

文章编号: 1000-0550 (2005) 03-0389-09

歧北凹陷沙二段超压背景下的成岩场分析与储层孔隙度预测

孟元林^{1,2} 刘德来³ 贺如¹ 王志国⁴ 张文才² 殷秀兰⁵ 李军⁶

1(大庆石油学院 河北秦皇岛 066004) 2(中国地质大学 北京 100083) 3(中国石油天然气股份有限公司 北京 100083)

4(大庆油田勘探开发研究院 黑龙江大庆 163712) 5(中国地质环境监测院 北京 100081) 6(大港油田勘探开发研究中心 天津 300280)

摘要 根据数学场论的原理,成岩场可定义为成岩强度在空间各点某一时间的成岩强度之总体,成岩强度的大小可用成岩指数 I_b 表示。在成岩场分析、沉积相参数定量研究、压力与储层孔隙度关系讨论的基础上,该文建立了渤海湾盆地歧北凹陷储层孔隙度预测的多元非线性高次模型:孔隙度 $\phi = F$ (分选系数 S_o , 成岩指数 I_b , 地层压力 P)。歧北凹陷沙河街组二段滩坝砂体孔隙度的预测表明,对于胶结物含量 $> 10\%$ 的砂体,孔隙度预测误差可 $< 2\%$;歧北凹陷沙二段东部的沿岸砂坝预测孔隙度为 $15\% \sim 20\%$,是储层发育的有利地区。

关键词 储层质量预测 成岩作用 成岩指数 成岩场 超压 歧北凹陷

第一作者简介 孟元林 男 1961 年出生 博士 教授 储层与石油地质

中图分类号 P618.130.2⁺1 TE122.2 **文献标识码** A

1 引言

钻前储层质量预测 (Predrilling reservoir quality prediction) 是近年来储层地质学和岩性油气藏勘探中的研究热点之一^[1~28],储层质量预测包括孔隙度和渗透率的预测。目前,国外孔隙度预测已形成系统的研究流程^[4],所用的模型主要为多元线性模型,当胶结物的含量小于 10% 时,其预测误差 $< 2\%$;但当胶结物含量 $> 10\%$ 时,预测精度较低。我国陆相盆地碎屑岩沉积多为近源堆积,胶结物含量较高,尤其是深层的胶结物含量更高,一般都大于 10% ,多元线性模型不适合于我国陆相盆地。国内这方面的研究起步较晚,所用模型既有一元模型也有多元线性模型,但这些模型在成岩作用对储层孔隙度的整体影响方面考虑不够,而且没有考虑超压对孔隙度的影响与保护作用^[24~27]。渤海湾盆地歧北凹陷是一个富油气凹陷,深层 (埋深 $> 3\ 500\text{ m}$) 沙二段储层属于滩坝沉积,超压发育,在其中已发现一些超压岩性油气藏。但人们对该地区超压条件下深层储层孔隙度的大小尚不清楚,这严重影响到歧北凹陷以及渤海湾盆地其他超压凹陷深层的油气勘探。本文试图围绕影响碎屑岩孔隙度的主要地质因素,通过超压背景下的成岩场分析、沉积相对储层孔隙度影响的量化研究,同时考

虑超压 (或压力) 对储层孔隙度的影响,建立陆相沉积盆地超压背景下的多元高次孔隙度预测模型,预测深层超压储层的孔隙度。

2 歧北凹陷沉积背景

歧北凹陷位于渤海湾盆地黄骅拗陷中部,面积为 $1\ 300\text{ km}^2$ 。新生界从下到上发育古近系的沙河街组 (Es)、东营组 (Ed)、新近系的馆陶组 (Ng)、明化镇组 (Nm) 和第四系 (Q),是一套陆源碎屑岩沉积。沙河街组从上到下又可进一步分为沙一段 (E_{s1})、沙二段 (E_{s2}) 和沙三段 (E_{s3})。其中沙二段是本文的主要研究对象。

2.1 沉积环境

在沙三期歧北凹陷开始下降接受沉积,该时期正值黄骅拗陷的主要裂陷期,水体较深。自东北向西南方向由深湖、浅湖过渡到斜坡,发育湖相泥岩、水下扇砂体、浊积砂体以及滩坝砂体。沙二段沉积时期,湖盆面积较小,位于现今海岸线以东的歧北凹陷海域部分,为当时水体较深的开阔湖沉积环境 (图 1);海岸线以西的陆上部分为浅水半封闭湾沉积环境。在大致平行海岸线的方向,发育了一系列滩坝砂体,砂体近南北向展布,砂体厚 $50 \sim 100\text{ m}$ 。滨岸砂坝可分为坝主体和坝侧缘,坝主体为多期坝体叠加而成,坝体

之间为厚层灰绿色泥岩所间隔。单个坝体旋回厚度一般为 5~6 m。沙一段沉积时期,歧北凹陷水体又一次变深,发育深湖相泥岩、油页岩以及白云质灰岩和重力流水道。

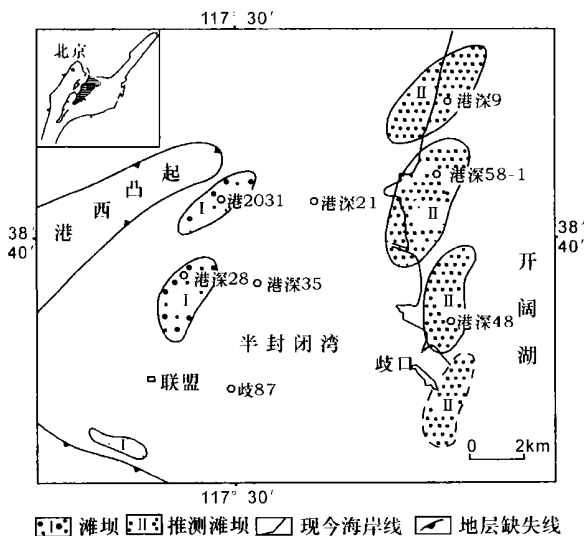


图 1 歧北凹陷沙河街组二段沉积环境与砂体分布图
(据程文艳修改, 2001)

Fig 1 Sedimentary environment and distribution of sandstone bodies of the Qibei depression(modified from Cheng *et al*, 2001)

2.2 岩石学特征

歧北凹陷下第三系碎屑岩储层以长石砂岩、长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩为主。砂岩碎屑组分和胶结物中可溶性组分含量较高,有利于次生孔隙的形成。其中沙二段储层为中细粒长石砂岩、长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩。长石含量主要分布在 37%~47%之间,石英含量在 35%~45%,岩屑含量介于 19%~21%,岩屑成份主要为酸性火成岩屑、中性喷出岩屑和碳酸盐岩岩屑。胶结物含量在 15%~19%之间,以碳酸盐岩胶结物为主,其次为泥质,泥质含量在 2.2%~2.8%之间。沙二段的埋深一般 >3 500 m,主要处于晚成岩阶段 A 期。

3 成岩作用数值化与成岩场分析

3.1 成岩场概念和分析方法

为了综合概括和准确描述沉积物的埋藏成岩环境,将成岩作用置于盆地演化的动力学整体中,从盆地的尺度上研究成岩作用,我国学者孙永传等人曾提出较完整的成岩场概念^[29],他们将成岩场定义为“各种成岩参数的作用范围和作用梯度,包括温度、压力

和流体等地质因素”,意同 Byrnes(1994)提出的压力—温度—时间—成份体系,简称 $P-T-t-X$ 体系^[6]。然而,在数学场论中,将某个物理量在空间各点某一时刻分布的总体称为该物理量的场^[30],例如温度场、压力场、流体势场等。根据场论的基本理论,我们将成岩场定义为“成岩强度在空间各点某一时间的成岩强度之总体”,其数学表达式为:

$$I_b = F(x, y, z, t) \quad (1)$$

式中 x, y, z 为空间参数; t 为时间。

成岩强度的大小,可用成岩指数 I_b 表示^[26, 31~33]:

$$I_b(x, y, z, t) = a_1 T(x, y, z, t) / T_B + a_2 R_o(x, y, z, t) / R_B + a_3 (100 - S(x, y, z, t)) / (100 - S_B) + a_4 SI(x, y, z, t) / S_B + a_5 Vq(x, y, z, t) / V_B \quad (2)$$

其中 $T(x, y, z, t)$ 为古地温(°C); $R_o(x, y, z, t)$ 为镜质组反射率(%); $S(x, y, z, t)$ 为伊/蒙混层中蒙皂石层的含量(%); $SI(x, y, z, t)$ 为甾烷异构化指数 $C_{29} S/R + S$; $Vq(x, y, z, t)$ 为自生石英含量(%); T_B, R_B, S_B, S_B, V_B 分别为各成岩参数在晚成岩阶段 B 期的最大值,其值分别为 170、2.0%、15%、0.4、7%; $a_1, a_2, \dots, a_5$ 为权系数,其和为 1.0。

式(2)中的 $R_o(x, y, z, t), S(x, y, z, t), SI(x, y, z, t), Vq(x, y, z, t)$ 可以通过求解相应的化学动力学方程得到^[34~37]。当地层中发育超压时,可在化学动力学模型中加入超压因子,增加反应活化能,予以校正^[33],例如:通过在 Sweeny 的 Easy% R_o 模型中加入超压因子,增加反应活化能,即可校正超压对有机质热演化的抑制:

$$\frac{dx}{dt} = -x A \exp(-\lambda^U E / RT) \quad (3)$$

$$F = 1 - x/x_0 \quad (4)$$

$$R_o = \exp(-1.6 + 3.7F) \quad (5)$$

式中 λ 为超压因子, $\lambda > 1$; U 为超压 (MPa); 式中 A 为频率因子 (S^{-1}); E 为活化能 (J/mol); R 为气体常数 ($8.314 J/mol \cdot K$); T 为绝对温度 (K); x 为反应物浓度 (mol); x_0 为反应物原始浓度 (mol); t 为时间 (S); R_o 为镜质组反射率 (%)。

由于 $\lambda > 1$,所以在静水压力条件下 ($U = 0$), $\lambda^U = 1$,与无超压的模型完全相同^[26, 31, 32]。在异常高压条件下, $U > 0$, $\lambda^U > 1$,反应活化能增加,反应速率降低,有机质热演化由此受到超压的抑制。

随成岩强度的增强,成岩指数 I_b 增大。当成岩指数 $I_b = 0$ 时,成岩作用刚刚开始;当 $I_b = 1$ 时,达到晚成岩阶段的 B 期 (中国石油与天然气行业成岩阶段

划分规范);当 $I_b > 1$ 时,进入晚成岩阶段 C 期(表 1)。生、储、盖层的发育状态主要受成岩作用的控制,处于不同成岩阶段的生、储、盖层,其发育特征不同^[26,31~32],歧北凹陷不同成岩阶段的生、储、盖层特征见表 1。

如同物理学中的其他场一样,成岩场也可以通过

表 1 歧北凹陷不同成岩阶段所对应的成岩参数和生、储、盖层特征

Table 1 Diagenetic parameters and characteristics of source rocks, reservoir rocks and cap rocks at the different diagenetic stages in the Qibei depression

T /	R _o /%	SI	I/S中 S /%	Vq /%	I _b	成岩阶段		有机质 热演化	孔隙演化	盖层封 闭能力
						阶段	期			
< 72	< 0.35	< 0.025	> 70	< 0.5	0~0.18	早成岩	A	未成熟	原生孔	差—中
72~85	0.35~0.50	0.025~0.25	70~50	0.5~1	0.18~0.27		B	半成熟	混合孔	
85~100	0.50~0.70	0.25~0.4	50~35	1~3	0.27~0.37		A ₁	低成熟	次生孔	中—好
100~142	0.70~1.30		35~15	3~6	0.37~0.67	晚成岩	A ₂	成熟		好
142~175	1.30~2.00		<15	6~7	0.67~1.00		B	高成熟	残余孔	好—中
> 175	> 2.00		混层消失	>7	>1.00		C	过成熟	裂缝	差

等值面或等值线描述。但对于石油地质研究来说,更有意义的是等值线。根据场论的基本原理,对于某一地层单元来说,将该层(底界面或顶界面)在横向上 I_b 相同的点相连接就形成平面等值线 $F(x,y,t)=c$,从某一地质时期一套地层 I_b 平面等值线图,就可以分析该地层成岩强度在平面上的变化规律。

3.2 沙二段成岩场分析

成岩作用数值模拟和成岩场分析的结果表明,沙二段在整个沙河街期均处于早成岩阶段 A 期,烃源岩未进入生油门限,储层主要发育原生孔隙。在东营组沉积末期,沙二段在东北部地区已进入晚成岩阶段 A₁ 期(图 2),烃源岩开始生烃。在干酪根降解生烃的同时,生成有机酸和 CO₂,溶于水,形成有机酸性热流体,溶蚀储层中的铝硅酸盐矿物以及碳酸盐胶结物,形成次生孔隙。泥质盖层中蒙皂石的含量较高, I/S 混层中蒙皂石层的含量 S%在 48%~90%之间,具有较好的可塑性。由于沙二段在其自身沉积之后即开始发育超压,在东营期末时沙二段的超压达到 5MPa 左右,所以沙二段在东营期末同时发育毛细管封闭、超压封闭、烃浓度封闭三种盖层封闭形式,封闭能力良好,油气藏开始形成。但在歧北凹陷南部,沙二段主要处于早成岩阶段 B 期,烃源岩尚未成熟。在馆陶期,东北部地区已进入晚成岩阶段 A₂ 期,烃源岩处于大量生、排烃的成熟阶段,储、盖层发育良好,成藏作用持续进行;而处于凹陷南部的周清庄地区沙二段处于早成岩阶段 B 期,烃源岩尚未成熟,不利于成藏。从明化镇期一直到现今,沙二段所处的成岩阶

段,从东北部的晚成岩阶段 A₂ 期过渡到凹陷南部的晚成岩阶段 A₁ 期(图 3),处于晚成岩 A₂ 期的面积逐渐增大。

3.3 储层孔隙度与成岩指数的关系

沉积学的研究表明,油气储层的分布和物性主要受沉积相、成岩作用影响与控制^[1~4,18,38~41]。砂体的分布和原始物性主要与沉积相有关,而储层的最终物性受成岩作用的控制。朱国华和寿建峰等人曾考虑温度和时间对成岩作用的影响^[24,25,27,28,11],建立了 R_o 、TTI 与储层孔隙度的关系,由于成岩指数所考虑的地

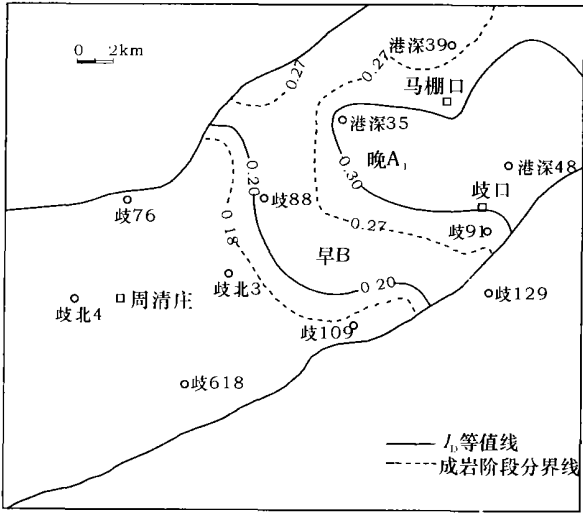


图 2 沙二段底东营期末成岩场与成岩阶段预测图

Fig 2 Diagenetic field and predicted diagenetic stages and of Es₂ at the end of Ed

质因素更多,所以从原理上讲, I_b 与储层孔隙度的关系更加密切,歧北凹陷储层孔隙度与 I_b 显示了良好的相关性(图 4)。

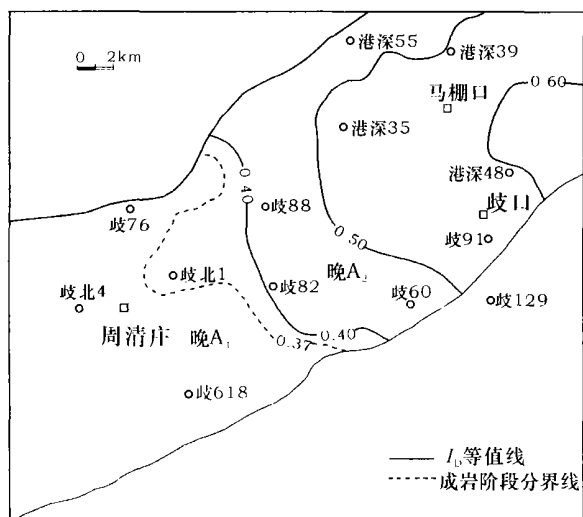


图 3 沙二段底现今成岩场与成岩阶段预测图

Fig 3 Diagenetic field and predicted diagenetic stages and of Es₂ at present

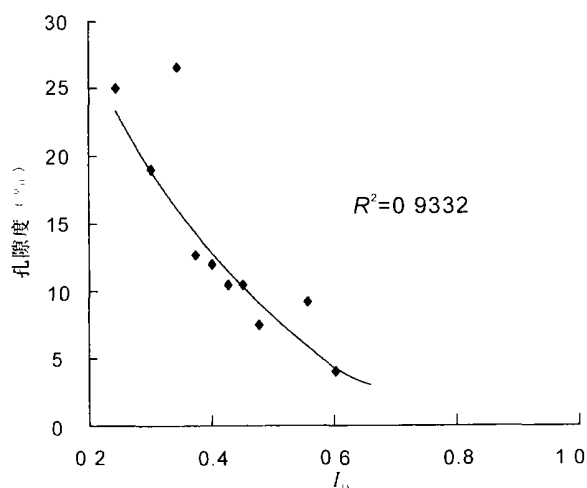


图 4 港深 48 井 I_b 与孔隙带关系图

Fig 4 The relationship of I_b and porosity for Gangshen 48 well

4 沉积相与储层孔隙度的关系

沉积相是影响储层物性的“先天”因素。原始物性好的岩石经成岩改造之后,其物性仍较好^[1,39]。而储层的原始物性主要与沉积环境和母岩性质有关。一般来说,矿物成熟度和结构成熟度高的储层其原始

物性较好。反映矿物成熟度和结构成熟度的参数较多,常见的有分选系数 S_o 、粒径、刚性颗粒含量(碎屑矿物成分)、泥质含量等,但这些参数不都是独立变量,有一定相关性,例如:在高能环境下形成的砂岩,分选好、泥质含量低、刚性颗粒含量高、储层物性好;在低能环境下形成的砂岩,分选差、泥质含量高、刚性颗粒含量低,储层物性差。这里刚性颗粒包括石英、长石、硅质岩岩屑、石英岩岩屑和花岗岩岩屑等,塑性颗粒主要有泥岩岩屑、千枚岩岩屑、片岩岩屑及云母类矿物等^[41]。不同盆地和不同地区砂岩沉积时由于其地质条件、沉积环境和成岩作用进程及强度的不同,砂岩的沉积相对其储层质量的影响程度会有很大差异。通常成岩作用强度比较弱,原生孔隙保存比较好的砂岩,其物性受沉积环境的影响更大些。相反,埋藏比较深,孔隙主要为次生孔的砂岩,其物性特征与沉积环境的相关性就更差些(图 5,图 6)。歧北凹陷中浅层($<3\ 500\text{ m}$)砂岩储层分选系数与孔隙度的相关性相对较好, $R^2=0.5532$;而在深层($>3\ 500\text{ m}$)其相关性相对较差,相关系数 $R^2=0.2597$ 。

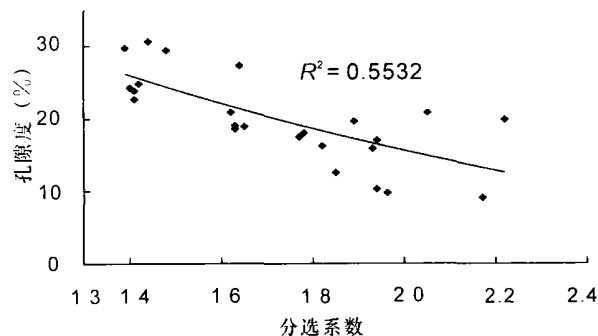


图 5 歧北凹陷中浅层分选系数与孔隙度关系曲线

Fig 5 The relationship between Trask S_o and porosity ($<3\ 500\text{ m}$) in the Qibei Depression

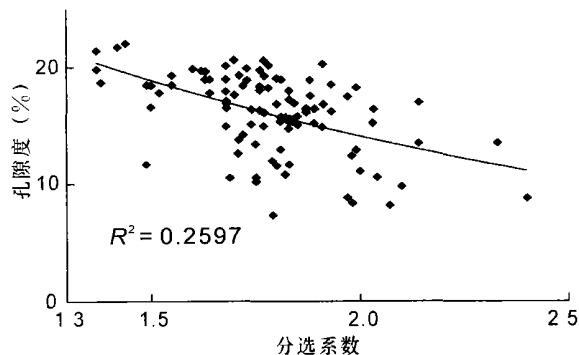


图 6 歧北凹陷深层分选系数与孔隙度关系曲线

Fig 6 The relationship between Trask S_o and porosity ($>3\ 500\text{ m}$) in the Qibei Depression

5 压力(超压)与储层孔隙度的关系

压力对成岩作用的影响是显而易见的。随埋深增加,机械压实作用增强,不但可以减小浅层的原生孔隙,而且可以使深层溶蚀形成的次生孔隙“坍塌”^[4],导致储层孔隙度进一步降低。但当储层中发育超压时,这种情形可以发生很大改观(图 7),在超压段,储层发育异常高孔隙度,例如:港深 48 井在 3 100 m 以下,开始出现超压,地层压力大于静水压力,与此相对应的深度范围内,储层出现异常高孔隙度。储层的高孔带和超压段具有良好的对应关系。其原因是储层孔隙内的超压流体承担了部分上覆地层压力,减轻了机械压实的效果,有效地保护了储层的孔隙度。理论推导表明^[33],1 MPa 的超压相当于埋深减少了 41.82 m:

$$z_e = z - 41.82U \quad (6)$$

式中 z 和 z_e 分别为埋深和有效埋深, m。

此外,超压还可以抑制有机酸的生成^[33],并导致储层溶蚀作用和胶结作用的延迟,在更深的地层中形成和保存次生孔隙。

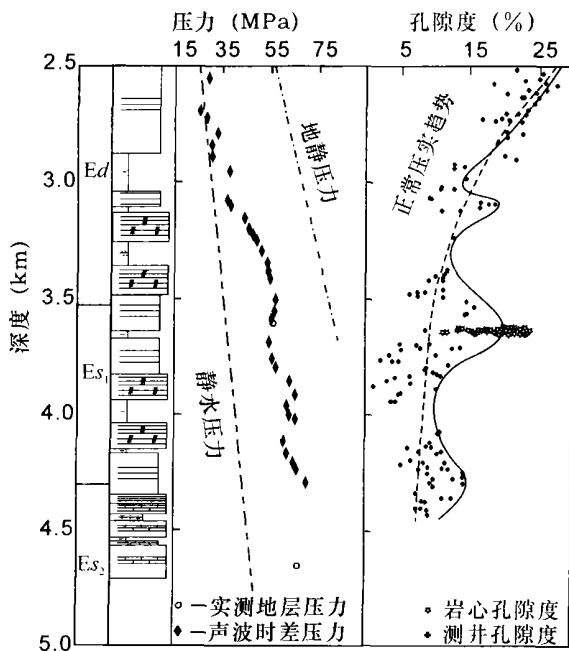


图 7 港深 48 井超压与孔隙度的相关性

Fig 7 pressure-porosity relation of sandstones reservoirs in the Qibei depression

6 孔隙度预测模型的建立与应用

6.1 孔隙度预测模型的建立

歧北凹陷属于勘探程度相对较高的老区,储层的

各种分析化验资料和地质资料较多,基本可以满足储层质量预测的需要。但歧北凹陷沙河街组储层的胶结物含量较高,而且在平面上的分布没有明显的规律可循,储层质量预测的难度较大^[4]。所以,我们首先通过逐步回归和因子分析对可能影响储层孔隙度的所有主要沉积学和成岩参数,如:分选系数 S_o 、粒度中值、刚性颗粒含量、泥质含量、温度、压力、 R_o 、TTI、 I_b 加以筛选,得到了影响歧北凹陷储层孔隙度的主要地质参数——分选系数、 I_b 和地层压力。其中分选系数主要反映沉积环境,这一参数比粒度中值、刚性颗粒含量、泥质含量与孔隙度的相关性更好,被优先选入相关方程。成岩指数 I_b 是成岩强度的综合反映,随成岩强度的增加而增大,它比温度、时间、TTI 和 R_o 更能反映成岩强度的变化,也被作为一个独立变量入选。本区超压发育,对储层孔隙度具有明显的保护作用,顺理成章地入选相关方程。

在此基础上,应用多元非线性高次拟合得到孔隙度预测的最终模型:

$$\begin{aligned} \phi = & -220.3541 - 437.0586 I_b + 270.2011 S_o + \\ & 18.86671 P - 96.70271 I_b^2 - 1548.276 I_b S_o + \\ & 64.69057 I_b P + 131.9727 S_o^2 - 13.36182 S_o P - \\ & 0.43573 P^2 - 2458.356 I_b^3 + 3498.457 I_b^2 S_o - \\ & 42.07133 I_b^2 P - 297.7362 I_b S_o^2 + 2.87149 I_b S_o P - \\ & 0.77479 I_b P^2 - 10.54618 S_o^3 + 1.06174 S_o^2 P + \\ & 0.09497 S_o P^2 + 0.00577 P^3 \end{aligned} \quad (7)$$

式中 ϕ 为孔隙度(%); I_b 为成岩指数(无量纲); S_o 为分选系数; P 为压力(MPa)。

这里需要说明的是,式(7)中的压力 P 代表地层压力,包括正常静水压力 $P_{静}$ 和超压 U 两部分。此外,式(7)的孔隙度预测模型是在歧北凹陷大量实测数据的基础上建立的一个经验模型,只能用于该地区储层孔隙度的预测,但这一研究方法可以推广到其他超压盆地。

图 8 为歧北凹陷沙河街组 91 组数据经多元非线性高次拟合得出的储层预测孔隙度与实测孔隙度之间的相关曲线图,绝对误差的平均值 $\Delta\phi = 1.47\%$,达到了国外砂岩胶结物 $<10\%$ 的孔隙度预测精度。这样,通过逐步回归(或因子分析)+多元非线性拟合的方法,解决了我国陆相沉积盆地高胶结物含量储层的孔隙度预测问题。

6.2 E_{s2} 段储层孔隙度预测

根据沉积相分析得到的不同沉积相砂体对应的

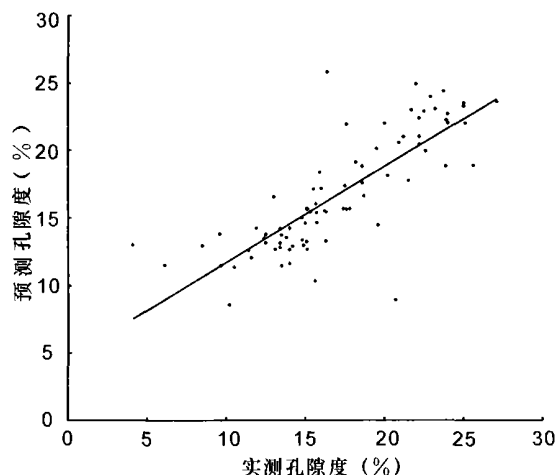


图 8 歧北凹陷储层实测孔隙度与预测孔隙度相关曲线

Fig. 8 Comparison of predicted and measured porosity

分选系数 S_o 、地震资料预测的压力和成岩模拟计算的 I_b (图 3), 预测了歧北地区沙二段的储层孔隙度 (图 9)。由图可见, 本区东部沿港深 48 井—港深 58—1 井一线分布的沿岸砂坝孔隙度较高, 预测孔隙度在 15% ~ 25% 之间, 是沙二段储层发育最有利的地区。其中港深 48 井所在砂体的孔隙度预测值为 20%, 测井解释孔隙度为 15% ~ 20%, 二者非常接近。在本区西部地区港深 28—港 2031 井附近分布着一些滩坝砂体, 其预测孔隙度为 10% ~ 15%。其中港深 59 井所在砂体的实测孔隙度为 10.03%, 而该井沙二段储层的实测孔隙度为 9.45%。在凹陷中心的港深 37 井附近超压发育, 超压系数在 1.40 ~ 1.48 之间, 其预测孔隙度在 15% ~ 20%, 如果有海湾薄层砂发育, 其物性应该较好。

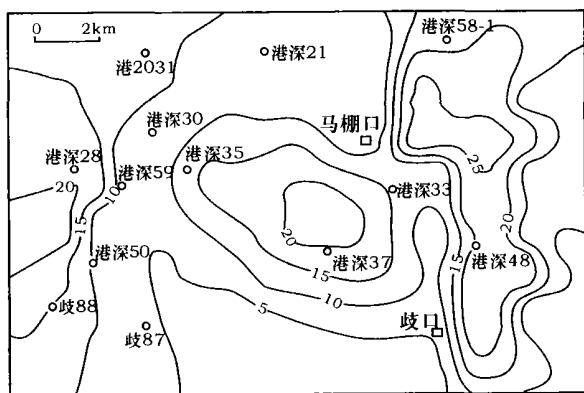


图 9 歧北凹陷 E_2 储层孔隙度 (%) 预测图

Fig. 9 Predicted porosity of the Shaer Member

7 结论

(1) 歧北凹陷储层孔隙度主要受沉积相、成岩作用和压力的影响与控制。并可用分选系数、成岩指数和压力定量描述;

(2) 在陆相盆地胶结物含量 > 10% 的条件下, 多元高次方程所预测的储层孔隙度绝对误差平均 < 2%;

(3) 歧北凹陷东部地区沙二段南北向的沿岸砂坝储层孔隙度在 15% ~ 20% 之间, 是有利的储层发育区。

致谢 本研究受到李思田教授的指导与帮助, 谨此致谢。

参考文献 (References)

- 1 Bloch S Empirical prediction of porosity and permeability in sandstones AAPG Bulletin, 1991, 75 (7): 1145 ~ 1160
- 2 Bloch S and Stephen G F. Preservation of shallow plagioclase dissolution porosity during burial: Implications for porosity prediction and aluminum mass balance AAPG Bulletin, 1993, 9 (9): 1488 ~ 1501
- 3 Bloch S Secondary porosity in sandstones: significance, origin, relationship to subaerial unconformities, and effect on predrill reservoir quality prediction In: Wilson W D, ed Reservoir quality assessment and prediction in clastic rocks SEPM Short Course, 1994, 30: 137 ~ 159
- 4 Bloch S and Helmod K P. Approaches to predicting reservoir quality in sandstones AAPG Bulletin, 1995, 79: 97 ~ 115
- 5 Bloch S, Lander R H and Bonnell L. Anomalous high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability AAPG Bulletin, 2002, 86 (2): 301 ~ 328
- 6 Bymes A P. Empirical methods of reservoir quality prediction In: Wilson W D, ed Reservoir quality assessment and prediction in clastic rocks SEPM Short Course, 1994, 30: 10 ~ 21
- 7 Ehrenberg S N. Relationship between diagenesis and reservoir quality in sandstones of the Gam Formation, Haltenbanken, Mid - Norwegian Continental Shelf AAPG Bulletin, 1990, 74: 1538 ~ 1588
- 8 Evans J, Cade C, Bryant S A geological approach to permeability prediction in clastic reservoir AAPG Memoir, 1997, 69: 91 ~ 101
- 9 Gluyas J and Cade C A. Prediction of porosity in compacted sands AAPG Memoir, 1997, 69: 19 ~ 27
- 10 Kupecz J A, Gluyas J and Bloch S Reservoir Quality Prediction in Sandstones and Carbonates An Overview. AAPG Memoir, 1997, 69: ~
- 11 Lander R H and Waldenhang O. Reservoir quality prediction through simulation of sandstone compaction and quartz cementation AAPG Bulletin, 1999, 83: 433 ~ 439
- 12 Marchand A M E, Snally P C, Haszeldine R S, et al Note on the importance of hydrocarbon fill for reservoir quality prediction in sand-

- stones AAPG Bulletin, 2002, 86(9): 1561 ~ 1571
- 13 Osborne M J and Swarbrick R E Diagenesis in North Sea HPHT clastic reservoirs: consequences for porosity and overpressure prediction. Marine and Petroleum Geology, 1999, 16: 337 ~ 353
- 14 Paxton S T, Szabo J O, Ajdukiewicz J M, *et al* Construction of an intergranular volume compaction curve for evaluating and predicting compaction and porosity loss in rigid-grain sandstone reservoirs AAPG Bulletin, 2002, 86(12): 2047 ~ 2069
- 15 Pritter T J, Cade C A, Evans J, *et al* Global patterns in sandstone diagenesis: their application to reservoir quality prediction for petroleum exploration AAPG Memoir, 1997, 69: 61 ~ 77
- 16 Ramm M and Bjorlykke K Porosity/depth trends in reservoir sandstones: assessing the quantitative effects of varying pore-pressure, temperature history and mineralogy, Norwegian Shelf Data Clay Minerals, 1994, 29: 475 ~ 490
- 17 Schmoker J M and Hester T C Regional trends of sandstone porosity vs vitrinite reflectance - a preliminary framework Applications of thermal maturity studies to energy exploration Rocky Mountain Section of SEMP, 1990, 53 ~ 60
- 18 Smosna R and Bruner K R Depositional controls over porosity development in lithic sandstones of the Appalachian Basin: reducing exploration risk AAPG Memoir, 1997, 69: 249 ~ 265
- 19 Tobin R C Porosity prediction in frontier basins AAPG Memoir, 1997, 69: 249 ~ 265
- 20 Wilson M D, Bymes A P. Model design In: Wilson W D, ed Reservoir quality assessment and prediction in clastic rocks SEPM Short Course, 1994, 30: 209 ~ 230
- 21 Wilson M D. Case history - Jurassic sandstones, Viking Graben, North Sea In: Wilson W D, ed Reservoir quality assessment and prediction in clastic rocks SEPM Short Course, 1994, 30: 367 ~ 384
- 22 Wood J R and Byres A P. Alteration and emerging methodologies in geochemical and empirical modeling In: Wilson W D, ed Reservoir quality assessment and prediction in clastic rocks SEPM Short Course, 1994, 30: 395 ~ 400
- 23 罗平, 裴泽楠, 贾爱林, 等. 中国油气储层地质研究面临的挑战和发展方向. 沉积学报, 2003, 21(1): 142 ~ 147 [Luo Ping, Qiu Yinan, Jia Ailin, *et al* The present challenges of Chinese petroleum reservoir geology and research direction. Acta Sedimentologica Sinica, 2003, 21(1): 142 ~ 147]
- 24 寿建峰, 朱国华. 砂岩储层孔隙保存的定量预测研究. 地质科学, 1998, 33(2): 244 ~ 249 [Shou Jianfeng, Zhu Guohua Study on quantitative prediction of porosity preservation in sandstone reservoirs Scientia Geologica Sinica, 1988, 33(2): 244 ~ 249]
- 25 寿建峰. 碎屑岩储层控制因素及钻前定量地质预测. 海相油气地质, 1999, 4(1): 21 ~ 26 [Shou Jianfeng Controlling factors and quantitatively geological prediction of clastic rock reservoirs Marine Facies Petroleum Geology, 1999, 1: 21 ~ 26]
- 26 肖丽华, 孟元林, 侯创业, 等. 松辽盆地升平地区深层成岩作用数值模拟与次生孔隙带预测. 地质论评, 2003, 49(5): 544 ~ 551 [Xiao Lihua, Meng Yuanlin, Hou Chuangye, *et al* Diagenesis modeling and secondary pore zone predicting of the deep formation in the Shengping area of the Songliao Basin Geological Review, 2003, 49(5): 544 ~ 551]
- 27 朱国华. 碎屑岩储集层孔隙的形成、演化和预测. 沉积学报, 1992, 10(3): 114 ~ 121 [Zhu Guohua Origin and evolution and prediction of porosity in clastic reservoir rocks Acta Sedimentologica Sinica, 1992, 10(3): 114 ~ 121]
- 28 寿建峰. 中国北方油气盆地砂岩成岩压实作用的动力成因机制与模式 [博士学位论文]. 北京: 中国石油勘探开发研究院, 2004 [Shou Jianfeng The dynamical mechanisms and models of sandstone compaction in the petroleum bearing basins of northern China [Ph D dissertation]. Beijing: Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, 2004]
- 29 孙永传, 李忠, 李惠生, 等. 中国东部含油气断陷盆地的成岩作用. 北京: 科学出版社, 1996 [Sun Yongchuan, Li Zhong, Li Huisheng, *et al* Diagenesis of oil-gas-bearing fault basins in Eastern China Beijing: Science Press, 1996]
- 30 谢树艺. 矢量分析与场论. 北京: 人民教育出版社, 1979 [Xie Shuyi Vector analysis and field theory. Beijing: People's Educational Press, 1979]
- 31 Meng Yuanlin, Yang Junsheng, Xiao Lihua, *et al* Diagenetic evolution modeling system and its application In: Hao Dongheng ed Treatises of Kenlun international conference of geology. Shijiazhuang: Shijiazhuang University of Economics, 2001, 25 ~ 27
- 32 孟元林, 肖丽华, 杨俊生, 等. 渤海湾盆地老爷庙地区深层成岩作用的化学动力学分析. 地球科学, 2002, 27(Suppl): 275 ~ 279 [Meng Yuanlin, Xiao Lihua, Yang Junsheng, *et al* Chemical kinetic analysis of diagenesis of the deep formation in the Laoyemiao region of the Bohaiwan Basin Earth Science, 2002, 27(Suppl): 275 ~ 279]
- 33 孟元林. 歧北凹陷沙河街组超压背景下的成岩作用研究与数值模拟 [博士学位论文]. 北京: 中国地质大学, 2004 [Meng Yuanlin Study on diagenesis and numerical modeling of the Shahejie Formation in overpressure setting in the Qibei Depression [Ph D dissertation]. Beijing: China University of Geosciences, 2004]
- 34 Sweeney J J and Burhan A K Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics AAPG Bulletin, 1990, 74: 1559 ~ 1570
- 35 Mackenzie A S and McKenzie D. Isomerization and aromatization of hydrocarbon in sedimentary basin formed by extension Geology Magazine, 1983, 20: 417 ~ 470
- 36 孟元林, 肖丽华, 王建国, 等. 粘土矿物转化的化学动力学模型及其应用. 沉积学报, 1996, 14(2): 110 ~ 116 [Meng Yuanlin, Xiao Lihua, Wang Jianguo, *et al* Kinetic model of clay mineral transformation and its application Acta Sedimentologica Sinica, 1996, 14(2): 110 ~ 116]
- 37 Walderhaug O. Kinetic modeling of quartz cementation and porosity loss in deeply buried sandstone reservoirs AAPG Bulletin, 1996, 80: 731 ~ 745
- 38 Anjos SM C, De Ros L F, De Souza R S, *et al* Depositional and diagenetic control on the reservoir quality of Lower Cretaceous Pendencia sandstones, Potiguar rift basin, Brazil AAPG Bulletin, 2000, 84(11): 1719 ~ 1742

- 39 Beard D C, Weyl P K Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated AAPG Bulletin, 1973, 57: 349 ~ 369
- 40 黄思静, 侯中建. 地下孔隙率和渗透率在空间和时间上的变化及影响因素. 沉积学报, 2001, 19 (2): 224 ~ 232 [Huang Sijing, Hou Zhongjian Spatio-temporal variation of subsurface porosity and permeability and its influential factors Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19 (2): 224 ~ 232]
- 41 史基安, 王琪. 影响碎屑岩天然气储层物性的主要控制因素. 沉积学报, 1995, 13 (2): 128 ~ 139 [Shi Jian, Wang Qi A discussion on main controlling factors on the properties of clastic gas reservoirs Acta Sedimentologica Sinica, 1995, 13 (2): 128 ~ 139]

Diagenetic Field Analysis and Porosity Prediction of the Shaer Member(E_{S_2}) in Overpressure Setting in the Qibei Depression

MENG Yuan-lin^{1,2} LU De-Lai³ HE Ru¹

WANG Zhi-guo⁴ ZHANG Wen-cai² Yin Xiu-lan⁵ LI Jun⁶

1(Daqing Petroleum Institute, Qinhuangdao Hebei 066004) 2 (China University of Geosciences, Beijing 100083)

3(PetroChina Company Limited, Beijing 100112)

4 (Exploration & Exploitation Institute of Daqing Oil Field, Daqing, Heilongjiang 163712)

5 (China Institute of Geo-environmental Monitoring, Beijing 100081)

6 (Scientific and Technical Information Division, Dagang Oil Field, Tianjin 300280)

Abstract The diagenetic field was defined as the whole of diagenetic intensity in the space at a certain moment according to the basic principle of field theory, which could be described by diagenetic intensity I_D . A new multivariate non-linear model, $\text{porosity} = F(\text{Trask } S_o, \text{diagenetic intensity } I_D, \text{pressure } P)$, was set up on the basis of diagenetic field analysis, sedimentary parameters quantitative study, pressure and porosity correlation investigation. As the porosity prediction of beach bar sandstones of Shaer Member(E_{S_2}) in the Qibei depression shows the predicted error of porosity for the sandstones with the cement of more than 10% is less than 2%, and the predicted porosity of sand bodies in the eastern Qibei depression is 15%-20%, which are the favorable reservoir area developed in the depression.

Key words predrilling reservoir quality prediction, diagenesis, diagenetic index, diagenetic field, overpressure, Qibei depression