

引用本文:李二庭,潘越扬,杨光庆,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组不同源储结构页岩生排油实验研究[J].石油实验地质, 2023, 45(4): 705-713. DOI: 10.11781/sysydz202304705.

LI Erting, PAN Yueyang, YANG Guangqing, et al. Experimental study on hydrocarbon generation and expulsion characteristics of shale with different source-reservoir structures in Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(4): 705-713. DOI: 10.11781/sysydz202304705.

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组 不同源储结构页岩生排油实验研究

李二庭^{1,2}, 潘越扬^{1,2}, 杨光庆³, 白海枫^{1,2}, 马万云^{1,2}, 曾斌辉³, 张宇^{1,2}

1. 新疆页岩油勘探开发重点实验室, 新疆克拉玛依 834000;

2. 中国石油新疆油田分公司实验检测研究院, 新疆克拉玛依 834000;

3. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249

摘要:准噶尔盆地东部吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为中国典型陆相页岩油层系。为了探究不同源储组合对烃源岩生排油的影响,基于前人对芦草沟组源储组合类型的划分,利用半封闭热模拟体系,开展不同源储结构芦草沟组页岩生排油实验研究,为页岩油富集规律及“甜点”精细评价提供参考依据。实验结果显示,储夹源型组合模式更有利于排油,源储互层型略低,源夹储型排油效率最低。碎屑岩+烃源岩组合下,储夹源型、源储互层型和源夹储型排油效率分别为 35.6%、30.7%、25.6%;碳酸盐岩+烃源岩组合下,储夹源型、源储互层型和源夹储型排油效率分别为 27.4%、27.5%、12.3%。结合排出油、储层中接收油及烃源岩中滞留油的族组成特征,发现储集岩中的接收油主要来自邻源供烃,源储距离越远,供烃关系越不明显。储夹源型页岩主要为下部邻源供油的特点,上部碎屑岩储层接收油量为 10.7 mg/g,而下部碎屑岩储层接收油量仅为 1.4 mg/g;源夹储型页岩以自生自储为主,烃源岩的滞留油含量较高,碎屑岩储层接收油量为 6.0 mg/g,烃源岩中滞留油量为 21.1 mg/g;源储互层型页岩以邻源供烃为主,自生自储为辅,从烃源岩到储集岩,抽提物族组分变化差异并不大,饱和烃含量分布在 22.8%~33.0%,芳烃含量分布在 6.2%~15.1%,非烃和沥青质含量分布在 28.5%~41.1%和 21.0%~30.0%,且储层岩性不同对其生排油效率影响相对较弱,含油性非均质性弱。从不同源储结构页岩生排油效率来看,源储互层型和储夹源型是芦草沟组页岩油勘探的较为有利的配置组合。

关键词:源储结构;生排油;半封闭热模拟;族组成;芦草沟组;吉木萨尔凹陷;准噶尔盆地

中图分类号:TE135

文献标识码:A

DOI: 10.11781/sysydz202304705

Experimental study on hydrocarbon generation and expulsion characteristics of shale with different source-reservoir structures in Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

LI Erting^{1,2}, PAN Yueyang^{1,2}, YANG Guangqing³,

BAI Haifeng^{1,2}, MA Wanyun^{1,2}, ZENG Jianhui³, ZHANG Yu^{1,2}

1. Xinjiang Key Laboratory of Shale Oil Exploration and Development, Karamay, Xinjiang 834000, China;

2. Research Institute of Experiment and Detection, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;

3. China University of Petroleum (Beijing), College of Geosciences, Beijing 102249, China

Abstract: The Permian Lucaogou Formation in the Jimusar Sag in the east of the Junggar Basin is a typical continental shale oil series in China. Employing the semi-closed thermal simulation system, an experimental study on hydrocarbon generation and expulsion of shale with different source-reservoir structures was carried out to explore the efficiency and composition characteristics of hydrocarbon generation and expulsion of shale in the Permian Lucaogou Formation with different source-reservoir structures so as to provide reference for the enrichment rule of shale hydrocarbon and the fine evaluation of “sweet spots”. The experimental results show that thick reservoir

收稿日期(Received): 2022-12-20; 修订日期(Revised): 2023-06-20; 出版日期(Published): 2023-07-28.

作者简介:李二庭(1988—),男,博士,高级工程师,从事油气地球化学研究。E-mail:lierting@petrochina.com.cn.

基金项目:中国石油科技重大专项(2019E-2601)资助。

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

interbedded with thin source rock is more conducive to hydrocarbon expulsion and features the highest hydrocarbon expulsion efficiency, while thin source rock interbedded with thin reservoir features slightly lower hydrocarbon expulsion efficiency, and thick source rock interbedded with thin reservoir features the lowest hydrocarbon expulsion efficiency. When reservoir lithology is clastic rock, the hydrocarbon expulsion efficiency of thick reservoir interbedded with thin source rock, thin source rock interbedded with thin reservoir, and thick source rock interbedded with thin reservoir are 35.6%, 30.7%, and 25.6%, respectively. When reservoir lithology is carbonate rock, the hydrocarbon expulsion efficiency of these three combinations are 27.4%, 27.5%, and 12.3%, respectively. Combined with composition of expelled hydrocarbon, received hydrocarbon in reservoir, and retained hydrocarbon in source rock, it is found that received hydrocarbon in reservoir rock is mainly supplied by neighboring sources, and the farther away from source-reservoir interface, the less relevant relationship between source rock and hydrocarbon in reservoir. Hydrocarbon in reservoir is supplied by lower adjacent source rock in thick reservoir interbedded with thin source rock, and the received hydrocarbon in upper clastic reservoir is 10.7 mg/g, while received hydrocarbon in lower clastic reservoir is only 1.4 mg/g. The thick source rock interbedded with thin reservoir is mainly self-generated and self-stored, and the content of retained hydrocarbon in source rock is high, the received hydrocarbon in upper clastic reservoir is 6.0 mg/g, while retained hydrocarbon in source rock is 21.1 mg/g. Hydrocarbon in reservoir is mainly supplied by lower adjacent source rock and partly from its own source rock in thin source rock interbedded with thin reservoir. There is no significant difference between source rock and reservoir rock in the extraction family, with the content of saturated hydrocarbon in the range of 22.8%–33.0%, aromatics in the range of 6.2%–15.1%, and non-hydrocarbon and asphaltene in the range of 28.5%–41.1% and 21.0%–30.0%. Moreover, different reservoir lithology has relatively weak influence on hydrocarbon generation and expulsion efficiency, and the hydrocarbon-bearing heterogeneity is weak in thin source rock interbedded with thin reservoir. From the perspective of hydrocarbon generation and expulsion efficiency of shale with different source-reservoir structures, thick reservoir interbedded with thin source rock and thin source rock interbedded with thin reservoir are the favorable combinations for hydrocarbon exploration in the shale of the Lucaogou Formation.

Key words: source-reservoir structure; hydrocarbon generation and expulsion; semi-closed thermal simulation; family composition; Lucaogou Formation; Jimsar Sag; Junggar Basin

生排油模拟实验主要依据干酪根热降解成烃原理和有机质热演化的时间—温度补偿原理。根据化学反应速率的时间—温度补偿原理,在实验室内利用未熟或低熟有机质,在高温高压条件下通过短时间热解生烃模拟再现地质过程的低温长时间有机质热演化过程^[1]。国内学者对页岩采用不同热模拟体系开展了较多的生排油模拟实验。如刘显阳等^[2]采用半封闭体系对鄂尔多斯盆地页岩开展了生排油实验,认为页岩生排油高峰在 $0.78\% < R_o < 1.35\%$ 。前人对不同有机质类型的页岩样品进行过大量生排油热模拟实验,认为相同热演化程度下腐泥型有机质的排油效率高于腐植型^[3-5],海相烃源岩相对泥页岩生排油高峰更早,排油效率更大^[6],砂泥互层式的烃源岩排油效率较泥页岩高^[7-8]。但总体上来说,目前还缺乏在不同源储关系条件下页岩的生排油模拟来探讨页岩油运聚机理。吉木萨尔凹陷位于准噶尔盆地东部,其二叠系芦草沟组为中国典型陆相页岩油层系(图 1),纵向

上表现为泥质类源岩与云质类、粉细砂岩类频繁互层,呈现源储一体的组合特征。前人对芦草沟组页岩生烃机理进行过相关研究,芦草沟组烃源岩具有早期生烃的特点,在低成熟阶段 ($0.5\% < \text{Easy}R_o < 0.8\%$) 即开始大量生烃,生烃转化率高^[9]。也有学者利用 Rock-Eval-II 型热解仪对碳酸盐质页岩、页岩和粉砂质泥岩进行分析,认为页岩生烃量和排油效率均最高,粉砂质泥岩生烃量和排油率均为最低^[10-11]。但前人对芦草沟生烃研究未考虑到源储组合不同对烃源岩生排油的影响。本文基于前人对芦草沟组源储组合划分类型^[12-13],利用半封闭热模拟体系,开展不同源储结构芦草沟组页岩生排油实验研究,以为页岩油富集规律及“甜点”精细评价提供参考。

1 实验样品及方法

1.1 样品

前人的研究显示,吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源

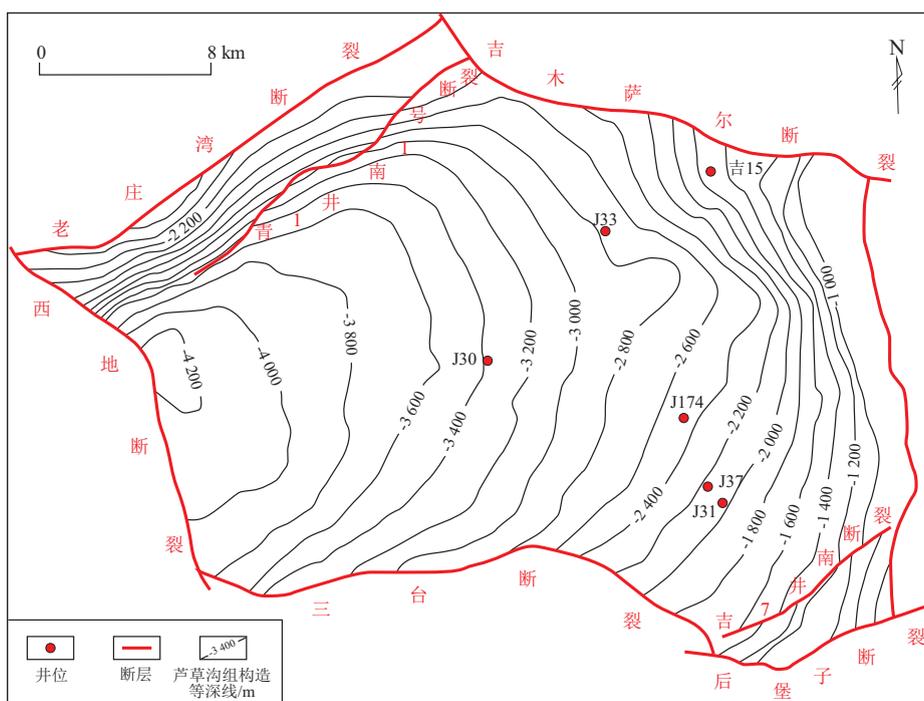


图1 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷位置及二叠系芦草沟组构造等值线

Fig.1 Location of the Jimsar Sag in the Junggar Basin and tectonic isolines of the Lucaogou Formation in Permian

岩类型主要为 I 型和 II₁ 型^[14-15]。本文实验选取的烃源岩样品总有机碳 (TOC) 含量为 5.70%, 最高热解温度 (T_{max}) 为 444 °C, 干酪根生烃潜力 (S_1+S_2) 为 34.47 mg/g, 氢指数 (I_H) 为 589.55 mg/g, 属于 I 型优质烃源岩。矿物成分以菱铁矿和白云石为主, 占比分别为 34.1% 和 15.9%, 石英含量为 17.0%, 黏土矿物含量为 11.5%, 方解石含量为 9.0%, 斜长石含量为 5.6%。

芦草沟组纵向上表现为泥质类烃源岩与白云质岩类、粉(细)砂岩类储层频繁互层, 单层厚度多为厘米级, 呈现源、储一体的特征^[16-18]。前人对芦草沟组页岩源储结构已经取得了一些认识, 郭旭光等^[12]基于取心岩性分析, 认为吉木萨尔芦草沟组源储组合可以分为 3 类: 相对厚层储层夹薄层烃源岩 (源储比小于 1)、相对厚层烃源岩夹薄层储层 (源储比大于 1)、近等厚的源储组合 (源储比约为 1)。

基于此, 本次实验选取碎屑岩+烃源岩、碳酸盐岩+烃源岩组合, 并按照储夹源型、源储互层型和源夹储型进行生排油模拟实验 (图 2)。按岩石重量计算, 储夹源型储层: 烃源岩为 6:4, 源夹储型储层: 烃源岩为 4:6, 源储互层型储层: 烃源岩为 4:6。其中, 碎屑岩类储集岩样品主要来自 J37 井芦草沟组, 岩性主要为泥质粉砂岩, 石英含量最高, 为 31.1%, 黏土矿物含量为 23.8%, 斜长石

含量为 19.4%, 方解石含量分别为 9.9%。将碎屑岩类储集岩粉碎至 60 目, 为了防止储集岩中原始赋存的有机质对实验结果的影响, 进行了三氯甲烷抽提, 然后充分混合, 作为本次生排油实验碎屑岩类储集岩样品。碎屑岩类储集岩与烃源岩粉碎样品按图 2 比例放入反应釜, 用一定的机械压力压制成直径为 38 mm 的圆柱体岩心样品。

碳酸盐类储集岩样品取自 J174 井和 J30 井芦草沟组, 碳酸盐类储集岩为碳酸盐岩。矿物含量中白云石含量最高, 为 42.0%, 其次是石英和斜长石, 含量分别为 11.6% 和 12.9%, 黏土矿物含量为 10.9%, 与碎屑岩类储集岩处理方式相同。

1.2 生排油模拟实验

实验装置为中国石油大学 (北京) 的半开放体系生烃排烃模拟实验装置。该装置生排油实验反应釜直径为 38 mm。实验中, 以中心有孔的钢制垫片 (5 mm) 对样品的顶部和底部进行封闭, 而烃源岩和储集岩之间用软质垫片进行分割, 避免烃源岩和储集岩的随机混合, 软质垫片孔渗性好, 不影响烃源岩的正常排油 (图 2)。

前人的研究显示, 有机质类型好、丰度高的页岩在 320~380 °C 时为快速生油阶段^[10], 单云等^[20]采用黄金管模拟准噶尔盆地芦草沟组泥页岩时, 发现芦草沟组生油高峰在 370 °C 左右。因此, 本次实验选取了 370 °C 作为目标温度, 实验加热程序是从

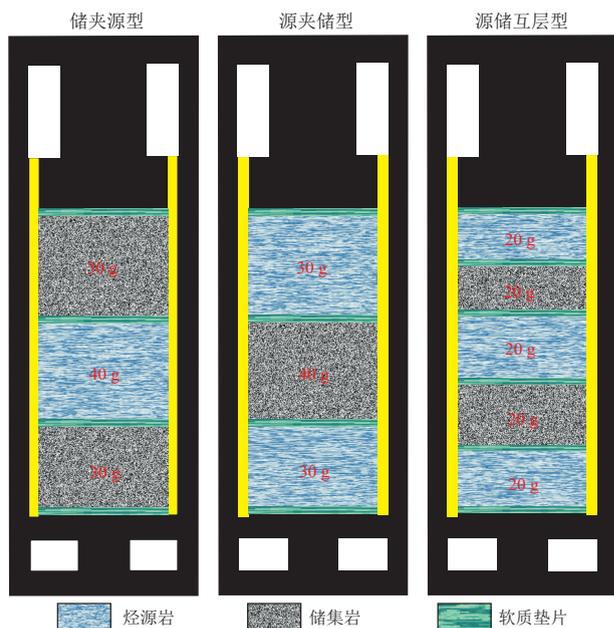


图 2 生排油模拟实验中不同源储结构组合模式示意^[19]

Fig.2 Schematic diagram of combination model of source-reservoir structures in hydrocarbon generation and expulsion simulation experiment

20 ℃, 以 60 ℃/h 快速升温到 370 ℃, 然后恒温 72 h, 实测 R_o 为 1.2%, 用于模拟生烃高峰期烃源岩的生烃特征, 前人的研究认为烃源岩区向储集层区有效排油的临界压力差值在 3~6 MPa^[18], 本文选择排油阈值为 ± 3 MPa, 模拟在生油过程中生烃增压排油, 让样品在反应釜内的流体压力始终维持在设定压力值的 ± 3 MPa 范围内。根据吉木萨尔凹陷芦草沟组埋深, 参照 LEWAN 等^[21] 的加水封闭模拟实验, 设置密封压力 115.8 MPa, 静岩压力 110.0 MPa, 地层流体压力 50.0 MPa。

实验用水采用配制好的 NaHCO_3 型水, 矿化度为 11 368 mL/g, 与吉木萨尔凹陷芦草沟组实际地层水参数保持一致, 参照文献[22], 采用高压泵向反应釜中注水, 压力为 60~80 MPa, 保证压制的岩

心样孔隙空间中充满水, 为确保整个生、排油过程中生烃空间被高压液态水所充满, 升温之前流体压力为 2~3 MPa。

1.3 模拟产物的收集与定量

实验结束后, 采用二氯甲烷冲洗样品室内固体残渣表面、釜体内壁以及排油管线, 得到的洗出油与气液分离装置内的液态油合计为排出油量 (X_1), 储集岩固体残渣粉碎后的二氯甲烷抽提物作为储集岩接收油量 (X_2), 烃源岩固体残渣粉碎后的二氯甲烷抽提物作为滞留油 (X_3), 排出油、储集岩接收油和烃源岩滞留油之和为烃源岩生油总量 (X)。

通过生排油模拟实验研究不同源储结构的排油效率和排油特征。总排油效率 (E) 为排出油、储集岩接收油总和除以生油总量。生油产率为烃源岩生油总量除以烃源岩质量, 储集岩接收单位油量为储集岩接收油除以储集岩质量, 烃源岩内部滞留的单位油量为烃源岩滞留油量除以烃源岩质量。

2 结果与讨论

2.1 碎屑岩+烃源岩生排油模拟

不同源储组合页岩生、排油量及滞留油量特征见图 3—图 6。碎屑岩+烃源岩为储夹源型组合模式时, 烃源岩生油总量为 1 299.5 mg, 总生油产率为 32.5 mg/g (图 3)。其中, 通过生烃增压排出油量为 100.7 mg, 排出进入上部储集岩的油量为 320.4 mg, 进入下部储集岩的油量为 41.1 mg, 大部分滞留于烃源岩内部, 滞留油量为 837.3 mg, 根据生油量计算烃源岩的总排油效率为 35.6%。上部储集岩接收的油量高于下部, 说明烃源岩生成的油优先向上运移, 上部储层岩接收的单位油量为 10.7 mg/g, 下部储集岩接收的单位油量为 1.4 mg/g, 烃源岩内部滞留的单位油量为 20.9 mg/g (图 4)。

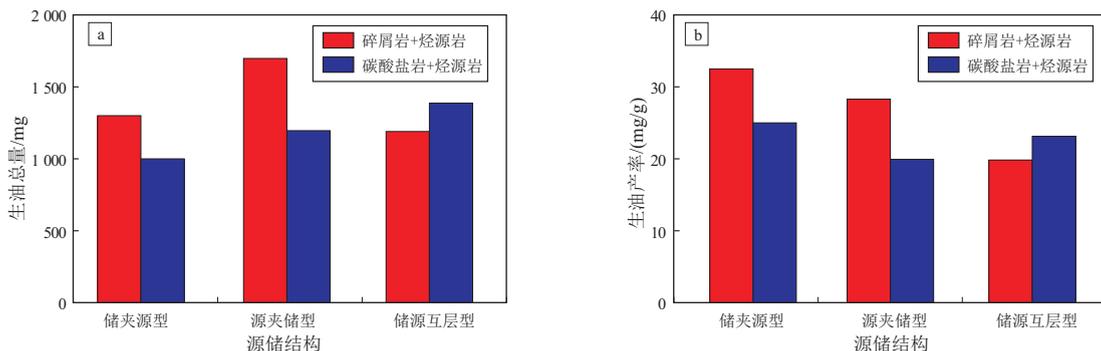


图 3 生排油模拟实验中不同源储结构页岩生油总量及生油产率特征

Fig.3 Characteristics of total hydrocarbon generation and hydrocarbon generation rate of shale with different source-reservoir structures in hydrocarbon generation and expulsion simulation experiment

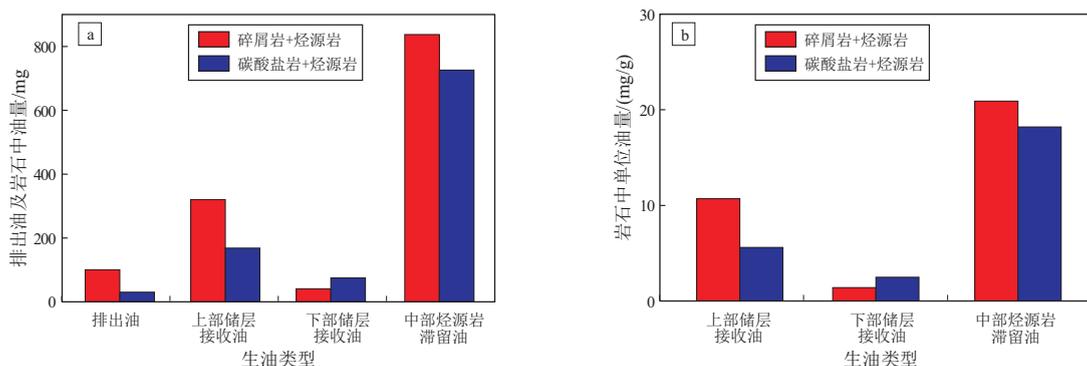


图4 生排油模拟实验中储夹源型页岩排出油量、储集岩接收油量和烃源岩滞留油量

Fig.4 Expelled hydrocarbon, received hydrocarbon in reservoir and retained hydrocarbon in source rocks of thick reservoir interbedded with thin source rock in hydrocarbon generation and expulsion simulation experiment

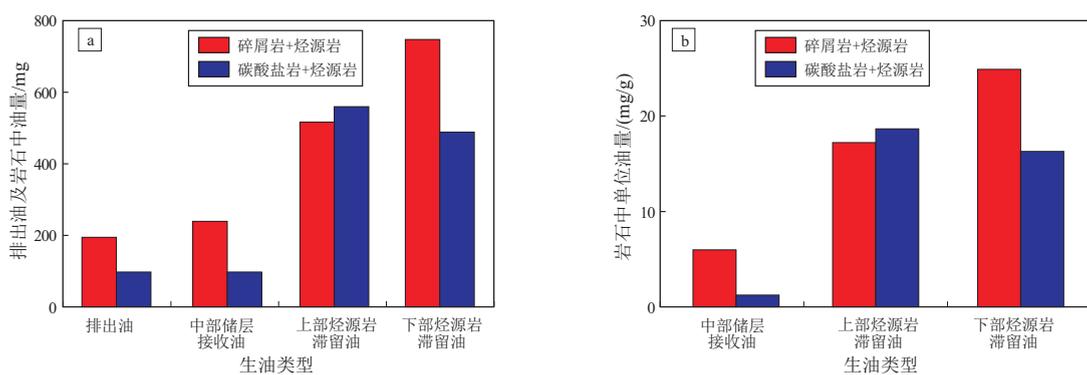


图5 生排油模拟实验中源夹储型页岩排出油量、储集岩接收油量和烃源岩滞留油量

Fig.5 Expelled hydrocarbon, received hydrocarbon in reservoir and retained hydrocarbon in source rocks of thick source rock interbedded with thin reservoir in hydrocarbon generation and expulsion simulation experiment

碎屑岩+烃源岩为源夹储型组合模式时,烃源岩生油总量为 1 697.2 mg,总生油产率为 28.3 mg/g (图3)。其中,通过生烃增压排出油量为 194.4 mg,排出进入中部储集岩的油量为 239.2 mg,滞留于上部烃源岩的油量为 516.5 mg,滞留于下部烃源岩的油量为 747.1 mg,根据生烃量计算烃源岩的总排油效率为 25.6%。中部储集岩接收的油量少,而下部烃源岩滞留的油量较多,中部储集岩接收的单位油量为 6.0 mg/g,上部烃源岩内部滞留的单位油量为 17.2 mg/g,下部烃源岩内部滞留的单位油量为 24.9 mg/g (图5)。

碎屑岩+烃源岩为源储互层型组合模式时,烃源岩生油总量为 1 189.9 mg,总生油产率为 19.8 mg/g (图3)。其中,通过生烃增压排出油量为 110.6 mg,排出进入上部储集岩的油量为 141.6 mg,进入下部储集岩的油量为 112.8 mg,滞留于上部烃源岩的油量为 323.8 mg,滞留于中部烃源岩的油量为 252.0 mg,滞留于下部烃源岩的油量为 249.1 mg,根据生烃量计算烃源岩的总排油效率为 30.7%。上部储集岩接收的油量高于下部储集岩,烃源岩滞

留量和储集岩接收油量均出现从下向上逐渐增大的趋势,说明烃源岩生成的油优先向上运移,一部分进入了中部的储集岩,另一部分经过上部烃源岩排出或滞留于上部烃源岩。上部储集岩接收的单位油量为 7.1 mg/g,下部储集岩接收的单位油量为 5.6 mg/g,上部、中部和下部烃源岩内部滞留的单位油量分别为 16.2、12.6、12.5 mg/g (图6)。

2.2 碳酸盐岩+烃源岩生排油模拟

2.2.1 储夹源型组合模式

烃源岩生油总量为 1 000.0 mg,总生油产率为 25.0 mg/g (图3)。其中,通过生烃增压排出油量为 30.5 mg,排出进入上部储集岩的油量为 168.5 mg,进入下部储集岩的油量为 75.1 mg,大部分滞留于烃源岩内部,滞留油量为 725.9 mg,根据生油量计算烃源岩的总排油效率为 27.4%。上部储集岩接收的油量高于下部,说明烃源岩生成的油优先向上运移,上部储层岩接收的单位油量为 5.6 mg/g,下部储集岩接收的单位油量为 2.5 mg/g,烃源岩内部滞留的单位油量为 18.2 mg/g (图4)。

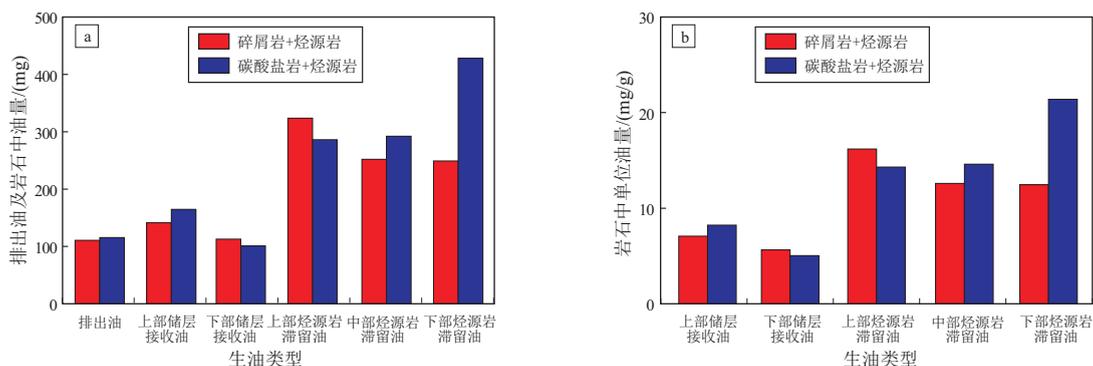


图 6 生排油模拟实验中源储互层型页岩排出油量、储集岩接收油量和烃源岩滞留油量

Fig.6 Expelled hydrocarbon, received hydrocarbon in reservoir and retained hydrocarbon in source rocks of thin source rock interbedded with thin reservoir in hydrocarbon generation and expulsion simulation experiment

2.2.2 源夹储型组合模式

烃源岩生油总量为 1 195.6 mg, 总生油产率为 19.9 mg/g (图 3)。其中, 通过生烃增压排出油量为 97.6 mg, 排出进入中部储集岩的油量为 49.7 mg, 滞留于上部烃源岩的油量为 559.6 mg, 滞留于下部烃源岩的油量为 488.7 mg, 根据生油量计算烃源岩的总排油效率为 12.3%。碳酸盐型储集岩接收的油量较少, 大部分烃类都滞留在烃源岩内部, 中部储集岩接收的单位油量为 1.2 mg/g, 上部和下部烃源岩内部滞留的单位油量分别为 18.6、16.3 mg/g (图 5)。

2.2.3 源储互层型组合

烃源岩生油总量为 1 387.6 mg, 总生油产率为 23.1 mg/g (图 3)。其中, 通过生烃增压排出油量为 115.6 mg, 排出进入上部储集岩的油量为 164.6 mg, 进入下部储集岩的油量为 101.0 mg, 滞留于上部烃源岩的油量为 286.1 mg, 滞留于中部烃源岩的油量为 292.2 mg, 滞留于下部烃源岩的油量为 428.1 mg, 根据生油量计算烃源岩的总排油效率为 27.5%。上部储集岩接收的单位油量为 8.2 mg/g, 下部储集

岩接收的单位油量为 5.0 mg/g, 上部、中部和下部烃源岩内部滞留的单位油量分别为 14.3、14.6、21.4 mg/g (图 6)。

2.3 不同源储组合模式生排油组成特征

对碎屑岩+烃源岩不同源储结构组合生排油模拟产物族组成分析 (图 7)。

2.3.1 储夹源型组合模式

上部碎屑岩储层抽提物中芳烃含量最高, 为 30.0%, 然后是非烃, 为 27.0%, 饱和烃含量为 24.0%, 沥青质含量最少, 为 19.0%, 饱和烃/芳烃为 0.8, 非烃/沥青质为 1.4; 中部烃源岩抽提物中非烃含量最高, 为 39.0%, 其次是饱和烃, 为 24.0%, 然后是沥青质和芳烃, 分别为 20.0% 和 16.0%, 饱和烃/芳烃为 1.5, 非烃/沥青质为 2.0; 下部碎屑岩储层抽提物中沥青质占比最高, 为 49.0%, 其次是非烃, 为 27.0%, 饱和烃是 14.0%, 芳烃含量最低, 为 10.0%, 饱和烃/芳烃为 1.4, 非烃/沥青质为 0.5。原油中饱和烃组分极性弱, 芳烃组分因其自身的芳香结构而具有极性, 胶质和沥青质除富含芳香结构外, 还含有 O, N, S 等杂原子, 所以具

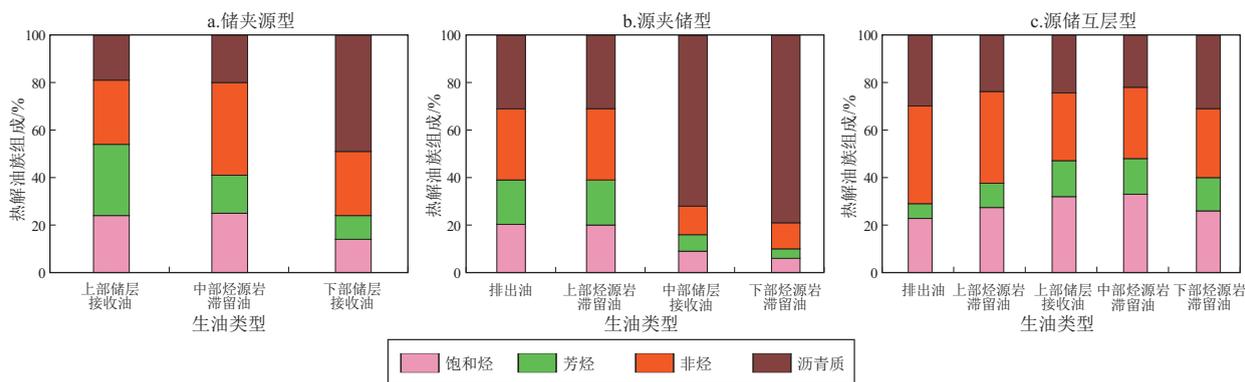


图 7 生排油模拟实验中不同源储结构页岩生排油模拟产物族组成特征

Fig.7 Family composition characteristics of product simulated by experiment of hydrocarbon generation and expulsion from shale with different source-reservoir structures in hydrocarbon generation and expulsion simulation experiment

有更强的极性,族组成的极性顺序为饱和烃<芳烃<胶质<沥青质。饱和烃/芳烃、非烃/沥青质可以较好反映油气的初次运移现象。从烃源岩中央到边缘的方向上,饱和烃/芳烃和非烃/沥青质递减,说明饱和烃较芳烃更容易运移,非烃较沥青质更容易运移。另外,通过族组成对比可以看出,上部储层的油中极性组分高于下部储层。分析认为是由于生成的油气在向上运移过程中发生了地质色层效应,导致大部分极性组分被吸附在上部碎屑岩中,而下部储层的油族组成中饱和烃含量低,饱和烃/芳烃比值与烃源岩接近,说明未发生明显的色层效应,烃源岩向下排油的效率不如向上排油,说明对于储夹源型页岩,更多的油气经过上部储集岩排出。

2.3.2 源夹储型组合模式

上部烃源岩抽提物中沥青质含量为31.0%,非烃含量为30.0%,饱和烃含量为20.0%,芳烃含量为19.0%,饱和烃/芳烃为1.1,非烃/沥青质为1.0;中部碎屑岩储层抽提物中沥青质含量最高,为71.0%,其次是非烃组分,为12.0%,饱和烃含量为9.0%,芳烃含量为7.0%,饱和烃/芳烃为1.4,非烃/沥青质为0.2;下部烃源岩抽提物中沥青质含量高达78.0%,其次是非烃含量,为11.0%,饱和烃含量为6.0%,芳烃含量为4.0%,饱和烃/芳烃为1.5,非烃/沥青质为0.1;排出油中沥青质含量为31.0%,非烃含量为29.9%,饱和烃含量为20.3%,芳烃含量为18.7%,饱和烃/芳烃为1.1,非烃/沥青质为1.0。排出油与上部烃源岩族组成较为一致,说明排出油主要来自于上部烃源岩,中部碎屑岩储层族组成与下部烃源岩一致,说明中部储层油来自于下部烃源岩,但非烃/沥青质略高于下部烃源岩,可能有少部分油来自上部烃源岩贡献。

2.3.3 源储互层型组合模式

排出油中非烃含量最高,为41.1%,其次是沥青质组分,为29.9%,随后是饱和烃和芳烃,含量分别为22.8%和6.2%。饱和烃/芳烃为3.7,非烃/沥青质为1.4;上部烃源岩抽提物中非烃含量最高,为38.6%,饱和烃含量为27.4%,芳烃含量为10.2%,沥青质含量为23.8%,饱和烃/芳烃为2.9,非烃/沥青质为1.6;上部碎屑岩储层抽提物中饱和烃含量最高,为32.0%,其次是非烃和沥青质,含量分别为28.5%和24.4%,芳烃含量最少,为15.1%,饱和烃/芳烃为2.1,非烃/沥青质为1.2;中部烃源岩抽提物中饱和烃含量为33.0%,芳烃含量为15.0%,非烃和沥青质含量分别为30.0%和21.0%,饱和烃/芳

烃为2.2,非烃/沥青质为1.4;下部烃源岩抽提物中饱和烃含量为26.0%,芳烃含量为14.0%,非烃和沥青质含量分别为29.0%和30.0%,饱和烃/芳烃为1.9,非烃/沥青质为1.0。排出油与上部烃源岩抽提物族组成更为接近,饱和烃含量高于其他烃源岩,说明排出油主要来自于上部烃源岩。从上部烃源岩到下部烃源岩,抽提物族组分变化差异并不大,且从上部烃源岩到上部碎屑岩储层,从中部烃源岩到上部碎屑岩储层,饱和烃/芳烃和非烃/沥青质均表现为略有递减趋势,说明在源储互层型结构中储层接收的运移烃主要来自邻近的烃源岩,中部碎屑岩储层接收的运移烃主要来自中部烃源岩,其次是上部和下部烃源岩,源储距离越远,排油越不明显。

2.4 源储组合模式对页岩生排油的控制作用

半开放半封闭的热压生排烃模拟实验排油效率与实际地质条件下的烃源岩排油效率有很大差异,但可以一定程度上反映地质条件下烃源岩的生排烃过程^[2]。从不同源储结构页岩的生排油实验来看,页岩的排出油量与源储结构有关,不论是碎屑岩储层还是碳酸盐岩储层,储夹源型组合模式更有利于排油,源储互层型略低,源夹储型排油效率最低。在碎屑岩+烃源岩组合下,储夹源型、源储互层型和源夹储型排油效率分别为35.6%、30.7%、25.6%,在碳酸盐岩+烃源岩组合下,储夹源型、源储互层型和源夹储型排油效率分别为27.4%、27.5%、12.3%(图8),说明芦苇沟组页岩油含油性受源储组合类型的控制。在相同源储组合模式下,储层岩性不同对排油效率有较大的影响,在相同源储组合模式下,碎屑岩储层更有利于排油,排油效率高,如储夹源型组合模式下,碎屑岩+烃源岩排油效率为

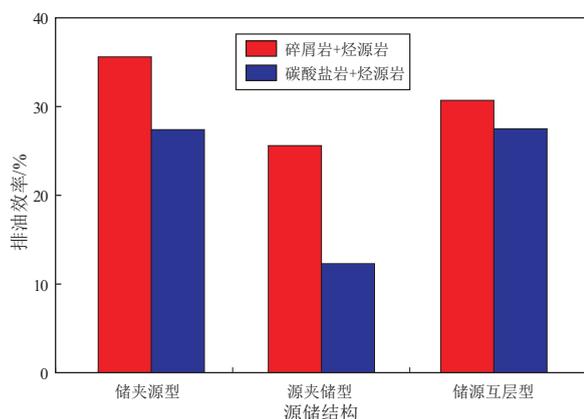


图8 生排油模拟实验中不同源储结构页岩排油效率特征
Fig.8 Hydrocarbon expulsion efficiency of shale with different source-reservoir structures in hydrocarbon generation and expulsion simulation experiment

35.6%, 而碳酸盐岩+烃源岩排油效率为 27.8% (图 8)。芦草沟组储层为粉细砂、泥、云质混积岩沉积, 储层岩性主要为云质(泥质)粉细砂岩、云屑砂岩、砂屑云岩、微晶云岩。甜点体不同优势岩性平均含油饱和度差异不大, 在 70% 左右, 但生产表明岩屑长石粉细砂岩含油性较好, 局部含油饱和度可达 90%, 开发效果好, 这与实验结果一致。

从排出油、储层中接收油及烃源岩中滞留油的族组成特征来看, 储集岩中的接收油主要来自邻源供油, 源储距离越远, 供烃关系越不明显, 如储夹源型组合模式下, 排出油量+上部储集岩接收油量为 421.1 mg, 而下部储集岩接收油量仅为 41.1 mg (图 4a), 源储互层模式下, 上部储层接收油主要来自中部烃源岩供烃, 与下部烃源岩滞留油组成有一定的差异(图 7c)。

总的来看, 对于储夹源型页岩来说, 主要为邻源供烃的特点, 储层的含油性受烃源岩品质、储层物性和厚度的共同影响, 烃源岩品质越好, 生烃能力越强, 储层含油性越好, 储层物性越好, 厚度越大, 越有利页岩油富集, 但厚度越大, 岩性变化, 可能会造成含油性表现出较强非均质性, 且距离源储界面越远, 储层的含油饱和度可能更低。对于源夹储型页岩来说, 以自生自储为主, 烃源岩的滞留油含量较高, 难以排出(图 5b), 且储层岩性不同对其生排油效率影响较大。对于源储互层型页岩来说, 以邻源供烃为主, 自生自储为辅, 源储距离整体较源夹储型和储夹源型小, 因此, 从烃源岩到储集岩, 抽提物族组分变化差异并不大, 储层岩性不同对其生排油效率影响相对较弱, 含油性非均质性弱。源储互层型和储夹源型是芦草沟组页岩油勘探的较为有利的配置组合。

3 结论

(1) 对准噶尔盆地东部吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩进行烃源岩生排油模拟实验显示, 页岩的生排油产率与源储结构关系密切。实验条件下, 储夹源型组合模式更有利于排油, 排油效率为 27.4%~35.6%; 源储互层型略低, 排油效率为 27.5%~25.6%; 源夹储型排油效率最低, 排油效率为 12.3%~25.6%。

(2) 在相同源储组合模式下, 储层岩性不同对排油效率有较大的影响, 在相同源储组合模式下, 碎屑岩储层更有利于排油, 排油效率高。

(3) 排出油、储层中接收油及烃源岩中滞留油的族组成特征对比显示, 储集岩中的接收油主要来自邻源供烃, 源储距离越远, 供烃关系越不明显, 储夹源型页岩主要为邻源供烃的特点, 源夹储型页岩

以自生自储为主, 烃源岩的滞留油含量较高, 源储互层型页岩以邻源供烃为主, 自生自储为辅, 源储距离整体较源夹储型和储夹源型小。整体上, 源储互层型和储夹源型是芦草沟组页岩油勘探的较为有利的配置组合。

利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

作者贡献/Authors' Contributions

李二庭, 马万云, 曾溅辉参与实验设计, 论文的编写及修改; 杨光庆完成实验操作; 潘越扬, 白海枫, 张宇参与论文编写、图件编辑及修改。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

LI Erting, MA Wanyun and ZENG Jianhui designed the experiment and drafted and revised the manuscript. YANG Guangqing completed the experimental operation. PAN Yueyang, BAI Haifeng and ZHANG Yu participated in drafting and revising the manuscript and drawing the diagrams. All the authors have read the last version of paper and consented for submission.

参考文献:

- [1] 何川, 郑伦举, 王强, 等. 烃源岩生排烃模拟实验技术现状、应用与发展方向[J]. 石油实验地质, 2021, 43(5): 862-870.
HE Chuan, ZHENG Lunju, WANG Qiang, et al. Experimental development and application of source rock thermal simulation for hydrocarbon generation and expulsion [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(5): 862-870.
- [2] 刘显阳, 吴凯, 孔庆芬, 等. 鄂尔多斯盆地长 7 段页岩半开放体系生排烃模拟实验研究[J]. 地球化学, 2022, 51(4): 434-440.
LIU Xianyang, WU Kai, KONG Qingfen, et al. Semi-closed heat simulation experiment of a Chang 7 member shale in the Ordos Basin [J]. Geochimica, 2022, 51(4): 434-440.
- [3] 张心罡, 庞宏, 庞雄奇, 等. 四川盆地上二叠统龙潭组烃源岩生、排烃特征及资源潜力[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(3): 621-632.
ZHANG Xingang, PANG Hong, PANG Xiongqi, et al. Hydrocarbon generation and expulsion characteristics and resource potential of source rocks in the Longtan Formation of Upper Permian, Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(3): 621-632.
- [4] 陈建平, 孙永革, 钟宁宁, 等. 地质条件下湖相烃源岩生排烃效率与模式[J]. 地质学报, 2014, 88(11): 2005-2032.
CHEN Jianping, SUN Yongge, ZHONG Ningning, et al. The efficiency and model of petroleum expulsion from the lacustrine source rocks within geological frame [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(11): 2005-2032.
- [5] 秦建中, 刘宝泉. 海相不同类型烃源岩生排烃模式研究[J]. 石油实验地质, 2005, 27(1): 74-80.
QIN Jianzhong, LIU Baoquan. Models of hydrocarbon generation and expulsion from various marine source rocks [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005, 27(1): 74-80.
- [6] 秦建中, 刘宝泉, 郑伦举, 等. 海相碳酸盐岩烃源岩生排烃能力研究[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(3): 348-355.
QIN Jianzhong, LIU Baoquan, ZHENG Lunju, et al. Study on capability of hydrocarbon generation and expulsion from marine

- carbonate source rocks[J]. *Oil & Gas Geology*, 2006, 27(3): 348-355.
- [7] 周杰, 庞雄奇, 李娜. 渤海湾盆地济阳拗陷烃源岩排烃特征研究[J]. *石油实验地质*, 2006, 28(1): 59-64.
ZHOU Jie, PANG Xiongqi, LI Na. Characteristics of hydrocarbon expulsion for the Lower Tertiary resource rocks in the Jiyang Depression, the Bohaiwan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2006, 28(1): 59-64.
- [8] 李宏义, 徐建永, 李友川, 等. 北部湾盆地流二段不同类型烃源岩生排烃效率与成藏贡献对比[J]. *中国海上油气*, 2020, 32(6): 22-30.
LI Hongyi, XU Jianyong, LI Youchuan, et al. Comparison on the efficiency of hydrocarbon generation & expulsion and the contribution to hydrocarbon accumulation of different source rocks in Liu 2 member, Beibuwan Basin [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2020, 32(6): 22-30.
- [9] 李二庭, 向宝力, 刘向军, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组页岩油偏稠成因分析[J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(2): 250-257.
LI Erting, XIANG Baoli, LIU Xiangjun, et al. Study on the genesis of shale oil thickening in Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(2): 250-257.
- [10] 吉鸿杰, 邱振, 陶辉飞, 等. 烃源岩特征与生烃动力学研究: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组为例[J]. *岩性油气藏*, 2016, 28(4): 34-42.
JI Hongjie, QIU Zhen, TAO Huifei, et al. Source rock characteristics and hydrocarbon generation kinetics; a case study of the Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2016, 28(4): 34-42.
- [11] MA Weijiao, HOU Lianhua, LUO Xia, et al. Generation and expulsion process of the Chang 7 oil shale in the Ordos Basin based on temperature-based semi-open pyrolysis: implications for in-situ conversion process [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 190: 107035.
- [12] 郭旭光, 何文军, 杨森, 等. 准噶尔盆地页岩油“甜点区”评价与关键技术应用: 以吉木萨尔凹陷二叠系芦苇沟组为例[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(8): 1168-1179.
GUO Xuguang, HE Wenjun, YANG Sen, et al. Evaluation and application of key technologies of “sweet area” of shale oil in Junggar Basin: case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Depression [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(8): 1168-1179.
- [13] 王林生, 叶义平, 覃建华, 等. 陆相页岩油储层微观孔喉结构表征与含油性分级评价: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦苇沟组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(1): 149-160.
WANG Linsheng, YE Yiping, QIN Jianhua, et al. Microscopic pore structure characterization and oil-bearing property evaluation of lacustrine shale reservoir: a case study of the Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(1): 149-160.
- [14] 李二庭, 王剑, 李际, 等. 源储一体烃源岩精确评价: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组为例[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(2): 335-342.
LI Erting, WANG Jian, LI Ji, et al. Accurate evaluation of source rocks in source-reservoir integration: a case study of source rocks in Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(2): 335-342.
- [15] 王剑, 李二庭, 陈俊, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦苇沟组优质烃源岩特征及其生烃机制研究[J]. *地质论评*, 2020, 66(3): 755-764.
WANG Jian, LI Erting, CHEN Jun, et al. Characteristics and hydrocarbon generation mechanism of high-quality source rocks in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Geological Review*, 2020, 66(3): 755-764.
- [16] 王然, 常秋生, 钱永新, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组页岩油“甜点体”储集特征及成因机理[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(4): 604-611.
WANG Ran, CHANG Qiusheng, QIAN Yongxin, et al. Reservoir characteristics and genesis of shale oil “sweet spots” in Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(4): 604-611.
- [17] 苏阳, 查明, 曲江秀, 等. 吉木萨尔凹陷芦苇沟组致密油聚集过程模拟及主控因素分析[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 43(6): 11-22.
SU Yang, ZHA Ming, QU Jiangxiu, et al. Simulations on oil accumulation processes and controlling factors in tight reservoirs of Lucaogou Formation of Jimsar Sag [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2019, 43(6): 11-22.
- [18] 曲长胜, 邱隆伟, 操应长, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦苇沟组烃源岩有机岩石学特征及其赋存状态[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2017, 41(2): 30-38.
QU Changsheng, QIU Longwei, CAO Yingchang, et al. Organic petrology characteristics and occurrence of source rocks in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2017, 41(2): 30-38.
- [19] 马中良, 郑伦举, 秦建中, 等. 盆地沉降、抬升过程中源储压差的生排烃效应[J]. *石油实验地质*, 2011, 33(4): 402-407.
MA Zhongliang, ZHENG Lunju, QIN Jianzhong, et al. Hydrocarbon generation and expulsion caused by pressure difference between source rock and reservoir during basin subsiding and uplifting [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2011, 33(4): 402-407.
- [20] 单云. 芦苇沟组干酪根的生烃模式及产物谱学特征研究[D]. 广州: 中国科学院大学(中国科学院广州地球化学研究所), 2018.
SHAN Yun. Hydrocarbon evolution pattern and spectrum characteristics of products of kerogen of Lucaogou Formation [D]. Guangzhou: Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, 2018.
- [21] LEWAN M D, WILLIAMS J A. Evaluation of petroleum generation from resinites by hydrous pyrolysis [J]. *AAPG Bulletin*, 1987, 71(2): 207-214.
- [22] 马中良, 郑伦举, 李志明, 等. 盐类物质对泥质烃源岩生排烃过程的影响[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2013, 35(1): 43-51.
MA Zhongliang, ZHENG Lunju, LI Zhiming, et al. The effect of salts on hydrocarbon generation and expulsion of argillaceous source rock [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2013, 35(1): 43-51.