpływa na znaczącą redukcję spadku ciśnienia.

Wytrzymałość strukturalną płuczki daje się obniżyć wskutek tak obróbki chemicznej jak i dodatku wody, o ile to ostatnie jest w danym przypadku dopuszczalne. Chwilowo można ją obniżyć, utrzymując obieg płuczki. Jednakże korzystniej jest utrzymywać płuczkę w takim stanie, ażeby płuczka nigdy nie mogła uzyskać wysokiej wytrzymałości strukturalnej. A skoro już posiada się płuczkę o wysokiej wytrzymałości strukturalnej, bardziej ekonomiczne i niewątpliwie w wielu przypadkach racjonalniejsze jest zmniejszenie jej wytrzymałości strukturalnej, aniżeli przeciwstawianie się spadkowi ciśnień zwiększaniem ciężaru właściwego płuczki.

Mgr Inż. Aleksander Kahl

Centralny Zarząd Przemysłu Naftowego

Osiągnięcia polskiego przemysłu gazolinowego w latach powojennych i zamierzenia w planie 6-letnim

Bardzo ważną gałęzią przemysłu naftowego jest przemysł gazolinowy. Nazwą gazoliny określamy mieszaninę węglowodorów od propanu C_3H_8 do heksanu C_6H_{14} włącznie, różniących się znacznie własnościami fizykalnymi. I tak propan ma temperaturę wrzenia — 44 C, a izobutan — 11 C i przy normalnej temperaturze i ciśnieniu są gazami, podczas gdy n-butan, pentan i heksan są w normalnych warunkach cieciami. Gazolinę otrzymujemy z gazu ziemnego i z ropy naftowej. Proces odgazolinowania gazu ziemnego polega na wyekstrahowaniu z niego par gazolinowych, przy czym ekstrakcji ulegają węglowodory niżej i wyżej wrzące, a otrzymany produkt nazywamy gazoliną surową,

a własności jej określamy ciężarem gatunkowym i prężnością par wg Reida.

Proces odgazolinowania gazu można prowadzić różnymi metodami, lecz ogólne zastosowanie w przemyśle naftowym mają tylko trzy sposoby:

- 1) metoda kompresyjna,
- 2) metoda absorbcyjna,
- 3) metoda adsorbcyjna.

1. Metoda kompresyjna polega na skompresowaniu gazu ziemnego w kompresorze 2-stopniowym do kilkudziesięciu atmosfer. Po przejściu gazu przez 1 stopień, gdzie ulega on kompresji do około 6 atn., przechodzi on przez odoliwiacz i chłodnicę do oddzielacza I stopnia, w którym

oddaje najcięższe frakcje gazoliny, odprowadzane do zbiornika. Z kolei gaz przechodzi do cylindra II-go stopnia, gdzie ulega kompresji do około 30 atn. i skąd przez odoliwiacz, chłodnicę i oddzielacz II-go stopnia odchodzi do punktów spalania. W oddzielaczu II stopnia wydzielają się nieskondensowane po I stopniu lżejsze frakcje gazoliny, skąd odprowadza się je do zbiornika. Metoda ta ma u nas ograniczone zastosowanie i posiadamy tylko jedną taką gazoliniarnię, a jej wariant jest stosowany w gazoliniarniach adsorbcyjnych.

Metoda kompresyjna nadaje się tylko do przeróbki gazów o dużej zawartości gazoliny, ponad 300 g/m^3 ; nie można jej stosować do przeróbki gazów o dużej zawartości powietrza (ponad 10%), a ponadto otrzymana gazolina zawiera znaczną ilość rozpuszczonych gazów trwałych, które przy transporcie powodują znaczne straty.

2. Metoda adsorbcyjna polega na przepuszczeniu gazu przez płynny adsorbens, przeważnie olej mineralny, który absorbuje rozpuszczone w gazie pary gazoliny. Podgrzewając olej uwalniamy zaabsorbowane w nim pary gazoliny, regenerując go równocześnie.

Metoda ta stosowana prawie wyłącznie w USA posiada duże zalety, jak ciągłość pracy, ekonomię ciepła i łatwą regenerację oleju — nie nadaje się jednak do przeróbki gazu o większej zawartości powietrza, które powoduje szybką oksydację oleju.

3. Metoda adsorbcyjna polega na przepuszczeniu gazu przez walcowate naczynia żelazne, tzw. adsorbery, wypełnione węglem aktywnym, posiadającym dużą zdolność pochłaniania i kondensowania par gazolinowych i ich mieszanin z gazami trudno kondensującymi. Węgiel ten adsorbuje na swej powierzchni czynnej rozpuszczone w gazie pary gazoliny.

Z kolei przepuszcza się przez adsorber parę wodną, która odpędza z węgla aktywnego zaadsorbowane pary gazoliny. Para wodna łącznie z odpędzonymi z węgla parami gazoliny kondensuje się w urządzeniu chłodniczym, złożonym z kondensatora i chłodnicy przeciwwądowej i przechodzi do oddzielacza, gdzie następuje oddzielenie wody od gazoliny, przechodzącej do zbiornika roboczego. Pary gazoliny nieskondensowane w urządzeniu chłodniczym a rozpuszczone w gazie trwałym odprowadza się do urządzenia kompresyjnego, w którym ulegają wykropleniu. Urządzenie to jest właściwie gazoliniarnią kompresyjną i pracuje na tej samej zasadzie. Po ukończeniu destylacji następuje proces regeneracji węgla w adsorberze, polegający na przepuszczeniu przez adsorber tzw. gazu obiegowego naprzód gorącego, podgrzewanego do temperatury ok. 150 C , a później zimnego o temperaturze ok. 30 C . Po zregenerowaniu węgla łączy się adsorber ponownie do procesu nasywania.

Metoda adsorbcyjna jest prawie wyłącznie stosowana w polskim przemyśle naftowym, a zalety jej są następujące:

- 1) pracuje dobrze nawet przy b. dużych zawartościach powietrza w gazie,

- 2) nadaje się do pracy także i przy małej zawartości gazoliny w gazie i odciąga z gazu największą ilość propanu w stosunku do innych metod.

Gazolinę z ropy otrzymuje się przez jej stabilizację. W skład ropy wchodzi rozpuszczone w niej gazy i pary gazoliny, które ulatniają się z niej podczas transportu z otworu produkującego do rafinerii i w samej rafinerii w czasie destylacji. Straty te do niedawna wynosiły podczas transportu ropy od otworu do rafinerii ok. 5%, a przy destylacji w rafinerii ok. 3%.

Problem ten rozwiązał przemysł naftowy ZSRR i USA przez zastosowanie zamkniętej eksploatacji, w której ropa z otworu eksploatacyjnego przechodzi szczelnymi rurociągami przez zbiorniki kopalniane i magazynowe do urządzenia stabilizacyjnego. Jest to walcowate naczynie żelazne, do którego w górnej części dochodzi ropa, skąd spływa po blachach kształtu stożkowego warstwą na spód zbiornika.

Ropa jest podgrzana albo w samej kolumnie przy pomocy węzownic parowych albo przed wejściem do kolumny w piecu rurowym do temperatury $60\text{--}100 \text{ C}$. Skutkiem podgrzania ropy ulatniają się rozpuszczone w niej gazy i pary gazoliny i uchodzą górą zbiornika do urządzenia chłodniczego dla częściowej kondensacji gazoliny, odchodzącej do zbiornika magazynowego. Niewykroplone w urządzeniu kondensacyjnym gazy i pary gazoliny o c. g. ok. 0,2 i zawartości gazoliny ok. 1000 g/m^3 idą do dalszej przeróbki w gazoliniarni.

Przed wojną i w czasie okupacji zapoczątkowano prace koło stabilizacji ropy na niektórych naszych kopalniach, jednak bez zastosowania eksploatacji zamkniętej i przy użyciu prymitywnych kolumn stabilizacyjnych, na których otrzymywano raczej benzynę niż gazolinę.

Z gazu i z ropy otrzymujemy tzw. gazolinę surową, która jest mieszaniną węglowodorów o różnych temperaturach wrzenia i zapłonu. Posiada ona rozpuszczone w sobie gazy stałe C_1 i C_2 oraz znaczny procent zawartości propanu, które podczas magazynowania i transportu ulatniają się z gazoliny, porywając również i rozpuszczone w sobie frakcje wyższe. Gazolina surowa z ropy była używana do mieszanek benzynowych. Po pierwszej wojnie światowej zaczął się rozpowszechniać w przemyśle gazolinowym proces tzw. stabilizacji, którego praca polega na rozfrakcjonowaniu gazoliny surowej przez odparowanie lżejszych jej składników w specjalnej kolumnie, pracującej pod wysokim ciśnieniem, przy czym z fazy gazowej tych składników wytrąca się cięższe frakcje przez zastosowanie refluksu, tj. zraszania par gazoliny cięższą fazą ciekłą. Na urządzeniu tym otrzymujemy gazolinę stabilizowaną o c. g. 0,680 i prężności par wg Reida ok. 1,2, gaz płynny, propan i butan.

Produkty otrzymywane ze stabilizacji gazoliny służą do następujących celów:

- a) gazolina stabilizowana do mieszania z benzyną dla obniżenia jej ciężaru gatunkowego i zwiększenia zawartości składników wrzących do 100 C ;

- b) gaz płynny — mieszanina węglowodorów od metanu do izobutanu — do napędu silników i do celów ogrzewniczych;
 c) propan do selektywnej rafinacji olejów, jako środek do ich odasfaltowania;
 d) butan do napędu silników, dla celów chemicznej przeróbki i do celów ogrzewniczych.

Na terenie obecnego polskiego przemysłu naftowego przed drugą wojną światową i w czasie okupacji mieliśmy czynnych 8 gazoliniań wyłącznie adsorbcyjnych, ponadto było czynne urządzenie ekspansyjne na jednym polu gazowym, produkujące gazolinę przez rozprężanie gazu z ciśnienia 60 atn. na 20 atn., przy czym wykraplają się pary gazoliny rozpuszczone w gazie. Wytwórczość gazoliny w wymienionych gazoliniań wynosiła w latach 1938—1945 (tabl. 1):

Wytwórczość gazoliny
1938—1945

Tablica 1

Rok	Gazoliniań			Produkcja gazoliny na urządz. gazu eksp. w tonach	Ogólna produkcja gazoliny w tonach
	Przerobiono gazu ziemnego w tys. m ³	Wytwórczość gazoliny w tonach	Średnia wydajność gazoliny z 1 m ³ w g		
1938	103 549	4 007	38,7	2 037	6 044
1939	95 143	3 932	41,32	2 702	6 634
1940	76 409	3 672	48,14	2 253	5 905
1941	85 514	4 195	49,08	2 181	6 376
1942	95 209	4 622	48,55	2 286	6 908
1943	95 897	4 701	49,54	1 589	6 290
1944	¹⁾	2 748	—	419	3 167
1945 ²⁾	56 343	2 263	39,9	26	2 289

¹⁾ brak danych

²⁾ w wyprodukowanej gazolinie mieści się gazolina z ropy w ilości 43,18 ton.

W podanej powyżej tablicy uderza duża ilość gazoliny uzyskanej na tzw. urządzeniu ekspansyjnym, zmontowanym na jednym polu gazowym. W latach 1939—1944 okupant eksploatował to złożo gazowe w rabunkowy sposób, zwłaszcza w latach 1943 i 1944, co było powodem dużej produkcji gazoliny, ale równocześnie obniżenia ciśnienia złożowego z 90 atn. na ok. 20 atn. i spowodowało zniszczenie tego złoża oraz uniemożliwiło produkowanie gazoliny na tym urządzeniu, której w r. 1945 wyprodukowano na nim już tylko 26 ton.

We wrześniu 1944 r. w wyniku zwycięskiej ofensywy Czerwonej Armii zostały uwolnione tereny wschodnie przemysłu naftowego, a w styczniu 1945 r. tereny całego polskiego przemysłu naftowego. Okupant pozostawił urządzenia i fabryki gazoliny w rozpaczliwym stanie; poważną ilość maszyn i urządzeń wywieziono, brak było węgla aktywnego oraz materiałów koniecznych do uruchomienia fabryk.

W tych najcięższych warunkach rozpoczęto odbudowę przemysłu gazoliniań. Fachowcy nasi, tak z pracowników fizycznych jak i umysłowych, stanęli natychmiast do pracy, maszyny i materiały zdobywano z niesłychanym trudem. Wszystkie zakłady uruchomiono w ciągu kilku dni. W latach 1944 i 1945 doprowadzono je do stanu przedwojennego i pod kierunkiem ówczesnego Naczelnego Dyrektora CZPPP opracowano tzw. Wielki Plan

Gazolinowy, którego realizację rozpoczęto w r. 1946. Plan ten polegał na:

- I. usprawnieniu starych fabryk i ich rozbudowie,
- II. zlikwidowaniu nierentownych fabryk i oddaniu przerabianego przez nie gazu do gazoliniań bardziej nowoczesnych,
- III. budowie nowych gazoliniań,
- IV. oddaniu możliwie jak największej ilości gazów mokrych, dotychczas spalanych, do przeróbki w gazoliniań przez budowę gazociągów i tłoczni gazowych,
- V. ujęciu gazów rozpuszczonych w ropie do przeróbki w gazoliniań,
- VI. budowie urządzeń do stabilizacji ropy,
- VII. budowie nowoczesnego urządzenia do stabilizacji gazoliny.

Plan był bardzo poważny, niemniej jednak fachowcy nasi postanowili wykonać go w ramach planu 3-letniego, mimo olbrzymich trudności, szczególnie z powodu braku materiałów i wyszkolonych pracowników. Plan ten został zrealizowany w 100%.

I. Odnośnie usprawnień i rozbudowy starych gazoliniań, zwiększono znacznie ich zdolność przerobczą przez dobudowę adsorberów, zwiększanie ładunku węgla aktywnego i wymianę starego zużytego na nowy oraz rozbudowę urządzeń do przetłaczania gazu obiegowego, co umożliwiło znaczne obniżenie procentu obciążenia węgla, a co w konsekwencji zwiększyło wydajność gazoliny z gazu przez wydobycie z niego większej ilości izobutanu i propanu. Budowa urządzeń kompresyjnych umożliwiła produkcję izobutanu i propanu, których na urządzeniu chłodniczym nie dało się skondensować i które dotychczas odchodziły do gazu opałowego. I tak w latach od 1946 do 1949:

1. Przez dobudowę adsorberów i zwiększenie ładunku węgla aktywnego zwiększono zdolność przerobczą trzech gazoliniań — jednej o 100%, drugiej — 50%, a trzeciej o 40%.
2. Zbudowano w trzech gazoliniań urządzenie kompresyjne.

II. Dla racjonalnej przeróbki gazu zlikwidowano cztery stare nieekonomiczne gazoliniań, a gaz przerabiany przez nie oddano do innych istniejących lub nowozbudowanych gazoliniań.

III. Zbudowano dwie nowe gazoliniań węglowe dla przeróbki gazów z pól ropno-gazowych, jedną gazoliniań kompresyjną oraz nowoczesną gazoliniań węglową dla przeróbki gazu z pewnego pola gazowego, pracującą pod ciśnieniem 6—9 atn., a to celem umożliwienia dalszego transportu gazu odgazolinowanego gazociągami dalekosiężnymi bez potrzeby ponownego jego komprimowania.

Na jednym z największych pól gazowych zbudowano również urządzenie ekspansyjne, celem częściowego odgazolinowania gazu, przy czym uzyskano około 6 g gazoliny na 1 m³ przerobionego gazu.

Planowano również budowę gazoliniań olejowej, jednak z powodu trudności w jej wykonaniu oraz braku na ten cel kredytów, rozwiązano tę sprawę w inny sposób, a mianowicie przez budowę gazociągów dalekosiężnych kosztem kilku

milionów złotych umożliwiono przeróbkę gazu w wyżej wymienionej gazolinii pracującej pod ciśnieniem. Rozwiązanie to zaoszczędziło poważnego wydatku inwestycyjnego sięgającego 200 mil. złotych w ciężkim okresie odbudowy i umożliwiło natychmiastową przeróbkę gazu przy pełnym wykorzystaniu zdolności przeróbczej gazolinii ciśnieniowej.

IV. Odnośnie zwiększenia przeróbki gazu z pól ropno-gazowych i czysto-gazowych:

1. Włączono do przeróbki całe wydobycie dwóch największych pól gazowych i ok. 10% jednego z ostatnio odwierconych pól o gazie ubogim w gazolinę (9 g/m^3), gdyż zasadniczo gaz ten nie nadaje się do przeróbki i stosuje się go w gazolinii jedynie do regeneracji węgla.

2. Zbudowano tłocznie gazowe, umożliwiając przerobienie całego wydobycia gazowego z pól ropno-gazowych ośmiu kopalń. Przez budowę tych tłocznij ujęliśmy do przeróbki ok. 90% całkowitej produkcji gazu z pól ropno-gazowych.

V. W programie ujęcia do przeróbki gazów rozpuszczonych w ropie, przez zastosowanie zamkniętej eksploatacji ropy, ujęto te gazy w znacznej większości kopalń.

VI. Z programu budowy urządzeń do stabilizacji ropy zbudowano nowe urządzenia na ośmiu kopalniach, w których jest przestabilizowane całkowite wydobycie ropy.

Z końcem planu 3-letniego, tj. w grudniu 1949 r., 60% całkowitego wydobycia ropy zostało oddane do stabilizacji, przy czym na szeregu kopalń nie da się zastosować stabilizacji ropy z powodu małego wydobycia i stąd nierentowności urządzenia.

VII. Przewidziane w planie budowy urządzenie do stabilizacji gazoliny, zupełnie nowoczesne i całkowicie wykonane w kraju, zostało wybudowane jeszcze w roku 1947. Urządzenie to umożliwiło produkcję gazoliny stabilizowanej i gazu płynnego, z którego 90% eksportuje się za granicę do strefy dolarowej za dewizy. Na urządzeniu tym otrzymuje się również 80% propanu, potrzebny do selektywnej rafinacji olejów. Ponieważ stabilizacja okazała się za mała w stosunku do ciągle rosnącej produkcji gazoliny surowej i do produkcji czystego propanu, powiększono ją w r. 1949 przez zmontowanie drugiej wieży, również całkowicie wykonanej w kraju.

Tak więc tzw. Wielki Plan Gazolinowy został w planie 3-letnim prawie w zupełności wykonany, co umożliwiło stałe zwiększanie produkcji gazoliny tak z ropy jak i z gazu, przy równoczesnym wzroście średniego wydatku gazoliny z 1 m^3 gazu wzgl. z 1 kg ropy i już w r. 1947 osiągnięto przedwojenną produkcję gazoliny z r. 1938. Osiągnięcia w przemyśle gazolinowym od 1945 r. do końca planu 3-letniego ilustruje tabl. 2.

W tablicy tej przyjęto produkcję gazoliny z gazu, z ropy i łączną z 1945 r. jako równą 100 — i można z niej odczytać osiągnięcia nasze nie tylko w zwiększeniu produkcji gazoliny ale również we wzroście średniego wydatku gazoliny z 1 m^3 gazu, który

Tablica 2

Rok	Produkcja gazoliny z gazu w stosunku do produkcji z 1945	Produkcja gazoliny z ropy w stosunku do produkcji z 1945	Łączna produkcja z gazu i z ropy w stosunku do całkowitej prod. z 1945	Średni wydatek gazoliny z 1 m^3 gazu	Średni wydatek gazoliny z 1 kg ropy
	wskaźnik w r. 1945 = 100			w gramach	
1945	100	100	100	39,9	57,0
1946	142	1 114	161	64,0	19,4
1947	216	2 532	263	88,2	21,7
1948	356	4 953	442	73,8	26,6
1949	—	—	—	89,5	30,2

z wydatku $38,7 \text{ g/m}^3$ w r. 1938 i $39,9 \text{ g/m}^3$ w r. 1945 wzrósł do $89,5 \text{ g/m}^3$ w 1949 r., mimo tego, że od r. 1948 załączono do przeróbki gazy słabo gazolinowe (około 23 g/m^3) w 50% całkowitej ilości przerabianego gazu, co oczywiście obniżyło znacznie średni wydatek gazoliny całego przerabianego gazu. Jako drugi przykład można przytoczyć osiągnięcia jednej z gazolinii, która w 1938 r. produkowała ok. 1800 ton gazoliny, w r. 1945 — 570,8 ton, a w r. 1949 — 2861 ton (niezależnie od tego wyprodukowano tam 620 ton gazoliny z ropy), przy czym zwiększenie produkcji osiągnięto tylko przez rozbudowę i usprawnienie pracy gazolinii, czego dowodem jest fakt, że wydatek gazoliny wzrósł z 80 g/m^3 w 1945 do 247 g/m^3 w 1949.

Zwiększenie produkcji gazoliny nie było jedynie wynikiem zwiększonej przeróbki gazów z pól ropno-gazowych; wprawdzie sumaryczna ilość gazu przerabianego w stosunku do r. 1938 nie spadła, zmniejszyła się natomiast bardzo znacznie (bo około 50%) ilość gazu z pól ropno-gazowych. Polityka bowiem nasza w eksploatacji gazu z pól ropno-gazowych szła po linii zmniejszenia wykładnika gazowego, celem zwiększenia sumarycznego wydobycia ropy ze złoża i to zagadnienie było dla nas zasadnicze.

Dla podkreślenia ważności przemysłu gazolinowego i jego osiągnięć w latach powojennych tabl. 3 podaje procentowy stosunek ilościowy wyprodu-

Tablica 3

Rok	Stosunek wagowy wyprodukowanej gazoliny do wydobytej ropy	Stosunek wartości wyprodukowanej gazoliny do wydobytej ropy
	w p r o c e n t a c h	
1945	2,22	5,07
1946	3,09	7,38
1947	4,71	10,97
1948	7,22	16,80
1949	8,27	19,32

kowanej gazoliny do wydobytej ropy i stosunek wartości wyprodukowanej gazoliny do wartości wydobytej ropy.

Zamierzenia polskiego przemysłu gazolinowego w planie 6-letnim są następujące:

I. W dziedzinie przeróbki gazu:

1. Dalsza rozbudowa istniejących gazolinii dla zwiększenia ich zdolności przeróbczej w związku z planowanym zwiększeniem wydobycia z pól ropno-gazowych.

2. Usprawnienie pracy istniejących i nowo-zbudowanych gazolinariń przede wszystkim celem zwiększenia wydobycia propanu, którego z końcem planu 3-letniego zdołano wydobyć z przerabianych gazów tylko około 20% jego zawartości.

W związku z tym planuje się następujące usprawnienia:

- a) zwiększenie ilości gazu obiegowego w gazolinariach przez zastosowanie nowoczesnych wentylatorów gazowych o dużej zdolności przetłaczania, produkcji krajowej, w miejsce obecnie pracujących dmuchaw typu Rucke. Zmiana ta pozwoli uzyskać lepszą regenerację węgla i zmniejszenie jego zawilgocenia przed adsorbcją;
- b) zastosowanie lepszego węgla aktywnego, wysokoaktywnego zwłaszcza w początkowej fazie adsorbcji, celem zaadsorbowania możliwie największej ilości propanu z przerabianych gazów;
- c) zastosowanie urządzeń umożliwiających odprowadzenie nieskondensowanych gazów, gazów trwałych C_1 i C_2 przed ich wejściem do urządzenia kompresyjnego, co zmniejszy straty propanu i butanu powstające na skutek rozpuszczenia się ich w tych gazach trwałych.
- d) budowę urządzeń kompresyjnych w gazolinariach, w których dotychczas nie były zamontowane, po upewnieniu się co do ich rentowności.

3. Planuje się budowę nowych gazolinariń na polach ropno-gazowych i czysto-gazowych, o ile będzie zapewniona ich rentowność. Posiadane w rezerwie w magazynach 3 urządzenia małych gazolinariń, można będzie zamontować i uruchomić w ciągu kilku miesięcy, gdy tylko nawiercimy na starych lub nowych polach ropno-gazowych opłacalną do przeróbki produkcję gazu.

Przewiduje się budowę dużej nowoczesnej gazolinarni, prawdopodobnie olejowej, na największym naszym polu gazowym, na przeróbkę 500 m³/min. gazu przy ciśnieniu 30 atn.

Należy też zmontować kilka gazolinariń kompresyjnych w połączeniu z urządzeniami dla OCZ na polach ropno-gazowych, jedną z nich już w r. 1951.

4. Przez budowę tłoczni gazowych — załączy się do przeróbki gazy z pól ropno-gazowych, dotychczas spalane bez odgazolinowania, gdy tylko będzie to opłacalne.

5. Dalsza rozbudowa urządzeń do zamkniętej eksploatacji pozwoli ująć do przeróbki pozostałe ilości gazów rozpuszczonych w ropie, dotychczas nie przerabianej.

II. W dziedzinie stabilizacji ropy mamy w planie:

1. Dalsze zwiększenie ilości ropy poddawanej temu procesowi przez budowę nowych urządzeń stabilizacyjnych na wszystkich naszych polach ropno-gazowych po skalkulowaniu ich opłacalności. Budowa tłoczni ropnych i ropociągów pozwoli przetłaczać ropę do już istniejących na innych polach ropno-gazowych urządzeń stabilizacyjnych, co da dodatkowe oszczędności.

2. Zastosowanie urządzeń do stabilizacji ropy nowej konstrukcji. Dotychczas stosowane u nas urządzenia nie stabilizowały ropy całkowicie i pozostawiały jeszcze w stabilizowanej ropie ok. 0,8% wagowych propanu i butanów. Niezależnie od tego podczas stabilizacji na obecnie pracujących urządzeniach oddestylowuje się z niej poważne ilości ciężkich frakcji gazoliny aż do lekkich benzyn, o czym świadczy ciężar gatunkowy gazoliny uzyskanej na tych urządzeniach, wynoszący ok. 0,700. Opierając się na wzorach ZSRR skonstruowali nasi inżynierowie nowe urządzenie do stabilizacji ropy, które pozwoli na wydobycie z ropy całej ilości propanu i butanu, przez zastosowanie stabilizacji przy wysokim ciśnieniu 3—5 atn. i zraszaniu. Urządzenie takie składa się z wieży frakcyjnej, wypełnionej półkami z tackami przelewowymi, pieca rurowego, wymiennika ciepła, odstojnika, chłodnic wodnych dla ropy przestabilizowanej i produktów szczytowych, zbiornika zroszonej gazoliny oraz pomp dla ropy surowej i pompy cyrkulacyjnej między piecem rurowym a wieżą. Ropę surową tłoczy się przez wymiennik ciepła i odstojnik do wieży frakcyjnej, podając ją w około $\frac{1}{3}$ wysokości od szczytu wieży, skąd spływa po tackach na spód wieży. Dla wytworzenia ciepła potrzebnego do odparowania lekkich frakcji, pobiera pompa cyrkulacyjna część ropy ze spodu wieży, przetłacza ją przez piec rurowy, gdzie zostaje podgrzana do temperatury około 260 C i przetłoczona z powrotem do dolnej części wieży ponad pierwszą od spodu półkę. Na skutek podniesienia się temperatury we wieży frakcyjnej, odparowują z ropy jej lekkie frakcje i odpływają przez szczyt wieży do chłodnicy, gdzie ulegają kondensacji i ściekają do zbiornika płynu do zraszania. Z tego zbiornika część kondensatu odchodzi do zbiornika magazynowego, a część jest przetłaczana pompą na szczyt wieży, skąd spływając po tackach na spód powoduje wytrącenie z płynących ku górze par ich cięższych frakcji. Ilością zroszonej gazoliny reguluje się jakość produktu szczytowego. Przestabilizowana ropa odpływa z dołu wieży przez wymiennik ciepła, w którym oddaje część ciepła ropie doprowadzonej do wieży, a następnie przez chłodnicę wodną do zbiornika magazynowego.

Urządzenia te będą zmontowane na największych polach ropno-gazowych.

3. Planuje się również budowę urządzeń do stabilizacji ropy w rafineriach dla przestabilizowania ropy przed procesem destylacji. Zamontowanie tych urządzeń pozwoli na znaczne zmniejszenie strat destylacyjnych w lekkich frakcjach ropy od propanu do heptanu, które obecnie szacuje się na 2—3%.

III. Dla usprawnień urządzeń produkcyjnych i obniżenia kosztów własnych produkcji gazoliny należy:

1. budować nowoczesne kotłownie na parę prze-grzaną w miejscu dotychczas stosowanych kotłów lokomobilowych;

2. budować piece rurowe przy urządzeniach do stabilizacji ropy dla jej podgrzewania w miejsce przeważnie dotychczas stosowanej pary;

3. zastosować silniki elektryczne zamiast spalinowych do napędu maszyn pracujących w gazoliniarniach i tłoczniach gazowych.

Na podstawie naszych zamierzeń w planie 6-letnim, przy uwzględnieniu dodatkowych ilości gazu i ropy, które w ramach tego planu mamy otrzymać do przeróbki (przy czym wykładnik gazowy

na polach ropno-gazowych będzie znacznie obniżony), planujemy osiągnięcie z końcem planu 6-letniego produkcji gazoliny o 40—50% wyższej aniżeli w 1949 r. Jest rzeczą oczywistą, że w wypadku odkrycia przez PP Wiercenia Poszukiwawcze nowych złóż ropnych lub gazu gazolinowego, plan ten odpowiednio zostanie powiększony.

Mgr Inż. Zdzisław Wilk
Akademia Górniczo-Hutnicza

Prawo Ohma dla gazociągów

Nie ma „dokładnej” relacji matematycznej dla obliczenia oporu przepływu gazów i płynów przez rurociągi, jakkolwiek nie oznacza to, że nie potrafimy obliczać tych oporów z dokładnością wystarczającą w zupełności dla celów praktycznych. W pewnych nawet wypadkach rachunek jest bardzo dokładny i służy do celów naukowych, jak to np. ma miejsce przy oznaczaniu lepkości gazów na zasadzie równania Poiseuille'a.

Dla celów przemysłowych istnieją zasadniczo dwa zagadnienia, a mianowicie obliczenie straty na ciśnieniu „płynów nieściśliwych”, do których zaliczamy wszystkie płyny w granicach ciśnień do kilkudziesięciu atmosfer, gdy ściśliwość płynów można zupełnie pominąć, oraz gazy pod ciśnieniem niskim względnie przy niezbyt dużych szybkościach przepływu i na krótkich odległościach. W obu wypadkach posługujemy się tymi samymi wzorami dla gazów i płynów.

Inaczej zupełnie przedstawia się sprawa, gdy chodzi o przepływ gazów przez długie rurociągi, gdyż wtedy nie można pominąć zjawiska rozprężania się gazu, a więc nie można wówczas uważać gazów za płyny nieściśliwe i należy stosować relacje ustalone nie tylko dla gazów w ogóle, lecz nawet dla poszczególnych rodzajów gazu. Są w użyciu w tym celu specjalne formuły, ponieważ wzory wyprowadzone na zasadzie rozważań teoretycznych muszą być uzupełnione współczynnikami, które różnią się między sobą, w zależności od rodzaju gazu.

Jeżeli chodzi o gazociągi dalekosiężne, a praktycznie biorąc o długości gazociągów od około jednego kilometra w górę, to obliczanie ich oporu względnie straty na ciśnieniu zasada się na wprowadzonym przez Jacoba wzorze w roku 1922 (VDI). Istnieje cały szereg przeróżnych wzorów (Spitzglass, Forest-Towl, Biel, Stradtman i w. in.), a z nich najpopularniejszym i najczęściej używanym jest wzór Weymoutha. Wszystkie razem mają tę wspólną cechę, że wprowadzają pewien współczynnik przepływu (λ), wkalkulowany zazwyczaj w stałą równania. Na ten temat publikuje B. F. Grizzle w mies. „Petroleum Engineer” (1945/X.) ciekawe wywody. Między innymi stwierdza on, że Weymouth oznaczał współczynnik tarcia tylko dla powietrza i że nie podaje, w jaki sposób zostały wykonane jego pomiary, A skoro tak, skoro mamy obecnie do dyspozycji nowe i dokładnie wykonane pomiary specjalnie dla gazu ziemnego, to chyba już czas najwyższy zaprzestać używania formuły

Weymoutha a używać relacji nowszych. Wymieniony autor podaje wykaz najnowszych pomiarów przepływu gazu ziemnego i wykazuje znaczne odchylenia od formuły Weymoutha, dochodzące w skrajnych wypadkach nawet do —51% oraz +19%. Autor podaje najnowszą relację (Panhandle), która w oryginale brzmi jak następuje:

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{Q^{1,8539} \cdot L}{247960 \cdot d^{4,8539}} \text{ [(funtów/cal}^2\text{)}^2] \quad (1)$$

gdzie Q = stopy sześć. gazu na dobę,
 d = średnica rurociągu w calach,
 L = długość rurociągu w milach,
 P = ciśnienie w funtach na cal kwadr.

Na terenie europejskim pomiary wykonywał dr Guman w Siedmiogrodzie, otrzymując wartość dla $\lambda = 0,017$, którą to wartość należy wstawić w relację najogólniejszą, a mianowicie

$$V = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_0}{P_0} \sqrt[3]{\frac{R_{pow}(P_1^2 - P_2^2) \cdot D^5}{\lambda \cdot s \cdot T \cdot L}} \text{ [Nm}^3\text{/min.]} \quad (2)$$

przy oznaczeniach powszechnie u nas używanych (L w kilometrach). Po uproszczeniu i wstawieniu wartości liczbowych dla wielkości znanych, możemy równania podstawowe dla obliczenia różnicy ciśnień na początku i na końcu gazociągu napisać w takiej bardzo ciekawej formie, która przypomina prawo Ohma dla przepływu prądu elektrycznego w przewodach:

$$P_1^2 - P_2^2 = (c_1 \cdot s \cdot V^2) \cdot (c_2 \cdot L \cdot d^{-5}) \quad (3)$$

Jeżeli użyjemy innej relacji, np. jak pod (1), to nic w zasadzie nie zmieni się i zawsze otrzymamy analogię:

$$\Delta^2 = I \cdot R \quad (4)$$

co odpowiada równaniu dla przepływu prądu elektrycznego $E = I \cdot R$ (L. Kowarski)¹⁾.

Jeżeli wstawimy w relację (3) wartości liczbowe, np. $s = 0,6$, $\lambda = 0,017$, $T = 273$, wówczas otrzymamy równanie nadające się do szybkich przeliczeń kalkulacyjnych gazociągu dalekosiężnego:

$$\Delta^2 = I \cdot R = (122,4 V^2) \cdot (4,81 L d^{-5}) \text{ [ata}^2\text{]} \quad (5)$$

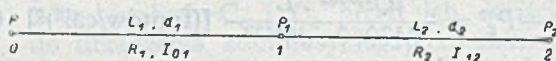
gdzie V podano w $\text{m}^3\text{/min.}$, L w km, d w cm.

W równaniach (3) i (5) widzimy bardzo ciekawą i dotychczas prawie zapoznaną rzecz, a mianowicie, że po prawej stronie równania mamy iloczyn dwu

¹⁾ L. Kowarski: Les avant — projet de distribution du gaz, Paris, 1958.

wielkości, z których pierwsza jest zupełnie niezależna od własności rurociągu, a jest nią (I) „natężenie prądu gazu“ ($c_1 s V^2$), druga wielkość, to „opór przewodu“ ($c_2 L d^{-5}$), który znowu nie zależy zupełnie od tego, jaki gaz i w jakiej ilości przepływa przez rurociąg (przewód). Widzimy zatem, że nie można mieszać ze sobą dwu różnych pojęć, jak to po staremu uczyniliśmy na początku tego artykułu, albowiem opór jest to cecha samego przewodu (R), zaś strata na ciśnieniu (Δ^2) jest iloczynem oporu i natężenia prądu. Strata na ciśnieniu jest to różnica potencjałów czyli w naszym wypadku różnica ciśnień, względnie u nas (dla gazu podlegającego ekspansji a więc w rurociągu dalekosiężnym) różnica kwadratów ciśnień.

Posługując się podanymi relacjami, możemy w sposób łatwy i przejrzysty wykonać cały szereg obliczeń, zarówno dla jednolitych i jednodymensyjnych gazociągów jakoteż i dla różnodymensyjnych odcinków, połączonych w szereg lub równolegle. Na rys. 1 widzimy przykładowo dwa odcinki



Rys. 1. Szeregowe połączenie gazociągów

połączone szeregowo, a odpowiednie równania mają postać:

$$\Delta_{02}^2 = \Delta_{01}^2 + \Delta_{12}^2 = (P_0^2 - P_1^2) + (P_1^2 - P_2^2) \quad (6)$$

oraz

$$I_{02} R_{02} = I_{01} R_{01} + I_{12} R_{12} = I_{02} (R_{01} + R_{12}) \quad (7)$$

czyli

$$R_{02} = R_{01} + R_{12} \quad (8)$$

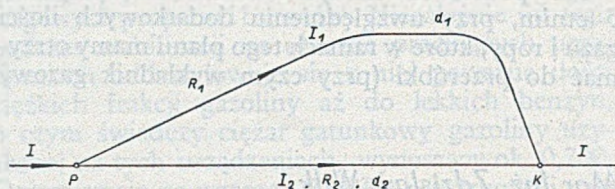
Dla każdego odcinka

$$I = \frac{\Delta^2}{R} \quad (9)$$

Przy połączeniu odcinków gazociągu równolegle, należy celem przeprowadzenia analogii z prądem elektrycznym uwzględnić fakt, że przewodnictwo gazociągu nie jest prostą odwrotnością wartości oporu, jak dla przewodu elektrycznego, lecz jest ono odwrotnością n -tej potęgi, a więc gdybyśmy liczyli przy pomocy relacji (1), wówczas $n = 1,8539$, zaś według relacji (2) oraz innych z niej wyprowadzonych $n = 2$. Przyjmijmy dla uproszczenia ten drugi wypadek, a wówczas

$$\sqrt{I} = \sqrt{I_1} + \sqrt{I_2} \quad (10)$$

zatem uwzględnivszy relację (9), możemy napisać (przy znakowaniu jak na rys. 2):



Rys. 2. Rurociągi połączone równolegle

$$\sqrt{\frac{\Delta_{PK}^2}{R}} = \sqrt{\frac{\Delta_1^2}{R_1}} + \sqrt{\frac{\Delta_2^2}{R_2}} \quad (11)$$

a ponieważ przy połączeniu równoległym

$$\Delta_{PK}^2 = \Delta_1^2 = \Delta_2^2 \quad (12)$$

przeto

$$\frac{1}{\sqrt{R_P}} = \frac{1}{\sqrt{R_1}} + \frac{1}{\sqrt{R_2}} \quad (12)$$

Wartość $\frac{1}{R^n} = p$ nazwiemy przewodnictwem

odcinka i relację (12) możemy napisać krótko

$$p = p_1 + p_2 \quad (13)$$

czyli że teraz możemy powiedzieć, iż przewodnictwo rurociągów połączonych równolegle równa się sumie przewodnictw gałęzi.

W dalszym ciągu można wyprowadzić bardzo ważne relacje, a to

$$V_1 = \frac{V_P}{1 + \sqrt{\frac{R_1}{R_2}}} = \frac{V_P}{1 + \sqrt{\frac{p_2}{p_1}}} \quad (14)$$

oraz

$$V_2 = \frac{V_P}{1 + \sqrt{\frac{R_2}{R_1}}} = \frac{V_P}{1 + \sqrt{\frac{p_1}{p_2}}} \quad (15)$$

Mamy zatem, niezależnie od nowych wzorów dla obliczenia różnicy ciśnień dla gazociągu dalekosiężnego, nowe podejście do problemu przepływu, oporu oraz strat na ciśnieniu, które to relacje pozwolą wnikliwiej ocenić warunki przepływu, oraz przy użyciu odpowiednio wykonanych prostych i łatwych w użyciu nomogramów, szybko przeprowadzić analizę i obliczenia gazociągów oraz ich odgążeń.

Mgr Inż. Kazimierz Kachlik
Czechowice



Straty naturalne produktów naftowych

Streszczenie

Straty przy magazynowaniu lekkich produktów naftowych, wynoszące kilkaset milionów złotych rocznie, można obniżyć znacznie przez racjonalne magazynowanie produktów, uzyskane zmianą konstrukcji zbiorników magazynowych i odpowiednim ich malowaniem.

Artykuł poświęcony jest przeglądowi różnych sposobów magazynowania: pod ciśnieniem, z wyliminowaniem fazy gazowej, w zamkniętej przestrzeni, podaje wpływ barwy zbiornika na straty magazynowania, oraz porównanie strat przy różnych systemach magazynowania.

Stratami naturalnymi produktów naftowych określamy straty powstające w czasie magazynowania, manipulacji oraz transportu produktów, wskutek odparowania części produktu, co zależy ściśle od własności produktu, urządzeń manipulacyjnych, względnie magazynowych lub transportowych, oraz warunków klimatycznych (temperatura, wiatry).

Ropę oraz produkty z niej pochodzące przechowuje się przeważnie w zbiornikach żelaznych, budowanych z blachy o grubości od kilku do dwudziestukilku milimetrów. Pojemność zbiorników waha się od kilkuset litrów do 15000 m³. Buduje się również podziemne zbiorniki betonowe, które dotychczas służą tylko do magazynowania ropy lub oleju opałowego.

Prototypem zbiorników dla produktów naftowych jest zbiornik cylindryczny stojący; objętość ich dochodzi do 12000 m³. Kształt zbiorników w krajach przodujących przemysłu naftowego uległ w ostatnich 30 latach znacznym zmianom, głównie celem zapobiegania stratom lekkich produktów, które mogą dochodzić do kilku procent miesięcznie.

Straty przy magazynowaniu produktów ropnych powstają z następujących przyczyn:

A. Ogrzewanie zbiornika promieniami słonecznymi powoduje przechodzenie węglowodorów ciekłych w fazę gazową, w myśl prawa Daltona, że całkowite ciśnienie fazy gazowej będącej w równowadze fizyko-chemicznej z fazą ciekłą w danej temperaturze równa się sumie ciśnień parcjalnych węglowodorów zawartych w cieczy. Ponieważ prężność par węglowodorów rośnie proporcjonalnie do wzrostu temperatury, dlatego parowanie w wyższej temperaturze jest większe.

B. Oddychanie zbiornika. W myśl prawa Charlesa, że przy stałym ciśnieniu objętość gazu jest wprost proporcjonalna do temperatury — w miarę podgrzewania się fazy gazowej w zbiorniku w ciągu dnia, objętość fazy wzrasta (jeżeli nie ma zaworów ciśnieniowych) i część gazów zostaje wyparta ze zbiorników w atmosferę. Odwrotnie — z chwilą obniżania się temperatury objętość fazy gazowej maleje i do zbiornika wpływa zewnętrzne powietrze. Zjawisko to określa się nazwą „oddychania zbiorników”.

Warunki przechowywania cieczy wewnątrz zbiornika, a tym samym wielkość strat produktu, zależą od następujących parametrów:

- a) własności odbijania promieni słonecznych przez powierzchnię zbiornika,
- b) własności promieniowania ciepła z powierzchni zbiornika,
- c) ciepła właściwego i przewodnictwa cieplnego blach zbiornikowych, powietrza, fazy gazowej i ciekłej,
- d) ciepła parowania magazynowanego produktu (benzyny np. ok. 2 razy mniejsze od etanolu),
- e) ciśnienia fazy gazowej w zbiorniku,
- f) opóźniającego działania powietrza na szybkość dyfuzji par węglowodorów nad fazą ciekłą,
- g) prądów konwekcyjnych wymiany ciepła,
- h) zmian atmosferycznych.

Zawartość zbiornika jest zasadniczo w stałym ruchu — przy obniżaniu się temperatury górne

i boczne warstwy fazy gazowej i ciekłej tracą najprędzej ciepło i opadają w dół przez zwiększenie się ciężaru właściwego, natomiast cieplejsze i lżejsze części podchodzą w górę i zajmują ich miejsce. Dlatego w okresie dłuższego obniżania się temperatury faza gazowa i ciekła przedstawiają się jako zupełnie jednorodne fazy pod względem temperatury, ciśnienia i gęstości. W czasie podnoszenia się temperatury, górne warstwy nagrzewają się najszybciej i oddają ciepło dolnym tylko przez konwekcję cieplną; temperatury fazy gazowej i płynnej podnoszą się proporcjonalnie do wysokości gazu, a gęstość maleje.

Ciepło dostarczane przez promienie słoneczne zostaje częściowo odbite od ścian zbiornika, część zostaje zaabsorbowana przez blachę zbiornika i za pośrednictwem blachy przechodzi do fazy ciekłej i gazowej magazynowanego produktu. Ciepło dostarczane produktowi zużywa się na podniesienie temperatury, na odparowanie fazy ciekłej i wreszcie na rozszerzanie się fazy gazowej, co powoduje wypływanie części gazów do atmosfery lub podniesienie ciśnienia (w zbiornikach zamkniętych).

W rezultacie, cała przestrzeń gazowa nad płynem jest praktycznie parą nasyconą węglowodorów zawartych w produkcie magazynowanym, przy czym decydującą rolę odgrywa temperatura powierzchni cieczy a nie przeciętna temperatura całej fazy ciekłej w zbiorniku. Z tego względu zbiorniki obmurowane, lecz z dachem niez izolowanym, wykazują prawie takie same straty magazynowania, jak zbiorniki wolno stojące.

Czynniki decydującymi o wielkości strat magazynowania są:

- 1) prężność par magazynowanej cieczy, zależna od temperatury,
- 2) wielkość powierzchni cieczy w stosunku do ilości cieczy magazynowanej czyli do grubości warstwy cieczy,
- 3) ilość par węglowodorów nad płynem, gdyż z chwilą nasycenia fazy gazowej nad płynem odparowanie ustaje. Szybkość natomiast odparowania danego węglowodoru jest wprost proporcjonalna do różnicy prężności pary produktu magazynowanego i prężności pary tego węglowodoru w fazie gazowej,
- 4) wymiana fazy gazowej nad powierzchnią cieczy.

Przez regulowanie tych czterech parametrów osiągnięto w niektórych krajach bardzo poważne obniżenie strat magazynowania, a przez to znaczne oszczędności. Np. przeciętne straty ropy w kopalniach amerykańskich w r. 1920 wynosiły łącznie z transportem na terenie kopalń 6,2%. Straty te przez podjęcie należytej akcji zostały w ciągu kilkunastu lat zredukowane o 68%⁽¹⁾. Podobnie w 1923 r. straty magazynowania benzyny w rafineriach amerykańskich wynoszące 6,5%, a ropy 2,1%, zostały zmniejszone o blisko 68%, co w samym tylko okręgu Oklahoma i Kansas dało w 1934 r. 21 633 000 dolarów oszczędności w porównaniu do r. 1925⁽²⁾.

Straty magazynowania produktów naftowych można oznaczyć:

- 1) przez okresowe mierzenie objętości i gęstości produktu magazynowanego,
- 2) przez oznaczanie własności fizycznych — ciężaru właściwego lub destylacji magazynowanego produktu⁽³⁾,
- 3) przez chwytnie gazów uchodzących ze zbiornika w gazometrze i oznaczenie w nich zawartości benzyny,
- 4) przez rejestrowanie temperatury przestrzeni gazowej w zbiorniku i oznaczanie zawartości benzyny w gazie.

Celem otrzymania dokładnych wyników, powinno się stosować równoległe oznaczanie co najmniej dwoma sposobami, gdyż błędy pomiarowe każdej metody są dość duże.

Zmniejszenie strat magazynowania można osiągnąć tego rodzaju sposobami, jak odpowiednim dobraniem barwy zbiornika, termoizolacją, chłodzeniem wodą, magazynowaniem pod ciśnieniem, wyeliminowaniem fazy gazowej, uniemożliwieniem wydalenia się fazy gazowej w atmosferę w czasie oddychania.

Malowanie, termoizolacja zbiorników i chłodzenie wodą

Są to najprostsze sposoby, prowadzące do zmniejszenia strat magazynowych, przede wszystkim przez zmniejszenie oddychania zbiornika. Przy dobieraniu farby do malowania zbiorników należy pamiętać, że wydzielający się ewentualnie z benzyny i ropy siarkowodor, atakuje farby posiadające w swym składzie związki ołowiu⁽⁷⁾, co wywołuje zmianę barwy. H. Gardner⁽⁸⁾ radzi dlatego stosowanie sykatyw manganowych zamiast ołowiowych.

Ten sam autor stwierdza, że farby dające błyszczącą powierzchnię po wyschnięciu odbijają więcej promieni świetlnych, aniżeli powierzchnie matowe. Tabl. 1 podaje wyniki eksperymentu naświetlania przez 15 minut powierzchni małych zbiorników łukiem elektrycznym.

Tablica 1

Barwa zbiornika	Wzrost temp. w zbiorniku °C
Płyta cynowa	11,0
Farba aluminiowa	11,5
„ biała	12,5
„ kremowa-jasna	12,8
„ różowa-jasna	13,1
„ niebieska	13,5
„ szara	14,6
„ zielona	14,8
„ czerwona	16,5
„ ciemno-niebieska	20,4
„ ciemno-zielona	22,2
„ czarna	30,0

Jak z tablicy wynika, barwa zbiornika ma bardzo duży wpływ na temperaturę fazy gazowej w zbiorniku.

Tabl. 2 podaje wzrost temperatury i straty ciężkiej benzyny w małych zbiornikach, napełnionych w $\frac{2}{3}$ objętości i wystawionych przez 2 godziny na działanie promieni słonecznych⁽⁹⁾.

Jak wynika z doświadczenia, malowanie na biało zmniejsza dwukrotnie straty w porównaniu z barwą czarną.

Tablica 2

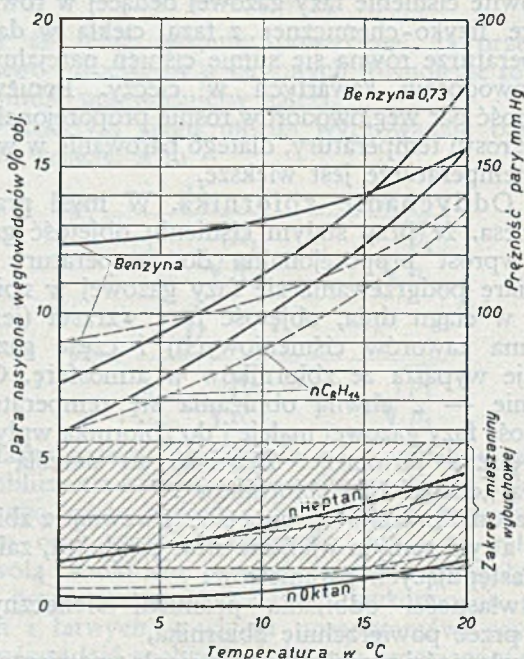
Barwa zbiornika	Temperatura po 2 godz. w °C	Strata %
czarna	43,6	9
jasno-czerwona	42,7	8
ciemno-czerwona	42,5	8
ciemno-zielona	42,3	8
szara	41,0	6
biała (na czerwonej)	38,8	5
kremowa	38,8	5
jasno-niebieska	38,8	5
biała	38,0	4

Tabl. 3 podaje wyniki badań Wigginsa⁽¹⁰⁾ na trzech zbiornikach, prowadzonych przez 31 dni.

Tablica 3

Barwa zbiornika	Przeciętna temperatura fazy gazowej °C	Przec. różnica temperatury maksymalnej i minimalnej °C
czarna	31,0	15,0
czerwona	29,4	13,8
biała	24,0	10,0
Temper. atmosf.	19,4	18,4

Na wykresie (rys. 1) podano zawartość pary nasyconej węglowodorów w powietrzu w procentach w zależności od temperatury.



Rys. 1

Badania przeprowadzone na skalę techniczną przez Schmidta i Ludwiga⁽¹¹⁾ z czterema zbiornikami o pojemności po 8000 ton każdy, napełnionymi świeżą ropą i prowadzone w ciągu roku, dały wyniki podane w tabl. 4. Zaznaczyć należy, że zbiorniki były zaopatrzone w zawory ciśnieniowe i próżniowe (magazynowanie pod małym ciśnieniem), oraz że zbiornik pomalowany farbą aluminiową był przez pewien okres badania prawie czarny z powodu obłania ropą oraz pokryty ciemnym nalotem olejowym pochodzącym z gazów rafineryjnych.

Tablica 4

Barwa zbiornika	Straty roczne w procentach
czarna	1,24
czerwona	1,14
szara	1,03
alumiowa	0,83

Ci sami badacze⁽¹²⁾ badali w dalszym ciągu trzy szczelne zbiorniki o pojemności po 37 ton każdy, zaopatrzone w zawór ciśnieniowy, otwierający się przy ciśnieniu 0,068 kg/cm², oraz próżniowy działający przy obniżeniu ciśnienia o 18 cm słupa wody. Wyniki badań podaje tabl. 5. Jeden ze zbiorników był dla izolacji obudowany.

Tablica 5

	Barwa zbiorników		Zbiornik obudowany	Temperatura atmosferyczna
	czerwona	alumiowa		
Maksymalna temperatura C	53	44,5	38,4	33,8
Minimalna temperatura C	11,3	6,7	7,2	4,4
Przeciętna temp. dzienna maksymalna C	44,2	33,3	31,6	27,8
Przeciętna temp. dzienna minimalna C	15,5	13,9	17,5	14,5
Przeciętna zmiana temp. w fazie gazowej C	26,7	19,4	14,4	13,3
Przeciętna temperatura fazy gazowej C	29	23,6	24,5	21,1

Badania Schmidta, Ludwiga i Wilhelma⁽⁴⁾ przeprowadzone od 29 maja do 15 października na 4 zbiornikach leżących, napełnionych benzyną o c. wł. 0,721, oddestylującej 10% do 56 C, podaje tabl. 6. Zbiorniki zaopatrzone były w zawory ciśnieniowe, otwierające się przy ciśnieniu 9 cm słupa wody, oraz próżniowe, nastawiane na podciśnienie 2,25 cm słupa wody. W ciągu okresu badań na 452,6 godzin możliwego nasłonecznienia, słońce świeciło przez 410 godzin.

W czasie badania najwyższa temperatura zewnętrzna wynosiła 40 C, najniższa — 15 C, przeciętna 28 C, najwyższa zmiana temperatury w ciągu dnia 17 C.

Oprócz zastosowania różnych barw zbiorników, zbiornik pomalowany na biało posiadał dach oraz górną część zbiornika zaizolowaną masą azbestową, natomiast drugi pokryto folią alumiową.

Tablica 6

Barwa zbiornika	Przeciętna temperatura fazy gazowej C			Straty benzyny %	
	maksymalna	minimalna	Różnica dzienna	całkowite	mieсяczne
biała	36,0	22,5	13,5	1,4	0,31
folia alumiowa	42,5	25	17,5	2,12	0,47
alumiowa	45,4	26	19,4	2,34	0,52
czarna	54,5	24,3	30,0	3,54	0,78

Jak wynika z tablicy, straty magazynowania w zbiorniku pomalowanym na biały kolor i izolowanym były przeszło dwukrotnie niższe od strat zbiornika pomalowanego na kolor czarny.

Z przytoczonych powyżej przykładów wynika jasno, że można wydatnie zmniejszyć straty magazynowania przez malowanie zbiorników na kolor biały, względnie farbą alumiową.

Chłodzenie zbiorników wodą

Chłodzenie wodą stosowano w wypadkach posiadania taniej i zimnej wody; obecnie sposób ten jest raczej zarzucony z powodu dość silnej korozji zbiorników pod wpływem wody, oraz stosowania zbiorników ciśnieniowych.

Chłodzenie wodą przeprowadzano w dwojaki sposób:

- przez pompowanie wody na dach zbiornika i spływanie wody po ścianach,
- przez budowanie płaskiego dachu zbiornika z wystającym przydłużeniem ścian zbiornika ponad dach i napełnianie utworzonego w ten sposób zbiornika na dachu wodą, przy czym woda mogła przepływać bieżąco, lub była dopełniana w miarę odparowania.

Oba sposoby można stosować przy stosunkowo małych zbiornikach. Próba przeprowadzona na trzech zbiornikach⁽⁴⁾ o pojemności 37 ton każdy, napełnionych benzyną, dała wyniki podane w tabl. 7, przy czym zbiornik 1 — skrapiany był wodą, 2 — posiadał dach wodny, 3 — nie posiadał żadnego zabezpieczenia zmniejszającego straty.

Tablica 7

Zbiornik	Przeciętna temperatura fazy gazowej				Temperatura powierzchni fazy ciekłej po 12 dniach C	Straty miesięczne %
	maksym. C	minim. C	średnia C	przeciętna dzienna C		
1	34,5	25	27,8	9,4	42,3	0,23
2	36,7	31,5	34,0	5,0	35,6	0,32
3	51,5	26,0	39,0	25,5	31,5	0,53

Jak wynika z doświadczenia, straty magazynowania można wydatnie zmniejszyć przez chłodzenie zbiorników wodą, jeżeli nie bierze się pod uwagę strat powodowanych korozją blach zbiornika.

Według Wigginsa⁽³⁾, duży wpływ na wysokość strat magazynowania ma nie tylko temperatura, lecz również wiatry, powodujące szybszą wymianę par benzynowych fazy gazowej z powietrzem atmosferycznym. Podaje on wyniki badania strat w pięciu zbiornikach o różnych typach i pojemnościach, posiadających różne zabezpieczenia przed wpływem wiatru:

- zbiornik o pojemności 40 m³,
- zbiornik o pojemności 40 m³ z nadbudówką ochraniającą dach,
- zbiornik o pojemności 80 m³,
- zbiornik o pojemności 80 m³ obudowany,
- zbiornik o pojemności 8750 m³.

Zbiorniki były napełnione świeżą ropą, badania przeprowadzono przez pierwszych 40 dni po napełnieniu w lecie, jesieni i zimie. Wyniki podaje tabl. 8.

Tablica 8

Typ zbiornika	Straty w %		
	lato	jesień	zima
Po 10 dniach magazynowania:			
1	4,5	4,8	3,0
2	1,5		
3	2,9	3,2	2,4
4	0,82	0,58	
Po 40 dniach magazynowania:			
1	11,2	10,0	6,0
3	8,0	7,2	5,2

Typ 5 obserwowany był przez dwa lata i dał następujące wyniki:
straty w ciągu pierwszych 40 dni (wiosna) 0,4%,

straty w ciągu pierwszego roku 3,0%,
straty w ciągu jednego roku po 3 miesiącach stania 2,6%,
straty w ciągu roku po 6 miesiącach stania 2,3%,
straty w ciągu drugiego roku magazynowania 2,1%.

Z powyższego badania wynika, że straty ropy stabilizowanej (po rocznym okresie magazynowania) spadły o $\frac{1}{3}$ w ciągu drugiego roku magazynowania.

Z badań tych można wyciągnąć wniosek, że najmniejsze straty wykazał zbiornik największy, oraz że duży wpływ na zmniejszenie strat ma obudowanie dachu względnie całego zbiornika. Obudowanie zbiornika deskami powoduje wprawdzie utrzymanie w nim wyższej temperatury, lecz uchyla duże wahania temperatury, co zmniejsza straty oddychania.

Dokończenie nastąpi

Mgr Stefan Laskowski
Centr. Zarząd Przem. Naftowego

Zasady planowania socjalistycznego

Planowanie jest podstawowym czynnikiem budowy gospodarczej i społecznej kraju. Zadania wysunięte w planie 6-letnim przemysłu naftowego opierają się także głównie na właściwym rozwiązaniu zmobilizowania wszystkich dostępnych sił twórczych do jego wykonania. Doceniając w pełni znaczenie planowania, zamieszczamy poniżej krótki artykuł dotyczący podstaw planowania socjalistycznego w przemyśle. Drugi artykuł na temat metodyki planowania technicznego w przemyśle naftowym zamieścimy w jednym z najbliższych numerów.

Redakcja

Przemysł naftowy przystąpił do opracowania planu techniczno-przemysłowo-zaopatrzeniowo-finansowego na rok 1951. Na razie prace te odbywają się na szczeblu zakładów, tj. w sekcjach Kopalnictw Naftowych oraz w Rafineriach Nafty.

W następnej fazie plany zakładowe zostaną przeanalizowane i uzupełnione przez fachowe komórki przedsiębiorstw naftowych, po czym przejdą przez filtr kontrolny Centralnego Zarządu Przem. Naft., by po skoordynowaniu i ścisłym powiązaniu wszystkich części w jednolitą całość oraz po zatwierdzeniu przez Ministerstwo Górnictwa i Państwową Komisję Planowania Gospodarczego — stać się dyrektywną podstawą działalności produkcyjnej na rok przyszły.

Będzie zatem rzeczą pożyteczną nakreślenie ogólnych zasad, na jakich opiera się konstrukcja planu w ustroju budującego się socjalizmu.

Głównym założeniem planowania socjalistycznego jest urzeczywistnienie zadań, jakie stawia państwo i partia klasy robotniczej na danym etapie historycznym. Metodą zaś planowania jest metoda marksistowskiej dialektyki, polegająca na rozpatrywaniu zjawisk w ich wzajemnym związku, jako części całości, a nie w izolacji. Dlatego socjalistyczne planowanie poszczególnych gałęzi gospodarki narodowej, a więc i branży naftowej, nosi charakter ścisłego powiązania z pełnym państwowym planem gospodarczym.

Tak samo pomiędzy poszczególnymi planami, jak również między poszczególnymi wskaźnikami

w obrębie każdego planu musi istnieć wzajemna współzależność. Marksistowska dialektyka rozpatruje wszystkie zjawiska w ciągłym ruchu, w kierunku stałej ewolucji, w dążeniu do osiągnięcia jak największych i najlepszych rezultatów. Ów dynamizm wskazuje na to, że plan powinien rodzić się w walce jako nieustanny ruch progresywny dla rozwinięcia sił wytwórczych, które w rezultacie mają zaspokoić potrzeby mas pracujących i stale podnosić ich stopę życiową. To dążenie do maksymalnego rozwoju sił wytwórczych powinno zaś realizować się:

1. Poprzez uzyskiwanie maksymalnej ilości produkcji na posiadanych urządzeniach produkcyjnych i przy będącej do dyspozycji sile roboczej, surowcach i materiałach pomocniczych — w oparciu jednak o racjonalną gospodarkę istniejącymi urządzeniami.
2. Poprzez stałą rozbudowę i modernizację urządzeń wytwórczych i mechanizację procesów wytwórczych.
3. Poprzez ustalenie właściwych proporcji pomiędzy poszczególnymi częściami planu oraz zapobieganie dysproporcji; przez dysproporcję określamy takie wzajemne stosunki, które hamują i opóźniają wykonanie zadań postawionych przez plan.

W planowaniu socjalistycznym obowiązuje szereg podstawowych zasad, a mianowicie:

Zasada partyjnego planowania, to znaczy że planowanie gospodarki narodowej odbywa się u nas pod kierownictwem Polskiej Zjednoczonej Partii Robotniczej, wyrażając jej linię polityczną. Zasada partyjności bynajmniej jednak nie wyklucza udziału bezpartyjnych fachowców w układaniu planów. Przeciwnie, przyciąga do współpracy wszelkie elementy świadomego zadań, dla których pracuje klasa robotnicza.

Dalszą zasadą planowania jest zasada prymatu produkcji.

Wiemy, że wszystkie zjawiska gospodarcze można podzielić na produkcję, rozdział, wymianę i spożycie. Zachodzi zatem pytanie, które z tych zjawisk posiada dominującą rolę. Marks twierdził, że najważniejsza jest produkcja i na tym właśnie opiera się marksistowska teoria pierwszeństwa produkcji. Jakkolwiek wysiłek produkcji skierowany jest ku wytwarzaniu tego, co najbardziej odpowiada klasie robotniczej, jednakże decydujące jest to, co możemy produkować.

Słuszną i logiczną zasadą planowania jest zasada decydującego ogniwa, polegająca na tym, że nie od razu w tym samym tempie rozwijamy wszystkie działy gospodarki narodowej, ale wybieramy i kładziemy szczególny nacisk właśnie na to decydujące ogniwo, które w konsekwencji przyczyni się do podniesienia całej produkcji.

Takim np. decydującym ogniwem w r. 1945 był transport kolejowy, a w r. 1948 i 1949 rozwój hodowli i rozwój obrotu mięsem (akcja „H”).

Jako kolejną zasadę planowania należy wymienić zasadę stanowiska ogólnopństwowego, wyrażającą się w fakcie, że wszystkie problemy gospodarcze ujmowane być muszą z punktu widzenia interesów ogólnopństwowych, czyli z wyeliminowaniem prestiżowego podejścia do planu, czy też tak zwanego lokalnego patriotyzmu. Bardzo ważną zasadą jest zasada jedności i zgodności wewnętrznej planu, która doprowadza do tego, że wszystkie plany odcinkowe muszą

stanowić w końcowej fazie jeden narodowy plan gospodarczy.

Nie może być bowiem w socjalistycznej gospodarce planowej planów partykularnych, niezgodnych z innymi planami, a zwłaszcza z narodowym planem gospodarczym.

Zasada powyższa wiąże się ściśle z zasadą norm średnich, progresywnych, które z natury rzeczy, opierając się na osiągnięciach produkcyjnej techniki oraz doświadczeniach uzyskanych przez najlepsze przedsiębiorstwa jak i przodowników pracy — rozpowszechnionych z kolei na wszystkie zakłady i masy robotnicze, podciągają je na wyższy szczebel postępu w planowaniu i gospodarce narodowej.

I wreszcie niezmiernie ważna dla naszej gospodarki planowej jest zasada udziału mas pracujących w planowaniu.

Miara prawidłowego planowania jest żywy udział ludzi pracy w planowaniu, poprzez ocenę i ustalanie słuszności planów, poprzez wnoszenie korektur do planów w toku ich realizacji.

Zasadę tę określił najlepiej Stalin, mówiąc, że „plan produkcji to żywa i praktyczna działalność milionów ludzi. Realność naszego planu produkcji — to miliony pracujących, tworzących nowe życie. Realność naszego programu, to żywi ludzie, to my z wami, nasza wola do pracy, nasza gotowość do pracy po nowemu, nasze zdecydowanie wykonać plan”.

Przegląd zagraniczny

Radziecki przemysł naftowy w walce o pokój

Masowe zebrania i wiece przeciwko amerykańskiemu najazdowi na Koreę odbywają się w ośrodkach radzieckiego przemysłu naftowego w Baku. Robotnicy kopalń nafty, podpisując się pod Apelem Sztokholmskim, zobowiązali się do nowych osiągnięć produkcyjnych.

Wiele brygad wiertniczych nacierzy zwiększyło tempo wiercenia i samo wydobywanie nafty. Szyby naftowe na Morzu Kaspijskim wydobyły wiele tysięcy ton nafty ponad plan. Obecnie wydobywa się o 22% więcej nafty aniżeli na początku rb. Szybkościowe wiercenie nowych szybów na dnie morskim wzrosło o 19%, a plan wiercenia przy pomocy turbin został wykonany w 150% (wyciąg z „Gazety Krakowskiej”, 10. VII. 1950).

Wytwórczość paliw płynnych z torfu (wg „Oil and Gas Journal”, 6. IV. 1950)

W Związku Radzieckim rozwija się i udoskonala proces otrzymywania paliw płynnych z torfu. Proces polega na zgazowaniu torfu, z którego to gazu wytwarza się następnie syntetyczną benzynę. Koszty wytwórczości tej benzyny są niższe niż koszty benzyny otrzymanej innymi metodami.

Od zakończenia wojny badania nad przeróbką torfu w Związku Radzieckim zostały bardzo rozszerzone. W rezultacie badań stwierdzono możliwość otrzymywania (ekstrakcji) z torfu nie tylko benzyny, ale także gazu, olejów opałowych, nafty i olejów smarowych. Zaznaczyć należy, że przemysł radziecki wyprzedził na tym polu znacznie przemysł amerykański, który także objawia zainteresowanie tą gałęzią wytwórczości paliw płynnych.

Wiercenia nawodne na morzu Kaspijskim (wg „Prawda”, 20. V. 1950)

Na morzu Kaspijskim rozwija się coraz bardziej metoda wiercenia nawodnego. Polega ona na budowie stałych plat-

form nad powierzchnią morza, na których montuje się wieże do wiercen za naftą.

Ostatnio, dzięki wynalazkowi racjonalizatora radzieckiego, majstra Agi Neimatuly, laureata premii stalinowskiej, zastosowano specjalne świry wiertnicze, dzięki którym zwiększył się wybitnie postęp wiercenia na morzu. Sposób ten wykazał już swe zalety przy zwykłym wierceniu na lądzie.

Warto nadmienić, że brygada wiertnicza wynalazcy już w pierwszym tygodniu zastosowania tego sposobu zwiększyła trzykrotnie szybkość wiercenia przewidzianego normą na tym terenie. Inna brygada pracująca tym systemem na otwartym morzu, w miejscu najbardziej oddalonym od brzegów w stosunku do innych wiercen nawodnych, wykonała swe roboty o 40 dni wcześniej przed wyznaczonym terminem.

Najstarsza biblioteka naukowa w ZSRR

Biblioteka Akademii Nauk ZSRR jest największą i najstarszą biblioteką naukową w kraju; składa się ona z 15 milionów tomów.

Zasadnicza biblioteka, zawierająca książki z zakresu wszystkich dziedzin nauki, znajduje się w Leningradzie. Obejmuje ona zbiór naukowych wydawnictw periodycznych i serijnych, cennych rękopisów kronikarskich i książek rosyjskich VIII stulecia, rzadkie okazy pierwszych druków zagranicznych, książki z biblioteki prywatnej Pawła I-go itp.

W Moskwie natomiast znajduje się biblioteka nauk społecznych, utworzona w 1918 roku, zawierająca dzieła historyczne, filozoficzne, prawne, ekonomiczne Rosji, ZSRR, krajów Demokracji Ludowej i świata kapitalistycznego, prace traktujące o stosunkach międzynarodowych, ruchu robotniczym, walce o pokój itp.

Biblioteka Akademii Nauk ZSRR prowadzi prace naukowe, organizuje wystawy tematyczne oraz wymienia wy-

dawnictwa naukowe z instytucjami badawczymi i bibliotekami naukowymi („Prawda”, 12. V. 1950 r.).

5-letni plan w Rumunii

Rok 1950 jest okresem przygotowań do pierwszego planu pięcioletniego na lata 1951—1955 w Rumunii. Działalność przemysłu w r. 1950 zmierza do stworzenia warunków niezbędnych dla pomyślnej realizacji tego planu, wykrywa się rezerwy gospodarcze oraz przygotowuje się dokumentację techniczną budownictwa inwestycyjnego. W przedsiębiorstwach opanowuje się metody produkcji nowych typów maszyn i agregatów oraz metody zastosowania w produkcji nowych materiałów. Szczególny nacisk kładzie się na produkcję urządzeń wiertniczych dla przemysłu naftowego — tej kluczowej gałęzi gospodarki rumuńskiej.

Najgłębszy odwiert w Niemczech (wg „Oil and Gas Journal”, 19. I. 1950)

W rejonie Hannoveru, na południe od pola naftowego Steimbke, osiągnięto nową rekordową głębokość w odwiercie Rodewald WA 400, który osiągnął głęb. 3840 m, a więc 23 m więcej niż poprzedni rekordowy odwiert Holstein 14, wiercony niedaleko Heide w Szlezwig-Holsztynie. Odwiert Rodewald wiercono celem zbadania zalegających pod utworami solnymi pokładów cęchszynu i w tym celu zaszła konieczność przewiercenia górotworu solnego o miąższości ok. 1830 m. Ostateczna głębokość będzie zależała od wyników, jakie zostaną w czasie badań osiągnięte. Przy wierceniu stosowano nowy ciężki typ wiertnicy, skonstruowany w Niemczech.

Dalszy spadek produkcji ropy w Stanach Zjedn.

Według danych amerykańskiego miesięcznika naftowego „World Oil”, czerwiec 1950, w Stanach Zjednoczonych A.P. nastąpił w r. b. dalszy spadek produkcji ropy naftowej. W ciągu pierwszych czterech miesięcy br. wyprodukowano w USA 79941600 ton (592365000 baryłek), podczas gdy w takim samym okresie czasu w roku 1949 wydobyto 85006700 ton (629900000 baryłek). Oznacza to sześć procent (6%) spadku produkcji ropy w St. Zjedn. A. P. I tak w okresie pierwszych czterech miesięcy wydobyte np. w miesiącu marcu br. było równe 655200 ton (4855000 bar.), podczas gdy w marcu 1949 r. wynosiło 704990 ton (5224000 bar.), a w r. 1948 — 729550 ton (5406000 bar.).

Ropa naftowa a energia atomowa (wg „Petroleum”, styczeń, 1950)

Według sugestii badaczy zagranicznych, energia atomowa nigdy nie zastąpi ropy naftowej, chociaż szybko zbliża się czas, kiedy energia atomowa i ciepło słoneczne obróci się w energię napędową. Zauważyli oni ostatnio, że nie zachodzi prawdopodobieństwo, ażeby brakło surowca ropnego w bliskiej przyszłości, ponieważ zasoby gazu ziemnego, węgla, ropy naftowej, mogą starczyć jeszcze na 200 do 2000 lat. Zdaniem większej części ekspertów jest oczywiście, że przez wiele lat nasze zapotrzebowanie na materiały pędne i smary może być najlepiej zaspakajane przez szeroko prowadzone poszukiwania złóż naturalnych, przez udoskonalenie techniki rafineryjnej i konsumpcyjnej. Niemniej jednak wydaje się równie prawdziwe twierdzenie, że energia atomowa zastąpi i zepchnie w swoim czasie ropę naftową z jej mniej użytecznych placówek, pozwalając używać jej coraz więcej jako nieocenionego źródła surowca wyjściowego do wytwórczości szlachetniejszych produktów.

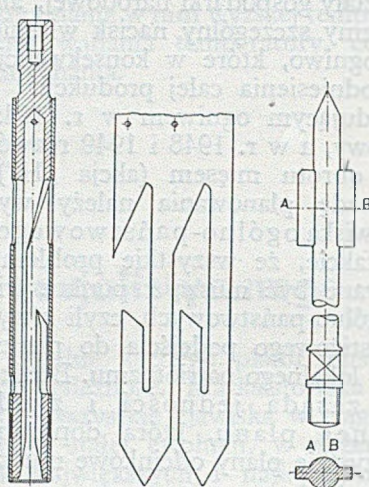
Nowa metoda odparafinowania rur pompowych (wg „Gazeta Tehnicianului”, nr 15, 15. IV. 1950)

Odparafinowanie rur pompowych przy eksploatacji ropy parafinowej pompą kanadyjską typu „Insert” następuje z wielką trudnością. Stosuje się tu najrozmaitsze sposoby. Jedną z najczęściej używanych metod jest odparafinowywanie przy pomocy ropy podgrzanej, którą wprowadza się do rur pompowych. Sposób ten jednakże nie jest pozbawiony stron ujemnych, albowiem oprócz dużego wydatku pary wodnej potrzebnej do procesu podgrzania ropy, traci się tu pewną ilość ropy, znajdującej się w rurach pompowych, w zależności od głębokości odwiertu (przy głębokości 1800—2000 m

slup ropy zawarty w rurach pompowych wynosi ok. 4000 kg) oraz 3—4 ton ropy ogrzanej, wprowadzonej do odwiertu.

Metoda mechaniczna polega na usuwaniu parafiny z rur pompowych przy pomocy skrobaczek, umocowanych na przewodzie pompowym, w strefie zaparafinowania. W zależności od warunków lokalnych, a przede wszystkim od szybkości osadzania się parafiny w określonych odstępach czasu (normalnie ok. 2—3 tygodni), zatrzymuje się pompę i wydobywa ją — przy czym slup ropy, znajdującej się w rurach pompowych, splywa na spód odwiertu. Po wydobytych części przewodu, na którym umocowane są skrobaczki usuwające podczas wyciągania przewodu z rur osad parafinowy — pompę zapuszcza się z powrotem do otworu, po czym następuje jej ponowne uruchomienie.

Ponowna eksploatacja może jednak nastąpić dopiero po pewnym czasie, po wypełnieniu się rur pompowych ropą.



Czas potrzebny do tego, określany jako okres martwy, zależy od głębokości danego odwiertu. Jak widać z powyższego, cała operacja odparafinowania połączona jest ze znaczną stratą czasu, co nie jest bez znaczenia dla planowego wydobywania. Wynalezienie ostatnio przez rumuńskiego inżyniera naftowca, J. Danu-Donțowa, przyrząd usuwa wszystkie te niedogodności, ułatwiając i upraszczając znacznie całą operację. Przyrząd umożliwia odcięcie i wydobywanie z odwiertu tylko części

przewodu pompowego zaopatrzonego w skrobaczki do usuwania parafiny, bez naruszania reszty przewodu i samej pompy i bez konieczności opróżniania rur z ropy.

Wynalezienie przez inż. Danu-Donțowa urządzenie, zastosowane na kilku odwiertach, dało nadspodziewane rezultaty. Odnacza się ono prostotą. Jak widać z załączonego szkicu, składa się ono z trzech części:

- a) z rury z wyciętymi kanałami,
- b) z płaszczki i
- c) z bagnetu zaczepiającego.

Urządzenie zostaje włączone w zestaw żerdzi pompowych pod strefą zaparafinowania, nie krępując w niczym ruchu całego przewodu pompowego. W razie konieczności wydobywania tej części przewodu — wystarczy doprowadzić do opuszczenia przewodu do dolnego położenia i skrócić go o mały kąt w prawo — wówczas bagnet wchodzi w odpowiednie wycięcie rury, przez co następuje rozłączenie przewodu, po czym można rozpocząć wyciąganie żerdzi. Szczepianie przewodu odbywa się równie prosto i łatwo. Urządzenie wykonuje się ze stali używanej do sporządzania żerdzi pompowych.

Prototyp urządzenia opisanego zastosowano z doskonałym wynikiem w odwiercie Nr 160 AR w Ochiuri. Po przeprowadzeniu prób — dziś stosowane jest ono w 90 odwiertach w Moreni, Boldești, Urlați, Targoviste i na innych kopalniach. Rumuński przemysł naftowy wyrabia obecnie te urządzenia w trzech wymiarach — 2", 2 1/2" i 3".

Urządzenie do oczyszczania zużytego oleju (wg „Gazeta Tehnicianului”, nr 13, 15. III. 1950)

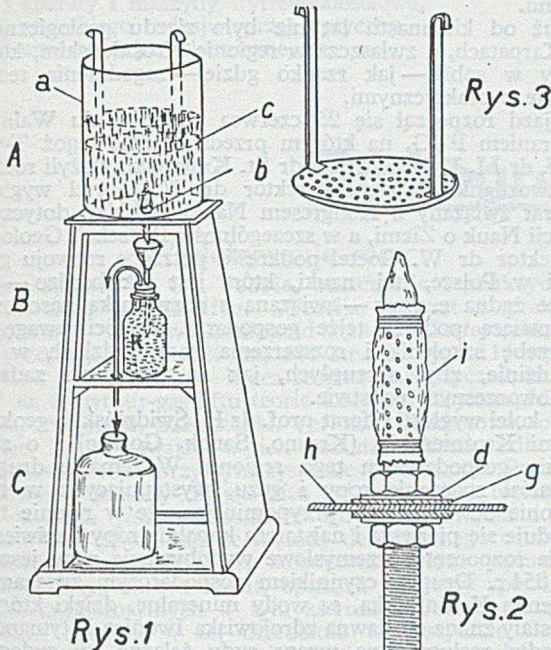
Zagadnienie oczyszczania zużytego oleju mineralnego w zakładach, fabrykach, warsztatach, garażach itd. ma dzisiaj zasadnicze znaczenie dla gospodarki państwowej ze względów oszczędnościowych. Zagadnienie to jednak nie wszędzie i nie zawsze spotyka się z należytyym zrozumieniem. Za granicą, nawet w krajach zasobniejszych w ropę naftową, sprawa ta jest zupełnie inaczej traktowana.

Proces oczyszczania oleju nie przedstawia żadnych trudności i może być wszędzie stosowany, a urządzenie do tego celu można zbudować przy pomocy nie wyszukanych środków, minimalnym kosztem.

Urządzenie takie, jak widać z rys. 1, składa się z następujących części:

- etażery lub szafki z trzema kondygnacjami,
- naczynia filtrującego z sitem,
- naczynia kontrolnego,
- naczynia na olej oczyszczony.

Etażera może być wykonana z dowolnego materiału. Na półce najwyższej znajduje się naczynie filtrujące (A), za-



wany. Partia z otworkami zostaje owinięta kilkakrotnie płótnem (j), które umocowuje się w górze i na dole drutem lub taśmą blaszaną. Druga część rurki jest nagwintowana, dolny koniec ścięty. Tak przygotowana rurka zostaje umocowana w dnie (h) naczynia filtrującego (rys. 2) przy pomocy uszczelki (g), podkładki (d) i śrub.

Następnie naczynie (A) wypełnia się do połowy suchymi trocinami bukowymi, po czym wstawia się sito (rys. 3). Sito wykonane jest z blachy i posiada odpowiednią ilość otworków o średnicy 6–8 mm. Zaopatrzone ono jest w dwa uchwyty, ułatwiające wyjmowanie go ze zbiornika w razie potrzeby. Na sito nakłada się drugą warstwę, dobrze ubitą, trocin o grubości ok. 5 cm.

Tak przygotowany zbiornik zostaje ustawiony na górnej półce etażery i napełniony olejem, który ma być poddany oczyszczeniu.

Naczynie (B) ustawione na środkowej półce stanowi słoć szklany o dowolnej pojemności ze szczelnym korkiem, w który wchodzi lejek oraz rurka zakrzywiona, odprowadzająca oczyszczony olej do naczynia na najniższej kondygnacji (rurka przechodzi przez otwór w środkowej półce). Naczynie to ułatwia kontrolę oczyszczonego oleju, co konieczne jest, gdy się filtruje olej zanieczyszczony wodą. Woda jako cięższa zbiera się na dnie naczynia i może być łatwo usunięta. O ile filtruje się olej nie zanieczyszczony wodą — naczynie to można usunąć.

Olej, przechodząc przez dwie warstwy trocin rurką ściekową, przedostaje się do naczynia (B), przy czym woda opada na dno, po czym przez rurkę zakrzywioną odpływa do naczynia dolnego, pozostawiając wszelkie nieczystości na sicie i w warstwach trocin.

Zaznaczyć należy, że trociny przed użyciem należy dobrze osuszyć, w przeciwnym bowiem razie do oleju przedostaną się cząsteczki wilgoci.

Dla sprawnego funkcjonowania urządzenia — w wypadku ciągłego jego używania — trociny w dolnej warstwie należy zmieniać przynajmniej dwa razy do roku — płótno zaś na rurce ściekowej raz do roku. Natomiast warstwę trocin nad sitem zmieniać należy przynajmniej raz na miesiąc i codziennie ją wzruszać. Wymiana trocin zależna jest oczywiście od stopnia zanieczyszczenia oleju filtrowanego.

Przy dobrze funkcjonującym urządzeniu kolor oczyszczonego oleju nie powinien się różnić od oleju świeżego.

Należy podkreślić, że olej, który ma być poddany oczyszczeniu, nie powinien być mieszany z innymi gatunkami, bo wówczas zmieniają się jego własności. W zakładach i fabrykach, gdzie zużywa się większe ilości oleju, należy przeznaczyć na każdy gatunek oleju inne naczynie i składać w nim zużyty olej.

Urządzenie winno znajdować się w odpowiednim pomieszczeniu, zabezpieczonym od dostępu kurzu i innych zanieczyszczeń, jak również wilgoci.

wierające zużyty olej, na półce środkowej naczynie kontrolne (B), na dolnej zaś naczynie (C), do którego spływa oczyszczony już olej.

Naczynie (A), w zależności od potrzeb, może mieć dowolną pojemność. Dno jego zaopatrzone jest w rurkę ściekową (rys. 2), która wchodzi w odpowiednie wycięcie w górnej półce etażery. Średnica rurki wynosi ok. 8–10 mm, długość zaś ok. 150 mm. Górna jej część na przestrzeni około 4–5 cm posiada nawiercone (w dowolnej ilości) otworki o średnicy ok. 3 mm. Koniec rurki jest zaklepany i zaluto-

Kronika

Wiceminister Salcewicz w Instytucie Naftowym

Dnia 1 lipca br. wizytował Główny Instytut Naftowy w Krakowie wiceminister Górnictwa dr inż. Józef Salcewicz. Dyrektor Instytutu oraz kierownicy Zakładów i Działów poinformowali wiceministra o stanie ważniejszych prac oraz przedstawili potrzeby i utrudnienia w realizacji zadań. Wiceminister wskazywał potrzeby ścisłego powiązania prac Instytutu z bieżącymi potrzebami przemysłu naftowego. Szczególnie żywo interesował się nowymi metodami poszukiwawczymi. Pod koniec swej wizyty zwiedził Bibliotekę i Czytelnię Instytutu oraz Zakład Geoanalitikę i Dział Syntezy Zakładu Technologii Nafty, zapoznając się dokładnie z metodami prowadzonych badań.

Jubileusz pracy

W dniu 1 lipca br. minęło 50 lat pracy zawodowej w przemyśle naftowym inż. Kazimierza Mińskiego. Jubilat rozpoczął pracę w przemyśle naftowym w lipcu 1900 r. na kopalni ropy w Schodnicy. W lipcu 1901 r. objął posadę nauczyciela w Szkole Wiertniczej w Boryslawiu, a następnie został dyrektorem tejże szkoły.

W r. 1946 objął pracę w Centralnym Zarządzie Przemysłu Naftowego, gdzie dotychczas pracuje jako kierownik oddziału planowania.

Wykonanie planu w I-szym półroczu 1950 r.

Komunikat Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego podaje, że Narodowy Plan Gospodarczy Polski za I-sze półrocze br. został wykonany z nadwyżką. Plan produkcji przemysłowej według wartości w cenach niemiennych został wykonany w II-gim kwartale br. oraz w I-szym półroczu w 106%. Wartość produkcji w II kwartale była o 22% większa niż w tym samym okresie ub. r. W resortie Ministerstwa Górnictwa została produkcja przemysłowa II kwartału 1950 r. wykonana w 101%, a plan wydobywania ropy naftowej w 107%, zaś w porównaniu do II kwartału 1949 r. — w 113%.

Sześćoletni plan rozwoju gospodarczego Polski

Dnia 15 lipca 1950 r. przedstawił Minister Hilary Minc na V Plenum KC PZPR projekt nowego 6-letniego planu rozwoju gospodarczego i budowy podstaw socjalizmu

w Polsce. Projekt planu przewiduje znacznie większe tempo rozwoju, znacznie szybszy wzrost produkcji, niż to było przewidziane w wyciecznych Kongresu Zjednoczeniowego, odbytego w grudniu 1948 r. Zamiast 85—95% wzrostu wartości produkcji przemysłu w stosunku do r. 1949, zaplanowano wzrost o 158,3%, tj. ponad 2,5 razy więcej, niż w r. 1949, a 4 razy więcej niż przed wojną. Wskaźnik wzrostu produkcji budowy maszyn wynosi 364.

Projekt przewiduje wzrost wartości produkcji rolnej o 63% w stosunku do r. 1949. W związku z tym liczba wyprodukowanych traktorów dla rolnictwa wyniesie w r. 1955 — 11 000 sztuk, tj. przeszło 4 razy więcej aniżeli w r. 1949.

W dziedzinie transportu i komunikacji wydatnie zwiększył się przewóz osób i towarów samochodami. Wskaźnik wzrostu przemysłu środków transportowych wynosi 271; w r. 1955 produkcja samochodów ciężarowych wyniesie 25 000 sztuk, a osobowych 12 000 sztuk. Wybuduje się ok. 6100 km drogi o nawierzchni twardej i przebuduje się ok. 4000 km nawierzchni drogowej na typ wyższy.

Poważny krok naprzód ma być dokonany w kierunku lepszego wykorzystania bogactw naturalnych i wydawnego rozszerzenia bazy surowcowej przemysłu. Wydobycie ropy naftowej ma być podniesione do 394 000 ton w r. 1955, a produkcja gazu ziemnego ma wynosić 480 mil. m³, co pozwoli w znacznie większym stopniu niż dotychczas pokrywać zapotrzebowanie na płynne paliwa.

Utworzenie Przedsiębiorstwa Poszukiwań Geofizycznych.

Zarządzeniem Ministra Górnictwa z dnia 19 maja 1950 r. zostało utworzone przedsiębiorstwo państwowe pod nazwą „Przedsiębiorstwo Poszukiwań Geofizycznych” z siedzibą w Warszawie.

Przedmiotem działalności przedsiębiorstwa jest wykonywanie prac geofizycznych pod nadzorem naukowo-technicznym Państwowego Instytutu Geologicznego, budowa nowych urządzeń i przyrządów pomiarowych geofizycznych, remonty i konserwacja sprzętu geofizycznego, narzędzi mierniczych grup pomiarowych oraz sprzętu pomocniczego.

Nadzór państwowy nad przedsiębiorstwem sprawuje Minister Górnictwa.

Zjednoczenie Geologiczno-Poszukiwawcze

Zarządzeniem Ministra Górnictwa z dnia 12 czerwca 1950 r. zostało utworzone przedsiębiorstwo państwowe pod nazwą „Zjednoczenie Geologiczno-Poszukiwawcze” z siedzibą w Katowicach.

Przedmiotem działalności Zjednoczenia jest koordynowanie, nadzorowanie oraz ogólne kierownictwo działalnością Przedsiębiorstw Wiercen Geologiczno-Poszukiwawczych w Sosnowcu, Warszawie, Wrocławiu, Kielcach, Bydgoszczy i Krakowie oraz Zakładów Naprawczych Sprzętu Wiertniczego w Sosnowcu.

Nowe uchwały Komitetu Postępu Technicznego

Na posiedzeniu Komitetu Postępu Technicznego prezes Urzędu Patentowego złożył sprawozdanie z działalności za ostatnie 4 lata.

Komitet Postępu Technicznego przyjął uchwałę w sprawie organizacji komórek normalizacyjnych we wszystkich instytucjach gospodarczych, w biurach konstrukcyjnych i instytucjach naukowo-badawczych.

W roku 1950 PKN przedstawił przewodniczącemu PKPG ponad 1100 norm do zatwierdzenia. Niezależnie od Polskich Norm, resorty gospodarcze opracują normy wewnętrzne, które po próbnym okresie w przemyśle przejmie PKN, w celu podniesienia ich do poziomu Polskich Norm. Przed PKN postawiono zadanie rewizji tzw. norm luksusowych, dotyczące materiałów deficytowych.

Komitet Postępu Technicznego przyjął uchwałę w sprawie stosowania w przemyśle promieni podczerwonych, w sprawie automatyzacji niektórych urządzeń przemysłowych i stworzenia w ramach Min. Przemysłu Ciężkiego ośrodka dyspozycyjnego w związku z akcją automatyzacji w dziedzinie energetyki, górnictwa, hutnictwa, komunikacji, chemii, cukrownictwa itd. KPT powziął uchwałę w sprawie stworzenia sieci stacji mikrofilmowych pod kierownictwem Gł. Instytutu Dokumentacji Technicznej (Rzeczpospolita, 14. VI. 1950 r.).

XXIII Zjazd Polskiego Towarzystwa Geologicznego

W bieżącym roku w dniach od 25—28 czerwca odbył się XXIII Zjazd Polskiego Towarzystwa Geologicznego w Iwoniczu, połączony z wycieczkami geologicznymi po Ziemi Krośnieńskiej, w których brało udział ponad 100 geologów. Tego rodzaju zjazd geologiczny odbywa się corocznie, coraz to w innym regionie geologicznym, dla zapoznania geologów polskich z nowymi materiałami geologicznymi, z nowymi zdobyczami naukowymi danego terenu.

Już od kilkunastu lat nie było zjazdu geologicznego w Karpatach, a zwłaszcza w regionie Krośnieńskim, który łączy w sobie — jak rzadko gdzie — zagadnienia teoretyczne z praktycznymi.

Zjazd rozpoczął się 25 czerwca po południu Walnym Zebraniem PTG, na którym przedstawiciele tegoż T-wa, prof. dr M. Książkiewicz i dr St. Krajewski, złożyli roczne sprawozdania. Następnie rektor dr W. Goetel wygłosił referat związany z Kongresem Nauki Polskiej, dotyczący Sekcji Nauk o Ziemi, a w szczególności Podsekcji Geologii.

Rektor dr W. Goetel podkreślił potrzebę rozwoju geologii w Polsce, tej nauki, która jest tak bardzo — jak może żadna z nauk — związana z gospodarką narodową, stanowiącą podłoże tejże gospodarki. Zwrócił uwagę na potrzebę szkolenia i rozszerzenia kadr ludzkich w tej dziedzinie, zbyt szczupłych, jak na olbrzymie zadania w nowoczesnym państwie.

Z kolei wygłosił referat prof. dr H. Świdziński o geologii Ziemi Krośnieńskiej (Krosno, Sanok, Gorlice) i o znaczeniu gospodarczym tego regionu. W temacie drugim podniósł znaczenie ropy i gazu, występujących w tym regionie od wielu lat, przypominając, że w rejonie tym znajduje się pierwsza i najstarsza kopalnia ropy na świecie, gdzie rozpoczęto przemysłowe wydobywanie ropy jeszcze w 1854 r. Drugim czynnikiem gospodarczym, związanym z ziemią Krośnieńską, są wody mineralne, dzięki którym powstały znane od dawna zdrojowiska Iwonicz i Rymanów. Ponadto zasługują na uwagę rudy żelazne, tj. syderyty względnie sferosyderyty.

Zjazd zakończył się w czwartym dniu (28. VI.) w Iwoniczu.

Koordynacja produkcji filmów zawodowo-szkoleniowych

Od dnia 15 czerwca 1950 r. zarządzeniem Przewodniczącego PKPG nr 130 z dnia 10. V. 1950 r. całokształt spraw związanych z koordynacją produkcji filmów zawodowo-szkoleniowych, propagandowych oraz oświatowych dla potrzeb życia gospodarczego został skoncentrowany w Departamencie Techniki PKPG. Poza wykazem Ministerstw i centralnych urzędów zawartych w zarządzeniu, Dep. Techniki PKPG koordynuje i planuje jedynie produkcję filmów o tematyce technicznej. W Ministerstwach i centralnych urzędach koordynacja i planowanie produkcji filmów naukowych i oświatowych centralizuje się w Departamentach Techniki (Biuletyn Wewnętrzny NOT, nr 9, 25. VI. 1950).

Wielka encyklopedia radziecka

„Dom Książki” oraz jego wszystkie ekspozytury przyjmują zamówienia i udzielają informacji o drugim nakładzie Wielkiej Encyklopedii Radzieckiej (Bolszaja Sowietskaja Encyklopedia).

Całość wydawnictw tej encyklopedii obejmie 50 tomów, które ukazywać się będą stopniowo w ciągu 5 lat, po 10 tomów rocznie, a koszt każdego tomu będzie wynosił 1200 zł. Wielka Encyklopedia Radziecka jest dokładnym i wszechstronnym informatorem we wszystkich dziedzinach życia i wiedzy, a w pracach nad nią uczestniczą najwybitniejsze siły społeczno-polityczne i naukowe.

Naczelną redakcję tego wydawnictwa objął prezydent Akademii Nauk ZSRR, J. S. Wasilow.

Wystawa Aparatury Naukowo-Badawczej

Polska Izba Handlu Zagranicznego zorganizowała z inicjatywy Ministra Handlu Zagranicznego w Warszawie, w gmachu Politechniki Warszawskiej, wystawę aparatury naukowo-badawczej w czasie od 1. VII. do 30. VIII. 1950 r. Celem tej wystawy jest zapoznanie naukowców i techników polskich z aparaturą i sprzętem naukowym, produkowanym przez ZSRR, kraje Demokracji Ludowej i NRD. Wystawa

wione są również niektóre aparaty i sprzęt naukowy, produkowany przez przemysł krajowy, oraz prototypy, które w planie 6-letnim zostaną włączone do produkcji, a są opracowane przez instytuty naukowe.

Wystawa ma pomóc naszym naukowcom, wobec słabej podaży aparatury naukowej na rynku światowym, do zaznajomienia się ze sprzętem wysokiej jakości produkcji radzieckiej, krajów Demokracji Ludowej i NRD.

Wystawa obejmuje następujące grupy eksponatów:

- 1) aparaty i maszyny wytrzymałościowe,
- 2) wszelkiego rodzaju sprzęt optyczny,
- 3) aparaty fizyko-chemiczne,

- 4) pomocniczy sprzęt laboratoryjny,
- 5) przyrządy pomiarowe mechaniczne, elektryczne i inne,
- 6) aparaturę geodezyjną,
- 7) aparaturę hydro-meteorologiczną,
- 8) aparaturę rentgenowską.

Naczelna Organizacja Techniczna wzywa wszystkich inżynierów i techników do zainteresowania się omówioną wystawą i zapoznania się z eksponatami, celem dokonania analizy możliwości pokrycia zapotrzebowań w dziedzinie aparatury naukowo-badawczej produkcją krajów zaprzyjaźnionych (Biuletyn Wewnętrzny NOT, nr 9, 25. VI. 1950).

Bibliografia naftowa

Wydobywanie ropy

Bagdasarow W. G.: Teoria, obliczanie i praktyczne stosowanie air-gasliftu. „Teorija, rasczet i praktika ergaslifta”. Moskwa-Leningrad 1947, *Gostoptechizdat*, cena 26 rb., D-14,5×22 cm, 371 str., 30 rys., 115 wyk., 44 tab., 8 poz. bibl. — Praca rozpatruje krytycznie istniejące na temat air-gas-liftu teorie Lorenza, Kryłowa, Mieli-kowa, Swindona, Sziszczenki, Verluisa i Baklanowa, omawiając błędy zawarte w ich rozumowaniach, odnośnie zagadnienia strat przy tym systemie eksploatacji. Pomimo stosowania metody air-gas-liftu od wielu lat, teoria jej nie znalazła jeszcze dostatecznego ugruntowania i nie opracowano dotąd jeszcze metody definitywnego ustalenia najlepszych warunków jej stosowania. Autor wyłuszcza własną teorię na ten temat, opisując specjalny aparat do badań laboratoryjnych w tym kierunku. Przeprowadzone ostatnio badania w tej dziedzinie w Instytucie Badań Naukowych w Azerbajdżanie dały rezultaty praktyczne, które pokrywają się w zupełności z teorią. Metoda ta umożliwiła ustalenie charakteru sił występujących w procesie air-gas-liftu. W zakończeniu autor omawia zastosowanie tej metody w praktyce. L. T.

Lindtrop N. T.: Kontrola poziomu ropy naftowej w odwiercie przy pomocy metody fal elektrycznych. „Issledowanie urowniej w skwaziinach metodom uprugich woln”. Moskwa-Leningrad 1946, cena 4 rb., *Gostoptechizdat*, D-14,5×21 cm, 64 str., 8 rys., 2 wyk., 15 tab., 12 poz. bibl. — Praca omawia nową i prostą metodę zastosowania fal elektrycznych do pomiaru poziomu ropy w odwiertach. Metoda ta daje możliwość oznaczenia z dostateczną dokładnością poziomu ropy w odwiercie w ciągu kilku minut oraz określenia wydajności pracy pompy. Autor daje liczne przykłady praktycznego przeprowadzenia pomiarów, na podstawie których można zbudować charakterystykę pracy odwiertów pompowanych. Kopalnictwo radzieckie posługuje się tą metodą od r. 1943. Autor przytacza wyniki zastosowania tej metody, między innymi na polach naftowych Drugiego Baku. Metoda ta znalazła także zastosowanie przy chemicznym wygrzewaniu złóż. L. T.

Cozzens F. R.: Odszukanie pustych odwiertów zmniejsza ryzyko przy stosowaniu metody zaważniania złożeń. „Dry Hole Survey Lessens Water Flooding Hazards”. *Petroleum Engineer*, t. 20, nr 1, październik 48, s. 134, 1,4 str. — Istnienie otworów dowierconych bez rezultatu lub zaniechanych może doprowadzić do ujemnego wyniku przy stosowaniu wtórnych metod eksploatacji. Przyjmuje się za zasadę, że przy odnowieniu wierceń na dalszym polu, wszystkie odwierty suche i zastanowione powinny być zlokalizowane i naniesione na mapę. Niektóre z tych odwiertów wymagają zaplankowania zanim rozpocznie się stosowanie nowej metody. W niektórych wypadkach odwierty takie dostarczają cennych danych o zasięgu strefy ropo-nośnej, horyzontach wodnych, czapie gazowej, uskokach itp. i można wtedy łatwo przeprowadzić lepszą kontrolę energii wtłaczanego medium do złożeń. H. G.

Mc Caslin L. S., Jr.: Wyniki zastosowania metody „hydrafrac”. „Hydrafrac Record: 65%”. *Oil and Gas Journal*, t. 43, nr 32, s. 42, 0,6 str., 1 tab. — Metoda „hydrafrac” polega na wtłaczaniu do złożeń ropnego mie-

szanki równoziarnistego piasku, żelowych dodatków oraz nafty pod dużym ciśnieniem. Wskutek tego zabiegu przez utworzenie szczelin zwiększa się wydajność piaskowca ropo-nośnego. Według danych College Station, Teksas, zabieg ten zastosowany w 105 odwiertach dał dobre wyniki w 69 wypadkach, tj. w 65%. H. G.

Forsyth V. L. (Lane Wells Co.): Studia nad perforowaniem strzałowym. Cz. 3. „A Study of Gun Perforating” (Part 3). *World Oil*, t. 128, nr 6, październik 48, s. 142, 5 str., 8 fot., 2 poz. bibl. — W poprzednich artykułach zostały opisane eksperymenty przeprowadzone w tej dziedzinie. W tej części autor omawia wyniki otrzymane przy perforowaniu strzałowym. Obecnie używa się powszechnie kul stożkowo zakończonych, gdyż typ takich kul nie daje rekoszetów i zapobiega pęknięciu kuli. Autor opisuje również zjawisko odbijania się kuli. Na podstawie wyglądu kul wydobytych z odwiertu można wywnioskować, czy warstwy zostały nastrzelone oraz jaki jest charakter tych warstw. H. G.

Technologia nafty

Nikitin W. A.: Urządzenie kontrolne i aparaty pomiarowe w przemyśle przerobczym ropy naftowej. „Kontrolno-izmieritelnyje pribory w nieftiepiererabotkie”. Moskwa-Leningrad 1943, *Gostoptechizdat*, cena 23 rb., D-14×22 cm, 432 str., 250 rys., 44 wyk., 52 tab., 23 poz. bibl. — Książka daje przegląd urządzeń i aparatów kontrolnych oraz pomiarowych, stosowanych obecnie w przemyśle przerobczym ropy naftowej, omawiając urządzenie do wszelkich pomiarów, m. in. ciśnienia, próżni, temperatury itd. Opis uzupełnia autor w sposób interesujący omówieniem podstaw teoretycznych tych urządzeń, wykresami itp., a dalej podaje liczne schematy pracy i regulacji poszczególnych aparatów oraz wyczerpujące liczne metody pomiarowe dla różnych typów aparatów. Między innymi daje również opis aparatu elektrycznego do pomiaru temperatur, opartego na emisji termoelektrycznej lamp elektronicznych oraz omawia aparat specjalny do pomiaru koncentracji jonów wodoru. L. T.

Szi (Shea) G. B.: Emulsje naftowe i metody ich zwalczania. „Nieftianyje emulsii i metody borby s nimi”. *Gostoptechizdat*, Moskwa-Leningrad 1946, D-14,5×21,5 cm, 142 str., 20 fot., 29 rys., 2 wyk., 10 tab., 49 poz. bibl. — Książka jest tłumaczeniem amerykańskiej pracy G. B. Shea pt. „Practices and methods of preventing and treating crude-oil emulsions”. Myślą przewodnią książki jest problem otrzymywania w czasie eksploatacji możliwie czystej ropy, gdyż emulsje naftowe stanowią jedną z najcięższych strat w przemyśle. Ogólne zainteresowanie tym problemem dało w wyniku wiele teoretycznych rozwiązań w zagadnieniu zwalczania emulsji. W książce opisano praktyczne sposoby mające na celu zapobieganie mechanicznemu mieszananiu się ropy z wodą i najnowsze metody odwadniania emulsji naftowych (elektryczne). Dane zostały zaczerpnięte tak z bezpośrednich obserwacji w przemyśle jak i całego szeregu źródeł literackich. W książce zebrano wiele praktycznych przykładów, ilustrujących przyczyny tworzenia się emulsji, ich trwałość, rolę emulgatorów oraz rozmaite sposoby zwalczania emulsji przez deemulgację ich środkami mechanicz-

nymi i fizycznymi. Zakończenie książki stanowią opisy zbiorników dla obróbki emulsji, opis deemulgowania w otworze wiertniczym, automatyczną deemulsację, typu potrzebnych do tego konstrukcji i ich zastosowanie. B.F.

Jankielew L. F.: Rola izolacji termicznej i powłok ochronnych w przemyśle naftowym. I. Materiały i ich zastosowanie. „Termoizolacja i ognieoporna futerowka w naftianoj promyselnosti. I. Materiały i ich primienienija“. Moskwa-Leningrad 1947, *Gostoptechizdat*, cena 18 rb., D-14×22 cm, 302 str., 66 rys., 17 wykr., 74 tab. — Izolacja i powłoki ochronne stosowane w przemyśle naftowym w celu zapobieżenia względnie zmniejszenia strat ciepła w aparaturze przerobczej stanowią w praktyce specjalne zagadnienie. Autor omawia materiały izolacyjne, rozpatruje szczegółowo ich własności fizyczne, sposoby przyrządzania, przeróbki itp. Dokonuje przeglądu materiałów stosowanych do tego celu aktualnie. Dobrze zastosowana izolacja umożliwi poważne oszczędności na paliwie, ułatwia procesy produkcyjne, umożliwi lepsze metody wykorzystania aparatury oraz ułatwia pracę personelowi fabrycznemu. L. T.

Transport i magazynowanie

Jabłoński W. S. i Wotr G. I.: Budowa i eksploatacja rurociągów naftowych. „Sooruzhenije i eksploatacija neftianoj rurowodow“. Moskwa-Leningrad 1948, *Gostoptechizdat*, cena 14 rb 25 kop., D-15×22 cm, 382 str., 115 rys., 33 wykr., 51 tab., 131 poz. bibl. — Praca obejmuje zagadnienia projektowania, budowy i eksploatacji dalekosiężnych rurociągów naftowych. Autor omawia szczegółowo wszystkie stadia prac, jak obliczenie wstępne o charakterze ekonomicznym, prace projektacyjne, ustalanie i wytyczenie trasy, obliczenia hydrauliczne a wreszcie opracowanie planu ogólnego budowy, doboru odpowiednich agregatów pompowych itd. W dalszym ciągu książka daje opis zasad planowania i wykonywania prac w terenie i organizacji robót ziemnych i spawalniczych, omawia sposoby prowadzenia robót ziemnych w specjalnych warunkach pod liniami kolejowymi, rzekami itp. — a wreszcie rozpatruje zagadnienia izolacji rurociągów, przeprowadzenia prób szczelności i urządzenia stacji pompowych. W końcu praca zajmuje się zagadnieniem eksploatacji rurociągów. Książka przeznaczona jest jako podręcznik dla studentów szkół wyższych, specjalizujących się w obsłudze transportu ropy naftowej. Uzupełnia ją szereg ilustracji, obrazujących omawiane prace. L. T.

Aronow S. N.: Wpływ głębokości zakopania rurociągu stalowego na termalne napięcia. „Wlijanije wielicziny zaglublennija stalnych trub na temperaturnyje naprżanienija“. *Neftianoj Choziajstwo*, nr 12, grudnia 48, s. 51, 1,4 str., 2 wykr., 1 tab. — Autor przeprowadził badania w pięciu punktach różnych klimatycznych rejonów ZSRR tak w zimie jak i w lecie. Z badań tych wynikało, że nigdzie nie zachodziła potrzeba głębszego zakopywania rurociągu jak do 1,5 m, o ile chodziło o odkształcanie się rurociągu pod wpływem zmian temperatury. Natężenia występujące w rurociągach z przyczyn powyższych nie przekraczały nigdy ok. 100 kg/cm², co jest cyfrą bardzo małą, jeśli się ją porówna z natężeniami występującymi w czasie spawania, które dochodzą do 1000 kg/cm². H. G.

Brewster W. A. (Arkansas-Louisiana Gas Co.): Automatematyczna kontrola gazociągów. „Automatic Control of Natural Gas Lines“. *World Oil*, t. 128, nr 6, październik 48, s. 179, 4 str., 4 rys. — Przyrządami do kontroli gazociągów oraz urządzeniami pomocniczymi do tych przyrządów są: 1) przyrząd do wskazywania ciśnień roboczych, 2) przyrząd do wskazywania ciśnień maksymalnych, 3) przyrząd do pomiarów ciśnienia różnicowego, 4) przyrządy przenośne, 5) regulatory automatyczne. Autor opisuje te przyrządy, podając przy tym sposoby ich montażu i obsługi. H. G.

Różne

Kerszenbaum J. M., Marchasin E. L. i Jaroszewski F. M.: Technologia fabrykacji sprzętu i urządzeń dla przemysłu naftowego. „Technologija proizvodstva neftie-promyslowogo oborudowanija“. Moskwa-Leningrad 1948, *Gostoptechizdat*, cena 25 rb., D-22×15 cm, 596 str., 575 rys., 12 wykr., 116 tab., 111 poz. bibl. — Książka zawiera obszerny materiał dotyczący nowoczesnych metod technologii fabrykacji sprzętu, urządzeń oraz szczególnych części dla przemysłu naftowego. Autorzy rozpatrują zagadnienie jakości sprzętu i części urządzeń dla przemysłu i znaczenie precyzji wykonania, a wreszcie sprawę modernizacji i normalizacji procesów obróbczych i podziału ich na szereg grup. Dużo miejsca poświęcono szczegółowemu opisowi fabrykacji różnych elementów, jak żerdzi do pomp, stół rotacyjnych, różnych rodzajów świrdrów itp. L. T.

Clason C. E. (Halliburton Oil Well Cementing Co.): Chemiczne usuwanie odcinków rur aluminiowych. „Chemical Removal of Aluminum Pipe Sections“. *World Oil*, t. 128, nr 6, październik 48, s. 152, 2,4 str., 1 wykr., 1 tab. — W ostatnich czasach używa się coraz częściej odcinków rur aluminiowych, umieszczonych w strefie ropo- nośnej. Po ukończeniu wiercenia rury takie należy usunąć, aby nie tamować przepływu ropy do odwiertu. Można to łatwo przeprowadzić w sposób chemiczny przy użyciu sody kaustycznej i azotanu sodu. Autor opisuje przebieg reakcji i jej wyniki, podając tabelę zależności czasu kontaktu reagenta z rurami od różnych warunków. Metodę opisaną można zastosować również do usuwania pakerów itp., które sporządzone były z aluminium. Metoda ta nie oddziałuje wcale na rury stalowe. H. G.

Rogers W. F.: Wpływ ropy na korozję urządzeń w odwiertach. „Influence of Oil in Subsurface Corrosion of Oil-Well Equipment“. *Oil and Gas Journal*, t. 48, nr 32, 15. XII. 49, s. 75, 3,5 str., 4 rys., 2 wykr., 1 tab., 2 poz. bibl. — Autor przeprowadził badania nad wpływem wydobywanej ropy na korozję w głębi odwiertu narzędzi i urządzeń, oraz nad zdolnością zwilżania stali przez ropę w obecności znajdującej się w odwiercie solanki. Okazało się, że ropy posiadają bardzo różne zdolności zwilżania i pokrywania stali. Doświadczenia wykazały, że: 1) bardzo rzadka ropa nie posiada dużych zdolności zwilżania stali w obecności wody i dopuszcza do pokrywania jej przez błonę wodną; 2) gdy zmniejsza się płynność ropy, zwiększa się równocześnie jej zdolność tworzenia na stali błony ochronnej; 3) w pewnych odwiertach ropnych zawierających solankę z siarczanami, następuje korozja narzędzi, w innych zaś taka korozja nie występuje. H. G.

Nakładem Głównego Instytutu Naftowego w Krakowie

Komitet Redakcyjny:

Red. Nacz.: Mgr Inż. Józef Wojnar Red. Techn.: Mgr Inż. Bronisław Fleszar
Redaktorzy Działowi: Mgr Inż. Marcin Borecki, Mgr Inż. Henryk Górka, Dr Stefan Suknarowski,
Mgr Inż. Adam Waliduda

Redakcja i Administracja, Kraków, Łobzowska 49

Rachunek bieżący: Izba Skarbowa w Krakowie PKO IV — 2651 do dyspozycji Instytutu Naftowego

Nakład 1350 egz., format A4, obj. 2 ark., papier drukowy, bezdrzewny, satynowany
Prenumerata: Półrocznie 1000 zł, kwartalnie 550 zł. Numer pojedynczy 200 zł.
Cena ogłoszeń: Cała strona 20 000 zł, pół strony 10 000 zł, ćwierć strony 5 000 zł.

Honoraria autorskie „Nafty”

Pismem okólnym Nr 7 z dnia 20 kwietnia 1950 r. Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego zostały ustalone wynagrodzenia za prace autorów, tłumaczy, opiniodawców, redaktorów, korektorów i rysowników, przy opracowywaniu materiałów przeznaczonych do publikowania w czasopiśmie gospodarczych i technicznych.

Wszystkie czasopisma gospodarcze i techniczne w Polsce zostały zakwalifikowane do jednej z 5 kategorii w zależności od ustalonej objętości czasopisma oraz wagi i zasięgu tegoż w życiu gospodarczym i technicznym kraju. Miesięcznik „Nafta” został zaliczony przez Komisję Wydawnictw Technicznych przy Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego do 2 kategorii. Ilość redaktorów tworzących Komitet Redakcyjny oraz wysokość honorariów jest zależna od kategorii czasopisma. W skład Komitetu Redakcyjnego „Nafty” wchodzi redaktor naczelny, redaktor techniczny i 4 redaktorów działowych. Działy „Nafty” zostały ustalone według następującej tematyki:

- 1) geologia, geofizyka, geoanalitka i eksploatacja,
- 2) wiertnictwo i mechanika naftowa,
- 3) technologia nafty i gazu ziemnego oraz chemia,
- 4) organizacja, ekonomia i sprawozdawczość.

Oprócz redaktorów mogą być pracownikami redakcyjnymi czasopism następujące osoby: a) płatny korespondent, b) tłumacz, c) korektor, d) praktykant redakcyjny. Stały korespondent jest obowiązany zaopatrywać czasopismo w informacje z powierzonego mu działu terenowego lub branżowego oraz zbierać materiały autorskie, napływające z jego zasięgu działania.

Wynagrodzenia autorskie zostały zróżniczkowane w sposób następujący:

- Grupa I — prace oryginalne oraz recenzje.
 Grupa II — opracowania o charakterze kompilacyjnym i tłumaczenia.
 Grupa III — streszczenia prac publikowanych i różne prace i artykuły obejmujące sprawozdania, komunikaty, kroniki itp.
 Grupa IV — bibliografie.

Wysokość wynagrodzenia oblicza się oddzielnie za tekst i oddzielnie za dostarczone ilustracje (rysunki, fotografie).

Podstawą do obliczenia wynagrodzenia jest 45—50 miejsc znakowych, odpowiadających wierszowi garmontu.

Wysokość wynagrodzenia w każdej z wyżej wymienionych grup jest zależna od stopnia przygotowania artykułu i oblicza się według następujących zasad:

Grupa	Opracowanie bez zarzutu lub wymagające nieznacznych poprawek	Opracowanie wymagające niewielkich przeróbek stylistycznych lub merytorycznych	Opracowanie wymagające gruntownych przeróbek stylistycznych lub merytorycznych
	zł/wiersz	zł/wiersz	zł/wiersz
I	55	30	25
II	30	25	20
III	25	20	15

Naczelnemu Redaktorowi przysługuje prawo podwyższenia powyższych stawek do 50% ponad ich górną granicę na warunkach określonych tym okólnikiem.

Honoraria autorów, tłumaczy i osób oceniających prace, są płatne po wydrukowaniu czasopisma, najpóźniej w dwa tygodnie od dnia ukazania się odnośnej pracy w druku. Z chwilą przyjęcia zobowiązania na piśmie wolno wypłacić zaliczkę w wysokości nie przekraczającej 30% przewidywanego honorarium.

Wynagrodzenia za ilustracje (rysunki, fotografie, wykresy, zestawienia itp.) oryginalne ustala się w tej samej wysokości i w myśl tych samych założeń, co za tekst w poszczególnych grupach; za ilustracje zaczerpnięte z publikacji, nie wymagające opracowania, ustala się wynagrodzenie w wysokości po 250 zł od sztuki, a za prace graficzne i ilustracje specjalne według umowy, nie więcej jednak niż 250 zł w przeliczeniu na 1 godzinę pracy.

Wysokość wynagrodzenia za opinie ustala okólnik w wysokości 5 zł od wiersza artykułu, za gruntowne przeróbki 15 zł od wiersza, za opracowanie obejmujące poprawki merytoryczne i stylistyczne — 10 zł od wiersza poprawionej części artykułu, zaś za opracowanie tylko stylistyczne 5 zł od wiersza.

Nakładem Instytutu Naftowego ukazało się drukiem

WIERTNICTWO

pod red. inż. J. Wojnara, inż. R. Kruczka i inż. B. Fleszara

Podręcznik ten jest pracą zbiorową, w której wzięli udział: A. Bania, inż. J. Cząstka, inż. H. Górka, inż. W. Kobyliński, St. Krimmer, inż. R. Kruczek, inż. K. Mischke, inż. A. Waliduda, inż. J. Wojnar i inż. J. Wójcik.

Książka obejmuje działy:

Ogólne wiadomości z geologii, metody wiercenia, żurawie i urządzenia do wiercenia udarowego i rotacyjnego, czynności przy wierceniu, płuczka wiertnicza, wiercenie turbinowe oraz wiercenie kierunkowe, instrumentacje i narzędzia instrumentacyjne, zamykanie wody, rury, liny, silniki do napędu urządzeń wiertniczych i organizacja pracy w kopalnictwie naftowym.

Tekst obejmujący 316 stron druku formatu A 4 zawiera 410 rysunków i 14 tablic.

Książka powyższa przeznaczona jest w pierwszym rzędzie dla techników i uczniów średnich szkół naftowych; mogą z niej również korzystać uczniowie szkół mistrzowskich a zastępczo także studenci szkół wyższych. Książka powyższa winna znaleźć się w ręku każdego pracownika naftowego.

Cena 800 zł.

Wytyczne budowy gazociągów oraz urządzeń gazowych dla średnich i niskich ciśnień

Broszura opracowana przez Komisję Urządzeń Kopalnictwa Naftowego PKN na podstawie projektu wstępnego, napisanego przez Wł. Dubisa, jest projektem normy PKN.

Tekst o 39 stronach druku zawiera 11 rysunków.

Cena 200 zł.