

## ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ГАЗОНОСНОСТИ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

*Рассматриваются закономерности распространения залежей газа в Днепровско-Донецкой впадине на глубинах более 4 км. Проанализированы гидрогеологические особенности природных резервуаров, состав подземных вод и природных газов на больших глубинах. Определены факторы формирования промышленных залежей.*

**Ключевые слова:** газоносность больших глубин, сверхгидростатические пластовые давления.

**В.О. Терещенко. ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ГАЗОНОСНОСТІ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ.** Розглянуто закономірності поширення покладів газу в Дніпровсько-Донецькій западині на глибинах більше 4 км. Проаналізовано гідрогеологічні особливості природних резервуарів, склад підземних вод і природних газів на великих глибинах. Визначено фактори формування промислових покладів.

**Ключові слова:** газоносність великих глибин, надгидростатичні пластові тиски.

**В.А. Tereshchenko. THE HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS OF GAS BEARING OF DNEPER-DONETS BASIN ON THE GREAT DEPTHS.** The regularities of distribution of natural gas deposits in Dnieper-Donets Basin on the depths more than 4 km are examined. Hydrogeological peculiarities of natural reservoirs, composition of reservoir waters and natural gases on the great depths are analyzed. The factors of formation of commercial reserves are determined.

**Keywords:** gas of great depths, abnormal high pressures.

Наличие в Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ) залежей газа и нефти на глубинах 4-6 км и более определяет большую актуальность всестороннего исследования условий промышленного газонефтеаккумуляции в этой части разреза с целью определения рационального подхода к дальнейшему освоению больших глубин. Обращает на себя внимание четко выраженная неравномерность распределения выявленных залежей углеводородов на больших глубинах. Все известные промышленные залежи на глубинах более 4 км расположены в средней части Днепровско-Донецкой впадины и в прибортовых зонах на юго-востоке.

В средней части региона выявлено наибольшее количество месторождений с глубокими залежами в нижнем карбоне. Здесь же отмечена максимальная глубина получения промышленного притока газа (скв. № 1 Перевозовская, интервал 6222-6300 м, горизонт  $C_{1V1}$  В-25).

В гидродинамическом отношении продуктивные горизонты неоднородны. Большинство залежей (Яблуновское, Харьковцевское, Семенцовско-Абазовское и другие месторождения) приурочены к верхней гидродинамической зоне нижнего гидрогеологического этажа. Эта зона характеризуется гидродинамическим режимом, близким к застою. Пластовые давления в водонос-

ных горизонтах соответствуют региональным гидростатическим (РГД) [1]. Коэффициент пластового давления (коэффициент аномальности  $P_{пл}/P_{гд}$ ) находится в пределах 1,08-1,15. В газовых залежах, имеющих небольшую высоту, пластовые давления мало отличаются от РГД. В рассматриваемой части региона данная гидродинамическая зона охватывает среднекаменноугольный и верхнесерпуховский комплексы повсеместно, верхневизейский на большей части территории, а турнейско-нижневизейский в северной и южной частях.

Верхняя зона нижнего гидрогеологического этажа соответствует зоне начального катагенеза (этапы  $МК_2$  – начало  $МК_3$ ), для которой характерна сравнительно небольшая редуцированность первичной пористости пород и региональное развитие первично-поровых песчано-алевритовых коллекторов с некоторой ролью трещиноватости и появлением вторичной пористости в нижней части зоны [2]. Хотя коллекторные свойства пород изменяются по площади и разрезу в соответствии с их фациально-литологическими особенностями, в целом природные резервуары пластового, иногда массивно-пластового типа имеют здесь широкое площадное распространение и создают эффективную дренажную систему, обеспечивающую быстрый отток избыточного

флюида, образующегося в результате начинающейся в нижней части зоны дегидратации монтмориллонита, генерации углеводородов и подтока флюидов из нижележащей гидродинамической зоны, к периферии бассейна и по тектоническим нарушениям в верхние части разреза, что обеспечивает сохранение стабильного поля региональных гидростатических давлений.

Верхняя зона нижнего гидрогеологического этажа в средней части ДДВ распространяется до глубин 5-5,5 км, а местами даже до 6-6,2 км. Здесь отмечены максимальные в регионе глубины, с которых получены притоки воды из горизонтов с РГД. Так, в скв. № 2 Яровской площади из интервала 5727-5832 м (С<sub>1</sub>) получен приток пластовой воды. Пластовое давление составило 62 МПа, коэффициент пластового давления 1,094. Современные пластовые температуры в основании зоны составляют 100-120 °С, иногда 140 °С. Данная зона является основной зоной промышленного газонакопления в средней части региона. Она совпадает здесь с главной фазой газогенерации и содержит основную часть запасов газа. Эти залежи нельзя относить к особой глубинной зоне газонакопления, как это сделано в работах А.П. Зарицкого, И.И. Зиненко [3, 4].

Нижняя закрытая зона нижнего гидрогеологического этажа (термодегидратационная) в средней части ДДВ вскрывается на глубинах 5,3-6,0 км в пределах депрессий (пластовые температуры более 130-140 °С) и 4,2-4,8 км в пределах Глинско-Розбышевского и Солоховско-Диканьского валов (пластовые температуры более 100-130 °С) в основном в турнейско-нижневизейском помплексе. Степень катагенетического преобразования пород соответствует здесь низам этапа МК<sub>3</sub> и этапу МК<sub>4</sub> (зона глубинного катагенеза), для которых характерна высокая степень редуцированности первичных гранулярных коллекторов. Пористость большинства песчано-алевритовых пород снижается до 3-5% и менее, а проницаемость до 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup> и менее. В этих условиях протяженные пластовые природные резервуары перестают существовать и разделяются на отдельные сравнительно небольшие изолированные участки, где частично сохранились первичные коллек-

торы или развилась вторичная пустотность. Такие ограниченные участки окружены плотными, практически непроницаемыми породами. Отток образующегося избыточного флюида, связанного с дегидратацией монтмориллонита и других минералов и генерацией газов, становится крайне затрудненным и возможен лишь вверх по разрезу по тектоническим нарушениям в периоды их раскрытия. Это создает условия для образования и достаточно длительного сохранения сверхгидростатических пластовых давлений (СГПД) с коэффициентом пластового давления до 1,4-1,9, которые наблюдаются как в газонасыщенных, так и в водонасыщенных резервуарах.

Нижняя зона нижнего гидрогеологического этажа вскрывается под толщами преимущественно глинистых пород, отдельные песчано-алевритовые пропластки в которых и в прилегающей части разреза полностью потеряли коллекторские свойства вследствие уплотнения и цементации, в результате чего образуется мощный флюидоупор толщиной 300-800 м, способный удерживать высоконапорные скопления флюидов. Существование такого флюидоупора было ранее впервые показано нами, и он был назван "катагенетическим" флюидоупором [5]. Позднее в работах А.П. Зарицкого и И.И. Зиненко делается попытка привязать "катагенетический" флюидоупор к узкому температурному интервалу 110-120 °С безотносительно к литолого-фациальному составу пород, залегающих в этом интервале [3, 4]. Таким представлением противоречит фактический материал по целому ряду структур (табл. 1).

Так, на Перевозовской структуре высоконапорные скопления газа в горизонте В-25 нижнего визе удерживаются более чем 800-метровой толщей преимущественно глинистых и уплотненных песчано-алевритовых пород верхов нижнего и низов верхнего визе, залегающих в температурном интервале 146-157 °С. На Комышнянской структуре (северное поднятие) высоконапорное скопление газа в песчаниках горизонта В-25 удерживается "катагенетическим" флюидоупором того же возраста, что и на Перевозовском поднятии, толщиной 500-670

м, залегающей в интервале современных температур 128-140 °С.

Таблица 1

## Положение "катагенетического" флюидоупора и зоны сверхгидростатических давлений на некоторых площадях

Площадь	Покрышка (КФУ)				Зона СГПД			
	Глубина, толщина, м	Возраст	Пласт. температура °С	Литологическая характеристика	Глубина, толщина, м	Возраст	Пласт. температура °С	Литологическая характеристика
Рудовская	5500-5700	C <sub>1t</sub> – v <sub>1</sub>	132 – 142	Аргиллиты с прослоями плотных песчано-алевритовых пород	5700 – 5900	C <sub>1t</sub>	142 – 150	Песчано-алевритовый горизонт
Перевозовская	5390 – 6220 830	C <sub>1v1</sub> – верхн. C <sub>1v2</sub> низ	146 – 157	Аргиллиты с прослоями плотных песчано-алевритовых пород	6220 - 6300	C <sub>1v1</sub> – В-25	158 и более	Песчано-алевритовый горизонт
Комышнянская (сев. блок)	5140 – 5650 590	C <sub>1v1</sub> – верхн. C <sub>1v2</sub> низ	128 - 140	Аргиллиты с прослоями плотных песчано-алевритовых пород	5650 - 5820	C <sub>1v1</sub>	140 и более	Песчано-алевритовый горизонт
Гоголевская	4800 – 5300 500	C <sub>1v2</sub> – верхн. C <sub>1s1</sub>	110 - 126	Аргиллиты с прослоями плотных песчано-алевритовых пород	>5700	C <sub>1v2</sub>	>126	Песчано-алевритовый горизонт
Березовская	4750 – 5450 700	C <sub>1v2</sub> – верхн. C <sub>1s1</sub>	105 - 125	Аргиллиты с прослоями плотных песчано-алевритовых пород	5450 - 5900	C <sub>1v2</sub> – C <sub>1s1</sub>	125 - 145	Песчано-алевритовый горизонт
Разумовская	3600 – 4050 450	C <sub>1s2</sub> верх. C <sub>2b</sub>	90 - 102	Аргиллиты, плотный известняк с прослоями плотного песчаника	4050 – 4510	C <sub>1s2</sub>	102 – 118	Песчано-алевритовый горизонт
Балаклейско-Савинцевская	5400 – 4080 680	C <sub>2m</sub>	120 – 135	Аргиллиты и уплотненный песчаник	4080 – 4250	C <sub>2m</sub> низ C <sub>2b</sub>	135 - 145	Песчано-алевритовый горизонт
Дробышевская	3000 – 3600 600	C <sub>2m</sub>	85 – 115	Аргиллиты и уплотненный песчаник	3600 - 5000	C <sub>2m</sub> низ C <sub>2b</sub>	115 - 165	Песчано-алевритовый горизонт

Анализ фактических данных показывает, что "катагенетический" флюидоупор развивается в породах, выполняющих в регионе роль основных флюидоупорных толщ, и может залегать в достаточно широком интервале современных пластовых температур – от 90-110 °С на окраинах Донбасса до 140-160 °С в пределах депрессионных зон. Из приведенных в табл. 1 восьми структур только на двух из них положение покрывки в разрезе примерно совпадает с геотемпературным интервалом 110-120 °С. Большие температуры флюидоупора отмечаются на участках, испытавших наименьшие восходящие движения (Сребненская, Ждановская депрессии), а меньшие на участках, где произошли значительные инверсионные подвижки (окраины Донбасса). Наиболее значительные высоконапорные скопления флюидов под катагенетическим флюидоупором встречены в пределах основных региональных резервуарных толщ.

Таким образом, глубина залегания, толщина и температурный интервал катагенетического флюидоупора определяются литолого-фациальными особенностями пород и палеотемпературами, определяющими в свою очередь степень катагенетического изменения пород.

В средней части ДДВ залежи газа с СГПД выявлены в восточной части Сребненской депрессии и в пределах Ждановского прогиба. Мощные притоки газа, достигающие 1-1,2 млн. м<sup>3</sup>/сут, получены из песчаников турне на Рудовском и визе на Гоголевском месторождениях. Однако, мощные фонтаны получены из единичных скважин, соседние скважины часто дают незначительные притоки или оказываются "сухими", что свидетельствует об ограниченных размерах резервуаров. Об этом говорит также быстрое снижение пластовых давлений и дебитов скважин при отборе газа. Так, в скв. № 2 Рудовской за короткое время дебит газа снизился с 976 до 480 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а пластовое давление упало с 81,7 до 58 МПа. На других структурах этой части региона притоки высоконапорного газа относительно невелики – до 57-152 тыс. м<sup>3</sup>/сут (Комышнянское, Бакумовское, Перевозовское месторождения).

На Мачехском месторождении газовая залежь с СГПД ( $K_{пл.} = 1,73-1,88$ ) выявлена в карбонатных породах турне на глубинах 5190-5720 м. Максимальный дебит газа, достигающий 1,58 млн. м<sup>3</sup>/сут, отмечен в скв. № 4 (интервал 5210-5220, 52-57-5279). В других скважинах притоки газа невелики.

В северной прибортовой зоне на юго-востоке ДДВ высоконапорные залежи газа выявлены в визейском ярусе на Березовском, Степовом, Краснокутском месторождениях на глубинах более 5400-5500 м. Величина коэффициента пластового давления составляет от 1,40 до 1,88. Здесь разведаны самые значительные по запасам газа залежи в нижней зоне нижнего гидрогеологического этажа в песчаниках визейского яруса на Березовском месторождении (около 12 млрд. м<sup>3</sup>). "Катагенетический" флюидоупор приурочен преимущественно к аргиллитовой толще верхов верхнего визе и нижнесерпуховскому подъярису толщиной около 700 м.

В верхнесерпуховском комплексе в этой части региона пластовые давления соответствуют региональным гидростатическим ( $K_a < 1,06-1,12$ ). На Коломакском месторождении гидростатические давления в этом комплексе отмечены даже на глубине 5624-5633 м. Это говорит о том, что на отдельных участках зона сверхгидростатических давлений и в этой части региона может быть встречена на глубинах более 6-6,2 км.

Южная прибортовая зона на юго-востоке региона характеризуется сложным распределением горизонтов с СГПД. На Богатойском месторождении в продуктивной части разреза в карбонатных породах турне на глубинах 4450-4600 м (пластовые температуры 124-128 °С) пластовые давления соответствуют региональным гидростатическим ( $K_{пл.} = 1,08-1,11$ ). В то же время в юго-западном блоке поднятия в скв. № 11 в девоне встречено высоконапорное газовое скопление на глубине 5233-5379 м ( $K_{пл.} = 1,367$ ).

К северу от Богатойского месторождения кровля зоны СГПД быстро перемещается в визе (скв. № 6 на северном крыле Богатойского месторождения, Орельская, Шандровская площади, глубина кровли 3600-4565

м), а затем в серпуховский ярус (Разумовская, Светлановская площади, глубина 4060-4890 м).

В западной части данной зоны СГПД зафиксированы в нижневизейско-турнейском комплексе (Горобцевская, Руденковская структуры). На Горобцевской площади в расслоносных горизонтах нижнего визе отмечены максимальные значения аномальности пластового давления. Коэффициент  $P_{пл}/P_{уг}$  достигает здесь 1,91-1,95 на глубинах 4570-4680 м. Кровля зоны СГПД вскрывается на глубине 4460 м, пластовые температуры составляют 128-144 °С. На Руденковском месторождении зона СГПД вскрыта только в отдельных скважинах в северной части структуры на глубинах 3410-4446 м. На Ново-Николаевском месторождении известно самое неглубокое залегание горизонта с СГПД в отложениях карбона, которое отмечено в отдельном изолированном блоке скв. № 5 на глубине 2754 м. ( $K_{пл} = 1,29$ ). В других скважинах гидростатические пластовые давления развиты на глубинах до 3700 м. Данные по южной прибортовой зоне показывают, что зона СГПД имеет сложную структуру, что связано с особенностями тектоники и литолого-фациальными особенностями пород. В южной прибортовой зоне из горизонтов с СГПД только в нескольких скважинах получены притоки газа до 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В большинстве случаев отмечались притоки рассолов с водоразтворенным газом.

В приосевой зоне на юго-востоке ДДВ, как известно, основные залежи газа приурочены к нижнепермско-верхнекаменноугольному комплексу на глубинах 2,5-3,8 км. Промышленных залежей углеводородов на глубинах более 4 км здесь не выявлено, за исключением Восточно-Полтавского месторождения на западной границе зоны, где в московском ярусе они известны на глубинах до 4,5 км.

Кровля зоны СГПД вскрывается в этой части региона на глубинах от 6274-6286 м на Восточно-Полтавском и Крестищенском месторождениях до 4732-5743 м на Мелиховской, Западно-Шебелинской и Кобзевской структурах и до 4184-4079 м в своде Шебелинского месторождения и на Балаклейско-Савинцевской площади, а "катагенетичес-

кий" флюидоупор перемещается в этом направлении из нижнебашкирского подъяруса в верхи московского яруса, захватывая на Кобзевском месторождении даже низы верхнего карбона. В направлении северного борта кровля зоны СГПД перемещается в серпуховский ярус на Нуровской площади, поднимаясь до глубин 3091-3796 м и выклинивается в районе Искровской структуры в турне и девоне.

При вскрытии и опробовании горизонтов в этой зоне на глубинах 4-6,75 км отмечены газопроявления, непромышленные притоки газа и неустойчивые во времени притоки воды с газом. Степень катагенетического изменения пород увеличивается от этапа МК<sub>3</sub> до этапов МК<sub>4</sub>-МК<sub>5</sub> и даже АК<sub>1</sub> в глубоких горизонтах Шебелинского месторождения. Наиболее интенсивные газоводопроявления отмечены из базального горизонта М-7 в основании московского яруса (Мелиховская, Западно-Шебелинская, Балаклейско-Савинцевская площади). В этом же горизонте выявлена небольшая залежь газа на Дробышевской структуре на окраинах Донбасса на глубине 3500-3600 м. Коэффициент пластового давления ( $K_{пл}$ ) изменяется от 1,4 до 1,7 с тенденцией увеличения в юго-восточном направлении.

На Шебелинском месторождении и Западно-Шебелинской структуре на глубокие горизонты среднего и нижнего карбона пробурено 8 скважин глубиной 4,5-6,1 км в различных частях структуры. Однако, промышленных залежей в зоне глубинного катагенеза не выявлено. Здесь, как и на других площадях отмечались газопроявления при бурении и слабые притоки газа и воды при опробовании скважин.

На открытых палеозойских поднятиях северо-западных окраин Донбасса кровля зоны СГПД вскрыта на глубинах 3640-4160 м в среднем и нижнем карбоне. При опробовании горизонтов на глубинах до 5400 м получены слабые притоки газа или воды. Коэффициенты пластового давления изменяются в пределах 1,4-1,8.

Анализ материалов бурения, опробования скважин и литологических исследований в ДДВ и в других регионах свидетельствует о том, что абсолютно большая часть пород, измененных в зоне глубинного

катагенеза, представлена массивом плотных практически непроницаемых пород. Лишь на отдельных участках песчаники и известняки в силу специфических условий осадконакопления и особенностей состава и структуры частично сохранили первичные достаточно высокие коллекторские свойства и даже улучшили их вследствие образования вторичной пористости и развития трещиноватости. Как указывают многие исследователи, такими породами являются, прежде всего, хорошо отсортированные мономиктовые кварцевые песчаники мелководно-морских (пляжевые, песчаных кос и баров) и аллювиальных фаций, а также карбонатные органогенные постройки – рифы, биогермы, биостромы и другие [6, 7, 8]. Именно к таким изолированным реликтовым природным резервуарам приурочены самые значительные залежи в зоне глубинного катагенеза в регионе.

Особое внимание следует обратить на карбонатные биогенные постройки. Формирование, сохранение и улучшение их высокой пустотности в зоне глубинного катагенеза определяется сложным комплексом процессов, действующих на различных этапах их существования, таких как формирование первичной высокопустотной структуры, возможное приповерхностное выщелачивание, диагенетическая и постлитификационная доломитизация, перекристаллизация, глубинное выщелачивание и другие. К карбонатным резервуарам приурочено большинство залежей на больших и сверхбольших глубинах в палеозойских отложениях в таких регионах, как Прикаспийская впа-

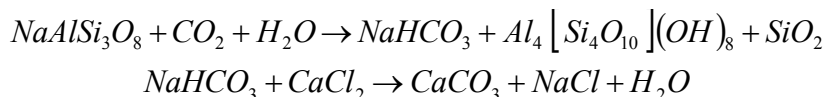
дина, впадина Дэлэвэр - Вал Верде и Анадарко-Ардмор в США и другие. Однако, распределение кавернозности и трещиноватости в карбонатных массивах крайне неравномерно, о чем свидетельствуют данные опробования скважин в частности, на Богатойском и Мачехском месторождениях, где дебиты скважин колеблются в очень широких пределах, что, вероятно, связано главным образом с особенностями первичной структуры.

Остаточные природные резервуары в зоне глубинного катагенеза являются флюидоприемниками, собирающими углеводороды и воду, отжимаемые из интенсивно уплотняющихся окружающих пород.

Необходимо остановиться на роли углекислоты как фактора глубинного выщелачивания карбонатного цемента, которому многие исследователи придают большое значение в формировании вторичной пустотности на больших глубинах. Действительно, в возрожденных водах, циркулирующих на этих глубинах, отмечается возрастание концентраций  $CO_2$ . Однако, реальное растворение карбонатного материала происходит только в карбонатных породах и мономиктовых кварцевых песчаниках. Поступление же растворов, обогащенных углекислотой, в граувакковые, аркозовые, полимиктовые и олигомиктовые песчаники приводит не к растворению карбонатного цемента, а наоборот, к образованию новых порций карбонатного, глинистого и кремнистого цемента в результате углекислотного разложения плагиоклазов и других алюмосиликатов по схеме:



или



В частности, одной из причин, объясняющих наличие промышленных залежей газа в зоне СГПД в средней части ДДВ и в прибортовых частях и их отсутствие в приосевой зоне на юго-востоке, может быть то обстоятельство, что в первом случае в породах нижнего карбона (особенно визейского яруса), преобразованным на этапе МК<sub>3</sub>, широко развиты мономиктовые кварцевые пес-

чаники, лучше сохранившие коллекторные свойства, а во втором случае на этом этапе преобразованы породы среднего карбона, для которого более характерны полимиктовые песчаники и граувакки, потерявшие коллекторские свойства. Нижний же карбон на юго-востоке преобразован на более поздних этапах катагенеза (МК<sub>4</sub> – МК<sub>5</sub>, АК<sub>1</sub> – АК<sub>2</sub>),

и здесь даже кварцевые песчаники перестают быть коллекторами.

Можно полагать, что эффективные природные резервуары, способные вмещать промышленные залежи газа в зоне глубинного катагенеза, возможны лишь при благоприятном сочетании литолого-фациальных, термобарических и тектонических факторов.

Подземные воды, полученные из горизонтов с СГПД, отличаются очень широким диапазоном изменения общей минерализации - от 70-120 до 250-335 г/л. В широких пределах варьируют также основные и микрокомпонентные показатели состава подземных вод. Еще в самом начале выявления и изучения СГПД в ДДВ нами указывалось на некоторые особенности состава вод высоко-температурных горизонтов с СГПД – такие как повышение содержания гидрокарбоната-иона, бора, редких щелочей,  $\text{CO}_2$  в водорастворенном газе и пониженное содержание брома по сравнению с водами вышележающих горизонтов [9]. Накопленный новый материал позволяет следующим образом

представить генезис и особенности состава вод.

Четко выделяется два кластера вод из горизонтов с СГПД: относительно пониженной минерализации (70-180 г/л) и высокой минерализации (250-335 г/л). Пониженная минерализация связывается с разбавлением седиментогенных вод выделяющимися литогенными водами. Пониженная минерализация сохраняется длительное время, если горизонт с СГПД значительно удален от возможных источников вторичного осолонения – пластов каменной соли и соляных куполов. В случае, если эти источники вторичного осолонения залегают в непосредственной близости от горизонта, происходит повышение минерализации вод вплоть до предела растворимости хлористого натрия. Такие особенности состава вод горизонтов с СГПД, как повышенные концентрации бора и редких щелочей, связанные с привнесением их литогенными водами из глинистых пород, сохраняются как в относительно опресненных, так и осолоненных водах (табл. 2).

Таблица 2

Показатели солевого и изотопного состава подземных вод глубокозалегающих горизонтов

Показатели состава	Воды из горизонтов с СГПД		Воды из горизонтов с РГД с глубин >4,5 км
	Относительно опресненные	Интенсивно вторично осолоненные	
Минерализация, г/л	$\frac{70-181}{117}$	$\frac{250-335}{284}$	$\frac{136-258}{202}$
$\text{HCO}_3'$ , мг/л	$\frac{170-980}{474}$	$\frac{185-945}{433}$	$\frac{73-1959}{519}$
$\text{Br}$ , мг/л	$\frac{25-98}{57}$	$\frac{18-158}{91}$	$\frac{13-300}{117}$
$\text{B}$ , мг/л	$\frac{20-97}{46}$	$\frac{14-88^*}{66}$	$\frac{8-39}{24}$
$\text{NH}_4$ , мг/л	$\frac{59-181}{130}$	$\frac{148-857^*}{388}$	$\frac{62-198}{132}$
$\delta D$ , ‰	$\frac{-44-12}{-30,8}$	$\frac{-48-15}{-31,8}$	$\frac{-20-25}{-37}$
$\delta^{18}\text{O}$ , ‰	$\frac{-3,7+4,3}{-0,43}$	$\frac{-3,5+5,4}{+0,20}$	$\frac{-7,9+0,6}{-3,5}$

В числителе указаны пределы изменения показателей, в знаменателе – среднеарифметические значения

\* Примечание: без экстремальных значений на Спиваковской и Северо-Волвенковской площадях.

Резкое снижение концентраций брома в водах высоконапорных горизонтов по сра-

внению с вышележащими в основном связано с различием их формирования. В водо-

носных горизонтах нижней перми, верхнего и неглубоких горизонтов нижнего частично среднего карбона захоронены седиментогенные рассолы, производные рапы раннепермских осолоненных бассейнов седиментации гипсовой и галитовой стадий осолонения с концентрацией брома 300-900 мг/л и более. В то же время в глубокозалегающих горизонтах среднего и нижнего карбона захоронены воды нормально морских, слабоосолоненных (не выше доломитовой стадии) и даже опресненных бассейнов седиментации, вторично осолоненных за счет диффузии NaCl из девонских соленосных толщ и соляных куполов, и сохранивших близкие к первоначальной концентрации брома (от 30-70 до 200-260 мг/л) [10].

Ранее сопоставлялся состав вод из горизонтов с СГПД и вод вышележающих горизонтов. Нами впервые сопоставлен состав под из горизонтов с СГПД и глубокозалегающих водоносных горизонтов (глубины более 4,5 км) с РГД. Привлечены также данные по изотопному составу молекул воды. Из данных табл. 2 видно, что показатели состава часто перекрываются и различие устанавливается для некоторых показателей лишь по среднестатистическим данным. Это связано со сложностью и разнообразием процессов взаимодействия в системе вода – порода. Тем не менее, четко выявляется статистически значимое различие по концентрациям бора, которые в водах горизонтов с СГПД существенно выше и по изотопному составу кислорода, который в них существенно утяжелен. Эти данные подтверждают, что в составе вод высоконапорных горизонтов более существенную роль играют литогенные воды, с которыми и связаны эти особенности состава. Устанавливаемое статистически снижение в водах горизонтов с СГПД концентрации брома также может быть объяснено разбавляющим эффектом литогенных вод, лишенных того компонента.

В водах высоконапорных горизонтов Спиваковской и Северо-Волвенковской площадей, где степень катагенетического изменения пород наиболее высокая (этапы МК<sub>3</sub>-АК<sub>1-2</sub>), установлена наиболее высокая концентрация бора (до 409 мг/л), лития (до

130 мг/л), других редких щелочей, аммония (до 1363 мг/л) и наибольшее изотопное утяжеление кислорода молекул воды ( $\delta^{18}$  до +5,4 ‰), а в составе водорастворенных газов возрастания CO<sub>2</sub> до 69%. Здесь кроме литогенной, можно предполагать некоторое участие в составе растворов и метаморфогенной воды, поступающей по тектоническим нарушениям.

Из табл. 2 также видно, что концентрации гидрокарбонат-иона в водах проанализированных выборок не обнаруживают четких статистических различий. В водах горизонтов с гидростатическими давлениями максимальное и среднеарифметическое значения даже выше, чем в водах из горизонтов с СГПД. Это связано с разнообразием процессов, влияющих на карбонатное равновесие, среди которых не только концентрация CO<sub>2</sub>, но и поступление Ca<sup>2+</sup> из кристаллической решетки минералов, что определяется, прежде всего, особенностями состава водовмещающих пород.

Существенные закономерности выявлены при рассмотрении состава свободных и водорастворенных газов в зоне СГПД (табл. 3).

Состав этих газов закономерно изменяется по мере увеличения степени катагенетического преобразования пород. В породах, измененных на этапе МК<sub>3</sub> в нижнем карбоне средней части ДДВ и в московском ярусе на юго-востоке, газы имеют углеводородный состав с содержанием гомологов метана до 5-14%. В породах, изменение которых соответствует этапу МК<sub>4</sub> (башкирский и серпуховский ярусы на востоке), развиты сухие метановые газы, содержание гомологов метана в которых всего лишь 0,2-0,4%. В обоих случаях отмечается повышенное содержание углекислого газа – в большинстве проб до 5-8%, а иногда и выше. В высокоизмененных породах низов зоны глубинного катагенеза (этап МК<sub>5</sub>) и при переходе к зоне метагенеза (этап АК<sub>1</sub>) встречены углекисло-метановые и метаново-углекислые газы. На Ново-Мечебиловской площади отмечено также высокое содержание в водорастворенном газе азота.



Таблица 3

## Состав газов из горизонтов с СГПД

Площадь, скважина, интервал, возраст	Состав газа, % обемн.										Этап катагенеза	
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> – C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	$\sum TV$	$\frac{CH_4}{\sum TV}$	N <sub>2</sub>	He	Ar	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>		
Березовская, 485 5457-5505, C <sub>1v2</sub>	86,48	7,28	0,74	8,02	10,8	0,60	0,039	-	4,85	не обн.	МК <sub>3</sub>	Приток газа с водой
Мелиховская, 30 5768, C <sub>2m</sub>	83,46	7,76	6,34	14,10	5,9	1,56	0,051	0,030	0,80	не обн.	МК <sub>3</sub>	Приток газа с водой
БалаклеЙско-Савинцевская, 13 3780-4208, C <sub>2m</sub>	85,22	2,58	2,36	4,94	17,3	1,23	0,060	0,036	7,6	0,68	МК <sub>3</sub>	Приток газа с водой
Шебеленская, 600 4975, C <sub>2b</sub> -C <sub>1s</sub>	96,32	0,21	0,01	0,22	438	0,37	0,037	0,008	0,64	0,40	МК <sub>4</sub>	Слабый приток газа
Шебелинская, 800 5683-5768, C <sub>1s</sub>	92,62	0,26	0,16	0,44	210	0,82	0,05	-	3,25	2,80	МК <sub>4-5</sub>	Слабый приток газа
Спиваковская, 30 4142-4156, C <sub>2b</sub>	91,56	сл.	0,31	0,31	296	3,07	0,118	-	5,06	сл.	МК <sub>4</sub>	Сл. приток воды с в-р газом
Северо-Волвенковская, 20 4900, C <sub>2b</sub>	93,91	сл.	0,26	0,26	361	0,67	0,05	-	5,09	0,07	МК <sub>5-5</sub>	Сл. приток воды с р-р газом
Камышевахская, 4 4247-4596, C <sub>1s</sub>	56,42	сл.	0,003	0,015	3761	1,88	0,26	-	41,22	0,21	МК <sub>5</sub>	Сл. приток газа
Северо-Волвенковская, 21 5393-5410, C <sub>1s</sub>	29,17	0,08	сл.	0,08	385	1,29	0,46	-	69,00	не обн.	МК <sub>5</sub> -АК <sub>1</sub>	Сл. приток воды с в-р газом

Новые залежи газа на больших глубинах, в том числе в зоне глубинного катагенеза, могут быть выявлены в ДДВ в основном в тех районах, где они уже известны – в средней части и в прибортовых частях на юго-востоке. Проблематичной остается возможность выявления промышленных залежей метановых и углекисло-метановых газов в высокоизмененных породах на юго-востоке. Крайняя неравномерность распределения удовлетворительных коллекторов и эффективных резервуаров на больших глубинах могут обусловить низкую эффективность поисково-разведочных работ. Повышение

эффективности поисков залежей газа в этих условиях может быть достигнуто разработкой и совершенствованием геофизических методов выявления достаточно крупных резервуаров в толщах плотных непроницаемых пород. В этом отношении уже достигнуты определенные успехи в выявлении рифогенных карбонатных построек сейсмо-стратиграфическими методами, как это показано А.Е. Лукиным с соавторами [11]. Комплексирование различных методов могло бы дать наиболее обнадеживающие результаты.

### Литература

1. Терещенко В. А. Гидродинамическая модель Днепровско-Донецкого артезианского бассейна / В. А. Терещенко // Вісник Харківського університету. – 2001. – № 521. – С. 102-106.
2. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность / Б. П. Кабышев, П. Ф. Шпак, О. Д. Билык и др. – К. : Наукова думка, 1989. – 204 с.
3. Зиненко И. И. Глубинные зоны газонакопления ДДВ / И. И. Зиненко, А. П. Зарицкий // Нефть и газовая промышленность. – 1999. – № 1. – С. 12-15.
4. Зарицкий А. Формирование и газоносность резервуаров разуплотнения в глубоких горизонтах Днепровско-Донецкой впадины / А. Зарицкий, И. Зиненко, А. Лизанец // Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єктом істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні. – Харків, 2006. – С. 32-34.
5. Терещенко В.А. Гидродинамическая структура нижнего гидрогеологического этажа Днепровско-Донецкого артезианского бассейна / В. А. Терещенко // Вестник Харьковского университета. Серия : Рациональное природопользование. – 1997. – № 306. – С. 48-50.
6. Олексюк В.И. Породы – коллекторы каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины на глубинах более пяти километров / [В. И. Олексюк, А. А. Лагутин, А. В. Лизанец, С. В. Литвин] // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків, 1999. – Вип. XXVII. – С. 55-63.
7. Лукин А. Е. Турнейско-нижневизейский рифогенно-карбонатный комплекс Днепровско-Донецкой впадины и общие проблемы формирования раннекаменноугольных нефтегазоносных рядов / А. Е. Лукин, С. Г. Вакарчук // Геологический журнал. – 1999. – № 2. – С. 21-32.
8. Баранова Т.А. О природе пористости глубокозалегающих нижнекаменноугольных коллекторов (на примере Котелевско-Березовской структурно-тектонической зоны ДДВ) / Т. А. Баранова // Нефтяная и газовая промышленность. – 1989. – № 1. – С. 17-19.
9. Литвин И. И. Аномально высокие пластовые давления в палеозойских отложениях Днепровско-Донецкой впадины / И. И. Литвин, В. А. Терещенко // Научно-технический обзор ВНИИЭГазпром. Серия: Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М., 1976. – 56 с.
10. Терещенко В. А. Генезис и формирование рассолов Днепровско-Донецкого артезианского бассейна // Вісник Харківського університету. Геологія – географія – геологія. – Харків : Основа, 1998. – № 402. – С. 51-54.
11. Богатойско-Орельско-Затышьянский мегаатолл – крупный ареал нефтегазонакопления на юго-востоке Днепровско-Донецкой впадины / [А. Лукин, В. Бенько, В. Гладун и др.] // Геолог України. – 2005. – № 1. – С. 30-42.