

**Литература**

1. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие/ В.К. Гавриш, Г.Д. Забелло, Л.И. Рябчун и др.; Отв. ред. В.К. Гавриш; АН УССР. Ин-т геологических наук. – К.: Наукова думка, 1989. – 208 с.
2. Карпова Г.В., Шевякова Э.П. Вулканогенный материал в осадочных и осадочно-вулканогенных формациях Большого Донбасса / Осадочные и осадочно-вулканогенные формации Украины и связанные с ними полезные ископаемые / под ред. Л.Г. Ткачука и др.; АН УССР. Ин-т геохимии и физики минералов. – К.: Наукова думка, 1975. – 160 с.
3. Р.Юбельт, П. Шрайтер. Определитель горных пород., перевод на русский язык. – М.: Мир 1977.- 235 с.
4. Годовиков А.А., Минералогия. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра 1983. – 647 с.
5. Перельман А.И. Геохимия. – М.: Высшая школа, 1989. – 528 с.
6. Система рифтов Земли. Труды симпозиума г. Оттава 1965 г.(серия Науки о Земле) том 24 / Под ред. Н.А. Беляевского. – М.: Мир, 1970. – 278 с.
7. Суярко В.Г. Загнітко В.М. Лисиченко Г.В. Структурно-геохімічні критерії прогнозуванні скупчень вуглеводнів (на прикладі Західно-Донецького грабену); НАН України Інститут геохімії навколишнього середовища НАН та МНС України, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка. – К.: ТОВ «САЛЮТІС», 2010. – 83 с.
8. Чепіль М.П. Друге життя родовищ нафти і газу України – міф чи реальність. //Мінеральні ресурси України. – 2008. -№2, -С. 37-38.
9. Фесенко Ю.Л. Стан і перспективи розробки Шебелинського газоконденсатного родовища/ Фесенко Ю.Л., Волосник Є.О., Фік І.М. // Нафтова і газова промисловість. – 2009. -№5-6., -С. 24-28.
10. Кривуля С.В. Особливості геологічної будови і нароцування запасів в процесі розробки великих родовищ на прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища / Кривуля С.В., Терещенко В.О.// Вісник Харківського національного університету. – 2012. -№ 1033 -С. 15-30.

УДК 553.98:556.3(477.6)

\*А.П. Зарицкий, к.г.-м.н., зав. отделом,

\*\*П.В. Зарицкий, д.г.-м.н., профессор,

\*Украинский научно-исследовательский институт природных газов

\*\*Харьковский национальный университет имени В.Н. Каразина

## **ЗОНАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ**

Рассмотрены зональные особенности распределения залежей углеводородов в основной и глубинной зонах нефтегазо-накопления Днепровско-Донецкой впадины. Предложены определенные коррективы в направление и методику проведения региональных поисково-разведочных и сейсмических работ на нефть и газ.

**Ключевые слова:** нефтегазонакопление, глубинная зона, тепломассоперенос.

**О.П. Зарицкий, П.В. Зарицкий. ЗОНАЛЬНІ ОСОБЛИВОСТІ НЕАФТОГАЗОНАКОПИЧЕННЯ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.** Розглянуті зональні особливості розподілу покладів вуглеводнів в основній і глибинній зонах нафтогазоакопичення Дніпровсько-Донецької западини. Запропоновані означені коррективи у напрямок і методику проведення регіональних пошуково-розвідувальних і сейсмічних робіт на нафту і газ.

**Ключові слова:** нафтогазоакопичення, глибинна зона, тепломасоперенесення.

В вертикальном разрезе Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) бoльшая часть запасов углеводородов (УВ) располагается непосредственно под нижнепермским хемогенным флюидоупором [1] в нижнепермско-верхнекаменноугольном флюидоносном комплексе, который представляет, по мнению авторов указанной работы, основную зону нефтегазо-накопления региона. В региональном плане доминирующая часть ее запасов сосредоточена в центральной приосевой части рифтогена. Главными особенностями основной зоны нефтегазо-накопления являются те, что она сложена первично-поровыми коллекторами и первичными флюидоупорами, сформировавшимися на седиментогенном этапе и сравнительно слабо преобразовавшимися в литогенетическом процессе

(до градации МК<sub>2</sub>), поскольку пластовые температуры в ее разрезе не превышают 110 °С.

Следующей по запасам УВ в ДДВ является выделенная нами [2-4] глубинная зона преимущественного газонакопления, получившая развитие в частях разреза с пластовыми температурами более 100 °С. Она состоит из вторичного катагенетического флюидоупора (КФУ), который сформировался на глубинах с пластовыми температурами от 110 до 120 °С вследствие цементации пород на существующем здесь геохимическом барьере между градациями МК<sub>2</sub> и МК<sub>3</sub> катагенеза. Залежи глубинной зоны приурочены к порово-трещинным и трещинным коллекторам в локальных вторично разуплотненных резервуарах. В региональном плане в юго-восточной части ДДВ они смещены по сравне-

нию с основной зоной нефтегазонакопления на валоподобные поднятия, субпараллельные осевому прогибу, в центральной и северо-западной – сравнительно равномерно распределены по всей территории.

Территориальное несовпадение районов преимущественной концентрации промышленных скоплений УВ основной и глубинной зон нефтегазонакопления имеет свои причины, которые можно установить, анализируя фактические геологические материалы юго-восточной части ДДВ восточнее Криворожско-Комаричского дорифтового поперечного разлома, занятой Полтавской и Орчикской депрессиями. В их пределах развиты обе вертикальные зоны и наиболее четко проявляется указанная закономерность. Подхемогенные месторождения УВ нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса находятся в основном в приосевой части рифтогена и приурочены к двум главным цепочкам солянокупольных структур с предтриасовым уровнем внедрения девонской соли. В продольном плане газовые месторождения расположены между Лютенским и Харьковским поперечными поднятиями. Согласно данным глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) [5] полоса распространения указанных месторождений и соляных тел соответствует погруженной осевой части впадины с глубинами залегания дорифейского фундамента 15-20 км и ограниченной высокоранговыми древними глубинными разломами мантийного заложения. Наиболее погруженное положение данного мегаблока ДДВ соответствует, по видимому, границам узкого рифейского авлакогена. К северу и к югу подобные мегаблоки залегают в среднем на несколько тысяч метров выше и существенно меньше осложнены галокинезом.

С глубинным геологическим строением Полтавской и Орчикской депрессий связан ряд особенностей их осадочной системы и геодинамики как на предшествующих, так и на неотектоническом этапах. Прежде всего, это большая толщина осадочного выполнения, которая обеспечивает широкий диапазон изменения пластовых давлений и температур, и соответствующий этим параметрам полный спектр литогенетических преобразований от начальных стадий катагенеза до метагенеза включительно. Благодаря этому осадочная система обладает огромным потенциалом генерации углеводородных и неуглеводородных флюидов, протяженность путей миграции которых с промежуточным накоплением под флюидоупорными толщами достигает 20 км. К приосевой зоне депрессий приурочены максимальные толщины

девонской соли, адвективное движение которой на инверсионных этапах развития ДДВ, включая неотектонический, вслед за вызвавшими его подлитосферными процессами являлось важным геодинамическим фактором. Под воздействием этих факторов на неотектоническом этапе, как и на предшествующих, центральная часть Полтавской и Орчикской депрессий характеризуется повышенными тепловыми потоками и неотектонической активностью в целом [5,6]. Прибортовые же зоны по сравнению с осевой частью рифтогена отличаются сокращенными толщинами осадочной толщи и девонской соли, менее жесткими термобарическими условиями ее нахождения, спорадическим развитием соляных штоков меньшим диапазоном литогенетических преобразований отложений и меньшим их флюидогенерационным потенциалом. Неотектоническая активность и тепловые потоки этих территорий также понижены.

Такие значительные различия между описанными частями Полтавской и Орчикской депрессий не могут не сказаться на процессах нефтегазогенерации, миграции углеводородных и других флюидов и распределении углеводородных залежей между основной и глубинной зонами вследствие воздействия на глубинный тепломассоперенос, в который эти процессы входят отдельным самостоятельным этапом [7-9].

В приосевой зоне указанных впадин повышенные скорости и амплитуды неотектогенеза и соляной диапиризм обусловили повышенную проницаемость разреза для глубинного тепломассопереноса, который посредством подъема геозотерм вовлек каждый из осадочных комплексов, то есть всю осадочную систему, в более глубокие катагенетические преобразования и интенсифицировал процессы генерации УВ и других флюидов как новых носителей глубинного тепла на завершающем участке пути его выноса. Максимально большие объемы флюидогенерации, свойственные приосевой зоне вследствие максимальной толщины осадочного выполнения, создают мощный поток нераздифференцированных флюидов. Он имеет субвертикальное направление в глубинной зоне преимущественного газонакопления, приуроченной к высококатагенезированной части разреза (до градации МК<sub>3</sub> и выше при температурах более 120 °С) с локализованными в плане субвертикальными каналами и резервуарами вторичного разуплотнения и латерально-восходящее – в основной зоне нефтегазонакопления с первичными коллекторами и пластовыми резервуарами (катагенез пород до градации МК<sub>2</sub>, температура до 110 °С). При этом в глу-

бинной зоне субвертикальные каналы миграции протягиваются от вторичного катагенетического флюидоупора (КФУ), разделяющего основную и глубинную зоны нефтегазонакопления и залегающего на глубинах с изотермами от 110 до 120 °С, до подошвы осадочного чехла. При значительном заполнении их углеводородами и другими легкими новообразованиями в последних механизмом избыточных давлений формируются АВПД, достигающие уровня естественного гидроразрыва пород. При этом отношение их величины к фоновому гидростатическому давлению может достигать 2. Обладая столь высокой энергией в условиях повышенной проницаемости разреза на нынешнем инверсионном этапе развития ДДВ, мигрирующие УВ преодолевают сопротивление всех флюидоупоров (в том числе и КФУ в зонах растяжения), за исключением нижнепермского хемогенного. Поэтому только под последним образуются залежи, которые представляют собой главную часть основной зоны нефтегазонакопления на месторождениях приосевой зоны Полтавской депрессии, являющейся продуктом дегазации всего нижележащего разреза.

В глубинной зоне значительные залежи отсутствуют не только по вышеуказанной причине, но и в связи с тем, что в приосевой части Полтавской и Орчикской депрессий под КФУ залегают среднекаменноугольные отложения, не обладающие высоким нефтегазогенерационным потенциалом. Поэтому в них ослаблено действие механизма фазовых превращений при катагенезе РОВ и глинистых пород, который ответственный не только за повышение пластовой энергии флюидов и создания в них АВПД, как и механизм избыточных давлений, а и вместе с химическим действием агрессивных возрожденных вод – за вторичное разуплотнение пород и образование вторичных резервуаров на субвертикальных путях миграции флюидов.

Таким образом, в погруженных частях описанных впадин формируются залежи УВ преимущественно в основной зоне нефтегазонакопления под надежным первичным нижнепермским хемогенным флюидоупором. В глубинной зоне преимущественного газонакопления здесь встречаются лишь небольшие залежи УВ, дающие чаще непромышленные притоки газа, или скопления нераздифференцированного флюида, при вскрытии которых наблюдаются притоки воды с газом.

Существенно иначе осуществляется тепломассоперенос в прибортовых частях рассматриваемого района ДДВ. Сокращенные толщины осадков обеспечивают здесь меньшие масштабы образования УВ, поскольку из действия ис-

ключаются наиболее высокотемпературные стадии катагенеза, принадлежащие главной зоне газогенерации, залегающей между КФУ (под изотермой 120 °С) и фундаментом. Укорочены также пути миграции флюидных новообразований глубинной зоны, представленные субвертикальными локальными в плане зонами разуплотнения, образованные тектоническим растяжением, химическим выщелачиванием пород агрессивными подземными водами, а также гидродинамическим воздействием АВПД флюидов, прежде всего избыточным давлением углеводородов. Последний названный фактор весьма ослаблен, поскольку в связи с укорочением субвертикальных путей миграции АВПД, созданное избыточным давлением УВ, недостаточно для гидроразрыва пород и характеризуется величиной отношения к фоновому гидростатическому давлению, не превышающей 1,4-1,5. Обладая пониженной пластовой энергией, к тому же в условиях маломасштабного галокинеза пониженной неотектонической активности прибортовых зон этой части ДДВ и обусловленной ею меньшей проницаемостью осадочного разреза, УВ не способны преодолеть сопротивление уплотненной зоны КФУ, толщиной в 300-400 м. А потому и образуют залежи в основном под КФУ в локальных резервуарах вторичного разуплотнения с трещинно-кавернозными коллекторами. Следует отметить, что благоприятным моментом для образования вторичных резервуаров и коллекторов в разрезе глубинной зоны этих районов является усиленное действие механизма фазовых превращений, поскольку под КФУ здесь залегают богатые органикой нижнекаменноугольные отложения, которые подвержены интенсивными процессам главной фазы газообразования.

Таким образом, в прибортовых частях Полтавской и Орчикской депрессий залежи УВ формируются в разрезе под КФУ с пластовыми температурами выше 120 °С в зонах вторичного разуплотнения нижнекаменноугольных отложений. Вышележащие комплексы отложений согласно изложенным представлениям в верхней части разреза не могут содержать значительные запасы углеводородов, поскольку их поток перехватывается вторичным КФУ на границе основной и глубинной зон и первыми флюидоупорами первичного происхождения над ним. В итоге под КФУ в глубинной зоне газонакопления ДДВ в подобных условиях содержится около 200 промышленных залежей УВ [2,3]. Менее мощные зональные и региональные флюидоупоры над КФУ в основной зоне нефтегазонакопления контролируют залежи УВ на Качановском, Рыбальском и других месторождениях.

Изложенные фактические данные и их теоретический анализ позволяет построить ряд соподчиненных по степени влияния (но взаимодействующих и взаимообусловленных) факторов распределения залежей УВ в основной и глубинной зонах в такой последовательности: тектоно-термальная активизация на неотектоническом этапе, обуславливающая новую фазу генерации нефти, газа и других флюидов → генерационный и энергетический потенциал осадочной системы, зависящий, прежде всего, от ее толщины и содержания РОВ → степень аномальности пластовых давлений или величина АВПД, создаваемых механизмами избыточных давлений и фазовых превращений → степень катагенеза породного элемента осадочной системы под воздействием современного импульса глубинного тепломассопереноса, от которой в разрезе глубинной зоны зависит распределение вторичных коллекторов и флюидоупоров → интенсивность и амплитуда неотектонических движений и их распределение по площади, определяющие проницаемость разреза для нового этапа тепломассопереноса, свойственного осадочной системе.

Эти аналитически доступные критерии, связанные с тепломассопереносом и отображающие интенсивность и масштабы его воздействия на осадочную систему и результирующая картина пространственного распределения и соотношения залежей УВ в основной и глубинной зонах рассматриваемого сегмента ДДВ позволяют внести определенные коррективы в направление и методику проведения региональных поисково-разведочных (ПРР) и сейсмических работ на нефть и газ.

В прибортовых зонах основными объектами ПРР являются глубокозалегающие нижнекаменноугольные комплексы, располагающиеся под КФУ и входящие в состав глубинной зоны газонакопления. Наиболее благоприятная для образования вторичных резервуаров разуплотнения выщелачивающим действием агрессивными за счет обогащения  $\text{CO}_2$  возрожденными водами и гидродинамическим действием АВПД часть разреза находится в температурном интервале 120-150 °С. Вторичная трещинная пористость в нем образуется в процессе интенсивного перехода монтмориллонита в гидрослюда и вспышки фазового перехода РОВ в газообразные УВ главной зоны газобразования. Выше залежи формируются изредка и непосредственно над КФУ в нижнекаменноугольных горизонтах, еще сохранивших достаточную первичную пористость. Разрез среднего и верхнего карбона и нижней перми характеризуется низкими перспективами, что и показала практика.

В приосевой зоне впадины, несмотря на ее высокую разведанность, основным объектом

поисков и разведки остается основная зона нефтегазонакопления, максимальные запасы газа которой находятся в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе под первичным хемогенным флюидоупором. Поиск залежей УВ на больших глубинах в этой части региона, в том числе под КФУ в глубинной зоне, малоперспективен, что подтверждается отрицательными результатами бурения глубоких скважин на Крестищенском, Мелиховском, Шебелинском, Кобзевском и других месторождениях.

Изложенное в полной мере относится к сейсмическим работам, эффективность которых существенно повысится за счет концентрации внимания на наиболее перспективной части разреза соответствующего района.

Особо следует подчеркнуть необходимость внесения корректив в методику проведения ПРР в высокотемпературной глубинной зоне преимущественного газонакопления. Если в основной зоне нефтегазонакопления главным принципом методики проведения ПРР является традиционная ориентировка на антиклинальные структуры, известные региональные нефтегазоносные комплексы, первичные флюидоупоры и коллекторы, то в глубинной зоне необходимо ориентироваться на закономерности, сложившиеся в процессе сопряженного преобразования всех элементов осадочной системы, под воздействием современного импульса глубинного тепломассопереноса. В результате этого комплексного преобразования осадочной системы в глубинной зоне генерируются преимущественно газообразные углеводороды с повышенным содержанием кислых компонентов, в частности  $\text{CO}_2$ , вторичные локальные флюидоносные резервуары с порово-трещинными и трещинными коллекторами и вторичные флюидоупоры, первым из которых является КФУ в температурном диапазоне 110-120 °С на технически доступных для бурения глубинах от 3500 до 5500 м. Ориентировка на вторичные резервуары или зоны разуплотнения [10] требует дальнейшего изучения пространственных закономерностей разуплотнения пород под влиянием флюидного геохимического и гидродинамического воздействия возрожденных агрессивных подземных вод и еще недостаточно изученного тектонического (механического) фактора. Перспективным направлением выявления и оконтуривания локальных вторичных флюидоносных резервуаров глубинной зоны является совершенствование дистанционных методов разведочных геофизических работ, поскольку в них вместе с вторичным разуплотнением происходит существенное изменение всего комплекса геофизических параметров.

Проведение ПРР без учета указанных направлений познания глубинной зоны и внесения в них существенных методических корректив сопряжено со снижением их эффективности вследствие роста числа непродуктивных скважин, чрезмерного расширения контуров залежей и произвольного завышения запасов УВ.

Стоит отметить, что остается пока актуальным возникший в последние годы дискуссионный вопрос о вероятном первоисточнике углерода для формирования залежей углеводородов в стратисфере земной коры, кроме традиционного органического вещества [11-13]. Решение его помогло бы более полному освещению и затронутой в этой работе проблемы.

Заслуживает особого внимания и проблема уникального полезного ископаемого – гелия. И мы намерены и впредь продолжать активно участвовать в ее обсуждении [14-16]. Единственный реальный источник на сегодня для получения гелия для потребностей науки и производства – месторождения углеводородов Украины. При использовании углеводородов только как энергетического сырья, ценнейший компонент природного газа – гелий теряется безвозвратно, буквально "вылетает в трубу". И это XXI век?!!

Заслуживает особого внимания и проблема уникального полезного ископаемого – гелия. И мы намерены и впредь продолжать активно участвовать в ее обсуждении [14-16]. Единственный реальный источник на сегодня для получения гелия для потребностей науки и производства – месторождения углеводородов Украины. При использовании углеводородов только как энергетического сырья, ценнейший компонент природного газа – гелий теряется безвозвратно, буквально "вылетает в трубу". И это XXI век?!!

#### Литература

1. Новосилецкий Р.М., Витенко В.А., Полутранко А.Ю. Зоны нефтегазонакопления Украины. – М.: Недра, 1987. – 196 с.
2. Зарицький О.П., Зіненко І.І., Тердовідов А.С. Структура розподілу запасів газу у високотемпературних зонах ДДЗ // Питання розвитку газової промисловості України. Вип. XXIX. Зб. наук. праць. Геологія. – Харків: УкрНДІГаз, 2001. – С. 171-175.
3. Зиненко И.И., Зарицкий А.П. Глубинные зоны газонакопления Днепровско-Донецкой впадины// Нефть. и газовая пром-сть.– 1992.– № 1.– С.12-15.
4. Зарицький О.П. Перспективні зони глибинного нафтогазонагромадження басейнів різного генетичного типу// Нафт. і газова пром-сть.– 1994.– № 3.– С.8-10.
5. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие/ Гавриш В.К., Забелло Г.Д., Рябчун Л.И. и др.; Отв. ред. В.К.Гавриш; АН УССР. Ин-т геол. наук. – Киев: Наук. думка, 1989. – 208 с.
6. Моделирование теплового поля континентальной литосферы /Р.И. Кутас, В.А. Цвященко, И.Н. Корчагин; Отв. ред. Е.Г. Булах; АН УССР. Ин-т геофизики им. С.И.Субботина. – Киев: Наук. думка, 1989. – 192 с.
7. Освоение глубокозалегающих углеводородных залежей ДДВ/ А.С. Тердовидов, И.И. Зиненко, А.П. Зарицкий, Е.Д. Белых// Газовая пром-сть.–1989.–№ 4.–С.6-9.
8. Флюидальная система глубинной зоны газонакопления ДДВ и ее влияние на разработку залежей/ И.И. Зиненко, А.П. Зарицкий, Е.Д. Белых, А.С. Тердовидов// Разработка газоконденсатных месторождений: Докл. междунар. конф.– Краснодар, 1990.– Секц. 1.– С.32-35.
9. Зарицкий А.П., Зиненко И.И. Взаимосвязь гидрогеологической зональности с газоносностью Днепровско-Донецкой впадины// Новые материалы по водонапорным системам крупнейших газовых и газоконд. месторождений.– М.: ВНИИГаз, 1990.– С.69-80.
10. Зіненко І.І., Зарицький О.П., Тердовідов А.С. Орієнтування на глибинні зони розуцілення – головний напрямок пошуково-розвідувальних робіт на газ у глибоких горизонтах ДДЗ// Нафта і газ України. Збірник наукових праць (матеріали 5-ої Міжнародної конференції "Нафта і газ України – 98". Полтава, 15-17 вересня 1998р.).– Полтава, УНГА, 1998.– Т. 1.– С.160.
11. Зарицкий П.В. О вероятном первоисточнике углерода для формирования углеводородов в земной коре. Вісн. Харк. нац.ун-ту – 2003. - №610: Геологія, Географія, Екологія. – С. 38-42.
12. Зарицкий П.В. К вопросу о вероятном первоисточнике углерода для формирования залежей углеводородов в стратисфере // Питання розвитку газової промисловості. Зб. наук. праць. X. 2004, вип. 32 (До 45-річчя УкрНДІГазу): - С. 92-96.
13. Зарицкий П.В., Зарицкий А.П. О вероятном первоисточнике углерода для формирования углеводородов в земной коре. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов: Мат. восьмой международной конф. к 60-ти летию каф. геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ. – М., 2005. – С. 151-152.
14. Зарицкий П.В. Залежи углеводородов – единый реальный источник для промышленного получения собственного гелия в Украине// Сучасні економічні можливості розвитку та реалізації мінерально-сировинної бази України і Росії в умовах глобалізації ринку мінеральної сировини. Зб. наук. праць ІГН НАН України. – К., 2005 – С.118-121.
15. Зарицкий П.В. Еще раз о месторождениях углеводородов северо-восточной Украины – источнике промышленного получения гелия для потребностей науки и производства. // Вісн. Харк. нац. ун-ту. – 2006. - №736: Геологія, Географія, Екологія. – С. 72-76.
16. Зарицкий П.В. Источник промышленного получения собственного гелия для потребностей науки и производства Украины – месторождения углеводородов Харьковской и соседней областей. // Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні. Ма. між нар. наук. конф., м. Харків, 24-26 травня 2006 р. – X., 2006. – С. 122-124.