

DOI: 10. 19657/j. geoscience. 1000-8527. 202511240161

高石英刚性骨架与微裂缝系统：低孔致密储层 低渗限与高渗成因

张新宇¹, 肖正录^{2,3,*}, 唐青松¹, 朱 讯¹, 路俊刚^{2,3}, 秦春雨⁴, 张少敏⁴,
蒋林池^{2,3}, 余 凯⁴, 董 虎^{2,3}, 吕 龔⁴

(1. 中国石油西南油气田分公司, 四川 成都 610051; 2. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,
四川 成都 610500; 3. 西南石油大学天然气地质四川省重点实验室, 四川 成都 610500;
4. 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 四川 成都 610051)

摘要：顺庆油田凉高山组为典型低孔致密砂岩储层，其有效物性下限界定及低孔背景下的高渗产油机理是制约勘探开发的核心问题。本次研究综合岩心观察、实验分析及地层条件充注-驱替物理模拟实验，系统开展储层有效物性下限与产油机理研究。结果表明：储层有效物性下限为孔隙度3.03%、渗透率0.041 mD，该临界门槛对应的是一个以石英含量达72.16%的刚性颗粒为支撑骨架、中值喉道半径为0.036 μm 的孔隙网络结构，此结构是流体能否实现连续流动的关键条件。低孔高渗产油的内在机制源于“双重保障”：一是高石英含量的刚性骨架有效抵抗压实作用，最大限度保存了残余粒间孔和粒内溶孔等储集空间；二是广泛发育的微裂缝构建了高效渗流通道，显著降低流体流动阻力。在同等低孔隙度背景下，具备高刚性骨架与裂缝系统的储层渗流能力更优，进而赋予其更高的产油潜力，该认识为同类裂缝-孔隙型致密储层的甜点预测提供了新的评价思路。

关键词：凉高山组；致密砂岩；高石英刚性骨架；微裂缝系统；物性下限；产油机理

中图分类号：TE122; P575; P585 **文献标志码：**A **文章编号：**1000-8527(2026)04-1168-12

High-Quartz Rigid Framework and Microfracture System: Origins of the Low Permeability Cutoff and High Permeability in Low-Porosity Tight Reservoirs

ZHANG Xinyu¹, XIAO Zhenglu^{2,3,*}, TANG Qingsong¹, ZHU Xun¹, LU Jungang^{2,3}, QIN Chunyu⁴,
ZHANG Shaomin⁴, JIANG Linchi^{2,3}, YU Kai⁴, DONG Hu^{2,3}, LV Yan⁴

(1. PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu, Sichuan 610051, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 3. Natural Gas Geology Key Laboratory of Sichuan Province, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 4. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China)

Abstract: The Lianggaoshan Formation in the Shunqing Oilfield is a typical low-porosity tight sandstone reser-

收稿日期：2025-11-24；修回日期：2026-01-13；编辑：李龚健。

基金项目：中国石油—西南石油大学创新联合体项目（2020CX050102）。

作者简介：张新宇，男，硕士，1994年出生，主要从事非常规储层评价工作。Email: zhangxinyu3@petrochina.com。

*通信作者：肖正录，男，博士，1994年出生，主要从事油气地球化学与非常规油气地质方面的研究。

Email: xiaozl@swpu.edu.cn。

引用格式：张新宇，肖正录，唐青松，等. 高石英刚性骨架与微裂缝系统：低孔致密储层低渗限与高渗成因 [J]. 现代地质, 2026, 40 (4): 1168-1179. DOI: 10. 19657/j. geoscience. 1000-8527. 202511240161.

ZHANG Xinyu, XIAO Zhenglu, TANG Qingsong, et al. High-Quartz Rigid Framework and Microfracture System: Origins of the Low Permeability Cutoff and High Permeability in Low-Porosity Tight Reservoirs [J]. GEOSCIENCE, 2026, 40 (4): 1168-1179. DOI: 10. 19657/j. geoscience. 1000-8527. 202511240161.

voir. The determination of its effective physical property cutoffs and the mechanism of high-permeability oil production under a low-porosity background are core issues constraining exploration and development. In this study, systematic investigations on the effective physical property cutoffs and oil production mechanisms of the reservoir were conducted through core observations, experimental analyses, and formation-condition charging-displacement physical simulation experiments. The results show that the effective physical property cutoffs of the reservoir are porosity of 3.03% and permeability of 0.041 mD. This critical threshold corresponds to a pore-throat network structure characterized by rigid particles with a quartz content of 72.16% as the supporting framework and a median throat radius of 0.036 μm , which serves as the key condition for whether continuous fluid flow can be achieved. The intrinsic mechanism of high-permeability oil production under low-porosity conditions is attributed to a "dual guarantee": first, the rigid framework with high quartz content effectively resists compaction, maximizing the preservation of storage spaces such as residual intergranular pores and intragranular dissolved pores; second, the extensively developed microfractures establish efficient flow pathways, significantly reducing fluid flow resistance. Under the same low-porosity condition, reservoirs featuring a high rigidity framework and fracture systems exhibit superior flow capacity, thereby endowing them with higher oil production potential. This understanding provides a new evaluation approach for sweet spot prediction in similar fracture-pore-type tight reservoirs.

Key words: Lianggaoshan Formation; tight sandstone; high-quartz rigid framework; micro-fracture system; petrophysical cutoff; oil production mechanism

0 引言

随着全球油气资源需求的持续攀升及常规油气藏勘探开发难度的不断加大,非常规油气资源已成为保障能源安全的重要接替领域^[1-4]。致密砂岩油作为非常规油气的重要组成部分,在中国多个含油气盆地中展现出巨大资源潜力,并已在四川、鄂尔多斯、松辽及塔里木等盆地实现规模勘探与有效开发^[5-10]。四川盆地侏罗统凉高山组是近年来陆相致密油气勘探的重要目标层系之一,在顺庆油田等地区显示出良好的油气显示与开发前景。然而,该套地层储层整体呈现出低孔、低渗及强非均质性特征^[11-15],导致有效储层识别困难、产能差异显著,成为制约甜点预测与开发部署的关键地质问题。致密储层中流体能否实现连续渗流并获得有效产出,往往存在明显的临界控制条件,该临界条件既表现为孔隙度、渗透率等物性参数的定量阈值,也受到岩石骨架特征、孔喉结构及裂缝系统等多因素的综合制约。因此,厘清低孔致密储层中流体连续流动与有效产出的临界条件及其控制机制,是当前致密油气地质研究中亟需回答的核心科学问题。

作为临界条件的重要量化表征,储层有效物性下限一直是致密储层评价研究的重点^[16-18]。有

效储层通常指在现有技术经济条件下能够产出工业性油流的储集岩体,其识别与评价关键在于合理确定孔隙度、渗透率等物性参数的下限值。目前,针对致密储层物性下限的研究已形成多种方法体系,包括基于含油产状特征的直接判别法、基于孔渗关系的交会图版法以及依托压汞参数的孔隙结构分析法等^[19-24]。然而,受方法原理、样本代表性及主观因素影响,单一方法往往存在一定局限性。例如,含油级别法虽直观可靠,但受岩心描述主观性影响较大;孔渗交会法能够反映渗流能力的突变特征,但其临界点的判定标准尚不统一。因此,有必要通过多方法、多参数的综合约束,建立更具代表性和客观性的有效物性下限标准。

需要指出的是,对于凉高山组这类特低孔致密砂岩储层而言,物性下限的厘定本身并非研究的最终目的。实际勘探中普遍发现,部分孔隙度极低的储层仍能够获得较好的产油效果,传统“低孔必低渗”的评价模式难以合理解释这一现象^[25-27]。这表明,在低孔背景下,仍存在支撑流体连续渗流与有效产出的关键控制机制,有必要从矿物组成、岩石骨架、成岩作用、孔喉结构及微裂缝发育等方面进行系统剖析^[28-31]。

本文以顺庆油田凉高山组致密砂岩为研究对

象,综合岩心观察、实验分析及地层条件充注-驱替物理模拟实验,围绕“低孔致密储层中流体连续流动与有效产出的临界条件及控制机制”这一核心科学问题展开研究。其中,将有效物性下限作为流体连续渗流临界条件的定量表征,通过多种方法交叉验证予以厘定;并进一步揭示高石英刚性骨架与微裂缝系统协同作用下的低孔高渗产油机理,从而构建“现象-门槛-机理”相互衔接的认识框架,为同类裂缝-孔隙型致密储层的甜点预测与开发决策提供新的地质依据。

1 区域地质背景

顺庆油田区域构造位于四川盆地川中古隆中斜平缓褶皱带北部,处于川中隆褶带与川北坳陷带的过渡部位,受华蓥山断裂带与龙泉山断裂带联合控制,发育典型低幅构造群^[32-34](图1(a))。本次研究核心靶区为公山庙区块(图1(b)),该区块凉高山组(J₁l)作为主要研究层位,隶属于下侏罗统,上覆沙溪庙组、下伏自流井组大安寨段,与上下地层呈整合接触关系(图1(c))^[35-39]。

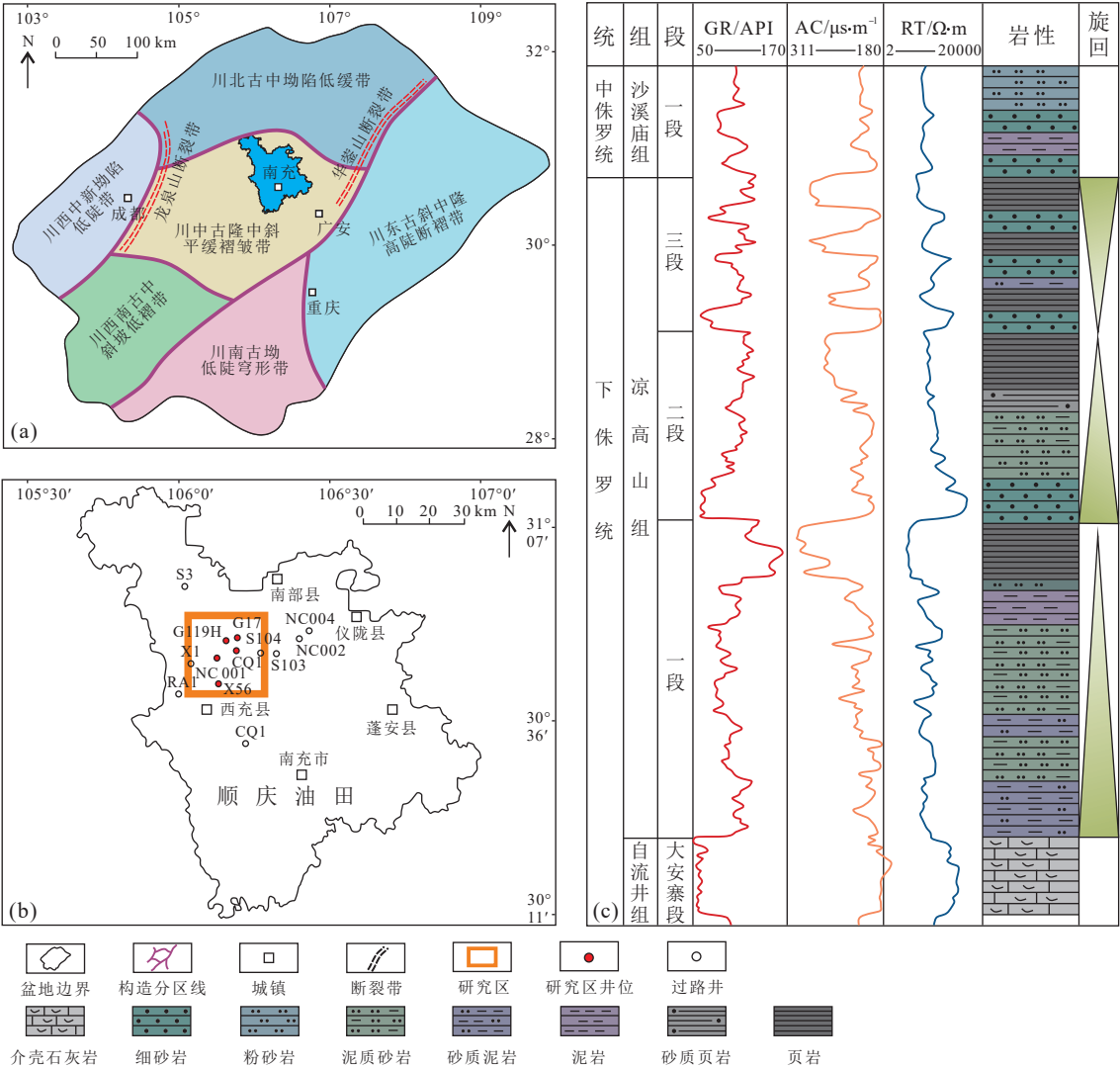


图1 顺庆油田公山庙区块大地构造位置 (a)、地理位置 (b) 及凉高山组综合柱状图 (c)^[40]

Fig. 1 Tectonic location (a), geographic location (b), and comprehensive stratigraphic column of the Lianggaoshan Formation (c) in the Gongshanmiao Block, Shunqing Oilfield^[40]

凉高山组整体为一套三角洲-湖泊相沉积体系,岩性以紫红色、暗紫色泥岩为主,夹灰绿色、浅灰色薄-中层粉砂岩与细砂岩(图1(c)),具有“三角洲体系砂体、湖相泥(页)岩频繁交互”

的典型沉积特征。地层厚度分布稳定,全区厚度约100~250 m,受区域沉积中心迁移影响,厚度整体呈东北向西南缓慢减薄的趋势^[40-43]。基于高分辨层序地层学原理,结合岩性、电性及测井曲

线响应特征,以3期区域性湖泛面为等时界面,将凉高山组划分为三段,自下而上依次为凉一段(J_1^I)、凉二段(J_1^P)和凉三段(J_1^S)。凉一段沉积时期持续湖侵,岩性由下部的灰色粉砂岩与粉砂质泥岩互层向上部的灰黑色页岩、纹层状页岩过渡;在凉二段下亚段沉积时期达到最大湖侵时期,沉积了一套灰黑色页岩,随后水体缓慢下降,由半深湖相向凉二段中上部的三角洲前缘亚相转变,岩性由富泥岩向富砂岩过渡,粉砂岩、砂岩沉积厚度明显增加,泥页岩沉积厚度逐渐减小。凉一段上部、凉二段下部湖盆扩张背景下广泛发育的2套厚层富有机质页岩为凉高山组页岩油气的形成奠定了物质基础,凉二段中上部大面积分布的三角洲前缘水下分流通道砂岩构成了储层,为形成致密砂岩油气提供了条件^[44-48]。

2 储层核心特征

2.1 岩石学特征

顺庆油田凉高山组岩性以中-细粒岩屑石英砂岩、长石岩屑砂岩和岩屑砂岩为主(图2、3(a)和(b)),成分成熟度中等,分选中等,磨圆度为次棱-次圆状,颗粒以线、点-线接触为主,中等强度压实,裂缝系统发育,缝宽通常小于10 mm,可见浊沸石充填裂缝(图3(c)和(d))。主要矿物为石英,含量范围在39.12%~91.03%,平均含量为72.16%;其次为岩屑,含量范围在5.04%~55.2%,平均含量为16.83%;长石含量最低,平均含量仅11.03%。填隙物以黏土矿物为主,平均含量为82%,其中高岭石(平均35.5%)和绿泥石(平均42.41%)为主体。高石英含量形成刚性

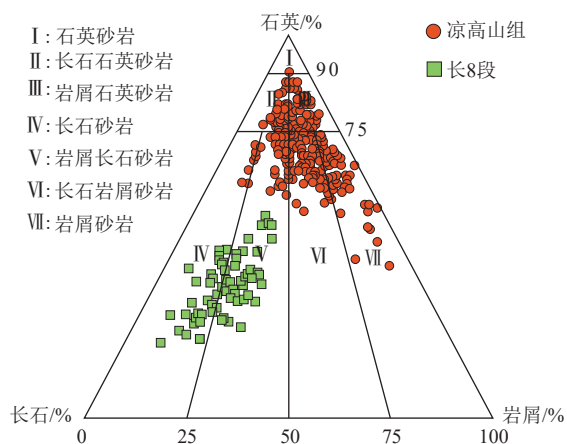


图2 凉高山组储层岩石成因类型三角图

Fig. 2 Ternary diagram of genetic types of reservoir rocks in the Lianggaoshan Formation

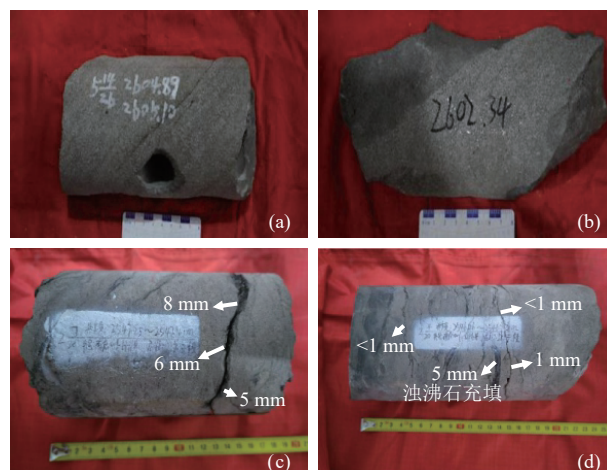


图3 凉高山组储层岩心照片

Fig. 3 Photographs of core samples from the Lianggaoshan Formation reservoir

(a) G119H井, 2602.34 m, 细砂岩; (b) G119H井, 2604.89 m, 细砂岩; (c) NC001井, 2547.25 m, 裂缝发育; (d) NC001井, 2546.06 m, 裂缝发育

矿物骨架,为抵抗压实、保存储集空间提供了物质基础。

2.2 孔隙结构特征

顺庆油田凉高山组储层储集空间类型多样,以原生孔隙与次生孔隙共同构成复杂孔喉系统(图4)。原生孔隙以残余粒间孔为主,其中残余粒间孔的保存主要得益于早期绿泥石包壳对压实作用的抑制,但后期部分孔隙被自生石英等胶结物充填,影响了其连通性(图4(a-c))。次生孔隙以粒内溶孔(尤其长石溶蚀形成的蜂窝状或残骸状孔隙)最为重要,常与粒间溶孔连通形成超大孔或铸模孔,其发育受矿物成分和溶蚀强度控制(图4(d-f))。此外,微裂缝作为凉高山储层另一种重要储集空间,沿颗粒延伸或切割颗粒,宽约0.005~0.02 mm(图4(g-i))。储层喉道类型多为细-中喉道,平均孔喉半径为0.173 μm ,排驱压力变化范围较大(0.44~126 MPa),表明其非均质性较强(图5)。微裂缝与孔隙网络协同,构成了“裂缝-孔隙型”储集体系,为流体渗流提供了关键通道。

2.3 物性特征

顺庆油田凉高山组砂岩储层整体物性较差,属于典型的低孔低渗致密储层。孔隙度分布范围为0.45%~8.37%,中值为3.27%,平均值为4.46%;渗透率介于0.0006~2.52 mD之间,中值为0.15 mD,平均值为0.30 mD。孔、渗分布直方图

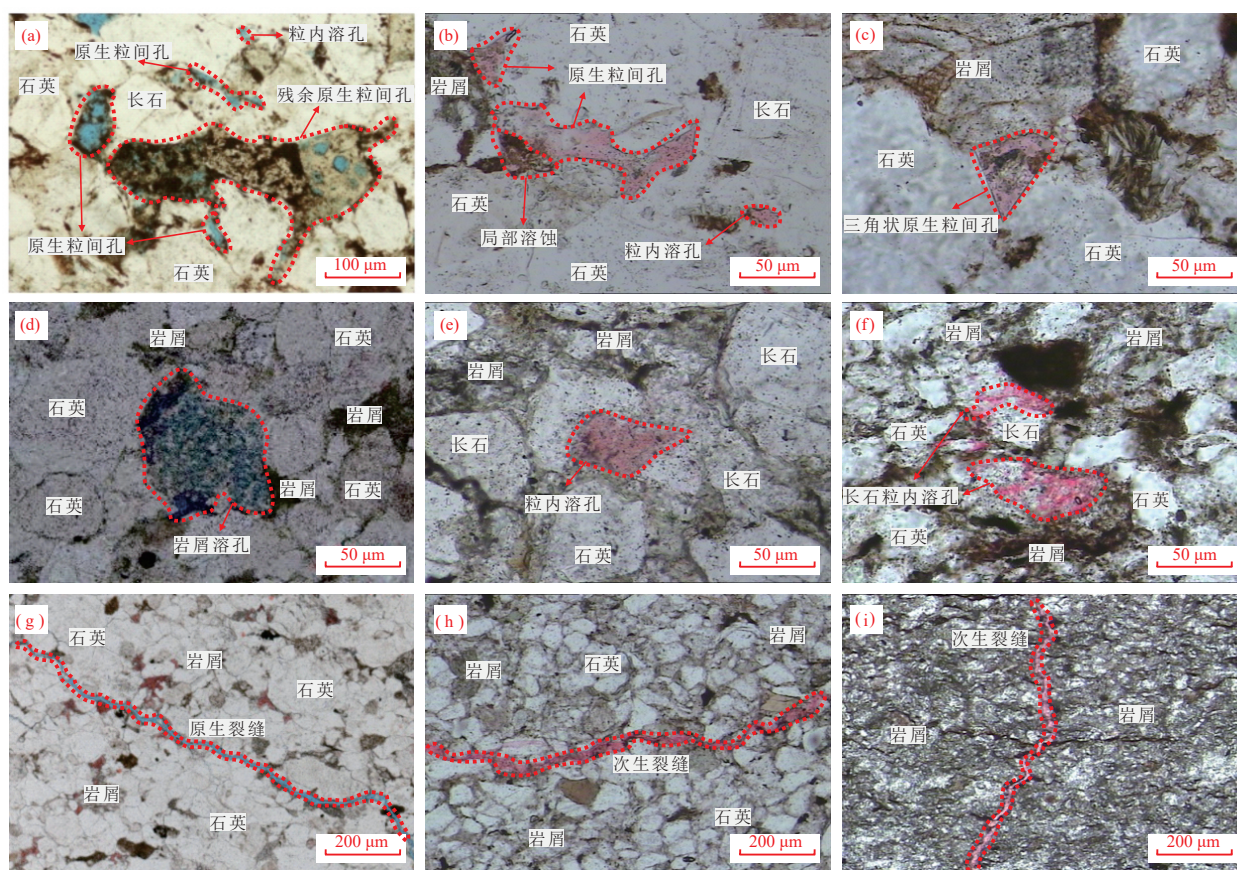


图4 凉高山组储层铸体薄片鉴定

Fig. 4 Cast thin section photomicrographs showing pore characteristics of the Lianggaoshan Formation reservoir
(a) G119H井, 2603.44 m; (b) G17井, 2507.25 m; (c) G17井, 2506.52 m; (d) NC001井, 2547.51 m; (e) X56井, 1679.17 m; (f) X56井, 1720.84 m; (g) NC001井, 2547.73 m; (h) X56井, 1706.11 m; (i) X56井, 1690.14 m

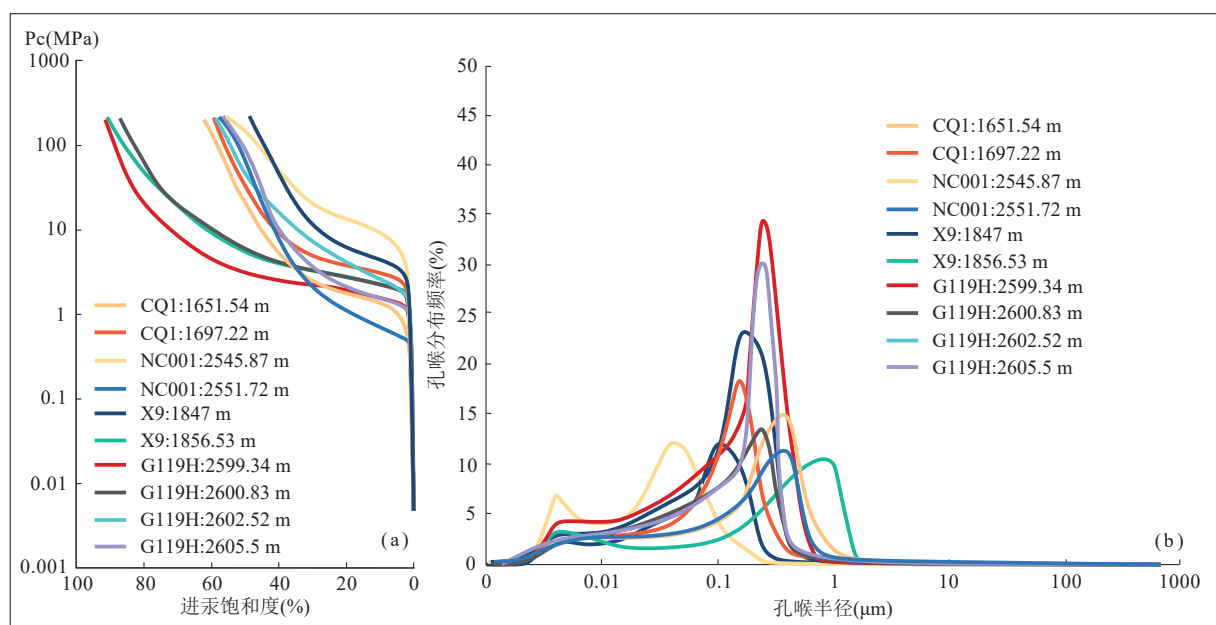


图5 凉高山组储层毛管压力曲线 (a) 与孔喉大小分布 (b) 表征

Fig. 5 Characterization of capillary pressure curves (a) and pore-throat size distribution (b) in the Lianggaoshan Formation reservoir

显示(图6),物性呈“多峰分布”特征:孔隙度主要集中于2%~4%和6%~8%两个区间,渗透率则

集中分布于0.05 mD以下、0.2~0.4 mD和0.5 mD以上三个区段,反映出研究区储层非均质性较强。

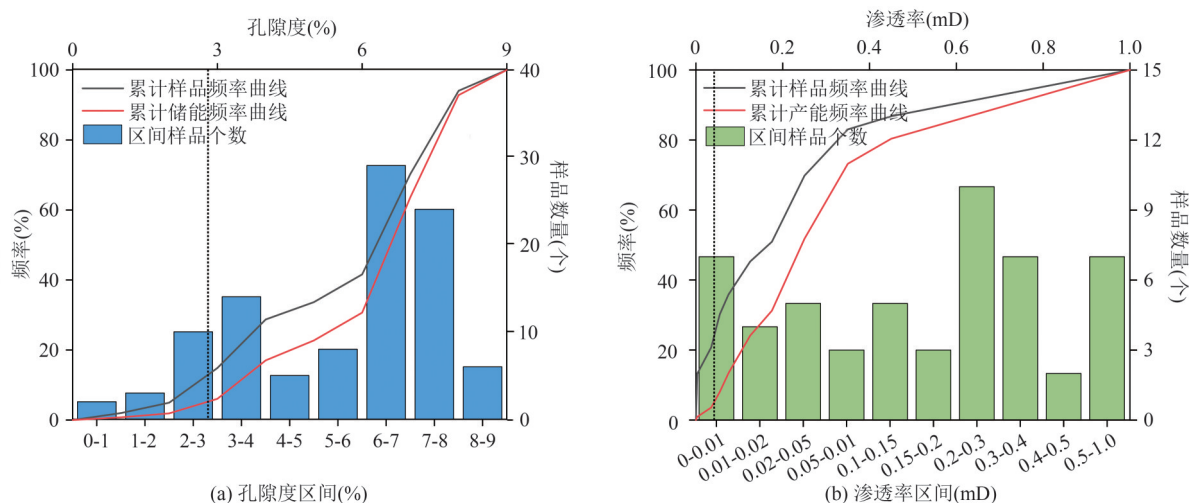


图6 凉高山组储层孔隙度(a)与渗透率(b)频率分布及累计储能/产能频率曲线

Fig. 6 Frequency distribution of porosity (a) and permeability (b) and cumulative storage/production capacity frequency curves of the Lianggaoshan Formation reservoir

孔-渗相关性分析结果显示(图7),研究区样品整体孔隙度与渗透率相关性较差($R^2=0.09$)。致密砂岩储层孔-渗关系受多因素共同控制,包括孔隙类型、孔喉结构、成岩压实与胶结作用等,为厘清微裂缝对渗流能力的实际贡献,本文在常规物性统计基础上,进一步对样品进行分类分析。综合岩心实物观察及薄片鉴定结果,当样品中发育可识别的微裂缝(如图3(c)和(d)),或裂缝在显微尺度上对孔隙-喉道体系具有明显切割或连通作用时(如图4(g-i)),将其划分为“裂缝型样品”;其余未见可识别裂缝或裂缝在显微尺度上不显示的样品归为“基质型样品”。

在此基础上,对基质型样品单独进行孔-渗相

关性分析,结果显示相关性显著改善($R^2=0.53$)。同时对比发现,低孔高渗离散点主要集中于裂缝发育样品中,而基质型样品孔-渗关系相对一致,说明在低孔背景下,微裂缝的发育显著增强了储层的渗流能力。综合孔-渗统计特征、裂缝样品分类结果及薄片证据,可认为凉高山组致密砂岩储层具有典型的“裂缝-孔隙型”特征,其中微裂缝在改善渗流能力方面发挥了关键的增强作用。

3 有效储层物性下限

3.1 含油级别法

根据大量勘探钻井取心及工业开发实践结果,储层含油性与岩石含油级别之间普遍存在显著正相关关系^[17-19]。含油级别的划分主要依据岩屑含油面积百分比、含油饱满程度及颜色变化等多项指标,由低到高依次划分为荧光、油迹、油斑、油浸、富含油和饱含油六个等级;针对埋深在2000~3000 m的致密砂岩储层,结合试油产量与含油级别的对应关系,一般将油迹作为有效储层的含油性下限^[49-51]。

通过对凉高山组砂岩样品的荧光检测数据及物性箱型图进行综合分析,以油迹砂岩样品的下四分位数(Q1)物性参数作为有效储层下限,确定当孔隙度大于3.31%、渗透率大于0.042 mD时,研究区内凉高山组砂岩的含油级别以油迹、油斑和油浸为主(图8)。

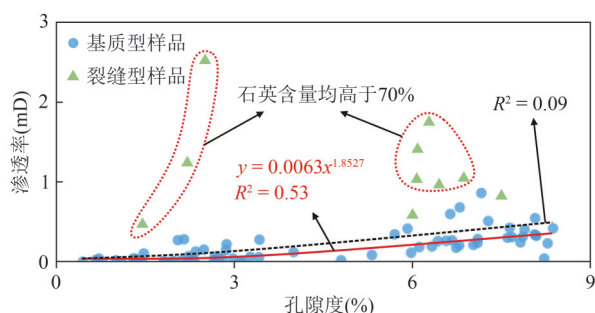


图7 凉高山组储层孔隙度-渗透率交会图(按裂缝发育情况分类)

Fig. 7 Cross plot of porosity and permeability of the Lianggaoshan Formation reservoir (classified by fracture development)

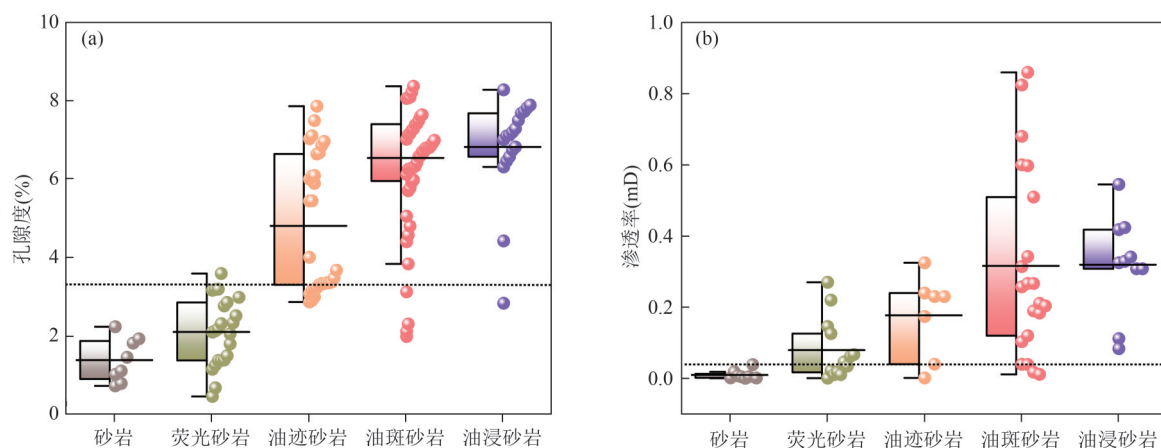


图8 不同含油级别下凉高山组储层物性参数分布

Fig. 8 Distribution of reservoir properties under different oil saturation levels in the Lianggaoshan Formation

3.2 经验统计法

有效储层与无效储层在孔隙度、渗透率等物性参数的总体分布上具有明显差异。基于此,美国岩心公司最早提出了“经验统计法”以确定储层物性下限。该方法的核心是对不同孔渗区间样品的含油级别进行加权统计,刻画储层对油气储集与产出的综合贡献,从而识别物性参数的有效临界范围^[19, 21]。在具体实施过程中,通常引入递增的“含油指数”对不同含油级别样品进行赋值,用以表征其相对储能与产能贡献^[49, 52-54]。需要指出的是,该赋值方式并非用于刻画绝对产量大小,而是作为一种相对权重指标,用于反映不同孔渗区间样品对累计储能与产能的相对贡献程度,在统计意义上具有合理性与可比性。在此基础上,将低孔低渗段储层累计储能与累计产能损失控制在总累积量的5%以内作为界限。该阈值意味着仅牺牲少量潜在产能(5%),即可显著提高有效储层的规模效益,实现地质认识与开发经济性之间的最优平衡^[52-55]。其中累计储能和累计产能频率计算方法如下:

$$H_{\varphi(j)} = \frac{\sum_{m=1}^j S_m}{S_{m-total}} \times 100\% \quad (1)$$

$$H_{k(j)} = \frac{\sum_{n=1}^j S_n}{S_{n-total}} \times 100\% \quad (2)$$

式中: $H_{\varphi(j)}$ 代表第 j 个孔隙度区间的累计储能频率,%; S_m 代表第 m 个孔隙度区间内所有样品的含油指数之和; $S_{m-total}$ 和 $S_{n-total}$ 代表分别参与储能频率计算和产能频率计算的样品总含油指数; $H_{k(j)}$ 代表第 j 个渗透率区间的累计产能频率,%; S_n 代表第 n 个渗透率区间内所有样品的含油指数之和。

图6(a)展示了凉高山组储层孔隙度的频率分布及累计频率特征。当累计储能损失率为5%时,对应的累计样品损失率为12.87%,此时孔隙度值为2.81%,可确定为有效储层的孔隙度下限。该结果表明,孔隙度低于2.81%的样品对储层整体储能的贡献极低,可视为无效储层。同样,图6(b)显示,当累计产能损失率为5%时,累计样品损失率为23.60%,对应的渗透率下限为0.040 mD。由于凉高山组储层整体物性较差,在储能与产能损失均较低的情况下,渗透率样本的损失率相对较高。该方法综合了“样品数量累计”与“储能/产能贡献累计”,既反映了物性参数的分布规律,又兼顾了储层的实际功能,能够更科学地界定有效储层的物性下限,避免仅依赖样品频率所带来的地质与工程偏差。

3.3 压汞参数法

压汞参数法通过分析压汞实验获得的排驱压力与中值压力等参数,揭示储层孔隙结构与物性之间的内在联系,进而确定孔隙度与渗透率的下限值^[56-58]。该方法的核心依据是:当储层孔隙度或渗透率低于某一临界值时,喉道极不发育,导致进汞困难,排驱压力与中值压力急剧上升;而当物性高于该临界值时,喉道相对发育,压汞参数随物性变化趋于平缓。通过识别压汞参数发生突变的拐点,即可确定对应的物性下限^[59-61]。

研究区凉高山组砂岩样品的孔隙度、渗透率与排驱压力、中值压力关系如图9所示。当孔隙度低于2.98%时,排驱压力与中值压力均迅速上升;而当孔隙度高于2.98%后,两者变化趋于稳定(图9(a)和(b))。因此,可将2.98%确定为该

区有效储层的孔隙度下限，低于该值的储层因喉道极不发育，压汞参数急剧增大，储层有效性显著降低。同样地，当渗透率低于0.041 mD时，排驱压力与中值压力亦呈现快速上升趋势；高于该值后，压汞参数变化趋于平缓（图9（c）和

（d））。该临界点对应的渗透率0.041 mD即为渗透率下限，低于该值的储层因喉道制约导致渗流能力极差。该物性下限值对应的中值压力约为10 MPa，临界中值喉道半径为0.036 μm ，该半径可视为凉高山组储层中流体可动的最小喉道尺度。

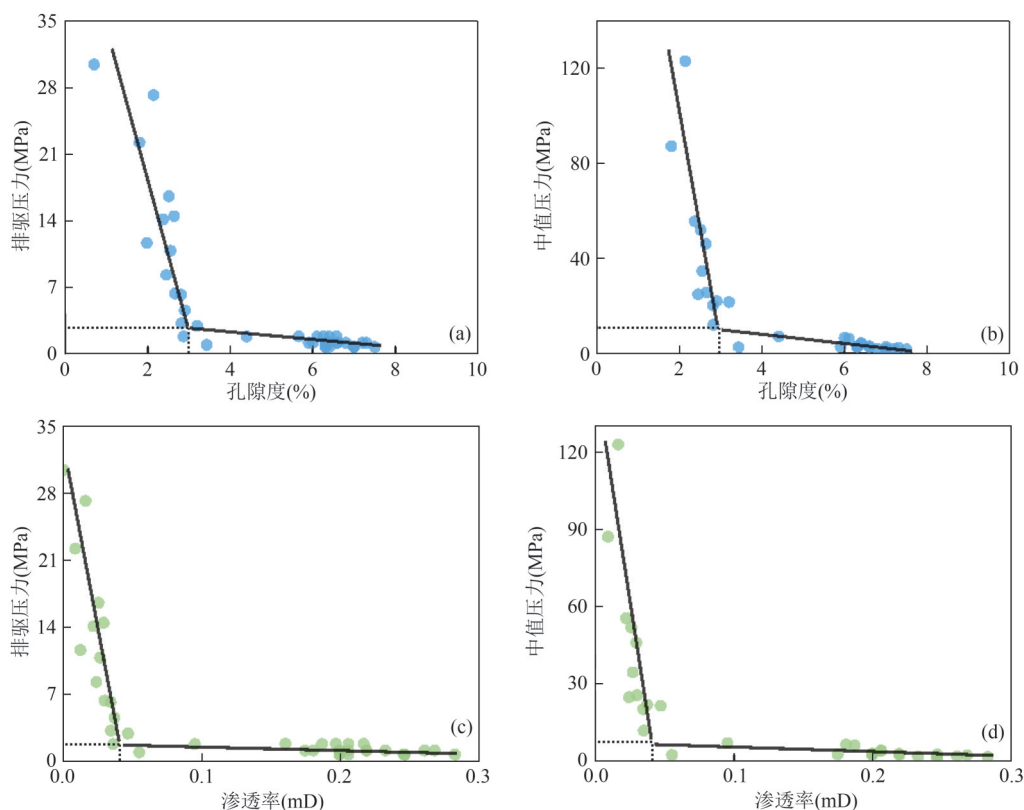


图9 凉高山组储层物性参数与压汞参数关联性分析

Fig. 9 Correlation analysis between reservoir physical property parameters and mercury intrusion parameters of the Lianggaoshan Formation

3.4 综合厘定与临界结构意义

综合含油级别法、经验统计法与压汞参数法的分析结果可以看出，尽管三种方法的研究对象与评价侧重点不同，但其所指向的储层有效性突变区间具有良好的一致性。含油级别法从实际含油产状出发，揭示了低孔低渗条件下储层由“无效”向“有效”转变的经验阈值；经验统计法基于样品总体分布特征，从统计意义上约束了在牺牲少量潜在产能前提下的合理物性下限区间；压汞参数法则从孔喉结构角度，识别了渗流通道由间断向连续转变的临界孔隙结构特征。三者分别从产出表现、概率分布和微观结构层面，对同一临界条件形成了相互独立又彼此印证的约束。

综合考虑不同方法的约束结果及其物理意义，最终确定孔隙度下限为3.03%，渗透率下限为

0.041 mD。进一步分析表明，该物性下限对应明确的孔隙结构与岩石组成特征：以石英含量约72.16%的刚性颗粒为支撑骨架，孔隙类型以残余粒间孔和粒内溶孔为主，中值喉道半径约为0.036 μm ，该结构是流体能否实现稳定渗流与有效产出的关键条件。这一认识不仅赋予物性下限明确的地质-物理内涵，也为凉高山组有效储层识别与甜点区预测提供了可靠的结构依据。

4 低孔产油机理

4.1 高石英刚性骨架的保孔效应

一般而言，砂岩中主要矿物的抗压强度由强至弱依次为：石英、长石、岩屑、铁镁矿物和云母。在高石英含量的储层中，刚性颗粒形成有效支撑，颗粒间多呈点接触，原生孔隙得以较好保

存;而在塑性矿物含量较高的储层中,颗粒易发生压实变形,导致孔隙空间大幅缩减,物性显著变差^[62]。

凉高山组储层石英含量高达 72.16%,远高于鄂尔多斯盆地长 8 段储层(图 2)^[63],当石英含量低于约 65% 时,孔隙度整体偏低且离散性较大(图 10),指示压实作用对孔隙保存具有显著破坏作用;而当石英含量高于约 70% 后,孔隙度分布趋于集中,且平均孔隙度明显提高,表明高石英含量形成的刚性骨架对孔隙保存具有显著增强效应。该特征指示石英含量约 70% 可作为凉高山组致密砂岩储层保孔效应显著增强的一个重要阈值区间。

在此基础上,成岩过程中厚层湖相页岩热演化释放的有机酸和 CO_2 沿孔隙与微裂缝向砂岩层内运移,对长石等不稳定组分发生选择性溶蚀^[64-67],形成大量粒内溶孔(图 4(a-c)),在高石英骨架的支撑条件下得以有效保存,进一步优化了储集空间结构。

4.2 微裂缝系统的渗流优化效应

凉高山组储层微裂缝广泛发育,且部分裂缝可见浊沸石等次生矿物充填(图 3(d)),指示其形成后经历过多期流体活动与成岩改造。然而,多数微裂缝仍保留一定开度,或仅发生局部、非完全充填,仍可作为有效渗流通道参与现今流体运移。这些微裂缝既包括早期成岩收缩与压实不

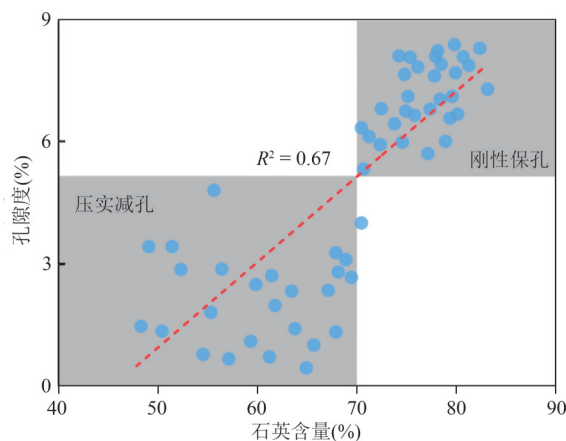


图 10 凉高山组砂岩石英含量与孔隙度相关性分析图

Fig. 10 Correlation analysis of quartz content and porosity in sandstones of the Lianggaoshan Formation

均形成的原生裂缝(图 4(g)),也包括后期构造应力叠加作用下形成的次生裂缝(图 4(h-i))。多期裂缝活动的叠加使部分裂缝在经历充填后仍具备再活化条件,从而在现今应力场下保持一定的渗流有效性。

物理模拟实验结果进一步验证了微裂缝的渗流贡献。裂缝发育样品的启动压力为 0.4~0.6 MPa,显著低于非裂缝样品的 0.8~1.0 MPa(图 11(a)),表明即使在低孔背景下,微裂缝仍能够有效降低流体启动与运移阻力,是突破致密砂岩渗流瓶颈的重要通道。

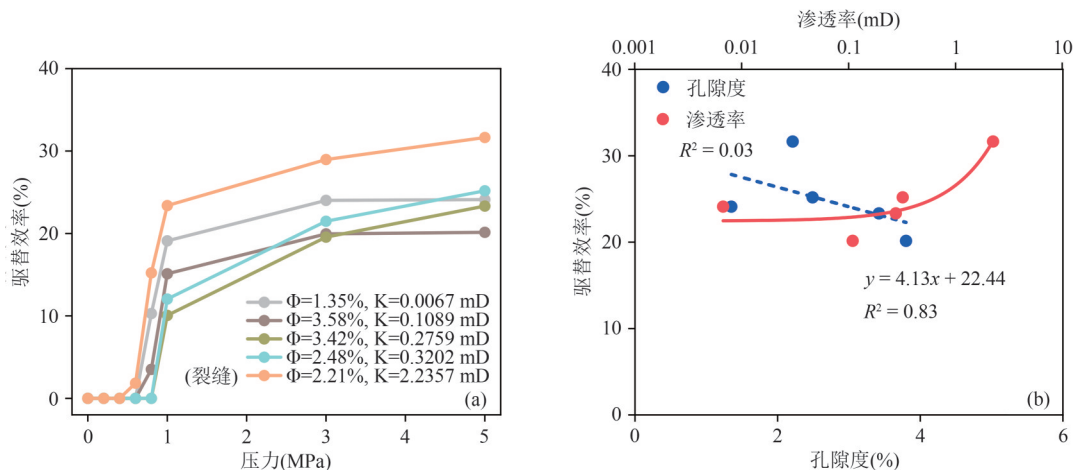


图 11 凉高山组储层驱替压力 (a) 及其物性 (b) 与驱替效率的关系

Fig. 11 Relationships of displacement pressure (a) and petrophysical properties (b) with displacement efficiency in the Lianggaoshan Formation reservoir

4.3 驱替效率与渗流能力表征

凉高山组储层驱替效率与渗透率呈显著正相关,而与孔隙度关系不明显(图 11(b)),表明

裂缝发育程度主导渗流通道畅通性,进而控制整体驱替效率。相较于鄂尔多斯盆地延长组、四川盆地沙溪庙组储层^[68-70],凉高山组尽管孔隙度

更低，但高石英骨架保障了储集空间保存，微裂（表1），保障了低孔背景下的油气的有效赋存与缝系统降低了渗流阻力，使其驱替效率具备优势可采性。

表1 凉高山组、延长组与沙溪庙组储层特征参数对比^[68-70]

Table 1 Comparison of petrophysical characteristics among the Lianggaoshan, Yanchang, and Shaximiao Formations^[68-70]

特征 层位	孔隙度/%	渗透率/mD	主要岩性	石英含量/%	长石含量/%	临界中值半径/ μm	驱油效率/%
凉高山组	0.45 ~ 8.37	0.0006 ~ 2.52	岩屑石英砂岩	39.12 ~ 91.03	1.03 ~ 30.88	0.036	31.66(裂缝)
	4.46	0.30		72.16	11.03		19.60 ~ 23.64
							22.09(非裂缝)
延长组	7.6 ~ 14.9	0.13 ~ 1.93	长石砂岩	27.02 ~ 65.68	14.04 ~ 66.18	0.034	22.3 ~ 43.2
	12.16	0.83		31.70	40.90		30.47
沙溪庙组	0.23 ~ 9.53	0.001 ~ 0.84	长石岩屑砂岩	24.47 ~ 79.41	5.45 ~ 38.04	0.035	29.16 ~ 34.95
	6.63	0.25		37.93	19.49		32.01

需要指出的是，高石英刚性骨架与微裂缝系统并非孤立控制储层渗流能力，而是在特定空间配置条件下形成协同保障效应。凉高山组中低孔高渗样品主要分布于“高石英骨架-裂缝发育”叠合区（图7）；单一具备高石英骨架但裂缝不发育的层段，整体渗流能力仍受基质孔喉结构限制。高石英含量砂岩抗压实能力强，有利于原生孔隙及溶蚀孔隙的保存，同时为微裂缝的形成与长期稳定提供了良好的岩石力学基础；相反，在石英含量偏低、塑性矿物富集的层段，即使局部裂缝发育，其有效性亦易受压实与充填作用削弱。

4.4 优质储层成因机理模型

基于上述综合分析，建立了顺庆油田凉高山组致密砂岩“高石英骨架保孔-微裂缝网络沟通”的优质储层成因机理模型（图12）：沉积-埋藏阶

段，砂岩整体石英含量偏高，高石英刚性颗粒在深埋过程中形成稳定承载骨架，有效抵抗机械压实作用，使颗粒间以点-线接触为主，原生粒间孔隙得以较好保存。在成岩过程中，有机酸和 CO_2 沿孔隙及早期裂缝运移，对长石等不稳定组分发生选择性溶蚀，形成粒内溶孔，在刚性骨架支撑下得以保存并改善孔隙结构。成岩晚期及构造活动阶段，脆性较强的高石英砂岩易产生微裂缝，多期裂缝活动叠加使部分裂缝在经历充填后仍具备渗流条件。微裂缝不仅自身作为渗流通道，更关键在于有效串联孤立孔隙，构建“孔隙-裂缝”复合网络，使渗流能力在低孔背景下实现跃升。总体而言，高石英骨架是孔隙长期保存的前提，微裂缝系统是储层有效渗流的关键，二者协同作用共同形成凉高山组优质储层。

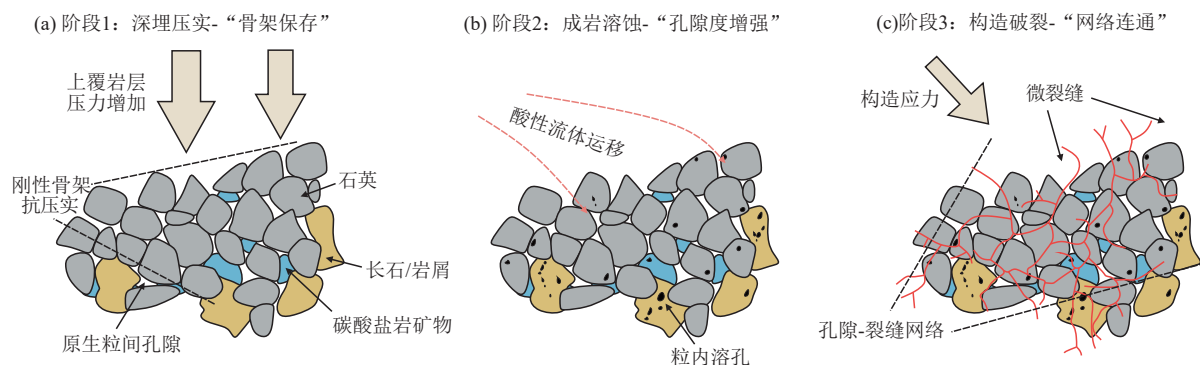


图12 凉高山组致密砂岩“高石英骨架保孔-微裂缝网络沟通”模型概念图

Fig. 12 Conceptual diagram of the “High-quartz framework pore preservation-Microfracture network connection” model for tight sandstone in the Lianggaoshan Formation

5 结 论

(1) 顺庆油田公山庙区块凉高山组储层以岩屑石英砂岩为主，石英平均含量72.16%，平均孔

隙度4.46%、渗透率0.30 mD，微裂缝发育，构成典型裂缝-孔隙型低孔致密储层。

(2) 综合多方法厘定，储层有效物性下限为孔隙度3.03%、渗透率0.041 mD，对应临界中值

喉道半径 $0.036\ \mu\text{m}$ 。该门槛是刚性石英骨架支撑的孔隙网络流体连续流动的临界条件,为甜点识别提供了定量标准。

(3) 低孔高渗产油机理为“双重保障”:高石英刚性骨架抵抗压实作用,保存残余粒间孔与粒内溶孔;微裂缝系统构建高效渗流通道,降低流动阻力,二者协同突破低孔限制,提升驱替效率与产油潜力。

参考文献:

- [1] 何希鹏,张培先,高玉巧,等.中国非常规油气资源效益开发面临的挑战与对策[J].中国石油勘探,2025,30(1): 28-43.
- [2] 支东明,何文军,秦志军,等.全油气系统理论指导下的北疆地区油气勘探实践[J].石油学报,2025,46(7): 1235-1259.
- [3] 张水昌,张斌,王晓梅,等.松辽盆地古龙页岩油富集机制与常规——非常规油有序分布[J].石油勘探与开发,2023,50(5): 911-923.
- [4] 邹才能,杨智,张国生,等.非常规油气地质学理论技术及实践[J].地球科学,2023,48(6): 2376-2397.
- [5] 孙龙德,邹才能,贾爱林,等.中国致密油气发展特征与方向[J].石油勘探与开发,2019,46(6): 1015-1026.
- [6] 贾爱林,位云生,郭智,等.中国致密砂岩气开发现状与前景展望[J].天然气工业,2022,42(1): 83-92.
- [7] 吴晓智,柳庄小雪,王建,等.我国油气资源潜力、分布及重点勘探领域[J].地学前缘,2022,29(6): 146-155.
- [8] 伍岳,夏东领,郭秀娟.鄂尔多斯盆地南缘长8致密砂岩储层裂缝发育特征及主控因素[J].现代地质,2025,39(5): 1282-1292.
- [9] 姚睿,李渔刚,唐春燕,等.辽河拗陷古近系混积型页岩油储层孔隙结构与优质储层成因[J].现代地质,2025,39(6): 1633-1647.
- [10] 肖正录,李勇,路俊刚,等.四川盆地侏罗系大安寨段页岩油富集条件及有利勘探目标[J].吉林大学学报(地球科学版),2025,55(4): 1039-1050.
- [11] 文龙,罗冰,王小娟,等.四川盆地陆相致密油气勘探新领域及资源潜力[J].石油学报,2025,46(1): 77-88.
- [12] 邹才能,杨智,王红岩,等.“进源找油”:论四川盆地非常规陆相大型页岩油气田[J].地质学报,2019,93(7): 1551-1562.
- [13] 肖富森,韦腾强,王小娟,等.四川盆地川中—川西地区沙溪庙组层序地层特征[J].天然气地球科学,2020,31(9): 1216-1224.
- [14] 韦腾强,张本健,王小娟,等.四川盆地秋林地区侏罗系沙溪庙组二段河流相沉积特征及储集差异性分析[J].科学技术与工程,2021,21(29): 12438-12446.
- [15] 黎承银,李明阳,潘磊.四川盆地北部侏罗系凉高山组河道砂岩勘探潜力及有利方向[J].断块油气田,2025,32(1): 55-62.
- [16] 张世铭,王建功,张永庶,等.柴达木盆地西部地区下干柴沟组湖相白云岩晶间孔型储层物性下限的确定[J].石油学报,2021,42(1): 45-55,118.
- [17] 秦子桢,武富礼,袁珍,等.致密油藏有效储层下限参数评价——以鄂尔多斯盆地中部Z区块长4+5油层组为例[J].科学技术与工程,2022,22(5): 1852-1860.
- [18] 王春艳,王波,龚建涛.致密砂岩储层“四性”关系及有效储层下限研究——以鄂尔多斯盆地东部王庄区长6油层组为例[J].科学技术与工程,2023,23(16): 6775-6784.
- [19] 崔玉峰,王贵文,孙艳慧,等.低孔低渗储层物性下限确定方法及其适用性[J].西南石油大学学报(自然科学版),2016,38(6): 35-48.
- [20] 路智勇,韩学辉,张欣,等.储层物性下限确定方法的研究现状与展望[J].中国石油大学学报(自然科学版),2016,40(5): 32-42.
- [21] 李生,罗水亮,张连进,等.川中磨溪地区嘉二段碳酸盐岩储层物性下限值确定及控制因素分析[J].地球物理学进展,2024,39(1): 253-265.
- [22] 李辉,张涛,侯雨庭,等.鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段陆相页岩层系致密储层充注物性下限及其控制因素[J].现代地质,2024,38(6): 1498-1510.
- [23] 李映艳,邓远,何吉祥,等.吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油有效储层物性下限研究[J].断块油气田,2025,32(1): 20-26.
- [24] 刘柯明,侯英杰,邓航,等.苏里格气田盒8段致密砂岩储层临界物性研究[J].断块油气田,2024,31(5): 771-777.
- [25] 万海乔,王盛,刘学良.低孔低渗稠油油藏注水增能影响因素[J].新疆石油地质,2023,44(3): 347-351.
- [26] 孟婧,张莉莹,李芮,等.致密砂岩储层微观孔隙结构特征及其分类评价[J].特种油气藏,2023,30(4): 71-78.
- [27] 郭彤楼,熊亮,杨映涛,等.从储层、烃源岩到输导体系勘探——以四川盆地须家河组致密砂岩气为例[J].石油学报,2024,45(7): 1078-1091.
- [28] 刘广峰,王连鹤,孙仲博,等.致密砂岩储层孔喉结构研究进展[J].石油科学通报,2022,7(3): 406-419.
- [29] 王茂云,曾溅辉,王小娟,等.源-储分离型致密砂岩气藏中气水分布控制因素——以四川盆地中部地区沙溪庙组致密砂岩气为例[J].石油学报,2024,45(8): 1187-1201,1218.
- [30] 李亚婷,童长兵,韩进,等.致密砂岩储层可动流体分布特征及主控因素[J].特种油气藏,2024,31(4): 44-53.
- [31] 刘毅,林承焰,林建力,等.东海盆地西湖凹陷深层低渗—致密砂岩孔隙结构特征及成因分析[J].天然气地球科学,2024,35(3): 405-422.
- [32] 蒋林池,张鲁川,张本健,等.川东地区上二叠统吴家坪组页岩原位含气量评价及其地质意义[J/OL].天然气地球科学,2026, <https://link.cnki.net/urlid/62.1177.TE.20260115.1101.006>.
- [33] 刘恒宇,刘明洁,肖尧,等.四川盆地川中地区侏罗系沙溪庙组致密砂岩气差异成藏特征及主控因素[J].天然气地球科学,2024,35(6): 1014-1030.
- [34] JIANG L C, LU J G, ZHANG B J, et al. Determinants of high gas content and restoration of in situ gas content in Permian Wujiaping shale of the eastern Sichuan Basin, China[J]. Acta Geochimica, 2025, 45(2): 439-456.

- [35] 胡东风,魏志红,魏祥峰,等.四川盆地复兴地区侏罗系凉高山组陆相页岩油气勘探突破及启示[J].天然气工业,2025,45(1):1-13.
- [36] 白雪峰,李军辉,张大智,等.四川盆地仪陇—平昌地区侏罗系凉高山组页岩油地质特征及富集条件[J].岩性油气藏,2024,36(2):52-64.
- [37] 曹脊翔,李唐律,刘雪,等.四川盆地公山庙地区凉高山组地震沉积特征及油气地质意义[J].大庆石油地质与开发,2025,44(3):139-150.
- [38] 汪海燕,邱彤,王志国,等.四川盆地平昌地区凉高山组页岩油气富集条件及有利区预测[J].大庆石油地质与开发,2025,44(4):42-50.
- [39] 何建华,曹红秀,邓虎成,等.川东北营山—平昌地区凉高山组页岩天然裂缝发育特征及其形成演化模式研究[J].地学前缘,2024,31(5):17-34.
- [40] 秦春雨,张少敏,韩璐媛,等.四川盆地侏罗系凉高山组沉积演化特征及页岩油气有利勘探区带[J].天然气工业,2025,45(1):53-67.
- [41] 李楠,洪海涛,李国辉,等.四川盆地高陡构造区凉高山组页岩油地质特征[J].天然气勘探与开发,2022,45(4):86-95.
- [42] 方锐,蒋裕强,杨长城,等.四川盆地侏罗系凉高山组页岩油地质特征[J].中国石油勘探,2023,28(4):66-78.
- [43] 徐一鸣,张洁伟,孙海涛,等.川东北地区下侏罗统凉高山组页岩岩相及储层特征[J].断块油气田,2025,32(3):372-380.
- [44] 张大智,胡明毅,杨刚,等.川北地区侏罗系凉高山组沉积特征及演化规律研究[J/OL].长江大学学报(自然科学版),2026,https://doi.org/10.16772/j.cnki.1673-1409.20260512.001.
- [45] 姜瀚,鲜成钢,洪海涛,等.四川盆地东部拔山寺向斜禄探1井侏罗系凉高山组页岩油勘探突破与启示[J].石油学报,2026,47(4):721-738.
- [46] 洪海涛,张少敏,张芮,等.四川盆地凉高山组层序地层格架及有利勘探区优选[J].特种油气藏,2023,30(2):58-64.
- [47] 余信,杨一晓,周欢焕,等.川东地区凉高山组湖泊三角洲砂泥互层背景下致密砂岩储层成因机制[J].天然气地球科学,2023,34(9):1595-1611.
- [48] 郭战峰,舒逸,陈绵琨,等.川东侏罗系凉高山组页岩沉积环境特征及有机质富集机理[J].地质科技通报,2024,43(4):62-74.
- [49] 丁超,郭顺,郭兰,等.致密砂岩储层油气充注物性下限厘定:以鄂尔多斯盆地富县地区长8油藏为例[J].科学技术与工程,2025,25(2):484-493.
- [50] 中国石油天然气集团有限公司.录井资料采集处理解释规范:Q/SY 01128—2020[S].北京:石油工业出版社,2020.
- [51] 中华人民共和国自然资源部.致密油储量估算规范:DZ/T 0335—2020[S].
- [52] 魏小微,谢继容,唐大海,等.低孔渗砂岩储层基质物性下限确定方法研究——以川中LA构造沙一段油藏为例[J].天然气工业,2005,(S1):28-31,11.
- [53] WORTHINGTON P F. The application of cutoffs in integrated reservoir studies[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008, 11(6): 968-975.
- [54] 黎菁,赵峰,刘鹏.苏里格气田东区致密砂岩气藏储层物性下限值的确定[J].天然气工业,2012,32(06):31-35,106.
- [55] WANG W M, LIU Q G, LIU Y N, et al. Research status, existing problems, and the prospect of new methods of determining the lower limit of the physical properties of tight sandstone reservoirs[J]. Energies, 2023, 16(15):5664.
- [56] 高小平,李晶,官斌,等.鄂尔多斯盆地延长气田中区北马五41a碳酸盐岩致密储层物性下限[J].天然气地球科学,2025,36(10):1839-1853.
- [57] 张凤奇,钟红利,魏登峰,等.鄂尔多斯盆地陕北斜坡东南部长7段致密砂岩油藏成藏物性下限[J].天然气地球科学,2017,28(2):232-240.
- [58] 陈佳,封从军,俞天军,等.鄂尔多斯盆地延长气田Y113—Y133天然气井区盒8段致密储层物性下限[J].天然气地球科学,2022,33(6):955-966.
- [59] 王岩泉,边伟华,刘宝鸿,等.辽河盆地火成岩储层评价标准与有效储层物性下限[J].中国石油大学学报(自然科学版),2016,40(2):13-22.
- [60] 刘薇.龙虎泡—齐家地区高台子致密油储层微观特征及其对油水分布控制的研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2019.
- [61] 代金友,林立新,王洋,等.四种储层物性下限的理论探讨与实例分析[J].油气地质与采收率,2022,29(3):29-35.
- [62] 章海燕,张釜源,林思臣,等.川东北地区凉高山组致密砂岩孔隙特征及成因机制——以川东北铁山金窝剖面为例[J].断块油气田,2025,32(1):63-70.
- [63] 沈卫民,赵靖舟,赵美丽.低渗透—致密储层分类评价方法——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组下组合为例[J].石油与天然气地质,2025,46(5):1717-1730.
- [64] SUN Z Y, CHEN J, WANG Q, et al. A quantitative analysis on thermochemical sulfate reduction products of two model compounds: Implications for reaction mechanism and alteration process of hydrocarbons [J]. Chemical Geology, 2024, 661: 122187.
- [65] 马健飞,马中良,缪九军,等.烃源流体—储集岩协同演化模拟实验及地质启示——以川西地区上三叠统须家河组为例[J].石油实验地质,2022,44(4):698-704.
- [66] 吴嘉,何坤,孟庆强,等.沉积盆地超深层有机—无机复合生烃机理及地质模式[J].地质学报,2023,97(3):961-972.
- [67] 惠荣耀,丁安娜.微生物改造有机质不同演化阶段油气的生成[J].沉积学报,2019,37(2):424-431.
- [68] LI T, GAO H, WANG C, et al. Oil utilization degree at various pore sizes via different displacement methods [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2022, 12(8): 2271-2287.
- [69] 韩永林,刘军锋,余永进,等.致密油藏储层驱替特征及开发效果——以鄂尔多斯盆地上里源地区延长组长7油层组为例[J].石油与天然气地质,2014,35(2):207-211.
- [70] 刘丽萍,白海涛,王西强,等.鄂尔多斯盆地白豹油田长81储层水驱油特征及驱油效率影响因素[J].东北石油大学学报,2022,46(6):63-74,149.