

文章编号: 1000-0550(2008) 05-0780-09

# 储层孔隙度预测与孔隙演化史模拟方法探讨<sup>1</sup>

## ——以辽河拗陷双清地区为例

孟元林<sup>1</sup> 姜文亚<sup>2</sup> 刘德来<sup>3</sup> 牛嘉玉<sup>4</sup> 孙洪斌<sup>5</sup>  
肖丽华<sup>1</sup> 施尚明<sup>1</sup> 修洪文<sup>1</sup>

(1 大庆石油学院 黑龙江大庆 163318 2 中国石油大港油田勘探开展研究中心 天津 300280

3 中国石油天然气股份有限公司 北京 100011 4 中国石油勘探开发研究院 北京 100083 5 中国石油辽河油田分公司 辽宁盘锦 124010)

**摘要** 在成岩作用数值模拟的基础上,通过建立辽河拗陷双清地区不同沉积微相成岩指数  $I_0$  与储层平均有效孔隙度的相关模型,预测了该地区古近系  $E_{3s}^F$  储层的孔隙度,恢复了孔隙演化史,确定了有效油、气储层的分布范围。孔隙度预测的结果表明,有效油、气储层分布于孔隙度大于 8.5% 和 5.8% 的斜坡区。储层预测平均孔隙度与实测孔隙度之间的绝对误差为 2.8%,而研究区储层的填隙物含量在 1.2% ~ 45.0% 之间,平均为 16.9%。由此可见,这种模型可用于填隙物含量较高储层的钻前孔隙度预测和孔隙演化史模拟。孔隙演化史的模拟结果表明,储层孔隙度在埋藏早期主要受沉积相的影响,而在晚期则主要受成岩作用的控制。

**关键词** 成岩作用 沉积微相 钻前储层质量预测 孔隙演化史 辽河拗陷 渤海湾盆地

**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 E-mail qhdny@163.com

**中图分类号** TE122.2<sup>3</sup> **文献标识码** A

储层质量钻前预测 (Pre-drilling reservoir quality prediction) 是目前国内外储层地质界的研究热点之一<sup>[1~26]</sup>,包括储层孔隙度和渗透率的预测。国外储层孔隙度预测模型主要为多元线性模型,当填隙物含量小于 10.0% 时,其孔隙度预测误差 < 2.0%<sup>[2,10,12]</sup>。我国陆相盆地的碎屑岩储层,尤其是深部储层的填隙物含量一般大于 10.0%,所以这种模型不适合于我国陆相盆地。国内这方面的研究起步较晚,但近年来发展较快,许多作者从不同的角度出发<sup>[15~25]</sup>,分别建立了各种储层孔隙度预测模型,但这些模型目前主要侧重于预测现今储层孔隙度的平均值。然而,在成藏动力学研究和油气勘探中,人们还迫切需要了解储层孔隙度在地史时期的变化规律,以便研究各成藏要素之间的匹配关系,对圈闭的有效性作出评价。本文试图对这一问题加以探讨,以渤海湾盆地辽河拗陷双清地区沙三段为例,综合考虑成岩作用和沉积相对储层孔隙度的影响,建立孔隙度预测模型,应用成岩作用数值模拟技术,模拟储层孔隙度的演化史,预测不同地质时期的储层孔隙度。在此基础上,根据辽河油田工业油、气储层的孔隙度下限,预测有效油、气储层的分布范围。

## 1 沉积背景与储层特征

### 1.1 沉积背景概况

双清地区位于渤海湾盆地辽河拗陷西部凹陷的南段,构造上属于西部斜坡带,面积约 300 km<sup>2</sup>。新生界从下到上发育古近系的沙河街组 ( $E_s$ )、东营组 ( $E_d$ ),新近系的馆陶组 ( $N_g$ )、明化镇组 ( $N_m$ ) 和第四系 ( $Q$ )。沙河街组从上到下又可进一步分为沙一段 ( $E_{s1}$ )、沙二段 ( $E_{s2}$ )、沙三段 ( $E_{s3}$ ) 和沙四段 ( $E_{s4}$ )。其中沙三段 ( $E_{s3}$ ) 分为中上亚段和下亚段,生、储、盖层发育,是双清地区深层勘探的主要目的层段。在沙三段沉积时期,碎屑物从西部凹陷的边部和中央凸起两个方向以阵发性重力流的方式注入湖盆,形成了较大的湖底扇沉积体系,湖底扇扇中亚相发育,并可进一步划分为辫状分流沟道、辫状分流沟道间、前缘—外扇及湖相<sup>[27]</sup> (图 1)。

### 1.2 成岩作用与储层基本特征

在普通薄片、扫描电镜、铸体薄片、流体包裹体均一温度、镜质组反射率、孢粉颜色、X-衍射和有机酸的测试基础上,根据古地温、有机质热演化特征、泥岩中粘土矿物组成与转化特征、砂岩中自生矿物的分布

<sup>1</sup> 国家“十五”重大科技攻关项目 (批准号: 2003BA613A-01) 和黑龙江省自然科学基金 (ZJG0606-02) 共同资助。

收稿日期: 2007-08-17 收修改稿日期: 2007-12-23

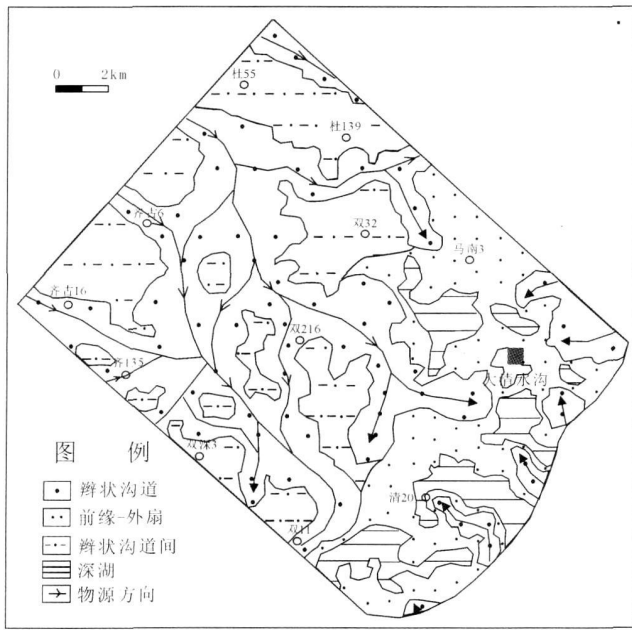


图 1 双清地区沙三下亚段沉积相图 [27]

Fig 1 Sedimentary microfacies of Es<sub>3</sub><sup>1</sup>

和形成顺序、碎屑颗粒之间的接触关系以及岩石的孔隙类型等(表 1), 参考石油行业标准(SY/T5477—2003)碎屑岩成岩阶段划分规范<sup>[28]</sup>, 将西部凹陷双清地区古、新近系碎屑岩的成岩作用划分为早成岩和中成岩两个阶段, 共五个亚期(表 1)。早成岩阶段 A 期、早成岩阶段 B 期、中成岩阶段 A<sub>1</sub> 亚期、中成岩阶

段 A<sub>2</sub> 亚期和中成岩阶段 B 期的深度分别为: 1 500 ± 100 m、2 700 ± 100 m、3 800 ± 100 m、4 600 ± 100 m 和 > 4 600 m。在早成岩阶段 A 期, 成岩作用以机械压实作用和早期胶结作用为主, 颗粒之间的接触关系为漂浮状一点状。砂岩中次生孔隙不发育, 孔隙类型主要为原生孔隙。在早成岩阶段 B 期和中成岩阶段 A<sub>1</sub> 亚期, 干酪根在热降解生烃的同时, 生成大量有机酸和 CO<sub>2</sub>, 溶于水, 形成酸性热流体, 溶蚀储层中的铝硅酸盐矿物长石和碳酸盐岩胶结物等易溶矿物组分, 产生次生孔隙。但随着压实作用的增强, 颗粒之间的接触关系以点—线状为主。在中成岩 A<sub>2</sub> 亚期有机酸的生成量减少, 但仍可形成一定数量的次生孔隙, 孔隙类型绝大部分为溶蚀孔。中成岩阶段 B 期, 机械压实作用已非常强烈, 颗粒之间呈线—缝合状接触, 并出现云母压弯与长石压断现象, 还可见到裂缝。

沙河街组三段碎屑岩储集层以长石砂岩、长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩为主, 长石含量约为 32.0%, 岩屑含量介于 22.0% ~ 32.0%, 岩屑成份主要为火成岩岩屑、中性喷出岩岩屑和碳酸盐岩岩屑。填隙物主要为泥质和方解石, 含量在 1.2% ~ 4.5% 之间, 平均为 1.6%。辽河西部凹陷是一个箕状断陷, 同一地层的埋深差别较大(图 2), 在断陷的边部沙三段埋藏较浅, 成岩作用较弱, 储层目前处于早成岩阶段,

表 1 双清地区新生界主要成岩特征

Table 1 Major diagenetic characters of the Cenozoic in the Shuangqing area

成岩阶段		有机质			泥质岩		砂岩中自生矿物						溶解作用		接触类型	孔隙类型	深度 /m					
阶段	期	R <sub>o</sub> %	孢粉颜色 TAI	成熟带	有机酸	I/S 中的 S %	混层类型分布	蒙皂石	伊蒙混层	高岭石	伊利石	绿泥石	石英加大	方解石				铁白云石	长石加大	长石及岩屑	碳酸盐	
早成岩	A	0.35	淡黄 2.3	未成熟		70	蒙皂石													浮一点	原生孔	1500 ± 100
	B	0.5	黄 2.8	半成熟		50	无序混层														混合孔	2700 ± 100
中成岩	A <sub>1</sub>	0.75	桔黄 3.0	低熟		30	部分有序混层													点—线	次生孔	3800 ± 100
	A <sub>2</sub>	1.3	棕 3.5	成熟		15	完全有序混层														次生孔	4600 ± 100
	B	>1.3	棕黑 >3.5	高成熟		<15	超点阵有序混层														线—缝合	次生孔—裂缝

实测孔隙度主要分布在 10.0% ~ 20.0% 之间;但在断陷的中心,成岩作用较强,目前处于中成岩阶段 B 期,物性很差,砂岩孔隙度 < 5.0%。

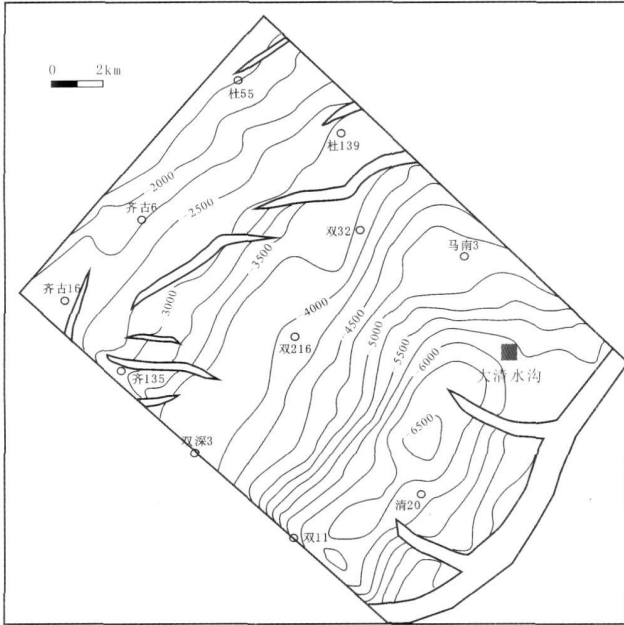


图 2 双清地区沙三下亚段构造图<sup>[27]</sup>

Fig 2 Structural map of Es<sub>3</sub><sup>1</sup>

## 2 基本原理

### 2.1 成岩作用数值模拟

为了定量研究成岩作用对储层物性的影响,在以上成岩作用研究的基础上,综合考虑成岩温度、压力、时间以及流体对成岩作用的影响,本文选取对成岩作用比较敏感、而且成岩阶段划分常用的成岩指标古地温  $T$ 、镜质组反射率  $R_o$ 、甾烷异构化指数  $SI$ 、伊/蒙混层中蒙皂石层的含量  $S$ 、自生石英含量  $V_q$ , 分别在时空领域内进行单项成岩作用的数值模拟<sup>[29~37]</sup>, 加以线性组合, 构造了一个能够反映成岩强度的定量化参数—成岩指数  $I_b$ :

$$I_b = \sum_{i=1}^n P_i \times Q_i / \max Q_i \quad (1)$$

式中  $I_b$ —成岩指数;  $n$ —成岩指标的个数,  $n = 5$ ;  $Q_i$ —五个成岩参数中第  $i$  个成岩指标模拟计算的结果, 如镜质组反射率、古地温等;  $\max Q_i$ —第  $i$  个成岩指标在中成岩阶段末期的最大值, 古地温、镜质组反射率、甾烷异构化指数、伊/蒙混层中蒙皂石层的含量、自生石英含量分别取 200°C、2.0%、0.53、15%、15%;  $P_i$  为第  $i$  个成岩指标的权值。

不同成岩阶段对应的  $I_b$  可用下式计算:

$$L_k = \sum_{i=1}^n L_{Q_i} / \max Q_i \times P_i \quad (1)$$

式中  $L_k$ —第  $k$  个成岩阶段的成岩指数界限值;  $L_{Q_i}$ —第  $i$  个成岩指标的界限值, 如  $R_o$  早成岩阶段 A 期、B 期, 中成岩阶段 A<sub>1</sub>、A<sub>2</sub> 亚期、B 期  $R_o$  的界限值分别为 0.35%、0.5%、0.75%、1.3%、2.0%。

在式 (1) 和式 (2) 中, 镜质组反射率  $R_o$ 、伊/蒙混层中蒙皂石层的含量  $S$ %、古地温  $T$ 、甾烷异构化指数  $SI$  ( $C_{29}S/R+S$ ) 和自生石英含量  $V_q$ % 这 5 项参数的权值  $P_i$  分别取 0.5、0.2、0.1、0.1、0.1。各成岩参数权值  $P_i$  的大小, 主要根据其在成岩阶段划分中的重要性和研究区该参数的演化特征确定。由于镜质组反射率  $R_o$  对时、温反应的敏感性最好, 它不仅表征有机质的热演化程度, 而且还反映有机酸的生成特征以及成岩环境的酸碱度, 在目前的有机地球化学、煤岩学和成岩阶段划分中广泛应用, 此外, 在本区纵向上的演化规律性明显, 未出现异常, 所以本文取其权重最大。在泥岩粘土矿物转化的过程中, 可排出许多阳离子, 如  $Si^{4+}$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Na^+$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $Fe^{3+}$ 。这些离子进入砂岩后, 可形成一系列胶结物。因此粘土矿物的转化对碎屑岩的成岩演化具有重要的影响。此外, I/S 混层中蒙皂石层的含量  $S$ % 在本区纵向上的演化规律性也很好, 因此, 本文在成岩指数的计算中对该参数所取的权重较大, 其他三个成岩参数的相对重要性基本相近, 它们所取的权重相同, 各为 0.10。但  $SI$  在中成岩阶段 A<sub>1</sub> 亚期以后, 达到平衡, 其值增加非常缓慢, 失去使用价值, 其权值降为 0.0 而古地温和自生石英这两项成岩参数的权值相应地增加为 0.15。参考最新颁布的中国石油与天然气行业碎屑岩成岩阶段划分规范<sup>[28]</sup>, 应用式 (2) 本文确定了双清地区各成岩阶段所对应的  $I_b$  (表 2),  $I_b = 1.00$  对应于中成岩阶段 B 期的结束; 当  $I_b > 1.00$  时, 进入晚成岩阶段。这样, 就实现了碎屑岩成岩阶段划分的数值化, 可以由计算机通过计算  $I_b$ , 自动划分成岩阶段, 预测不同地质时期各地层单元的成岩强度和所处的成岩阶段。

### 2.2 现今储层孔隙度预测模型

研究表明, 油气储层的分布和物性主要受沉积相、成岩作用的影响, 沉积相决定着储层的空间分布和原始物性, 而储层的最终物性由成岩作用控制<sup>[1, 2, 8, 16, 21, 38, 39]</sup>。在以往的储层孔隙度预测模型中, 一些人考虑温度和时间对成岩作用和储层物性的影响, 建立了孔隙度与  $R_o$  或孔隙度与时温指数  $TTI$  的模型<sup>[7, 15, 18]</sup>, 而另一些人考虑埋深 (压力) 和时间的影

表 2 双清地区不同成岩阶段所对应的成岩参数和生、储、盖层特征

Table 2 Diagenetic parameters and characteristics of source rocks, reservoir rocks and cap rocks in different diagenetic stages in Shuangqing area

T / °C	R <sub>o</sub> / %	SI	I/S中 S		V <sub>q</sub> / %	I <sub>D</sub>	成岩阶段		成岩相	有机质热演化	孔隙演化	盖层封闭能力
				%			阶段	期(亚期)				
< 60	< 0.35		> 70		< 1	< 0.20	早成岩	A	早期压实胶结相	未成熟	原生孔	差—中
60~90	0.35~0.50	0.25	70~50		1~2	0.20~0.29		B	溶蚀相	半成熟	混合孔	中—好
90~140	0.50~0.75	0.25~0.40	50~35		2~3	0.29~0.44	中成岩	A <sub>1</sub>		低成熟	次生孔	好
140~170	0.75~1.30	0.40~0.58	35~15		3~5	0.44~0.69		A <sub>2</sub>	溶蚀及部分再胶结	成熟		好—中
170~200	1.30~2.00	> 0.58	15~5		5~15	0.69~1.00		B	紧密压实相	高成熟	次生孔—裂缝	
> 200	> 2.00		混层消失		> 15	> 1.00	晚成岩			过成熟	裂缝	差

响,建立了时深指数  $TDI$  与孔隙度的模型<sup>[9,25]</sup>, 还有一些人则考虑超压和埋深的影响建立了超压背景下的储层孔隙度预测模型<sup>[11,21]</sup>。由于这些模型只考虑了影响成岩作用和储层孔隙度几个地质因素(温度、压力、时间、流体以及岩性)中的 1~2 个因素,所以均有一定局限性<sup>[10]</sup>。尽管有的模型中考虑了岩性对成岩作用和储层孔隙度的影响<sup>[9,18]</sup>,但即使目前最先进的 3-D 地震勘探技术也只能给出砂岩的含量、预测出沉积微相,还不能提供诸如粗砂岩、细砂岩之类的岩性信息,因此在预测模型中考虑岩性没有实际意义,只能考虑沉积微相对成岩作用和储层孔隙度的影响。鉴于上述原因,本文试图综合考虑沉积微相和成岩作用对储层孔隙度的影响,通过建立不同沉积微相成岩强度指数  $I_D$  与储层孔隙度的模型,预测双清地区储层的孔隙度。其具体方法如下:首先,模拟双清地区  $E_{s3}$  各模拟点(“人工井”)古地温  $T$ 、镜质组反射率  $R_o$ 、甾烷异构化指数  $SI$ 、伊/蒙混层中蒙皂石层的含量  $S$ 、自生石英含量  $V_q$  随时间变化的规律<sup>[29-37]</sup>,应用式(1)计算出研究区现今各模拟点(“人工井”)的  $I_D$ ;然后,建立研究区不同沉积微相储层平均孔隙度与成岩指数  $I_D$  的关系曲线(详见后面图 4);最后,根据模拟点(“人工井”)现今的成岩指数  $I_D$  和所处的沉积微相,应用相应的孔隙度预测模型,在钻前预测各模拟点现今储层的平均孔隙度,并编绘等值线图。

### 2.3 孔隙演化史模拟

沉积相是决定储层孔隙度的“先天”因素,它决定着储层的原始孔隙度和分布,一个沉积体系中各微相在地史时期一旦形成,它将不再发生变化,例如,辫状沟道微相从古到今无论发生什么变化它都是辫状沟道;而成岩作用是决定储层孔隙度的“后天”因素,沉积物形成后,随以后埋深的变化,成岩强度逐渐增强,储层孔隙度不断变化。因此,根据各模拟点在地史时期的  $I_D$  值和所在沉积微相对应的孔隙度预测模

型,即可计算各模拟点在古代的储层孔隙度,进而模拟储层的孔隙演化史。

### 2.4 有效油气储层的确定

众所周知,油气储存于储层的孔隙之中,因此含油气储层孔隙度的大小就决定了油气的富集程度。特别是当储层的孔隙度低于某一数值时,储层就失去工业价值,不能产出具工业价值的油气流,这一孔隙度下限被称为工业油气储层孔隙度下限或经济基底。若储层孔隙度高于此下限,则有可能含油气,否则,反之。辽河油田工业气流和工业油流的储层孔隙度下限分别为 5.8% 和 8.5%<sup>[39]</sup>。因此,通过储层孔隙度的预测,即可在平面上根据孔隙度的下限,确定双清地区有效油气储层 (> 8.5%) 和有效天然气储层 (> 5.8%) 的分布范围。

## 3 模拟参数确定与成岩阶段预测

### 3.1 模拟参数的确定

成岩作用数值模拟所用的输入参数主要包括地层厚度、岩性、地层底界绝对年龄、剥蚀量、古地表面度和热导率等。

#### (1) 地层时代与绝对年龄

辽河西部凹陷双清地区新生界从下往上依次发育沙河街组四段、三段、二段和一段,东营组,馆陶组,明化镇组和第四系,其底界年龄分别为 45.4、44.7、38.0、37.5、36.0、24.6、12.0、1.64 Ma<sup>1</sup>。

#### (2) 地层厚度与岩性

地层厚度是盆地模拟研究最基本的输入参数。辽河西部凹陷双清地区各模拟点的地层厚度主要取自该地区的三维地震解释厚度和钻井资料。

#### (3) 剥蚀量

<sup>1</sup> 张凤莲. 西部凹陷沉积埋藏史数值模拟. 辽河油田公司勘探开发研究院, 1992.

辽河西部凹陷双清地区主要经历了沙河街组三段、沙河街组一段和东营组顶部三次大的剥蚀, 全区地层遭受了不同程度的剥蚀, 本文主要参考了辽河油田第三次资源评价这方面的研究成果<sup>1</sup>, 这三次不整合面上的剥蚀量分别为 0~260 m、0~250 m、0~230 m, 剥蚀量从凹陷中心到边部逐渐增加。

(4) 古恒温带温度

恒温带温度是地热场方程的上边界, 它等于古地表温度再加上 2~5℃。辽河油田馆陶组以上地层沉积时, 古地表温度为 12℃; 东营组沉积时期, 古地表温度为 14℃; 沙一段和沙二段沉积时期, 古地表温度为 15℃; 沙三段和沙四段沉积时期, 古地表温度为 16℃。

(5) 岩石热导率

本文的岩石热导率取自辽河油田和中国科学院地质与地球物理研究所热导率的实测数据<sup>④</sup>

3.2 成岩阶段预测

应用上述成岩作用数值模拟模型和自编的软件系统<sup>[21, 29]</sup>, 模拟了双清地区  $E_{s3}$  各模拟点 (“人工井”) 古地温  $T$ 、镜质组反射率  $R_o$ 、甾烷异构化指数  $SI$ 、伊蒙混层中蒙皂石层的含量  $S$ 、自生石英含量  $V_q$  随时间变化的规律, 模拟点距  $500 \times 500$  m, 计算了各点在地史时期的  $I_D$  值, 编绘了不同地质时期的  $I_D$  等值线和成岩阶段预测图。图 3 是现今沙三段成岩指数等值线和成岩阶段预测图。由图 3 可见,  $E_{s3}$  现今所处的成岩阶段主要受埋深的影响与控制, 成岩强度从 NW 向 SE 依次增加, 由斜坡区的早成岩阶段 A 期、B 期经中成岩阶段  $A_1$  亚期、 $A_2$  亚期、B 期过渡到深凹区的晚成岩阶段。用同样的方法可以做出其他地质时期沙三段底部的  $I_D$  等值线和成岩阶段预测图, 恕不赘述。

4 孔隙度预测和孔隙演化史模拟

本文主要考虑沉积微相和成岩作用对储层孔隙度的影响与控制, 在层序地层学研究、沉积相分析<sup>[27]</sup>和成岩作用数值模拟的基础上(图 3), 应用每个微相中各钻井的实测孔隙度、测井孔隙度和与之对应的成岩指数  $I_D$ , 分别建立了各沉积微相成岩指数  $I_D$  与孔隙度的相关模型(图 4), 图 4 中的层平均孔隙度是指每个单砂层的孔隙度平均值。

4.1 单井储层孔隙演化史模拟

图 5 是双 213 井  $E_{s3}$  下底界从沉积开始到现今的孔隙演化史, 由图 5 可见, 双 213 井  $E_{s3}$  下底部储层孔

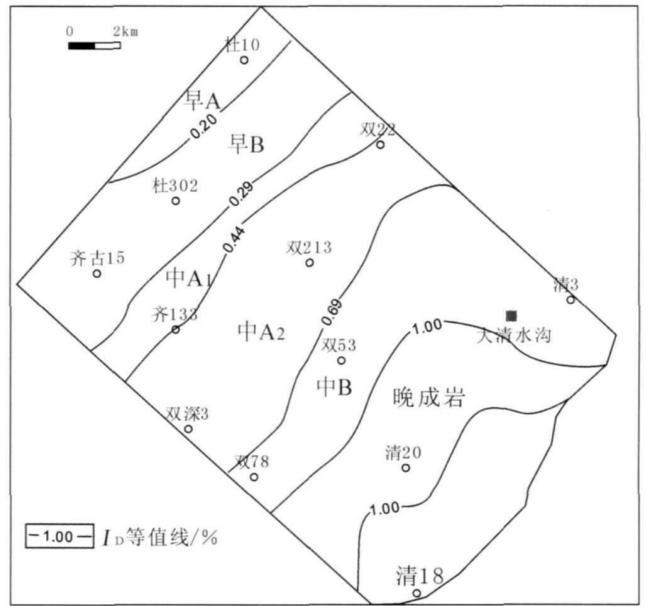


图 3  $E_{s3}$  下  $I_D$  等值线和成岩阶段预测

Fig. 3  $I_D$  contour map and diagenetic stage prediction of  $E_{s3}$ <sup>1</sup>

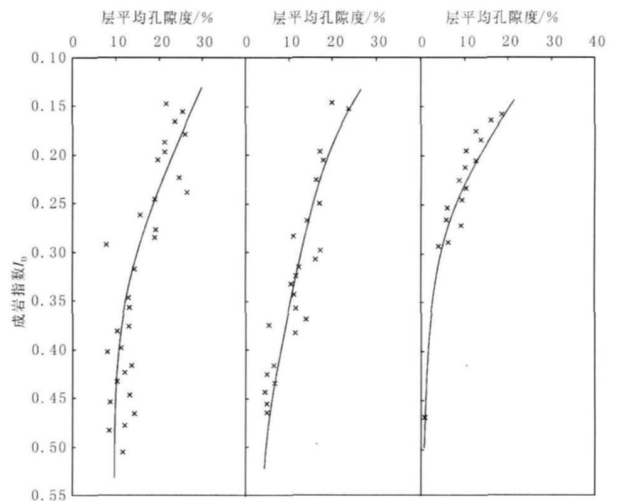


图 4 双清地区不同沉积微相平均孔隙度与  $I_D$  关系

Fig. 4 Relationship between average porosity and  $I_D$  in the different sedimentary microfacies

隙度在其最初埋藏期间的沙三下亚期衰减最快, 这一时期储层处于早成岩阶段 A 期, 以早期机械压实为主, 胶结作用较弱, 溶蚀作用不发育, 原生孔隙迅速减小。从沙三中上亚段沉积时期到东营期末, 有机质处

<sup>1</sup> 谢文彦, 张占文. 辽河探区第三次油气资源评价. 辽河油田公司勘探开发研究院, 2002

<sup>④</sup> 王永玲, 张忠义, 汪集暘, 等. 辽河断陷地热基本特征与油气资源. 辽河油田公司勘探开发研究院, 1984

于半成熟—成熟阶段,生成有机酸,溶蚀储层中的硅铝酸盐和碳酸盐矿物,形成次生孔隙。正是由于溶蚀作用的发生,使得孔隙度的衰减速度变慢。从新近纪开始,研究区进入拗陷发育阶段,大地热流和地温梯度降低,成岩演化减缓,储层孔隙度随埋深缓慢减小,一直到现今的 5.0% 左右。

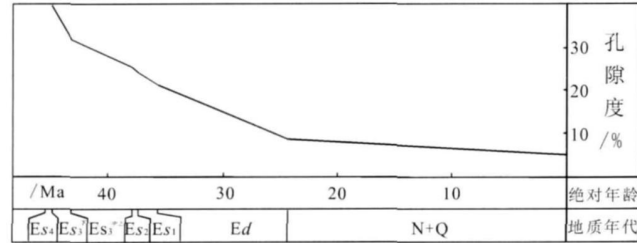


图 5 双 213 井  $E_{s_3}^1$  孔隙演化史图

Fig 5 Porosity evolution history of  $E_{s_3}^1$  for Well Shuang 213

#### 4.2 地史时期储层孔隙度平面预测

不同地质时期储层平均孔隙度的预测结果表明(图 6 图 7,图 8 图 9),同一地层的储层孔隙度从古到今逐渐减小,而且有效储层的分布面积也随之缩小。在沙一期,  $E_{s_3}^1$  底部储层孔隙度由 NW 至 SE 总体上呈逐渐减小的趋势。北部斜坡带,由于埋藏较浅,成岩作用较弱,储层平均孔隙度大于 21.0%,而在南部深凹区,平均孔隙度已减小到 6.0% 以下(图 6),这一时期孔隙度等值线的延伸方向主要受沉积相的控制(图 7)。到东营期末,随成岩作用的进一步增强,储层孔隙度进一步减小,但孔隙度等值线的延伸方向大致平行于斜坡的走向(图 8),孔隙度的大小主要受埋深和成岩作用的控制。在现今,成岩作用和埋深对储层孔隙度的控制更加明显,孔隙度等值线基本平行于斜坡的走向。在凹陷边部西北地区平均孔隙度最大可达 18.0% 以上,而在东南凹陷区平均孔隙度最小却小于 3.0%。有效油气储层分布于孔隙度大于 8.5% 的斜坡带,有效天然气储层分布于孔隙度大于 5.8% 的区域,即双 22—齐 38—齐 61—线以北地区(图 9)。

#### 4.3 误差分析

统计表明,辽河拗陷双清地区  $E_{s_3}^1$  储层预测孔隙度与实测平均孔隙度相比,绝对误差平均为 2.8%,略高于国外储层填隙物小于 10.0% 时孔隙度预测误差小于 2.0% 的水平<sup>[2 10 12 13]</sup>,但我们所预测储层的填隙物含量 1.2% ~ 45.0% 之间,平均为 16.9%,远高于国外储层质量钻前预测对填隙物小于 10.0% 的

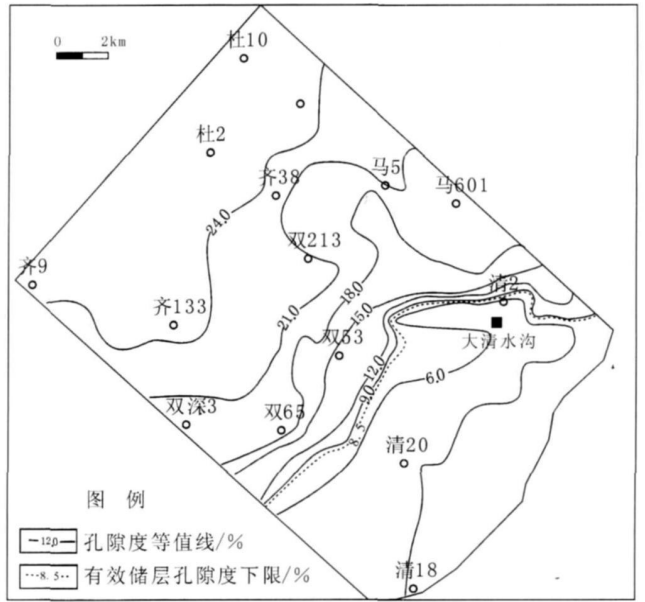


图 6 沙一期末  $E_{s_3}^1$  平均孔隙度预测图

Fig. 6 Predicted average porosity of  $E_{s_3}^1$  at the end of  $E_{s_1}$



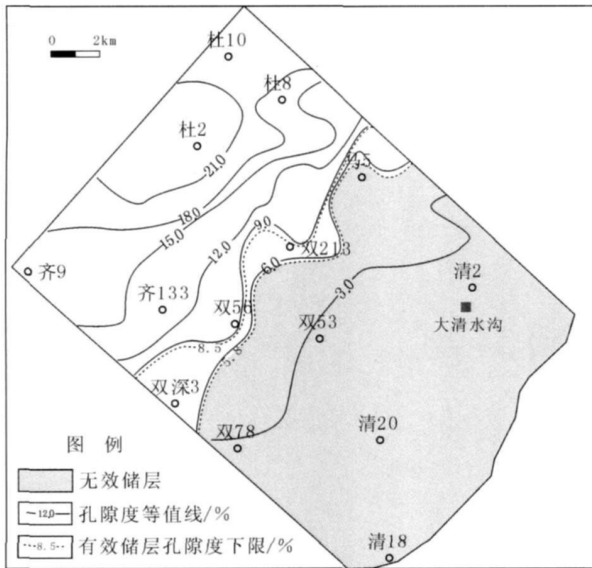
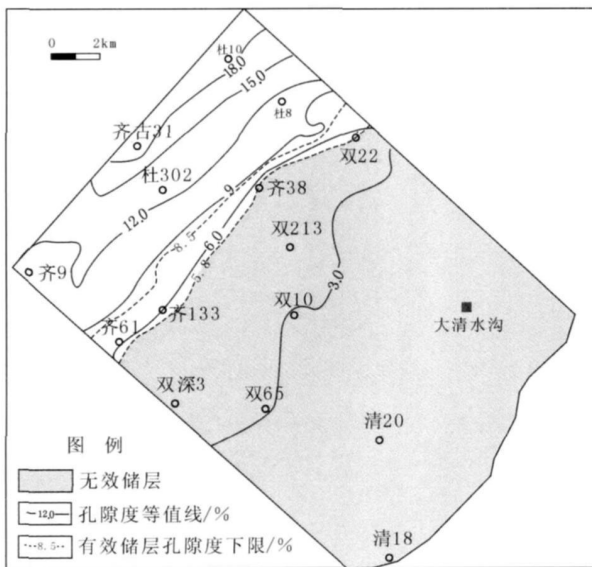
图 7 沙一期末  $E_{s_3}^1$  沉积相与平均孔隙度叠合图

Fig. 7 Sedimentary microfacies and porosity superposed chart of  $E_{s_3}^1$  at the end of  $E_{s_1}$

限制,其适应性明显提高。

### 5 结论

(1) 应用不同微相储层孔隙度与成岩指数  $I_b$  的相关模型,可以在钻前预测胶结物含量大于 10.0%

图8 东营期末  $Es_3^1$  平均孔隙度预测图Fig. 8 Predicted average porosity of  $Es_3^1$  at the end of Ed图9 现今  $Es_3^1$  平均孔隙度预测图Fig. 9 Predicted average porosity of  $Es_3^1$  at present

的储层平均孔隙度, 预测误差小于 2.8%;

(2) 辽河拗陷双清地区沙三下亚段储层现今的平均孔隙度为 3.0% ~ 18.0%, 有效油气储层和有效天然气储层分别分布于孔隙度大于 8.5% 和孔隙度大于 5.8% 的斜坡区;

(3) 储层孔隙度在埋藏早期主要受沉积相的影响, 在晚期则主要受成岩作用的控制。

## 参考文献 (References)

- Bloch S Empirical prediction of porosity and permeability in sandstones [J]. AAPG Bulletin, 1991, 75(7): 1145-1160
- Bloch S, Helndorf K P. Approaches to predicting reservoir quality in sandstones [J]. AAPG Bulletin, 1995, 79: 97-115
- Evans J, Cade C, Bryant S. A geological approach to permeability prediction in elastic reservoir [J]. AAPG Memoir 1997, 69: 91-101
- Lander R H, Winklerhang O. Reservoir quality prediction through simulation of sandstone compaction and quartz cementation [J]. AAPG Bulletin, 1999, 83: 433-439
- 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
- Ramm M, Bjørlykke 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
- Schmoker J M, Hester T C. Regional trends of sandstone porosity vs vitrinite reflectance—a preliminary framework [C] // Applications of thermal maturity studies to energy exploration: Rocky Mountain Section of SEPM, 1990: 53-60
- Wilson M D, Bymes A P. Model design [C] // Wilson M D, ed. Reservoir quality assessment and prediction in elastic rocks: SEPM Short Course 1994, 30: 209-230
- Sombra C L, Kiang C H. Burial history and porosity evolution of Brazilian Upper Jurassic to Tertiary sandstone reservoirs [C] // Kupecz, eds. Reservoir quality prediction in sandstones and carbonates: AAPG Memoir 69, 1997, 26: 79-89
- Bymes A P. Empirical methods of reservoir quality prediction: Reservoir quality assessment and prediction in elastic rocks [C] // SEPM Short Course 1994, 30: 10-21
- Ghyas J, Cade C A. Prediction of porosity in compacted sands [J]. AAPG Memoir 1997, 69: 19-27
- Kupecz J A, Ghyas J, Bloch S. Reservoir Quality Prediction in Sandstones and Carbonates: An Overview [M]. AAPG Memoir, 1997, 69: ×(8)(8)(8)
- 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 [J]. AAPG Bulletin 2002, 86(12): 2047-2069
- 罗平, 袁恂楠, 贾爱林, 等. 中国油气储层地质研究面临的挑战和发展方向 [J]. 沉积学报, 2003, 21(1): 142-147 [Luo Ping, Qin Yinan, Jia Ailin, et al. The present challenges of Chinese petroleum reservoir geology and research direction [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2003, 21(1): 142-147]
- 朱国华. 碎屑岩储集层孔隙的形成、演化和预测 [J]. 沉积学报, 1992, 10(3): 114-121 [Zhu Guohua. Origin and evolution and prediction of porosity in elastic reservoir rocks [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1992, 10(3): 114-121]
- 姜培海, 杨小丽. 利用储层沉积学参数预测储层孔隙度 [J]. 中国

- 海上油气(地质), 1997, 11(4): 261-267 [ Jiang Peihai Yang Xiaoli Porosity prediction prior to drilling by means of reservoir sedimentological parameters [ J]. China Offshore Oil and Gas 1997, 11(4): 261-267 ]
- 17 武文来, 周士科. 渤海海域深部碎屑岩储层孔隙度预测 [ J]. 中国海上油气(地质), 1997, 11(4): 241-248 [ Wu Wenlai Zhou Shike The predicting porosity of deep clastic reservoirs in Bohai Sea [ J]. China Offshore Oil and Gas 1997, 11(4): 241-248 ]
- 18 寿建峰, 朱国华. 砂岩储层孔隙保存的定量预测研究 [ J]. 地质科学, 1998, 33(2): 244-249 [ Shou Jianfeng Zhu Guohua Study on quantitative prediction of porosity preservation in sandstone reservoirs [ J]. Scientia Geologica Sinica 1988 33(2): 244-249 ]
- 19 杨香华, 叶加仁, 周士科, 等. 成岩动力学分析与深部储层孔隙度预测 [ J]. 现代地质, 1998, 12(1): 108-114 [ Yang Xianghua Ye Jiaren Zhou Shike et al Analysis of diagenetic dynamics and porosity prediction of deep buried reservoir [ J]. Geoscience 1998, 12(1): 108-114 ]
- 20 沈立成, 黄思静, 刘洁, 等. 用多元逐步回归方法评价储层孔隙度的控制因素 [ J]. 成都理工学院学报, 2002, 12(1): 610-616 [ Shen Licheng Huang Sing Liu Jie et al Estimation of controlling factors of reservoir porosity by using multiple stepwise regression analysis [ J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2002, 12(1): 610-616 ]
- 21 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 [ D]. 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 ]
- 22 孟元林, 刘德来, 贺如, 等. 歧北凹陷超压背景下的成岩场分析与储层孔隙度预测 [ J]. 沉积学报, 2005, 23(3): 389-396 [ Meng Yuanlin, Liu Delai He Ru et al Diagenetic field analysis and porosity prediction of the Shahejie member (Es2) in overpressure setting in the Qibei depression [ J]. Acta Sedimentologica Sinica 2005 23(3): 389-396 ]
- 23 孟元林, 王粤川, 牛嘉玉, 等. 储层孔隙度预测与有效天然气储层确定——以渤海湾盆地鸳鸯沟地区为例 [ J]. 天然气工业, 2007, 27(7): 42-44 [ Meng Yuanlin Wang Yuechuan Ni Jiayu et al Prediction of reservoir porosity and determination of effective gas reservoirs taking Yuanyangou Area of Bohai Bay Basin as an example [ J]. Natural Gas Industry 2007 27(7): 42-44 ]
- 24 曲爱英, 孟元林, 肖丽华, 等. 储层质量钻前预测方法探讨——以松辽盆地汪家屯地区为例 [ J]. 石油实验地质, 2005, 27(1): 94-97 [ Qu Aiyang Meng Yuanlin Xiaolihua et al Study on predrilling reservoir quality prediction taking Wangjiatun Region, the Songliao Basin as an example [ J]. Petroleum Geology & Experiment 2005, 27(1): 94-97 ]
- 25 王粤川, 孟元林, 贺如, 等. 用时深效应指数预测储层孔隙度——以辽河西部凹陷沙三中亚段为例 [ J]. 中国海上油气, 2007, 18(5): 308-312 [ Wang Yuechuan Meng Yuanlin He Ru et al Predicting reservoir porosity by time-depth index: A case study on Es3 in the Southern Xibu Sag Liaohe Depression [ J]. China Offshore Oil and Gas 2007, 18(5): 308-312 ]
- 26 Aguilera R. Sandstone vs Carbonate petroleum reservoirs: a global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships: Discussion [ J]. AAPG Bulletin, 2006 90(5): 807-810
- 27 谷团. 辽河盆地西部凹陷南段沙河街组层序地层格架与岩性油气藏预测研究 [ D]. 北京: 中国石油大学, 2007 [ Gu Tuan Sequence stratigraphy framework and lithologic reservoir prediction of Shahejie Formation in the South of the West Sag Liaohe Basin [ Ph D dissertation]. Beijing China University of Petroleum, 2007 ]
- 28 应凤祥. SY/T5477-2003 中华人民共和国石油天然气行业标准并碎屑岩成岩阶段划分 [ M]. 北京: 石油工业出版社, 2003 [ Ying Fengxiang SY/T5477-2003 The division of diagenetic stages in clastic rocks ( Petroleum Industry Criterion in P. R. C. ) [ M]. Beijing Petroleum Industry Press 2003 ]
- 29 Meng Yuanlin Yang Junsheng Xiao Lihua et al Diagenetic evolution modeling system and its application [ C ] // Hao Dongheng ed. Treatises of ⑥ ⑦ K enlien international conference of geology. Shijiazhuang P. R. China Shijiazhuang University of Economics 2001. 25-27
- 30 Sweeney J J Burhan A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics [ J]. AAPG Bulletin 1990 74: 1559-1570
- 31 肖丽华, 孟元林, 张连雪, 等. 超压地层中镜质组反射率的计算 [ J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(1): 9-12 [ Xiao Lihua Meng Yuanlin Zhang Xuelian, et al Vitrinite reflectance modeling in the overpressured formation [ J]. Petroleum Exploration and Development 2005 32(1): 9-12 ]
- 32 Mackenzie A S Mackenzie D. Isomerization and aromatization of hydrocarbon in sedimentary basin formed by extension [ J]. Geological Magazine 1983, 20 417-470
- 33 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 [ J]. 沉积学报, 1996, 4(2): 110-116 [ Meng Yuanlin Xiao Lihua Wang Jianguo et al Kinetic model of clay mineral transformation and its application [ J]. Acta Sedimentologica Sinica 1996 4(2): 110-116 ]
- 34 孟元林, 黄文彪, 王粤川, 等. 超压背景下粘土矿物转化的化学动力学模型及应用 [ J]. 沉积学报, 2006, 24(4): 461-467 [ Meng Yuanlin Huang Wenbiao Wang Yuechuan et al A kinetic model of clay mineral transformation in overpressure setting and its applications [ J]. Acta Sedimentologica Sinica 2006 24(4): 461-467 ]
- 35 Walderhaug O. Kinetic modeling of quartz cementation and porosity loss in deeply buried sandstone reservoirs [ J]. AAPG Bulletin 1996, 80: 731-745
- 36 Walderhaug O. Modeling quartz cementation and porosity in Middle Jurassic Brent Group sandstones of the Kvitebjørn Field Northern North Sea [ J]. AAPG Bulletin 2000, 84: 1325-1339
- 37 杨俊生, 孟元林, 张宏, 等. 石英胶结作用化学动力学模型及应用 [ J]. 石油实验地质, 2002, 24(4): 372-376 [ Yang Junsheng Meng Yuanlin Zhang Hong et al Kinetic model of quartz cementation and its application [ J]. Petroleum Geology & Experiment 2002 24(4): 372-376 ]
- 38 史基安, 陈国俊, 王琪, 等. 塔里木盆地西部层序地层与沉积、成岩演化 [ M]. 北京: 科学出版社, 2001: 186-219 [ Shi Ji'an Chen Guo-



jin Wang Qi *et al.* Sequence Stratigraphy, Sedimentary and Diagenetic Evolution in the Western Tarim Basin[M]. Beijing: Science Press, 2001]

[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003 [Zhao Chenglin, Chen Chunfang *et al.* Lithofacies Paleogeography and Reservoir of the Early Tertiary in Bohai Bay[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003]

39 赵澄林, 陈纯芳, 等. 渤海湾早第三纪油区岩相古地理及储层

## Reservoir Porosity Prediction and Its Evolving History Modeling: a case of Shuangqing Region in the Liaohewest Depression

MENG Yuan-lin<sup>1</sup> JIANG Wen-ya<sup>2</sup> LIU De-lai<sup>3</sup> NIU Jia-yu<sup>4</sup>  
SUN Hong-bin<sup>5</sup> XIAO Lihua<sup>1</sup> SHI Shang-ming<sup>1</sup> XIU Hong-wen<sup>1</sup>

(1. Daqing Petroleum Institute, Daqing Heilongjiang 163318

2. Scientific and Technological Information Division, Dagang Oilfield, PetroChina, Tianjin 300280;

3. PetroChina Company Limited, Beijing 100018;

4. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083

5. Liaohewest Oilfield Company, PetroChina, Panjin Liaoning 124010)

**Abstract** Based on the diagenetic modeling, the reservoir porosity of the lower Third Member of Shahejie Formation ( $E_{s3}^1$ ) was predicted, and the porosity evolving histories was modeled, and the areas of effective oil and gas reservoirs were determined through building correlation models between the diagenetic intensity index ( $I_D$ ) and reservoir average porosity for various sedimentary microfacies of Shuangqing area of the Liaohewest Depression. The results of porosity prediction show that the area of effective oil reservoirs with porosity greater than 8.5% and effective gas reservoirs with porosity greater than 5.8% are distributed on the slope zones. The absolute error between the predicted average porosity and measured porosity is 2.8%. However, the pore-filling contents are up to 1.2% ~ 45.0%, averaging at 16.9%. It means that these kinds of models are suitable for the porosity prediction and porosity evolving history modeling of classic rock reservoirs with more pore-filling contents. The porosity evolving history modeling results suggest that the reservoir porosity during the early burial time is effected dominantly by sedimentary facies, but the reservoir porosity in the late burial time is controlled mainly by diagenesis.

**Key words** diagenesis; sedimentary microfacies; predrilling reservoir quality prediction; porosity evolving history; Liaohewest Depression; Bohai Bay Basin