

致密砂岩气储层有效性识别和定量评价 ——以鄂尔多斯盆地东南部上古生界山西组一段为例

秦波¹, 曹斌风², 周进松³, 张立宽², 雷裕红², 张振宇²

1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东青岛 266580

2. 中国科学院地质与地球物理研究所油气资源研究院重点实验室, 北京 100029

3. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 西安 710075

摘要 储层有效性识别和定量评价是制约致密砂岩油气勘探的关键难题。以鄂尔多斯盆地东南部上古生界山西组一段为研究对象,从储层非均质性研究入手,开展砂岩微观—岩芯—测井尺度的细致观测,将含气储层砂岩划分为三种主要的岩石相,其中贫塑性颗粒岩屑石英砂岩构成了物性和含气性相对较好的有效储集岩石。运用薄片和岩芯数据标定不同岩石相的常规测井响应,建立了基于主成分统计分析的有效储集岩石测井识别模型,认识了有效储层的空间分布规律。将储层有效性研究从微观尺度的岩石相描述拓展到宏观尺度的量化表征,实现了致密砂岩气有效储集空间分布的定量评价。

关键词 储层非均质性; 岩石相; 测井响应; 储层有效性评价; 致密砂岩气

第一作者简介 秦波,男,1994年出生,硕士研究生,储层地质及石油地质,E-mail: 945966160@qq.com

通信作者 曹斌风,男,博士后,E-mail: binfeng.cao@mail.iggcas.ac.cn

中图分类号 P618.13 **文献标志码** A

0 引言

近年来,随着勘探开发技术的迅速发展和广泛应用,我国致密砂岩气勘探开发在多个盆地多套层系中取得了重大进展,特别是以鄂尔多斯盆地苏里格和榆林、四川盆地合川和新场及塔里木盆地库车坳陷大北为代表的大气田的发现^[1-2]。致密砂岩气已成为我国天然气增储上产的重点领域。致密砂岩储层通常表现为整体上低—特低孔渗但仍存在物性较好的岩石,孔隙结构与成因复杂,成岩作用强且差异大,含油气非均质性强等特点^[3-6]。实际勘探发现,在致密背景下,物性和含气性相对好的有效储层的发育是天然气富集、高产的关键^[7-9]。因此,储层有效性识别和定量评价是致密砂岩气研究的关键科学问题之一,对实际勘探中“甜点”预测也具有重要意义。

受控于沉积、成岩及构造作用,致密砂岩储层具有很强的非均质性。在强非均质储层有效性评价中,划分岩相或岩石相进行对比研究,对全面地描述、表征储层,明确有效储集岩石的地质、岩石物理特征,指导有效勘探开发部署具有重要的意义^[10-17]。前人在认识有效储集岩石特征的基础上,多采用统计方法建立沉积环境和有效储层的相关判别模式,根据沉积砂

体展布推导出有效储层的空间分布规律^[18-20]。然而即使同一沉积砂体,成岩作用与演化过程、物性与孔隙结构特征也不尽相同,因而不能较好的解决强非均质储层有效性评价的问题。在实际勘探中,由于钻井取芯往往很有限,将储层非均质性研究由点拓展到面,需要借助测井资料建立有效储集岩石的测井识别模型^[12-15,21]。基于大量单井的解释和对比,认识有效储层的空间分布,同时选择合适的定量参数表征储层有效性,目前国内外在该方面研究鲜少^[12]。

鄂尔多斯盆地东南部上古生界致密砂岩气勘探前景广阔^[22-23]。其中下二叠统山西组为其主力勘探层之一。储层的岩性和物性非均质性强,有效储层发育特征不清楚,影响了对天然气富集规律的认识。笔者针对致密砂岩储层有效性识别和定量评价的关键问题,以储层非均质性研究为切入点,划分储层砂岩岩石相,利用测井资料进行不同岩石相的识别,定量评价储层有效性,为致密砂岩气甜点预测提供科学依据。

1 地质背景

研究区地处鄂尔多斯盆地东南部延长气田,构造上位于伊陕斜坡东南部(图1)。现今构造简单,为一平缓的单斜,地层自东向西倾伏,倾角小于1°。晚古

生代,鄂尔多斯盆地由海向陆过渡,经历了滨海平原阶段^[24-25],依次沉积了宾夕法尼亚系本溪组和太原组、下二叠统山西组、中二叠统下石盒子和上石盒子组及上二叠统石千峰组。

研究区山西组以大量发育透镜型和上倾尖灭型的岩性圈闭为特征,属源内成藏组合^[23]。组内的暗色泥岩、炭质泥岩及煤等煤系烃源岩组合分布广泛,热演化程度高,已进入了高成熟—过成熟生气阶段。在晚侏罗世—早白垩世末达生、排烃高峰期,生气强度为 $(20\sim 36)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$,生烃量大,具广覆式生烃特征^[23]。山西组以发育浅水缓坡型三角洲前缘亚相为主,包括水下分流河道、分流间湾,河口坝发育较差或不发育^[23,26-27]。砂体呈南北向展布(图2)。稳定的盆地构造升降运动、上石盒子组和石千峰组区域性泥岩盖层为天然气藏的保存提供了良好条件,且山西组内泥岩也具有较好的封盖性。因此,储层有效性是天然气富集的最关键因素。

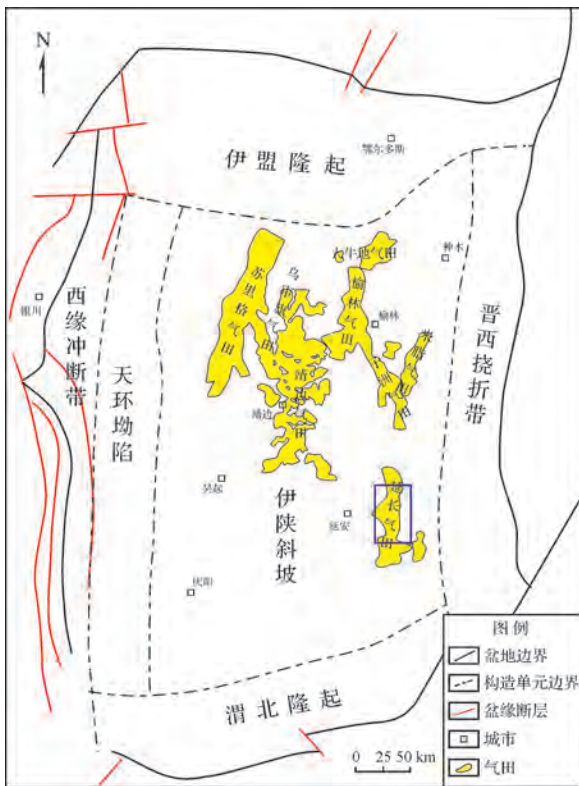


图1 鄂尔多斯盆地构造单元及研究区位置
(据杨俊杰^[24]修改)

Fig.1 Structural units of the Ordos Basin and the location of the study area(modified from Yang^[24])

2 致密砂岩储层非均质性和岩石相划分

基于32口钻井(图2)岩芯观察和描述,选取典

型砂岩样品,开展铸体薄片鉴定、X射线衍射(XRD)全岩和黏土矿物分析及扫描电镜(SEM)观察(含能谱分析),分析储层的岩石学和孔隙特征,结合实测物性,认识岩石学组构对成岩作用类型和成岩产物、孔隙及物性的影响,划分砂岩岩石相类型,认识有效储集岩石的特征。

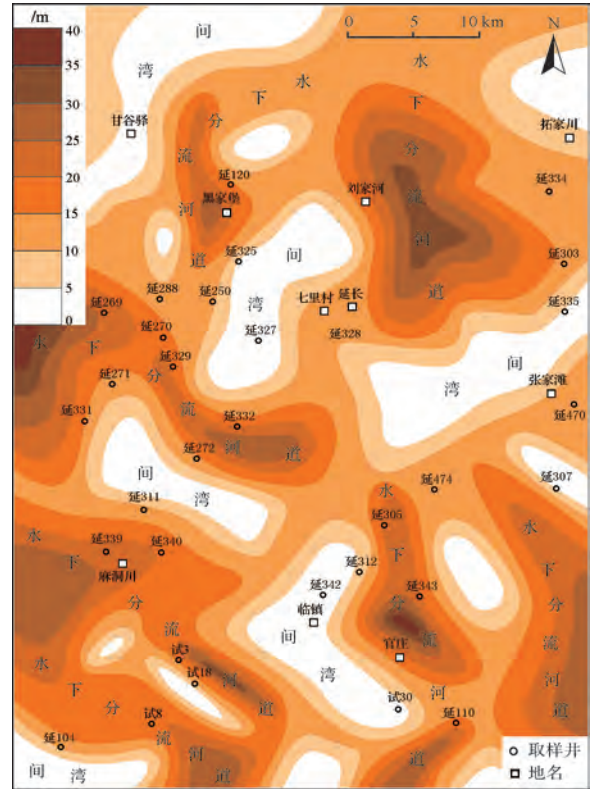


图2 山西组一段沉积微相和取样井

Fig.2 Depositional microfacies for the first member of the Shanxi Formation and sampling wells

2.1 储层岩石学组构的非均质性

制备了94块铸体薄片,依据传统的Gazzi-Dickinson计点法(300个点),对砂岩的矿物学组构和碎屑颗粒结构进行统计,分析储层岩石学特征。结果表明研究区山西组一段砂岩类型多样,砂岩骨架颗粒成分、结构及填隙物组分均存在强非均质性。

砂岩骨架颗粒磨圆度为次棱—次圆,分选性中等,少数含砾砂岩分选极差。颗粒粒径中值为 $0.1\sim 0.8\text{ mm}$,从细粒到粗粒,变化范围大,但以中—粗粒为主。

砂岩为岩屑石英砂岩和岩屑砂岩(图3)。碎屑石英包括单晶石英和变质成因的多晶石英,单晶石英颗粒含量为 $18\%\sim 80\%$,平均值为 61% ,而多晶石英含量为 $0\sim 8\%$,平均值为 2% ;碎屑长石含量极少,最高达 3% ,包括钾长石和斜长石;岩屑以浅变质岩岩

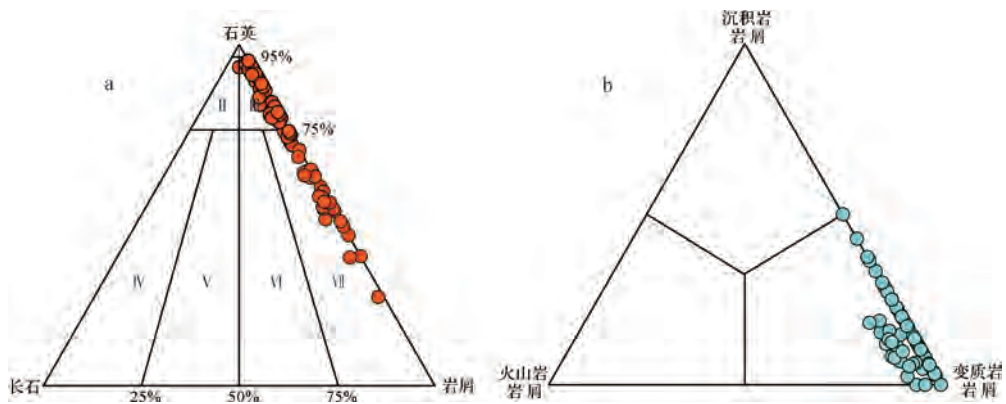


图3 砂岩石英—长石—岩屑三角分类(砂岩分类方案依据 Folk^[28])

I. 石英砂岩; II. 长石石英砂岩; III. 岩屑石英砂岩; IV. 长石砂岩; V. 岩屑长石砂岩; VI. 长石岩屑砂岩; VII. 岩屑砂岩

Fig.3 Sandstone QFL triangular classification (after Folk^[28])

屑为主(图3),含量为2%~48%,平均值为16%,包括片岩、千枚岩、板岩及变质粉砂岩;也见极少量的火山岩岩屑和泥岩岩屑,二者含量分别小于3%和5%。此外,髓石含量为0~5%,平均值为1%;白云母碎屑含量为0~5%,平均值为1%。微量的金红石、锆石、白钛矿、石榴子石等组成砂岩的重矿物系列。

砂岩中黏土杂基含量为0~30%,平均值为6%,见极少的凝灰质杂基。自生胶结物类型多样,含量变化大,包括方解石、铁白云石、菱铁矿、石英、高岭石、绿泥石及伊利石(图4)。方解石含量为0~25%,平均值为3%;铁白云石很少见,最高达10%;菱铁矿含量为0~10%,平均值为1%;自生石英含量为0~12%,平均值为2%;高岭石含量为0~8%,平均值为2%;绿泥石含量为0~3%,平均值为1%;伊利石(伊蒙混层)含量为0~14%,平均值为3%。

2.2 储层物性的非均质性

选择270个实测物性进行统计分析,发现储层孔隙度、渗透率变化范围大,具有强的非均质性。孔隙度为1.0%~11.1%,平均值为5.4%;渗透率为 $0.003 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 8.651 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.093 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图5)。物性与气测全烃值关系统计发现有一定的相关性,孔隙度和渗透率越高,气测全烃值越高,但规律不明显(图6)。

2.3 储层岩石相划分

在岩芯描述的基础上,综合岩石学、成岩作用及物性分析,进行含气储层砂岩岩石相划分。图7给出了典型并取芯段岩芯描述、矿物学(X射线衍射)、物性及含气性特征。岩芯上,砂体下段发育高流态的块状层理粗砂岩、中砂岩,底部见冲刷构造和撕裂泥砾,向上过渡为低流态的低角度斜层理中砂岩、细砂岩,

常见暗色矿物纹层且向上增多。随着碎屑颗粒粒径增大,砂岩中石英含量增加,黏土总含量减小,物性变好,含气性也变好。对比分析典型取样点的砂岩微观特征发现,斜层理中、细砂岩为岩屑砂岩和岩屑石英砂岩,砂岩粒径中值平均值为0.26 mm;碎屑石英含量平均值为51%,浅变质岩岩屑含量平均值为24%,黏土杂基含量平均值为17%。其中富泥质的塑性颗粒(浅变质岩岩屑及少量的火山岩岩屑、泥岩岩屑、白云母碎屑)遭受机械压实软变形作用强烈,方解石含量平均值为1%,不发育石英加大边。不发育薄片面孔;孔隙度平均值为3.7%,渗透率平均值为 $0.071 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图7)。相反,块状层理粗、中砂岩属岩屑石英砂岩,砂岩粒径中值平均值为0.45 mm;碎屑石英含量平均值为70%,浅变质岩岩屑含量平均值为9%,几乎不含黏土杂基。方解石含量平均值为2%,石英加大边含量平均值3%,高岭石含量平均值为1%,绿泥石含量平均值1%,伊利石(混层黏土)含量平均值为5%。发育碎屑长石和岩屑溶蚀孔隙(平均值为1.5%)及少量的高岭石微孔隙(0.5%);孔隙度平均值为8.0%,渗透率平均值为 $0.228 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图7)。

依据岩芯相、岩石学组构、成岩作用及物性特征的差异,笔者将含气储层砂岩划分为贫塑性颗粒岩屑石英砂岩、富塑性颗粒岩屑(岩屑石英)砂岩(塑性颗粒含量大于15%)及碳酸盐致密胶结岩屑(岩屑石英)砂岩(碳酸盐含量大于15%)三种岩石相。

(1) 贫塑性颗粒岩屑石英砂岩

整体上,贫塑性颗粒岩屑石英砂岩中碎屑石英含量高、浅变质岩岩屑和黏土杂基含量低,胶结物种类多但总含量低(图4a~d、图8)。主要为中—粗粒,粒

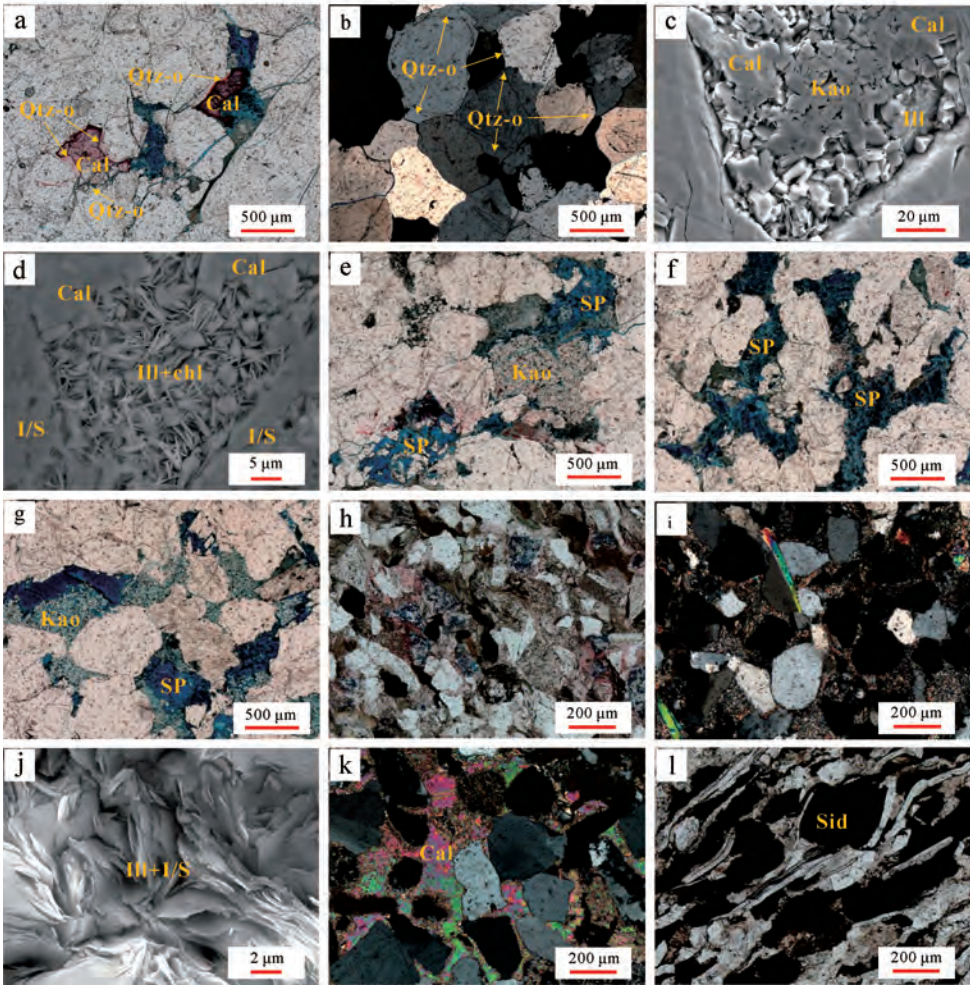


图4 砂岩成岩特征显微照片

a.延334井,2 247.86 m,单偏:方解石呈斑点状填充孔隙,与石英加大边同时发育或在之后;b.延335井,2 363.5 m,正交:自生石英呈加大边发育;c.延343井,2 453.9 m,SEM:方解石、伊利石淹没高岭石;d.试18井,2 544.53 m,SEM:方解石淹没绿泥石、伊利石混合物;e.延328井,2 446.93 m,单偏:长石溶蚀,高岭石沉淀;f.延343井,2 457.7 m,单偏:长石和岩屑的溶蚀;g.延325井,2 413.69 m,单偏:长石溶蚀孔隙和高岭石晶间微孔隙;h.延311井,2 695.9 m,单偏:大量浅变质岩岩屑遭受压实变形;i.延340井,2 584.59 m,正交:黏土杂基大量发育;j.试18井,2 534.33 m,SEM.伊利石黏土具卷片状形态;k.延305井,2 648 m,正交:方解石大量充填孔隙和交代骨架颗粒;l.延331井,2 782.5 m,单偏:菱铁矿沿白云母分布。Qtz-o.石英加大边;Cal.方解石;Kao.高岭石;Chl.绿泥石;Ill.伊利石;I/S.伊蒙混层;Sid.菱铁矿;SP.次生溶蚀孔隙

Fig.4 Photomicrographs of sandstones showing diagenetic characteristics

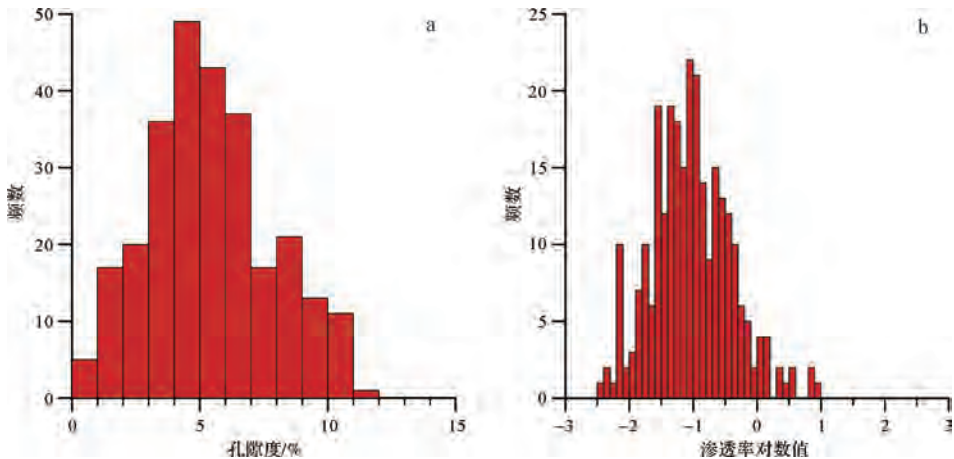


图5 储层孔隙度和渗透率频数分布直方图

Fig.5 Frequency histograms showing reservoir porosity and permeability distribution

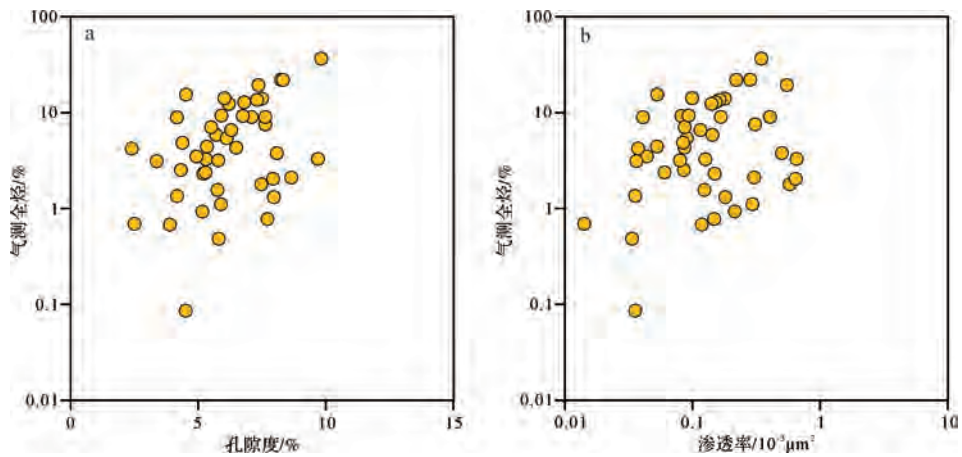


图6 储层物性与气测全烃值交会图

Fig.6 Cross plots of porosity and permeability of the reservoir versus gas logging value

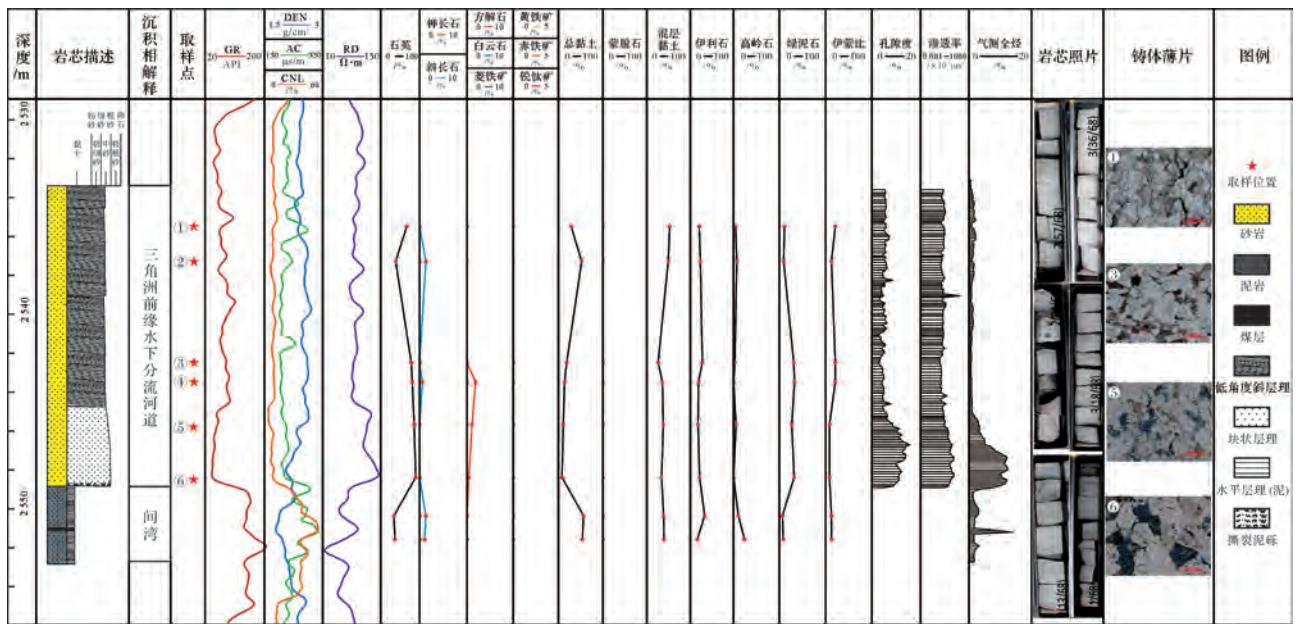


图7 试18井典型取芯段测井曲线、矿物学、物性及气测特征

Fig.7 Typical cored profile of well Shi-8 showing well logs, mineralogical, petrophysical and gas logging variations

径大小为 0.35~0.65 mm。石英颗粒含量平均值为 76%，见零星的碎屑长石，浅变质岩岩屑含量平均值为 7%，髓石含量平均值为 1% (图 8)。富泥质塑性颗粒含量低，碎屑石英间线—凹凸接触，压溶现象普遍，见石英颗粒表面发育微裂缝 (图 4a, b)。基本上不含黏土杂基。方解石含量平均值为 2%，零星的铁白云石发育，自生石英含量平均值为 4%，高岭石含量平均值为 2%，绿泥石含量平均值为 1%，伊利石 (混层黏土) 含量平均值为 3% (图 8)。发育长石和岩屑溶蚀孔隙及高岭石微孔隙，几乎不见原生粒间孔隙 (图 4e, f, g)。统计发现总薄片面孔最大值为 7%，平均值

为 1.8%，其中溶蚀孔隙占总面孔的 61%，而高岭石微孔隙占总面孔的 39%。贫塑性颗粒岩屑石英砂岩物性较其他两类岩石好，孔隙度为 4.5%~11.0%，平均值为 7.2%；渗透率为 $0.020 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 8.651 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均值为 $0.230 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 9a, a')。因此，贫塑性颗粒岩屑石英砂岩构成了致密砂岩气的有效储集岩石。

(2) 富塑性颗粒岩屑 (岩屑石英) 砂岩

富塑性颗粒岩屑 (岩屑石英) 砂岩以贫石英颗粒、富含浅变质岩岩屑和黏土杂基，胶结物含量少为特征 (图 4h, i, j, 图 8)。主要为中—细粒，粒径大小

为 0.15~0.4 mm。碎屑石英含量平均值为 52%,长石颗粒含量平均值为 1%,浅变质岩岩屑含量平均值为 24%,火山岩岩屑和泥岩岩屑含量平均值均为 1%,白云母含量平均值为 1%,髓石含量平均值为 2%(图 8)。富泥质塑性颗粒含量相对高,遭受机械压实软变形作用强烈(图 4h)。黏土杂基含量平均值为 12%。方解石含量平均值为 2%,零星的铁白云石发育,菱铁矿含量平均值为 2%,自生石英和高岭石不发育,伊利石(混层黏土)含量平均值为 3%(图 8)。与贫塑性颗粒岩屑石英砂岩不同,富塑性颗粒岩屑(岩屑石英)砂岩不发育薄片面孔(图 4h,i)。物性极差,孔隙度为 1.2%~5.3%,平均值为 3.6%;渗透率为 $0.005 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 0.231 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.031 \times$

$10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 9b, b')。

(3) 碳酸盐致密胶结岩屑(岩屑石英)砂岩

碳酸盐致密胶结岩屑(岩屑石英)砂岩以石英颗粒含量低、浅变质岩岩屑含量高,方解石和菱铁矿胶结物含量高为特征(图 4k,l、图 8)。主要为中—细粒,粒径大小为 0.2~0.45 mm。碎屑石英含量平均值为 48%,见零星的碎屑长石,浅变质岩岩屑含量平均值为 18%,髓石含量平均值为 2%(图 8)。方解石含量平均值为 22%,铁白云石含量平均值为 4%,菱铁矿含量平均值为 2%,不发育自生石英,伊利石含量平均值为 2%(图 8)。因碳酸盐胶结物对机械压实作用的削弱,包括浅变质岩岩屑在内碎屑骨架颗粒变形弱或不变形(图 4k,l)。碳酸盐致密胶结砂岩也不发

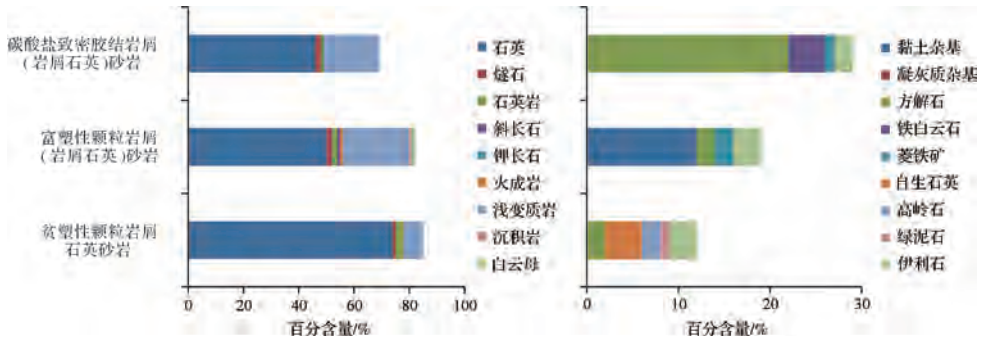


图 8 不同砂岩岩石相的碎屑和自生矿物含量

Fig.8 Detrital and authigenic mineral contents for different sandstone petrofacies

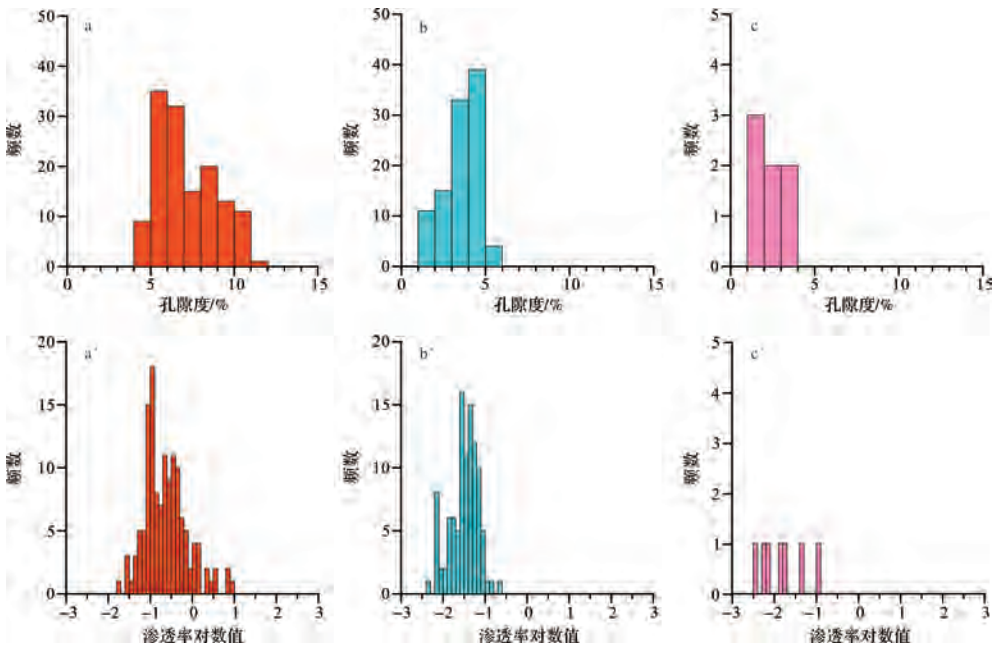


图 9 不同砂岩岩石相孔隙度和渗透率频数分布直方图

a, a'.贫塑性颗粒岩屑石英砂岩;b, b'.富塑性颗粒岩屑(岩屑石英)砂岩;c, c'.碳酸盐致密胶结岩屑(岩屑石英)砂岩

Fig.9 Frequency histograms showing porosity and permeability distribution for different sandstone petrofacies

育薄片面孔(图4k,1)。物性也极差,孔隙度为1.5%~3.9%,平均值为2.4%;渗透率为 $0.003 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 0.100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.015 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图9c, c')。

3 不同岩石相测井识别和预测

选取了五种常规测井曲线,包括自然伽马(GR)、密度(DEN)、声波时差(AC)、补偿中子(CNL)及深感应电阻率(RD),用于识别不同砂岩岩石相。在测井曲线标准化和岩芯归位校正的基础上,利用确定的岩石相的岩芯、薄片数据标定其测井响应,借助数学统计方法,建立有效储集岩石的测井识别模型。

利用32口井岩芯和薄片数据进行标定,读取不同岩石相的测井响应值(读取的是0.125 m的测井响应值),绘制交会图。贫塑性颗粒岩屑石英砂岩由于富泥质塑性颗粒、黏土杂基或自生黏土矿物含量均低,表现为低GR值;因黏土质含量低、含气性好,为低CNL值;由于机械压实强度中等、孔隙性好及体积密度低,表现为中—高AC值、低DEN值;因含气性

好,为中—高RD值(图10、表1)。相反,富塑性颗粒岩屑(岩屑石英)砂岩因富含富泥质塑性颗粒和黏土杂基,GR表现为中—高值;由于黏土质含量高、含气性差,CNL为中—高;因压实强度高、孔隙性差,AC表现为中—低值,DEN表现为高值;由于含气性极差,RD为低值(图10、表1)。碳酸盐致密胶结岩屑(岩屑石英)砂岩表现为中等GR值、中等—低CNL值;由于孔隙性极差,体积密度大,表现为极低AC值、极高DEN值;因含气性也极差,为中等—低RD值(图10、表1)。交会图分析发现整体上不同岩石相的测井响应有一定的差别,但也不同程度地存在重叠,仅利用单一交会图对不同岩石相进行有效识别区分相对困难。

利用交会图对不同岩石相进行识别,往往需要多组测井曲线,这使得识别过程复杂且效果不理想。主成分分析是将原始多个可能存在相关性的变量作线性变换导出新的几个互相无关的综合变量尽可能多地反映原始变量信息的统计方法^[29]。基于主成分统计分析的岩石相测井识别,采用降维思想,在原始信

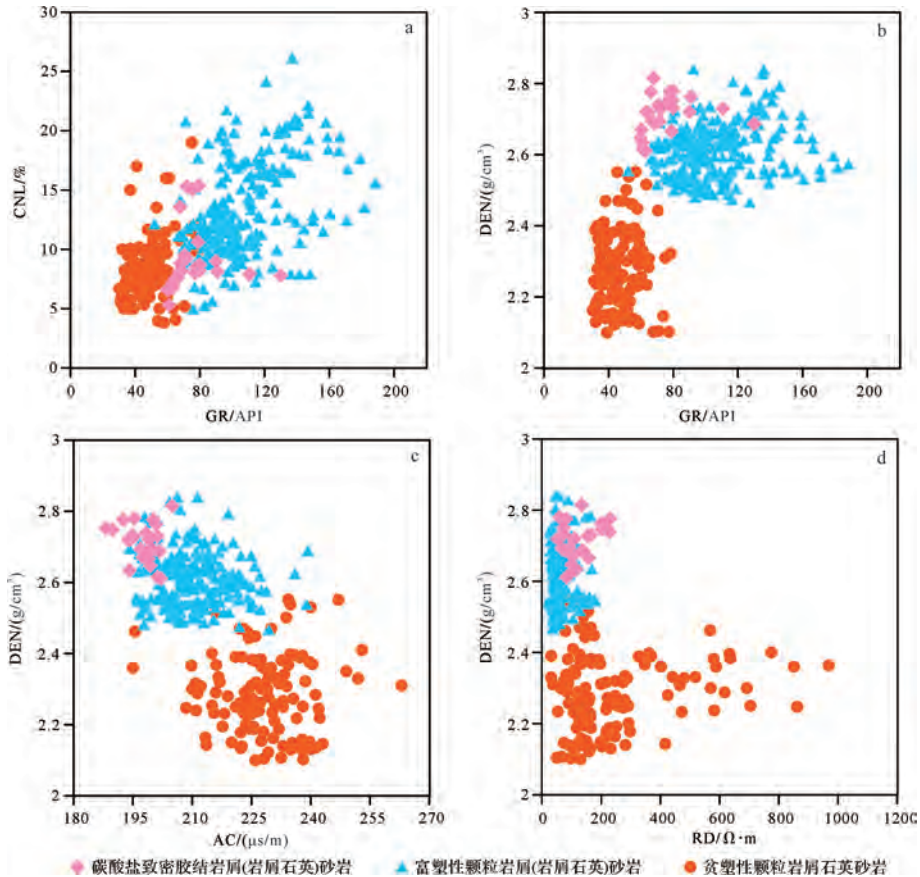


图10 不同砂岩岩石相测井响应特征

Fig.10 Well-log responses for different sandstone petrofacies

表1 不同砂岩岩石相测井响应总结

Table 1 Summary of well-log responses for different sandstone petrofacies

测井响应值		贫塑性颗粒岩	富塑性颗粒岩屑	碳酸盐致密胶结岩
		屑石英砂岩	(岩屑石英)砂岩	屑(岩屑石英)砂岩
GR/(API)	最大值	78	188	130
	最小值	30	52	60
	平均值	48	106	75
AC/(μs/m)	最大值	263	239	205
	最小值	195	194	188
	平均值	228	209	197
DEN/(g/cm ³)	最大值	2.55	2.83	2.82
	最小值	2.1	2.5	2.61
	平均值	2.28	2.61	2.71
CNL/%	最大值	19	26	15
	最小值	4	5	5
	平均值	8	13	9
RD/(Ω·m)	最大值	969	180	230
	最小值	31	21	52
	平均值	239	63	122

息损失很小的前提下,利用多个测井曲线构建主成分变量,以少数的主成分代表原有测井数据变化的主要信息,从而简化了数据运算。考虑到不同系列测井数据之间大小的差异,对 GR、AC、DEN、CNL 及 LnRD 测井数据进行归一化处理,作为主成分分析的输入数据。

表2给出了分析结果,F₁、F₂特征值均大于1,累计方差为80.3%。因此选择F₁和F₂两个主成分即可代表原始测井数据变化的主要信息。F₁、F₂两个主成分计算公式为:

$$F_1 = 0.942N_{GR} - 0.255N_{AC} + 0.603N_{DEN} + 0.713N_{CNL} - 0.770N_{LnRD}$$

$$F_2 = -0.064N_{GR} + 0.846N_{AC} - 0.488N_{DEN} + 0.522N_{CNL} - 0.257N_{LnRD}$$

主成分F₁、F₂作交会图(图11),发现贫塑性颗粒岩屑石英砂岩F₁为-0.1~0.4且F₂为0~0.5;富塑性颗粒岩屑(岩屑石英)砂岩F₁介于0.4~1.5且F₂介于-0.2~0.4;碳酸盐致密胶结岩屑(岩屑石英)砂岩F₁为0.4~0.8且F₂为-0.3~-0.1。统计结果显示(表3),贫塑性颗粒岩屑石英砂岩判断成功率高达97%;尽管富塑性颗粒岩屑(岩屑石英)砂岩和碳酸盐致密胶结岩屑(岩屑石英)砂岩分别有6%和12%的重叠,但判断成功率为94%和88%,这样的结果是令人接受的。

选择取芯和岩石学分析资料丰富的钻井进行盲检。基于主成分分析测井识别模型预测的岩石相与

岩样的岩石学特征具很高的一致性。如在340井山1段2587.4m、2599.5m、2612.3m及2620.7m处预测的岩石相分别为富塑性颗粒岩屑(岩屑石英)砂岩、贫塑性颗粒岩屑石英砂岩、碳酸盐致密胶结岩屑(岩屑石英)砂岩及富塑性颗粒岩屑(岩屑石英)砂岩,薄片下岩石学特征与预测相吻合(图12)。这表明该测井识别模型可用于研究区气田尺度岩石相的预测。

表2 测井响应主成分分析特征值、特征向量、方差累计贡献率

Table 2 Eigenvalues, eigenvectors, and the accumulated contribution of variance for principal components of well-log responses

成份	特征值	特征向量					方差累积 /%
		A _{NGR}	A _{NAC}	A _{NDEN}	A _{NCNL}	A _{NLnRD}	
F ₁	2.418	0.942	-0.255	0.603	0.713	-0.770	48.366
F ₂	1.297	-0.064	0.846	-0.488	0.522	-0.257	80.300
F ₃	0.629						86.884
F ₄	0.508						97.053
F ₅	0.147						100

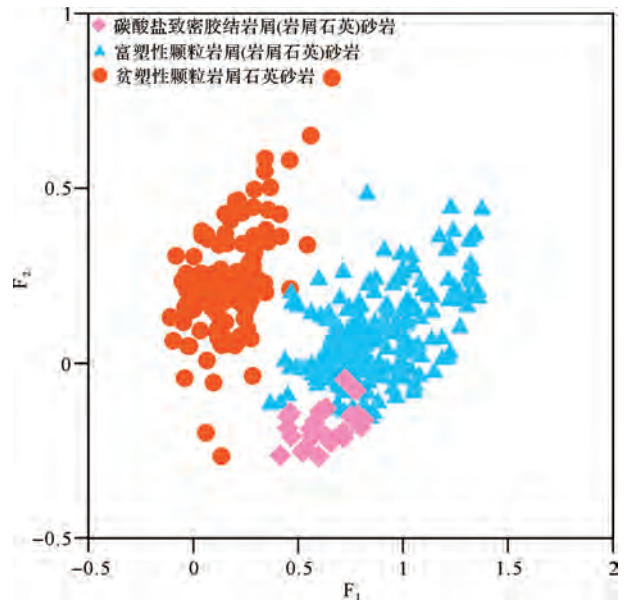


图11 不同砂岩岩石相测井响应主成分F₁、F₂交会图

Fig.11 Cross plot of principal component F₁ versus F₂ for well-log responses of different sandstone petrofacies

表3 基于主成分分析的砂岩岩石相测井预测模型表现

Table 3 Performance of sandstone petrofacies prediction model based on principal component analysis using well logs

岩石相	成功率	重叠1	重叠2
	/%	/%	/%
贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	97	3	0
富塑性颗粒岩屑(岩屑石英)砂岩	94	1	5
碳酸盐致密胶结岩屑(岩屑石英)砂岩	88	8	4

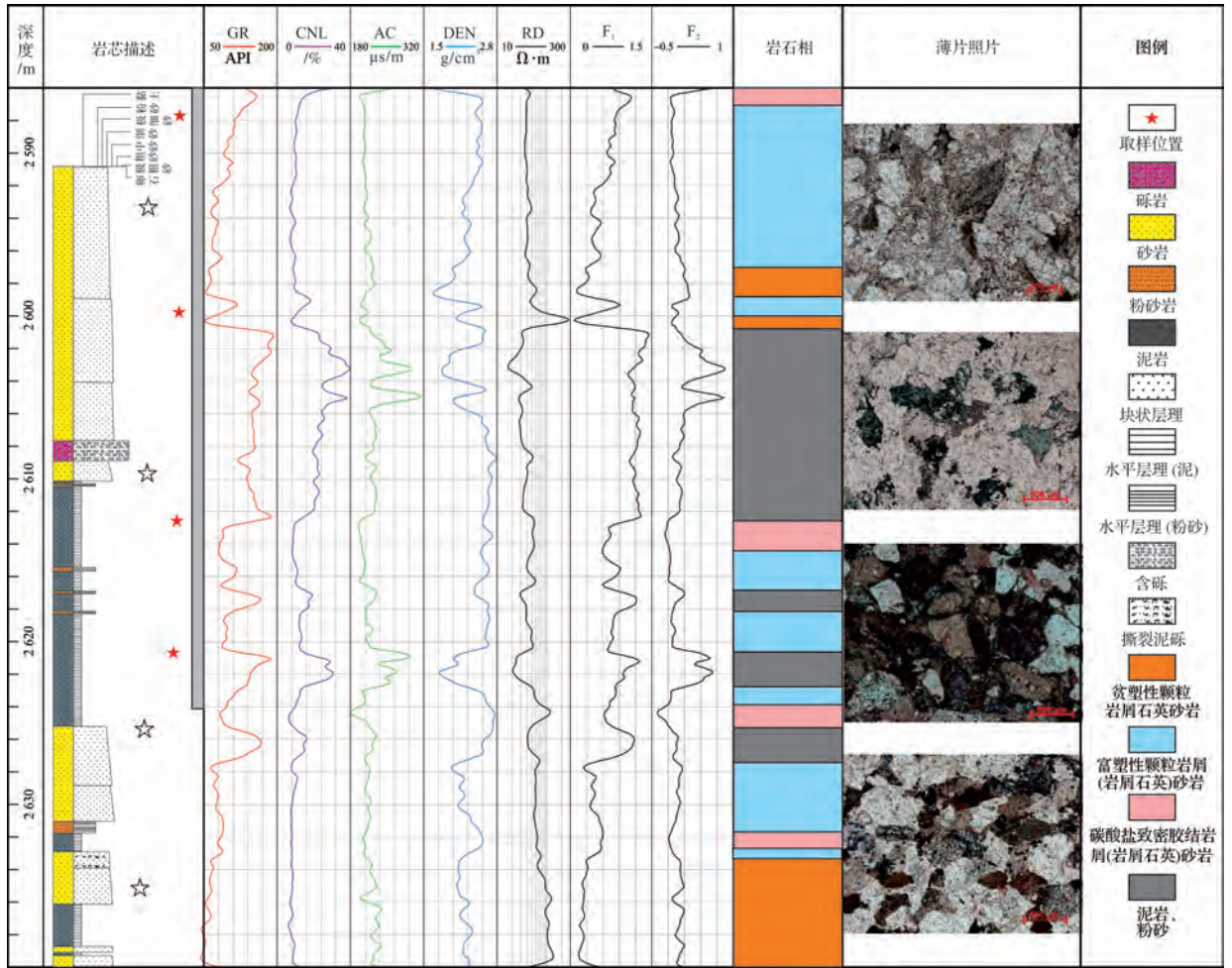


图 12 基于主成分分析的模型对延 340 井砂岩岩相识别结果的检验

Fig.12 Prediction of sandstone petrofacies in Well Yan 340 to validate the model based on principal component analysis

4 致密砂岩有效储层分布及控制因素分析

依据主成分统计分析的测井识别模型,对研究区 197 口井目的层开展了砂岩岩石相的解释和对比分析,深入认识有效储层的分布特征。在垂向上,贫塑性颗粒岩屑石英砂岩与富塑性颗粒岩屑(岩屑石英)砂岩互层状发育,而碳酸盐致密胶结岩屑(岩屑石英)砂岩往往随机地分布在富塑性颗粒岩屑(岩屑石英)砂岩中(图 12)。平面上,贫塑性颗粒岩屑石英砂岩累计厚度为 2~16 m,呈连片状分布(图 13)。在麻洞川及西北地区,累计厚度大于 10 m;在临镇和官庄以东一带,累计厚度大于 8 m。

砂岩原始骨架颗粒组分和结构的成熟度,控制了有效储层的发育。源区母岩性质和风化作用影响砂

岩岩石学组成,而沉积环境和水动力条件决定了砂岩展布、粒径大小及分选程度^[30]。研究区山西组一段主要发育岩屑石英砂岩和岩屑砂岩,岩屑组分表现为高含量的浅变质岩岩屑及少量岩浆岩岩屑和泥岩岩屑。前人研究认为研究区目的层物源主要来自盆地北缘、东北缘的古阴山,与太古界、元古界的片麻岩、片麻状花岗岩、片岩、板岩及千枚岩具有亲缘性^①。由源区母岩性质与砂岩岩石学组成特征可推断,贫塑性颗粒岩屑石英砂岩的物源可能同时受阴山地块太古界、元古界的片麻岩、片麻状花岗岩和浅变质岩组合控制而浅变质岩对富塑性颗粒岩屑砂岩的物质组成产生了较大影响。另外,山一段为浅水缓坡型三角洲前缘沉积环境^[23,26-27]。原始沉积水动力条件影响砂岩粒径大小、杂基含量及塑性颗粒含量,控制有效

①延长石油研究院. 延长探区上古生界天然气成藏特征研究[R]. 2013.

储层分布。前文分析发现,由沉积水动力引起的碎屑颗粒粒径的变化对砂岩的矿物学、物性及含气性有明显的影响。在三角洲前缘水下分流河道中,垂向上具有明显的下粗上细的二元结构。中、粗砂岩表现为贫塑性颗粒岩屑石英砂岩而中、细砂岩为富塑性颗粒岩屑(岩屑石英)砂岩。

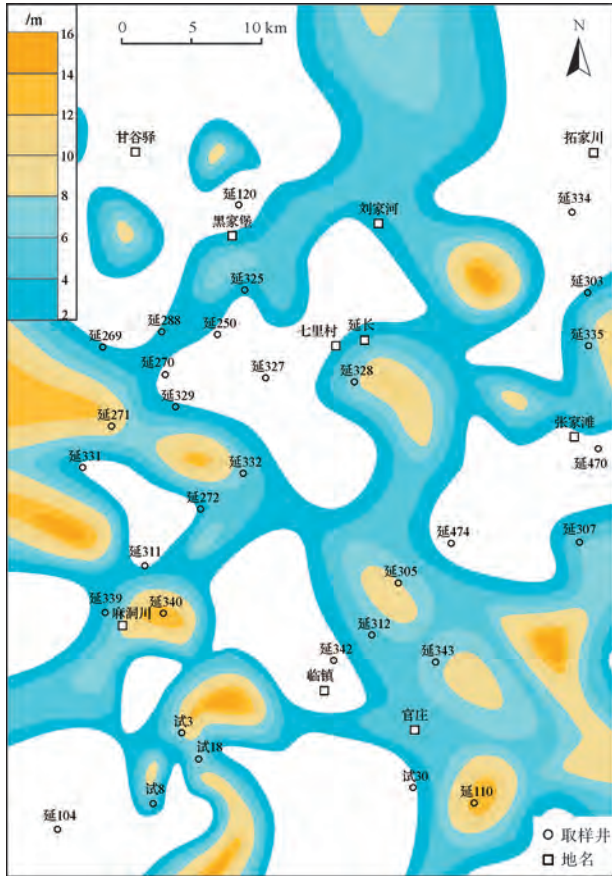


图13 贫塑性颗粒岩屑石英砂岩等厚图

Fig.13 Isopach map of ductile grain-lean sublitharenites

成岩作用对有效储层发育的影响也不可忽略。储层成岩作用非均质性强,不同类型砂岩的成岩方式和成岩产物差异大。富塑性颗粒砂岩因富泥质岩屑强烈地机械压实软变形,碳酸盐致密胶结砂岩因方解石和菱铁矿大量填充原生粒间孔隙,形成致密、无效的储层。相比贫塑性颗粒岩屑石英砂岩表现为压实和胶结相对弱,深埋藏过程中渗透条件相对好,流体迁移活跃,溶蚀作用改造岩石孔隙显著。岩屑和碎屑长石溶蚀,未见杂基和胶结物溶蚀(图4e, f, g)。碎屑长石溶蚀形成高岭石,高岭石微孔隙发育(图4e, g),溶蚀孔隙和高岭石微孔隙是贫塑性颗粒岩屑石英砂岩主要孔隙类型,几乎不见原生粒间孔隙。而且山西组为含煤层系,腐殖型有机质在沉积物沉积不久

之后氧化可产生酸性流体^[31],且埋藏过程中,有机质热演化因脱羧基作用产生大量有机酸,进入孔隙水降低pH值^[32-33],一直可持续到晚成岩早期阶段,充足的有机酸来源为溶蚀提供了丰富的物质基础。值得指出的是,成岩作用对储层改造具有重要的影响,但这种改造具有很强的非均质性,从根本上受控于物源和原始沉积作用。

5 致密砂岩储层有效性定量评价

致密砂岩气藏由于储层物性整体差,天然气富集受控于“甜点”,致密背景下物性和含气性相对好的有效储层的发育控制了天然气的富集和高产^[7-9]。研究区山西组气藏具有源内运聚成藏特征,烃源岩广覆式生烃,后期封盖条件优越^[23],储层有效性决定了天然气的富集程度。储层整体上产气丰度低,对气层、气水同层及含水气层进行细致解剖,发现含气储层内部被多个非渗透性夹层分隔,导致储层物性呈现较强的非均质性,且物性越好,砂岩气测和产气越丰富^[34]。前文分析发现,山西组一段含气砂岩储层由孔渗性和含气性相对好的贫塑性颗粒岩屑石英砂岩和致密的富塑性颗粒砂岩、碳酸盐胶结砂岩构成。以往广泛采用的孔隙大小和物性等定量参数对如此强非均质的致密砂岩储层有效性的表征力是不够的。另外,储层物性、孔喉结构及成岩非均质性强,测井解释含气饱和度中,岩电参数的求取往往顾此失彼,饱和度明显偏离实际,储层评价效果不理想。因此,研究区山西组储层有效性取决于有效储集岩石或有效储集空间的发育程度。

在这里,笔者选择贫塑性颗粒岩屑石英砂岩的厚度与孔隙度的乘积($H \cdot \phi$),即有效储集空间体积来定量评价储层的有效性,并利用实际试气资料进行检验。结果发现,整体上贫塑性颗粒岩屑石英砂岩 $H \cdot \phi$ 值为0.2~0.6。在局部地区如麻洞川西北地区、临镇和官庄以东一带, $H \cdot \phi$ 值一般大于0.4,最大值可达到1(图14)。利用试气数据进行检验发现,试气小于1万方/天的低产气流井,多分布在 $H \cdot \phi$ 值小于0.4的地区,而试气大于1万方/天工业气流井分布在 $H \cdot \phi$ 值大于0.4的地区(图14)。基于此,指出麻洞川西北部、临镇和官庄东部等地区可能是致密砂岩气“甜点”区,应继续进行勘探开发部署。

6 结论

鄂尔多斯盆地东南部上古生界山西组一段致密

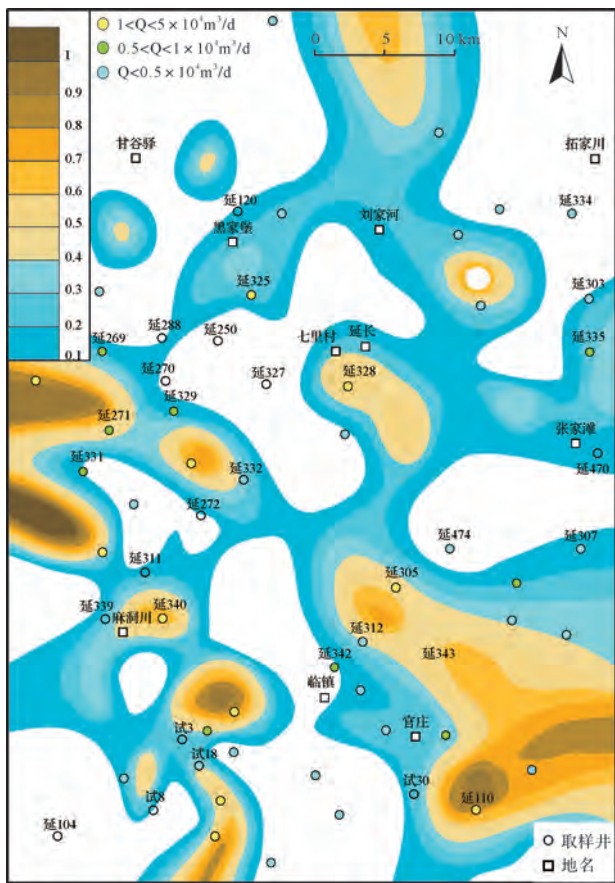


图14 贫塑性颗粒岩屑石英砂岩 $H \cdot \phi$ 值等值线图与试气产能

Fig.14 Contour map of $H \cdot \phi$ value for ductile grain-lean sublitharenites and gas production

砂岩气储层具有岩性、物性非均质性强的特征。依据岩芯相、微观岩石学组构、成岩作用及物性特征的差异性,将含气储层砂岩划分为贫塑性颗粒岩屑石英砂岩、富塑性颗粒岩屑(岩屑石英)砂岩及碳酸盐致密胶结岩屑(岩屑石英)砂岩。

贫塑性颗粒岩屑石英砂岩以碎屑石英含量高、浅变质岩岩屑和黏土杂基含量低,胶结物种类多但总含量低,中—粗粒结构为特征;发育溶蚀孔隙和高岭石晶间微孔隙;孔隙度大于5%,渗透率大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;构成物性和含气性相对较好的有效储集岩石。富塑性颗粒岩屑(岩屑石英)砂岩以贫石英颗粒、富含浅变质岩岩屑和黏土杂基,胶结物含量也少为特征,富泥质塑性颗粒遭受机械压实软变形强烈,而碳酸盐致密胶结岩屑(岩屑石英)砂岩以石英颗粒含量低、浅变质岩岩屑含量也高,方解石和菱铁矿胶结物含量高为特征,二者以中—细粒结构为主;物性极差,孔隙度小于5%,渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

利用岩芯和薄片数据标定测井响应,构建了基于

主成分统计分析的有效储层测井识别模型。开展砂岩岩石相解释和对比分析,深入认识了有效储层的分布特征,从根本上受物源和原始沉积作用控制。选择合适的定量参数,将储层有效性研究从微观尺度的描述拓展到宏观尺度的量化表征,实现了致密砂岩气储层有效性的定量评价。

致谢 感谢审稿专家和编辑部老师在论文评审过程中给予的宝贵修改意见与建议。感谢中国科学院地质与地球物理研究所李超博士生、蔡振家硕士生和中国石化股份有限公司华东油气分公司泰州采油厂房涛工程师给予的宝贵帮助。

参考文献 (References)

- [1] 戴金星,倪云燕,吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 257-264. [Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 257-264.]
- [2] 邹才能,张国生,杨智,等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术: 兼论非常规油气地质学[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 385-399, 454. [Zou Caineng, Zhang Guosheng, Yang Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 385-399, 454.]
- [3] Law B E. Basin-centered gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1891-1919.
- [4] 蒋凌志,顾家裕,郭彬程. 中国含油气盆地碎屑岩低渗透储层的特征及形成机理[J]. 沉积学报, 2004, 22(1): 13-21. [Jiang Lingzhi, Gu Jiayu, Guo Bincheng. Characteristics and mechanism of low permeability clastic reservoir in Chinese petroliferous basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22(1): 13-21.]
- [5] 张楠楠. 致密天然气砂岩储层:成因和讨论[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(1): 1-10, 18. [Zhang Shaonan. Tight sandstone gas reservoirs: Their origin and discussion[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(1): 1-10, 18.]
- [6] 邹才能,陶士振,袁选俊,等. “连续型”油气藏及其在全球的重要性:成藏、分布与评价[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(6): 669-682. [Zou Caineng, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, et al. Global importance of “continuous” petroleum reservoirs: accumulation, distribution and evaluation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(6): 669-682.]
- [7] Meckel L D, Thomasson M R. Pervasive tight-gas sandstone reservoirs: an overview[C]//Cumella S P, Shanley K W, Camp W K. understanding, exploring, and developing tight-gas sands—2005 Vail Hedberg conference. Tulsa, OK: AAPG Hedberg Series, 2008, 3: 13-27.
- [8] Schmoker J W. Resource-assessment perspectives for unconventional gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1993-1999.

- [9] 蔡希源. 深层致密砂岩气藏天然气富集规律与勘探关键技术: 以四川盆地川西坳陷须家河组天然气勘探为例[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(6): 707-714. [Cai Xiyuan. Gas accumulation patterns and key exploration techniques of deep gas reservoirs in tight sandstone: an example from gas exploration in the Xujiahe Formation of the western Sichuan depression, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(6): 707-714.]
- [10] Vavra C L, Scheihsing M H, Klein J D. Reservoir geology of the Taylor Sandstone in the Oak Hill Field, Rusk County, Texas: integration of petrology, sedimentology, and log analysis for delineation of reservoir quality in a tight-gas sand[C]//Sneider R, Massell W, Mathis R, et al. The integration of geology, geophysics, petrophysics and petroleum engineering in reservoir delineation, description and management—Proceedings of the First Archie Conference. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1991: 130-158.
- [11] Rushing J A, Newsham K E, Blasingame T A. Rock typing: keys to understanding productivity in tight gas sands[C]//SPE unconventional reservoirs conference. Keystone, Colorado: SPE, 2008.
- [12] 张响响, 邹才能, 陶士振, 等. 四川盆地广安地区上三叠统须家河组四段低孔渗砂岩成岩相类型划分及半定量评价[J]. 沉积学报, 2010, 28(1): 50-57. [Zhang Xiangxiang, Zou Caineng, Tao Shizhen, et al. Diagenetic Facies Types and semiquantitative evaluation of low porosity and permeability sandstones of the fourth member Xujiahe Formation Guang'an area, Sichuan Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(1): 50-57.]
- [13] Ozkan A, Cumella S P, Milliken K L, et al. Prediction of lithofacies and reservoir quality using well logs, Late Cretaceous Williams Fork Formation, Mamm Creek field, Piceance Basin, Colorado[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(10): 1699-1723.
- [14] 石玉江, 肖亮, 毛志强, 等. 低渗透砂岩储层成岩相测井识别方法及其地质意义: 以鄂尔多斯盆地姬塬地区长8段储层为例[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 820-828. [Shi Yujiang, Xiao Liang, Mao Zhiqiang, et al. An identification method for diagenetic facies with well logs and its geological significance in low-permeability sandstones: A case study on Chang 8 reservoirs in the Jiyuan region, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(5): 820-828.]
- [15] 操应长, 扈克来, 赵贤正, 等. 廊固凹陷沙四上亚段储层成岩相及其测井识别[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2015, 46(11): 4183-4194. [Cao Yingchang, Xi Kelai, Zhao Xianzheng, et al. Reservoir diagenetic facies and its logging identification of Es4s in Langgu Sag[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2015, 46(11): 4183-4194.]
- [16] 罗晓容, 王忠楠, 雷裕红, 等. 特超低渗透砂岩油藏储层非均质性特征与成藏模式: 以鄂尔多斯盆地西部延长组下组合为例[J]. 石油学报, 2016, 37(增刊1): 87-98. [Luo Xiaorong, Wang Zhongnan, Lei Yuhong, et al. Heterogeneity characteristics and accumulation model of ultra-low permeability sandstone reservoirs: A case study of the lower part of Yanchang Formation in the western Ordos Basin, China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(Suppl. 1): 87-98.]
- [17] Cao B F, Luo X R, Zhang L K, et al. Diagenetic evolution of deep sandstones and multiple-stage oil entrapment: a case study from the Lower Jurassic Sangonghe Formation in the Fukang sag, central Junggar Basin (NW China)[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 152: 136-155.
- [18] 张金亮, 司学强, 梁杰, 等. 陕甘宁盆地庆阳地区长8油层砂岩成岩作用及其对储层性质的影响[J]. 沉积学报, 2004, 22(2): 225-233. [Zhang Jinliang, Si Xueqiang, Liang Jie, et al. Diagenesis of lacustrine deltaic sandstones and its impact on reservoir quality[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22(2): 225-233.]
- [19] 李红, 柳益群, 刘林玉. 鄂尔多斯盆地西峰油田延长组长8₁低渗透储层成岩作用[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(2): 209-217. [Li Hong, Liu Yiqun, Liu Linyu. Diagenesis of Chang 8₁ reservoir with low permeability in Xifeng oilfield, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(2): 209-217.]
- [20] 季汉成, 翁发萍, 杨潇. 鄂尔多斯盆地东部下二叠统山西组山2段成岩相划分及展布[J]. 古地志学报, 2008, 10(4): 409-418. [Ji Hancheng, Weng Qingping, Yang Xiao. Division and distribution of diagenetic facies of the member 2 of Lower Permian Shanxi Formation in eastern Ordos Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2008, 10(4): 409-418.]
- [21] 赖锦, 王贵文, 王书南, 等. 碎屑岩储层成岩相研究现状及进展[J]. 地球科学进展, 2013, 28(1): 39-50. [Lai Jin, Wang Guiwen, Wang Shunan, et al. Research status and advances in the diagenetic facies of clastic reservoirs[J]. Advances in Earth Science, 2013, 28(1): 39-50.]
- [22] 王香增, 任来义. 鄂尔多斯盆地延长探区油气勘探理论与实践进展[J]. 石油学报, 2016, 37(S1): 79-86. [Wang Xiangzeng, Ren Laiyi. Advances in theory and practice of hydrocarbon exploration in Yanchang exploration area, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(S1): 79-86.]
- [23] 周进松, 王念喜, 赵谦平, 等. 鄂尔多斯盆地东南部延长探区上古生界天然气成藏特征[J]. 天然气工业, 2014, 34(2): 34-41. [Zhou Jinsong, Wang Nianxi, Zhao Qianping, et al. Natural gas accumulation characteristics in the Upper Paleozoic in the Yanchang exploration block of southeastern Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(2): 34-41.]
- [24] 杨俊杰. 鄂尔多斯盆地构造演化与油气分布规律[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002. [Yang Junjie. Tectonic evolution and oil-gas reservoirs distribution in Ordos Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002.]
- [25] 田在艺, 张春庆. 中国含油气沉积盆地论[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. [Tian Zaiyi, Zhang Chunqing. Chinese petroliferous basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996.]
- [26] 刘朋波. 鄂尔多斯盆地延长探区山西组沉积相研究与地震储层识别[D]. 西安: 西北大学, 2010. [Liu Pengbo. Study on Shanxi stage sedimentary facies and seismic reservoir recognition in Yanchang exploration area of Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2010.]

- [27] 杜永慧, 李晓路, 韩小琴, 等. 鄂尔多斯盆地东南部山西组沉积特征[J]. 东北石油大学学报, 2017, 41(3): 44-51, 116. [Du Yonghui, Li Xiaolu, Han Xiaoqin, et al. Sedimentary characteristics of Early Permian Shanxi Formation, southeastern of Ordos Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2017, 41(3): 44-51, 116.]
- [28] Folk R L. Petrology of sedimentary rocks[M]. Austin: Hemphills, 1974.
- [29] 刘绍平, 汤军, 许晓宏. 数学地质方法及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011. [Liu Shaoping, Tang Jun, Xu Xiaohong. The methods and applications on mathematical geology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.]
- [30] Bjørlykke K. Relationships between depositional environments, burial history and rock properties. Some principal aspects of diagenetic process in sedimentary basins [J]. Sedimentary Geology, 2014, 301: 1-14.
- [31] Manning D A C. Acetate and propionate in landfill leachate: implications for the recognition of microbiological influences on the composition of waters in sedimentary systems [J]. Geology, 1997, 25(3): 279-281.
- [32] Surdam R C, Boese S W, Crossey L J. The chemistry of secondary porosity[M] // McDonald D A, Surdam R C. Clastic Diagenesis. Tulsa, Oklahoma: AAPG Memoir, 1984, 37: 127-149.
- [33] Surdam R C, Crossey L J, Hagen E S, et al. Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(1): 1-23.
- [34] 曹斌风. 致密砂岩气储层有效性与形成演化: 以鄂尔多斯盆地东南部上古生界山西组为例[D]. 北京: 中国科学院大学, 2017. [Cao BinFeng. Availability of tight gas sand reservoir and formation: A case study from Upper Paleozoic Shanxi Formation, southeastern Ordos Basin[D]. Beijing: University of Chinese Academy of Sciences, 2017.]

Availability Identification of Tight Gas Sandstone Reservoirs and Quantitative Assessment: A case study from the first member of the Upper Paleozoic Shanxi Formation in the southeastern Ordos Basin

QIN Bo¹, CAO BinFeng², ZHOU JinSong³, ZHANG LiKuan², LEI YuHong², ZHANG ZhenYu²

1. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China

2. Key Laboratory of Petroleum Resource Research, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China

3. Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co. Ltd., Xi'an 710075, China

Abstract: Identification of reservoir availability and quantitative assessment are some of the most critical issues in tight sand oil and gas exploration. Multiple analysis scales from the microscale, drill core to well logging have been conducted to examine the reservoir heterogeneity of the first member of the Upper Paleozoic Shanxi Formation in the southeastern Ordos Basin. Three sandstone petrofacies have been defined in the gas reservoirs. Ductile grain-lean sublitharenite forms reservoir rocks with good petrophysics and gas show. A model based on principal component analysis has been constructed to predict high-quality reservoir rocks and understand their spatial distribution patterns using well logs corrected from thin section and drill core data. The micro-scale description of the petrofacies has been upscaled for field-scale characterization, and the availability of tight gas sandstone reservoir has been quantitatively assessed.

Key words: reservoir heterogeneity; petrofacies; well-log response; reservoir availability assessment; tight sand gas