

# 川中低孔渗砂岩成岩相定量评价与快速预测 ——以遂宁—蓬溪须二段为例

蒋裕强<sup>1</sup> 王猛<sup>1</sup> 刁昱翔<sup>1</sup> 张春<sup>2</sup> 程晓艳<sup>3</sup> 刘枢<sup>1</sup> 房龙<sup>1</sup> 李正勇<sup>3</sup>

(1.西南石油大学地球科学与技术学院,四川成都610500;

2.中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院,四川成都610051;

3.中国石油西南油气田分公司川中油气矿勘探开发研究所,四川遂宁629000)

**摘要:**四川盆地中部上三叠统须家河组须二段砂岩储层是中国低渗致密砂岩的突出代表,成岩作用对于砂岩致密化具有重要影响。借助铸体薄片、阴极发光、电子探针、扫描电镜等实验分析手段,分析不同成岩作用类型及特征,以控制孔隙演化的主要或特征的成岩作用划分出6种成岩相;引入视压实率、视胶结率、视微孔率、成岩系数结合孔渗参数,定量评价不同成岩作用强度,区分不同成岩相类型;探索地应用稳健回归方法建立孔渗-成岩系数解释模型;利用成岩系数解释模型解释未取心井参数,绘制成岩系数等值线平面图,预测有利成岩相区域分布。绘制储层(孔隙度>6%)成岩系数等值线平面图,预测有利成岩相-有利储层发育区,实现了成岩作用、成岩相定量评价,成岩相的快速预测,并为有利储层发育区的筛选提供了依据,对于致密砂岩气藏勘探开发具有指导性意义。

**关键词:**成岩作用;成岩相;定量评价;稳健回归;储层预测须家河组须二段;川中地区

**中图分类号:**P618.1;P586 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2014)02-0437-13

四川盆地上三叠统须家河组(T<sub>3x</sub>)是中国低渗致密砂岩的突出代表,须二段是研究区重要含气层段<sup>[1]</sup>,受沉积、成岩等作用综合影响,砂岩储层具低孔、低渗—特低渗的特点<sup>[2]</sup>。

成岩作用在砂岩致密化过程中起到重要作用,并决定了储层最终品质优劣,对致密砂岩而言,控制储集层发育和分布的关键就是成岩作用和成岩相<sup>[3]</sup>。

“成岩作用”这一概念自19世纪中期提出至今,国内外学者对其有不同的认识<sup>[4-7]</sup>。对储层成岩作用的研究,前期局限于对成岩作用的理论研究,20世纪中、后期主要集中于成岩现象描述、次生孔隙成因、自生粘土矿物的重要性及二氧化硅来源等问题研究。21世纪初多种分析测试技术的不断提高极大地促进了成岩作用半定量化研究<sup>[8]</sup>。基于不断

深入探索,成岩作用在理论研究及具体实践中都取得了长足的进展<sup>[9]</sup>,近年来部分学者已对成岩作用定量化评价做了一定探索<sup>[10-14]</sup>。

储层成岩作用研究中,成岩储集相能够较全面地描述影响储层性质的几种成岩作用和特有储集空间的组合<sup>[15]</sup>,它是对储层的沉积学、岩石学和成岩作用等特征的综合表征。因此对储层成岩相的研究是剖析储层成岩特征,预测有利储层发育的重要手段。成岩相快速定量化评价已成为当前研究热点和未来研究的主要趋势。

本文引入压实率、视胶结率、微孔率、成岩系数<sup>[14-17]</sup>等参数定量表征成岩作用的强度,综合上述参数与孔渗参数区分、评价不同成岩相。首次尝试利用稳健回归分析建立孔渗-成岩系数解释模型,实现成岩相纵横向分布的定量预测,达到快速定量

收稿日期:2013-05-16;改回日期:2013-10-16

基金项目:国家重大科技攻关项目(2011ZX05001-005-02)资助。

作者简介:蒋裕强,1963年生,男,硕士,副教授,长期从事储层沉积学与油气藏描述等方面的教学科研工作;E-mail:xnsyjyq3055@126.com。

评价成岩相的最终目的。结合储层厚度三维地震预测资料,预测优质储层有利发育区。这对于致密砂岩气藏的勘探开发具有指导意义。

### 1 区域地质概况

研究区构造位置位于四川盆地古隆中斜平缓构造带的中部(图1),须家河组二段(T<sub>3x</sub><sup>2</sup>)为浅灰色细砂岩夹薄层黑色页岩的滨浅湖沉积体系,厚度为154.8~177 m,总体由北西向东南逐渐变薄,为本区主要储层段之一。储层岩性以长石岩屑砂岩为主(75.51%),储层孔隙度为0.84%~13.48%,平均孔隙度为6.34%;渗透率一般小于10 mD,为典型低渗透致密砂岩储层(图2)。

### 2 储层特征

#### 2.1 储层岩石学特征

区内400余片取心薄片鉴定结果(图3)表明,遂宁一蓬溪地区主要岩石类型为长石岩屑砂岩(75.51%),碎屑组分以石英(52.64%)为主、其次为岩屑(29.5%)、长石(18.5%)。岩屑以软质岩屑中的粉砂岩屑、泥岩屑及硬质岩屑中的砂岩屑、中一酸性喷出岩屑、石英岩屑为主。

碎屑粒度主要分布于0.15~0.5 mm,含量达

83.61%,砂岩成分成熟度较低(石英/(长石+岩屑))一般在1~1.8,平均为1.16。碎屑颗粒以次棱一次圆状为主,分选好—中等,结构成熟度中等偏高。颗粒以线接触为主,胶结类型多为孔隙式、孔隙—接触式胶结。

填隙物分为杂基和胶结物,杂基成分主要为泥质杂基,含量一般为1%~5%,岩屑砂岩中泥质杂基可达15%。胶结物主要为硅质胶结物、无铁方解石及自生粘土矿物,含量1%~11%。

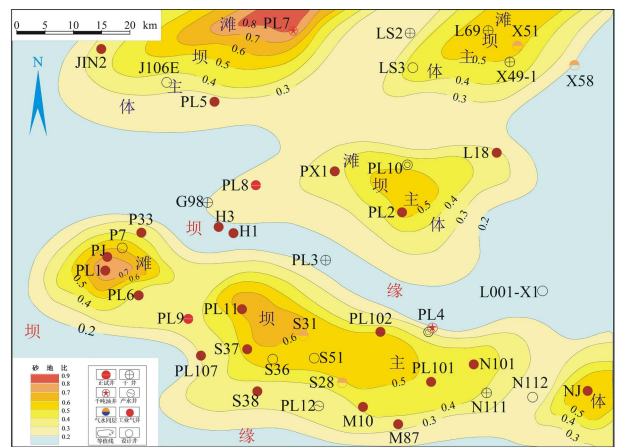


图2 研究区沉积相图

Fig.2 Sedimentary facies map of the study area

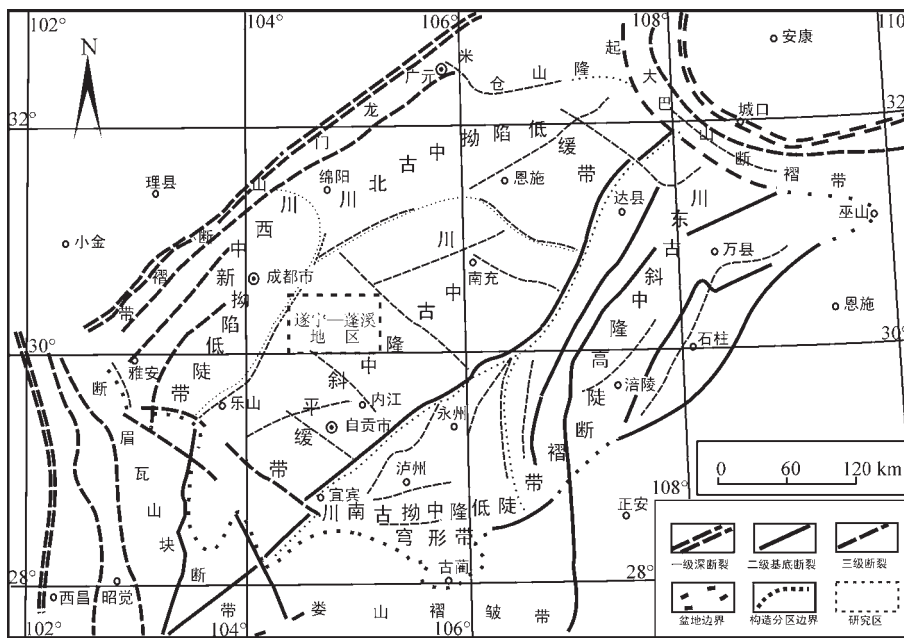


图1 研究区位置示意图

Fig.1 Location of the study area

## 2.2 储层结构特征

### 2.2.1 孔隙类型

按特征、分布、大小以及与颗粒、填隙物间的关系,将孔隙分为粒内溶孔、铸模孔、杂基内溶孔、胶结物内溶孔、粒间溶孔及残余粒间孔等6种类型。孔隙分段发育,非均质较强。须二段储集空间表现为次生孔隙与残余粒间孔共存,以次生孔隙为主,上亚段的原生孔隙最为发育,须二下亚段溶蚀程度最强,次生溶蚀孔的平均面孔率达5.26%(表1,图4)。

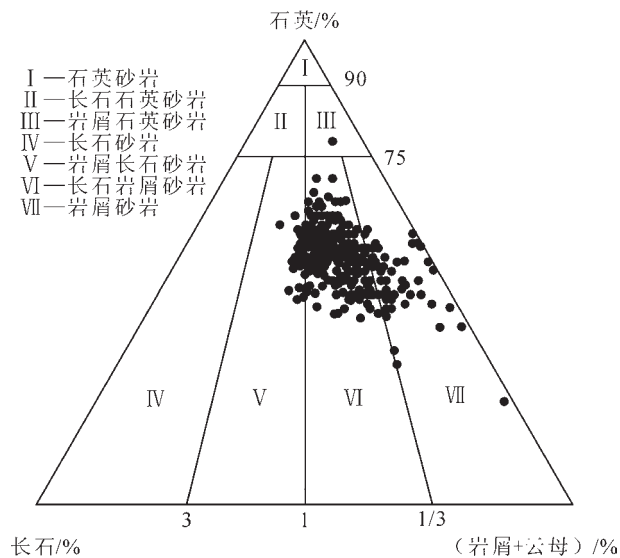


图3 遂宁—蓬溪地区须家河组二段岩石类型

Fig.3 Rock types of 2nd member of Xujiache Formation in Suining-Pengxi area

### 2.2.2 孔隙结构特征

显微镜及扫描电镜分析认为研究区内喉道主要为缩颈喉道和片状喉道。

对须二段16个砂岩样品压汞测试分析,孔隙度分布在2.74%~8.26%,平均为6.47%;渗透率为0.018~0.621 mD,平均渗透率为0.154 mD。排驱压力平均达到1.351 MPa,中值喉道半径最大0.210  $\mu\text{m}$ ,平均值为0.103  $\mu\text{m}$ ,中值压力平均为11.493 MPa。研究区砂体储集空间总体具较高排驱压力,高中值压力,细歪度,微-细喉道,且喉道分布不均匀,配伍性差的特征(图5)。

## 3 储层成岩作用类型及强度特征

### 3.1 压实作用及视压实率

研究区须二段常见的压实现象表现为:①片

表1 遂宁—蓬溪地区须二段孔隙类型及面孔率统计

Table 1 Statistics of pore types and areal porosity of 2nd member of Xujiache Formation in Suining-Pengxi area

| 层段  | 样数/个 | 原生孔隙 |       | 次生孔隙    |       |      |       |      |
|-----|------|------|-------|---------|-------|------|-------|------|
|     |      | 频率/% | 面孔率/% | 长石及岩屑溶孔 |       | 杂基溶孔 |       |      |
|     |      | 频率/% | 面孔率/% | 频率/%    | 面孔率/% | 频率/% | 面孔率/% |      |
| 须二段 | 上    | 95   | 15.33 | 0.62    | 66.67 | 2.69 | 18.00 | 0.73 |
|     | 中    | 141  | 4.00  | 0.20    | 84.10 | 4.13 | 11.90 | 0.58 |
|     | 下    | 135  | 6.08  | 0.34    | 76.30 | 4.27 | 17.61 | 0.99 |

注:面孔率为平均面孔率。

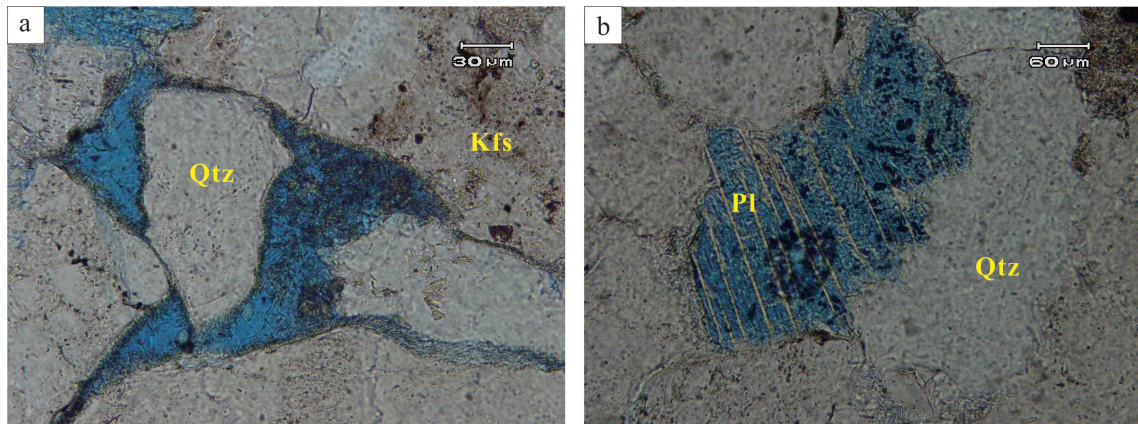


图4 孔隙类型示意图

a—残余粒间孔 Sui36, 2286.17 m,  $T_3x^2$ , 单偏光; b—长石沿聚片双晶纹溶解较彻底 PL7, 3181.88 m,  $T_3x^2$ , 单偏光; Qtz—石英; Kfs—钾长石; Pl—斜长石

Fig.4 Sketch map showing pore types

a—Residual intergranular pore Sui36, 2286.17m,  $T_3x^2$ , plainlight;

b—Feldspar dissolved completely along polysynthetic twins, PL7, 3181.88m,  $T_3x^2$ , plainlight

Qtz—Quartz; Kfs—K-feldspar; Pl—Plagioclase



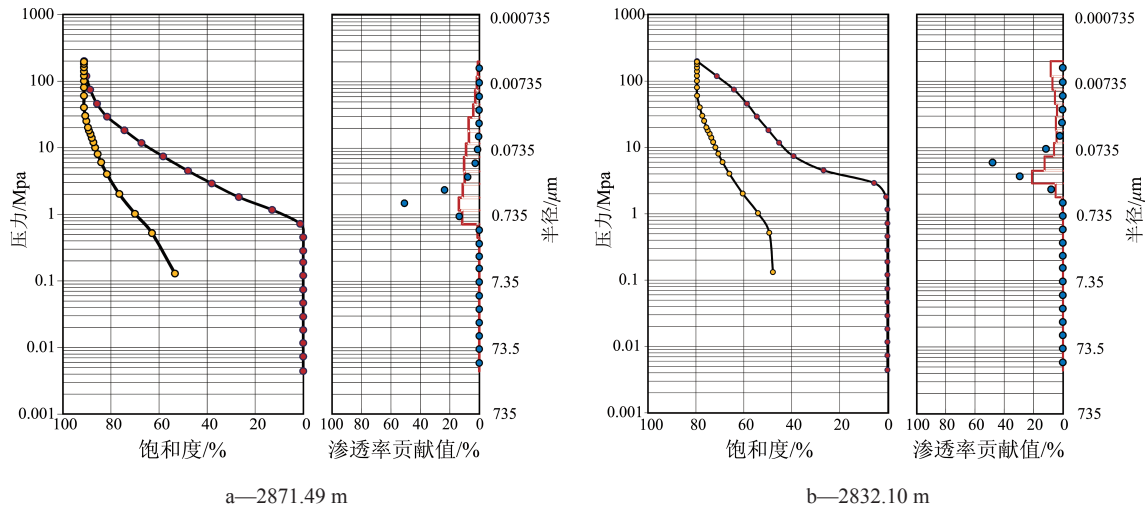


图5 遂宁—蓬溪地区蓬溪1井须二段压汞曲线图  
Fig.5 Mercury penetration curves of Pengxi 1 well in Suining-Pengxi area

状、长条状矿物的顺层分布；②长石、刚性岩屑等刚性颗粒的局部破裂与错位(图6-a)；③片岩、千枚岩、板岩、泥质粉砂岩、喷出岩等软质颗粒的塑性变形与假杂基化；④云母类片状矿物的弯曲变形、破裂、褶皱；早期胶结物压实变形；⑤发生在石英、长石、岩屑等颗粒之间的各种接触关系，如点接触、线接触、凹凸接触等。

引入“视压实率”概念<sup>[16-17]</sup>定量描述压实作用对孔隙的破坏程度：

视压实率=(原始粒间孔隙体积-残余原始粒间孔隙体积-胶结物体积)/原始粒间孔隙体积×100%

压实率越大,压实作用对孔隙的破坏程度就大。

根据R.Sneider图版,考虑岩石的沉积环境、粒级大小及分选性,取细砂岩、细一中砂岩的原始孔隙度38%。现存残余原始粒间孔体积、胶结物体积用显微镜下观察统计结果表示。计算统计,研究区须二段371个样品压实率分布于5.26%~100%,平均压实率74.21%,属强压实<sup>[14]</sup>。

### 3.2 胶结作用及视胶结率

研究区须二段主要的胶结作用为硅质胶结及碳酸盐胶结,见少量的粘土矿物和硫化物等胶结物。

(1)硅质胶结物是研究层段中最常见的胶结物(图6-b),主要有两类,一类以石英加大边的形式出现,另一类为充填孔隙的自生石英。硅质胶结物多与溶蚀作用伴生,来源可能是长石、岩屑等颗粒溶蚀产物<sup>[18]</sup>;硅质胶结物含量平均值2.51%,最大可达7%,造成粒间孔隙大量堵塞,是储层物性较差的主

要原因之一。

(2)碳酸盐胶结物主要为方解石,另有少量白云石、铁白云石和菱铁矿。碳酸盐胶结物含量一般2%~6%,少数样品含量可达40%。大量早期方解石胶结物严重堵塞孔隙(图6-c),使岩石在成岩作用早期就变得很致密,阻止了后期酸性水的流动,这是储层物性较差的又一重要原因。

为了定量描述胶结作用对孔隙的破坏程度,我们引入“视胶结率”<sup>[16-17]</sup>概念:

视胶结率=胶结物体积/(胶结物体积+残余原始粒间孔体积)×100%

胶结率越大,胶结作用对孔隙的破坏程度就越大。计算统计,研究区须二段371块样品视胶结率分布于26.04%~100%,平均视胶结率96.24%,属强胶结<sup>[14]</sup>。

### 3.3 溶蚀作用及溶蚀率

溶蚀作用导致大量长石、岩屑等粒内或粒间次生孔隙的形成,对改善储层物性起到积极作用,研究区广泛发育粒内溶孔、铸模孔和杂基内溶孔。

研究层段被溶组分主要是长石。长石溶模孔除少数全保存外,绝大多数都不同程度地被后继的自生矿物充填或半充填。

据显微镜下粗略估计,有效储层(孔隙度≥6%)中溶蚀作用形成的次生孔隙总量平均在5%左右,最大可达10%,但大部分被石英和后来方解石充填,残存的次生孔隙量一般只有4%左右,最大可达6%。

引入“视溶蚀率”<sup>[16-17]</sup>概念,定量描述溶蚀作用

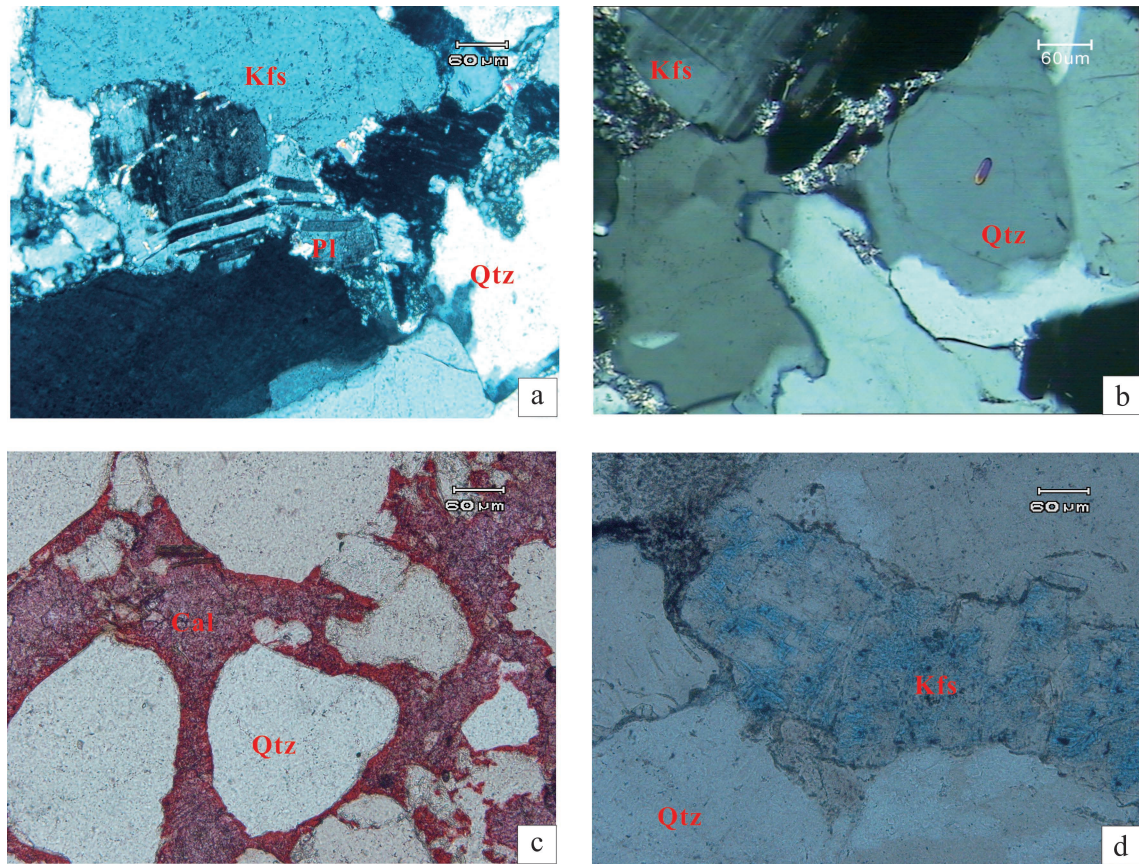


图6 成岩作用示意图

a—长石双晶错断, JIN106, 3185.00 m,  $T_{3x^2}$  正交偏光; b—石英颗粒镶嵌接触, 石英加大、自生石英 Sui 36, 2416.22 m,  $T_{3x^2}$  正交偏光; c—方解石、铁方解石胶结间孔隙, PL7, 3289.12 m,  $T_{3x^2}$  单偏光; d—长石粒内溶孔 PL6, 2540.27 m,  $T_{3x^2}$  单偏光

Fig.6 Sketch map showing the diagenesis

a—Faulted feldspar polysynthetic twins, Jin106, 3185.00 m,  $T_{3x^2}$ , plainlight.; b—Embedded contact of quartz particles, Quartz overgrowth and authigenic quartz, SuiNing 36, 2416.22 m,  $T_{3x^2}$ , plainlight.; c—Calcite and ferrocalcite cementation intergranular porosity, PL7, 3289.12 m,  $T_{3x^2}$ , plainlight.; d—Intragranular pores of corrosion feldspar, PL6, 2540.27 m,  $T_{3x^2}$ , plainlight

对孔隙的建设程度:

$$\text{视溶蚀率} = \frac{\text{次生溶蚀孔隙体积}}{\text{总孔隙体积}} \times 100\%$$

$$\text{总孔隙体积} = \text{次生孔隙体积} + \text{残余原始粒间孔隙体积} + \text{微裂缝体积}$$

计算统计, 研究区须二段 371 块样品视溶蚀率分布于 25%~100%, 平均视胶结率 83.27%, 属强溶蚀<sup>[14]</sup>。反映了本区孔隙以次生孔隙为主。

### 3.4 微孔隙率

“微孔隙率”<sup>[15-17]</sup>是表征难以渗流储层的微小孔隙含量的成岩参数, 这种微小孔隙通常小于 0.50  $\mu\text{m}$ 。微孔隙率为孔隙度与面孔率之差所占孔隙度的百分比。视微孔率越高说明储层中的大孔隙越少, 储层孔隙结构越差, 流体有效渗流空间越小。

$$\text{微孔隙率} = \frac{\text{物性孔隙度} - \text{视面孔率}}{\text{物性孔隙度}} \times 100\%$$

度  $\times 100\%$

研究区微孔隙率一般为 10%~85%, 平均为 49.61%。微孔隙发育中—强。

## 4 成岩系数

致密砂岩储层的形成受到各类成岩作用的综合影响。为定量表征各种成岩作用对储集性能的综合影响, 即明晰成岩作用的综合效应, 引入“成岩系数——Cd”<sup>[15-17]</sup>。

$$\text{Cd} = \frac{\text{面孔率}}{\text{视压实率} + \text{视胶结率} + \text{视微孔隙率}} \times 100\%$$

在成岩系数公式中分子代表了使储集性能变好的成岩作用效应, 分母代表了使储集性能变差的成岩作用效应。研究区成岩系数与孔隙度(图7)和



渗透率(图8)呈良好的正相关关系。

在孔隙度一定的情况下,若某一样品的视压实率较低,胶结程度系数也较低,且视微孔率较低,则成岩综合系数高,反之亦然。因此,可以用成岩综合系数来定量表征各种成岩作用对储层储集空间变化的综合效果。其值越大,说明使储层物性变好的成岩作用的影响越大。

## 5 成岩相定量评价及预测

### 5.1 成岩相类型划分

成岩相是岩石的成岩环境及在该成岩环境下形成的成岩矿物的综合,即反映成岩环境的岩石学特征、地球化学特征和岩石物理特征的总和。可反映储层形成过程中各成岩阶段孔隙水的性质与储层发育关系。成岩作用的直接表现,构造和沉积作用直接决定成岩作用的形式和内容<sup>[2]</sup>。

对于成岩相的定义,不同研究者表述不一<sup>[5,10,17,19]</sup>,但多数都涉及到了成岩作用及其产物等内容,分歧不是很大。但各种成岩相对应的形成机理复杂多样,至今尚未达成一致的认识。国内外学者对于成岩相的划分认识和标准亦存在不同观点<sup>[3]</sup>。

笔者以某种成岩环境下发生的主要成岩作用命名成岩相,对于储集层而言,成岩相以控制孔隙演化的主要或特征成岩作用来命名。依据须家河组砂岩的沉积组分构成、成岩作用表现形式、成岩环境等多种成岩因素及成岩微观显微特征,划分出6种成岩相:

(I)少量硅质-绿泥石胶结成岩相:粘土矿物以铁绿泥石为主,镜下呈栉壳环边围绕碎屑生长充填粒间,原生粒间孔隙发育;可见自生石英半充填,

偶见方解石胶结(图9-a)。

(II)硅质胶结-溶蚀成岩相:成岩作用以长石和岩屑的溶蚀作用与硅质胶结作用为主,颗粒之间呈紧密镶嵌接触,淘洗干净,几乎无杂基(图9-b)。

(III)方解石胶结成岩相:早期方解石和晚期铁方解石的胶结强烈,伴有长石粘土化,方解石交代长石,偶见方解石、铁方解石交代石英。长石溶蚀但不严重,溶孔发育程度低。大量早期无铁方解石的基底式连晶胶结,使得沉积物粒间孔隙几乎完全堵塞,阻止了后期孔隙水的流动和交换(图9-c)。

(IV)压实成岩相:压实作用强(压实率大于90%),偶见交代作用,主要为菱铁矿胶结、交代并形成菱铁矿结核(图9-d)。

(V)杂基胶结成岩相:杂基(粘土杂基、白云母等)含量大于5%,多呈塑性变形充填粒间,压实后的假杂基(泥质类岩屑、板岩屑等)具定向性。零星方解石、黄铁矿交代。可见极少量杂基溶孔(图9-e)。

(VI)硅质胶结成岩相:硅质胶结强烈,硅质胶结物含量一般大于7%,贫杂基。由于硅质胶结的多期次性,岩性非常致密(图9-f)。

### 5.2 成岩相定量评价

对不同成岩相的物性、成岩强度参数、成岩系数统计分析(表2,图10),I相平均孔隙度为9.13%,平均渗透率0.31 mD,平均成岩系数4.57%;II相平均孔隙度可达6.74%,平均渗透率0.25 mD,平均成岩系数2.99%。I、II相主要发育于细—粗粒的长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩、以硬岩屑为主的岩屑砂岩。这两类成岩相的物性、成岩系数均高于其他四类,且孔隙度均大于储层孔隙度下限

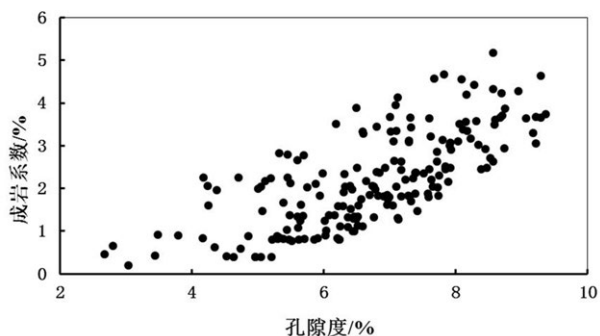


图7 孔隙度与成岩系数交会图  
Fig.7 Cross plot of porosity and diagenetic coefficients

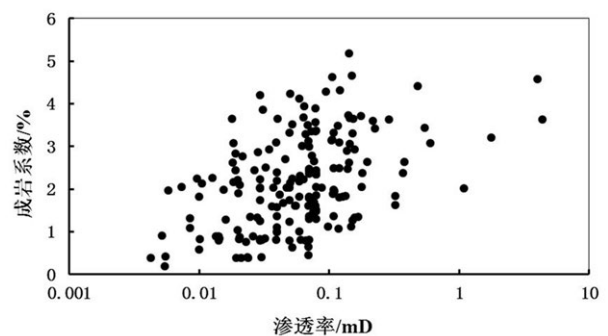


图8 渗透率与成岩系数交会图  
Fig.8 Cross plot of permeability and diagenetic coefficients

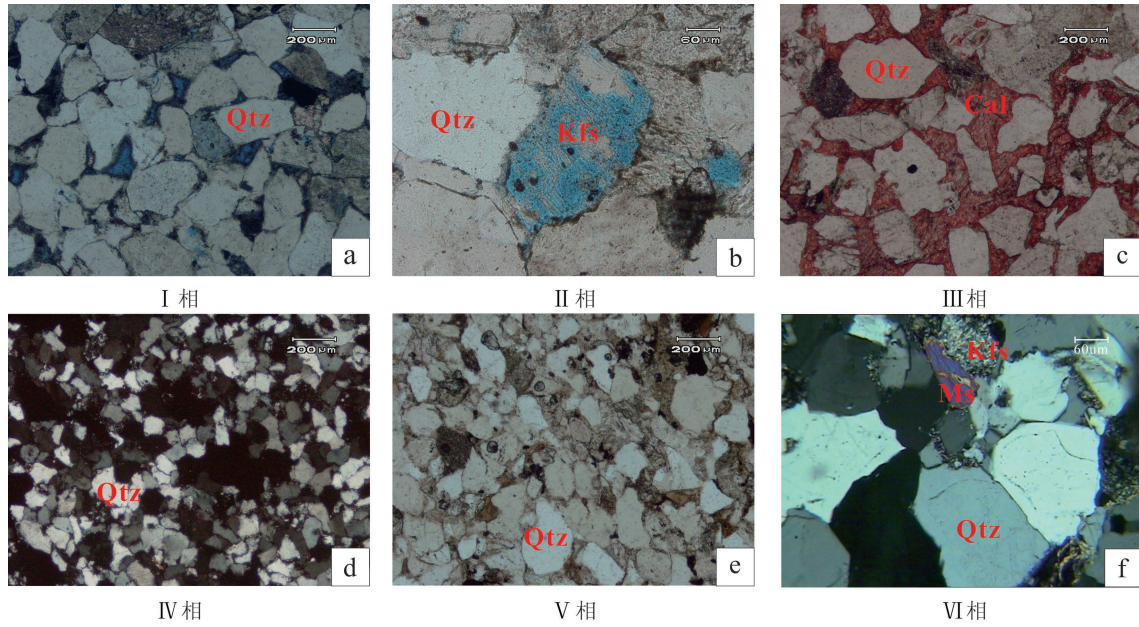


图9 成岩相划分示意图

a—绿泥石环边胶结后的残余粒间孔,单偏光PL-7,  $T_{3x^2}$ ; b—硅质胶结发育,见长石粒内溶孔,单偏光NV-101,  $T_{3x^2}$ ;  
c—方解石胶结,单偏光PX-1,  $T_{3x^2}$ ; d—细粒岩屑砂岩,强压实,LI-18井,  $T_{3x^2}$ ,正交光; e—杂基胶结, NV-101,  $T_{3x^2}$ ;  
f—石英加大边及自生石英发育, SUI36,  $T_{3x^2}$

Fig.9 Sketch map showing diagenetic facies division

a-Residual intergranular pore after chlorite rim cementation, PL7,  $T_{3x^2}$ , plainlight; b-Siliceous cement and intragranular pores of corrosion feldspar, NV-101,  $T_{3x^2}$ , plainlight; c-Calcite cementation, PX1,  $T_{3x^2}$ , plainlight; d-Fine-grained lithic sandstone, strong compaction, LI18,  $T_{3x^2}$ , crossed nicols; e-Fine-grained lithic sandstone heteroaryl cementation, NV-101,  $T_{3x^2}$ ;  
f-Quartz overgrowth and authigenic quartz, SUI36,  $T_{3x^2}$

表2 各成岩相物性、成岩强度系数、成岩系数统计

Table 2 Statistics of properties, diagenetic intensity coefficients and diagenetic coefficients of various diagenetic facies

| 相类型 | 孔隙度/%      | 渗透率/mD     | 压实率/%       | 胶结率/%     | 溶蚀率/%  | 微孔率/%   | 成岩系数/%    | 样品数/个 |
|-----|------------|------------|-------------|-----------|--------|---------|-----------|-------|
| I   | 6.16~13.48 | 0.02~0.4   | 46.05~95.26 | 58.97~100 | 25~100 | 0~59.88 | 1.92~9.84 | 11    |
|     | 9.13       | 0.38       | 68.11       | 81.37     | 59.65  | 12.20   | 4.57      |       |
| II  | 1.24~10.27 | 0.001~0.84 | 55.26~95.79 | 26.04~100 | 20~100 | 10~100  | 1.0~10.01 | 285   |
|     | 6.74       | 0.25       | 77.45       | 96.4      | 92.43  | 13.22   | 2.99      |       |
| III | 0.84~2.55  | 0~0.14     | 5.26~100    | 80~100    | 0~100  | 3~100   | 0~2.41    | 39    |
|     | 1.4        | 0.03       | 46.7        | 99.3      | 27.1   | 45.89   | 0.38      |       |
| IV  | 1.04~3.37  | 0          | 100         | 0         | 0      | 100     | 0         | 3     |
|     | 2.73       | 0          | 100         | 0         | 0      | 100     | 0         |       |
| V   | 0.93~3.56  | 0~0.42     | 76.32~92.63 | 100       | 0~100  | 5~100   | 0~0.39    | 12    |
|     | 2.05       | 0.07       | 81.94       | 100       | 63.64  | 47.81   | 0.19      |       |
| VI  | 0.92~2.58  | 0~0.07     | 65.79~85.53 | 100       | 0~100  | 6~100   | 0~0.42    | 6     |
|     | 1.78       | 0.02       | 75          | 100       | 66.67  | 47.43   | 0.2       |       |

注:表中数据说明:  $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值}}$ 。

6%。认为 I、II 相为本区有利成岩相。同时笔者发现成岩系数越高, 储层成岩相类型越有利, 物性条件越好。

### 5.3 定量解释模型的建立与检验

为定量预测有利成岩相平面分布, 在取心层段成岩相划分及成岩综合系数计算统计的基础上, 尝试建立岩石物性成岩系数关系图版, 将未取心井的测井解释孔渗参数转换为成岩系数。从而在平面上勾绘成岩系数分布等值线图, 并预测储层有利成岩相的分布。

首先, 分别建立成岩系数与孔隙度、渗透率相

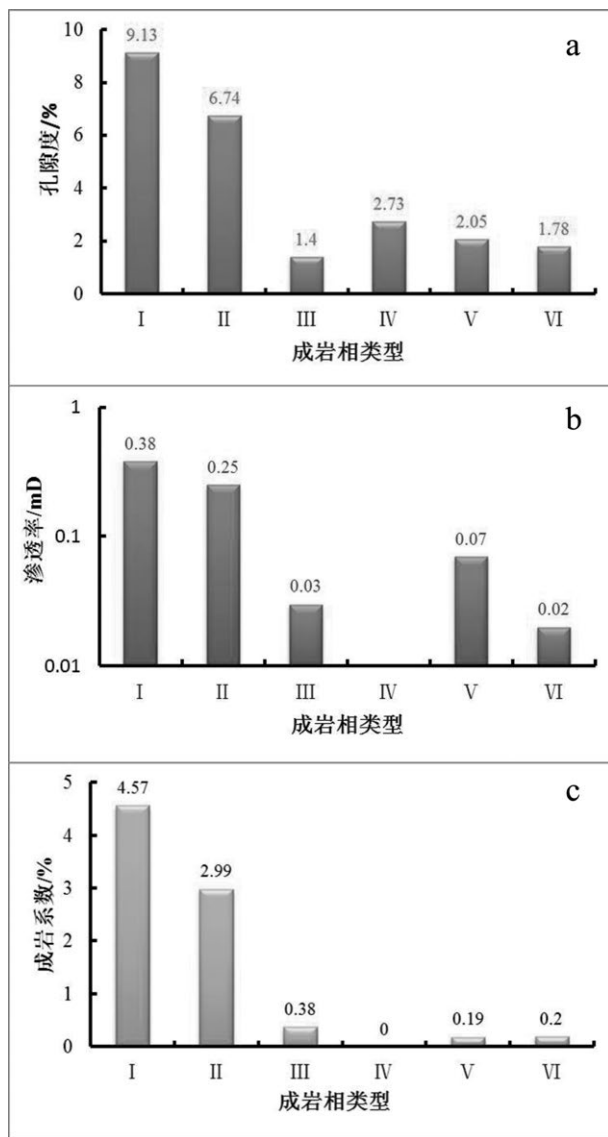


图10 各成岩相孔隙度、渗透率、成岩系数分布直方图  
Fig.10 Frequency distribution of porosity, permeability and diagenetic coefficients of various diagenetic facies

关系数最大的一元回归模型(式1和2)(图11~12)。

孔隙度 $\phi$ /成岩系数 Cd

$$Cd = 0.1991e^{0.333\phi} \quad \text{复相关系数 } R = 0.7409 \quad (1)$$

渗透率 K/成岩系数 Cd

$$Cd = 3.9263x^{0.2661} \quad \text{复相关系数 } R = 0.4828 \quad (2)$$

在建立了两个独立的极大非线性回归的基础上, 令  $Cd = y_i, e^{0.333\phi_i} = x_{1i}, x_i^{0.2661} = x_{2i} (i = 1, 2, \dots, n)$ 。构建关于成岩系数的经典二元回归方程。

$$b_0 + b_1x_{1i} + b_2x_{2i} = y_i (i = 1, 2, \dots, n, \text{ 其中 } b_0, b_1, b_2 \text{ 为待求系数}) \quad (3)$$

经典的 LS 估计是给予每个样本资料以相等的权重(均为 1), 在没有异常值时, 是残差平方和最小的最优估计, 而当存在异常值时, 则由于对于异常值和正常值一视同仁, 权重相同, 造成的后果是模型精度的大大降低<sup>[20]</sup>。由于不同深度段的成岩环境差异、成岩作用的非均质性等因素影响, 在成岩数据的统计分析中难免遇到数据点不规则现象, 即

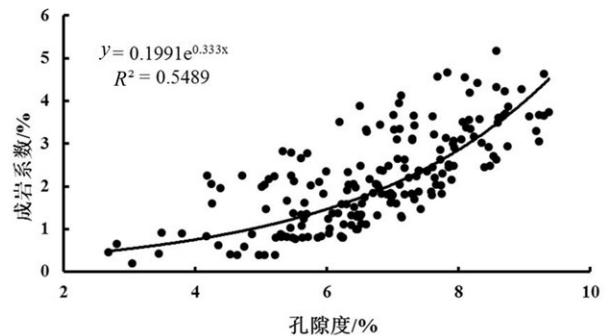


图11 孔隙度-成岩系数交会图  
Fig.11 Cross plot of porosity-diagenetic coefficients

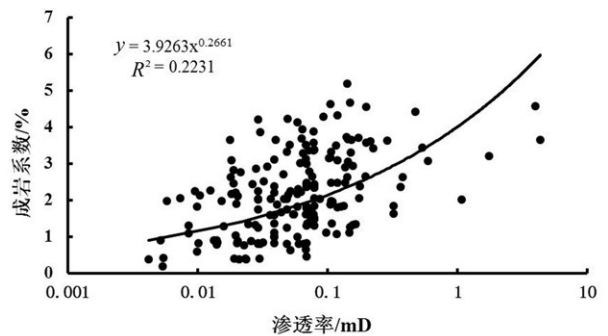


图12 渗透率-成岩系数交会图  
Fig.12 Cross plot of permeability-diagenetic coefficients



存在“离群值”(Outliers)<sup>[21]</sup>,考虑到经典回归难以消除“例外点”对于数据整体的分布影响,以致统计分析精度降低,而又不能草率地将这些非人为因素产生的异常点剔除。此时依据Huber 1964年提出的M-估计即稳健回归(robust regression)<sup>[22-26]</sup>进行数据回归分析是非常合适的,其原理是基于最小二乘估计的加权形式。即赋予每个样品点不同的权重系数 $w_i$ ,减小离群值对二元非线性回归引起的偏差。

$$w_i b_0 + w_i b_1 x_{1i} + w_i b_2 x_{2i} = w_i y_i \quad (i=1.2.\dots.n, w \text{ 为权重系数}) \quad (4)$$

$$\text{令估计值 } \hat{y}_i = b_0 + b_1 x_{1i} + b_2 x_{2i} \quad (5)$$

将式(4)写成矩阵形式 则有

$$WX^T B = WY \quad (6)$$

其中

$$W = \begin{bmatrix} w_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & w_2 & \dots & \vdots \\ \vdots & \vdots & w_3 & 0 \\ 0 & \dots & 0 & w_4 \end{bmatrix}, X = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1n} \\ x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2n} \end{bmatrix},$$

$$B = \begin{bmatrix} b_0 \\ b_1 \\ b_2 \end{bmatrix}, Y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix}$$

式4为 $n$ 个含有 $b_0, b_1, b_2$ 未知数的方程,这些方程构成了一个矛盾方程组,其最小二乘解为式6两边同乘以 $X$

$$XWX^T B = XWY \quad (7)$$

$$B = (XWX^T)^{-1} XWY \quad (8)$$

将此解代入到估计值 $\hat{y}_i$

权重系数 $W_i$ 如下确定

$$W_i = \begin{cases} 1 & |\delta_i| \leq k \\ k/|\delta_i| & |\delta_i| > k \end{cases} \quad (k \text{ 为huber函数误差范围})$$

$$\delta_i = y_i - \hat{y}_i \quad (i = 1.2.\dots.n)$$

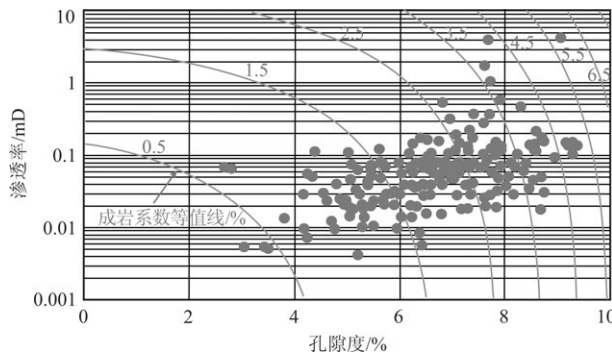


图13 储层孔渗—成岩系数解释模版

Fig.13 Explanation templates of porosity–diagenetic coefficients

解矛盾方程组初始

令  $W_1^{(0)} = W_2^{(0)} = \dots = W_n^{(0)} = 1$  (其中  $W_1^{(0)}$  代表  $W_1$  中的  $w_0$ )

$$\text{由 } XW^{(0)}X^T B = XW^{(0)}Y \quad (9)$$

$$\text{解得 } B^{(0)} = (XW^{(0)}X^T)^{-1} XW^{(0)}Y \quad (10)$$

再由如下 huber 函数修改权重系数

$$W_i^{(1)} = \begin{cases} 1 & |\delta_i| \leq k \\ k/|\delta_i| & |\delta_i| > k \end{cases} \quad (k \text{ 为huber函数误差范围})$$

$$\delta_i = y_i - \hat{y}_i \quad (i = 1.2.\dots.n)$$

由修改后的权重系数解得:

$$B^{(1)} = (XW^{(1)}X^T)^{-1} XW^{(1)}Y \quad (11)$$

再修改权重系数  $W_1$ , 解得:

$$B^{(2)} = (XW^{(2)}X^T)^{-1} XW^{(2)}Y \quad (12)$$

系数求取过程为一个迭代过程。重复上述过

程直到  $\max |\Delta b_n^i| < \epsilon$  为止 此时所求得  $B = \begin{bmatrix} b_0 \\ b_1 \\ b_2 \end{bmatrix}$  即为

矛盾方程的最大相关解。 ( $|\Delta b_n^i| = |B_{(i+1)} - B_{(i)}|$ )  $\epsilon$  可以定为  $10^{-7}$  为精度。

经反复迭代、回归矫正。当  $b_0 = -0.650278, b_1 = 0.212738, b_2 = 1.469998$  时二元非线性回归方程相关性达到最高(式13)。

$$Cd = -0.650278 + 0.212738 \times e^{0.333 \times \Phi} + 1.469998 \times K^{0.2661} \quad (13)$$

其中:  $Cd$ —成岩系数;  $\Phi$ —孔隙度;  $K$ —渗透率。

利用上述二元非线性回归方程,建立遂宁—蓬溪地区孔渗—成岩系数解释模型(图13)。

为验证解释模版的精度,我们将成岩系数的模版解释值与实际值交汇(图14),两组数据相关系数为0.7428,由于本区的样品点选取了371个,自由度为369。当自由度为300,执行度为5%时,相关系数大于0.113即为相关,表明实际值与计算有较好的

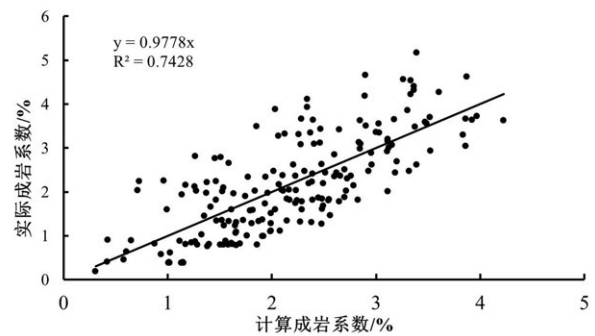


图14 成岩系数实际值与计算值相关图

Fig.14 Correlation diagram of diagenetic coefficient actual values and calculated values

相关性,认为模型解释已满足分析的要求。

#### 5.4 成岩系数分布与成岩相平面预测

以取心井段的岩心实测物性为基础,解释未取心井的孔隙度、渗透率。运用成岩系数解释模版求取研究区各单井成岩系数,勾绘研究区成岩系数平面等值线图(图15)。

受分析技术手段的限制,虽然数据解释相关性较高,但模板解释的数据普遍高于实际成岩系数(图14),实验数据计算认为第II成岩相成岩系数分布于3~4.6,第I相成岩系数大于4.6。而利用模型解释考虑到解释值偏大,统计认为成岩系数分布于3.6~4.6为II相,4.6~5.4为II~I相共存,大于5.4为I相。据此预测,认为研究区有两大有利成岩相发育区:①PL7井—PL10井的狭长区域;②PL107—PL11—PL3—L001-x1井连线以南的区域,这两个区域整体成岩系数较高,II相发育;第二区内的PL12—S12—S6—N101—N111井连线以南则认为是研究区内I相最为发育的区域。

在有利成岩相分布预测基础上,以6%为研究区储层孔隙度下限,统计勾绘研究区须二段储层成岩系数等值线平面图,预测有利成岩相—有利储层发育区(图16)。

研究区储层发育且储层品质较好的二级有利储层发育区(成岩系数分布于4.6%~5.4%)有3个:①研究区北部PL7井区;②研究区西部的P7—P24—PL6井区;③PL10—PL2—PL101—PL12—PL11—G259井连线之内的区域。

第三区内成岩系数大于5.4%的区域可被认为是本区储层发育且储层品质最好的一级有利储层发育区。

研究区最新储层( $\geq 6\%$ )厚度三维地震预测成果与成岩相定量、快速预测成果,区域上具有较强对比性。结合两种预测成果,综合考虑储层品质、储层厚度预测优质储层发育区。认为储层成岩系数高,储层厚度厚的区域为研究区重点勘探有利区。这种多因素预测对于油气勘探具有指导性意义(图17)。

研究区井位资料、解释模型的参数等资料的选取对于预测结果具有重要影响,为提高预测精度,在下一步工作中,我们希望通过更全面的数据分析以建立更为准确的解释模型。减小因参数选取造

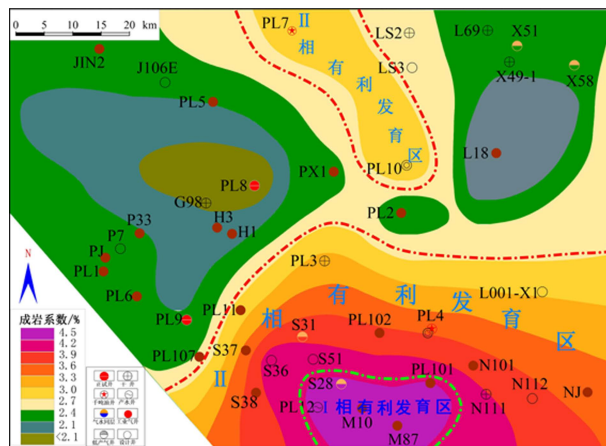


图15 遂宁—蓬溪地区须二段成岩系数分布图

Fig.15 Diagenetic coefficient distribution map of 2nd member of Xujiahe Formation in Suining-Pengxi area

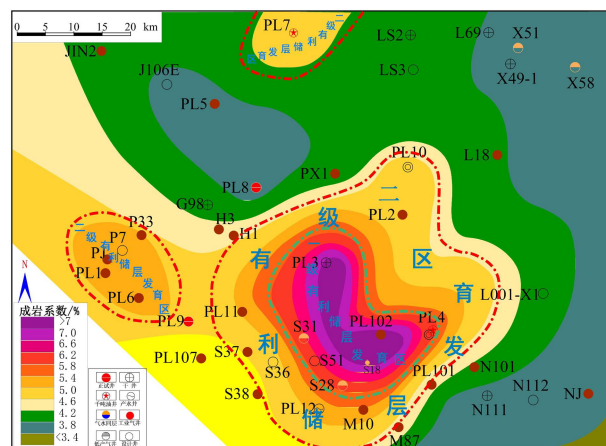


图16 有利成岩相—有利储层发育区分布图

Fig.16 Distribution of favorable diagenetic facies and favorable reservoirs

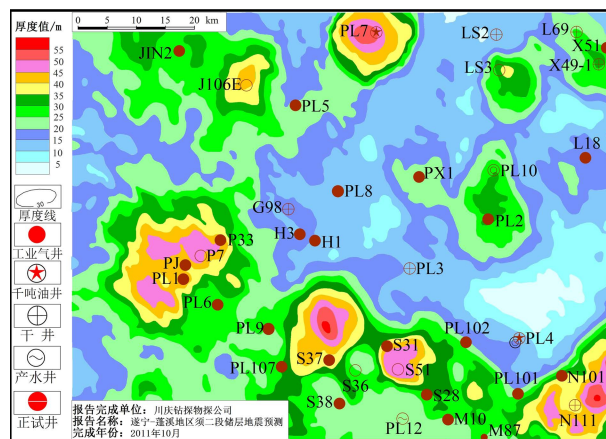


图17 须二段储层厚度地震预测图

Fig.17 Thickness-seismic prediction map of 2nd member of Xujiahe Formation

成的误差。

## 6 结 论

(1)压实作用、胶结作用、溶蚀作用是研究区主要成岩作用。量化评价各成岩作用强度,认为研究区须二段储层经历强压实、强胶结、强溶蚀成岩作用。

(2)以控制孔隙演化的主要或特征的成岩作用划分6种成岩相类型,发育Ⅰ相的储层孔渗条件最好,成岩系数最高,品质最好,有利油气聚集。Ⅱ相其次。其他4类普遍较差。

(3)通过实验分析,计算统计各成岩相成岩作用强度、成岩系数差异,利用稳健回归分析建立孔渗-成岩系数解释模型,实现成岩相快速定量预测。

(4)模型解释未取心井成岩系数,勾绘成岩系数等值线,预测了研究区三大有利成岩相分布区,勾绘储层成岩系数等值线,预测研究区一级、二级有利成岩相-有利储层分布区。

(5)对比分析三维地震预测成果,定量预测手段具有较强的可信度,综合两种预测手段,对于优质储层的预测具有重要意义。

**致谢:**陶艳忠、吕国祥老师对本文成岩作用及成岩相划分、成岩系数解释模型建立方面的指导具有重要意义,在此一并表示感谢。

### 参考文献(References):

- [1] 赖锦,王贵文,王书南,等.川中蓬莱地区须二段和须四段储层孔隙结构特征及影响因素[J].中国地质,2013,40(3):927-938.  
Lai Jin, Wang Guiwen, Wang Shunan, et al. Pore structure characteristics and controlling factors of 2nd and 4th member reservoirs in Upper Triassic Xujiahe Formation of Penglai area, central Sichuan Basin[J]. Geology in China, 2013, 40(3): 927-938 (in Chinese with English abstract).
- [2] 蒋裕强,郭贵安,陈辉,等.川中地区上三叠统须家河组二段和四段砂岩优质储层成因探讨[J].油气地质与采收率,2007,14(1):18-21.  
Jiang Yuqiang, Guo Gui'an, Chen Hui, et al. Origin of high-quality reservoirs of the second and fourth member sandstones, Xujiahe Formation, upper Triassic in the center of Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery, 2007, 14(1): 18-21(in Chinese with English abstract).
- [3] 段新国,宋荣彩,李国辉,等.四川盆地须二段综合成岩相特征研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(1):7-14.

- Duan Xinguo, Song Rongcai, Li Guohui, et al. Research of integrated diagenetic facies characteristics of T<sub>3</sub><sup>x2</sup> reservoir in Sichuan Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2011, 33(1): 7-14.
- [4] Fairbrige RW. Syndiagenesis- Anadiagenesis- Epidiagenesis in Lithogenesis[C]//Larsen G, Chikingar G V(eds.). Diagenesis in Sediments and Sedimentary Rocks, 1983, 2: 17-114.
- [5] 刘宝珺,张锦泉.沉积成岩作用[M].北京:科学出版社,1992:1-9.  
Liu Baojun, Zhang Jinquan. Sedimentary Diagenesis [M]. Beijing: Science Press, 1992: 1-9(in Chinese).
- [6] 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,1989:3-11.  
Zhen Junmao, Pang Ming. Diagenesis Research of Clastic Reservoir[M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 1989: 3-11(in Chinese).
- [7] 裘亦楠,薛叔浩.油气储层评价技术[M].北京:石油工业出版社,2001:9-18.  
Qiu Yinan, Xue Shuhao. Evaluation Technology of Petroleum Reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 9-18(in Chinese).
- [8] 樊爱萍,杨仁超,李义军.成岩作用研究进展与发展方向[J].特种油气藏,2009,16(2):1-6.  
Fan Aiping, Yang Renchao, Li Yijun, Research progress and development tendency of diagenesis study[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(2): 1-6(in Chinese with English abstract).
- [9] 刘建清,赖兴运,于炳松,等.成岩作用的研究现状及展望[J].石油实验地质,2006,28(1):65-72.  
Liu Jianqing, Lai Xingyun, Yu Bingsong, et al. The current situation and developing tendency of the study on diagenesis[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2006, 28(1): 65-72(in Chinese with English abstract).
- [10] 邹才能,陶士振,周慧,等.成岩相的形成、分类与定量评价方法[J].石油勘探与开发,2008,35(1):65-72.  
Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhou Hui, et al. Genesis classification and evaluation method of diagenetic facies[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(1): 65-72(in Chinese with English abstract).
- [11] 程启贵,张磊,郑海妮,等.基于成岩作用定量表征的成岩储集相分类及意义——以鄂尔多斯盆地王窑杏河侯市地区延长组长6油层组特低渗储层为例[J].石油天然气学报,2010,35(5):60-65.  
Chen Qigui, Zhang Lei, Zheng Haini. et al. Classification and significance of diagenesis- reservoir facies based on the quantitative characterization of diagenesis—By taking Chang-6 extra-low permeability reservoirs of Yanchang Formation of Triassic system in Wangyao-Xinghe-Houshi Area of Ordos B[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 35(5): 60-65(in Chinese with English abstract).



- [12] 孟元林, 李娜, 黄文彪, 等. 辽河坳陷西部斜坡带南段新生界成岩相分析与优质储集层预测[J]. 古地理学报, 2008, 10(1): 33-41.  
Meng Yuanlin, Li Na, Huang Wenbiao, et al. Diagenetic facies analysis and high quality reservoir prediction of the Cenozoic in southern segment of western slope of Liaohe Depression[J]. Journal of Palaeogeography, 2008, 10(1): 33-41(in Chinese with English abstract).
- [13] 陈振岩, 孟元林, 高建军, 等. 鸳鸯沟洼陷西斜坡成岩作用定量表征及有利区带预测[J]. 地学前缘, 2008, 15(1): 72-79.  
Chen Zhenyan, Meng Yuanlin, Gao Jianjun et al. Quantitative characterization of diagenesis and prediction of favorable areas in the west slope of Yuanyangou subsag[J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15(1): 72-79(in Chinese with English abstract).
- [14] 孙思敏. 低渗透储层成岩作用定量表征与成岩储集相——以吉林新立油田泉头组三、四段为例[J]. 沉积与特提斯地质, 2007, 27(2): 100-105.  
Sun Simin. Quantitative characterization of diagenesis and diagenetic reservoir facies of the low permeability reservoirs: An example from the 3rd and 4th members of the Quantou Formation in the Xinli Oil Field, Jilin[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2007, 27(2): 100-105(in Chinese with English abstract).
- [15] 张一伟, 熊琦华, 吴胜和. 陆相油藏描述[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 103-117.  
Zhang Yiwei, Xiong Qihua, Wu Shenghe. Continental Reservoir Description Service[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 103-117(in Chinese).
- [16] 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.  
Zhen Junmao, Pang Ming. Diagenesis Research of Clastic Reservoir[M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 1989(in Chinese).
- [17] 裘怿楠, 薛叔浩, 应凤祥. 中国陆相油气储集层[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 162-170.  
Qiu Yi'nan, Xue Shuhao, Ying Fengxiang. Chinese Continental Oil and Gas Reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 162-170(in Chinese).
- [18] 杜红权, 朱如凯, 何幼斌, 等. 柴西南地区古—新近系砂岩储层成岩作用及其对储层物性的影响[J]. 中国地质, 2010, 37(1): 152-158.  
Du Hongquan, Zhu Rukai, He Youbin, et al. The diagenesis of Paleogene-Neogene sandstone reservoirs and its effects on the physical character of reservoirs in southwestern Qaidam Basin[J]. Geology in China, 2010, 37(1): 152-158(in Chinese with English abstract).
- [19] 陈彦华, 刘莺. 成岩相—储集体预测的新途径[J]. 石油实验地质, 1994, 16(3): 274-280.  
Chen Yanhua, Liu Ying. Diagenetic facies—A new approach to the prediction of reservoir rock[J]. Petroleum Geology & Experiment, 1994, 16(3): 274-280(in Chinese with English abstract).
- [20] 陈艳国. 回归预测模型的稳健性分析(异常值处理)[J]. 工程地质计算机应用, 2005, 3: 22-39.  
Chen Yanguo. Robustness analysis of regression forecasting model (outlier processing) [J]. Engineering Geology Computer Application, 2005, 3: 22-39(in Chinese with English abstract).
- [21] 王宪举, 金堃. 一类非线性模型的稳健回归[J]. 数学的实践与认识, 1987, 4: 31-35.  
Wang Xianju, Jin Kun. Robust regression of a class of nonlinear model[J]. Mathematics in Practice and Theory, 1987, 4: 31-35(in Chinese with English abstract).
- [22] 王新军, 黄守坤. 预测型稳健回归模型及其实证分析[J]. 统计研究, 2004, 12: 42-45.  
Wang Xinjun, Huang Shoukun. Forecasting robust regression model and the experimental analysis[J]. Statistical Research, 2004, 12: 42-45(in Chinese with English abstract).
- [23] 高大峰, 何新成, 任禹州, 等. 稳健回归分析在斜拉桥温度效应分析中的应用[J]. 广西大学学报(自然科学版), 2012, 37(1): 110-114.  
Gao Dafeng, He Xincheng, Ren Yuzhou, et al. Application of a robust regression model in the analysis of temperature effect of cable-stayed bridges[J]. Journal of Guangxi University(Natural Science Edition), 2012, 37(1): 110-114.
- [24] 滕素珍. 稳健回归分析[J]. 大连理工大学学报, 1991, 31(6): 719-723.  
Teng Suzhen. Robust regression analysis[J]. Journal of Dalian University of Technology, 1991, 31(6): 719-723(in Chinese with English abstract).
- [25] 姚宜斌, 陶本藻, 施闯. 稳健回归分析及其应用研究[J]. 大地测量与地球动力学, 2002, 22(2): 16-19.  
Yao Yibin, Tao Benzao, Shi Chuang. Research on robust regression analysis and its application[J]. Crustal Deformation and Earthquake, 2002, 22(2): 16-19.
- [26] Paul D Allison. 高级回归分析[M]. 上海: 格致出版社, 上海人民出版社, 2011: 195-202.  
Paul D Allison. Advanced Regression Analysis[M]. Shanghai: Gezhi Press, Shanghai People's Press, 2011: 195-202(in Chinese).

## Quantitative evaluation and prediction of diagenesis facies with low porosity and permeability sandstone in central Sichuan: A case study of 2nd member of Xujiahe Formation in Suining–Pengxi area

JIANG Yu–qiang<sup>1</sup>, WANG Meng<sup>1</sup>, DIAO Yu–xiang<sup>1</sup>, ZHANG Chun<sup>2</sup>,  
CHENG Xiao–yan<sup>3</sup>, LIU Shu<sup>1</sup>, FANG Long<sup>1</sup>, LI Zheng–yong<sup>3</sup>

(1. *School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China;*

2. *PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610051, Sichuan, China;*

3. *Chuanzhong Oil–Gas Exploration and Development Research Institute,  
PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Suining 629000, Sichuan, China)*

**Abstract:** The sandstone reservoir in 2nd member of the Upper Triassic Xujiahe Formation in central Sichuan Basin is the prominent representative of China's low permeability tight sandstone. Diagenesis has an important influence on sandstone's compaction. Based on the cast–slice, cathodoluminescence, electron microprobe analysis, SEM and other means of experimental analysis, the authors analyzed different types of diagenesis and features and divided diagenetic facies into six kinds according to the dominant or characteristic diagenesis that controls the porosity evolution. Quantitative evaluation of the intensities of different diagenetic activities was made, and different diagenetic facies types were distinguished by introducing such indexes as the compaction rate, the cementation rate, the microporosity and diagenetic coefficient. The porosity and permeability–diagenetic coefficient interpretation model was tentatively established with the exploratory application of robust regression method. Un–coring well's parameters were explained by the diagenetic coefficient interpretation model, the diagenetic coefficient contour map was drawn, and the regional distribution of favorable diagenetic facies was predicated. The reservoir (> 6% porosity) diagenetic coefficient contour map was drawn, and the favorable diagenetic facies–favorable reservoir development area was delineated. All these results obtained by the authors provide a possibility for realizing quantitative evaluation of diagenesis and diagenetic facies, and the rapid prediction of diagenetic facies provides a basis for the screening of favorable reservoir development areas. These achievements have guiding significance for the exploration and development of tight sandstone gas reservoirs.

**Key words:** diagenesis; diagenetic facies; quantitative evaluation; robust regression; reservoir prediction; 2nd member of Xujiahe Formation; central Sichuan basin

---

**About the first author:** JIANG Yu–qiang, male, born in 1963, master, associate professor, engages in the study of reservoir sedimentology and oil & gas description and other aspects of teaching and research work; E–mail: xnsyjyq3055@126.com.