

КИЕВ «НАУКОВА ДУМКА» 1981

СОДЕРЖАНИЕ

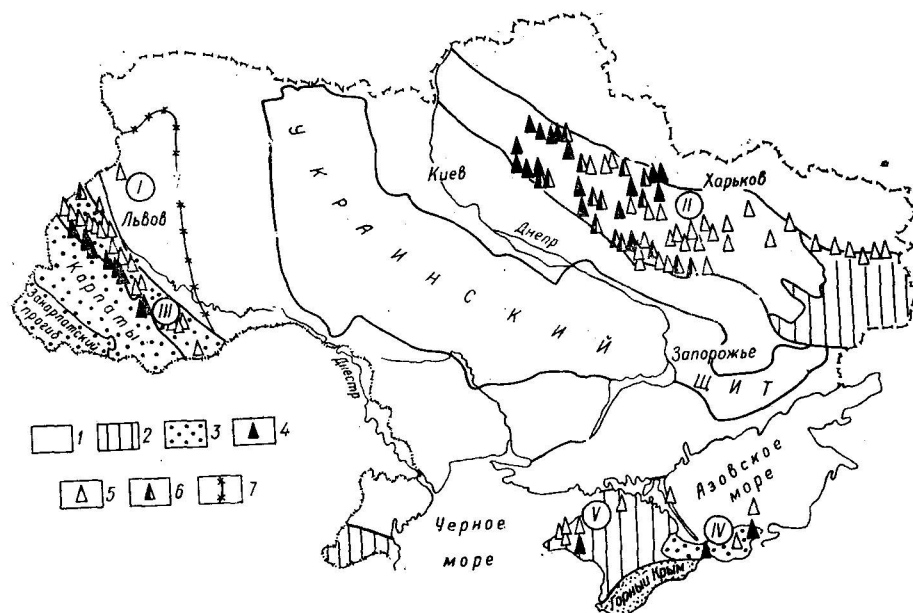
<i>Чекалюк Э. Б., Стефаник Ю. В.</i> Термобаростойкость гидридов и карбидов в геохимических условиях	3
<i>Тарасов Б. Г.</i> Коллекторские характеристики осадочных толщ в зоне крупных поднятий земной коры и их краевых разломов	8
<i>Ризун Б. П.</i> О времени формирования нефтяных и газовых залежей нефтегазоносных провинций Украины	12
<i>Рахимова И. Ш., Альтман А. Д., Круглов С. С.</i> О природе геоблоков Восточных Карпат и прилегающей территории	17
<i>Бойчевская Л. Т., Ткаченко Э. В.</i> Структура северо-западной части Скибовой зоны Украинских Карпат	25
<i>Розумейко С. В., Венгелинский И. В.</i> К биостратиграфии меловых отложений южного склона Украинских Карпат	31
<i>Билонижка П. М.</i> Об абсолютном возрасте слюд нижних моласс Предкарпатского прогиба	34
<i>Харитонов В. Д., Беланов В. М., Этингоф И. М., Волкова В. Ф., Индутный В. Ф.</i> Возможности использования данных о строении фундамента Днепровско-Донецкой впадины для прогнозирования поисков нефтегазовых месторождений в осадочном чехле	37
<i>Бортницкая В. М., Ципенюк Т. М., Ладыка Ю. Ф.</i> Изменение параметров продуктивных коллекторов нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины в пластовых условиях	40
<i>Богаец А. Т., Шестопап Б. А.</i> Некоторые особенности газонакопления в меловых и палеогеновых отложениях Равнинного Крыма	44
<i>Ступка О. С.</i> Океаническая протокура в архейском фундаменте юга Восточно-Европейской платформы	51
<i>Свянко И. М.</i> О деформациях слоев нижнетортонских песчаников в районе г. Чорткова на Подолии	58
<i>Айзенштадт Г. Е.-А., Слепакова Г. И.</i> О геотектоническом положении и связи полуострова Бузачи со структурами юго-востока Прикаспийской впадины	63
<i>Кушнирук В. А., Бык С. И., Бартошицкая Е. С.</i> Карбоновые отложения нижнего Приднестровья и их угленосность	70
<i>Мельничук И. П., Плакса Я. П.</i> Постседиментационные изменения карбоновых пород Львовско-Волынского каменноугольного бассейна	74
<i>Узюк В. И.</i> Опыт применения геолого-петрографического метода детальной стратиграфии и послылой корреляции для изучения угольных пластов нижнего карбона Западного Донбасса	78
<i>Вялов О. С.</i> Ископаемые следы жизнедеятельности рептилий	85
<i>Гофштейн И. Д.</i> О результатах бурения океанического дна	96

Б. П. РИЗУН

О ВРЕМЕНИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ УКРАИНЫ

Время формирования нефтяных и газовых залежей — один из важных, но до сих пор однозначно не решенных вопросов нефтегазовой геологии. При его изучении используются различные критерии: геологические, гидрогеологические, физические, геохимические, палинологические и др. Одни из них меньше, другие больше отражают отдельные стороны сложного природно-

тивная. Каждая из них приурочена к разным геоструктурным элементам земной коры. Днепровско-Донецкая и Волыно-Подольская перспективная провинции расположены на древней Восточно-Европейской платформе (см. рисунок). Карпатская и Индоло-Кубанская приурочены к краевым альпийским прогибам Средиземноморского геосинклинального пояса. Крым-



Нефтегазоносные провинции Украины:

1 — древняя Восточно-Европейская платформа; 2 — молодые платформы; 3 — альпийские складчатые сооружения и их предгорные прогибы; месторождения: 4 — нефтяное, 5 — газовое, 6 — нефтегазовое; 7 — восточная граница Волыно-Подольской перспективной нефтегазоносной провинции. Нефтегазоносные провинции древних платформ: (I — Волыно-Подольская перспективная, II — Днепровско-Донецкая), молодых платформ (V — Крымская), краевых альпийских прогибов (III — Карпатская, IV — Индоло-Кубанская).

го процесса образования залежей и субъективно используются исследователями. Однако самое важное значение имеет критерий, отражающий реальное геологическое строение и историю развития структуры, к которой приурочена нефтегазоносная провинция.

В пределах Украины расположены следующие нефтегазоносные провинции: Днепровско-Донецкая, Карпатская, Крымская, Индоло-Кубанская, а также Волыно-Подольская перспек-

ская провинция охватывает часть Скифской плиты молодой Центрально-Евразийской платформы.

Днепровско-Донецкая нефтегазоносная провинция приурочена к одноименной платформенной впадине, протягивающейся более чем на 800 км вдоль левого берега Днепра от Белоруссии к Донбассу. Днепровско-Донецкая впадина (ДДВ) выполнена мощной толщей отложений палеозоя (средний и верхний девон, карбон, пермь), мезозоя (триас, юра, мел),

палеогена и неогена. Мощность осадочного чехла постепенно увеличивается по простиранию впадины с северо-запада на юго-восток, изменяясь от 2—3 км в пределах Черниговского выступа до 14 км в зоне сочленения впадины с Донецким складчатым сооружением [2, 5].

ДДВ представляет собой одно из звеньев в цепи узких и протяженных отрицательных структур южной части Восточно-Европейской платформы (Припятский прогиб, ДДВ, Донбасс). Она зародилась в рифее и на каждом из последующих этапов своего развития была представлена определенной структурой: узким авлакогеном — на байкальском, более широким Припятско-Днепровско-Донецким авлакогеном — на герцинском и, наконец, синеклизой — на альпийском этапе [13]. В строении впадины четко выделяется центральная (собственно авлакоген) и две прибортовые зоны (юго-западная и северо-восточная). Главная роль в формировании ДДВ принадлежит разломной тектонике и в первую очередь глубинным разломам северо-западного простирания (продольным) — структурообразующим разломам Днепровско-Донецкого авлакогена. Существенное значение имеют также разрывы северо-восточного простирания (поперечные), которые в сочетании с продольными обусловили сложное блоковое строение впадины. Движения по разломам продолжались в ходе всей истории развития ДДВ, достигая наибольшей активности в завершающие эпохи тектонических циклов, в том числе: в предсреднекарбонную (рудногорская фаза складчатости), в позднепермскую (заальская фаза складчатости) и в предпалеогеновую (ларамийская фаза складчатости) [2, 5 и др.]. С каждой из этих эпох связано возникновение разломов, которые соответственно подразделяются на предсреднекарбонные, предпозднепермские и предпалеогеновые. Из них наибольшим распространением, как показал анализ буровых и геофизических работ, пользуются предпалеогеновые нарушения.

Характерной особенностью ДДВ является соляная тектоника. Мощные сульфатно-галогенные толщи, представляющие собой покрывки для нефтяных и газовых залежей, приурочены к верхнедевонским и нижнеперм-

ским отложениям. Соляные штоки прорывают различные по возрасту осадочные образования, в отдельных случаях достигая почти дневной поверхности. Основные этапы их развития, как и разломов, совпадают с периодами тектонической активности на заключительных стадиях тектонических циклов. По времени формирования выделяются предкаменноугольные, предпозднепермские, предмеловые, предпалеогеновые и палеоген-неогеновые соляные штоки [1].

Блоковое строение фундамента, разломная тектоника и соляной диапиризм обусловили сложное строение ДДВ в целом и каждой локальной структуры в отдельности. Вследствие этого каждая структура (или группа структур) отличается определенными чертами строения.

К ДДВ приурочена также нефтегазоносная провинция Украины. В ее пределах открыты многочисленные месторождения нефти и газа. Основными нефтегазоносными комплексами провинции являются нижнепермские и каменноугольные отложения. Промышленно нефтегазоносны также верхнепермские, триасовые и юрские отложения. Структуры-ловушки в большинстве случаев представлены брахантиклинальными складками, в разной степени осложненными соляным диапиризмом и разрывными нарушениями. Преобладают месторождения многопластовые, самый большой этаж нефтегазоносности на некоторых из них достигает 2000 м. С северо-запада на юго-восток по простиранию ДДВ наблюдается постепенная смена нефтяных месторождений на нефтегазовые, а нефтегазовых, в свою очередь, на газовые (см. рисунок).

Периоды активизации тектонической деятельности в ДДВ сопровождались образованием новых и «оживлением» старых разломов, формированием локальных структур, ростом соляных штоков и другими геологическими явлениями. В это время возникали благоприятные условия для перемещения флюидов, путями для которых служили разрывные нарушения. Углеводороды могут перемещаться и перемещаются по зонам разломов. Но это еще не значит, что они обязательно должны сосредоточиться в одном месте, создавая таким образом свои залежи. При сообщении разломов с по-

верхностью Земли, например, углеводороды, скорее всего, достигнут этой поверхности и пропадут как полезное ископаемое. Поэтому длительные перерывы в осадконакоплении, охватывающие десятки и сотни миллионов лет и избилующие эпохами активной тектонической деятельности, не благоприятствовали ни сохранению существовавших, ни образованию новых залежей нефти и газа. Только тогда, когда разломы по направлению к дневной поверхности затухают в непроницаемой толще пород или же ловушкосодержащая, нарушенная разрывами толща перекрыта спокойно лежащей покрывкой, возможно образование залежей. Последняя вспышка активной тектонической деятельности в ДДВ относится к предпалеогеновому времени. Тектонические движения этого времени обусловили перерыв в осадконакоплении и окончательное формирование допалеогеновой структуры впадины, в том числе структур-ловушек и разрывных тектонических нарушений. Накопление и, главное, сохранение углеводородов в ловушках могло осуществляться только после перекрытия мезозойско-палеозойского комплекса отложений палеогеновыми глинами и песчано-глинистыми породами, ненарушенными ни складчатостью, ни разрывами. На месторождениях, в пределах которых отдельные разломы прослеживаются в толще домеловых (Радченковское), доверхнепермских (Кибинцевское, Радченковское, Сагайдакское) или донамюрских отложений (Михайловское), также развиты разломы, секущие весь допалеогеновый разрез. Если даже на некоторых месторождениях предпалеогеновые разломы и не выявлены, то проводимость более древних известных в их пределах разрывных нарушений связана с предпалеогеновой эпохой тектонической активизации.

Месторождения нефти и газа, приуроченные к диапировым складкам, образовались вследствие миграции углеводородов по зонам брекчированных пород вокруг соляного штока. Встречая на своем пути проницаемые пласты, нефть и газ скапливались в них. При благоприятных условиях залежи также формировались в самих брекчированных породах. В этом отношении характерным примером является Роменское нефтяное место-

рождение. Рост соляного штока в его пределах происходил вплоть до антропогена и, очевидно, залежи нефти в каменноугольных отложениях и в зоне брекчий могли образоваться только в послепалеогеновое время.

Карпатская нефтегазоносная провинция приурочена к предгорному прогибу Карпат — типичному краевому прогибу, который образовался на заключительной стадии развития Карпатской геосинклинали. Этот прогиб выполнен молассовой формацией неогенового возраста, общая мощность которой превышает 10 км. В составе Предкарпатского прогиба выделяются внутренняя и внешняя зоны. Внутренняя зона сложена нижними молассами, объединяющими отложения поляницкой, воротыщенской, стебникской и балицкой свит. Максимальная мощность отложений нижних моласс достигает 6 км. В основании внутренней зоны лежит флишевая формация, охватывающая отложения мела-палеогена.

Внешняя зона прогиба выполнена верхними молассами, представленными тортонскими и сарматскими отложениями общей мощностью около 5 км. Верхние молассы в большей части внешней зоны покоятся на платформенной карбонатной формации (верхняя юра-мел) и только в северо-западной части зоны — на геосинклинальной глинисто-сланцевой формации рифея.

Отдельные стратиграфические подразделения характеризуются значительным изменением вещественного состава и мощности как по площади, так и по вертикальному разрезу Предкарпатского прогиба.

Молассовым отложениям внутренней зоны свойственна линейная складчатость. Отложения смяты в протяженные антиклинальные складки, обычно надвинутые одна на другую и опрокинутые в северо-восточном направлении [2, 3, 7].

Внешняя зона Предкарпатского прогиба характеризуется прерывистой складчатостью. Выявленные здесь брахиантиклинальные поднятия развивались конседиментационно, и в их расположении нет определенной закономерности.

В Предкарпатском прогибе буровыми и геофизическими работами установлены многочисленные разрывные

тектонические нарушения различных типов и направлений, которые, взаимно пересекаясь, образуют довольно густую сетку [4].

Промышленно нефтегазоносны в Предкарпатском прогибе не только неогеновые отложения, но и подстилающие их породы фундамента, т. е. доорогенный комплекс отложений. В размещении нефтяных и газовых месторождений прогиба четко вырисовывается одна, давно уже подмеченная исследователями, особенность — нефтяные месторождения сконцентрированы во внутренней, а газовые — во внешней зоне.

Основные нефтегазоносные горизонты во внутренней зоне приурочены к песчаным пластам мелового и палеогенового возраста. Расположенные в ее пределах месторождения сосредоточены, в основном, в трех нефтепромысловых районах: Бориславском, Долинском и Битковском [3, 7]. Структуры-ловушки в большинстве случаев представлены антиклинальными складками, часто надвинутыми одна на другую и осложненными разрывными нарушениями. Нефтяные залежи преимущественно пластового сводового типа. Надежной крышкой для них служат мощные толщи глинистых пород поляницкой и воротыщенской свит.

Газовые залежи внешней зоны приурочены к юрским, меловым, торгонским и сарматским отложениям. Ловушки представлены брахиантиклинальными и куполовидными складками, осложненными разрывными нарушениями, а также литологически и тектонически ограниченными песчаными пластами.

Развитие Карпат и их предгорного прогиба завершилось в конце неогена под воздействием второй карпатской складчатости (по О. С. Вялову). В это время в толще неогеновых моласс Предкарпатского прогиба происходит окончательное формирование структур-ловушек и разрывных тектонических нарушений, т. е. возникают благоприятные предпосылки для скопления нефтяных углеводородов. Следовательно, нефтяные и газовые залежи Предкарпатского прогиба могли сформироваться только в поздненеогеновое время в периоды активизации тектонической деятельности, связанные с заключительными фазами складчатос-

ти альпийского тектонического цикла. Этот вывод настолько ясный и логичный, что к нему приходят все исследователи, изучавшие геологию Карпатской нефтегазоносной провинции [3, 7, 12]. Кроме того, он подтверждается результатами определения времени образования залежей нефти и газа, основанными на других критериях [8, 9, 14].

Нефтегазоносность Крыма связана с двумя разными в генетическом отношении структурами: Крымской частью Скифской плиты и западной частью Индоло-Кубанского прогиба. Скифская плита входит в состав молодой Центрально-Евразийской платформы. Ее фундамент в пределах Крыма терогенный — байкальско-варисийско-кимерийский. Сильно нарушенные метаморфизованные породы фундамента погружаются под отложения платформенного чехла на значительные глубины, достигающие в Северо-Крымском прогибе 5—6 км. В платформенном чехле, отражающем альпийский этап развития региона, выделяется ряд формаций: базальная прибрежно-континентальная терригенная (нижний мел), трансгрессивная терригенная (нижний мел), карбонатная (верхний мел—палеоценоз), терригенно-глинистая (майкопская) (олигоцен — нижний миоцен) и пестрая терригенно-карбонатная (средний миоцен—антропоген) [10].

В тектонике Равнинного Крыма важная роль принадлежит субмеридиональным и субширотным разломам, пересечение которых обусловило сложное блоковое строение фундамента, а в платформенном чехле отразилось на развитии целого ряда поднятий и впадин, которые в свою очередь осложнены структурами низшего порядка, преимущественно брахиантиклинальными и куполовидными складками. Многие из этих складок являются ловушками нефти и газа на известных месторождениях.

В пределы Крыма, охватывая в основном Керченский п-ов, распространяется Индоло-Кубанский краевой прогиб. Располагаясь перед Кавказским горно-складчатым сооружением, он характеризуется развитием майкопской терригенно-глинистой формации, мощность которой в пределах Крыма изменяется от 2 до 4 км.

В геологической летописи Крыма

установлено несколько перерывов в осадконакоплении, которые в осадочном чехле фиксируются в виде стратиграфического и углового несогласия между отдельными комплексами отложений. Наиболее значительные из них произошли на рубеже палеоцена и эоцена, а также олигоцена и миоцена. Менее продолжительные и неповсеместные перерывы совершились на границе между ранне- и позднемиценовой и между эоценовой и олигоценовой эпохами [2, 6, 10].

В строении, истории развития и нефтегазоносности крымской части Скифской плиты (Равнинный Крым) и Индоло-Кубанского прогиба помимо многих общих черт имеются существенные различия:

1. В Индоло-Кубанском прогибе широко развиты грязевой вулканизм и диапировая складчатость, чего нет в Равнинном Крыму.

2. Большинство разрывных нарушений в Равнинном Крыму пересекают платформенный чехол только до подошвы миоценовых отложений. На Керченском п-ове разрывы, как правило, затрагивают всю толщу отложений, прослеживаясь вплоть до дневной поверхности.

3. Основная нефтегазоносность в крымской части Скифской плиты связана с нижнемеловыми и палеоценовыми отложениями, т. е. отложениями платформенного чехла. В Индоло-Кубанском прогибе нефтегазоносные горизонты сосредоточены в майкопских и чокракско-караганских отложениях — собственных отложениях прогиба.

Отмеченные особенности геологического строения и нефтегазоносности двух тектонических единиц Крымского полуострова склоняют к мысли, что здесь следует выделять две нефтегазоносные области — собственно Крымскую и Индоло-Кубанскую, приуроченные к разным в генетическом отношении структурам — соответственно молодой платформе и краевому прогибу.

Формирование складок в пределах Равнинного Крыма происходило конседиментационно, причем этот процесс носил неравномерный и дискретный характер. К началу среднего миоцена (чокракское время) развитие структурных элементов в основном завершилось. Для процесса формирования

залежей этот факт важен тем, что в среднем миоцене в отложениях платформенного чехла уже существовали структуры-ловушки. Несогласное перекрытие досреднемиоценовой структуры горизонтально залегающими чокракско-караганскими отложениями, не нарушенными разрывами, увеличило благоприятные предпосылки для образования и, особенно, сохранения залежей углеводородов.

Таким образом, образование нефтяных и газовых залежей крымской части Скифской плиты могло совершиться в среднем миоцене и плиоцене.

История геологического развития Индоло-Кубанского прогиба отличается от истории развития Равнинного Крыма широким проявлением процессов глиняного диапиризма и грязевого вулканизма. В формировании нефтяных и газовых месторождений этим процессам принадлежит двойная роль. Прежде всего деятельность грязевых вулканов ведет к разрушению существующих скоплений нефти и газа. Их активная деятельность началась в среднем миоцене и в той или иной степени продолжается до наших дней. По подсчетам А. М. Плотникова [11], во время извержения грязевых вулканов Керченского полуострова в атмосферу ушло огромное количество углеводородных газов — $25 \cdot 10^{12}$ м³, что приблизительно равно запасам нескольких месторождений-гигантов. И в этом, пожалуй, заключается их главная роль.

Вместе с тем глиняный диапиризм и грязевый вулканизм сопровождаются образованием структур-ловушек, разрывных тектонических нарушений, периодическим усилением миграции углеводородов, что при благоприятном стечении обстоятельств может способствовать образованию нефтяных и газовых залежей. Малобабчикское, Приозерное, Глазовское, Владиславовское и другие месторождения Керченского п-ова представляют собой наглядное доказательство созидательной роли глиняного диапиризма и связанного с ним грязевого вулканизма.

Следовательно, время формирования нефтяных и газовых месторождений Керченского п-ова совпадает с периодом активного проявления процессов глиняного диапиризма и охватывает промежуток времени от среднего миоцена до антропогена.

1. Билык А. А. Некоторые вопросы соляной тектоники Днепровско-Донецкой впадины. — Тр. ВНИИгаз, 1962, вып. 14, с. 29—35.
2. Глушко В. В., Клиточенко И. Ф., Крамаренко В. Н. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Украинской ССР. — М.: Гостоптехиздат, 1963. — 314 с.
3. Доленко Г. Н. Геология нефти и газа Карпат. — Киев: Изд-во АН УССР, 1962. — 364 с.
4. Доленко Г. Н., Бойчевская Л. Т., Кильин И. В. и др. Разломная тектоника Предкарпатского и Закарпатского прогибов и ее влияние на распределение залежей нефти и газа. — Киев: Наук. думка, 1976. — 128 с.
5. Доленко Г. Н., Варичев С. А., Галабузда Н. И. и др. Закономерности размещения месторождений нефти и газа Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции. — Киев: Наук. думка, 1968. — 216 с.
6. Доленко Г. Н., Парыляк А. И., Копач И. П. Нефтегазоносность Крыма. — Киев: Наук. думка, 1968. — 132 с.
7. Доленко Г. Н., Ярош Б. I., Хоменко В. I., Улізко Б. М. Закономірності нафтогазоносності Передкарпатського і Закарпатського прогинів. — К.: Наук. думка, 1969. — 204 с.
8. Иванов А. К. К вопросу о возрасте газа месторождений внешней зоны Предкарпатского передового прогиба. — В кн.: Геология и нефтегазоносность Предкарпатья. — Киев: Наук. думка, 1966, с. 90—96.
9. Линецкий В. Ф. Аномальное пластовое давление как критерий времени формирования нефтяных залежей. — В кн.: Проблема миграции нефти и формирования скоплений нефти и газа: Материалы Льв. дискус. 8—12 мая 1957 г. М.: Гостоптехиздат, 1959, с. 121—136.
10. Павлюк М. I., Богаець О. Т. Тектоніка і формації області зчленування Східно-Європейської платформи і Скіфської плити. — К.: Наук. думка, 1978. — 148 с.
11. Плотников А. М. Потери углеводородов на грязевых вулканах Керченского полуострова (за все время деятельности вулканов). — Геология и геохимия горючих ископаемых, 1967, № 13, с. 72—81.
12. Порфирьев В. Б. К вопросу о времени формирования нефтяных месторождений. — В кн.: Проблема миграции нефти и формирования скоплений нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1959, с. 165—194.
13. Соллогуб В. Б., Чекунов А. В., Чирвинская М. В. Строение земной коры юга Европейской платформы и сопредельной части Средиземноморского складчатого пояса. — В кн.: Геологическое строение и история развития платформенных областей Украины и Северо-Западной Африки в связи с проблемой нефтегазоносности фундамента. Киев: Наук. думка, 1975, с. 7—24.
14. Щерба В. М., Леськів І. В. Природа аномально високих тисків газових покладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. — Геологія і геохімія горючих копалин, 1970, вип. 23, с. 13—17.

Институт геологии и геохимии
горючих ископаемых АН УССР

Поступила в редколлегию
21. 05. 79

УДК 550.311(386)

И. Ш. РАХИМОВА, А. Д. АЛЬТМАН, С. С. КРУГЛОВ

О ПРИРОДЕ ГЕОБЛОКОВ ВОСТОЧНЫХ КАРПАТ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ ТЕРРИТОРИИ

Все исследователи Украинских Карпат и их обрамления единодушны в признании блокового строения этой территории. Так, коллективом авторов по совокупности геофизических данных (гравитационное, магнитное и тепловое поля, сейсмичность, скорость современных вертикальных движений земной коры, морфология поверхностей Мохо и высокопроводящего горизонта в литосфере) на территории Украинских Карпат и их обрамления путем комплексного анализа было выделено четыре геоблока: Закарпатский внутренний прогиб с прилегающими внутренними элементами Флишевых Карпат; Флишевые Карпаты и Бориславо-Покутская зона Предкарпатского прогиба; северо-восточная часть

Предкарпатского и западная часть Львовского палеозойского прогибов; залегающие на восток от Радеховского глубинного разлома Львовский и Предкарпатский прогибы [1]. По совокупности указанных параметров, в особенности по местоположению границы сейсмичной и асейсмичной зон и резкому погружению кровли высокопроводящего горизонта (условно отождествляемого с подошвой литосферы), существенно отличаются Закарпатский прогиб с прилегающей частью Флишевых Карпат (включая часть Кросненской зоны) от остальной части региона. Установленные авторами соотношения между гипсометрией кровли высокопроводящего горизонта и гипсометрией поверхностей кри-