

文章编号:1009-3850(2011)03-0059-06

大港油田孔南地区上石盒子组碎屑岩储层物性控制因素

祝新政¹, 李 勇¹, 丘东洲², 肖敦清³, 蒲秀刚³, 刘子藏³, 袁淑琴³,
段润梅³, 张 威¹, 张自力¹, 曹 兴¹, 王锦程¹, 鲍居彪⁴

(1. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程 国家重点实验室, 四川 成都 610059; 2. 成都地质矿产研究所, 四川 成都 610081; 3. 大港油田勘探开发研究院, 天津 300280; 4. 中国石油东方地球物理公司, 河北 涿州 072751)

摘要:通过对储层物性数据资料的分析和整理,研究了孔南地区上石盒子组碎屑岩储集层特征及其控制因素。结果表明:研究区上石盒子组碎屑岩储层为低孔低渗储层,渗透率与孔隙度呈正相关性。储层孔隙的连通性好,属于孔隙型储层。孔隙类型以次生粒间溶孔为特征。晚成岩期,岩屑、填隙物、长石颗粒以及高岭石发生溶蚀,产生了大量的次生孔隙,改善了储层物性。沉积条件、压实作用、胶结作用和溶蚀作用是控制储层性质的主要因素。

关键词:大港油田;上石盒子组;储层物性;碎屑岩储集层

中图分类号:TE122.2⁺22

文献标识码:A

近年来,浅层油气藏的勘探难度越来越大。由于古生界油气藏的勘探程度相对较低,因此,加强对古生界,特别是对上古生界的勘探显得尤为重要。千米桥大型凝析气藏和乌马营、孔西古生界原油气藏的发现,显示了黄骀拗陷古生界含油气系统是一个重要的勘探领域^[1]。大港油田孔南地区上石盒子组碎屑岩储集层是有望实现古生界找油突破的有利地区。

1 区域地质背景

孔南地区位于黄骀拗陷孔店凸起南部,探区面积为4700km²,东部以徐黑断裂为界,西起沧东大断层,南到吴桥凹陷,北以羊三木断层为界。主要包括沧东、南皮两大凹陷和6个二级构造带^[2-4]。上古生界从下向上分为本溪组、太原组、山西组、下石盒子组、上石盒子组和石千峰组。灰岩储层多为致

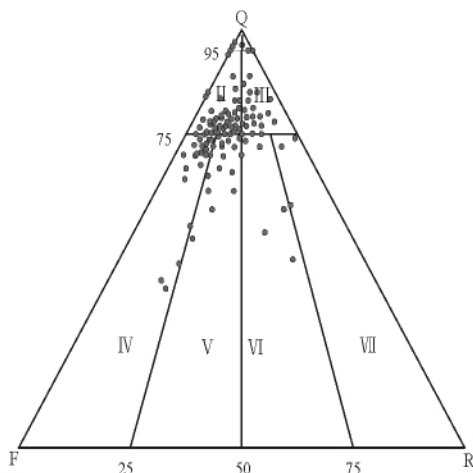


图1 碎屑岩类型三角分类图(109个样品)(据曾允孚等,1986)

Fig. 1 Triangular diagram of clastic rocks (109 pieces of sandstone samples in total) (after Zeng Yunfu et al., 1986)

收稿日期:2010-08-15; 改回日期:2010-09-04

作者简介:祝新政(1976—)男,硕士研究生,第四纪地质学专业。E-mail:1287767968@qq.com

资助项目:全国油气资源战略选区调查与评价国家专项(2009GYXQ17); 国家自然科学基金项目(40972083)

密的泥晶灰岩,全区砂岩广布,厚度巨大。研究区上古生界最主要的储层是碎屑岩储层。黄骠拗陷上古生界砂岩发育的层位主要为上石盒子和下石盒子组。上石盒子组在研究区分布广泛,岩性以暗紫色/黄绿色/灰绿色泥岩、砂质泥岩、泥质粉砂岩互层为主,夹灰白色/灰绿色石英砂岩、岩屑砂岩,顶部夹多层薄层或条带状凝灰岩^[2-6]。本文依据钻井岩心观察和常规物性、铸体薄片、扫描电镜等实

验方法对孔南地区上石盒子组碎屑岩储层进行了专题研究,目的在于为研究区上石盒子组有利储集带的评价、预测提供依据。

2 储层特征

2.1 岩石学特征

大港油田孔南地区上石盒子组碎屑岩储层以长石石英砂岩、岩屑石英砂岩和长石砂岩为主(图1)。

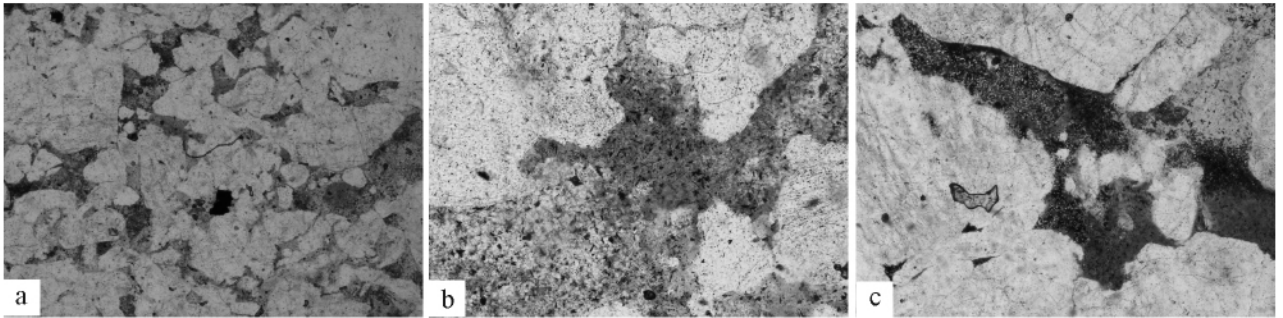


图2 孔隙类型及形态特征

a. 乌深1井,井深4859.60m,高岭石质石英砂岩,晶间孔隙(高岭石)发育,部分高岭石溶蚀形成粒间溶孔,岩石中发育破裂缝;b. 乌深1井,井深4859.85m,晶间孔及溶孔;c. 乌深1井,井深4859.85m,填隙物中灰泥大部分被溶蚀形成粒间孔,粒间孔隙发育

Fig. 2 Types and morphology of the pores in sandstone reservoirs

a. Secondary intergranular solution openings; b. intercrystal pores; c. Intergranular solution openings

石英含量主要集中在65%~78%之间,最高可达90%以上。长石含量为16%~24%,以钾长石为主,部分长石发生蚀变及泥化。岩屑含量较低,岩屑成份主要有片岩、千枚岩、变质砂岩、火山岩及泥岩成份。填隙物包括泥质、硅质、钙质及铁质等。泥质胶结物包括伊利石和高岭石,铁质胶结物主要为菱铁矿。砂岩中石英、长石粒径分布区间以0.03~0.5mm为主。碎屑岩结构成熟度中等,颗粒圆度主要为次棱角-次圆,分选中等。颗粒间的接触关系以点、点-线接触为主。胶结类型主要为孔隙-接触式胶结。

2.2 孔隙类型

研究区储层的原生孔隙分布局限,只有7%的样品残留有原生粒间孔。次生孔隙较发育,有53%的样品发育了次生孔隙。

1. 粒间孔隙

原生粒间孔多呈不规则形状或多角状,孔隙的边缘比较干净,常见有自生石英充填于孔隙中。该类孔隙主要见于上石盒子组石英砂岩及长石石英砂岩中,根据薄片鉴定结果显示,该类孔隙约占总孔隙的3%~5%。

2. 次生粒间溶孔

研究区岩石类型主要是形成于河流沉积环境中的石英砂岩。砂岩中的石英、长石和胶结物发生溶蚀形成粒间溶蚀孔。根据薄片观察可见石英边缘溶蚀痕迹明显,部分石英呈溶蚀残余状,个别的石英颗粒全部溶解。通过鉴定乌深1井的铸体薄片(图2a),其粒间孔约占6%~10%,此类孔隙对研究区的储层物性条件具有重要的改善作用。

3. 颗粒溶孔

由石英、长石、岩屑等碎屑组分溶蚀而成,多以成熟度较高的长石石英砂岩和岩屑石英砂岩中的石英和长石颗粒内的溶蚀形成的颗粒溶孔为主,长石常沿解理缝溶解,形成网状、条状等溶孔。石英和长石被溶蚀后边缘呈港湾状,颗粒内部溶蚀成蜂窝状或骨架状。虽然这类孔隙可以改善储层的物性,但连通性不好。

4. 晶间微孔

常见于石英砂岩及岩屑长石砂岩,镜下观察经常可见结晶程度高的高岭石等粘土矿物充填于孔隙间,这些粘土矿物晶体之间发育5~10 μ m的微孔隙(图2b)。在石英砂岩中的填隙物主要为高岭石,

晶间孔的含量约占3% ~ 4% ,对储层物性具有一定的改善作用。

5. 大孔隙与裂缝

砂岩受到强烈的溶解作用 ,长石、岩屑及其周围的碳酸盐胶结物等同时被溶解掉 ,形成超大孔隙 ,孔径一般1mm左右。另外 ,岩心观察常见被压碎的碎屑颗粒经碳酸盐充填后又溶蚀产生的次生裂隙。裂隙宽度一般为0.1 ~ 0.5mm ,占总孔隙的1% 左右。

2.3 孔隙结构

通过对压汞数据进行统计分析发现 ,孔南地区上石盒子组排驱压力低 ,为0.012 ~ 1.573MPa ,均值为1.32MPa。中值压力低 ,为0.068 ~ 1.92MPa ,均值为1.93MPa。中值孔喉半径为0.01 ~ 2.057 μm ,因此本区碎屑岩连通性是以中细喉为主。女58井

(图3)的毛管压力曲线有一宽阔的平台 ,说明喉道分选相对较好。喉道半径区间绝大部分集中在0.1 ~ 1.6 μm 之间。初始进汞压力值很低 ,反映了微裂隙发育。

2.4 孔渗性特征

对研究区储层物性资料进行统计分析发现(图4) ,孔隙度为0.1% ~ 21.53% ,平均为10.03% ,主要集中在4% ~ 15% 之间。渗透率主要分布区间为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 17.92 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $5.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔低渗储层。渗透率与孔隙度相关性强 ,随着孔隙度的增加 ,渗透率也相应提高(图5) 。孔隙度与渗透率的相关曲线方程为 $y = 0.0808e^{0.38x}$,表明孔南地区上石盒子组为孔隙型储层 ,储层孔隙的连通性好 ,渗透率随孔隙度的变好越

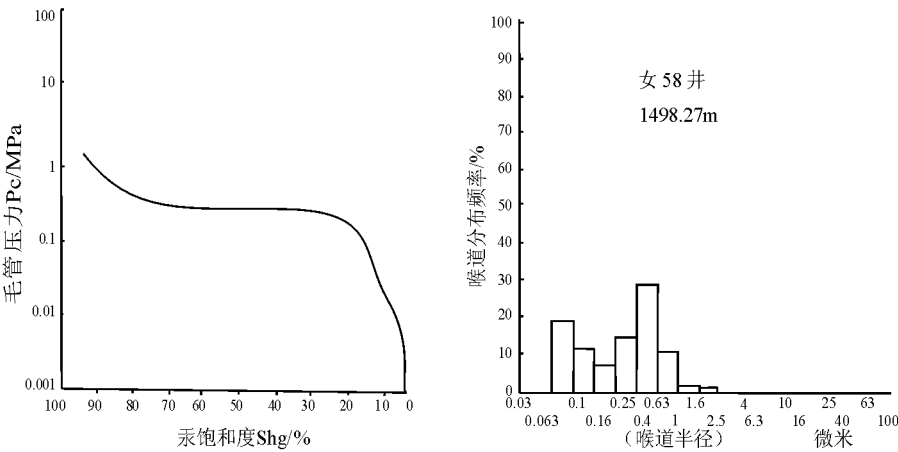


图3 孔南地区上石盒子组典型毛管压力曲线与喉道分布频率

Fig. 3 Representative capillary pressure curves and distribution frequency of throats in the Upper Shihezi Formation , southern Kongdian

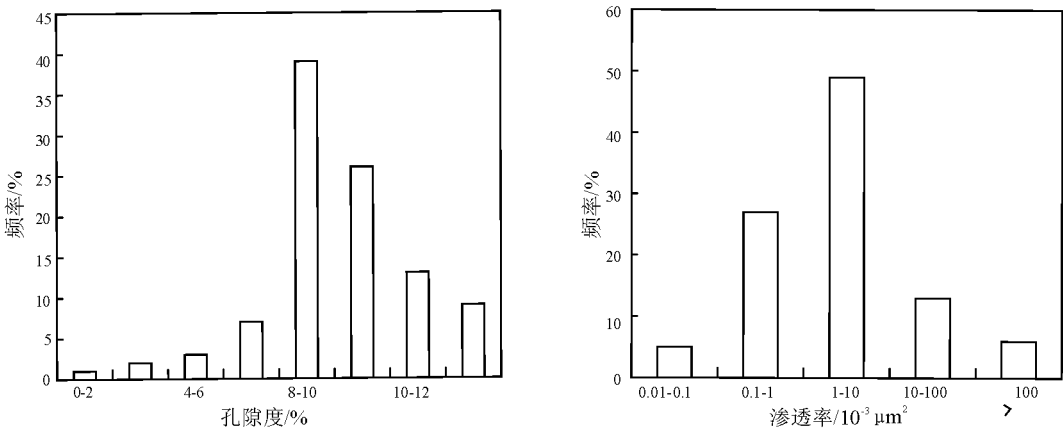


图4 研究区孔渗直方图

Fig. 4 Histograms of the porosity and permeability in the study area

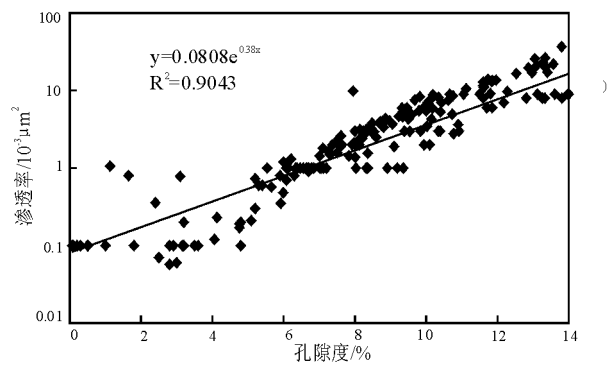


图5 孔隙度-渗透率相关图

Fig.5 Correlation between porosity and permeability in the study area

来越好,孔隙的发育程度控制着渗透率的变化。

3 储层影响因素

通过研究分析发现,沉积环境和成岩作用是控制孔南地区上石盒子组碎屑岩储层性质的主要因

素。

3.1 沉积环境

沉积环境是影响储层非均质性的重要因素。沉积环境对储层的影响,最主要的还是反映在不同相带储集性有较大差别,这是由于不同相带岩石组分结构变化较大,从而对其储集性的影响更为明显^[6,7]。

沉积微相对储层类型的控制实质上是对砂体类型的控制。沉积微相控制着砂体的展布,砂体的分布差异又使孔隙度、渗透率等参数表现出不同的特点^[8]。孔南地区上石盒子组主要发育河流相沉积^[9],主要的砂体类型为河道砂体、河漫砂体,从统计分析可以看出(表1),孔隙度与渗透率受沉积相带控制比较明显,河道砂体和边滩砂体的孔隙度及渗透率值均好于其它沉积微相内砂体,是储集物性最好的储层,为有利的勘探区。

表1 孔南地区上石盒子组不同沉积微相内砂岩储层的物性特征

Table 1 Physical parameters of the sandstone reservoirs from individual sedimentary microfacies in the Upper Shihezi Formation, southern Kongdian

沉积相	孔隙度/%				渗透率 10 ⁻³ μm ²			
	最小值	最大值	平均值	样品数	最小值	最大值	平均值	样品数
河道	0.56	21.53	11.3	47	<0.01	17.92	6.31	42
边滩	0.21	16.24	10.6	26	<0.01	16.76	6.85	17
天然堤	0.12	6.21	5.9	18	<0.01	3.21	0.46	12
河漫滩	0.08	7.13	6.3	12	<0.01	4.23	0.39	10

3.2 成岩作用

沉积环境和沉积相控制着储集砂体的类型,而后期的成岩作用则控制着主要的储集空间,

1. 压实-压溶作用

根据岩心薄片观察,粒间压实作用对砂岩的孔隙度和渗透率演变产生了较大的影响。本区砂岩中压溶作用并不强烈,仅在粘土杂基较少的砂岩中才发育,主要表现为石英颗粒间呈缝合线接触关系。压溶作用使得砂岩颗粒间的排列更加紧密,随着深度的增加,压溶作用表现明显,使得砂岩储层物性进一步地降低。

2. 胶结作用

根据岩心薄片观察,本区氧化硅胶结物以石英最为常见,主要呈次生加大形式出现。成岩早期阶段,由于发生次生加大的石英碎屑颗粒数量少,加大边薄且不规则。晚成岩阶段,石英碎屑普遍发生次生加大,部分次生加大石英边之间成缝合状接

触。方解石充填孔隙或交代颗粒,常交代颗粒形成残晶,多呈亮晶、连晶结构。粘土矿物胶结物包括高岭石、伊利石和少量绿泥石,充填于粒间孔或粒内孔。少量的泥质后期重结晶为伊利石也是导致储层渗透率降低的一个重要因素。

3. 溶蚀作用

溶蚀作用从沉积物沉积时就已开始,形成的大量次生孔隙使储层孔隙结构得到明显的改善,扩大了储集空间。通过岩心及薄片观察可见,由于溶蚀作用强烈,部分样品次生孔隙发育,使储集层质量得到极大改善。碎屑组分中主要是泥岩岩屑、板岩岩屑和长石组分被溶蚀,观察可见溶蚀残余长石组分,溶蚀严重的呈残骸状或粒模孔;填隙物中被溶蚀的主要是泥质杂基。高岭石含量一般为0%~15%,平均含量为2.03%,由高岭石溶蚀形成的粒间孔隙发育。在乌深1井上石盒子组的高岭石质石英砂岩中,晶间孔隙(高岭石)发育,占6%,部分高岭

石溶蚀形成粒间孔(7%),岩石中发育破裂缝(2%),面孔率为13%(图3a),高岭石溶蚀后使得粒间孔隙连通性较好。由溶蚀作用产生的大量次生孔隙在该地区具有重要的意义。

3.3 成岩作用对储层性质的影响

孔南地区上石盒子组碎屑岩优质储层基本上形成于晚成岩阶段A期,该成岩期主要特征是石英的次生加大以及石英和长石的溶蚀; R_o 值大致在0.56%~2.09%之间,粘土矿物I/S中的蒙皂石层含量大约在26%~51%之间。自生矿物主要有自生石英、高岭石、白云石、伊利石和绿泥石,溶蚀作用和胶结作用同时发生,岩屑、长石的溶解作用强,原生粒间孔比例减少,次生孔隙比例增加。深层的碳酸是由有机质在热演化过程中脱羟基作用后生成的二氧化碳与间隙水作用而形成,当这些酸性水与砂岩接触时就可溶解其中的碳酸盐矿物及其基质而形成溶蚀孔隙^[5]。这一时期有机质处于高成熟阶段,干酪根的热降解产生了大量的二氧化碳和低碳脂肪酸,使得溶蚀作用变得更加强烈,产生了大量的次生孔隙,改善了储层物性。

4 结 论

(1) 研究区上石盒子组有利碎屑岩储集层主要为河流相沉积,以长石石英砂岩、岩屑石英砂岩和岩屑长石砂岩为主,成分成熟度中等到差,结构成熟度中等。

(2) 成岩作用对储层物性的影响主要表现为早成岩B期的胶结作用和晚成岩A期的溶蚀作用,其中影响储层性质的最主要因素为碳酸盐胶结、自生粘土矿物和石英次生加大,碳酸盐胶结物主要为方

解石。

(3) 孔南地区上石盒子组碎屑岩为低孔低渗储层,渗透率与孔隙度呈正相关性;储层孔隙的连通性好,属于孔隙型储层;孔隙类型以次生粒间溶孔发育为特征,次为原生粒间孔、次生粒间溶孔、粒内溶孔和裂隙;晚成岩期岩屑、填隙物、长石颗粒以及高岭石发生溶蚀作用,产生了大量的次生孔隙,对储层物性的改善具有重要意义。

参考文献:

- [1] 王兆云,程克明.黄骅坳陷孔西潜山下古生界原油[J].石油勘探与开发,1997,24(3):1-4.
- [2] 孟庆任,王战,王翔,等.新生代黄骅坳陷构造伸展、沉积作用和岩浆活动[J].地质论评,1993,39(6):535-547.
- [3] 周立宏,李勇.陆相断陷盆地缓坡带沉积体系与成藏动力学—以黄骅坳陷为例.科学出版社,2009:10-12.
- [4] 大港油田石油地质志编辑委员会.中国石油地质志(卷四)[M].大港油田.北京:石油工业出版社,1991.
- [5] 翟光明,高维亮,吴少华,等.中国石油地质志(卷一)[M].北京:石油工业出版社,1996:41-57.
- [6] 郑浚茂,吴仁龙.黄骅坳陷砂岩储层的成岩作用与孔隙分带性[J].油与天然气地质,1996,17(4):272-274.
- [7] SCHORER M. Parameters influencing porosity in sandstones: a model for sandstone porosity prediction[J]. AAPG Bull., 1987, 71:485-491.
- [8] 刘家铎等.东营通61断块沙河街组二段沉积微相特征及对油藏形成的控制作用[J].矿物岩石,1998,18(1):33-39.
- [9] 大港油田科技丛书编委会.第三系石油地质基础[M].北京:石油工业出版社,1999.
- [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):350-352.

Controlling factors of the clastic reservoirs in the Upper Shihezi Formation , southern Kongdian , Dagang Oil Field

ZHU Xin-zheng¹ , LI Yong¹ , QIU Dong-zhou² , XIAO Dun-qing³ , PU Xiu-gang³ , LIU Zi-cang³ , YUAN Shu-qin³ , DUAN Run-mei³ , ZHANG Wei¹ , ZHANG Zi-li¹ , CAO Xing¹ , WANG Jin-cheng¹ , BAO Ju-biao⁴

(1. *State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation , Chengdu University of Technology , Chengdu 610059 , Sichuan , China*; 2. *Chengdu Institute of Geology and Mineral Resources , Chengdu 610081 , Sichuan , China*; 3. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development , Dagang Oil Field , Tianjin 300280 , China*; 4. *Eastern Geophysical Corporation , PetroChina , Zhuozhou 072751 , Hebei , China*)

Abstract: The clastic reservoirs in the Upper Shihezi Formation , southern Kongdian , Dagang Oil Field are expected to be the favourable area for the Palaeozoic petroleum exploration. The present paper deals with the lithology and physical properties of the clastic reservoirs and their controlling factors on the basis of cores and cast thin sections , SEM , X-ray diffractational patterns and vitrinite reflectance. The clastic reservoirs in the Upper Shihezi Formation are made up of low-porosity and low-permeability reservoirs. There a positive correlation between the porosity and permeability. The clastic reservoirs are well connected , and assigned to the porosity-type reservoirs. The porosity type is dominated by secondary intergranular solution openings. During the late diagenesis , the dissolution of lithoclastics , interstitial material , feldspar grains and kaolinite brought about abundant secondary pores , and resulted in the improvement of the porosity and permeability of the clastic reservoirs. The major controlling factors include sedimentary facies , compaction , cementation and dissolution.

Key words: Dagang Oil Field; Upper Shihezi Formation; physical property; clastic reservoirs