

## **ЗАКОНОМЕРНОСТИ ТРАДИЦИОННОГО И НЕТРАДИЦИОННОГО ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В АСПЕКТЕ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ И КАТАГЕНЕТИЧЕСКОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ (НА ПРИМЕРЕ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ)**

*Рассмотрены условия традиционного и нетрадиционного газонакопления в различных гидрогеологических и катагенетических зонах. Показано развитие глубинной зоны комбинированного нетрадиционного газонакопления в термодегидратационной гидрогеологической зоне. Выделены перспективные объекты для освоения комбинированного нетрадиционного газа в Днепровско-Донецкой впадине.*

*Ключевые слова:* нетрадиционный газ, гидрогеологическая зональность, катагенез, Днепровско-Донецкая впадина.

**В.О. Терещенко. ЗАКОНОМІРНОСТІ ТРАДИЦІЙНОГО І НЕТРАДИЦІЙНОГО ГАЗОНАКОПИЧЕННЯ В АСПЕКТІ ГІДРОГЕОЛОГІЧНОЇ ТА КАТАГЕНЕТИЧНОЇ ЗОНАЛЬНОСТІ (НА ПРИКЛАДІ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ).** Розглянуто умови традиційного та нетрадиційного газонакопичення в різних гідрогеологічних та катагенетичних зонах. Показано розвиток глибинної зони комбінованого нетрадиційного газонакопичення в термодегідратаційній гідрогеологічній зоні. Запропоновано перспективні об'єкти для освоєння комбінованого нетрадиційного газу в Дніпровсько-Донецькій западині.

*Ключові слова:* нетрадиційний газ, гідрогеологічна зональність, катагенез, Дніпровсько-Донецька западина.

Начало работ по поискам и разведке месторождений нетрадиционного газа в Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ) делает актуальным всесторонний анализ накопленного геологического материала с целью выяснения закономерностей размещения залежей сланцевого и центральнобассейнового газа в недрах. Некоторые из таких закономерностей выявлены в работах Б.П. Кабышева [1], А.Е. Лукина [1,14], Э.А. Ставицкого [3,4], С.В. Кривули [5], Н.И. Евдошук [6], А.В. Баргашука [7], В.Г. Суярко [8], В.А. Терещенко [9] и других исследователей. В то же время многие вопросы перспектив промышленной нетрадиционной газоносности остаются не изученными. К таким вопросам в частности относятся характер взаимосвязи традиционных и нетрадиционных залежей, их размещение на фоне катагенетической и гидрогеологической зональности.

Рассмотрению указанных вопросов посвящено настоящее исследование. Оно базируется на разработанной автором модели гидродинамической зональности региона [10], анализе газопроявлений в плотных породах при бурении, данных об их литологическом составе и содержании органического вещества. ДДВ представляет собой весьма интересный объект для такого исследования, поскольку перспективные комплексы палеозоя вскрыты и изучены здесь в широком диапазоне глубин залегания, пластовых температур и степени катагенетического изменения пород.

В верхнем гидрогеологическом этаже, соответствующем зонам гипергенеза и криптогипергенеза, где развита артезианская циркуляция инфильтрогенных вод, в ДДВ как и в других платформенных регионах промышленные залежи нефти и газа неизвестны. Встречены лишь небольшие их скопления вблизи активных со-

ляных куполов, прорывающих мезокайнозойские толщи.

Черные глины толщиной до 40-120м, обогащенные ОВ, которые возможно могли бы содержать сланцевый газ, известны в ряде районов в нижнем мелу и в средней юре. Залегают они в зоне замедленного водообмена верхнего гидрогеологического этажа и в переходной зоне от верхнего этажа к нижнему на глубинах 700-1100м. Сланцевая газоносность их проблематична. Кроме того, как справедливо отмечает А.Е. Лукин, добыча сланцевого газа из них недопустима по экологическим соображениям из-за неизбежного загрязнения питьевых и минеральных вод мела и юры [2].

Верхняя зона нижнего гидрогеологического этажа (постэлизионная зона, зона застойного гидродинамического режима) соответствует зоне начального катагенеза (градации ПК-МК<sub>2</sub>) залегает на глубинах от 1,5-2,0 до 3,5-5,5км и охватывает значительную часть объема палеозойских отложений региона. Зона характеризуется широким развитием первично-поровых песчано-алевритовых, реже каверно-трещинных карбонатных коллекторов с высокими показателями пористости и проницаемости. Здесь распространены протяженные системы пластовых, массивно-пластовых и массивных природных резервуаров, заполненных седиментогенными рассолами. К разнообразных ловушкам в их пределах приурочены многочисленные залежи газа и нефти.

В данной зоне располагается абсолютное большинство выявленных в регионе традиционных залежей углеводородов, в том числе все известные крупные залежи. Здесь же сосредоточены и основные разведанные и прогнозные запасы нефти и газа.

Пластовые давления в водоносных горизонтах и на флюидных контактах залежей соот-

ветствуют региональным гидростатическим (коэффициенты аномальности 1,03 – 1,15). Исключения составляют лишь изолированные газовые и водоносные скопления внутри нижнепермской соленосной формации, где пластовые давления преимущественно сверхгидростатические. Большие по величине избыточные начальные пластовые давления наблюдались также в верхних частях массивно-пластовых газовых залежей большой высоты под нижнепермской соленосной покрывкой. [14].

Газогенерирующими в палеозое ДДВ исследователи считают угленосные формации карбона, глинисто-карбонатные и кремнисто-карбонатно-глинистые формации карбона и девона, обогащенные гумусовым и сапропелево-гумусовым органическим веществом (ОВ) [11]. Фактически газогенерирующей является большая часть разреза карбона. Залежи углеводородов связаны с коллекторами в пределах самих газогенерирующих формаций, а также с коллекторами вышележающей красноцветной нижнепермско-верхнекаменноугольной формации, куда газ проникает в результате восходящей вертикальной миграции из нижележащих газогенерирующих толщ.

Глинистые горизонты в карбоне обычно имеют толщину от 5-10 до 70-100м. В случае значительной толщины (50-100м и более), обогащенные ОВ глинистые толщи с пористостью 5-7% и более могут представлять собой резервуары сланцевого газа. Однако, сложности их освоения связаны с небольшими в общем мощностями и фациальной невыдержанностью отдельных глинистых горизонтов, которые часто замещаются песчано-алевроитовыми разностями. В этих условиях горизонтальное бурение и проведение гидроразрыва пласта чревато возможностью прорыва в рабочую зону активных пластовых вод, которые в зоне начального катагенеза насыщают все песчано-алевроитовые горизонты.

Практический интерес в зоне начального катагенеза могут представлять выдержанные глинистые толщи большой мощности. К ним в частности относится нижнесерпуховская сланцево-глинистая толща, развитая в пределах восточного сегмента погруженной части северо-восточного склона ДДВ, имеющая толщину от 100-150 до 300м и залегающая на глубинах от 2 до 3км. По данным А.Е. Лукина, она представлена черными сланцеватыми аргиллитами с редкими маломощными (1-2м) прослоями алевролитов и пропластками (6-10см) темноцветных глинистых известняков. Содержание  $C_{орг}$  изменяется в пределах 1,5-3,5%, а степень катагенеза соответствует газовым углям (градация

МК<sub>2</sub>) [2]. При проходке толщи отмечались многочисленные нефтегазопроявления, а при опробовании песчаников выше и ниже нижнесерпуховской черносланцевой толщи получены притоки пластовых вод с высокой и даже предельной степенью насыщенности углеводородными растворенными газами (Гречишкинская, Харьковская и др. площади) [12].

В целом постэлизийная гидродинамическая зона в ДДВ может быть охарактеризована как основная зона традиционного газонакопления и относительно слабого развития такого вида нетрадиционного газа как сланцевый газ.

В данной гидродинамической зоне развиты также две специфические разновидности нетрадиционного газа, тесно связанные с традиционными залежами. А.Е. Лукин указывает что потенциальным нетрадиционным источником газообразных углеводородов могут рассматриваться ложные покрывки нефтяных и газовых залежей, в тонких порах и трещинах которых благодаря вторичной гидрофобизации скапливаются значительные количества газа, добыча которого возможна с помощью современных технологий [13].

Другую разновидность нетрадиционного газа представляет газ слабопроницаемых низкопористых пород внутри залежей. Большую часть объема (до 70-80%) массивно-пластовых газоконденсатных залежей нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса юго-востока ДДВ, таких как Шебелинское, Западно-Крестищенское, Ефремовское и другие составляют плотные песчаники и алевролиты с пористостью менее 7-8% и тонкотрещиноватые аргиллитоподобные глины. Эти породы в пределах залежи вторично газонасыщены, однако, при обычном вскрытии они практически не отдают газ в скважины. На поздних стадиях разработки, когда в условиях газового режима текущие пластовые давления в основных эффективных коллекторах резко снижаются, слабопроницаемые газонасыщенные породы по всему объему залежи начинают медленно отдавать газ в прилегающие хорошие коллекторы и трещиноватые зоны, образующие естественную дренажную систему. Таким путем газ плотных пород, являющийся по сути аналогом сланцевого и центральнобассейнового газа, пополняет запасы эффективных коллекторов. Анализ разработки Шебелинского месторождения показывает, что в последнее десятилетие такая подпитка составляет около 2 млрд. м<sup>3</sup> в год [14,15]. Таким образом, здесь создаются условия для спонтанной добычи нетрадиционного газа совместно с обычным газом.

Запасы такого газа внутри крупных залежей весьма значительны и следует задуматься над тем, как активизировать процесс его добычи с помощью современных технологий. Следует подчеркнуть, что процесс спонтанной добычи нетрадиционного газа возможен только в условиях газового режима разработки. Если проявляется активный упруговодонапорный режим, текущие пластовые давления остаются достаточно высокими, залежь обводняется, и остаточный газ плотных пород оказывается заблокирован пластовой водой.

Термодегидратационная зона нижнего гидрогеологического этажа соответствует зоне глубинного катагенеза (градации МК<sub>3</sub>-АК<sub>1</sub>), залегает на глубинах более 3,5-5,5 км и развита только в пределах рифтовой части прогиба. Основной особенностью этой зоны является резкое увеличение степени постседиментационного преобразования пород по сравнению с зоной начального катагенеза, сопровождающейся прогрессирующей редукцией пустотного пространства пород. Трещинно-поровые и каверново-трещинные коллекторы со значениями пористости более 8-10% и проницаемости более 5 мд развиты локально в виде изолированных ограниченных по размерам тел. Развитие вторичной пористости и трещиноватости лишь частично и локально компенсирует общую деградацию пустотного пространства. Большая часть породного массива представлена плотными низкопористыми (3-7%) и слабопроницаемыми (менее 1 мд) породами.

В гидрогеологическом отношении термодегидратационная зона характеризуется спорадическим развитием остаточно-очаговых и трещинно-жильных гидродинамических систем, насыщенных катагенными водами в различной степени смешанных с седиментогенными, а также газом. Пластовые давления в таких изолированных системах являются сверхгидростатическими как в водоносных, так и в газоносных резервуарах с коэффициентами аномальности от 1,3-1,5 до 1,9-2,1. Периодически происходят инъекции флюидов из более глубоких зон и разгрузка их в вышележащую зону по раскрывающимся тектоническим нарушениям.

Данная зона вскрыта бурением более чем на 50 структурах, однако, промышленные залежи газа традиционного типа выявлены лишь на 10 структурах. В юго-восточной части северной прибортовой зоны небольшие залежи открыты в песчано-алевритовых горизонтах московского яруса на Дробышевской и Святогорской структурах. В центральном сегменте северной прибортовой зоны, а также в центральной части приосевой зоны залежи газа разведаны в песча-

но-алевритовых породах верхневизейского комплекса на Березовском, Степовом, Краснокутском, Комышнянском, Гоголевском месторождениях. В приосевой зоне центральной части рифтогена газоконденсатные залежи встречены в песчано-алевритовых и карбонатных породах нижневизейско-турнейского комплекса (Рудовское, Перевозовское, Мачехское месторождения).

Наиболее значительным по запасам из этих залежей является залежь горизонта В-16 Березовского месторождения, запасы которого составляют около 12 млрд. м<sup>3</sup> газа. Остальные залежи содержат незначительные запасы.

К термодегидратационной зоне приурочены наиболее глубокие из выявленных в ДДВ залежей газа (Перевозовское месторождение, интервал 6222-6300 м, С<sub>1V1</sub>; Восточно-Полтавское месторождение, интервал 6274-6750, С<sub>1S2</sub>; Комышнянское месторождение, интервал 6067-6059 С<sub>1V2</sub>).

На многих структурах при опробовании горизонтов в зоне глубинного катагенеза притоков флюидов или вообще не получено или получены незначительные притоки газа (Шебелинское, Славянская и др.). На ряде структур получены значительные притоки пластовых вод (Северо-Волвенковская, Ново-Мечебилловская и другие) или притоки газа с водой (БалаклеЙско-Савинская, Западно-Шебелинская, Горобцевская структуры).

Для горизонтов в зоне глубинного катагенеза характерна резкая изменчивость коллекторских свойств как по площади, так и по разрезу. Мощные притоки газа, достигающие 1-1,2 млн. м<sup>3</sup>/сут. получены из песчаников турне на Рудовском и верхнего визе на Гоголевском месторождениях. Однако, мощные фонтаны получены из единичных скважин. Соседние скважины дают незначительные притоки или оказываются «сухими», что свидетельствует об ограниченных размерах резервуаров с традиционной газоносностью. Об этом говорит также быстрое снижение пластовых давлений и дебитов газа при его отборе. Так в скв. 102 Рудовской на протяжении первых 7 месяцев дебит газа резко снизился, а пластовое давление упало с 83,0 до 33,0-35,0 МПа [16].

Анализ материалов бурения, опробования скважин и литологических исследований в ДДВ и в других регионах свидетельствуют о том, что абсолютно большая часть пород в зоне глубинного катагенеза представлена массивом плотных низкопористых слабопроницаемых пород. Лишь на отдельных участках песчаники и известняки в силу специфических условий осадко-накопления, особенностей состава и структуры

частично сохранили достаточно высокие первичные коллекторские свойства и даже улучшили их вследствие развития вторичной пористости и трещиноватости. Как указывают многие исследователи, такими породами являются хорошо отсортированные мономиктовые кварцевые песчаники мелководо-морских (пляжевые, песчаных кос и баров) и аллювиальных фаций, а также карбонатные органогенные постройки-риффы, биогермы, биостромы [17-19]. К таким породам приурочены изолированные остаточного-очаговые природные резервуары. С ними связаны наиболее значительные залежи в зоне глубинного катагенеза.

Трещинно-жильные резервуары зон тектонических разрывов и дробления имеют сравнительно небольшие размеры и сложную пространственную конфигурацию, которая определяется совместным действием литолого-фациальных факторов и особенностей развития тектонических напряжений в породном массиве.

В целом следует признать, что зона глубинного катагенеза является зоной затухающей промышленной газоносности традиционного типа как по количеству залежей, так и в особенности по запасам газа. Сохранившиеся здесь залежи связаны в основном с природными резервуарами остаточного-очагового типа, а наиболее продуктивные участки, по-видимому, приурочены к трещинно-жильным резервуарам.

В то же время в зоне глубинного катагенеза, по всей вероятности, существуют благоприятные условия для широкого развития нетрадиционного газонакопления. Формации карбона, залегающие в этой зоне, являются основными газогенерирующими толщами. Непосредственно газ генерируют серо- и темноцветные глинистые и кремнисто-карбонатно-глинистые толщи морского происхождения, обогащенные ОВ, угольные пласты и пропластки, углистый детрит. Эти породы генерировали большие объемы углеводородных газов, в основном метана, на всех этапах главной зоны газообразования (по С.Г. Неручеву и др., 1971) от градации МК<sub>1</sub> до АК<sub>1</sub>.

Газогенерация началась еще в зоне начального катагенеза и продолжалась в зоне глубинного катагенеза. В этой зоне сланцеватые аргиллиты с пористостью 3-5% могут содержать большие объемы углеводородного газа, образуя залежи сланцевого газа. В угольных пластах, пропластках и вмещающих породах содержится угольный газ.

Песчано-алевритовые породы в зоне глубинного катагенеза, в большинстве случаев, имеют пористость 3-5% и только на отдельных

участках отмечается пористость 8-15%. В песчаниках за пределами ловушек поровое пространство первоначально было насыщено пластовыми водами. В зоне глубинного катагенеза в них сохраняются в основном субкапиллярные и капиллярные поры. Генерируемый в глинистых породах газ под действием молекулярных сил вытесняет воду из тонких пор. В результате в уплотненных песчаниках формируются залежи газа центральнобассейнового типа.

Как известно, для вытеснения воды газом из тонких пор необходима гидрофобизация поверхности частиц породы, которая осуществляется за счет высокомолекулярных органических соединений. В этой связи следует обратить внимание на то обстоятельство, что на этапе МК<sub>3</sub> (жирные угли) отмечается возрастание генерации гомологов метана в угленосных формациях карбона, а их спектр расширяется за счет высокомолекулярных соединений. Это относится как к лейптинитовым углям нижнего карбона, так и витринитовым углям среднего карбона. С увеличением степени преобразования пород (градации МК<sub>4</sub>-МК<sub>5</sub> и особенно АК<sub>1</sub>) генерация высокомолекулярных соединений резко снижается.

Таким образом, в верхней части зоны глубинного катагенеза создаются наиболее благоприятные условия для гидрофобизации поверхности субкапиллярных и капиллярных каналов, что приводит к вытеснению воды газом из низкопористых как глинистых, так и песчано-алевритовых пород. Вода под действием молекулярных сил под высоким давлением вытесняется в участки, где сохранились более высокопористые песчаники и в трещинно-жильные зоны, а в конечном итоге ее избыток удаляется в вышележащую гидродинамическую зону с квазигидростатическими пластовыми давлениями. Вследствие рассмотренных процессов в зоне глубинного катагенеза, особенно в ее верхней части формируются скопления сланцевого, угольного и центральнобассейнового газа в толще уплотненных пород различного состава.

А.Е. Лукин впервые обратил внимание на тесную взаимосвязь всех трех типов газоносных «плотных» коллекторов в Днепро-Донецком авлакогене – сланцевого газа, центральнобассейнового газа, угольного метана [2]. По нашему мнению, именно в зоне глубинного катагенеза особенно в ее верхней части в наиболее полной мере реализуется это положение. Здесь возникают мощные массивы практически безводных низкопористых слабопроницаемых газонасыщенных пород, представляющих переслаивание аргиллитов, содержащих сланцевый газ, угольных пластов, содержащих

угольный метан, и плотных песчаников, содержащих центральнобассейновый газ. Эти толщи представляют единую газонасыщенную систему, и такой тип нетрадиционного газа назван нами комбинированным [9]. Удобным является также применяемый в американской литературе термин «tight gas» (газ плотных пород).

Верхняя часть (кровля) термодегидратационной зоны в ДДВ обычно совпадает с существенно глинистыми частями разреза карбона, в которых при наблюдающемся переслаивании песчано-алевритовых, карбонатных и глинистых пород, явно преобладают последние. В таких толщах по сравнению с существенно песчанистыми частями разреза раньше начинаются процессы катагенетической редукции пористо-

сти и проницаемости песчано-алевритовыми породами, и в целом вся толща превращается в массив плотных слабопроницаемых пород уже в начале градации МК<sub>3</sub>. Раньше такие толщи выделены нами как «катагенетический флюидоупор», контролирующий зону сверхгидростатических пластовых давлений и имеющий скользкое стратиграфическое положение [10,20]. С северо-запада на юго-восток и от прибортовых частей впадины к ее оси он перемещается из карбонатно-кремнисто-глинистых формаций нижнего – низов верхнего визе через алевроглинистую толщу нижнего серпухова и тергенно-карбонатную формацию нижнего башкира в существенно глинистую толщу верхов московского яруса (рис. 1).

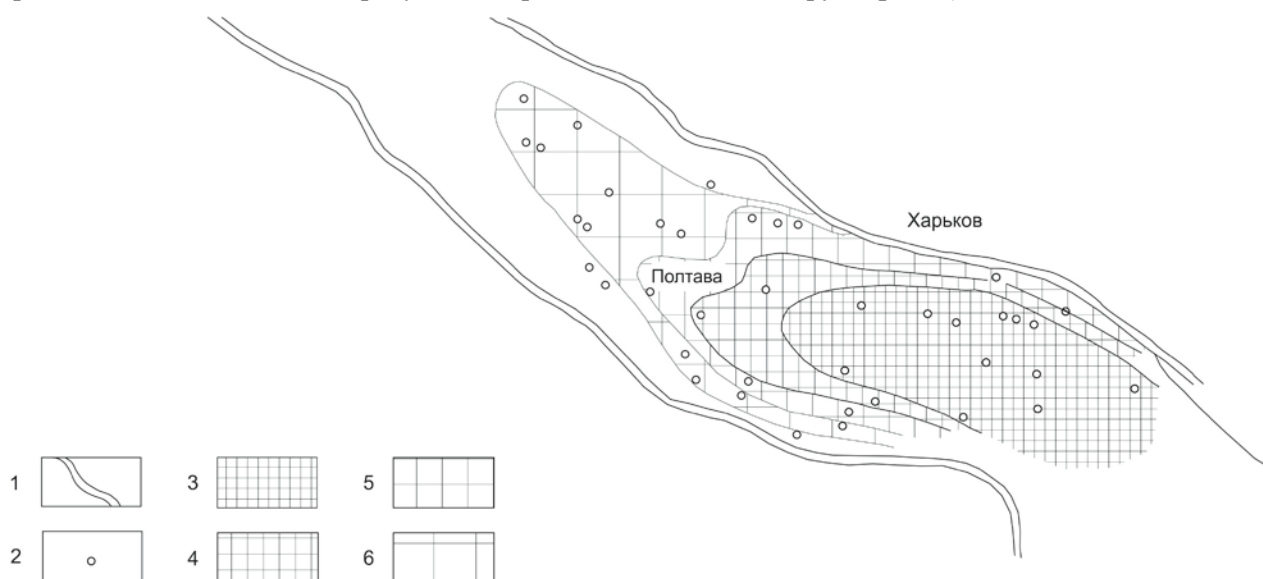


Рис. 1. Стратиграфическое положение кровли глубинной зоны комбинированного нетрадиционного газонакопления. 1 – краевые нарушения Днепровско-Донецкого рифтогена; 2 – пункты, в которых установлено развитие СГПД; стратиграфическое положение кровли глубинной зоны комбинированного нетрадиционного газонакопления: 3 –  $C_1V_1, C_1V_{2\text{низ}}$ ; 4 –  $C_1S_1$ ; 5 –  $C_2b_1$ ; 6 –  $C_{2m}$

В свете развиваемых новых представлений этот «катагенетический флюидоупор» можно рассматривать как резервуар комбинированного нетрадиционного газа с преобладанием сланцевого газа регионального развития.

В подстилающих «катагенетический флюидоупор» толщах с существенной ролью песчано-алевритовых пород также развит комбинированный нетрадиционный газ, но с преобладанием центрально-бассейного газа в плотных песчаниках и с «вкраплениями» традиционных залежей газа в отдельных изолированных резервуарах с лучшими коллекторами.

Данные толщи пород можно рассматривать как глубинную зону комбинированного нетрадиционного газонакопления.

О высокой степени газонасыщенности плотных пород в зоне глубинного катагенеза свидетельствуют многочисленные интенсивные газо-

проявления, которые говорят кроме того о сверхгидростатическом характере внутриворонных давлений в «плотных» коллекторах, а также результаты опробования, при которых без проведения специальных методов интенсификации получены небольшие притоки углеводородного газа, составившие 1-10 тыс. м<sup>3</sup>/сут иногда и более. Газопроявления и небольшие притоки газа отмечены практически во всех скважинах вскрывших каменноугольный катаген. Э. Ставицкий, П. Голуб, Н. Тхоровская полагают, что выделенный нами «катагенетический флюидоупор» абсорбирует метан, который поступает из более глубоких зон при различных динамических колебаниях и стрессах [3].

Кровля этого газонасыщенного массива плотных пород вскрывается на глубинах от 2,0 – 2,5 км на открытых палеозойских поднятиях северо-западных окраин Донбасса до 5,0–5,5 км

в районе Сребненской депрессии. При залегающих на глубинах до 4,5 - 5,0 км эта газонасыщенная толща может представлять коммерческий интерес для освоения нетрадиционного газа с применением современных технологий его добычи, таких как горизонтальное бурение, многоступенчатые гидроразрывы и др.

Задачей поисково-разведочных работ должно быть выявление площадей и участков с повышенной газонасыщенностью этого породного массива («sweet spots»), лишенных значительных скоплений активных подземных вод и залегающих на минимально возможных глубинах.

В нижней части зоны глубинного катагенеза (градации МК<sub>5</sub> – АК<sub>1</sub>) и особенно в зоне метакатагенеза (градации АК<sub>2</sub> – АК<sub>4</sub>) наблюдается дальнейшая деградация пустотного пространства всех типов пород. Пористость аргиллитов, переходящих в глинистые сланцы, и сливных песчаников с регенерационным кварцевым цементом снижается до 1-3% и менее. Трещиноватость и вторичная пористость развиты неравномерно и лишь в небольшой степени компенсируют общую редукцию пустотного пространства пород и дефлюидизацию разреза.

В породах, преобразованных на этапах МК<sub>5</sub> – АК<sub>1</sub> на ряде площадей крайнего юго-востока ДДВ и северо-западных окраин Донбасса в нижнем карбоне встречены проявления водорастворенных и свободных газов метаново-углекислого и азотно-метаново-углекислого состава (Северо-Волвенковская, Камышевахская, Ново-Мечебиловская площади). О составе газов, циркулирующих в трещинных системах зоны метакатагенеза, позволяют судить данные о составе газовой-жидких включений в гидротермальных минералах Нагольного кряжа, Никитовского рудного поля и других районов Донбасса, газы которых по данным разных авторов имеют углекислый и азотно-углекислый состав с примесью водорода (до 12-20%) и метана (обычно до 5-10%) [21].

Небольшие трещинно-жильные скопления таких газов сложной пространственной конфигурации вряд ли могут представлять промышленный интерес. Таким образом, низы зоны мезокатагенеза и особенно зона апокатагенеза представляют собой сумеречную зону как для традиционного так и нетрадиционного газонакопления.

Развиваемые в настоящей работе представления позволяют по-новому взглянуть на перспективы промышленной газонасыщенности некоторых структур, участков и районов. Остановимся на некоторых моментах.

Для залежей нетрадиционного газа в плотных слабопроницаемых породах теряют смысл некоторые основополагающие положения традиционной геологии нефти и газа. Например, такие как неперемещаемость наличия покрышки и ловушки в традиционном понимании. Глинистые породы, содержащие сланцевый газ, сами по себе одновременно являются и газогенерирующей толщей, и коллектором, и покрышкой, и ловушкой. Поэтому они могут представлять промышленный интерес и за пределами антиклинальных ловушек. В этом отношении перспективными на нетрадиционный газ являются участки моноклинального залегания пород, занимающие большие площади.

В частности следует обратить внимание на обширную моноклиаль отделяющую южную прибортовую часть ДДВ от ее приосевой части (Лозовская моноклиаль). Здесь породы среднего и особенно нижнего карбона, измененные в зоне глубинного катагенеза (градация МК<sub>3</sub>), могущие содержать комбинированный нетрадиционный газ, вскрываются на глубинах 3,5 – 5,0 км, доступные для освоения [22].

Хотя структурный контроль не имеет для накопления нетрадиционного газа решающего значения, однако крупные высокоамплитудные брахи антиклинальные поднятия представляют интерес, поскольку в их пределах перспективные комплексы вскрываются на глубинах на 1,0 – 1,5 км меньших, чем в прилегающих прогибах. Это имеет значение для освоения перспективных глубоких комплексов на разрабатываемых месторождениях. Например, на крупнейшем в регионе Шебелинском месторождении, где перспективный на комбинированный нетрадиционный газ среднекаменноугольный комплекс вскрывается на глубинах 4-5 км [9]. На еще меньшей глубине 3-4 км он вскрывается на Спиваковском месторождении, где в уплотненных породах среднего карбона также отмечались газопроявления.

Осложняющим моментом в пределах антиклинальных поднятий может быть наложенный эпигенез, при этом его последствия могут иметь как позитивный характер – образование вторичной пористости и развития трещиноватости, так и негативный – весьма интенсивная цементация пустотного пространства пород.

Следует также обратить внимание на крупную брахиантиклинальную структуру в Бахмутской котловине – Славянскую где поиски традиционных залежей не увенчались успехом, однако, в уплотненных породах среднего карбона на глубине 2,5 – 3,0 км отмечались газопроявления и небольшие притоки метанового газа. Дальнейшая разработка проблемы должна

привести и к другим практическим рекомендациям.

Необходимо также подчеркнуть, что освоение зоны глубинного нетрадиционного газонакопления наиболее безопасно с экологической точки зрения, поскольку речь идет о горизонтах

на глубинах 3-5км, выше которых на глубинах 2-3км в разрезе имеются многочисленные буферные рассолоносные и газоносные горизонты, которые могут принять рабочие растворы в случае неожиданного их прорыва вверх при проведении гидроразрывов и других работ.

#### Литература

1. Кабышев Б.П. Перспективність ДДЗ на нетрадиційний газ центральнобасейнового типу /Б.П. Кабышев, Б.Е. Лоу, Т.М. Пригаріна, Ю.Б.Кабышев // Нафтогазова і газова промисловість. – 2000. - №2. – С.8-11.
2. Лукин А.Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена / А.Е. Лукин// Геологічний журнал. – 2011. - №1. – С.21-41.
3. Ставицький Е. Щодо перспектив сланцевого газу в межах Східного нафтогазоносного регіону України / Е. Ставицький, П. Голуб, Н. Тхоровська //Геолог України. – 2010.-№3. – С. 103-107.
4. Ставицький Е.А. Результати комплексних досліджень та обґрунтування перспективних зон і полігонів для пошуків сланцевого газу / Е.А. Ставицький, П.Голуб // Мінеральні ресурси України. – 2011.-№2. – С. 4-12.
5. Кривуля С.В. К вопросу изучения особенностей освоения нетрадиционных ресурсов газа в свете современных технологий / С.В. Кривуля, И.М. Фык, Н.И. Камалов // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXIX – Харків: УкрНДІгаз. – 2011. – С. 235-243.
6. Євдошук М.І. Науково-тематичні дослідження генераційного потенціалу – основа для пошуку альтернативних джерел вуглеводнів / М.І. Євдошук, Е.А. Ставицький, Я.С. Шморг // Мінеральні ресурси України. – 2012.-№2. – С. 11-12.
7. Барташук А.В. Перспективы открытия и освоения месторождений типа tight gas на востоке Украины / А.В. Барташук, С.В. Кривуля, А.В. Лизанец // Geopetrol, 2012. Prace Naukowe Ing, nr. 182 Instytut nafty i gasu / Krakow. – 2012. – С. 381-385.
8. Суярко В.Г. Геологічні особливості розробки сланцевого газу в умовах Донецької складчастої споруди / В.Г. Суярко, М.І. Фик, Н.Ю.Барановська // Вісник Харківського національного університету. – Харків. – 2012. - №1033. – С. 54-58.
9. Терещенко В.А. Перспективы освоения нетрадиционного газа на разрабатываемых месторождениях Днепровско-Донецкой впадины / В.А. Терещенко // Вісн. Харк. нац. ун-ту. – Харків. – 2013. - №1049. – с. 68-72.
10. Терещенко В.А. Гидродинамическая модель Днепровско-Донецкого артезианского бассейна / В.А. Терещенко// Вісн. Харк. нац. ун-ту. – Харків. – 2001. – С. 102-105.
11. Кабышев Б.П. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность. / Б.П. Кабышев, П.Ф. Шпак, О.Д. Билык и др. – Киев: Наук. думка – 1989. – 204с.
12. Застежко Ю.С. Подземные воды и газы карбонатных отложений южного склона Воронежского кристаллического массива / Ю.С. Застежко, А.С. Тердоговдов, В.А. Терещенко // Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. – Киев – 1963.-С.81-96.
13. Лукин А.Е. Ложные покрывки нефтяных и газовых залежей - потенциальный источник природного газа. / А.Е. Лукин // Геологічний журнал – 2011. - №4.-С. 7-16.
14. Кривуля С.В. Особливості геологічної будови і нароцування запасів в процесі розробки великих родовищ на прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища. / С.В. Кривуля, В.О. Терещенко // Вісн. Харк. нац. ун-ту. – Харків. – 2012. – №1033.-С.15-31.
15. Фесенко Ю.Л. Стан і перспективи розробки Шебелинського газоконденсатного родовища / Ю.Л. Фесенко, Є.О. Волосник, І.М. Фик // Нафтова і газова промисловість. – 2009.-№5-6. С.24-28.
16. Зарубін Ю. Результати дослідно-промислової експлуатації Рудівсько-Червонозаводського нафтогазоконденсатного родовища в зв'язку з особливостями газоносності значних глибин Дніпровсько-Донецької западини / Ю. Зарубін, М. Мачужак, В. Кривошея, А. Бондар // Геолог України. – 2003. - №1.-С.47-49.
17. Олексюк В.И. Породы-коллекторы карбонатных 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. – УкрНДІгаз. – Харків – 1999. вип. XXVII. - С. 55-63.
18. Баранова Т.А. О природе пористости глубокозалегающих нижнекарбонатных коллекторов. (на примере Котелевско-Березовской структурно-тектонической зоны ДДВ) / Т.А. Баранова // Нефтяная и газовая промышленность. – 1989.-№1. - С. 17-19.
19. Лукин А.Е. Турнейско-нижневизейский рифогенно-карбонатный комплекс Днепровско-Донецкой впадины и общие проблемы формирования раннекарбонатных нефтегазоносных рифов / А.Е. Лукин, С.Г. Вакарчук // Геологический журнал. – 1999. - №2. – С.21-32.
20. Терещенко В.А. Гидродинамическая структура нижнего гидрогеологического этажа Днепровско-Донецкого артезианского бассейна / В.А. Терещенко // Вестник Харьк. ун-та. Серия: Рациональное природопользование. – 1986. - №306.-С.48-50.
21. Лукин А.Е. Литогидродинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. / А.Е. Лукин // Киев: Нук. думка. – 1997.-224с.
22. Терещенко В.А. Поиски залежей углеводородов на моноклиналиях в Днепровско-Донецкой впадине / В.А. Терещенко// Вісн. Харк. нац. ун-ту. – Харків. – 2011. – №986.-с.86-91.