

文章编号:1673-5005(2008)06-0006-06

高南油田东三段低渗储层特征及其控制因素

郝建明^{1,2,3}, 邱隆伟⁴

(1. 中国科学院地球化学研究所, 贵州 贵阳 550002; 2. 中石油冀东油田分公司 开发部, 河北 唐山 063004;
3. 中国科学院 研究生院, 北京 100049; 4. 中国石油大学 地球资源与信息学院, 山东 东营 257061)

摘要:以储层微观特征及孔隙结构分析为手段,对高南油田低渗储层的特征及其控制因素进行了研究。结果表明:高南东三段储层岩石类型以长石岩屑砂岩及岩屑长石砂岩为主,储层中起决定作用的孔隙类型主要为粒间溶孔及长石粒内溶孔;喉道主要为片状及弯片状,发育了大孔粗喉型、大-中孔中-细喉型、中孔细喉型、细孔细喉型、微细孔喉型等5种孔喉组合类型;高南东三段60%以上的储层属低渗储层,砂体成因类型、成岩作用及储层微观孔隙结构等是控制低渗储层形成的主要因素;多数低渗储层属于分流河口砂坝成因,压实作用是低渗储层形成的关键成岩作用,储层中喉道直径均值较低及喉道类型是决定研究区储层低渗的直接原因。

关键词:低渗储层; 储层特征; 东三段; 高尚堡油田

中图分类号:TE 122.2 文献标识码:A

Low permeability reservoir characteristics of Ed₃ in the south of Gaoshangpu Oilfield and its control factors

HAO Jian-ming^{1,2,3}, QIU Long-wei⁴

(1. Institute of Geochemistry Chinese Academy of Sciences, Guiyang 550002, China;
2. Petroleum Exploitation Department, Jidong Oilfield Branch Company, PetroChina, Tangshan 063004, China;
3. Graduated School of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;
4. College of Geo-Resources and Information in China University of Petroleum, Dongying 257061, China)

Abstract: The low permeability reservoir characteristics of Gaoshangpu Oilfield and its control factors were studied through microscopy and analysis of pore structure. The results show that feldspathic lithic sandstone and lithic arkose are the main rock types of reservoir in Gaonan area. Intergranular and inner granular porosity of feldspar are the most important pore types in this area. The main throats types are lamellar and curved lamellar throats. Five pore-throat combination types including big pore and coarse throat combination, big to medium pore and medium to fine throat combination, medium pore and fine throat combination, fine pore and fine throat combination and minuteness pore and throat combination were developed. In Ed₃ of Gaonan Oilfield, more than 60% of reservoir rocks are low permeability which is determined by forming types of sand body, diagenesis and micro-pore structure features. Distributary mouth bar is the dominantly forming type of sand body and compaction is the key factor of diagenesis. Smaller throat diameter and throat types are the direct factors to forming low permeability reservoir in this area.

Key words: low permeability reservoir; reservoir characteristics; Ed₃ formation; Gaoshangpu Oilfield

高南油田位于渤海湾盆地黄骅坳陷北部、南堡凹陷高尚堡构造带高柳断层以南的下降盘区块,构造面积约43 km²,总体上表现为西高东低、北高南低并逐步向南倾没的大型鼻状构造。高南地区已经揭露的地层主要为东营组和馆陶组,两者之间为角

度不整合接触关系。东营组自上而下划分为东一段、东二段和东三段,其中东三段为研究区最重要的油气富集层位。东三段油藏埋深一般为2.7~3.0 km,是南堡坳陷陆地重要的中深层及深层构造岩性油藏发育层位。截至2005年,高南东三段已经动用

收稿日期:2008-02-22

作者简介:郝建明(1967-),男(汉族),内蒙古集宁人,高级工程师,博士研究生,从事油田勘探开发研究。

石油地质储量12.2 Mt,随着南堡凹陷陆地勘探程度的提高,油藏新投入开发储量的比例还将不断上升。然而高南地区东三段中深层以及深层构造岩性油藏具有埋藏深、物性差、产能低、开发难度大等特征,严重制约了研究区储量的有效动用。加强储层研究,弄清低渗储层的特征及其控制因素对于研究区低渗油藏的高效开发具有重要意义。

1 储层岩石学特征

高南地区东三段储层主要发育于三角洲,砂体类型以三角洲前缘亚相成因的砂体为主,也存在滨浅湖亚相滩坝及风暴等成因的储层。

储层以中细砂岩为主,其次为粗砂岩和砾岩,粉砂岩含量相对较低;岩石类型以细粒长石岩屑砂岩及不等粒岩屑长石砂岩等为主。砂岩中石英含量为20%~55%;长石含量多数为20%~50%;长石类型主要为正长石,其次为斜长石,蚀变均较明显;岩屑总量主要为15%~40%(图1)。岩屑以酸性火成岩为主(平均含量8.63%),其次为变质岩(平均含量6.43%),再次为沉积岩(约1.07%),其他含量较低。填隙物以钙质、云质、泥质为主,平均含量分别为3.75%,2.5%,2.66%;其次为云母及粘土矿物,平均为1.24%和0.99%。

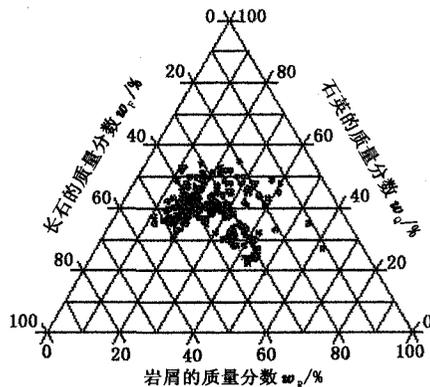


图1 高南 Ed₃ 段储层岩石成分三角图

Fig. 1 Triangular diagram of mineral component in Ed₃ reservoir rocks in Gaonan area

储层中碎屑颗粒以点接触—线接触为主,分选中等—好,磨圆度变化较大,次棱角~次圆状等均较常见,但是总体反映出中等偏好的结构成熟度。胶结物主要为碳酸盐矿物,以方解石为主,胶结物含量一般为5%~20%,主要分布于粒间孔隙中,胶结类型有孔隙式、孔隙—接触式、接触式、接触—孔隙式等;粘土杂基含量一般为4%~14%,以高岭石为主,其次为伊/蒙混层和伊利石,绿泥石含量一般为0.5%

~2%。

2 储层孔隙结构

2.1 孔隙类型

研究区储层受压实及胶结作用等影响,原生孔隙较少,储层孔隙类型主要为次生孔隙。次生孔隙以粒间溶孔为主,其次为粒内溶孔(图2),此外也发育少量晶间孔和杂基内微溶孔,局部见少量裂缝。

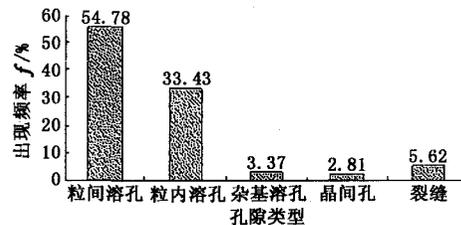


图2 高南东三段孔隙类型分布频率(样品数为376)

Fig. 2 Frequency of porosity distribution in Ed₃ of Gaonan area (376 samples)

粒间溶孔主要为长石、石英及部分岩屑等边部不均匀溶解的结果(图3(a))。形态主要呈不规则状,也可出现一些伸长形孔隙,有时还出现超大孔隙,但是后两种孔隙类型总体较少见。粒间不规则状孔隙在空间上受颗粒接触特征的制约,但是由于接触缝溶解较弱,因此喉道总体较狭窄(图3(c))。

粒内溶孔主要为长石发生溶蚀作用形成,此外火山岩屑、碳酸盐岩屑及凝灰质岩屑等也可以发生不同程度的溶解。长石的溶蚀通常沿解理缝或双晶面以及破碎面方向选择性溶解,形成粒内条状、蜂窝状或栅格状溶孔(图3(b)),单孔隙直径可达200~300 μm,遭受强烈溶解的长石则可形成铸模孔或粒间溶孔通道,可以在一定程度上弥补贴粒缝溶解不足的缺点,从而大大改善储层的孔渗性。

晶间微孔主要发育在充填孔隙的自生高岭石晶体之间,即胶结物晶间孔。这种晶间孔一般溶蚀较弱或不明显,其中高岭石晶间孔孔径较小,为5~10 μm,但是彼此连通较好,因此可在一定程度上改善储层渗流能力。

杂基内微孔存在于粒间充填的陆源杂基中,是组成杂基的粘土矿物微粒之间的微小孔隙。通常情况下,由于压实、交代蚀变及粘土晶粒重结晶等成岩作用加强而使这类孔隙减小甚至消失,但是在杂基含量相对较低的储层中,粘土杂基间原始晶间孔常保存较好,而且原始晶间孔的溶解现象也较为明显(图3(d))。

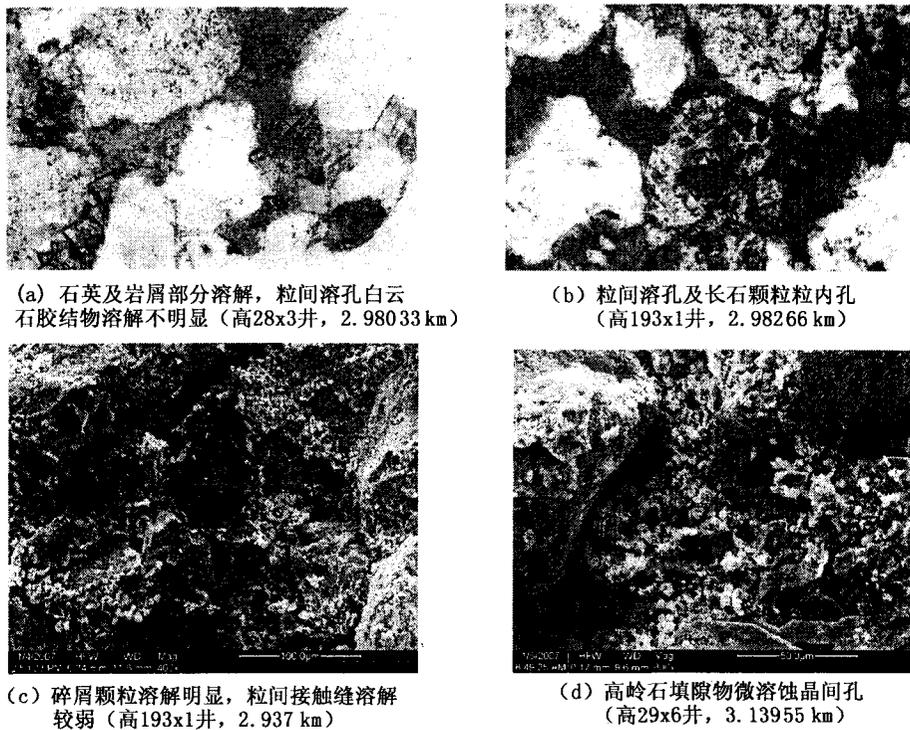


图3 储层微观孔隙结构特征
Fig.3 Micro-pore structure in reservoir rocks

2.2 喉道类型

研究区储层中存在孔隙缩小型喉道、可变断面收缩型喉道等(图3),不过由于储层岩石埋深较大,颗粒接触程度较高,并且溶蚀强度总体较低决定了片状及弯片状为研究区储层中最主要的喉道类型。

2.3 孔喉组合特征

根据高南东三段储层微观特征上主要孔隙类型与喉道间的关系,结合压汞曲线特征,可以将其划分为以下几种类型:

(1)大孔粗喉型。储层孔隙类型以超粒大孔隙、过度溶解的粒间孔隙、伸长状孔隙为主,喉道主要为孔隙的缩小部分(图3(a)),颗粒间的溶解作用较强。储层排驱压力低,从0.09 MPa开始,随压力的升高均匀地压入岩石。样品的孔隙分布均匀,属单峰、正偏态,分选性好。样品中孔喉半径主要分布在0.01~10 μm,峰值出现在4~6.3 μm,平均孔隙度为22.55%,平均渗透率为 $168.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(2)大-中孔中-细喉型。储层孔隙类型仍以粒间溶孔为主,其孔径差异较大,但是超粒大孔隙及过度溶解的粒间孔隙少见,喉道以可变断面缩小型为主(图3(b)),也可以出现少量贴粒缝型喉道,有的情况下长石颗粒的溶解所形成的溶孔也可以兼以孔隙或喉道两种方式出现。储层的排驱压力有所增

加,在0.5 MPa左右,平均孔喉半径约2.66 μm,饱和和中值半径为0.73 μm。孔隙分布上显双峰态,但峰值还是相对较高,属于略正偏态。峰值出现的喉道半径区间在0.3~2.5 μm,可形成较好的孔渗性,平均孔隙度为19%,平均渗透率为 $36 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(3)中孔细喉型。储层压实或胶结作用总体较强,或杂基含量偏高。孔隙类型以残余原生孔隙基础上经受轻微溶蚀改造所形成的次生孔隙为主,或粒间空间较大但杂基含量较高而残余孔隙较小。喉道类型以片状及弯片状喉道为主(图3(c))。压汞曲线显负偏态,排驱压力在1.0 MPa左右。平均孔喉半径约0.8 μm,饱和中值半径约0.2 μm。孔隙分布呈现平坦峰态,分选性差,平均孔隙度为15.1%,平均渗透率为 $5.46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(4)细孔细喉型。储层结构较致密,孔隙类型主要以小型粒间溶孔及杂基间微溶孔及自生粘土矿物晶间微孔为主(图3(d));喉道类型总体为片状~弯片状喉道及管束状喉道。储层排驱压力较高,压汞曲线呈正偏态,分选性较好~较差都可出现,孔喉半径分布区间较小,主要为0.02~0.4 μm。该组合具有一定孔隙性,但渗透率较低,平均孔隙度为8%~12%,平均渗透率为 $(0.3 \sim 2.4) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(5)微细孔喉型。储层结构致密,填隙物含量

高,孔隙类型主要以杂基间微溶孔及自生粘土矿物晶间微孔为主,排驱压力为 2.04 MPa 左右。孔隙分布直方图上峰值平坦,分选性较差,而且孔喉半径非常小,主要分布在 0.04 ~ 0.4 μm 之间,孔渗性非常差,属于低孔极低渗储层。

从大量薄片的观察结果来看,在上述孔喉组合类型中,大-中孔中-细喉型、中孔细喉型、细孔细喉型等是最主要的类型,其中后两种更为常见。

3 低渗储层的控制因素

3.1 储层物性分布

在低渗储层的渗透率划分上,文献[1]~[3]中把渗透率小于 $(50 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 称为中低渗,把渗透率为 $(10 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 称为低渗,卞士举^[4]把渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层称为低渗储层。依据石油行业标准,把渗透率小于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层归为低渗储层,而其中渗透率介于 $(10 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间的低渗储层物性相对较好,在目前的技术条件下能够进行有效开发,因而该渗透率范围内的低渗储层是本文中研究的主要对象。

536 个样品的统计结果表明,研究区东三段储层渗透率差异较大,渗透率大于 100×10^{-3} , $(50 \sim 100) \times 10^{-3}$, $(10 \sim 50) \times 10^{-3}$, $(1 \sim 10) \times 10^{-3}$ 以及小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的含量分别为 22%, 8.2%, 16.6%, 25.4% 以及 27.6%, 因此总体以低渗储层为主,其含量约占 75% 以上。

3.2 低渗储层成因

尽管有报道表明低渗储层孔隙大多数为原生孔隙,储层的成岩作用较弱^[5],但是在多数情况下,成岩作用在储层孔渗性的发育中起着重要作用^[6]。对储层岩石学特征、孔喉类型及孔喉结构特征的研究表明,研究区低渗储层的形成和沉积物粒度、埋深、岩石颗粒组成等因素有关,但其主要影响因素是砂体成因类型及成岩作用。

3.2.1 砂体成因类型

不同沉积相及微相类型由于其形成时的水动力条件及沉积方式等的不同,决定着储层岩性、颗粒结构、杂基含量等特征,并且对埋藏成岩作用改造的过程和程度等产生深远的影响。

研究区发育的沉积相及砂体成因类型较多,如三角洲环境的水下分流河道、分流河口砂坝、远砂坝等,滨浅湖环境的滩坝和风暴砂坝,以及在三角洲前缘支流间湾环境发育的受决口作用及湖浪等改造形成的间湾薄砂层等(表 1)。水下分流河道、分流河

口砂坝砂体等由于形成时的水动力条件较强,沉积物颗粒粗,杂基含量总体较低,储层物性较好,其中水下分流河道最好,但是从低渗储层来说,分流河口砂坝所占的比例相对较大。滩坝及间湾薄砂层基本上只能形成低渗储层。远砂坝及风暴砂坝尽管有时具有中等孔隙度,但渗透率却很低,储层物性较差。从砂体出现的情况看,水下分流河道砂及分流河口砂坝成因砂体在研究区储层中占有明显优势,由于两者的分布特征并不相同,在这种情况下弄清两者的平面和纵向分布特征以及主体展布,即在低渗背景下寻找相对好的渗透层对于储层的高效开发具有重要意义。

表 1 沉积微相对储层物性的影响

Table 1 Influence of microfacies on porosity and permeability

砂体成因	孔隙度 $\varphi/\%$		渗透率 $k/10^{-3} \mu\text{m}^2$		样品数
	平均	区间	平均	区间	
水下分流河道	19.4	9.8 ~ 24.2	256.3	12.4 ~ 737.0	33
分流河口砂坝	19.8	7.9 ~ 26.4	137.7	7.6 ~ 565.0	108
远砂坝	13.0	2.2 ~ 20.0	2.1	0.1 ~ 21.5	51
风暴砂坝	8.7	7.8 ~ 10.9	0.1	0.01 ~ 0.5	8
滩坝	19.6	13.7 ~ 21.0	99.3	5.2 ~ 332.0	38
间湾薄砂层	14.6	7.8 ~ 20.0	27.4	0.04 ~ 97.0	15

3.2.2 成岩事件及成岩矿物的影响

高南东三段储层经历的成岩事件有机械压实、胶结作用、溶蚀溶解作用等。

机械压实作用一方面随储层埋深增加而逐渐变强,另一方面在相同深度条件下,压实程度则和砂体成因类型有较明显的关系。以高 29X6 井为例,从分流河口砂坝到远砂坝,储层孔隙度因压实而损害的比率有升高的趋势(图 4),这和分流河口砂坝砂层粒度较粗、颗粒结构成熟度较高、杂基含量较低而对机械压实作用抵抗能力较强有关,压实作用对其造成的孔隙度损害也相对较弱。

研究区胶结作用对砂体成因类型有明显的选择性,表现为在主体储集层边缘位置的砂体以及厚度较薄的砂体胶结作用较强,如远砂坝微相因胶结作用所损失的孔隙度就明显高于分流河口砂坝(图 4)。但从储层微观特征(图 2)看,研究区储层中胶结物以碳酸盐矿物为主,还出现少量高岭石胶结物。碳酸盐胶结物主要分布于粒间孔隙中,在喉道中几乎没有,也就是说碳酸盐胶结物在储层中的存在并不是导致储层低渗的关键原因。高岭石胶结物也主要分布于粒间孔隙中,但是在喉道中也有少量的分布(图 2(c), (d))。由于高岭石胶结物的形成与原

杂基含量和长石矿物的溶蚀有关,因此在原杂基含量较高的砂体成因类型,如远砂坝、滩坝、风暴砂坝及间湾砂层中,高岭石胶结物的含量较高,分布于喉道中的高岭石也越多;而在主体部位的储层中溶蚀作用较强,长石的溶蚀也可以形成大量的高岭石,但这种高岭石一般分布于长石溶蚀扩大的解理缝中、解理缝的边部或其邻近位置,在喉道中的分布较少,不会明显影响储层的渗透性。这说明对于分流河道及分流河口砂坝储层,高岭石胶结物的存在不是其低渗的主要成因。不过由于这种溶蚀成因的高岭石和其所吸附的颗粒间结合力微弱,很容易随流体运动发生迁移,容易造成潜在的速敏性。

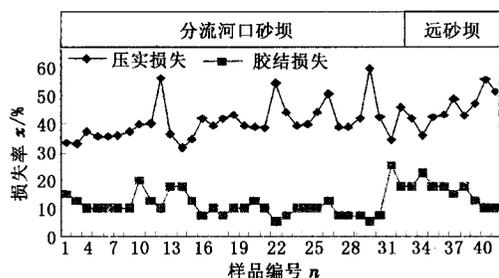


图4 高29X6井成岩作用孔渗损失
Fig. 4 Porosity and permeability loss by diagenesis in well Gao 29X6

溶蚀溶解作用是研究区储层中普遍发育的一种成岩事件类型,其作用方式以长石颗粒的溶蚀为主,其余碎屑颗粒以及碳酸盐胶结物的溶解均较弱或不明显,如前所述,长石的溶解对储层孔隙度的提高有一定的贡献。储层中长石颗粒的溶解主要是伴随有机质成熟所释放的有机酸作用的结果^[7-10],但储层已经进入晚成岩期,受压实和早成岩的胶结作用改造等成岩事件的影响,储层孔渗性已遭受不同程度的损害。如原始物性较好的分流河口砂坝储层中,压实和胶结的累积孔隙度损害平均达50%左右;远砂坝等原始物性较差的位置,孔隙度平均损害超过60%(图4)。由于储层溶蚀作用的发生和地层水的活动性有直接关系,在分流河道以及分流河口砂坝等位置,长石的溶蚀性较强,其次为滩坝砂体,这些成因类型的砂体中储层物性可能得到一定程度的改善。但是,显微镜下分析表明,研究区低渗储层中,长石溶解型孔隙的含量不足5%,而且长石的溶解对粒间接触缝的开启贡献不大,因此长石的溶解对储层渗透性影响总体较小。

3.2.3 控制低渗储层形成的孔隙结构因素

随埋深增加,压力加大,储层中碎屑颗粒会不断靠近,岩石体积缩小,碎屑颗粒间接触方式由点接触

逐渐变为线接触、凹凸接触,甚至缝合线接触。在此过程中,吼道类型总体由粒间可变形收缩型变为片状及弯片状。研究区低渗储层中渗透率和平均孔喉半径之间的相关关系式为: $k = 0.5534R^{0.2434}$ 。由于储层中喉道均值60%以上在1.5 μm以下,即渗透率在 $60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下的低渗储层可占60%以上,喉道类型以片状及弯片状为主,因此喉道直径均值较低及细喉道类型的组合是决定研究区储层低渗的直接原因。

4 结论

(1)高南东三段储层岩石类型以长石岩屑砂岩及岩屑长石砂岩为主,砂岩成分成熟度较低,结构成熟度中等。储层中起决定作用的孔隙类型主要为粒间溶孔及长石粒内溶孔。喉道类型主要为片状及弯片状,孔喉组合有大孔粗喉型、大-中孔中-细喉型、中孔细喉型、细孔细喉型、微细孔喉型等5种类型,其中大-中孔中-细喉型、中孔细喉型、细孔细喉型等是研究区低渗储层中的较常见组合类型。

(2)高南东三段低渗储层在油藏中占60%以上。低渗储层的形成是砂体成因类型、成岩作用及储层微观孔隙结构共同作用的结果。

(3)水下分流河道储层物性相对较好,低渗储层比例相对较低,而分流河口砂坝、滩坝、间湾砂层等成因的储层则以低渗储层为主,风暴砂坝及远砂坝主要构成低渗及特低渗储层。分流河口砂坝成因的砂体是研究区低渗储层的主要成因类型。

(4)压实作用是低渗储层形成的关键成岩作用,碳酸盐矿物及高岭石的胶结作用对其影响不大,但高岭石胶结物和颗粒间结合力较弱,易形成潜在的速敏性。

参考文献:

[1] 张绍礼. 低渗透储层试油中存在的问题和基本对策[J]. 油气井测试, 2000, 9(4): 73-74.
ZHANG Shao-li. Problems and methods in testing for oil of low permeability reservoirs[J]. Well Testing, 2000, 9(4): 73-74.

[2] 郑敏, 毛立华, 付洁, 等. 低渗透储层综合分类评价——以濮城油田为例[J]. 河南石油, 2005, 19(2): 11-14.
ZHENG Min, MAO Li-hua, FU Jie, et al. Comprehensive classification and evaluation of low permeability reservoirs[J]. Henan Petroleum, 2005, 19(2): 11-14.

[3] 赵子刚, 徐启, 史连杰, 等. 高温高压下碳酸钙的溶解

- 度及朝阳沟注水油田低渗透储层结垢问题[J]. 油田化学, 2003, 20(1): 4-6.
- ZHAO Zi-gang, XU Qi, SHI Lian-jie, et al. Solubility of CaCO_3 in water at high temperatures and high pressures and scaling problems in water flooding low permeable reservoirs of Chaoyanggou in Daqing[J]. Oilfield Chemistry, 2003, 20(1): 4-6.
- [4] 卞士举. 低渗透储层含油性分析[J]. 油气井测试, 2004, 13(1): 66-69.
- BIAN Shi-ju. Analysis for oil content of low permeability reservoirs[J]. Well Testing, 2004, 13(1): 66-69.
- [5] 王夕宾, 钟建华, 王勇. 濮城油田南区沙二上 4-7 砂层组低渗透储层流动单元研究[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2006, 30(1): 12-16.
- WANG Xi-bin, ZHONG Jian-hua, WANG Yong. Characteristics and genesis of low-permeability reservoir, 4-7 sand sets of the upper 2nd member of Shahejie group in south of Pucheng Oilfield[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2006, 30(1): 12-16.
- [6] 张绍东, 王绍兰, 李琴, 等. 孤岛油田储层微观结构特征及其对驱油效率的影响[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2002, 26(3): 47-54.
- ZHANG Shao-dong, WANG Shao-lan, LI Qin, et al. Characteristics of reservoir and their effects on oil displacement efficiency in Gudao Oilfield[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2002, 26(3): 47-54.
- [7] 郑浚茂, 庞明. 碎屑储集岩的成岩作用研究[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1989.
- [8] 徐北煤, 卢冰. 硅质碎屑岩中碳酸盐胶结物及其对储集层的控制作用的研究[J]. 沉积学报, 1994, 12(3): 56-66.
- XU Bei-mei, LU Bing. The study of diagenetic carbonate in siliciclastic rock and its control on the reservoir[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1994, 12(3): 56-66.
- [9] 庄松生, 左燕春, 黎琼. 苏北溱潼凹陷戴南组二段成岩作用与次生孔隙预测[J]. 矿物岩石, 1998, 18(4): 64-71.
- ZHUANG Song-sheng, ZUO Yan-chun, LI Qiong. Diagenesis and prediction secondary pore for second member of Dainan formation in Qintong depression of north Jiangsu province[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 1998, 18(4): 64-71.
- [10] 游俊, 郑浚茂. 黄骅坳陷中北区深部储层物性影响因素分析[J]. 现代地质, 1999, 13(3): 350-354.
- YOU Jun, ZHENG Jun-mao. Factors of affecting the reservoir physical properties of deep strata in the Huanghua depression [J]. Geoscience, 1999, 13(3): 350-354.

(编辑 徐会永)

(上接第5页)

- [19] GOLDHAMMER P K, DUNN P A, HARDIE L A. High-frequency glacio-eustatic sea level oscillations with Milankovitch characteristics recorded in middle Triassic platform carbonates in northern Italy [J]. American Journal of Science, 1987, 287(9): 853-892.
- [20] 吕希学, 肖焕钦, 田美荣, 等. 济阳拗陷陡坡带砂砾岩体储层测井识别及描述技术[J]. 浙江大学学报: 理学版, 2003, 30(3): 332-336.
- LU Xi-xue, XIAO Huan-qin, TIAN Mei-rong, et al. On the well-logging identification and description technique of the glutinite reservoir bed in the escarp regions of Jiyang depression [J]. Journal of Zhejiang University (Science Edition), 2003, 30(3): 332-336.
- [21] 周瑶琪, 吴智平. 地层间断面的时间结构研究[M]. 北京: 地质出版社, 2000: 4-23.
- [22] MITCHUM R M J, van WAGONER J C. High-frequency sequences and their stacking patterns: sequence stratigraphic evidence of high-frequency eustatic cycles [J]. Sediment Geol, 1991, 70(2): 131-164.
- [23] 余继峰, 李增学. 测井数据的小波变换及其地质意义[J]. 中国矿业大学学报, 2003, 32(3): 34-38.
- YU Ji-feng, LI Zeng-xue. Wavelet transform of logging data and its geological significance[J]. Journal of China University of Mining Technology, 2003, 32(3): 34-38.
- [24] 李江涛, 余继峰, 李增学. 基于测井数据小波变换的层序划分[J]. 煤田地质与勘探, 2004, 32(2): 48-50.
- LI Jiang-tao, YU Ji-feng, LI Zeng-xue. The demarcating of stratigraphic sequence based on wavelet transform of well-logging data [J]. Coal Geology & Exploration, 2004, 32(2): 48-50.
- [25] 孙永壮. 东营凹陷胜坨地区沙河街组沉积体系及其油气源特征[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2006, 30(6): 24-30.
- SUN Yong-zhuang. Depositional system and its hydrocarbon characteristics of Shahejie group of Shengtu region in Dongying depression [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2006, 30(6): 24-30.

(编辑 徐会永)