

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И СОХРАНЕНИЯ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ  
В ЛОКАЛЬНЫХ АНТИКЛИНАЛЬНЫХ СТРУКТУРАХ ДОНБАССА**

Розглянута можливість існування газових скупчень у локальних антиклінальних структурах з точки зору наявності зони розушільнення та порід з екранувальною здатністю, які можуть слугувати покришкою і (або) екраном. Екранувальна здатність порід розглядається за їх абсолютною проникністю та тиском прориву, потрібним для фільтрації флюїдів. Зроблено висновок, що непорушені у процесі складкоутворення шари пісковика можуть слугувати екраном газового покладу за мінімальних значень тиску потрібних для прориву флюїдів. Тобто, за абсолютної проникності порядку  $10^{-16} \text{ м}^2$  (десяті частки мілідарсі).

**CONDITIONS OF FORMING AND GAS DEPOSITS CONSERVATION IN  
DONBAS LOCAL ANTICLINAL STRUCTURES**

Possibility of gas accumulations existence in local anticlinal structures has been considered from the viewpoint of the presence of volume expansion zone and rocks with shielding ability, which can be served as cover and (or) screen. Shielding ability of rocks is considered under there absolute permeability and inrush pressure, necessary for fluids filtration. The conclusion has been made that unmoved sandstones layers in the fold formation process can serve as a gas pool screen by minimum pressure meanings, necessary for fluids inrush. That is to say, under absolute permeability of order  $10^{-16} \text{ m}^2$  (tenth particles of milidarsy)

Одной из основных задач национальной экономики Украины является обеспечение страны топливно-энергетическими ресурсами. В связи со значительным истощением, разведанных в свое время, запасов углеводородов и тем, что поиски месторождений в традиционных геологических структурах, которые раньше считались перспективными, на данный момент практически завершены, основные перспективы открытия новых залежей могут быть связаны с газовыми ловушками нетрадиционного типа, в частности, низкопористыми коллекторами угленосной толщи. Метан является главным компонентом газов угольных месторождений и практически вся угленосная толща горных пород насыщена метаном. В последние годы добыча этого сырья угольных месторождений в развитых странах мира достигла предела, соизмеримого с объемами добычи природного газа. Так, в США в 2006 г. на угольных месторождениях добыто 50,4 млрд. куб. м метана, что достигает 9 % общего объема добытого сухого газа [1, 2]. Ресурсы этого полезного энергоносителя в Украине оцениваются, по разным источникам, от 3,8 до 25,0 трлн. куб. м, что намного превышает ресурсы природного газа [2]. Подход к оценке метана как самостоятельному полезному ископаемому открывает новые (не только шахтные) возможности комплексного освоения угольных месторождений как метаноугольных. Имея в виду комплексное освоение, необходимо понимать, что решение проблемы газоносности угольных бассейнов и месторождений Украины тесно связано не только с вопросами безопасности ведения горных работ по газовому фактору, но и с охраной окружающей среды, в частности с уменьшением вредных вы-

бросов в атмосферу путем дальнейшей утилизации газа метана как энергетического и химического сырья.

Специфика метанугольных месторождений Донбасса заключается в том, что породы, которые преимущественно вмещают углеводородные газы – угли и песчаники, – являются практически непроницаемыми, поэтому метан в них находится, главным образом, в слабосвязанном или неподвижном состоянии [3]. Микрозалежи и локальные скопления свободного газа в большинстве случаев связаны с трещиноватыми зонами. О значительной роли трещиноватости в формировании локальных скоплений свободного газа в толще угленосных отложений свидетельствуют сведения о суфлярных выделениях в горные выработки угледобывающих шахт. Высвобождение метана может происходить в результате естественных тектонических или техногенных процессов, когда трещиноватость, которая возникает в зоне разуплотнения, увеличивает проницаемость углевмещающих пород, повышает подвижность фаз в системе «влага-газ» горного массива, способствует формированию зон или отдельных скоплений метана, которые отличаются, согласно [2], от фонового распространения метана не объемом, а повышенной трещинно-пористой или трещинной газопроницаемостью. Такими коллекторами в низкопористой угленосной толще могут быть зоны трещиноватости, которые сформировались за счет разуплотнения в сводовых частях локальных антиклинальных структур – гемиантиклиналей (структурный нос, структурный выступ) и флексур, которые осложняют моноклинали и выделяются по отклонению гипсометрии пласта от аппроксимирующей поверхности. В случаях, когда деформации изгиба слоев песчаников в сводах положительных структур, превышают критические деформации растяжения песчаников, в них образуются хрупкие деформации разрыва, которые приводят к возникновению трещиноватости, изменению коллекторских свойств – увеличению проницаемости пораженных трещинами слоев песчаника и формированию, при определенных условиях, газовых ловушек.

Целесообразность исследований в этом направлении подтверждается случаями, когда во время бурения с поверхности геолого-разведочных скважин при пересечении песчаников наблюдались выбросы газа. Анализ таких фактов засвидетельствовал, что выбросы происходили на участках с наличием локальных антиклинальных складок. Такие структуры не замкнуты вверх по восстанию пласта и с точки зрения нефтегазовой геологии являются открытыми структурами. Наличие известных залежей природного газа в подобных структурах объясняют литологическим выклиниванием породных слоев вверх по восстанию пласта либо влиянием гидродинамического фактора. В работе [4] было сделано предположение, что, в данном случае, экраном газовой залежи могут быть низкопроницаемые слои песчаника, которые не испытали в процессе складкообразования деформаций, превышающих критические для нарушения сплошности, в результате меньшего изгиба, в то время как слои песчаника, испытавшие максимальные деформации, приобрели благоприятные коллекторские свойства за счет трещиннообразования. То есть, ловушки метана формируются как резервуар в зоне разуплотнения, которая возникает в сводовой части

локальной антиклинальной структуры за счет трещинообразования при линейных хрупких деформациях растяжения, превышающих критические на разрыв. При этом покрывкой ловушки служат вышележащие породы с улучшенными пластическими свойствами, в результате чего они остаются ненарушенными во время сминания в складку, а экраном – непроницаемые слои того же песчаника, залегающие вверх по восстанию, деформация растяжения, в которых, не достигла, вследствие меньшего изгиба, гранично допустимой для нарушения сплошности величины.

Возможность существования резервуара с улучшенными коллекторскими свойствами, согласно указанного механизма формирования газовых скоплений, ранее освещалась в работах [5-7], в которых рассмотрены вопросы формирования, соответственно, водо-газонасыщенности, пористости и абсолютной проницаемости горных пород в трещиноватой зоне сводовых частей локальных антиклинальных структур. В работе [6] показано, что коэффициент изгиба (отношение амплитуды складки к ее ширине) для реальных локальных структур в Донбассе варьирует в пределах 0,009-0,028, составляя в среднем 0,010-0,020, что может повлечь разуплотнение, характеризующееся коэффициентом относительной линейной деформации 1,003 - 1,040. То есть, такие деформации, которые для песчаников превышают критические, согласно [8] (Июфис, Шмелев, 1985) и приводят к нарушению сплошности горных пород и разуплотнению с коэффициентами относительного объемного разуплотнения 1,007-1,080. По расчетам такое разуплотнение может привести к увеличению абсолютной пористости от 0,8% до 7,0% [6]. При этом прирост пористости в процессе разуплотнения практически не зависит от начальной пористости, а определяется, главным образом, параметрами структуры (амплитудой и шириной) и мощностью пласта.

В работе [5] отмечается, что при увеличении абсолютной и открытой пористости в зоне разуплотнения, которая возникла в результате процессов трещинообразования, увеличивается также эффективная пористость, которая формируется, как за счет увеличения объема полостей (трещин), так и за счет перераспределения газовой и водной фаз и уменьшения водонасыщенности. Степень заполнения пор газом увеличивается, её окончательное значение определяется приростом пористости и начальным водонасыщением.

В работе [7] показано, что при растяжении, которое превысило гранично допустимые для нарушения сплошности пределы и минимальных хрупких деформациях разрыва, в низкопористых песчаниках формируются фильтрационные свойства, которые соответствуют промышленным коллекторам IV класса с абсолютной газопроницаемостью в десятки миллидарси, благоприятные для скопления метана, тогда как ненарушенная часть песчаника остается с низкими фильтрационными свойствами, с абсолютной проницаемостью меньшей, как минимум, на два порядка.

Но, как известно, для существования газовых залежей кроме наличия геологической структуры и пород-коллекторов, способных аккумулировать свободные углеводороды, необходимо наличие покрывки и (или) экрана, то есть газо-

непроницаемых пород, которые препятствуют миграции газа в массиве горных пород.

Целью работы является обоснование условий, при которых, согласно приведенного механизма формирования газовых залежей, ненарушенная часть горного массива может обладать экранирующими свойствами, то есть, быть способной служить крышкой или экраном.

Экранирующие способности горных пород помимо абсолютной газопроницаемости могут быть охарактеризованы таким показателем как давление прорыва [9]. Введение понятия «давление прорыва» для характеристики процесса фильтрации было обусловлено тем, что многочисленными исследованиями параметров фильтрации флюидов через низкопористые и низкопроницаемые породы зафиксировано их отклонение от закона Дарси в диапазоне малых скоростей потока. К факторам влияния на процесс фильтрации относят проявление капиллярных и поверхностных сил, которые вызывают гистерезис угла смачивания и адсорбцию молекул газа, набухание глинистой составляющей пород и тому подобное [10]. В низкопористых породах, где преобладают поровые каналы размером  $10^{-6}$  -  $10^{-8}$  м, поровое пространство существенно (до 50 % и больше) заполнено связанной остаточной водой, которая удерживается действием капиллярных сил, что предопределяет специфические эффекты, которые вызваны действием этих сил и для преодоления которых необходимо определенное пластовое давление. Возрастание капиллярных сил, а также поверхностной активности породы негативно отражается на ее способности фильтровать флюиды. В процессе вытеснения полярных флюидов фильтрация наступает лишь после создания определенного перепада давления, достаточного для преодоления сопротивления этих сил. Перепад давления прорыва или давление прорыва – это собственно, наименьший перепад давления, необходимый для вытеснения взаимонерастворимых флюидов. Он является сугубо гидродинамическим эффектом, предопределенным поверхностными силами, которые действуют на границе раздела фаз, и по значению практически равняется капиллярному давлению в наибольших поровых каналах породы [10]. Перепад давления характеризует экранирующую способность горной породы и определяет каким должно быть превышение пластового давления над капиллярным для начала процесса движения флюида через поровое пространство низкопроницаемых пород.

У высокопористых и соответственно высокопроницаемых пород значения давления прорыва очень малы. По данным [10] прорыв газа в таких породах наступает при условии перепада давления меньше, чем 0,01 Мпа, и даже насыщение породы водой не является препятствием для возобновления фильтрации газа. Поэтому в породных образцах с абсолютной газопроницаемостью свыше  $10 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> избыточное давление для прорыва газа через водонасыщенные породы практически не фиксируется. Однако в менее проницаемых породах оно может быть существенным.

Как известно, в соответствии с законом Дарси, возможный расход флюида  $Q$  при фильтрации рассчитывается по формуле:

$$Q = \frac{K_{\text{ПР}} F \Delta P_{\phi}}{\mu \cdot L},$$

где  $K_{\text{ПР}}$  -- проницаемость породы;  $F$  - площадь фильтрации;  $\Delta P_{\phi}$  - перепад давления, необходимый для фильтрации;  $\mu$  - вязкость флюида;  $L$  - длина пути фильтрации.

В случаях, когда перепад давления  $\Delta P$  на контакте коллектора и покрышки, больше перепада давления, необходимого для фильтрации  $\Delta P_{\phi}$ , его можно рассматривать как давление прорыва [11]:

$$\Delta P = \frac{Q \mu L}{K_{\text{ПР}} F} \quad (1)$$

Очевидно, что чем меньшая проницаемость присуща породе, тем большим должно быть давление для преодоления капиллярных сил и прорыва флюида через покрышку. Значение давления прорыва обратно пропорционально коэффициенту проницаемости. На основании экспериментов установлена эмпирическая зависимость, которая непосредственно характеризует связь перепада давления прорыва и коэффициента абсолютной газопроницаемости [9]:

$$P_{\text{ПР}} = 0,078 \cdot \left( \frac{1}{K_{\text{ПР}}} \right)^{0,35}, \quad (2)$$

где  $P_{\text{ПР}}$  – давление прорыва, МПа;  $K_{\text{ПР}}$  - проницаемость породы,  $10^{-12} \text{ м}^2$ .

Формула (2) используется для расчета ориентировочного значения давления прорыва и позволяет оценить экранирующие свойства пород с различной абсолютной проницаемостью. Так, породы с проницаемостью  $10^{-16} \text{ м}^2$  (0,1 мД) способны выдерживать избыточное давление практически до 2,0 МПа, с абсолютной проницаемостью  $10^{-17} \text{ м}^2$  (0,01 мД) – до 4,4 МПа и для пород с абсолютной проницаемостью  $10^{-18} \text{ м}^2$  (0,001 мД) давление прорыва должно составить не менее 9,8 МПа. Преобразование формулы (2) позволяет решить обратную задачу – выполнить расчет значений абсолютной проницаемости, которые соответствуют определенному давлению прорыва:

$$K_{\text{ПР}} = (12,82 \cdot P_{\text{ПР}})^{-2,857}.$$

Для оценки экранирующих свойств горных пород необходимо определение параметров давления прорыва, которое может иметь место в реальных условиях. В газонасыщенном массиве горных пород возникновение избыточного давления возможно при условии превышения пластового давления над нормальным гидростатическим. Для характеристики аномальности пластовых давлений в той или иной точке осадочной толщи земной коры применяется понятие коэффициента

аномальности, который является безразмерной величиной и численно равен отношению значения начального пластового давления в породном массиве к гидростатическому давлению на соответствующей глубине. Аномально высоким пластовым давлением (АВПД) считается давление, коэффициент аномальности которого превышает значение 1,20. Давления, которые соответствуют коэффициенту аномальности от 1,00 до 1,20, считаются, в целом, нормальными, а давления меньше гидростатического, считаются аномально низкими [11]. Не анализируя детально все имеющиеся гипотезы и предположения относительно природы АВПД следует признать, что по-видимому существует несколько различных факторов возникновения этого явления. Одним из них является случай, когда общее пластовое давление отжимной водонапорной системы складывается из нормального гидростатического давления и прироста давления за счет избыточного поступления воды из пород, которые уплотняются [12]. Так или иначе, возникновение пластовых давлений обусловлено вполне закономерными природными явлениями и с учетом этого укоренившийся термин АВПД является не совсем удачным и, по мнению авторов работы [12] должен быть заменен на термин – сверхгидростатическое пластовое давление (СГПД). Тем более, в случаях, когда коэффициент аномальности пластового давления не превышает значения 1,20, которые, в числе других, будут рассматриваться ниже.

В рамках решаемой общей задачи – обоснования возможности существования газовых залежей в локальных антиклинальных структурах, особенный интерес представляют исследования А.А. Орлова, посвященные вопросу влияния интенсивности складкообразования на аномальность пластовых давлений. В работах [13-14] были показаны зависимости значений коэффициентов пластовых давлений в естественных резервуарах от интенсивности движений складкообразования в виде графиков и аналитических уравнений в подвижных поясах земной коры, а также в авлакогенах платформ на участках проявления соляной тектоники. Результаты этих исследований легли в основу геодинамической концепции природы аномально высоких пластовых давлений в подвижных поясах осадочной оболочки земной коры [15-16]. Непосредственно механизм внутривезервуарной миграции флюидов при складкообразовании и формировании аномальных пластовых давлений приведен в работе [11]. Отмечается, что внутривезервуарная миграция в процессе складкообразования, приводит к формированию и переформированию гидродинамических систем в тектонических структурах с определенными значениями пластовых давлений. Если нормальные к поверхности слоев деформирующие силы на крыльях складок значительно больше, чем в сводовых частях, при таком распределении величин деформирующих сил пластовые жидкости и газы, которые насыщают породные коллекторы, будут двигаться в поровом пространстве в направлении от крыльев складок к их сводам, то есть от участков с большим давлением к участкам с меньшим давлением. Внутривезервуарная миграция флюидов при складкообразовании значительно интенсифицируется в связи с развитием трещиноватости. Флюиды, устремляющиеся к сводам складок, разуплотняют горные породы в приамбовых частях антиклинальных структур и скапливаются в коллекторах

под подошвой покрышек под высоким давлением. При возникших высоких значениях давления флюидов в коллекторах в сводовых частях складок происходит частичное их выжимание в породы покрышки. Предполагается, что происходит разуплотнение последних, которое сопровождается формированием ореолов вторжения с аномальными внутрипоровыми давлениями. Ореолы вторжения образуются, когда пластовое давление в коллекторе в момент интенсивного движения флюидов к своду формирующейся складки, становится больше внутрипорового давления в покрышке. Формирование разуплотнённой зоны прекращается при выравнивании давлений. Выжиманию флюидов в покрышку происходит в случаях, когда перепад давления  $\Delta P$  на контакте коллектора и покрышки превышает  $\Delta P_{\phi}$ . Таким образом,  $\Delta P$  является давлением прорыва флюидов через покрышку мощностью  $L$ . Однако, при больших мощностях покрышек флюиды внедряются в них только на некоторое расстояние от коллектора, образуя ореол вторжения. Прорыва напорных флюидов не происходит, так как внедрившиеся в покрышку флюиды остаются в ней. По мнению авторов работы [11] создаётся давление внутри покрышки, которое предотвращает дальнейшее внедрение в покрышку флюидов из коллектора.

Детально не останавливаясь на сути процессов, происходящих на границе коллектор-покрышка и коллектор-экран, при избыточных пластовых давлениях, превышающих гидростатические, отметим, что для оценки экранирующих способностей последних, нас интересуют непосредственно значения перепадов давлений, которые могут иметь место в газонасыщенном массиве угленосной толщи Донбасса. Авторам работы [11] на основании анализа многочисленных данных в природных резервуарах различных нефтегазоносных областей удалось установить генетическую связь избыточных пластовых давлений с процессом складкообразования и получить ряд эмпирических зависимостей, связывающих величины этих давлений с интенсивностью складчатости. В частности, для ДДВ – области наиболее близкой и сходной по геологическому строению с Донбассом, указанная зависимость аппроксимируется следующей формулой:

$$P_H^D = 0,0102884 \cdot H \cdot e^{0,0003i^2}, \quad (3)$$

где  $P_H^D$  – начальное пластовое давление, МПа;  $H$  – глубина залегания пласта, м;  $i$  – коэффициент интенсивности складки, безразмерная величина, которая представляет собой отношение амплитуды складки в метрах к площади структуры в пределах соответствующей изолинии (км<sup>2</sup>).

Следует отметить, что указанная эмпирическая формула (3) получена для складчатых структур первого порядка. Однако, считая механизм возникновения пластовых давлений при складкообразовательных тектонических процессах, формирующих вторичную складчатость, подобным механизму, рассматриваемому в работе [11], указанную зависимость можно применить для решения задачи оценки пластовых давлений в локальных антиклинальных структурах.

В упрощённом виде формула (3) выглядит следующим образом:

$$P_H^A = 0,01H \cdot e^{0,0003i^2}. \quad (4)$$

Не сложно увидеть, что часть формулы, а именно  $0,01 \cdot H$ , фактически является гидростатическим давлением, выраженным в мегапаскалях, на глубине  $H$ , а оставшаяся часть, то есть  $e^{0,0003 i^2}$ , представляет собой не что иное, как коэффициент аномальности  $K_a$  пластового давления:

$$K_a = e^{0,0003 \cdot i^2}. \quad (5)$$

Как уже отмечалось выше, реальные антиклинальные локальные структуры в Донбассе характеризуются отношением амплитуды к ширине складки (коэффициентом изгиба складки  $\lambda$ ) близком к 0,01-0,03. Соотношение размеров структур в плане по короткой и длинной осям, как правило, примерно составляет 1:2. При таком соотношении основных параметров, максимальные площади структур в плане примерно равны:

$$S_{max} = 75^2 \cdot \pi h^2, \quad (6)$$

где  $S_{max}$  – площадь структуры при коэффициенте изгиба складки  $\lambda = 0,01$ , м<sup>2</sup>;  $h$  – амплитуда складки, м.

Минимальные площади при коэффициенте изгиба складки  $\lambda = 0,03$  и средние при коэффициенте изгиба складки  $\lambda = 0,02$ , соответственно, примерно равны:

$$S_{min} = 24,75^2 \cdot \pi h^2; \quad (7)$$

$$S_{сред} = 37,5^2 \cdot \pi h^2. \quad (8)$$

Тогда коэффициенты интенсивности, соответствующие приведенным формулам расчёта площадей (6-8), составляют:

$$i_{min} = \frac{10^6}{5625 \pi h} \quad (9)$$

$$i_{max} = \frac{10^6}{612,56 \pi h} \quad (10)$$

$$i_{\text{сред}} = \frac{10^6}{1406,25\pi h}, \quad (11)$$

где  $i_{\text{max}}$ ,  $i_{\text{min}}$  и  $i_{\text{сред}}$  - соответственно, минимальный, максимальный и средний коэффициенты интенсивности складчатой структуры. При амплитудах локальных складок в сводовой части до 10 м минимальные коэффициенты аномальности, определённые согласно формулы (5) близки к 1, что говорит о том, что пластовые давления соответствуют гидростатическим. Средние расчётные значения коэффициента аномальности составляют 1,17, максимальные расчётные значения коэффициента аномальности пластовых давлений равны 2,25. В природе зафиксированы подобные случаи - известно, что в практике эксплуатации нефтяных и газовых месторождений установлено наличие локальных зон с АВПД более, чем вдвое превышающими гидростатическое давление [11, 17, 18]. В таблице 1 приведены расчётные данные по ряду локальных антиклинальных структур в Донбассе, которые согласуются с аналитическими данными.

Таблица 1 – Анализ параметров интенсивности вторичной складчатости (локальных антиклинальных структур) Донбасса

Шахта, индекс пласта	Амплитуда, м	Размер структуры, м	Площадь структуры, км <sup>2</sup>	Коэффициент интенсивности	Коэффициент аномальности
им. А.А. Скочинского	15,0	2000x1500	2,404	6,24	1,01
	16,0	1500x1200	1,431	11,18	1,04
	45,0	1300x1300	1,327	33,91	1,41
	17,0	1800x1300	1,886	9,00	1,03
им. А.Ф. Засядько	8,7	800x425	0,283	30,74	1,33
им. В.М. Бажанова	6,8	750x600	0,358	18,99	1,11
Бутовская	14,9	910x560	0,424	35,14	1,45

Исходя из того, что минимальные значения площади сводовых частей реальных локальных структур составляют порядка 0,3 км<sup>2</sup>, при высоте складки в своде не более 9,0 – 10,0 м, расчётные коэффициенты аномальности должны составлять 1,31 – 1,40. Это максимальные превышения пластовых давлений над гидростатическими, которые могут наблюдаться в реальных структурах в Донбассе. Полученные расчётные значения коэффициентов аномальности давлений в полной мере согласуются с результатами фактических замеров АВПД в пределах Донбасса. В.Е. Забигайло и А.З. Широковым [19] отмечается, что при многочисленных газопроявлениях в геологоразведочных скважинах газовое давление заведомо выше гидростатического и его градиент превышает на 1,10-1,25 атм на каждые

10 м, то есть значения коэффициента аномальности в данном случае более 1,10 – 1,25. В работе [11] приведены результаты определений коэффициентов аномальности повышенных пластовых давлений ряда шахт Донбасса, опасных по проявлению различных газодинамических явлений (табл. 2). Коэффициенты аномальности достигают значений 1,19-1,33. По данным, приведенным в работе [18], пластовые давления в Донбассе могут превышать гидростатические в 1,03 – 1,33 раза, а максимальный коэффициент превышения пластового давления над гидростатическим, зафиксированный на данный момент в угленосной толще Донбасса составляет 1,33. Исходя из этого максимального значения и основываясь на полученных ранее расчётных максимальных (1,31 – 1,40) и средних (1,17) значениях коэффициента аномальности возможно осуществить прогноз вероятных значений превышений пластовых давлений на различных глубинах в условиях Донбасса. На рисунке 1 приведены графики максимальных (коэффициент аномальности принят равным 1,350) и средних (коэффициент аномальности – 1,175) превышений пластовых давлений над расчётными гидростатическими, которые могут иметь место на различных глубинах. На глубинах от 500 м до 2500 м (рис. 1) средние превышения пластовых давлений над гидростатическими могут составить от 0,875 МПа до 4,375 МПа, максимальные – от 1,750 МПа до 8,750 МПа. Следовательно, породы покрышки (экраны) должны обладать экранирующими свойствами, способными удерживать флюиды под избыточными давлениями:

$$\Delta P \geq (K_a - 1) \cdot 0,01\gamma \cdot H ,$$

где  $\gamma$  - плотность флюида, обычно принимается равной 1 г/см<sup>3</sup>.

Средним значением избыточных давлений отвечают породы с проницаемостью  $0,1 \cdot 10^{-15} - 0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , максимальным -  $0,01 \cdot 10^{-15} - 0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Таблица 2 – Коэффициенты аномальности повышенных пластовых давлений угленосной толщи некоторых шахт Донбасса, опасных по газодинамическим явлениям [11]

Шахта	Глубина, м	Определенное пластовое давление, МПа	Условное гидростатическое давление, МПа	Коэффициент аномальности
№5 ш/у Донецкое	438	5,23	4,38	1.19
им. М.И. Калинина	519	6,23	5,19	1,20
Юнком	600	7,44	6,00	1,24
Кондратьевка	620	8,24	6,20	1,33
Холодная балка	630	7,78	6,30	1,23
им. А.И. Гаевого	631	7,78	6,31	1,23

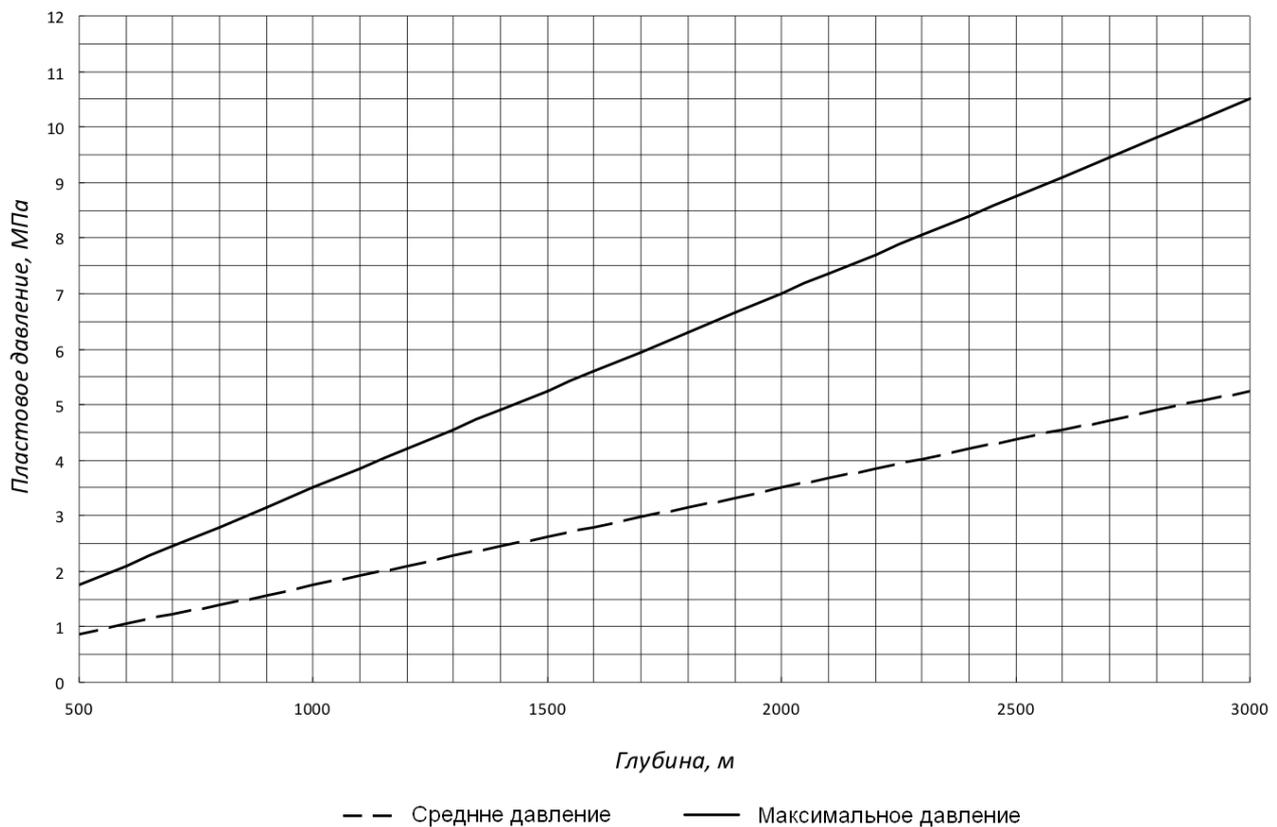


Рис. 1 – Зависимость возможных пластовых давлений от глубины в локальных антиклинальных структурах Донбасса

Важно отметить, что возможные значения превышений пластового давления на различных глубинах существенно отличаются, следовательно, требования к экранирующей способности пород - покрышек на разных глубинах различны. Одни и те же породы, с одинаковыми фильтрационными (в данном случае экранирующими) характеристиками, в условиях различных глубин по своей экранирующей способности могут оцениваться по-разному. В условиях малых глубин, где избыточное давление не может достигать значительных величин, способны быть экраном более проницаемые породы, которые, в условиях больших глубин и значительных давлений в газонасыщенном массиве, роль экрана выполнять не могут.

Возвращаясь к формуле (1) и анализируя её общий вид, можно также сделать вывод о том, что возможность прорыва флюида в значительной степени зависит от длины пути фильтрации, что соответствует мощности покрышки или, в рассматриваемом случае, расстоянию вверх по восстанию пласта, на котором ненарушенные слои сохраняют экранирующие свойства и могут выполнять роль экрана. Увеличение длины пути фильтрации, например, с 10 м до 100 м, эквивалентно, по величине необходимого для прорыва флюида давления, снижению проницаемости на порядок, соответственно, до 1000 м – на два порядка и т.д. При угле падения пород на моноклинали 10-12°, расстояние с глубин порядка 1000 м до дневной поверхности составит более 5 км, соответственно, при 5-6° – до 10 км. То есть, учитывая значительное расстояние, на котором развиты залегающие вверх по восстанию непроницаемые слои песчаника, до дневной поверхности или, по крайней мере, до зоны газового вы-

ветривания, где пластовое давление равно нулю или, как минимум, в случае наличия вверх по восстанию пласта разрывного нарушения, по которому возможна дегазация, прорыв газа вверх по восстанию пласта представляется маловероятным даже при минимальном различии в проницаемости нарушенных и ненарушенных слоёв. Тем более, в случае, когда проницаемость в трещиноватой зоне на два порядка и более, превышает проницаемость ненарушенных слоёв. Таким образом, ненарушенные, в результате складкообразования, слои песчаника могут служить экраном при минимальных значениях необходимого для прорыва флюидов давления, то есть при абсолютных проницаемостях порядка  $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (десятые доли миллдарси).

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мировой опыт и перспективы применения в Украине сейсмического метода при поисках, разведке и добыче метана угольных месторождений / Анциферов А. В., Гошовский С. В., Жикаляк Н. В. [и др.] // Геофизический журнал. – 2008. – № 6. – С. 3 – 22.
2. Лукинов В. В. Тектоника метанугольных месторождений Донбасса / В. В. Лукинов, Л. И. Пимоненко. – К. : Наукова думка, 2008. – 352 с.
3. Лукинов В. В. Прогнозная оценка извлекаемых ресурсов подвижного метана природных и техногенных скоплений на угольных месторождениях / В. В. Лукинов // Геолог України. – 2009. – № 3. – С. 45 – 48.
4. Лукинов В. В. Горно – геологические условия образования скоплений свободного метана на угольных месторождениях / В. В. Лукинов // Науковий вісник НГУ – № 4. – 2007. – С. 55 – 59.
5. Безручко К. А. Изменение газонасыщенности пород при разуплотнении горного массива / К. А. Безручко // Геотехн. механика. – 2007. – № 73. – С. 220 – 223.
6. Безручко К. А. Оценка пористости горных пород в локальных антиклинальных структурах / К. А. Безручко // Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск. – 2008. – Вып. № 80. – С. 77 – 83.
7. Лукинов В. В. Чинники формування колекторських властивостей низькопористих теригенних порід / В. В. Лукинов, К. А. Безручко Стаття 2. Обґрунтування фільтраційних параметрів межі колектор-екран низькопористих теригенних порід // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2009. – № 3 – 4 (148 – 149). – С. 5 – 14.
8. Иофис М. А. Инженерная геомеханика при подземных разработках / М. А. Иофис, А. И. Шмелёв. – М. : Недра, 1985. – 248 с.
9. Визначення тиску прориву вуглеводневих флюїдів крізь породи-покришки. Методика дослідження. СОУ 73.1-41-08.11.06:2005. – К. : Держгеолслужба України, 2005. – 16 с.
10. Федисин В. О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення / В. О. Федисин – К. : УкрДГРІ, 2005. – 148 с.
11. Орлов А. А. Закономерность генетической связи аномальных пластовых давлений со складкообразовательными тектоническими процессами в осадочном чехле земной коры / А. А. Орлов, Д. Д. Федоришин, С. А. Лизун. – Ивано-Франковск: Факел, 2008. – 154 с.
12. Быков Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов. – М. : Недра, 1981. – 525 с.
13. Орлов А. А. Возможность прогнозирования аномально высоких пластовых давлений в коллекторах нефтегазоносных провинций геосинклинального типа по количественным критериям антиклиналей // А. А. Орлов Докл. АН УССР. – 1978. – № 11. – С. 974 – 978.
14. Орлов А. А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины / А. А. Орлов. – Львов: Вища школа, 1980. – 188 с.
15. Орлов О. О. Концепція геодинамічного походження аномальних пластових тисків в осадовій оболонці земної кори / Орлов О. А. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Частина I. – 2007. – № 3 (24). – С. 18 – 23.
16. Орлов О. О. Концепція геодинамічного походження аномальних пластових тисків в осадовій оболонці земної кори / А. А. Орлов // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Частина II. – 2007. – № 4 (25). – С. 20 – 32.
17. Прошляков Б. К. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах / Б. К. Прошляков, Т. И. Гальянова, Ю. Г. Пименов. – М. :Недра, 1987. – 200 с.
18. Угленородный массив Донбасса как гетерогенная среда / А. Ф. Булат, Е. Л. Звягильский, В. В. Лукинов [и др.]. – К. : Наук.думка, 2008. – 412 с.
19. Забигайло В. Е. Проблемы геологии газов угольных месторождений / В. Е. Забигайло, А. З. Широков. – К. : Наукова думка, 1972. – 172 с.