

11. *Метаморфогенное рудообразование в докембрии: Физ.-хим. основы теории метаморфоген. рудообразования* / Под ред. Я. Н. Белевцева. — Киев: Наук. думка, 1985. — 204 с.
12. *Метаморфогенное рудообразование в докембрии: Геол. основы метаморфоген. рудообразования* / Под ред. Я. Н. Белевцева. — Киев: Наук. думка, 1985. — 192 с.
13. *Сквородникова Е. А., Мамчур Г. П., Ярынич О. А.* Изучение изотопного состава углерода карбонатов и графита в породах ингулецкой серии // Докл. АН УССР. Сер. Б. — 1981. — № 2. — С. 37—39.
14. *Фомин Ю. А.* Изотопно-геохимическая зональность щелочных метасоматитов докембрия Украины // Тез. докл. XII Всесоюз. симпоз. по стабильным изотопам в геохимии (Москва, 17—19 апр. 1989 г.). — М., 1989. — С. 262—264.
15. *Фомин Ю. А., Демихов Ю. Н.* Изотопный состав кислорода воды газовой-жидких включений в полевых шпатах натриево-карбонатных метасоматитов докембрия // Докл. АН УССР. Сер. Б. — 1990. — № 10. — С. 26—29.
16. *Фомин Ю. А., Коростышевский И. З.* Зависимость изотопного состава кислорода и углерода карбонатов от температуры их образования (в зонах щелочно-карбонатного метасоматоза) // Докл. АН УССР. Сер. Б. — 1986. — № 9. — С. 28—31.
17. *Фомин Ю. А., Лапуста В. Ф.* Изотопно-геохимическая зональность натриево-карбонатных метасоматитов (по данным изотопного состава пиритов) // Тез. докл. XI Всесоюз. симпоз. по геохимии изотопов (Москва, 1—3 дек. 1986 г.). — М.: Наука, 1986. — С. 362—364.
18. *Фомин Ю. А., Шербак Д. Н., Терещенко С. И.* Генезис карбонатов в редкометалльных альбититах докембрия Украинского щита // Металлогения докембрия и метаморфогенное рудообразование, Киев, май, 1990 г.: Тез. докл. — Киев, 1990. — Ч. 2. — С. 141—142.

Ин-т геохимии и физики минералов АН Украины,
Киев

Статья поступила
08.01.92

Резюме

Розподіл ізотопів вуглецю, кисню і сірки у докембрійських натрієво-карбонатних метасоматитах докембрію Українського щита має латеральну й вертикальну зональність. Екстремальні значення ізотопних параметрів указують на найінтенсивніший метасоматоз і збігаються з найбільш продуктивними частинами рудних перерізів метасоматичних зон. Ізотопно-геохімічна зональність свідчить про наявність у таких тектоно-метасоматичних зонах відповідних геохімічних бар'єрів, що мали важливе формуюче значення у геологічних системах, в яких складно сполучаються метаморфогенно-метасоматичні середовища, глибинні еманції, метеорні води, ремобілізація рудної речовини та ін.

Summary

The distribution of carbon oxygen and sulphur in the Precambrian uranium-ore sodium-carbonate metasomatites of the Precambrian of the Ukrainian Shield has lateral and vertical zonality. The extremal values of isotopic parameters indicate the greatest intensity of metasomatosis and coincide with the most productive parts of ore sections of the metasomatic zones. Isotopic-geochemical zonality testifies to the presence of the corresponding geochemical barriers in such tectono-metasomatic zones. These barriers are of forming importance in these geological systems with complicated combination of metamorphogenic-metasomatic media, deep emanations, meteoric waters, remobilization of ore substance, etc.

УДК 553.98.551.24(477)

П. Ф. Шпак, Б. П. Кабышев, В. И. Хныкин, М. М. Иванюта,
Р. Н. Окрепкий, В. В. Крот, Г. С. Пономаренко

Нефтегазоносные регионы и ресурсы углеводородов Украины

Предложено уточненное региональное нефтегазогеологическое районирование и оценены неразведанные ресурсы нефти и газа разновозрастных геотектонических элементов Украины. С учетом последних данных геолого-геофизических исследований определены наиболее оптимальные пути выявления новых залежей нефти и газа.

© П. Ф. ШПАК, Б. П. КАБЫШЕВ, В. И. ХНЫКИН, М. М. ИВАНЮТА, Р. Н. ОКРЕПКИЙ,
В. В. КРОТ, Г. С. ПОНОМАРЕНКО, 1992

В условиях суверенитета Украины возникает крайняя необходимость увеличения разведанных ресурсов углеводородов (нефти, газоконденсата и газа) и объемов их добычи.

При решении этой чрезвычайно актуальной народнохозяйственной проблемы исключительно велика роль целенаправленных фундаментальных и прикладных исследований, проводимых ИГН АН Украины, ИГГГИ АН Украины, ИГФМ АН Украины, УкрГГРИ, УкргипроНИИ-нефтью и др. Выполненные теоретические разработки по геологическому строению земной коры и верхней мантии в пределах нефтегазоносных областей, генезису углеводородов (УВ), прогнозированию фазового состояния УВ и нетрадиционных типов ловушек, повышению нефтеотдачи продуктивных горизонтов, региональному и локальному нефтегазогеологическому районированию явились научной основой оценки прогнозных ресурсов УВ и поисков их залежей.

За период, прошедший со времени открытия первых скоплений УВ, в республике разведано свыше 260 месторождений нефти и газа, которые позволили к настоящему времени добыть более 300 млн т нефти с конденсатом и 1500 млрд м³ газа. В 1990 г. добыча нефти с конденсатом составила 5,25 млн т и газа — 28,1 млрд м³. Максимальные уровни добычи УВ были достигнуты в 1972 г. — 14,4 млн т нефти с конденсатом и в 1975 г. — 68,3 млрд м³ газа. Снижение в 2—3 раза ее объемов произошло в результате интенсивной разработки крупных и средних по запасам месторождений (Шебелинское, Западно-Крестищенское, Ефремовское, Лесяковское, Гнединцевское, Долинское, Битковское и др.), высокой степени разведанности продуктивных горизонтов на малых и средних глубинах и в связи с ограниченностью технических возможностей поисков залежей в зонах большого погружения пород и в акватории Черного моря.

Территория Украины характеризуется сложным геологическим строением и многообразием крупных разновозрастных геотектонических структур, предопределивших формирование месторождений различных полезных ископаемых во всех комплексах пород от архейских до антропогенных [5]. В ее пределах выделяются три основные геоструктурные зоны земной коры: платформенная (юго-западная часть древней Восточно-Европейской платформы и западная часть молодой эпипалеозойской Скифской плиты), геосинклинальная (Альпийская складчатая зона — Восточные Карпаты и Крым) и переходная между ними — зона краевых прогибов (Предкарпатский и Индоло-Кубанский) (см. рисунок). Главным структурным элементом древней платформы является Украинский щит (УЩ). Кристаллические породы щита, сравнительно спокойно погружаясь в северо-восточном направлении под слабо дислоцированные мезокайнозойские и каменноугольные отложения, образуют южный борт классической внутриматериковой рифтогенной структуры — Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ), расположенной между УЩ и Воронежской антеклизой (ВА).

Центральная часть ДДВ, сложенная терригенными, эффузивными, пирокластическими образованиями и эвапоритами верхнего девона, образует сложно построенный грабен, протягивающийся от Припятского прогиба на северо-западе до границы с Донбассом на юго-востоке. Распространение девона контролируется в основном системой глубинных разломов, ограничивающих грабен. В карбоне в погружение вовлекались и прилегающие части УЩ и ВА, что привело к образованию наложенной на грабен крупной собственно впадины — Днепровско-Донецкой. В грабене широко развиты продольные и поперечные разрывы, по которым кристаллический фундамент ступенчато погружается к осевой части и в сторону Складчатого Донбасса. Это обусловило рост мощностей осадков, которые изменяются от 1,5 км вблизи Брагинско-Лоевского выступа до 25 км у Кадиевско-Макеевских поперечных дислокаций Донбасса. Протяженность грабена составляет около 700 км, ширина от 60 до 150 км. Он отличается сложным строением фундамента, развитием различных по размерам выступов и впадин,

несравненно большей дислоцированностью осадочного покрова, активным проявлением галокинеза и разнообразием структурных форм. Продольные и поперечные нарушения обусловили глыбово-блоковое строение докембрийского фундамента впадины и в сочетании с галокинезом сыграли главную роль в формировании структуры осадочного чехла.

Краевой структурой Восточно-Европейской платформы является Львовский палеозойский прогиб, располагающийся на западном склоне УЦ. Он ограничивается геосинклинальными образованиями нижнего палеозоя — каледонидами, восточный контур которых трассируется по линии Рава-Русского разлома. Восточная граница прогиба проводится по контуру распространения девонских отложений (Дубно — Залещики), а северная — по Владимир-Волынскому разлому. В наиболее погруженной части мощность осадочного чехла достигает 9,0 км. Здесь выявлено ряд антиклинальных зон: Литовижская, Белз-Милятинская, Нестеровская и другие, осложненные узкими брахиантиклинальными складками.

В юго-западной краевой части древней платформы сформирован Предбурдужинский прогиб, который ограничивается на востоке Одесским разломом и юго-западе — массивом Северной Добруджи. Западная граница прогиба находится за пределами СНГ. Выполнен он преимущественно отложениями кембрия, силура, девона, карбона, перми, триаса, юры и мела. Максимальная мощность осадочного чехла достигает 8,0—9,0 км. Осадочный комплекс, нарушенный системой тектонических разрывов, имеет блоковое строение с различной глубиной погружения. Локальные поднятия представляют собой брахиантиклиналы небольших размеров с пологими крыльями, часто нарушенными разрывами.

На юго-западе Львовский прогиб по системе нарушений граничит со сложной покровно-складчатой структурой — Пердкарпатским прогибом (Бильче-Волицкая, Самборская, Бориславско-Покутская зоны), разделяющим мегаантиклинорий Восточных Карпат и Волыно-Подольскую окраину Восточно-Европейской платформы. Здесь развиты отложения юры, мела, палеогена и неогена. Юго-западная граница прогиба проходит под флишевым надвигом Складчатых Карпат. Последние сложены флишевыми образованиями мелового и палеогенового возраста, интенсивно смятыми в складки и разбитыми продольными и поперечными нарушениями. Во внутренней части их обнажаются древние (протерозой-палеозойские) кристаллические породы Мармарошского массива и узкая полоса Пенинских утесов, разделяющая Альпийскую складчатую систему Карпат на Внутренние (массивы Центральных и Западных Карпат) и Внешние (флишевые) Карпаты. Флишевые Карпаты имеют исключительно сложное покровно-складчатое строение. В. В. Глушко [2] здесь выделяет восемь структурных зон сложных мел-палеогеновой флишевой формацией. Юго-западнее Складчатых Карпат располагается Закарпатский внутренний прогиб, отделенный региональным разломом и выполненный мощной толщей неогеновых осадков, перекрывающих структуры Внутренних Карпат. Местами по этому разлому в верхнем неогене происходили мощные вулканические излияния, образовавшие Выгорлат-Гутинскую гряду, сложенную покровами базальтов, андезитов, дацитов, липаритов и их туфов мощностью до 1000 м. Выгорлат-Гутинской грядой верхнеогеновых эффузивов Закарпатский прогиб делится на Солотвинскую и Мукачевскую впадины.

В пределах юга республики выделяются Южноукраинская моноклинал Восточно-Европейской платформы, Скифская плита с герцинско-раннекиммерийским складчатым основанием и мегантиклинорий Горного Крыма. Строение южной окраины Восточно-Европейской платформы характеризуется общим погружением ($0,5-1^\circ$) архейско-верхнепротерозойского фундамента с севера на юг до отметки 2000—3000 м, сопровождающимся наращиванием разреза осадочного чехла.

М. В. Муратов в 1955 г., В. Б. Соллогуб в 1962 г. и другие исследователи отмечали, что зона сочленения древней Восточно-Европейской платформы и Скифской плиты прослеживается в субширотном направлении по системе глубинных разломов, имеет шовный характер и сопровождается платформенными депрессиями.

Основным звеном шовной зоны является Каркинитско-Северо-Крымский прогиб с глубиной погружения фундамента до 8,0 км.

В пределах неглубокого залегания герцинского фундамента Скифской плиты располагается Центрально-Крымская зона поднятий (Ильичевский выступ, Каламитское поднятие, Новоселовское поднятие и Симферопольский выступ). Эта зона поднятий на юге граничит с мегантиклинорием Горного Крыма, западная ее часть осложнена неглубокой Альминской впадиной и восточная — Индоло-Кубанским краевым прогибом, уходящим далее на восток, в Предкавказье. Предполагаемая максимальная мощность мезозойско-кайнозойских осадочных толщ прогиба 12 км.

Западная часть Индоло-Кубанского прогиба ограничена с юга восточным погружением мегантиклинория Горного Крыма, с запада — Центрально-Крымской зоной поднятий и с севера — Азовским валом. Большая часть прогиба расположена под водами Азовского моря. К югу от Горного Крыма и Индоло-Кубанского прогиба располагается глубоководная Черноморская впадина, представляющая собой внутри-материковую депрессионную структуру, состоящую из двух котловин [3]. Данные глубокого бурения и геофизических исследований подтверждают продолжение крупных геотектонических элементов суши (Восточно-Европейской платформы, Скифской плиты, Мизийской плиты и киммерид Горного Крыма) в пределы шельфа и континентального склона. По мнению многих исследователей, мощность осадочного чехла здесь превышает 15,0—16,0 км.

Все осадочные бассейны (крупные геотектонические элементы) Украины в большей или меньшей мере нефтегазоносны. К ним приурочены выявленные и прогнозируемые скопления УВ.

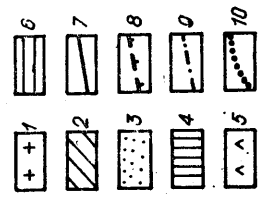
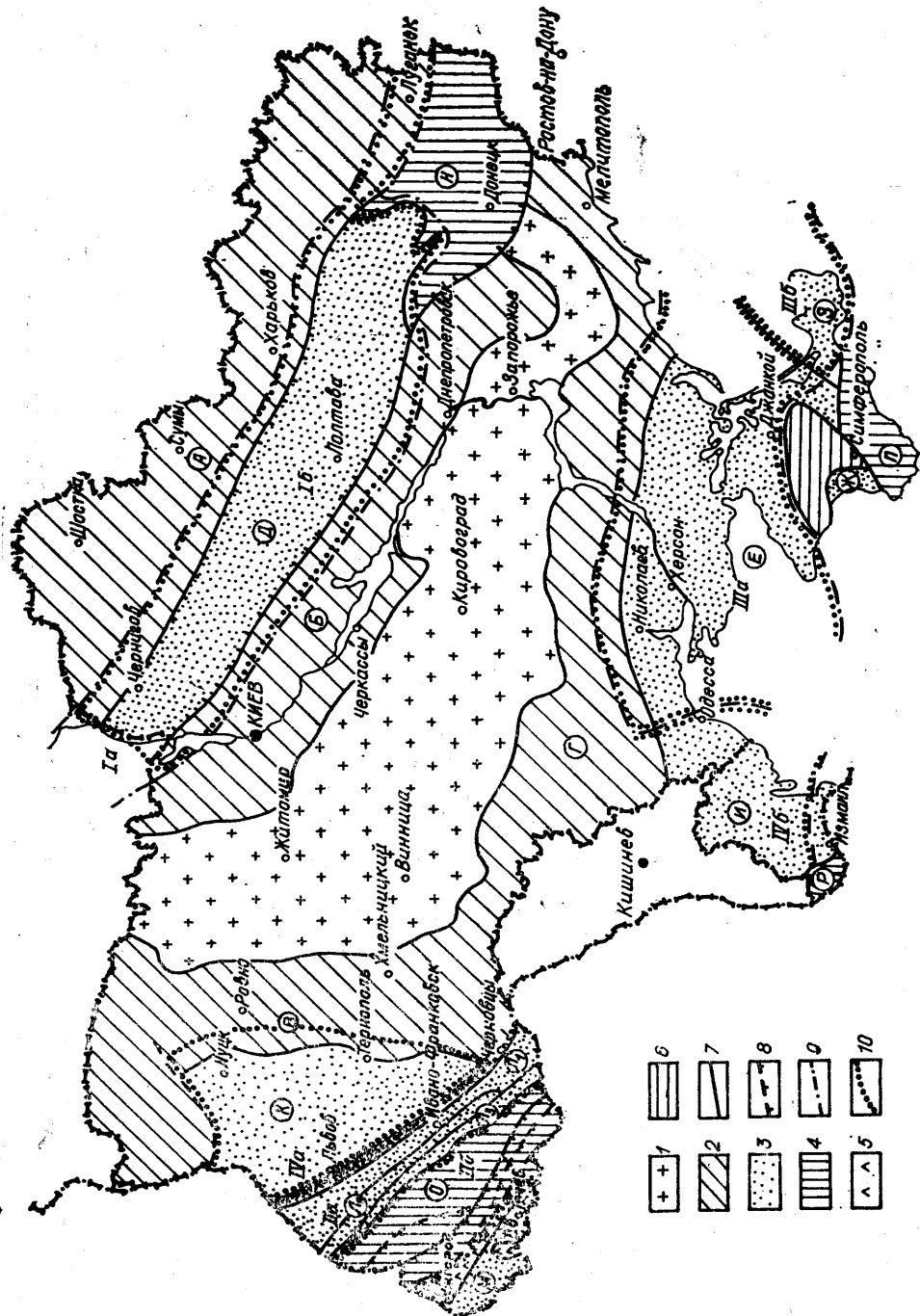
При проведении нефтегазогеологического районирования территории Украины учитывались история геологического развития, типы формаций, слагающих осадочные комплексы, термобарические, гидрогеологические, геохимические и другие факторы. Анализ результатов геологоразведочных работ, проведенных за последние годы, новых данных о геологическом строении и закономерностях размещения месторождений нефти и газа позволили уточнить разработанное в 1969 г. П. Ф. Шпаком, В. В. Глушко и И. Ф. Клиточенко и показанное на ряде карт нефтегазогеологическое районирование республики. С учетом материалов по смежным регионам СНГ и зарубежных стран на территории Украины выделяются четыре нефтегазоносные провинции, включающие восемь нефтегазоносных областей НГО (табл. 1, рисунок).

Географическое положение нефтегазоносных областей позволяет объединить их в три нефтегазоносных региона Украины: Восточный (Днепроовско-Донецкая область); Западный (Предкарпатская, Складчатых Карпат, Закарпатская и Воыно-Подольская); Южный (Преддобруджинская, Причерноморско-Крымская и Индоло-Кубанская). Полученные геолого-геофизические материалы показывает, что Черноморская впадина в перспективе, по-видимому, станет самостоятельной газонефтеносной областью Южного региона.

Прогнозная оценка ресурсов УВ, выполненная УкрНИГРИ Мингео СССР путем подсчета запасов УВ различных категорий широко опробированным в СССР методом сравнительных геологических аналогий [4], свидетельствует о еще высоком неразведанном нефтегазоносном потенциале республики (свыше 55 % от начальных ресурсов УВ). Вместе взятые перспективные и прогнозные ресурсы нефти и газа (категории $C_2+C_3+D_1+D_2$) превышают имеющиеся разведанные более чем в три раза. Начальные потенциальные ресурсы (запасы категории $A+B+C_1+C_2+C_3+D_1+D_2$ и накопленная добыча) свободного газа

Карта нефтегазогеологического районирования территории Украины

1 — Украинский шит. 2 — склоны; А — юго-западный Воронежского кристаллического массива; Б — северо-восточный; В — западный; Г — южный — Украинского щита; 3 — границы прогибы и впадины; Д — Днепровский грабен; Е — Каринитско-Северо-Крымский прогиб; Ж — Адымянская впадина; З — Индоло-Кубанский прогиб; И — Предобруждинский прогиб; К — Львовский палеозойский прогиб; Л — Предкарпатский прогиб (Л — Вдовича; Л — Самборская; Л — Бориславско-Покутская зоны); М — Закарпатский прогиб; 4 — склоны; 5 — котлово; О — Карпатская; П — Крымская; Р — Добруджанская; 6 — эффузивы Выгорлат-Гутинской грады; 6 — Новоселовско-Самферопольские поднятия; 7 — границы тектонических зон; 8 — тектонические нарушения; 9 — границы нефтегазоносных провинций; 10 — границы нефтегазоносных областей; Нефтегазоносные и газонефтеносные провинции и области; 1 — Днепровско-Припятская газонефтеносная провинция (1а — Припятская нефтеносная область; 1б — Днепровско-Донецкая газонефтеносная область); 2 — Карпатская нефтегазоносная провинция (2а — Предкарпатская нефтегазоносная область; 2б — Карпатская газонефтеносная область); 3 — Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция (31а — Причерноморско-Крымская газонефтеносная область; 31б — Индоло-Кубанская нефтеносная область); 4 — Балтийско-Предобруждинская нефтегазоносная провинция (4а — Вольно-Польская газонефтеносная область; 4б — Предобруждинская нефтеносная область)



республики в объеме 65 % приходится на Восточный регион и 21,5 % — главным образом на акватории морей Южного региона. Более 46,7 % начальных ресурсов нефти содержит Восточный регион и 44,0 % — Западный. Восточный регион республики — Днепровско-Донецкая газонефтеносная область (ДДГНО) характеризуется не только высокой степенью использования ресурсов УВ, но и максимальными значениями их неразведанной части. В соответствии с рассчитанными объемами неразведанных потенциальных ресурсов УВ ведущее положение в подготовке запасов газа сохраняют за собой Восточный и Южный регионы, а запасов нефти с конденсатом — Восточный и Западный.

Восточный регион. В настоящее время начальные потенциальные ресурсы нефти и газа региона имеют такую структуру: а) накопленная добыча — 29,8 %; б) разведанные запасы (категория $A+B+C_1$) — 22,2 %; в) предварительно оцененные запасы (категория C_2) — 5,5 %; г) перспективные ресурсы (категория C_3) — 10,5 %; д) прогнозные ресурсы (категория D_1+D_2) — 32 %.

Степень разведанности начальных ресурсов (накопленная добыча и запасы категории $A+B+C_1$) составляет 52 %. Эта величина дает общую характеристику состояния ресурсов нефти и газа в ДДВ — из всех имеющихся в недрах ресурсов примерно половина уже разведана, а третья часть и добыта.

Неразведанные ресурсы УВ (категория $C_2+C_3+D_1+D_2$) в ДДГНО составляют 48 % от начальных, в том числе нефти — 42,8, газа свободного — 48,5, конденсата — 52 %. Эти данные свидетельствуют о достаточно высокой перспективности территории региона. При этом наибольшие перспективы связываются с открытием газовых и газоконденсатных месторождений. В общем объеме неразведанных ресурсов свободный газ составляет 85,2 %, нефть — 8,4, конденсат — 5,2, газ попутный — 1,2 %.

Из табл. 2 следует, что наибольшая часть неразведанных ресурсов связывается с тремя нижнекаменноугольными комплексами (66,0 %). На втором месте по значимости стоит девонский продуктивный комплекс, который наряду с достаточно высокой прогнозной оценкой (13,7 %) характеризуется незначительной степенью разведанности. Новый выделенный комплекс в породах докембрийского фундамента,

1. Нефтегазогеологическое районирование территории Украины

Нефтегазоносные провинции	Нефтегазоносные области (НГО) в пределах УССР	Тектоническая приуроченность нефтегазоносных областей	Стратиграфический диапазон нефтегазоносности	
			установленный	перспективный
Днепровско-Припятская (Украина и Беларусь)	Днепровско-Донецкая	Днепровско-Донецкая впадина	Докембрий — юра	Докембрий — нижний кембрий
Балтийско-Придубруджинская (Литва, Польша, Украина)	Преддубруджинская, Вольно-Подольская	Преддубруджинский прогиб Львовский прогиб	Девон	Силур — юра
Карпатская (Украина, Польша, Чехословакия, Румыния)	Предкарпатская, Складчатых Карпат.	Предкарпатский прогиб Карпаты	Юра — неоген Верхний мел — неоген	Юра — неоген Верхний мел — палеоген
	Закарпатская	Закарпатский прогиб	Неоген	Мел — неоген
Причерноморско-Северо-Кавказская (Украина, Россия)	Причерноморско-Крымская	Скифская плита и Украинская моноклиналь	Мел — неоген	Мел — неоген
	Индоло-Кубанская (западная часть)	Индоло-Кубанский прогиб	Мел — неоген	Юра — мел

хотя и является весьма важным, но не может конкурировать ни с одним из основных в отложениях нижнего карбона. Выполненная для продуктивного комплекса докембрийского фундамента количественная оценка ресурсов УВ основывается на современных представлениях осадочно-миграционной теории образования залежей УВ, согласно которой промышленные скопления нефти и газа в нем находятся во вторичном залегании и перспективность кристаллических образований, следовательно, тесно связана с таковой перекрывающего и контактирующего по разломам осадочного продуктивного комплекса.

Охарактеризованное распределение неразведанных ресурсов УВ находится в соответствии с нефтегазогенерирующим потенциалом осадочного чехла ДДГНО и степени разведанности продуктивных комплексов. Бывший ранее основным по приросту запасов и прогнозным ресурсам газа и нефти нижнепермско-верхнекаменноугольный комплекс уступил это место образованиям нижнего карбона.

Степень разведанности серпуховского (40,5%), верхневизейского (43,5%), турнейско-нижневизейского (27,0%), средне-каменноугольного (42,0%), девонского (1,7%) и докембрийского (0,4%) комплексов значительно ниже, чем отложений нижней перми — верхнего карбона (88,0%), что в сочетании с их прогнозной оценкой обеспечивает в дальнейшем получение приростов запасов нефти и газа в основном из отложений нижнего карбона и слабоизученных девонских образований.

По территории региона наиболее перспективными в ДДГНО являются Глинско-Солоховский район, в котором сосредоточено 29,9% неразведанных ресурсов УВ, а также Талалаевско-Рыбальский — 17,1, Рябухино-Северо-Голубовский — 11,3, Руденковско-Пролетарский — 10,3, Машевско-Шебелинский — 10,1 и Северный борт — 8,4%. В остальных, периферийных районах содержится сравнительно небольшая часть неразведанных ресурсов: в Черниговско-Брагинском — 0,2%, Софиевско-Монастырищенском — 2,2, Антоновско-Белоцерковском — 0,3, Октябрьско-Лазовском — 2,9, Спиваковском — 2,5, Кальмиус-Бахмутском — 2,5, Краснорецком — 1,5, Лисичанском — 0,8%. Более высокие перспективы центральной части ДДГНО определяются не только абсолютной величиной неразведанных ресурсов, но и большей плотностью их, соответствующей II, III и IV категориям против VI—VIII в периферийных зонах и на окраине Донбасса.

По глубинам залегания неразведанные ресурсы распределяются так: до глубины 3 км (в интервале 2—3 км) сосредоточено 11,4% УВ, в интервале 3—4 км — 19,4, 4—5 км — 29,4, 5—6 км — 14%. Наиболее перспективными и реальными для освоения в ближайшие годы являются ресурсы на глубинах 4—6 км, так как на малых глубинах полностью разведаны антиклинальные структуры и все ресурсы связываются с трудно осваиваемыми неантиклинальными ловушками, а глубины 6—7 км технически трудны для широкого освоения бурением.

Прогнозные ресурсы ДДГНО характеризуются хорошей достоверностью оценки, о чем свидетельствует высокая степень перевода их в разведанные запасы, которая в среднем в год в XI пятилетке составила

2. Распределение неразведанных ресурсов по продуктивным комплексам (%)

Продуктивный комплекс	Общие УВ	Газ свободный	Нефть	Конденсат
Нижнепермско-верхнекаменноугольный	8,8	10,0	5,7	2,7
Среднекаменноугольный	6,8	6,8	7,6	4,1
Серпуховский	13,2	13,0	13,4	14,6
Верхневизейский	28,5	27,0	38,8	34,5
Турнейско-нижневизейский	24,3	25,8	12,6	24,5
Девонский	13,7	13,0	15,6	15,2
Докембрийский фундамент	4,3	4,4	6,3	4,4
Всего по ДДГНО	100	100	100	100

2,8 %, а в XII — 2 %, что выше, чем во многих других нефтегазоносных регионах страны. Эти данные совместно с геологическими предпосылками позволяют рассчитывать на увеличение в предстоящие годы прогнозных ресурсов газа, нефти и конденсата в ДДГНО, по нашим оценкам, не менее, чем на 20—30 %.

Начальные ресурсы УВ характеризуются существенно другими закономерностями размещения по продуктивным комплексам, глубинам, и территории ДДГНО.

Из табл. 3 видно, что в нефтегазогенерирующих продуктивных комплексах нижнего карбона и девона содержится 61,1 % начальных геологических ресурсов УВ, в остальных негенерирующих и слабо генерирующих комплексах — 38,9 %. Последняя величина характеризует роль вертикального перераспределения УВ между комплексами, приведшего к формированию залежей, нередко весьма значительных по размерам, в негенерирующих (принимающих) комплексах. Основным из них является нижнепермско-верхнекаменноугольный, который в прошлом обеспечивал наибольшие приросты запасов газа и нефти. В настоящее время неразведанные ресурсы по этому комплексу составляют лишь 12 % от начальных, в то время как в генерирующем нижнекаменноугольном мегакомплексе — 57 %. Такая более быстрая реализация потенциальных ресурсов в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях по сравнению с нижним карбоном объясняется не только залеганием их на меньших глубинах (к тому же в прибортовых зонах ДДВ нижний карбон залегает не глубже, чем нижняя пермь — верхний карбон в Машевско-Шебелинском районе). В большей степени это объясняется высокой концентрацией запасов в сравнительно небольшом количестве [1] месторождений, в том числе наиболее значительных (Шебелинское, Ефремовское, Западно-Крестищенское и др.), образующихся в результате вертикальной миграции УВ в крупных по размерам и амплитуде структурах [5]. А это, в свою очередь, определило быстрое и более эффективное освоение ресурсов этого комплекса. Оставшиеся перспективы связываются с приштоковыми зонами в Машевско-Шебелинском районе, так как все крупноамплитудные структуры уже разведаны, а неантиклинальные ловушки и малоамплитудные поднятия в негенерирующих комплексах малоперспективны в нефтегазоносном отношении.

В противоположность этому генерирующие УВ нижнекаменноугольные комплексы характеризуются значительной рассредоточенностью запасов и ресурсов в многочисленных (в настоящее время в 155) месторождениях, продуктивностью всех типов и разновидностей ловушек. Этим объясняется то, что при меньшей доле начальных ресурсов (53 %) нижний карбон содержит большую (66 %) неразведанную их часть и в настоящее время является основным объектом поисково-разведочных работ в регионе.

3. Распределение начальных ресурсов УВ (%)

Продуктивный комплекс	Общие УВ	Газ свободный	Нефть	Конденсат
Мезозойский	0,6	0,5	1,2	0,1
Нижнепермско-верхнекаменноугольный	29,7	34,5	20,3	12,5
Среднекаменноугольный	5,7	5,7	6,2	2,4
Серпуховский	11,2	10,7	10,2	17,2
Верхневизейский	26,8	21,8	39,7	41,3
Турнейско-нижневизейский	15,5	17,1	9,9	16,8
Девонский	7,5	7,3	7,5	7,5
Докембрийский фундамент	3,0	2,4	5,0	2,2
Всего по ДДГНО	100	100	100	100

По территории ДДГНО начальные ресурсы УВ распределяются иначе, чем прогнозные. Наибольшая величина плотности их (I категории) приурочена к юго-восточной части региона (Машевско-Шебелинский район), которая характеризуется наибольшей мощностью генерирующих УВ палеозойских отложений и широким развитием нижнепермского регионального соленосного флюидоупора, т. е. уникально благоприятным сочетанием условий генерации и сохранности УВ. Высокая плотность (II—III категории) присуща остальной части осевой (Глинско-Солоховский район) и прибортовой зонам (Галалаевско-Рыбальский, Рябухино-Североголубовский и Руденковско-Пролетарский районы). Периферийные зоны характеризуются умеренной (IV—V категории) и низкой (VI—VIII категории) плотностью начальных ресурсов УВ.

Западный регион. В Западном регионе нефтегазоносными являются Львовский палеозойский прогиб, Бильче-Волицкая и Бориславско-Покутская зоны Предкарпатского прогиба, Складчатые Карпаты и Закарпатский прогиб. В разрезах этих крупных тектонических структур оценен широкий стратиграфический диапазон продуктивных и потенциально перспективных отложений. Оценка прогнозных ресурсов произведена по 20 литолого-стратиграфическим комплексам, в том числе по кембрию, силуру и девону Львовского палеозойского прогиба, терригенной нижней, средней и карбонатной верхней юре, нижнему и верхнему мелу, палеогену, бадену и сармату Бильче-Волицкой зоны, палеоцену, эоцену и олигоцену Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба, мелу и палеогену Складчатых Карпат, мелу, палеогену и неогену (баден и сармат) Закарпатского прогиба.

Структура начальных суммарных ресурсов УВ Западного региона представляется в следующем виде: а) накопленная добыча — 28,5 %; б) запасы: $A+B+C_1$ — 14,7, $C_2+C_3+D_1+D_2$ — 56,8 %. В их числе нефть — 30,3 %, газое конденсат — 0,4, газ свободный — 61,0, газ растворенный — 8,3 %. Следовательно, свыше 43,0 % ресурсов УВ региона уже разведаны. Указанные начальные ресурсы УВ распределяются по нефтегазоносным областям и районам так: Вольно-Подольская — 7,8 %, Предкарпатская — 77,0, Складчатых Карпат — 9,4, Закарпатская — 5,8 %. Неразведанные ресурсы УВ нефтегазоносных областей Западного региона определены в следующих объемах: Вольно-Подольская — 93,09 %, Предкарпатская — 45,64 (Бильче-Волицкий газонефтеносный район — 47,25 и Бориславско-Покутский нефтегазоносный район — 44,13), Складчатых Карпат — 93,6 и Закарпатская — 96,89 %. По глубинам залегающих неразведанных извлекаемых ресурсов Западного региона в процентном отношении составляют: до 3 км — 48,7 %, 3—5 км — 31,6, 5—7 км — 19,7 %.

В пределах Вольно-Подольской нефтегазоносной области около 16 % ресурсов жидких УВ размещены в силурийском карбонатном комплексе пород. Газовый потенциал связан с девонскими (39 % ресурсов УВ области) и кембрийскими (45 %) отложениями.

В Бильче-Волицком нефтегазоносном районе Предкарпатской нефтегазоносной области основные ресурсы нефти сосредоточены в поднадвиге Карпат, и их реализация находится на начальной стадии. Ресурсы нефти сосредоточены в широком стратиграфическом диапазоне мезозойско-кайнозойских отложений. Из общего объема начальных суммарных ресурсов нефти всего Западного региона на этот район приходится 15 %. Наиболее перспективно оценивается палеогеновый комплекс, доля которого в Бильче-Волицком районе составляет 41 % начальных извлекаемых запасов, остальные 34 и 25 % приходятся соответственно на меловые и верхнеюрские образования. Ресурсы газа в этом районе заключены в широком стратиграфическом диапазоне (N_{1-2} — I). Несмотря на высокую освоенность традиционных комплексов, их потенциал остается значительным. Из неогенового комплекса добыто более 34 % газа. Эти отложения содержат около 1/2 начальных ресурсов газа всего района. Основной продуктивный комплекс —

сарматские терригены. В меловых и верхнеюрских содержится соответственно еще 31 и 50 % ресурсов газа, а в неразведанных среднеюрских отложениях прогнозируется около 4 % начальных ресурсов района.

Бориславско-Покутский нефтегазоносный район Предкарпатской нефтегазоносной области содержит 73,58 % начальных жидких УВ всего Западного региона, в том числе менее 1,5 % приходится на долю газоконденсата. Среди трех нефтегазоносных комплексов (палеоценовый, эоценовый и олигоценовый) наиболее богатый — последний. На его долю приходится около 60 % начальных извлекаемых ресурсов нефти этого района. По газу доминирует эоценовый комплекс, удельный вес которого среди продуктивных комплексов Бориславско-Покутского района превышает 56 %; 38 % приходится на олигоцен и лишь 6 % — на ямненские песчаники палеоцена.

В нефтегазоносной области Складчатых Карпат сосредоточено 8,4 % начальных суммарных ресурсов Западного региона. По фазовому состоянию газовый потенциал оценивается более чем в 2,5 раза выше нефтяного. В области два газонефтеносных района. По суммарным ресурсам доминирует Скивовый, в недрах которого перспективны нижнемеловые отложения (соотношение извлекаемых ресурсов нефти и газа равно примерно 1:5,5) и палеогеновые (соответственно 1:3). В Кросненском районе продуктивен палеоген, где соотношение ресурсов нефти и газа практически не отличается от такового в Скибовском районе.

Основная доля ресурсов УВ Закарпатской области связывается с баденским и сарматским комплексами. Второстепенное значение имеет складчатое основание прогиба. Начальные ресурсы газа Закарпатской газоносной области составляют 6 % от суммарных ресурсов УВ всего Западного региона Украины, или 9 % от его начальных газовых ресурсов. До 64 % запасов области содержится в сарматском комплексе, а остальные — 12, 13 и 11 % прогнозируются соответственно в палеогеновом, меловом и триасовом комплексах складчатого основания прогиба.

В практическом плане на ближайшую и среднесрочную перспективы направления нефтегазопоисковых работ и открытие месторождений нефти на западе Украины связываются в основном с палеогеном Бориславско-Покутской и мезозойско-палеогеновыми образованиями юго-востока Бильче-Волицкой зон Предкарпатского прогиба. Эти же зоны будут представлять и главные объекты поисков газовых залежей.

Южный регион. В южном регионе оценка ресурсов УВ проведена по Предобруджинскому, Каркинитско-Северокрымскому, Индоло-Кубанскому прогибам и Южноукраинской моноклинали. В оценку вовлечен широкий стратиграфический диапазон осадочных образований. В общей сложности выделено восемь литолого-стратиграфических комплексов: силурийско-каменноугольный, пермско-триасовый, юрский, нижнемеловой, верхнемеловой, палеоцен-эоценовый, майкопский и среднemiоцен-плиоценовый. Продуктивность отложений перми, триаса и юры пока не доказана в Предобруджинском прогибе и на Южноукраинской моноклинали. Не определена еще промышленная значимость меловых пород Индоло-Кубанского прогиба.

По данным УкрНИГРИ, начальные потенциальные ресурсы УВ Южного региона в пределах суши оцениваются в объеме: а) накопленная добыча — 3,0 %, б) $A+B+C_1$ — 4,3, $C_2+C_3+D_1+D_2$ — 92,7 %.

Южный регион отличается низкой степенью разведанности (7,3 %). Начальные суммарные ресурсы УВ распределяются по нефтегазоносным областям следующим образом: Причерноморско-Крымская — 25,1 %, Предобруджинская — 28,5, Индоло-Кубанская — 46,4 %.

На суше Южного региона 8,0 % ресурсов УВ приходится на нефть, 84,0 — на газ, 8,0 % — на конденсат; 73 % нефти прогнозируется в Предобруджинской и 27 % — в Индоло-Кубанской НГО. Причем 59 % нефти приурочено к силурийско-каменноугольному и 14 % — к юрскому комплексам Предобруджья. Остальные ресурсы нефти региона

связаны с майкопом и неогеном Индоло-Кубанского прогиба, где содержится соответственно 19 и 7 %. Газовые ресурсы распределены в отложениях широкого стратиграфического диапазона от неогена до силура. За исключением пермотриасового комплекса, их перспективность подтверждена притоками газа и газопроявлениями. Однако, кроме майкопского комплекса Каркинитско-Северо-Крымского прогиба, разведанность остальных находится на низком или нулевом уровнях. Максимальными ресурсами газа обладает нижнемеловой комплекс, который оценивается в 20 % от начальных суммарных ресурсов УВ региона, а в газовой фазе он содержит 24 %, из которых больше половины приходится на Индоло-Кубанскую и несколько меньше половины на Причерноморско-Крымскую НГО. Майкопский комплекс содержит 21 % начальных ресурсов газа региона, и его продуктивность распространена на Индоло-Кубанскую и Причерноморско-Крымскую НГО. На первую приходится 74 % газовых ресурсов. Остальные 26 % приходятся на Южноукраинскую моноклираль и Каркинитско-Северо-Крымский прогиб.

В силурийско-каменноугольном комплексе сосредоточено 17 % начальных ресурсов газа региона, которые полностью относятся лишь к Предобруджинскому прогибу (Предобруджинская НГО) и к прогнозным категориям. Следует еще отметить значимость ресурсов верхнемелового и эоцен-палеогенового комплексов, развитых в Каркинитско-Северо-Крымском и Индоло-Кубанском прогибах. Их удельный вес составляет соответственно 12 и 9 % начальных ресурсов газа региона. Более чем в два раза ресурсы верхнего мела Индоло-Кубанского прогиба выше ресурсов Каркинитско-Северо-Крымского прогиба. Ресурсы юрского комплекса, так же, как и пермотриасового, относятся к категории D₂ и в данной оценке составляют соответственно 8 и 3 % начальных ресурсов газа всего региона. Остальной незначительный процент ресурсов приходится на неогеновый комплекс Причерноморско-Крымской НГО.

Структура неразведанных извлекаемых ресурсов УВ в пределах южных территорий Украины представляется в следующем виде: предварительно оцененные C₂ — 2,3 %, перспективные C₃ — 6,9, D₁ — 38,9, D₂ — 51,9 %. Ресурсы газа составляют 82,8 %, нефти — 7,4 и конденсата — 9,8 %. По глубинам ресурсы распределяются следующим образом: до 1 км — 5 %, 1—3 км — 31, 3—5 км — 41,9 и 6—7 км — 22 %. В размещении неразведанных извлекаемых ресурсов на Предобруджинскую газонефтеносную область (в пределах УССР) приходится 29,6 % УВ, а Причерноморско-Крымской НГО — 21 % (Южноукраинская моноклираль — 7,3 % и Каркинитско-Северо-Крымский прогиб — 13,7; на Индоло-Кубанскую НГО приходится 49,4 %).

Интересные геолого-геофизические данные в последние годы получены на территории Черного моря. Выявленные в шельфовой зоне месторождения газа (Голицынское, Шмидта, Штормовое и др.) и структурные формы на континентальном склоне позволяют по-новому оценивать ресурсы в целом Южного региона и увеличить их объемы в несколько раз за счет находящихся в акватории.

* * *

Научный анализ текущих ресурсов УВ Украины с учетом последних результатов исследований и поисково-разведочных работ позволяет определить наиболее оптимальные пути перевода их в категорию разведанных. Такими направлениями являются поиски залежей УВ на средних и больших глубинах залегания продуктивных и прогнозируемых нефтегазоносных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины, Предкарпатского, Индоло-Кубанского и Предобруджинского прогибов и в перспективных зонах акватории Черного моря. Интенсификация поисково-разведочных работ по указанным направлениям позволит не только стабилизировать, но и обеспечивать рост уровней добычи нефти и газа в республике.

1. *Витенко Б. А., Кабышев Б. П., Шевченко А. Ф. и др.* Геолого-математическая модель формирования и размещения залежей нефти и газа в ДДВ.— М.: Недра, 1985.— 126 с.
2. *Глушко В. В.* Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов.— М.: Недра, 1968.— 263 с.
3. *Круглов С. С., Цыпко А. К., Арсирый Ю. А. и др.* Тектоника Украины.— М.: Недра, 1988.— 252 с.
4. *Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата.*— М.: ВИИГНИ, 1983.— 214 с.
5. *Шпак П. Ф.* Минеральные ресурсы Украинской ССР.— Киев: Рад. Украина.— 1977.— № 10.— 62 с.

Ин-т геол. наук АН Украины, Киев
УкрГГРИ, Чернигов

Статья поступила
15.04.91

Резюме

Запропоновано уточнені регіональні нафтогазогеологічні районування та оцінено нерозвідані ресурси нафти і газу різновікових геотектонічних елементів України. З урахуванням останніх даних геолого-геофізичних досліджень визначено найбільш оптимальні шляхи виявлення нових покладів нафти й газу.

Summary

Ukraine disposes of considerable volumes of non-prospected oil and gas resources which are confined to great and partially average depths. The high-promising oil- and gas-bearing regions are as follows: the Dnieper-Donets and Forecarpathian ones, zone of shelf (the Karkinitian-North-Crimean trough) and continental slope of the Black Sea area (the Black Sea depression). A discovery of primarily gaseous hydrocarbons is predicted.

УДК 553.981/.982;550.8(477.5)

В. В. Крот, И. С. Рослый, В. П. Слободян,
Б. С. Кривченков, А. С. Владимиров, И. М. Ермаков

Перспективы развития региональных геолого-геофизических работ в Днепровско-Донецкой впадине

Изложены основные результаты региональных геолого-геофизических работ в Днепровско-Донецкой впадине. Даны предложения по дальнейшим региональным исследованиям, направленным на расширение и уточнение перспективной территории для поисков месторождений нефти и газа, наращивание перспективного разреза и на решение локальных параметрических задач в отдельных частях региона.

Региональные геолого-геофизические работы (РГГР) в Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ) проводятся с середины 30-х годов. В начале осуществлялись грави- и магнитометрические съемки мелких масштабов, а затем, в послевоенные годы, электроразведочные и сейсморазведочные — по пересекающим впадину профилям. Опорно-параметрическое бурение начато в 1946 г. в бортовых и менее погруженных зонах впадины, а затем и в пределах Днепровско-Донецкого грабена. К началу 1992 г. в регионе пробурено 266 опорных и параметрических скважин, 27 % которых превысили глубину 5000 м. Этот вид работ в комплексе с сейсморазведкой, с учетом гравиметрических, магнитометрических, других геофизических и геохимических исследований, оказался наиболее результативным. За последние десятилетия параметрическими скважинами открыт целый ряд месторождений, связанных с зона-

© В. В. КРОТ, И. С. РОСЛЫЙ, В. П. СЛОБОДЯН, Б. С. КРИВЧЕНКОВ, А. С. ВЛАДИМИРОВ,
И. М. ЕРМАКОВ, 1992