

УДК 551.24 : 553.981. (477.8)

Л. И. ФЕРДМАН

НЕОТЕКТЕНИКА И ГАЗОНОСНОСТЬ ПРЕДКАРПАТСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

Исследуется характер новейших тектонических движений и связь с ними газоносности внешней зоны Предкарпатского нефтегазоносного бассейна. Предложена схема новейшей тектоники. Анализируются новейшие локальные антиклинальные структуры, среди которых выделяется несколько типов. Устанавливается прямая зависимость между типами структур и запасами газа. В заключение делается ряд выводов об основных закономерностях формирования и пространственного размещения месторождения газа в связи с особенностями новейшей тектоники региона.

Почти все выявленные промышленные месторождения газа в Предкарпатском нефтегазоносном бассейне приурочены к внешней зоне одноименного прогиба. Становление прогиба как самостоятельного структурного элемента связано с неогеновым этапом тектонического развития. Формирование его внешней зоны начинается с раннетортонского времени, когда вся эта часть прогиба была вовлечена в глубокое погружение. Таким образом, Предкарпатский прогиб и его внешняя зона являются новейшими тектоническими структурами, а месторождения газа, расположенные в пределах последней, образованы на новейшем этапе геологического развития.

Основные черты неотектоники

Интенсивное погружение внешней зоны Предкарпатского краевого прогиба, начавшееся в раннем тортоне, и развитие обширной трансгрессии обусловили накопление мощной толщи новейших осадочных образований. Морской бассейн существовал здесь до раннего сармата включительно. Лишь однажды, на границе раннего и позднего тортон, происходит кратковременное поднятие территории, море отступает, а затем, почти повсеместно в пределах внешней зоны прогиба, отлагается толща гипсов и ангидритов тирасской свиты, что знаменует начало нового прогибания и новой трансгрессии моря (Вялов, 1966).

Анализ фаций и мощностей новейших осадочных образований позволяет сделать вывод о неравномерном прогибании внешней зоны прогиба. Так, в ее северо-западной части мощность тортонских и сарматских отложений достигает 4500 м. Тогда как на юго-востоке она нигде не превышает 1500 м. В раннем сармате вновь происходит крупное поднятие территории, в результате которого море регрессирует и отложение осадков прекращается.

В послераннесарматское время наступает важный этап новейшего тектонического развития внешней зоны. Последняя вовлекается в дифференцированное поднятие. Формируются пологие, широкие, брахиантиклинальные складки. Оживают древние и возникают новые разрывные нарушения, связанные с разломами фундамента. Система поперечных и продольных разломов расчленяет территорию на ряд крупных припод-

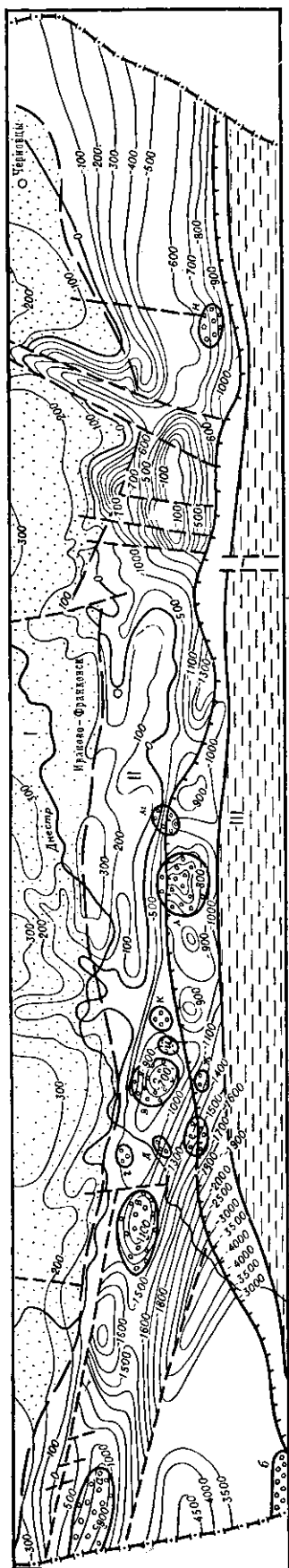


Рис. 1. Схема новейшей тектоники внешней зоны Предкарпатского нефтегазоносного бассейна

1 — Юго-Западный склон Русской платформы; 2 — внешняя зона Предкарпатского краевого прогиба; 3 — внутренняя зона Предкарпатского краевого прогиба; 4 — изобазы новейших тектонических движений; 5 — Стебникский налив; 6 — разрывные нарушения (установленные и предполагаемые); 7 — газопыльные и предолгаемые; а — Свидница, местоорождения; б — Рудки, в — Малогоржанское, г — Северные Мельничан, е — Опары, ж — Кавско, з — Бильче-Волиця, и — Угерско, к — Дашава, л — Калодно, м — Ка-луш, н — Косов

нятых и опущенных блоков. Отдельные сбросы осложняют некоторые новейшие локальные поднятия. Согласно представлениям Г. Н. Доленко, во внешней зоне можно выделить две тектонические подзоны: Крукеническую на северо-западе и Угерско-Косовскую на юго-востоке. Крукеническая подзона рядом продольных разломов делится на ряд крупных блоков, а Угерско-Косовская расчленяется поперечными разломами на несколько блоковых поднятий и прогибов.

Особенности неотектонического развития территории нашли достаточно четкое выражение в рельефе. Намечается тесная связь между различными морфоструктурными элементами рельефа и новейшими тектоническими структурами. Так, положительные морфоструктуры в юго-восточной части внешней зоны ориентированы согласно простиранию неотектонических структур с северо-запада на юго-восток. В центральной и северо-западной частях зоны положение и ориентировка морфоструктур совпадают с положением и ориентировкой отдельных приподнятых блоков. Особенно четко связь между неотектоникой и морфоструктурой выражается в характере гидросети. Большая часть речных долин теснейшим образом связана с зонами разломов, развитие которых предопределило возникновение долин (Геренчук, 1960).

С целью детального анализа характера новейших тектонических движений исследуемой части Предкарпатского нефтегазоносного бассейна была составлена схема новейшей тектоники (рис. 1). В качестве опорного горизонта для расчета суммарных амплитуд избрана гипсоангидритовая толща (тирасская свита) верхнего тортон. Эти отложения, обладая незначительной мощностью (до 40 м), хорошо выдерживаются по площади и легко устанавливаются в разрезах скважин повсеместно. Отсчет суммарных амплитуд производился по стратонизогипсам подошвы гипсоангидритовой толщи с учетом поправок на гипсометрию гельветского и мезо-палеозойского рельефа (Утробин, 1960).

Анализ схемы неотектоники позволяет сделать ряд следующих выводов.

1. Выделяются две части внешней зоны Предкарпатского прогиба, разделенные зоной Стебникского надвига и отличающиеся по характеру неотектонических движений: северо-восточная с суммарными амплитудами от +300 до —4500 м и юго-западная с суммарными амплитудами от —600 до —4000 м. В пределах северо-восточной части прогиба дифференциация неотектонических движений значительна, в юго-западной недостаточно резкая. В соответствии с этим первая характеризуется частым чередованием относительно опущенных и приподнятых участков с перепадом суммарных амплитуд от 200—300 до 700—800 м.

2. Наиболее резким перепадом суммарных амплитуд отличается зона Стебникского надвига. На отдельных участках он достигает 1000—1100 м на расстоянии 1—2 км. Значительные перепады амплитуд (до 400 м) отмечаются на участках развития локальных разрывных нарушений.

3. Новейшие локальные пликативные структуры выражаются в рисовке изобаз весьма отчетливо. Амплитуда их обычно колеблется в пределах от 100 до 400 м. Почти все структуры тяготеют к зоне Стабникского надвига.

Типы новейших локальных антиклинальных структур

При анализе типов новейших локальных антиклинальных структур в основу их классификации были положены принципы, сформулированные В. С. Лазаревым в известной работе по эпигерцинским плитам СССР (Наливкин и др., 1967). В связи с тем, что локальные структуры во внешней зоне Предкарпатского прогиба сформированы в послераннесарматское время, все они отнесены к группе новообразованных. Среди этой группы можно выделить несколько типов по интенсивности движений (табл. 1). Первый тип — структуры средней интенсивности со значениями интенсивности от 2 до 3 (Угерская, Бильче-Волицкая и Рудковская). Второй тип — структуры большой интенсивности со значениями интенсивности от 4 до 7 (Ходновичская, Дашавская, Опарынская, Кавсковая, Косовская, Северо-Медыничская и Кадобнинская). Третий тип —

Таблица 1

Типы новейших локальных антиклинальных структур внешней зоны Предкарпатского нефтегазоносного бассейна

Тип структур	Название структур	Интенсивность, м/км ²	По какому горизонту рассчитана интенсивность
Первый	Угерская	2	По кровле угерского горизонта (сеногельвет)
	Бильче-Волицкая	2	То же
	Рудковская	2	По кровле VIII песчаного горизонта нижнего сармата
	Ходновичская	4	По кровле VIII песчаного горизонта нижнего сармата
	Дашавская	5	По кровле верхнего газового горизонта нижнего сармата
	Опарынская	5	По кровле I песчаного горизонта нижнего сармата
Второй	Кавсковая	6	По кровле III песчаного горизонта нижнего сармата
	Косовская	7	По кровле VI песчаного горизонта нижнего сармата
	Северо-Медыничская	6	По кровле гельвета
	Кадобнинская	6	По кровле гипсо-ангидритового горизонта верхнего тортона
	Калушская	12	По кровле гипсо-ангидритового горизонта верхнего тортона
Третий	Малогорожанская	15	То же

структуры очень большой интенсивности со значениями интенсивности выше 10 (Калушская и Малогорожанская). Как представляется, высокая интенсивность новейших локальных антиклинальных структур обусловлена их тесной связью с разрывными нарушениями.

Неотектоника и закономерности распределения месторождений газа

Недавно была предпринята первая серьезная попытка проследить связь между неотектоникой и размещением месторождений нефти и газа (Горелов, Розанов, 1970). Было доказано существование прямой связи между характером новейших тектонических движений, морфоструктурами и распределением зон нефтегазонакопления и сделан очень важный вывод о роли неотектонических движений в формировании месторождений нефти и газа.

В условиях Предкарпатского нефтегазоносного бассейна, где осадочные отложения образовались в новейший этап геологического развития, а складки сформированы в результате новейших тектонических движений, анализ связи неотектоники и газоносности представляет особый интерес.

Как уже отмечалось, все известные месторождения газа расположены во внешней зоне Предкарпатского краевого прогиба. Промышленные скопления газа установлены в верхнеюрских (Рудки), верхнемеловых (Угерско, Бильче-Волица, Северные Медынич), верхнетортонских и нижнесарматских отложениях.

Исследование характера связи зон регионального газонакопления с новейшими структурными элементами позволяет сделать некоторые важные выводы.

Обращает на себя внимание факт приуроченности месторождений к относительно приподнятой части прогиба. На схеме новейшей тектоники (рис. 1) нетрудно заметить, что почти все газовые месторождения связаны с локальными антиклинальными структурами, расположенными в зоне прогиба, которая характеризуется относительным поднятием от 500 до 2500 м над соседними частями. Необходимо отметить, что эта относительная приподнятость находит отражение и в морфоструктурном плане. Здесь развита серия линейно вытянутых локальных морфоструктур, выражающихся в современном рельефе в виде возвышенностей с абсолютными отметками до 300—400 м.

Отмечается тесная пространственная и, по-видимому, генетическая связь месторождений газа с новейшими или обновленными разрывными нарушениями. Прежде всего такая связь устанавливается для зоны Стебникского надвига, вдоль которого локализуется большая часть ме-

Таблица 2

Сопоставление типов новейших структур и запасов месторождений газа
внешней зоны Предкарпатского нефтегазоносного бассейна

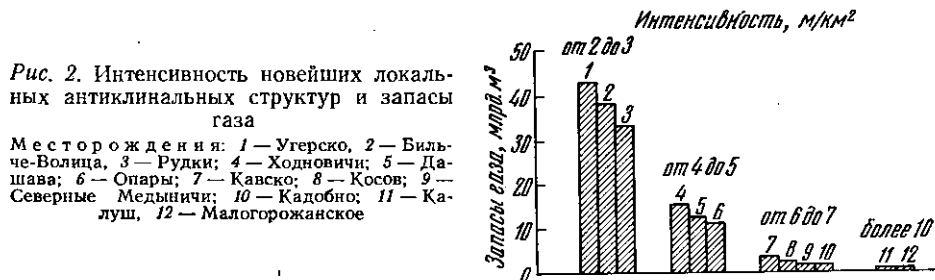
Месторожде- ние	Интенсив- ность структуры, м/км ²	Тип струк- туры	Запасы газа, млрд. м ³	Месторожде- ние	Интенсив- ность структуры, м/км ²	Тип струк- туры	Запасы газа, млрд. м ³
Угерско	2	Первый	43	Кавско	6	Второй	3
Бильче-Во- лица	2	»	38	Косов	7	»	2
Рудки	2	»	33	Северо-Ме- дынич	6	»	1
Ходновичи	4	Второй	15	Кадобно	6	»	1
Дашава	5	»	12	Калуш	12	Третий	0,2
Опары	5	»	11	Малогоро- жанское	15	»	0,3

сторождений. Кроме того, месторождения так или иначе связаны с локальными новейшими разломами, секущими либо все отложения (Угерско, Бильче-Волица и др.), либо только образования фундамента (Рудки).

Представляет интерес изучение характера распределений месторождений газа и их запасов среди определенных типов новейших локальных антиклинальных структур (табл. 2). Диаграмма, составленная на основе анализа данных, приведенных в таблице, позволяет сделать следующие выводы.

Наиболее крупные по запасам месторождения газа связаны с новейшими локальными структурами первого типа, характеризующимися средней интенсивностью (от 2 до 3 м/км², рис. 2).

Среди месторождений газа, связанных со структурами второго типа (большой интенсивности), можно выделить две группы. Первую, объеди-



няющую месторождения с запасами газа от 10 до 15 млрд. м³ и приуроченную к структурам с интенсивностью от 4 до 5 м/км², и вторую, в состав которой входят месторождения с запасами газа от 1 до 3 млрд. м³, приуроченную к структурам с интенсивностью от 6 до 7 м/км².

Самые мелкие по запасам месторождения газа связаны с новейшими локальными структурами третьего типа, отличающимися очень большой интенсивностью (свыше 10 м/км²).

Выводы

Изучение новейших тектонических движений и анализ связи с ними газоносности в пределах внешней тектонической зоны Предкарпатского нефтегазоносного бассейна позволяет сделать ряд общих выводов, имеющих, как представляется, принципиальное значение для региональных исследований в области выявления основных закономерностей условий формирования и пространственного распределения месторождений газа.

1. В пределах внешней зоны Предкарпатского нефтегазоносного бассейна все месторождения газа были сформированы на самом последнем, новейшем этапе геологического развития, в посленижнесарматское время. Это положение находит подтверждение в самом характере новейших тектонических движений, особенности которых благоприятствовали формированию газовых залежей. Как известно, необходимым условием для образования газовых залежей является наличие значительного по амплитуде прогибания, предшествующего последующему поднятию. В процессе прогибания потенциально продуктивные горизонты погружаются на глубины, где создается необходимая обстановка для насыщения пластовых вод газом. Затем в результате последующего воздымания давление в продуктивных пластах значительно снижается и становится меньше давления насыщения, в связи с чем газ и выделяется в виде свободной фазы.

Как показал анализ новейшей истории геологического развития, такие условия создавались в Предкарпатском прогибе дважды — первый раз в результате раннетортонского прогибания, а затем поднятия на границе раннего и позднего тортонна и второй раз в результате поздне-

тортонского — раннесарматского опускания и послераннесарматского поднятия.

2. В пространственном размещении месторождений газа отмечается общая закономерность, выражающаяся в приуроченности их к относительно поднятым зонам и зонам региональных и локальных разломов. Распределение запасов газа строго контролируется типом локальных структур. Наиболее крупные месторождения локализируются в структурах средней неотектонической интенсивности, самые мелкие — в структурах очень большой неотектонической интенсивности. Подобная закономерность указывает на то, что интенсивность тектонических движений играет двойную роль. Будучи невысокой, она способствует формированию залежей газа. Резкое же ее возрастание предопределяет разрушение месторождений.

3. На основании анализа результатов выполненных исследований представляется, что комплексный и целенаправленный подход к изучению связей между неотектоникой, морфоструктурой и газоносностью может позволить подойти к решению проблемы прогнозирования поисков месторождений газа не только в пределах Предкарпатского нефтегазозносного бассейна, но и в условиях аналогично построенных перспективных территорий Советского Союза.

ЛИТЕРАТУРА

- Вялов О. С. Развитие мезокайнозойского складчатого комплекса Карпат.— Геология СССР, т. XLVIII, 1966.
- Геренчук К. И. Тектонические закономерности в орографии и речной сети Русской равнины. Львов, 1960.
- Горелов С. К., Розанов Л. Н. Роль новейших тектонических движений и морфоструктурного фактора в размещении месторождений нефти и газа.— Геоморфология, № 4, 1970.
- Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа (на примере Западно-Сибирской и других эпигерцинских плит СССР), (под ред. В. Д. Наливкина и В. С. Лазарева). Л., «Недра», 1967.
- Утробин В. Н. Основные черты морфологии, гипсометрии и генезиса дотретичной поверхности внешней зоны Предкарпатского прогиба и юго-западной окраины Русской платформы.— Докл. АН СССР, т. 130, № 2, 1960.

Ивано-Франковский институт
нефти и газа

Поступила в редакцию
31.III.1971

NEOTECTONICS AND GAS-BEARING CAPACITY OF THE PRECARPATHIAN OIL AND GAS-BEARING BASIN

L. I. FERDMAN

Summary

Considered is the character of the most recent tectonic movements and the gas-bearing capacity of the Outer zone of the Precarpathian oil and gas-bearing basin associated with them. A scheme of the most recent tectonics is suggested.

Local anticlinal structures are analysed. They are classified into several types. The author believes that there is a direct dependence between the types of structures and the reserves of gas.

In conclusion, a number of ideas are presented dealing with the main regularities of formation and spatial distribution of gas deposits in connection with the specific features of the region's most recent tectonics.