

ZAGADNIENIE SZCZELINOWATOŚCI I POJEMNOŚCI ZBIORNIKÓW ROPNYCH W SKALACH WĘGLANOWYCH

Według Levorsena już od 1860 r. mówi się w literaturze geologicznej o porowatości zbiorników ropno-gazowych, wywołanej przez spękanie i szczeliny. E. B. Andrews opisując antyklinę Burning Springs stwierdził w 1861 r., że ilość ropy w złożu jest wprost proporcjonalna do ilości szczelin. W 1865 r. T. Stewy Hunt wyraził się podobnie pisząc, że szczeliny tworzą zbiorniki ropny. Ten sam pogląd wypowiedział w 1883 r. I. C. White mówiąc, że intensywne zeszczelinowanie skały jest konieczne do sformowania pojemnego zbiornika gazowego i że fakt ten ma miejsce na osiach antyklin, gdzie napiecia zginające są największe.

Wszechstronne studia nad zagadnieniem szczelinowatości rozpoczęto w USA około 1950 r. i już w marcu 1952 r. A.A.P.G. zorganizowało konferencję na temat porowatości spękań. Potencjalne zbiorniki z porowatością szczelinową powstają raczej w skałach drobnoziarnistych, słabo przepuszczalnych i względnie kruchych, jak: czerty, kwarcyty, łupki krzemionkowe, margle, wapienie, piaskowce drobnoziarniste i twardsze łupki. Podstawy klasyfikacji zbiorników węglanowych i piaskowcowych ujął chyba najszerszej R. C. Craze (4), zakładając, że rozmieszczenie i ruch płynów w wapieniach zależy od tych samych podstawowych praw, co w zbiornikach piaskowcowych. Zasadnicze różnice między

UKD 553.982:553.27:551.252:552.54

tych zbiornikami, jeśli się pominie skład chemiczny, widzi Craze w wykształceniu i warunkach powstania wolnej przestrzeni w skale. W wapieniach przestrzeń ta wykazuje wielką zmienność kształtów wywołaną procesami wtórnego rozpuszczania, rekrytalizacji i uszczelinowania. Natomiast w piaskowcach ukształtowanie przestrzeni porowej zależy przede wszystkim od geometrii kanałów międzyziarnowych, które mimo często skomplikowanej formy nadają skale cechy stosunkowo regularnej budowy o bardziej równomiernym rozkładzie porowatości i przepuszczalności. Craze widzi cztery główne typy porowatości skał węglanowych przedstawione w tabeli.

Chombart (3) charakteryzując pojęcie pierwotnej i wtórnej struktury porowej uważa, że pierwsza występuje w skałach węglanowych, których ziarna lub kryształy poddane zostały zgniataniu, lityfikacji albo zamuleni. Skały oolityczne, powstałe przez strącenie kalcytu wokół jądra w ruchliwych płytliwych wodach, wykazują porowatość i przepuszczalność bardzo zbliżoną do piasków średnioziarnistych i stanowią doskonałe poziomy produktywnie. Natomiast bardzo drobnokryształiczne wapienie wykazują silną spoistość, mają bardzo niską porowatość i są praktycznie nieprzepuszczalne. Wtórna struktura po-

Typ porowatości	Porowatość %	Przepuszczalność md
międzykrystaliczna mikroziarnista drobno-gruboziarnista	wysoka (20—35)	niska (1—10)
międzyziarnowa	średnia (10—20)	średnia (10)
szczelinowa	bardzo wysoka (25—45)	bardzo wysoka (300—5000)
kawernowa*	niska (2—10)	bardzo wysoka
	niska do bardzo wysokiej	średnia do bardzo wysokiej

* Proponowałbym oznaczenie „porowatość jamista”.

rowa powstaje po zestaleniu się skały wskutek diaogenezy pod wpływem działania rozpuszczającego wód bogatych w CO₂, spękań i dolomityzacji.

Spękania i szczeliny powstałe przez kontrakcję sedymentu w czasie jego zestalenia lub przez ruchy skorupy ziemskiej, albo też przez wymianę minerałów mają działanie podwójne, gdyż z jednej strony stwarzają własną przestrzeń porową, a z drugiej ułatwiają dostęp wód górnych do głębszych serii skał.

Dolomityzacja powstaje w przypadku krążenia w porach wód nasyconych Mg, powodując stopniowe zastępowanie kalcytu przez dolomit; zmniejszenie objętości skały dochodzi w takich razach nawet do 12%. W zbiornikach węglanowych za główne kryteria uważane są: porowatość i uszczelinowanie, kryterium przepuszczalności jest trudniejsze do opanowania ze względu na ogromną jego zmienność. Wobec tego w ocenie zbiorników węglanowych należy stosować podejście statystyczne przy możliwie największej ilości oznaczeń mikro i makroskopowych.

W. A. Waldschmid (18) po przeprowadzeniu ok. 450 analiz próbek skał i prawie wszystkich formacji podaje klasyfikację szczelin opartą o kryterium formy i wypełnienia ich przestrzeni wewnętrznej. Wyróżniono szczeliny: 1) otwarte z widocznym rozsunieniem ścian, 2) wypełnione zupełnie lub częściowo, 3) zamknięte, gdy rozsunienie ścian jest niewidoczne. Dalszy podział oparto na przestrzennej orientacji szczelin, wyróżniając orientację: przypadkową, pionową, poziomą, nachyloną. Przedłożony dla przykładu wzór karty rejestracyjnej do celów statystycznych jest bardzo szczegółowy i zawiera ok. 40 pozycji.

Zagadnienie szczelinowatości zajmuje jedno z czołowych miejsc w pracach Wsiesiołuznego Naukowo-Isledowatelskiego Gieologo-Rozwiedocznego Instytutu (WNIGRI) w Leningradzie. Instytut ten ogłosił od 1958 r. szereg podstawowych prac teoretycznych i stosowanych na tematy związane ze szczelinowatością, które posunęły znacznie naprzód wiedzę o tym problemie. Prof. E. M. Smiechow, główny badacz tego zagadnienia w WNIGRI, podał definicję szczelinowatości jako poprzeciny skały makroszczelinami i mikroszczelinami, przy czym wykluczył z tego pojęcie pęknięcia rozsławające poszczególne elementy skał, tzn. uskoki, co mogłoby podlegać dyskusji, gdyż różnica między uskokiem a szczeliną polega raczej na skali zjawiska. Smiechow zaproponował wyróżnienie trzech zasadniczych typów szczelin wymieniając: szczeliny pierwotne (diagenetyczne), tektoniczne i mieszane.

Najważniejsze kryteria klasyfikacji szczelin WNIGRI obejmują następujące charakterystyki: szerokość rozwarcia 10—150 μ, gęstość występowania, kształt i charakter przebiegu, stopień i substancja wypełnienia, stosunek do struktury skały, stosunek do uwarstwienia, okresy następstwa (generacje). Ten wyczerpujący wykaz można by uzupełnić tylko spe-

cialnymi zjawiskami sedymentacji (jak np. stylolity, geody, zjawiska krasowe), które Smiechow wymienia dopiero przy typizacji całych zbiorników szczelinowych, wyróżniając typ: czysto szczelinowy, kawernowy, stylolitowy i rozmaite kombinacje tych typów z porowymi, dochodząc do cyfry osmiu, którą można by jeszcze powiększyć. Najprościej byłoby ograniczyć ten podział do trzech typów.

W wyniku studiów WNIGRI nad podstawami szczelinowatości, Smiechow (13) daje następujące podstawowe sformułowania:

1. Wszystkie skały skorupy ziemskiej są mniej lub bardziej zeszczelinowane. Główne kierunki spękań są stałe (NW i NE) i wzajemnie do siebie prostopadłe. Oprócz tego istnieją systemy uzupełniające zorientowane w kierunku dwusiecznych kąta kierunków głównych. Szczeliny w większości przypadków układają się w dość prawidłowe siatki geometryczne. Na powierzchni ziemi lub w granicach strefy zwiętrzenia rozwijają się makroszczeliny, jako pochodne mikroszczelin w głębi o tym samym kierunku.

2. Kierunki regionalne głównych systemów szczelinowatości są w zasadzie niezależne od zmian w przebiegu struktur.

3. Kierunki główne szczelinowatości wydają się być związane z osią wydźwignięć lub zapadłisk, gdy kierunki skośne związane są ze skrzydłami struktury (sformułowanie wstępne wymaga jeszcze dalszych badań).

4. Gęstość występowania szczelin jest na ogół dość stała, odległość między szczelinami wynosi ok. 3—10 cm, zależnie od cech litologicznych skały i warunków tektonicznych.

5. Istnienie regionalnej szczelinowatości i prawidłowości ich orientacji nie mogą być wyjaśnione jedynie tektoniką, źródła tych zjawisk należy szukać we wpływach planetarnych.

6. Pęknięcia węgłębne w podłożu krystalicznym i w pokrywie osadowej mają kierunki zgodne z głównymi systemami szczelinowatości. W większości przypadków szczeliny odradzają się zachowując te same kierunki główne.

7. Pęknięcia węgłębne tworzą kanały prowadzące płyny ku górze; w poszczególnych poziomach stratygraficznych następuje nagromadzenie się bituminów i wód w pułapkach zbiornikowych.

8. W zbiornikach skalnych międzyziarnowych filtracja płynów zależna jest od stanu wzajemnych połączeń w przestrzeni porowej i zachodzi przeważnie bez udziału mikroszczelin; w zbiornikach szczelinowych filtracja jest uwarunkowana obecnością mikroszczelin łączących kawerny i pory rozmieszczone w skale.

Do powyższych sformułowań Aszirow (1960) dodaje m.in. następujące uwagi:

a) powstanie szczelin jest związane z nierównomiernym przemieszczaniem się bloków krystalicznych podłoża, które odbija się w pokrywie podłoża;

b) są podstawy do poglądu, że ruchy bloków podłoża i rozluźniająca litosferę wahadkowe ruchy skorupy ziemskiej związane są ze zjawiskami przesunięć mas w płynnym jądrze Ziemi, wywołanymi głównie siłą przyciągania Księżyca;

c) szczeliny węgłębne mają przeważnie orientację zbliżoną do pionowej.

Przechodząc do praktycznego zastosowania wiedzy o szczelinowatości stajemy przed pytaniem — jaka jest rola szczelin w obliczaniu pojemności zbiornika ropnego i czy mogą one być w tym przypadku brane pod uwagę. Poglądy na pojemność zbiornika szczelinowatego są obecnie wszechstronnie i żywo dyskutowane, brak jednak jeszcze konkretnych i jednoznacznych rozwiązań. Wśród badaczy tego zagadnienia zaznaczają się dwa poglądy, z których pierwszy reprezentowany przede wszystkim przez zespół pracowników WNIGRI z prof. E. M. Smiechowem na czele głosi, że pojemność zbiornika szczelinowatego

jest uwarunkowana trzema zasadniczymi parametrami:

1) pierwotną międzyziarnową przestrzenią porową o wielkościach zwykle niskich (2—3—4, rzadko 10%);

2) przestrzenią wtórną, na którą składają się kawerny mikrokrasowe, pustki, stylolity, szwy skalne o wielkościach poważniejszych niż przestrzenie międzyziarnowe, stanowiące 15% i więcej całkowitej pojemności skały;

3) przestrzenią porową samych szczelin, które reprezentują dziesiątki i setne części procentu całej pojemności skały i tylko w wyjątkowych przypadkach mogą okazać się porównywalne z objętością wydobywanej ze złoża ropy. W tym przypadku makroszczeliny byłyby w zasadzie ograniczone do filtracji płynów lub gazu i stanowiłyby jedynie kanały łączące przestrzenie międzyziarnowe, kawerny i mikrokrasowe pustki.

Pogląd drugi reprezentowany przez koła pracowników przemysłu naftowego lub instytutów przemysłowych stwierdza, że pojemność szczelinową zbiornika wyznaczają również szczeliny małe, większe i inne pustki. Opinia ta często oparta jest na bardzo wysokich wydajnościach złóż węglanowych (Meksyk, Środkowy Wschód, ZSRR), na przepadaniu w czasie wiercenia narzędzi wiertniczych na głębokość nawet do kilku metrów, na masowych często katastrofalnych ucieczkach płuczeki (do 500 m³ jednorazowo), na stwierdzeniu w głębi złoża makroszczelin zdolnych nie tylko do filtracji, lecz także do akumulacji węglowodorów, na stwierdzeniu wzajemnego wpływu otworów (interferencji wydajności) położonych nawet w kilkudziesięciu-kilometrowych odległościach itp.

Główny zarzut, jaki stawia się zwolennikom makroszczelinowości w warunkach dzisiejszych głębokości produkcji, dotyczy zakwestionowania autentyczności makroszczelin obserwowanych niewątpliwie na wydobytych rdzeniach. Twierdzi się, że mogły one powstać już w czasie wyciągania przewodu na powierzchnię. Argument ten nie jest decydujący, gdyż pęknięcia w rdzeniu, jeśli nawet uległy powiększeniu na powierzchni musiały powstać na tle zmian tkwiących w naturze skały. W Polsce najlepszym rozwiązaniem byłoby zastosowanie na szeroką skalę hermetycznych koron do pobierania rdzeni. Brak ten usiłuje się wyrównać przynajmniej częściowo przez pakowanie świeżo wydobytych rdzeni do szczelnych zbiorników wprowadzonych w przemysł przez T. Szurę z Instytutu Naftowego.

Charakterystyczna dla zbliżania się poglądów wymienionych dwu grup badaczy jest praca J. F. Klejnosowa (WNIGRI wyp. 228—1964), który na podstawie badań złoża małyżewskiego zakłada, że w zbiorniku szczelinowym w pierwszym okresie rozbudowy pola wydobywa się ropę szczelinową, po czym następuje stopniowy dopływ z por do szczelin, a przez nie do otworu. W końcowym bilansie zasobów ilość ropy wydobyta, np. na polu małyżewskim ze szczelin, wynosiłaby około 30% całej wyeksploatowanej ropy. Dotychczasowe badania są zgodne co do tego, że nasycenie i wydajność ze szczelin są duże (w granicach 100%), ciągle jednak daje się odczuwać brak ścisłych badań tych właściwości zbiornikowych.

F. J. Kotiachow i Sieriebriennikow w swej ostatniej pracy (9) przytaczają wyniki obserwacji szczelin wykonanych aparatem Fas 1 na złożu romaszkińskim i rypińskim, stwierdzając, że na fotografiach dają się zaobserwować szczeliny o rozwartości od 1 do 2 m/m. Fotografie wgłębne dają podstawę do obliczania współczynnika gęstości szczelin opisanego przez Kotiachowa w 1961 r. Bardzo ciekawie przedstawiają się badania porównawcze współczynników gęstości szczelin w rozmaitych warstwach nasyconych ropą złoża woskresienskiego. Dane powyższe wykazują, że zwiększona szczelinowość wiąże się z przegięciami strukturalnymi, co stwierdza również T. Birecki w

Rybakach, wprowadzając w zasadzie ten sam współczynnik co Kotiachow (20).

W dalszym ciągu swej pracy Kotiachow stwierdza, iż często masywowe partie zbiorników rozbite są gęstą siecią mikroszczelin o rozwarciu nie przewyższającym 0,1 m/m przy współczynniku gęstości 0,6—2 cm/cm². Ta sieć mikroszczelin miałaby być w zasadzie pojemnością szczelinową zbiorników, a szczeliny z większym rozwarciem powinny spełniać rolę kanałów drenujących, zabezpieczających wysoką wydajność otworów.

G. T. Obnatanow w pracy z 1964 r. (12) omawia dyskusję, jaką ostatnio wywołała klasyfikacja skał szczelinowych odnośnie do znaczenia objętości samych szczelin dla gromadzenia ropy i gazu. Twierdzi on, że w skałach szczelinowatych naturalny zbiornik przez spłot połączonej kanałów, dostarcza ropę do wysokoprzepuszczalnych szczelin, powodujących ruch ropy i gazu do otworów. Przepływ ropy i gazu w takich ośrodkach przechodziłby jakby przez dwa stadia.

Jako przykład nieregularności budowy złoża szczelinowatego Obnatanow podaje dwa sąsiednie otwory w złożu iszymbajewskim: N 106 — z produkcją 600 t/dobę oraz N 7 — położony w odległości 75 m od poprzedniego z produkcją zaledwie 3 t/dobę. Na złożu Karabulak otwór N 58 stracił 500 m³ płuczeki, a otwór N 30 — 850 m³. Katastrofa ta jednak została opanowana i otwór uzyskał produkcję. Obnatanow przychylił się do poglądu R. S. Abdullina (1959), że obok dwu podstawowych klas zbiorników w przyrodzie istnieje trzeci mieszany typ porowo-szczelinowy, w którym w jednych warunkach litologicznych filtracja ropy i gazu odbywa się kanałami kapilarnymi, w innych ropa i gaz płynie przez szczeliny. Niezależnie od składu litologicznego skał, rozwarcie szczelin w dolnym kambrze jakuckiego amfiteatru wynosi 20—30 μ, a miejscami 80 μ.

Na podstawie badań strefy produktywnej Półwyspu Apszerońskiego, pociętego wierceniemi na przestrzemi od 60 do 520 m, porowatość maleje w miarę wzrostu głębokości od 25% w górnych poziomach do 12—14% w poziomach dolnych. Rozwarcie szczelin maleje ze wzrostem głębokości. Na głęb. 1000 m szczelinom pozostaje już tylko rola kanałów łączących pokład z otworem. Odmienne doświadczenia uzyskuje się (ustna informacja inż. Myśko) na złożach w Sycylii Ragusa i Gela. Ropa i gaz pochodzą tu z triasowych dolomitów Taormina, których porowatość nie przekracza 5%, a przepuszczalność 1 md. Strefy ropne mają miąższość 280 i 380 m i sięgają do głęb. 2300 i 3500 m. Rdzenie z poziomu ropnego zawierają liczne kawerny o powierzchni dochodzącej do 20 cm² i szczeliny o rozwarciu w cm; kawerny przechodzą w szczeliny, a w końcu zanikają. Według miejscowych geologów produkcja pochodzi tu głównie ze szczelin i kawern. Wydajność dzienna otworów dochodzi do 180 m³. Złoże Ragusa daje rocznie z 41 otworów — 1,5 mln t ropy (1962). Podobne dane podaje również T. Rocco w pracy „Gela in Sicily an unusual oil field” (Fifth World Petr. Congress, Proceedings Section I. 1959). Rozpiętość poglądów cytowanych autorów jest więc bardzo duża.

Duży postęp w dziedzinie obserwacji złóż ropno-gazowych pod ziemią przyniosą zapewne badania projektowane przez Instytut Naftowy w robotach górniczych Kombinatu Miedzi w Lubinie, którego złoża leżą w cechystynie prawie bezpośrednio poniżej serii węglanowo-anhydrytowej, wykazującej w otworach poszukiwawczych miejscami silne objawy ropno-gazowe.

W dalszym ciągu pracy autor chciałby położyć główny nacisk na aspekt metodyki obliczania zasobów w złożach szczelinowatych, jako wskazówki przy wyborze sposobu obliczania w warunkach polskich. Wydaje się, że za punkt wyjścia można by przyjąć metodę zastosowaną przez J. F. Klejnosowa na złożu małyżewskim, w której zaproponował on obliczanie zasobów osobno dla części szczelinowej,

a osobno dla części porowej za pomocą dwu współczynników dla części mikroszczelinowej i międzyziarnowej. Dla części szczelinowej Klejnosoy zastosował współczynnik porowatości szczelinowej w wysokości zaledwie 0,0005, biorąc pod uwagę tylko mikroszczeliny. W związku z tym nadal pozostawałyby poza obliczeniem wszystkie makroszczeliny, kawerny i inne pustki, które dadzą się wizualnie zaobserwować na rdzeniach przy uważnym przeglądzie, jeśli się do tego przystąpi metodycznie.

Rozwiązanie tego problemu postawił autor przed współpracownikiem Pracowni Geologii Złóżowej Instytutu Naftowego (T. Bireckim, który od trzech lat gromadził bardzo skrupulatnie makroskopowe opisy rdzeni z serii produktywnych, notując gęstość spękań równoległych i prostopadłych do uwarstwienia oraz długość spękań prostopadłych do uwarstwienia, kąt upadu szczelin nachylonych, sposób ich wypełnienia i rozwarcia (20).

Na podstawie powyższego materiału T. Birecki zaproponował oryginalną metodę ujęcia współczynnika makroszczelinowatości przez obliczenie sumarycznej długości spękań zarówno podłużnych, jak i poprzecznych i odniesienie ich do powierzchni pionowej 1 m² przy założeniu średniego rozwarcia. Przykładowo dla bloku otworu Rybaki 1, długość wszystkich spękań na pow. 1 m² — wynosiła ok. 20 000 m/m. Przyjmując średnie rozwarcie szczeliny w wysokości 0,5 m/m otrzymalibyśmy jako powierzchnię wszystkich szczelin liczbę 10 000 m/m², co w stosunku do powierzchni całego kwadratu (1 000 000 m/m²) daje 1% porowatości makroszczelinowej.

Pozostawiając bliższy opis metody T. Bireckiemu autor proponuje wprowadzenie do obliczeń zasobów złóż szczelinowatych w Polsce trzeciego członu na zasoby makroszczelinowe, obok członów na zasoby mikroszczelin i przestrzeni międzyziarnowej. Zmodyfikowane wzory na zasoby w skałach szczelinowatych (M. A. Zdanow: Metoda obliczenia zasobów złóż ropy, 1955) przedstawiałyby się, według autora, następująco:

$$Q_{\text{mikr}} = V \cdot \varphi_{\text{mikr}} \cdot \mu \cdot k_s \cdot \gamma \cdot \eta$$

$$Q_{\text{ziar}} = V \cdot \varphi_{\text{ziar}} \cdot \mu \cdot k \cdot \gamma \cdot \eta$$

$$Q_{\text{makr}} = V \cdot \varphi_{\text{makr}} \cdot \mu \cdot k_s \cdot \gamma \cdot \eta$$

$$\text{Ostateczne zasoby } Q = Q_{\text{mikr}} + Q_{\text{ziar}} + Q_{\text{makr}}$$

Propozycja powyższa da niewątpliwie cyfry zasobów dla złóż węglanowych przeciętnie wyższe niż się obecnie przyjmuje, przypuszczalnie jednak będą one bardziej prawdopodobne.

Objaśnienie oznaczeń:

Q_{mikr} = zasoby przemysłowe w mikroszczelinach,
 Q_{ziar} = zasoby przemysłowe w przestrzeni międzyziarnowej,

Q_{makr} = zasoby przemysłowe w makroszczelinach,
 V = pojemność złoża produktywnego w m³,
 $\varphi_{\text{mikr}} - \varphi_{\text{ziar}} - \varphi_{\text{makr}}$ = współczynniki porowatości mikroszczelinowej przestrzeni międzyziarnowej i makroszczelinowej,

μ = nasycenie złoża,
 k, k_s = wydajność złoża,
 γ = ciężar właściwy ropy na powierzchni,
 η = współczynnik przeliczeniowy na ropę znajdującą się w złożu.

Przyjęte współczynniki:

$\varphi_{\text{mikr}} = 0,002$ dla dolomitu głównego (mgr J. Padaszyński na podstawie badań szlifów),

$\varphi_{\text{ziar}} = 0,04$ jak wyżej (na podstawie pomiarów metodami klasycznymi — mgr T. Szury i mgr J. Padaszyńskiego),

$\varphi_{\text{makr}} = 0,01$ jak wyżej (na podstawie pomiarów makroszczelinowatości dr T. Bireckiego).

V = pojemność złoża w m³.

Ze względu na jednorodność składu dolomitu głównego, wysokość V — autor przyjął jednakową dla wszystkich trzech członów wzoru.

μ = współczynnik nasycenia = 0,9.

Ze względu na szczelinowo-ziarnowy typ złoża przyjęto 10% zawartości wody związanej w złożu:

k = współczynnik wydajności złoża (oddanie) = 0,3.

Dla przestrzeni międzyziarnowej (Zdanow):

k_s = współczynnik wydajności złoża = 0,9.

Dla przestrzeni szczelinowej (WNIGRI):

γ = ciężar właściwy ropy na powierzchni = 0,857 (Lab. Poszuk. Naft. Kraków),

η = współczynnik przeliczeniowy na 1 gat. ropy w złożu.

LITERATURA

1. Archie G. E. — Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical considerations. Bull. A.A.P.G. 1952, nr 2.
2. Beudelsztein B. J., Łarionow W. W. — Ispolzowanie danych promysłowej geofiziki pri podszczotie zapasow niefti i gaza. Niedra, Moskwa 1964.
3. Chombart L. G. — Well Logging carbonate reservoirs. Geophysics 1960, nr 4.
4. Craze R. C. — Performance of limestone reservoirs. Trans. A.I.M.E. 1950, nr 189.
5. Daniel E. J. — Fractured reservoirs of Middle East. Bull. A.A.P.G. 1954, nr 5.
6. Issledowanija treszczinowatych gornych porod i ich kolektorskije swojstwa (9 referatów). WNIGRI 1961.
7. Kompleksnyje issledowanija treszczinnnych kolektorow i opyt podszczeta w nich zapasow niefti. Gostoptiechizdat, Leningrad 1963.
8. Kotiachow I. I. — Pryblizennyj mietod podszczeta zapasow niefti w treszczinowatych porodach. Neft. Choizajstwo 1956, nr 4.
9. Kotiachow F. J., Sieriebriennikow — Ocenka rozpriedieleniya treszczin pri pomoszczi fotografii. Geologija niefti i gaza. 1964, nr 11.
10. Kulczycki W. — Zagadnienie porowatości, szczelinowatości i przepuszczalności. Nafta 1959, nr 14.
11. Liszka K. — Zagadnienie określenia współczynnika szczelinowatości zbiorników ropnych. Nafta 1962, nr 8—9.
12. Obnatanow G. T. — Wskrytie i obrabotka plasta. Niedra, Moskwa 1964.
13. Smiechow E. M. — Zakonomiernosti rozwitja treszczinowatosti gornych porod i treszczinnnyje kolektory. WNIGRI 1961.
14. Symposium of fractured reservoirs. Bull. A.A.P.G. 1953, nr 2 (9 referatów i dyskusja pod przew. A. I. Levorsena).
15. Treszczinowatosť gornych porod i treszczinnnyje kolektory. WNIGRI 1962.
16. Treszczinowatyje porody i ich kolektorskije swojstwa. WNIGRI 1958.
17. Trudy wsiesojuznogo sowieszczanija po treszczinnnym kolektorom (46 referatów i dyskusja), Gostoptiechizdat 1961.
18. Waldschmid W. A., Fitzgerald, Lunsford — Porosity and fractures in reservoir rocks. Bull. A.A.P.G. 1956, nr 5.
19. Zieliński J. J. — Główne problemy badań zbiorników węglanowych szczelinowatych. Śląsk 1963.
20. Birecki T. — Ocena makroszczelinowatości rdzeni. Kraków 1964 (maszyn.).

SUMMARY

After a short introduction dealing with the beginnings of studies on the fissuring of rocks in the U.S.A. the author sums up all opinions on fractured carbonate rock basins, pronounced by the Russian, Ameri-

can, Polish and other investigators. It appears that the works conducted in WNIGRI (Leningrad) by the team under the guidance of professor E. Smiekhov are at the head of the theoretical research works, at present. Hence, about 100 scientific papers are a result of these works.

Two main types of fissures have been distinguished as follows: primary, diagenetical fissures and secondary tectonical fissures. As a rule, both types occur in the rocks. The following are types of basins distinguished by E. Smiekhov: purely fissured, cavernous and stylolitic types. Here belong also various combinations of these types with the porous ones, (together 8 types).

Opinions on fissured basins are being intensely discussed at present. According to the WNIGRI's opinion the void spaces belonging only to the fissures represent scarcely some tenths or hundredths of one per cent in the total bulk of the rocks. At a depth below 1000 metres there are found microfissures only; as a rule, their part is restricted to the filtration of fluids and gases through the rock pores. The second view, represented rather by the co-workers of the petroleum industry centres and of the industrial institutes in the Soviet Union and in Poland, is based on the fact that the fissure volume of a basin is also determined by macrofissures which are able not only to filtrate, but also to accumulate fluids and gases.

In addition, the author gives some data from his practice and from literature that prove the opinions mentioned above. To the end of his paper the author draws some conclusions concerning calculation method of resources in fissured carbonate rock deposits, and recommends to use, besides thin section method, also macroscopic examination of drill cores, according to the method elaborated by T. Birecki in the Petroleum Institute.

РЕЗЮМЕ

После краткого вступления на тему первых исследований трещиноватости в США автор излагает взгляды на проблему трещинных карбонатных коллекторов советских, американских, польских и других исследователей. Ведущее место в теоретических исследованиях занимают работы коллектива ВНИГРИ (Ленинград), проводимые под руководством проф. Е. Смехова, итогом которых является около 100 научных трудов.

Различаются два основных вида трещин: первичные (диагенетические) и вторичные (тектонические). Чаще всего в породах совместно наблюдаются оба вида трещин. Е. Смехов выделяет следующие типы коллекторов: собственно трещинный, кавернозный, стилолитовый и различные модификации этих типов с пористыми (вместе 8 типов).

Взгляды на емкость трещинного коллектора в настоящее время обсуждаются всесторонне. По мнению исследователей ВНИГРИ полое пространство самих трещин составляет десятые и сотые доли процента от всей емкости породы. На глубине большей 1000 м присутствуют, по их мнению, только микротрещины и их роль ограничивается, в основном, фильтрацией жидкости и газа между пустотами в породе. Другой взгляд, высказываемый как правило работниками нефтяной промышленности и производственных институтов СССР и Польши, состоит в том, что трещинная емкость коллектора определяется также и макротрещинами, способствующими не только фильтрации, но и аккумуляции жидкости и газа. Автор приводит ряд данных из литературы и практики, которые подтверждают этот взгляд, а в заключении статьи определяет свои выводы относительно выбора метода определения запасов в карбонатных трещинных месторождениях. Рекомендует применять наряду с методом шлифов макроскопическое исследование керна по методу Нефтяного института, разработанному Т. Бирецким.