

ВЪЗНИКВАНЕ НА АНОМАЛНО ВИСОКО ПОРОВО НАЛЯГАНЕ (АВПН) ОТ МЕТАМОРФИЗМА НА ОРГАНИЧНОТО ВЕЩЕСТВО (ОВ) В СКАЛИТЕ. ОЦЕНЪЧНИ МОДЕЛИ

Йордан М. Йорданов

Минно-геоложки университет "Св. Иван Рилски", 1700 София; jordanjordanov45@gmail.com

АБСТРАКТ. Обект на изследване са процесите на възникване на зони с аномално високо порово налягане (свръхналягане) във финокластични скали, с надкритично съдържание на органично вещество (ОВ). В хода на потъване утайките изпитват влияние на скалния натиск и хидростатичния стълб, което води до редуция на техния начален обем. Характерът на уплътняването се контролира от два основни фактора: компресионен флуиден дисбаланс и флуидна експанзия от фазови промени (трансформация на кероген в нефт и крекинг на нефт). Проявата на тези процеси води до генериране на свръхналягане, което определя профилът на уплътняването и специфичното поведение на скалите (акустичната скорост). С помощта на числени модели е разработена техника за обвързване на акустичната скорост и поровото налягане. При известен профил на поровото налягане е налице възможност за надеждно разпознаване на протекли процеси на трансформация на кероген или крекинг на нефт. За целта се използва графичен метод (плот) на Боуер, построен в координати "ефективно налягане-акустична скорост", който позволява достатъчно надеждно разграничаване на свръхналягане генерирано от флуиден дисбаланс и от трансформация на кероген. При протекли трансформационни процеси на графиката се проследява крива на уплътнение, която има съществено различна траектория от тази на нормално уплътняване. Посредством анализ на тази крива е възможно да се прогнозира съдържанието на кероген в скалите, както и мащабите на генериране на течна и газова фаза. Техниката показва удовлетворителна приложимост и за българската практика.

ORIGIN OF ANOMALOUS POROUS OVERPRESSURE (APO) DURING THE METAMORPHISM OF ORGANIC MATTER (OM) IN ROCKS. ESTIMATION MODELS

Jordan M. Jordanov

University of Mining and Geology "St. Ivan Rilski", 1700 Sofia; jordanjordanov45@gmail.com

ABSTRACT. Subject of investigation are processes of overpressure generation in fine-grained shale formations, containing organic matter. During the burial, sedimentary fill undertakes the load of overburden rocks and hydraulic head, leading to bulk rock compaction. Two main processes control the compaction behavior: disequilibrium compaction and fluid expansion. Kerogen conversion and/or oil cracking cause the latter event, accompanied by overpressure generation. This additional overpressure, which is equal to the difference between hydrostatic and formation pressure, controls the compaction profile as well as specific acoustic behavior of the rock. Numbers of adequate methods and technics for relation of acoustic velocity to pore pressure are available. Therefore, pore pressure is possible to prediction on the base of velocity models construction, using the field investigation of well logs, as well as seismic surveys. If we have the pore pressure profile of the well section, then is possible to distinguish between two main mechanisms of overpressure generation: disequilibrium compaction or fluid expansion. An adequate technics for this purpose is developed by Bower, which correlates acoustic velocity to effective stress or porosity⁻¹ (effective stress is approximated to difference between mean principal vertical stress and pore pressure). Implementing Bower plot, two curves of compaction are recognizable: normal compaction loading curve and unloading curve, typical for kerogen conversion processes. When the latter processes have taken place, unloading curve follows difference geometry. By the analyses of the trajectory, one can predict the kerogen concentration, as well as existence and the magnitude of oil and gas generation. Verification of the Bower plot to Bulgarian practice confirmed its adequate implementation.

Въведение

Предмет на настоящата работа са процесите на възникване и съхраняване на зони на АВПН (свръхналягане) във финокластични скални формации, близки или покриващи се с категорията нефтомайчини скали, като еквивалент на "нефтогазошистови формации". Извън авторския интерес са проблемите по възникването и съхраняването на АВПН в резервоарните скали, което принципно изисква специфичен аналитичен подход. Това е причината в изложението по-долу аббревиатурата АВПН да отразява поровото налягане.

Възникването на зони с АВПН е резултат от разно-мащабното влияние на поредица от фактори, с особена важност на механичното и химично уплътняване на утаечния пълнеж, метаморфизма на ОВ, нееднородността в напрегатостта в скалния масив (хетерогенност на стресовото поле), а също и латералното изменение на проицаемостта на скалните серии. Посочените фактори са предмет на обсъждане в обширно множество монографии и публикации, но в последните години нараства интересът към ролята на метаморфизма на ОВ

върху поведението на поровата система на скалите в хода на потъването. Трансформирането на ОВ в петролни продукти е процес на фазови изменения, с възникване на допълнително порово налягане (свръх-налягане), което възпрепятства нормалния уплътнителен процес на утайките и води до аномалии в плътностния и вместимостния профил на сериите. В зависимост от дренираността на масива е възможно продължително съхраняване на възникнали по тези причини зони на недоуплътняване. Интервали с подобна характеристика са добре разпознаваеми при сондажно-геофизични и сеизмични профилирания и чрез подходяща обработка могат да се очертаят мащабите и времево-дълбочинния обхват на трансформационния процес на ОВ. В изложението по-долу привеждаме практикуваните понастоящем приложни техники за тази цел.

Механизъм на възникване на АВПН (Свръхналягане)

Основни принципи

Обичайната практика дефинира пластовото налягане ($P_{пл}$) като резултираща величина от скалния и флуиден натиск, приложен върху поровите флуиди в дадена скална серия. Ако резултиращото налягане се формира само от хидростатичния стълб, пластовото налягане се означава като хидростатично (P_x) и най-често се характеризира с градиент 0,0105 МПа/м. Освен хидростатично се дефинира и литостатично (или геостатично) (P_n) налягане към дадена дълбочина, което представлява комбинирано въздействие от натиска на скалната матрица и поровите флуиди в нея. Практиката за неговото числено пресмятане чрез последно интегриране е добре известна и за скални серии в платформени крайнини има стойности на градиента около 0,0244 МПа/м (Добрынин, 1970; Hunt, 1995; Neuzil, 1995; Dutta, 2002; и др.). В реална скална среда пластовото налягане може да бъде по-малко от хидростатичното (аномално ниско), но най-често е по-голямо (аномално високо или свръхналягане). За гранична стойности на свръхналягането Tingay et al. (2013) определят пластово налягане с градиент >11.5 МПа/км. В диапазона от 11,5 до 14 МПа/км цитираните автори определят средна степен на свръхналягане, а при стойности >14 МПа/км – висока степен. Множество автори въвеждат и количествена характеристика на свръхналягането с едноименен коефициент, изразен с отношението $P_{пл}/P_x$ (Guo et al., 2012; и др.).

От особена важност за разглеждания проблем е т.н. ефективно (или диференциално) налягане ($P_{еф}$), което, съгласно известните от средата на миналия век принципи на К. Terzaghi (фиг.1), се дава с израза:

$$P_{еф} = P_n - P_{пл} \quad (1)$$

От позицията на известния в геомеханичните среди закон за ефективното напрежение (стрес), (1) се дава в по-строгия вид (Shafer et al., 2008):

$$\sigma_{еф} = \sigma + \alpha P_{пл}, \quad (2)$$

където $\sigma_{еф}$ е ефективен стрес; σ – всестранен обеман стрес; α – коефициент на ефективния стрес или известен още като коефициент на Байот (Biot, 1956). Дефинира се с израза:

$$\alpha = 1 - (C_m / C_{ск}) \quad (3)$$

където $C_{ск}$ и C_m са съответно стойностите на специфичната свиваемост на скалата и на минералите. Стойностите на α

са най-често > 0.67 и близки до 1, което е дало основание на Zhang (2013) и др. да възприемат стойност от 1 за практическите пресмятания.

Ефективното напрежение ($\sigma_{еф}$) се явява определящ фактор за компресионното поведение (уплътняване) на дадена скална среда. При нарастване на $\sigma_{еф}$ нараства и относителната редукция на единица обем скала. В обратния случай, ако към определена дълбочина са налице обстоятелства, които водят до редуциране (относително намаляване) на $\sigma_{еф}$, ще се регистрира намаляване на темпа (скоростта) на уплътняване на утайките, респективно до възникване на аномално налягане (фиг. 1). Когато пластовото налягане достигне до стойности близки до литостатичното (градиент около 0,0244 МПа/м), ефективният стрес клони към нула, което води до възникване на обстоятелства, характерни за хидравлично напукване и възникване на отворени пукнатини.

АВПН от трансформация на ОВ в скалите

Проблемът с възникването на свръхналягане в скалните формации е обсъждан в множество монографии и публикации, обобщени сравнително пълно от Neuzil (1995). Аналитичен преглед намираме също в Bradley (1975), Osborn, Swarbrick (1997), Dutta et al. (2002), които отделят редица важни фактори и процеси, но определящи за реална скална среда в даден седиментен басейн са:

- компресионният флуиден дисбаланс (процес при който финозърнестите утайки се акумулират с по-голяма скорост от тази на обемното изнасяне на поровите флуиди в тях;
- диагенетни процеси, свързани с дехидратация на глинести минерали, вторично минералоотлагане и др.;
- латерални и вертикални тектонски движения;
- архимедови подемни сили от разлика в плътностите;
- акватермален ефект (термично разширяване и промяна в агрегатното състояние);
- фазови превръщания на ОВ в скалите.

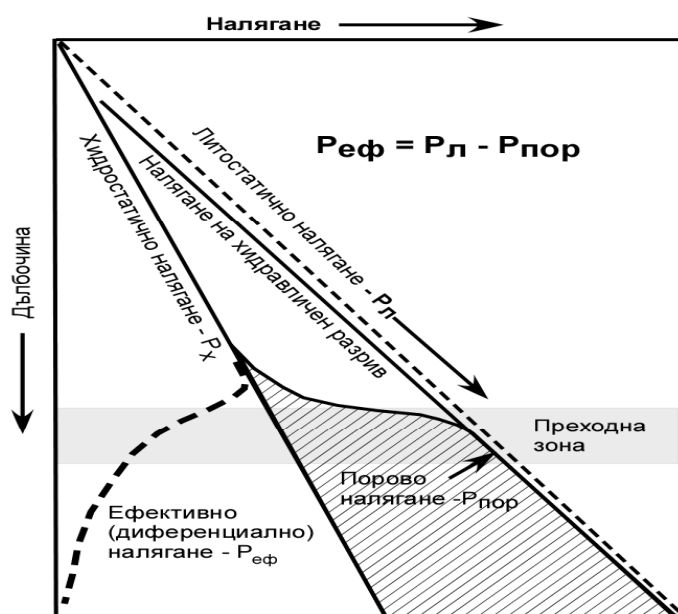
Предмет на настоящата работа е механизма на възникване на АВПН от трансформацията на керогена и промяната на агрегатното състояние на образуван нефт при по-висока температура (крекинг процеси).

Проблемът възникването и съхраняването на порово свръхналягане, породено от трансформацията на керогена, е формулиран от средата на миналия век в редица публикации на американската и руската школа, но придобива по очертан вид с работите на Barker (1990), Bradehoeft et al. (1992), Bowers (1995), Neuzil (1995), Berg, Gandy (1999) и др. В последните години, във връзка с потребността от повишаване на надеждността на проектирането на търсеци работи и особено от гледна точка на усвояването на нетрадиционни източници на въглеводородни суровини, проблемът е стандартна част от басейновото моделиране (Dutta, 2002; Sayers et al., 2002; Guo et al., 2011; Pinna et al., 2011; Tingay et al., 2013; Zhang, 2013; и др.).

Както е известно, трансформацията на ОВ във въглеводородни продукти в хода на литогенезата се описва като химична реакция от I род, която протича в условията на реална басейнова среда, с образуване на нефт, газ и съпътстващи продукти. Този процес

“освобождава” обем от керогена, който в хода на потъване нараства до крайната стойност на трансформационното отношение и е в зависимост от плътността на керогена (табл. 1). Възприемането на пълния обема на керогена като потенциален нов матричен поров обем е идеален случай, неприсъщ за природните нефтомайчини скали. Познатите типове кероген трансформират от 20 до 80% от

обема си в нефтопродукти (за I, II и III тип осреднената стойност на трансформационното отношение съставлява: 0,80, 0,60 и 0,20). От тези позиции в литературата се дефинира и понятието “органична” (в смисъл вторична) порестост, възникнала като резултат от трансформацията на керогена (Romero-Sarmiento, 2012; и др.).



Фиг. 1. Илюстрация на “налягане-стрес-дълбочина” профил в реална кластична скална среда (по Dutta et al., 2002; Zhang, 2013; с изменения)

Таблица 1. Осреднени стойности на плътността на керогена и въглеродородните продукти

Продукт		Плътност, g/cm ³	
Нефтопродукти		0,75-1,0	
Кероген	I тип	Незрял	1,12
		Зрял	1,16
	II тип	Незрял	1,15
		Зрял	1,15
	III тип	Незрял	1,37
		Зрял	1,30

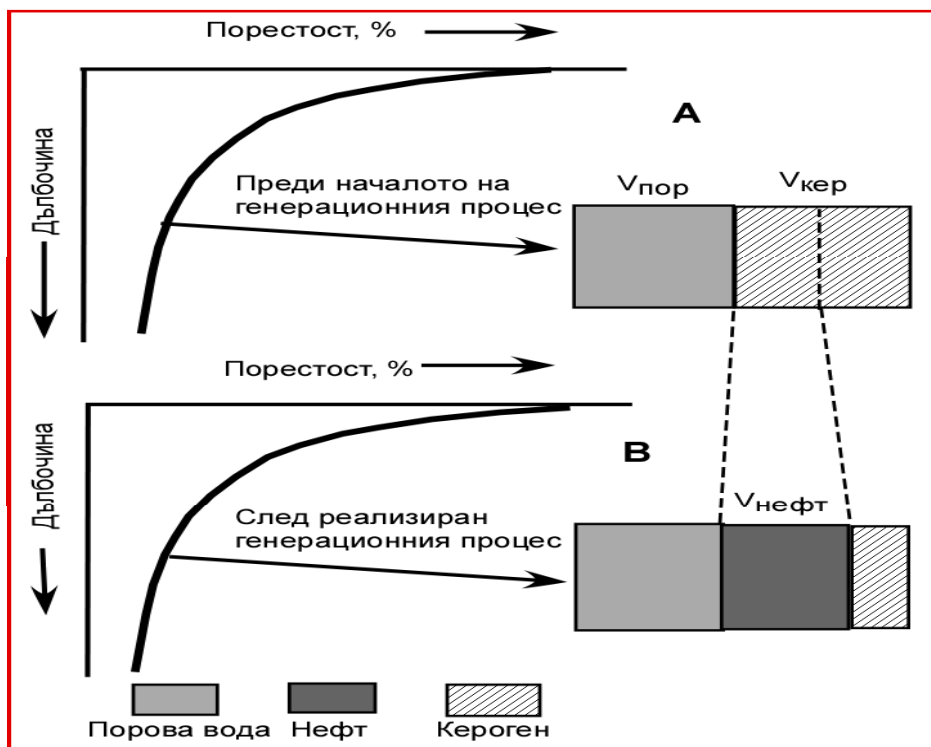
Изложеното по-горе налага необходимостта от предефиниране на понятието “порестост” при изучаване на нефтомайчините (шистови) скали. От гледна точка на присъствието на трансформируем кероген е целесъобразно да се дефинира: матрична вместимост и порова вместимост (заета с порова вода). Матричната вместимост представлява сума от обичайната порова вместимост и обема на керогена:

$$\Phi_m = V_k + \Phi_{пор} \quad (4)$$

Трансформирането на керогена в нефт, газ и съпътстващи продукти води не само до формиране на допълнителна (“органична”) порестост, но и до възникване на дебаланс в поровото налягане, като резултат от

появата на продукти с по-малката плътност и капилярните ефекти при тяхното внедряване в обема на празнините, заети с порова вода. За илюстрация на процеса привеждаме опростена схема (фиг. 2), с примерно балансово разпределение на обемите на пластовите флуиди и керогена в хода на потъване. Ако скална проба с плътност 2,45 g/cm³, 8% поров обем и 6% кероген с плътност 1,15 g/cm³, трансформира 50% от керогена, матричната вместимост ще нарасне до 14,4%. При плътност на новообразувани ВВ продукти от 0.80 g/cm³, техният обем ще бъде с 43,75% по-голям от “новообразуваната” органична порестост от керогена. Този допълнителен (“екстра”) обем се оценява като основна причина за генериране на свръхналягане. По своята физическа същност свръхналягането от генерационния процес е не само индикатор за протичане на нефтогазообразуване, но и параметър, който позволява с достатъчна за практиката точност да се решават проблеми с очакваното в хода на сондирането порово (пластово) налягане, стресовия профил на изучаваната серия и позиционирането на главната емиграционна фаза.

Генерирането на АВПН е свързано с три основни направления на метаморфизъм: кероген – нефт; кероген – газ (Tingay et al., 2013; и др.); нефт – газ; кондензат – газ.



Фиг. 2. Илюстрация на балансните промени на керогена и поровите флуиди в хода на литогенезата (по Guoetal, 2011; с изменения)

Освен посочените направления, в природата съществуват и редица по-сложни преходи, без да е възможно те да бъдат обхванати в тяхната цялост. В настоящата работа се спираме само на две основни направления: кероген в нефт и крекинг на нефт в газ.

АВПН от трансформация на кероген (I тип) в нефт (числено моделиране)

Моделирането на трансформацията по линията "кероген-нефт" следва общоприетата концептуална схема (фиг. 2), с допустими ограничения, формулирани ясно от Berg&Gandi, (1999). Цитираните автори постулират:

- образуваните въглеводородни (ВВ) продукти и поровата вода са част от единна скално-флуидна барична система;
- генерираната от I тип кероген газова фаза е незначителна по обем и се приема да е изцяло разтворена в поровата вода, поради което е извън балансните разчети;
- генерираният нефт присъства като самостоятелна, неразтворима в поровата вода фаза;
- при отсъствие на ВВ генерация празнините са запълнени само от порова вода;
- трансформираната маса от I тип кероген е равна на масата на образувания нефт.

Аналитичната основа на моделирането е базирана върху материалния баланс, параметризиран спрямо обемната трансформация на керогена в новообразуваната течна фаза в условията на затворена система (без емиграционни процеси и без отчитане на термичните разширения; в съгласие с Berg и Gandi (1999) и др., те се оценяват като незначителни).

Както посочихме по-горе, матричният поров обем се състои от обема на керогена и поровата вода, балансирани към хидростатично порово налягане:

$$V_{\text{пор}} = V_{\text{к}} + V_{\text{водата}} \quad (5)$$

С нарастване на потъването скално-флуидната система се уплътнява и при отсъствие на генетични процеси, компресионният профил следва нормалното експоненциално изменение. При достигане на праговата температура за генерация, част от керогена се трансформира във нефт с обем ($V_{\text{н}}$). Ако с „F“ означим трансформационното отношение, т.е. частта от трансформирания кероген към дадена температура и налягане, уравнение (5) придобива вида:

$$V_{\text{пор}}(P) = (1 - F)V_{\text{к}}(P) + V_{\text{н}}(P) + V_{\text{водата}}(P) \quad (6)$$

В резултат на нововъзникналия обем от трансформацията на кероген, ще се появи допълнително налягане, което е функция от обемното изменение на матричния поров обем (със знак +) и от обемната свиваемост на пластовите флуиди: нефт, кероген и порова вода (със знак -). С най-значителна роля е свиваемостта на скалната матрица (матричния поров обем), която се оценява с коефициента на свиваемост (C), нормиран спрямо разликата в налягането ΔP : $S_{\text{пор}} = +(1/V_{\text{пор}}) \cdot (\Delta V / \Delta P)$. С отчитане на свиваемостта на елементите на скално-флуидната система Berg & Gandi (1999) достиган до следния опростен израз за пресмятане на възникналото свръхналягане при образуване на нефт от кероген:

$$\Delta P \approx \frac{[(u \cdot F) \cdot (D - 1)] / \{(C_{\text{водата}} + C_{\text{пор}}) + u[(1 - F) \cdot (C_{\text{кер}} + C_{\text{пор}}) + FD \cdot (C_{\text{н}} + C_{\text{пор}})]\}} \quad (7)$$

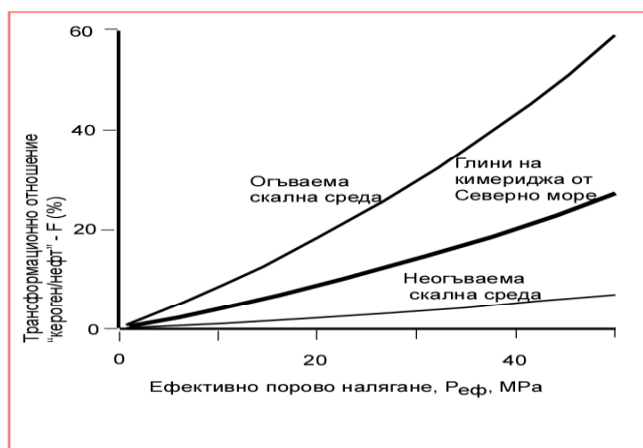
където: $u = V_{\text{н}} / V_{\text{водата}}$; $D = \rho_{\text{к}} / \rho_{\text{нефт}} > 1$.

Чрез елементарни преобразования (8) придобива вид, удобен за пресмятане на обемното съдържание на

кероген, което е огромно предизвикателство за проучвателната практика:

$$V_k / V_{\text{вод}} = \Delta P (C_{\text{водата}} + C_{\text{пор}}) / \{F(D-1) - \Delta P[(1-F)(C_{\text{кер}} + C_{\text{пор}}) + FD(C_n + C_{\text{пор}})]\} \quad (8)$$

От изложеното по-горе следва, че ако в шистова скална среда са протекли генерационни процеси, е правомерно а се очаква възникване на свръхналягане, което да се експонира като сондажни интервали с недоуплътнени скали, респективно с относително по-висока порестост. Тези интервали са лесно разпознаваеми на акустичните профили, което позволява извеждането на адекватни модели за разпознаване на протекли генерационни процеси. В качеството на пример привеждаме данни на Carcione (2000) за стойностите на ΔP за глини от долноюрския разрез от Северно море (фиг. 3).



Фиг. 3. Свръхналягане от генерация на нефт в зависимост от трансформационното отношение на керогена (по Carcione, 2000; с изменения за скали от разреза на Северно море)

За практическите пресмятания обаче предлага 1 барел суров нефт да дава 85 m³ газ (главно метан) и от 15 до 18% битумен остатък. В качеството на пример привеждаме оценката на цитирания автор за идеален случай (1 барел = 113 m³ газ) (фиг. 5). От фигурата е видно, че и при 25% съдържание на нефт, поровото налягане превишава значително литостатичното и са налице обстоятелства за образуване на отворени пукнатини, с последвала емиграция.

В заключение към последните два подраздели на работата е видно, че при известно (или прогнозирано) порово налягане успешно може да се очертае диапазона на съдържание на ОВ в скалите, което принципно предоставя огромен потенциал за намаляване на риска при търсенето на конвенционални и неконвенционални въглеводородни концентрации.

Приложни техники за прогнозиране на поровото налягане

В литературата са описани множество решения за прогнозиране на поровото налягане в шистови формации, обобщени от Bower (1995), Tangay et al. (2009), Zhang (2013) и др. В преобладаващата част от случаите най-добра апроксимация показва методът на Eaton (1972),

АВПН от крекинг на новообразуван нефт

В литературата са описани няколко аналитични подхода за моделиране на измененията на поровото налягане в резултата на крекинг на новообразуван нефт (Berg, Gandi, 1999; и др.), но в работата даваме предпочитание на опростения подход на Barker (1990). Авторът използва аналогична схема (фиг. 4), в която поровият обем съдържа нефт и пластова вода. В хода на потъване и температура над 130-140 °C нефтът прехождат в газ, с образуване на битумен остатък. На основата на стехеометрични пресмятания, при плътност на пластовия нефт от 0,85 g/cm³, авторът достига до резултат, при който в идеалния случай 1 барел обем нефт дава 113 m³ газ (приведени към стандартни условия).

който обвързва ефективния стрес с акустичната скорост (V):

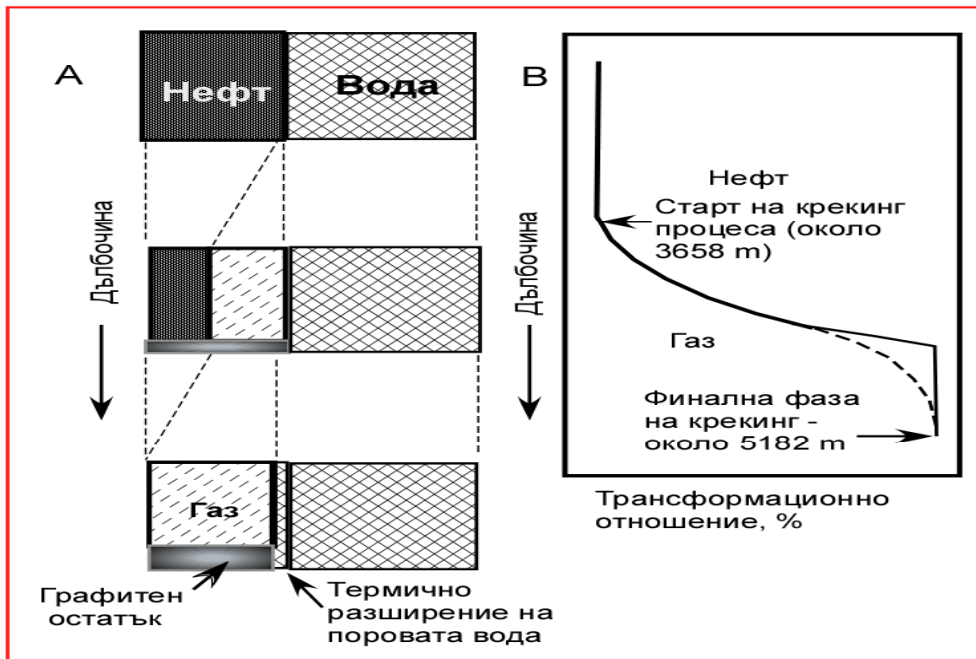
$$\sigma_{\text{еф}} = \sigma_{\text{норм}} * (V/V_{\text{норм}})^{An} \quad (9)$$

където $\sigma_{\text{норм}}$ и $V_{\text{норм}}$ са ефективен стрес и акустична скорост при нормален компресионен профил. Авторът дава емпиричен израз за поровото налягане, изразено чрез познатия в българската практика параметър (Δt) от акустичните изследвания:

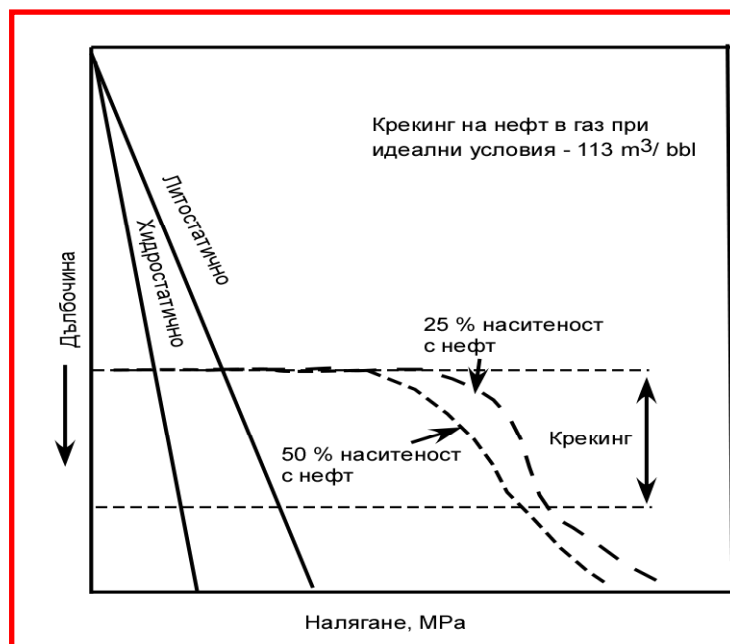
$$P_{\text{пор}} = P_{\text{л}} - [(P_{\text{л}} - P_{\text{хидр}}) * (\Delta t_{\text{норм}} / \Delta t_{\text{аккоротаж}})^{An}] \quad (10)$$

където $\Delta t_{\text{норм}}$ е интервалното време от акустичния каротаж в условията на нормален компресионен профил на разреза; $\Delta t_{\text{аккоротаж}}$ е интервалното време от изследвания интервал.

Важен елемент в (10) е степенният показател, който според автора има стойност 3, но според Tangay et al. (2009), тази стойност е дефинитивна за неуплътнени интервали от компресионен флуиден дисбаланс. Нашите изследвания показват, че за дълбочини до 1500-2000 m в млади седиментни басейни поровото налягане се прогнозира по-надеждно при степенен показател >3. За условията на мезозойския разрез от Мизийската платформа обаче, най-добра съгласуваност на пресметнатото и измерено порово налягане се получава при показател 3.



Фиг. 4. Балансова схема на крекинг на новообразуван нефт в газова фаза. Дълбочините на фиг. 4в са заимствани от цитирания автор; прекъснатата линия на 4в отразява естествения процес, а плътната е по числен модел (по Barker, 1990; с изменения)

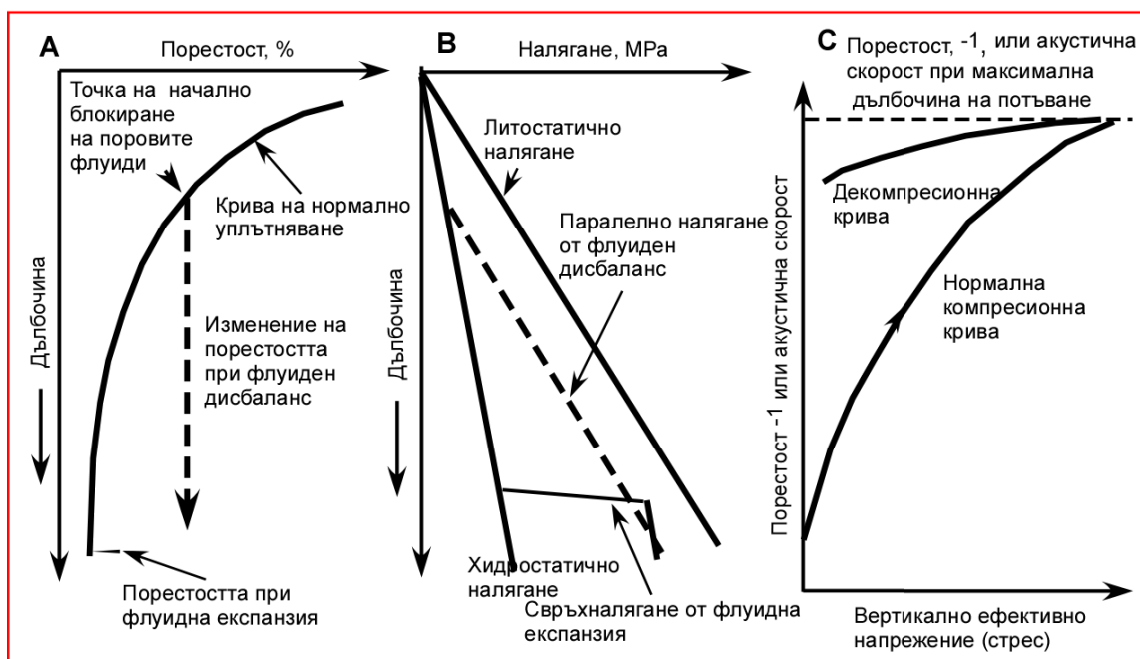


Фиг. 5. Стойности на свръхналягането при крекинг на нефт в резервоар с 50 и 25 % съдържание на нефт (по Barker, 1990; с изменения)

Приложни техники за разграничаване на свръхналягане от компресионен флуиден дисбаланс от свръхналягане, генерирано от трансформация на кероген и крекинг на нефт

В предходните раздели определихме доуплътнените интервали в сондажните разрези като резултат от: а) компресионен флуиден дисбаланс; б) трансформация на кероген или по-редкия вариант; в) привнос на поток с по-

високо налягане (по-рядко наблюдаван трансферен механизъм). Принципната основа за разграничаване на случай (а) от (б) се извежда от специфичното поведение на скалната среда в хода на потъването. В началните етапи протича уплътняване, предизвикано от нарастването на ефективния стрес и кривата на потъване има строго изразен експоненциален характер в координати: "акустична скорост – ефективен стрес" (фиг. 6).



Фиг. 6. Илюстрация на компресионен профил в условията на флуиден дисбаланс и флуидна експанзия (по Tangay et al., 2009; с изменения)

При затруднено флуидно разтоварване (случай "а") възниква свръхналягане, но заедно с това нараства и литостатичното налягане (среден вертикален ефективен стрес), което води до относително системно нарастване на двата параметъра и съхраняване на нормалния експоненциален ход на кривата на уплътняване (Bower, 1995; и др.). На илюстративната графика, известна в петролните среди като "плот на Боуер (Bower, 1995) (фиг. 6а), темпът на уплътняване е отразен като "нормална компресионна крива". При протичане на генерационни процеси в затворена система, цитираният автор по фактически данни установява различна траектория на корелационното поле на зависимостта "ефективен стрес-акустична скорост" или "ефективен стрес – реципрочна стойност на порестостта". Данните се разполагат извън нормалната компресионна крива, което дава основание на автора да именува тренда като "крива на недоуплътнена скална среда" (unloaded curve), строго специфична за флуидна експанзия (фиг. 6б). Боуер дава и емпиричен израз за моделиране на акустичната скорост при аномално високо поровопалягане от трансформация на керогена (фиг. 6в):

$$V_{ак} = 5000 + A[\sigma_{еф макс} * (\sigma / \sigma_{еф макс})^{1/U}]^{AB} \quad (11)$$

където $U = 3$ до 8 , а $B = 0,6$ до $0,85$.

Техниката на Боуер се възприема добре в петролните среди и показва удовлетворителна съгласуваност с полевите данни (Tangay et al., 2007; 2009; 2013; Swarbrick, 2011; Zhang, 2011; 2013; и др.). Това ни дава основание да заключим, че методичният подход на Г. Боуер е надежден инструмент за идентификация на процеси на нефтогазообразуване, детектирани с помощта на стандартните акустични параметри от сондажния каротаж. Макар и с известна резервираност, техниката търси своето приложение и на базата на сеизмичните работи (Carcione, 2000; Dutta, 2002; Huffman, 2002; Sayers et al., 2002; Yu, <http://www.geotrace.com/products/>; Pinna et al., 2011; Yan et

al., 2012; и др.). Независимо от широките възможности на съвременните сеизмични изследвания за решаване на редица проучвателни проблеми, на този етап все още доверието на опериращите компании към техниката на Боуер е резервирано (М. Tangay – лична кореспонденция).

В заключение към раздела ще отбележим, че въз основа на данните от акустичните изследвания и в по-общ аспект от скоростните модели за изследваната скална серия, плотът на Боуер предлага надежда техника за разпознаване на протекли генерационни процеси. С най-добри резултати, т.е. отчетлива характеристика на профила на поровото налягане, се очаква да е налице при затруднено дрениране на скалната серия, докато при наличие на интензивна или слабо изразена емиграция, техниката допуска инвариантност в крайната преценка.

АВПН в българската практика и възможности за приложението на техниката на Г.Боуер за скални серии в мезозойския разрез

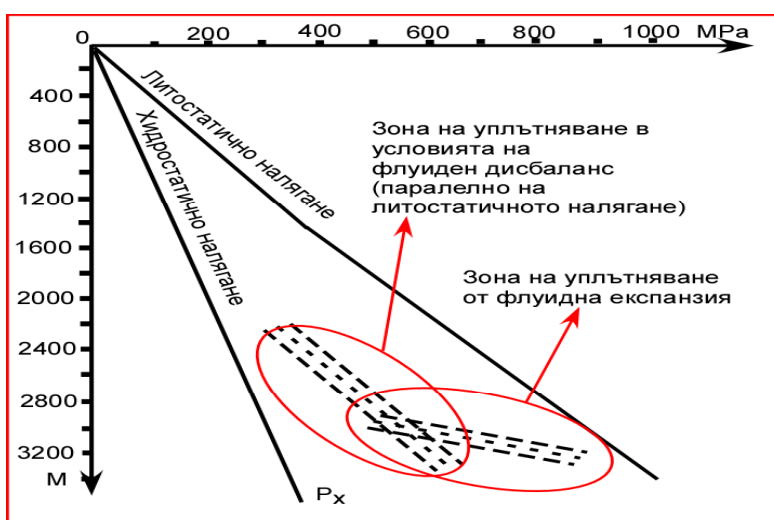
АВПН е често явление в българската практика, но в повечето случаи е документирано с най-общи бележки. Изключение е опитът на Терзиев (1981), който тълкува мащабното АВПН на Омуртагска площ с ролята на обемния ефективен стрес (вертикален и хоризонтален) и пластичността на халититенаслаги, които „блокират“ съдържащия се в тях H_2S . На илюстрацията на цитирания автор отчетливо се разграничава зона на компресионен флуиден дисбаланс и зона на флуидна експанзия (фиг. 7).

С особена интензивност е и зоната на АВПН на Бутанска площ (Ц. С. България), където коефициентът на свръхналягане превишава 1,70, характерно за надеждно изолирани флуидонаситени интервали, с категорична проява на процес на фазови промени (най-вероятно крекинг на нефт или директна трансформация на кероген в газова фаза). Подобен ефект е констатиран в почти всички

площи от Ц. С. България с целеви хоризонт, привързан към пясъчните на Костинска свита (хетанж-синемур – долен карикс). В преобладаващата част от случаите обаче липсват надеждни акустични профилирания или данни от плътностенкаротаж, както и радиометрични определения на вместимостта, което силно ограничава надеждното приложение на техниката на Боуер.

Особен интерес представлява средноюрската Етрополска свита от Ц. С. България, която е предмет на проучване от няколко десетилетия, с особена интензивност пред последните години (Zilinski et al., 2010; и др.). Свитата е представена от средно 250 m преобладаващо финокластични наслаги, покриващи дефиницията на шистови формации с безспорен генетичен потенциал. Съдържа надкритичен обем ОВ от II-III тип, със средно съдържание на ТОС в най-перспективните интервали около 2-2.5%. Поровата вместимост по каротажни данни е 7-8%. Термичната зрялост на ОВ е

сравнително висока (R_o 1.0% до 1.3%), което означава, че фазовото състояние на генерираните ВВ продукти се очаква да бъде близко до лек нефт-тлъст газ (късен нефтен прозорец). По данни на <http://www.transatlanticpetroleum>, на дълбочина 3050 m коефициентът на свръхналягане е около 1,50. Макар и далеч от критичната стойност за естествено хидронапукване, регистрираното свръхналягане е безспорен знак за протичане на генерационен процес. В качеството на пример ще приведем пресмятания за началното съдържание на кероген в Етрополската свита. При заложените стойности за плътност на кероген 1.15 и на нефта – 0.8 g/cm³; $\Delta P = 16$ МПа; порестост 0.075; трансформационно отношение 0.2 и коефициент на свиваемост на порите $C=0,0018$ МПа/m (коефициентите на свиваемост на флуидите са на порядък по-малки), оцененото съдържание на кероген съставлява 2.2%, съизмеримо с аналитичните определения (2-2.5%).



Фиг. 7. Компресионен профил на разреза от Омуртагска площ (Ц. С. България) с илюстрация на флуиден дисбаланс и флуидна експанзия (по Терзиев, 1981; с изменения)

Заклучение

Анализът на методите и техниките за оценка на процесите на възникване и съхраняване на зони на аномално високо порово налягане (свръхналягане) във финокластични скални формации, ни позволява да заключим, че те са успешно приложими в българската практика за решаване на поредица задачи от приложната петролна геология:

- изграждане на адекватен модел на компресионния профил на разреза на даден басейн (зона или проучвателна площ), с разграничаване на интервали на нормално уплътняване (компресиране), уплътняване в условията на флуиден дисбаланс и в условията на трансформация на керогена в нефт или газ, както и от крекинг на новообразуваната течна фаза;
- разграничаване на компресионен профил в режим на флуиден дисбаланс от профил в условията на флуидна експанзия посредством корелационно поле в координати: “акустична скорост – ефективно напрежение (стрес)”, известен като плот на Г. Боуер;
- извеждане на емпирични зависимости между акустични и петрофизични параметри на скалната серия, с помощта

на които се прогнозира както очакваното порово налягане, така и мащабите на протичане на генерационни процеси (трансформация на кероген) .

Литература

- Добрынин, В. М. 1970. *Деформация и изменения физически свойства коллекторов нефти и газа*. М., Недра, 230 с.
- Терзиев, И. 1981. Строеж и опит за прогнозиране на зоните с АПВД в евапоритите на Букак-Омуртажкия Предбалкан. – В: *Геология и нефтогазоносна перспективност на СИ България* (ред. П. Мандев, И. Начев), С., Техника, 103-111.
- Barker, C. 1990. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs. – *AAPG*, 74, 8, 1254-1261.
- Berg, R., A. Gandi. 1999. Primary migration by oil-generation microfracturing in low-permeability source rocks and application to the Austin Chalk, Texas. – *AAPG*, 83, 5, 727-756.

- Biot, M. A. 1956, Theory of propagation of elastic waves propagation in a fluid saturated porous solid I. Low frequency range. – *J. Acoust. Soc. Am.*, 28, 168-191.
- Bower, G. 1995. Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction. – *SPE Drilling & Completion*, June, Dallas Conference, Febr., 15-18, 89-95.
- Bradefoet, J. D., J. B. Wesley, T. D. Fouch. 1992. Simulation of the origin of fluid pressure, fracture generation, and the movement of fluids in the Uinta Basin, Utah. – *AAPG*, 78, 11, 1729-1747.
- Bradley, J. 1975. Abnormal formation pressure. – *AAPG*, 59, 6, 957-973.
- Carcione, J. M. 2000. A model for seismic velocity and attenuation in petroleum source rocks. – *Geophysics*, 65, 4, 1080-1092.
- Dutta, N. C. 2002. Geopressure prediction using seismic data: Current status and the road ahead. – *Geophysics*, 76, 6, 2012-2041.
- Eaton, B. A. 1972. Graphical method predicts geopressures worldwide. – *World Oil*, 182, 51-56.
- Guo, Y., X. Pang, D. Chen, J. Leng, J. Tian. 2012. Evolution of continental formation pressure in the middle part of the Western Sichuan Depression and its significance on hydrocarbon accumulation. – *Petroleum Expl. & Dev.*, 39, 4, 457-465.
- Guo, X., Sh. He, L. Zheng. 2011. Quantitative estimation of overpressure caused by oil generation in petroliferous basins. – *Organic Geochemistry*, 42, 1343-1350.
- Hansom, J., M.-K. Le. 2005. Effects of hydrocarbon generation, basal heatflow and sediment compaction on overpressure development: a numerical study. – *Petroleum Geoscience*, 11, 353-360.
- Huffman, A. 2002. The future of pressure prediction using geophysical methods. – *AAPG Memoirs*, 76 (*Pressure Regimes In Sedimentary Basins and Their Prediction*), 217-233.
- Hunt, J. 1995. *Petroleum Geochemistry and Geology*. Sec. Ed., New York, 743 p.
- Romero-Sarmiento, M. F., M. Ducros, B. Carpentier, F. Lorant, S. Rohais, I. Moretti, A. Huc. 2012. Predicting TOC, organic porosity and gas retention distribution in a shale-gas system using petroleum basin modeling. – *AAPG Annual Convention and Exhibition, Long Beach, California, April 22-25*.
- Nerzil, C. E. 1995. Abnormal pressure as Hydrodynamic phenomena. – *American J. Sci.*, 295, June, 742-786.
- Osborne, M. J., R. E. Swarbrick. 1997. Mechanisms for generation Overpressure in sedimentary basin: A reevaluation. – *AAPG*, 81, 6, 1023-1041.
- Pinna, G., J. M. Carcione, F. Poletto. 2011. Kerogen to oil conversion in source rocks. Pore-pressure build-up and effects on seismic velocities. – *J. A. Geophysics*, 74, 229-235.
- Sayers, C. M., G. M. Johnson, G. Denyer. 2002. Pre-drill pore-pressure prediction using seismic data. – *Geophysics*, 67, 4, 1286-1292.
- Shafer, J. 2008. Effective stress laws for petrophysical rock properties. – *SPWLA 49th Annual Logging Symposium, May 25-28, 2008*.
- Tingay, M., Ch. Morley, A. Laird, O. Limpompipat, K. Krisadasima, S. Pabchanda, H. Macintyre. 2013. Evidence for overpressure generation by kerogen-to-gas maturation in the northern Malay Basin. – *AAPG*, 97, 4, 639-672.
- Tingay, M., R. Hillis, R. Swarbrick, Ch. Morley, A. Razak Damit. 2009. Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram province, Brunei. – *AAPG*, 93, 1, 51-74.
- Yan, F., D.-H. Han. 2012. A new model for pore pressure prediction. – *SEG, Las Vegas, 2012 Annual Meeting*, 1-5.
- Zhang, J. 2013. Effective stress, porosity, velocity and abnormal pore pressure prediction accounting for compaction disequilibrium and unloading. – *Marine Petr. Geology* <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.04.007>
- Zilinski, R. E., D. R. Nelson, G. F. Ulmishek, K. Tonev, J. Vladov, D. E. Eby. 2010. Unconventional plays in the Etropole Petroleum System, southern Moesian Plate, Bulgaria. – *AAPG Search and Discovery Article #90109©2010; AAPG European Region Annual Conference, October 17-19, 2010, Kiev, Ukraine*.
<http://www.transatlanticpetroleum.com/portfolio/bulgaria.aspx>