

渤海 A 油田扇三角洲相低渗储层特征及物性控制因素

周军良, 胡 勇, 李 超, 付 蓉, 来又春

[中海石油(中国)有限公司 天津分公司 渤海石油研究院, 天津 300459]

摘要:为弄清渤海 A 油田沙三下亚段的储层特征及物性控制因素,利用薄片、扫描电镜、压汞及常规物性等分析化验资料,分析了储层的岩石成分、孔隙类型及结构、物性特征,并从沉积、成岩和构造作用等方面探讨了储层物性的控制因素。研究表明,沙三下亚段扇三角洲储层主要由成分成熟度低的岩屑长石砂岩组成,孔隙类型主要为原生粒间孔、溶蚀孔及残余原生孔组成的混合孔,孔喉结构表现为微细-细特征,属于低、特低孔-特低渗储层。储层物性主要受控于沉积作用、溶蚀作用及构造活动等。扇三角洲前缘分流河道及河口砂坝沉积环境控制了砂岩碎屑颗粒的粒度和分选,物性较好。压实和胶结作用是储层低渗的主要原因,有机酸对长石、岩屑的溶蚀造成了储层次生孔隙的发育,异常高压的形成减弱了压实作用的强度,促进了原生粒间孔的保存。构造活动形成的断层附近裂缝发育,有助于改善储层物性。综合分析认为,水动力较强的原始沉积环境、后期溶蚀改造及裂缝发育是相对高孔渗储层发育的主控因素。

关键词:成岩作用;储层物性;沙河街组;扇三角洲;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics and controlling factors of fan delta facies low permeability reservoirs in Bohai A oilfield, the Bohai Bay Basin

Zhou Junliang, Hu Yong, Li Chao, Fu Rong, Lai Youchun

(Bohai Oilfield Research Institute, CNOOC China Limited, Tianjin Branch, Tianjin 300459, China)

Abstract: In order to understand reservoir characteristics and controlling factors of the lower 3rd Member of Shahejie Formation (E_2s^{3L}) in Bohai A oilfield, we studied the lithological composition, pore types and structure, porosity and permeability distribution and discussed the controlling factors of petrophysical properties of the reservoirs from sedimentary, diagenetic and tectonic perspectives based on thin section, scanning electron microscopy (SEM), mercury injection and other conventional lab test data. The results show that the reservoirs of fan delta facies in E_2s^{3L} have low to ultra-low porosity and ultra-low permeability. They are composed of lithic arkosic sandstone with low compositional maturity, their main pore throat types are primary intergranular pore, dissolution pore and residual pore, and the pore throat structure is fine to micro. The reservoir properties were controlled by various factors, including sedimentation, dissolution and tectonic movements etc. Sedimentary environment of distributary channel and mouth bar at fan delta front controlled the grain size and sorting of the reservoir, resulting in relatively good reservoir properties. Compaction and cementation were the main factors causing the low permeability, however, dissolution of feldspar and detritus components by organic acids formed secondary pores, and the abnormal high pressure in the reservoir weakened compaction and helped the preservation of primary intergranular pores. Fractures are well developed near the faults formed by various tectonic movements, which also helped to improve the physical property of the reservoirs. Through comprehensive analysis of all available data, we can conclude that strong hydrodynamic depositional environment, later dissolution and well-developed fracture network are the main factors that control the formation of the reservoirs with relatively high porosity and permeability.

Key words: diagenesis, physical property, Shahejie Formation, fan delta, Bohai Bay Basin

收稿日期:2016-01-15;修订日期:2016-12-28。

第一作者简介:周军良(1983—),男,工程师,油气田开发地质。E-mail:zhoujl4@cnooc.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05023-002);中国海洋石油总公司科技攻关项目(CNOOC-KJ125ZDXM07LTDTJ02)。

渤海 A 油田发现于 20 世纪末,是渤海海域最大的低渗已开发油田,也是海上低渗油田高效开发的先导试验区。从早期勘探评价至今,前人相继开展了关于层序地层、沉积特征、油气成藏及储层特征等方面的研究^[1-5],但针对储层物性特征,开展沉积、构造、成岩、成藏方面的综合储层研究较少。渤海 A 油田主力含油层系始新统沙河街组三段下亚段(沙三下亚段)储层为扇三角洲前缘砂体,埋深 3 300 ~ 3 800 m,油藏为异常高压油藏,储层特征是沉积、构造、成岩、成藏等诸多因素综合作用的结果,因此弄清储层特征及其影响因素对油田后续的高效开发具有重要意义。笔者利用岩心及壁心的薄片分析、扫描电镜分析、物性分析及压汞等资料,研究渤海 A 油田始新统沙三下亚段扇三角洲储层的岩石学、孔隙及物性特征,分析物性控制因素,以期优质低渗储层预测和后期高效开发方案的制定提供地质依据。

1 油田地质概况

渤海 A 油田作为海上低渗油田开发的先导试验

区,地理上位于渤海南部海域,构造上位于渤海湾盆地、渤南低凸起西端、渤中凹陷与黄河口凹陷的分界处(图 1),是油气聚集的有利区带。钻井揭示自下而上发育始新统沙河街组三段(沙三段),渐新统沙二段、沙一段、东营组,中新统馆陶组,上新统明化镇组及第四系平原组,沙三段与沙二段呈角度不整合接触^[6-7]。始新统沉积时期,受喜马拉雅Ⅱ幕构造运动的影响,湖盆进入断陷鼎盛期,沙三下亚段发育扇三角洲-半深湖-深湖沉积,沙三中亚段发育半深湖-深湖沉积,形成该区的主要烃源岩及盖层,随着湖盆的萎缩,在沙三上亚段发育滨浅湖沉积;沙三段沉积末期,受喜马拉雅Ⅲ幕构造运动的影响,沙三段先抬升遭受剥蚀,大部分沙三上亚段及部分沙三中亚段被剥蚀;而后盆地进入断拗过渡期,沙三段开始沉降,在渐新统沉积时期沙二段-沙一段发育滨浅湖-三角洲相沉积组合,东营组发育半深湖-浅湖-三角洲相沉积组合;中新统沉积时期,湖盆进入拗陷阶段,湖盆开始萎缩,在馆陶组及明化镇组发育河流-滨浅湖相沉积组合^[7-10]。渤海 A 油田主力含油层系为始新统沙三下亚段,地层厚度超过 200 m,油层厚度最厚 100 m,是本文的重点研究层段。

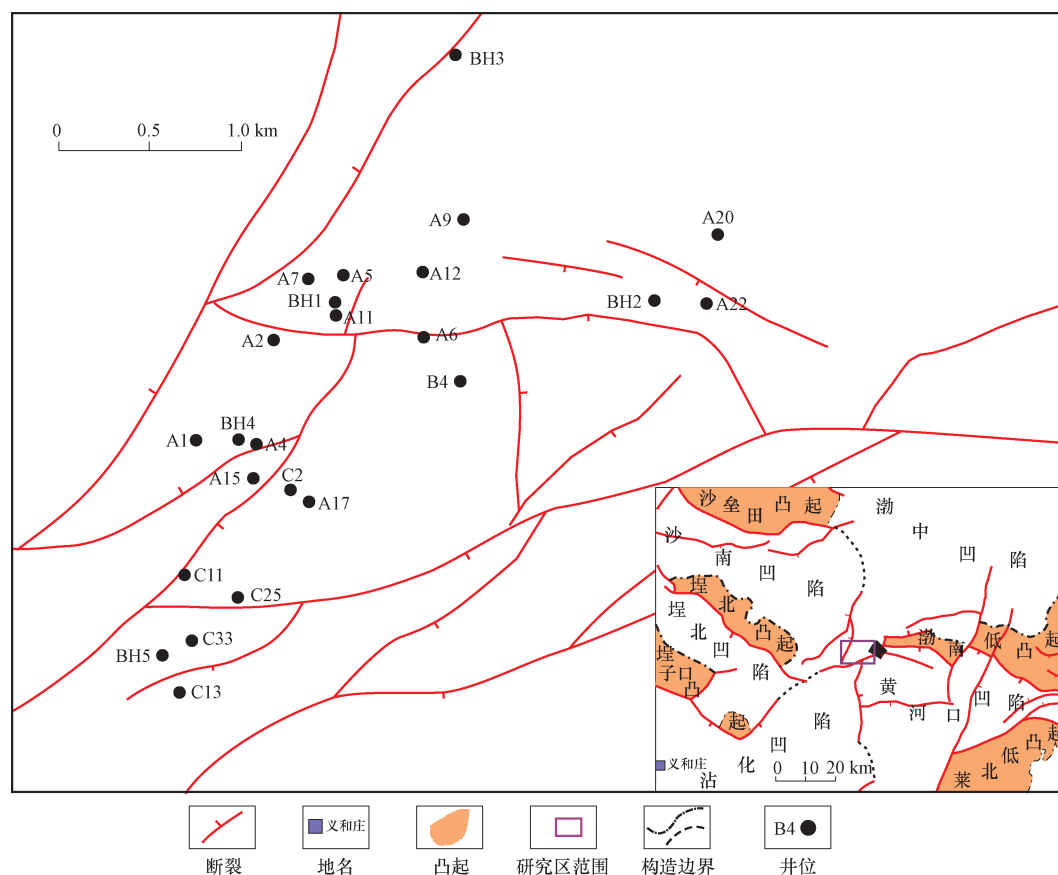


图 1 渤海 A 油田区域构造位置及井位分布

Fig. 1 Regional structural location and well locations of Bohai A oilfield

2 储层特征

2.1 岩石学特征

5口井146块样品的岩矿分析结果表明,渤海A油田沙三下亚段扇三角洲储层的岩石类型主要为岩屑长石砂岩,少量长石岩屑砂岩。矿物碎屑成分石英(Q)含量平均为44.6%,长石(F)含量平均为36.1%,以钾长石为主,斜长石次之,岩屑(R)含量平均为19.3%,以侵入岩为主,喷出岩和变质岩次之。指数 $Q/(F+R)$ 值为0.43~1.17,平均为0.84,成分成熟度较低。储层中不同粒级砂岩均有发育,从砾岩到泥质粉砂岩均有分布。碎屑颗粒以呈棱角-次棱角状为主,分选中-偏差,以颗粒支撑方式为主,多呈点-线接触(图2a)。填隙物中杂基含量平均为4.2%,主

要成分为粘土,胶结物含量平均为11.4%,主要成分为碳酸盐,少量菱铁矿。胶结方式主要为接触-孔隙式胶结,少量孔隙式胶结。整体而言,渤海A油田沙三下亚段储层具有成熟度低、胶结物含量高的特征。

2.2 孔隙类型及结构特征

镜下薄片分析结果表明,沙三下亚段碎屑岩的储集空间包括原生孔隙、次生孔隙、混合孔隙及少量胶结物内孔(图2b,c),见裂缝发育(图2d)。原生孔隙主要为残余原生粒间孔隙,占总孔隙的18.46%,次生孔隙主要为粒间溶孔及粒内溶孔,占总孔隙的17.99%,混合孔隙主要为原生残余孔隙受溶蚀后形成的复合孔隙,占总孔隙的63.55%。统计表明,渤海A油田沙三下亚段储层孔隙受埋深及成岩作用影响较大。

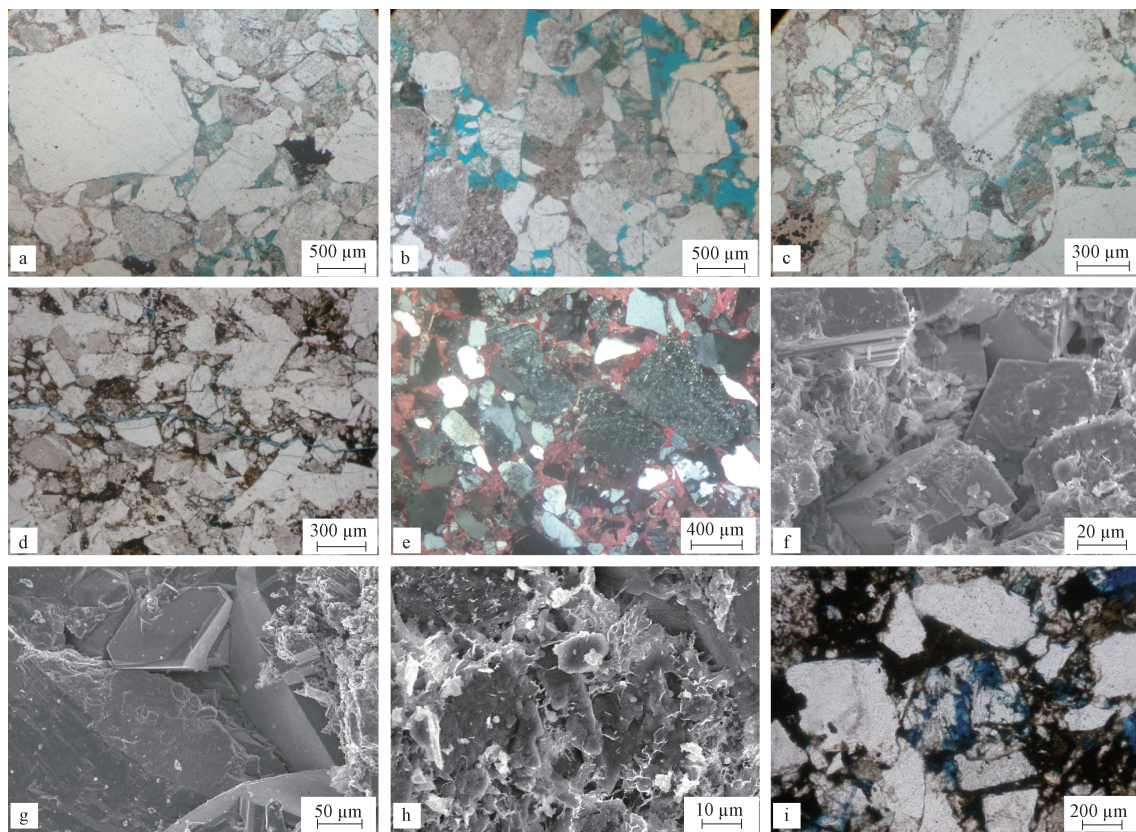


图2 渤海A油田沙三下亚段储层微观特征

Fig. 2 Microscopic characteristics of the lower E_2s^3 reservoir in Bohai A oilfield

a. 碎屑颗粒压实,呈点-线接触,BH5井,埋深3 662.75 m,铸体薄片,单偏光;b. 碎屑颗粒之间原始残余孔隙,BH5井,埋深3 658.15 m,铸体薄片,单偏光;c. 碎屑颗粒溶蚀形成粒内、粒间溶孔及铸膜孔,与原始残余孔隙形成混合孔,BH5井,埋深3 662.96 m,铸体薄片,单偏光;d. 构造作用使岩石破裂形成裂缝,BH1井,埋深3 423.00 m;e. 颗粒间早期碳酸盐胶结,抑制后期压实,颗粒呈点接触为主,后期溶蚀作用较弱,BH1井,埋深3 400.00 m,染色薄片,正交光;f. 方解石胶结物充填于碎屑颗粒之间,堵塞孔隙,BH3井,埋深3 916.50 m,扫描电镜;g. 碎屑颗粒石英次生加大,形态规则,自形程度高,BH3井,埋深3 641.28 m,扫描电镜;h. 伊利石呈片状、丝状包裹于颗粒表面或搭桥式充填在孔隙中,BH4井,埋深3 535.90 m,扫描电镜;i. 碎屑颗粒长石被溶蚀,形成粒内溶孔,BH4井,埋深3 487.45 m,铸体薄片,单偏光

表1 渤海A油田沙三下亚段岩石组分及物性参数统计

Table 1 Mineralogical composition, porosity and permeability of the lower E_2s^3 sandstone in Bohai A oilfield

井名	组分含量/%										物性特征						
	样品 个数	石英			长石			岩屑			样品 个数	孔隙度/%			渗透率/(10 ⁻³ μm ²)		
		最小	最大	均值	最小	最大	均值	最小	最大	均值		最小	最大	均值	最小	最大	均值
BH1	15	10.0	57.5	30.2	22.0	57.0	41.9	11.0	52.0	27.9	9	2.0	4.1	2.7	0.05	0.49	0.16
BH2	17	38.0	55.0	45.9	29.0	50.0	39.5	7.0	24.0	14.6	9	2.3	6.2	3.6	0.06	0.17	0.09
BH3	33	30.0	65.0	51.1	25.0	47.0	33.8	1.0	34.0	15.1	243	1.2	14.2	5.2	0.01	42.10	2.79
BH4	12	44.5	64.0	54.0	25.0	37.0	28.6	10.0	26.0	17.4	16	5.5	18.2	10.9	0.19	17.90	4.60
BH5	69	18.0	58.0	41.8	19.5	45.0	36.7	7.0	62.5	21.5	162	3.8	17.0	12.5	0.01	49.70	1.20

通过毛管压力资料得知,沙三下亚段储层排驱压力为0.02~15.06 MPa,平均为1.87 MPa,喉道半径为0.03~3.84 μm ,平均为0.67 μm ,饱和度中值半径为0.03~3.84 μm ,平均为0.94 μm ,孔喉分选系数为0.06~14.23,平均为3.03,最大进汞饱和度为77.16%,退汞效率平均为21.89%。以上数据表明,沙三下亚段储层孔喉结构属微细-细特征,具有储集性能低、渗透性较差、原始产能较低的特征。

2.3 物性特征

5口井439块样品的物性分析数据表明,研究区沙三下亚段储层孔隙度为1.2%~18.2%,平均值为7.0%,渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 49.70 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $1.77 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,整体而言,属于低孔特低孔、特低渗储集性能储层(表1)。统计数据显示,沙三下亚段储层孔隙度和渗透率相关性整体呈指数关,但相对较差(图3), $R^2 = 0.34$,表明储层的物性受控于孔隙,应属于孔隙型储层,但储层中裂缝发育,裂缝对渗滤通道存在一定影响。

3 物性控制因素

低渗储层的物性往往受沉积、成岩、构造等因素共同控制,沉积作用通过控制砂岩的成分、结构等决定储层原始孔隙度的大小^[11-14],而成岩作用是影响储层物性的后天因素,也是最终控制因素^[15-18],构造作用不仅控制了储层的原始沉积条件,也控制了后天储层改造的成岩环境^[19-21]。以下将从沉积、成岩和构造作用3个方面讨论其对沙三下亚段储层物性的影响。

3.1 沉积作用

原始沉积环境决定了碎屑岩储层的岩石组分类型、组分含量变化、碎屑颗粒结构、储层分布的位置及形态等,进而最终影响储层的原始物性^[11-17]。本文重点讨论沉积作用条件下,碎屑岩颗粒结构及微相类型

对储层孔隙度和渗透率的影响。

3.1.1 碎屑颗粒结构

渤海A油田沙三下亚段储层为扇三角洲前缘沉积,碎屑岩的颗粒结构对储层孔渗变化的影响明显(图4)。虽然5口井36块粒度-物性分析样品以细砂岩为主,但从孔渗与平均粒径的变化关系看,储层物性与平均粒径呈正相关,细砂岩的孔隙度为3.7%~16.5%,平均值为11.80%,渗透率为 $0.05 \times 10^{-3} \sim 3.90 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $1.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;极细砂岩孔隙度为1.7%~15.0%,平均值为8.2%,渗透率为 $0.02 \times 10^{-3} \sim 1.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。从孔渗与标准偏差的变化关系看,储层物性与标准偏差呈负相关,样品整体分选较差。分析认为,随着碎屑颗粒粒径变粗、颗粒分选变好,不仅有助于形成物性较好的碎屑骨架,也使得碎屑颗粒间泥质充填物变少,进而有助于形成较高的原始孔隙空间,也有利于后期储层的改造。因此,碎屑颗粒结构参数中粒径、分选是影响研究区储层物性的重要参数。

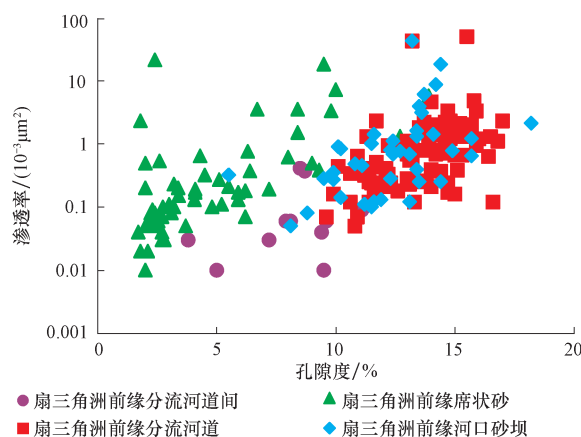


图3 渤海A油田沙三下亚段扇三角洲相储层孔隙度和渗透率关系

Fig. 3 Porosity-permeability crossplot of the fan delta facies reservoir of the lower E_2s^3 in Bohai A oilfield

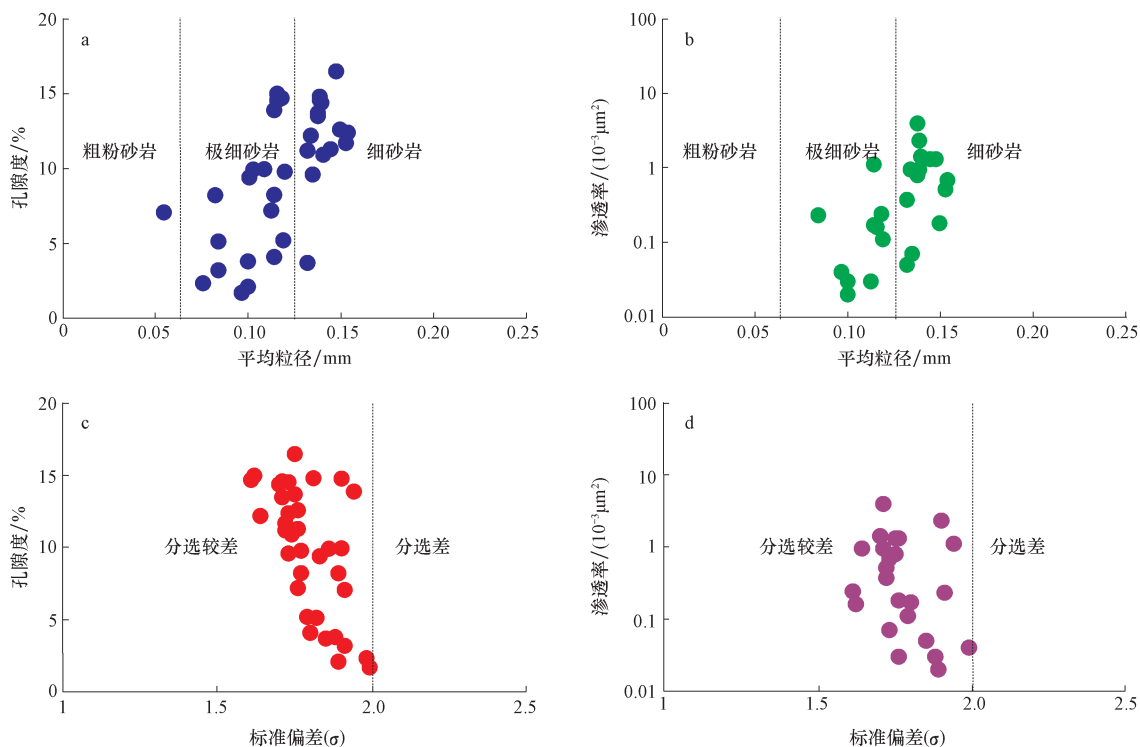


图4 渤海 A 油田沙三下亚段碎屑岩颗粒结构与孔隙度、渗透率相关性

Fig.4 Relationship between sedimentary particle texture and physical properties of the lower E_2s^3 reservoir in Bohai A oilfield

a. 平均粒径 - 孔隙度关系; b. 平均粒径 - 渗透率关系; c. 标准偏差 - 孔隙度关系; d. 标准偏差 - 渗透率关系

3.1.2 沉积相

沉积相对储层物性的控制主要体现在不同相带沉积物成分变化对孔渗大小的影响^[22-23]。研究区沙三下亚段储层主要为扇三角洲前缘沉积,可细分为分流河道、分流河道间、河口坝及席状砂微相。不同微相类型储层的孔渗数据统计表明,微相类型明显控制着储层物性的分布(图3)。有利储集砂体主要为扇三角洲前缘河口砂坝及分流河道沉积,均形成于较强的水动力环境,孔渗相对较好。河口砂坝储层孔隙度为5.5%~18.2%,平均值为12.0%,渗透率为 $0.05 \times 10^{-3} \sim 42.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $2.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;分流河道储层孔隙度为9.6%~17.0%,平均值为13.3%,渗透率为 $0.05 \times 10^{-3} \sim 49.70 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $1.50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其次为扇三角洲前缘席状砂储层,孔隙度为1.2%~14.8%,平均值为5.0%,渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 21.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $1.30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。分流河道间储层最差,孔隙度为3.0%~14.4%,平均值为8.5%,渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 0.41 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这种物性差异主要是因为河口砂坝储集体碎屑粒度中等,分选较好;分流河道砂体碎屑颗粒粒度虽相对较粗,但往往夹杂砾石以及泥质沉积;席状砂储集体虽然粒度较细,但是

分选相对较好;分流河道间水动力较弱,粒度相对较细,且泥质较重。因此,沉积微相是控制原始储层物性的重要因素。

3.2 成岩作用

通过薄片及扫描电镜分析,结合构造演化及油气成藏等方面的研究,表明渤海 A 油田沙三下亚段储层经历了压实、胶结及溶蚀等成岩作用的改造。压实作用、胶结作用是储层物性降低的主要原因,而溶蚀作用对储层的改造强度有限,构造活动对原始孔隙的保存及孔渗的改善起到了一定作用。

3.2.1 压实作用减孔效应明显

研究区沙三下亚段储层埋深3 300~3 800 m,埋藏较深,受上覆岩层重力作用的影响,储层遭受较强的压实作用。通过镜下薄片资料统计发现,储层碎屑颗粒间以点-线接触为主(图2a)。但早期碳酸盐胶结强烈的砂岩储层,由于粒间孔隙多被胶结物充填,抑制了压实作用的发生,颗粒之间以点接触为主(图2e)。

3.2.2 胶结作用进一步堵塞孔隙

研究区沙三下亚段储层中胶结物以碳酸盐为主,

硅质和粘土矿物次之。胶结作用的发生进一步堵塞了储层孔隙,降低了储层物性。

碳酸盐胶结物平均含量 9.6%,主要是方解石和白云石,少量菱铁矿,主要形成于碱性成岩环境。成岩早期形成的碳酸盐胶结物主要为方解石,胶结物支撑颗粒,使得压实作用减弱,镜下可见早期方解石胶结物被溶蚀,但溶蚀作用较弱(图 2e);中晚期形成的碳酸盐胶结物主要为白云石、铁白云石和铁方解石,表现为以连晶状分布于颗粒表面以及颗粒之间(图 2f),堵塞孔隙,降低储层物性。

硅质胶结主要以石英次生加大边的形式出现,一般处于Ⅱ级加大,部分粒间石英晶体形态规则,自形程度高(图 2g)。一方面由于沙三下亚段储层整体处于碱性成岩环境,不利于硅质沉淀,另一方面硅质的来源主要为粘土矿物的转化及硅酸盐矿物的溶蚀,硅质来源有限,这使得硅质胶结物含量较少,对储层物性的影响较小。

粘土矿物包括伊利石、伊/蒙混层、高岭石和少量绿泥石。其中以伊利石为主,呈片状、丝状包裹于颗粒表面或搭桥式充填在孔隙中(图 2h)。从 2 600 m 到 4 000 m,由于埋深和温度增加,高岭石和蒙皂石大量向伊利石转化,伊利石相对含量不断增加,由 15% 增加到 90%(图 5a)。因此,粘土矿物中伊利石含量的增高也是堵塞碎屑岩储层孔隙,降低储层物性的重要因素。

3.2.3 溶蚀作用对储层物性的改善较弱

渤海 A 油田沙三下亚段储层的溶蚀作用包括长石、岩屑以及碳酸盐胶结物的溶蚀,以长石颗粒的溶蚀最为常见(图 2i)。长石颗粒的溶蚀表现为沿长石颗

粒边缘及解理缝溶蚀,形成粒间及粒内溶孔,岩屑颗粒溶蚀多在岩屑内部发生,形成粒内溶孔(图 2c),碳酸盐胶结物的溶蚀主要为方解石的溶蚀,往往与残余原生孔隙组合形成混合孔隙。碎屑颗粒及胶结物的溶蚀往往与有机质成熟形成的酸性流体溶蚀有关^[19-21]。就该油田纵向孔隙发育特征来看,有机质成熟阶段(2 600~4 000 m),碳酸盐胶结物含量无明显下降趋势,说明长石及早期碳酸盐胶结物遭受了有机酸溶蚀,而中晚期碳酸胶结在有机质成熟以后发生,这使得有机酸对碳酸盐胶结物的溶蚀作用不明显(图 5b-d)。统计表明,溶蚀作用增加的孔隙仅为 2.5%,对储层物性影响整体较弱。

3.3 构造作用

渤海 A 油田沙三段在埋藏过程中,受喜马拉雅Ⅲ幕构造运动的影响,沙三段整体抬升遭受剥蚀^[6-8]。其中沙三上亚段和沙三中亚段抬升遭受剥蚀,研究区已钻井揭示残余厚度在 50~250 m,主要为沙三中亚段的半深湖-深湖泥质沉积。就构造应力作用对储层物性的影响而言,一方面由于沙三下亚段储层受上覆泥质地层遮挡,大气水的淋滤溶蚀作用较弱,这也是沙三下亚段储层溶蚀作用相对较弱的原因之一,但是沙三下亚段在后期持续的埋藏过程中,上覆地层及内部烃源岩开始成熟生烃,由于油气充注,且受沙三中亚段泥岩的封堵,地层内部流体难以排出,使之形成目前的异常高压状态(图 5e),有助于原始孔隙的保存,这也是沙三下亚段碎屑岩储层残余原生孔隙较高的原因;另一方面,构造活动形成的断层连通地表,大气水沿断层进入地层,使碳酸盐胶结物溶蚀,形成次生孔隙。此外,断层活动也往往派生裂缝(图 2d),这也是断层附

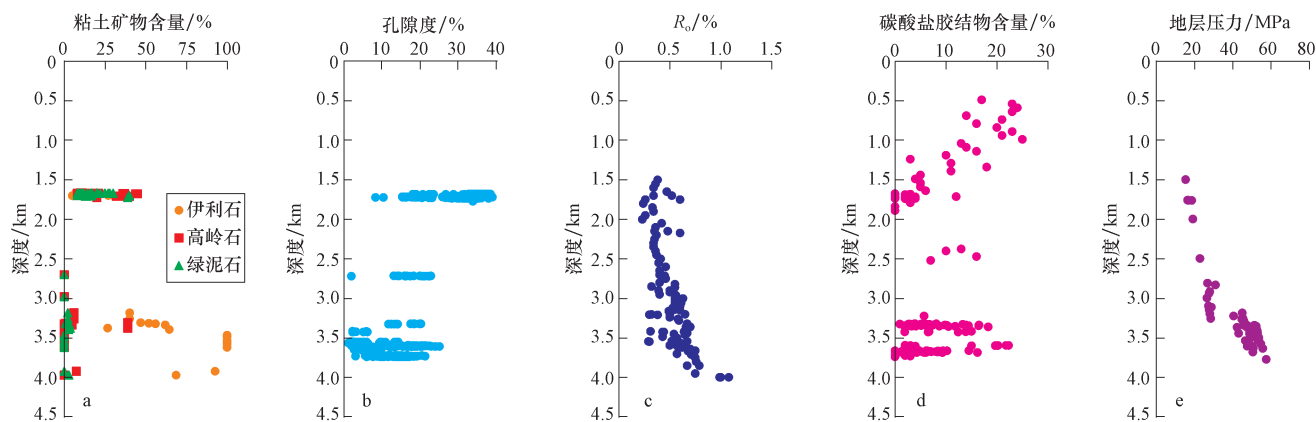


图5 渤海 A 油田粘土矿物、孔隙度、镜质体反射率(R_o)、碳酸盐胶结物、地层压力与深度关系

Fig. 5 Depth trends of clay minerals, porosity, R_o , carbonate cements and formation pressure in Bohai A oilfield

a. 粘土矿物-深度关系; b. 孔隙度-深度关系; c. R_o -深度关系; d. 碳酸盐胶结物-深度关系; e. 地层压力-深度关系

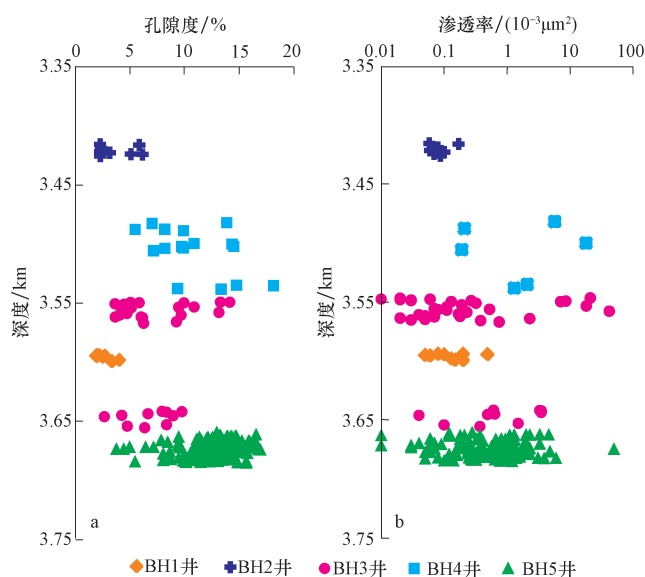


图6 渤海A油田沙三段孔隙度(a)及渗透率(b)剖面

Fig. 6 Porosity(a) and permeability(b) profiles of E_2s^3 in Bohai A oilfield

近储层物性较好的重要原因,由5口井沙三下亚段储层物性纵向分布特征看,在相同埋深且孔隙度大致相当的情况下,靠近规模相对大断层的井,渗透率有明显变好的趋势(图1,图6),说明构造活动产生的裂缝对物性有一定的改善作用。

4 结论

1) 渤海A油田沙三下亚段储层主要为扇三角洲前缘砂体,以岩屑长石砂岩为主,少量长石岩屑砂岩,结构成熟度和成分成熟度均较低。储层物性整体属于低孔特低孔、特低渗储集性能,储层较致密。

2) 渤海A油田沙三下亚段储层的空间类型主要由原生残余孔隙、溶蚀孔隙与原生残余孔隙组合的混合孔隙为主,原生孔隙的保存受控于沉积物碎屑颗粒结构及微相类型,较强水动力条件下,河口砂坝和分流河道微相砂体的碎屑颗粒粒度粗、分选好,原生孔隙发育,溶蚀孔隙发育受控于长石颗粒的溶蚀,构造活动—油气成藏有利原生孔隙的保存,也对后期储层的改造起到一定作用。

3) 渤海A油田沙三下亚段储层粒径、分选、微相类型控制了储层的原始物性特征,较强水动力条件下的粗粒前缘河口砂坝及水下分流河道储层物性较好,成岩作用控制了储层的最终物性特征,起破坏作用的主要是压实和碳酸盐胶结作用,有机酸有助于次生孔隙的发育,异常高压有助于原始孔隙保存,构造活动产生的裂缝改善了储层物性。

参考文献

- [1] 任拥军,杜雨佳,郭潇潇,等. 渤中凹陷古近系优质烃源岩特征及分布[J]. 油气地质与采收率,2015,22(1):5-13.
Ren Yongjun, Du Yujia, Guo Xiaoxiao, et al. Characteristics and distribution of Paleogene high-quality source rocks in Bozhong sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 5-13.
- [2] 蒋有录,刘培,刘华,等. 渤海湾盆地不同凹陷新近系油气成藏条件差异性及其聚集模式[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2014, 38(1):14-21.
Jiang Youlu, Liu Pei, Liu Hua, et al. Difference of reservoir forming conditions of different depressions and accumulation models of Neogene hydrocarbon in Bohai Bay[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2014, 38(1): 14-21.
- [3] 周军良,胡勇,李超,等. 渤海典型低孔低渗油藏储层预测及效果—以渤海A油田沙河街组二段为例[J]. 海相油气地质, 2016, 21(4):73-77.
Zhou Junliang, Hu Yong, Li Chao, et al. Reservoir prediction and result of classical Eocene Shahejie-2 reservoir with low porosity and low permeability in Oilfield A, Bohaiwan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2016, 21(4): 73-77.
- [4] 邓运华,李建平. 渤中25-1油田勘探评价过程中地质认识的突破[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(6):646-652.
Deng Yunhua, Li Jianping. Breakthroughs of geological concepts in exploration and evaluation of BZ25-1 field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(6): 643-652.
- [5] 杨玉卿,潘福熙,田洪,等. 渤中25-1油田沙河街组低孔低渗储层特征及分类评价[J]. 现代地质, 2010, 24(4):685-693.
Yang Yuqing, Pan Fuxi, Tian Hong, et al. Characteristics and classification and evaluation of low porosity and permeability reservoir in Shahejie Formation of BZ25-1 Oilfield[J]. Geoscience, 2010, 24(4): 685-693.
- [6] 吉双文. 渤海湾盆地喜马拉雅运动幕次划分及演化特征[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(4):38-42.
Ji Shuangwen. The kinematic phase division and evolution character of Himalayan Movement in Bohaiwan Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2007, 26(4): 38-42.
- [7] 项华,徐长贵. 渤海海域古近系隐蔽油气藏层序地层学特征[J]. 石油学报, 2006, 27(2):11-15.
Xiang Hua, Xu Changgui. Sequence stratigraphic characteristics of subtle oil-gas pool in the Palaeogene of Bohai Sea area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(2): 11-15.
- [8] 周士科,魏泽典,邓宏文,等. 渤中凹陷古近系构造层序研究[J]. 中国海上油气, 2006, 18(4):236-254.
Zhou Shike, Wei Zedian, Deng Hongwen, et al. A study on Paleogene tectonic sequences in Bozhong sag[J]. China Offshore Oil and Gas, 2006, 18(4): 236-254.
- [9] 孟昊,钟大康,李超,等. 渤海湾盆地渤中坳陷渤中25-1油田古近系沙河街组沙二段沉积相及演化[J]. 古地理论, 2016, 18(2):161-172.
Meng Hao, Zhong Dakang, Li Chao, et al. Sedimentary facies and evolution of the Member 2 of Paleogene Shahejie Formation of BZ25-1

- Oilfield in Bozhong Depression, Bohai Bay Basin[J]. 2016, 18(2): 161–172.
- [10] 胡光义, 陈飞, 范廷恩, 等. 渤海海域 S 油田新近系明化镇组河流相复合砂体叠置样式分析[J]. 沉积学报, 2014, 32(3): 586–592.
- Hu Guangyi, Chen Fei, Fan Ting-en, et al. Analysis of fluvial facies compound sandbody architecture of the Neogene Minghuazhen Formation of S Oilfield in the Bohai Bay[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(3): 586–592.
- [11] Tobin R C, McClain T, Lieber R B, et al. Reservoir quality modeling of tight-gas sands in Wamsutter field: Integration of diagenesis, petroleum systems, and production data[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1229–1266.
- [12] 朱筱敏, 吴冬, 张昕, 等. 东营凹陷沙河街组近岸水下扇低渗储层成因[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(5): 646–653.
- Zhu Xiaomin, Wu Dong, Zhang Xin, et al. Genesis of low permeability reservoirs of nearshore subaqueous fan in Shahejie Formation in Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(5): 646–653.
- [13] 朱春俊, 王延斌. 大牛地气田低渗储层成因及评价[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2011, 33(1): 49–56.
- Zhu Chunjun, Wang Yanbin. Reservoir genesis and evaluation for the low porosity and permeability sandstone in the Daniudi gas field[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2011, 33(1): 49–56.
- [14] 黄志龙, 朱建成, 马剑, 等. 莺歌海盆地东方区高温高压带黄流组储层特征及高孔低渗成因[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 288–296.
- Huang Zhilong, Zhu Jiancheng, Ma Jian, et al. Characteristics and genesis of high-porosity and low-permeability reservoirs in the Huangliu Formation of high temperature and high pressure zone in Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2): 288–296.
- [15] 朱筱敏, 米立军, 钟大康, 等. 济阳坳陷古近系成岩作用及其对储层质量的影响[J]. 古地纪学报, 2006, 8(3): 296–305.
- Zhu Xiaomin, Mi Liju, Zhong Dakang, et al. Paleogene diagenesis and its control on reservoir quality in Jiyang Depression[J]. Journal of Palaeogeography, 2006, 8(3): 296–305.
- [16] 魏巍, 朱筱敏, 谈明轩, 等. 查干凹陷下白垩统扇三角洲相储层特征及物性影响因素[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(3): 447–455.
- Wei Wei, Zhu Xiaomin, Tan Mingxuan, et al. Reservoir characteristics and influences on poroperm characteristics of the Lower Cretaceous fan-delta facies in Chagan Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(3): 447–455.
- [17] Worden R H, Burley S D. Sandstone diagenesis: The evolution of sand to stone[M] // Burley S D, Worden R H. Sandstone diagenesis: Recent and ancient. Reprint Series Volume 4 of the International Association of Sedimentologist. Oxford: Blackwell Science, 2003: 3–44.
- [18] 丁文龙, 王兴华, 胡秋嘉, 等. 致密砂岩储层裂缝研究进展[J]. 地球科学进展, 2015, 30(7): 737–750.
- Ding Wenlong, Wang Xinghua, Hu Qiuja, et al. Progress in tight sandstone reservoir fractures research[J]. Advances in Earth Science, 2015, 30(7): 737–750.
- [19] 李桂范, 李建平, 王根照, 等. 渤中坳陷青东凹陷古近系沙三下亚段构造-古地貌对沉积的控制[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(4): 425–430.
- Li Guifan, Li Jianping, Wang Genzhao, et al. Control of structure-paleogeomorphology on the deposition of the lower part of the third member of the Paleogene Shahejie Formation in the Qingdong Sag of the Bozhong Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(4): 425–430.
- [20] Bloch S, Lander R H, Bonnell L. Anomalous high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability[J]. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 2002, 86(2): 301–328.
- [21] 薛宗安, 赵玉宏, 吴义平, 等. 渤海湾盆地歧北斜坡沙河街组储层特征及形成机理[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 280–287.
- Xue Zong'an, Zhao Yuhong, Wu Yiping, et al. Characteristics and forming mechanisms of reservoirs in the Shahejie Formation of Qibei slope, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2): 280–287.
- [22] 常海亮, 郑荣才, 王强. 阿姆河盆地中-下侏罗统砂岩储层特征[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(6): 985–993.
- Chang Hailiang, Zheng Rongcai, Wang Qiang. Characteristics of Lower-Middle Jurassic sandstone reservoirs in Amu Darya Basin, Turkmenistan[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(6): 985–993.
- [23] 杨田, 操应长, 王艳忠, 等. 渤南洼陷沙四下亚段扇三角洲前缘优质储层成因[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2015, 40(12): 2067–2079.
- Yang Tian, Cao Yingchang, Wang Yanzhong, et al. Genesis of high-quality reservoirs of fan delta front in lower part of the fourth member of Shahejie Formation in Bonan subsag[J]. Earth Science(Journal of China University of Geosciences), 2015, 40(12): 2067–2079.

(编辑 张亚雄)