

А. Е. Лукин

ЛОЖНЫЕ ПОКРЫШКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ – ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ИСТОЧНИК ПРИРОДНОГО ГАЗА

Хибні покоришки як особливий (проміжний між ефективно-пористим колектором та істинною покоришкою) елемент нафтогазоносного резервуара вважається суто негативним фактором, що зменшує корисний об'єм покладу. Проте хибні покоришки, найбільш важливими показниками яких є гідрофобність (та її різноманітні прояви у вигляді підвищених електричних опорів, зниження міцності внаслідок ефекту Ребіндера та ін.) і газонасиченість, можуть розглядатися як потенціальне нетрадиційне джерело газоподібних вуглеводнів. Його потенціал у нафтогазоносних регіонах України (особливо у Дніпровсько-Донецькому і Карпатському) досить великий, враховуючи значну кількість (більшість з відомих тут 340 родовищ є багатопластовими), широкий фазово-геохімічний діапазон та морфогенетичне розмаїття складнобудованих резервуарів.

False seals as a special (intermediate between effective-porous reservoir and true screen) element of petroliferous reservoirs are usually considered as especially negative factor of decreasing the volume of hydrocarbon traps. However, false seals (their the most important signs are high gas saturation and hydrophobic properties and their manifestations in increased electric resistivities, diminution of firmness as a result of Rebinder's effect. Potential of this unconventional source of natural gas in petroliferous regions of Ukraine is very considerable (especially in Dnieper-Donets aulacogen and Precarpathian foredeep) taking into account a great quantity pools (the majority of 340 fields are multihorizont), the broad phase-geochemical range and morphogenetic variety of complexly built reservoirs of pools.

Природная газоносность, как известно, представлена несколькими генетическими и, соответственно, промыслово-геологическими (с различными режимами разработки) типами. К первому относятся залежи традиционных месторождений свободного газа в состоянии сплошной фазы в терригенных, карбонатных и прочих эффективно-пористых коллекторах. Ко второму – дискретный газ, диспергированный и окклюдированный в различных по литологии породах, лишенных эффективной пористости (сланцевый, центральнобассейновый газ, угольный метан, а также остаточный газ истощенных месторождений). Третий тип представлен метаном, растворенным в подземных водах, а четвертый – газогидратным метаном.

Основная современная добыча по-прежнему связана с экстенсивной разработкой традиционных месторождений свободного газа. Однако в последние годы стремительно растет роль газа малопроницаемых пород, ресурсы которого колоссальны и, возможно, восполняются [6, 7]. Эффективность геологоразведочных работ на дискретный газ малопроницае-

мых пород, равно как и степень его извлечения, должны в большей мере зависеть от детальности литологической изученности газоносного субстрата. Именно она определяет сланцевую (газоносность гидрофобизованных черных сланцев), центральнобассейновую (газоносность уплотненных депрессионных терригенных отложений) или угольную природу газа малопроницаемых пород. При этом их невозможно четко разграничить, и между сланцевым, центральнобассейновым и угольным газом существует много переходных типов, требующих специального подхода к поискам, разведке и разработке приуроченных к ним месторождений нетрадиционного газа.

По мере неуклонного возрастания масштабов освоения указанных нетрадиционных источников газа будут, несомненно, диверсифицироваться морфогенетические типы их резервуаров, подобно тому, как это прослеживалось для ловушек (резервуаров) обычных нефтяных и газовых залежей. В данной статье выделен новый перспективный тип нетрадиционного источника газа, связанного с так называемыми ложными покоришками нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей.

© А. Е. Лукин, 2011

Наличие породных тел, переходных (по петрофизическим параметрам, экранирующим и коллекторским свойствам) между коллекторами и покровками, отмечалось различными исследователями под разными названиями: "рассеивающий комплекс" по И. О. Броду и Н. А. Еременко (1959), "промежуточные толщи или пачки" по Б. В. Филиппову (1963), а также "полупокрывки" и т. п. Наиболее употребительным оказался термин "ложная покровка" (ЛП) [9]. Согласно концепции трехслойного резервуара [3, 9, 10], между истинной покровкой и коллектором залегают ЛП различной толщины. От коллекторов они отличаются низкой матричной проницаемостью. В то же время благодаря повышенной трещиноватости ЛП, согласно существующим представлениям [3, 9, 10], лишены газоупорных свойств. Таким образом, они должны играть в формировании залежей нефти и особенно газа сугубо негативную роль, уменьшая высоту (объем) залежи на толщину ЛП [3]. При толщинах ЛП, близких к амплитуде ловушки того или иного типа (брахиантиклиналь, песчаный бар, биокарбонатный риф и т. п.), согласно данной концепции, ловушка вообще практически может не иметь полезного объема и тогда залежь отсутствует. **В свете современных данных о природе нетрадиционной газоносности малопроницаемых пород [5, 6] представления о ЛП как непродуктивной части природного резервуара кардинально меняются.** Однако, прежде чем перейти к рассмотрению этого вопроса, чрезвычайно важного как с точки зрения теории формирования углеводородных залежей (месторождений), так и особенно в прикладном отношении, необходимо коснуться природы ЛП и уточнить критерии выделения этого особого по своим петрофизическим свойствам и флюидному режиму элемента трехслойной модели продуктивного природного резервуара.

Согласно данным работ [3, 10], ЛП формируются еще на стадии седиментогенеза, в частности в терригенных комплексах, отражая переход песчаник – алевролит – глинистый алевролит (алевритовая глина) – глина. При этом песчаник и частично алевролит образуют традиционный коллектор, глина – истинную покровку, а промежуточ-

ные алевроглинистые разности – ЛП*. Здесь следует сделать два существенных замечания. Во-первых, резкие, без промежуточных литологических разностей, контакты песчаник – глина пользуются не менее широким распространением, чем постепенные переходы (их соотношение в конкретных разрезах зависит от типов и режимов трансгрессий и регрессий). Во-вторых, как уже неоднократно отмечалось автором, промежуточные в седиментологическом отношении слои далеко не всегда являются промежуточными и в петрофизическом отношении. В ряде случаев матричная проницаемость глин с существенным содержанием песчано-алевритовой примеси благодаря различным особенностям структуры, текстуры и вещественного состава соответствует покровкам класса С и D. Еще чаще литомы, отождествляемые с ЛП, обладают более высокими прочностными свойствами вследствие большего уплотнения, битуминизации и вторичной минерализации [5].

Реальность существования ЛП и их важная роль в формировании газовых (газоконденсатных, гетерофазных) залежей не подлежат сомнению. Вместе с тем следует отметить некоторую упрощенность и умозрительность отдельных положений данной концепции. Прежде всего необходимо подчеркнуть относительность понятий "истинная" и "ложная" покровка, что хорошо иллюстрируется на примере таких известных далеко за пределами Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) месторождений, как нефтяное Гнединцевское (рис. 1) и газоконденсатное Шебелинское (рис. 2).

На первом из них объединяющая шесть нефтеносных песчаных горизонтов (С₃ – Р₁) массивно-пластовая (с единым водонефтяным контактом) залежь экранируется пермо-триасовой пересажской красноцветно-глинистой толщей (до 80 м). В различной степени алевритистые пересажские глины гидрослюдистого состава относятся к покровкам классов D и E (размер пор 2–10 мкм, давление прорыва 0,5–3 МПа), и на большей части территории ДДВ, за исклю-

* Первично-седиментологическую природу, согласно В. Д. Ильину и др., имеют и ЛП в полициклических карбонатно-соленосных формациях (в частности, речь идет о последовательности рифогенный известняк – сульфатно-карбонатные породы – ангидрит – соль).

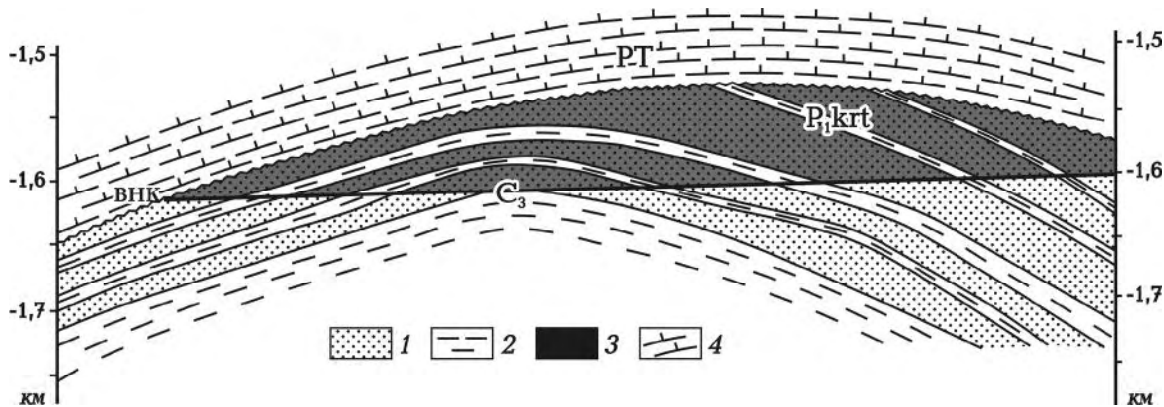


Рис. 1. Гнединцевское нефтяное месторождение (ДДВ)

1 – песчаники; 2 – глины; 3 – нефтяная залежь; 4 – пермо-триасовая пересажская красноцветная (алевро)глинистая толща

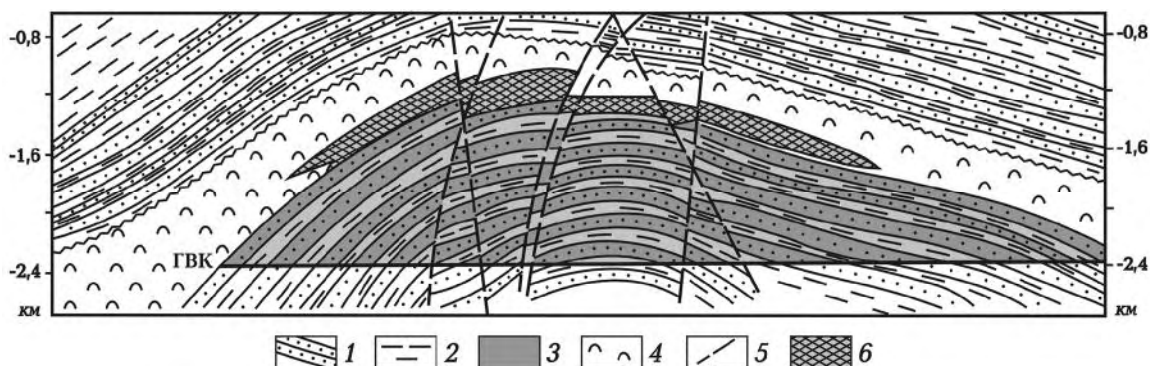


Рис. 2. Шебелинское газоконденсатное месторождение (ДДВ)

1 – песчаники; 2 – глины; 3 – газоносные горизонты; 4 – соль; 5 – разрывные нарушения; 6 – терригенно-карбонатно-сульфатная газоносная толща (нижний ангидритовый горизонт) – разуплотненная ЛП

чением отдельных участков, они являются истинными покрышками для нефти и ложными – для газа. В частности, на Гнединцевском и самом крупном в Украине Лесяковском нефтяном месторождениях (массивная нефтяная залежь в нижнепермских карбонатных коллекторах под пересажской толщей) отмечены признаки интенсивного восстановления окисно-железистого пигмента пересажских глин, обусловленные восходящим палеопотоком газа из залежей. Указанные геохимические процессы существенно улучшили экранирующие свойства пересажской толщи, которая является достаточно надежной покрышкой нефтяных залежей с повышенным газовым фактором. Данные оценки экранирующих свойств разновозрастных (верхний протерозой – кайнозой) покрышек многочисленных нефтяных залежей месторождений различных регио-

нов свидетельствуют о том, что указанная двойственность (для газовой залежи – ложная покрышка, для нефтяной – истинная) – это широко распространенное явление (разумеется, это не исключает того, что нефтяная залежь может экранироваться покрышками самого высокого качества – солью или смектитовыми глинами).

Гигантская массивно-пластовая (с единым газоводяным контактом) газоконденсатная залежь Шебелинского месторождения объединяет 14 продуктивных горизонтов [1, 8]. Тринадцать из них приурочены к песчаным пластам араукаритовой свиты верхнего карбона и картамышской свиты нижней перми. Кроме того, газоносность связана с нижним ангидритовым горизонтом никитовской свиты нижней перми, где промышленно газоносными коллекторами являются песчано-алевроитовые породы,

глины (в процессе многолетней разработки месторождения за ними закрепился термин "газовые глины"), известняки, доломиты и ангидриты. Нижнеангидритовый горизонт, который обладает признаками частотной автономности, рассматривается некоторыми специалистами как самостоятельная крупная газовая залежь [8]. Однако его коллекторы, по сравнению с песчаниками ниже лежащих продуктивных горизонтов, характеризуются преимущественно низкой газопроницаемостью. Для ангидритов ее значения варьируют от 0,01 до 27,0 мД (в среднем 1,6), известняков – от 0,1 до 30 (6,8), доломитов – от 0,02 до 30, глинистых пород – от 0 до 11,2 (0,8), алевролитов и песчаников – от 0,1 до 200 мД [8]. При этом породы с относительно повышенными фильтрационно-емкостными свойствами составляют незначительную часть от толщины и тем более объема нижнеангидритового горизонта, который можно рассматривать как ЛП между песчаными коллекторами картамышской – араукаритовой свит и истинной соляной крышкой (рис. 2). Однако благодаря сочетанию высоких газоупорных свойств соли на глубине более 2 км, большому начальному пластовому давлению и в целом жестким (судя по ряду минералогическим показателям, характеру трещиноватости и кавернозности) геотермодинамическим условиям формирования гигантской газоконденсатной залежи происходило флюидодинамическое разуплотнение изначально плотных глинистых и хемогенных пород. При этом весь указанный, в целом преимущественно малопроницаемый литостратон (верхи картамышской – нижняя часть никитовской свит), характеризуется высокой газонасыщенностью (мощность газонасыщенной терригенно-глинисто-карбонатно-сульфатной толщи до 120 м).

Таким образом, если Гнединцевское месторождение демонстрирует случай превращения ЛП газа в истинную крышку массивно-пластовой нефтяной залежи (давление насыщения 9,7–12,2 МПа, газовый фактор 39 м³/т), то Шебелинское – яркий пример превращения ЛП в промышленно газоносный резервуар.

Между истинной крышкой и коллектором всегда присутствуют различные по толщине (0,1–100 м и более) литомы, которые

выделяются в той или иной мере практически по всем каротажным характеристикам, включая стандартный электрический, боковой, микро-, акустический, гамма-, нейтронный активационный, импульсный нейтронный и другие методы. Кривые электрических сопротивлений, потенциалов собственной поляризации, параметров ΔT и α (акустический каротаж), различных методов радиоактивного каротажа характеризуются резко выраженной неоднородностью, отражающей сложную природу ЛП и участие в ее формировании различных первично-седиментологических и литолого-эпигенетических факторов (битуминизация, пиритизация, карбонатизация и т. д.). В связи с этим интервалы выделения ЛП по разным показателям геофизических исследований в скважинах не совпадают. Данные изучения их по керну и шламу также свидетельствуют об участии различных факторов в формировании ЛП. **Наиболее четко и достоверно интервал, соответствующий ЛП, выделяется на диаграммах газового и механического каротажа.** Так, на газовых месторождениях в сеномане севера Западной Сибири ЛП фиксируется у всех залежей повышенными газопоказаниями, а на диаграммах механического каротажа *"...наблюдается резкое (до трехкратного) увеличение проходки после интервала пластичных глин истинной крышки и при переходе в толщу трещиноватых газонасыщенных алевритистых глин и глинистых алевролитов ложной крышки"* [3, с. 20]. Аналогичные признаки характерны для литологически разнообразных литом между коллектором и крышкой различных залежей на месторождениях ДДВ и Предкарпатского прогиба. Результаты более детального изучения пород этих переходных интервалов, соответствующих ЛП*, показали, что повышенная трещиноватость распределена в них весьма неравномерно и не всегда им свойственна. Как уже отмечалось, далеко не все ЛП в терригенных полифациальных и морских формациях характеризуются присутствием промежуточных между пелитоморфными (глины истинной крышки) и фанеро-

* Данные этих исследований приведены в ряде отчетов, среди которых следует отметить неопубликованную работу А. Е. Лукина и др. "Малопроницаемые толщи Днепровско-Донецкой впадины и их нефтегазоупорная роль" (Чернигов, 1975 г.), специально посвященную проблеме крышек и методам их комплексного изучения.

морфными (песчаные коллекторы) песчано-алевроглинистых пород. Поэтому специфику проявления ЛП на диаграммах механического и газового каротажа (взаимосвязь газосодержания и резкого увеличения скорости проходки в интервалах, соответствующих ЛП, весьма знаменательна!) следует связывать не столько с литологическими, сколько с физико-химическими особенностями. **Характерным отличием ЛП от истинной покрышки, сложенной пластичными гидрофильными глинами, является ее гидрофобность.**

Общеизвестна большая роль капиллярного давления ($P_{\text{кап}}$) и смачиваемости пористых сред при двух-трехфазной фильтрации, формировании обычных залежей в традиционных коллекторах и их разработке. В гидрофильной пористой среде $P_{\text{кап}}$ препятствует перемещению углеводородов из крупнозернистых (крупнопоровых) пород в мелкозернистые (мелкопоровые), а в гидрофобной – наоборот [2]. Для нетрадиционных форм нефтегазоносности и прежде всего для газа, диспергированного в малопроницаемых породах (сланцевый и центрально-бассейновый газ, угольный метан), указанные факторы ($P_{\text{кап}}$, смачиваемость микропоровых сред) становятся доминирующими [6]. Наряду с автохтонными углеводородами (УВ), природный капиллярный насос накачивает газ из различных источников в гидрофобизированные черные сланцы, толщи тонкого переслаивания и угленосные отложения [6]. При этом интенсивность данного процесса при прочих близких условиях определяется степенью гидрофобизации. Благодаря этому возникает неравномерное газонасыщение и, соответственно, различная газоотдача отдельных литом и их участков (вплоть до микроблоков, что особенно характерно для угольных пластов). При этом следует учесть глубокую взаимосвязь между степенью гидрофобности (величина угла смачивания и другие показатели) и (микро)трещиноватостью. С одной стороны, чем выше гидрофобность, тем, согласно эффекту Ребиндера, ниже прочность породы. С другой – нагнетание УВ и прежде всего метана в неравномерно гидрофобизованную (микро)пористую среду само по себе является фактором (микро)трещинообразования [6].

Гидрофобизация пород непосредственно над залежью является широко распространенным явлением. Она обусловлена прежде всего адсорбцией смолисто-асфальтеновых веществ, образующихся при восходящей миграции УВ и их окислению в результате взаимодействия с поровыми водами. Степень этой гидрофобизации варьирует в широких пределах и зависит от конкретных геологических и гидрогеологических условий нефтегазонакопления. При этом присутствие переходных литологических разностей между коллектором и покрышкой не обязательно, хотя оно, разумеется, усиливает физико-химическую и физико-механическую специфику ЛП. Однако и при их отсутствии нижняя часть глинистой (карбонатной или иной) покрышки приобретает признаки ЛП именно вследствие гидрофобизации, что отражается в снижении прочности пород, повышенных электрических сопротивлениях, а также часто (но не всегда) – в высокой урановой радиоактивности и других каротажных показателях. Главным универсальным признаком ЛП (при вариациях их толщин от первых до первых сотен метров) является повышенная газонасыщенность по данным газометрических исследований.

Именно вторичная гидрофобность обуславливает появление ряда промыслово-геофизических и геохимических аномалий в интервале, соответствующем ЛП. Во-первых, благодаря упоминавшемуся эффекту Ребиндера (снижение прочностных свойств твердых тел и композитов, в том числе породных минеральных агрегатов вследствие адсорбции поверхностно-активных веществ) и появлению микротрещиноватости, обусловленной интенсивной "накачкой" УВ в гидрофобную малопроницаемую породу, резко возрастает скорость проходки скважины [6]. Во-вторых, повышенная фильтрационно-диффузионная проницаемость гидрофобных пород по отношению к нефтяным и газовым УВ, поток которых экранируется истинной покрышкой (гидрофильные пластичные глины и вторично-сметтитизированные аргиллиты, каменная соль, пелитоморфные глинистые известняки и др.), в сочетании с их водоупорностью способствуют аномально повышенному газосодержанию ЛП. Оно четко фиксируется по данным

газового каротажа и других газометрических исследований.

Изучение газоносности и физико-химических свойств ЛП (по классификации А. А. Ханина, это покрышки классов F – D) отдельных сегментов малопроницаемых толщ палеозоя ДДВ позволило установить прямую зависимость между степенью гидрофобности (рост угла смачивания от 55 до 90°) и газоносностью. В составе газа преобладает метан при широких вариациях его газообразных гомологов, содержание которых зависит от конкретных условий нефтегазоносности. Имеющиеся данные, несмотря на их ограниченность, свидетельствуют о закономерной связи состава газа ЛП с фазово-геохимическими особенностями экранируемых залежей. Для ЛП резервуаров, вмещающих тяжелые нефти и битумы, характерен сухой метановый газ (с той или иной примесью CO₂ и N₂), в то время как наиболее жирные газы отмечены в ЛП газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей.

Рассматривая ЛП как возможно восполняющиеся газоносные "плотные коллекторы" (tight reservoirs), следует учитывать их литологическое и петрофизическое разнообразие в диапазоне от типичных сланцев до глинистых (песчано-)алевролитовых пород.

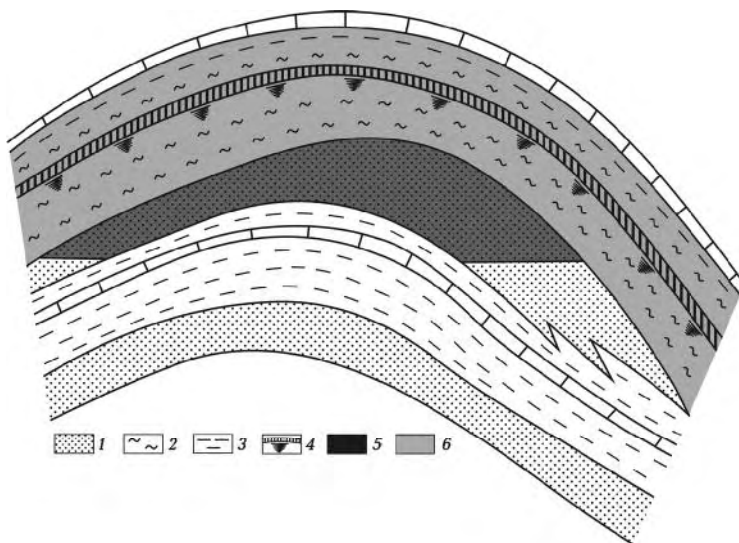


Рис. 3. Нефтяная залежь и потенциально газоносные угленосно-алевроглинистые ЛП в среднекаменноугольной полифациальной параллельной угленосной формации Днепровско-Донецкого авлакогена

1 – песчаники; 2 – алевролиты, алевроглинистые породы; 3 – глинистые породы; 4 – автохтонный угольный пласт; 5 – нефтяная залежь; 6 – потенциально газоносные породы (ЛП по газу)

В сочетании со сложным, зачастую избирательным характером миграции гидрофобизирующих агентов, это обуславливает изменчивость физико-химических свойств (гидрофобность различной степени – нейтральность – гидрофильность) разных ЛП – от относительно равномерно гидрофобизованных до гетерогенных на макро- и микроуровнях.

ЛП как особый тип нетрадиционно-газоносных природных резервуаров тесно связан со сланцевым и центральнобассейновым газом. Более того, в нефтегазоносных угленосных фациально-циклических формациях в состав ЛП часто входят угольные пласты и парагенетичные им углистые породы (рис. 3). Наряду с формационными типами потенциально газоносных ЛП, следует учитывать и их тесную связь с остаточной нефтегазоносностью продуктивных горизонтов (нагнетание газообразных УВ в гидрофобный остаточный нефтегазоносный пласт в результате перманентной работы природного капиллярного насоса).

Все изложенное позволяет выделить ЛП как особый нетрадиционный источник газообразных УВ. По своей природе он близок к другим типам дискретной газоносности малопроницаемых, лишенных эффективной пористости пород. Данные изучения ЛП нефтяных, газоконденсатных, газовых и гетерофазных залежей ряда месторождений разновозрастных (палеозой – кайнозой) разнофациальных комплексов Украины, а также Западной Сибири и Тимано-Печорской провинции свидетельствуют о литологическом многообразии и широком диапазоне петрофизических показателей ЛП. Характер газоносности ЛП определяется формационной принадлежностью нефтегазоносного комплекса, литолого-фациальным составом продуктивного горизонта, фазово-геохимическими особенностями экранируемых скоплений нафтидов.

Вопреки упрощенным представлениям, широко рас-

пространенным в нефтегазовой литологии, в формировании ЛП, наряду с первично-седиментационными, ту или иную роль играют литолого-эпигенетические факторы, включая катагенез и наложенные гипо- и гипергенные изменения [5]. Кроме того, к основным факторам газоносности ЛП относятся гидрогеологическая зональность и современные геотермобарические условия.

По соотношению первичных и вторичных факторов формирования ЛП как возможных нетрадиционно-газоносных резервуаров их можно разделить на две группы. К первой относятся ЛП, формирование которых было "заложено" еще на стадиях седиментогенеза – диагенеза. Иными словами, субстратом таких ЛП являются самостоятельные, наряду с коллекторами и покрышками, литологические типы (в понимании Н. М. Страхова и геологов-угольщикова ГИН АН СССР). Они сложены, как отмечалось, переходными разностями между фанероморфными и пелитоморфными породами. Их структурно-текстурные черты весьма разнообразны – от типичных ритмитов до неправильно-слоистых и массивных песчано-алевроглинистых литом.

Формирование ЛП второй группы, субстратом которых может служить верхняя часть коллектора и (или) нижняя часть покрышки, обусловлено вторичными факторами, связанными прежде всего с процессами в системе залежь – порода – вода [5].

Основной интерес с точки зрения газоносности представляют ЛП первой группы, которые достигают значительных толщин в

регрессивных прибрежно-морских аллювиально-делювиальных, полифациальных фациально-циклических угленосных и соленосных, терригенно-черносланцевых комплексах.

Сланцевый и центральнобассейновый типы газоносности ЛП присущи депрессионно-морским терригенно-черносланцевым отложениям.

К (поли)фациально-циклическим угленосным отложениям приурочены месторождения с ЛП, которые представлены черными сланцами, низкопроницаемыми песчано-алевроглинистыми породами (ритмиты или породы с разнообразной неправильно-слоистой или массивной текстурой), пластами углей и терригенно-глинисто-углистых пород.

В формировании петрофизических свойств и газоносности ЛП участвуют также различные постседиментационные факторы. Особую роль при этом играет гидрофобизация, которая в зависимости от состава субстрата, степени катагенеза, времени и условий нефтегазоаккумуляции, а также последующей геологической эволюции месторождений (залежей) может быть обусловлена мобилизацией нефтяных УВ (масел) из керогена пород, восходящим потоком УВ, сингенетическими залежами, диффузионно-фильтрационным проникновением в ЛП продуктов деградации и окисления УВ.

В нефтегазоносных регионах Украины наиболее благоприятны для освоения газоносности ЛП терригенно-черносланцевые,

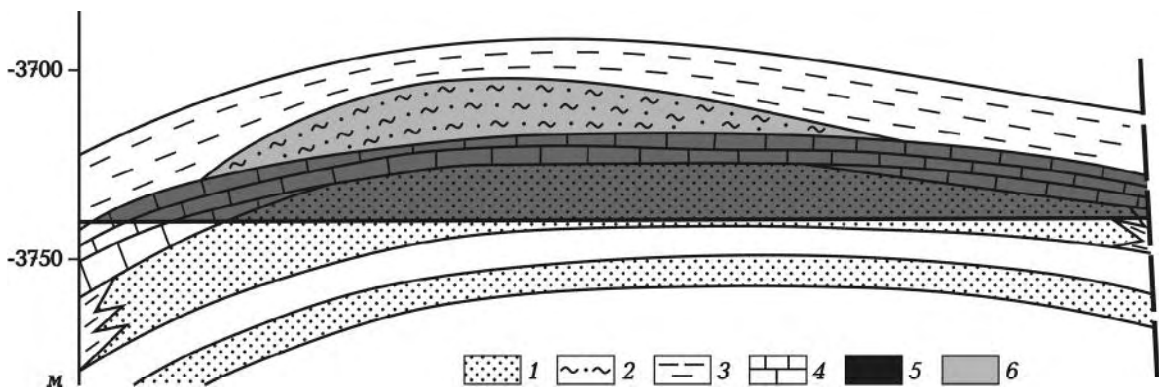


Рис. 4. ЛП (песчано-алевритово-глинистые ритмиты) между баровым песчаником и глинистой покрышкой (ДДВ, Ярошевское нефтяное месторождение, верхневизейские продуктивные горизонты В-16в ÷ В-15₁)

1 – песчаники; 2 – песчано-алевритовые породы; 3 – аргиллиты; 4 – известняки; 5 – нефтяная залежь; 6 – потенциально газоносные породы (ЛП по газу)

биокарбонатно-черносланцевые и полифациальные, в частности паралические угленосные формации в диапазоне катагенеза ПК₃ – АК₁, залегающие в зоне весьма затрудненного водообмена вне проявлений глубинной гидрогеологической инверсии (с присущими ей процессами вторичной смектитизации глинистых пород) [5]. При этом, как и для сланцевой газоносности [6, 7], особо благоприятными являются условия

залегающих ЛП, характеризующиеся близостью палео- и современных температур. Такое природное термостатирование, широко распространенное в различных нефтегазоносных комплексах, наряду с нагнетанием УВ в гидрофобные породы, обеспечивает восполнение запасов газа в ЛП.

Наиболее благоприятное сочетание формационных и катагенетических предпосылок данного типа нетрадиционной газо-

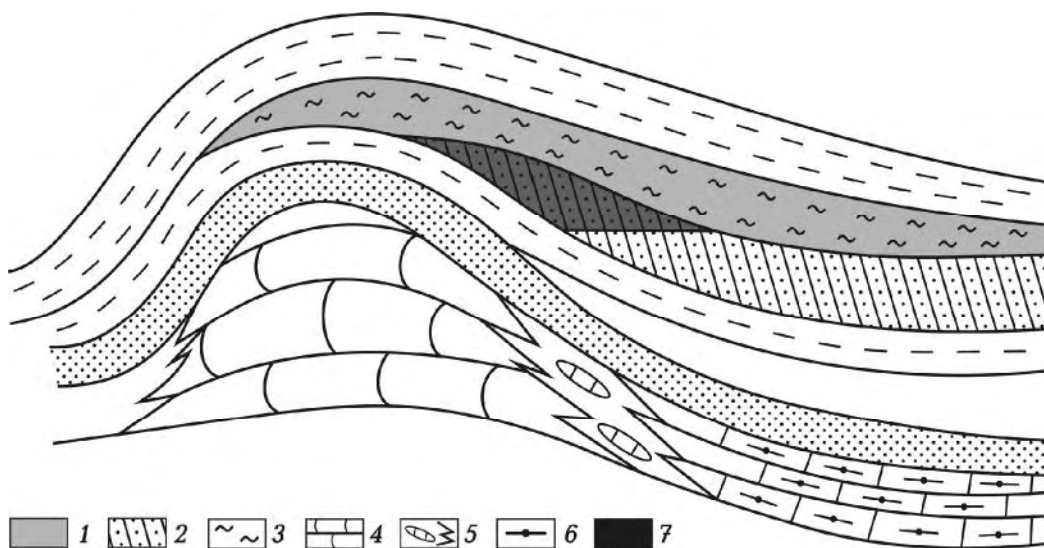


Рис. 5. Нефтяная залежь в русловых песчаниках и потенциально газоносные песчано-алевроглинистые пойменные отложения – ЛП по газу (нижневизейские отложения ДДВ)

1 – потенциально газоносные породы (ЛП по газу); 2 – русловые песчаники; 3 – песчано-алевроглинистые пойменные отложения; 4 – биокарбонатный риф; 5 – предрифовый шлейф; 6 – депрессионные доманикоиды; 7 – нефтяная залежь

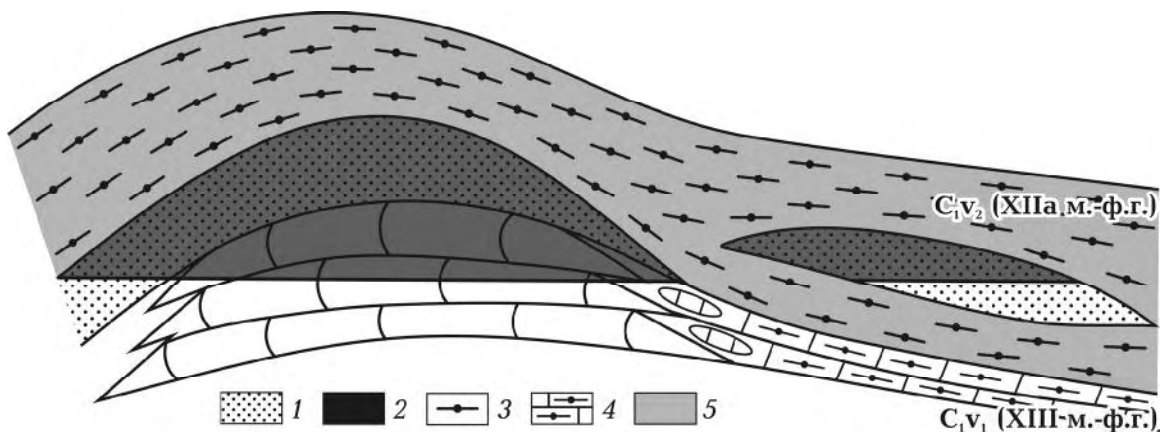


Рис. 6. Песчаные и карбонатные коллекторы нефтяных и газоконденсатных залежей в визейских отложениях ДДВ, экранируемые черными сланцами нижней части XIIIa м.-ф. горизонта (рудовские слои)

1 – песчаники; 2 – нефтяные и газоконденсатные залежи; 3 – черные сланцы – black shales (гидрокарбопелиты); 4 – депрессионные темноцветные карбонатно-глинистые отложения; 5 – потенциально газоносные гидрофобные черные сланцы

ности характерно для карбона и нижней перми различных регионов Днепровско-Донецкого авлакогена, палеогена и нижнего сармата Предкарпатского прогиба, а в перспективе – нижнего мела и олигоцена Азово-Черноморского региона.

Все изложенное свидетельствует о целесообразности выделения проблемы более полного освоения нефтегазоносных трехслойных резервуаров. Для новых месторождений речь идет прежде всего о прогнозе и выделении ЛП, оценке их газонасности при поисково-разведочных работах и специальном проектировании разработки приуроченных к ним латентных, возможно, восполняющихся газовых скоплений нетрадиционного типа. Что касается большого количества старых месторождений, то задачу освоения газовых ресурсов ЛП их залежей следует решать совместно с извлечением остаточной нефте- и газонасыщенности.

Объектами освоения газонасных ЛП могут (и должны) стать многочисленные месторождения Днепровско-Донецкого и Карпатского регионов, а в перспективе – и Азово-Черноморского региона.

В ДДВ и Донбассе наиболее благоприятны в этом отношении нефтяные и газоконденсатные залежи в полифациально-циклических угленосных отложениях среднего и нижнего карбона, в песчано-гидрокарбонатных отложениях среднего визе (XIIa м. ф. горизонт), аллювиально-наземнодельтовых терригенных (кварцевопесчано-сухарноглинистых) отложениях турне – нижнего визе ДДВ. При этом в полифациальных каменноугольных отложениях особо благоприятны

для формирования газонасных ЛП: 1) комбинированные антиклинально-регрессивно-баровые ловушки с достаточно мощным (первые десятки метров) песчано-алевроглинистым промежуточным (между игрой роль истинной покрывки морской глинистой пачкой и баровым песчаником) интервалом (рис. 4); 2) трехслойные резервуары, приуроченные к аллювиально- и дельтово-руслевым телам, перекрытым толщами тонкого песчано-алевроглинистого переслаивания (рис. 5); 3) различные морфогенетические типы ловушек с гидрофобными черносланцевыми покрывками (рис. 6).

ЛП являются характерным четко выраженным элементом трехслойных резервуаров многопластовых месторождений Предкарпатского прогиба. При большом литологическом разнообразии (черные сланцы, разнообразные песчано-алевроглинистые ритмы и т. п.), широких вариациях толщин и строения ЛП многочисленных залежей (в различных четко выраженных пликативных и комбинированных ловушках) характеризуются в той или иной мере выраженной гидрофобностью, трещиноватостью и повышенной газонасыщенностью. Это характерно как для газовых месторождений нижнего сармата Бильче-Волицкой зоны, так и для преимущественно нефтяных залежей в палеогене Бориславско-Покутской зоны. Для такого нефтегазоносного комплекса, как менилитовая свита потенциальная газонасность ЛП (рис. 7) тесно связана со сланцевой газонасностью и проблемой создания искусственных месторождений углеводородного сырья [4].

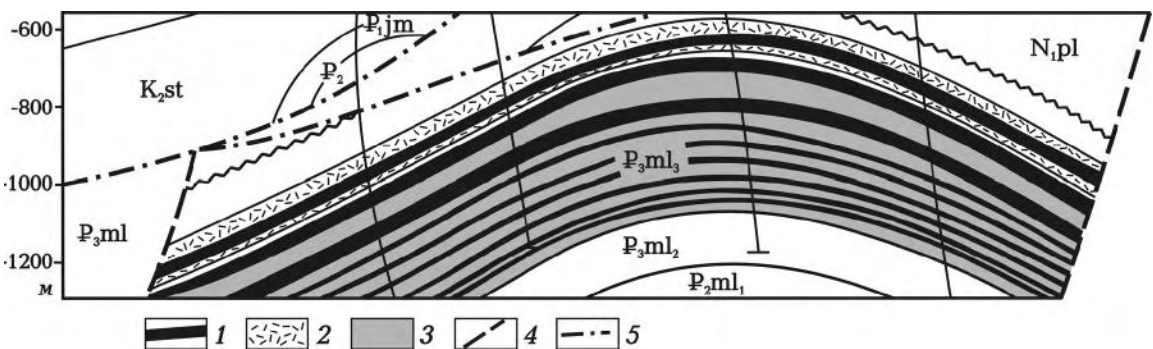


Рис. 7. Спасское нефтяное месторождение (Бориславско-Покутская зона Предкарпатского прогиба) (по Л. П. Дидык, с изменениями и дополнениями)

1 – нефтяные залежи в песчано-алевритовых коллекторах; 2 – туффиты; 3 – гидрофобизованные потенциально газонасные менилитовые сланцы; 4 – сбрсы; 5 – надвиги

Для Украины с ее топливно-энергетическими проблемами и огромным количеством (большинство из 385 месторождений, открытых в Украине, являются многопластовыми) различных по фазовому составу углеводородных залежей эффективное освоение нетрадиционного газа ЛП может иметь большое значение.

Следует подчеркнуть, что добыча газа из ЛП представляет собой самостоятельную технологическую проблему, которая требует специального рассмотрения. Методика извлечения газа из ЛП, при принципиальной близости к методам разработки сланцевого и центральнобассейнового газа, должна существенно отличаться гораздо меньшими объемами горизонтального бурения и масштабами применения гидроразрыва. Вместе с тем необходимо отметить близость методов освоения газоносности ЛП и истощенных традиционных залежей УВ.

1. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / За заг. ред. М. М. Іванюти та ін. – Львів, 1998. – 2560 с.
2. Большаков Ю. Я. Капиллярно-экранированные залежи нефти и газа. – Новосибирск: Наука, 1989. – 127 с.
3. Ильин В. Д., Немченко Н. Н., Такаев Ю. Г. Влияние "ложных" покрышек на степень за-

полнения структур газом на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1983. – № 2. – С. 18–21.

4. Лукин А. Е. Искусственные углеводородные месторождения и геологические предпосылки их создания в нефтегазоносных регионах Украины // Геол. журн. – 2010. – № 1. – С. 42–57.
5. Лукин А. Е. Литогеохимические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наук. думка, 1997. – 224 с.
6. Лукин А. Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли // Доп. НАН Украины. – 2011. – № 3. – С. 114–123.
7. Лукин А. Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Ст. 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) // Геол. журн. – 2010. – № 3. – С. 17–33.
8. Романович И. С. Опыт разбуривания Шебелинского газового месторождения. – М.: Недра, 1967. – 126 с.
9. Словарь по геологии нефти и газа / Под ред. К.А. Черникова. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
10. Филиппов В. В. Типы природных резервуаров нефти и газа. – Л.: Недра, 1967. – 100 с.

Ин-т геол. наук НАН Украины,
Киев
E-mail: ukrnigri@mail.cn.ua

Статья поступила
13.09.11