

超压对碎屑岩机械压实作用的抑制与孔隙度预测

肖丽华¹, 高煜婷¹, 田伟志¹, 姜文亚², 王又春¹,
郭日鑫³, 赵小庆⁴, 梁宏伟⁴

1. 东北石油大学, 大庆 163318; 2. 中国石油大港油田勘探开发研究中心, 天津 300280;
3. 中国石油大庆油田有限责任公司 采油三厂, 大庆 163113; 4. 中国石油大学, 北京 102249

摘要:为了研究超压对碎屑岩储层机械压实作用的抑制作用和预测超压背景下碎屑岩储层的孔隙度, 本文根据压力平衡原理, 推导了地层超压与有效埋深的关系方程, 并在综合考虑超压、溶蚀和胶结作用的基础上, 建立了超压背景下储层孔隙度的预测模型。结果表明, 盆地中地层的密度越小, 超压对碎屑岩储层机械压实的抑制效果越明显。三个不同时代、不同类型沉积盆地的孔隙度预测结果表明, 应用本文建立的储层孔隙度预测模型所预测储层孔隙度的误差均低于 Gluyas 和 Cade 方程, 而且孔隙度预测的误差随地层时代的变老而增大。在储层胶结物小于 10% 的条件下, 新生代超压盆地碎屑岩储层孔隙度的预测误差小于 2%, 而中生代超压盆地储层孔隙度的预测误差大于 5%。本文建立的超压背景下的碎屑岩储层孔隙度预测模型仅适用于时代较新超压盆地的孔隙度预测。

关键词:超压; 成岩作用; 机械压实; 孔隙度预测; Gluyas 和 Cade 方程

中图分类号:P584 **文献标识码:**A **文章编号:**1007-2802(2011)04-0400-07

The Suppression of Mechanical Compaction in Clastic Rocks by Overpressure and the Prediction Model for Porosity

XIAO Li-hua¹, GAO Yu-ting¹, TIAN Wei-zhi¹, JIANG Wen-ya², WANG You-chun¹,
GUO Ri-xin³, ZHAO Xiao-qing⁴, LIANG Hong-wei⁴

1. Northeast Petroleum University, Heilongjiang, Daqing 163318, China; 2. Scientific and Technical Information Division, Petro China Dagang Oilfield Company, Tianjin 300280, China; 3. No. 3 Petroleum Production Subcompany, Daqing Oil Field Company Ltd. PetroChina, Daqing, Daqing 163113, China; 4. China Petroleum University, Beijing 102249, China

Abstract: In order to study the suppression of mechanical compaction in clastic rocks by overpressure and to predict the porosity of the clastic reservoir in overpressure formation, the relationship equation of overpressure and effective burial depth was deduced using the pressure balance principle. A new model of reservoir porosity prediction in overpressure formation was developed considering the combined effects of overpressure, dissolution and cementation. The model indicated that the smaller of the formation density, the more remarkable suppression of mechanical compaction in clastic rocks by overpressures. The porosity prediction results of three different basins indicated that the precision of our porosity prediction model is higher than that of Gluyas and Cade's model, and the precision of our porosity prediction increases as the age of basin decreases. When the cement content in the clastic reservoir is less than 10%, the porosity prediction error of our model is less than 2% in the Cenozoic overpressure basin, the porosity prediction error is greater than 5% in the Mesozoic overpressure basin. Therefore, our model is more accurate in the prediction of younger basin.

Key words: overpressure; diagenesis; mechanical compaction; porosity prediction; Gluyas and Cade's Formula

超压背景下的石油地质规律研究与油气田勘探是近年来石油地质领域内的一个热点,墨西哥湾、北海盆地的深海勘探和莺歌海盆地、渤海湾盆地等盆地的深层勘探中,在超压地层中取得了一系列重大突破^[1~5]。已有的研究表明,超压对油气藏形成的六大要素生、储、盖、运、圈、保均有影响^[6~21]。在美国 Alma Plantation 油田埋深 6000 m 的白垩系地层中,压力系数为 2.0 时,孔隙度高达 23.7%^[22]。黄骀拗陷新港 57 井在埋深 4800 m 的超压砂岩中,储层孔隙度高达 20% 左右。这些事实说明,超压对碎屑岩机械压实作用具有明显的抑制作用、对储层孔隙具有良好的保护作用。但对这一问题仍存在争议。早在 1977 年 Stuart 和 Kozic^[23] 就发现,孔隙流体的超压可以显著减小上覆地层对砂岩的机械压实作用,而且随地层超压的增加,孔隙度和渗透率随埋深的衰减速率减慢,特别是当压力系数 K 接近 2.0 时,储层的孔隙度不再减小。而 Ramm 和 Bjorlykke^[24] 在 Viking 地堑的研究则表明,只有当 $K > 1.6$ 时,超压对孔隙度的保护才起作用。Gluyas 和 Cade^[22] 的研究表明,在超压带内,砂岩的孔隙流体支撑了上覆地层的部分负荷,降低了机械压实作用的效果,并据此提出了 Gluyas 和 Cade 方程。该方程表明,1 MPa 的超压可以减小 80 m 的有效埋深。Gluyas 和 Cade 的这一研究成果在国内得到普遍认可,许多学者应用这一方程,预测了超压地层中储层的孔隙度^[25~29]。但 Bloch^[20] 的研究认为,超压对储层孔隙度的保护决定于超压发育的时间、压力系数的大小和储层的岩性。近年来,Ehenberg^[30] 等在墨西哥湾的研究也支持了这一观点,超压并非对所有地层的机械压实作用均有抑制。“十五”和“十一五”期间,我们在渤海湾盆地、莺歌海盆地和松辽盆地的研究也表明,Gluyas 和 Cade 方程存在一些问题。本文试图重新推导超压与机械压实作用的关系方程,从理论上进一步讨论超压对机械压实作用的抑制和对储层孔隙度的保护,为超压地层油气田的勘探提供科学依据。

1 超压抑制机械压实和保护孔隙的定量研究

在超压带内的砂岩具有较高的孔隙度是因为砂岩孔隙的流体压力支撑了砂岩上覆地层的部分负荷,降低了机械压实作用。当压力达到平衡时,超压砂体的超压与有效应力相等。根据 Gluyas and Cade^[22] 和 Bloch^[20] 有关超压和有效应力的定义有(图 1):

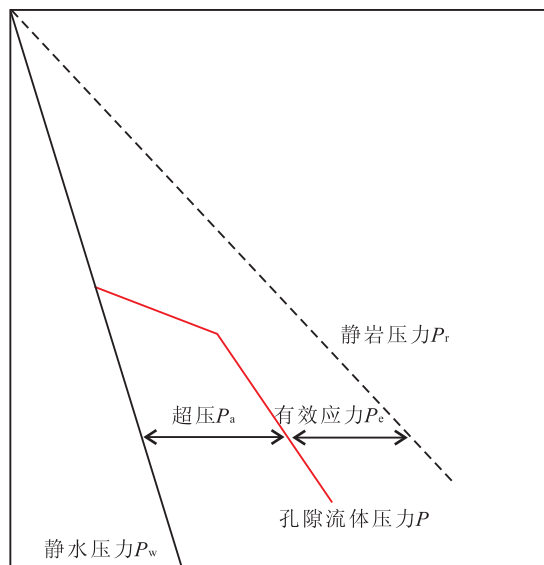


图 1 各种压力之间的关系(据 Bloch, 2002)
Fig. 1 The relationship of the various pressures(after Bloch, 2002)

$$p_w + p_a = p_r - p_e, \tag{1}$$

$$\begin{aligned} \text{即: } p_a &= p_r - p_w - p_e \\ &= \rho_r gh - \rho_w gh - p_e \\ &= (\rho_r - \rho_w) gh - p_e. \end{aligned} \tag{2}$$

式中, p_w 为静水压力(MPa); p_a 为超压(MPa); p_r 为静岩压力(MPa); p_e 为有效应力(MPa); ρ_r 为地层密度(kg/m^3); ρ_w 为地层水密度(kg/m^3); g 为重力加速度(m/s^2); h 为埋深(m)。

当有效应力 $p_e = 0$ 时,上覆地层负荷完全由地层流体承担,则有效埋深可用下式表示:

$$h = \frac{p_a}{g(\rho_r - \rho_w)}. \tag{3}$$

需要说明的是,不同盆地的地层密度和地层水密度不尽相同。渤海湾盆地、莺歌海盆地和松辽盆地的实测地层水的密度分别为 1005 kg/m^3 、 1020 kg/m^3 和 1003 kg/m^3 ,地层平均密度分别为 2180 kg/m^3 、 2020 kg/m^3 和 2400 kg/m^3 。

以渤海湾盆地为例,当取地层密度 $\rho_r = 2180 \text{ kg/m}^3$ 、地层水密度 $\rho_w = 1005 \text{ kg/m}^3$ 时,则有:

$$h = p_a \times 86.84. \tag{4}$$

也就是说,当有效应力为 0 时,1 MPa 的超压可以减小 86.84 m 的有效埋深,此时压力系数达到最大, $K_{\text{max}} = \rho_r / \rho_w = 2.17$,超压对有效埋深的减小值达到最大,以 h_{max} 表示。

按照同样方法,本文还计算了松辽盆地、莺歌海盆地超压对有效埋深的减小值,当有效应力为 0 时,1 MPa 的超压最多可以分别减小 73.04 m 和

102.04 m 的有效埋深。此时压力系数 $K=2.39$ 和 $K=1.98$, 达到最大值。而当 $K=1$ 时, 地层压力为静水压力, 超压减小有效埋深的值为 0 m。

Gluyas 和 Cade^[22] 通过下面方程得出的结论是, 1 MPa 的超压相当于埋深减小了 80 m:

$$Z' = Z - \left(\frac{p_a}{(\rho_r - \rho_w)g(1 - \phi_\Sigma)} \right) \quad (5)$$

$$Z' = Z - 80 p_a. \quad (6)$$

式中, Z 为实际埋深(m); Z' 为有效埋深(m); p_a 为超压(MPa)。

但是由上面的计算结果可见, 不同沉积盆地由于其地层的平均密度不同, 超压对机械压实的抑制效果不同, 1 MPa 超压所减少的有效埋深的最大值 h_{\max} 亦不同。盆地的地层密度越大, 超压对其机械压实的抑制效果越弱, 1 MPa 超压所减少的有效埋深的最大值 h_{\max} 越小。

在沉积盆地中, 超压地层的压力系数很少达到极大值 K_{\max} 。任意压力系数 K_x 所能减小的有效埋深, 可通过插值得到。渤海湾盆地压力系数为 K_x 的超压对有效埋深的减小值为:

$$Y = \frac{86.84 - 0}{2.17 - 1} \times (K_x - 1) = 73.6(K_x - 1). \quad (7)$$

式中, K_x 为压力系数; Y 为渤海湾盆地 1 MPa 超压减小有效埋深的值(m)。

同理可得, 莺歌海盆地(式 8)和松辽盆地(式 9)超压对有效埋深减小值的计算公式:

$$Y = \frac{102.04 - 0}{1.98 - 1} \times (K_x - 1) = 100.04(K_x - 1), \quad (8)$$

$$Y = \frac{73.04 - 0}{2.39 - 1} \times (K_x - 1) = 52.17(K_x - 1). \quad (9)$$

2 超压背景下砂岩储层孔隙度预测

2.1 孔隙度预测模型的建立

Vesic^[31] 通过成岩物理模拟实验, 建立了碎屑岩储层孔隙度和有效应力的关系, Atkinson 然后将其转化为深度与孔隙度的关系式^[32]:

$$\phi = 50 \exp\left(\frac{-10^{-3}Z}{2.4 + 5 \times 10^{-4}Z}\right). \quad (10)$$

式中, ϕ 为孔隙度(%); Z 为埋藏深度(m)。

如果考虑胶结和溶蚀对孔隙度的影响, 砂岩孔隙度可用下式计算:

$$\phi = 50 \exp\left(\frac{-10^{-3}Z}{2.4 + 5 \times 10^{-4}Z}\right) - \phi_c + \phi_d. \quad (11)$$

式中, ϕ_c 为胶结物含量(%); ϕ_d 为溶蚀孔隙体积分含量(%).

由于超压对机械压实具有减缓作用, 所以在计算超压地层的储层孔隙度时, 必须用有效埋深(z')代替实际埋深(z):

$$Z' = Z - p_a \times Y. \quad (12)$$

式中, Z 为实际埋深(m); Z' 为有效埋深(m); Y 为 1 MPa 超压减小有效埋深的值(m); p_a 为超压(MPa)。

本文结合盆地实际区域地质情况, 根据渤海湾盆地 14000 个、莺歌海盆地 11896 个和松辽盆地 56003 个孔隙度数据, 得到这三个盆地的地表孔隙度分别为 44%、43% 和 40%, 将其代入式 11, 则有:

$$\phi = 44 \exp\left(\frac{-10^{-3}Z'}{2.4 + 5 \times 10^{-4}Z'}\right) - \phi_c + \phi_d, \quad (13)$$

$$\phi = 43 \exp\left(\frac{-10^{-3}Z'}{2.4 + 5 \times 10^{-4}Z'}\right) - \phi_c + \phi_d, \quad (14)$$

$$\phi = 40 \exp\left(\frac{-10^{-3}Z'}{2.4 + 5 \times 10^{-4}Z'}\right) - \phi_c + \phi_d. \quad (15)$$

2.2 应用实例

为了检验本文所推导方程的合理性, 我们将其应用于中、新生代的一个海相和两个陆相沉积盆地——莺歌海盆地、渤海湾盆地和松辽盆地, 并与 Gluyas 和 Cade 方程的计算结果进行了比较(表 1)。

2.2.1 渤海湾盆地 位于中国东部, 是一个大型新生代陆相裂谷盆地, 歧北凹陷是其中的一个三级构造单元。新生界从下到上依次发育古近系沙河街组(E_s)、东营组(E_d), 新近系馆陶组(N_g)、明化镇组(N_m)和第四系(Q)。歧北凹陷的物源主要来自北部的燕山褶皱带, 古近纪期间快速堆积了 5000~7000 m 厚的湖相砂、泥岩沉积。在 2800 m 以下的沙河街组和东营组砂岩中普遍发育超压^[33], 压力系数在 1.0~1.6 之间。已有的研究表明, 在同一压力系统中, 当压力达到平衡时, 用声波时差计算出的泥岩压力与砂岩的实测压力近似相等^[34,35]。

本文选取实测地层压力、铸体薄片资料齐全的井段, 应用式 13 计算了超压地层砂岩储层的孔隙度(表 1)。结果表明, 孔隙度预测误差的平均值为 1.84%, 达到了国际上胶结物含量小于 10%, 孔隙度预测误差小于 2% 的标准。而用 Gluyas 和 Cade 方程所预测的孔隙度误差平均为 3.12%, 超出了国际上常用的孔隙度预测误差范围。由此可见, 本文

表 1 渤海湾盆地、莺歌海盆地和松辽盆地部分井孔隙度预测

Table 1 Porosity predictions for wells in Bohai Bay Basin, Yinggehai Basin and Songliao Basin

盆地	井号	深度/m	层位	K	实测孔隙度(%)	有效埋深/m	胶结量(%)	溶蚀量(%)	Gluyas 方程		本文	
									计算孔隙度(%)	误差(%)	计算孔隙度(%)	误差(%)
渤海湾盆地	港深 32	4152.76	Es ₁	1.38	14.42	3699.70	5.05	0.17	15.08	0.66	13.50	0.92
	港深 33	4114.04	Es ₁	1.34	17.1	3748.50	5	6	21.06	3.96	19.14	2.04
	港深 40	4195.19	Es ₁	1.34	15.3	3827.59	6	4	17.86	2.56	16.09	0.79
	港深 48	3637.18	Es ₁	1.68	14.03	2358.20	6.67	1.33	16.01	1.98	17.23	3.20
	歧 107	2821.79	Es ₂	1.27	16.6	2659.71	7	2	19.17	2.57	16.54	0.06
	歧 108	2590.55	Es ₁	1.11	18.3	2568.31	3	4	26.16	7.86	22.91	4.61
	歧 71	2320.4	Es ₃	1.02	16.2	2319.74	10	2	18.46	2.26	14.93	1.27
平均误差										3.12		1.84
莺歌海盆地	DF1-1-11	2716.24	N ₁ h ¹	1.42	20.34	2223.20	6	4.2	22.81	2.47	20.97	0.63
	HK29-1-1	3599	N ₁ s ¹	1.3	13.6	3265.7	9.4	4.5	16.56	2.96	14.21	0.61
	LD15-1-1	2338.71	N ₂ y ¹	1.55	28.11	1610.73	6.5	6.6	26.47	1.64	25.99	2.12
		3255	N ₂ y ¹	1.38	20.98	2771.35	3	4.6	24.15	3.17	22.23	1.25
	LD30-1-1A	3431.5	N ₁ h ¹	1.43	19	2778.62	3.2	4.1	22.87	3.87	21.49	2.49
平均误差										2.82		1.42
松辽盆地北部	F281	1536.98	K ₂ y ₁	1.24	22.55	1487.98	1	2	32.38	9.83	24.45	1.9
	G140	1829.40	K ₂ y ₁	1.26	16.60	1763.65	2	2	29.31	12.71	23.36	6.76
	G536	1795.06	K ₂ y ₁	1.26	15.79	1729.54	4	1	26.53	10.74	22.50	6.71
	G681	1620.06	K ₂ y ₁	1.34	17.40	1518.95	3	1	28.76	11.36	22.71	5.31
	G88	1992.74	K ₂ y ₁	1.23	14.60	1938.27	0	1	29.28	14.68	23.47	8.87
	H90-125	1773.69	K ₂ y ₁	1.28	14.55	1696.99	5	2	26.68	12.13	22.62	8.07
	L35	1927.55	K ₂ y ₁	1.39	16.11	1769.26	2	1	27.68	11.57	21.79	5.68
	L42	2010.96	K ₂ y ₁	1.41	13.17	1827.56	2	1	27.17	14.00	22.01	8.84
	P197-61	1113.52	K ₂ y ₁	1.24	23.40	1079.75	2	1	34.08	10.68	27.83	4.43
	S74	1579.45	K ₂ y ₁	1.25	20.57	1528.26	3	2	30.06	9.49	23.67	3.10
	S39	1436.44	K ₂ y ₁	1.29	21.66	1371.21	2	1	31.18	9.52	23.61	1.95
	Y75	1882.04	K ₂ y ₁	1.31	8.22	1787.51	9	1	20.97	12.75	15.23	7.01
	Y78	2334.40	K ₂ q ₄	1.30	16.49	2224.71	0	1	27.39	10.9	21.23	4.74
	Z35	1480.99	K ₂ y ₁	1.23	22.08	1438.32	5	1	27.82	5.74	21.60	0.48
	Z36	1545.56	K ₂ y ₁	1.23	19.90	1500.26	0	2	33.32	13.42	26.55	6.65
Z38	1496.78	K ₂ y ₁	1.24	17.60	1451.77	3	1	29.70	12.10	24.85	7.25	
平均误差										11.35		5.48

所建立的超压背景下孔隙度预测方程的合理性。

2.2.2 莺歌海盆地 是中国南海北部大陆架发育的一个新生代含油气盆地,新生界自下而上依次发育始新统、渐新统的崖城组(E₃y)和陵水组(E₃l),中新统的三亚组(N₁s)、梅山组(N₁m)和黄流组(N₁h),上新统的莺歌海组(N₂y)以及第四系乐东组(Q₄l),沉积岩总厚度达 17 km。莺歌海盆地崖城组为陆相沉积,从陵水组开始发育海相沉积。根据构造特征,将莺歌海盆地划分为莺东斜坡、莺西斜坡、中央坳陷三个一级构造单元^[36]。莺东斜坡和莺西斜坡基本不发育超压。但在中央坳陷区,由于三亚组(N₁s)和梅山组发育巨厚的海相泥岩,地层中普遍存在超压^[37,38]。王振峰和罗晓容^[39]将地层中的超压分为他源超压、邻源超压和自源超压。所谓他源超压是指渗透性地层因各种地质(断裂开启)、工

程(钻井)等原因,与其他过剩压力更高的超压渗透性地层发生水动力连通,从而引起浅部地层中异常高的孔隙流体压力。自源超压是指由于渗透性地层内部所发生的地质、物理和化学作用而在该地层中形成的异常流体压力。邻源超压是指在渗透性地层中由于相邻高压泥质岩的压力和流体的传递而在渗透性砂岩中引起的超压,当压力达到平衡时,处于同一压力系统的砂泥岩具有相同的压力或超压。王振峰和罗晓容^[39]的研究表明,在莺歌海组和乐东组沉积时期,莺歌海盆地中央坳陷发育了大规模的断裂和泥底辟活动,并导致深部超压地层的压力经断层传递至中浅层砂岩中,在砂岩中形成异常高压,实测压力系数最高可达 2.4,但他源压力注入时间较晚,最重要的注入时间在第四纪中期(0.8 Ma)。因此,他源超压对莺歌海盆地储层机械压实的影响较

小。

由于中央坳陷中砂岩的实测压力中包含了他源超压,所以不能用来研究超压对机械压实的抑制效应和孔隙度预测。而邻源超压和自源超压由压实不平衡和生烃作用等形成,形成时间较早,对地层机械压实作用的抑制和孔隙度的保护起主要作用。因此,本文在研究莺歌海盆地超压对机械压实作用抑制和预测孔隙度时,没有应用实测地层压力,而是首先应用声波时差计算出地层中泥岩的压力,然后将其代入式 14,再预测莺歌海盆地新近系和古近系超压砂岩的孔隙度(表 1),从而剔除了他源压力的影响。由表 1 可见,用本文所建立的孔隙度预测模型所计算的孔隙度与实测孔隙度之间的误差较小,平均误差仅为 1.42%,达到了国际上胶结物含量小于 10%,孔隙度预测误差小于 2%的标准。而用 Gluyas 和 Cade 方程预测的孔隙度误差平均为 2.82%,高于国际上普遍采用的孔隙度预测误差。

2.2.3 松辽盆地 位于我国东北部,盆地内主要发育中、新生代沉积岩系,自下而上依次为侏罗系、白垩系、古近系、新近系和第四系。白垩系厚度最大,是松辽盆地勘探开发的主要目的层段,自下而上分为火石岭组(K_1h)、沙河子组(K_1sh)、营城组(K_1y)、登娄库组(K_1d)、泉头组(K_1q)、青山口组(K_2qn)、姚家组(K_2y)、嫩江组(K_2n)、四方台组(K_2s)和明水组(K_2m)。根据中浅层的构造和地层特征,结合深层构造和基底性质,将松辽盆地划分为 6 个一级构造单元^[40]:北部倾没区、西部斜坡区、中央坳陷区、东北隆起区、东南隆起区和西南隆起区。中央坳陷区是松辽盆地主要的沉积中心,青山口组和嫩江组沉积时期,发育大套深湖相暗色泥岩,形成松辽盆地主要的生烃中心,泥岩中普遍存在超压^[41],超压从坳陷中心到边部逐渐减小。

选取松辽盆地实测地层压力、铸体薄片资料齐全的典型层段,代入式 15,计算了超压地层的孔隙度(表 1),孔隙度预测误差的平均值为 5.48%,低于用 Gluyas 和 Cade 方程所计算的孔隙度误差 11.35%,但二者均超过了国际上胶结物含量大于 10%时,孔隙度预测误差小于 2%的误差标准,不能用于孔隙度预测。

对比三个类型盆地超压背景下储层孔隙度的预测结果,不难发现,孔隙度预测的误差与地层时代有关,孔隙度预测误差从小到大的顺序为莺歌海盆地、渤海湾盆地、松辽盆地,其原因是地层时代越老,储层所经历的地质历史越复杂,地层压力的积累和释放过程越复杂,而且除机械压实、溶蚀和胶结之外,

其他影响储层孔隙度的因素越多,孔隙度预测误差越大,所以超压背景下储层孔隙度预测方程更适合于时代较新盆地的砂岩孔隙度预测。

3 结 论

(1) 超压能够抑制机械压实作用,1 MPa 超压能够减少的有效埋深与地层密度有关。当有效应力为 0 时,莺歌海盆地、渤海湾盆地和松辽盆地 1 MPa 的超压减小有效埋深的最大值分别为 102.04 m、86.84 m 和 73.04 m,减小的值随地层密度的增大而减小。

(2) 超压能够保护孔隙,用本文所建立的有效埋深计算方程和修正的 Atkinson 公式,所预测的莺歌海盆地、渤海湾盆地和松辽盆地孔隙度的绝对误差平均值分别为 1.42%、1.84%和 5.48%,而用 Gluyas 和 Cade 方程和 Atkinson 公式预测孔隙度的绝对误差分别为 2.82%、3.12%和 11.35%,孔隙度预测误差有了进一步的降低。

(3) 地层时代越老,地史越复杂,孔隙度预测误差越大,本文所建立的超压背景下的碎屑岩孔隙度预测方程仅适用于时代较新的新生代盆地。

参考文献 (References):

- [1] 王玉满,牛嘉玉,谯汉生,崔文青. 渤海湾盆地深层油气资源潜力分析与认识[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(2): 21—25.
Wang Yuman, Niu Jiayu, Qiao Hansheng, Cui Wenqing. An approach to the hydrocarbon resource potential of Bohai Bay basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(2): 21—25.
- [2] 何家雄,夏斌,刘宝明,刘全稳,张树林. 莺歌海盆地中深层天然气运聚成藏特征及勘探前景[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(1): 37—42.
He Jiexiong, Xia Bin, Liu Baoming, Liu Quanwen, Zhang Shulin. Gas migration and accumulation and the exploration of the middle-deep layers in Yinggehai Basin, Offshore South China Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(1): 37—42.
- [3] Taylor T R, Kittridge M G, Winefield P, Bonnell L M. Reservoir quality and rock properties modeling results—Jurassic and Triassic sandstones: Greater Shear water high pressure/high temperature (HPHT) area, United Kingdom central North Sea (abs.)[J]. AAPG Annual, 2005, 14: 137—138.
- [4] Taylor T R, Giles M R, Hathon L A, Diggs T N, Braunsdorf N R, Birbiglia G V, Kittridge M G, Macaulay C I, Espejo I S. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: Models, myths, and reality[J]. AAPG Annual, 2010, 94(8): 1093—1132.
- [5] Ajdukiewicz J M, Nicholson P H, Esch W L. Prediction of

- deep reservoir quality from early diagenetic process models in the Jurassic eolian Norphlet Formation, Gulf of Mexico[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1189–1227.
- [6] McTavish R A. Pressure retardation of vitrinite diagenesis, offshore north-west Europe[J]. Nature, 1978, 271(16): 648–650.
- [7] McTavish R A. The role of overpressure in the retardation of organic matter maturation[J]. Journal of Petroleum Geology, 1998, 21: 153–186.
- [8] Colten-Bradley V A. Role of pressure in smectite dehydration-effects on geopressure and smectite-to-illite transformation[J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(11): 1414–1427.
- [9] Jansa L F, Urrea V H N. Geology and diagenetic history of overpressured sandstone reservoirs, Venture gas field, offshore Nova Scotia, Canada[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(10): 1640–1658.
- [10] Hao F, Sun Y C, Li S T, Zhang Q M. Overpressure retardation of organic-matter maturation and hydrocarbon generation: A case study from the Yinggehai and Qiongdongnan basins, offshore South China Sea[J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(4): 551–562.
- [11] Hao F, Li S T, Gong Z S, Yang J M. Thermal Regime, inter-reservoir compositional heterogeneities, and reservoir-filling history of the Dongfang gas field, Yinggehai Basin, South China Sea: Evidence for episodic fluid injections in overpressure basin[J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(5): 607–626.
- [12] 解启来, 范善发, 周中毅, 潘长春. 压力对烃源层演化及产烃影响的模拟实验[J]. 矿物岩石地球化学通报, 1996, 15(2): 91–93.
- Xie Qilai, Fan Shanfa, Zhou Zhongyi, Pan Changchun. Influence of pressure on the evolution and hydrocarbon-generation of source bed by simulating experiments[J]. Bulletin of Mineralogy Petrology and Geochemistry, 1996, 15(2): 91–93. (in Chinese with English abstract)
- [13] Wilkinson M, Darby D, Haszeldine R S, Couples G D. Secondary porosity generation during deep burial associated with overpressure leak off: Fulmar Formation, United Kingdom Central Graben[J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(5): 803–813.
- [14] Carr A D. A vitrinite reflectance kinetic model incorporating overpressure retardation[J]. Marine and Petroleum Geology, 1999, 16: 355–377.
- [15] Osborne M J, Swarbrick R E. Diagenesis in North Sea HPHT classic reservoirs-consequences for porosity and overpressure prediction[J]. Marine and Petroleum Geology, 1999, 16, 337–353.
- [16] Lee M K, Williams D D. Paleohydrology of the Delaware Basin, Western Texas. Overpressure development, hydrocarbon migration and ore genesis[J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(7): 961–974.
- [17] 马启富, 陈斯忠, 张启明, 郭水生, 王善书. 超压盆地与油气分布[M]. 北京: 地质出版社, 2000.
- Ma Qifu, Chen Sizhong, Zhang Qiming, Guo Shuisheng, Wang Shanshu. Overpressure basin and hydrocarbon distribution[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2000. (in Chinese)
- [18] Wangen M. Communication between overpressured compartments[J]. Geofluids, 2001, 1: 273–287.
- [19] Xie X, Bethke C M, Li S, Liu X, Zheng H. Overpressure and petroleum generation and accumulation in the Dongying depression of the Bohaiwan basin, China[J]. Geofluids, 2001, 1: 257–271.
- [20] Bloch S, Lander R H, Bonnell L. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(2): 301–328.
- [21] Lee Y, Deming D. Overpressures in the Anadarko basin, southwestern Oklahoma: Static or dynamic[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(1): 145–160.
- [22] Gluyas J, Cade C A. Prediction of porosity in compacted sands. Kupez J A, Gluyas J G, Bloch S. Reservoir quality prediction in sandstones and carbonates: Tulsa[J]. AAPG Memoir., 1997, 69: 19–27.
- [23] Stuart C A, Kozik H G. Geopressuring mechanism of Smackover gas reservoirs, Jackson Dome area, Mississippi [J]. Journal of Petroleum Technology, 1977, 29: 579–585.
- [24] Ramm M, Bjorlykke K. Porosity/depth trends in reservoir sandstones: Assessing the quantitative effects of varying pore-pressure, temperature history and mineralogy, Norwegian shelf data[J]. Clay Minerals, 1994, 29: 475–490.
- [25] 黄思静, 栗英姿, 文环明. 琼东南盆地松涛 36-1-1 井和陵水 13-1-1 井储层研究[R]. 成都: 成都理工大学和湛江: 中海石油研究中心南海西部研究院, 2002.
- Huang Sijing, Li Yingzi, Wen Huanming. Reservoir research of the ST36-1-1 well and the LS13-1-1 well in Qiongdongnan Basin[R]. Chengdu: Chengdu University of Technology and Zhanjiang; Research Institute of China National Offshore Oil Corporation, 2002. (in Chinese)
- [26] 刘景环, 张伙兰. 莺-琼盆地储盖层特征研究[R]. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 2005.
- Liu Jinghuan, Zhang Huolan. A study on the characteristics of reservoirs and cap rocks in the Yinggehai-Qiongdongnan Basins [R]. Zhanjiang Company, China National Offshore Oil Corporation, 2005. (in Chinese)
- [27] 张丽萍, 王罡. 超压地层储层孔隙度的预测方法[J]. 大庆石油学院学报, 2007, 31(3): 8–10.
- Zhang Liping, Wang Gang. Reservoir porosity prediction in over-pressured formations[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2007, 31(3): 8–10. (in Chinese)
- [28] 肖军, 王华, 朱光辉, 李绪深, 易平. 琼东南盆地异常地层压力与深部储集层物性[J]. 石油天然气学报, 2007, 29(1): 7–10.
- Xiao Jun, Wang Hua, Zhu Guanghui, Li Xushen, Yi Ping. Abnormal formation pressure and deep reservoir physical property in Qiongdongnan basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2007, 29(1): 7–10. (in Chinese with English

abstract)

- [29] 姜文亚, 孟元林, 肖丽华, 王志国, 王粤川. 超压对机械压实的减缓抑制机理及其应用[J]. 内蒙古石油化工, 2008, 3: 1-2.
Jiang Wenya, Meng Yuanlin, Xiao Lihua, Wang Zhiguo, Wang Yuechuan. Mechanisms for retardation of mechanical compaction by overpressures and its application[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2008, 3: 1-2. (in Chinese with English abstract)
- [30] Ehrenberg S N, Nadeau P H, Steen O. A megascale view of reservoir quality in producing sandstones from the offshore Gulf of Mexico[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(2): 145-164.
- [31] Vesic A S, Clough G W. Behaviour of granular material under high stresses[J]. Journal of soil mechanics foundation division. 1968, 94:661-688.
- [32] Atkinson J H, Bransby P L. The mechanics of soils: An introduction to critical state soil mechanics: London [J]. McGraw Hill, 1978, 375.
- [33] 肖丽华, 孟元林, 牛嘉玉, 王志国, 殷秀兰, 祝文亮, 张连雪, 王昕. 歧口凹陷沙河街组成岩史分析和成岩阶段预测[J]. 地质科学, 2005, 40(3): 346-362.
Xiao Lihua, Meng Yuanlin, Niu Jiayu, Wang Zhiguo, Yin Xiulan, Zhu Wenliang, Zhang Lianxue, Wang Xin. Diagenetic history and diagenetic stages prediction of Shahejie formation in the Qikou Sag[J]. Chinese Journal of Geology, 2005, 40(3): 346-362. (in Chinese with English abstract)
- [34] 李军, 袁淑琴, 武刚. 歧北地区下第三系深层异常压力与油气分布[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(4): 22-24.
Li Jun, Yuan Shuqin, Wu Gang. Relationship between deep abnormal pressure and oil and gas distribution in the Paleogene of Qibei area[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(4): 22-24. (in Chinese with English abstract)
- [35] 孟元林, 李斌, 王志国, 王粤川, 牛嘉玉, 殷秀兰, 李军, 肖丽华. 黄骅坳陷中区超压对有机酸生成和溶解作用的抑制[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(1): 40-43.
Meng Yuanlin, Li Bin, Wang Zhiguo, Wang Yuechuan, Niu Jiayu, Yin Xiulan, Li Jun, Xiao Lihua. Overpressure retardation of organic acid generation and clastic reservoirs dissolution in central Huanghua Depression [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(1): 40-43. (in Chinese with English abstract)
- [36] 龚再升, 李思田, 汪集旸, 杨甲明, 郝芳, 罗晓容, 解习农. 南海北部大陆边缘盆地油气成藏动力学研究[M]. 北京: 科学出版社, 2004: 46-53.
Gong Zaisheng, Li Sitian, Wang Jiyang, Yang Jiaming, Hao Fang, Luo Xiaorong, Xie Xinong. Dynamic research of oil and gas accumulation in northern marginal basins of south China sea[M]. Beijing: Science Press, 2004: 46-53. (in Chinese)
- [37] 郝芳. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理[M]. 北京: 科学出版社, 2005: 76-96.
Hao Fang. Kinetics of hydrocarbon generation and mechanism of petroleum accumulation in overpressure basins[M]. Beijing: Science Press, 2005: 76-96. (in Chinese)
- [38] 解习农, 李思田, 刘晓峰. 异常压力盆地流体动力学[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 2006: 46-68.
Xie Xinong, Li Sitian, Liu Xiaofeng. Fluid dynamics of abnormal pressure basin[M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 2006: 46-68. (in Chinese)
- [39] 王振峰, 罗晓容. 莺琼盆地高温高压地层钻井压力预监测技术研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
Wang Zhenfeng, Luo Xiaorong. The study on drilling pressure prediction in high temperature and overpressure formations in Yinggehai-Qiongdongnan Basins[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004. (in Chinese)
- [40] 侯启军, 冯志强, 冯子辉. 松辽盆地陆相石油地质学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 277-328.
Hou Qijun, Feng Zhiqiang, Feng Zihui. Continental petroleum geology of Songliao Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 277-328. (in Chinese)
- [41] 向才富, 冯志强, 吴河勇, 庞雄奇, 李军虹. 松辽盆地异常压力系统及其形成原因探讨[J]. 地质学报, 2006, 80(11): 1752-1759.
Xiang Caifu, Feng Zhiqiang, Wu Heyong, Pang Xiongqi, Li Junhong. Three abnormal pressure systems developed in the Songliao Basin, Northeast China and Their Genesis[J]. Acta Geological Sinica, 2006, 80(11): 1752-1759. (in Chinese with English abstract)