

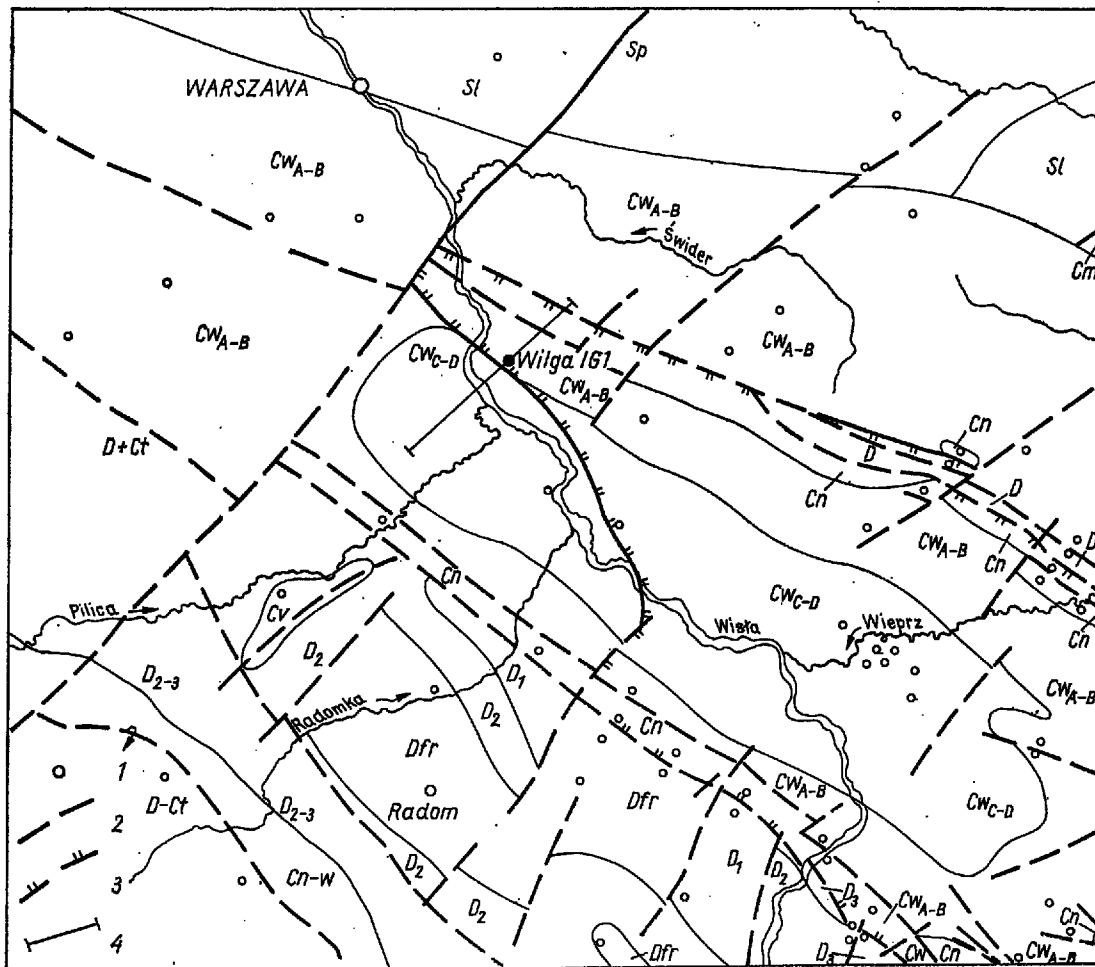
WYNIKI WIERCENIA WILGA IG-1

UKD 550.822.6:551.734/79.02(438-35)

W ramach badań regionalnych głębokich struktur podłoża Niżu Polskiego, na zlecenie Instytutu Geologicznego, w latach 1974—1975 Przedsiębiorstwo Geologiczne w Warszawie wykonało głęboki otwór badawczy Wilga IG-1 położony w strefie granicznej obszaru lubelskiego z basenem permskim (ryc. 1). „Projekt badań geologicznych w rowie lubelskim i na podniesieniu łukowsko-hrubieszowskim” — przewi-

dujący odwiercenie tego otworu — opracowano w Pracowni Geologii Regionu Lubelskiego Zakładu Geologii Struktur Wewnętrznych Niżu Instytutu Geologicznego.

Profil planowanego otworu Wilga IG-1 miał dostarczyć danych o strefie pośredniej między obszarem lubelskim i niecką warszawską. Zła jakość materiałów sejsmicznych uzyskiwanych w tej strefie i zna-



Ryc. 1. Położenie otworu Wilga IG-1 na tle mapy geologicznej, bez utworów młodszych od karbonu.

1 — wiercenia, 2 — uskoki, 3 — zasięg utworów dewonu górnego pod osadami karbonu, 4 — linia przekroju przedstawionego na ryc. 5, CwC-D — westfal górny, CwA-B — westfal dolny, Cn — namur, D₃₋₂ — dewon górny i środkowy, D₁ — dewon dolny, Sp — sylur-podlasie, Sl — sylur-ludlow.

Fig. 1. Location of the borehole Wilga IG-1 on the background of geological map of Carboniferous sub-crops.

1 — boreholes; 2 — faults; 3 — extent of Upper Devonian sediments beneath the Carboniferous; 4 — line of cross-section from Fig. 5; CwC-D — Upper Westfalian, CwA-B — Lower Westfalian, Cn — Namurian, D₃₋₂ — Upper and Middle Devonian, D₁ — Lower Devonian, Sp — Silurian-Podlasian, Sl — Silurian-Ludlovian.

czne miąższości osadów westfalu rozpoznanych w profilu otworu Magnuszew IG-1 (4) powodowały, że brak było podstaw do lokalizacji wierceń w tej strefie. Dopiero w badaniach sejsmicznych, przeprowadzonych przez PPG w 1971 r., uzyskano zadowalające wyniki z utworów podpermskich. W okolicach Wilgi stwierdzono wykliniowanie się ku NE poziomów refleksyjnych (poniżej permu), co jest związane z przedłużeniem się tutaj brzeźnego uskoku rowu mazowiecko-lubelskiego i antykliny zrębowej Kock — Żelechów. Posiadane materiały pozwalały przypuszczać, że do głęb. ok. 3400 m istnieje możliwość przewiercenia osadów karbonu i rozpoznanie ich podłoża. Zgodnie z istniejącymi danymi z otworu Izdebnego IG-1 położonego ok. 20 km ku SE, spodziewano się osiągnąć utwory górnego dewonu — fałmenu.

Otwór Wilga IG-1 zlokalizowano na terenie gminy Sobienie Jeziory w woj. siedleckim w miejscowości Zembrzyków. Wysokość otworu n.p.m. wynosi 95 m. Prace wiertnicze prowadziło Przedsiębiorstwo Geologiczne w Warszawie urzędzeniem 4LD, kierownikiem otworu był mgr inż. S. Burchen. Pomiary geofizyczne wykonało Przedsiębiorstwo Poszukiwań Geofizycznych — z wyjątkiem badań akustycznych, których wykonawcą było Przedsiębiorstwo Geofizyki Górnicztwa Naftowego w Toruniu. Nadzór geologiczny sprawował dr A. M. Żelichowski, geofizyczny — mgr J. Szewczyk, a opróbowywał dr L. Bojarski z Instytutu Geologicznego. Bezpośredni dozór i badania laboratoryjne na otworze wykonywali mgr S. Doktor i mgr E. Pajnowski pod kierunkiem mgr W. Nehringa, a następnie mgr A. Pareckiego z Przedsiębiorstwa Geologicznego w Warszawie.

Uzyskany profil odbiega od przewidywanego miąższością i głębokością występowania spągu osadów karbonu, a także profilem dewonu. Ze względu na płytsze (o 300 m od przyjętego w projekcie) występowanie spągu karbonu oraz znaczne redukcje profilu dewonu, osiągnięto morskie łowce dolnego dewonu, w których wiercenie zatrzymano na głęb. 3552 m. Wiercenie prowadzono z częstotściowym rdzeniowaniem, osady kenozoiku i górnej kredy przewiercono bezrdzeniowo, z niższych utworów rdzeniowano ogółem 600 m uzyskując ok. 420 m rdzenia. Istniejący materiał geologiczny poddano szczegółowym badaniom zarówno stratygraficznymi, jak i petrograficznymi. Osady kenozoiku i kredy opracowali A. Krasowska i S. Marek, jury — T. Niemczycka, A. Ryll, M. Franczyk oraz częściowo J. Głazek (UW). Trias opracowała A. Szyperko. Osady permu badali R. Wagner i J. Pokorski. Szerszy zakres badań wykonano z osadów karbonu i dewonu. Badania mikroskopowe karbonu wykonała H. Kmiecik, profil oraz oznaczenie fauny karbońskiej — A. M. Żelichowski, badania geochemiczno-petrograficzne osadów westfalu i namuru — zespół w składzie R. Chlebowski, M. Turnau-Morawska, W. Kowalski, K. Kozłowski, T. Przybyłowicz i R. Koch-Kozłowska. Opracowanie dewonu w zakresie małżoraczków wykonała M. Nehring, trłobitów — E. Tomczykowa, petrografię — K. Radlicz. Całość przewierconego dewonu sprofilował L. Miłaczewski, który też sprecyzował jego pozycję stratygraficzną.

PROFIL STRATYGRAFICZNO-LITOLOGICZNY

0—28 m czwartorzęd — żwir, piaski ze żwirem i gliny.

28—290 m trzeciorzęd, A. Krasowska wydzieliła w jego obrębie:

piłocen (28—81 m) złożony z iłów szaroniebieskich z przewarstwieniem piasków;

miocen (81—154 m) iły i piaski z cienkimi wkładkami węgla brunatnych;

oligocen (154—245 m) piaski często zailone z wkładką mułku z fosforytami;

paleocen (245—290 m) szara geza glaukonitowa z przerostami wapieni marglistych.

290—1061,5 m kreda górna, w której A. Krasowska wydzieliła:

mastrycht górny (290—485 m) złożony w stropie z opoki i licznych margli, poniżej 340 m — z kredopodobnych białych wapieni marglistych;

mastrycht dolny (485—580 m) — biała kreda piśsząca, marglista;

kampan (580—680 m) tworzy białe wapienie margliste;

santon i koniak (680—940 m) nie rozdzielone, składają się z białych wapieni marglistych w stropie z krzemieniami i czertami, na głęb. 810—860 m opoki, a niżej do 900 m margle;

turon (940—1040 m) utworzony z jasnoszarych lub białych twardych wapieni marglistych z wkładkami margli;

cenoman (1040—1061,5 m) tworzą białe i szare wapienie margliste, zwęższe.

1061,5—1090,0 m kreda dolna, w której S. Marek wydzielił:

barrem — alb (kompleks c) (1061,5—1085,0 m) złożony z piasków drobnoziarnistych z glaukonitem i fosforytami;

hoteryw (1085—1090 m) reprezentowany przez mułowce czarne z małżami.

1090,0—1591,0 m jura reprezentowana przez jurę górną (1090—1470 m), jurę środkową (1470—1520,5 m) i jurę dolną (1520,5—1591 m). Na podstawie opracowania T. Niemczyckiej, A. Ryll i M. Franczyk profil osadów jury jest następujący (w opisie utworów pogranicznych dolnej i środkowej jury wykorzystano opracowanie J. Głazka):

kimeryd (1090—1165 m) reprezentuje szare wapienie margliste i margle z przewarstwieniami skał organodetrytycznych i muszłowców;

oksford (1165—1470 m) do głęb. 1342 m reprezentują go białe wapienie pelitowe i margliste zaliczone do górnego oksfordu przez T. Niemczycką, niżej do głęb. 1455,0 m w obrębie tych wapieni występują wkładki organodetrytycznych wapieni kwarcowo-mszywiolowych (oksford środkowy). Dolny odcinek zaliczony do dolnego oksfordu reprezentują wapienie organodetrytyczne, gąbkowe z przewarstwieniami dolomitu przesyconego chlorytem;

kelowej (1470—1475,0 m) dolomityczne wapienie organodetrytyczne partiami zsylikowane i zapiaszczone, typu gez wapienistych, naliczne szczątki fosforanowe i glaukonit;

baton (1475—1520,5 m) organodetrytyczne wapienie i dolomity z tlenkami żelaza, o barwach jasnoszarych z odcieniem żółto-brunatnym, zawierające w dole konkretne żelaziste, stromatolity i onkoidy żelaziste;

toark dolny (1520,5—1552,0 m) warstwy ciechocińskie — kompleks mułowcowo-piaszczysty o barwach zielonoszarych, ew. w stropie ok. 6 m piaskowców wapienistych należy do wyższego ognia transgresyjnej jury środkowej;

domer + karyks (?) (1552,0—1579,5 m) warstwy olsztyńskie — mułowce piaszczyste podesłane 8 m pakietem piaskowca;

hetang (1579,5—1591,0 m) warstwy liwieckie — iłowce dolomityczne beżowe i jasnoszare w spągu z 2 m ławicą piaskowca (wg J. Głazka stanowią one dolny cyklotem warstw olsztyńskich).

1591,0—2071,5 m trias wg A. Szyperko reprezentują osady od pstrego piaskowca do dolnego kajpru, a wyżej przykrywające je pstre iłowce M. Franczyk zalicza do niższego retyku;

retyk niższy (1591,0—1811,0 m) — iłowce pstre, częściowo wapieniste z przewarstwieniami piaskowców;

kajper dolny (1811,0—1831,0 m) — piaskowce i iłowce ciemnoszare;

wapien muszłowy (1831,0—1887,5 m) — kompleks skał węglanowych i ilasto-mułkowcowych;

ret (1887,5—1892,5 m) — piaskowce dolomityczne z iłowcami jasnozielonawymi, z plamami fioletowymi, szczątki ryb;

pstry piaskowiec środkowy (1892,5—1913,0 m) — iłowce brunatne z przerostami ceglastych piaskowców;

pstry piaskowiec dolny (1913,0—2071,5 m) — iłowce i mułowce wiśniowe z wkładkami piaskowców.

2071,5—2302,0 m perm, wg R. Wagnera brak najwyższego cechsztynu i profil jest następujący:

sienie buzaczyńskie. Granice prowincji w większości stanowią rozłamy wgłębne. Na N i W oddzielają one syneklizę od wyniesionych części platformy wschodnioeuropejskiej, na E synekliza obramowana jest strukturami fałdowymi Uralu i Mugodżarów, granicząc z nimi wzdłuż rozłamu, a na SW wzdłuż rozłamu brzeżnego graniczą z Pasmem Karpińskiego. Na SE synekliza nadkaspjska również ograniczona jest linią rozłamu przebiegającego w osiowej partii wyniesienia południowoembeńskiego.

Główne serie produktywne tej prowincji reprezentowane są przez nadsolne osady górnego permu — triasu i jury — kredy dolnej oraz podsolne utwory paleozoiku. Badania serii paleozoicznej rozpoczęto stosunkowo niedawno, główne zaś zasoby rozpoznane związane są z seriami nadsolnymi. W prowincji znane są 43 złoża, w tym: 29 złóż ropy, 9 — gazu i ropy i 5 gazu.

W obrębie omawianej prowincji występuje jeden embeńsko-buzaczyński region ropogazonośny z buzaczyńskim rejonem roponośnym i południowo-embeńskim rejonem ropogazonośnym oraz dwa inne samodzielne rejon (karpenkowski i północnoembeński).

Największą koncentracją zasobów rozpoznanych odznacza się karpenkowski rejon ropogazonośny oraz buzaczyński rejon roponośny. Na obszarze wysadów solnych zasoby ropy i gazu (VI kategoria) rozpoznane są w bardzo licznych złożach rozsianych na znacznej przestrzeni. Współczynnik rozpoznania zasobów jest niższy od 0,5.

Najwyższą oceną prognostyczną (I kategoria) dotyczy wyniesień w brzeżnej części syneklizy. Pozostały obszar syneklizy zalicza się: przy głębokości występowania utworów podsolnych do 5 km — do II kategorii, od 5 do 7 km — do III kategorii. Perspektywy środkowej części syneklizy, gdzie seria podsolna występuje poniżej 7 km, określono na podstawie przypuszczalnych możliwości tylko serii nadsolnej. Ta część została zaliczona do IV kategorii gęstości oceny prognostycznej. Znamienne jest, że w tej prowincji odkryto zaledwie 2% wstępnych potencjalnych zasobów ropy i gazu.

Prowincja dnieprzańsko-prypecka (gazoroponośna) związana jest z ogromnym aulakogenem, graniczącym od NE wzdłuż systemu rozłamów z anteklizą białorusko-mazurską i woroneską, a od SW z tarczą ukraińską.

Główne serie produktywne tej prowincji reprezentowane są przez terygeniczne utwory karbonu górnego — permu dolnego (66% wstępnych zasobów rozpoznanych), terygeniczne utwory karbonu dolnego (18%) oraz podsolne i śródsolne utwory dewonu (10%). Ilość znanych złóż w obrębie prowincji wynosi 84, w tym ropy 21, gazu i ropy 22, gazu 41.

W prowincji tej wydzielą się prypecki region roponośny oraz dnieprzańsko-doniecki region gazoroponośny obejmujące 3 rejonu roponośne, 3 gazoroponośne i 3 gazonośne.

Osiem (spośród dziewięciu) rejonów prowincji ma gęstość aktualnych zasobów rozpoznanych V—VI kategorii, a tylko rejon orczykowski ze znanymi złożami gazu (szebelińskie, jefremowskie, zachodnio-krestyszczehńskie) zaliczono do III kategorii gęstości zasobów rozpoznanych. Tylko ten rejon ma współczynnik rozpoznania ponad 0,5.

Najwyższą oceną prognostyczną (II kategoria) odznaczają się rejonu środkowej części prowincji obejmujące około 30% powierzchni. Pozostała część ma III—IV kategorię gęstości w skali prognostycznej. Do najbardziej perspektywicznych serii zalicza się karbon dolny (52% oceny prognostycznej), karbon górny — perm dolny (21%) i dewon (18%).

Prowincja północnokaukasko-mangyszlacka (ropogazonośna) obejmuje płytę scytyjską młodej platformy środkowozajackiej (bez Dobrudży, Krymu i Donbasu), południowomangyszlacko-ustiuński system zapadlisk płyty turańskiej należącej do tej samej platformy oraz alpejskie zapadliska brzeżne Kaukazu. Granice prowincji pokrywają się na ogół z granicami głównych jednostek tektonicznych.

Występowanie ropy i gazu stwierdzono we wszystkich piętrach pokryw mezozoiczno-kenozoicznej, lecz znaczenie poszczególnych pięter jest niejednakowe.

Główną serią produktywną północnego Kaukazu jest kreda dolna zawierająca ponad 1/3 wstępnych zasobów rozpoznanych. Pozostałe zasoby rozdzielone są między poszczególnymi seriami następująco: paleogen — 25%, neogen — 20%, kreda górna — 15%, jura dolna i środkowa — 2%, trias 1%. Na południowym Mangyszlaku praktycznie całe rozpoznane zasoby związane są z jurajską serią produktywną. Na dzień 1 I 1975 r. w prowincji tej znane były 224 złoża (na północnym Kaukazie — 209), w tym 110 złóż ropy, 33 gazu i ropy i 81 gazu.

Prowincja obejmuje 4 regiony ropogazonośne i 3 regiony gazonośne, w których obrębie znajdują się 2 rejonu roponośne, 6 ropogazonośnych i 8 gazonośnych. Ponadto wydzielono środkowokaspjski perspektywiczny region ropogazonośny i samodzielny rejon ropogazonośny we wschodniej części Pasma Karpińskiego.

Większość (trzyście) rejonów tej prowincji ma V—VI kategorię gęstości zasobów rozpoznanych. Najwyższą I kategorię ma żetybajsko-uzehński rejon ropogazonośny, a trzy rejonu (ropogazonośny achtyrski, roponośny groźniański i gazonośny szachpatyński) mają IV kategorię. Współczynnik rozpoznania zasobów przeważnie przekracza 0,5, a dla stawropolskiego regionu gazonośnego wynosi około 1. Nieco ponad połowę obszaru prowincji zaliczono według oceny prognostycznej do III kategorii gęstości, a jedynie groźniański rejon roponośny należy do II kategorii.

Prowincja południowokaspjska (ropogazonośna) położona jest w obrębie znacznego obszaru obniżenia skorupy ziemskiej obejmującego zapadlisko południowokaspjskie wraz ze strefami brzeżnymi. Granice prowincji stanowią: na N megaantyklinorium Kaukazu, środkowokaspjski rozłam wgłębny i antyklinorium Wielkiego Bałchanu, na W masyw dżyrulski, na E megaantyklinorium Kopetdagu, a na S struktury fałdowe Kaukazu i Elbursu.

Główną ropogazonośną serią o znaczeniu regionalnym, gromadzącą faktycznie całe rozpoznane zasoby ropy i gazu, jest seria pliocenu Azerbajdżanu i jej odpowiednik — czerwona seria Turkmenii zachodniej. W prowincji tej odkryto 81 złóż (44 ropy, 32 ropy i gazu, 6 gazu). Wydziela się tu dwa regiony ropogazonośne i jeden gazoroponośny obejmujące 2 rejonu roponośne, 5 ropogazonośnych i 1 gazoroponośny. Ponadto do tej prowincji należy perspektywiczny region ropogazonośny zapadliska południowokaspjskiego.

Maksymalną koncentracją zasobów rozpoznanych odznaczają się najdawniejsze rejonu eksploatacji ropy: nadbałchański (I kategoria gęstości) i apszeroński (II kategoria gęstości). Współczynnik rozpoznania dla tych rejonów przekracza 0,5. Pozostałe rejonu prowincji należą do V—VI kategorii gęstości zasobów i mają współczynnik rozpoznania poniżej 0,5.

Najwyższą gęstość oceny prognostycznej mają rejonu archipelagu bakińskiego, rejonu dolnokurański i rejonu goğrañdacko-okaremski. Około połowy obszaru prowincji ma III kategorię gęstości oceny prognostycznej.

Bałtycki region roponośny (I) występuje we wschodniej części syneklizy nadbałtyckiej. Przemysłowe koncentracje stwierdzono tu w terygenicznych utworach kambru środkowego (9 złóż ropy). Znajdują się one w obrębie nadbałtyckiego rejonu roponośnego. Gęstość aktualnie rozpoznanych zasobów w tym rejonie odpowiada VI kategorii, a gęstość oceny prognostycznej — III kategorii. Współczynnik rozpoznania zasobów poniżej 0,5.

Przedkarpacki region ropogazonośny (II) obejmuje zapadlisko przedkarpackie oddzielające magaantyklinorium Karpat Wschodnich od platformy wschodnioeuropejskiej. W strefie zewnętrznej zapadliska gazonośność wiąże się z osadami mezozoiku (kreda górna oraz jura górna) i miocenu. Obie serie zawierają mniej więcej jednakowe ilości wstępnych zasobów rozpoznanych. W strefie wewnętrznej prawie całe zasoby ropy i gazu występują wśród fliszowych utworów paleogenu. Na terenie tego regionu odkryto 42 złoża (12 ropy, 6 ropy i gazu, 24 gazu). Wydzielono tu dwa rejonu: borysławsko-pokucki rejon ropogazonośny i bilczańsko-wolicki rejon gazonośny.

Gęstość aktualnych zasobów rozpoznanych rejonu borysławsko-pokuckiego odpowiada IV kategorii, a oceny prognostycznej — II kategorii. W rejonie bilczańsko-wolickim gęstość zasobów rozpoznanych gazu odpowiada V kategorii, a oceny prognostycznej — III kategorii. Współczynnik rozpoznania zasobów w obu rejonach jest mniejszy od 0,5.

Nadczarnomorsko-krymski region gazoroponośny (III) znajduje się w południowej części platformy Wschodniej Europy i w zachodniej części płyty scytyjskiej. Główne serie produktywne tego rejonu należą do kredy dolnej (3/4 wstępnych zasobów rozpoznanych) i paleogenu (1/4 zasobów). W regionie znajdują się 2 złoża ropy, 1 złożo ropy i gazu i 11 złóż gazu, koncentrujące się głównie w północnokrymskim rejonie, który należy do VI kategorii gęstości zasobów rozpoznanych i do IV kategorii oceny prognostycznej.

Czarnomorski region ropogazonośny (IV) w sensie tektonicznym obejmuje NE część kotliny czarnomorskiej i rioniskie zapadlisko śródgórskie. Wydzielono tu jeden rioniski rejon roponośny obejmujący zapadlisko guryjskie i południową część wyniesienia środkowokohidzkiego. Wstępne zasoby rozpoznane tego rejonu wiążą się z osadami neogenu (87%) i kredy górnej (13%). Rejon należy do VI kategorii gęstości aktualnie rozpoznanych zasobów. Współczynnik rozpoznania zasobów nie przekracza 0,1.

Według oceny prognostycznej rejon rioniski wraz z przyległym szelfem Morza Czarnego należy do III kategorii, a pozostała część zapadliska rionskiego — do IV kategorii.

PROWINCJE I SAMODZIELNE REGIONY ROPOGAZONOŚNE AZJI ŚRODKOWEJ I PRZYLEGŁYCH OBSZARÓW KAZACHSKIEJ SRR

Prowincja amudariańska (gazoroponośna) obejmuje SE część płyty turańskiej i sąsiadujące z nią od SW alpejskie zapadlisko przedkopetdackie; NE granicę tworzy kyzylkumskie pasmo górskie, na NW włączono do niej wyniesienie środkowokarakumskie, na SW graniczy ona z magaantyklinorium Kopetdagu, a na SE z megaantyklinorium Gissaru.

W pokrywie osadowej tej prowincji wydzielono 4 serie produktywne. Większa część zasobów rozpoznanych koncentruje się w węglanowej serii jury górnej oraz w terygenicznej serii kredy dolnej (neokom — apt). Odkryto ogółem 83 złoża (67 gazu, 12 ropy i gazu, 4 ropy).

Prowincja obejmuje 4 regiony gazonośne, 2 regiony gazoroponośne i 1 perspektywiczny region ropogazonośny, w których obrębie wydzielono 11 rejonów gazonośnych, 2 regiony gazoroponośne oraz samodzielny środkowokarakumski rejon gazonośny. Poszczególne rejon pod względem gęstości zasobów rozpoznanych należą do IV i V kategorii, a dwa rejon (szatylski i gazliński) do I kategorii. Współczynnik rozpoznania zasobów większości rejonów nie przekracza 0,5, a dla dwóch rejonów (bazliński i gugurtliński) ok. 1.

Na podstawie oceny prognostycznej większa część (60%) obszaru tej prowincji należy do III kategorii. Wyższą ocenę prognostyczną (II kategorii) mają dwa rejon (dengizkulski i szatylski). Główne serie perspektywiczne reprezentowane są przez węglanowe osady jury górnej i terygeniczne osady kredy dolnej.

Północnoustłurski region gazoroponośny (V) obejmuje syneklizę tej samej nazwy, położoną w NW części płyty turańskiej. Na N region ten graniczy z syneklizą nadkaspijską, na E z aralsko-kyzylkumską strefą wyniesień, na S z systemem dyslokacji Mangyszlaku — Środkowego Ustiurtu. W pokrywie osadowej wydzielono tu serie gazoroponośne reprezentowane przez terygeniczne serie jury środkowej i górnej oraz paleogenu. Aktualne zasoby rozpoznane koncentrują się w serii paleogenu. W regionie znanych jest 7 niedużych złóż (4 gazu i 3 ropy).

Wydzielono tu tylko jeden rejon gazonośny w obrębie bazajsko-akkułowskiej strefy wyniesień, należy on do najniższej VI kategorii gęstości aktualnych zasobów rozpoznanych i do IV kategorii wg oceny prognostycznej. Pozostała część regionu zaliczona została do IV kategorii gęstości oceny prognostycznej.

Surchańsko-wachszański region ropogazonośny (VI) zajmuje megaantyklinę SW części Gissaru i północną część kotliny afgańsko-tadżyckiej. Od N region ten obrzeżony jest przez orogen Tien-Szanu, od W przez zapadlisko bezskenckie, a od E — orogen Pamiru afgańskiego. W profilu osadowym wydzielono tu trzy serie ropogazonośne: jurę górną, kredę i paleogen. Około 70% rozpoznanych zasobów ropy i gazu występuje w jurze górnej. W regionie tym odkryto 16 złóż (8 ropy, 2 ropy i gazu i 6 gazu) występujących w czterech rejonach.

Wydzielone rejon należy do VI kategorii gęstości zasobów rozpoznanych. Współczynnik rozpoznania zasobów w głównych rejonach jest poniżej 0,5, a w rejonie Duszanbe — około 1. Według gęstości oceny prognostycznej obszar tego regionu należy do III i IV kategorii.

Fergański region ropogazonośny (VII) występuje w obrębie fergańskiego zapadliska śródgórskiego, w jego serii osadowej wydzielono 4 serie ropogazonośne: jurę, kredę, paleogen i neogen. Ponad 60% wstępnie rozpoznanych zasobów występuje w paleogenie. Region obejmuje 35 złóż, w tym 16 złóż ropy, 14 gazu i ropy i 5 gazu.

Region ten obejmuje dwa rejon ropogazonośne, rejon południowofergański ze współczynnikiem rozpoznania zasobów około 0,9 i gęstością zasobów IV kategorii oraz rejon północnofergański odpowiednio: poniżej 0,5 i VI kategorii. W ocenie prognostycznej cały ten obszar należy do II kategorii.

Czujsko-sarysajski region gazonośny (VIII) obejmuje syneklizę o tej samej nazwie znajdującą się w obrębie platformy środkowoeurazjatyckiej. Obszar tego regionu wynosi 150 000 km². Występują tu trzy serie gazonośne. Około 90% rozpoznanych zasobów gazu znajduje się w dewonie i kambonie. W regionie tym odkryto 4 złoża gazu w dwóch rejonach gazonośnych. Według gęstości zasobów rozpoznanych rejon te należą do VI kategorii, a na podstawie oceny prognostycznej połowa obszaru tego regionu należy do IV kategorii, pozostała zaś część stanowi obszar mało perspektywiczny.

PROWINCJE I REGIONY ROPOGAZONOŚNE SYBERII I DALEKIEGO WSCHODU

Prowincja zachodniosyberyjska (ropogazonośna) obejmuje obszar tarczy zachodniosyberyjskiej w obrębie platformy środkowoeurazjatyckiej. Na ładzie jej zachodnią granicę tworzy Ural i Paj-Choj, południową — Altaj i Sajany, a na wschodzie platforma syberyjska. Obszar prowincji wynosi 1,6 mln km². W osadach jury i kredy występuje tu kilka serii ropogazonośnych, ale ponad 95% rozpoznanych zasobów ropy i gazu koncentruje się w kredzie. Prowincja ta obejmuje 163 złoża (99 ropy, 48 gazu i 16 ropy i gazu).

W obrębie prowincji wydzielono 10 regionów, w których z kolei występuje 6 rejonów ropogazonośnych, 6 — gazoroponośnych, 3 — roponośne i 3 gazonośne. Wysoką gęstością rozpoznanych zasobów (I i III kategorii) odznaczają się rejon należące do regionu gydańskiego, nadymisko-purskiego, pursko-tazowskiego i środkowo-obalskiego. W pozostałych regionach poszczególne rejon należą do V i VI kategorii. Współczynnik rozpoznania zasobów w większości rejonów jest poniżej 0,5.

W ocenie prognostycznej około 40% obszaru perspektywicznego tej prowincji odznacza się gęstością I i II kategorii.

Prowincja jenijsko-laptiewowska (gazoroponośna) obejmuje wiele zapadlisk w północnej części platformy syberyjskiej. W pokrywie osadowej wydzielono tu dwie serie produktywne i trzy serie perspektywiczne. Rozpoznane zasoby gazu występują w jurze górnej i kredzie dolnej. Znanych jest 8 złóż gazu. Dzielą się ona na dwa regiony oraz wiele rejonów gazonośnych. W prognostycznej ocenie 80% obszaru tej prowincji należy do III kategorii.

Prowincja leno-tunguska (ropogazonośna) obejmuje większą część starej platformy syberyjskiej (bez tarczy ałdańskiej). W jej pokrywie osadowej znane są dwie serie produktywne — podsołna terygeniczna

seria wendu — kambru dolnego i węglanowo-solna seria dolnego kambru oraz dwie serie perspektywiczne: w ordowiku i górnym paleozoiku. Główne zasoby rozpoznane koncentrują się w serii podsolnej. W obrębie prowincji wykryto 4 złoża (2 ropy i 2 gazu). W związku z bardzo słabym rozpoznaniem tego obszaru umownie wydzielono w tej prowincji jeden gazoroponośny i osiem regionów perspektywicznych. Na podstawie gęstości rozpoznania zasobów dwa regiony zaliczone zostały do V kategorii. Według oceny prognostycznej do II kategorii zaliczono większość kopuł i wyniesień, stanowiących ok. 20% obszaru prowincji, ok. 70% obszaru zaliczono do III i IV kategorii, pozostała zaś część uznana została za obszar nieperspektywiczny lub mało perspektywiczny.

Prowincja leńsko-wiłujka (gazoroponośna) zajmuje przywierchojańskie zapadlisko brzeżne i środkową część wiłujskiej syneklizy. Na E ograniczona jest wierchojańskim antyklinalium, na W — anabarską a na S aldańską syneklizą. Ogólna powierzchnia tej prowincji wynosi 280 000 km². W jej osadowej pokrywie wydzielono 4 produktywne i 4 perspektywiczne gazoroponośne serie. Główne zasoby związane są z dolnotriasowymi (58%) i górnopermскими (34%) seriami produktywnymi. Ogólnie w całej prowincji odkryto 6 złóż gazu i kondensatów.

W obrębie tej prowincji wydzielono przywierchojański region perspektywiczny i wiłujski region gazonośny. W tym ostatnim okonturowano chlapczajski gazonośny region zaliczony do IV kategorii. Współczynnik rozpoznania zasobów jest mniejszy od 0,5.

Według prognoz ok. 50% powierzchni tej prowincji zaliczono do II—III kategorii, a 40% do IV kategorii. Brzeżną część prowincji, sąsiadującą z wierchojańskim antyklinalium zaliczono do obszarów mało perspektywicznych.

Prowincja ochocka (gazoroponośna) jest obszarem osadów kenozoicznych z kilkoma zapadliskami. W północnej (ochocko-kamczackiej) części prowincji wydziela się zapadliska: północnoochockie, przykamczackie, iczińsko-ochockie, gołygińskie oraz szelechowskie; w południowej części wydziela się następujące zapadliska: środkowo-ochockie, południowo-ochockie, Cieśninę Tatarską i inne. Na N i W prowincja ograniczona jest wschodnioazjatyckim wulkanogennym pasem, na E — kenozoicznymi połaďdowanymi systemami Kamczatki, na S zaś, kurylską nieką geosynklinalną. Ogólna powierzchnia tej prowincji wynosi ok. 1,2 mln km², w tym ok. 1,0 mln km² związane jest z akwenem Morza Ochockiego.

Główne rozpoznane zasoby ropy i gazu tej prowincji (95%) wiążą się z produktywnymi miocen-skimi osadami terygenicznymi. Odkryto tu 40 złóż, w tym 7 ropy, 20 ropy i gazu i 13 gazu. Wydzielono 1 gazonośny rejon sachaliński i 1 perspektywiczny rejon ropogazonośny.

Gęstość obecnie rozpoznanych zasobów w dwóch regionach odpowiada V kategorii, a w jednym — IV. Współczynnik rozpoznania zasobów w pierwszych dwóch regionach jest powyżej 0,5, a w trzecim poniżej 0,5.

W ocenie prognostycznej, pod względem szczegółowości rozpoznania, większą część kontynentu i akwenu do głębokości 200 m zaliczono do III i IV kategorii, a tylko niektóre odcinki Sachalinu zaliczono do kategorii II. Część powierzchni zaliczono do mało perspektywicznych obszarów, część zaś akwenu z głębokościami przekraczającymi 200 m nie została w tej ocenie uwzględniona.

Anadyrski, perspektywiczny region ropogazonośny (IX) obejmuje 2 duże struktury: anadyrskie i chatyńskie zapadliska. Ogólna powierzchnia regionu wynosi 200 000 km², z których ponad połowa związana jest z akwenem morskim. Obszar tego regionu jest mało poznany. Dotychczas nie odkryto złóż ropy i gazu. Obserwowano liczne przejawy ropogazonośności zarówno na powierzchni, jak i w odwiertach, w osadach kredy, paleogenu i neogenu.

Pod względem szczegółowości rozpoznania do III kategorii zaliczono obszary zapadliska anadyrskiego i chatyńskiego, gdzie miąższość formacji osadowych wynosi ponad 3000 m. Pozostałe obszary zaliczono do IV kategorii — mało perspektywiczne.

Wschodniokamczacki perspektywiczny region ropogazonośny (X) obejmuje następujące zapadliska: kozyrewskie, ilpinańskie-karagajskie, oliuborskie, wschodniokamczackie, oziernowskie oraz wschodniokamczacką strefę wypiętżenia. Ogólna powierzchnia wynosi 170 000 km². Złóż ropy i gazu dotychczas tu nie odkryto, lecz stwierdzono bezpośrednie przejawy występowania ropy i gazu w odwiertach. Do osadów perspektywicznych należą formacje paleo- i neogennicne.

Według oceny prognostycznej do II kategorii rozpoznania zaliczono osłowe partie zapadlisk, gdzie miąższość pokrywy osadowej przekracza 3000 m. Brzegowe partie zapadlisk zaliczono do IV kategorii, a peryferyjne ich obszary do mało perspektywicznych.

Przytoczona krótka charakterystyka poszczególnych regionów jest podstawą do analizy porównawczej perspektyw ropogazonośności.

Zgodnie z podanymi zasadami przygotowano do publikacji „Mapę ropogazonośności ZSRR” w skali 1:2 500 000, która będzie służyła do projektowania geologicznych prac w poszukiwaniu ropy i gazu w ZSRR.

LITERATURA

1. Awrow W. J., Bujalow N. I., Wasiljew W. G., Dikensztejn i dr. — Piersplektiwny nieftiegazonosnosti SSSR. M., „Niedra”, 1970.
2. Bakirow A. A. — Geologičeskie osnovy prognozirowanija nieftiegazonosnosti niedr. M., „Niedra”, 1973.
3. Brod I. O., Wasiljew W. G., Wysocikij I. W. i dr. — Nieftiegazonosnyje basiejny Ziemnogo szara. M., „Niedra”, 1965.
4. Uspienskaja N. J., Tabasaranskij Z. A. — Nieftiegazonosnyje provincii. M., „Niedra”, 1963.