

渤海湾盆地歧北斜坡沙河街组储层特征及形成机理

薛宗安^{1,2},赵玉宏³,吴义平⁴,朱超⁵,许海龙⁴,边海光⁴

(1. 中国地质大学,北京 100083; 2. 中国石油 长城钻探工程有限公司,北京 100101; 3. 绿洲石油有限责任公司,北京 100011; 4. 中国石油 勘探开发研究院,北京 100083; 5. 中国石油 杭州地质研究院,浙江 杭州 310023)

摘要:利用普通薄片、铸体薄片、扫描电镜等实验数据,结合测井资料,分析了渤海湾盆地歧北斜坡沙河街组储层岩石成分、孔渗分布、孔隙结构及储层品质指数(*RQI*)等特征,探讨了储层形成机理。研究表明,沙河街组砂岩成熟度较低,孔隙类型多样,孔隙结构以Ⅳ类为主,孔喉为细-微小孔喉,以次生粒间孔为主,属于典型的低孔低渗储层。储层形成的主控因素有沉积作用、次生溶蚀作用及深部异常高压等。水道沉积环境控制储集岩的碎屑粒度、胶结物性质及含量、孔隙的孔喉半径和分选系数等,水道主体砂岩比侧缘砂体孔隙度高出3%~5%,且厚度较大,易形成良好的储集层。压实作用和胶结作用使原生孔隙消失殆尽,砂岩中长石等的溶蚀作用造成了次生孔隙的发育,为储集空间的主要贡献者。异常压力的发育抑制了压实作用,促进了溶蚀作用,起到了增加储层孔隙的作用。综合分析认为,重力流水道和扇三角洲前缘相带中的次生溶蚀发育带是储层发育的有利区带。

关键词:溶蚀作用;次生粒间孔;异常压力;低渗透储层;沙河街组;歧北斜坡;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics and forming mechanisms of reservoirs in the Shahejie Formation of Qibei slope, Bohai Bay Basin

Xue Zong'an^{1,2}, Zhao Yuhong³, Wu Yiping⁴, Zhu Chao⁵, Xu Hailong⁴, Bian Haiguang⁴

(1. China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. Geoscience Center of CNPC Greatwall Drilling Company, Beijing 100101, China; 3. AL-WAHA Petroleum Company Ltd., Beijing 100011, China; 4. CNPC Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China; 5. Hangzhou Research Institute of Geology, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang 310023, China)

Abstract: Experimental means, including ordinary slices, casting sections and electron microscope, were used to study samples from reservoirs in the Shahejie Formation of Qibei slope in Bohai Bay Basin. The results were then combined with logging data to analyze the features (lithological composition, porosity and permeability distribution, pore texture and reservoir quality index (*RQI*)) and forming mechanism of the reservoirs. The analyses show that the sandstone reservoirs in the formation are typical low-porosity and low-permeability reservoirs featuring in low maturity, various types of pores, Ⅳ type of pore structure, small-to micro-sized pore throat and secondary intergranular pores. The forming mechanisms of the reservoirs include sedimentation, secondary dissolution and deep overpressure. It also indicates that sedimentary setting of the channels controlled the particle size, cement properties and content, pore throat size and sorting coefficient of the reservoirs. Sandstone in the main channels offered better conditions for the forming of reservoirs as it is thicker and has a porosity of 3%–5% higher than that at the side edges. Primary pores in the reservoirs were almost killed during compaction and cementation, while dissolution of feldspar and other minerals created secondary pores and provided reservoir space. Overpressure in the reservoirs restrained compaction but boosted dissolution and enlarged reservoiring space. A comprehensive analysis of all the information suggests that secondary pore zones in gravity flow channels and fan delta fronts be the most favorable locations for reservoirs to develop.

Key words: dissolution, secondary intergranular pore, overpressure, low-permeability reservoir, Shahejie Formation, Qibei slope, Bohai Bay Basin

歧北斜坡位于渤海湾盆地黄骅坳陷歧口凹陷西北,东北部与板桥凹陷相连,西北毗邻沧县隆起(图1),勘探

总面积约450 km²。古近系沙河街组砂岩储层为研究区主要目的层,沉积厚度超过3 000 m,圈闭资源量

收稿日期:2014-07-31;修订日期:2015-01-20。

第一作者简介:薛宗安(1975—),男,博士研究生,含油气盆地分析。E-mail: xuezhongan@126.com。

通讯作者简介:吴义平(1973—),男,高级工程师,油气地质与勘探。E-mail: wuyiping01@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05001)。

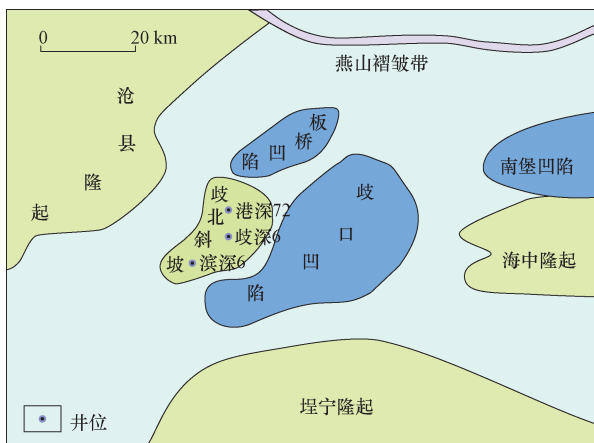


图1 渤海湾盆地歧北斜坡构造位置

Fig. 1 Map showing the tectonic location of Qibei slope, Bohai Bay Basin

可达 4.9×10^8 t, 研究区勘探潜力较大^[1]。前人对歧北斜坡沙河街组储层的物源和储层特征已做了大量的研究工作^[1-3], 认为受近源陡坡等因素影响, 早古新世时期歧北斜坡区沉积受北东燕山物源和沧县隆起局部物源控制, 在物源方向上沉积相带分布窄, 相带内沉积分异作用差, 砂岩成熟度较低, 泥质含量较高, 砂体具有类型多样的特点^[2]。然而对其优质储层形成主控因素的研究则相对较少, 为此本文充分利用岩心、铸体薄片以及物性分析等资料对研究区储层特征进行系统研究, 并从沉积作用、成岩改造以及异常高压3个方面探讨了储层的形成机理。

1 地质概况

歧北斜坡是渤海湾断陷盆地内连接沧县隆起与歧口凹陷的构造单元, 是盆地内外碎屑物源沉积形成的主要富砂地带。在中生代为一个西低东高的斜坡, 到了沙河街组三段(简称沙三段)沉积早期, 构造发生反转, 东部地区受断层分割形成挠曲坡折及板桥凹陷。在沙河街组二段(简称沙二段)、沙河街组一段(简称沙一段)及东营组沉积时期为长期继承性发育的斜坡构造。区内地质结构较简单, 大型断裂不发育。斜坡在中生界基底上依次沉积了古近系沙三段、沙二段、沙一段、东营组与新近系。因其紧邻生烃凹陷, 长期处于油气运移的优势路径中, 因此斜坡区也是岩性地层油气藏发育的主要场所。

2 储层岩石学特征

2.1 储层岩石类型

沙河街组储层岩石类型主要以长石砂岩和岩屑长石砂岩为主。统计了15口井179个样品, 石英在碎屑成分中的平均含量为27%~34%, 长石在碎屑成分中

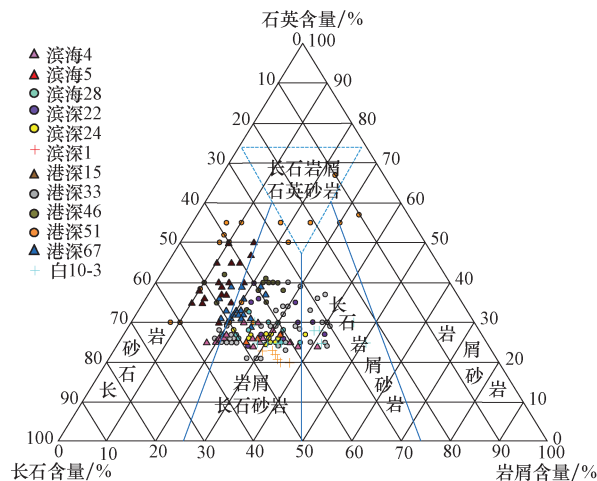


图2 歧北斜坡沙河街组砂岩成分

Fig. 2 Composition triangle of sandstone in the Shahejie Formation, Qibei slope

的平均含量为36%~50%, 岩屑在碎屑成分中的平均含量为17%~30%(图2)。砂岩成分成熟度较低, 表现为长石含量高, 岩屑相对含量较高。岩屑类型比较多, 以中酸性喷出岩屑为主, 占岩屑总量的70%以上, 其次有变质岩岩屑和沉积岩岩屑等。岩石颗粒中胶结物平均含量为10.2%, 主要以泥质和碳酸盐胶结物为主, 包括前期泥晶碳酸盐和晚期自生方解石、交代白云石及方解石等。泥质胶结物平均含量为3.9%, 碳酸盐胶结物平均含量为4%。颗粒之间大多数为镶嵌-接触、接触-孔隙式胶结, 接触关系为线或长线接触, 深部出现凹凸接触, 表明成岩压实作用强烈。

2.2 储层物性特征

歧北斜坡沙河街组埋深大约在3 000~4 900 m, 565个储层分析样品表明, 受地层压实作用影响, 孔隙度和渗透率总体上随深度增加呈减小的趋势。原生孔隙极少, 几乎全部为次生孔隙, 从埋深3 600~4 200 m井段可以看出局部有孔渗条件比上部地层变好的特征。沙河街组储层孔隙度变化较大, 一般为5.28%~14.64%, 平均为8.62%, 渗透率一般为 $(0.5 \sim 36) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $5.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。从频率分布上看, 沙河街组孔隙度主要分布在5%~15%, 其中孔隙度在5%~10%的储层达到41.3%。储层渗透率大部分小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其中渗透率小于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 样品达到53.4%(图3)。根据国内外对储层的划分标准^[4], 沙河街组砂岩属于典型的低孔低渗储层。

观察12口井55个样品的扫描电镜及铸体薄片, 发现大港歧北斜坡区沙河街组碎屑岩储层中孔隙比较发育。但孔隙类型多样, 以次生粒间孔为主, 其比例为82%, 主要发育于细砂岩中; 孔隙形态不规则, 孔径大小为25~135 μm , 溶蚀作用多发生在胶结疏松处, 为

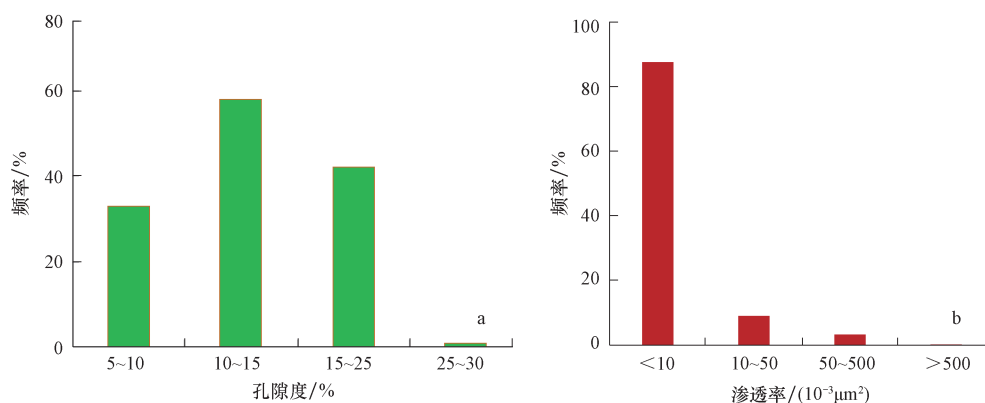


图3 歧北斜坡沙河街组砂岩物性直方图

Fig. 3 Histogram showing the physical properties of sandstone in the Shahejie Formation, Qibei slope

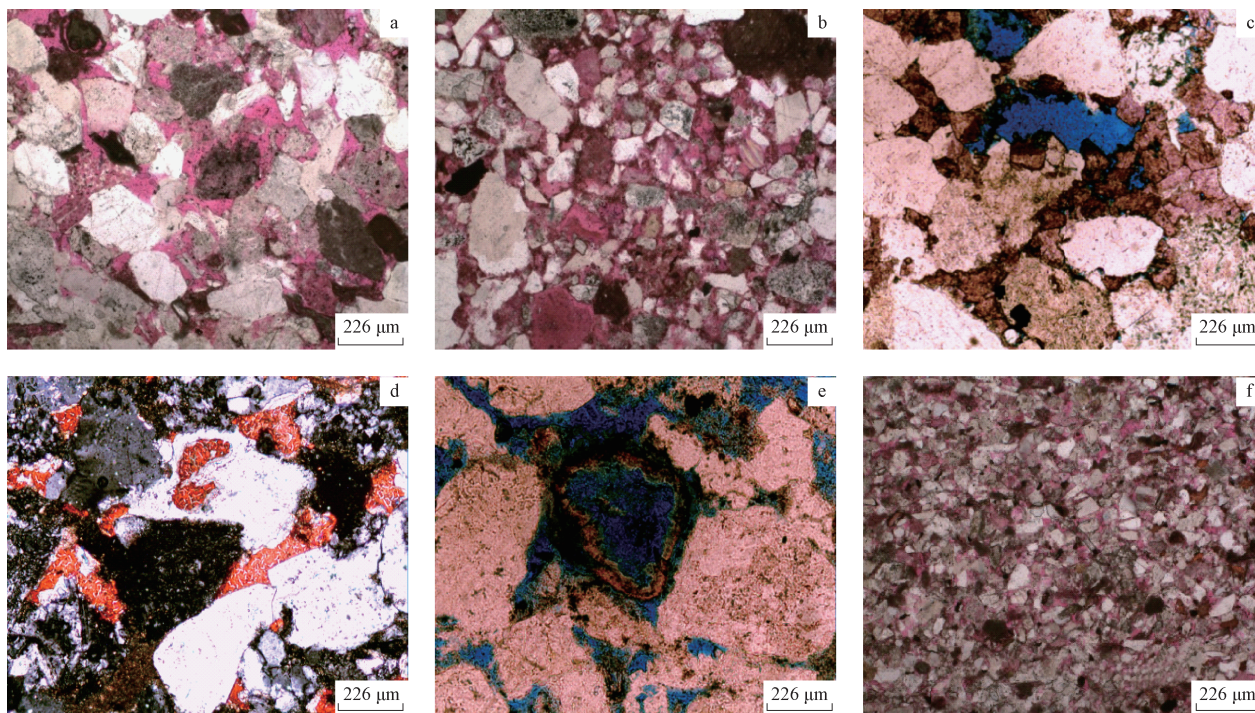


图4 歧北斜坡沙河街组砂岩扫描电镜及铸体薄片显微照片

Fig. 4 SEM images and casting thin section micro photos of sandstone in the Shahejie Formation, Qibei slope

a. 港深59井,埋深3 948.7 m, Es²,次生粒间孔发育,溶蚀多发生在胶结疏松处;b. 港深43井,埋深3 194.95 m, Es³,次生粒间孔发育,溶蚀多发生在胶结疏松处;c. 滨海22井,埋深4 616.0 m, Es²,方解石胶结物溶蚀孔;d. 滨海22井,埋深4 616.0 m, Es¹,选择性溶蚀形成的粒内孔,碎屑颗粒中的易溶碳酸盐岩胶结物被溶蚀后的孔隙空间;e. 滨海5井,埋深3 786.0 m, Es¹,铸模孔,主要是颗粒内的碳酸盐岩胶结物被完全溶蚀后留下的残留碎屑颗粒;f. 港深56井,埋深3 199.3 m, Es²,残存的微量原生孔,赋存于颗粒之间,呈线状分布

储集空间的主要贡献者(图4a—c)。粒内溶孔比例为13%(图4c),主要发育于方解石交代较弱的细砂岩中,其溶蚀矿物主要为碎屑长石内部溶解形成,孔径大小为20~65 μm(图4d)。铸模孔比例为4%(图4e),原生孔隙仅为1%~3%(图4f)。

2.3 储层孔隙结构及分类

孔隙结构是指岩石所具有的孔隙和喉道的几何形状、大小、分布及其相互连通的关系^[5]。根据沙河街组储层样品的压汞资料进行孔隙结构分析,采用储层品质系数对孔隙结构进行分类,定义储层品质指数(RQI):

$$RQI = \sqrt{\frac{K}{\Phi_e}} \quad (1)$$

式中: K ——渗透率,10⁻³ μm²;

Φ_e ——有效孔隙度,%。

利用歧北斜坡区23口井的69块沙河街组岩样的物性数据,计算得到每块样品的储层品质指数 RQI ,然后进行统计,得到各类储集层的储层品质指数的变化范围(表1)。

1) I类孔隙结构毛管压力曲线为粗歪度,分选较好类型, $RQI > 4$,曲线偏向坐标轴的左下方(图5a)。其排驱压力低,一般低于0.06 MPa,饱和度中值压力

表1 歧北斜坡沙河街组储层分类
Table 1 Classification of reservoirs in the Shahejie Formation, Qibei slope

孔隙结构类型	储层评价	样品个数	储层品质指数(RQI)		
			最大值	最小值	判定标准
I类	中高孔-高渗	2	5.09	4.21	>4
II类	中高孔-中渗	5	2.11	1.62	$1.6\sim4$
III类	中低孔-低渗	18	1.37	0.72	$0.7\sim1.6$
IV类	中低孔-特低渗	44	0.69	0.03	≤ 0.7

也较低,说明孔隙结构较好,在较低压力下就能大量进汞。饱和度中值喉道半径和最大连通孔隙半径均较大,最大进汞饱和度分布在70%~85%,平均在75%以上。平均孔喉半径在7~12 μm。该类型的毛管压力曲线代表了粗孔大喉或粗孔中喉类型,此类样品在歧北斜坡沙河街组储层中极少,大约占1%~2%。

2) II类孔隙结构毛管压力曲线为中等歪度,分选中等类型, $1.6 < RQI \leq 4$, 曲线多位于对角线方向(图5b)。最大进汞饱和度比较分散,多分布在50%~85%,平均在70%以上。排驱压力在0.07~0.10 MPa。该类曲线代表了粗-细孔、中-小喉类型,在歧北斜坡沙河街组储层中占到了9%左右。

3) III类孔隙结构毛管压力曲线与II类曲线相比略偏离对角线且位于右上方(图5c)。 $0.7 < RQI \leq$

1.6,反映分选差,略细歪度,各类孔隙结构特征参数较II类也差一些,最大进汞饱和度多在65%~75%,排驱压力在0.10~0.50 MPa。该类曲线代表的孔隙结构主要为中-细孔小喉类型,在歧北斜坡沙河街组储层中占到了30%左右。

4) IV类孔隙结构毛管压力曲线位于偏右上角较高位置(图5d)。 $RQI \leq 0.7$, 特点是具有较高的排驱压力和饱和度中值压力,其各项孔隙结构特征参数差,最大进汞饱和度一般小于80%,很多低于60%。排驱压力大于0.50 MPa。该类曲线代表的孔隙结构主要为细-微孔小喉类型,孔隙结构较差,在歧北斜坡沙河街组储层中普遍存在,大约占60%。

3 储层形成机理

3.1 沉积作用

沉积作用控制了储层的原始物质组成,包括储层厚度、规模、空间分布等,还决定了储层的岩石成分(碎屑成分和胶结物)、粒度、岩石结构、构造和成熟度等,同时控制着原生孔隙的发育^[6]。歧口凹陷沙河街期是盆地发育最鼎盛的时期^[7],短而坡度大的河流(主要

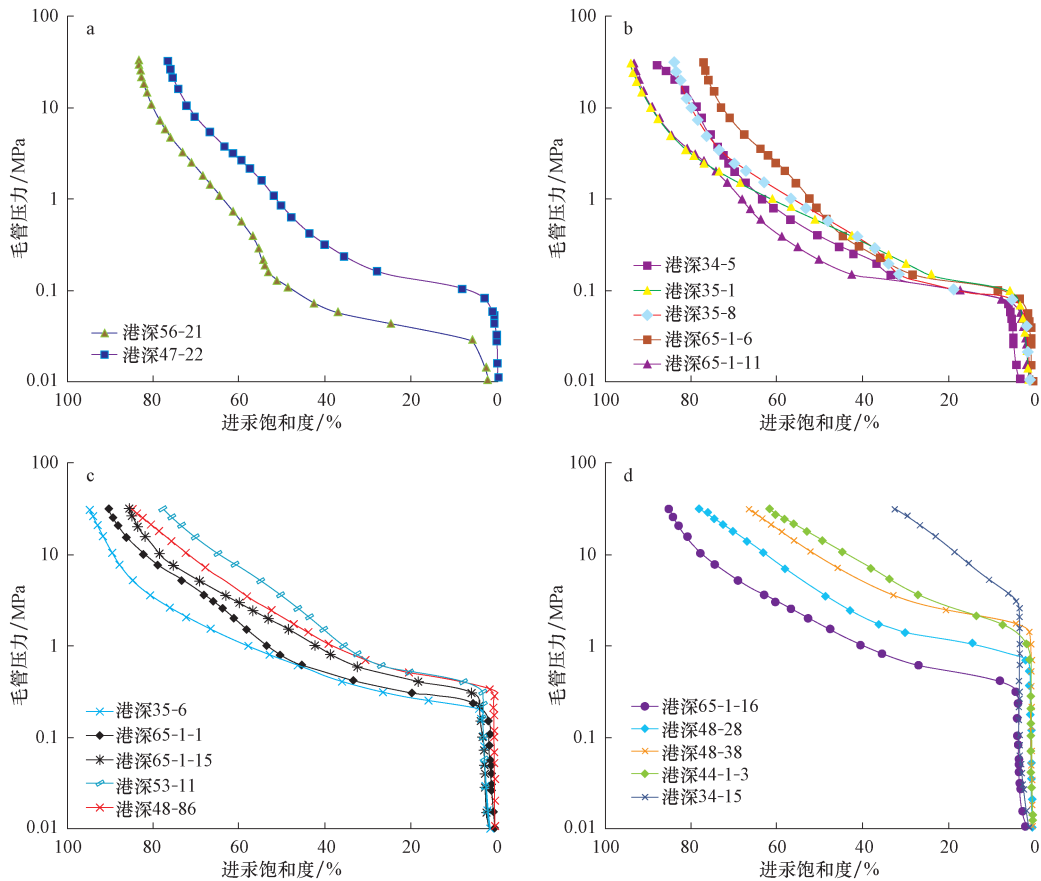


图5 歧北斜坡沙河街组砂岩孔隙结构类型

Fig. 5 Pore structure types of sandstone in the Shahejie Formation, Qibei slope
a. $RQI > 4$; b. $1.6 < RQI \leq 4$; c. $0.7 < RQI \leq 1.6$; d. $RQI \leq 0.7$

是辫状河)从附近的物源区流出,携带大量的粗粒沉积物在湖盆边缘快速堆积形成扇三角洲^[8]。砂体展布首先受控于砂体发育的沉积环境^[9]。从沉积相上看,在歧北斜坡沙河街组扇三角洲前缘亚相和扇三角洲外侧的重力流水道中原生粒间孔隙较发育,水道主体砂岩物性较好,比水道侧缘砂体孔隙度大约高 3%~5%,易形成良好的储集层。另一方面,因为相带主体砂体的厚度大(75 m),在成岩过程中自生矿物的来源受到限制^[10],胶结作用较弱,岩石成分又以刚性颗粒为主,抵抗压实作用的能力较强,因而有利于原生孔隙的保存,原生孔隙的存在也为后期溶蚀作用的发生提供了通道和空间,有利于后期次生孔隙的发育^[11-12]。统计表明,砂岩的沉积类型对储层的质量有一定的控制作用。扇三角洲前缘储层物性分流河道好于河口砂坝,单层砂体厚度对物性影响也较大;重力流水道主体好于分支(表 2)。

沉积水体对储层物性的影响主要体现在对其岩石结构的控制,包括粒度、胶结物性质及含量、孔隙的孔喉半径和分选系数等参数。港深 72 井 89 个岩心样品的分析结果表明(图 6),在扇三角洲前缘的分流河道和河口砂坝以及重力流主水道中孔喉半径可以达到 8~10 μm,最高为 24 μm,主水道的孔喉半径略大于支流水道。粒度中值在 0.16~0.20 μm。碳酸盐胶结物含量可达 9%,最高可达 17%,有利于后期溶蚀作用的进行。

3.2 成岩作用

歧北斜坡沙河街组的埋深大约在 3 000~4 900 m,古地温 110~150 ℃,根据碎屑岩储层成岩阶段划分标准^[13],成岩阶段划分为晚成岩 A₁、A₂ 和 B 三个亚期。机械压实作用和胶结作用控制着储层的早期成岩,成为主要的破坏性成岩作用。砂岩中长石和岩屑等

表 2 歧北斜坡区沙河街组沉积相类型
Table 2 Sedimentary facies types in the Shahejie Formation, Qibei slope

井号	深度/m	孔隙度/%			渗透率/(10 ⁻³ μm ²)			沉积微相	样品个数
		最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值		
港深 72 井	3 941~3 945	16.6	5.8	13.5	1.34	0.06	0.74	重力流分支水道	18
	3 956~3 970	20.6	11.9	18.9	9.45	0.65	3.11	扇三角洲前缘水下分流河道	29
	3 972~3 977	20.2	15.1	18.5	4.32	0.34	2.73	扇三角洲前缘河口砂坝	32
歧深 6 井	4 044~4 054	20.5	12.4	17.4	14.91	0.12	4.64	重力流主水道	24
	4 530~4 537	10.7	3.5	7.1	0.20	0.09	0.12	重力流分支水道	26
滨深 6 井	3 557~3 570	16.5	8.0	13.6	0.44	0.21	0.29	重力流主水道	11

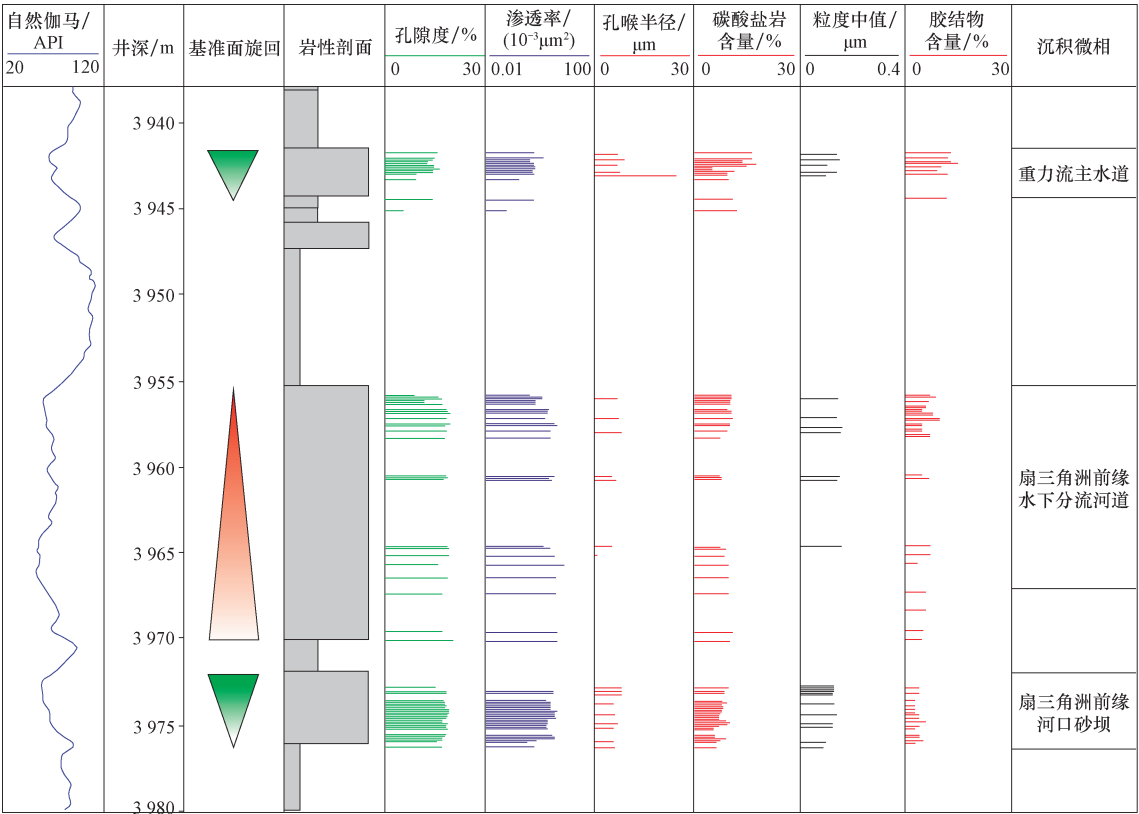


图 6 歧北斜坡港深 72 井沙河街组沉积微相及物性分布
Fig. 6 Sedimentary microfacies and physical properties in well Gangshen-72 in the Shahejie Formation, Qibei slope

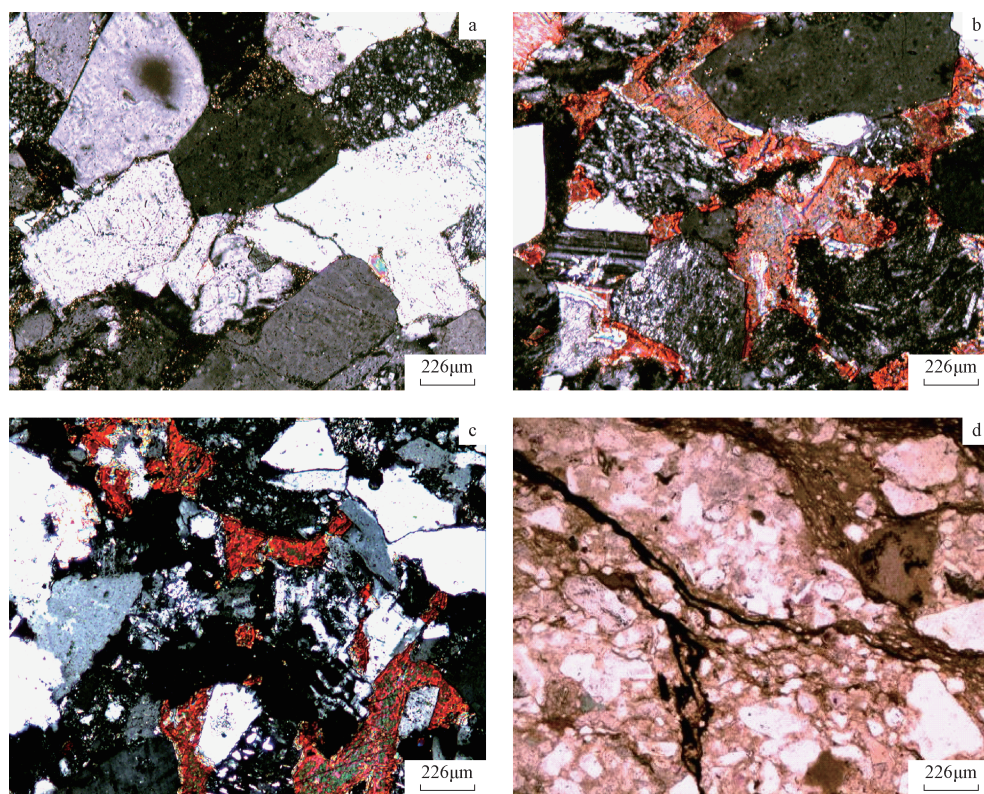
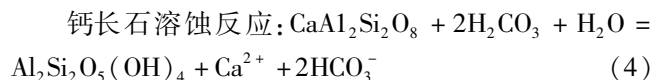
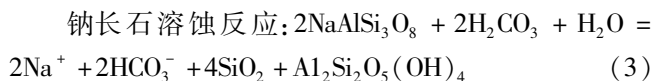
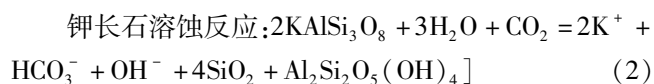


图7 歧北斜坡沙河街组铸体薄片显微照片

Fig. 7 Casting thin section microphotos of samples from the Shahejie Formation, Qibei slope

- a. 滨深22井, 4 093.2 m, Es¹, 压实作用造成的颗粒长线接触; b. 滨深22井, 4 085.0 m, Es¹, 亮晶方解石胶结结构;
c. 滨海28井, 4 178.4 m, Es¹, 长石、方解石的次生溶蚀孔隙; d. 滨海28井, 4 189.0 m, Es¹, 成岩期形成的微裂缝

柔性颗粒接触紧密(图7a,b),岩石密度增大,原生孔隙呈线性减少^[14],但适量的石英等刚性颗粒会形成抗压骨架,抑制原生孔隙的进一步损失^[15-16]。溶蚀作用成为主要的建设性成岩作用,砂岩中次生孔隙异常发育(图7c),占总孔隙的90%以上,成为主要的有效储集空间。研究区沙河街组的长石溶蚀是次生孔隙发育的主要贡献因素,长石包括钾长石和斜长石,钾长石的含量占50%左右,统计显示钾长石含量高的层段,孔渗发育较好。长石在层间水携带的有机质演化产生的有机酸和CO₂的作用下,会发生如下的化学反应:



根据溶蚀前后固体矿物的总体积之差估算^[17],钾长石溶蚀后形成的次生孔隙会达到11.91%;钠长石可以达到5.08%;钙长石仅0.72%。岩石溶解作用除在深度3 500 m以上的早成岩期和晚成岩A₁亚期发生一次外,在深层的晚成岩A₂和B亚期再次发生,发育次生孔隙。另外,成岩期形成的构造微裂缝,既是有益的储集空间,也是油气运移的通道(图7d)。

歧北斜坡沙河街组的有机质处于成熟阶段,泥岩中粘土矿物以伊利石和伊蒙混层为主,高岭石逐渐消失,绿泥石含量较高,混层粘土已由部分有序转化为全部有序,混层中蒙脱石含量15%~35%。砂岩中粘土矿物主要为片状、丝状伊利石和绿泥石,尚见“书页”状高岭石,石英、长石加大进一步增强,呈中宽边加大,含铁方解石和铁白云石极发育。含铁方解石呈胶结、交代物形式出现,铁白云石呈菱形粒状分布于粒间或交代颗粒。粘土矿物脱出的层间水携带有机质演化生成的大量有机酸和CO₂进入原生残余孔隙,使得长石、早期碳酸盐胶结物及交代物、中酸性喷出岩屑遭受强烈溶解,从而形成次生孔隙发育带。统计显示,沙三段岩石样品孔隙以溶蚀孔为主的占53.1%,这些样品平均溶蚀率为42.1%,由此增加的孔隙度平均为14.0%(表3)。

3.3 异常高压

歧北斜坡区沙河街组由于泥岩欠压实作用、干酪根生烃排酸及粘土矿物相互转化等作用产生了异常高地层压力^[18],形成了一些有利的超压带储层,压力系数分布在1.3~1.5,这些超压带都发育在泥岩欠压实带内或附近位置^[19],形成异常压力封存箱(图8)。

表3 歧北斜坡区不同成岩阶段孔隙分布

Table 3 Pore distribution at different diagenetic stages of the Shahejie Formation, Qibei slope

成岩阶段		埋深/m	古地温/℃	R_o /%	伊/蒙混层比	孔隙度/%	次生孔隙比例/%
成岩期	亚段						
晚成岩	A ₁	3 000 ~ 3 500	99 ~ 110	0.50 ~ 0.64	40 ~ 45	18 ~ 20	70 ~ 95
	A ₂	3 500 ~ 4 750	110 ~ 152	0.68 ~ 1.26	20 ~ 30	14 ~ 18	85 ~ 95
	B	>4 750	>152	1.30 ~ 1.58	<20	6 ~ 15	>95

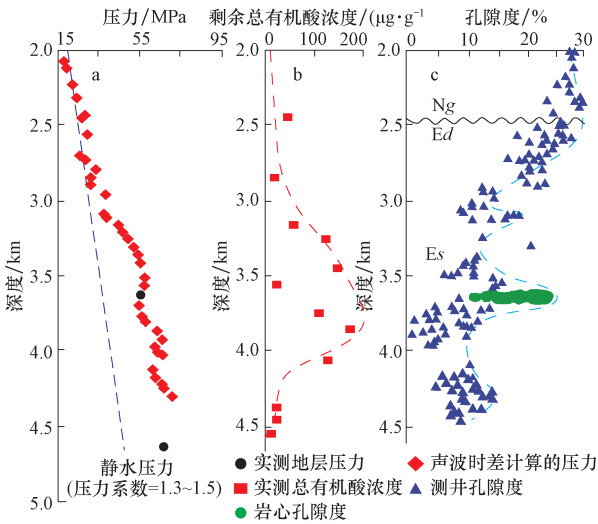


图8 异常压力、剩余有机酸和孔隙度关系

Fig. 8 Abnormal pressure and residual organic acid vs. porosity of the Shahejie Formation, Qibei slope

利用地层实际测压资料,结合声波时差测井资料,通过等效深度法求得地层某点的实际压力^[20]。沙河街组的过饱和和地层压力(地层某点实际压力值与该点静水压力值的差)与岩心物性(孔隙度及渗透率)的耦合关系可以看出,随着过饱和和地层压力的增大,孔渗呈逐渐增大的趋势(图9)。统计6口井73个样品点的数据,发现过饱和和地层压力和孔隙度大致呈幂函数的关系,和渗透率呈指数关系,相关性达均85%以上。

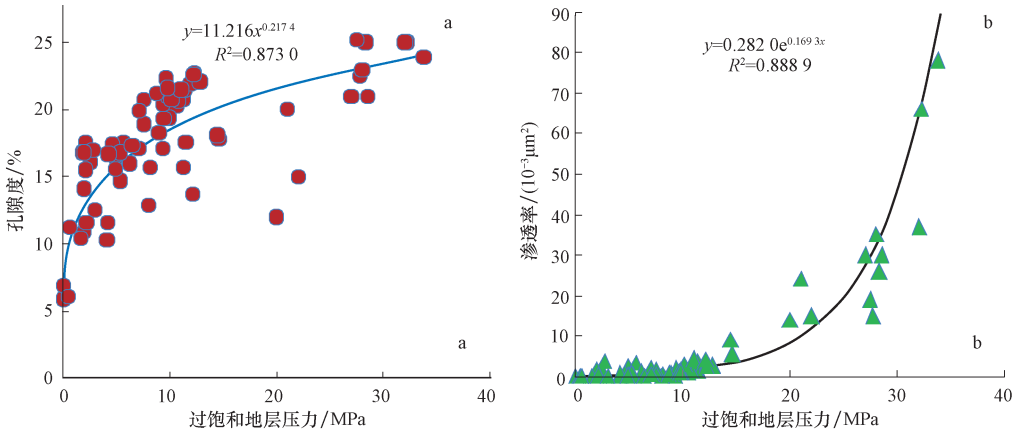


图9 歧北斜坡区沙河街组过饱和和地层压力与孔、渗的关系

Fig. 9 Supersaturated formation pressure vs. porosity & permeability of the Shahejie Formation, Qibei slope

研究表明,歧北斜坡区沙河街组压力封存箱形成于砂岩正常压实之前,储层异常高压作用对储集空间的优化主要表现在:①异常高压可以减缓压实,有效地保护已形成的原生孔隙;②异常高压可以促进溶蚀作用的进行。由于异常高压带为封闭或准封闭的温压和流体体系^[21],随着烃类的生成和粘土矿物的大量脱水,异常高压带地层内部流体急剧增加并受热膨胀,使得地层流体在温度和压力增加的同时,酸性组分释放出来并溶于孔隙水中形成酸性水介质^[22-23],导致各种可溶组分的溶解作用增强,这些可溶组分从横向和纵向流入砂岩孔隙空间^[24],从而产生大量的次生孔隙。因此,研究区深层异常高压带也常与高孔隙发育带相对应。

4 结论

- 1) 歧北斜坡沙河街组砂岩主要发育扇三角洲和重力流等沉积环境,发育以岩屑长石砂岩和长石砂岩为主的低孔、低渗储层,砂岩成份成熟度较低,孔喉类型为细-微孔小喉型,孔隙结构较差。
- 2) 歧北斜坡陡坡带附近的近源刚性颗粒抗压实作用能力较强,有利于原生孔隙度保存;高长石含量和高碳酸盐岩胶结物含量为后期的溶蚀作用奠定了物质基础,次生溶蚀孔隙成为储集空间的主要贡献者;在沙河街组泥岩欠压实带内或附近发育超压带,其压力系

数在 1.3 ~ 1.5, 异常压力带的发育抑制了压实作用的进行, 起到了保存地层孔隙的作用。

3) 沙河街组重力流水道和扇三角洲前缘形成了类型多样的储集砂体, 储集砂体的主体部分孔渗发育好, 是优质储集发育的有利相带。

参 考 文 献

- [1] 翟光明, 何文渊. 渤海湾盆地勘探策略探讨[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(6): 1-4.
Zhai Guangming, He Wenyuan. Discussions on exploration strategy in the Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(6): 1-4.
- [2] 郑茂凌, 游俊, 何东博. 渤海湾盆地与鄂尔多斯盆地陆相优质储层形成条件对比分析[J]. 现代地质, 2007, 21(2): 376-386.
Zheng Junmao, You Jun, He Dongbo. Comparison of control factors for high quality continental reservoirs between Bohai bay basin and Ordos basin[J]. Geoscience, 2007, 21(2): 376-386.
- [3] 蒲秀刚, 周立宏, 王文革, 等. 黄骅坳陷歧口凹陷斜坡区中深层碎屑岩储集层特征[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 36-48.
Pu Xiugang, Zhou Lihong, Wang Wenge, et al. Medium-deep clastic reservoirs in the slope area of Qikou sag, Huanghua depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 36-48.
- [4] 王允诚. 油气储层评价[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999.
Wang YunCheng. Oil & gas reservoir evaluation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.
- [5] 罗蛰潭, 王允诚. 油气储集层的孔隙结构[M]. 北京: 科学出版社, 1986.
Luo Zhetan, Wang Yuncheng. Pore structure of oil & gas reservoir[M]. Beijing: Science Press, 1986.
- [6] 胡明毅, 沈娇, 胡蝶. 西湖凹陷平湖构造带平湖组砂岩储层特征及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(2): 185-191.
Hu Mingyi, Shen Jiao, Hu Die. Reservoir characteristics and its main controlling factors of the Pinghu Formation in Pinghu structural belt, Xihu Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(2): 167-173.
- [7] 朱伟林, 王国纯, 周毅, 等. 渤海油气资源浅析[J]. 石油学报, 2000, 21(3): 1-7.
Zhu Weilin, Wang Guochun, Zhou Yi, et al. Potential of petroleum resources in the offshore of Bohai bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(3): 1-7.
- [8] 朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
Zhu Xiaomin. Sedimentology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [9] 鲍志东, 赵立新, 王勇, 等. 断陷湖盆储集砂体发育的主控因素[J]. 现代地质, 2009, 23(4): 676-681.
Bao Zhidong, Zhao Lixin, Wang Yong, et al. The main control factors of sandbody reservoir development in rift-subsidence lake basin[J]. GeoScience, 2009, 23(4): 676-681.
- [10] Marinus E, Donselaar, Irina Overeem. Connectivity of fluvial point-bar deposits: An example from the Micene Huesca fluvial fan, Ebro Basin[J]. Spain. AAPG Bulletin, 2008, 92(9): 1109-1129.
- [11] 钟大康, 朱筱敏, 王红军. 中国深层优质碎屑岩储层特征与形成机理分析[J]. 地球科学, 2008, 38(增刊 I): 11-18.
Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Wang Hongjun. Analysis of clastic reservoir characteristics and buildup mechanism in deep formation of China[J]. Earth Science, 2008, 38(Supplement I): 11-18.
- [12] 周勇, 纪友亮, 张善文, 等. 胶莱盆地莱阳凹陷莱阳组低渗透砂岩储层特征及物性控制因素[J]. 石油学报, 2011, 32(4): 611-619.
Zhou Yong, Ji Youliang, Zhang Shanwen, et al. Characteristics and controlling factors on physical properties of low-permeability sandstones of the Laiyang Formation in the Laiyang Sag, Jiaolai Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(4): 611-619.
- [13] SY/T 5477—2003, 碎屑岩成岩阶段划分[S]. 中华人民共和国石油天然气行业标准, 2003.
SY/T 5477—2003, Division of diagenetic stages in clastic rocks[S]. Oil and gas industry of the People's Republic of China, 2003.
- [14] Ehrenberg S N, Nadeau P H. A megascale view of reservoir quality in producing sandstones from the offshore Gulf of Mexico[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(2): 145-164.
- [15] Maryam A. Mousavi, Steven L, et al. Geometric models of porosity reduction by ductile grain compaction and cementation[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(12): 2129-2148.
- [16] 钟大康, 周立建, 孙海涛, 等. 储层岩石学特征对成岩作用及孔隙发育的影响——以鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组为例[J]. 石油与天然气地质, 2012, 22(6): 890-899.
Zhong Dakang, Zhou Lijian, Sun Haitao, et al. Influences of petrologic features on diagenesis and pore development: an example from the Triassic Yanchang Formation in Longdong area, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 22(6): 890-899.
- [17] 李汶国, 张晓鹏, 钟玉梅. 长石砂岩次生溶孔的形成机理[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(2): 220-223.
Li Wenguo, Zhang Xiaopeng, Zhong Yumei. Formation mechanism of secondary dissolved pores in arcose[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(2): 220-223.
- [18] 郝雪峰. 东营凹陷沙三、沙四段砂岩储层超压成因与演化[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(2): 167-173.
Hao Xuefeng. Overpressure genesis and evolution of sandstone reservoirs in the 3rd and 4th members of Shahejie Formation, the Dongying Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(2): 167-173.
- [19] 柳广弟, 王德强. 黄骅坳陷歧口凹陷深层异常压力特征[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(3): 22-24.
Liu Guangdi, Wang Deqiang. Abnormal pressure characteristics of deep formation in Qikou Sag, Huanghua Depression[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(3): 22-24.
- [20] 赵新民, 李国平, 王树寅, 等. 欠压实带与超压带的测井识别[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(1): 63-65.
Zhao Xinmin, Li Guoping, Wang Shuyin. Logging identification of under compacted and overpressure zone[J]. Oil and Gas Geology, 2002, 23(1): 63-65.
- [21] Mark Wilkinson R, Stuart Haszeldine, Anthony E, et al. Hydrocarbon filling and leakage history of a deep geopressed sandstone, Fulmar Formation, United Kingdom, North Sea[J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(12): 1945-1961.
- [22] 陈纯芳, 赵澄林, 李会军. 板桥和歧北凹陷沙河街组深层碎屑岩储层物性特征及其影响因素[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2002, 26(1): 4-7.
Chen Chunfang, Zhao Chenglin, Li Huijun. Clastic reservoir physical characteristics and affecting factor of Shahejie deep formation in Banqiao and Qibei Sag[J]. Journal of China University of Petroleum (Nature Science Edition), 2002, 26(2): 4-7.
- [23] 张立新, 李军, 刘淑芝, 等. 试析歧北凹陷异常压力在深层油气藏成藏过程中的控制作用[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(5): 19-21.
Zhang Lixin, Li Jun, Liu Shuzhi, et al. The control of abnormal pressure on deep oil/gas pool formation Qibei sag[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(5): 19-21.
- [24] Mark Webster, Stephen O'Connor, Bitrus Pindar, et al. Overpressures in the Taranaki Basin: Distribution, causes, and implications for exploration[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(3): 339-370.

(编辑 董立)