

Characteristics and Main Controlling Factors of High-quality Reservoirs in the 1st Member of Shaximiao Formation, Longgang Area, Central Sichuan

Jie Ren^{1,2,3}, Fu Zhao^{1,3}, Binchuan Qin^{1,3}, Zhengxiang Lv^{1,3}

¹College of Energy Resource, Chengdu University of Technology, Chengdu Sichuan

²Well Logging Branch, Southwest Petroleum Engineering Co. Ltd. of Sinopec, Chengdu Sichuan

³State key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu Sichuan

Email: 358421899@qq.com

Received: Jan. 24th, 2020; accepted: Feb. 20th, 2020; published: Mar. 4th, 2020

Abstract

The first member of Shaximiao Formation of Middle Jurassic in Longgang area of North Central Sichuan is an important tight sandstone oil producing area in Sichuan Basin, but it is difficult to explore and develop because of its large burial depth and complex diagenesis. This paper analyzes the basic geological characteristics of the high-quality reservoir in Shaximiao formation by using the experimental analysis methods such as well logging analysis, casting thin section observation, core observation, X-ray diffraction analysis and scanning electron microscope, and probes into the main controlling factors for the formation of the high-quality reservoir, which is of great significance for the exploration of the tight oil in the later stage of the study area. The results show that: 1) The first member of the Shaximiao Formation in the Longgang area is mainly composed of a set of delta plains. The rock type is mainly feldspar lithic sandstone. The reservoir space develops residual primary intergranular pores, intergranular dissolved pores, intragranular dissolved pores and micro-cracks. The distribution range of porosity and permeability is wide, and the whole is relatively dense. 2) Sedimentary facies, diagenetic facies and fractures are the main controlling factors for the development of high-quality reservoirs in the first member of Shaximiao formation. The diversion channel and the estuary dam sedimentary microfacies are the basis for the development of high-quality reservoirs; the compaction phase, the cementation-compaction phase and the cementation phase both destroy the reservoir, while the dissolution phase facilitates the formation of secondary pores and improves the physical properties of the reservoir; fractures are conducive to the migration of oil and gas, further improving the permeability of the reservoir, which is crucial to the formation of high-quality reservoirs.

Keywords

Longgang Area, Jurassic, Shaximiao Formation, Tight Sandstone Reservoir, Reservoir Characteristics, Main Controlling Factors

川中龙岗地区沙溪庙组沙一段优质储层特征及主控因素研究

任杰^{1,2,3}, 赵福^{1,3}, 覃斌传^{1,3}, 吕正祥^{1,3}

¹成都理工大学能源学院, 四川 成都

²中石化西南石油工程有限公司测井分公司, 四川 成都

³油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都

Email: 358421899@qq.com

收稿日期: 2020年1月24日; 录用日期: 2020年2月20日; 发布日期: 2020年3月4日

摘要

川中北部龙岗地区中侏罗统沙溪庙组沙一段是四川盆地重要的致密砂岩油产区, 但由于埋藏深度大, 成岩作用复杂, 勘探开发难度较大。本次运用测井分析、铸体薄片观察、岩心观察、X衍射分析、扫描电镜等实验分析方法, 对沙一段优质储层的基本地质特征进行了分析, 探讨了优质储层形成主控因素, 对研究区后期致密油的勘探具有重要意义。研究表明: 1) 研究区沙一段主要为一套三角洲平原沉积, 岩石类型为长石岩屑砂岩为主, 储层空间发育残余原生粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔和微裂缝, 孔隙度和渗透率分布范围较广, 整体较为致密。2) 沙一段优质储层发育的主控因素是沉积相、成岩相、和裂缝等。分流河道和河口坝沉积微相是优质储层发育的基础; 压实相、胶结-压实相和胶结相对储层起破坏性成岩作用, 而溶蚀相则有利于次生孔隙的形成; 裂缝有利于油气运移, 进一步改善了储层渗透率, 对优质储层的形成至关重要。

关键词

龙岗地区, 侏罗系, 沙溪庙组, 致密砂岩储层, 储层特征, 主控因素

Copyright © 2020 by author(s), Yangtze University and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

四川盆地是一个大型含油气叠合盆地, 是我国工业产能的致密油区之一, 纵向上发育多套含油气层位, 其中侏罗系则发育有5套含油气层位[1]。自1958年以来, 川中地区侏罗系经历了60年的勘探开发, 截至2019年共发现5个油田、18个含油区块, 累产原油超过500万吨[2]。川中东北部侏罗系的沙溪庙组致密油资源丰富, 年产油占侏罗系原油年产量的8% [3], 是典型的低孔渗、致密、非均质性极强的陆相砂岩储层[2] [4]。在储层整体致密背景下, 存在物性相对较好的有利储层发育段, 油气的分布和产出与相对有利储层发育关系密切。相对有利储层特征及主控因素不明确, 对致密砂岩油藏勘探带来较大的困难和风险, 成为制约川中地区寻找砂岩油气高产富集区块的主要地质因素[5]。因此, 开展研究区沙一段致密砂岩储层特征描述, 明确相对有利储层主要特征, 分析控制其发育的主控因素[6] [7], 是目前研究区

油气勘探中亟待解决的实际问题，以便更好指导研究区沙一段致密砂岩油的勘探开发工作。

2. 地质概况

龙岗地区位于四川盆地中部，区域构造属于川中隆起带的东北部[8] [9] (图 1)。本次研究目的层位主要为沙溪庙组，根据已有勘探开发成果可将沙溪庙组划分为沙溪庙组一段和二段(简称沙一段， J_2s^1 、沙二段， J_2s^2)，并由老到新依次划分为 J_2s^{1-1} 、 J_2s^{1-2} 、 J_2s^{1-3} 和 J_2s^{1-4} 个砂组。沙一段致密油的砂岩储层主要分布在沙一段底部，其底部主要为暗色沉积，即习称的“席状砂” [10] [11]。

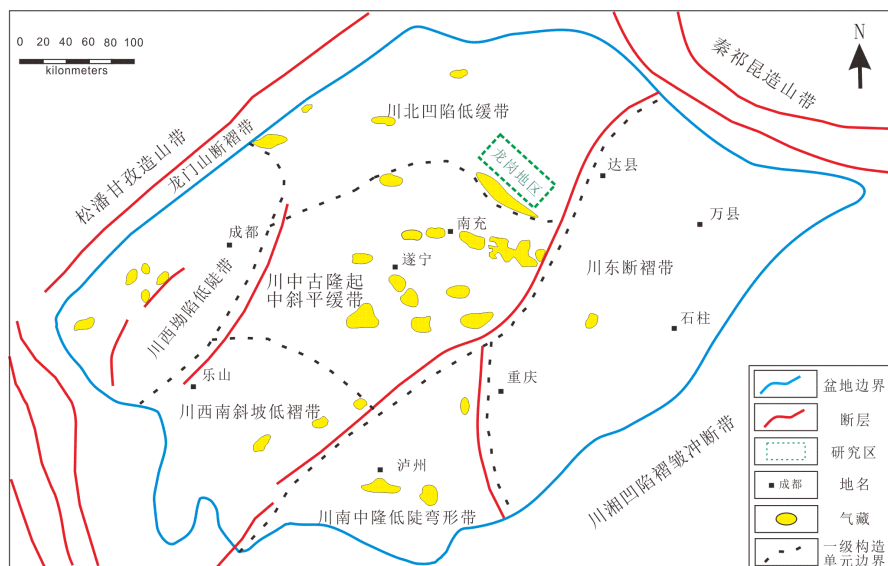


Figure 1. Location of the study area
图 1. 研究区位置

龙岗地区沙一段沉积期靠近物源区，整体沉积背景为湖退，主体为一套泛滥平原~分流平原沉积体系(图 2)。 J_2s^{1-1} 沉积是在凉高山湖盆萎缩，大范围湖退的背景下进行的，仍残留浅滨湖相沉积，发育滩坝、砂坪、泥坪、泥坪等微相；同时，由于湖水面积的减小，部分地区发育河流控制下的三角洲沉积。 J_2s^{1-2} - J_2s^{1-4} 沉积时期受来自东部、北东方向物源的供给影响，则主要发育河控三角洲沉积。

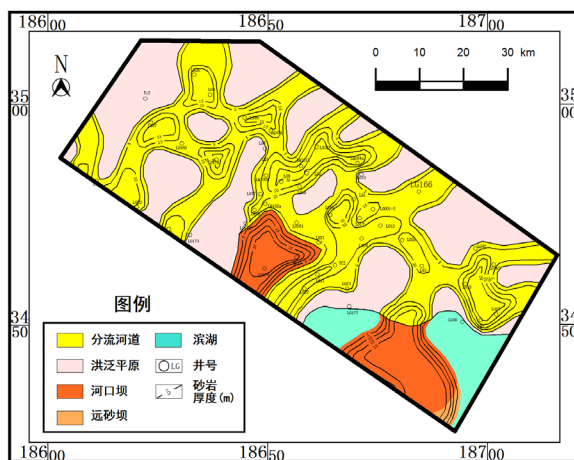


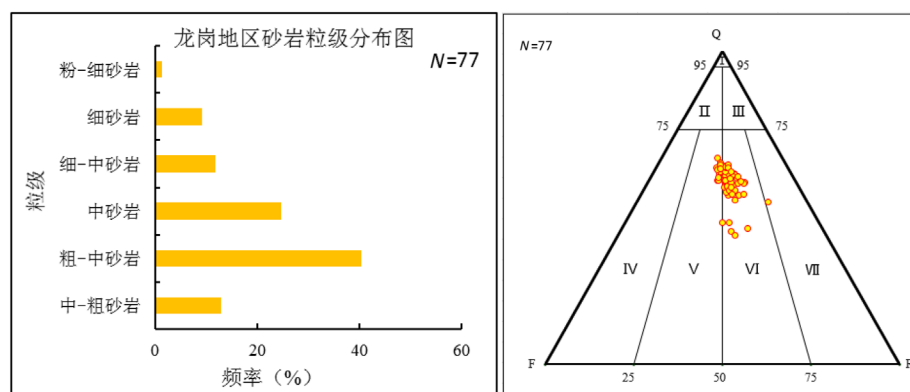
Figure 2. Sedimentary facies division of the study area
图 2. 研究区沉积相划分

3. 储层特征

3.1. 岩石学特征

通过对研究区 77 个样点进行的研究, 储层岩石颗粒以粗-中粒为主, 占 31%, 其次为中粒, 占 19%。颗粒磨圆中等, 以次棱-次圆状为主; 分选性中等; 接触关系主要表现为线接触, 反映岩石压实作用较高; 胶结类型则以孔隙-接触式为主。综上, 龙岗地区沙一段储层砂岩具中等结构成熟度。

碎屑颗粒组成中石英含量最高, 平均含量 59%, 其次为长石, 其平均含量为 22% 岩屑 19%。通过全岩 X-衍射分析表明, 长石以正长石为主, 岩屑以变质岩岩屑为主。其中, 砂岩岩石类型以长石岩屑砂岩为主, 含有少量岩屑长石砂岩和岩屑长石砂岩(图 3)。



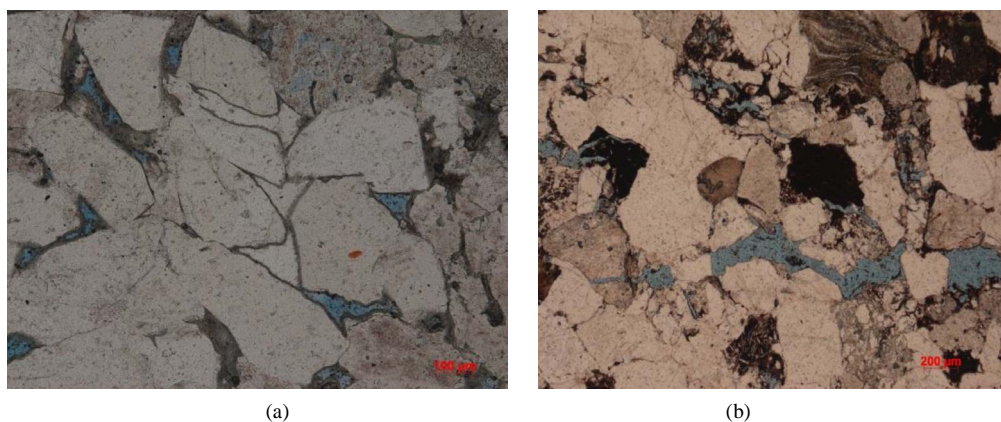
I-石英砂岩; II-长石石英砂岩; III-岩屑石英砂岩; IV-长石砂岩; V-岩屑长石砂岩; VI-长石岩屑砂岩; VII-岩屑砂岩

Figure 3. Histogram of sandstone size distribution and classification of sandstone triangles in the first member of Shaximiao Formation

图 3. 沙一段储层砂岩粒度分布直方图和砂岩三角分类图

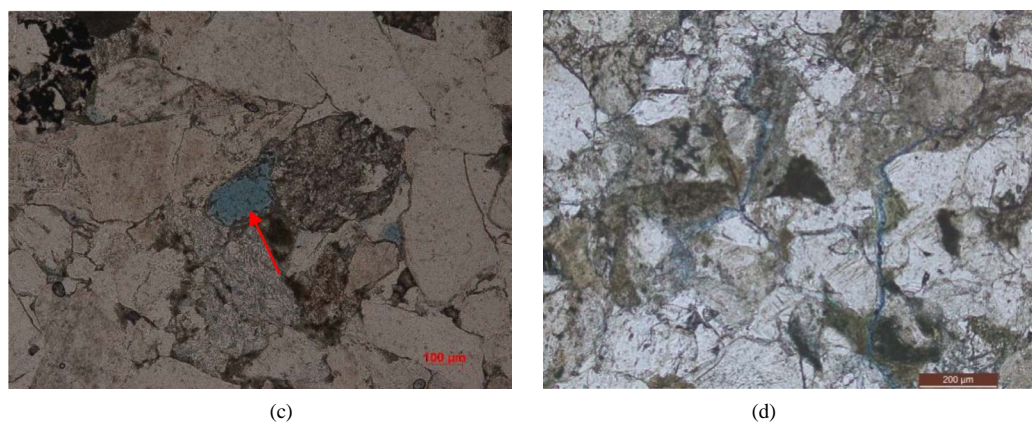
3.2. 储集空间特征

依据岩心、显微薄片、铸体薄片和扫描电镜分析, 龙岗地区沙一段储层发育有原生孔隙、次生孔隙和微裂缝。其中, 原生孔隙位于颗粒间, 孔隙边缘较为平直, 呈三角状, 属于被压实和胶结后残余的原生粒间孔(图 4(a)); 次生孔隙边缘不规则, 多为港湾状, 主要为粒间溶孔是在粒间孔或残余粒间孔基础上的溶蚀扩大而成的(图 4(b)), 而该地区的铸模孔则是少量易溶长石、岩屑被完全溶解后的孔隙且保留原颗粒的外形(图 4(c)); 龙岗地区裂缝不发育, 但部分地区发育有因构造受力作用而形成的构造微裂缝(图 4(d))。



(a)

(b)



(a) 龙浅2井, (-), J₂S₁, 1564.5 m, 残余原生粒间孔; (b) 龙岗022-H2井, (-), J₂S₁, 2516.69 m, 粒间溶孔; (c) 龙浅3井, (-), J₂S₁, 3081.1 m, 长石溶蚀形成铸模孔; (d) 龙浅009-H2井, (-), J₂S₁, 2618.69 m, 沿构造微裂缝溶蚀形成溶蚀缝

Figure 4. Type of storage space in the first member of Shaximiao Formation
图 4. 沙一段储集空间类型

3.3. 储层物性特征

根据龙岗地区沙一段326个样品岩石物性统计分析表明,孔隙度具有较大的变化范围,为0.2%~7.9%,平均为3.0%。渗透率在0.0001~35.7 mD之间,平均为0.35 mD,渗透率变化范围大,主要集中分布在小于0.001 mD和0.1~1.0 mD之间,占55.95% (图5)。总体而言,龙岗地区沙一段的平均孔隙度较高,但渗透率较低,说明在基质孔隙不发育的储层中,裂缝对渗透率影响程度大。

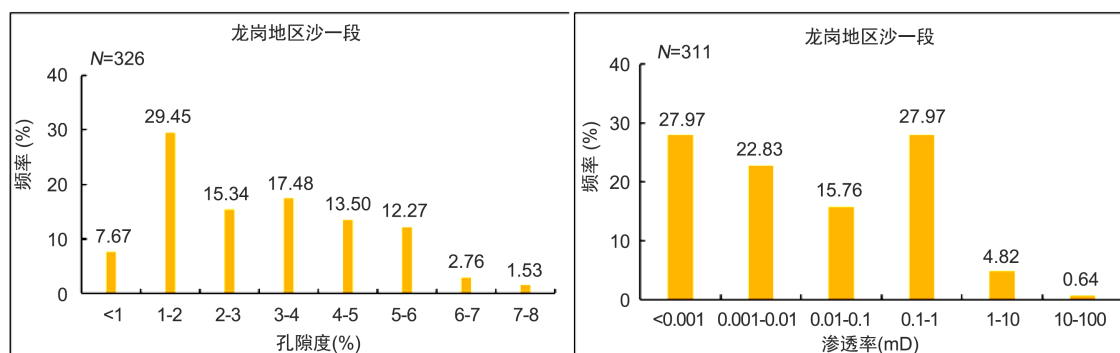


Figure 5. Histogram of pore permeability distribution in the first member of Shaximiao Formation in Longgang area
图 5. 龙岗地区沙一段储层孔渗分布直方图

研究区沙一段孔隙度和渗透率之间的相关性高,相关系数为0.7199,说明孔隙度和渗透率关系较密切,孔隙度的变化对渗透率影响明显(图6)。部分数据点还可看出研究区储层储渗能力除受孔喉控制外,裂缝对其也有重要影响。

3.4. 分类评价标准

根据上述研究的岩石学特征、储集空间特征及储层物性特征,可将研究区沙一段储层按照物性好坏分别划分为I、II、III、IV四类,各类储层的孔隙度、渗透率下限见表。对比分析研究区各类储层的实际含油状况,如钻井录井过程中砂岩的含油级别、取心段砂岩的显微含油特征、储层测试成果与试采特征等,可对上述四类储层进行如下评价:I类为在自然开采条件下能够获得较好产能的储层;II类为自然开

采条件下基本能够获得工业产能的储层；III类储层在自然开采条件下不能达到工业产能，但经过适当的改造措施后能够产出油气；IV类储层含油气性很差，且在目前技术条件下不具备开采价值，为非储层(表1)。总体上研究区储层物性致密，根据已有勘探开发成果中的砂岩含油气情况，油气主要聚集在I、II类储层中，因此将I、II类储层称为致密条件下的相对优质储层，其下限为：孔隙度大于2.7%，渗透率大于0.217 mD。

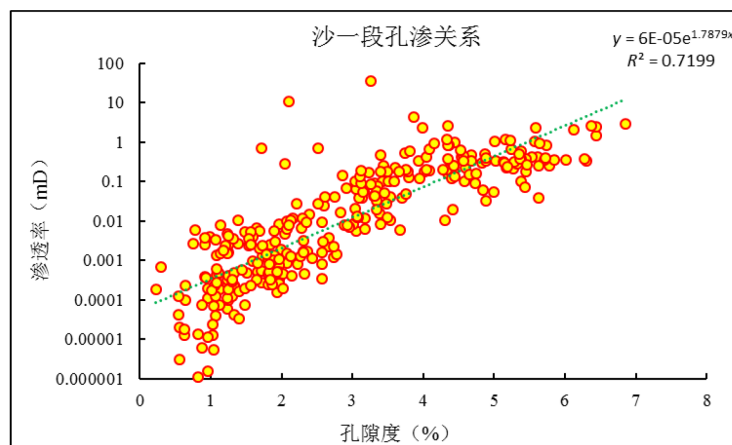


Figure 6. Relationship between pore permeability of the first member of Shaximiao Formation in Longgang area

图 6. 龙岗地区沙一段储层孔渗关系图

Table 1. Classification and evaluation of sandstone reservoir in the study area

表 1. 研究区砂岩储集性分类评价表

储层分级	孔隙度(%)	渗透率(mD)	储层评价
I	>3.4	>0.833	好
II	2.7~3.4	0.217~0.833	较好
III	1.8~2.7	0.037~0.217	差
IV	<1.8	<0.037	非

4. 优质储层主控因素分析

4.1. 沉积相对储层的影响

通过对取心段的沉积微相、物性对比分析，获得各类沉积微相与相对优质储层发育的关系。表明在沙一段沉积期中，相对优质储层主要发育在高分沉积环境的分流河道和河口坝沉积微相中，其砂岩粒度较粗，分选、磨圆较好，且杂基含量较低，孔隙度为3.2%~5.7%之间。其次是决口扇，孔隙度为2.6%~3.1% (图7)。天然堤和河漫湖中发育差。

4.2. 成岩相对储层的影响

根据研究区砂岩显微薄片成岩作用特征鉴定成果、扫描电镜对成岩作用的识别和阴极发光反映出的成岩作用特点等，将本区沙一段下部砂岩中的主要成岩相划分为4大类成岩相(压实相、胶结-压实相、胶结相、溶蚀相)。其中压实相、胶结-压实相和胶结相对储层均起到破坏性作用，而溶蚀相则有利于次生孔隙的形成，改善储集层物性。

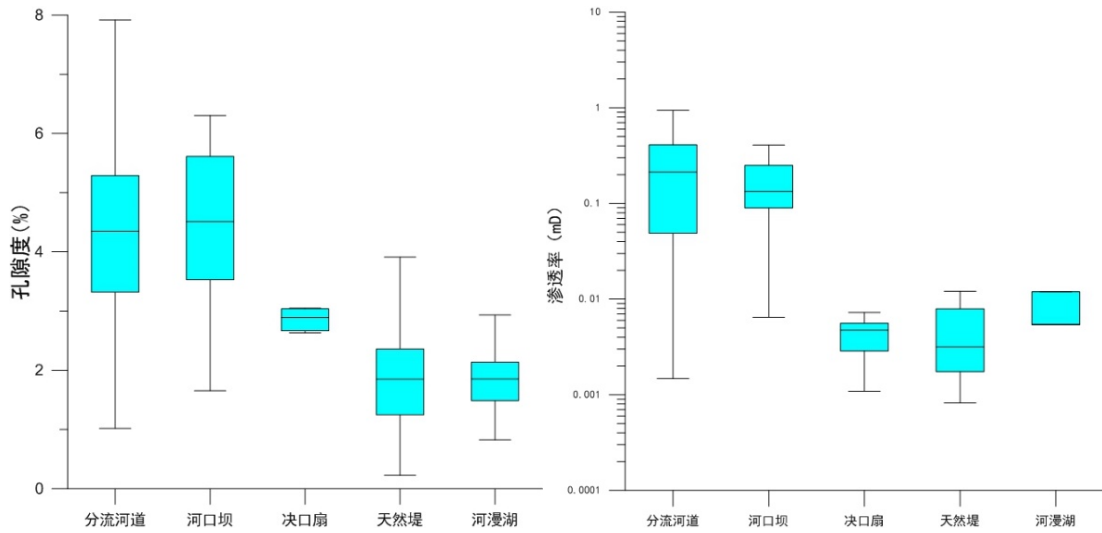


Figure 7. Relationship between lithology and physical properties and sedimentary microfacies
图 7. 岩性与物性和沉积微相关系图

4.2.1. 压实相

龙岗地区沙一段压实相的定名主要依据砂岩中的极低的胶结物含量总量和极差的孔渗。主要为强压实相，其中胶结物总含量极低，一般介于 0%~2%之间，平均为 0.14%，强压实相主要发育于天然堤、决口扇以及河漫湖等岩石粒度较细的沉积微相中，岩石类型为泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩、细-粉砂岩、粉-细砂岩。岩石极其致密，原生粒间孔大量损失，后期酸性流体不容易进入，溶蚀孔隙基本不发育，不利于储层的改造，对储层起破坏性作用(见图 8，TP2)。

4.2.2. 胶结-压实相

研究区胶结-压实相中主要为硅质胶结-压实相，偶见方解石胶结-压实相和浊沸石胶结-压实相，其压实强度低于压实相，胶结程度较高，储层物性好于强压实相。硅质胶结-强压实相主要见于分流河道、决口扇和天然堤等沉积环境能量较高的微相中，硅质胶结物含量一般介于 0%~1.5%之间，平均为 0.74%，胶结物总含量极低，一般介于 0%~3.5%之间，平均为 0.35%。总体来讲，也属于龙岗地区沙一段储层中物性较差的成岩相(图 8，TP1)。

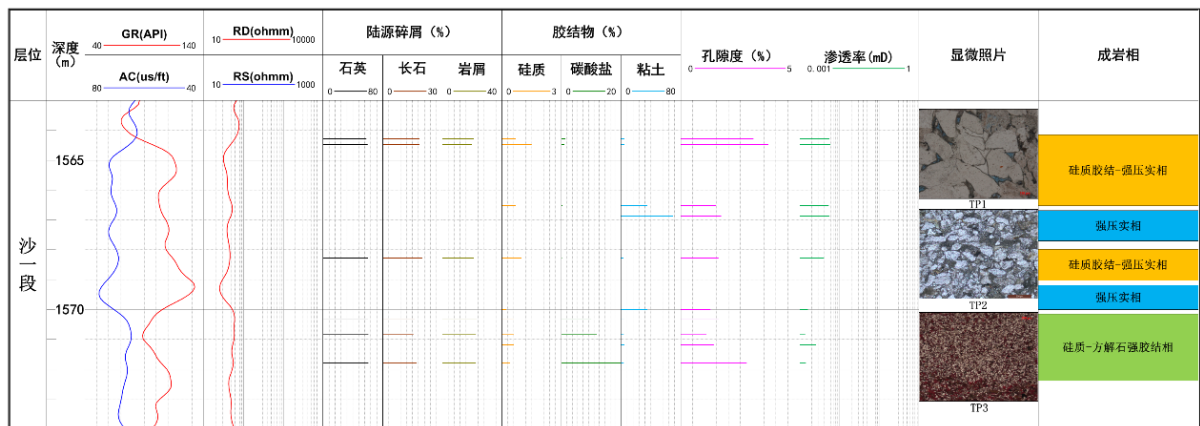


Figure 8. Diffusion phase division diagram of the first member of Shaximiao Formation (1563~1573 m) in Longqian 2 well
图 8. 龙浅 2 井沙一段(1563~1573 m)成岩相划分图

4.2.3. 胶结相

研究区沙一段自生矿物类型种类多, 共生关系复杂, 首先根据主要自生矿物类型划分为硅质胶结相、浊沸石胶结相和碳酸盐胶结相。然后根据胶结作用强度、主要自生矿物与共生矿物相对含量, 进一步细分硅质胶结相、硅质-浊沸石胶结相和硅质-(强)方解石胶结相。

1) 硅质胶结相

硅质胶结相中胶结物不发育, 自生矿物中硅质所占比例较大, 主要以自生石英晶体和次生加大边两种形式产出(图 9, TP4), 含量多介于 1%~3%之间, 平均为 1%。主要出现于分流河道微相中, 岩石是类型以中砂岩、细-中砂岩为主。砂岩孔隙度多介于 2.93%~5.63%之间, 平均为 3.7%, 渗透率多介于 0.01~0.32 mD 之间, 平均为 0.08 mD。总体来说研究区硅质胶结相使原生孔隙度降低, 储层物性变差。

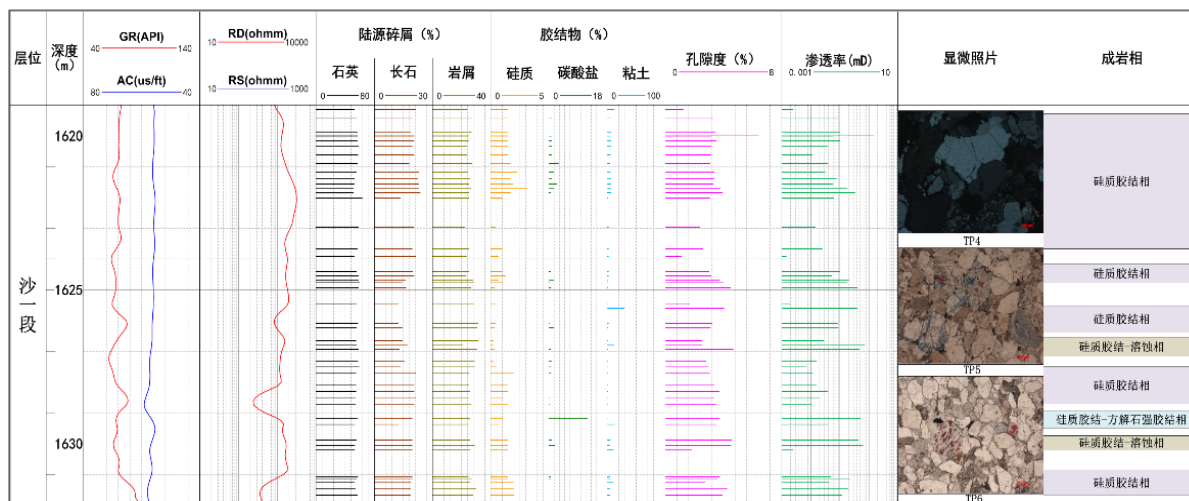


Figure 9. Diffusion phase division diagram of the first member of Shaximiao Formation (1619~1632 m) in Longqian 2 well
图 9. 龙浅 2 井沙一段(1619~1632 m)成岩相划分图

2) 硅质-浊沸石胶结相

研究区主要发育硅质-浊沸石胶结相, 发育少量绿泥石-浊沸石胶结相。硅质-浊沸石胶结相中自生矿物以浊沸石为主(图 10, TP7、8), 浊沸石一般占胶结物总量的 70%以上, 主要出现于分流河道、河口砂坝微相中, 岩石是类型以中砂岩、粗-中砂岩为主。硅质-浊沸石胶结相中浊沸石含量为 2%~27%, 平均为 8.1%; 硅质矿物主要为自生石英微晶, 含量多介于 0.2%~2%之间, 平均为 0.4%; 砂岩孔隙度多介于 3.2%~6.3%之间, 平均为 4.6%, 渗透率多介于 0.04~1.17 mD 之间, 平均为 0.30 mD。

相对于硅质胶结相而言, 硅质-浊沸石胶结相的孔渗均有小幅度的提升, 浊沸石沿柱状解理发生溶蚀, 使储层物性得到一定程度的改善。还有少量的绿泥石孔隙衬垫抑制压实作用和石英次生加大, 有效提高岩石的抗压实能力, 从而有利于原生粒间孔的保存。

3) 硅质-(强)方解石胶结相

硅质-(强)方解石胶结相主要出现于天然堤和决口扇微相中, 岩石类型主要为钙质细砂岩。自生碳酸盐矿物以方解石占绝对优势, 一般占胶结物总量的 80%以上, 通常伴随发生较强烈的方解石对长石、岩屑等碎屑颗粒的交代作用(图 8, TP3、图 9, TP6)。硅质-(强)方解石胶结相中自生方解石含量一般为 6%~30%, 平均为 8%; 硅质矿物主要以自生石英晶体与次生加大出现, 含量一般为 0.1%~1%, 平均为 0.39%。

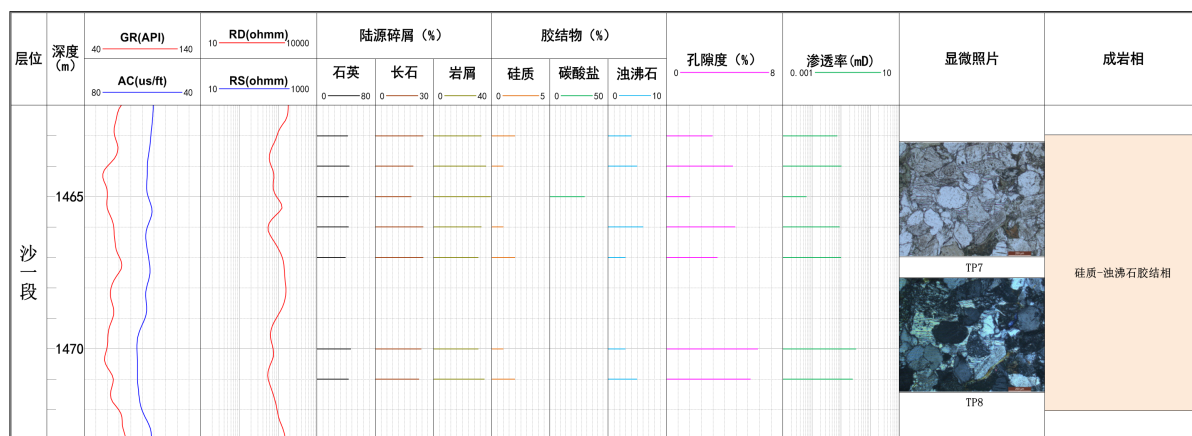


Figure 10. Diffusion phase division diagram of the first member of Shaximiao Formation (1462~1473 m) in Longqian 2 well

图 10. 龙浅 2 井沙一段(1462~1473 m)成岩相划分图

早期方解石呈孔隙式和连晶式产出，沉淀于岩石大规模压实作用之前，往往具有很大的负胶结物孔隙度，导致后期流体活动受到极大限制，几乎不发生溶蚀作用；晚期碳酸盐胶结物多呈分散状孔充填于粒间孔及粒内溶孔中，使砂岩孔隙度降低，储层质量变差，是储层致密的重要影响因素之一。综上，研究区硅质-（强）方解石胶结相主要起破坏原生孔隙的作用。

4.2.4. 溶蚀相

研究区沙一段，主要表现为长石、岩屑颗粒溶蚀，少量粒间胶结物的溶蚀；主要出现于分流河道中，岩石类型以中砂岩、粗-中砂岩为主。溶蚀发生的同时必然伴随自生矿物的沉淀，龙岗地区常见的有硅质胶结-溶蚀相和浊沸石胶结-溶蚀相 2 种。

1) 硅质胶结-溶蚀相

硅质胶结-溶蚀相主要出现于分流河道微相中，岩石类型以中砂岩、粗-中砂岩、中-粗砂岩为主。胶结物含量较低，一般为 0.5%~4%，平均为 0.81%；硅质矿物主要以自生石英微晶形式产出，其次为石英次生加大，含量一般为 0.2%~2.0%，平均为 0.66%。其他自生矿物主要为浊沸石，一般为 0.5%~4.0%，平均为 1.6%。储层原生粒间孔、粒间溶孔及粒内溶孔发育，储层物性较好，孔隙度多介于 3.87%~7.92% 之间，平均为 5.33%；渗透率多介于 0.15~2.23 mD 之间，平均为 0.74 mD。该成岩相中一些易溶物质被酸性水溶蚀后产生大量的次生溶孔(图 9, TP5)，有助于改善储层物性，提升孔隙空间的连通性和渗流性。

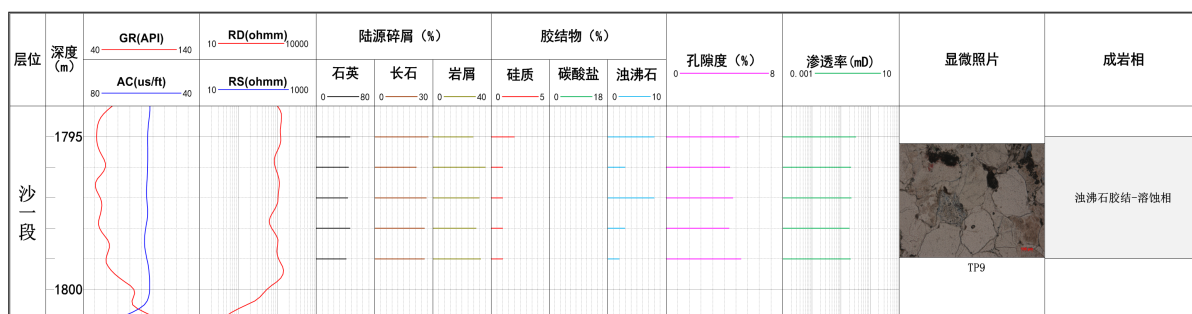


Figure 11. Diffusion phase division diagram of the first member of Shaximiao Formation (1794~1800 m) in Longqian 2 well

图 11. 龙浅 2 井沙一段(1794~1800 m)成岩相划分图

2) 浊沸石胶结 - 溶蚀相

浊沸石通常由斜长石溶蚀产物沉淀而成(见图 11, TP9), 常与其他自生矿物如绿泥石、石英以及方解石共同出现于岩石中, 从而形成绿泥石、石英、浊沸石胶结 - 溶蚀相、绿泥石、浊沸石胶结 - 溶蚀相、方解石、浊沸石胶结 - 溶蚀相等, 浊沸石含量多介于 2%~8% 之间, 平均为 4.88%。主要出现于分流河道微相中, 岩石类型主要以中砂岩为主。砂岩孔隙度多介于 4.0%~5.2% 之间, 平均为 4.70%, 渗透率多介于 0.2~1.0 mD 之间, 平均为 0.64 mD。

鄂尔多斯盆地北部、东部的三叠系延长统长 6 致密油储层, 普遍发育浊沸石胶结物, 其含量一般为 5%~10%, 原油主要赋存于浊沸石次生溶孔中[12] [13] [14]。但是与鄂尔多斯盆地不同的是, 川中地区沙溪庙组不发育烃源岩, 油气主要来自于下伏的大安寨和凉高山组, 有机酸性水主要通过断裂或凉高山与沙溪庙之间的不整合面运移。因此, 研究区沙一段浊沸石胶结 - 溶蚀相主要发育于断裂发育的井区, 断裂的发育是形成浊沸石溶蚀孔隙的重要因素。

综上, 得出研究区沙一段成岩相平面分布图(图 12), 其中压实相普遍发育, 所占比例较大, 其次为胶结相和胶结压实相, 仅在河道中部砂体厚度较大的区域发育溶蚀相。

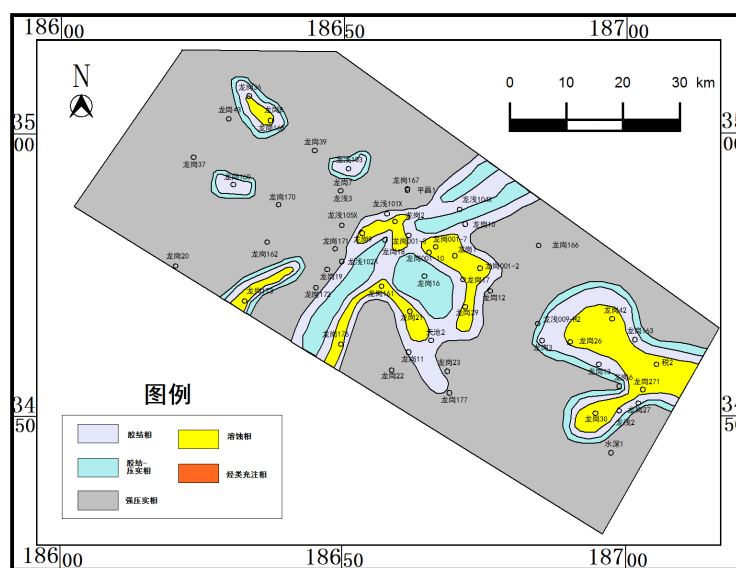


Figure 12. Planar distribution of J_2S^{1-1} diagenetic facies in the Jurassic sedimentary section of Longgang area

图 12. 龙岗地区侏罗系沙一段 J_2S^{1-1} 成岩相平面分布图

4.3. 裂缝对储层的影响

通过钻井岩心、显微薄片、铸体薄片及荧光薄片的观察, 龙岗地区凉上段、沙一段储层裂缝较发育, 以微裂缝为主, 且多数为未充填或半充填的有效缝, 见少部分充填裂缝。在裂缝发育处, 溶蚀作用较强, 导致长石、岩屑及胶结物的大量溶蚀, 有利于形成次生溶孔; 裂缝将孤立的孔隙、喉道联系起来, 有利于提高储层渗透率; 裂缝发育处, 岩心含油性好, 在荧光显微镜可见明显的油气充注痕迹, 说明裂缝在油气运移中的有效性。川中龙岗地区钻井资料统计表明(表 2), 侏罗系沙一段试油获工业油气流的井, 几乎都能见到裂缝响应特征; 与之相反的是, 凡是无裂缝响应的井, 几乎都未获得工业产能。综合分析认为裂缝对储层渗透性有显著改善, 使得孔隙度极低的砂岩也成为有效储层。研究区沙一段裂缝对油气产出具有重要贡献。

Table 2. Relationship between test capacity and cracks in the first member of Shaximiao Formation oil well
表 2. 沙一段油井测试产能与裂缝的关系[15] [16]

层位	井号	射孔井段(m)	测试日产量		裂缝响应特征
			油(吨)	气(万方)	
沙一段	龙岗 9	2851.0~2934.0	170.3	0.1	测井见明显裂缝响应
	龙岗 18	2708.0~2739.0	6.0		测井见明显裂缝响应
	双河 1	2140.5~2190.0	4.9	0.01	测井、岩心见明显裂缝响应
	龙岗 10	3123.0~3106.0	干层		地震、测井、录井均无明显裂缝响应

5. 结论

1) 龙岗地区沙一段储层砂岩具有中等结构成熟度。砂岩粒度以粗-中粒为主, 颗粒磨圆中等, 以次棱-次圆状为主; 分选性中等; 接触关系主要表现为线接触, 反映岩石压实作用较高; 胶结类型则以孔隙-接触式为主。砂岩岩石类型以长石岩屑砂岩为主, 碎屑颗粒组成中主要表现为石英含量高。

2) 龙岗地区沙一段砂岩储层储集空间发育有剩余原生粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔和微裂缝。沙一段孔隙度均值为 3%, 渗透率均值为 0.35 mD。孔渗相关性高, 孔隙度的变化对渗透率影响明显。

3) 控制龙岗地区沙一段砂岩中相对优质储层发育的主控因素是沉积相、成岩相和裂缝等。沉积相中砂岩粒度越粗, 孔渗越好, 相对优质储层在分流河道和河口坝中发育最好; 成岩相中压实相、胶结-压实相和胶结相对储层均起到破坏性作用, 而溶蚀相则有利于改善储集层物性; 裂缝促进溶蚀作用进行, 使孤立的孔隙、喉道联系起来, 提高储层渗透率, 同时有利于油气运移。

川中龙岗地区沙一段埋藏深度大, 成岩作用复杂, 在对储层基本地质特征分析的基础上, 引入了成岩相, 综合沉积微相和裂缝对川中沙一段致密油储层主控因素进行了分析。

参考文献

- [1] 黄东, 杨跃明, 杨光, 等. 四川盆地侏罗系致密油勘探开发进展与对策[J]. 石油实验地质, 2017, 39(3): 304-310.
- [2] 杨跃明, 杨家静, 杨光, 等. 四川盆地川中地区侏罗系致密油研究新进展[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 1-11.
- [3] 张全林. 川中广安地区侏罗系凉高山组储层特征研究及有利储集区预测[D]: [硕士学位论文]. 成都: 成都理工大学, 2008.
- [4] 廖群山, 胡华, 林建平, 等. 四川盆地川中侏罗系致密储层石油勘探前景[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(6): 815-822.
- [5] 梁狄刚, 冉隆辉, 戴弹申, 等. 四川盆地中北部侏罗系大面积非常规石油勘探潜力的再认识[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 8-17.
- [6] 杨晓萍, 赵文智, 邹才能, 等. 低渗透储层成因机理及优质储层形成与分布[J]. 石油学报, 2007, 28 (4): 57-41.
- [7] Zhenglian P, 庞正炼, Caineng Z, 等. 四川盆地侏罗系致密油的形成条件[C]//中国地球物理学会年会. 中国地球物理学会第二十八年会议论文集. 2012: 141-142.
- [8] 刘占国, 陈娅娜, 倪超, 等. 川中地区中-下侏罗统砂岩储层特征[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2010, 32(2): 35-40.
- [9] 李军, 陶士振, 汪泽成, 等. 川东北地区侏罗系油气地质特征与成藏主控因素[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(5): 732-741.
- [10] 郝毅, 倪超, 陈薇, 等. 川中中侏罗统凉高山组-下沙溪庙组储层特征[J]. 四川地质学报, 2013, 33(2): 154-157+172.
- [11] 王跃祥, 何绪全, 周肖, 等. 龙岗地区侏罗系碎屑岩致密油测井评价新方法[J]. 天然气勘探与开发, 2014, 37(1): 32-36.

- [12] 朱国华. 陕甘宁盆地西南部上三叠系延长统低渗透砂体和次生孔隙砂体的形成[J]. 沉积学报, 1985, 3(2): 1-17.
- [13] 杨晓萍, 裘怿楠. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组浊沸石的形成机理、分布规律与油气关系[J]. 沉积学报, 2002, 20(4): 628-632.
- [14] 李克永, 李文厚, 陈全红, 等. 鄂尔多斯盆地镰刀湾地区延长组浊沸石分布与油藏关系[J]. 兰州大学学报(自然科学版), 2010, 46(6): 23-28.
- [15] 赵永刚, 陈景山, 蒋裕强, 等. 川中公山庙油田中侏罗统沙溪庙组一段储层特征及控制因素[J]. 天然气勘探与开发, 2006, 29(1): 10-16.
- [16] 杨宗恒. 川中地区侏罗系石油勘探潜力及勘探目标评价研究[R]. 西南油气田分公司川中油气矿, 2011.