

УДК 553.98

Докт. геол.-мин. наук ПАНОВ Б.С., канд. геол. наук ПАНОВ Ю.Б., инж. ЧЕРНЫШ О.Г.
(Донецкий национальный технический университет)

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЛИНЕАМЕНТА КАРПИНСКОГО

Связанные с тектономагматической активизацией процессы тепломассопереноса явились одним из основных факторов образования углеводородов из органического вещества осадочных горных пород, многокилометровые толщи которых типичны для описываемой глобальной структуры – линеамента Карпинского. При этом происходит формирование различных, в том числе крупных и крупнейших скоплений нефти и газа [1]. Они весьма характерны для Евразийского пояса, в пределах которого и его обрамления находятся месторождения нефти и газа основной в Европе Североморско-Германской, а также Припятско-Днепровской провинций с их продолжением на территорию Донбасса и кряжа Карпинского. Далее к юго-востоку следуют нефтегазовые скопления в южной части Прикаспийской (Астраханское, Тенгизское месторождения), Скифской, Туранской и Тяньшань-Памирской провинций с ее продолжением в Синцзянь и другие регионы Китая.

Североморско-Германская нефтегазоносная провинция является основной в Европе. Она приурочена к глубокой платформенной синеклизе, сочленяющейся с линеamentом Карпинского на северной окраине эпипалеозойской платформы. Здесь размещаются нефтегазовые месторождения Северного моря, Нидерландов, Дании, Германии и Польши, среди которых выделяются крупные газовые месторождения с высоким содержанием ртути. Эта впадина шириной 150-200 км, называемая также Польско-Германской, протягивается от Свентокшийской возвышенности в Польше до Датско-Нидерландских берегов Северного моря. Решающее значение в геологической истории впадины принадлежит разломной тектонике и неоднократным процессам ее активизации. В разрезе осадочной толщи региона выделяется подсолевой (D-P₁), солевой (P₂) и надсолевой (MZ-KZ) комплексы. Основные залежи нефти и газа (до 80%) сосредоточены в красноцветных осадочных породах P₁ (ротлигендес), выше которых располагается мощный (4-5 км) соленосный комплекс P₂ (цехштейн) и надсолевые отложения большой мощности (до 5-6 км).

В Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ) известно более 150 месторождений нефти и газа, размещенных в стратиграфическом диапазоне от юры до кристаллического фундамента и на глубинах от 6000 до 350 м. Основная часть промышленных залежей нефти приходится на нижнекаменноугольные терригенные отложения визейского яруса, встречаются такие залежи нефти и в среднем карбоне.

Газоносность в пределах ДДВ распространена на большей площади, чем нефтеносность и встречается в большем стратиграфическом интервале: от девона до юры включительно. Среди крупных месторождений следует отметить Шебелинское газоконденсатное, приуроченное к терригенной толще нижней перми и верхнего карбона; Яблунское, расположенное на глубине более 5 км в центральной части ДДВ, и другие. Высокая концентрация запасов в нижнепермских-верхнекаменноугольных породах в сравнительно небольшом количестве месторождений объясняется вертикальной миграцией углеводородов в крупных по своим размерам и амплитуде структурах. Генерирующие углеводороды нижнекаменноугольные комплексы характеризуются рассредоточенностью запасов в многочисленных месторождениях, в значительной мере еще не разведанных [2].

В последнее время в пределах Полтавского рифтогенного узла открыты Хухринское и Юльевское газо-нефтяные месторождения, приуроченные к

докембрийским кристаллическим породам субстрата ДДВ. Это открытие имеет принципиальное значение, т.к. ставит вопрос о выявлении новых перспективных нефтегазоносных территорий, где происходит дренирование по глубинным структурам мантийных углеводородов и их разгрузка в благоприятных коллекторских условиях, особенно под покровом осадочных образований. Одной из таких структур является проторифтогенный гранит-зеленокаменный пояс шириной около 200 км меридионального простирания (рис. 1). Глубина его заложения в архее достигала по сейсмическим данным 80-90 км [3]. В месте пересечения этого пояса с субширотно ориентированной Днепровско-Донецкой впадиной с ее глубинными разломами отмечается наибольшее количество газовых и нефтяных месторождений. Здесь размещаются крупнейшие по запасам Шебелинское, а также уникальные Хухринское и Юльевское месторождения, находящиеся в северной бортовой части ДДВ. Так как пористость кристаллических пород фундамента очень низкая, то местами скопления глубинных углеводородов могут быть пологозалегающие тектонические зоны дробления, а также участки древних, докембрийских кор выветривания, перекрытые осадочными породами. Выявление таких участков с помощью различных геолого-геофизических методов является первоочередной задачей.

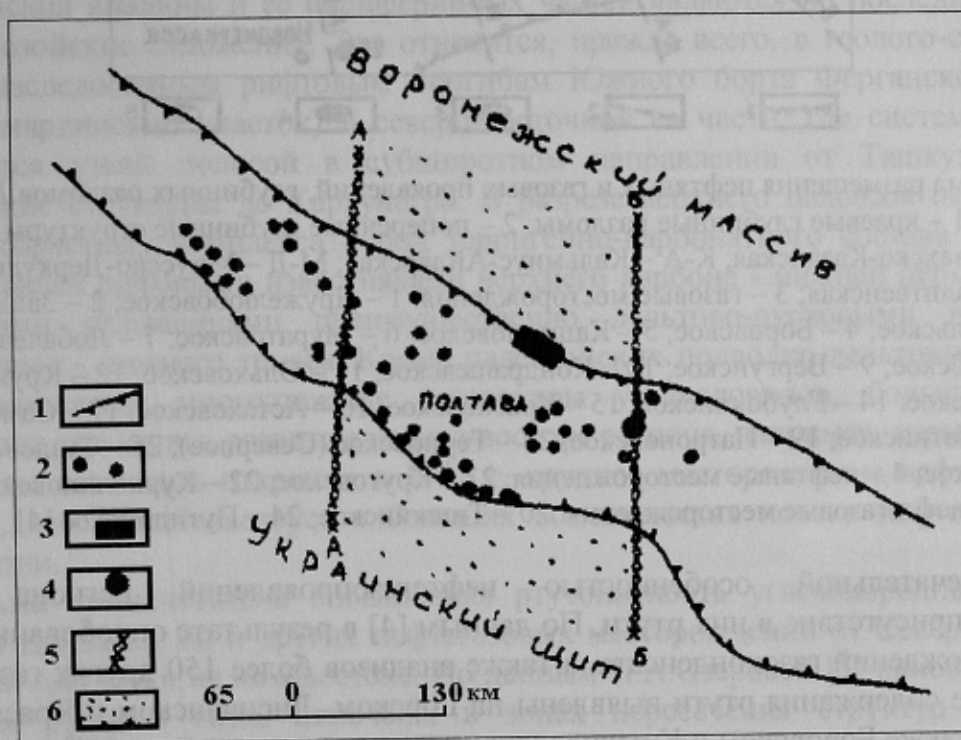


Рис. 1. Схема Полтавского рифтогенного узла: 1 – краевые глубинные разломы; 2 – нефтегазовые скопления ДДВ; 3 – Хухринское и Юльевское газонефтяные месторождения; 4 – Шебелинское месторождение; 5 – поперечные глубинные разломы: А-А – Криворожско-Кременчугский; Б-Б – Орехово-Павлоградский; 6 – проторифтогенный гранит-зеленокаменный пояс Восточной Европы [3]

На юге Донбасса в зоне Припятско-Маньчского краевого глубинного разлома расположен Южно-Донбасский газоносный район. Здесь в среднем течении р.Тузлов вблизи пересечения вышеупомянутого субширотного разлома с поперечной Аксай-Калитвенской структурой размещаются Тузловское и Синявское месторождения газа. Скопления углеводородов отмечены здесь в меловых, палеогеновых и неогеновых отложениях. Наиболее продуктивными являются пачки глауконито-кварцевых алевролитов нижнего и среднего эоцена. Нефтегазопроявления непромышленного масштаба известны также на территории Западного и Юго-Западного Донбасса

(Петриковский, Новомосковский и Красноармейский районы). Высокой газонасыщенностью отличаются Донецко-Макеевский, Центральный, Амвросиевский и другие районы Донецкого бассейна, среди которых особо выделяется Кальмиус-Бахмутский [2] (рис. 2).

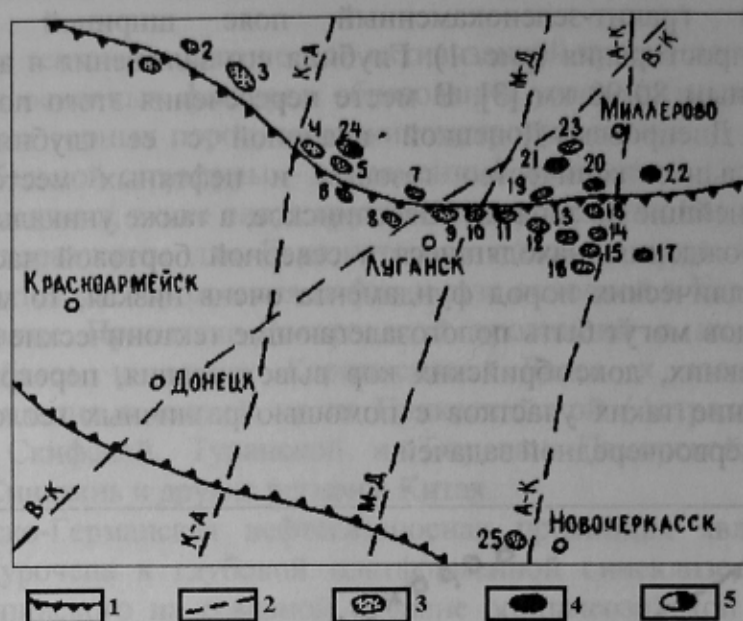


Рис. 2. Схема размещения нефтяных и газовых проявлений, глубинных разломов Донбасса и его окраин: 1 – краевые глубинные разломы; 2 – поперечные глубинные структуры и разломы: В-К – Волновахско-Казанская; К-А – Кальмиус-Айдарская; М-Д – Миусско-Деркульская; А-К – Аксайско-Калитвенская; 3 – газовые месторождения: 1 – Дружелюбовское; 2 – Зайцевское; 3 – Краснопольское; 4 – Боровское; 5 – Каштановское; 6 – Муратовское; 7 – Лобачевское; 8 – Славяносербское; 9 – Вергунское; 10 – Кондрашевское; 11 – Ольховское; 12 – Кружиловское; 13 – Грачицкое; 14 – Глубокинское; 15 – Красновское; 16 – Астаховское; 17 – Самбуровское; 18 – Плотинское; 19 – Патроновское; 23 – Терновское (Северное); 25 – Тузловское и Синявское; 4 – нефтяные месторождения: 21 – Крутовское; 22 – Курнолиповское; 5 – нефтегазовые месторождения: 20 – Тишкинское; 24 – Путилинское [4]

Примечательной особенностью нефтегазопроявлений региона является постоянное присутствие в них ртути. По данным [4] в результате опробования на ртуть двух месторождений газоконденсата, а также анализов более 150 других газовых проб повышенные содержания ртути выявлены на Горском, Лисичанском и Краснодонском участках, а также Боровском и Кружиловском месторождениях (от $n \cdot 10^{-6}$ до $n \cdot 10^{-8}$ г/м³). В метановых струях Дружковско-Константиновской антиклинали на северо-западе Донбасса зафиксированы наиболее высокие содержания ртути (до $9 \cdot 10^{-6}$ г/м³). Повышенные содержания ртути в углеводородных газах отмечаются на участках, тяготеющих к узлам взаимопересечения субширотных глубинных разломов с поперечными структурами. Все это может свидетельствовать о мантийном источнике не только ртути, но и углеводородов в породах осадочной толщи линеамента Карпинского.

Скифская нефтегазоносная провинция приурочена к погребенному краю Карпинского и сопредельной территории, которая с юга примыкает к древней Русской платформе. Здесь выявлено более ста местоскоплений нефти и газа в отложениях мезокайнозоя, основные продуктивные горизонты нефти и газа приурочены к терригенным породам юрского и нижнемелового возраста. Наблюдается приуроченность нефтегазонакопления к погребенным поднятиям, которые испытывали длительное

погружение, а газонакопление связано с занимавшими высокое гипсометрическое положение структурными элементами.

В пределах Туранской нефтегазоносной провинции выделяются нефтегазоносные области Южно-Мангышлакского прогиба Северо-Устюртской синеклизы, Каракумского свода и Амударьинской впадины. Промышленная газонаосность Туранской провинции приурочена к юрским и меловым отложениям, отдельные залежи нефти и газа известны здесь также в породах пермо-триаса и палеогена. Здесь расположены известные месторождения Узень, Жетыбай, Газли и другие.

Тяньшаньская нефтегазоносная провинция в геоструктурном отношении соответствует активизированному эпиплатформенному орогену. Здесь располагается нефтегазоносная область Ферганской впадины, где известно около 50 проявлений нефти и газа среди терригенно-карбонатных мезо-кайнозойских отложений мощностью от 5 до 8 км, заполняющих эту впадину. Большинство залежей приурочены к сводам складок, которые обычно разорваны поперечными и продольными нарушениями на отдельные блоки. Местоскопления нефти и газа образуют несколько зон на северном и южном бортах Ферганской впадины. Перспективными в нефтегазоносном отношении для Ферганской впадины и ее периферийных частей являются по последним данным также палеозойские отложения. Это относится, прежде всего, в геолого-структурном плане к унаследованным рифтовым прогибам Южного борта Ферганской впадины (Сох-Шахмардинский участок) и северо-восточной ее части, где система прогибов протягивается узкой полосой в субширотном направлении от Ташкумыра через Майлисуйские структуры до Караунагра. В разрезе верхнего палеозоя перспективны два разновозрастных комплекса пород терригенно-карбонатного состава. Первый из них представлен рифовыми известняками верхнего карбона - нижней перми, а второй терригенными отложениями преимущественно дельтово-русловыми песчаниками верхней перми - нижнего триаса. Кроме палеозойских подводно-дельтовых толщ, где могли образоваться многоэтажные резервуары углеводородов, большой интерес представляют структуры, развитые на юго-востоке региона, например, горы Карачатыр. Особо следует отметить открытое в 1992 г. крупное месторождение нефти вблизи г. Намангана, что свидетельствует о больших возможностях нового нефтегазоносного пояса Евразии.

Весьма примечательна повышенная ртутоносность углеводородных газов не только для Донбасса, но и других нефтегазовых месторождений от Северной Европы до бассейна Амударьи на юго-востоке. По данным Н.А.Озеровой [5] наиболее высокие содержания ртути в газах отмечены в зонах пересечения структур линеамента Карпинского крупными поперечными нарушениями. Это, например, месторождение Вустров (3 мг/м^3), Зальцведель-Пекензен (Германия), где содержание ртути близко к пределам ее насыщения, месторождения Присудетской моноклинали (Остров Велькопольски - 2 мг/м^3), ДДВ (Опошнянское, Гадячское и другие, до $66-110 \cdot 10^{-6} \text{ г/м}^3$). Повышенную ртутоносность имеют газовые месторождения прикаспийской части Евразийского пояса (Узень, Жетыбай, Степное), а также Амударьинской впадины (Учквер, Ачак, Шатлык и др.). В них зафиксированы содержания до $1,5-4,8 \cdot 10^{-6} \text{ г/м}^3$ ртути. Подобного рода явление, по всей видимости, будет характерным для Китайской части этой глобальной структуры, начиная от северного обрамления Таримской плиты. Причиной повышенных содержаний ртути в газовых месторождениях, по-видимому, является ее миграция из мантийных глубин Земли по зонам разломов в верхние структурные этажи.

Пространственное совмещение в структурах земной коры глубинного заложения нефтегазопоявлений с эндогенной, особенно ртутной, минерализацией давно

обращало на себя внимание исследователей. На примере Донецкого бассейна установлено, что площади развития углеводородов закономерно связаны с ртутными проявлениями. Ртуть обычно приурочена к внутренним частям региона, тогда как залежи размещены по периферии бассейна. Существенное влияние на пространственное размещение этих полезных ископаемых оказали глубинные разломы и скрытые дислокации, способствовавшие формированию локальных нефтегазоносных и ртутоносных структур.

Заключение. Линеамент Карпинского, прослеживающийся на территории Европы и Азии среди различных геоструктур более чем на 10 тыс.км, является поясом повышенной планетарной трещиноватости, тектонической активности и флюидопроницаемости земной коры. Установленная Н.С.Шатским [6] взаимосвязь между протяженностью тектонических дислокаций и глубиной их заложения может свидетельствовать об участии нижних геосфер Земли в заложении и последовательности развитии структур линеамента. Упорядоченное расположение сходных протяженных тектонических зон или зон диастрофизма на материках В.В.Белоусов считал следствием первичной неоднородности в формировании Земли как планеты, что должно быть принято во внимание при объяснении причин возникновения линеамента [7].

С позиций синергетического анализа мегасистема линеамента Карпинского, протягивающаяся на территории бывшего СССР от Белоруссии до Таджикистана, включает в себя отдельные его звенья или мезосистемы, которые характеризуются своими геологическими и минерагеническими особенностями. Эти особенности определяются спецификой геоструктурных типов и эндогенных режимов каждой такой мезосистемы, что связано, прежде всего, с глубинным строением регионов, мобильностью и флюидопроницаемостью их кристаллического основания. В общем плане для открытых геологических систем различного ранга длительность функционирования и степень самоорганизации определяется, прежде всего, притоком энергии из внешнего источника и степенью взаимодействия флюидных потоков с горными породами осадочных толщ, а также флуктуациями их физико-химических параметров.

Для всех звеньев Евразийского пояса характерно широкое развитие поперечных нарушений в кристаллическом субстрате, сказывающемся в вышележащих осадочных толщах. Эти поперечные нарушения фундамента, обуславливающие в сочетании с продольными разломами блоковое строение отдельных структур, играют в Донецком бассейне важную рудоконтролирующую роль.

При оценке минерагенического значения линеамента Карпинского как одной из наиболее богатых и перспективных в отношении минерально-сырьевых ресурсов мегасистем литосферы следует указать на наличие здесь крупных угольных, газовых бассейнов, нефти, месторождений ртути, кимберлитовых трубок. Донбасс располагает уникальными не только для Украины запасами каменных углей и антрацитов. Промышленные пласты угля установлены в ДДВ. Среди юрских отложений в предгорьях хребтов Южного Тянь-Шаня и обрамлении Ферганской котловины разведаны крупнейшие в Средней Азии месторождения бурых и каменных углей (Ангренское, Кок-Янгакское, Шурабское и другие), имеющие важное промышленное значение.

В заключение следует отметить актуальность, теоретическую и практическую значимость дальнейшего проведения всесторонних исследований на основе принципов синергетики с целью более полного раскрытия условий формирования земной коры, процессов рудо- и нефтеобразования в фанерозое на примере нового Евразийского

пояса. Выполнение этих работ целесообразно проводить объединенными усилиями геологов Украины и других государств.

Библиографический список

1. Бакиров Э.А., Ермолкин В.И., Ларин В.И. и др. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1990. – 240 с.
2. Шпак П.Ф., Кабышев Б.П., Хныкин В.И. и др. Нефтегазоносные регионы и ресурсы углеводородов Украины // Геол.журнал. - 1992. - № 3. – С. 53-64.
3. Оровецкий Ю.П. Полтавский рифтогенный узел и перспективы обнаружения скоплений эндогенных углеводородов // Докл. АН Украины. - 1992. - № 6. – С.111-117.
4. Гавриш В.К., Добрянский Л.А., Мурич А.Т. Нефть, газ, ртуть и глубинные разломы Донбасса. - К.; 1984. -56 с. (Препринт 84-2. Ин-т геол. наук).
5. Озерова Н.А. Ртуть и эндогенное рудообразование. - Л.: Наука, 1986.
6. Шатский Н.С. Избранные труды. - М.: Наука, 1964. - Т.2.
7. Белоусов В.В. Об упорядоченности в расположении зон диастрофизма на материках // Геотектоника. - 1977. - № 5. – С. 44-55.

© Панов Б.С., Панов Ю.Б., Черныш О.Г., 2008

УДК 502.064.3.(622:323)

Докт. геол.-мін. наук АДАМЕНКО О.М., канд. географ. наук МІЩЕНКО Л.В., інж. ЗОРІН Д.О. (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу)

ОСОБЛИВОСТІ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ОБ'ЄКТІВ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ ПРИКАРПАТТЯ

Вступ. Вплив об'єктів нафтогазового комплексу на природні геоекосистеми різних регіонів України оцінювався традиційними методами екологічного моніторингу [1-3]. Як правило вивчались лише три компоненти довкілля: ґрунти, води і атмосферне повітря. Зовсім не включались у розгляд геофізичні поля, зміни рельєфу, забруднення і деградація рослинного покриву, захворюваність населення. В останні роки більшу роль стали приділяти екологічному картуванню різних територій, особливо Прикарпаттю [3, 4], а також Дніпровсько-Донецької западини та Причорномор'я [2, 3]. Але комплексної оцінки впливу об'єктів нафтогазовидобування не було. Розроблялись лише необхідні для директивних органів документи: ліміти на викиди і скиди, дозволи на спецводокористування, оцінка впливів на навколишнє середовище (ОВНС) та ін. Тому назріла необхідність розробити методику комплексної оцінки техногенного впливу нафтогазових об'єктів на довкілля.

Метою роботи було розробити методику оцінки техногенного впливу від об'єктів паливно-енергетичного комплексу на різні компоненти екосистем та на довкілля в цілому. В зонах інтенсивного видобутку нафти і газу та поблизу крупних енергетичних комплексів техногенний вплив на ландшафти настільки істотний, що окремі компоненти екосистем деградують, трансформуються і навіть руйнуються. Техногенні об'єкти завдають шкоди здоров'ю населення, сприяють розповсюдженню професійних хвороб. Щоб оцінити не тільки якісно, але і кількісно масштаби техногенного впливу на екосистеми і людину з метою запобігання небажаних явищ та розробки необхідних обмежень діяльності та оптимізації взаємовідносин між людиною і природою і була запланована ця робота.

Матеріали досліджень. Збір існуючої інформації по природним чинникам компонентів навколишнього середовища в зонах впливу об'єктів паливно-енергетичного комплексу Карпатського регіону проводився за наступною схемою: