

# 正理庄地区沙二段储层成岩作用对孔隙演化的影响

李维岭<sup>1</sup>,姜在兴<sup>2</sup>,倪新锋<sup>1</sup>,张建国<sup>2</sup>,吴秀颀<sup>3</sup>,赖锦<sup>4</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院 杭州地质研究院, 浙江 杭州 310023; 2. 中国地质大学(北京), 北京 100083;  
3. 中国石油东方地球物理勘探有限责任公司, 河北 涿州 072751; 4. 中国石油大学(北京) 地球科学学院, 北京 102249)

**摘要:** 东营凹陷博兴洼陷正理庄地区沙二段是正理庄油田重要的砂岩储层发育段, 储层垂向上变化复杂, 对其演化规律认识尚不明确。对研究区岩心、薄片、镜质组反射率、粒度等资料进行半定量分析, 明确了储层成岩作用对孔隙演化的控制作用。研究结果表明: 沙二段储层的储集空间主要以原生粒间孔和粒内溶孔为主; 孔隙演化主要受到压实作用、胶结作用和溶蚀作用的影响; 其中, 压实作用和胶结作用对孔隙的破坏作用较大, 因压实作用减小的原生孔隙平均为 19.8%, 因胶结作用减少的原生孔隙平均为 14.1%, 压实作用对孔隙的破坏作用强于胶结作用, 且压实作用在整个孔隙演化中占主导地位; 溶蚀作用是改善储层孔隙的重要成岩作用, 主要集中在中成岩 A 期, 最终因溶蚀作用增加的孔隙度为 2.6%。

**关键词:** 沙二段储层 成岩作用 孔隙演化 半定量分析 正理庄地区 博兴洼陷

中图分类号: TE112.23

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2015)05-0052-06

## Impact of reservoir diagenesis on porosity evolution in the second member of Shahejie Formation of Zhenglizhuang area

Li Weiling<sup>1</sup>, Jiang Zaixing<sup>2</sup>, Ni Xinfeng<sup>1</sup>, Zhang Jianguo<sup>2</sup>, Wu Xiuqi<sup>3</sup>, Lai Jin<sup>4</sup>

(1. Hangzhou Research Institute of Geology, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Hangzhou City, Zhejiang Province, 310023, China; 2. China University of Geosciences(Beijing), Beijing City, 100083, China; 3. Bureau of Geophysical Prospecting Inc., China National Petroleum Corporation, Zhuozhou City, Hebei Province, 072751, China; 4. College of Geosciences, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China)

**Abstract:** Sandstone reservoirs mainly develop in the second member of Shahejie Formation ( $E_{s2}$ ) in Zhenglizhuang oilfield of Boxing subsag, Dongying sag. Now the reservoir evolution is not clear because of its large vertical change. To solve this problem, core and thin section observation, data from vitrinite reflectance, and grain size of the study area were semi-quantitatively analyzed to determine the impact of reservoir diagenesis on porosity evolution. The study result indicates that the reservoir space of the target stratum is mainly composed of primary intergranular pore and intragranular dissolved pore. And the reservoir porosity evolution is mainly influenced by mechanical compaction, cementation and dissolution, among which the mechanical compaction and cementation reduce the porosity seriously. Compaction decreased the original porosity by 19.8% averagely and cementation decreased the original porosity by 14.1% averagely, which suggests that the original porosity is reduced more seriously by compaction than by cementation, and that compaction plays an important role in the whole process of porosity evolution. Dissolution is an important diagenesis process that improves reservoir pore space and mainly occurred in middle diagenetic stage A. Eventually, dissolution increased the porosity by 2.6%.

**Key words:** the second member of Shahejie Formation reservoir; diagenesis; porosity evolution; semi-quantitative analysis; Zhenglizhuang area; Boxing subsag

正理庄地区沙二段是正理庄油田重要的砂岩发育段, 主要发育湖相辫状河三角洲前缘砂体和滩

坝砂体, 是博兴洼陷重要的产油层段<sup>[1]</sup>。前人对该区研究较少, 张琴等<sup>[2]</sup>对博兴洼陷储层控制因素进

收稿日期: 2015-07-23。

作者简介: 李维岭(1988—), 男, 山东聊城人, 工程师, 硕士, 从事沉积、储层方面的研究。联系电话: 18506821946, E-mail: liwl\_hz@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2011ZX05009-002)。

行研究,认为储层主要受到压实作用、碳酸盐溶蚀与胶结作用及沉积条件等因素控制,未提出其控制机制,对孔隙演化规律认识尚不清晰。研究区沙二段储层垂向变化复杂,层内非均质性强<sup>[1-3]</sup>,储层成岩作用与孔隙演化的关系尚不明确。针对存在的问题,对正理庄地区岩心、薄片、镜质组反射率( $R_o$ )、粒度、孔隙度以及渗透率等资料进行分析,应用孔隙成岩作用半定量分析方法,深入研究了博兴洼陷正理庄地区沙二段储层成岩作用特征与孔隙演化的破坏作用和改善作用,并研究两者的内在关系。研究成果对认识储层特征并进一步寻找有利勘探目标具有重要意义。

## 1 地质概况

博兴洼陷地处东营凹陷南斜坡,位于高青断裂带和石村断裂带之间的下降盘,沙河街组沉积时期,2个断裂附近带之间的地层不断沉降,在博兴洼陷中部形成一个南北向鼻状隆起,称为樊家金家鼻状构造带。正理庄地区位于樊家金家鼻状构造带的中段(图1)。

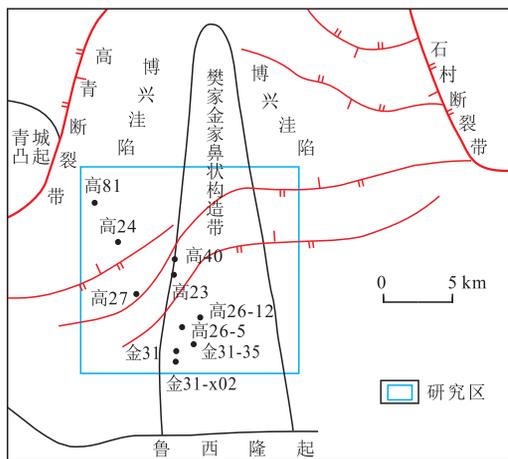


图1 博兴洼陷构造纲要

Fig.1 Paleo-tectonic division sketch of the Boxing subsag

沙二段沉积时期正理庄地区发育以辫状河三角洲和滨浅湖为主的沉积体系,砂体主要为河道、河口坝、远砂坝、席状砂、滩坝等成因,储层岩性主要为含砾粗砂岩、中砂岩、粉细砂岩等。物源来自东南部鲁西隆起和西北部青城凸起2个方向<sup>[4-5]</sup>,东南部鲁西隆起物源所发育的辫状河三角洲规模较大,推测正理庄地区沉积砂体物源主要来自鲁西隆起。滩坝主要发育在辫状河三角洲前缘远端的滨浅湖区域,走向大致与前缘边缘一致。另外,在沿岸带也发育滩坝沉积,走向大致与岸线一致。

按照姜在兴<sup>[6]</sup>四组分三端元砂岩分类方案,通过薄片观察及碎屑成分统计,认为研究区沙二段岩性以长石质岩屑砂岩和岩屑质长石砂岩为主,另外包括岩屑砂岩、长石砂岩、亚岩屑砂岩、亚长石砂岩等。其中,砂岩碎屑颗粒中岩屑、长石含量偏高。石英含量为20%~65%,平均为43.8%;长石含量为8%~42%,平均为21.2%;岩屑含量为19%~65%,平均为34.5%;重矿物含量为0~5%,平均为1%。

## 2 储层成岩作用特征

### 2.1 成岩作用类型

根据取心薄片观察,沙二段储层成岩作用主要包括压实作用、胶结作用和溶蚀作用,胶结物包括方解石、铁方解石、粘土矿物和硅质等。溶蚀作用包括粒内溶蚀、粒间溶蚀、生物碎屑溶蚀等(图2)。

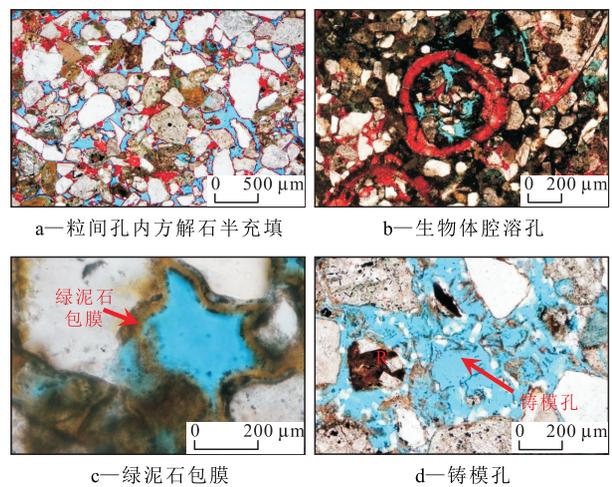


图2 正理庄地区沙二段储层成岩作用特征

Fig.2 Diagenesis characteristics of the Es<sub>2</sub> reservoir in Zhenglizhuang area

沙二段储层压实作用随埋深的增加由弱变强,颗粒之间接触方式也从点接触变为凹凸接触。胶结作用以方解石胶结为主,早期基本完全为方解石胶结,随埋深增加,又出现粘土矿物胶结,后期出现硅质胶结、铁方解石胶结。溶蚀作用主要为长石、石英颗粒粒内溶蚀和粒间溶蚀,以及碳酸盐胶结物的溶蚀,也有少量的其他颗粒和生物碎屑溶蚀,局部溶蚀作用强烈,出现颗粒完全溶蚀的现象,形成铸模孔,其中,长石溶蚀和方解石溶蚀是最普遍的溶蚀现象。

### 2.2 成岩作用阶段划分

根据研究区分析测试资料和薄片观察,沙二段储层砂体埋深为1 200~2 700 m,恢复古地温为70~120℃, $R_o$ 值为0.35~1.0;岩石处于半固结—固

结状态,颗粒之间接触方式以点—线接触为主,偶见凹凸接触。孔隙类型以原生粒间孔为主,次生溶蚀孔也较发育;在高40井样品中,伊/蒙混层含量平均为42%,伊利石含量平均为5%,高岭石含量平均为28%,绿泥石含量平均为25%,说明高40井蒙脱石已经转化成伊/蒙混层和伊利石,其他样品多与高40井类似,或处于伊利石向转化成伊/蒙混层和蒙脱石转化的过程中;胶结物主要以方解石、铁方解石和硅质胶结为主;石英发育次生加大边,呈大晶面,次生加大多为Ⅰ和Ⅱ级,Ⅲ级少见;碎屑组分中长石、岩屑含量较多,部分长石发生绢云母化。

依据石油天然气行业标准SY/T 5477—2003碎屑岩成岩阶段划分规范<sup>[7]</sup>,根据上述资料和现象综合判断,将研究区沙二段成岩作用阶段划分为早成岩B期到中成岩A期。

### 3 成岩作用对孔隙演化的控制作用

成岩作用对储层孔隙演化具有明显的控制作用<sup>[8-9]</sup>,有些表现为破坏作用,如压实作用、胶结作用等,有些则表现为建设作用,能够很好地改善储层物性,如溶蚀作用。成岩作用控制了储集空间的再分配。

#### 3.1 成岩作用的定量分析

为了分析储层成岩作用对孔隙改造作用的程度,建立了一个成岩作用改造储层孔隙的简化模

型,以更简便准确地对研究区沙二段砂岩部分样品的原始孔隙度、压实程度、胶结程度以及溶蚀程度进行了定量测算。

该模型是在前人模型的基础上<sup>[8,10-11]</sup>,针对成岩作用对储层孔隙改造作用提出的,考虑了破坏作用减孔和改善作用增孔,并给出了各个改造作用的科学定量方法。与前人相比,该定量分析方法更科学、更简便易行,模型更易反映具体问题。在模型中,原始孔隙(未经历成岩作用之前),一部分在压实过程中损失,一部分在胶结过程中损失,还有一部分成为经历成岩过程之后的残余粒间孔隙。现今测得的孔隙度包括残余粒间孔隙和溶蚀作用增加的孔隙2部分。

在这个模型中,需要测算几个重要的参数,包括原始孔隙度、压实作用损失的孔隙度及损失率、胶结作用损失的孔隙度及损失率和溶蚀作用增加的孔隙度。

原始孔隙度的恢复 Beard等在1973年提出了一种恢复砂岩原始孔隙的方法<sup>[12]</sup>,认为未固结砂岩的原始孔隙度为

$$\phi_i = 20.91 + \frac{22.90}{S_o} \quad (1)$$

式中: $\phi_i$ 为原始孔隙度; $S_o$ 为Trask分选系数。

经过该区沙二段砂岩样品原始孔隙度的测算,42块砂岩样品的 $\phi_i$ 基本保持在39%附近,上下浮动不超过1%(表1)。

表1 正理庄地区沙二段砂岩样品孔隙演化数据  
Table1 Porosity evolution data of Es<sub>2</sub> sandstone samples of Zhenglizhuang area

井号	取样深度/m	原始孔隙度,%	压实损失孔隙度,%	压实损失率,%	胶结损失孔隙度,%	胶结损失率,%	溶蚀增加孔隙度,%	现今孔隙度,%
金31-35	1 390.35	38.8	8.8	22.7	30	77.3	2	2
金31-35	1 398	38.3	15.3	39.9	5	13.1	2	20
高23	1 831.5	39.4	18	45.7	17	43.1	1.6	6
高23	1 836.6	39.2	17.2	43.9	11	28.1	1	12
高23	1 930.28	39.0	17.0	43.6	22	56.4	0.2	0.2
高26-5	1 486.35	38.8	25.0	64.4	12	30.9	0.2	2
高26-5	1 508.7	39.1	0.1	0.3	39	99.7	0.2	0.2
高26-5	1 521.7	38.7	25.5	65.9	12	31.0	0.8	2
高26-5	1 526.45	38.5	30.5	79.2	8	20.8	0.2	0.2
高26-5	1 535.7	38.5	19.5	50.6	15	39.0	4	8
高40	1 899.1	38.3	16.3	42.6	7	18.3	3	18
高24	2 023.5	38.6	21.6	56.0	17	44.0	8	8
高24	2 029.5	38.8	33.8	87.1	5	12.9	6	6
高80	2 442.4	38.7	26.7	69.0	6	15.5	4	10
高80	2 445.5	39.1	33.6	85.9	5.1	13.0	5.6	6
平均值		38.8	20.6	53.1	14.1	36.2	2.6	6.7

胶结作用损失的孔隙度和损失率 胶结作用损失的孔隙度与样品中胶结物的含量相等,胶结作用孔隙度的损失率为胶结作用损失的孔隙度与原始孔隙度的比值。样品胶结物含量可以通过薄片镜下观察估算。

压实作用损失的孔隙度和损失率 根据模型,压实作用损失的孔隙度为原始孔隙度与胶结作用损失的孔隙度、样品残余粒间孔面孔率之和的差。其中,样品残余粒间孔面孔率可以通过薄片镜下观察估算。压实作用孔隙度的损失率为压实作用损失的孔隙度与原始孔隙度的比值。

溶蚀增加的孔隙度 溶蚀作用具有阶段性,各阶段溶蚀增加次生孔隙,其孔隙度不易测算,能够测算溶蚀增加的孔隙度只有最终保留下来的次生溶蚀孔隙,其孔隙度可以通过薄片镜下观察估算。

### 3.2 成岩作用对储层孔隙的影响

研究区沙二段储层破坏孔隙的成岩作用主要为压实作用和胶结作用。

#### 3.2.1 压实作用对储层孔隙的影响

压实作用对储层孔隙具有破坏作用,该作用是不可逆的。压实程度控制着原生孔隙的减少,因此压实程度直接影响着储层的储集物性。沙二段储层最强的压实程度属于强压实,原因在于地层埋深较大,平均埋深为2 300 m左右,最深可达2 700 m。通过正理庄地区沙二段15块砂岩样品的薄片鉴定显示,因压实作用减少的原生孔隙主要集中在15%~34%,平均值为20.6%,占原生孔隙度的53.1%(表1),表明压实作用是对孔隙破坏程度最大的成岩作用。

#### 3.2.2 胶结作用对储层孔隙的影响

沙二段砂岩储层胶结物类型包括碳酸盐、粘土矿物和硅质胶结等,其中绝大多数胶结物为方解石和铁方解石胶结(占90%以上)。

胶结作用对储层孔隙的破坏表现在胶结物充填孔隙后造成孔隙度下降,但是有些胶结作用对储层孔隙却具有保护作用,比如前期附着在颗粒边缘的绿泥石包膜,不仅能有效地抵抗压实作用,还抑制石英颗粒次生加大边的形成,有效地保护了原生孔隙<sup>[13-14]</sup>。

沙二段胶结作用以碳酸盐胶结为主。统计结果表明,碳酸盐含量与储层孔隙度呈负相关。说明沙二段储层中碳酸盐主要对储层起到破坏作用。通过正理庄地区沙二段15块砂岩样品薄片的鉴定,砂岩储层胶结作用强,胶结物含量较高,因胶结作

用而减少的孔隙度为5%~39%,平均为14.1%,占原生孔隙度的36.3%(表1)。

#### 3.2.3 压实作用和胶结作用对储层孔隙影响程度比较

为了比较压实作用和胶结作用对储层孔隙的影响程度,Houseknecht<sup>[15]</sup>建立了压实作用和胶结作用相对作用大小的概念,压实作用造成的原始孔隙损失与原始粒间孔隙的缩小量有关,胶结作用造成的原始孔隙损失与胶结物含量有关。在金31-35井、高23井、高26-5井、高40井、高24井和高81井的13块砂岩样品中,大部分值处于图3圆形投影区范围内,表示因胶结作用减少的原生孔隙占总损失孔隙的10%~50%,平均为35.2%,而因压实作用减少的原生孔隙达35%~75%,平均为48%(图3),这反映了压实作用对储层的破坏比胶结作用强。

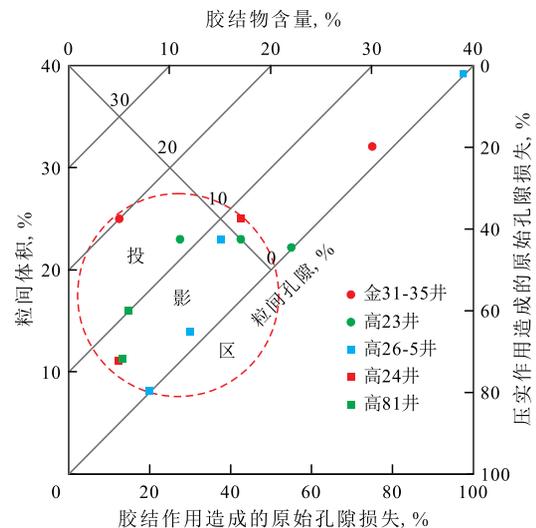


图3 正理庄地区压实作用与胶结作用对孔隙演化的影响评价

Fig.3 Effect of compaction and cementation on porosity evolution in Zhenglizhuang area

### 3.3 成岩作用的建设作用对储层孔隙的影响

对研究区沙二段储层孔隙具有建设作用的成岩作用主要为溶蚀作用。主要发育长石、方解石、铁方解石溶蚀,也发育石英颗粒溶蚀。

溶蚀作用是改善储集空间的重要成岩作用<sup>[16]</sup>。溶蚀作用对沙二段砂岩储层孔隙改善最明显的阶段集中在中成岩A期,这可能与这个阶段为有机质生烃期,在有机质成熟过程中排出大量有机酸和无机酸有关,该时期烃类通过断层、砂体等输导体系大量注入该储层<sup>[17]</sup>,使得储层流体呈酸性,酸性条件下,长石、碳酸盐矿物容易发生溶蚀。通过正理庄地区沙二段15块样品薄片的镜下鉴定,溶蚀作用对孔隙具有较为明显的改善作用,尤其在较深地

层,原生孔隙破坏严重,溶蚀作用甚至成为储层发育与否的主控因素。除去被压实作用和胶结作用破坏的部分溶蚀孔隙,最终因溶蚀作用增加的孔隙度为0.2%~8%,平均为2.6%(表1)。

压实作用、溶蚀作用和胶结作用同时作用于储层,且呈一定的阶段性,在砂体埋藏成岩过程中,砂岩中的孔隙阶段性地因溶蚀而增加和因压实、胶结而减少,部分因溶蚀作用而增加的孔隙又因压实作用减小或被后期胶结物充填,因此,现今统计出的样品溶蚀孔隙只能反映被压实作用和胶结作用破坏的剩余溶蚀孔隙,而实际上溶蚀作用对储层孔隙的改善作用要大得多,但已不易计算。

### 4 储层孔隙演化模式

在沉积物埋藏成岩过程中,由于埋深变化,古地温、流体性质等成岩环境发生变化,各种成岩作用不断地改造储层孔隙,在成岩作用的阶段性演化过程中,储层流体(地层水、有机酸等)性质和成岩作用的变化导致了储层孔隙演化随埋深增加呈现阶段性变化<sup>[6]</sup>。

在沙二段储层成岩过程中,压实作用随埋深的增加而不断增强,且该作用是不可逆的,胶结作用和溶蚀作用随着埋藏成岩作用和流体性质的变化交替占主导地位。

沙二段溶蚀作用主要发育在1 500~2 000和2 300~2 700 m,胶结作用主要集中在2 000~2 300和2 700~2 900 m(图4)。

在早成岩B期,埋深为1 500~2 200 m,  $R_v$  值为

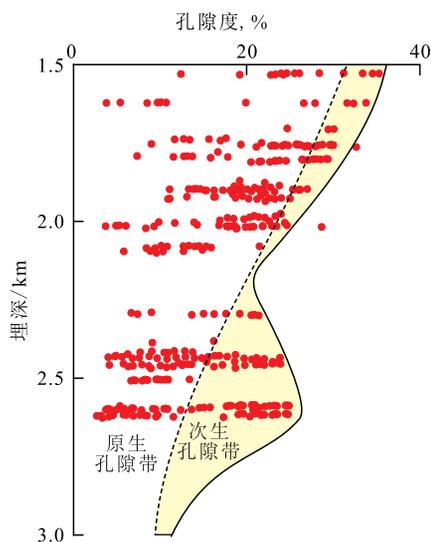


图4 正理庄地区沙二段储层孔隙演化示意

Fig.4 Porosity evolution sketch of the Es<sub>2</sub> reservoir in Zhenglizhuang area

0.35%~0.5%,有机质半成熟,岩石由半固结到固结。此时孔隙以原生孔隙为主,有少量次生溶蚀孔隙,机械压实作用对储层的影响较大,储层物性受到压实作用影响,孔隙度随埋深快速减小,在1 200 m左右达到最大值32%。此阶段储层属于原生孔隙型储层。

在中成岩A期,埋深为2 200~2 700 m,随着古地温的升高,有机质成熟,进入生烃期,大量排出有机酸,溶蚀产生的次生孔隙所占比例逐渐增大,对储层有较大的改善作用,此时压实作用较强,孔隙类型以次生孔隙为主。次生孔隙在2 600 m左右达到最大,向下由于有机酸含量降低,胶结作用增强,储层受到压实作用和胶结作用双重影响,孔隙度急剧降低。

因此,从储层孔隙演化过程和最终结果来看,沙二段储层的孔隙演化是以压实作用为主导,经过胶结作用和溶蚀作用阶段性改造,使得孔隙演化向上出现较为复杂的变化。

### 5 结论

影响正理庄地区沙二段储层物性的主要成岩作用包括压实作用、胶结作用和溶蚀作用。其中压实程度随埋深增加由弱到强,胶结程度整体较强、局部溶蚀现象明显。该区储层成岩作用对孔隙演化具有明显的控制作用。对沙二段储层的孔隙具有破坏作用的成岩作用包括机械压实作用和胶结作用。压实减小的原生孔隙平均达19.8%;胶结作用可分为碳酸盐胶结、硅质胶结和粘土矿物胶结,因胶结损失的原生孔隙平均值为14.1%。对沙二段储层的孔隙具有改善作用的成岩作用主要为溶蚀作用。溶蚀作用在中成岩A期最为显著,除去溶蚀作用后被胶结作用和压实作用破坏的孔隙,最终因溶蚀作用增加的孔隙度,即剩余的有效溶蚀孔隙度平均值为2.6%。

沙二段储层成岩作用对孔隙演化的影响具有阶段性,总体以压实作用为主,胶结作用和溶蚀作用阶段性改造。在早成岩B期,孔隙以原生孔隙为主,储层物性受到压实作用影响,孔隙度随埋深快速减小;在中成岩A期,由于有机酸的注入,溶蚀产生的次生孔隙所占比例逐渐增大,对储层有非常大的改善作用,此时压实作用较强,孔隙类型以次生孔隙为主。在2个成岩阶段,储层的主要储集空间类型分别为原生粒间孔和粒内溶孔。

致谢:中国石化胜利油田相关部门在本文依托的项目运行过程中提供了许多研究资料和分析测试数据,胜利油田纯梁采油厂有关人员给予了诸多帮助,中国石油杭州地质研究院张跃平老师对本文提出了意见和修改建议,在此一并感谢。

#### 参考文献:

- [1] 蒲玉国,荣启宏,宋建勇,等.东营凹陷纯梁地区滚动勘探开发潜力分析[J].石油勘探与开发,1999,26(6):18-22.  
Pu Yuguo, Rong Qihong, Song Jianyong, et al. Potential analysis for progressive exploration and development in Chunliang oil zone of Dongying sag [J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(6): 18-22.
- [2] 张琴,朱筱敏,钟大康,等.山东东营凹陷古近系碎屑岩储层特征及控制因素[J].古地理学报,2008,10(5):465-472.  
Zhang Qin, Zhu Xiaomin, Zhong Dakang, et al. Clastic reservoir properties and their controlling factors of the Paleogene in Dongying Sag, Shandong Province [J]. Journal of Palaeogeography, 2008, 10(5): 465-472.
- [3] 陈青,闫长辉,张善文,等.博兴洼陷油气成藏特殊现象分析[J].油气地质与采收率,2007,14(3):16-18.  
Chen Qing, Yan Changhui, Zhang Shanwen, et al. Analysis of special reservoir forming phenomena in Boxing Subsag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14(3): 16-18.
- [4] 王升兰,姜在兴,邱隆伟,等.现代滩砂沉积特征及其对油气勘探的启示[J].油气地质与采收率,2014,21(1):16-19.  
Wang Shenglan, Jiang Zaixing, Qiu Longwei, et al. Characteristics of the modern beach and their significance to hydrocarbon exploration [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(1): 16-19.
- [5] 宋国奇,王永诗,程付启,等.济阳拗陷古近系二级层序界面厘定及其石油地质意义[J].油气地质与采收率,2014,21(5):1-7.  
Song Guoqi, Wang Yongshi, Cheng Fuqi, et al. Ascertaining secondary-order sequence of Palaeogene in Jiyang depression and its petroleum geological significance [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 1-7.
- [6] 姜在兴.沉积学[M].北京:石油工业出版社,2010.  
Jiang Zaixing. Sedimentology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.
- [7] 应凤祥,何东博,龙玉梅,等. SY/T 5477—2003 碎屑岩成岩阶段划分[S].北京:石油工业出版社,2003.  
Ying Fengxiang, He Dongbo, Long Yumei, et al. SY/T 5477—2003 The division of diagenetic stages in clastic rocks [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.
- [8] 王华,郭建华.塔中地区石炭系碎屑岩储层成岩作用对孔隙演化控制的定量研究[J].岩石矿物学杂志,2009,28(3):277-284.  
Wang Hua, Guo Jianhua. Quantitative research on the control of Carboniferous clastic reservoir diagenesis over pore evolution in Tazhong area [J]. Acta Petrologica Et Mineralogica, 2009, 28(3): 277-284.
- [9] 李海,汤达祯,许浩,等.柴达木盆地狮子沟油田古近系油气成藏期次[J].油气地质与采收率,2013,20(3):30-32,36.  
Li Hai, Tang Dazhen, Xu Hao, et al. Analysis of hydrocarbon accumulation period in Paleogene reservoirs, Shizigou oilfield of Qaidam basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(3): 30-32, 36.
- [10] 胡源,陈开远,赵磊,等.高分辨率层序格架约束下的储层预测——以莫里青油田双阳组二段为例[J].石油实验地质,2013,35(1):98-103.  
Hu Yuan, Chen Kaiyuan, Zhao Lei, et al. Application of high-resolution sequence stratigraphy framework in reservoir prediction: A case study of 2nd member of Shuangyang Formation in Moliqing Oilfield [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(1): 98-103.
- [11] 朱毅秀,杨程宇,单俊峰,等.阿斯特拉罕穹隆油气地质特征及勘探潜力分析[J].特种油气藏,2014,21(4):26-30.  
Zhu Yixiu, Yang Chengyu, Shan Junfeng, et al. Oil and gas geologic features and exploration potential in Asterahan dome [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(4): 26-30.
- [12] Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand [J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349-369.
- [13] 朱平,黄思静,李德敏,等.粘土矿物绿泥石对碎屑储集岩孔隙的保护[J].成都理工大学学报:自然科学版,2004,31(2):153-156.  
Zhu Ping, Huang Sijing, Li Demin, et al. Effect and protection of chlorite on clastic reservoir rocks [J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2004, 31(2): 153-156.
- [14] 王芙蓉,何生,何治亮,等.准噶尔盆地腹部永进地区深埋侏罗系砂岩内绿泥石包膜对储层物性的影响[J].大庆石油学院学报,2007,31(2):24-27.  
Wang Furong, He Sheng, He Zhiliang, et al. Effect of gain-coating chlorite on reservoir property of Yongjin area in the centre of Junggar Basin [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2007, 31(2): 24-27.
- [15] Houseknecht D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(6): 633-642.
- [16] 斯春松,陈能贵,余朝丰,等.吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油储层沉积特征[J].石油实验地质,2013,35(5):528-533.  
Si Chunsong, Chen Nengui, Yu Chaofeng, et al. Sedimentary characteristics of tight oil reservoir in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(5): 528-533.
- [17] 蒋有录,谭丽娟,荣启宏,等.东营凹陷博兴地区油气成藏动力学与成藏模式[J].地质科学,2003,38(3):323-331.  
Jiang Youlu, Tan Lijuan, Rong Qihong, et al. Dynamics and models of hydrocarbon accumulations in Boxing area of the Doying Depression [J]. Chinese Journal of Geology, 2003, 38(3): 323-331.