

南充地区侏罗系凉高山组页岩油藏原油组成及采出水特征

白园园¹, 蒲万芬^{1,2}, 王遨宇³, 赵 帅^{1,2}, 靳 星^{2*}

¹西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室 四川成都

²天府永兴实验室油气绿色开发研究所 四川成都

³中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂 山东东营

【摘要】南充地区侏罗系凉高山组是四川盆地页岩油勘探开发的重点层系,但目前针对该层系原油物性与采出水特征的基础数据匮乏,制约了配套工艺设计与高效开发。采用气相色谱-质谱联用仪、电感耦合等离子体发射光谱仪和离子色谱等手段,系统研究了凉高山组页岩油的密度、粘度、元素及结构组成,以及采出水的矿化度、离子组成等特征。结果表明:原油密度为 0.8967 g/cm³ (50℃),粘度随温度升高而降低,70℃后趋于稳定 (5.67 mPa·s);原油中 C₆~C₃₂ 正构烷烃占总组成的 56.65%,其中碳数大于 C₁₆ 的正构烷烃占正构烷烃的 58.9%,此外还含有 17.55% 的苯类和 9.68% 的醚类;采出水矿化度高达 361945 mg/L,主要离子为 Cl⁻、Na⁺和 Ca²⁺,水型为氯化钙型。上述结果明确了凉高山组页岩油是以高碳数正构烷烃为主、富含苯和醚的复杂有机混合物,其粘温敏感性与各组分熔点相吻合;采出水的高矿化度及离子特征指示了储层丰富的盐资源。通过定性与定量分析,系统获取了该区页岩油与采出水的键基础数据,为后续清防蜡工艺、人工举升、压裂液配伍及储层保护等配套工艺设计提供了重要理论依据。

【关键词】凉高山组;页岩油;原油组成;采出水;离子类型

【基金项目】国家自然科学基金面上基金项目 (52574049):页岩油藏注空气干酪根氧化放热动力学、热前缘扩展机理及孔缝结构演变规律

【收稿日期】2026 年 4 月 15 日 **【出刊日期】**2026 年 5 月 14 日 **【DOI】**10.12208/j.pngc.20260002

Crude oil composition and produced water characteristics of the jurassic lianggaoshan formation shale oil reservoir in Nanchong

Yuan Yuan Bai¹, Wan Fen Pu^{1,2}, Ao Yu Wang³, Shuai Zhao^{1,2}, Xing Jin^{2*}

¹ State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan

² Institute for Green Development of Oil and Gas, Tianfu Yongxing Laboratory, Chengdu, Sichuan

³ Marine Oil Production Plant of Shengli Oilfield Company, China Petroleum & Chemical Corporation, Dongying, Shandong

【Abstract】 The Jurassic Lianggaoshan Formation in the Nanchong area is a key target interval for shale oil exploration and development in the Sichuan Basin. However, the current scarcity of fundamental data on crude oil properties and produced water characteristics for this interval constrains the design of supporting process technologies and efficient development. By employing gas chromatography-mass spectrometry (GC-MS), inductively coupled plasma optical emission spectrometry (ICP-OES), and ion chromatography (IC), this study systematically investigated the density, viscosity, elemental and structural compositions of the Lianggaoshan shale oil, as well as the total dissolved solids (TDS) and ionic composition of the produced water. The results indicate that: the crude oil has a density of 0.8967 g/cm³ at 50 °C; its viscosity decreases with increasing temperature and stabilizes at 5.67 mPa·s after 70 °C. The n-alkanes ranging from C₆ to C₃₂ account for 56.65% of the total composition, among

作者简介:白园园(1999-)女,硕士,博士生,从事油气田开发及提高采收率研究;

*通讯作者:靳星(1995-)男,博士,博士后,从事油气田开发及提高采收率研究。

which those with carbon numbers greater than C_{16} constitute 58.9% of the total n-alkanes. In addition, the oil contains 17.55% benzenes and 9.68% ethers. The produced water exhibits a high total dissolved solids (TDS) content of 361,945 mg/L, with Cl^- , Na^+ , and Ca^{2+} as the dominant ions, and the water type is classified as calcium chloride type. The above results indicate that the Lianggaoshan Formation shale oil is a complex organic mixture dominated by high-carbon-number n-alkanes and enriched in benzenes and ethers, and its viscosity-temperature sensitivity is consistent with the melting points of its various components. The high total dissolved solids and ionic characteristics of the produced water point to abundant salt resources within the reservoir. Through qualitative and quantitative analyses, the key fundamental data for both the shale oil and produced water in this area have been systematically acquired, providing a crucial theoretical basis for the subsequent design of supporting process technologies, including wax removal and inhibition, artificial lift, fracturing fluid compatibility, and reservoir protection.

【Keywords】 Lianggaoshan formation; Shale oil; Composition of crude oil; Produced water; Ion type

四川盆地作为国家战略腹地与重要的油气资源基地,始终承载着保障国家能源安全的重要使命^[1-4]。近年来,随着国际地缘政治格局的深刻变革与国内能源需求结构的持续调整,加大本土油气资源特别是非常规油气等战略性石油能源资源的勘探开发力度,已成为实现能源独立、构建安全稳定供应体系的战略选择,也契合了我国“十五五”规划纲要提出的“加强战略性矿产资源勘探开发”目标^[5]。四川盆地内侏罗系发育多套优质烃源岩与规模储集体,源储配置优良,展现出巨大的原油勘探开发潜力。其中,凉高山组作为侏罗系重要的页岩油勘探层系,烃源岩分布面积高达 $4 \times 10^4 \text{ km}^2$,被列为新一轮原油上产的主战场之一^[6-9]。近期,凉高山组在部分探井中已获高产工业油流,证实了其具备规模成藏的客观条件与良好的开发前景^[4]。

然而,四川盆地原油勘探开发长期面临“重气轻油”的局面^[10-12],针对侏罗系尤其是凉高山组原油系统研究仍显薄弱。前期勘探实践与文献调研表明,制约凉高山组页岩油高效开发的关键之一,是对原油物理化学性质与储层盐赋存特征的认识不足^[4]。具体而言,凉高山组原油的密度、黏度和原油组成等基本物性参数,以及储层含盐特征、采出水的矿化度和离子组成(如 Na^+ 、 K^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Cl^- 、 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 等)等关键数据匮乏,导致对油气开采过程中流体动力与化学耦合机制的认识不清,难以针对性地制定储层保护及后期采油工艺方案。高含蜡原油的析蜡机制直接影响井筒流动保障与举升工艺选择^[13,14],学者针对高凝油清防蜡已开展了较为系统的研究:张付生等^[15]研制的DQ系列清防蜡剂在大庆、新疆等油田延长热洗周期5倍以

上;唐述凯等^[16]以丙烯酸二十二酯/马来酸酐/醋酸乙烯酯三元共聚物复配的清防蜡剂对淮北高蜡高凝原油防蜡率达41.46%、凝点降低 7°C ,并揭示了吸附-共晶降凝机理;李鑫源等^[17]针对乍得高蜡原油研制的清防蜡剂防蜡率45.4%、降黏率78.8%;此外,油管电加热、渗氮油管等物理防蜡工艺^[18]及微生物清防蜡技术^[19]也已在矿场取得应用。然而,上述清防蜡工艺的优化高度依赖原油组分特征的准确表征,而凉高山组原油在这方面的数据仍属空白。在压裂液配伍性方面,高凝油储层压裂的核心挑战是常规常温压裂液导致原油温度低于析蜡点而引发蜡结晶堵塞孔喉的“冷伤害”问题。蔡长宇等^[20]在辽河油田开发的热压裂液技术通过提高入井温度至高于析蜡温度,16口井平均单井日增油12.75 t;姜阿娜^[21]针对王家岗油田高凝油储层研发的新型有机硼铅交联剂解决了热污水配制胍胶压裂液的配伍性问题;王红科等^[22]开发的 70°C 高温水配制热压裂液技术有效降低了苏北盆地高凝固点原油储层的冷伤害。这些研究表明,压裂液体系的优化需以原油析蜡温度、组成特征及采出水矿化度为前提,而储层含盐类型与采出水矿化度亦深刻影响储层敏感性评价及长期开发过程中的油层保护策略^[22]。因此,亟需从流体性质本源出发,进行系统性的基础研究。

近年来,针对陆相页岩油组成特征的研究已取得重要进展。在页岩油分子组成表征方面,Li等利用傅里叶变换离子回旋共振质谱(FT-ICR MS)技术系统研究了松辽盆地古龙凹陷青山口组页岩油的分子组成,揭示了封闭孔隙中具有较高缩合程度的氮氧化合物富集现象^[23,24]。李明等研究发现页岩储层

中不同赋存状态的油存在显著的组分分异, 开放孔隙以轻质烃占主导, 而封闭孔隙则富集大分子极性化合物^[25]。在地层水地球化学特征方面, Li 等对四川盆地昭通地区的太阳区块页岩气压裂返排液进行了系统的地球化学分析, 指出 Br/Cl 的比值和 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 比值可有效指示返排液来源及其与地层水混合程度^[26]。上述研究为本工作提供了重要参考, 但针对凉高山组页岩油原油组成与采出水离子特征的系统性基础研究仍亟待开展。

本研究基于四川盆地南充地区凉高山组页岩油藏样品, 系统分析原油的密度、黏度、元素组成、碳数分布及分子结构组成, 并测定采出水的矿化度与离子组成, 以期凉高山组页岩油的清防蜡工艺、压裂液配伍及采出液处理等配套工艺设计提供基础数据支撑。

1 研究区概况

南充地区位于四川盆地中部平缓构造带, 其侏罗系凉高山组发育了一套厚 10~25 m 的灰黑色半深湖相页岩, 具备良好的页岩油成藏条件^[27,28], 其总有机碳含量 (TOC) 介于 1.0%~2.5%, 有机质类型

以 II₁-II₂ 型干酪根为主, 镜质体反射率 (R_o) 为 0.9%~1.3%, 处于成熟-高成熟阶段, 具备良好的生烃能力^[29]。通过前期开发部署, 已证实凉高山组页岩储层具备获得高产油气的能力^[4]。由于该地区页岩油蜡和沥青质含量高, 且容易与地层水或来自压裂液中的水相形成高黏度乳状液, 乳化后黏度最高可达初始黏度的 12.7 倍, 导致其生产过程中存在流动性困难问题^[30,31]。因此, 亟需明确南充地区凉高山组页岩油组成特征, 为其破乳剂、反向乳化剂及压裂液体系设计提供理论支撑。

2 实验样品及方法

2.1 实验样品

四川盆地南充地区凉高山组页岩油产状呈棕黄色的黏稠状乳液状, 无明显流动性 (常温下), 如图 1 所示。将样品置于 50°C 烘箱中加热 2 h 后出现明显分层, 分别收集原油与采出水进行后续测试。其中, 原油开展密度、黏度、元素组成、碳数分布及结构组成测试; 采出水开展元素分析和离子组成进行测试。

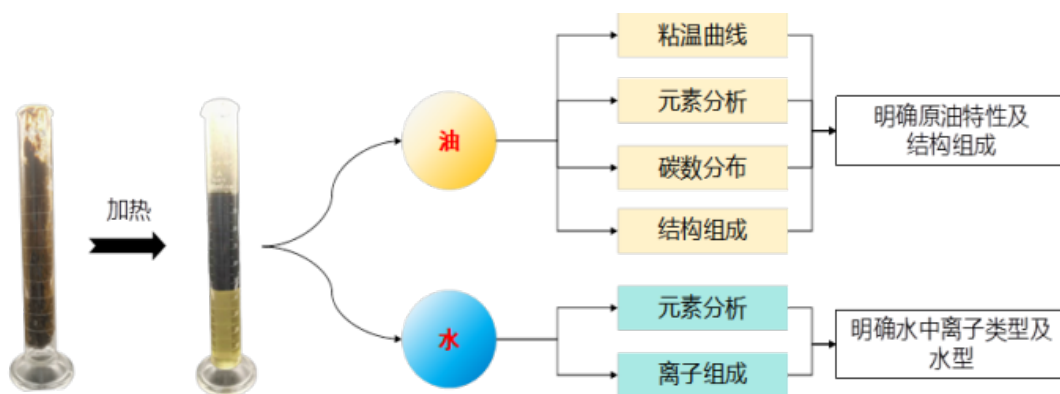


图 1 南充地区凉高山组原油及采出水特征分析流程图

2.2 实验方法

2.2.1 原油性质分析方法

通过密度计法测试原油密度。黏度采用 ViscoQC 300-L 旋转黏度计测试不同温度下原油黏度, 剪切速率设置为 7.315 s^{-1} 。使用有机元素分析仪 EA 的 CHNS 模式和 O 模式测试原油中有机元素组成, 其中 CHNS 模式测试细节为: 样品在 1150°C、纯氧氛围的氧化管中完全燃烧产生 CO_2 、 H_2O 、 NO_x 、 SO_2 、 SO_3 等气体, 随后该混合气在还原管 (850°C、还原铜) 中进一步还原为 CO_2 、 H_2O 、 N_2 、 SO_2 等气

体经过吸附-解吸柱分离后通过色谱柱进行分离后热导检测, 得到 C、H、N、S 元素含量, O 模式测试细节为: 样品在 1150°C、 H_2/He 混合气中将样品裂解, 随后经碳粉还原转化为 CO , 并由热导检测得到 O 元素含量; 最后, 采用气相色谱-质谱联用仪 (GCMS) 测试原油的碳数分布及结构组成, 测试条件为: 色谱柱为 HP-5MS (30.0 m×0.25 mm, 0.25 μm); 色谱柱起始温度 60°C, 保留 4 min, 以 8°C/min 的速度升至 300°C, 保持 10 min, 气化室温度 300°C, 传输线温度 300°C; 载气 He, 载气流量 1 mL/min, 分

流比 20: 1, 进样量 0.5 μL 。

2.2.2 采出水测试方法

采出水中盐含量测试方法执行 HJ 51-2024 水质全盐量的测定 重量法; 采用电感耦合等离子体光谱 (Agilent 5800 ICP-OES) 定量分析采出水中的元素组成, ICP 测试条件为: 射频发生器功率: 1250 W, 等离子炬冷却气体流量 15.0 L/min, 雾化器流量 0.7 L/min, 泵速 60 r/min, 辅助流量 1.0 L/min, 稳定时间 20 s, 暴露时间 5 s。离子色谱是测试水中离子类型及含量的关键手段^[32], 采用离子色谱对采出水中主要离子含量进行定量测试, 其中阴离子测试的色谱柱采用 AS22, 离子交换基为烷醇季铵离子, 固定相为 IonPac AS22, 保护柱为 AG22, 柱温保持 35 $^{\circ}\text{C}$, 淋洗液为 2.4 mM 碳酸氢钠+6.0mM 碳酸氢钠溶液; 流速为 1.3 mL/min, 抑制器为阴离子抑制器, 抑制电流 65 mA; 检测器为电导检测器, 检测池温度 35 $^{\circ}\text{C}$, 单次进样 25 μL ; 阳离子测试的色谱柱为 CS12A, 保护柱为 CG12, 柱温为 35 $^{\circ}\text{C}$, 淋洗液为 5.5 mM 甲烷磺酸溶液, 流速为 1.0 mL/min, 抑制器选择阳离子抑制器, 抑制电流为 20 mA, 检测器为电导检测器, 检测池温度 35 $^{\circ}\text{C}$, 单次进样 25 μL 。

3 结果与讨论

3.1 原油性质及组成

3.1.1 原油密度、黏度及元素组成特征

凉高山组原油 50 $^{\circ}\text{C}$ 密度为 0.8967 g/cm³, 属于中质原油[原油密度约为 895.72 kg/m³]。原油黏度随温度变化曲线如图 2 所示, 常温下原油呈凝固态, 黏度随温度升高快速下降, 70 $^{\circ}\text{C}$ 后趋于稳定, 稳定黏度约为 5.67 mPa·s。这一黏温特征与原油的复杂组成密切相关。将原油中主要组分的熔点与黏度曲线对比发现: C₁₆~C₃₂ 正构烷烃的熔点在 -5~70 $^{\circ}\text{C}$ 之间, 其中 C₁₈ (熔点 28.2 $^{\circ}\text{C}$)、C₂₀ (35 $^{\circ}\text{C}$)、C₂₂ (42 $^{\circ}\text{C}$)、C₂₄ (49 $^{\circ}\text{C}$) 等高碳数组分的熔融在升温过程中逐步贡献; 苯酚熔点为 40.5 $^{\circ}\text{C}$, 双酚 A 二甲醚熔点为 54~59 $^{\circ}\text{C}$, 这些化合物在相应温度区间的相变是导致黏度在 40~70 $^{\circ}\text{C}$ 区间快速下降的主要原因。当温度超过 70 $^{\circ}\text{C}$ 时, 几乎所有组分均已熔融, 原油表现出牛顿流体特征, 黏度趋于恒定。该结果与文献中高含蜡页岩油的黏温行为一致^[13,14], 表明热力降黏是该类原油实现井筒流动保障的有效手段。元素分析显示(图 3), 原油中 C、H 质量分数分别为 81.99% 和 14.15%, H/C 原子比约为 2.07, N、S 含量极低

(N 0.07%, S 未检出), O 含量为 0.91%。较高的 H/C 比以及低 N、S 特征表明有机质类型以腐泥型 (I—II₁ 型) 为主, 生源母质以低等水生生物和藻类为主, 且成熟度适中 (处于生油窗早期至中期)^[23,25]。O 含量相对较高 (0.91%), 对应表 1 中醚类 (9.68%) 和少量含氧杂环化合物的存在, 这些极性含氧官能团会影响原油与岩石矿物表面的吸附行为, 进而影响原油的可动性^[24]。

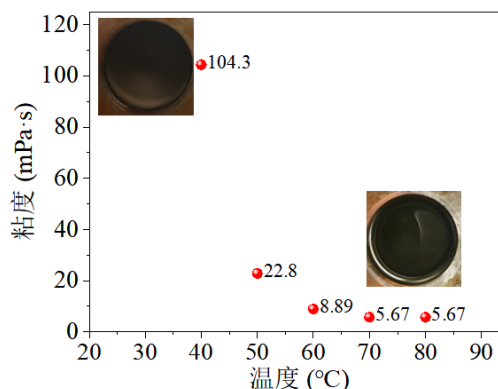


图 2 南充地区凉高山组原油黏温曲线

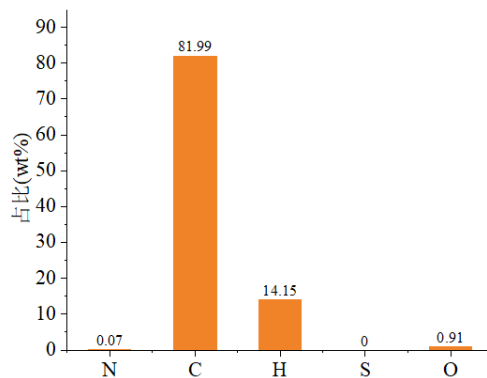


图 3 南充地区凉高山组原油元素组成

3.1.2 原油碳数分布及组成特征

GC-MS 分析表明, 凉高山组原油碳数分布范围为 C₁~C₃₂, 主峰碳为 C₁₇ (占比 23.49%), 且 C₁₆ 以上高碳数正构烷烃占正构烷烃总量的 58.87% (图 4、表 1)。总离子流图中正构烷烃系列分布完整。正构烷烃的碳数分布特征可指示有机质来源和成熟度。研究区原油呈单峰型分布, 主峰碳为 C₁₇, 轻组分 ($\leq\text{C}_{19}$) 与重组分 ($\geq\text{C}_{20}$) 的比值约为 1.2, 表明有机质以低等水生生物输入为主, 同时混有部分高等植物贡献^[25]。奇偶优势比 (OEP) 计算值接近 1.0 (C₂₁~C₂₉ 范围内无明显奇碳优势), 指示原油已达成熟阶段, 与元素分析结果一致。值得关注的是, C₁₆ 以上高碳数正构烷烃占比较高, 预示原

油具有较高的析蜡倾向, 低温下蜡晶析出易导致井筒堵塞, 需要配套清防蜡措施。组成分类统计显示(表 1), 苯类(17.55%)和醚类(9.68%)合计占原油的 27.23%, 是除烷烃外最重要的组分。其中, C₁₇ 对应的主要化合物为双酚 A 二甲醚(熔点 54~59 °C)及含苯环的醚类衍生物, 这些芳基醚结构具有较高的极性, 容易吸附在金属管线表面或与注水中的离子发生络合反应, 可能加剧结垢风险。此外, 苯类芳香化合物是潜在的有机污染物, 在采出液处理及环保排放时需要特别关注。与松辽盆地古龙凹陷青山口组页岩油相比^[24], 凉高山组原油中检测到了更多的含氧化合物(醚类), 而古龙页岩油中则以含氮化合物(吡咯类、吡啶类)为主, 这可能反映了两个盆地不同的沉积环境和有机质保存条件差异。

基于实验结果, 建议井筒流动保障应以 50°C 为安全温度底线, 对 40~70°C 相变集中段(对应 C₁₈~C₂₄ 正构烷烃及双酚 A 二甲醚的熔融区间)采取井筒电加热控温措施以降低稠油段摩阻^[33,34]; 清防蜡方面, 鉴于高碳数正构烷烃占比高且析蜡温度约 40°C, 建议选用丙烯酸高碳醇酯/醋酸乙烯酯等防蜡剂, 同时因苯类(17.55%)和醚类(9.68%)合计占比 27.23%, 清蜡剂配方中应增加芳烃或醇醚类极性溶剂以提高对芳基醚组分的溶解效率^[17,35]; 压裂液配伍方面, 因原油中极性含氧组分易与压裂液形成稳定乳状液, 需在压裂液配方中加入高效破乳助排剂并利用实际采出水开展配伍性评价^[31]; 此外, C₁₇ 对应的双酚 A 二甲醚等芳基醚结构极性较强, 易与采出水中 Ca²⁺、Mg²⁺ 发生络合反应加剧结垢风险, 建议同步开展结垢预测与防垢剂筛选^[15]。

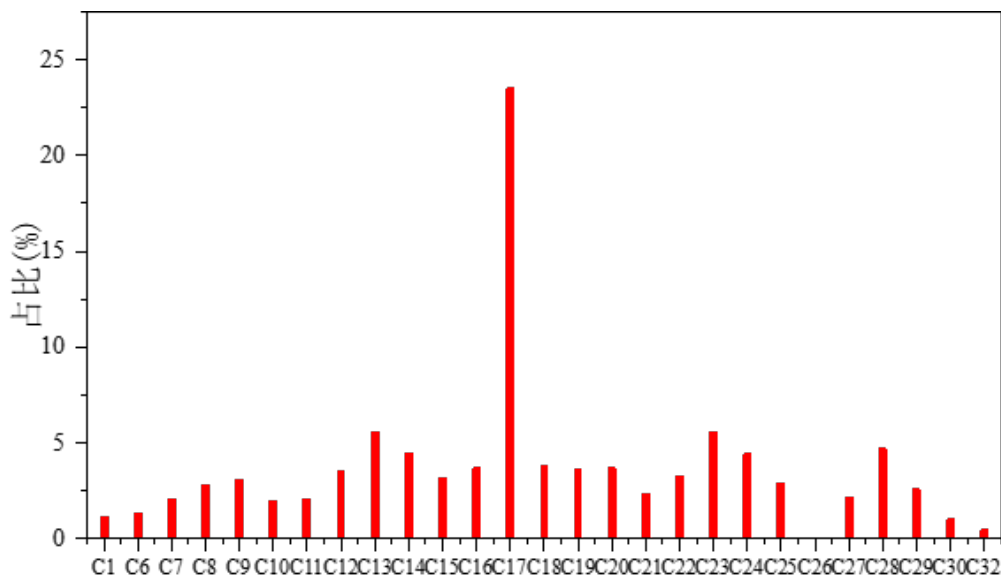


图 4 南充地区凉高山组原油碳数分布特征

表 1 南充地区凉高山组原油结构组成及占比

类型		占比/%
烷烃	正构烷烃	56.65
	异构烷烃	6.39
	环烷烃	4.78
	苯	17.55
	醚	9.68
	甲基肼	1.16
	咪唑	0.94
	萘	0.69
	酮	0.53
	硫脲	0.37
	鲸蜡醇	0.31

3.2 采出水含量盐及离子组成

3.2.1 含盐量及元素组成

采出水矿化度高达 361 945 mg/L(约 36.2 wt%), 远高于海水(约 3.5 wt%), 属于高盐卤水。ICP-OES 分析显示(表 2、图 5), 阳离子以 Ca^{2+} (80 423 mg/L) 和 Na^{+} (13 784 mg/L) 为主, 其次为 Mg^{2+} (1 554 mg/L)、 Sr^{2+} (1 032 mg/L)、 K^{+} (418 mg/L) 和 Fe (241 mg/L)。Ca+Na 占总阳离子含量的 96.3%, 表现出明显的富钙特征。采出水中检测到 Sr (1032 mg/L)、Li (2.22 mg/L)、B (1.73 mg/L)

等较高浓度的微量元素, 以及 Ba (156 mg/L)、Rb、Cs 等。Li 和 B 在高温水岩反应中易从黏土矿物中淋滤析出, 其富集程度可指示地热流体活动及水岩相互作用的强度。本研究中 Li、B 浓度显著高于普通地层水背景值, 暗示储层经历过较强的水岩反应或存在深部热液输入; 采出水中 Li 浓度 (2.22 mg/L) 虽未达到独立开采品位(通常需>50 mg/L), 但在大规模采出水处理过程中可作为潜在资源回收对象, 例如用于锂吸附材料试验; Sr 和 Ba 也可作为工业原料的前景评估基础。

表 2 南充地区凉高山组采出盐水中的元素组成

元素	含量 (mg/L)	元素	含量 (mg/L)	元素	含量 (mg/L)
Ca	80423.12	Ce	0.28	Ga	0.04
Na	13784.17	Pb	0.20	Se	0.04
Mg	1554.13	Sb	0.18	Tb	0.04
Sr	1031.95	V	0.14	Er	0.03
K	418.04	Ti	0.14	Sc	0.03
Fe	241.37	Yb	0.13	Au	0.02
Ba	155.91	Pr	0.123	Zr	0.02
Al	130.19	Sm	0.12	Rh	0.02
S	20.89	Ru	0.12	Eu	0.02
Mn	20.88	Gd	0.10	Co	0.02
Si	11.18	Ge	0.10	Ho	0.01
Cr	6.83	Ta	0.09	Ag	0.01
P	6.75	Hf	0.08	Ir	0.01
Ni	6.11	La	0.08	Hg	0.01
Li	2.22	W	0.08	Pt	0.01
B	1.73	Dy	0.07	Lu	0.01
Te	1.72	Cu	0.06	Cd	0.004
Zn	0.88	Tl	0.05	Tm	0.004
Nd	0.77	Nb	0.05	Be	0.0005
Mo	0.37	As	0.047	In	0
Bi	0.33	Pd	0.05	Re	0
Y	0.30	Sn	0.039		

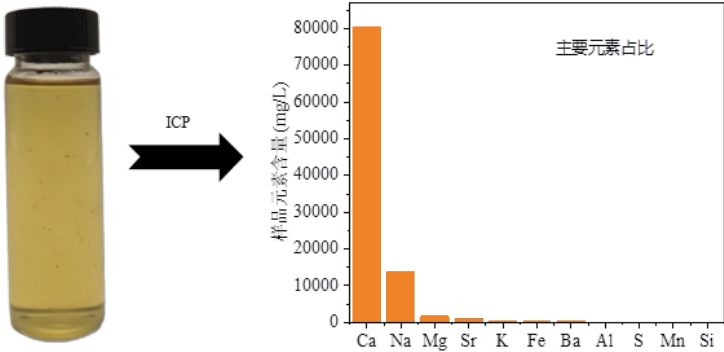


图 5 南充地区凉高山组采出盐水中的主要元素组成

3.2.2 离子组成

离子色谱测试结果(表3)显示, 阴离子以 Cl^- 占绝对优势(137 016.9 mg/L), SO_4^{2-} 、 Br^- 、 F^- 、 NO_3^- 浓度均很低, $\text{HCO}_3^-/\text{CO}_3^{2-}$ 未检出。根据离子平衡计算, 所需 Cl^- 理论值为 130 486.8 mg/L (用于平衡 Ca^{2+} 、 Na^+ 、 Mg^{2+}), 实测 Cl^- 值大于该值, 表明 Cl^- 不仅完全满足形成 CaCl_2 、 NaCl 和 MgCl_2 , 还有少量剩余(可能与微量 $\text{Fe}^{2+}/\text{Fe}^{3+}$ 或 K^+ 结合)。依据石油天然气行业标准(SY/T 5523-2016), Na/Cl 比值(当量)约为 0.24, 远小于 1, 判定水型为 CaCl_2 型。Marcellus 页岩气田(海相)、涪陵页岩气田和龙马溪组页岩气返排液普遍为 NaCl 型水, 其成因被解释为蒸发浓缩的古海水^[36,37]。 CaCl_2 型水则常见于深层封闭性较好的陆相沉积盆地, 其形成机制通常涉及①斜长石中的 Ca 被 Na 置换, 释放 Ca^{2+} 进入孔隙水, 同时消耗 Na ; ②酸性流体(有机酸或 CO_2) 溶解碳酸盐矿物, 释放 Ca^{2+} 和 Mg^{2+} ; ③蒙脱石等黏土矿物层间吸附的 Ca^{2+} 与地层水中的 Na^+ 发生交换, 进一步富集 Ca^{2+} 。本研究中采出水 Na^+ 浓度(约 11 522 mg/L)显著低于 Ca^{2+} (约 58 182 mg/L), 且 SO_4^{2-} 浓度极低(4.36 mg/L), 指示封闭还原环境(硫酸盐还原菌作用或无硫酸盐输入), 这与页岩油储层普遍发育的还原性条件一致。卤素比值是区分地层水来源和蒸发程度的有效工具。本研究中 Br/Cl 质量比为 0.00020(摩尔比约 0.00026), 低于海水平均值(Br/Cl 约 0.0034), 但接近典型陆相蒸发盐岩溶解水的比值范围(0.0001~0.0005)。结合 Na/Cl 摩尔比(0.24, 远低于海水 0.86), 可以排除采出水为简单蒸发浓缩海水的可行性, 而更倾向于认为其来源于陆相含盐地层的成岩流体, 并在埋藏过程中经历了强烈的 Na 消耗(钠长石化)和 Ca 富集(碳酸盐溶解)。

此外, 高矿化度 CaCl_2 型采出水对压裂液配伍性、储层保护和地面工程具有直接影响。高 Ca^{2+} 浓度易与常规阴离子聚丙烯酰胺类降阻剂发生交联反应, 导致增黏或沉淀, 降低压裂液性能。建议选用抗盐型降阻剂或采用前置螯合剂预处理。 CaCl_2 型水在温度压力变化时易与注水中的 CO_2 或 HCO_3^- 反应生成 CaCO_3 垢; 超高矿化度增加了采出水回用难度, 可采用“化学沉降+膜过滤”或“蒸发结晶”工艺, 同时可开展伴生盐类(NaCl 、 CaCl_2)及微量元素的资源化利用研究。

表3 南充地区凉高山组采出盐水中离子类相关及含量

离子类型	含量/mg·L ⁻¹	备注
Cl^-	137016.91	阴离子
SO_4^{2-}	4.36	阴离子
Br^-	27.25	阴离子
F^-	13.38	阴离子
NO_3^-	253.95	阴离子
HCO_3^-	0	阴离子
CO_3^{2-}	0	阴离子
Ca^{2+}	58182.45	阳离子
Mg^{2+}	1300.08	阳离子
Na^+	11521.76	阳离子
Fe^{2+}	38.7	阳离子
Fe^{3+}	16.9	阳离子

4 结论

(1) 明确了凉高山组原油的物理化学性质与组成特征。原油常温下呈黏稠乳液状, 50℃密度 0.8967 g/cm³, 黏度 70℃后稳定在 5.67 mPa·s。原油以 $\text{C}_6\sim\text{C}_{32}$ 正构烷烃为主, C_{16} 以上高碳数正构烷烃占 58.87%, 苯类(17.55%)和醚类(9.68%)含量高, 是导致析蜡点高、低温流动性差的主因。

(2) 揭示了凉高山组采出水的化学类型与离子组成特征。采出水矿化度高达 361 945 mg/L, 水型为 CaCl_2 型, 阳离子以 Ca^{2+} 、 Na^+ 为主, 富含 Sr 、 Li 、 B 等微量元素。离子比值(Br/Cl 、 Na/Cl)指示其并非蒸发浓缩海水, 而是陆相含盐地层成岩流体经水岩反应演化的产物。

(3) 研究成果为凉高山组原油的清防蜡、抗盐压裂液设计、结垢预测与采出水处理等工艺提供了基础数据支撑, 对四川盆地侏罗系页岩油规模效益开发具有重要实践意义。

参考文献

- [1] 吴裕根, 门相勇, 娄钰, 等. “十三五”以来四川盆地天然气产业发展成效及前景展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(12): 145-151.
- [2] 杨洪志, 张连进, 刘曦翔, 等. 四川盆地天然气规模效益开发新模式与关键技术创新[J]. 天然气工业, 2025, 45(12): 150-166.
- [3] 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.
- [4] 廖广志, 唐青松, 王明磊, 等. 加大找油上产工作力度实现四川盆地原油大发展夙愿[J]. 石油科技论坛, 2025, 44(3): 1-11.
- [5] 新华社. 中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要[EB/OL]. [2026-03-13]. <https://www.news.cn/politics/20260313/085af5de5a4b4268aa7d87d90817df2f/c.html>.
- [6] 文龙, 张本健, 金值民, 等. 四川盆地陆相全油气系统成藏序列与勘探领域[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(5): 997-1007.
- [7] 杨雨, 谢继容, 曹正林, 等. 四川盆地天府气田沙溪庙组大型致密砂岩气藏形成条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 2023, 44(6): 917-932.
- [8] 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.
- [9] 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.
- [10] 汪泽成, 施亦做, 文龙, 等. 用超级盆地思维挖掘四川盆地油气资源潜力的探讨[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(5): 847-858.
- [11] 戴金星, 倪云燕, 刘全有, 等. 四川超级气盆地[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1081-1088.
- [12] 邓宾, 刘树根, 姚根顺, 等. 四川超级含气盆地古生界大中型气田分布规律及其主控因素[J]. 天然气工业, 2024, 44(7): 54-76.
- [13] 邹伟, 黄战卫, 刘凯旋, 等. 高含蜡页岩油智能投球收球清防蜡技术[J]. 石油钻采工艺, 2024, 46(2): 248-257.
- [14] 刘小欢, 刘环宇, 马红星, 等. 深部结蜡页岩油水平井涂层与电加热清防蜡技术[J]. 石油钻采工艺, 2024, 46(2): 238-247.
- [15] 张付生, 谢慧专, 董丽坚. 原油清防蜡剂、降凝降粘剂的研究[J]. 精细与专用化学品, 2001, 9(8): 23-4,10.
- [16] 唐述凯, 阮国波, 王伟林, 等. 清防蜡剂对滩北高蜡高凝原油的降凝机理探讨[J]. 石油化工应用, 2013, (第 9 期): 84-90.
- [17] 李鑫源, 张珊榕, 姚力力, 等. 高蜡原油清防蜡剂的研究与应用[J]. 精细石油化工, 2022, 39(2): 28-32.
- [18] 王慧蕾. 高含蜡稠油井清防蜡方式的探讨[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2013, 33(9): 246,147.
- [19] 刘长, 赵爱华, 郭省学, 等. 采油微生物对原油清防蜡机理及矿场应用[J]. 临沂师范学院学报, 2006, (3): 62-66.
- [20] 蔡长宇, 严玉中, 刘杰. 热压裂液技术研究及应用[J]. 钻井液与完井液, 2002, 19(3): 24-26,56.
- [21] 姜阿娜. 王家岗油田高凝油储层热污水压裂液技术[J]. 特种油气藏, 2013, (6): 126-128,148.
- [22] 王红科, 刘音, 何武, 等. 高温水配制压裂液技术研究与应用[J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(3): 384-388.
- [23] Ming Li, Min Wang, Chen Zhao, et al. Compositional differences of near-critical petroleum from closed pores to wellhead in Gulong shale oil play, Songliao Basin, NE China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2024, 167: 106968.
- [24] 张婧雅, 窦立荣, 朱如凯, 等. 松辽盆地古龙页岩纳米孔喉体系中页岩油组分及成熟度分异效应[J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(4): 105-115.
- [25] 李明, 王民, 张金友, 等. 中国典型盆地陆相页岩油组分评价及意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1479-1498.
- [26] Linzhi Li, Yuanyan Ni, Limiao Yao, et al. Geochemical characteristics of shale gas hydraulic fracturing flowback water in Taiyang block, Zhaotong area, Sichuan Basin, China: A case study of Well Y105[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(9): 1699-1712.
- [27] 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.
- [28] 穆曙光, 赵云翔, 李宁. 南充构造凉高山组油藏储层研究[J]. 西南石油大学学报·自然科学版, 2010, (3): 19-24,186-187.
- [29] 王威, 石文斌, 付小平, 等. 四川盆地涪陵地区中侏罗统凉高山组陆相页岩油气富集规律探讨[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(5): 764-774.
- [30] 王光付, 王海波, 郭建春, 等. 四川盆地侏罗系湖相页岩油气压裂开采技术难点与展望[J]. 石油与天然气地质

- 质, 2025, 46(6): 2026-2040.
- [31] Weihua Chen, Rui He, Li Li, et al. Experimental Study on the Characteristics of Viscosity Increase in Jurassic Shale Oil in the Sichuan Basin[C]//14th International Field Exploration and Development Conference, IFEDC 2024. 2024.
- [32] Ibraam E. Mikhail, Eoin Murray, Simon Bluett, et al. Simultaneous separation and detection of monochloramine, nitrite, and nitrate by step-gradient mixed-mode ion chromatography: Translation from benchtop to portable ion chromatograph[J]. *Analytica Chimica Acta*, 2024, 1304:342557.
- [33] 姚传进, 雷光伦, 吴川, 等. 高凝原油井筒温度场影响因素研究[J]. *石油钻探技术*, 2011,(5): 74-78.
- [34] 李昂, 杨万有, 郑春峰, 等. 高含蜡油井射流泵举升参数优化设计[J]. *长江大学学报(自科版)*, 2019,16(11): 41-46,59,6.
- [35] 李永兵. 探析高含蜡自喷井的清防蜡及管理策略[J]. *化工设计通讯*, 2017, 43(4): 176,188.
- [36] McIntosh J.C., Hendry M.J., Ballentine, et al. A Critical Review of State-of-the-Art and Emerging Approaches to Identify Fracking-Derived Gases and Associated Contaminants in Aquifers.[J]. *Environmental Science and Technology*, 2019, 53(3): 1063-1077.
- [37] 李刚, 赵迪斐, 郭英海. 川东南地区龙马溪组页岩笔石与沉积环境的关系[J]. *科学技术与工程*, 2018, 18(12): 16-23.
- 版权声明:** ©2026 作者与开放获取期刊研究中心(OAJRC)所有。本文章按照知识共享署名许可条款发表。
<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

**OPEN ACCESS**