

ZAGADNIENIA HYDRODYNAMICZNYCH WARUNKÓW AKUMULACJI WĘGLOWODORÓW

UKD 553.981/.982:532.51:556.332.4

Od szeregu lat obserwuje się wzrost znaczenia badań hydrodynamicznych przy poszukiwaniach złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Poszerzenie zakresu tych badań umożliwiło bliższe określenie występowania złóż węglowodorów, a więc w konsekwencji ułatwiło ich odkrycie.

Procesy przemieszczania się wód podziemnych i migracji węglowodorów odbywają się w zasadzie w skałach porowatych i przepuszczalnych, nazywanych zazwyczaj skałami zbiornikowymi. W skali czasu geologicznego bardzo powolne przemieszczanie się wód mogło jednak występować także między obecnymi poziomami skał zbiornikowych poprzez serie skał tworzących przykrycie, uważane potocznie za nieprzepuszczalne. Przepuszczalność na przykład ilów może być rzędu tysięcznych lub dziesięciotysięcznych milidarcy, ale nie jest ona zerowa.

Istnieje jeszcze przewodność hydrauliczna, która w przypadku znacznej miąższości warstwy wodonośnej może być duża nawet wówczas, jeśli przepuszczalność jest skrajnie mała. W położonych głębiej warstwach wodonośnych, gdzie wody podziemne są pozornie nieruchome, zaznacza się bardzo powolny ruch, wynoszący np. od 1 cm do 2 m na rok, przy czym problem szybkości ruchu nie jest tak istotny, jak sam kierunek przepływu.

Przy szczegółowych badaniach hydrodynamicznych, prowadzonych w trakcie poszukiwań naftowych, dla wyróżnionych poziomów skał zbiornikowych ważne jest określenie potencjału fazy wodnej i potencjału fazy ropnej, a zwłaszcza tego ostatniego, warunkującego nagromadzenie ropy naftowej w pułapie. Gra-

dient potencjału fazy wodnej symbolizuje siłę transportową wody w ruchu. Ruch ten odbywa się w kierunku potencjałów zmniejszających się. Tak określony potencjał wiąże się ściśle z potencjałem strumienia — zakładając laminarny przepływ wody.

Zależność tę wyrazić można następująco:

$$\vec{q} = \sigma \vec{F}$$

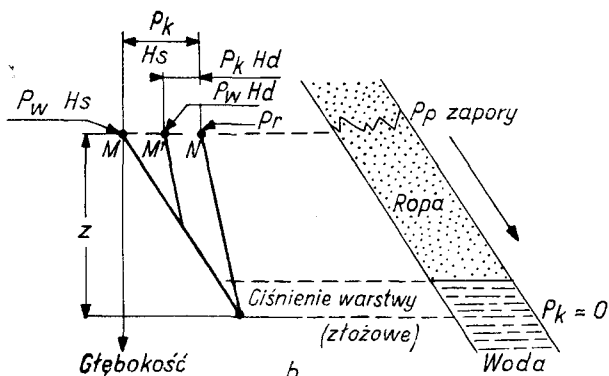
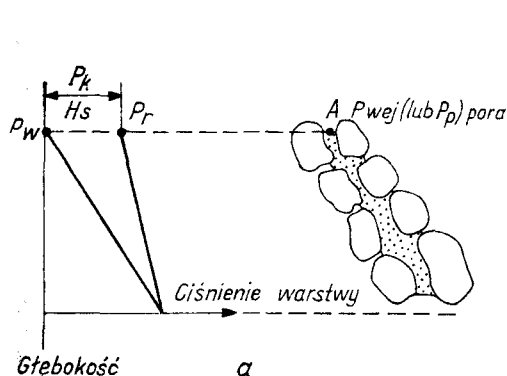
gdzie \vec{q} = wektor strumienia wody,

\vec{F} = wektor siły = — gradient φ ,

σ = współczynnik proporcjonalności uzależniony od skały i od rozpatrywanej wody.

Potencjał można wyrazić także wysokością słupa wody w otworze. Poziom potencjometryczny słupa wody słodkiej w badanym otworze jest określony wysokością tego słupa.

Ciężar właściwy wody (ρ_w) nie jest stały w zbiorniku i zależy od mineralizacji wody, która może zmieniać się w bardzo szerokich granicach. W takim przypadku potencjał może być określony jedynie w przybliżeniu. Przyjmując dla wody słodkiej $\rho_w = 1$, określa się poziom pseudopotencjometryczny (odpowiednik ciśnienia złożowego wyrażonego wysokością słupa wody słodkiej) i odejmuje się od tego poziomu poprawkę regionalną zwaną poprawką na mineralizację (ryc. 3), w celu otrzymania poziomu potencjometrycznego. Poprawkę należy uwzględnić wówczas, jeśli mineralizacja wody przekracza 50 g/l.



Ryc. 1. Różnica między możliwościami nagromadzenia ropy naftowej w warunkach hydrostatycznych i hydrodynamicznych.

Fig. 1. Difference between accumulation possibilities of crude oil under hydrostatic and hydrodynamic conditions.

a — elementarna struga filtracyjna, b — pułapka litologiczna, P_k — ciśnienie kapilarne, H_s — hydrostatyczne, H_d — hydrodynamiczne, P_{wej} — ciśnienie wejściowe, P_p — ciśnienie przemieszczenia (wyporu), P_r — ciśnienie ropy, P_w — ciśnienie wody.

a — elementary filtration stream, b — lithological trap, P_k — capillary pressure, H_s — hydrostatic pressure, H_d — hydrodynamic pressure, P_{wej} — inlet pressure, P_p — translocation pressure, P_r — pressure of crude oil, P_w — pressure of water.

Poziom piezometryczny będący odpowiednikiem ciśnienia złożowego rozumianego przez wysokość słupa wody zmineralizowanej nie jest oczywiście równoznaczny z poziomem potencjometrycznym. Potencjał można również określić jako ciśnienie, przyjmując, że podnoszeniu się słupa wody słodkiej o 10 m odpowiada wzrost ciśnienia o 1 kg/cm². Przez tak zwane ciśnienie hydrodynamiczne rozumie się ciśnienie wywierane przez ciecz będącą w ruchu.

łapka typu litologicznego (powstała wskutek zmiany przepuszczalności skały) zatrzymuje pewną ilość ropy. W warunkach hydrostatycznych woda nie odpływa, ciśnienie wody jest takie samo w zaporze, jakie było na spodzie zbiornika: punkty M i R są naniżsione na linię prostą, której nachylenie wynosi 10 m na 1 kg.

NAGROMADZENIE SIĘ ROPY NAFTOWEJ

Badanie warunków hydrodynamicznych, w jakich obecnie znajdują się zamknięcia złożowe — pułapki — ma umożliwić określenie czy są one wystarczająco „uszczelnione”, aby mogły zatrzymać znaczną ilość węglowodorów. Eliminuje się te struktury, które nie znajdują się obecnie w sprzyjających warunkach dla nagromadzenia i zachowania się węglowodorów oraz rozpatruje się wpływ warunków hydrodynamicznych na „uszczelnienie” niektórych pułapek.

Przystępując do omawiania potencjału fazy ropnej, od którego uzależnione jest nagromadzenie ropy naftowej w zbiorniku, rozpatrzmy różnicę między możliwościami akumulacji węglowodorów w warunkach hydrostatycznych i hydrodynamicznych, na przykładzie (ryc. 1a, b) elementarnej strugi ropy i pułapki litologicznej.

Przystępując do omawiania potencjału fazy ropnej, od którego uzależnione jest nagromadzenie ropy naftowej w zbiorniku, rozpatrzmy różnicę między możliwościami akumulacji węglowodorów w warunkach hydrostatycznych i hydrodynamicznych, na przykładzie (ryc. 1a, b) elementarnej strugi ropy i pułapki litologicznej.

Przystępuje się, iż wysokość słupa uwięzionej ropy — „z” (odpowiadająca ciśnieniu kapilarnemu), będzie osiągała swoje maksimum przy „ P_p zapory”:

$$P_k \text{ w szczytowej części nagromadzenia ropy} = P_r - P_w H_s = P_p \text{ zapory}$$

$P_w H_s$ = ciśnienie wody hydrostatyczne; pozostałe oznaczenia jak wyżej.

W przypadku elementarnej strugi ropy uwięzionej w masie wody w warunkach hydrostatycznych (przy braku możliwości odpływu) ropa ma tendencję do wzniosu (ryc. 1a). Wznoszeniu jej przeciwdziałają ciśnienie wynikające z wewnętrznej budowy skały (ciśnienie matrycy skały). Przy migracji ropy naftowej ciśnienie kapilarne w porze A jest określone różnicą ciśnienia ropy (P_r) i ciśnienia wody (P_w). Kiedy ciśnienie w porze A (wysokość słupa ropy w pułapce) jest dostatecznie duże, struga ropy forsuje por A; w tym momencie ciśnienie wejściowe pora (P_{wej}) jest równe ciśnieniu kapilarnemu (P_k). W przeciwnym przypadku ropa naftowa nie może się przemieszczać napotykając na swojej drodze zapore.

W warunkach hydrodynamicznych, z odpływem skierowanym ku części dolnej warstwy roponośnej, wszystkie inne parametry pozostają równe, ciśnienie dynamiczne wody w szczytowej części nagromadzenia ropy: $P_w H_d$ (punkt M'), jest wyższe od ciśnienia otrzymanego w warunkach hydrostatycznych (punkt M). Wartość ciśnienia kapilarnego $P_r - P_w H_d$ jest mniejsza niż jego wartość w warunkach hydrostatycznych, tym samym znacznie mniejsza niż ciśnienie zapory (P_p).

Ciśnienie wejściowe (P_{wej}) charakteryzuje więc zdolność pora A do nagromadzenia węglowodorów w warunkach hydrostatycznych. Ogólnie stosuje się zamiast P_{wej} parametr bardziej ściślejszy „ P_p ” (dotyczy tylko podstawowej masz skały), który oznacza ciśnienie przemieszczenia — wyporu.

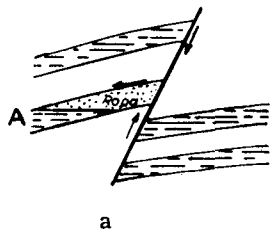
Ta sama pułapka może zatrzymać większy słup ropy w sprzyjających warunkach hydrodynamicznych (kiedy odpływ skierowany jest ku części dolnej warstwy roponośnej) niż w warunkach hydrostatycznych. Z drugiej znów strony znana wysokość słupa ropy może być uwięziona w sprzyjających warunkach hydrodynamicznych przez zapore, która w warunkach hydrostatycznych nie byłaby praktycznie biorąc w stanie zatrzymać ropy.

Na ryc. 1b powyższy problem przedstawiony jest w znacznym powiększeniu, gdzie rozpatrywana pu-

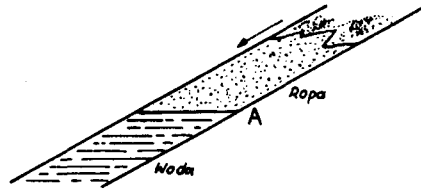
W przypadku warunków hydrodynamicznych niesprzyjających (ruch skierowany ku części górnej zbiornika) nie należy się spodziewać dużego nagromadzenia ropy naftowej o wartości przemysłowej. Nawet w warunkach hydrostatycznych bardzo rzadko spotyka się zapore, której ciśnienie wyporu będzie tak wysokie, by mogło dać pułapkę z ropą przemysłową.

Wysokość uwięzionej ropy (przy wzniosie kapilarnym) jest wyrażona przez następujący stosunek, który dobrze obrazuje ten problem:

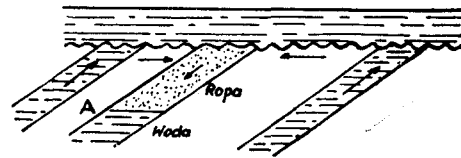
$$z \leq \frac{P_p \text{ zapory} + \Delta P H d}{0,1 \Delta \rho}$$



a



b



c

Ryc. 2. Nagromadzenie ropy naftowej w warunkach hydrodynamicznych.

a — zamknięcie strukturalne (pułapka) na uskoku — przykład uskoku przebijającego nakład, b—c — pułapki typu stratygraficznego (b — ostra granica przepuszczalności, c — ostra granica niezgodności).

Fig. 2. Accumulation of crude oil under hydrodynamic conditions.

a — structural closure (trap) at the fault — an example of a fault piercing overburden strata, b and c — traps of stratigraphical type (b — sharp permeability boundary, c — sharp unconformity boundary).

Z = wysokość słupa uwięzionej ropy w m,
 P_p zapory = ciśnienie wyporu zapory w kG/cm^2 ,
 Δq = różnica ciężaru właściwego wody i ropy w warunkach podziemnych,
 ΔPHd = gradient ciśnienia hydrodynamicznego poprzez akumulację,
 przy czym znak + : gradient przy odpływie ku części dolnej akumulacji;
 — : gradient przy odpływie ku części górnej akumulacji.

Bardzo często ΔP jest wartością całkowitą, dziesięciokrotną „ P_p zapory”. Większość obszarów roponośnych o znaczeniu przemysłowym ma znak +.

Dla każdej pułapki w aspekcie hydrodynamicznym określamy: ciśnienie wyporu krytyczne, objętość uwięzienia ropy i szczelność pułapki.

W antyklinach nie pociętych uskokami ropa migrująca ma tendencję przede wszystkim do przejścia poprzez nakład. Dla starszych formacji geologicznych o dużym przykryciu istnieje możliwość znalezienia licznych warstw ilastych, których ciśnienie wyporu (P_p) jest bardzo wysokie. W takiej sytuacji jest zapewnione dobre uszczelnienie skał zbiornikowych i to niezależnie od warunków hydrodynamicznych. Jednak może się zdarzyć, że skała zbiornikowa jest podporządkowana jakiemuś gradientowi hydrodynamicznemu, wówczas akumulacja ropy będzie przesunięta ku części dolnej. W przypadku krańcowym, jeśli ten gradient jest bardzo duży, a zamknięcie strukturalne słabe, ropa może być zupełnie usunięta ze struktury (wypłukana).

Przy istnieniu innego typu pułapek ważną i niezbędną sprawą w badaniach hydrodynamicznych jest zwrócenie uwagi na poziomy potencjometryczne.

Ryc. 2 przedstawia pułapkę typu strukturalnego i pułapki typu stratygraficznego. W każdym z podanych przykładów izolacja krytyczna układu się lateralnie albo w płaszczyźnie uskoku (ryc. 2a), albo w przejściu do facji bardziej nieprzepuszczalnej (ryc. 2b), albo w powierzchni niezgodności (ryc. 2c). Ciśnienie wyporu (przemieszczenia) krytyczne tej zapory jest ustalone przez elementarny przepływ, który ukazuje najniższe ciśnienie przemieszczenia:

- bądź w płaszczyźnie uskoku (ryc. 2a): obecność wkładek bardziej lub mniej zbrekcjowanych,
- bądź w strefie nieprzepuszczalnej (ryc. 2b): obecność cienkich warstewek zsylikowanych,
- bądź w powierzchni niezgodności (ryc. 2c): obecność mniej lub bardziej rozwiniętych elementów konglomeratowych.

W wyżej przytoczonych przypadkach ciśnienie przemieszczenia krytyczne jest ogólnie niskie. Nie można więc spodziewać się na skalę regionalną dużej akumulacji ropy o znaczeniu przemysłowym, natomiast może to mieć miejsce lokalnie, gdy przepływ jest skierowany zgodnie z upadem ku dolnej części warstwy roponośnej. Na ryc. 2 rozpatrywany obiekt A

znajduje się w warunkach sprzyjających, kiedy przepływ hydrodynamiczny odbywa się w kierunku strzałek. Przedstawia to szczególnie przypadek z ryc. 2a i 2c, przy czym potencjał A będzie niższy od potencjału otaczających skał zbiornikowych.

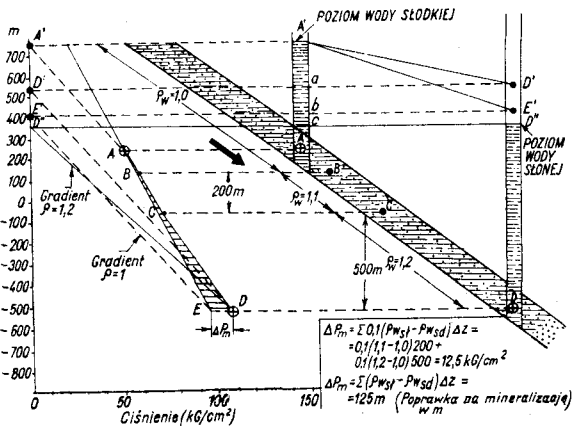
Dla nas istotne są lokalne warunki hydrodynamiczne w pobliżu pułapki, zwłaszcza gdy się ma na uwadze fakt, iż regionalne warunki hydrodynamiczne mogą okazać się różne (np. w przypadku pułapki typu wyklinowania), jeśli najbliższy punkt pomiarowy jest bardzo oddalony od badanego obiektu. Przy istnieniu pułapki ekranowanej tektonicznie, np. przez uskoki, odwiert eksploatacyjny umieszczony poniżej przepływu jest w bardziej korzystnych warunkach niż tego typu odwiert umieszczony powyżej (jaki by nie był kierunek zrzutu uskoku), ponieważ potencjał w dolnej części uskoku jest niższy niż w górnej.

Tak samo spośród wszystkich przypadków, w których zamknięcie strukturalne jest zabezpieczone przez uskoki, więcej wagi przywiązuje się do tych, których poziom potencjometryczny jest najniższy. Dla lepszego poznania możliwości akumulacji ropy naftowej w badanym regionie celowe jest rozpatrywanie każdego przypadku oddzielnie i zestawianie zebranych materiałów dla poszczególnych struktur.

Na pierwszy plan wysuwa się sprawa ustalenia dokumentów będących podstawą do dalszych studiów. Rozwiązanie problemu istnienia ruchu cieczy w przestrzeni 3-wymiarowej (w kompleksie wodonośnym) stwarza poważne zadanie dla geologa naftowego, od którego wymagana jest duża precyzja w sposobie przedstawienia powierzchni potencjometrycznych. Może się on posłużyć dwiema metodami:

- jedną z nich jest odtworzenie w laboratorium warunków złożowych poprzez budowę analogicznego modelu 3-wymiarowego. Jest to z jednej strony metoda czasochłonna i droga, wymagająca ustalenia profilu przepuszczalności wybranych formacji geologicznych dla wszystkich odwierconych otworów w badanym rejonie, z drugiej zaś strony dostarcza maksymalnej ilości danych, aby móc przedstawić dość szczegółowo powierzchnie potencjometryczne.
- drugą metodą jest sporządzanie map, począwszy od nanoszenia na nie wyników pomiarów ciśnienia złożowego. Szczegółowo zostanie opisana ta ostatnia metoda bardziej ekonomiczna stosowana wówczas, kiedy dysponuje się wystarczającą ilością pomiarów.

Dla wybranego poziomu skał zbiornikowych sporządzamy **mapę potencjometryczną**, zawierającą krzywe tego samego poziomu potencjometrycznego oraz mapę mineralizacji wód z izolacjami o ustalonych wartościach wyrażonych w g/l. Chcąc uzyskać przybliżony obraz trójwymiarowy środowiska hydrogeologicznego, innymi słowy, aby odtworzyć warunki hydrodynamiczne panujące w warstwach trzeba dysponować kompletem niezbędnych dokumentów, w skład których wchodzi:



Ryc. 3. Poziom potencjometryczny — poprawka na mineralizację.

a — poziom pseudopotencjometryczny, b — poziom potencjometryczny, c — poziom piezometryczny, e_w — ciężar właściwy wody, $e_{wsł}$ — ciężar właściwy wody słonej, e_{wsd} — ciężar właściwy wody słodkiej, ΔP_m — przyrost ciśnienia zależny od mineralizacji wody, Δz — różnica wysokości.

Fig. 3. Potentiometric level — a correction for mineralization.

a — pseudopotentiometric level, b — potentiometric level, c — piezometric level, e_w — specific weight of water, $e_{wsł}$ — specific weight of salt water, e_{wsd} — specific weight of fresh water, Δp_m — increase in pressure depending upon water mineralization, Δz — difference in height.

- mapa różnic poziomu potencjometrycznego między dwoma kompleksami skał zbiornikowych kolejno po sobie następujących,
- przekroje geologiczne wskazujące możliwe połączenia hydrauliczne,
- mapa głównych uskoków,
- mapy miąższości warstw wodonośnych, itd.

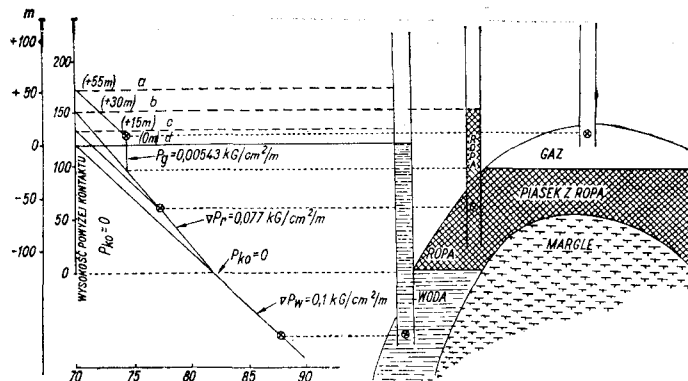
Schematyczny przekrój (ryc. 3) określa następujące pojęcia:

- poziom pseudopotencjometryczny,
- poziom potencjometryczny,
- poziom piezometryczny,
- poprawka na mineralizację ΔP_m .

Poprawka na mineralizację konieczna jest w przypadkach, gdy potencjał poziomu piezometrycznego zmienia kierunek na odwrotny. Poprawka taka jest przeważnie niewielka i przybliżona, jeśli ciężar właściwy wody zmienia się.

Dla obszaru roponośnego (ryc. 4) poziom potencjometryczny musi być obliczony począwszy od ciśnienia złożowego sprowadzonego do kontaktu woda-ropa, w warunkach początkowych przed każdą znaczącą produkcją. Właściwe określenie ciśnienia złożowego jest ważnym elementem badań hydrodynamicznych toteż musi być ono mierzone z wielką dokładnością, a rejestratory wykonujące ten pomiar powinny być jak najczęściej kontrolowane i regulowane. W przypadku braku stabilizacji ciśnienia niezbędne jest przeprowadzenie ekstrapolacji, mając na uwadze możliwość popełnienia błędu wynikłego z obserwacji ustabilizowania się ciśnienia w trakcie prób złożowych. Łatwo w zastosowaniu wzór empiryczny może posłużyć do oszacowania błędu wynikłego z ekstrapolacji w połowie lub jednej trzeciej inkrementu (różnica między ciśnieniem wyekstrapolowanym a ostatnim pomiarem).

Nie ulega wątpliwości, iż określenie poziomu potencjometrycznego obarczone jest jakimś błędem, toteż dobrze jest przed przystąpieniem do interpretacji



Ryc. 4. Przekształcenie ciśnień zarejestrowanych w ropie naftowej i gazie ziemnym na wartości powierzchni potencjometrycznej.

a — fałszywa powierzchnia potencjometryczna (strefa z gazem ziemnym), b — wysokość poziomu ropy w otworze (strefa z ropą naftową), c — fałszywa powierzchnia potencjometryczna (strefa z ropą naftową), d — właściwa powierzchnia potencjometryczna, P_g — ciśnienie gazu ziemnego, ΔP_r — różnica ciśnienia ropy naftowej, P_{ko} — ciśnienie na kontakcie, P_w — ciśnienie wody.

Fig. 4. Transformations of pressures recorded in crude oil and natural gas into the values of potentiometric surface.

a — false potentiometric surface (zone with natural gas), b — height of crude oil level in bore hole (zone with crude oil), c — false potentiometric surface (zone with crude oil), d — proper potentiometric surface, P_g — pressure of natural gas, ΔP_r — difference in crude oil pressure, P_{ko} — pressure at the contact, P_w — water pressure.

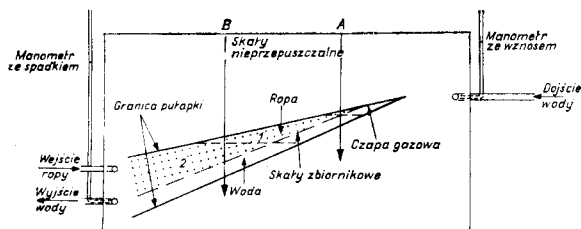
map znać zawsze rząd wielkości tego błędu. Z map potencjometrycznych wynika, iż warstwy położone głęboko są źródłem przepływu hydrodynamicznego.

Spróbujemy teraz rozpatrzyć przyczyny przepływu hydrodynamicznego. Na ruch cieczy w warstwach przepuszczalnych najczęściej wywiera wpływ grawitacja, a nierzadko i osmoza.

W przypadku grawitacji woda zawarta w poziomie wodonośnym może odpływać z podniesionych wychodni ku najniższym leżącym warstwom lub też ku innemu poziomowi wodonośnemu mającemu połączenie z pierwszym. Przepływ wody w tych utworach jest spowodowany grawitacją. Przypadek ten jest bardzo częsty w przyrodzie, zwłaszcza że wytwarza się on samoistnie i powoduje powstanie gradientów dość złagodzonych bez większych anomalii w rozłożeniu potencjałów.

Przykładów można by zacytować wiele, klasycznym jest Basen Paryski, gdzie grawitacja rządzi krążeniem wody słodkiej w utworach położonych głębiej lub bliżej powierzchni.

W przypadku osmozy, w utworach leżących na średniej lub znacznej głębokości i charakteryzujących się dużymi kontrastami mineralizacji wód można zaobserwować istnienie anomalii potencjału. Obecność tych anomalii nie może być tłumaczona ruchem cieczy wymuszonym przez grawitację. Pochodzenie wspomnianych anomalii należy wiązać ze zjawiskami osmotycznymi. Niespekana masa iltu przegradzająca dwa poziomy skał zbiornikowych o różnej mineralizacji wód może spełniać rolę błony osmotycznej. Woda zbiornika o bardzo dużej mineralizacji „przyciąga” (jak gdyby „zwabia”) wodę z kolektora o bardzo małej mineralizacji. Różnica ciśnienia osmotycznego między tymi dwoma poziomami skał zbiornikowych może podnieść się do olbrzymich wartości, jeśli mineralizacje tych wód są bardzo różne; obserwuje się w dużym przybliżeniu różnice ciśnienia 1 kg/cm² przy 1 g/l różnicy mineralizacji.



Ryc. 5. Model pułapki typu stratygraficznego.

1 — kontakt woda-ropa zbliżony do położenia poziomego, 2 — kontakt woda-ropa nachylony.

Fig. 5. Model of a trap of stratigraphical type.

1 — water — crude oil contact approximate to the horizontal position, 2 — inclined water-crude oil contact.

Jeśli odbierająca skała zbiornikowa posiada słabą przewodność hydrauliczną, skała ta może być siedliskiem znacznych anomalii potencjometrycznych dodatnich, natomiast gdy kolektor jest bardzo przepuszczalny, anomalie te nie istnieją.

Równie dobrze może się zdarzyć, że skała zbiornikowa „nadajnik” może być źródłem bardzo ważnej anomalii ujemnej, a potencjał miejscami staje się bardzo mały, w najniższym poziomie wychodni. Działania osmotyczne tym więcej się zaznaczają im bardziej wyrównana jest masa iltu (niewiele spękań i przewarstwień mułowcowych lub trochę wkładek węglanowych).

Inny aspekt osmozy, to „filtracja słona”: kiedy warstwa wody danego poziomu wodonośnego przechodzi zaporę marglistą (jaka by nie była przyczyna przepływu wody), mineralizacja zwiększa się w górnej części powyżej zapory, natomiast zmniejsza się w dolnej części, poniżej zapory.

Badania zjawisk osmotycznych, stosunkowo niedawno zapoczątkowane ukazują jeszcze wiele punktów niejasnych przy rozwiązywaniu problemów hydrodynamicznych, jednak jest niewątpliwe, iż badania te tłumaczą istnienie pewnych anomalii w sposób zadawalający. Byłoby niesłuszne w całości odrzucić koncepcje dotyczące wyników tych badań, jak też zbytnio je przeceniać. Jak wiemy, osmoza jest zjawiskiem niezmiernie ważnym w przyrodzie: w królestwie zwierząt, roślin i minerałów.

Dość interesujące wydają się być przeprowadzane w laboratoriach badania modelowe zjawisk hydrodynamicznych zachodzących w złożach ropy i gazu. Sztucznie odtworzone warunki hydrodynamiczne panujące w złożu ropy naftowej śledzić można w doświadczalnie zbudowanej pułapce typu stratygraficznego. Przekrój geologiczny przez tę pułapkę przedstawia rys. 5. Naczynie o ścianach przezroczystych jest wypełnione materiałem dwójakiego rodzaju. Środkową część naczynia stanowią kulki szklane, dość grube, imitujące ziarna jednej ze skał zbiornikowych, układające się w formie klina, otoczenie zaś jego stanowią kuleczki bardzo drobnociarniste reprezentujące skały izolujące. Dojście wody znajduje się w górnej części wyklinowania, w „skałach nieprzepuszczalnych”: woda wnika w skałę zbiornikową i spływa w dolne partie zbiornika. Manometr umieszczony przy wejściu i wyjściu wody wskazuje w sposób ciągły różnicę poziomu potencjometrycznego między częścią górną a dolną zbiornika. Drugie urządzenie pozwala ponadto wprowadzić przez dolną część ropy aż do momentu nienrzwienia jej przez skałę zbiornikową: czerwone zabarwienie tego płynu wyraźnie kontrastuje z wprowadzoną tu wodą i ze skałami. Udało się także zrobić imitację małej „czapy gazowej” u szczytu akumulacji węglowodorów.

Na tym modelu można tworzyć dowolne warunki hydrodynamiczne (przepływ skierowany ku dolnej części pułapki, po wadzie) lub warunki hydrostatyczne. Z tego wynika, że:

— w warunkach hydrostatycznych, plan kontaktu ropa-woda jest bliski położeniu poziomemu (pozycja 1);

— w warunkach hydrodynamicznych, plan kontaktu ropa-woda jest nachylony (pozycja 2) i że większa akumulacja wyraźnie dotyczy dolnej części pułapki.

To nachylenie planu ropa-woda jest zjawiskiem innym niż tzw. amerykański „tilt”, co można obserwować w antyklinie, gdzie nachylenie jest wprost proporcjonalne do gradientu hydrodynamicznego. W omawianym przypadku „fałszywy tilt” jest spowodowany ponownym rozkładem ciśnień kapilarnych. W przypadku pierwszym (warunki hydrostatyczne) — ciśnienie kapilarne, mniej więcej zerowe w planie ropa-woda rośnie aż do stropu akumulacji; w przypadku drugim (warunki hydrodynamiczne) — ciśnienie kapilarne nie zmienia się wzdłuż upadu, przy czym przepuszczalność skały zbiornikowej, jej upad i miąższość wpływa na produkowanie więcej lub mniej wody wzdłuż całego spągu warstwy.

Z badań modelowych wynika ogromnie ważna dla poszukiwań konsekwencja: jeśli w pułapce tego typu, w warunkach hydrodynamicznych wierci się otwór A całkiem blisko wyklinowania skał zbiornikowych, istnieje możliwość utrzymania w tym miejscu tylko niewielkiej ilości ropy, bądź też ryzykuje się opuszczenie struktury, natomiast przemysłowa ilość ropy istnieje w dolnej części pułapki, wzdłuż upadu, począwszy od punktu A (ryc. 5). W zasadzie powinno się wiercić drugi otwór B, zwłaszcza jeśli w wierceniu A natrafiono na niewielkie objawy węglowodorów, przy czym nie należy się zrażać tym, że ze spągowej części złoża eksploatuje się także znaczne ilości wody.

Sumując powyższe rozważania nasuwają się pewne ogólne wnioski. Akumulacja węglowodorów zawsze łączy się ze sprzyjającymi warunkami strukturalnymi, litologicznymi i hydrodynamicznymi. Od wielu lat ryzyko poszukiwań złóż węglowodorów znacznie zmniejszyło się dzięki badaniom tych dwóch pierwszych czynników i faktem jest, iż obecnie nie prowadzi się wierceń badawczych bez poprzedzających badań strukturalnych (zwłaszcza sejsmicznych). Ryzyko to jeszcze bardziej będzie się zmniejszało po wprowadzeniu do prac poszukiwawczych na szeroka skale czynnika hydrodynamicznego.

Coraz powszechniej zaczyna się obecnie stosować wszystkie trzy czynniki, przy czym geolodzy mogą już rozgraniczyć w pewnych prowincjach ropo- i gazonośnych obszary o warunkach najbardziej sprzyjających akumulacji węglowodorów, przesunąć pewne regiony do programu badań drugoplanowych lub nawet je wyeliminować.

Śledzenie wpływu warunków hydrodynamicznych na pułapki typu strukturalnego i stratygraficznego aktualnie stanowi jeden z ważniejszych problemów stojących przed polską geologią naftową, którym warto się bliżej zająć.

Badania hydrodynamiczne mają znaczenie jeszcze większe w stadium bardziej zaawansowanych prac poszukiwawczych, ponieważ są potrzebne aż do momentu wytyczenia otworów rozwierających jeden z obszarów roponośnych. Jest sprawa oczywista, iż studia hydrodynamiczne nie zastępują stosowanych badań geofizycznych i geologicznych, które są niezbędne, ale wraz z nimi ułatwia rozpoznanie wielkości zasobów złóż.

Celem studiów hydrodynamicznych, podobnie jak innych dyscyplin geologii, jest przede wszystkim dokładne poznanie formacji geologicznej, w naszym przypadku potencjalnie roponośnej. Dobór formacji, oparty na wynikach innych badań pomocniczych (np. petrofizycznych, geochemicznych, geofizycznych) nie powinien ograniczać się tylko do tych formacji, które wskutek makroobjawów węglowodorów występujących w trakcie wiercenia będą poddane opróbowaniu, ale objąć powinien i te kompleksy skał, których wykształcenie litologiczno-facjalne i dogodne warunki strukturalne upoważniają do uznania ich za skały zbiornikowe dla węglowodorów.

LITERATURA

1. Hubbert King — The theory of ground water. Motion — the Journal of Geology, 1940. Nov.-Dec.
2. Jakobson G. P., Kaczałow J. M. — Методика вычисления приведённых давлений пластовых вод в водонапорных системах. Геология нефти и газа, 1965, nr 6.
3. Karcew A. A. — Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. Москва, 1963.
4. Kulczycki W. — Аналитические основы определённого задания подземной нефтяной гидравлики. Нафта, 1948, nr 2.
5. Kulczycki W. — Механика жидкостей в залежах нефти и газа. Wydaw. Geol., 1955.
6. Millet M. — Interet des études hydrodynamiques dans les problemes d'exploration. Cellule Hydrodynamique B.R.P — C.E.P. Ref. 640, 1962.
7. Pazdro Z. — Hydrogeologia ogólna. Wyd. Geol., 1964.
8. Silin-Biekczerin A. I. — Динамика подземных вод. Изд. Л.G.U., Москва, 1958.
9. Tissot B. — Problèmes géochimiques de la genèse et de la migration du pétrole. Revue I.F.P., 1966, Vol. XXI, No. 11.
10. Wiczysty A. — Hydrogeologia inżynierska. PWN, 1970.
11. Wilk Z. — Eksploatacja złóż płynnych surowców mineralnych. Wydawn. Katowice, 1969.

(Artykuł wpłynął do redakcji w listopadzie 1971 r.)

SUMMARY

The article deals with the hydrodynamical conditions of gas and crude oil accumulations. Since many years an increase in the significance of hydrodynamical research has been noted, as concerns the search for these raw materials. The enlarging of these investigations has been a basis of a better determination of the occurrence of hydrocarbons, leading in the consequence to their discovery.

The hydrocarbon accumulation is always related to favourable structural, lithological and hydrodynamical conditions. For many years the risk in search for hydrocarbon deposits has continuously diminished, mainly due to the investigations concentrated on the two first factors. It is a matter of fact at present that no prospection drillings are made without the advancing structural studies, particularly of seismic character. The risk may still be reduced after the introduction of the hydrodynamical factor into the prospecting works.

РЕЗЮМЕ

Статья посвящена проблеме гидродинамических условий аккумуляции нефти и газа. За последние годы отмечается повышенная заинтересованность гидродинамическими исследованиями при поисках нефтегазоносных залежей. Развитие исследований такого типа способствовало установлению закономерностей распространения этих залежей, следовательно, облегчило их поиски.

Для накопления углеводородов необходимо существование благоприятных структурных, литологических и гидродинамических условий. В последние годы значительно возросла успешность поисковых работ благодаря предварительным исследованиям двух первых факторов. В настоящее время поисковые буровые работы не проводятся, как правило, без структурных (в особенности сейсмических) исследований. Успешность поисков можно значительно повысить путем осуществления предварительных исследований гидродинамической обстановки.